

REVISTA TECNICA

DE LA FACULTAD DE INGENIERIA
UNIVERSIDAD DEL ZULIA

MARACAIBO - VENEZUELA



Una Revista Internacional Arbitrada
que está indizada en las publicaciones
de referencia y comentarios:

- Science Citation Index (SCIEExpanded)
- Compendex
- Chemical Abstracts
- Metal Abstracts
- World Aluminium Abstracts
- Mathematical Reviews
- Petroleum Abstracts
- Zentralblatt Für Mathematik
- Current Mathematical Publications
- MathSci (online database)
- Revencyt
- Materials Information
- Periódica
- Actualidad Iberoamericana

Hydro geochemical data on oil field water statistic validation

Gerardo Aldana, Ana Chourio, Orlando Zambrano

Centro de Investigaciones del Agua CIA, Escuela de Química, Facultad de Ingeniería, Universidad del Zulia LUZ, Correo de contacto: gerardoaldana_21@hotmail.com.

Abstract

Hydrogeochemical diagrams, such as Stiff diagrams, had been used to follow the finger print left by the cations and anions of the chemical elements present in produced water. To know the water source, it is necessary to perform a detailed analysis that includes the study of characterization and classification. The aim of this study was to analyze the data from the statistical point of view, to validate the certainty of the finger print and the composition of the chemical structure of water. In addition, water is used as an enhanced oil recovery method in order to optimize its production injecting into reservoirs. The methodology used consisted of the classification and analysis of 34 initial data of patterns of water from historical records, through the technique of the hydrogeochemistry analyzed in the laboratory from formation water. 20 samples were collected during the year 2012 in the wells from 5 reservoirs. The samples were taken from wellhead of each wells. The results indicated the progress of water front that was also confirmed by well completion logs. Uniform and normal distributions predominated in the fields and it was observed that Na⁺ and Cl⁻ ions increased their concentrations in the past 35 years in 2 log after the injection, which was validated through a variance of Pearson and Kolmogorov-Smirnov test. The relationship Na⁺ vs. Cl⁻ can be used as a tracer element injection in oil wells.

Keywords: physicochemical analysis; formation water; water classification; injection water; water front.

Validación estadística de datos hidrogeoquímicos provenientes del agua de producción de pozos petroleros

Resumen

Los diagramas hidrogeoquímicos, tales como el de Stiff, son utilizado para seguir la huella dejada por los cationes y aniones de los elementos químicos presentes en el agua de producción. Para conocer la procedencia de la misma, es necesario realizar un análisis detallado que incluya el estudio de caracterización y clasificación. El ánimo de este estudio fue analizar los datos desde el punto de vista estadístico, para validar la certeza de la huella y la composición de la estructura química del agua. Además, el agua es utilizada como método de recuperación para optimizar la producción de petróleo, mediante su inyección en los yacimientos. La metodología utilizada consistió en la clasificación y análisis de 34 datos iniciales de los patrones de agua de registros históricos, a través de la técnica de la hidrogeoquímica analizados en el laboratorio proveniente del agua de formación. Se recolectaron 20 muestras durante el año 2012 en los pozos de 5 yacimientos. Las muestras fueron tomadas en el cabezal de cada pozo. Los resultados obtenidos indicaron el avance del contacto del agua y fue confirmado también mediante los registros de completación del pozo. Las distribuciones normal y uniforme predominaron en los yacimientos y se observó que los iones Cl⁻ y Na⁺ incrementaron sus concentraciones en los últimos 35 años en 2 log, luego de la inyección, lo cual fue validado a través de un test de varianza de Pearson y Kolmogorov-Smirnov. La relación Na⁺ vs Cl⁻ puede ser utilizada como un elemento trazador de inyección en pozos petroleros.

Palabras clave: análisis fisicoquímico; agua de formación; clasificación del agua; inyección de agua; frente de agua.

Introducción

Este estudio se realizó con los datos del historial de registros de pozos obtenidos de una empresa local durante los últimos 35 años y comparados con análisis de muestras más recientes. Los datos del agua de producción fueron clasificados en cationes y aniones según los diagramas hidroquímicos, mediante el sistema de caracterización de agua de formación e inyección y se analizaron los patrones obtenidos a través de relaciones hidrogeoquímicas para

la diferenciación del agua de formación en los pozos del yacimiento. Adicionalmente, se predijo el efecto del agua de inyección sobre el agua de formación en cinco yacimientos sometidos a recuperación mejorada.

El principal objetivo fue predecir la validación de los datos desde el punto de vista estadístico, a través del análisis del nivel de significancia y validación de la data con "test" análisis de varianza que tuvieron los patrones generados en el sistema de caracterización de agua de formación e inyección, utilizando uno o varios indicadores

estadísticos aritméticos de los 20 análisis realizados al agua de producción en los yacimientos sometidos a recuperación mejorada. El sistema de caracterización no incluye en sus análisis la técnica estadística, lo cual puede producir un margen de error por parte del analista y los patrones pueden presentar cierto grado de validez con un porcentaje de incertidumbre.

