



Proyecto de inyección de agua del yacimiento eoceno. Campo La Concepción del estado Zulia

Water injection project of the eocene reservoir. Field La Concepción, Zulia state.

Lezama, Jerssys*

Correo: jerssysk@gmail.com

Orcid: <https://orcid.org/0009-0002-8184-8208>

Montero Castellano, Virginia del Carmen**

Correo: virginiaadelcarmenmontero@gmail.com

Orcid: <https://orcid.org/0009-0000-1033-6403>

La Universidad del Zulia. Zulia-Venezuela

DOI: <https://doi.org/10.5281/zenodo.13983306>

Resumen

El presente artículo tiene como finalidad evaluar el estado del proyecto de inyección de agua del yacimiento Eoceno Campo La Concepción, mediante diagnóstico como los de Chan, Hall Plot y gráfico de control y producción. Dicha área de estudio se encuentra ubicada al noroeste de la cuenca del Lago de Maracaibo e inició operaciones en el Campo La Concepción en diciembre de 1997, quien para la fecha el yacimiento Eoceno había producido 75 mmbbls, con una presión promedio entre 200 y 800 lpc @ 2500 Pie. Bajo estas premisas, se implementó el proyecto de inyección de agua en las arenas del Eoceno, conceptualizado en dos etapas, reactivando 12 pozos en total después de la implementación del proyecto, que no habían sido evaluados. En relación a la metodología, se estableció el tipo de investigación descriptiva, bajo un diseño documental, no experimental. Cuyos resultados de la evaluación diagnóstica permitirán un diseño eficaz volumétrico de reemplazo.

Palabras clave: Yacimiento, inyección, agua, diagnósticos.

Abstract

The purpose of this article is to evaluate the status of the water injection project of the Eocene Campo La Concepción deposit, through diagnoses such as those of Chan, Hall Plot, and control and production graphs. This study area is located northwest of the Lake Maracaibo basin and began operations in the La Concepción Field in December 1997, which to date the Eocene reservoir had produced 75 mmbbls, with



an average pressure between 200 and 800 lcf. @ 2500 Ft. Under these premises, the water injection project was implemented in the Eocene sands, conceptualized in two stages, reactivating 12 wells in total after the implementation of the project, which had not been evaluated. In relation to the methodology, the type of descriptive research was established, under a documentary, non-experimental design. The results of the diagnostic evaluation will allow an effective volumetric replacement design.

Keywords: Deposit, injection, water, diagnostics.

Introducción

La extracción de petróleo es la principal actividad económica global, ya que es una fuente de energía eficiente que soporta actividades industriales, comerciales y domésticas, beneficiando a los países productores. La producción de hidrocarburos ocurre de forma natural hasta que la energía del yacimiento disminuye, lo que requiere métodos secundarios para mantener la producción y aumentar el factor de recobro.

La inyección de agua, que comenzó en Pennsylvania en 1865, se produce cuando el agua de acuíferos poco profundos se infiltra en las formaciones petrolíferas, aumentando la producción de petróleo en pozos cercanos. Se ha demostrado que la entrada de agua a la zona productora mejora la producción, contribuyendo a mantener la presión del yacimiento.

Por tal motivo, se realiza una evaluación del yacimiento, considerando factores como las propiedades de los fluidos, la continuidad de la formación, la mecánica de las rocas, la tecnología de perforación, las opciones de terminación de pozos, la simulación de la producción y las instalaciones de superficie. Las fases de esta evaluación no son estrictas y pueden ajustarse según las necesidades del pozo para optimizar la producción.

A fin de encaminar esfuerzos, se requiere de una práctica operacional adecuada, que permita obtener el máximo de información sobre el proceso de evaluaciones y/o revisiones del comportamiento del proyecto que permitan definir la posible conveniencia de reorientar el esquema de explotación que conduzca a mejorar el recobro final del petróleo almacenado en el yacimiento, en pro de lograr una explotación petrolera con alta eficiencia operacional mediante el uso de las mejores prácticas, optimizando sus estudios constantemente con el fin de establecer un plan de explotación que garantice la máxima recuperación económica de sus reservas.

Bajo toda la importancia que amerita el estudio de los yacimientos, se presenta el presente artículo donde se enfoca la evaluación del proyecto piloto de inyección de agua del yacimiento Eoceno, específicamente en el bloque 7 para dar paso al diseño de un estudio eficaz volumétrico de reemplazo así como la extensión del proyecto de inyección de agua a bloques vecinos dentro del yacimiento, usando métodos de diagnósticos ideales para la evaluación de un proyecto de inyección de agua tales como diagnóstico de chan gráficos hall plot gráficos de producción y control.

