

Vol. 8 N° 1 • enero - junio 2018



## CAÍDA DE PRESIÓN OPTIMA EN PROYECTOS DE INYECCIÓN DE AGUA EN YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

(Optimal pressure drawdown on a Water Injection Pressure Maintenance project on a Heavy Oil Field)

**Andrés Párraga, Antonio Marzal**

Escuela de Ingeniería de Petróleo, Facultad de Ingeniería, Universidad del Zulia, Maracaibo-Venezuela  
antmarzal@gmail.com

### RESUMEN

El objetivo fue determinar la caída de presión óptima para los pozos primera fila de los proyectos de inyección de agua Piloto A y B del campo Boscán (10.5°API), ya que aspiramos mantener alto caudal de producción sin sacrificar la eficiencia del proyecto de inyección. Dicho problema se evidencia en la mayoría de los pozos, donde al aumentar la tasa de producción, conlleva a un incremento abrupto en el corte de agua, demostrando una posible inestabilidad en el frente de invasión, reduciendo considerablemente la producción y la efectividad del proyecto. Por lo que esta investigación pretende establecer relaciones de causa y efecto sobre esta problemática. Con respecto a la metodología; se estudió y validó la información relevante del área y de los pozos, para luego estudiar los tiempos de ruptura reales de cada uno, los cuales fueron inferiores a los tiempos esperados, afirmando una merma en la efectividad del proyecto a mediano y largo plazo. Seguidamente se estudió la procedencia del agua para establecer la correlación pertinente para calcular la tasa crítica de control de agua obteniendo caudales por debajo del manejoado históricamente, demostrando que dicho criterio no se cumplió. Finalmente se realizó un estudio pozo a pozo para deducir las posibles razones por las cuales los pozos producen alto porcentaje de agua, analizando su historia, histórico de producción y presión, comportamiento de inyección de los patrones y propiedades petrofísicas y estructurales del área, a fin de poder comparar los cálculos antes descritos con los datos reales del campo. De esta manera llegamos a la conclusión que dependiendo de cada caso particular la caída de presión

que se debe manejar es diferente (Ver conclusiones), pero en términos generales una caída de presión de 600 lpc, para este campo, satisface las necesidades de producción sin sacrificar la eficiencia de barrido.

**Palabras clave:** Caída de Presión, Tasa Crítica, Inyección de Agua, Petróleo Pesado, Recuperación Mejorada

### ABSTRACT

The objective was to determine the optimum pressure drop for the first row wells of the Pilot A and B water injection projects of the Boscán field (10.5°API), since we aspire to maintain high production flow without sacrificing the efficiency of the injection project. This problem is evident in most wells, where by increasing the production rate, it leads to an abrupt increase in the water cut, demonstrating a possible instability on the invasion front, considerably reducing the production and the effectiveness of the project. So this research, aims to establish cause and effect relationships on this problem. Regarding the methodology, the relevant information of the area and the wells was studied and validated, in order to then study the actual rupture times of each one, which were lower than the expected times, affirming a decrease in the effectiveness of the medium-sized project. long term. Next, the origin of the water was studied to establish the correlation relevant to calculate the critical water control rate, obtaining flows below the one historically managed, demonstrating that this criterion was not met. Finally, a well-to-well study was carried out to deduce the possible reasons why the wells produce

a high percentage of water, analyzing their history, production and pressure history, injection behavior of the petrophysical and structural patterns and properties of the area, in order to be able to compare the calculations described above with the actual field data. In this way we conclude that depending on each particular case the pressure drop that must be handled is different (See conclusions), but in general terms a pressure drop of 600 psi, for this field, satisfies the production needs without sacrifice sweeping efficiency.

**Keywords:** Pressure Drop, Critical Rate, Water Injection, Heavy Oil, Improved Recovery.

## INTRODUCCIÓN

El plan de explotación de un campo petrolero está sujeto a una cantidad de variables, entre las más importantes se encuentra el precio de dicho rubro, siendo este controlado por la ley de oferta y demanda del mercado internacional. Por lo que, decisiones que, en un momento específico en la gerencia del yacimiento, pueden ser o no las adecuadas para los futuros años del campo, afectando el factor de recobro final de dicho yacimiento.