En un yacimiento productor de crudo la presión natural puede disminuir de manera significativa lo cual afecta en la recuperación primaria del mismo. Por esto se implementan métodos de recuperación secundaria, ejerciendo una presión externa para un mayor potencial de producción de crudo. El método de recuperación secundaria más utilizado fue la inyección de agua, la cual procede de fuentes naturales y es sometida a un proceso de tratamiento [1]. El agua de inyección a su vez se une con el agua presente en el yacimiento que procede de acuíferos subyacentes, conocida como agua de formación. La naturaleza del agua obtenida, conjuntamente en la producción del petróleo y la variación en su composición, permite determinar, si el proceso de recuperación mejorada está siendo efectivo y si la tasa de inyección está dentro del requerimiento del proyecto en ejecución.

Estudios realizados por Gómez y Parra (2001), en una caracterización de las aguas de formación de pozos a través de una selección de muestras existentes para la clasificación de las mismas, definieron nuevos patrones para los yacimientos actualizando las huellas con una mínima diferencia en el cambio de la concentración ($< 0,5 \log$), debido a la variación en la composición del agua de producción. Ellos no encontraron agua de inyección en los yacimientos estudiados y concluyeron que las concentraciones de los iones Cl^- y Mg^{+2} pueden ser utilizados para el monitoreo del avance del frente del agua de inyección.

Otras referencias tales como: Briceño (2012), Montilla (2011); Medina y Orozco (2005), estudiaron en varios yacimientos, los cuales habían estado sometidos a inyección desde 1976 (35 años), y presentaban una variabilidad en el área horizontal y vertical que impedían la visualización del frente de inyección. Por lo tanto, fue necesario identificar las características presentes en las aguas, la proporción en las mezclas producidas y la calidad de estas a fin de visualizar dicho avance. Las investigaciones tuvieron como objetivo utilizar los análisis físico-químicos para crear el patrón de las aguas de formación, además de establecer relaciones hidrogeoquímicas que permitieran identificar la meteorización (ancho del diagrama de Stiff), evolución del agua y el fenómeno de intercambio de bases relacionadas con la roca presente en el yacimiento.

Los resultados arrojaron que la proporción de las aguas variaron en rangos cercanos a: Cl^- 80%, Na^+ 70%, Mg^{+2} 35%, Ca^{+2} 25%, en la mezcla producida para visualizar el frente de inyección. Se identificó un marcador natural (ión Cl^-) para visualizar la intrusión del frente en los pozos productores y diagnosticar a través de las aguas producidas

la posible intrusión a yacimientos vecinos. Adicionalmente, los resultados permitieron pronosticar las diferencias entre las características de roca carbonatada que producía la variación horizontal y vertical, lo cual ayudó a influir en la toma de decisiones para implantar un nuevo perfil de inyección o un adelanto de la línea inyectada. Se estableció en los estudios al Cl^- como trazador natural, además se identificó la formación del mineral (CO_3^{-2}) como elemento bloqueador, lo que influyó directamente en los canales de movilización del crudo [2, 3, 4].

Bases teóricas o fundamentos teóricos

Composición Química de las Aguas de Formación

El movimiento del agua subterránea a lo largo de las trayectorias del flujo incrementa los sólidos disueltos totales. Así, el agua subterránea somera ($< 1,500 \text{ m}$) en áreas de recarga posee menores cantidades de sólidos disueltos que las aguas más profundas ($> 3,500 \text{ m}$) de estos mismos sistemas. La salinidad y la composición química del agua de formación, son factores altamente variables que dependen para cada formación de los siguientes datos: [5]

- La edad geológica de la formación.
- El ambiente en el cual fue atrapada.
- La profundidad del pozo.
- La movilidad de los elementos químicos disueltos.
- Materiales solubles de la roca asociada.
- La magnitud del intercambio iónico.

Un análisis fisicoquímico del agua de formación muestra el contenido de los principales iones que la conforman: calcio (Ca^{+2}), sodio (Na^+), hierro (Fe^{+2}) y magnesio (Mg^{+2}) como cationes; cloruro (Cl^-), carbonato (CO_3^{-2}), bicarbonato (HCO_3^-) y sulfato (SO_4^{-2}) como aniones, además del sílice que está presente en forma de coloide. Muchos son los factores que pueden influir en la salinidad de los acuíferos profundos, uno de ellos es la salinidad del mar existente al momento de depositarse los sedimentos; otro lo constituye la proximidad a las antiguas desembocaduras de ríos y sus aguas dulces [6].

Diagramas hidroquímicos

Los diagramas hidroquímicos son representaciones gráficas que muestran de manera sintetizada las características químicas principales de un agua, facilitando su clasificación. Entre estos: Stiff, Collins, Piper y Schoeller. Se presenta en este estudio sólo los de Stiff. En los diagramas de Stiff o poligonales se representan la concentración de aniones y cationes en semirectas paralelas, uniendo los extremos y formando un polígono. Dos características sobresalen en este tipo de diagrama: por un lado permite visualizar claramente diferentes tipos de agua, cada una con diferentes concentraciones en sus iones, y en forma

simultánea permite dar idea del grado de mineralización a través del ancho de la gráfica. En la Figura 1, se muestran las

variaciones entre los diagramas según la procedencia de las muestras de agua [7].

