

**DIAGNÓSTICO Y PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN
PARA UN CAMPO DE GAS CONDENSADO EN EL PIEDEMONTE LLANERO
COLOMBIANO**

EDGARD FELIPE CADENA ALVAREZ

DIEGO EDUARDO GARCÍA REYES

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

**DIAGNÓSTICO Y PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN
PARA UN CAMPO DE GAS CONDENSADO EN EL PIEDEMONTE LLANERO
COLOMBIANO**

EDGARD FELIPE CADENA ALVAREZ

DIEGO EDUARDO GARCÍA REYES

Director

ERIK GIOVANY MONTES PAEZ. M.Sc.

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

DEDICATORIA

A mi Señor y Dios que me ha permitido por su gracia tener este logro y siempre ha sido tan bueno, tan paciente, tan maravilloso conmigo. A Él quiero dedicar todo lo que soy pues Él me amó sin condición alguna. “Pues todas las cosas provienen de él y existen por su poder y son para su gloria. ¡A él sea toda la gloria por siempre! Amén.” Romanos 11:36 La Biblia.

A mis Papás Edgar Cadena y Olívía Álvarez que, gracias a su gran amor y entrega total, hoy puedo tener el privilegio de estar cumpliendo este logro. Gracias por el ánimo que siempre me dan, por sus sabios consejos, por enseñarme del camino del Señor y por siempre estar presentes. De ustedes son todos mis triunfos.

A mis hermanos Rocío y Santiago, dos preciosas personas que me alegran y me animan. Sé que el Señor continuará bendiciendo nuestras vidas, permanezcamos unidos y en obediencia a Él.

A mis amigos y hermanos de la iglesia de Cristo Internacional, tanto los de aquí en Bucaramanga, como los de Bogotá y los de Río de Janeiro. Gracias por mostrarme tanto al Señor a través de sus vidas y por enseñarme que Él debe ser mi prioridad.

A mi amigo y compañero de tesis Diego García, gracias por su valiosa amistad durante estos cinco años. Usted es una persona que admiro mucho y espero que nuestra amistad perdure por mucho más tiempo. ¡Lo logramos!

Edgard Felipe Cadena Álvarez

DEDICATORIA

A Dios que guió mi camino hasta aquí y que me ha acompañado toda la vida colmándome de bendiciones.

A toda mi familia por su amor incondicional, especialmente a mi abuelo Benjamín Reyes por ser un ejemplo de vida.

A mis padres porque sin ellos no hubiera llegado a donde estoy. A mi madre, Doris Reyes, por creer en mí y brindarme todo su amor y su apoyo todos estos años, junto con la fuerza para ir siempre hacia adelante. A mi padre, Benoní García, por la sabiduría con la que me ha enseñado tantas cosas y por guiarme siempre para que sea el mejor hombre que puedo ser.

A mi hermana Laura García y a mi primo Daniel Reyes, por todos los buenos momentos que hemos compartido juntos.

A los amigos que me han acompañado en estos cinco años, Rubén Ortiz y Fernando plazas, gracias por todas las risas y los buenos momentos, son una inspiración para mí. Gracias especialmente a mi gran amigo Felipe Cadena por brindarme su amistad, que ha sido sumamente valiosa para mí y porque además tuve la dicha y el privilegio de realizar esta tesis con él.

A los Beatles y a los Rolling Stones porque su maravillosa música fue la banda sonora durante la elaboración de este trabajo.

Diego Eduardo García Reyes

AGRADECIMIENTOS

Los autores de este proyecto expresan sus agradecimientos a:

La **Universidad Industrial de Santander** y a la **Escuela de Ingeniería de Petróleos** por la valiosa formación académica que nos aportaron durante estos cinco años.

El **Ingeniero Erik Montes** por haber depositado su confianza en nosotros desde hace más de dos años y habernos permitido aprender y trabajar en el proyecto que hoy se convierte en esta tesis, además por sus aportes y correcciones que fueron muy valiosos para la elaboración de la misma.

El **Ingeniero Samuel Arévalo** por su amistad y sencillez al disponerse a ayudarnos en una parte fundamental de este trabajo, que con sus ideas y conocimientos logró tener un correcto desarrollo.

El **Ingeniero Herney Delgado** por su buena disposición para colaborarnos y por sus conocimientos técnicos que contribuyeron a darle un soporte adecuado a este trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. ESTRATEGIAS PARA EL MANEJO DE CAMPOS MADUROS	19
1.1. GENERALIDADES Y COMPORTAMIENTO CARACTERÍSTICO	19
1.2. ALTERNATIVAS PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN	24
2. GENERALIDADES DEL CAMPO EN ESTUDIO.....	28
2.1. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	28
2.2. CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO.....	30
2.2.1 Descripción	30
2.2.2 Problemas en la etapa productiva.....	35
2.2.3 Prácticas operacionales ejecutadas.....	43
3. FUNDAMENTOS TEORICOS DE LA METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN A IMPLEMENTAR	45
3.1. HERRAMIENTAS PARA CLASIFICAR POZOS DE ACUERDO A SU DESEMPEÑO	45
3.1.1 Índices de heterogeneidad.....	45
3.1.2 Índices de eficiencia de completamiento	52
3.2. MECANISMOS PARA EL PLANTEAMIENTO DE OPERACIONES DE OPTIMIZACIÓN	54
3.2.1 Fundamentos de interpretación de registros de pozo	54
3.2.2 Estudio de la productividad de pozos	63
3.3. OPERACIONES DE OPTIMIZACIÓN	68
3.3.1 Apertura y cierre de intervalos	68
3.3.2 Acidificación de la matriz.....	77

3.3.3 Fracturamiento hidráulico.....	81
3.3.4 Estimulación química	83
4. IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA EN EL CAMPO DE ESTUDIO....	86
4.1. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA	86
4.2. ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE	90
4.3. DIAGNÓSTICO Y CLASIFICACIÓN DE POZOS POR DESEMPEÑO	92
4.3.1 Criterio de índices de heterogeneidad	94
4.4. APERTURA Y CIERRE DE INTERVALOS.....	103
4.4.1 Análisis de registros de pozo	103
4.4.2 Resultado de las aperturas	112
4.4.3 Resultado de los cierres.....	118
4.5. PROPUESTA DE ESTIMUACIÓN DE POZOS.....	122
4.5.1 Criterios para la selección de los pozos.....	122
4.5.2 Criterio del índice de eficiencia de completamiento	124
4.5.3 Planteamiento de estimulaciones	126
4.5.4 Determinación de zonas con baja productividad.....	132
4.5.5 Estimulación con gas inhibido.....	136
4.6. EVALUACIÓN FINANCIERA DE LAS PROPUESTAS	140
5. PRESENTACIÓN DE LA PROPUESTA FINAL	146
6. CONCLUSIONES	149
BIBLIOGRAFÍA.....	151
ANEXOS.....	156
NOMENCLATURA.....	261

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Curva típica de producción de petróleo.....	21
Figura 2. Etapas de la recuperación en un campo petrolero.....	22
Figura 3. Relación entre la producción y la presión de fondo de pozo.....	24
Figura 4. Efectos del factor de daño en la producción.	26
Figura 5. Producción de crudo por cuenca.	28
Figura 6. Ubicación del campo en estudio.	30
Figura 7. Diagrama de fases del fluido en yacimiento.....	33
Figura 8. Curvas de permeabilidad relativa.....	37
Figura 9. Distribución del banco de condensados en yacimiento.....	39
Figura 10. Asfaltenos.	40
Figura 11. Equilibrio asfalteno - resino - líquido.	41
Figura 12. Precipitación de asfaltenos en el condensado.	42
Figura 13. Índice de heterogeneidad de agua vs índice de heterogeneidad del petróleo.....	46
Figura 14. Índice de heterogeneidad de gas vs índice de heterogeneidad de petróleo.....	50
Figura 15. Índice de eficiencia de completamiento vs índice de heterogeneidad del petróleo.....	53
Figura 16. Representación de la toma de registros eléctricos.	55
Figura 17. Interpretación del registro Gamma Ray.	57
Figura 18. Interpretación del registro de Resistividad.....	59
Figura 19. Interpretación de los registros Neutron y Density.	62
Figura 20. Curvas IPR.....	64
Figura 21. Vertical Lift Performance.....	67
Figura 22. Densidad y fase del cañoneo.....	69
Figura 23. Técnicas de cañoneo.....	71
Figura 24. Cementación remedial por tapón balanceado.....	74

Figura 25. Cementación remedial por Squeeze.	76
Figura 26. Ilustración del ácido en la matriz.	77
Figura 27. Técnicas de inyección de ácido.	80
Figura 28. Fracturamiento hidráulico.....	83
Figura 29. Efecto del gas inhibido sobre la producción de condensados.....	85
Figura 30. Contribución de petróleo por pozo.	93
Figura 31. Contribución de gas por pozo.	93
Figura 32. Contribución de agua por pozo.	94
Figura 33. Ubicación del pozo PD-42 en los cuadrantes IH.....	96
Figura 34. Distribución de pozos en los cuadrantes IHw vs IHo.	97
Figura 35. Distribución de los pozos en los cuadrantes IHg vs IHo.	97
Figura 36. Registros eléctricos del pozo PD-35 desde 14620 a 15050 ft de profundidad.....	107
Figura 37. Registros eléctricos del pozo PD-35 desde 14330 a 14650 ft de profundidad.....	108
Figura 38. Registros eléctricos del pozo PD-35 desde 12570 a 12850 ft de profundidad.....	110
Figura 39. Ejemplos de zonas a cerrar, Pozo PD-35 desde 13020 a 13220 ft de profundidad.....	111
Figura 40. Ejemplo de una zona de gas, Pozo PD-35 desde 12820 a 12930 ft de profundidad.....	111
Figura 41. Distribución de los pozos en la gráfica de CEI vs IHo.....	126
Figura 42. Analogía de estimulación con diesel. Pozo PD-34.....	128
Figura 43. Vertical Lift performance en el pozo analogía PD-34.....	129
Figura 44. Comparación de la producción de petróleo entre la implementación y no implementación de la estimulación en el pozo PD-33.....	132
Figura 45. Comparación de la producción de agua entre la implementación y no implementación de la estimulación en el pozo PD-33.....	132
Figura 46. Interpretación del registro Spinner Flowmeter en el pozo PD-35 desde 14250 hasta 14950 ft.	134

Figura 47. Interpretación del registro Spinner Flowmeter en el pozo PD-35 desde 12700 hasta 13140 ft.	135
Figura 48. Efecto del gas inhibido en el pozo analogía PD-25.....	138
Figura 49. Efecto del gas inhibido sobre la tasa de petróleo de aplicarse la inyección en el pozo PD-30.	139
Figura 50. Efecto del gas inhibido sobre la tasa de gas de aplicarse la inyección en el pozo PD-30.	139
Figura 51. Efecto del gas inhibido sobre la tasa de agua de aplicarse la inyección en el pozo PD-30.	140
Figura 52. Efecto del conjunto de propuestas sobre la producción de petróleo del campo de efectuarse.	148
Figura 53. Efecto del conjunto de propuestas sobre la producción de agua del campo de efectuarse.	148

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Caracterización del campo y del fluido.	35
Tabla 2. Análisis de los pozos por cuadrantes IHw – IHo.....	47
Tabla 3. Análisis de los pozos por cuadrantes IHg – Iho.....	49
Tabla 4. Análisis de los pozos por cuadrantes IHg – Iho.....	53
Tabla 5. Estado actual de los pozos del campo.	91
Tabla 6. Registro de cuadrantes por pozo.....	98
Tabla 7. Producción a la última fecha por pozo.....	99
Tabla 8. Pozos activos seleccionados para revisión de registros eléctricos.....	105
Tabla 9. Resultado de la revisión de registros eléctricos para realizar aperturas en el pozo PD-35	110
Tabla 10. Detalle de las aperturas propuestas según su viabilidad técnica.	121
Tabla 11. Detalle de los cierres propuestos según su viabilidad técnica.....	122
Tabla 12. Matriz de decisión para la selección de pozos candidatos a implementación de estimulaciones.	125
Tabla 13. Parámetros de producción antes y después de la intervención en el pozo PD-34.....	129
Tabla 14. Parámetros antes de la estimulación propuesta en el pozo PD-33.	130
Tabla 15. Parámetros de producción después de la estimulación en el pozo PD-33 de implementarse.	131
Tabla 16. Parámetros para realizar la evaluación financiera de las propuestas..	141
Tabla 17. Capex detallado de la propuesta de gas inhibido en el pozo PD-30. ..	142
Tabla 18. Flujo de caja durante el primer semestre después de la inyección de gas inhibido en el pozo PD-30.....	144
Tabla 19. Flujo de caja durante el segundo semestre después de la inyección de gas inhibido en el pozo PD-30.	145
Tabla 20. Evaluación económica de la implementación del gas inhibido en el pozo PD-30.....	145
Tabla 21. Propuestas finales de la optimización.....	147

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Análisis Histórico de los índices de Heterogeneidad	156
Anexo B. Apertura y Cierre de Intervalos.....	181
Anexo C. Historia de Estimulaciones Realizadas.....	189
Anexo D. Estimulaciones Propuestas	204
Anexo E. Análisis Financiero de las Propuestas	219

RESUMEN

TITULO: DIAGNÓSTICO Y PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN PARA UN CAMPO DE GAS CONDENSADO EN EL PIEDEMORTE LLANERO COLOMBIANO*.

AUTORES: EDGARD FELIPE CADENA ÁLVAREZ

DIEGO EDUARDO GARCÍA REYES**

PALABRAS CLAVE: Metodología, optimización de la producción, aperturas, control de agua, estimulación de pozos, registros eléctricos.

DESCRIPCIÓN:

Este trabajo planteó una metodología que busca optimizar la producción de petróleo en campos maduros. Para ello presentó una secuencia ordenada de pasos cuya finalidad fue realizar un diagnóstico del campo y elaborar una serie de propuestas que sean económicamente viables y permitan incrementar la producción de petróleo y/o disminuir el corte de agua.

Luego de explicar la metodología desarrollada, esta se aplicó en una base de datos de un campo del piedemonte llanero colombiano, ilustrando cada una de las etapas de la optimización, partiendo desde el diagnóstico de los pozos del campo, con base en el criterio de índices de heterogeneidad que dividió los pozos en candidatos a apertura y cierre de intervalos. Además de esto, la metodología se aplicó también para plantear procesos de estimulación y, con ayuda de una matriz de decisión permitió seleccionar los pozos del campo más aptos para esta operación, para después cuantificar, con ayuda de analogías los efectos que tendría cada una de las propuestas planteadas sobre la producción de fluidos. Por último, se realizó una evaluación financiera de las propuestas planteadas que garantizar que aquellas que se implementaron al final de la metodología generarían ganancias a corto plazo. La implementación de la metodología en este campo dio pie a 14 propuestas de optimización concretas viables técnica y económicamente

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Erik Giovanly Montes Paéz

ABSTRACT

TITLE: DIAGNOSIS AND PRODUCTION OPTIMIZATION PROPOSAL FOR A CONDENSATE GAS FIELD IN THE COLOMBIAN FOOTHILLS*.

AUTHORS: EDGARD FELIPE CADENA ÁLVAREZ

DIEGO EDUARDO GARCÍA REYES**

KEYWORDS: Methodology, production optimization, perforating, water shutoff, stimulation, well logs.

DESCRIPTION:

This research job proposed a methodology aimed to increase oil production in mature fields. In order to accomplish this an organized step by step sequence was presented, the objectives of this methodology are to develop a diagnosis of the field and to elaborate a set of proposals economically feasible and able to boost oil production and reduce the water cut.

After explaining the developed methodology, this was applied on a database corresponding to a Colombian foothills oilfield, showing each stage of the optimization process, from the well diagnosis based on the heterogeneity index criteria, that divided the wells in perforating and water shutoff candidates. The methodology was also used to propose stimulation jobs with a helpful decision matrix that allowed to select the most suitable wells for these jobs and then to quantify, with the use of analogies, the effects that each one of the planned proposals would have in the fluids production. Finally, the last job done was a financial analysis of the planned proposals to assure that only the profitable proposals make it to the end. The implementation in the study field resulted in 14 concrete optimization proposals, all of them technically feasible and besides profitable.

* Undergraduate Project

** Physiochemical Engineerings Faculty. Petroleum Engineering School. Director: M.Sc. Erik Giovany Montes Paéz

INTRODUCCIÓN

Maximizar la producción de hidrocarburos es siempre la mayor ambición de la industria petrolera, literalmente a cualquier precio. Hacerlo mediante la búsqueda de nuevas reservas, la perforación de nuevos pozos o con la ayuda de técnicas de recuperación mejorada tiene asociado un alto grado de incertidumbre y difícilmente será rentable durante períodos de bajos precios del petróleo. Por otra parte, la optimización de los procesos de producción de los campos activos es un enfoque que requiere de menos inversión, puede generar rentabilidad a corto plazo y tiene un menor riesgo asociado.

No obstante, plantear una optimización de los procesos de producción no es tarea sencilla ya que puede abarcar un conjunto de medidas muy amplio. Es necesario dar una dirección a los procedimientos que permita identificar rápidamente propuestas operativas a fin de incrementar la producción de hidrocarburos de una manera técnica y económicamente viable. Por tal motivo, el presente trabajo concentra sus esfuerzos en desarrollar una metodología práctica que oriente al ingeniero de petróleos en la formulación de intervenciones de pozo destinadas a impulsar la producción. Asimismo, se prueba e ilustra dicha metodología, al aplicarla usando datos reales de un campo de gas condensado colombiano y se presentan las propuestas concretas que resultaron de su implementación, junto con la proyección de sus posibles efectos sobre el desempeño del campo.

Los ejes principales de la optimización abordada por la metodología son el diagnóstico y clasificación de pozos de acuerdo a su desempeño, la apertura de horizontes con contenido de hidrocarburos, el cierre de zonas con alta producción de agua y el planteamiento de estimulaciones que reduzcan el daño a la formación y mejoren las condiciones de flujo de los pozos. Junto a esto se realiza la evaluación financiera para garantizar que, de ejecutarse las propuestas, ocurra un incremento en la producción de petróleo en forma rentable y a corto plazo.

1. ESTRATEGIAS PARA EL MANEJO DE CAMPOS MADUROS

A pesar que son los nuevos descubrimientos los que usualmente capturan mayor parte de la atención respecto a la industria del petróleo, el 70% de los hidrocarburos producidos actualmente en el mundo provienen de campos que ya han estado en operación por más de veinte años, es decir, provienen de los denominados campos maduros que, por tal motivo, son los mayores activos de esta industria. Así pues, ante el panorama actual en el que es cada vez más esporádico el hallazgo de nuevos yacimientos y sumado al hecho de que más campos están entrando en la etapa de madurez, se incrementa la importancia de maximizar la recuperación final de los hidrocarburos, pues en promedio estos aún contienen aproximadamente el 30% de su gas y 65% de su petróleo original, lo que los proyecta a tener un rol aún más importante en el suministro de energía mundial¹.

1.1. GENERALIDADES Y COMPORTAMIENTO CARACTERÍSTICO

Comúnmente la palabra que suele describir un campo maduro es “antiguo”, sin embargo, de una manera objetiva un campo se considera maduro cuando su máximo pico de producción ya ha sido alcanzado y sus tasas actuales han disminuido significativamente respecto a dicho pico, independiente de la edad en específico; es decir, es aquel campo que se encuentra en la etapa natural de declinación. Dicha declinación de la producción se presenta cuando todos los hidrocarburos de “fácil extracción” han sido producidos a través de la recuperación primaria, lo que involucra generalmente que el campo se encuentra en un estado avanzado de exploración².

¹ SAAVEDRA, Leopoldo. Peer Reviews Are Good Investments When Considering Mature Field Revitalization. Halliburton White Paper. 2013.

² SAAVEDRA, Leopoldo. Peer Reviews Are Good Investments When Considering Mature Field Revitalization. Halliburton White Paper. 2013.

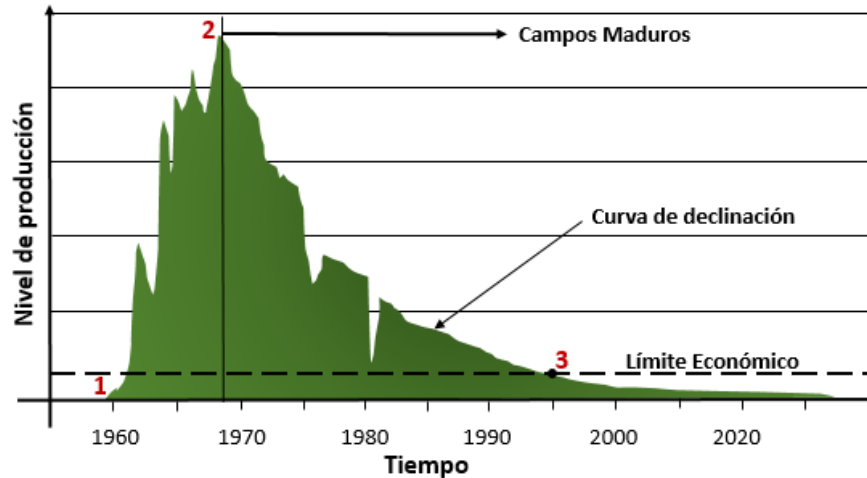
Usualmente estos campos presentan retos específicos porque se caracterizan por poseer una infraestructura antigua, con instalaciones que se encuentran en un estado poco favorable para la producción, con altos índices de corrosión y por ende elevadas rugosidades, lo que inevitablemente conlleva a tener mayores pérdidas de presión por fricción. Además de esto, los esquemas de producción muchas veces suelen ser anticuados, pues continúan siendo los mismos usados décadas atrás, resultando en un desaprovechamiento de los avances tecnológicos que aumentarían la recuperación final. Asimismo, fluidos como el agua y el gas que continuamente ganan movilidad pueden llegar a ser un problema pues se producen en mayores proporciones que el petróleo, lo que plantea potenciales cuestiones ambientales y operacionales que pueden ocasionar un prematuro abandono.

En la curva de nivel de producción contra tiempo (**Figura 1**) es posible apreciar las diferentes etapas de la vida productiva de un campo petrolero. A partir de la fecha 1 es puesto en producción y comienza un incremento progresivo en sus tasas, caracterizadas por un alto gradiente debido a la perforación y apertura de nuevos pozos. Esta etapa de aumento de la producción se extiende hasta la fecha 2, en donde es alcanzado el máximo pico de producción y es a partir de allí que el campo entra en la etapa de madurez, en donde se presenta una declinación continua que finalmente lleva el campo hasta la fecha 3 de abandono, la cual es determinada por el límite económico o, dicho en otras palabras, se suspende la producción de hidrocarburos cuando los ingresos provenientes de la venta de estos se vuelven iguales a la totalidad de los costos de operación del campo.

El aumento en la recuperación final de estos campos puede consistir en ampliar el periodo pico de la producción del campo o mermar la caída en la producción representada por la curva de declinación. Dicha curva es la que se desea aplanar, extender o incluso lograr que tenga intervalos con pendiente positiva por medio de la optimización de las condiciones operacionales y la aplicación de métodos de

recuperación secundaria y mejorada, a fin de prolongar la vida del campo y obtener la máxima cantidad de hidrocarburos posible³.

Figura 1. Curva típica de producción de petróleo



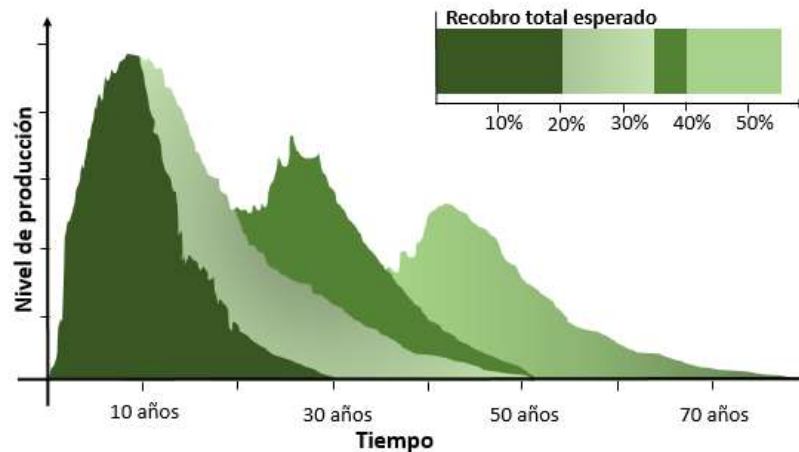
Fuente: Peer Reviews Are Good Investments When Considering Mature Field Revitalization. Halliburton. Modificado.

En este orden de ideas, se presenta en la **Figura 2** el efecto de las diversas etapas productivas de un campo, en donde cada una de ellas modifica la curva de declinación. La recuperación primaria es marcada por un elevado volumen de producción atribuido a la propia presión del yacimiento y se caracteriza por declinar rápidamente. En la recuperación secundaria la utilización de técnicas como la inyección de gas o agua junto con el efecto del levantamiento artificial hacen que disminuya la pendiente de la curva de declinación. Asimismo, una optimización del barrido del yacimiento mediante el re-diseño de aperturas, estimulaciones, perforación de pozos *infill*, modernización de las facilidades de superficie, rediseño de esquemas de inyección, entre otras actividades constituyen una etapa de la vida del campo en donde se aumenta la recuperación. Finalmente, la etapa del recobro

³ SAAVEDRA, Leopoldo. Peer Reviews Are Good Investments When Considering Mature Field Revitalization. Halliburton White Paper. 2013.

mejorado usa técnicas avanzadas que actúan directamente en el yacimiento que aumentan la recuperación y postergan el final de la producción del campo.

Figura 2. Etapas de la recuperación en un campo petrolero



Fuente: Peer Reviews Are Good Investments When Considering Mature Field Revitalization. Halliburton. Modificado.

Es preciso aclarar que, para la transición de cualquiera de estas etapas y/o para el desarrollo de metodologías de optimización o recuperación adicional en un campo maduro es imprescindible comprender la relación existente entre la producción a lo largo del tiempo y la correspondiente depleción sufrida por el yacimiento a medida que más fluidos son extraídos del mismo. En la **Figura 3** se ilustra tal relación que es considerada a partir del momento en que todos los pozos del plan de desarrollo han sido abiertos a flujo y en la cual se pueden identificar dos grandes etapas; la primera de ellas caracterizada por una producción máxima, limitada por las condiciones del separador y la segunda donde la producción es condicionada por una presión de fondo mínima en cada pozo. Con el fin de explicar con mayor precisión esta figura se definen los siguientes parámetros:

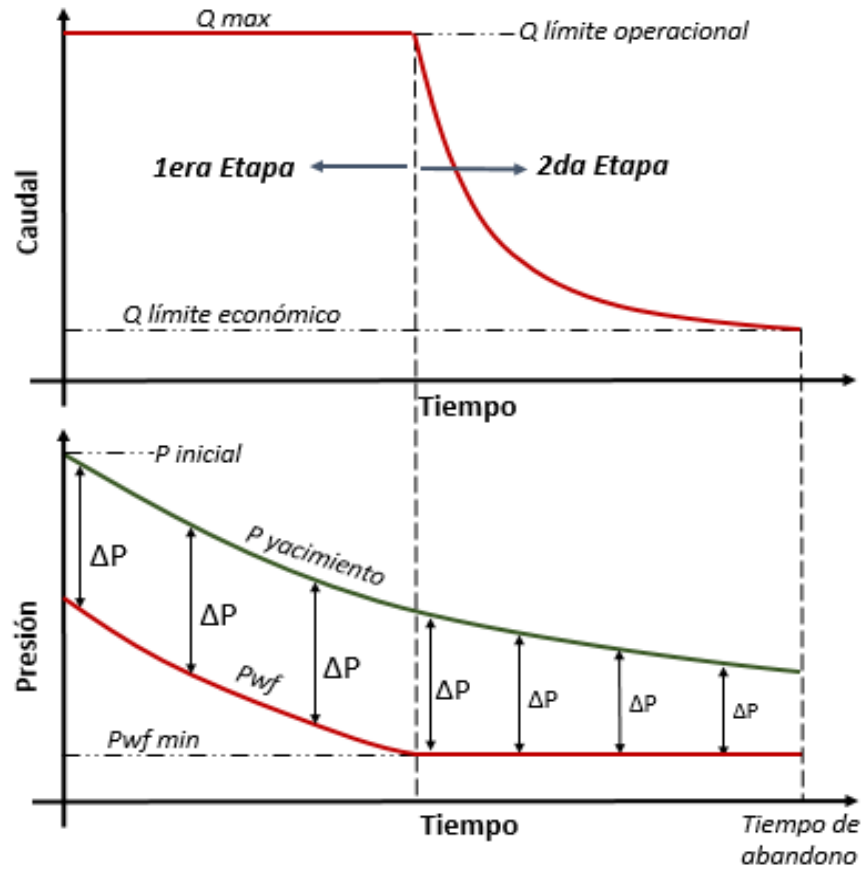
- $P_{wf \text{ min}}$ = Presión de fondo mínima que es la presión más pequeña que operacionalmente puede lograrse para el fondo del pozo. Es equivalente a las pérdidas de carga que el fluido tiene que vencer para llegar desde fondo de pozo hasta el separador, es decir, es la suma de la presión en separador, las pérdidas

por fricción en el pozo, líneas y accesorios junto con la pérdida por gravedad dada por la columna del fluido producido. Esta presión también es condicionada por un valor crítico por debajo del cual se presenta producción de arena o conificación de fluidos indeseados.