Dichas decisiones pueden contemplar cambios desde los métodos de producción de un pozo hasta modificar esquemas de producción por completo, para lograr completar los objetivos planteados dispuestos en gerencia. De esta manera, el área de estudios integrados de yacimientos, se encarga de desarrollar planes de explotación que permiten alcanzar el mayor factor de recobro posible en el área, estudiando la interacción entre los fluidos existentes y la roca que los contiene.

Una variable importante relacionada a la cantidad de fluido producido en un medio poroso, como indica Henry Darcy en su ley, referenciado Paris de Ferrer (2009), es la caída de presión bajo la cual los fluidos están sometidos; en este caso en el fondo del pozo por lo que hace que los fluidos en el yacimiento fluyan hacia el pozo productor. Vale acotar, que los fluidos también se desplazarán con cierta facilidad o dificultad, siguiendo otros parámetros relacionados con las propiedades del yacimiento, propias y entre la interacción entre ellos.

Por lo que, es de gran importancia establecer cuanto debe ser la caída de presión que permita la mayor cantidad de petróleo producido sin acortar la vida productiva del pozo o en lo posible disminuir la cantidad de trabajos, es decir el costo operativo de un pozo y de esta manera conseguir la mayor cantidad de ga-

nancias posible.

Además de lo anteriormente mencionado, existen diversas técnicas que permiten maximizar el factor de recobro de un yacimiento, entre las cuales encontramos la inyección de agua para sostener la presión del yacimiento, el cual se realiza en diversos campos del mundo para crear un frente de invasión de agua que permita mantener presión y aumentar el factor de recobro del campo. Debe acotarse, que es diferente al esquema presentado en proyectos de inyección con motivos de desplazamiento de petróleo, aun cuando ambos proyectos se basen en la inyección de agua, tal como acota Ahmed T. (2000) en su publicación "Reservoir Engineering Handbook".

El trabajo de investigación, pretende encontrar la caída de presión óptima que permita, en una zona de inyección de agua controlar la irrupción temprana por lo tanto la caída de producción de un pozo, antes de lo planeado. Dicha caída de presión se estima tomando en cuenta no solo valores petrofísicos y geológicos, sino también el caudal de inyección y el manejo histórico de los pozos cercanos del área.

## Campo de Estudio

Para poder presentar el proyecto es necesario explicar las condiciones del yacimiento en el cual se realizó la investigación, las cuales las principales características son presentadas en la siguiente tabla (Tabla 1)

**Tabla 1. Propiedades del Campo (2018)**

Área del Campo	660 Km <sup>2</sup>
Trampa	Estructural-Estratigráfica Buzamiento SSO ~ 2°
Ambiente Depositacional	Fluvial – Deltaico
Formación	Misoa (Edad Eoceno)
Profundidad	4500' - 9000' bnm
Relación Arena Neta	Espesor Total 70 - 80%
Porosidad Promedio	22%
Permeabilidad	10 - 2000 md
Presión Inicial	3850 Lpc
Presión de Burbuja	1350 Lpc
Saturación de Agua Promedio	35%
Mecanismos de Producción Predominantes	Gas en Solución y Empuje Hidráulico
Gravedad del Petróleo	10.5°
Viscosidad en Condiciones de Yacimiento	150 - 350 cps

Fuente: Elaboración propia (2018)

Asimismo, el campo cuenta con 7 pruebas PVT, de las cuales 3 están validadas contando con una de ellas próxima al área de estudio. Además, de contar con la información de las pruebas Build-Up del campo, de las cuales se obtuvieron los datos pertinentes en el desarrollo

## OBJETIVO

Esta investigación, nace de la necesidad de calcular cual es la presión de fondo que deben manejar los pozos productores que reciben el impacto de los pozos inyectoros con la finalidad de calcular una caída de presión óptima para producir a una alta tasa y sin ocasionar una ruptura temprana. Siendo el objetivo general: Determinar la caída de presión óptima para los pozos asociados a los proyectos de inyección de agua.

## METODOLOGÍA

Arias F. (2012), “la investigación científica es un proceso metódico y sistemático dirigido a la solución de problemas o preguntas científicas, mediante la producción de nuevos conocimientos, los cuales constituyen la solución o respuesta a tales interrogantes”.