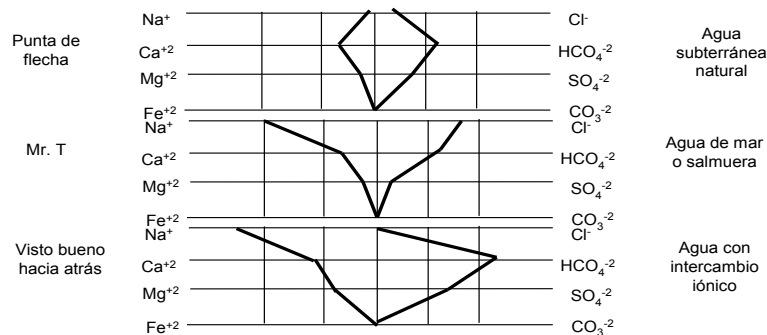


Figura 1. Formas del diagrama de Stiff. [7]

Esta Figura está compuesta por tres ejes horizontales, cada uno de ellos uniendo un catión y un anión. Todos los cationes se disponen del lado izquierdo del diagrama y los aniones al derecho. Siempre el Na^+ se confronta con el Cl^- , el Ca^{+2} con el HCO_3^- y el Mg^{+2} con el SO_4^{-2} ; algunas veces también se pueden mostrar otros dos iones como el Fe^{+2} contra el NO_3^{-2} [7]. La forma de las figuras resultantes da idea del tipo de agua (fresca o natural, de mar, pozo petrolero y/o intercambio iónico), se presta a comparaciones y resulta demostrativa al insertarla en mapas hidroquímicos.

fisicoquímicos, lo cual permitió la clasificación de las aguas para la elaboración de las huellas de cada yacimiento en la zona de estudio, para el proyecto de recuperación mejorada en la unidad de producción. La clasificación del agua se realizó según su composición química, estableciendo parámetros, campos obligatorios y generalidades, tales como: balance iónico, pH y conductividad eléctrica de acuerdo con los sólidos disueltos.

Materiales y métodos

Las muestras en el año 2012 fueron recolectadas en envases de 1 galón y luego analizadas en el laboratorio siguiendo los procedimientos descritos en el APHA "Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater" [8] y los procedimientos descritos en el ASTM "Standard for Petroleum Products and Lubricants" [9]. Se caracterizaron las muestras de agua con los análisis

Se tomaron 20 muestras presentadas en la Tabla 1, las cuales se distribuyeron en 5 yacimientos según los pozos activos de cada uno. Solo se seleccionaron estos debido a las limitaciones en la logística para la toma de muestras. En esta investigación, el procedimiento no fue mecánico ni con base en fórmulas de diseño de muestras, sino que dependió del proceso de toma de decisiones de un grupo o persona y las muestras seleccionadas por decisiones subjetivas tendieron a estar sesgadas. [10] Las muestras no fueron probabilísticas, debido a que la selección de los pozos no obedeció a un criterio georeferencial, sino a causas relacionadas con las características del investigador [11].

Tabla 1

Distribución de las muestras tomadas y analizadas por yacimiento.

Nro. Muestra	Yacimiento	Pozo
1	A	1
2	A	2
3	A	3
4	A	4
5	A	5
6	A	6
7	D	1
8	D	2
9	B	1
10	B	2
11	B	3
12	B	4
13	B	5
14	B	6
15	B	7
16	B	8
17	C	1
18	C	2
19	C	3
20	E	1

En los yacimientos existentes A,B,C, D y E se procedió a alimentar el diagrama de Stiff con las muestras existentes y actualizar la data con las muestras tomadas en los pozos de la Tabla 1. Se seleccionó e identificó visualmente la huella de manera de conocer cuales presentaban mejor ajuste (superposición) y así disminuir el margen de error en la selección de los mismos. El programa estadístico Statistical Package for Social Sciences (SPSS) permitió el análisis de las muestras, para determinar la probabilidad de comparación a través de la media aritmética de la población de pozos con similitud en sus huellas, validadas entre las nuevas y las de años anteriores a esta investigación. Se realizó una correlación normal, uniforme y exponencial de la data, para determinar el grado de significancia de cada una y cual distribución se ajustaba mejor entre la data inicial y final del estudio. El análisis estadístico consistió en representar graficamente cationes (Na^+ , Ca^{+2} , Mg^{+2}) vs aniones (Cl^- , HCO_3^- , SO_4^{-2}) y determinar la mejor distribución de ajuste para

las muestras no probabilísticas. La verificación se realizó con las pruebas de test de media de varianza de Pearson, y Kolmogorov-Smirnov.

Presentación y análisis de resultados

Se presentan los resultados para tres yacimientos por razones de espacio. Al yacimiento A se le construyó el diagrama de Stiff (máximo de 10 datos) con 16 muestras donde se comprobó que el agua obtenida de esta formación fue de salmuera y presentó cierto grado de mineralización debido al ancho de la escala en la Figura 2, ya que la concentración de Na^+ tuvo valores mayores a 10 meq/L (1 log) en los últimos 23 años, exceptuando algunos valores de bicarbonatos, al igual que el calcio y cloruro que aumentaron (0,5 log), según se observa en la Figura 2. A la vez, el ión sulfato disminuyó la concentración menor a 10 meq/L aproximadamente (< 1 log).