1. Fundamentos teóricos

1.1. Generalidades del área La Concepción

El área La Concepción (Ver figura 1) se encuentra ubicada hacia el noroeste de la Cuenca del Lago de Maracaibo, en el Estado Zulia, 23 Km al oeste de la ciudad de Maracaibo, desde la cual se puede acceder por la vía local No. 1. Comprende una superficie de 214,36 Km², que se subdivide en dos Campos: el Campo Petrolífero La Concepción y el Campo Gasífero Los Lanudos, ubicado hacia el noroeste. El área La Concepción fue descubierta en el año 1924 con el pozo C-1, completado en las arenas de la Formación Misoa del Eoceno. Dicho pozo fue localizado mediante geología de superficie por parte de la Venezuela OilConcessions (Shell); se perforaron 205 pozos. Luego, en 1948, se encontró petróleo en las calizas del Cretáceo y se perforó el pozo C-148 con indicaciones de geología de subsuelo.

Figura 1

Ubicación y límites del Campo La Concepción



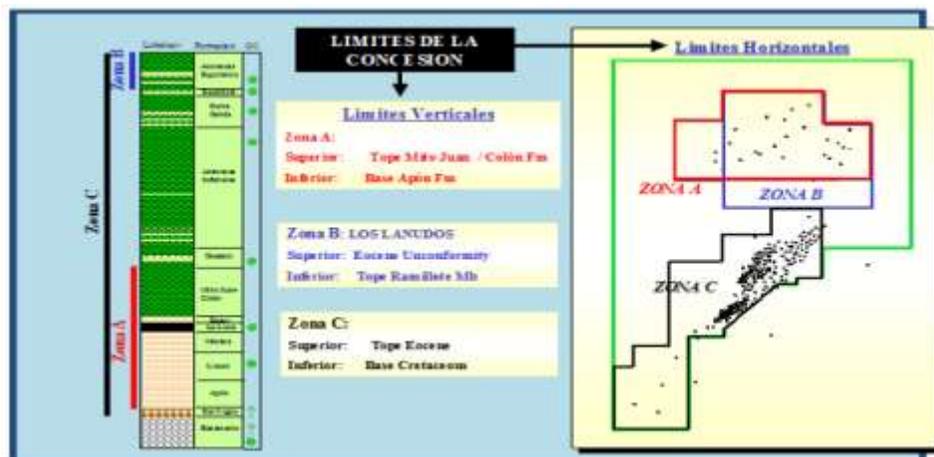
Fuente: PDVSA Petrowayuu, S.A.

Límites del Campo inicial

En el Convenio Operativo se establecen unos criterios por área para asignar los niveles estratigráficos a considerar dentro del mismo. Por ese motivo se hace una definición de Campo inicial que solo se nombra referencialmente para explicar sucintamente las áreas que bajo operación están asignadas a Pérez Companc, S.A., sin embargo, para el estudio de reservas se considera el yacimiento total bajo responsabilidad de PDVSA. El límite del Campo Inicial está constituido por tres (3) zonas identificadas como A, B y C; representadas por las poligonales que aparecen en la Figura 2.

Figura 2

Límites del Área La Concepción



Fuente: PDVSA Petrowayuu, S.A.

- Zona A: En profundidad, el límite de esta zona está circunscrito al período Cretácico, entre el tope de la Formación Mito Juan/Colón y la base de la Formación Apón.
- Zona B (Los Lanudos): En profundidad, el límite de la Zona B está comprendido entre la discordancia del Eoceno y el tope del Miembro Ramillete de la Formación Misoa, dentro del período Terciario.
- Zona C: En profundidad, el límite de esta zona está comprendido entre el tope del Eoceno y la base del Cretácico.

El campo fue delimitado por sugerencia de PETROBRAS ENERGÍA VENEZUELA por dos fallas de rumbo y de componente inversa, asociadas a transgresión y que de acuerdo a su modelo estructural limitan el área de campo en una de 1074,49 Km² aproximadamente a nivel de M8.

1.2. Yacimientos maduros

En general los yacimientos maduros se caracterizan porque llevan operando más de 20 años, muestran una declinación constante en la producción y un recobro de crudo cercano al 30%. Estos campos aportan un 70% de la producción mundial. Con las coyunturas actuales de un alto precio y una demanda creciente, se hace más viable económicamente invertir en estos campos para aumentar el recobro y así extender su vida útil.