Por ende, la investigación realizada se basa en aplicar correlaciones para calcular la caída de presión crítica para los pozos productores pertenecientes a los proyectos de inyección Piloto A y Piloto B y de esta manera encontrar la tasa de producción óptima para aumentar la vida productiva de los pozos y consecuentemente aumentar el factor de recobro en lo posible.

Debido a la naturaleza de la investigación y a la procedencia de los datos, se puede definir esta investigación como una investigación de diseño mixto. Siendo el diseño lo que hace explícitos los aspectos operativos de la misma, Hurtado (2015), ya que se utilizaron fuentes vivas como documentales.

## Unidades de Análisis

Las unidades de análisis de este estudio están conformadas en total por 54 pozos primera fila de los proyectos de inyección Piloto A y B, en donde se hizo el estudio del fenómeno antes mencionado, los resultados de estas unidades pueden ser extrapolados a una totalidad de 114 pozos (Ver Tabla 2)

que conforman la población, ya que como explica Hurtado (2015) p.148. “El conjunto de seres que poseen la característica o evento a estudiar y que se enmarcan dentro de los criterios de inclusión conforman la población”.

**Tabla 2. Totalidad de pozos primera fila y unidades de análisis. (2018)**

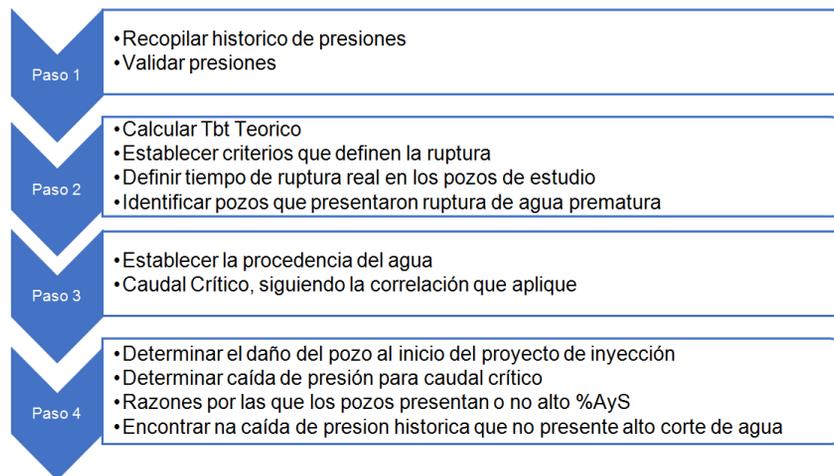
Proyectos de inyección de agua asociados al área (solo pozos primera fila)				
Piloto A	Piloto B	Phase 1	EWIPM	TOTAL
17	37	35	35	114 pozos
Unidades de análisis				
Pozos candidatos a estudio (54 pozos)				
Piloto A	BN_0370, BN_0381, BN_0385, BN_0386, BN_0390, BN_0395, BN_0461, BN_526A, BN_0566, BN_0748, BN_0783.			
Piloto B	BN_0387, BN_0401, BN_0409, BN_0502, BN_0376, BN_0379, BN_0380A, BN_0388, BN_0496, BN_0498, BN_0520, BN_0693, BN_0793, BN_0803, BN_0808, BN_0814, BN_0815, BN_0101, BN_0102, BN_0103, BN_0105, BN_0108, BN_0110, BN_0112, BN_0114, BN_0149, BN_0612ST, BN_0641, BN_0716, BN_0717, BN_0744, BN_0746, BN_0769, BN_0786, BN_0797, BN_0953, BN_0115A			

Fuente: Elaboración propia (2018)

## Procedimiento de la Investigación

Basándonos en el trabajo de investigación de Balzan, J. (2010). Donde pudimos ondear en las variables críticas para nuestra investigación, hemos podido crear los siguientes pasos para culminar dicho trabajo. Mostrándose de manera grafica en el siguiente diagrama:

### Diagrama 1. Procedimiento Desarrollado



Fuente: Elaboración Propia (2018).