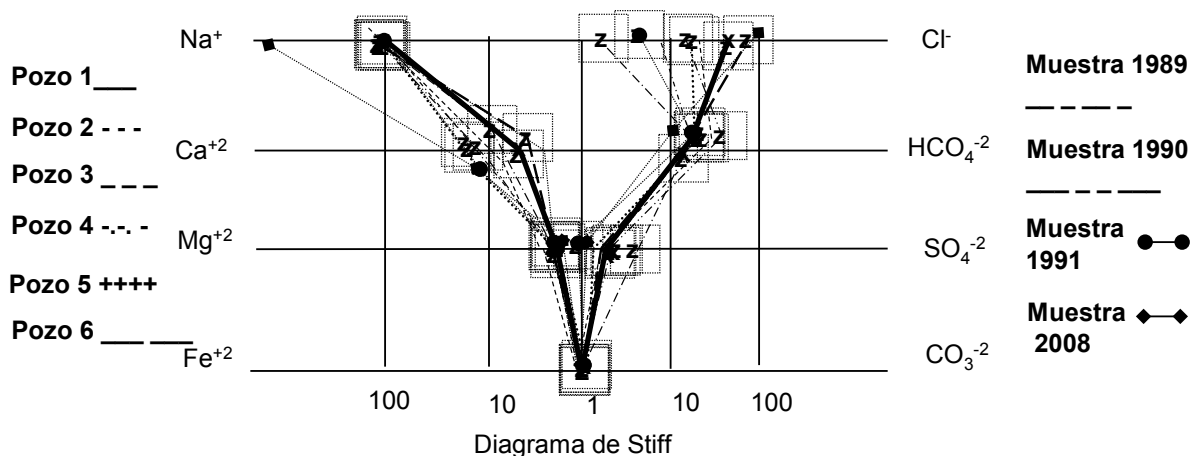


Figura 2. Comparación de huella o patrón para el yacimiento A.

Se supone que los sólidos disueltos y suspendidos se desprendieron en conjunto formando una disolución con los iones presentes en las aguas, ya que las concentraciones de iones coincidieron con el tipo de agua mayoritario presente en la formación, debido a que las profundidades del pozo (3,149 m) y la del contacto de agua (3,144 m) fueron similares, lo cual no ha sido modificado por un proceso de flujo de lavado a través del intercambio y disolución de los iones cuando el agua fluyó a través de la formación durante 23 años 1989-2012. [3,4]

La distribución que mejor se ajustó fue la normal para 16 muestras con un total de 48 datos según se observa en la Figura 3 y fue validada para 6 pozos al aplicar la prueba de test de media de varianza de Kolmogorov-Smirnov, la cual presentó valores de Z que variaron entre 0,998 a 0,849 de significancia para los iones cloruro, sodio, sulfato, calcio, carbonato y magnesio en orden decreciente, según lo observado en la Tabla 2.

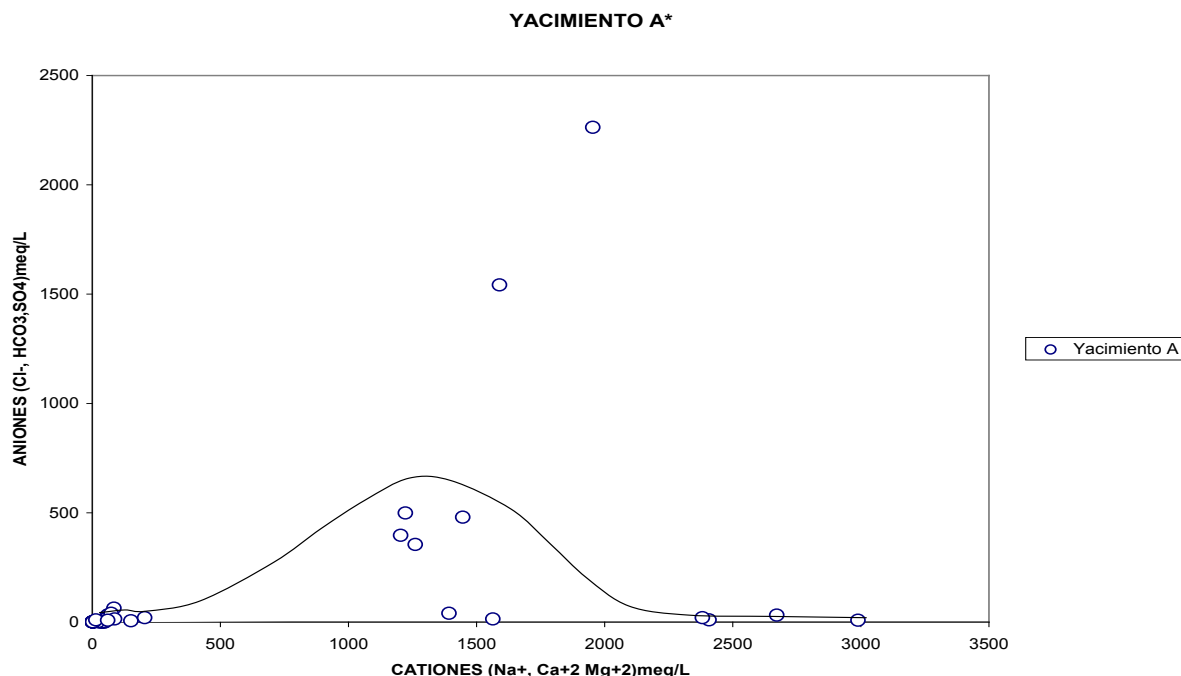


Figura 3. Distribución normal de muestras no probabilísticas en el yacimiento A.