1.3. Tipos de inyección

La inyección de agua es crucial en la extracción de petróleo, ya que ayuda a mantener la presión en los reservorios y a dirigir el petróleo hacia los pozos productores. Esto compensa los espacios dejados por los fluidos extraídos y asegura presiones adecuadas. La inyección se puede realizar de dos maneras, dependiendo de la ubicación de los pozos productores y se puede llevar a cabo de dos formas diferentes:

Inyección periférica o externa

Consiste en inyectar el agua fuera de la zona de petróleo, en los flancos del yacimiento; se conoce también como inyección tradicional y en este caso, el agua se inyecta en el acuífero cerca del contacto agua petróleo. Entre las Características de la inyección periférica o externa se tiene:

- Es utilizado cuando se desconocen las características del yacimiento.
- Los pozos de inyección son ubicados en el acuífero, alejados del petróleo.

Inyección en arreglos o dispersa

Consiste en inyectar el agua dentro de la zona de petróleo. El agua invade esta zona y desplaza los fluidos del volumen invadido hacia los pozos productores. Este tipo de inyección también se conoce como inyección de agua interna, ya que el fluido se inyecta en la zona de petróleo a través de un número apreciable de pozos inyectoras que forman un arreglo geométrico con los pozos productores.

Inyección de Agua

La inyección de agua es el método dominante entre los de la inyección de fluidos e indudablemente a este método se debe el elevado nivel actual de los ritmo de producción Estado Unidos y Canadá; su popularidad se explica por la disponibilidad general de agua, la relativa factibilidad con la que se inyecta,

debido a la carga hidrostática que se logra en el pozo de inyección; la factibilidad con que el agua se extiende a través de una formación petrolífera y la eficiencia del agua para el desplazamiento del aceite.

Características de los yacimientos sometidos a inyección de agua

Las características fundamentales que deben cumplir estos yacimientos sometidos a inyección de agua son las siguientes:

- Mecanismo de producción por empuje de gas en solución o empuje natural por agua.
- Yacimientos de crudos livianos.

La inyección de agua es favorable para los yacimientos de crudos livianos, debido a que por la movilidad muy alta de petróleo (poco viscoso) el agua realiza un desplazamiento eficiente sin dejar altas saturaciones de petróleo detrás del frente de agua, al contrario de lo que sucede con el crudo pesado.

Funciones del proceso de inyección de agua

Mantener o aumentar la presión del yacimiento, para impedir que el gas se libere en el yacimiento y evitar así la disminución en la permeabilidad efectiva al petróleo, pues el gas ocupa canales preferenciales con respecto éste. Al mantener la presión del yacimiento, la energía del yacimiento se abastece continuamente, evitando que se reduzca la producción de petróleo debido a la disminución de presión en el yacimiento.

Factores que controlan la recuperación por inyección de agua y gas

Por lo general, la inyección de agua es el método más conocido y es el que mejor contribuye a la extracción extra del crudo, pero se debe tomar en cuenta que hay ciertos factores que controlan este tipo de recuperación, de los cuales se tiene:

Geometría del yacimiento: Uno de los primeros pasos al recabar la información de un yacimiento para un estudio de inyección, es determinar la geometría, pues la estructura y estratigrafía controlan la localización de los pozos, en gran medida, determinan los métodos por los cuales el yacimiento puede ser producido a través de prácticas de inyección de agua o de gas.

Mecanismos de desplazamiento en la inyección de agua

- *La invasión:* La inyección de agua en un yacimiento provoca un aumento de presión, que es más intenso cerca de los pozos inyectoros y disminuye hacia los pozos productores. A medida que avanza la inyección, parte del petróleo se desplaza formando un banco de petróleo que empuja el gas hacia adelante.
- *El Llone:* El proceso de llene en un yacimiento ocurre cuando el gas libre se desplaza antes de la producción de petróleo, requiriendo que el volumen de agua inyectada iguale al espacio ocupado por el gas. Durante este tiempo, parte del gas se disuelve en el petróleo y lo restante se extrae por los pozos.
- *La Ruptura:* Cuando el frente de agua avanza en un yacimiento, la producción de petróleo aumenta hasta igualar la tasa de inyección de agua. Si la saturación inicial de agua es baja, se produce petróleo sin agua durante esta fase. La aparición de agua en la producción indica que el frente de agua ha alcanzado el pozo.
- *Posterior a la ruptura:* Durante esta etapa, la producción de agua aumenta a expensas de la producción de petróleo. El recobro gradual del petróleo detrás del frente se obtiene solamente con la circulación de grandes volúmenes de agua.

2. Metodología

Para Arias (2006), el tipo de investigación se define según el nivel o grado de profundidad con que se aborde un objeto o fenómeno. A criterios de dicho autor una investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno o grupo con el fin de establecer su estructura o comportamiento.