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

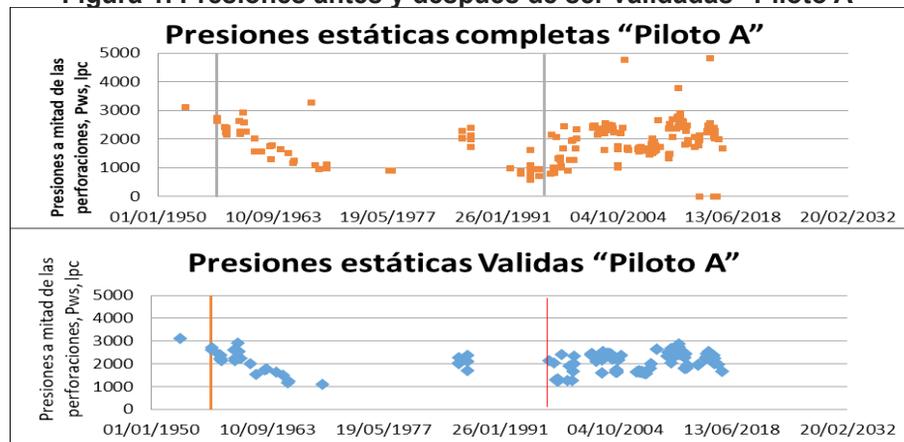
En la Investigación realizada se conto con un total de 1015 pruebas de presión estáticas (270 provenientes del Piloto A y 745 provenientes de los pozos del Piloto B), las cuales después de haber estudiado cada una se redujeron a un total de 522 (127 de piloto A y 395 proveniente del Piloto B). Las pruebas de presión provienen de distintas fuentes, como, por ejemplo, pruebas de nivel de fluido (Nfe) con herramientas de “Echometer” además de presión reportadas en fondo por sensores acoplados al sistema de levantamiento (PIP), por lo que es necesario trasladar todos los datos de presión a un mismo nivel y evitar errores en la compresión de datos.

Al observar los comportamientos de presión antes

y después del inicio de la inyección (línea vertical en la Figuras 1 y Figura 2) donde se puede observar el sostenimiento de la presión debido al proyecto de inyección, por lo que se puede categorizar como efectivo el proyecto. Aunque vale acotar que en el trabajo presentado por Gomez J. (2017) en los primeros años de los proyectos (1999-2000 para Piloto A y 2003-2004 para el Piloto B) existía una sobre inyección en el campo evidenciado por un índice de reemplazo superior a la unidad.

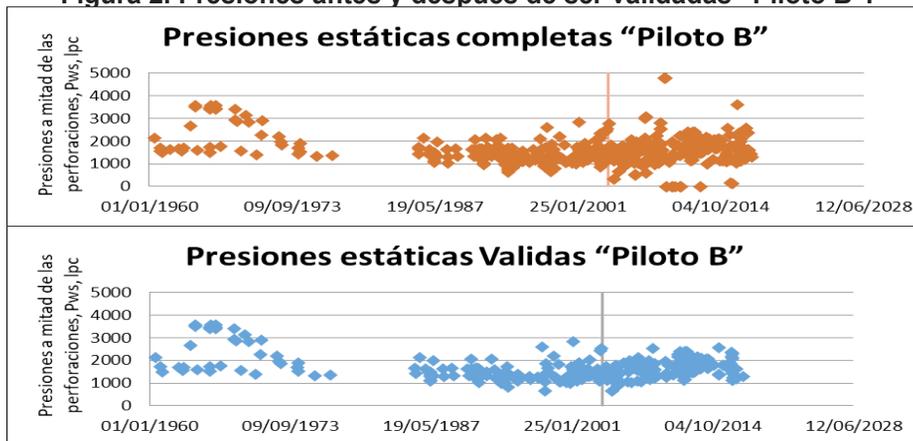
Seguidamente se estudiaron los tiempos de ruptura que poseen los pozos teóricamente y compararlo con los tiempos reales (entiéndase por tiempo de ruptura, aquel momento cuando se empieza a producir agua de inyección), dicha comparación se puede apreciar en la Figura 3.