Tabla 2

Análisis de Distribución Normal con Kolmogorov-Smirnov para el yacimiento A.

		(Na ⁺)	(Mg ⁺²)	(Ca ⁺²)	(K)	(Fe ⁺²)	(Cl ⁻)	(SO ₄ ⁻²)	(CO ₃ ⁻²)	(HCO ₃ ⁻)
N		6	6	6,	6	6	6	6	6	6
Parámetros normales	Media	1213,333	73,333	11,500	31,000	0,095	741,167	1887,167	31,500	19,250
	Desviación	152,534	19,664	7,714	3,578	0,027	296,069	374,479	31,923	6,736
Diferencias más extremas	Absoluta	0,201	0,251	0,244	0,223	0,375	0,159	0,229	0,250	0,492
	Positiva	0,201	0,251	0,244	0,223	0,375	0,159	0,216	0,250	0,492
	Negativa	-0,196	-0,135	-0,200	-0,223	-0,233	-0,143	-0,229	-0,240	-0,342
Z de Kolmogorov-Smirnov		0,494	0,615	0,597	0,547	0,918	0,389	0,561	0,612	1,205
Sig. asintót. (bilateral)		0,968	0,844	0,868	0,926	0,369	0,998	0,911	0,849	0,110

El yacimiento B tuvo un registro de 13 muestras en el sistema de caracterización; los datos de registro seleccionados para elaborar la huella de este yacimiento fueron desde 1991, como se observa en la Figura 4. Con profundidades promedios de 3,170 m en los pozos, fecha para la cual ya se había dado inicio el proyecto

de inyección de agua, desde el último trimestre del año 1982, los efectos de la inyección sobre el yacimiento fueron observados al transcurrir el tiempo, aun cuando dos inyectores en los pozos cesaron su funcionamiento por problemas de mantenimiento.

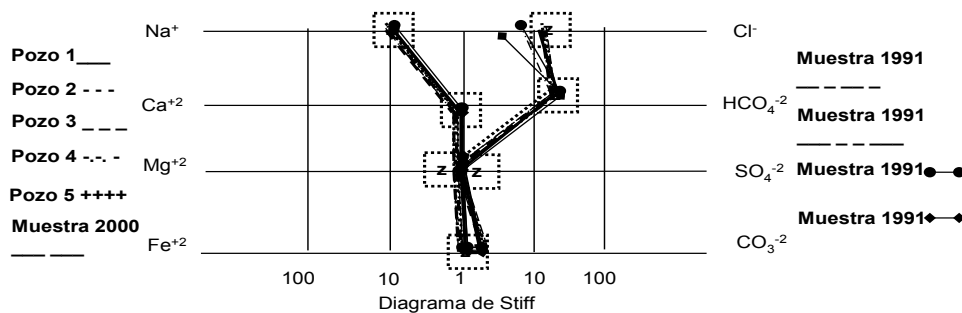


Figura 4. Muestras seleccionadas para el análisis estadístico del yacimiento B.

Se observó en la Figura anterior que la huella presentó un rango entre 80 y 90 meq/L (1 log) de la concentración de Na^+ y poca variación para los cationes de Ca^{+2} y Mg^{+2} con concentraciones menores o iguales a 1 meq/L. Esto indicó que pudo ocurrir un intercambio iónico entre el calcio proveniente de la roca de la formación y el sodio presente en el agua de inyección. [3, 4]

El análisis estadístico reveló para 13 muestras, con un total de 39 datos, que la distribución que se ajustó mejor fue la normal, según se observa en la Figura 5, incrementándose las concentraciones de Cl^- y Na^{+2} en 1log. Se aprecia claramente que las concentraciones del binomio Cl^- y Na^+ incrementaron debido al proceso de inyección en los últimos 21 años.