De acuerdo a lo anterior, dicha investigación se considera de tipo descriptivo, debido a que parte de la información recolectada mediante entrevista a ingenieros, operadores, empresas de servicio y entes de la industria petrolera. Además se toman los pozos que pertenecen al bloque de estudio así como también, los pozos que forman parte del límite del mismo; con el fin de establecer la estructura o comportamiento del yacimiento para proponer posibles pozos inyectoros en el área al final de este estudio.

En base al diseño de investigación, la presente producción intelectual es documental, no experimental, para Sampieri (2006), la investigación documental es detectar, obtener y consultar la bibliografía y otros materiales que parten de otros conocimientos y/o informaciones recogidas. La investigación no

experimental, se realizan sin la manipulación deliberada de variables y en los que solo se observan los fenómenos en su ambiente natural para después analizarlos, en tal sentido la investigación en cuestión es documental puesto que se recurrió a una serie de datos técnicos de los pozos y no se manipularon variables, solo se analizaron los resultados del diagnóstico.

3. Resultados

3.1. Histórico del proceso de inyección en el bloque 7 del yacimiento Eoceno Campo

En noviembre de 1999 comenzó la inyección en el Miembro Punta Gorda mediante los pozos C-118 y C-120. En 2001 se añadieron cinco pozos inyectores y se acondicionaron 33 pozos inactivos para monitorear el proyecto. El modelo geológico inicial presentaba un anticlinal fallado con gas a 1850' y contacto agua-petróleo a 2600'. El proyecto se dividió en dos etapas: Piloto Inicial y Piloto Extendido, con el objetivo de evaluar la inyección de agua y desarrollar reservas secundarias. Se planificaron 20 pozos inyectores dispuestos en dos hileras para optimizar la recuperación de petróleo y minimizar fugas.

En 2004, la inyección se dirigió al Miembro Ramillete, reduciendo el flujo de 16000 a 6000 Bls/d. Se intervino el pozo C-266, que se dejó como productor en Areniscas Superiores. En 2014, el pozo C-112 se convirtió en un pozo de monitoreo tras ser reacondicionado, mientras que el pozo C-131 fue abandonado debido a problemas geológicos y mecánicos.

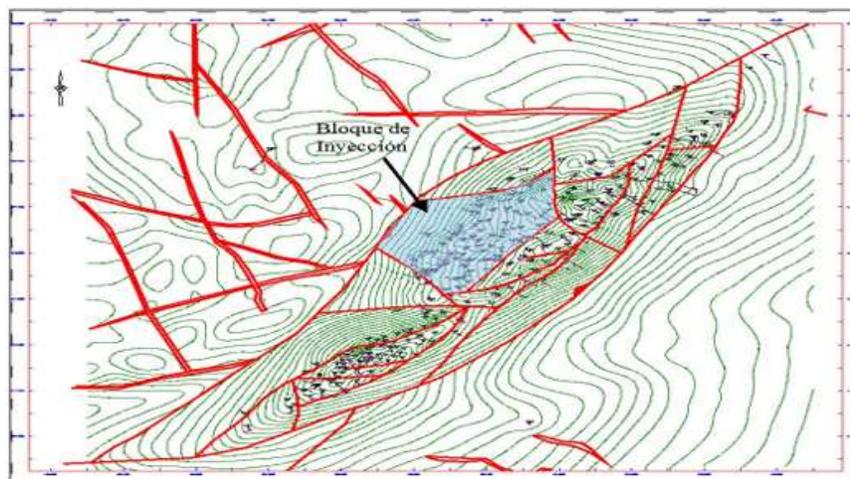
En 2016, las fases de desarrollo se ejecutaron parcialmente; se decidió continuar evaluando los pozos productores y monitorear los inyectores. En 2018, el pozo C-294 se cerró por filtración. En 2021, se convirtió el pozo C-193 a inyector en la arena Ramillete, buscando maximizar el recobro de petróleo en el yacimiento.

Consideraciones Geológicas

El bloque donde se lleva a cabo el proyecto piloto de recuperación secundaria está situado en el flanco occidental de la estructura principal, de acuerdo al modelo estructural actual y vigente anteriormente descrito, el cual cuenta con los siguientes límites: al Norte por una falla normal, al oeste por la falla inversa principal, al Sur por una falla normal y al Este por una falla inversa. Estas dos últimas fallas constituirían la trampa que permite la acumulación de petróleo en la zona donde se ha observado la buena respuesta del pozo C-121 a la inyección de agua (Figura 3).