- $Q_{\text{máx}}$ = Caudal máximo o caudal de operación límite que es determinado por la capacidad que tiene el separador de recibir un volumen de fluido operando correctamente.
- $Q_{\text{límite económico}}$ = Caudal de límite económico que es el mínimo al cual existe rentabilidad, es decir, al cual al que los ingresos por la producción del hidrocarburo son mayores a los egresos por lifting-cost, mantenimientos, impuestos e inclusive es el caudal mínimo con el cual podrán ser cubiertos los costos del abandono de los pozos.
- ΔP = Diferencial de presión o *drawdown*, que es la diferencia entre la presión promedio del yacimiento y la presión de fondo de pozo. Este diferencial es lo que le permite al fluido desplazarse desde la formación hasta el pozo y por lo tanto determina las tasas de producción bajo flujo natural.

Inicialmente lo que limita la producción es el separador ya que se producirá de acuerdo al máximo caudal al que este pueda trabajar, por esta razón el *drawdown* no se hace el máximo posible ($P_{\text{yac}} - P_{\text{wfmin}}$) porque se obtendría un caudal por encima del permisible operacionalmente. Puesto que la presión del yacimiento va descendiendo es necesario que durante la primera etapa se disminuya la presión de fondo proporcionalmente a esta caída (mantener el *drawdown* constante) con el fin de mantener el caudal máximo en superficie. No obstante, a partir del comienzo de la segunda etapa, en donde se la presión de fondo alcanza la mínima, inevitablemente el *drawdown* empieza a reducirse con el tiempo y por lo tanto el caudal entra en declinación. De esta manera se producirá hasta el punto en que el caudal alcanza el límite económico y por eso termina la vida productiva de los pozos del campo.

Figura 3. Relación entre la producción y la presión de fondo de pozo.



1.2. ALTERNATIVAS PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN

Es de gran importancia comprender la anterior dinámica de la vida de los pozos y por lo tanto del campo para tener noción de los factores que pueden ser alterados con el objetivo de optimizar la producción. De esta manera, se realiza el siguiente análisis del efecto que tiene la modificación de los parámetros que dominan este comportamiento:

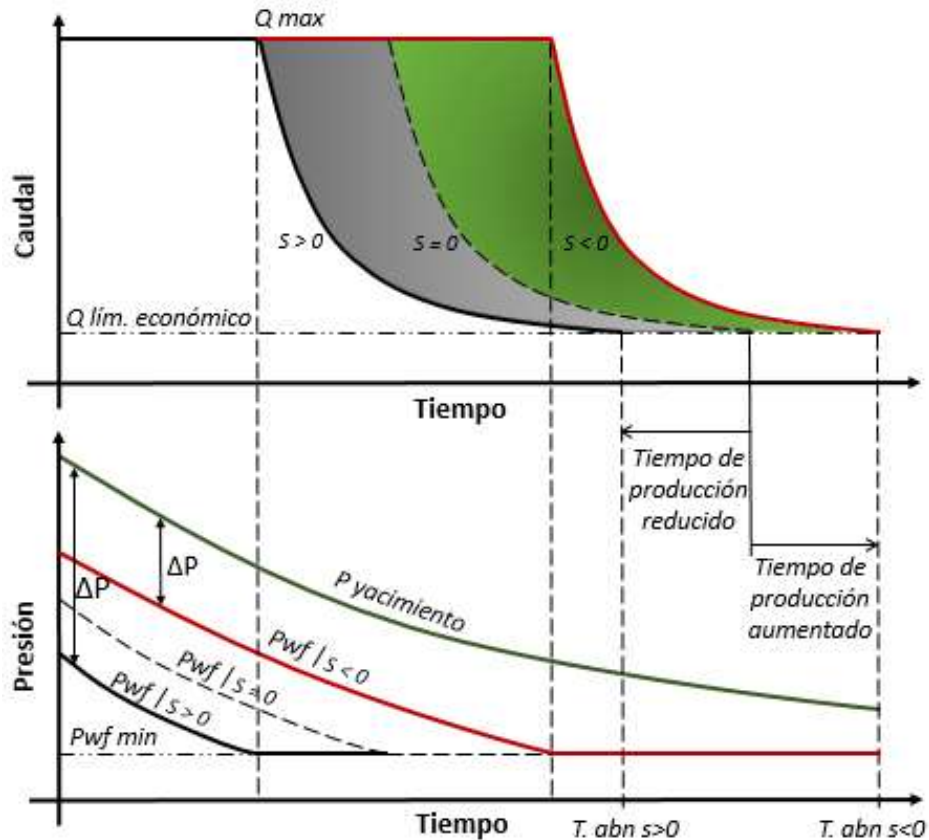
- **Manutención de la presión de yacimiento:** Si se logra mantener esta presión o disminuir su tasa de decaimiento se ampliará la primera etapa de producción debido a que, manteniendo el *drawdown* necesario, la presión de fondo tardará

en hacerse la mínima, con lo que se conseguirá obtener mayor cantidad de barriles en superficie. Esto es posible mediante la inyección de gas o agua.

- Reducción de la presión mínima: Si el límite inferior en línea punteada de la **Figura 3** es reducido se logrará prolongar el periodo de producción máxima. Esta alteración es alcanzable reduciendo las pérdidas de carga, lo cual puede ser efectuado por medio de la disminución de la columna hidrostática (uso de *gas lift*) y/o por medio de la reducción de las pérdidas por fricción que, usando un análisis nodal, se consigue optimizando el diseño de las tuberías (diámetros, trayectorias, materiales) o accesorios. Como se mencionó, la reducción de la presión mínima está limitada por los valores críticos.
- Uso de un mecanismo de levantamiento artificial: En el caso en que no se consiga el *drawdown* necesario para alcanzar el caudal máximo por flujo natural puede plantearse el uso de un mecanismo de un levantamiento artificial que contribuye con la disminución de la presión de fondo al aportarle energía al fluido en su ascenso.
- Optimización del separador: Cambios en su condición operacional podrían aumentar el tiempo de producción máxima al hacer que se requiera un menor *drawdown*. Además, el aumento de su capacidad aceleraría la producción, aunque no aumentaría la recuperación final.
- Alteración de las propiedades del fluido: La modificación de propiedades como es el caso de la reducción de la viscosidad disminuyen las pérdidas por fricción durante su levantamiento y por lo tanto se alcanzan mayores caudales con un mismo *drawdown*.
- Disminución del factor de daño (S): Dado el caso que exista un daño a la formación (S positivo) se requerirá un mayor *drawdown* para alcanzar el mismo caudal, es decir, la curva de presión de fondo estará por debajo de la original $s=0$ (curva negra en la **Figura 4**), lo que conlleva a un rápido alcance de la presión de fondo mínima y por ende se reduce la vida productiva del pozo dejándose de producir gran cantidad de hidrocarburos.

Si, por otro lado, la formación alrededor del pozo se estimula (S negativo), el efecto será el contrario, es decir, para obtener el mismo caudal se requerirá un menor *drawdown* y por tal motivo la curva de presión de fondo estará arriba de la curva original $s=0$ (curva roja en la **Figura 4**), esto causará que el tiempo de producción sea ampliado, obteniendo así una mayor cantidad de hidrocarburo.

Figura 4. Efectos del factor de daño en la producción.



- Recobro secundario y mejorado: La inyección de fluidos, la modificación de algunas propiedades de los fluidos in-situ y de la roca aumentan la productividad de las formaciones de interés, es decir, para un mismo *drawdown* entregarán mayor cantidad de fluido.

Afortunadamente numerosas metodologías y tecnologías existen para ayudar a extender la vida de un campo maduro. Adicional a las alternativas previamente expuestas se puede ejecutar re-ingeniería para hallar y abrir nuevos intervalos no drenados en los pozos productores, control de agua y arena, campañas de perforación de pozos *infill*, perforaciones multilaterales para mejorar el drenaje del yacimiento, entre otras actividades de optimización, las cuales pueden denominarse como técnicas de IOR (*Improved Oil Recovery*) que involucran tanto las técnicas que actúan directamente sobre el yacimiento y aumentan la recuperación final EOR (*Enhanced Oil Recovery*) como las técnicas que actúan en el sistema de producción.

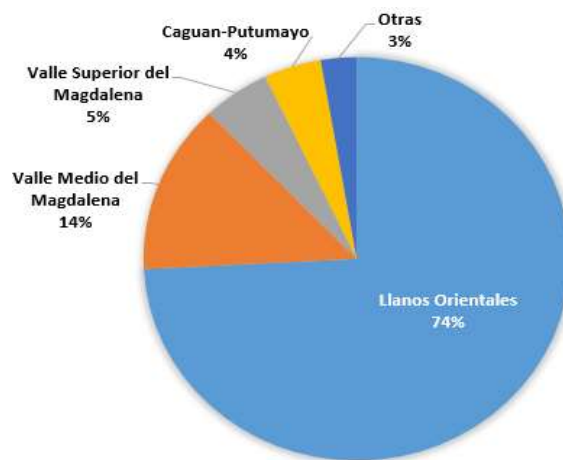
En ocasiones las técnicas de recobro mejorado resultan ser bastante costosas y demandan tiempos considerables de implementación, tanto que en algunos campos no resultan ser económicamente viables sobre todo en tiempos en los que el precio del petróleo es bajo como en el actual. Por este motivo, el foco del presente trabajo es la optimización de la producción por medio de una metodología que maximice la capacidad de entrega de fluido de los pozos a bajo requerimiento de tiempo y costo. Una de las formas más efectivas de revitalizar un campo maduro es instituir programas de intervención de pozos en el que se procure la apertura de horizontes no drenados, el cierre de intervalos con entrada de fluidos indeseados, la estimulación de zonas y la reparación o re-diseño de equipos que son actividades que permiten aumentar la recuperación y mejorar las condiciones operativas en un corto intervalo de tiempo.

2. GENERALIDADES DEL CAMPO EN ESTUDIO

2.1. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

La cuenca de los Llanos Orientales es la cuenca que mayores volúmenes de producción aporta al país, siendo la base fundamental de la producción de petróleo en Colombia. En el año 2015 esta cuenca produjo en promedio 746.192 barriles, equivalentes a un 74,2 % (**Figura 5**) de la producción nacional, en ella están ubicados los campos más importantes del país, y durante el año 2014 aportó el 73% de la producción de petróleo.

Figura 5. Producción de crudo por cuenca.



Fuente: Producción fiscalizada de petróleo por campo en superficie, ANH. Modificado.

Está localizada al noroeste de Colombia, de acuerdo con el instituto colombiano del petróleo (ICP) y la agencia nacional de hidrocarburos (ANH) es una depresión topográfica plana desarrollada en el flanco occidental del escudo de Guyana, tiene una extensión de 225.603 km² con alturas que oscilan entre 650 y 1.640 ft. La sedimentación corresponde a un antepaís formado entre el escudo de Guyana y la cordillera oriental.

Desde el punto de vista de generación de hidrocarburos la cuenca se ha dividido en tres sectores con características geológicas propias: Arauca, Casanare y Meta, que coinciden aproximadamente con los límites políticos de los departamentos del mismo nombre. Sin embargo, un estudio llevado a cabo por Ecopetrol⁴ diferencia cinco divisiones estructurales dentro de la cuenca:

- Provincia de Arauca: Corresponde a la parte norte de la cuenca de antepaís, caracterizada por fallas transcurrentes de dirección ENE-WSW. Consta de dos elementos estructurales mayores, el arco de Arauca y el graben de Arauca.
- Provincia de Casanare: Ubicada en la parte central de la cuenca, corresponde a una extensa zona de plataforma con predominio de fallas normales antitéticas de dirección N-S, y ENE-WSW. La provincia corresponde a un gran monoclin.
- Provincia oriental o del Vichada: Abarca el sector este de la cuenca y se caracteriza por una baja deformación estructural. El basamento cristalino es muy somero y está cubierto por una delgada secuencia de rocas clásticas, corresponde a un monoclin que buza hacia el oeste.
- Provincia del Meta: Localizada en el sector sur y suroeste de la cuenca. El occidente se caracteriza por un cinturón plegado de dirección N-S, con fallas inversas y normales de dirección NE-SW y fallas de rumbo dextrales de dirección NE-SW. En el oriente de la provincia predominan las fallas de orientación N-S, ya sean normales o inversas y las fallas de rumbo en dirección N-S.
- Provincia del piedemonte llanero: Tiene alrededor de 15-20 km de ancho, y está separado del antepaís al norte y al sur por el sistema de fallas inversas de Cusiana-Yopal. Debido a la presencia de múltiples fallas, esta zona es tectónicamente activa lo que tiene como consecuencia que los yacimientos ubicados en ella sean altamente heterogéneos y que los procesos de perforación y toma de datos sísmicos sean muy complejos. La principal roca madre de la cuenca es la formación Gachetá, junto con la formación los cuervos. En la

⁴ Beicip-Franlab. *Cuenca de los Llanos Orientales: estudio geológico regional*. Ecopetrol. 1995

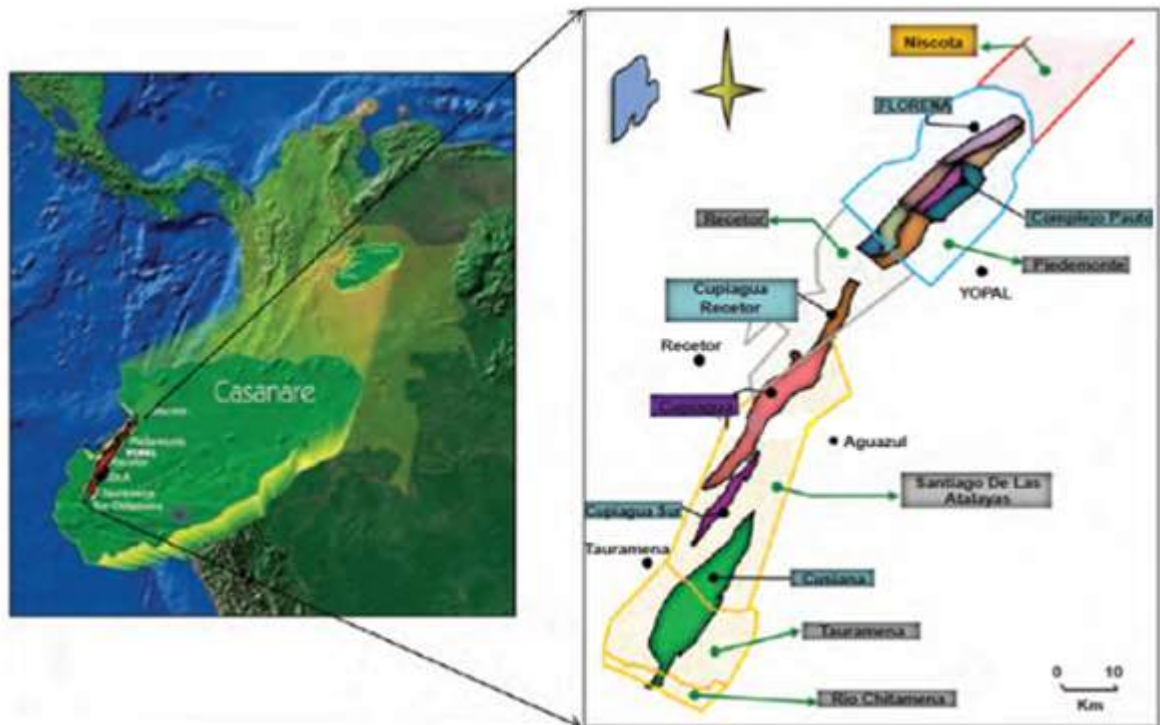
formación Gachetá predomina materia orgánica correspondiente a kerógeno tipo III, potencial generador de gas y condensado, con aportes menores de materia orgánica tipo II, potencial generador de aceite, por lo que se espera que el fluido en el sector occidental de la cuenca sea condensado y gas.

2.2. CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO

2.2.1 Descripción

El campo petrolero en estudio está geográficamente localizado a cerca de 100 km al noreste de la ciudad de Bogotá en la zona este del Piedemonte Llanero colombiano, en el departamento de Casanare. La **Figura 6** ilustra su ubicación en el territorio nacional.

Figura 6. Ubicación del campo en estudio.



Fuente: SPE 151575

Este campo se caracteriza por producir aceite y gas de las tres formaciones apiladas, Mirador, Barco y Guadalupe, a profundidades entre 12500 y 19500 pies, las cuales tienen en promedio una permeabilidad de 10 mD y una porosidad del 6% dada su alta compactación. Es un yacimiento de gas condensado cuya presión, después de más de 20 años de producción se encuentra por debajo de la presión de rocío y su condensado posee una gravedad API mayor a 40°. Sus reservas originales son cercanas a 1000 MMstb de petróleo y 4 Tcf de gas natural⁵.

Actualmente se encuentra en su etapa de decaimiento, con un factor de recobro mayor al 40% y los hidrocarburos restantes son difíciles de recuperar con la configuración de pozos existente, además no es posible costear *sidetracks* o nuevas campañas de perforación debido a que las reservas incrementales no son suficientes para afrontar los costos asociados a la perforación en esta zona geomecánicamente inestable, más aun tomando en cuenta la caída reciente en los precios internacionales del petróleo.

En esta región del piedemonte la profundidad máxima de los pozos perforados, expresada como TVD, varía entre 14000 y 19500 pies, la presión in-situ inicial variaba entre 6000 a 6700 psi y la temperatura de fondo entre 240 a 300 °F. Dicha amplitud en el rango de las propiedades es debida a que el espesor del yacimiento es aproximadamente de 5000 pies, lo que también implica una variación significativa en el comportamiento de fases del fluido y en las propiedades PVT. Como evidencia de ello, la presión de rocío varía entre 5300 y 5350 psia y en el fondo del yacimiento en periodos tempranos de producción únicamente se encontraba presente la región subsaturada, es decir solo había presencia de gas. No obstante, cuando la presión cayó por debajo de la presión de rocío se generó una significativa cantidad de

⁵ BALLIN, P. R.; CLIFFORD, P. J., & CHRISTIE, M. A. Cupiagua: A Complex Full-Field Fractured Reservoir Study Using Compositional Upscaling. SPE 66376-MS. 2001.

condensado (40 - 45%) producto del paso a una región de fases cercana al punto crítico, generando así una relación de condensado de 280 STB/MMscf⁶.

En la **Figura 7** se presenta el diagrama de fases del fluido de yacimiento en donde puede observarse que a las condiciones de presión y temperatura cercanas a los 4000 psi y 260 °F las líneas de calidad indican que cerca del 45% del volumen del fluido in-situ corresponde a condensado.

Es importante resaltar que bajo flujo natural la recuperación máxima alcanzable fue de 18% del IEOIP⁷ (*initial equivalent oil in place*) sin embargo debido a que la presión del yacimiento descendió rápidamente por debajo de la presión de rocío, el gas producido empezó a ser reinyectado. El impacto de esto, además de la manutención parcial de la presión y del mejoramiento en el barrido del yacimiento, es la recuperación de los componentes más pesados hallados en la fase líquida por medio de su vaporización a la fase gaseosa y, después de ello, su transporte en dicha fase de gas hacia los pozos productores para que posteriormente puedan ser obtenidos en forma de condensados en la superficie, por lo que se concluye que el proceso es composicional pero el flujo predominante es monofásico.

De igual forma, cabe aclarar que la reinyección de gas no logra detener la caída de presión del yacimiento sino que solamente la modera pues la razón VRR (*voidage replacement ratio*), es decir, la razón entre el volumen de fluido inyectado y el volumen de fluido producido sólo alcanza el 80%, teniendo como consecuencia que el fenómeno de acumulación de condensados se genere en todas las áreas del yacimiento, incluso con saturaciones en algunas zonas de hasta 35% del volumen poroso⁸. Asimismo, se ha demostrado que la eficiencia de barrido alcanzado en

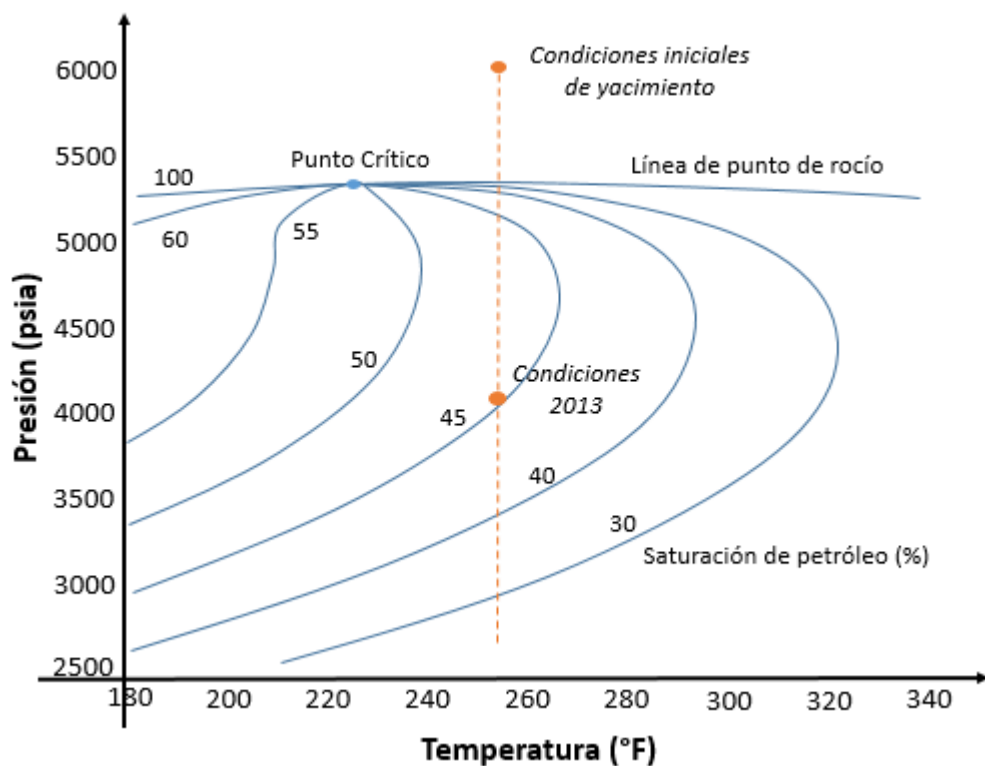
⁶ LEE, Sheng-Tai & CHAVERRA, Marcial. Modelling and Interpretation of Condensate Banking for the Near Critical Cupiagua Field. SPE 49265. 1998.

⁷ TIPPING, David & SAAVEDRA, Nestor Fernando. Cupiagua Uncertainties Offer Insight into Piedemonte Exploration Prospects in Colombia. *Journal of Petroleum Technology*. 2005.

⁸ TIPPING, David & SAAVEDRA, Nestor Fernando. Cupiagua Uncertainties Offer Insight into Piedemonte Exploration Prospects in Colombia. *Journal of Petroleum Technology*. 2005.

diversos lugares del yacimiento es baja, producto de la presencia de múltiples fracturas que actúan como canales preferenciales, las cuales comunican directamente los inyectores con los productores. De esta manera no es lograda una distribución uniforme del gas reinyectado y por lo tanto la recuperación de condensados disminuye. Este hecho se confirma con el excesivo aumento del GOR en algunos productores en tiempos tempranos justo después del comienzo de la reinyección.

Figura 7. Diagrama de fases del fluido en yacimiento.



Fuente: SPE 49265. Modificado.

Debido a que este campo se encuentra en la provincia del piedemonte llanero se destaca por contener gran cantidad de fallas tectónicamente activas que facilitaron la acumulación de hidrocarburos pero que a la vez dificultan las operaciones de perforación, teniendo como consecuencia que el costo de perforar un pozo en este

campo ronde los 40 millones de dólares. Las principales formaciones que conforman la secuencia estratigráfica de este yacimiento son areniscas cuarzosas junto con intercalaciones de lutitas físisles, inestables y altamente abrasivas. Las formaciones de interés son Mirador, Barco y Guadalupe, siendo Mirador la formación superior, la cual es una cuarzoarenita fluvial con una mineralogía limpia rica en cuarzo, altamente consolidada, de baja porosidad y con una capacidad de flujo (kh) de 3100 md-ft, siendo esta la mejor de las tres formaciones. A mayor profundidad se encuentran las formaciones Barco y Guadalupe, también arenas ricas en cuarzo con un kh de 400 y 300 md-ft respectivamente. A 2013 (última fecha tomada) la presión de Mirador, Barco y Guadalupe fue de 3500, 4200 y 4500 psia respectivamente⁹.

Este yacimiento es altamente heterogéneo debido a la presencia de fracturas naturales, muy importantes para el flujo de fluidos dentro del yacimiento debido a la baja porosidad y permeabilidad de las formaciones anteriormente mencionadas. En algunas zonas las fracturas aportan cerca del 80% de la permeabilidad y en consecuencia en estas secciones la tasa de producción de crudo puede aumentar hasta 5 veces, es por esto que una de las técnicas empleadas en la estimulación de los pozos de este campo es el fracturamiento hidráulico. Asimismo, el yacimiento se caracteriza porque su matriz, a pesar de poseer baja porosidad, tiene grandes gargantas de poro lo que las hace extremadamente vulnerables a la invasión de lodo, además otra fuente importante de daño se debe al reducido alcance horizontal que tienen los perforados como consecuencia de los altos esfuerzos compresivos en la roca. Lo anterior resulta en altos valores de skin, incluso mayores a 20 y por tal razón otra práctica de estimulación común es la acidificación.

En la **Tabla 1** se presenta un compendio de las diferentes características del campo en estudio y del fluido de yacimiento.

⁹ CASTAÑO FERNANDEZ. D.A. et al. A new Approach for CT Interventions in High-Permeability-Contrast Wells of Cupiagua Field, Colombia. SPE 163919. 2013.

Tabla 1. Caracterización del campo y del fluido.