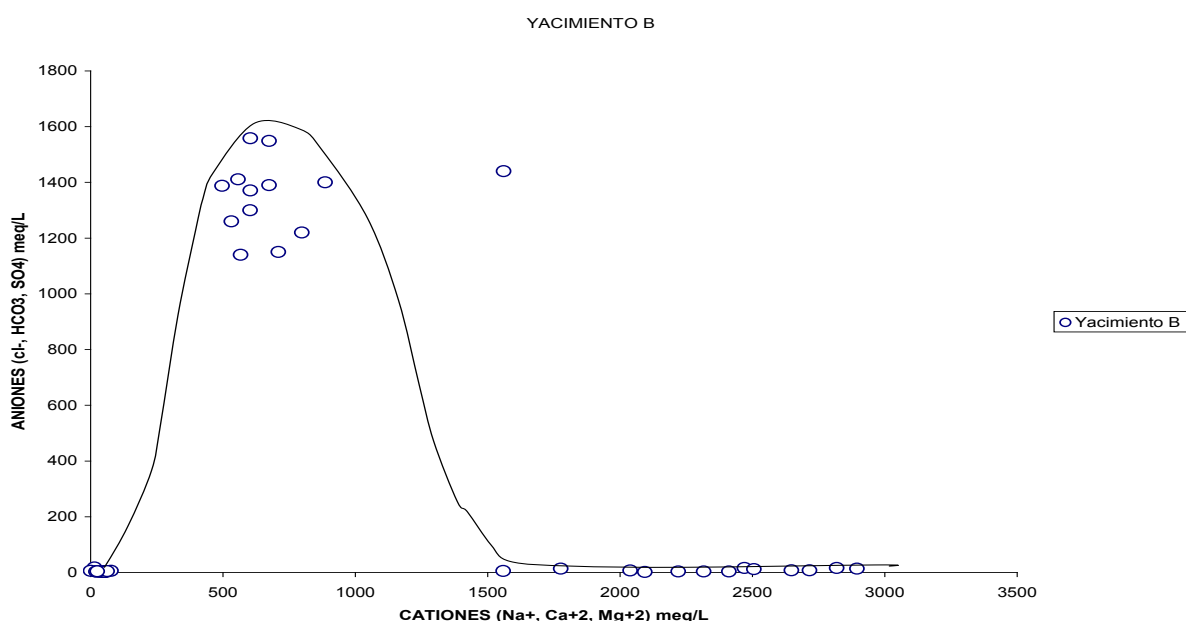


Figura 5. Variación de la distribución normal de muestra no probabilística del Yacimiento B.

En la Tabla 3 se observan los datos obtenidos a través de una distribución normal de 8 pozos para muestras recolectadas y analizadas en el yacimiento B. Al realizar un análisis detallado con respecto al Na^+ y Cl^- se observó un valor para

la Z de Kolmogorov-Smirnov de 0,534 y 0,724, para una significancia bilateral de 0,938 y 0,639, respectivamente. [12]

Tabla 3

Análisis de distribución Normal con Kolmogorov-Smirnov para el yacimiento B.

		(Na^+)	(Mg^{+2})	(Ca^{+2})	(K)	(Fe^{+2})	(Cl^-)	(SO_4^{-2})	(CO_3^{-2})	(HCO_3^-)
N		8	8	8	8	8	8	8	8	8
Parámetros normales	Media	1287,50	6,288	6,338	37,24	0,113	791,13	31,38	54,68	2115,00
	Desviación típica	114,98	4,837	4,340	7,402	0,083	332,40	25,73	39,22	321,24
Diferencias más extremas	Absoluta	0,189	0,399	0,237	0,190	0,202	0,263	0,256	0,350	0,155
	Positiva	0,134	0,399	0,237	0,190	0,202	0,263	0,256	0,350	0,112
	Negativa	-0,189	-0,268	-0,162	-0,135	-0,190	-0,218	-0,140	-0,160	-0,155
Z de Kolmogorov-Smirnov		0,534	1,128	0,671	0,538	0,570	0,743	0,724	0,991	0,439
Sig. asintót. (bilateral)		0,938	0,157	0,759	0,935	0,901	0,639	0,672	0,280	0,990

Al comparar los valores de distribución normal con el método de distribución uniforme obtenidos para el Cl^- , la constante Z de Kolmogorov-Smirnov aumentó de 0,613 a 0,724 en significancia y para el Na^+ la constante Z disminuyó de 0,613 a 0,534. Por lo tanto, las muestras recolectadas el 22-03-2012 señalan un excelente ajuste con el método de distribución normal en relación al uniforme, debido a que presenta mejor significancia para el anión Cl^- con

valores superiores al valor crítico (0,05). A medida que la significancia aumenta acercándose a la unidad, la constante Z de Kolmogorov se hace más pequeña. [12]

El yacimiento C tuvo un registro de dos muestras tomadas en los años 70', antes del inicio de la inyección, según se observa en la Figura 6. Los valores presentaron una mínima diferencia con respecto al año 2012 en la

concentración de Ca^{+2} , según el diagrama de Stiff. Además, se observa un yacimiento mineralizado desde hace 42 años, lo cual corresponde a los cationes Mg^{+2} , Ca^{+2} Na^+ y a los aniones HCO_3^- y Cl^- , cuyas concentraciones fueron $< 2 \log$, debido a que este yacimiento pertenece a un estrato rico en arenas que se encuentran más profundas a (4,230 m), 1,000 m más profundo con respecto a los dos anteriores. [13,14]

La huella generada mostró que después de la inyección a partir de 1989, las concentraciones de Na^+ y Cl^- se

incrementaron en 1 log según se observa en la Figura 6, por lo que se puede concluir que el frente de agua avanzó [2,3,4]. Las elevadas concentraciones de Na^+ y Cl^- son representativas tanto del agua de inyección, debido a que ésta contiene alta concentración de estos iones, como por la concentración de sales en el ambiente depositario en donde se formaron estas eras geológicas. [15,16]