Figura 3

Mapa Estructural del Miembro Ramillete en el Yacimiento Eoceno



Fuente: Lezama y Montero (2024)

La integración de estos elementos, sumado a la interpretación estratigráfica estructural realizada, donde se identificaron secciones repetidas (fallas inversas) y secciones omitidas (fallas normales), generó una base importante para definir bajo qué marco estructural se debería enfocar el modelo estructural del área. Los resultados obtenidos de esta integración, definen según la interpretación de la sísmica 3D realizada en el área envolvente a la zona de estudio, que las fallas inversas están orientadas en sentido SW-NE, las fallas normales se orientan en sentido NW-NE y las fallas transcurrentes en sentido NS donde los planos de fallas son sub-verticales y con saltos muy variables

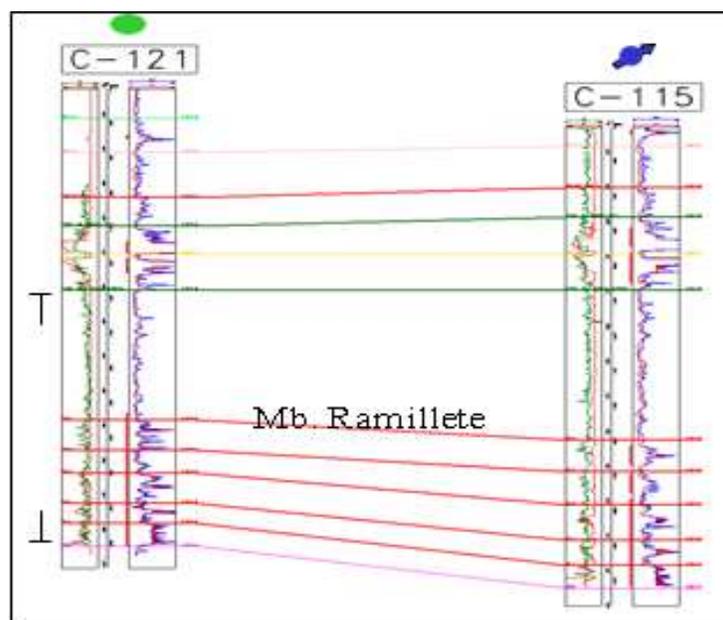
Estratigrafía

Los Miembros Ramillete y Punta Gorda pertenecientes a la Formación Misoa del Eoceno están conformados por una superposición de secuencias de sedimentos clásticos depositados, en ciclos transgresivos y regresivos, en ambientes de frente deltaico donde las areniscas corresponden a canales y barras de marea y las arcillas a llanuras de marea. En evaluaciones petrofísicas, se verificó la continuidad existente entre el inyector más cercano (Pozo C-115) y el principal pozo productor a nivel de Ramillete (C-121), dicho pozo está ubicado cerca de las fallas, lo cual sugería que el agua se había desplazado y había entrampado el petróleo hacia esa área.

El componente estratigráfico tiene, al igual que el estructural, una alta importancia en la definición estática del yacimiento al estar presente un cambio de facies dentro del Miembro Ramillete que actúa como límite del bloque de inyección al noreste del bloque, como se observa en el mapa de Arena Neta del Miembro Ramillete en la Zona de Inyección (Figura 4).

Figura 4

Correlación entre los Pozos C-121 y C-115



Fuente: Lezama & Montero (2024)

Gráficos de Chan

Para obtener el comportamiento del agua producida de los pozos se utilizaron los datos de RAP y RAP' de la aplicación OFM y luego fueron graficados en el software Excel. Posteriormente se realizó una revisión de las historias de pozos para estudiar los pozos que presentan altos cortes de agua o existencia de algunos problemas como: canalización, codificación, comunicación mecánica o barrido normal. A continuación, se presenta una síntesis del análisis de varios pozos activos basado en sus cortes de agua y diagnósticos de Chan:

C-318 y C-317: Ambos pozos mantienen un corte de agua elevado (90%), pero C-317 presenta una tendencia abrupta al final del año, sugiriendo problemas de comunicación mecánica.

C-257: Desde 1998, ha mantenido un bajo corte de agua (menos del 20%), con cambios positivos en la curva RAP que indican canalización.

C-121: Inicialmente tenía un corte de agua bajo (<20%), pero tras la inyección, aumentó por encima del 90%, mostrando una posible canalización según el diagnóstico de Chan.

C-81: Su corte de agua ha fluctuado, inicialmente bajo y luego incrementando a 90% tras la inyección, sugiriendo comunicación mecánica.

C-106 y C-125: Ambos pozos aumentaron su corte de agua tras la inyección (80% y 80%, respectivamente), indicando una posible comunicación.