Característica	Valor	Unidades
Profundidad del tope del yacimiento	12500-16000	ft, TVD
Espesor máximo	5000	ft
TD de los pozos	14000-19500	ft
OOIP	1000	MMstb
OGIP	4	Tcf
Presión in situ inicial	6000-6700	psi
Temperatura in situ	240-300	°F
Presión de rocío	5300-5350	psi
Relación condensado-gas	280	STB/MMscf
°API del condensado	42-43	grados
GOR inicial	3500	MMscf/STB
Porosidad	5 a 6	%
Permeabilidad	0,5 - 10	mD
Saturación de agua inicial	10	%
Recuperación por flujo natural	18	%
Skin	>20 ¹⁰	
Presión promedio yto (2013)	4000	psi
Presión Mirador (2013)	3500	psi
Presión Barco (2013)	4200	psi
Presión Guadalupe (2013)	4500	psi
Tipo de roca almacén	Cuarzoarenita	
Ambiente de depositación	Marino fluvial	
kh Mirador	3100	md-ft
kh Barco	400	md-ft
kh Guadalupe	300	md-ft
Contenido de azufre del gas	0,082	wt%
Contenido de níquel del gas	0,3	ppmw
Contenido de vanadio del gas	0,3	ppmw
TAN (Total Acid Number)	<0,05	mg/g
Poder Calorífico del gas	1143	BTU/ft3

2.2.2 Problemas en la etapa productiva

Como se expuso anteriormente, el yacimiento se caracteriza por su baja porosidad y baja permeabilidad de la matriz, en consecuencia, los problemas que se presentan

¹⁰ JACKSON, M.R.; RYLANCE, M. & ACOSTA, L.G. Hydraulic Fracturing of High Productivity Wells in a Tectonically Active Area. SPE 38608. 1997.

durante la etapa de producción generalmente están asociados al flujo de fluidos dentro del medio poroso. Adicionalmente, esta restricción al flujo se intensifica por una serie de fenómenos que ocurren dentro de las formaciones productoras y que están asociados a las condiciones termodinámicas actuales de yacimiento, a la composición del fluido, a la naturaleza de la roca y al agua presente. Entre estos fenómenos se encuentran el bloqueo por banco de condensados, bloqueo por agua de formación, deposición de escamas minerales, migración de finos y precipitación de asfaltenos los cuales son fuentes de daño ya que reducen la productividad de los pozos.

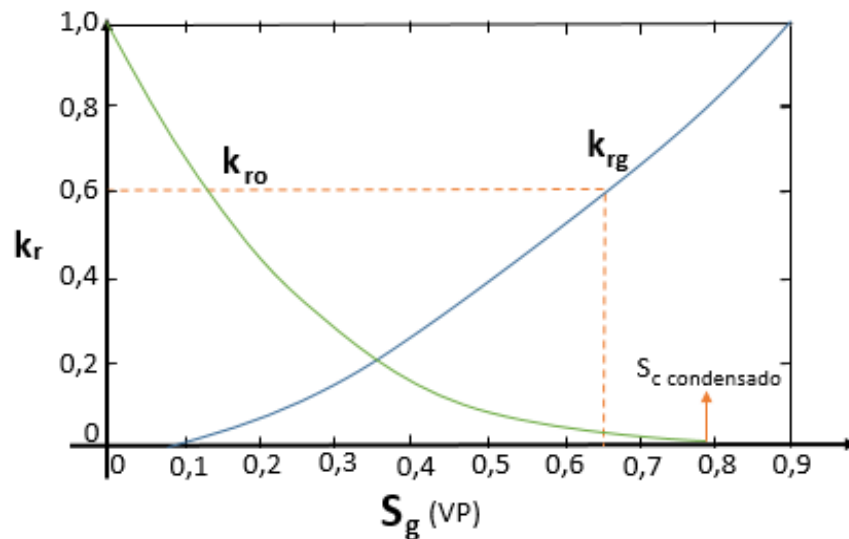
En los campos de esta región los problemas operacionales más comunes durante la etapa de producción son los bancos de condensados, que, debido a la caída en la presión por debajo del punto de rocío, se depositan en la cara del pozo. Estos líquidos que se condensan dentro del yacimiento son inmóviles, a excepción de la región cercana al pozo donde provocan que el flujo sea bifásico, lo que reduce la permeabilidad efectiva al gas y los volúmenes de producción e impide que los condensados se produzcan en la superficie donde pueden comercializarse. Según pruebas PBU (*Pressure build up*) realizadas durante la producción, la formación de condensados dentro del yacimiento reduce la permeabilidad efectiva al gas entre 5 y 8 veces¹¹, es decir disminuye la productividad de los pozos, lo que implica que serán necesarias menores presiones en fondo de pozo para la producción de un mismo volumen de fluidos, agudizando así el problema de formación de condensados dentro del yacimiento. Debido al gradiente de presión y temperatura en el yacimiento, este fenómeno es más propenso a ocurrir en el fondo del yacimiento debido a que el punto de rocío del fluido es mayor en esta zona.

La **Figura 8.** muestra las curvas de permeabilidad relativa representativas del campo en estudio. En ella se observa el efecto notorio que tiene el aumento de la

¹¹ BALLIN, P. R.; CLIFFORD, P. J., & CHRISTIE, M. A. Cupiagua: A Complex Full-Field Fractured Reservoir Study Using Compositional Upscaling. SPE 66376-MS. 2001.

saturación de condensado en la reducción permeabilidad al gas. Debe tenerse en cuenta el valor de la saturación crítica de condensado, que como se puede observar en la gráfica, se encuentra cercano al 21%, este valor es significativamente alto e indica que a saturaciones de condensado menores a esta, el condensado no fluirá dentro del yacimiento, no será producido y restringirá el flujo de la fase gaseosa. Por otro lado, como fue mencionado anteriormente, en algunas zonas del yacimiento se han registrado valores de saturación de condensado de hasta 35%, lo que se ilustra por medio de la línea discontinua en la imagen. Con dicho valor de saturación, la permeabilidad relativa al gas se reduce a 0,6 lo cual equivale a una disminución aproximada del 30%. Con tal magnitud de reducción en la permeabilidad al gas la producción de este fluido se ve fuertemente afectada y por esta razón este problema es el más característico en este campo.

Figura 8. Curvas de permeabilidad relativa.



Fuente: *Well Test Design and Analyse*. Chapter 17. Modificado.

Este problema se ve agravado por otro de los grandes problemas en este yacimiento como lo es el incremento en el corte de agua a lo largo de los años. La entrada de agua como una tercera fase fluyendo dentro del medio poroso reduce aún más la

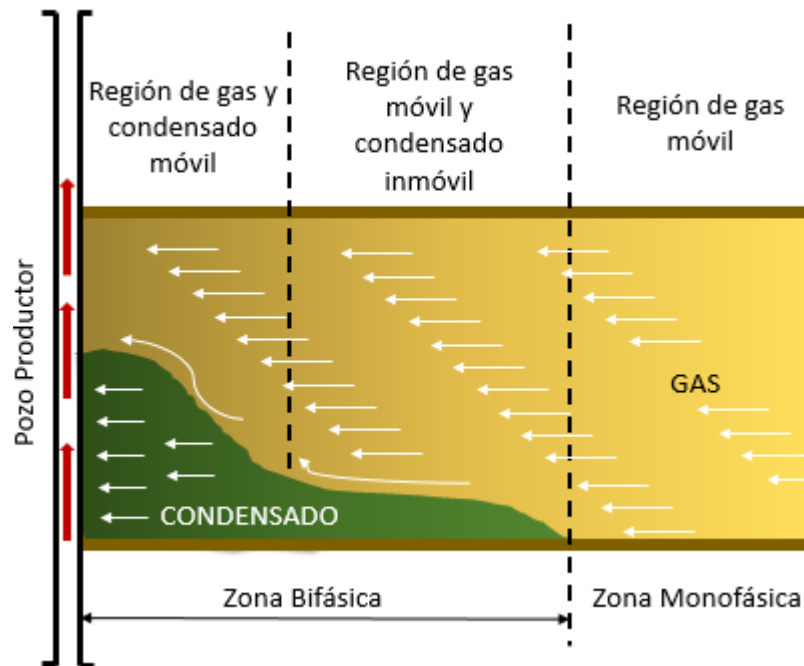
permeabilidad efectiva al gas. Los principales efectos adversos al respecto de la presencia de bancos de condensados y la existencia de una tercera fase en el yacimiento son los siguientes:

- Las fases líquidas generan una barrera al flujo de gas, reduciendo el volumen poroso disponible y la permeabilidad efectiva al mismo. Según repetidas pruebas PBU, el efecto de las fases líquidas en la permeabilidad al gas es significativo pues la reduce de 5 a 8 veces. Además, la fase líquida en el yacimiento es relativamente inmóvil, a excepción de la región cercana al pozo, en donde el fenómeno de la formación de bancos de condensado hace que el flujo sea multifásico aumentando las pérdidas de carga.
- Este campo es altamente complejo en términos de permeabilidad ya que se clasifica entre yacimiento convencional y *tight gas*. Sumado a ello, altas presiones capilares han sido encontradas por el pequeño tamaño de poro que caracteriza a sus formaciones, además la presencia de flujo multifásico agudiza este efecto capilar.
- La saturación crítica de condensado juega un rol importante en la movilidad de las fases; si esta saturación es alta entonces el daño aumenta porque gran cantidad de condensado se acumula, obstruyendo al gas y no siendo producido tal como sucede en diversas zonas de este campo.
- Cuando la tercera fase aparece (agua) se exhibe un incremento en el daño debido a que, además de aumentar las fuerzas capilares, pueden ocurrir cambios en la mojabilidad de la roca. Además de esto, el agua restringe la movilidad del condensado que ya alcanza saturaciones en las que es móvil. Cuanto mayor sea la saturación de agua residual, mayor será la reducción en la permeabilidad relativa al gas y al condensado.
- La existencia del banco de condensado también hace que los componentes más pesados y valiosos no lleguen a superficie. La composición de las fracciones pesadas cambia con el tiempo a medida que se depleta el yacimiento, por ejemplo, cuando la presión de fondo de pozo es menor a la de rocío hay un

incremento en la concentración molar de los componentes pesados alrededor del pozo. Estos cambios composicionales generan diferentes tipos de condensado, el cual generará mayor o menor daño a la formación porque variarán los valores de la tensión interfacial.

La **Figura 9.** ilustra la forma como se distribuye el banco de condensados dentro del yacimiento, en este caso particular se presentan tres regiones diferenciadas entre sí; una región de una sola fase donde únicamente hay flujo de gas, una región de dos fases donde hay gas y condensado presentes pero únicamente el gas es capaz de fluir y una región donde además de estar presentes las dos fases, ambas son capaces de fluir, generalmente esta última se presenta cerca a la cara del pozo.

Figura 9. Distribución del banco de condensados en yacimiento.

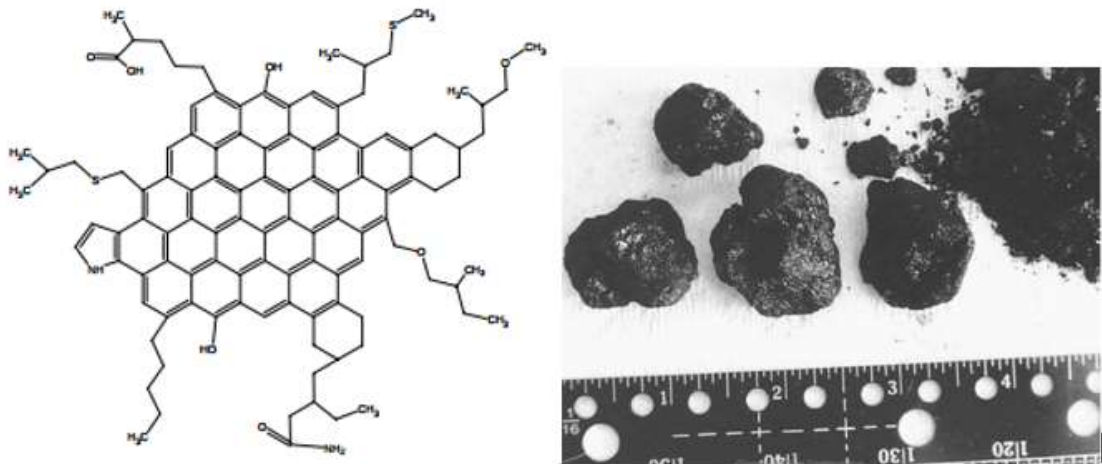


Fuente: SPE 151575. Modificado.

Otro de los problemas presentes es la precipitación de minerales que genera escamas en el yacimiento, en los pozos y en las líneas de superficie. Las principales escamas minerales son calcita, barita y siderita que son encontradas en todas las

capas productoras. De igual manera, la migración de finos también es común en este campo y es un problema asociado a las intercalaciones de lutitas inestables, por lo cual hay tendencia a la obstrucción de las gargantas de poro en las cercanías de los pozos. No obstante, dichas obstrucciones tanto en yacimiento como en las tuberías y equipos de superficie son causadas principalmente por la precipitación orgánica de asfaltenos. El incremento en el CO₂, los cambios composicionales, la caída en la presión y la evaporación de componentes causada por la inyección de gas son los principales factores que favorecen la desestabilización y posterior precipitación de los asfaltenos.

Figura 10. Asfaltenos.



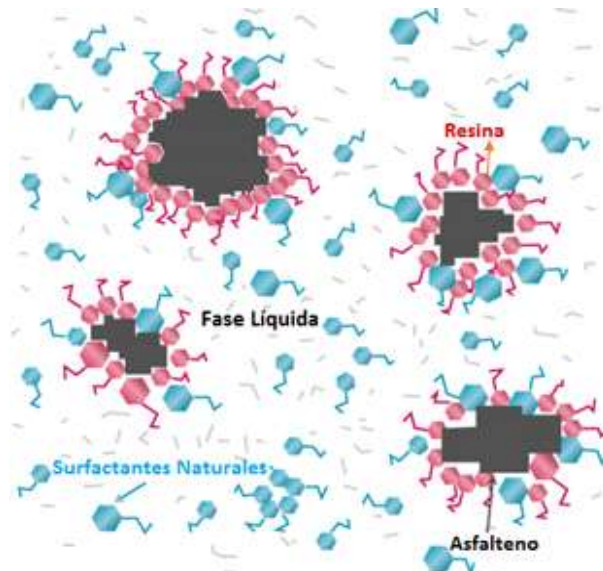
Fuente: Supramolecular Structures of Oil Systems as the Key to Regulation of Oil Behavior. Disponible en la web: [<http://www.omicsonline.org/>]

Los asfaltenos son partículas sólidas semicristalinas que se encuentran como dispersión coloidal en el petróleo y son el resultado de la unión de moléculas aromáticas y nafténicas de alto peso molecular junto con otros átomos tales como nitrógeno, azufre, oxígeno, etc (**Figura 10**). Se caracterizan por ser de tipo polar y de estructura amorfa, alta densidad debido a su alto peso molecular y bajo contenido de hidrogeno (altamente insaturados). Son definidos por su solubilidad: la fracción del petróleo que sea soluble en tolueno e insoluble en n-alcanos. Si el crudo es

altamente parafínico o posee parafinas de alto peso molecular se precipitarán grandes cantidades de asfaltenos dado el bajo grado de afinidad entre estas moléculas. Cuando los asfaltenos están en solución en el crudo se agregan formando micelas de manera que se genera una suspensión coloidal. Estos coloides son estabilizados por la adsorción de resinas en la superficie de la micela, por lo tanto aunque el crudo tenga alta concentración de asfaltenos, si hay suficientes resinas estos serán estables dentro del crudo.

La precipitación de asfaltenos se favorece bajo condiciones que facilitan la desestabilización de las resinas que se encuentran en la superficie de estas moléculas (**Figura 11**). Cambios en la presión, la temperatura, el caudal y la composición del fluido pueden desestabilizar el equilibrio entre el asfalteno y la resina propiciando la precipitación, estos cambios ocurren durante procesos como la depleción primaria, la inyección de gas natural o dióxido de carbono, los tratamientos de acidificación, la producción mezclada de fluidos incompatibles entre sí o el *gas lift*.

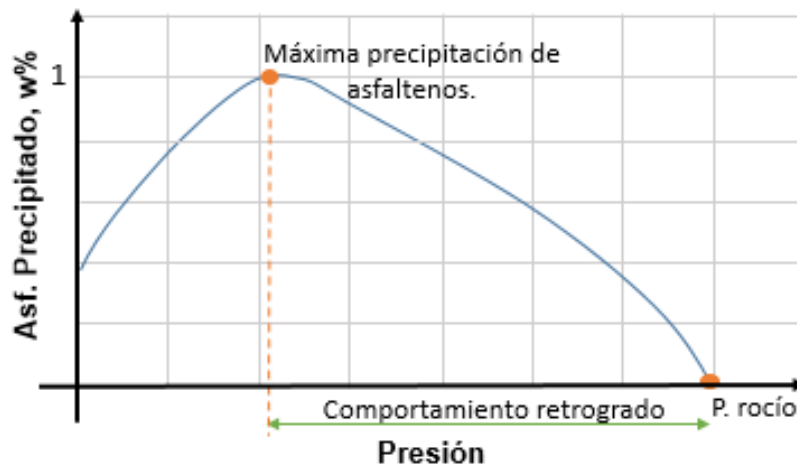
Figura 11. Equilibrio asfalteno - resino - líquido.



Fuente: *Challenges and solutions to asphaltene and wax deposition*. Disponible en la web: [<http://www.offshore-mag.com/>]. Modificado.

En campos de gas condensados como el del presente estudio, la precipitación de asfaltenos tiene un comportamiento con la presión como se ilustra en la **Figura 12**. A partir de la presión de rocío hay condensación de las fracciones más pesadas del gas dentro de las cuales se encuentran pequeñas cantidades de asfalteno. A medida que el yacimiento continúa depletándose, fracciones más livianas condensan aumentando la cantidad de saturados en el condensado y por lo tanto desestabilizando las resinas que rodean los asfaltenos, incrementado así su precipitación. La precipitación alcanza su punto máximo cuando se alcanza la presión a la cual finaliza el comportamiento retrógrado del gas y los componentes más livianos se evaporan nuevamente, esto hace que las condiciones del condensado sean más propicias para la estabilización de los asfaltenos y por lo tanto estos se re-disuelven. De la misma manera la reducción en la temperatura favorece la precipitación.

Figura 12. Precipitación de asfaltenos en el condensado.



Fuente: SPE-18273-PA. Modificado.

Para el caso en particular del campo de estudio algunos factores adicionales que favorecen la precipitación de asfaltenos se deben a ciertas prácticas operacionales como la estimulación ácida y la reinyección de gas para el mantenimiento de la presión, debido a que modifican la composición del fluido dentro del yacimiento,

incrementando la fracción de hidrocarburos saturados y alterando el equilibrio entre la resina y el asfalteno. A pesar de que el fluido por tratarse de gas posee una baja concentración de asfaltenos, estos tienen una tendencia alta a la precipitación debido a la gran cantidad de saturados presentes.

Como fue explicado anteriormente, los yacimientos en esta región se caracterizan por ser sumamente heterogéneos dada la fuerte actividad sísmica asociada a la formación de la cuenca de los Llanos Orientales. El problema asociado a esto es la dificultad en la implementación de esquemas de inyección de fluidos como método de recuperación, ya que dentro de la matriz hay zonas con permeabilidad preferente donde se presentan fenómenos de digitación viscosa además de la presencia de múltiples fracturas que evitan el flujo uniforme de los fluidos barriendo el yacimiento. Otra consecuencia de la heterogeneidad en este yacimiento es la diferencia en la permeabilidad que trae consigo dificultades para estimular efectivamente los intervalos cañoneados, por lo que en algunos casos, en lugar de mejorar la producción, las estimulaciones han resultado en daño a las formaciones productoras y reducción en la producción de los pozos.

2.2.3 Prácticas operacionales ejecutadas

El gas de este campo se produce por flujo natural, mediante empuje por depleción, por lo que no ha sido necesario implementar ningún sistema de levantamiento artificial. En la superficie se obtienen gas, agua y petróleo condensado a partir del gas rico. Con el propósito de mantener la presión por encima de la presión de rocío y evitar la formación de condensados inmóviles dentro del yacimiento se reinyecta parte del gas producido, como se mencionó anteriormente, esto también contribuye a recuperar la mayor cantidad de componentes pesados del condensado. Actualmente el campo cuenta 23 pozos productores activos y con 11 pozos inyectores de gas. El último boletín de producción con el que se cuenta sugiere que, a la fecha de elaboración de esta propuesta de optimización se producen aproximadamente 662,10 MMscfd de gas natural, de los cuales 562,40 MMscfd son reinyectados al yacimiento, lo que equivale a un 84,94%. El gas que se reinyecta es

tratado de tal manera que se le remuevan los componentes más pesados C5+ para aprovecharlos comercialmente en la corriente de producción de condensados, de esta manera el gas que se reinyecta contiene CO₂, N₂, C₁, C₂, C₃, C₄.

Las prácticas operacionales más comunes efectuadas en este campo están orientadas, como se ha mencionado, al mantenimiento de la presión del yacimiento y a la reducción los daños en la cara del pozo para favorecer la producción de los fluidos y, evitar la formación de bancos de condensados. Con este fin se realiza una serie de procedimientos dentro de los que se encuentran la reinyección de gas, el fracturamiento hidráulico, la alteración de la mojabilidad de la roca y la reducción de la tensión interfacial a través de la inyección de químicos en corrientes líquidas y gaseosas.

La práctica operacional de mayor relevancia para la inhibición de los bancos de condensado ha sido la reinyección de gas; sin embargo las otras dos técnicas empleadas también han contribuido significativamente a este propósito. Por una parte el fracturamiento hidráulico que además de estar orientado a mejorar la permeabilidad del yacimiento a través de la apertura de fracturas, mitiga el crecimiento de los bancos de condensados alrededor de la cara del pozo debido a la disminución del diferencial de presión requerido para la producción de estos líquidos; y por otra parte, la inyección de químicos consiste en la dosificación de aditivos en una base de hidrocarburos, con el propósito de reducir la tensión interfacial y disminuir la mojabilidad de la fase líquida con el fin de lograr que la roca tenga menor preferencia por el condensado y se facilite su flujo hacia los pozos.

En cuanto al tratamiento de la precipitación de escamas, este varía si se trata de escamas orgánicas o inorgánicas. Para el caso de las inorgánicas se ha implementado un solvente denominado EDTA (Ácido etilendiaminoteracético), mientras que, para los asfaltenos, las principales escamas orgánicas presentes, se han adicionado inhibidores de floculación cuya función es remover los componentes más pesados que pueden precipitar en la roca. En ambos casos los químicos se disuelven en la corriente del hidrocarburo inhibido.

3. FUNDAMENTOS TEORICOS DE LA METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN A IMPLEMENTAR

3.1. HERRAMIENTAS PARA CLASIFICAR POZOS DE ACUERDO A SU DESEMPEÑO

3.1.1 Índices de heterogeneidad

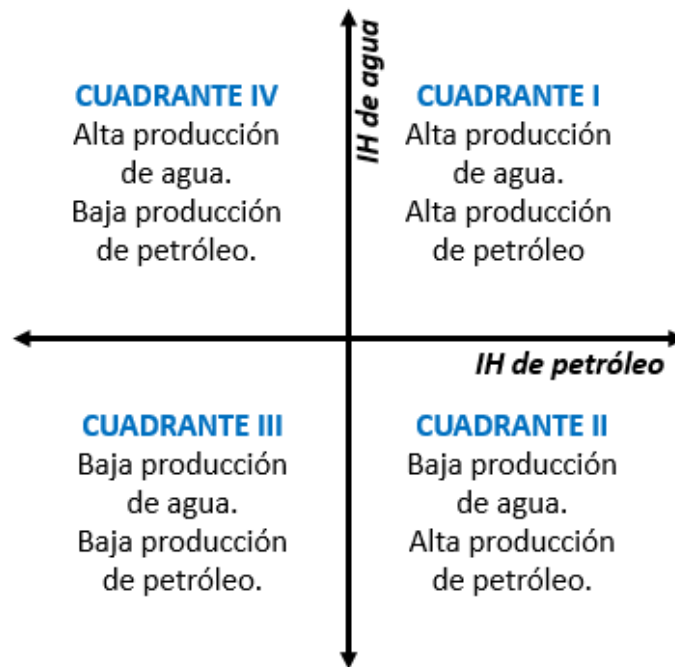
La contribución o aporte de un pozo en la producción se hace notorio cuando se realiza una comparación del mismo con la totalidad de los pozos, más específicamente si se compara la producción de cada fluido producido por el pozo con la media de la producción de estos mismos fluidos en todos los pozos del campo. De esta manera no solo se conocerá la magnitud de su aporte sino también será posible identificar las oportunidades de optimización en aquellos pozos que no tengan el desempeño esperado. Para esto, una de las herramientas estadísticas más útiles para llevar a cabo tal comparación es el índice de heterogeneidad (IH) que es representado por **(ec.1)**. Este índice representa la variación de una medida respecto a la media aritmética de las medidas en un conjunto de datos.

$$IH_{fluido} = \frac{Tasa\ fluido_{pozo}}{Tasa\ fluido_{media\ del\ campo}} - 1 \quad \text{(ec.1)}$$

La fórmula consiste de una fracción que representa la contribución por parte del pozo y una correspondiente normalización al restar una unidad, generando de este modo una escala en donde la media de las tasas equivaldrá al valor $IH = 0$ y por consiguiente los valores positivos y negativos serán producciones mayores y menores a la media respectivamente. De esta forma se facilita la identificación de elementos con buen y mal desempeño, y se reduce el espectro de pozos a los cuales es necesario remitirse debido a su bajo rendimiento, el cual se verá ilustrado en el valor que tome el índice, que a su vez proporcionará una noción del tipo de operación necesaria para corregir su desempeño.

Cuando los tres índices de heterogeneidad (petróleo, gas y agua) han sido calculados para todos los pozos es conveniente realizar gráficos cartesianos en los que cada eje represente un índice; así, dos gráficos serán de gran utilidad en el presente estudio: índices de heterogeneidad agua-petróleo (IHw vs IHo) y gas-petróleo (IHg vs IHo).

Figura 13. Índice de heterogeneidad de agua vs índice de heterogeneidad del petróleo.



Fuente: Optimización de la producción del campo Culebra Yulebra aplicando técnicas de gestión integrada de yacimientos. Modificado.

Tal como está descrito en la **Figura 13.** cada cuadrante representa el comportamiento de los pozos en relación a su producción de líquidos. De acuerdo a ello se realiza un análisis en la **Tabla 2.** de las características comunes de los pozos ubicados en dichos cuadrantes, así como de los requerimientos para incrementar la producción de los fluidos deseables y reducir la producción de los fluidos no deseados a fin de maximizar las ganancias de la operación del campo. Se plantean dos operaciones generales para optimizar la producción, y según el

cuadrante en el que se encuentren los pozos, estas operaciones se categorizan según su prioridad como innecesarias, apropiadas y prioritarias; en este caso las operaciones apropiadas son aquellas que deberían ser llevadas a cabo pero que pueden ser pospuestas debido a que las operaciones prioritarias deben realizarse con carácter urgente.

Tabla 2. Análisis de los pozos por cuadrantes IHW – IHo.

Cuadrante	Análisis del pozo	Requerimiento de estimulación	Requerimiento de control de agua
Primero (I)	<ul style="list-style-type: none"> * Alta productividad de ambos líquidos. * Cara del pozo con permeabilidad favorable o bajo daño. * Adecuado diseño del pozo por sus bajas pérdidas de carga. * Posibles zonas abiertas con ingreso de fluido no deseado. * Mayor exigencia en el manejo del agua producida dado su alto aporte. 	Innecesario	Apropiado
Segundo (II)	Mayor desempeño, estado deseado y no es recomendable realizar intervenciones debido a sus costos y a que podrían alterar negativamente el rendimiento de los pozos.	Innecesario	Innecesario
Tercero (III)	<ul style="list-style-type: none"> * Menor productividad total. * Cara del pozo con muy baja permeabilidad o con alto daño. * Requiere de la reevaluación del diseño del pozo por sus probables pérdidas de carga significativas. * Revaluación para determinar si deberían permanecer en producción, ser cerrados o convertidos en inyectores. * El análisis nodal puede mejorar la producción de fluidos. 	Prioritario	Innecesario
Cuarto (IV)	<ul style="list-style-type: none"> * Menor desempeño y por ende pozos de menor rentabilidad para el campo. * Con zonas abiertas que facilitan el ingreso de fluido no deseado. * Probable presencia de una conificación de agua. * Mayor exigencia en el manejo del agua producida dado su alto aporte. * Revaluación para determinar si deberían permanecer en producción, ser cerrados o convertirse en pozos inyectores. 	Innecesario	Prioritario

Así pues, se observa que los pozos que se ubiquen en los cuadrantes tercero y cuarto serán aquellos que serán evaluados en forma prioritaria para determinar si requieren y si es conveniente llevar a cabo operaciones de intervención con el fin de optimizar su producción. Por otro lado, también será necesario un análisis de los pozos ubicados en el primer cuadrante con el fin de reducir su entrada de agua procurando no afectar la producción de hidrocarburos a fin de mejorar su rendimiento.