Figura 1. Presiones antes y después de ser validadas “Piloto A”



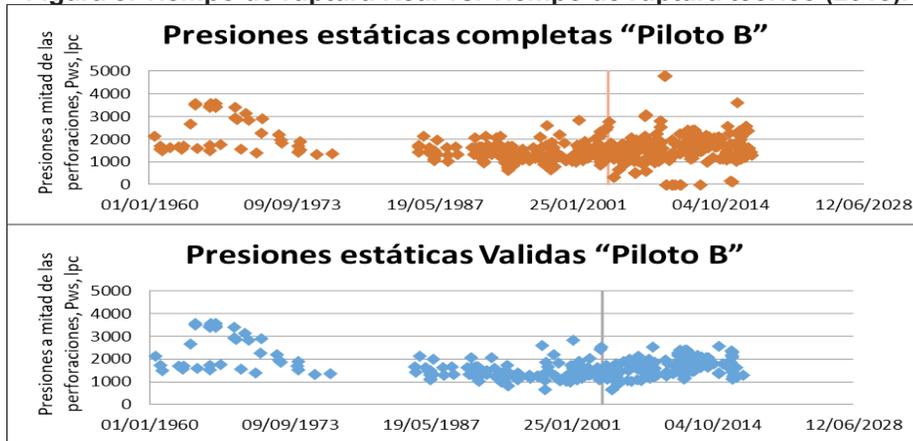
Fuente: Elaboración Propia (2018)

**Figura 2. Presiones antes y después de ser validadas “Piloto B”.**



Fuente: Elaboración Propia (2018).

**Figura 3. Tiempo de ruptura Real vs. Tiempo de ruptura teórico (2018).**



Fuente: Elaboración Propia (2018).

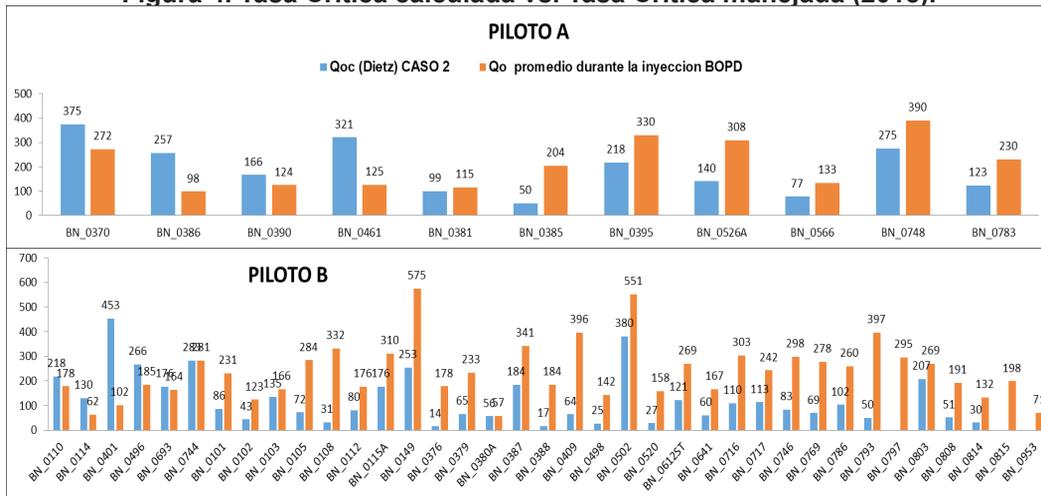
De dicha grafica, se puede observar que en el "Piloto A" la totalidad de los pozos presentan un tiempo de ruptura real menor al tiempo de ruptura obtenido por el método de predicción de Buckley & Leverett, referenciado en el trabajo de Paris de Ferrer (2001). En cambio, en el Piloto B en la actualidad un 33% de los Pozos no presenta un corte de agua mayor al definido por la ruptura (40%), y se observa también algunos pozos en los cuales el tiempo de ruptura coincide con el tiempo teórico, pero vale la pena mencionar que varias de las asunciones del método no se acoplan con el campo.

De dichos gráficos se encontró que existen condiciones diferentes en el campo ya que hay fenómenos en cada pozo que afectan directamente con la

irrupción de agua al tener intervalos tan diferentes en el tiempo de ruptura real, por lo que se continúa con estudiar la razón por la cual el agua irrumpe en los pozos.

Para poder estimar la procedencia del agua producida se prosiguió a realizar los diagramas de diagnóstico de K.S. Chan (1995), de los cuales se sustenta la hipótesis de que hay canalización desde el pozo inyector al pozo productor. Por lo que se procedió a calcular la tasa crítica con el criterio de Inestabilidad de Dietz, referenciado por Bonilla (2010) y se comparó dicha tasa con la tasa manejada por los pozos durante el periodo de inyección. Para ayudar a ilustrar este procedimiento se muestra la Figura 4.