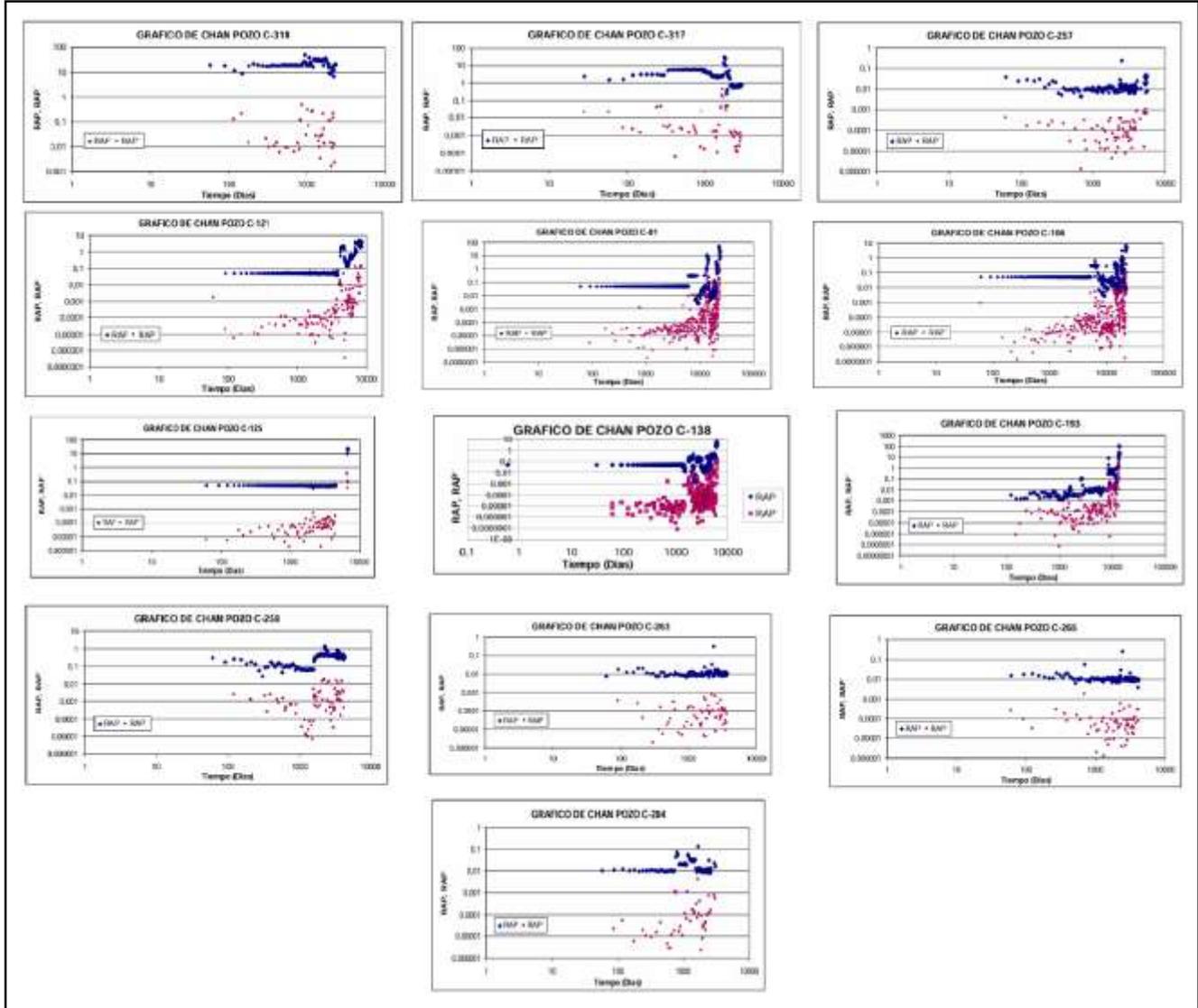
C-138: Mantuvo un corte de agua >20% hasta su cierre, indicando poca producción antes de la inyección.

C-193: Anteriormente productor, ahora inyector, con baja producción de agua antes de la inyección, indicando una posible comunicación.

C-258, C-263, C-265 y C-284: Estos pozos han mantenido cortes de agua bajos, incluso tras la inyección, lo que sugiere un comportamiento normal y poca producción antes de la irrupción de agua.

En la figura 5 se observan los gráficos de cada pozo mediante los diagnósticos de Chan. Este análisis resalta la diversidad en el comportamiento de los pozos respecto al corte de agua y la respuesta a la inyección de agua, con varios indicios de comunicación mecánica y canalización en ciertos casos.