Asimismo, en la **Figura 14**, se contrastan los índices de heterogeneidad del gas y del petróleo (IHg vs IHo). Allí es posible analizar en qué fase están siendo producidos los hidrocarburos y de acuerdo a ello se pueden plantear medidas en busca de optimizar las tasas de los productos más valiosos para este campo en particular; un ejemplo es la maximización de la obtención de condensados en el separador debido a su alto valor comercial, por consiguiente, pueden modificarse las condiciones del sistema de producción para obtener mayores cantidades de hidrocarburos líquidos en superficie. El análisis detallado cuadrante a cuadrante de dicho gráfico es presentado en la **Tabla 3**.

En la **Tabla 3** se resalta que sin importar cuál sea el hidrocarburo a maximizar, todos los pozos que se encuentren en el tercer cuadrante requerirán trabajos de intervención con la mayor celeridad puesto que son pozos en los que no hay retribución satisfactoria, ni de gas ni de petróleo, frente a los costos diarios que demanda su manutención.

Histórico de los índices de heterogeneidad

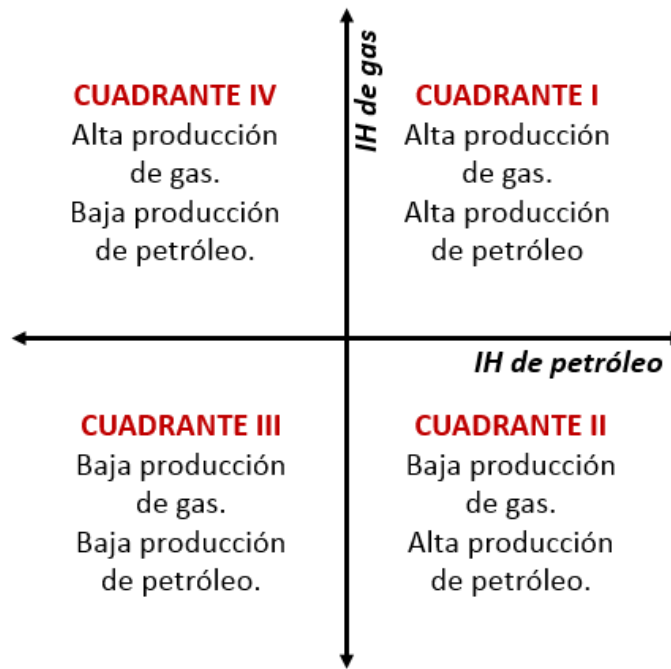
Con el paso del tiempo la productividad de los pozos varía debido a diversos factores entre los cuales se destaca la caída progresiva de la presión del yacimiento, la cual influye directamente en la disminución del *drawdown* y por lo tanto en la reducción de las tasas producidas. De igual manera, factores a nivel local pueden ser causantes de particulares cambios en el rendimiento de los pozos, tales como el esquema de completamiento que se implemente, las intervenciones ejecutadas,

así como los daños que trae consigo la producción de ciertos fluidos que tienden a obstaculizar la cara del pozo, como en el caso de este campo, los bancos de condensado o la acumulación de asfaltenos. Otras veces este rendimiento cambia por factores ajenos al desempeño del pozo, que obligan al cierre temporal de los mismos, al igual que la ejecución de pruebas de presión, entre otras actividades. Todos estos factores hacen que se registren comportamientos anómalos en la contribución de los pozos a lo largo de su historia y por lo tanto son factores determinantes en el desempeño actual y futuro de los pozos.

Tabla 3. Análisis de los pozos por cuadrantes IHg – Iho.

Cuadrante	Análisis del pozo	Requerimiento de estimulación
Primero (I)	<ul style="list-style-type: none"> * Mayor desempeño debido a los altos caudales tanto de gas como de petróleo. * Cara del pozo con favorable permeabilidad o bajo daño. * Adecuado diseño del pozo por sus probables bajas pérdidas de carga. * Estado deseado y es recomendable no realizar intervenciones que alteren negativamente su rendimiento. 	Innecesario
Segundo (II)	<ul style="list-style-type: none"> * Buen desempeño debido a la obtención de hidrocarburos líquidos que tienen alto valor comercial. * Probable reducción del caudal de gas por presencia de bancos de condensado que reducen su flujo. 	Innecesario
Tercero (III)	<ul style="list-style-type: none"> * Menor desempeño y por ende pozos de menor rentabilidad para el campo. * Formaciones con muy poca permeabilidad, alto daño o con bancos de condensado que, además de no ser producidos, obstaculizan el normal flujo de gas. * Exigencia de reevaluar el diseño del pozo por sus probables altas pérdidas de carga. * La ausencia de suficiente gas dificulta el flujo de petróleo ya que disminuye la elevación por arrastre y aumenta la densidad de la columna de fluidos. 	Prioritario
Cuarto (IV)	<ul style="list-style-type: none"> * Buen desempeño debido a la obtención de hidrocarburos gaseosos. * Dada la baja producción de hidrocarburos líquidos es probable que la condensación de los mismos esté ocurriendo dentro del yacimiento, por ende, se recomienda evaluar técnicas que estimulen la recuperación de los componentes más pesados, mejorando la rentabilidad. 	Apropiado

Figura 14. Índice de heterogeneidad de gas vs índice de heterogeneidad de petróleo.



Fuente: Optimización de la producción del campo Culebra Yulebra aplicando técnicas de gestión integrada de yacimientos. Modificado.

1

Por esta razón es preciso estudiar, además del aporte actual de los pozos, la historia que estos han tenido desde el momento en que fueron puestos en producción ya que esto aportará información útil en la búsqueda de campos de acción de una optimización, es decir, en la búsqueda de fallas o procesos a mejorar en el conjunto de pozos.

El análisis del comportamiento de los índices de heterogeneidad históricos permite observar claramente la evolución del desempeño de cada uno de los pozos con respecto a la totalidad del campo. Esto hace posible conocer el comportamiento de la producción de agua, petróleo y gas al inicio de la producción de los pozos, y a partir de allí observar los cambios ocurridos con el transcurso del tiempo, lo que permite determinar para cada uno de los pozos los fluidos cuyo aporte relativo al campo se incrementan o se disminuyen. También permite conocer cómo se

encuentra la producción actual en relación con el campo y su relación con su comportamiento en el pasado, lo que indica si su desempeño ha mejorado o empeorado y por qué, ya que es posible relacionar los cambios en el índice de heterogeneidad con la historia de producción de los pozos y saber si una mejora o disminución en la producción de un fluido fue consecuencia de alguna intervención o algún evento ocurrido en el pozo. Esta información es muy valiosa como analogía a la respuesta que pueden tener estos pozos a nuevas intervenciones que se planteen en esta propuesta de investigación.

La gráfica que permite realizar estos análisis está ubicada en un plano cartesiano, con los mismos cuatro cuadrantes de las gráficas de índice de heterogeneidad agua contra petróleo y gas contra petróleo, con la diferencia de que para cada uno de los pozos no se tendrá únicamente un punto, sino una sucesión de puntos que representan la relación entre los índices de heterogeneidad calculados cada tres meses desde que el pozo inició su producción hasta la actualidad. La unión de estos puntos conforma una línea cuyo análisis fundamental consiste en seguir su trayectoria desde el punto inicial hasta el punto final y, de acuerdo con el cambio en los cuatro cuadrantes que ocurra en la gráfica, inferir que cambios se presentaron en la producción de fluidos.

Otro aporte importante que proporcionan estas gráficas es el potencial de los pozos, es decir, en que momento de su historia la producción de los fluidos deseados se encontraba en su punto máximo y la de los no deseados en su mínimo, esto permite el planteamiento de cuestionamientos y justificativas acerca del porque actualmente no se logra llegar a dicho potencial, en qué momento la razón de fluidos indeseados empezó a aumentar, entre otros análisis estrechamente ligados al estudio de optimización.

Con el fin de obtener la gráfica anteriormente mencionada para cada uno de los pozos se debe conocer la producción diaria de petróleo, agua y gas. Esto se hace tomando una muestra de producción, que consiste en un valor de los volúmenes producidos diariamente, en intervalos de tres meses (del día primero del mes).

Además, en cada una de estas fechas se debe calcular el valor de producción promedio del campo para cada fluido. Este se calcula mediante la sumatoria de la producción acumulada a esa fecha de todos los pozos activos, para posteriormente dividirla entre el producto de dicho número de pozos (n) y el número de días transcurridos a la fecha desde el inicio de la producción del campo **(ec.2)**, obteniéndose así un valor de producción diaria promedio para todo el campo, el cual se compara con la producción diaria de cada uno de los pozos para el cálculo de los índices **(ec.1)**. De esta forma, los valores de producción relacionados tendrán las mismas unidades, ya sea barriles por día (Bpd) o millones de pies cúbicos estándar por día (MMscfd).

$$Tasa\ media\ campo_{o,w,g} = \frac{\sum_i^n Tasa\ pozos\ i_{o,w,g}}{n * (días\ en\ producción)} \quad \text{(ec.2)}$$

$$IH_{fluido} = \frac{Tasa\ fluido_{pozo}}{Tasa\ fluido_{media\ del\ campo}} - 1 \quad \text{(ec.1)}$$

3.1.2 Índices de eficiencia de completamiento

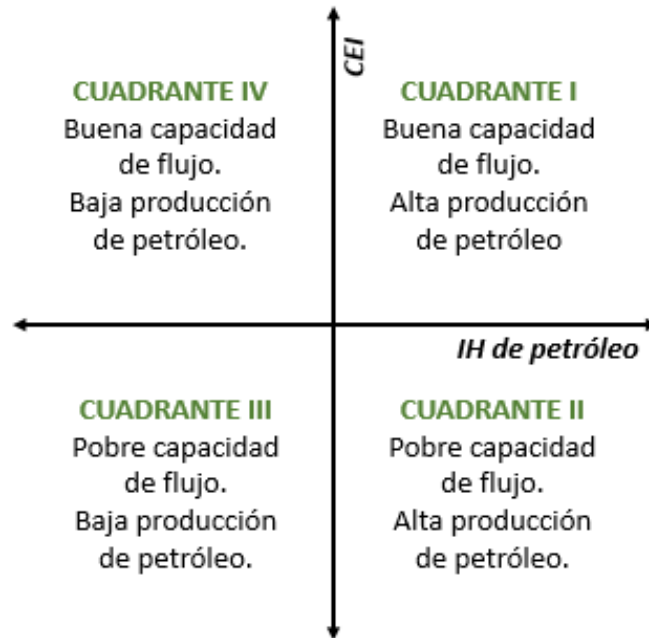
El índice de eficiencia completamiento, también llamado CEI (*Completion Efficiency Index*) es un parámetro estadístico que permite conocer las condiciones de flujo de cada uno de los pozos al comparar el producto permeabilidad-espesor (capacidad de flujo) de cada uno de los pozos con respecto al promedio de este dato para todo el campo, permitiendo de esta manera identificar qué pozos presentan las mejores y peores condiciones para el flujo de fluidos. La siguiente fórmula **(ec.3)** permite calcular el CEI de un pozo, donde K es la permeabilidad absoluta y h el espesor neto de todo el pozo.

$$CEI_{pozo} = \frac{Kh_{pozo}}{Kh_{media\ del\ campo}} - 1 \quad \text{(ec.3)}$$

La mayor utilidad de este parámetro se obtiene al analizarlo en conjunto con el índice de heterogeneidad del petróleo mediante una gráfica en donde CEI es el eje

y y IHo el eje x (**Figura 15.**), ya que permite asociar la calidad de la formación productora con el rendimiento en producción del pozo, permitiendo identificar aquellos pozos que requieran operaciones de optimización.

Figura 15. Índice de eficiencia de completamiento vs índice de heterogeneidad del petróleo.



Fuente: Optimización de la producción del campo Culebra Yulebra aplicando técnicas de gestión integrada de yacimientos. Modificado.

2

Tabla 4. Análisis de los pozos por cuadrantes IHg – Iho.

Cuadrante	Análisis del pozo	Operaciones
Primero (I)	Pozos con muy bajo daño y buena producción, que por lo tanto no requieren estimulación de ningún tipo.	No requiere
Segundo (II)	Pozos en los que se ha realizado una estimulación para contrarrestar su baja capacidad de flujo y que han aumentado su producción.	No requiere
Tercero (III)	Pozos cuya baja producción es consecuencia de su baja permeabilidad. Sin embargo, si este problema es tratado tienen la posibilidad de incrementar su producción.	Fracturamiento Hidráulico
Cuarto (IV)	Pozos con buena permeabilidad en los que su baja producción de petróleo está asociada al incremento en el daño a la formación. Si es reducido este daño, su producción puede aumentar.	Acidificación de la matriz.

La **Figura 15.** permite clasificar los pozos del campo en cuatro cuadrantes, cuya descripción se presenta en la **Tabla 4,** junto con operaciones convenientes para optimizar la producción de los pozos de cada cuadrante.

3.2. MECANISMOS PARA EL PLANTEAMIENTO DE OPERACIONES DE OPTIMIZACIÓN

3.2.1 Fundamentos de interpretación de registros de pozo

Los registros de pozos o registros eléctricos son mediciones de ciertas propiedades de las rocas, que se llevan a cabo en forma continua dentro de los pozos y cuya interpretación permite la determinación de propiedades petrofísicas y de los fluidos del yacimiento, ayudando así a caracterizarlo y a optimizar las operaciones de perforación, cañoneo de pozos y producción de hidrocarburos. Las propiedades que miden son eléctricas, acústicas y radioactivas de las rocas, a partir de las cuales es posible determinar parámetros como porosidad, saturación de agua y tipo de roca, esenciales para caracterizar cualquier yacimiento.

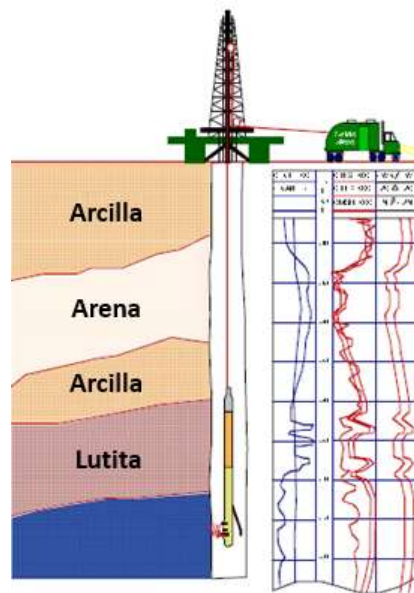
La toma de registros de pozo se lleva a cabo con dos propósitos fundamentales, el primero de ellos es la correlación entre pozos y los estudios estratigráficos de las formaciones, mientras que el segundo es la evaluación de litologías y fluidos de la formación. Este último propósito se lleva a cabo mediante la determinación de parámetros físicos característicos de los yacimientos tales como la porosidad, saturación de hidrocarburos, espesor de la capa permeable y la permeabilidad (que es estimada mediante correlaciones empíricas que emplean los parámetros leídos por las herramientas).

En lo que se refiere a la optimización de la producción en campos maduros, la interpretación de registros permite reevaluar la información disponible del campo y así plantear operaciones que permitan incrementar la producción de petróleo y disminuir la de agua, detectando zonas que almacenan hidrocarburos y que no han

sido abiertas a flujo y permitiendo también cerrar zonas abiertas que de acuerdo con los registros están aportando agua y no hidrocarburos.

Los registros de pozo se obtienen introduciendo, por medio de cables conductores de electricidad, una sonda con medidores que registra continuamente información de las propiedades de las formaciones que atraviesa, para al final se presenten estas mediciones correlacionadas con la profundidad de cada formación. Las sondas utilizadas se clasifican según su fuente de medida en resistivas que miden corriente eléctrica, de porosidad que emiten cápsulas radioactivas y en sónicas cuya fuente emite sonido.

Figura 16. Representación de la toma de registros eléctricos.



Fuente: Libro de registros geofísicos, Pemex. Modificado.

Registro *Gamma Ray*

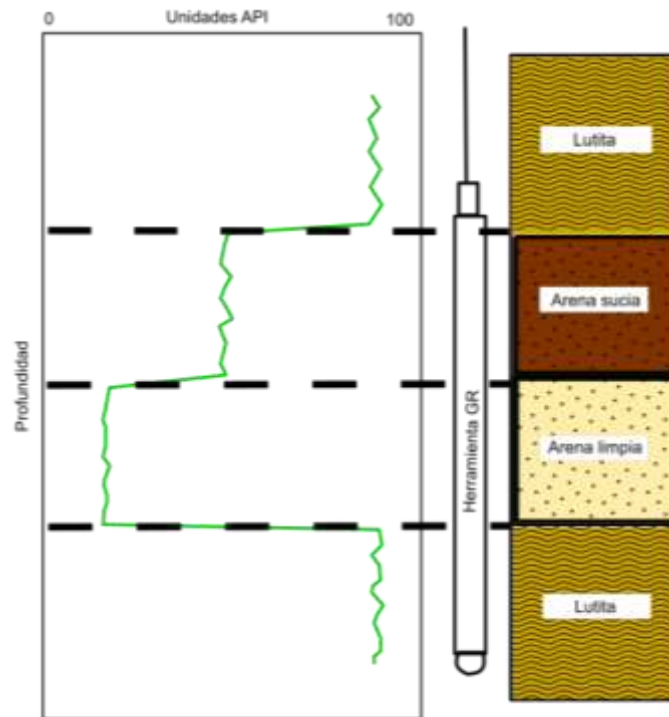
El registro *Gamma Ray* mide de manera continua la radioactividad natural de las formaciones registrando la intensidad de los rayos gamma alrededor del pozo.

Las rocas contienen elementos inestables en su composición, por lo que exhiben cierto nivel de radioactividad natural. Los elementos radioactivos presentes en

suficiente cantidad para ser detectados son las series Uranio-Radio, la serie Thorio y el Potasio-40. De estos el elemento más abundante es el Potasio 40. Estos elementos radioactivos se concentran en arcillas y otros sedimentos finos debido a que la superficie químicamente reactiva de las partículas de arcilla absorbe estos minerales radioactivos. En promedio las arcillas contienen 3 wt% de Potasio, 6 ppm de Uranio y 20 ppm de Torio, siendo el potasio es el que más contribuye a la radioactividad de las arcillas. Mientras tanto las areniscas libres de arcilla y los carbonatos contienen muy poca radioactividad porque el ambiente químico que prevalece durante su deposición no es favorable para la acumulación de minerales radioactivos. Las areniscas contienen 1% wt de potasio, 6 ppm de Uranio y 20 ppm de Torio. De esta manera el registro *Gamma Ray* permite diferenciar entre litologías sabiendo que su respuesta será diferente en formaciones arcillosas, en arenas limpias (sin arcillas dentro de sus poros) y arenas sucias (con contenido de arcillas)

La herramienta registrará el nivel de radioactividad de la formación que atraviese. El registro se calibra en unidades API y se lee de menor a mayor radioactividad de izquierda a derecha. Su lectura asume que todo el contenido de minerales radioactivos está asociado con la presencia de arcillas; de esta manera bajas lecturas en unidades API (entre 15 y 20) están asociadas con arenas limpias o carbonatos; lecturas superiores a 30 unidades API están asociadas a arenas sucias y entre mayor sea el contenido de arcilla en estas arenas mayor será la lectura del registro. Para el caso de formaciones lutíticas la lectura del registró fluctuará entre 120 y 240 unidades API. Esto permite diferenciar litologías y aquellas formaciones más susceptibles de contener hidrocarburos (arenas, carbonatos) en contraste con aquellas que no contienen hidrocarburos y que pueden contener agua (arcillas), además de posibilitar la estimación del contenido de arcillas en las formaciones arenosas (arenas sucias). De igual manera, el registro permite estimar el espesor de cada una de las formaciones y ponerlas en profundidad. La **Figura 17.** ilustra la aplicación del registro.

Figura 17. Interpretación del registro Gamma Ray.



Fuente: Libro de registros geofísicos, Pemex. Modificado.

Registro de resistividad

La resistividad eléctrica es la propiedad que se mide con mayor frecuencia en las rocas y está definida como su habilidad de para impedir el flujo de corriente eléctrica a través de ellas. Se mide en Ohmios por metro (Ohm-m). Las resistividades de las formaciones generalmente se encuentran en el rango de 0,2 a 1000 Ohm-m. Las resistividades mayores a 1000 Ohm-m son poco comunes en formaciones permeables. Para medir la resistividad la herramienta hace pasar corriente a través de la formación mediante dos electrodos, mientras se emplean otros dos electrodos para medir voltajes, que son las lecturas del registro.

Los hidrocarburos y las rocas son malos conductores de electricidad, pero, por otro lado, es el agua la que hace conductoras a las formaciones y por lo tanto poco resistivas. Esto se debe a que el agua contiene sales disueltas que se disocian en

iones, es decir, en partículas conductoras de electricidad. Por lo tanto, una formación saturada con agua tendrá baja lectura del registro de resistividad, y aún más baja si el agua tiene gran cantidad de sales disueltas.

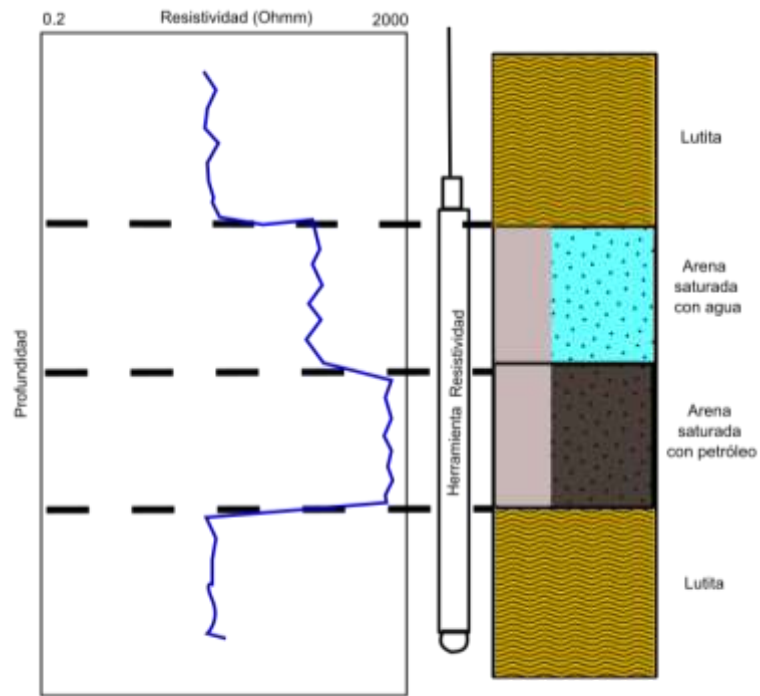
Las rocas sedimentarias son malas conductoras de corriente eléctrica, por lo tanto, su conductividad será baja y en contraste su resistividad será alta. Las rocas sedimentarias de interés son depósitos porosos de hidrocarburos, cuyos poros están saturados con agua, lo que convierte a estas rocas en conductores electrolíticos de resistividad intermedia.

Ahora bien, las zonas de mayor interés, es decir aquellas formaciones con alta saturación de hidrocarburos y baja saturación de agua responderán al registro con altas lecturas de resistividad, ya que ni la formación ni los hidrocarburos son buenos conductores de electricidad. Es por este motivo que el registro de resistividad se emplea para detectar la presencia de hidrocarburos en la roca. Otro uso importante que tiene el registro es la determinación de porosidades, saturaciones de agua y cantidad de fluidos de acuerdo a correlaciones que dependen de la resistividad. La pista en la que se presenta el registro es en escala logarítmica y aumenta su valor de izquierda a derecha (**Figura 18.**)

Registros de porosidad

Tienen este nombre ya que a partir de su interpretación puede determinarse la porosidad de las formaciones que atraviesa. Dentro de esta categoría se encuentran los registros sónico, *neutron* y *density*. La correlación entre la lectura de cada uno de estos registros y el valor de porosidad real de la formación está afectada por factores como la litología, la naturaleza de los fluidos que se encuentran dentro de las formaciones y el contenido de arcilla; es por esto que para obtener mediciones confiables de porosidad se leen simultáneamente dos de estos registros. La herramienta empleada para tomar los registros *neutron* y *density* utiliza fuentes radioactivas de neutrones rápidos y rayos gamma respectivamente y mide la manera en que las formaciones y los fluidos interactúan con la radiación emitida.

Figura 18. Interpretación del registro de Resistividad



Fuente: Libro de registros geofísicos, Pemex. Modificado.

Registro *Neutron*

Este registro responde a la presencia de átomos de hidrógeno en la formación; en el caso de que las formaciones estén llenas de líquido la respuesta será una medida de la porosidad de la formación. La herramienta emite neutrones con alta energía a partir de una fuente radioactiva montada en la sonda. Estos neutrones emitidos colisionan con el núcleo de los materiales de la formación perdiendo así parte de su energía y por ende disminuyendo su velocidad de emisión. La cantidad de energía perdida con cada colisión dependerá de la masa relativa del núcleo con el que el neutrón choca; las mayores pérdidas ocurrirán cuando el neutrón colisione con un núcleo de la misma masa del neutrón (un núcleo de hidrógeno), por tal razón los núcleos de hidrógeno son los que más ralentizan a los neutrones; así, la velocidad

de las partículas dependerá fundamentalmente de la cantidad de átomos de hidrógeno presentes en la formación.

En unos pocos microsegundos los neutrones se ralentizan por las sucesivas colisiones hasta que alcanzan su velocidad final, posteriormente se difunden aleatoriamente sin perder más energía hasta que son capturados por el núcleo de los átomos de Cl, H₂ o Si y al ser capturados liberan rayos gamma que son detectados por la sonda. Esta respuesta radioactiva refleja el volumen poroso de la formación que esté lleno de líquido. Cuando la concentración de hidrógeno del material que rodea la fuente del neutrón es muy grande la mayoría de los neutrones se frenan y son capturados a una corta distancia de la fuente emisora; por el contrario, si la concentración de hidrógeno es pequeña los neutrones viajarán más lejos de la fuente antes de ser capturados.

Este registro se lee en unidades de porosidad, y su lectura está calibrada en una matriz de arenisca o de limolita. En el caso de que la litología donde se corra el registro sea diferente a aquella en la que está calibrada la herramienta deberá corregirse la porosidad.

Dentro de sus funciones se encuentran delimitar formaciones porosas y determinar su porosidad. En el caso de que el espacio poroso esté lleno de agua o petróleo, los cuales contienen prácticamente la misma cantidad de hidrógeno por unidad de volumen, la lectura del registro reflejará principalmente la porosidad llena de líquido en formaciones limpias (sin contenido de arcillas). En el caso de que la formación esté saturada con gas, debe tenerse en cuenta que este contiene menos átomos de hidrógeno que el agua y el petróleo y que, además varía con la presión y la temperatura, por lo que el registro tendrá una baja lectura de porosidad, es decir, valores menores a los reales, característica que se usa para detectar zonas de gas al comparar los valores con los de otros registros de porosidad.

Debido a que el registro responde a la presencia átomos de hidrógeno, también se obtendrán altas lecturas de porosidad en formaciones con alto contenido de agua como las arcillas, a pesar de que estas tengan realmente baja porosidad.