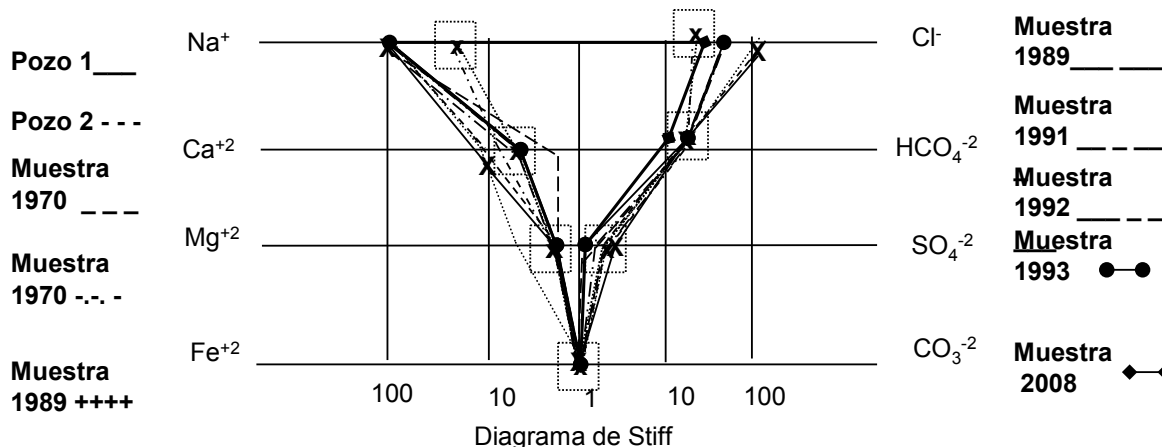


Figura 6. Muestras de agua de formación vs producción en el yacimiento C.

El análisis estadístico reveló para 8 muestras con un total de 24 datos que la distribución que mejor se ajustó fue la uniforme, según se observa en la Figura 7 incrementándose las concentraciones de los iones Cl^- y Na^+ en 2log. No obstante, las concentraciones de los iones Ca^{+2} , Mg^{+2} y SO_4^-

no presentaron igualdad entre sí de manera concordante en las muestras seleccionadas, lo cual puede deberse a los métodos empleados en el laboratorio, debido a que este yacimiento presentó estructuras y profundidades de los pozos entre 3,800 m a 4,200 m. [7,13,14]

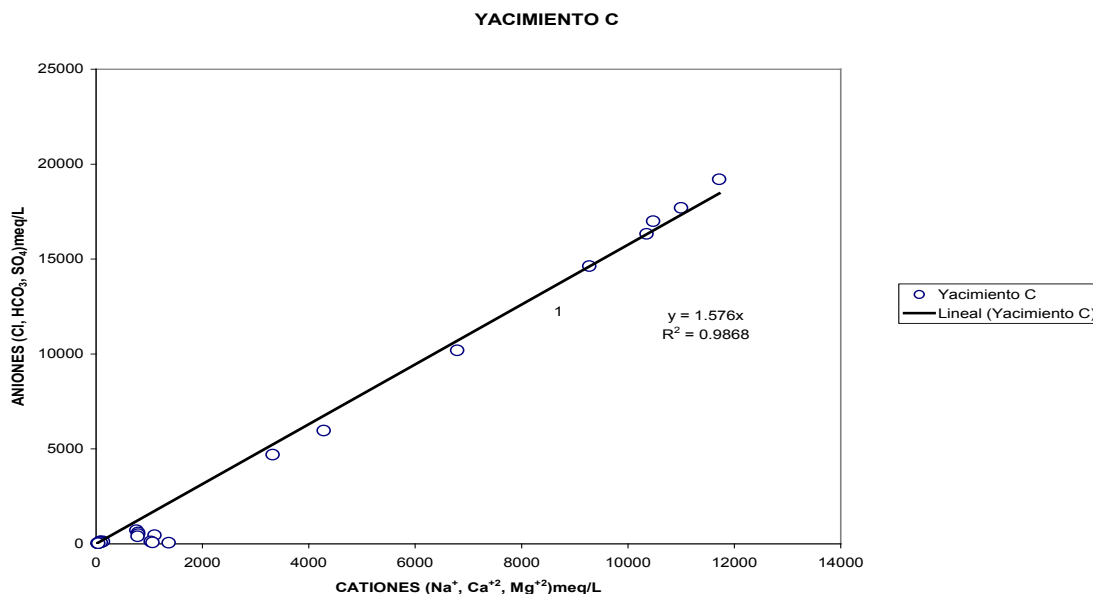


Figura 7. Distribución uniforme de muestras no probabilísticas en el yacimiento C.

Las correlaciones de Pearson para 3 pozos obtenidas para el ión Cl⁻ presentaron una significancia de 0,05, y los bilaterales fueron los siguientes: entre el Cl⁻ y Na⁺ con 1,00; 0,340 y 1,00; 0,308; entre el Cl⁻ y Mg⁺² con 1,00; 0,340 y 1,00; 0,305; entre el Cl⁻ y Ca⁺² con 1,00; 0,340 y 0,997; 0,398 [10],

en el orden de significancias y coeficiente de correlación respectivamente; por lo tanto el binomio Cl⁻ y Na⁺ presentó un ajuste más exacto que los iones que obtuvieron valores de significancia en el orden de 0,01, como se observa en la Tabla 4.

Tabla 4.

Análisis de distribución Uniforme de Pearson para el yacimiento C.