Figura 5
Gráficos de cada pozo mediante los diagnósticos de Chan



Fuente: Lezama & Montero (2024)

Relación Agua Petróleo (RAP) vs tiempo

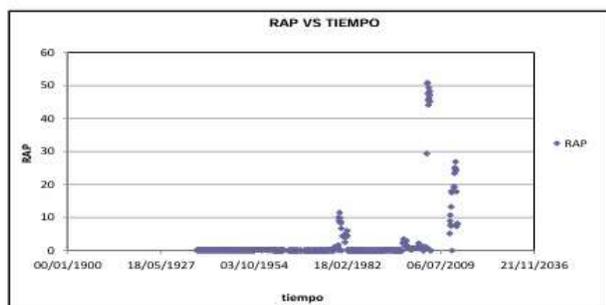
A continuación, se muestra el análisis del comportamiento del RAP con respecto al tiempo antes de la implementación del proyecto de inyección y después de la implementación del mismo en el bloque 7. En el grafico se observa el aumento del RAP desde el comienzo de la inyección de agua a partir del año

2000, sin embargo para el año 2015 existe una disminución del RAP debido al cierre de varios pozos inyectoros del proyecto original como el pozo C-115, mientras que para el año 2016 aumenta el RAP debido al incremento de tasa de inyección, luego para el año 2021 se inicia como inyector el C-193 y se observa el incremento de la RAP lo que indica un efecto positivo de la inyección de agua. C-81: Actualmente se encuentra activo produciendo petróleo, desde la implementación del proyecto de inyección de agua en el bloque 7. Desde el 2011 al 2012 aproximadamente se observa que hubo un aumento del RAP del pozo lo que deduce la irrupción temprana de agua en el pozo después de la apertura del pozo C-193. Ver Figura 6(a).

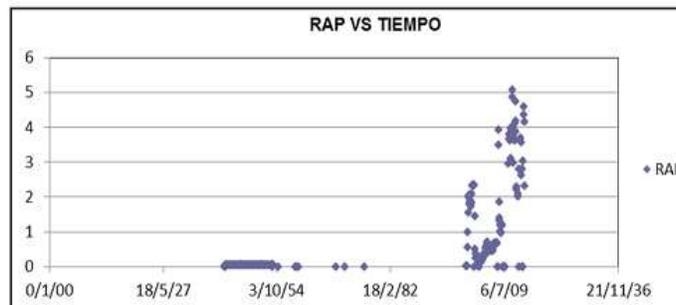
C-121: Actualmente se encuentra activo produciendo petróleo, se puede notar que desde la implementación del proyecto de inyección de agua en el bloque desde el 2002, aproximadamente se observa que hubo un aumento del RAP del pozo lo que deduce la irrupción temprana de agua en el pozo. Cabe destacar que dicho pozo es uno de mayor producción de hidrocarburo dentro del bloque de inyección. Ver Figura 6(b).

Figura 6

Relación Agua Petróleo (RAP) vs tiempo



2(a)



2(b)

Fuente: Lezama & Montero (2024)

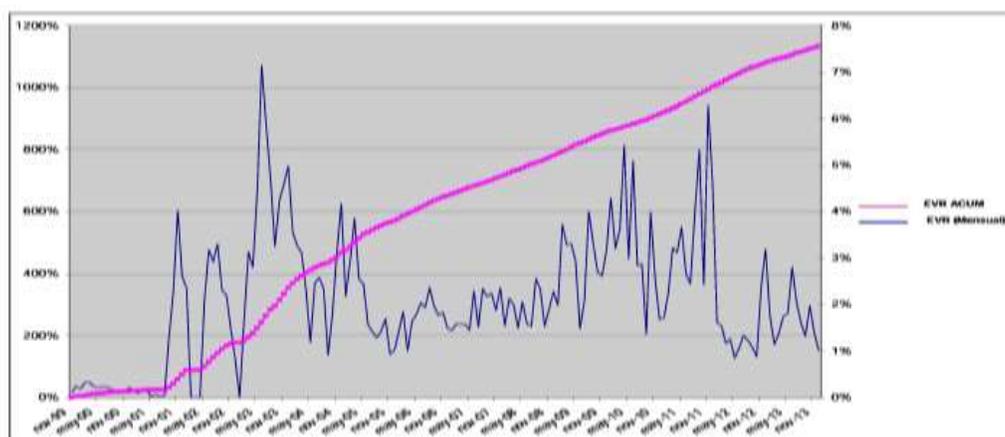
Eficiencia Volumétrica de Reemplazo (EVR)

La eficiencia volumétrica de reemplazo (EVR) mensual refleja la relación entre la inyección y la producción del mes actual, pudiendo alcanzar valores acumulados superiores al 100% debido a la baja producción. En el gráfico del bloque 7, la EVR mensual y acumulada muestran un incremento en la EVR

tras aumentar la tasa de inyección a partir de 2001, aunque disminuyó en 2005 por el cierre de pozos inyectoros como el C-115. Para 2009, aunque la inyección fue constante, la producción de petróleo se mantuvo baja debido al cierre de pozos productores y las condiciones de los pozos activos.