Registro *Density*

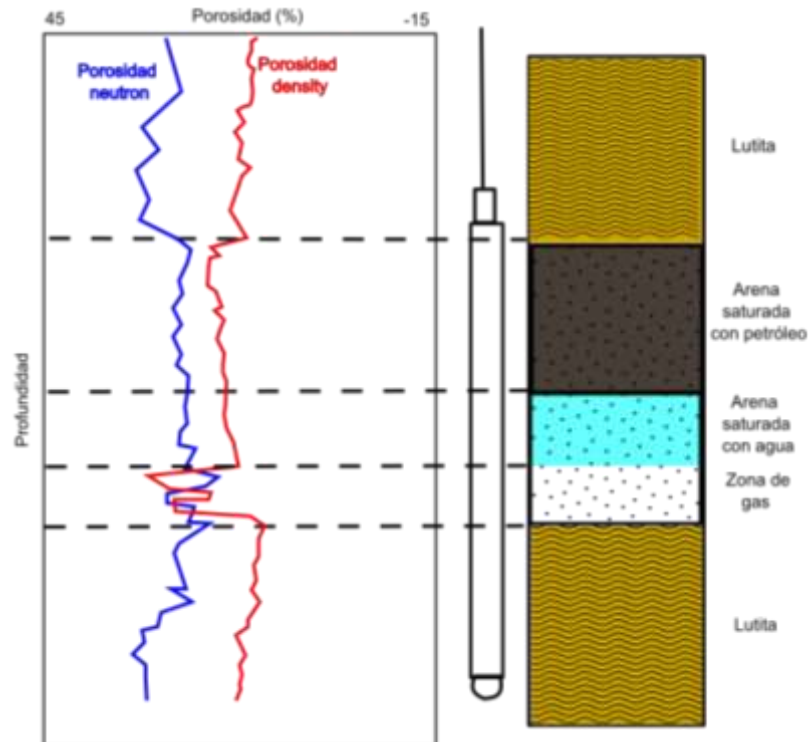
Para tomar este registro se baja dentro del pozo una fuente radioactiva que emite radiación gamma de energía media hacia las formaciones. Estas emisiones colisionan con los electrones presentes en las formaciones, de manera que con cada colisión los rayos gamma emitidos pierden algo de su energía, aunque nunca su totalidad. Este fenómeno se conoce como dispersión de Compton. Los rayos gamma dispersos posteriormente alcanzan el detector y esto se convierte en un indicador de la densidad de la formación que está atravesando, debido a que el número de colisiones está relacionado directamente con el número de electrones en la formación. Entonces la respuesta de la herramienta *density* estará determinada por la densidad de los electrones (número de electrones presente por unidad de volumen). La densidad de los electrones está relacionada con la densidad aparente de la formación, que a su vez depende del material de la matriz, la porosidad de la formación y la densidad del fluido dentro de los poros.

El registro se presenta en una escala lineal que registra directamente el valor de la densidad en gramos por centímetro cúbico, aunque también puede mostrarse como una curva en unidades de porosidad, pero para ello es necesario conocer los valores de la densidad de la matriz y la densidad de los fluidos contenidos dentro de la formación. Debe destacarse que mientras la curva de densidad se lee de izquierda a derecha, la de porosidad al igual que la de porosidad *neutron* se leen de derecha a izquierda. En el caso que haya una saturación residual de gas apreciable en la roca, la lectura de densidad aparente disminuirá, resultando en un valor de porosidad falsamente elevado.

En consecuencia, si se interpretan en conjunto los registros *neutrón* y *density* es posible identificar los intervalos de la formación que contienen gas. Esto se hace

observando aquellas zonas donde la lectura de estos registros se sobrepone (Figura 19), debido a que, como ya se explicó anteriormente, en las zonas de gas el registro *neutron* muestra una porosidad menor a la real, mientras que el registro *density* muestra una mayor.

Figura 19. Interpretación de los registros Neutron y Density.



Fuente: Libro de registros geofísicos, Pemex. Modificado.

Registro *Spinner flowmeter*

El registro *Spinner flowmeter* o medidor de la tasa de flujo es un registro de producción que permite evaluar las tasas de flujo relativas con las que contribuye cada una de las zonas de producción que se encuentran en un pozo. Con este propósito se baja dentro del pozo una hélice de tal manera que en cada zona a evaluar se corre la herramienta a varias velocidades hacia arriba y hacia abajo de

tal manera que la frecuencia con la que rota la hélice se relaciona directamente con la velocidad del fluido que se está moviendo en cada zona.

La herramienta está compuesta por un eje, álabes, un cable y un sistema de captación. El movimiento de fluidos a través de los álabes los hace girar, de tal manera que, considerando constante la viscosidad del fluido, el diámetro de la tubería y las pérdidas por fricción este movimiento será directamente proporcional al caudal del fluido.

La principal utilidad de este registro está en la cuantificación de la producción del pozo por formación, ya que permite determinar el porcentaje relativo de aporte de cada una de las formaciones productoras al caudal total. Además de esto permite identificar aquellas zonas que a pesar de estar abiertas al flujo no se encuentran en producción debido a algún tipo de restricciones. Asimismo, es útil para identificar si hay pérdidas de fluido por fugas o si por el contrario hay ingreso de fluidos no deseados de la formación hacia el pozo.

3.2.2 Estudio de la productividad de pozos

Flujo del yacimiento al pozo

El flujo de fluidos desde las formaciones productoras hacia el pozo es posible debido al *drawdown* o abatimiento. Esta cantidad está definida como la diferencia entre la presión estática del pozo (también llamada presión de yacimiento) y la presión de fondo fluyente (representada como p_{wf} o BHP), este diferencial es el causante del movimiento de los fluidos. En un mismo pozo, si las demás condiciones no varían, a un único *drawdown* le corresponde una única tasa de flujo, es por esto que puede determinarse una relación entre estas dos cantidades.

IPR

La relación entre el caudal producido por un pozo y el abatimiento de la presión que produce este caudal en particular se denomina índice de productividad y se representa con la letra J (**ec.4**). Este parámetro tiene unidades de Bpd/psi.

$$J = \frac{Q_o}{P_{yac} - P_{wf}} \text{ (Bpd/psi)} \quad \text{(ec.4)}$$

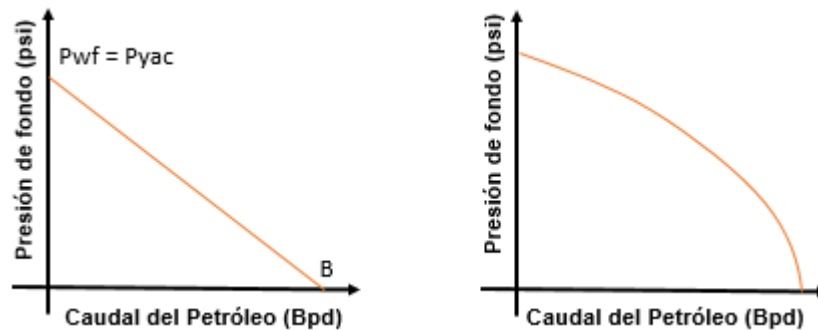
Donde Q_o , es el caudal de petróleo del pozo en barriles por día, P_{yac} la presión de yacimiento o presión estática en libras por pulgada cuadrada y P_{wf} es la presión de fondo fluyente, también dada en libras por pulgada cuadrada.

Si se considera constante el valor de J , es posible obtener una relación que proporcione el caudal para el pozo a cualquier diferencial de presión **(ec.5)**.

$$Q_o = J * (P_{yac} - P_{wf}) \quad \text{(ec.5)}$$

De acuerdo con este modelo la relación entre el caudal de petróleo y la presión de fondo fluyente es una línea recta que pasa por el origen y cuya pendiente es el índice de productividad J .

Figura 20. Curvas IPR



De la **Figura 20a.** es posible observar además el punto B, correspondiente al parámetro denominado potencial del pozo y representa el caudal máximo que puede entregar un pozo; para alcanzar esta condición se requiere reducir la presión de fondo fluyente hasta cero, provocando el máximo *drawdown* posible.

La gráfica presentada en la **Figura 20a.** se denomina curva IRP por sus siglas en inglés (*inflow performance relationship*) y es una medida del potencial de las formaciones productoras para entregar hidrocarburos al pozo. Sin embargo, el

comportamiento de la relación entre la producción y la presión de fondo no es siempre una línea recta, ya que este comportamiento supone que el fluido siempre estará en fase líquida y que no hay producción de gas.

Cuando la presión de fondo fluyente se encuentre por debajo de la presión de burbuja del yacimiento se presentarán dos fases. A medida que el petróleo fluye hacia el pozo, la presión cae de manera uniforme permitiendo la liberación de gas, lo que incrementa la saturación de gas libre, junto con la permeabilidad relativa al gas, disminuyendo así la permeabilidad relativa al petróleo. Entre menor sea la presión de fondo fluyente mayor será la liberación de gas y más marcado este efecto, de tal manera que la gráfica IPR será una curva y no una línea recta (**Figura 20b**). Las correclaciones de Vogel y Fetkovich, entre otras, establecen la relación entre presión de fondo fluyente y caudal de líquido para yacimientos donde las presiones, tanto estática como de fondo alcanzan valores por debajo de la presión de burbuja.

El concepto de índice de productividad es muy útil para describir el potencial relativo de un pozo y establecer comparaciones, ya que combina propiedades de la roca y el fluido con consideraciones geométricas en una única constante.

El modelo *Backpressure*

Establecido mediante las observaciones del Bureau de ingenieros de minas, se emplea para representar IPR de manera no lineal para pozos de gas y petróleo saturado. Este modelo será usado en el presente trabajo para modelar la producción de los pozos del campo Piedemonte (**ec.6**).

$$q = C * (P_{yac}^2 - P_{wf}^2)^n \quad (\text{ec.6})$$

Donde C es un valor constante, P_{yac} y P_{wf} son las presiones de yacimiento y de fondo, respectivamente, en psi, la tasa de líquido se expresa en barriles y n es un exponente que varía entre 0,5 y 1,0.

Flujo en tuberías verticales

El yacimiento proporciona los fluidos y la energía necesaria para moverlos hasta la superficie. El flujo desde el yacimiento, a través de la tubería vertical y a través de los equipos en superficie provoca pérdidas en la presión.

La curva IPR modela el comportamiento del flujo de los fluidos del yacimiento hasta el fondo del pozo. En cuanto al comportamiento del flujo a través de la tubería vertical, conocerlo implica tener noción de las pérdidas de presión dentro de la tubería vertical y estudiar el flujo multifásico que allí se produce.

Para un valor dado de p_{wf} la formación producirá petróleo, agua y gas. Las pérdidas de presión producto de levantar un fluido a través de la tubería de producción, a una tasa de flujo dada, pueden determinarse mediante gráficas y correlaciones en las que se fija o la presión de fondo fluyente o la presión en cabeza y sabiendo los caudales de los fluidos se determina el valor de las pérdidas, para de esta manera hallar el valor de la presión al otro extremo de la tubería.

Mediante el método de Gilbert, que consiste en estimar las pérdidas de presión mediante una familia de curvas (curvas de gradiente), las cuales son producto de resultados experimentales de medición de pérdidas de presión en la tubería de producción, es posible determinar a partir de los siguientes parámetros las pérdidas de presión en la tubería vertical y gracias a ello la presión de fondo fluyente o la presión estática según sea el caso:

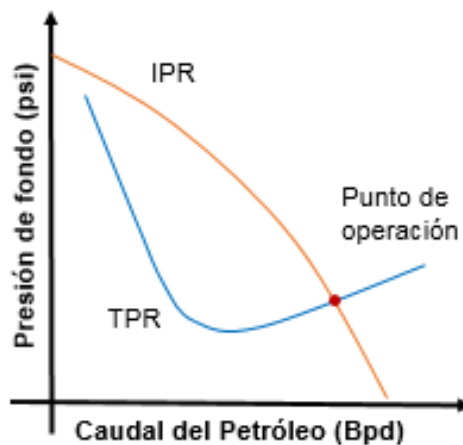
- Profundidad de la tubería de producción
- Presión de fondo fluyente
- Caudal de líquido
- Relación gas-líquido
- Diámetro de la tubería de producción
- Presión en cabeza de pozo

TPR (*Tubing performance relationship*)

Se define como la relación resultante entre la presión de fondo fluyente y el caudal de petróleo para una presión de cabeza de pozo específica. Una curva de TPR corresponde al resultado de determinadas condiciones del pozo; por ejemplo, si cambia la presión en cabeza, la relación gas-líquido o las dimensiones del *tubing* la curva TPR se modifica, tendrá que ser nuevamente construida.

Es posible calcular y graficar el IPR y el TPR para un pozo. Cuando a una tasa específica las dos presiones son iguales se considera que el sistema de flujo está en equilibrio y que el flujo de fluidos será estable.

Figura 21. *Vertical Lift Performance.*



Fuente: *Well Performance*, Golan. Modificado.

La intersección de las curvas IPR y TPR determina la tasa de flujo estable que puede esperarse de un pozo en particular. En esta condición la presión de fondo fluyente disponible, determinada por la curva IPR, se hace igual a la presión requerida para levantar la columna de fluido, determinada por la TPR. El caudal y la presión de fondo constituyen el llamado punto de operación del pozo.

3.3. OPERACIONES DE OPTIMIZACIÓN

3.3.1 Apertura y cierre de intervalos

Apertura

Una de las intervenciones de pozo necesarias para lograr una producción sustentable en campos maduros es la apertura de horizontes no drenados para la obtención de una cantidad adicional de hidrocarburos. La principal operación llevada a cabo para la apertura de intervalos se denomina cañoneo y consiste en la generación de canales de flujo que comunican el pozo con las formaciones por medio de una explosión capaz de perforar la tubería de revestimiento, el cemento y la cara del pozo. Esta operación determina el éxito de la etapa de producción del pozo y la extensión de vida del mismo.

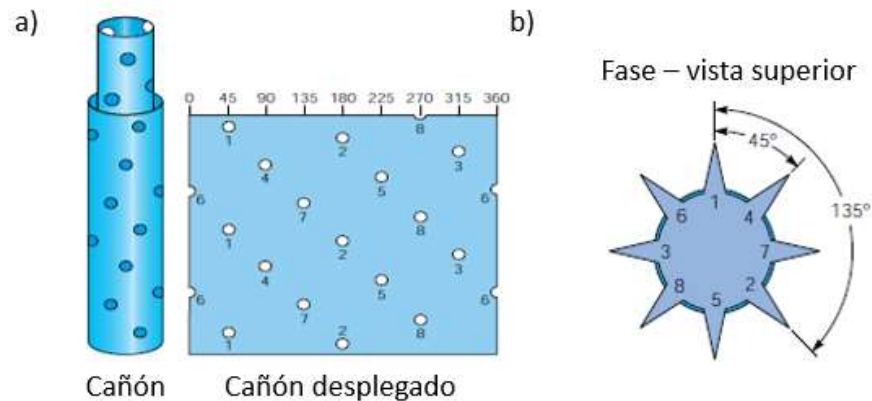
En términos generales la ejecución del cañoneo consiste en la activación de un tren de explosivos conformado por un detonador, un cordón detonante y una carga moldeada. El detonador responde a una corriente eléctrica o a un golpe por percusión generando una chispa que enciende el cordón detonante. Este a su vez, conformado por explosivos, permite la detonación a lo largo del cañón activando las cargas moldeadas, las cuales llevan en si el explosivo principal que, al estallar, genera un chorro de partículas metálicas a altísimas presiones que penetra las diferentes capas del pozo hasta la formación.

Para el diseño de una operación de cañoneo deben tenerse en cuenta diferentes parámetros geométricos ya que dependiendo de la configuración de estos variará el resultado dependiendo de la litología a abrir. Los siguientes son los parámetros a conocer:

- Fase: Es el ángulo entre disparos dentro del cañón. A menor fase se obtiene mayor caudal. Sus unidades son grados. **(Figura 22a)**
- Densidad de disparo: Es la cantidad de disparos que ocurren en un espesor de un pie. A mayor densidad de disparo se obtiene mayor caudal. En formaciones

naturalmente fracturadas se recomienda alta densidad para interceptar la mayor cantidad de fracturas posible. Su unidad característica es ttp (tiros por pie). (Figura 22b).

Figura 22. Densidad y fase del cañoneo.



Fuente: Choosing a Perforation Strategy. Oilfield Review. Modificado.

- Penetración: Es la longitud de la perforación realizada por la carga. A mayor penetración mayor caudal. Debe superar la zona de daño y es función de la compresibilidad de la roca, de la geometría de la carga y de la presión de disparo.
- Diámetro del hueco: Es el diámetro del agujero que deja la explosión en la tubería de revestimiento. Entre más grande sea mayor caudal se obtiene.

Es preciso mencionar que para maximizar el caudal no necesariamente se requiere optimizar todos los parámetros; esto dependerá de la litología de la formación, por lo tanto lo que se busca es obtener una geometría adecuada sabiendo qué parámetros tienen mayor influencia sobre el aporte de la formación a cañonear. Por ejemplo, para formaciones consolidadas el parámetro prioritario es la penetración y luego la densidad de disparo; para formaciones con control de arena es prioritario un alto diámetro del hueco y luego una alta densidad; para un fracturamiento será prioritaria la fase, de tal manera que se induzcan las fracturas en la dirección del esfuerzo mínimo, entre otros.

Con respecto a la ejecución de la operación existen tres técnicas básicas de cañoneo: por medio de un *Casing Gun* bajado por guaya, por medio de cañones bajados a través del *tubing* (*Through-tubing gun*) y por medio de cañones conectados y transportados por el *tubing* o tubería de trabajo, técnica que se abrevia como TCP (*tubing-conveyed perforating*).

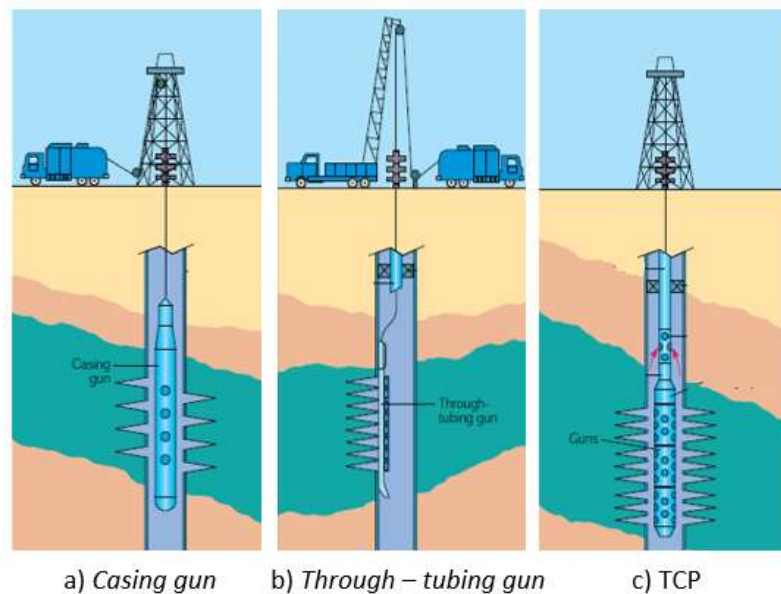
Cañoneo con *Casing Gun*: Se hace uso de un barril con cargas explosivas denominado *casing gun*, el cual es posicionado en fondo por medio de un cable controlado por guaya (**Figura 23a**). En esta operación no se usa *tubing* o tubería de trabajo, sino que el *casing* está abierto, por este motivo el cañoneo siempre debe hacerse sobre-balanceado, es decir, que la columna hidrostática del pozo ejerza mayor presión que la de la formación a fin de evitar una arremetida de fluidos a la hora del cañoneo ya que sin *tubing* no es posible mandar fluidos de control. Esta técnica tiene como ventajas que alcanza mayores penetraciones (hasta 49 pulgadas) porque el arma usada tiene un diámetro adaptable al *casing*, puede tener densidades de disparo de 4 a 27 tpp, además se puede cañonear intervalos de hasta 60 pies por corrida y la operación dura menor tiempo que las otras técnicas. Por otro lado, sus desventajas son los riesgos de arremetidas, la necesidad de tener el pozo lleno y la probabilidad de causar daño a la formación dado el sobre-balance y la imposibilidad inmediata de una limpieza.

Cañoneo *Through Tubing Gun*: En esta técnica se hace uso del *tubing* con un empaque arriba de la zona de interés, se genera un sub-balance en el pozo, es decir, que la columna de fluidos ejerza menor presión que la de la formación, y luego por medio de un cable controlado por guaya se baja el cañon a través del *tubing* para así ejecutar la explosión. Esta técnica al ser sub-balanceada tiene las ventajas de que justo después de la explosión de las cargas los mismos fluidos de la formación se encargan de limpiar la cara del pozo, brinda seguridad ante una arremetida. Además, se puede usar una herramienta magnética que adhiera el arma al *casing* (**Figura 23b**) para mejorar su desempeño y se puede monitorear el comportamiento de producción y presión una vez cañoneado. No obstante, las

desventajas son su menor penetración (hasta 32 pulgadas) ya que el diámetro del arma está limitado al diámetro del *tubing* y solo se pueden hacer máximo 30 pies por corrida.

Cañoneo TCP: En este caso el cañón se transporta en el extremo inferior del *tubing* con un empaque que se asienta antes del cañoneo (**Figura 23c**). Al combinar el sub-balance con la instalación de cañones de alto diámetro tiene la ventaja de lograr penetraciones de hasta 49 pulgadas con bajo daño. Asimismo, alcanza densidades de disparo de 4 a 27 tpp, brinda seguridad al pozo por la presencia del *tubing*, no tiene límites en la longitud de los intervalos a cañonear y por ende se puede cañonear todo lo propuesto en una sola corrida y es una técnica útil para cañonear pozos altamente inclinados y horizontales. Otra ventaja que tiene es que se puede producir inmediatamente el pozo si se sueltan los cañones luego de la explosión. Sus desventajas son el mayor tiempo de ejecución y el requerimiento de un grande bolsillo (*rat hole*) en el pozo, para soltar los cañones usados a fin de evitar atascamientos al subir la tubería.

Figura 23. Técnicas de cañoneo.



Fuente: Choosing a Perforation Strategy. Oilfield Review.3

Cierres

Uno de los factores perjudiciales a los intereses de la operación de un campo es la producción de fluidos indeseados. El agua es un claro ejemplo de esto; su producción asume un incremento en los costos de separación del petróleo, demanda infraestructura y estrategias para su tratamiento y disposición, aumenta las pérdidas de carga en las tuberías y obstaculiza el flujo de los hidrocarburos en fondo. En consecuencia, una de las aproximaciones hacia una optimización es la disminución del corte de agua, posible mediante el cierre de zonas que son identificadas por los registros eléctricos y/o de producción como entradas de este fluido al pozo.

Es preciso tener en cuenta que el agua es un fluido que durante la producción siempre ganará movilidad en las formaciones abiertas y por lo tanto sus tasas estarán en aumento. Esta premisa se justifica mediante el comportamiento de las permeabilidades relativas; a medida que se extrae el petróleo su saturación disminuye y en consecuencia su permeabilidad relativa también lo hace. Esto lleva a que inclusive, sin mucha presencia de agua, esta aumente su permeabilidad relativa, gane canales de flujo preferenciales y por lo tanto sea producida rápidamente. Este fenómeno es crítico en zonas donde la saturación de agua es elevada y por tal motivo la estrategia de optimización debe dirigir sus esfuerzos en identificar y aislar las zonas que demuestran una desfavorable preferencia por este fluido.

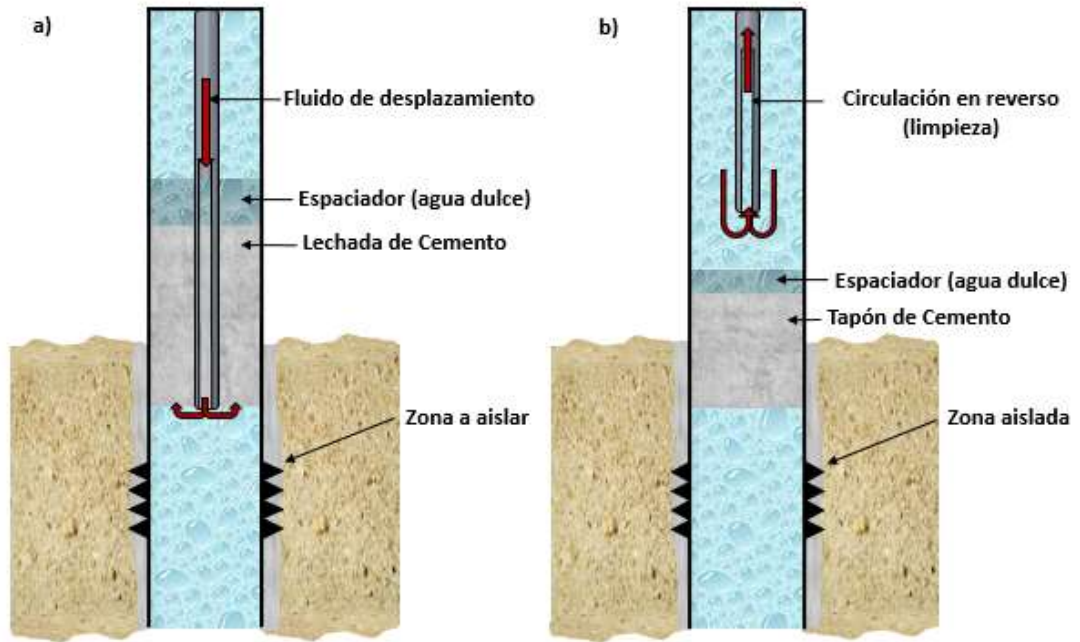
Un aislamiento zonal es una medida de corrección a las inoportunas invasiones de agua que puedan afectar gravemente el potencial de producción de los pozos. Este tipo de intervención puede ser efectuado mediante una cementación remedial. Existen dos tipos principales de cementaciones remediales para el cierre de zonas: los tapones de cemento y las cementaciones forzadas explicados a seguir.

Tapones de cemento: Consisten en un volumen de lechada que con el tiempo fragua y se convierte en una barrera sólida. Estos tapones son ubicados a determinada profundidad del pozo a fin de que actúen como sellos que detengan el ascenso de fluidos provenientes de mayores profundidades, por lo cual son especialmente útiles para cerrar las secciones inferiores de los pozos en las que se identifique el aporte excesivo de agua. Entre otros usos que tienen está el abandono de pozos, la proporción de un soporte para el desvío de la trayectoria del pozo, la protección temporal de la zona de interés, entre otros.

La técnica más común de colocación de un tapón se denomina “Tapón balanceado”. Esta consiste en el bombeo de un tren de fluidos que se ubican en fondo de una manera tal que tenga la misma altura fuera y dentro de la tubería, es decir, que ejerzan la misma columna hidrostática en el anular y dentro de la tubería (**Figura 24a**) con el objetivo de que, al extraer de vuelta la tubería (**Figura 24b**), la lechada se mantenga en la posición deseada y no se deforme por causa de un diferencial de presión. El tren de fluidos consiste en la lechada de cemento antecedida y sucedida por un bache de agua. La razón por la que se bombea agua es para evitar el contacto de la lechada con el fluido de desplazamiento, lo cual causaría una contaminación y afectación de las propiedades finales del cemento. El siguiente procedimiento resume la ejecución de la operación:

- 1) Desplazar el pozo con fluido de control (salmuera).
- 2) Sacar la tubería de producción y terminar el llenado con salmuera.
- 3) Ubicar la tubería de trabajo en donde se desea localizar la base del tapón, mínimo 50 ft arriba de la zona que se desea cerrar.
- 4) Bombear el tren de fluidos con el cálculo preciso de los volúmenes de desplazamiento a fin de generar el balanceo.
- 5) Extraer lentamente la tubería, y una vez se esté lo suficientemente arriba del top del tapón circula en reverso para limpiar el interior de la tubería.
- 6) Esperar tiempo de fragüe.

Figura 24. Cementación remedial por tapón balanceado.



Fuente: Completación y reacondicionamiento de pozos. Rodríguez Luis. Modificado.

Uno de los factores más importantes a considerar para el éxito de esta operación es la composición de la lechada pues esta determina propiedades importantes como la densidad, el tiempo de fragüe y la resistencia compresiva del tapón. Generalmente se utilizan cementos clase “G” API¹² que suelen ser mezclados en una relación de 5 sacos de cemento por cada galón de agua; de esta manera el rendimiento común de las lechadas es de 1,15 ft³ por saco. Asimismo, es crucial evitar la contaminación de la lechada ya que si sucede puede que se aumente el tiempo de fragüe y se reduzca significativamente la resistencia compresiva.

Finalmente, lo que determina la eficacia del tapón de cemento es su capacidad de aislar por completo la zona inferior del pozo y su resistencia a los esfuerzos

¹² NELSON, Erik B. Well Cementing, Chapter 13.

compresivos. Como criterio de aprobación a la resistencia y adherencia del tapón, una vez fraguado, se toca con la tubería su tope y se aplica un peso de aproximadamente 5 toneladas que debería ser soportado. Por esta razón y para asegurar el aislamiento zonal, el tapón debe tener una altura superior a 50ft para que así aumentar su superficie de adherencia al revestimiento.