**Figura 4. Tasa Crítica calculada vs. Tasa Crítica manejada (2018).**



Fuente: Elaboración Propia (2018)

Se puede observar que en el Piloto A solamente un 36% de los pozos maneja una tasa de producción por debajo de la tasa recomendada por el criterio de Dietz para controlar la producción de agua y para el caos del Piloto B solo un 16%. Por lo que una de las principales razones por la cual los pozos producen tal corte de agua, puede estar asociada a la estrategia de producción de los pozos, manejando de esta manera un caudal mayor al caudal del criterio de inestabilidad que favorece la canalización del agua de inyección. Luego de esto se continuó investigando la razón por la cual los pozos irrumpen en agua de manera tan prematura para determinar la caída de presión óptima.

Consecuentemente se procedió a estudiar la historia del pozo, la estructura, estratigrafía y petrofísica del área, soportando la investigación con las correlaciones desarrolladas por Anaya (2018), Continuando con el análisis del comportamiento histórico del drawdown (caída de presión manejada) así como el de producción, el comportamiento de inyección y finalmente el comportamiento del patrón de manera global. Pero como cada pozo es un caso diferente, surgieron distintas posibles razones, aunque en un 67% para el piloto B surgió el caso de investigación:

Estudiando la influencia del histórico de la caída de presión (drawdown) en la mayoría de los casos se pudo observar un drawdown que reflejaba una producción constante con una producción estable y controlable, pero debido a algún cambio en la estrategia de producción se superó ese drawdown, y

el pozo comenzaba en periodos cortos de tiempo a producir con un alto corte de agua, demostrando la canalización generada por el aumento del caudal producido y del drawdown.

Como se mencionó anteriormente, cada pozo es un caso especial de estudio, pero si surgieron ciertas constantes con las que podemos calificar los pozos de estudio en las siguientes categorías:

### 1. Piloto A

**a. Pozos con Información de presión:** De la totalidad de los pozos del Piloto A solamente cuentan con la información necesaria para realizar un estudio intensivo con datos de campo 3 pozos, de los cuales se puede observar que al manejar un drawdown en promedio mayor a 600 lpc, ocurre el efecto de la ruptura en tiempos cercanos, estos pozos son de gran importancia ya que demuestran el efecto que se quiere estudiar para estimar el drawdown óptimo.

**b. Pozos sin información suficiente:** 7 pozos asociados a este piloto no poseen la información necesaria para realizar un estudio intensivo del comportamiento de la caída de presión a lo largo del tiempo. Pero aun así se realizaron extrapolaciones con los datos de presión actuales para poder estimar una caída de presión a lo largo de su historia, en la cual se puede estimar que se manejaron con un Drawdown que supera los 1200psi de presión, por lo que se estima que sucedió igual como en el caso a.

c. Pozos fuera de estudio: el resto de los pozos asociados al Piloto A, están abandonados o presentan ruptura de agua en la década de los 60's por lo que no existe información útil para realizar el estudio por lo cual se descartan.

## 2. Piloto B

**a. Pozos con irrupción de agua:** En el piloto B existen los casos de aquellos pozos (25 pozos, es decir el 67%) que presentan corte de agua mayor al 40% y aquellos que no por lo que es necesario generar las subcategorías

i. Debido al Drawdown manejado: estos pozos son aquellos que se observa que al superar un drawdown estable comienzan a producir un alto corte de agua por lo que demuestran la teoría de canalización debido a un alto drawdown, siendo de esta manera un total de 18 pozos. Para estos pozos el drawdown seleccionado es de 500 psi.

ii. Motivo de mayor estudio: son aquellos pozos que no presentan razón aparente por la cual el pozo posee tan alto corte de agua. Esto puede ser debido a una condición geológica como canales preferenciales de flujo inherentes al yacimiento, o alguna otra causa, en total son 5 pozos y se recomienda 300 psi de drawdown para estos pozos.

iii. Respuesta del Piloto A: aún cuando sean pozos de 2da fila del piloto A, poseen respuesta aparente de presión y de producción de agua, provenientes de los pozos de inyección del Piloto A, por lo que estos 2 pozos es recomendado manejarlos con un drawdown de 450 psi.