A pesar de la alta inyección, el recobro ha sido limitado. El proyecto de inyección de agua en el bloque 7 fue exitoso en sus inicios, logrando un aumento significativo en la producción y recuperando presiones originales. Se identificó un alto corte de agua en el pozo C-121, asociado a la formación Punta Gorda, mientras que el pozo C-081 mostró efectos de inyección en su producción. En general, el proyecto piloto ha permitido un mejor aprovechamiento del petróleo. Ver Figura 7.

Figura 7
Eficiencia Volumétrica de Reemplazo del bloque 7



Fuente: Lezama & Montero (2024)

En el grafico se observa la eficiencia volumétrica de reemplazo (EVR) vs la Acumulada de EVR del bloque 7, donde es representada con la línea de color fucsia la EVR acumulada y la línea de color azul es EVR mensual.

Conclusiones

Las arenas Ramillete y Punta Gorda, pertenecientes a la formación Misoa, están conformados sedimentológicamente, por canales y barras de mareas que se extienden en dirección NE-SO y definen

un ambiente de tipo Deltaico. La arena Ramillete, al Noreste del bloque de inyección, se observa una degradación en la calidad de la arena.

En el yacimiento, exactamente en el bloque 7, se presenta un alto corte de agua en los pozos productores debido al avance drástico del frente de invasión de agua por el efecto de canalización ocurrido por las grandes permeabilidades en el área.

Según el diagnóstico de Chan, los pozos del bloque 7 presentaron en su mayoría que la curva RAP y RAP' tienen un cambio en la pendiente, de forma ascendente y paralelo por lo que se deduce que estamos ante la presencia de una posible canalización y en otros casos comunicación mecánica.

Según el análisis de la EVR en los últimos años se ha inyectado grandes volúmenes de agua a una tasa constante en comparación con los fluidos producidos, esta agua inyectada se ha canalizado hacia los pozos productores dejando zonas con petróleos remanente.

Referencias

- Arias, F. (2004). *El proyecto de investigación: Guía para su elaboración*. Editorial Episteme.
- Chacín, E., & González, L. (2004). Técnicas de monitoreo del sistema pozos yacimiento en proyectos de recuperación mejorada. En *Jornadas de recuperación de petróleo – PDVSA*.
- Ferrer, J. (s.f.). El seguimiento a proyectos de inyección de agua.
- Forresr, F. C. (1982). *Inyección de agua*. Amoco International Oil Co.
- Goncalves, E. (2005). *Metodología para la evaluación de un proyecto de inyección de agua*. Chevron Corporation.
- Paris de Ferrer, M. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. *Ediciones Astrodata S.A.*
- Petrobra. (1999). *Informe Litos*. Maracaibo, La Concepción.
- Petrobras. (2001). *Informe de proyecto de inyección de agua: Campo La Concepción*. Departamento de Reservoirio.
- Sabino, C. (2010). *El proceso de la investigación*. Ediciones Panapo.
- Thakur, G. (1991). Waterflood surveillance techniques – A reservoir management approach. *Journal of Petroleum Technology, SPE*.

*Ingeniera en Petróleo. Universidad del Zulia. Estado Zulia, Venezuela

**Ingeniera en Petróleo. Especialista en Fluidos de Perforación y Completación de Pozos. Universidad del Zulia. Estado Zulia, Venezuela.

Declaración de conflicto de intereses y originalidad

Conforme a lo estipulado en el *Código de ética y buenas prácticas* publicado en *Revista Ethos*, nosotros: *Jerssys Ledezma, C.I. V-27.691.053* y *Virginia Montero, C.I. V-7.960.235*, declaramos al Comité Editorial que:

No tenemos situaciones que representen conflicto de interés real, potencial o evidente, de carácter académico, financiero, intelectual o con derechos de propiedad intelectual relacionados con el contenido del manuscrito del proyecto: *Proyecto de inyección de agua del yacimiento eoceno. Campo La Concepción del estado Zulia*, en relación con su publicación.

De igual manera, declaramos que,

Este trabajo es original, no ha sido publicado parcial ni totalmente en otro medio de difusión, no se utilizaron ideas, formulaciones, citas o ilustraciones diversas, extraídas de distintas fuentes, sin mencionar de forma clara y estricta su origen y sin ser referenciadas debidamente en la bibliografía correspondiente. Consentimos que el Comité Editorial aplique cualquier sistema de detección de plagio para verificar su originalidad.

Así lo declaramos en Maracaibo, marzo 2024



Jerssys Lezama
V- 27.691.053



Virginia del Carmen Montero Castellano
V- 7.960.235