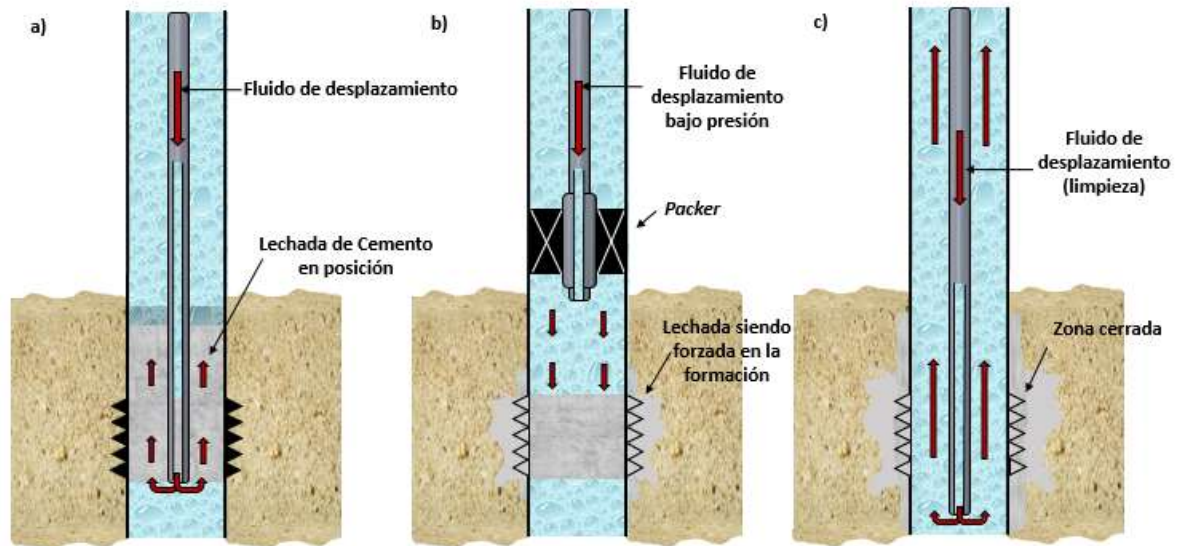
Cementación forzada: Es el proceso que consiste en inyectar cemento a presión a través de disparos o ranuras en la tubería de revestimiento al espacio anular. Esta es una medida correctiva a una cementación primaria defectuosa y también tiene por objetivos: mejorar el sello entre dos zonas que manejan fluidos, eliminar la intrusión de agua en el intervalo productor, sea esta por conificación o por migración desde otras formaciones intercomunicadas, corregir anomalías en la tubería de revestimiento donde puedan presentarse fugas, entre otros.

El uso más importante es el de aislar la producción de hidrocarburos de aquellas formaciones que producen otros fluidos. En el proceso se hace forzar la lechada de cemento dentro de los agujeros de la tubería de revestimiento y las cavidades detrás del mismo. Cuando la lechada es forzada contra un área permeable las partículas sólidas filtradas y la fase acuosa entrarán a la matriz de la formación o en sus fracturas. Para llevar a cabo este tipo de trabajo es necesario el empleo de un empaque recuperable o permanente con el fin de aislar el espacio anular del pozo en el cual se realizará la inyección. El proceso es ilustrado en la secuencia de la **Figura 25**.

Durante la operación la lechada se sujeta a presión diferencial contra la roca expuesta, lo que resulta en fenómenos de filtración, taponamiento y en algunos casos fracturamiento de la formación. Igualmente la lechada debe ser diseñada para fraguar en el tiempo cierto, suficiente para prepararla, bombearla hasta el fondo y luego presionarla, además tener en cuenta las condiciones de temperatura y presión de la zona a cementar, con una viscosidad a la que deje ser bombeada.

Luego de cerrar el empaque se efectua la inyección hasta alcanzar la presión deseada. Después de ello se debe descargar presión, desempacar y circular inverso hasta eliminar la lechada sobrante del pozo, procediendo a sacar la herramienta del mismo.

Figura 25. Cementación remedial por Squeeze.



Fuente: Libro *Well Cementing*. Modificado.

Normalmente en una operación de forzamiento se preparan de 5 a 15 bbl, y se bombea a tasas tan bajas como 0,25 bbl/min. Excesos en el cemento pueden resultar en complicaciones dado el tiempo de fragüe y pueden afectar las zonas aledañas que no se deseen taponar. Se debe usar alrededor de 2 sacos de cemento por pie. De igual manera, es necesario un espaciador y un lavador para limpiar los espacios donde va a situarse el cemento, arrastrar fluidos o solidos que alteren la lechada y así evitar la contaminación de la lechada, pues se alterarían sus propiedades. El espaciador generalmente es un agua compatible con el cemento, esta se agrega antes y después del bache de lechada.

3.3.2 Acidificación de la matriz

Es una técnica de estimulación remedial en la cual se inyecta una solución de ácido a la formación con el fin de disolver algunos de los minerales o compuestos presentes para de esta manera recuperar la permeabilidad en la vecindad del pozo. El ácido bombeado entra por los canales de flujo microscópicos de la matriz (**Figura 26.**) y disuelve la roca a su paso, agrandando así los pasajes y por ende aumentado la capacidad de flujo. Esta técnica es realmente beneficiosa cuando hay alto daño ($s > 0$) porque de lo contrario su efecto es improductivo; esto se justifica porque la principal acción del ácido es limpiar los canales de flujo naturales de partículas que obstruyen el flujo tales como residuos del lodo de perforación, precipitados, cemento, arcillas, entre otros, con objeto de dejar el daño en cero ($s = 0$). Cuando la baja contribución del pozo es asociada al daño esta técnica remedial es muy apropiada, pero cuando se debe a la baja permeabilidad de la zona solo es eficaz una estimulación por fracturamiento hidráulico.

Figura 26. Ilustración del ácido en la matriz.



Fuente: *Well Stimulation*, Schlumberger. Disponible en la web:
[<http://www.slb.com/>]

Para aplicar la acidificación primero se debe cerciorar que el daño presente sea de la formación y no daño mecánico como por ejemplo el asociado a un cañoneo parcial. Además, una serie de factores son fundamentales para definir el diseño de la acidificación, los cuales son el tipo de ácido, su concentración, los volúmenes

necesarios, la tasa de inyección, la colocación del ácido en fondo y los aditivos de la solución, que a continuación son explicados.

Tipo de ácido: La elección del tipo de ácido a inyectar es basada en el tipo de roca a la cual se le efectuará la acidificación. Existen dos tipos de rocas reservorio principales; las carbonatadas y las clásticas. Para cada una de ellas se aplica un ácido diferente debido a la naturaleza de reacción del ácido con los componentes de la roca. En las rocas carbonatadas es usado el ácido clorhídrico (HCl) ya que disuelve caliza, dolomita y cementos de calcita ubicados entre los granos (razón por la cual también se usa en las clásticas). Por otro lado, en las rocas clásticas como las areniscas es usado el ácido fluorhídrico (HF) debido a que reacciona con casi todos los componentes de sílice como el cuarzo, feldespatos y algunas arcillas. Como se mencionó, en las rocas clásticas también se usa el HCl debido a la presencia de cementos de calcita y a las partículas ajenas a la formación que causan el daño, razón por la cual es usada una mezcla HF/HCl que en determinada proporción se denomina lodo ácido (ya que eliminan residuos del lodo de perforación).

Concentración: La tasa de reacción entre el ácido y la roca, es decir, la rapidez con que se disuelven los minerales en la solución es proporcional a la concentración del ácido e inversamente proporcional a la presión. De este modo a mayor concentración mayor disolución hasta cierto punto ya que el aumento de la concentración de ácido conlleva un aumento en la viscosidad y por lo tanto se requerirá mayor presión para inyectar los baches de fluido, razón por la cual raramente se usan concentraciones mayores al 15%. El tratamiento estándar para areniscas ha sido la mezcla 3% HF y 12%HCl (lodo ácido) con un prelavado de 15%HCL¹³.

¹³ ECONOMIDES, M. J., HILL, A. D. & EHLIG-ECONOMIDES, C. *Petroleum production systems*. 1994.

Volúmenes necesarios: Para calcular la cantidad de solución requerida en una acidificación es importante conocer la penetración que tienen los fluidos en la roca durante la inyección a presiones inferiores a la de fractura. En areniscas la penetración del ácido generalmente es de 1 ft y en carbonatos hasta de 10 ft¹⁴. Conociendo esto, se realizan los cálculos del volumen necesario para contactar toda el área superficial de la roca en los pies penetrados. A este volumen se le agrega un excedente con el fin de asegurar que sea contactada toda la cara del pozo. En areniscas es común hacer el prelavado con 50 gal/ft de HCl, seguido por la inyección de HF/HCl, típicamente entre 50 a 200 gal/ft¹⁵ y finalmente un pos-flujo de diesel o salmuera para desplazar el ácido usado, los subproductos, y los sedimentos disueltos de la cara del pozo y del *tubing*.

Colocación del ácido en fondo: Hay dos maneras de ubicar el ácido en la zona productora de interés; una es mediante el método no controlado (no selectivo) y otra mediante el controlado (selectivo) dentro del cual se destacan el método convencional y el método con empaques.

En el método no controlado (**Figura 27a.**) el ácido es bombeado por el *casing* y es seguido por suficiente fluido de desplazamiento para forzar al ácido a entrar a la formación. Este método puede aplicarse con o sin el *tubing* en pozo y es aplicable a pozos con una única zona productora, inyectores de agua, productores de gas de baja presión o pozos con formaciones de baja capacidad de flujo. Es un método económico, de rápida ejecución y su posterior limpieza es sencilla, sin embargo no se puede tener el control de hacia donde será conducido el ácido y por lo tanto se corre el riesgo de que este se desvíe a otra zona. Su ejecución se resume en cuatro pasos: extracción el fluido del pozo dejando que este sea llenado por el petróleo, bombeo del ácido por el *casing* con la cabeza de pozo cerrada, bombeo del fluido

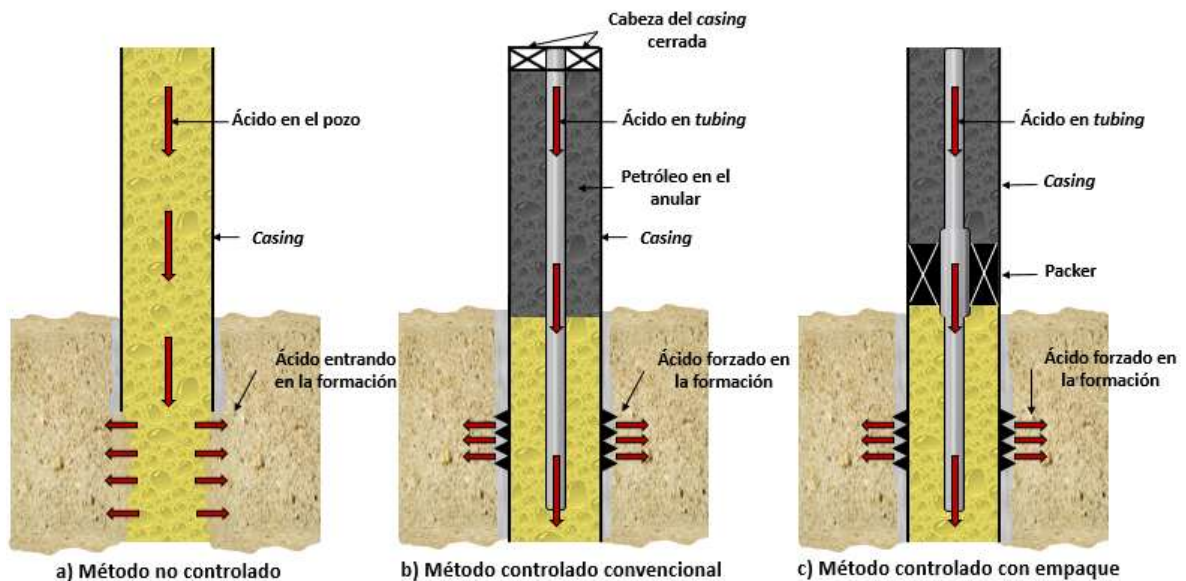
¹⁴ RODRIGUEZ, Luis. Completación y Reacondicionamiento de pozos.

¹⁵ RODRIGUEZ, Luis. Completación y Reacondicionamiento de pozos.

de desplazamiento y, después de un tiempo adecuado según la reacción, abrir el flujo para extraer el ácido usado y los subproductos.

En los métodos controlados se puede estimular pozos con varias zonas abiertas a flujo ya que se puede direccionar el ácido a la formación de interés. En el método convencional (**Figura 27b**) el *tubing* debe estar en el pozo, situado debajo de la zona productora. Se extrae el fluido del pozo dejando que este se llene de petróleo para luego mandar el volumen de ácido que desplaza el petróleo en el *tubing* y el que se encuentre en el anular en frente de la zona productora. Tan pronto el ácido llega a su posición se cierra el anular en cabeza y se fuerza al ácido a entrar en la formación por medio de la inyección de fluido de desplazamiento, que a su vez limpia el *tubing* y el anular.

Figura 27. Técnicas de inyección de ácido.



Fuente: Petroleum production in nontechnical language, chapter 13 Stimulation methods, Forest Gray. Modificado.

En método controlado con empaques (**Figura 27c**) se aísla la zona a estimular por medio del asentamiento del empaque una junta arriba del intervalo de interés. El

procedimiento de la operación es igual que el método convencional solo que en este caso luego de la ubicación del ácido en fondo se asienta el empaque evitando que al forzarlo viaje hacia otras zonas. Las principales ventajas de este método son la posibilidad de tratar pozos con zonas de menor permeabilidad que de otra manera no recibirían el ácido dado el flujo preferencial, la disminución en las pérdidas de ácido y el cuidado que ofrece para evitar estimular zonas aledañas con agua. Las desventajas de estos métodos selectivos son los costos, la dificultad operacional y que requieren un mayor tiempo de producción parado.

3.3.3 Fracturamiento hidráulico

El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación que se emplea en pozos con permeabilidades bajas y moderadas para mejorar su desempeño, modificando el factor de daño o *skin* de la formación. Esta consiste en la inyección de fluidos a una presión lo suficientemente alta para causar una falla por tensión de la roca y generar una fractura, a la que una vez abierta se le inyecta fluido adicional para continuar su extensión y propagación generando así nuevas zonas de alta permeabilidad que comunican el pozo con las formaciones y facilitan el flujo de fluidos, lo que tiene como consecuencia un aumento en las tasas de producción. La permeabilidad en las zonas fracturadas puede encontrarse 5 o 6 órdenes de magnitud por encima de las zonas sin fracturar¹⁶, mientras que su anchura típica puede alcanzar las 0,25 pulgadas y su longitud los 3000 pies¹⁷. Este método es particularmente beneficioso en formaciones cuya permeabilidad es tan baja que la remoción de daño mediante acidificación no será suficiente para que el pozo produzca a una tasa atractiva.

La operación de fracturamiento se divide en dos etapas, durante la primera se bombea únicamente un fluido de fracturamiento, sin propante, denominado colchón

¹⁶ ECONOMIDES, M. J., HILL, A. D. & EHLIG-ECONOMIDES, C. *Petroleum production systems*. 1994.

¹⁷ ECONOMIDES, M. J., HILL, A. D. & EHLIG-ECONOMIDES, C. *Petroleum production systems*. 1994.

cuya función es romper la formación y propagar las fracturas. Después de esto se añade propante al fluido de fractura y se incrementa su concentración hasta alcanzar un valor determinado; a continuación, cesa el bombeo y la fractura se cierra sobre el material propante, que permanece dentro de la formación y cuya función es mantener abiertas las fracturas y facilitar el flujo de los fluidos a través de las fracturas durante la etapa de producción.

Los fluidos de fracturamiento deben ser lo suficientemente viscosos para crear y propagar una fractura y transportar el propante hasta su interior. Una vez finalice la operación la viscosidad de este fluido debe reducirse para favorecer su evacuación rápida y eficiente del pozo.

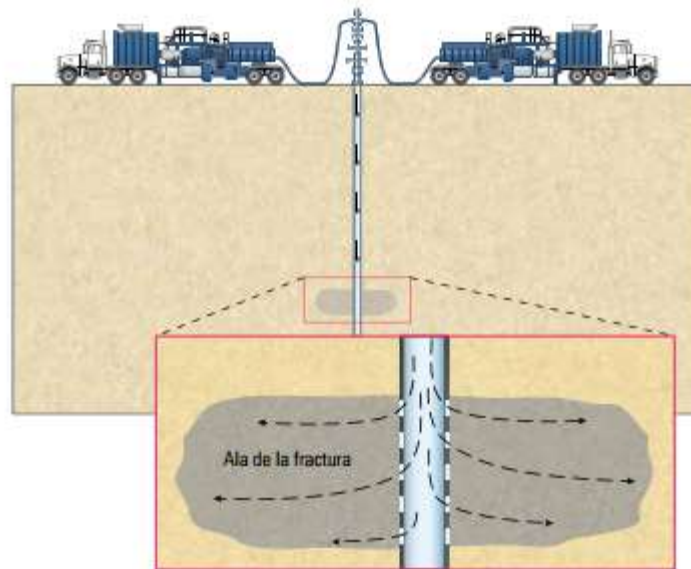
Las fracturas generadas dentro del yacimiento se propagarán en dirección normal esfuerzo horizontal mínimo y su tamaño estará determinado por la cantidad de propante y la tasa y la presión a la que se inyecta. Inyectar demasiado propante o realizar la inyección a muy alta presión podrían provocar que la fractura migrara verticalmente hacia formaciones aledañas.

La razón entre la permeabilidad de la fractura y la permeabilidad del yacimiento es proporcional a la conductividad de la fractura. En yacimientos con permeabilidad moderada y alta (los mejores candidatos para fracturamiento hidráulico) se requiere de alta conductividad en la fractura, mientras que su longitud tiene una importancia secundaria. Mientras que en yacimientos de baja permeabilidad la prioridad es la creación de canales de flujo extensos que mejoren la comunicación dentro del pozo, por lo que la prioridad estará en generar largas fracturas.

Cuando se realiza este tipo de operaciones para incrementar la producción en yacimientos de gas condensado, sus efectos son beneficiosos en tanto que genera nuevos canales de flujo dentro de la roca que atraviesan más allá de la zona dañada por depositaciones orgánicas, inorgánicas o bancos de condensado, incrementando la permeabilidad absoluta de la formación y por lo tanto las permeabilidades

relativas de los fluidos y comunicando el pozo con formaciones más alejadas del pozo que pueden fluir sin restricción alguna a través de las fracturas.

Figura 28. Fracturamiento hidráulico.



Fuente: Emmanuel et al. Open-Channel Fracturing-A Fast Track to Production. Oilfield Review.

3.3.4 Estimulación química

La estimulación química es otra alternativa además del fracturamiento hidráulico para la mitigación de los bancos de condensado. Consiste en la inyección de una mezcla de aditivos entre los que se encuentran surfactantes, solventes mutuos y alcoholes con disolventes de escalas orgánicas. Esta mezcla se inyecta en los pozos productores por medio de una base oleosa, generalmente diesel o en una corriente de gas seco a alta presión, a lo que se les denomina respectivamente diesel y gas inhibido.

Este tipo de estimulación tiene por objetivo reducir la saturación de líquido (condensado y agua) y remover los sólidos orgánicos en yacimiento (especialmente asfaltenos), que reducen drásticamente la permeabilidad efectiva al gas en la

cercanía del pozo. Los mecanismos recuperación que actúan mediante la inyección de la mezcla son:

- Revaporización de líquidos: Es el principal mecanismo, en especial cuando se inyecta gas inhibido y consiste en alterar el equilibrio de fases entre el gas y el condensado de tal manera que se vaporice la mayor cantidad del condensado inmóvil para así producirlo como gas, para que luego vuelva a condensarse, pero en este caso en superficie.
- Reducción de la tensión interfacial: Por medio de los surfactantes se busca reducir las fuerzas de repulsión entre los fluidos, de tal manera que se mejore el barrido de los líquidos cuando se produzca el gas.
- Cambio de la mojabilidad: Por medio de los solventes se busca promover la mojabilidad por agua y la mojabilidad intermedia por gas, de tal manera que la superficie de la roca no prefiera el condensado y este pueda ser producido.
- Removedor de escalas orgánicas: Los alcoholes disuelven las fracciones pesadas del condensado para que estas no obstruyan los canales de flujo.
- Rompedor de emulsiones petróleo/agua: Los surfactantes también previenen la formación de emulsiones para facilitar la producción de las fases, ya que la producción de emulsiones acarrea mayores pérdidas por fricción.

El gas inhibido presenta mayores ventajas frente al diesel inhibido porque, aunque su mayor efecto no se percibe inmediatamente, aumenta la recuperación de condensado al disminuir su tasa de declinación, dura más tiempo y tiene mayor radio de penetración. Los aditivos que inhiben el gas seco se dispersan en forma de aerosol en una corriente instalada desde un pozo inyector.

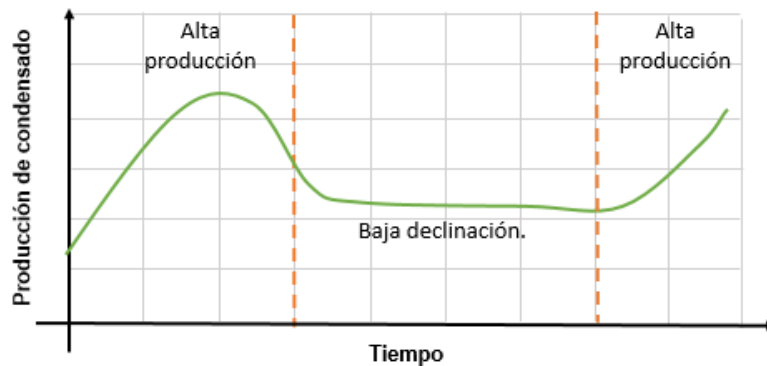
A medida que el gas es inyectado, se enriquece de los componentes livianos del condensado mientras que el disolvente de asfaltenos va removiendo los componentes pesados que se puedan precipitar. Igualmente, los alcoholes y demás aditivos son distribuidos por toda el área de drenaje y así se asegura que toda la cantidad de condensado contactado, que aún no haya sido vaporizado, pueda ser móvil y fluya al pozo una vez se abra a producción. El diesel también tiene el efecto

de aumentar significativamente el flujo de los condensados en un radio aproximado de 15 pies.

Los resultados de las aplicaciones del gas inhibido muestran que la tasa de producción de condensado justo después de la intervención no aumenta sustancialmente, sin embargo su tasa de declinación si se reduce significativamente. Esto se explica porque el efecto del gas inhibido sobre la producción de condensado tiene tres etapas (**Figura 29**):

- Al principio hay un periodo de corta duración en el que se presenta alta producción debido a que fluye aquel condensado que se encontraba acumulado en la cercanía del pozo.
- Seguido a ello hay un periodo de baja declinación, en el que, aunque no hay alta producción, si se está dando un movimiento del condensado que se encontraba inmóvil y más distante del pozo pero que fue contactado por el gas inhibido.
- En el último periodo se consigue un aumento en la producción ya que el flujo del condensado distante alcanza el pozo y se supera la saturación crítica para que sea producido.

Figura 29. Efecto del gas inhibido sobre la producción de condensados.



Fuente: SPE 151575. Modificado

Cabe mencionar que la inyección del gas inhibido puede ser aplicada en los pozos productores que tengan cerca pozos inyectores y su efecto es mayor en aquellos pozos que tengan bajo GOR (alta cantidad de condensado).

4. IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA EN EL CAMPO DE ESTUDIO

4.1. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA

A continuación, se presenta en forma de secuencia, la metodología propuesta para la optimización de la producción de campos maduros.

Etapas 1: Organización de la información disponible.

1.1) Clasifique de los pozos según su operación actual.

1.2) Busque la información disponible de los pozos productores activos, tal como: historia de producción, registros eléctricos y de producción, estados mecánicos, datos de petrofísica, pruebas de presión y descripción de las intervenciones llevadas a cabo.

1.3) Descarte los datos producto de pruebas erróneas, incompletas e información obsoleta.

1.4) Seleccione una muestra representativa de la historia de producción, tomando tasas de los fluidos cada tres meses desde el inicio de su producción.

1.5) Identifique grupos de pozos cercanos entre sí para facilitar la obtención de analogías, al igual que la locación pozos inyectores en la vecindad.

Etapas 2: Diagnóstico y clasificación de los pozos por desempeño.

2.1) Represente gráficamente la contribución de cada uno de los pozos a la producción total de cada fluido.

2.2) Determine los índices de heterogeneidad (IH) actuales para cada uno de los fluidos producidos en cada pozo.

2.3) En una misma gráfica, represente la intersección del IHw con el IHo para cada uno de los pozos del campo.

2.4) En una misma gráfica, represente la intersección del IHg con el IHo para cada uno de los pozos del campo.

2.5) Construya, para cada uno de los pozos, las gráficas de índices de heterogeneidad históricos.

2.6) Seleccione los pozos, que, según los criterios expuestos anteriormente, son candidatos a cierres, aumento en la producción de petróleo o ambas

Etapas 3: Apertura y cierre de intervalos.

3.1) Verifique si los pozos seleccionados en la etapa 2 tienen los siguientes registros: *Spinner flowmeter*, *Gamma Ray*, resistividad y registros de porosidad.

3.2) A los pozos con estos registros, identifíquelos mediante su interpretación los intervalos ya abiertos que deban ser cerrados por aporte de agua y/o los intervalos sin abrir que deberían ser cañoneados según sea el requerimiento del pozo.

3.3) Usando la producción total de los pozos y los porcentajes de aporte de los registros PLT determine la producción por capa de petróleo, gas y agua en los pozos en los que analizó los registros.

En caso de tener aperturas:

3.4) Por medio del estado mecánico determine cuantos pies ya han sido cañoneados en cada formación.

3.5) Determine, con ayuda de la historia del pozo o en pozos cercanos las especificaciones del cañoneo de cada capa en específico, es decir, el arma usada y sus características como tpp, diámetro de bala y longitud de penetración para elaborar analogías.

3.6) Para cada capa tenga en cuenta su espesor, permeabilidad absoluta y permeabilidad relativa al petróleo para su posterior uso en el modelo de McLeod.

3.7) Aplique el modelo de McLeod, para la estimación del caudal incremental debido a las aperturas propuestas.

En caso de tener cierres:

3.4) Determine para cada capa el aporte de barriles de agua por cada pie.

3.5) Multiplique esta cantidad por el intervalo en cada capa que según los registros deba ser cerrado, con el fin de hallar un aproximado de la reducción en el corte de agua.

3.6) Por medio de analogías determine una eficiencia en el control de agua por técnicas de cementación remedial.

Etapa 4: Estimulación.

4.1) Construya una matriz de decisión con los pozos de bajo IHo en la que determine cuáles de ellos son candidatos a búsqueda de oportunidades de estimulación.

4.2) Calcule el índice de eficiencia de completamiento (CEI) para todos los pozos productores activos.

4.3) Construya la gráfica CEI vs IHo.

4.4) Clasifique los pozos seleccionados por la matriz del paso 4.1) según si requieren acidificación o fracturamiento.

4.5) Según sea el tipo de intervención recomendado en el paso 4.4), revise el histórico de estas estimulaciones que hayan sido exitosas, además de cualquier tipo de estimulación química exitosa. En caso de que no posea esta información, búsquela en pozos cercanos.

4.6) Calcule el porcentaje de incremento en la productividad que resultó en cada una de las intervenciones exitosas.

4.7) Use este porcentaje de aumento en la productividad, junto con la duración de estos incrementos como analogía para plantear nuevas estimulaciones. En caso de tener más de un caso exitoso, escoja el mejor y el peor escenario.

4.8) En pozos donde no exista historia de estimulaciones escoja como analogía la propuesta realizada en el punto 4.7) para un pozo cercano.

4.9) Utilice curvas de declinación para pronosticar el comportamiento de la producción de no aplicarse la estimulación. En el caso de que el caudal de petróleo sin la estimulación resulte mayor al caudal con la estimulación descarte la propuesta.

4.10) Identifique con ayuda del registro *Spinner Flowmeter* cuáles son las zonas abiertas al flujo que no están aportando fluidos y que por lo tanto son los intervalos en donde debe implementarse la estimulación.