**b. No presentan corte de agua:** estos 12 pozos son aquellos que en la actualidad no presentan un corte de agua mayor al 40% por lo que son motivo de estudio para entender y poder aplicar las razones por las que no presentan corte de agua.

i. Condición geológica: existen 6 pozos en el piloto B los cuales se observa claramente alguna condición geológica como por ejemplo una falla sellante entre el pozo inyector y este, por lo que el pozo no produce agua y además en la mayoría de los casos, en estos pozos no se aprecia sostenimiento de presión, por lo que el drawdown recomendado es de 1000 psi.

ii. Baja tasa de producción: son 4 pozos los cuales debido a que han pasado gran tiempo sin producción, no han drenado o generado la caída de presión para empezar a producir agua, la caída de presión recomendada es de 600 psi.

iii. Baja tasa de inyección: en el caso del patrón de inyección BN\_0778, dicho pozo al haber cerrado al poco tiempo de empezar a inyectar, estos pozos no poseen un corte de agua elevado, pero aún así se puede observar un sostenimiento de presión en estos pozos a ser segunda fila de los pozos inyectoros del área

## CONCLUSIÓN

Se concluye que dependiendo de las características de cada pozo, distintos valores de caídas de presión son permitidas para poder aumentar la producción de los pozos sin correr el riesgo de canalizar el agua de inyección; pero en términos generales una caída de presión de 600 lpc podrá ser manejada en cada pozo, para cumplir ambos criterios.

La mitad de los valores de presiones en las unidades de estudio, no cuentan con ningún criterio para ser válidas, tomando en consideración que concluimos que las pruebas Build Up del área indican que un tiempo de cierre de 7 a 9 días en el área de inyección es suficiente para que los pozos restauren la presión necesaria para que la prueba sea considerada representativa. Además, dicha falta de información en el Piloto A fue un impedimento para poder realizar la investigación de manera segura dentro de los rangos de probabilidad aceptables.

En el piloto A todos los pozos presentan un corte de agua mayor al que puede ser manejado por las facilidades de superficie y en el piloto B solamente un 67% presenta un corte de agua superior al 40%, lo cual podemos relacionarlo con que en el proceso de inyección de agua no se cumplió el criterio de inestabilidad de Dietz lo pudo generar que en 27 pozos del Piloto B exista canalización, tal como muestran las curvas de Chan.

Se concluye que es necesario un estudio más extensivo sobre aquellos pozos del Piloto B Categoría A-II, ya que es posible que exista un canal de flujo inherente a las propiedades del yacimiento, que causen dicho comportamiento. Asimismo, hacer un proceso de reingeniería en los estimados de inyección ya que aun cuando se esté inyectando por debajo de lo planificado existe una sobre inyección en el área esto señalado por el comportamiento de presión y el factor de reemplazo.

Para finalizar se concluye que en la mayoría de los casos donde la alta producción de agua está asociada al aumentar el drawdown de operación, están asociadas en la historia con momentos de

optimización del pozo. Por lo que se recomienda realizar optimizaciones que no comprometan el comportamiento a mediano y largo plazo de los pozos siguiendo el drawdown recomendado para las unidades de estudio de esta investigación.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ahmed T. (2000). Reservoir Engineering Handbook. Gulf Professional Publishing. Cambridge.
- Anaya, Y. (2018). Evaluación geológica del yacimiento IB/BS 101 en la zona del Piloto de inyección B-2 para el mejoramiento del método de recuperación secundaria. Maracaibo: Instituto Universitario de Tecnología de Maracaibo.
- Arias, F. (2006). El proyecto de investigación. Caracas: Episteme.
- Balzan, J. (2010). Control de la alta producción de agua en los pozos de bloque IV del yacimiento Urdaneta-01. Maracaibo: Universidad del Zulia.
- Bonilla, N. (2010). Control de la producción de agua mediante la determinación de la tasa crítica y la aplicación de geles modificadores de permeabilidad relativa en el yacimiento B-SUP VLG-3729 del campo Ceuta. Maracaibo: Universidad del Zulia.
- Chan, K. S. (1995). Water control diagnostic plots. Dallas: Society of Petroleum Engineers.
- Gomez, J. (2017). Informe de resultados, proyecto inyección de agua 2017. Maracaibo: PDVSA-Petroboscán.
- Hurtado de Barrera, J. (2015). El proyecto de investigación. Caracas: Quirón.
- Paris de Ferrer, M. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A.
- Paris de Ferrer, M. (2009). Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A.