		(Na ⁺)	(Ca ⁺²)	(Mg ⁺²)	(K)	(Fe ⁺²)	(Cl ⁻)	(HCO ₃ ⁻)(CO ₃ ⁻²)
N		3	3	3	3	3	3	3
Parámetros normales	Media	5673,33	225,33	55,67	172,67	0,317	9807,67	972,67
	Desviación	2790,72	191,31	34,50	111,02	0,058	5594,98	210,99
Diferencias más extremas	Absoluta	0,178	0,230	0,176	0,178	0,385	0,196	0,265
	Positiva	0,177	0,230	0,176	0,176	0,282	0,196	0,265
	Negativa	-0,178	-0,191	-0,173	-0,178	-0,385	-0,183	-0,198
Coef. correlac Pearson		0,308	0,398	0,305	0,307	0,667	0,340	0,459
Sig. asintót. (bilateral)		1,000	0,997	1,000	1,000	0,766	1,000	0,984

Conclusiones

- La distribución normal y uniforme fueron las que mejor se ajustaron a los yacimientos evaluados para muestras no probabilísticas. Los datos del yacimiento C presentaron mejor correlación entre los cationes vs aniones, prediciendo una ecuación probabilística $Y = 1,576X$. Además, el yacimiento C resultó con la mejor correlación de Pearson y el yacimiento B con el mejor test de Kolmogorov-Smirnov. Este estudio reveló que la relación Cl⁻ vs Na⁺ puede ser utilizada como elemento trazador en aquellos pozos que han sido inyectados por un período superior a 20 años continuos.
- El avance del agua resultó ser dinámico, complejo y requiere además información de registros de completación, análisis fisicoquímico de las aguas, estructura del yacimiento, cronología de las completaciones mecánicas de los pozos y la geología del yacimiento para la toma de decisiones. El contacto de agua/petróleo se observó para los yacimientos estudiados de la siguiente manera: A a) 3,144 m, b) B a 3,095 m y c) C a 4,110 m de profundidad, respectivamente.

Referencias bibliográficas

- Gómez, L. y Parra, M. "Caracterización de las aguas de formación del flanco oeste de la segregación Lago medio" Tesis de grado. LUZ Facultad Ingeniería Petróleo Noviembre. (2001) 45-78.
- Briceño, M. "Caracterización de las aguas de formación e inyección del yacimiento LGINF-04". Tesis de grado LUZ Facultad Ingeniería Petróleo. (2012) 67-89.
- Montilla, J. "Enfoque multinivel del proyecto de inyección de agua del yacimiento B-INF SVS0040, Unidad de Producción Lagomedio, PDVSA Occidente". Tesis de grado. LUZ Facultad Ingeniería Petróleo. (2011) 79-98.
- Medina, R. y Orozco, B. "Evaluación del proyecto de inyección de agua en el yacimiento c-inf/svs-0337, Bloque IX, flanco este, unidad de explotación Lagomedio". Tesis de grado. LUZ. Facultad Ingeniería Petróleo. (2005) 56-90.
- Donado G. L. "Hidrogeoquímica Hidrológica con Aplicaciones y Casos de Estudios Latinoamericanos". Editado por Pulido Silva Ph.D. Cap. 3 (1999) 24-28.
- Catalán Lafuente, J. "Química del agua". Editorial Fuenlabrada. Talleres Gráficos Alonso, S.A. Madrid, España (2001).
- Paris de Ferrer, M. "Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos". Impreso en Madrid, España. Segunda Edición Agosto. (2001) 423.
- APHA. "Standard Method for the Examination of Water and Wastewater" 19th edition. American Public Health Association. Washington, DC. (1995).
- ASTM "Standard for Petroleum, Products and Lubricants" with related Information (Methods of Testing, Specifications, Definitions, Charts and Tables)-ASTM Committee D-2 -id-BWB14171381. Jan. 1st, (1946).
- González, Á. y González, S. "Análisis por compartimientos de los proyectos de inyección de agua de los yacimientos C-6 SM SVS0040 y C-7 SVS0041, Bloque IX Flanco Este Lagomedio". Tesis de grado, LUZ Facultad de Ingeniería de Petróleo. (2012).
- Hernández S. "Metodología de la Investigación". México. Editorial Mc Graw Hill. (1997) 497.

12. Montgomery, D. y Runger, G. "Probabilidad y estadística aplicada a la ingeniería" Primera Edición en Español. Editorial Mc Graw Hill. Mexico D.F. (1996) 137-152.
13. Satter Thakur, G. "Petroleum Reservoir Integrated Management" PennWell Publishing Company, Tulsa-Oklahoma, USA. (1994).
14. Willhite, G.P. "Water oil field flooding". Textbook series, SPE, Richardson, Tx, USA. (1986).
15. Sweeny, A. Jr. "A Survey of Secondary-Recovery Operations and Methods Employed in the United States". Interstate Oil Compact Commission. Speech meeting at Illinois Oil and Gas Assignment, april 11st. (1957).
16. Sutton, F.A. "Geology of Maracaibo Basin, Venezuela". Bulletin of the American Association Petroleum and Geology AAPG, October. (1946) 35-42.

Recibido el 21 de Julio de 2014

En forma revisada el 26 de Octubre de 2015



UNIVERSIDAD
DEL ZULIA

REVISTA TECNICA

DE LA FACULTAD DE INGENIERIA
UNIVERSIDAD DEL ZULIA

Vol. 38. N°3 2015 _____

*Esta revista fue editada en formato digital y publicada
en diciembre de 2015, por el **Fondo Editorial Serbiluz,**
Universidad del Zulia. Maracaibo-Venezuela*

www.luz.edu.ve
www.serbi.luz.edu.ve
produccioncientifica.luz.edu.ve