Gas inhibido: Lleve a cabo estos pasos únicamente si dentro de la base de datos existen pozos con problemas de bloqueo por condensados.

4.11) Determine qué conjunto de pozos seleccionados por la matriz del paso 4.1) tienen bajo GOR y un inyector cercano.

4.12) Busque si en el pozo, o si en pozo cercanos se han realizado previamente estimulaciones con gas inhibido.

4.13) Determine dos tasas de declinación: una desde un año antes de la estimulación y la otra resultante un año después de la operación.

4.14) Use como analogía estas tasas de declinación para plantear una nueva estimulación y proyectar el cambio en la producción. En el caso de que el caudal de petróleo sin la estimulación resulte mayor al caudal con la estimulación descarte la propuesta.

Etapa 5: Evaluación financiera de las propuestas.

5.1) Determine el CAPEX para cada una de las propuestas, si no lo conoce utilice analogías de eventos recientes dentro del mismo pozo o en pozos cercanos, tomando como parámetros de comparación la cantidad de pies a abrir o cerrar o los volúmenes a inyectar.

5.2) Determine para cada pozo la diferencia en los volúmenes producidos de petróleo, gas y agua en el tiempo a evaluar.

5.3) Estime los ingresos por la venta de los volúmenes incrementales de hidrocarburos y/o el ahorro por la reducción en el corte de agua.

5.4) Determine los egresos teniendo en cuenta la inversión, regalías, *lifting cost* y el tratamiento de agua.

5.5) Determine, ya conocidos los ingresos y egresos el flujo de caja neto y los indicadores financieros.

5.6) En caso de que estos indicadores sean desfavorables descarte la propuesta.

4.2. ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE

La información empleada para realizar el diagnóstico y la propuesta de optimización de este campo se encuentra sintetizada en forma de una base de datos especializada que fue suministrada con fines investigativos. Esta base de datos, disponible en el software *Oilfield Manager* (OFM) contiene información acerca de las generalidades del campo, la localización individual de sus pozos, estados mecánicos, registros eléctricos, litologías, petrofísica, reportes de producción históricos, historial de trabajos de estimulación, datos de pruebas de pozos, datos de perforación y completamiento entre otros.

En primera instancia, para la correcta elaboración del diagnóstico de la producción se debe llevar a cabo una adecuada interpretación y selección de la información de manera que sea utilizada sólo aquella que corresponda a tomas de datos exitosas y que esté actualizada con referencia a la última fecha disponible en la base de datos, para así evitar confusiones e interpretaciones erradas atribuidas a la lectura de datos de pruebas fallidas, datos que ya han variado con el tiempo y que no representan la realidad del campo. Así, la base de datos fue sometida una

minuciosa inspección con el fin de fundamentar la metodología de optimización de acuerdo a una información válida y actualizada.

Comenzando esta revisión se procuró la identificación del estado actual de los pozos presentes en el campo. La base de datos diferenciaba en principio 65 pozos que en realidad eran la suma de los pozos iniciales y sus respectivas reformas, como por ejemplo el caso de pozos que iniciaron siendo productores y luego pasaron a ser inyectores. Teniendo en cuenta esto, el supuesto total de pozos era de 47, sin embargo, durante la revisión del histórico de eventos por pozo se percibió que tres de ellos eran *sidetracks* de pozos con problemáticas durante su perforación u operaciones de *workover* pero que habían sido identificados como nuevos pozos. Analizando estas informaciones se totalizaron en efecto 44 pozos, de los cuales sólo una parte están activos y otros cerrados a la última fecha; unos son productores, otros inyectores y varios de ellos han tenido cambios en su función a lo largo de la historia, por lo tanto en la **Tabla 5** se nombra cada pozo y se aclara su estado actual.

Tabla 5. Estado actual de los pozos del campo.

Pozo	Estado actual	Pozo	Estado actual	Pozo	Estado actual
PD-1	Cerrado	PD-16	Productor	PD-31	Inyector
PD-2	Productor	PD-17	Productor	PD-32	Cerrado
PD-3	Productor	PD-18	Productor	PD-33	Productor
PD-4	Inyector	PD-19	Productor	PD-34	Productor
PD-5	Cerrado	PD-20	Productor	PD-35	Productor
PD-6	Cerrado	PD-21	Productor	PD-36	Productor
PD-7	Productor	PD-22	Inyector	PD-37	Cerrado
PD-8	Productor	PD-23	Inyector	PD-38	Inyector
PD-9	Inyector	PD-24	Productor	PD-39	Inyector
PD-10	Productor	PD-25	Productor	PD-40	Cerrado
PD-11	Inyector	PD-26	Inyector	PD-41	Cerrado
PD-12	Productor	PD-27	Cerrado	PD-42	Productor
PD-13	Productor	PD-28	Productor	PD-43	Cerrado
PD-14	Cerrado	PD-29	Inyector	PD-44	Inyector
PD-15	Productor	PD-30	Productor		

La clasificación anteriormente presentada, además de ser útil para distinguir la finalidad de cada uno de los pozos en el campo, es necesaria para orientar la búsqueda de oportunidades de optimización ya que en el presente trabajo se priorizará la investigación al conjunto de pozos que actualmente se encuentren en producción. El siguiente paso de la organización de la información consistió en estudiar la historia de los eventos contenidos en la base de datos. Dentro de esta base de datos cada pozo disponía de un registro de eventos en orden cronológico que incluyen contingencias, pruebas e intervenciones realizadas a los pozos, entre otras cosas. Debido a la cantidad de información dispersa que esto representa, fue necesario revisar para cada uno de los pozos cuáles fueron los eventos más importantes y descartar los eventos irrelevantes. La importancia de estos eventos históricos radica en que pueden emplearse como analogía para el planteamiento de nuevas medidas de optimización, ya que aportan información acerca de la respuesta de los pozos a las diferentes intervenciones.

Debe destacarse que, debido a que la base de datos del campo estaba disponible hasta el 30 de septiembre de 2013, el diagnóstico del campo se realizará hasta esa fecha, de la misma manera los efectos de la propuesta de optimización se proyectarán a partir de esta fecha y hasta el 30 de septiembre de 2014, es decir, un año después.

4.3. DIAGNÓSTICO Y CLASIFICACIÓN DE POZOS POR DESEMPEÑO

El planteamiento de la propuesta de optimización requiere del análisis del estado actual del campo con el fin de generar un diagnóstico. El punto de partida es la información más elemental disponible, es decir, la producción de fluidos de cada uno de los pozos. Esto permite identificar a simple vista aquellos pozos que son buenos y malos productores de hidrocarburos, así como aquellos que evidencian excesivos cortes de agua. En las **Figuras 30, 31 y 32** se ilustra la contribución relativa de cada uno de los pozos a la producción de cada fluido.

Figura 30. Contribución de petróleo por pozo.

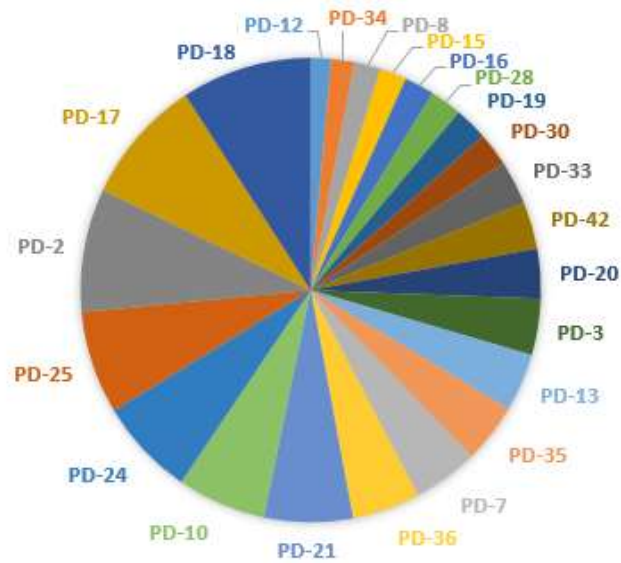


Figura 31. Contribución de gas por pozo.

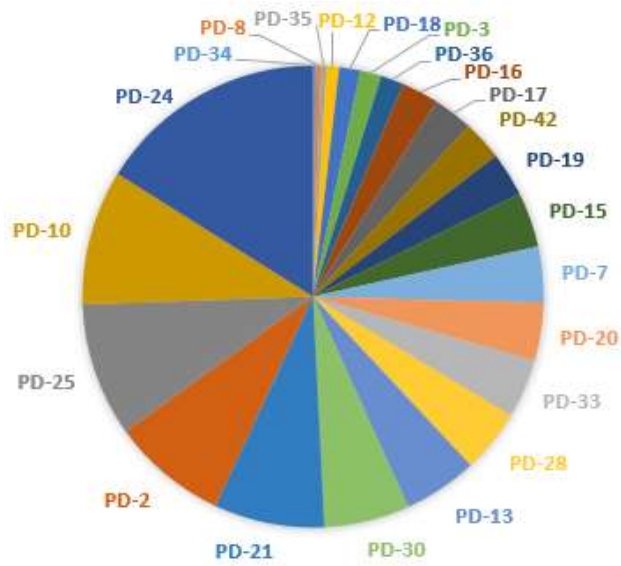
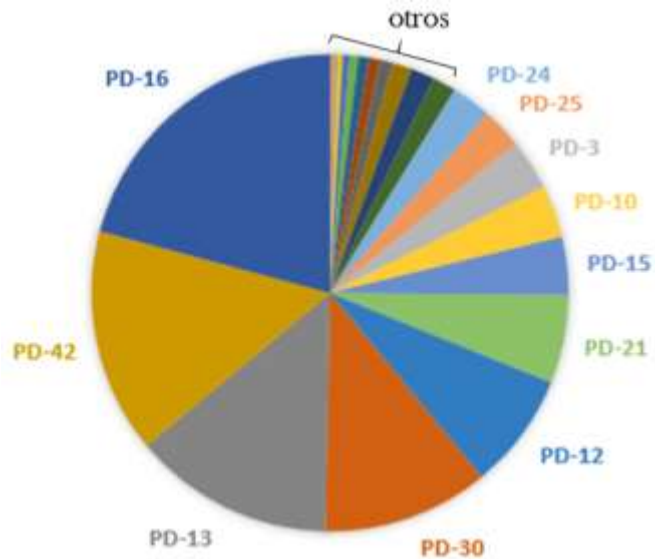


Figura 32. Contribución de agua por pozo.



Es interesante notar que, según la última gráfica presentada, más de la mitad de la producción de agua del campo proviene de cuatro pozos: PD-16, PD-42, PD-13 y PD-30, los cuales son evidentes candidatos a control de agua.

4.3.1 Criterio de índices de heterogeneidad

Dando continuidad a la metodología propuesta en el campo de estudio, se procedió a hallar los índices de heterogeneidad actuales, que como fue mencionado, son una herramienta de gran importancia para distinguir los pozos de buen y mal desempeño al compararlos con los promedios de producción del campo.

Ejemplo de aplicación

Con el fin de ilustrar lo anteriormente expuesto se realiza el siguiente procedimiento para el pozo PD-42 a la última fecha de producción disponible (1 septiembre 2013). Las tasas registradas aquel día fueron de 361,7 Bpd de petróleo, 17,53 MMscfd de gas y 984,61 Bpd de agua.

- Cálculo de producciones medias del campo:

Con los valores proporcionados en la **Tabla 7** se calcula la media aritmética de las tasas de producción del campo para los tres fluidos (**ec.7**):

$$Tasa\ media_{o,w,g} = \frac{\sum_i^n Tasa\ pozo\ i_{o,w,g}}{n} \quad (\text{ec.7})$$

En donde n es el número de pozos productores activos en la fecha (23), o, g y w son los sub-índices de petróleo, gas y agua respectivamente.

Los valores medios de las tasas de producción son:

$$Tasa\ media_o = 484,16\ Bpd$$

$$Tasa\ media_g = 27,346\ MMscfd$$

$$Tasa\ media_w = 281,17\ Bpd$$

- Cálculo de índices de heterogeneidad:

Es aplicada la (**ec 1**):

$$IH_{fluido} = \frac{Tasa\ fluido_{pozo}}{Tasa\ fluido_{media\ del\ campo}} - 1$$

Así los índices de heterogeneidad del pozo PD-42 son los siguientes:

$$IH_o = -0,25$$

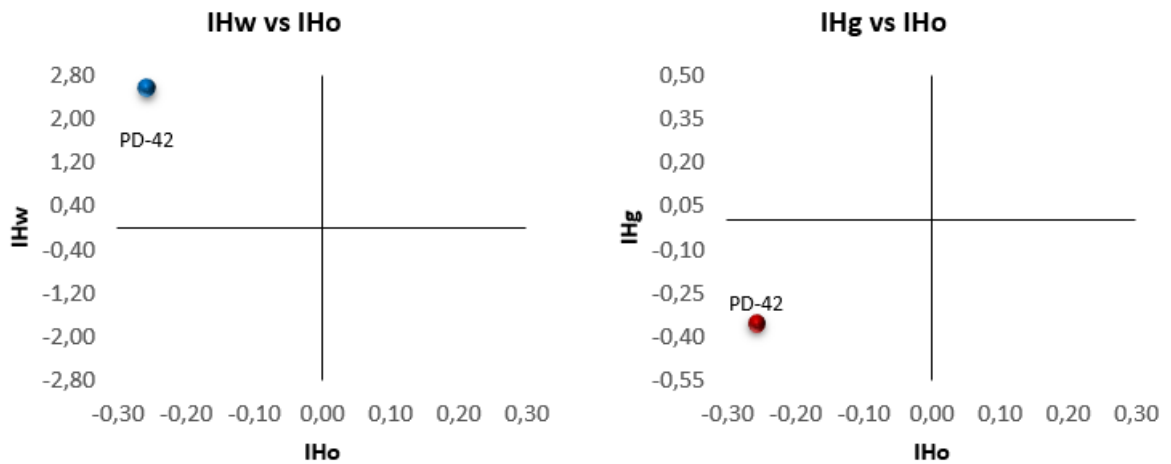
$$IH_g = -0,36$$

$$IH_w = 2,50$$

- Ubicación del pozo en los cuadrantes del gráfico de los índices de heterogeneidad

Tomando los valores de los índices de heterogeneidad como las coordenadas en el gráfico cartesiano, se ubica el pozo en los gráficos IHw vs IHo y IHg vs IHo tal como lo representa la **Figura 33**.

Figura 33. Ubicación del pozo PD-42 en los cuadrantes IH.



Con tales gráficos es razonable considerar que el pozo PD-42 tiene un desempeño desfavorable para el campo ya que aporta discreta cantidad de petróleo y gas, además de tener una tasa de agua muy elevada, tanto que el índice de heterogeneidad del agua es superior a 2, es decir, está muy por encima de la media. Este pozo es un candidato prioritario a control de agua y no a estimulación pues su alta producción de agua evidencia que tiene buena permeabilidad. De igual manera se recomienda la evaluación de registros eléctricos para determinar si hay zonas invadidas por agua que deban ser cerradas.

De esta manera es aplicada esta metodología a todos los pozos activos y sus resultados son presentados en las **Figuras 34 y 35** donde se ilustra la distribución en los cuadrantes de los índices de heterogeneidad IHw vs IHo y IHg vs IHo. En cada figura es añadida una leyenda de 3 colores que representan intervalos de producción; donde el azul, el amarillo y el verde representan el conjunto de pozos de menor, intermedia y alta producción respectivamente. Además, para facilitar la ubicación de los pozos en los cuadrantes se presentan los resultados en la **Tabla 7**, en donde se registra para cada pozo el cuadrante que le corresponde.

Figura 34. Distribución de pozos en los cuadrantes IHw vs IHo.

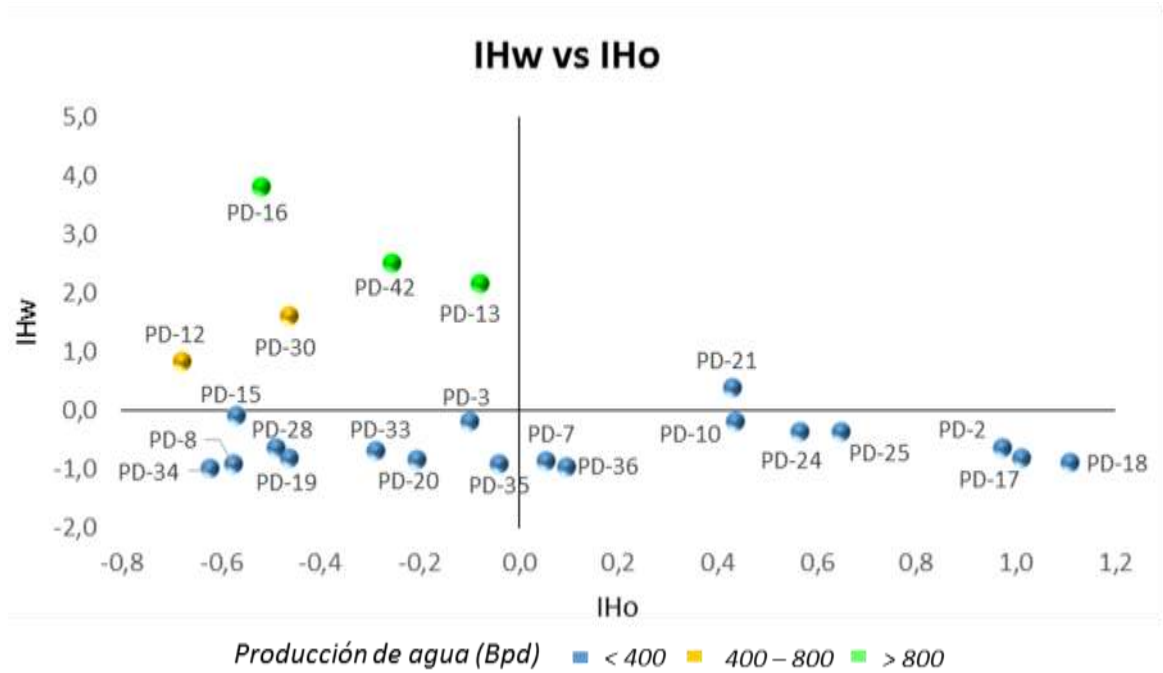


Figura 35. Distribución de los pozos en los cuadrantes IHg vs IHo.

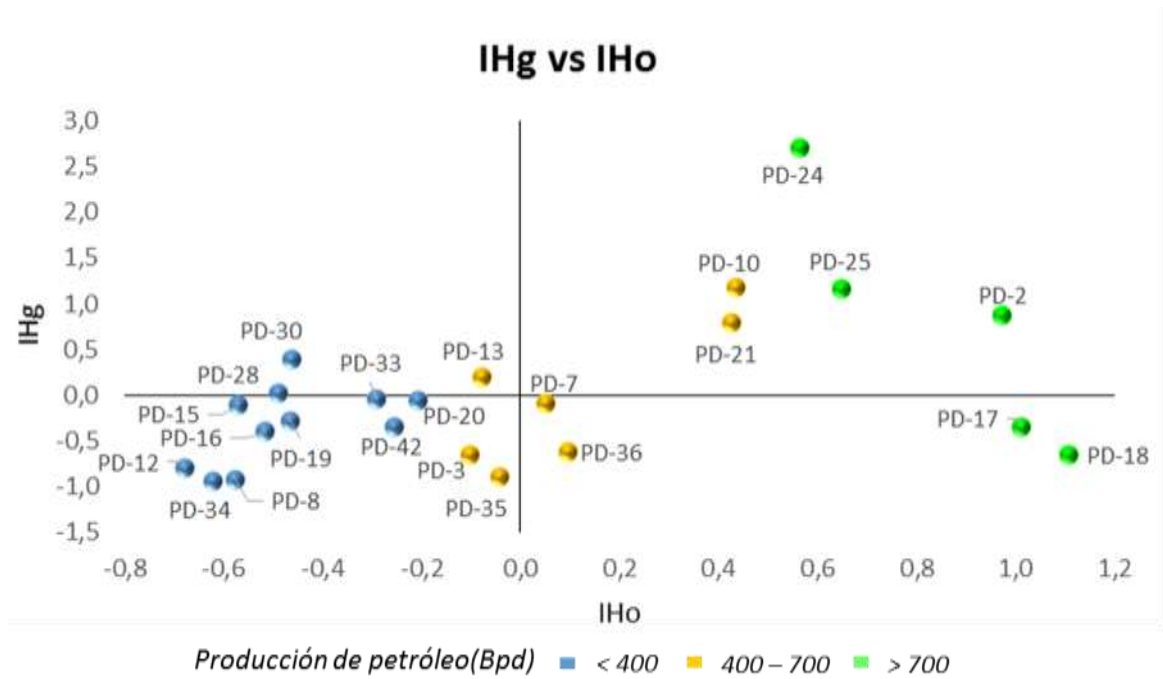


Tabla 6. Registro de cuadrantes por pozo.

Pozo	Cuadrantes							
	IHw vs IHo				IHg vs IHo			
	I	II	III	IV	I	II	III	IV
PD-2		x			x			
PD-3			x				x	
PD-7		x				x		
PD-8			x				x	
PD-10		x			x			
PD-12				x			x	
PD-13				x				x
PD-15			x				x	
PD-16				x			x	
PD-17		x				x		
PD-18		x				x		
PD-19			x				x	
PD-20			x				x	
PD-21	x				x			
PD-24		x			x			
PD-25		x			x			
PD-28			x					x
PD-30				x				x
PD-33			x				x	
PD-34			x				x	
PD-35			x				x	
PD-36		x				x		
PD-42				x			x	

Histórico de los índices de heterogeneidad

Los índices de heterogeneidad actuales son una excelente herramienta para el diagnóstico y clasificación de los pozos según sus condiciones de operación actuales, sin embargo ofrecen poca información acerca de la historia de producción de los pozos y de su máximo potencial. Es por esto que para conocer el comportamiento histórico de la producción y complementar el diagnóstico de los pozos se emplea la gráfica de índice de heterogeneidad histórico.

Para la construcción de las curvas de IH histórico, es necesario asegurar que el promedio de producción de cada fluido sea coherente con el número de pozos productores activos en cada fecha, es decir, se debe estar al tanto de los tiempos en que nuevas perforaciones ocurren, los periodos en que son realizados

eventuales cierres por mantenimiento, los tiempos en que determinados pozos se convierten en inyectores de gas entre otros sucesos que afectan directamente la cantidad de fluido producido y por ende el cálculo de los promedios aritméticos.

Tabla 7. Producción a la última fecha por pozo.

Pozo	Producción (1 de septiembre de 2013)		
	Petróleo (Bpd)	Gas (MMscfd)	Agua (Bpd)
PD-2	956,07	50,99	102,44
PD-3	436,12	9,35	224,19
PD-7	510,34	24,57	39,05
PD-8	205,74	2,01	19,96
PD-10	695,8	59,39	229,59
PD-12	157,09	5,51	510,64
PD-13	447,82	32,65	881,27
PD-15	208,87	24,25	253,97
PD-16	234,56	16,30	1346,38
PD-17	974,42	17,48	54,54
PD-18	1020,84	9,29	28,64
PD-19	259,88	19,39	51,37
PD-20	384,38	25,62	44,41
PD-21	691,95	48,69	387,87
PD-24	757,95	101,23	175,18
PD-25	798,76	59,07	176,28
PD-28	248,2	27,83	103,28
PD-30	261,33	37,70	730,69
PD-33	344,56	25,87	86,5
PD-34	183,7	1,33	2,33
PD-35	464,35	2,62	21,27
PD-36	531,29	10,27	12,49
PD-42	361,7	17,53	984,61

A continuación se presenta un ejemplo de la construcción de la gráfica de IH histórico. Cabe destacar que al realizar este cálculo se excluyeron de los históricos de producción los períodos de tiempo en los que se llevaron a cabo pruebas de pozo, ya que eran tasas de producción que no representaban el comportamiento

normal del pozo y eran datos aislados a los periodos en que sí había una producción continua.

Ejemplo de aplicación

En el presente ejemplo se desarrollan los cálculos necesarios para obtener los índices de heterogeneidad del pozo PD-42 en su primera fecha de producción correspondiente al día 01/12/1999. Las tasas registradas ese día fueron de: 14458,73 Bpd de petróleo, 51,26 MMscfd de gas y 284,99 Bpd de agua.

- Cálculo de la producción diaria promedio de los fluidos usando **(ec.2)**:

$$Tasa\ media\ campo_{o,w,g} = \frac{\sum_i^n Tasa\ pozos\ i_{o,w,g}}{n * (días\ en\ producción)}$$

En esta fecha en particular había 23 pozos en producción, que corresponden al valor de n, además de esto habían transcurrido 1186 días desde el inicio de la producción del campo y las tasas de producción acumulada correspondían a 78,52 millones de barriles de petróleo, 375.857,20 millones de pies cúbicos de gas y 1,18 millones de barriles de agua.

$$Tasa\ media\ campo_o = \frac{78,52 * 10^6}{23 * (1186)} = 2878,39\ Bpd$$

$$Tasa\ media\ campo_g = \frac{375857,2 * 10^6}{23 * (1186)} = 13,78\ MMscfd$$

$$Tasa\ media\ campo_w = \frac{1,18 * 10^6}{23 * (1186)} = 43,33\ Bpd$$

- Cálculo del índice de heterogeneidad con **(ec.1)**:

$$IH_o = \frac{14458,73}{2878,39} - 1 = 4,02$$

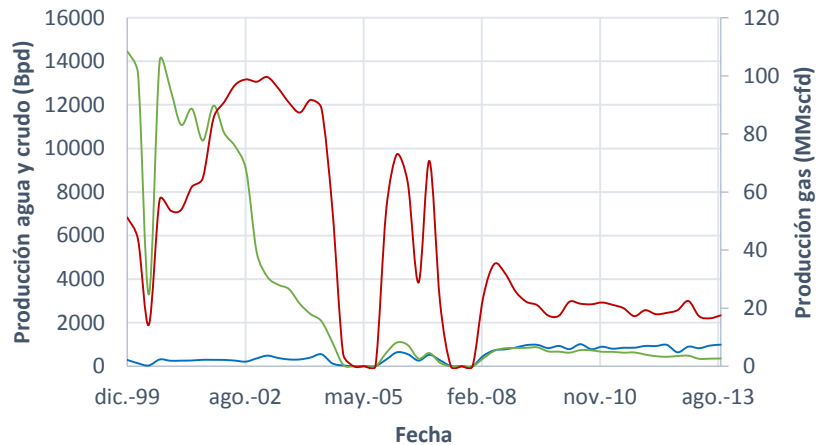
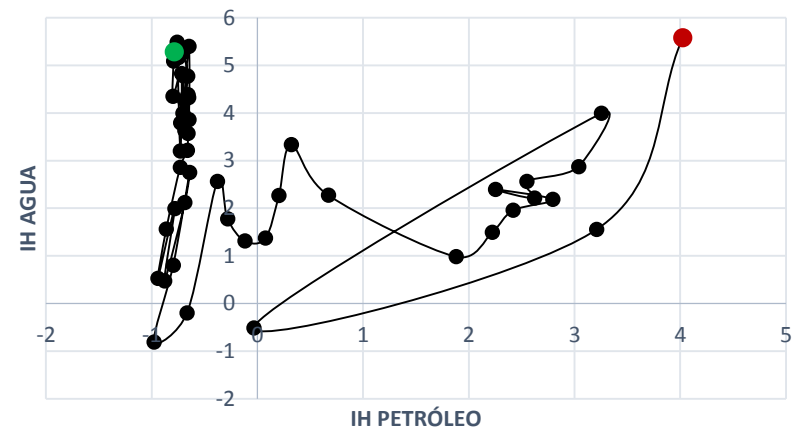
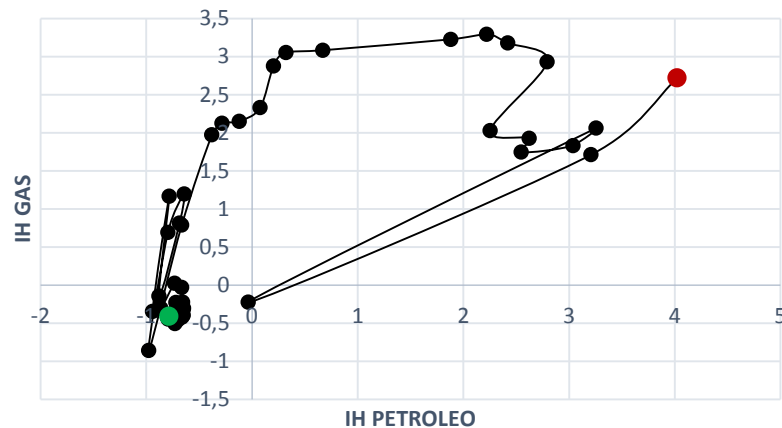
$$IH_g = \frac{51,26}{13,78} - 1 = 2,72$$

$$IH_w = \frac{284,99}{43,33} - 1 = 5,58$$

Se repite este procedimiento para cada una de las fechas registradas y se genera la gráfica.

A seguir se presenta el resultado del histórico de los índices de heterogeneidad para el pozo PD-42 en el que se muestra la curva de producción histórica y la evolución de los índices. Los resultados del análisis de todos los pozos se encuentran en el **Anexo A**. Para facilitar la comprensión de las curvas de heterogeneidad, se identifican en color rojo y verde los puntos inicial y final respectivamente. Adicionalmente se muestran los datos de producción a la última fecha para así realizar observaciones de cada pozo. Debe destacarse que este tipo en particular de gráfica se denomina gráfica *Cross-Hair* y que la distribución por cuadrantes es la misma que se enunció anteriormente para la gráfica de los índices de heterogeneidad actuales.

Este análisis permite inferir que este pozo tiene un alto potencial de producción de petróleo, debido a que en el pasado su producción fue de suma importancia para el campo, también permite ver que su principal problema es el alto corte de agua, en especial después de los últimos años. Esto puede ser consecuencia de conificación o de un procedimiento de intervención que tuvo resultados adversos, por lo que la prioridad en este caso es controlar la producción de agua.

POZO: PD-42**Curva de producción histórica****Comportamiento histórico de los índices de heterogeneidad de agua vs petróleo****Comportamiento histórico de los índices de heterogeneidad de gas vs petróleo****DATOS GENERALES:**

$IH_{Ofinal} = -0,25$; $IH_{Gfinal} = -0,36$; $IH_{Wfinal} = 2,50$

$Q_{Ofinal} = 361,70$ Bpd; $Q_{Gfinal} = 17,529$ MMscfd; $Q_{Wfinal} = 984,61$ Bpd

- En producción desde diciembre de 1999.

OBSERVACIONES:

Este pozo es un importante productor de fluidos para el campo. Al inicio de su vida productiva sus caudales de petróleo y gas eran altos, con el pasar del tiempo la producción de hidrocarburos ha decaído rápidamente mientras que la de agua se ha incrementado. Actualmente sus caudales de gas y petróleo son significativos, mientras que el de agua es uno de los mayores del campo. Este pozo es candidato a control de agua mediante el cierre de la formación Guadalupe. Dado que la producción de crudo cayó tan abruptamente este pozo también es candidato a estimulación.

4.4. APERTURA Y CIERRE DE INTERVALOS

4.4.1 Análisis de registros de pozo

Una vez que se ha llevado a cabo el diagnóstico y la clasificación de los pozos de acuerdo a los índices de heterogeneidad, se procede a plantear las diferentes propuestas de optimización con el fin de aumentar el beneficio proveniente del campo. Esta optimización consiste en la potencialización de las tasas de hidrocarburos en aquellos pozos que muestran un desempeño inferior según los índices de heterogeneidad y en la reducción del corte de agua en aquellos en los que los mismos índices evidencian un elevado y por lo tanto desfavorable aporte de agua, lo que causa la obstrucción del flujo de los fluidos que si se desean en superficie y eleva los costos del tratamiento y final disposición de esta agua.

En primera instancia la propuesta a desarrollar en el presente capítulo es la búsqueda de campos de acción mediante la interpretación de los registros eléctricos disponibles. Dos operaciones son procuradas mediante la revisión de tales registros; la primera es la apertura de zonas con alto potencial de contener hidrocarburos que aún no han sido cañoneadas y la segunda el cierre de intervalos cañoneados que evidencien alto aporte de agua, que sean zonas ladronas o que simplemente no contribuyen a la producción de petróleo o gas. Para ello es preciso diferenciar qué operación va a ser prioritaria en cada uno de los pozos que se categoricen como de bajo desempeño con el fin de orientar la revisión de los registros.

En la **Tabla 8.** se dividen dichos pozos activos que no contribuyen significativamente a las tasas de hidrocarburos del campo y/o que aumentan en gran medida el corte de agua promedio. De esta forma, para los pozos que se encuentran en el primer cuadrante de la gráfica I_{Hw} vs I_{Ho} se asigna la revisión de registros para la identificación de intervalos por cerrar debido a sus altos cortes de agua; a los del tercer cuadrante se les asigna la revisión para la apertura de nuevos intervalos

debido a sus bajas tasas de petróleo, o en dado caso, el cierre de zonas ladronas o la reparación de fallas en el revestimiento que disminuyan la cantidad de petróleo en superficie, y a los del cuarto cuadrante ambas operaciones ya que producen alta cantidad de agua y poco petróleo. Asimismo, a aquellos pozos que se ubican en el tercer cuadrante de la gráfica I_{Hg} vs I_{Ho} se les especifica en la tabla la revisión de zonas que puedan contener gas para así incrementar la producción de este fluido.

En la tabla mencionada se especifica los registros que están disponibles para cada pozo; cabe mencionar que no todos poseen la totalidad ni los mismos registros eléctricos. A fin de clarificar los registros empleados en este análisis de litologías y de presencia de fluidos se enlistan a continuación los nombres, las abreviaturas con que fueron encontrados en la base de datos del campo y su utilidad para este estudio:

- Gamma Ray (GR): *GR, GR_COMP, GR_DITE*. Útil para diferenciar rocas arenosas (areniscas) de rocas arcillosas (lutitas, limolitas).
- Resistividad de largo alcance (RT): *Rt, IDPH, IMPH, AT90, P34H, P16H*. Útil para diferenciar hidrocarburos de agua en las formaciones.
- Neutron (NT): *TNPH, HTNP, NPFI, NPSS*. Junto con el Density útil para diferenciar petróleo de gas.
- Density (DT): *PHID, RHOB, DRHO, HDRA*. Junto con el Neutron útil para diferenciar petróleo de gas.
- Spinner Flowmeter (SP): *SPIN_D90_PSP, SPI1_D90_PLT*. Útil para identificar zonas ladronas de fluido o fugas en el revestimiento.
- Contribution (CN): *CONTRIBUTION*. Al igual que el Spinner Flowmeter, es útil para identificar zonas ladronas de fluido o fugas en el revestimiento.

Es preciso mencionar que el pozo PD-3 no fue adicionado en la **Tabla 8** porque no disponían de los registros eléctricos necesarios para este análisis, por lo cual se recomienda la corrida de registros eléctricos.

Tabla 8. Pozos activos seleccionados para revisión de registros eléctricos.

PRODUCTORES ACTIVOS						
Cuadrante y Operación	Pozo	Registros disponibles				
		GR	RT	NT	DT	SF/CN
CUARTO (aperturas y cierres)	PD-16	x	x		x	
	PD-42	x	x		x	x
	PD-13	x	x		x	x
	PD-30	x	x	x	x	x
	PD-12 <i>(revisar zonas con gas)</i>	x	x	x	x	
PRIMERO (cierres)	PD-21	x	x		x	x
TERCERO (aperturas)	PD-34 <i>(revisar zonas con gas)</i>	x	x	x	x	x
	PD-8 <i>(revisar zonas con gas)</i>	x	x	x	x	
	PD-15 <i>(revisar zonas con gas)</i>	x	x	x	x	
	PD-28	x	x	x	x	x
	PD-19	x	x		x	x
	PD-33 <i>(revisar zonas con gas)</i>	x	x	x	x	x
	PD-20	x	x		x	
	PD-35 <i>(revisar zonas con gas)</i>	x	x	x	x	X
SEGUNDO (aperturas)	PD-7	x	x		x	

Criterios para el análisis: La determinación de las secciones candidatas a aperturas o cierres debe llevarse a cabo teniendo en cuenta dos criterios: los valores arrojados por los registros de pozo y los aspectos asociados a la ejecución de estas operaciones. Por un lado, de acuerdo a los valores de los registros, se tomó la decisión de abrir litologías arenosas, que identificadas con ayuda del registro Gamma Ray, registran valores entre 10 y 30 unidades API cuando son limpias, es decir con muy bajo contenido de arcilla en sus poros, y algunas sucias que registran valores por debajo de 50 unidades API. El registro Gamma Ray no detecta por si solo la presencia de hidrocarburos, por lo tanto, se introduce también el criterio dictado por el registro de resistividad, según el cual solo se recomiendan aperturas en las zonas donde la herramienta registre valores por encima de los 1500 Ohm-m.

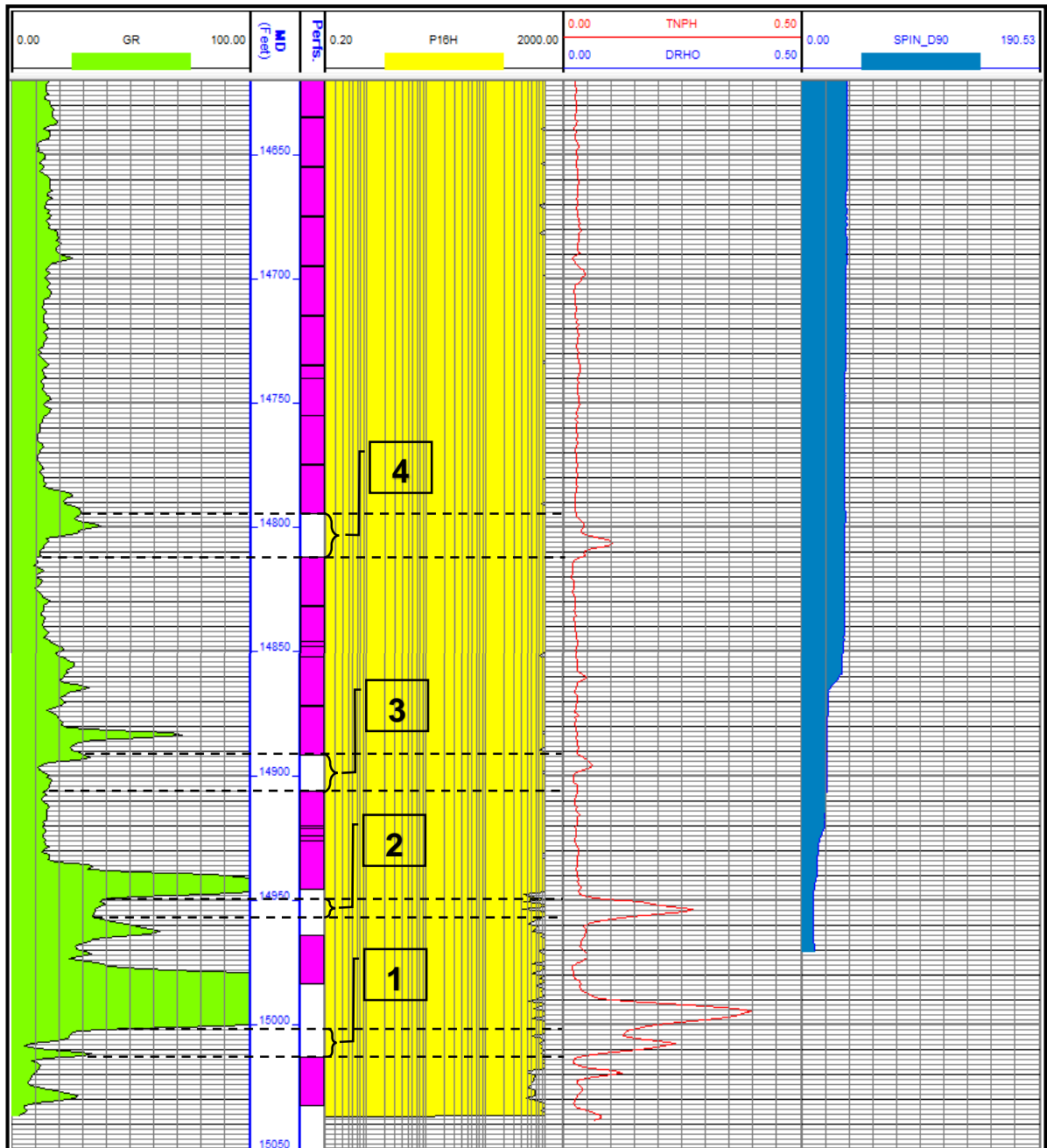
Para el caso del cierre de intervalos abiertos se usa el mismo criterio de resistividad, es decir, las zonas con valores de resistividad por debajo de 1500 Ohm-m corresponden a zonas con aporte parcial o total de agua cuya producción es indeseable.

Además de estos criterios que son útiles para la identificación de zonas a intervenir, deben tenerse en cuenta los criterios operacionales con el propósito de establecer la dimensión de los intervalos viables técnicamente. Así, se determinó mediante la revisión de los intervalos ya cañoneados que el espesor mínimo para garantizar una operación de apertura precisa y que no afecte los intervalos adyacentes durante su ejecución es de 4 pies, longitud que también fue adoptada como límite inferior para una operación de cierre. En cuanto a la longitud máxima de los intervalos, se estableció el valor de 60 ft por la capacidad que tiene un cañoneo con *casing gun* por corrida.

Ejemplo de aplicación

Con el propósito de explicar el procedimiento llevado a cabo en esta revisión de registros eléctricos se ilustra el caso del pozo PD-35, el cual se ubica en el tercer cuadrante de la gráfica I_{Hw} vs I_{Ho} y en el tercer cuadrante de la gráfica I_{Hg} vs I_{Ho}, lo que lo hace candidato a la apertura de zonas con hidrocarburos. Las **Figuras 36** a la **38** evidencian profundidades en las cuales se identificaron zonas que ameritan ser abiertas a flujo dado su bajo GR (areniscas de alta a media porosidad) y alto RT (con contenido de hidrocarburos). La revisión de los registros se realiza desde fondo de pozo hacia superficie con el fin de interpretar correctamente el registro SF que da idea de los volúmenes acumulados de los fluidos que producen las formaciones cañoneadas. En este caso los registros fueron tomados desde 15037 hasta 12660 pies de profundidad (MD) a excepción del DT que va desde 13663 a 12660 y el SF que va desde 14971 hasta 12585 pies. En el encabezado de las figuras se indica el registro, su escala y el color de la línea o del relleno presentado, de igual manera las zonas cañoneadas se evidencian de color rosado en la columna *Perfs* y la profundidad mostrada es de la trayectoria del pozo (MD).

Figura 36. Registros eléctricos del pozo PD-35 desde 14620 a 15050 ft de profundidad.

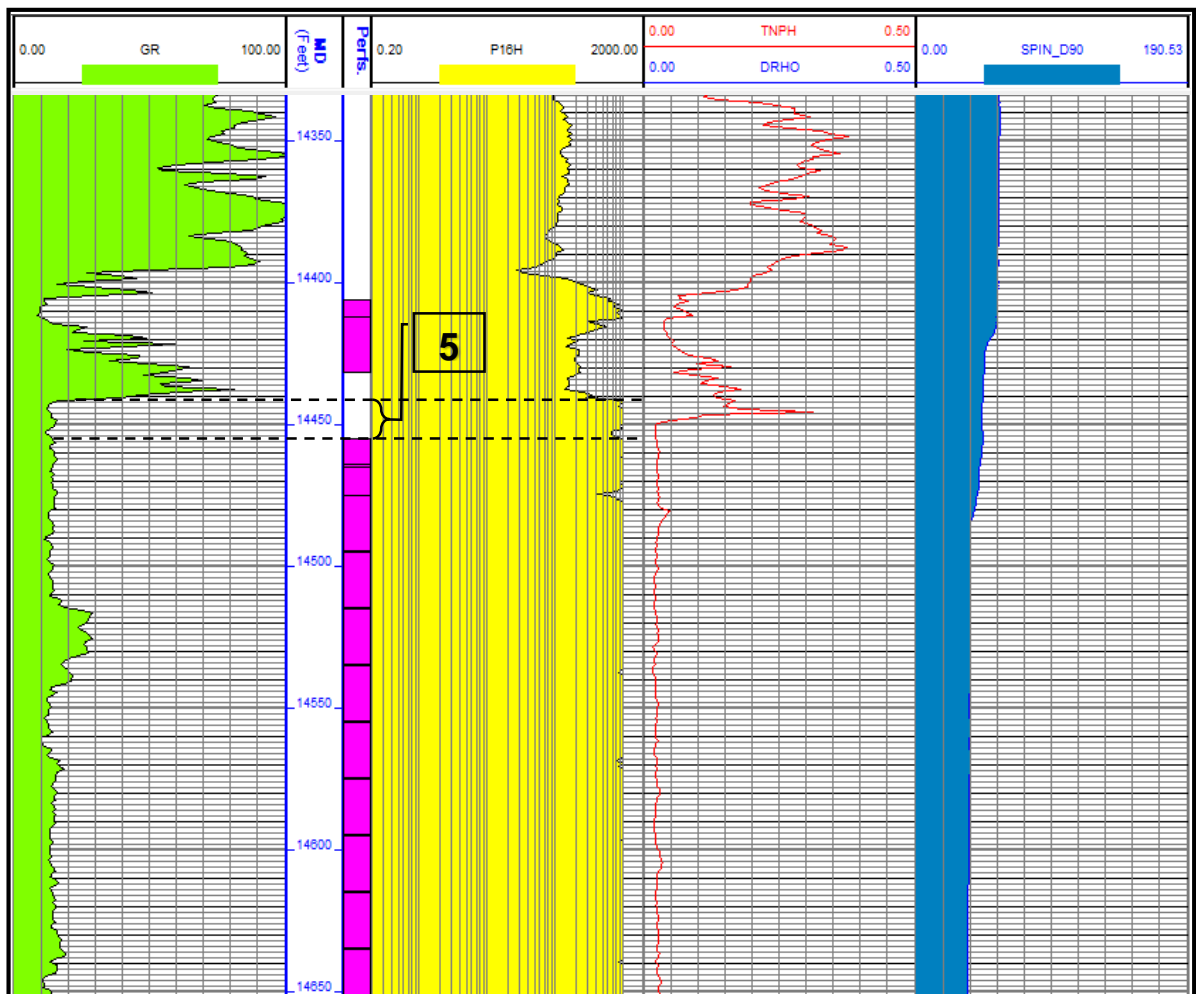


Las aperturas propuestas que están enumeradas en la **Figura 36** son arenas con alto contenido de hidrocarburos que son la continuidad de formaciones ya cañoneadas. A continuación, se describen a mayor detalle:

- 1) 15002 – 15013 11 ft de arena limpia con alta porosidad.
- 2) 14950 – 14957 7 ft de arena de porosidad media.
- 3) 14892 – 14906 14 ft de arena de porosidad media a alta.
- 4) 14795 – 14812 17 ft de arena de porosidad media a alta.

Nota: Los intervalos 3 y 4 es probable que produzcan hidrocarburos acompañados de una leve cantidad de agua dado una leve intermitencia en el RT.

Figura 37. Registros eléctricos del pozo PD-35 desde 14330 a 14650 ft de profundidad.



En la **Figura 37.** se muestra el siguiente intervalo propuesto para apertura, que es el tope de una formación que en su mayoría ya ha sido cañoneada por su alto contenido de hidrocarburos:

5) 14441 – 14455 14 ft de arena limpia con sobresaliente porosidad ($GR < 15$). Con una leve y por lo tanto insignificante entrada de agua que acompañará la producción de hidrocarburos.

Asimismo, en la **Figura 38**, se muestran las siguientes propuestas:

6) 12767 – 12772 5 ft por abrir de una arena de porosidad media que contiene gas (en esta sección ya está presente la combinación de registros NT – DT que permite diferenciar el tipo de hidrocarburo. En este caso el NT se sitúa por debajo del DT indicando la presencia de gas).

7) 12645 – 12666 21 ft en los cuales se recomienda realizar una operación de reparación del revestimiento ya que hay un descenso en el registro SF, lo que significa que hay una repentina pérdida de fluidos. Se descarta que sea una formación ladrona porque esta zona no se encuentra cañoneada.

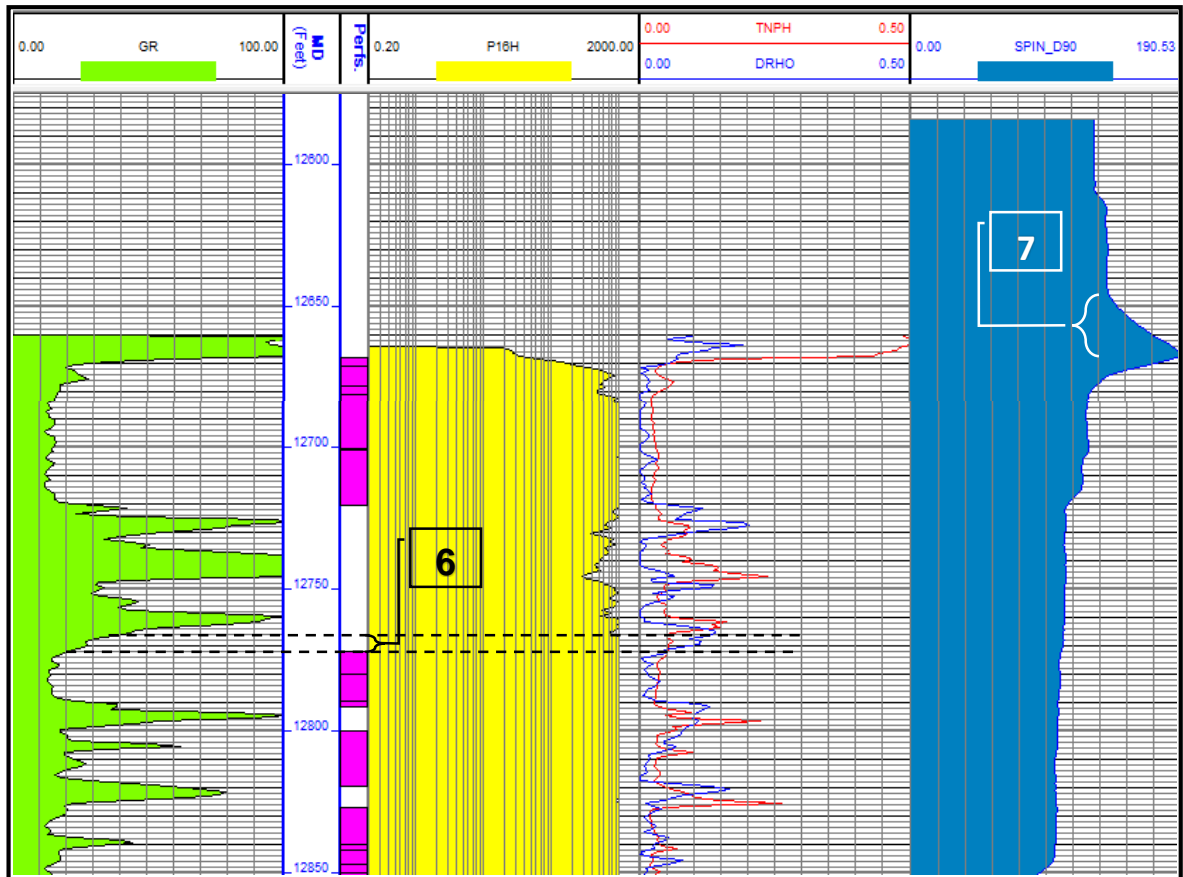
Las **Figuras 39** y **40** ejemplifican respectivamente un par de zonas candidatas a cierre y una zona con presencia de gas. Aunque en este pozo no se recomiendan cierres debido a que no son prioritarios, se muestra en la primera figura ejemplos de zonas a cerrar, esto con el fin de ilustrar el procedimiento llevado a cabo en los pozos en que sí se recomienda esta operación. El propósito de la segunda figura es el de clarificar la identificación de las zonas de gas por medio de la lectura en conjunto que se da con los registros NT y DT.

1) 13170 – 13183 13 ft de zona candidata a cierre dado que según el registro RT el agua predomina esta zona cañoneada.

2) 13035 – 13040 5 ft de zona candidata a cierre por dos razones: el alto GR indica que es una litología altamente arcillosa y el bajo RT que hay mayoritariamente agua.

3) 12827 – 12922 95 ft ya cañoneados de una zona en la que se reconoce la presencia de gas y no de petróleo debido a que además del alto valor del RT, hay una particular interacción de los registros NT y DT, los cuales se entrelazan según lo explicado anteriormente en el marco teórico.

Figura 38. Registros eléctricos del pozo PD-35 desde 12570 a 12850 ft de profundidad.



En conclusión, se le propuso a este pozo la apertura de 68 ft, resumidos en la **Tabla 9**. Los resultados del análisis de registros eléctricos de todos los pozos seleccionados en el presente capítulo son presentados en el **Anexo B**.

Tabla 9. Resultado de la revisión de registros eléctricos para realizar aperturas en el pozo PD-35

POZO PD-35			
APERTURA			
Intervalo (ft)	Extensión (ft)	Intervalo (ft)	Extensión (ft)
12767 - 12772	5	14892 - 14906	14
14441 - 14455	14	14950 - 14957	7
14795 - 14812	17	15002 - 15013	11
TOTAL DE PIES A CAÑONEAR:			68

Figura 39. Ejemplos de zonas a cerrar, Pozo PD-35 desde 13020 a 13220 ft de profundidad.

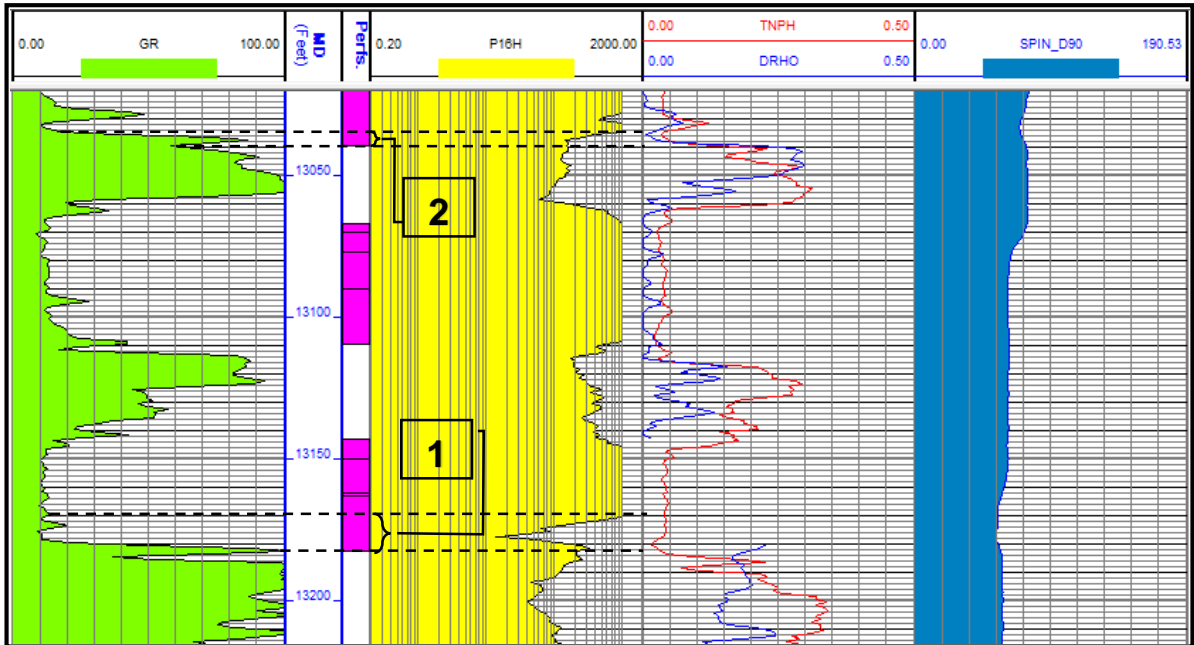
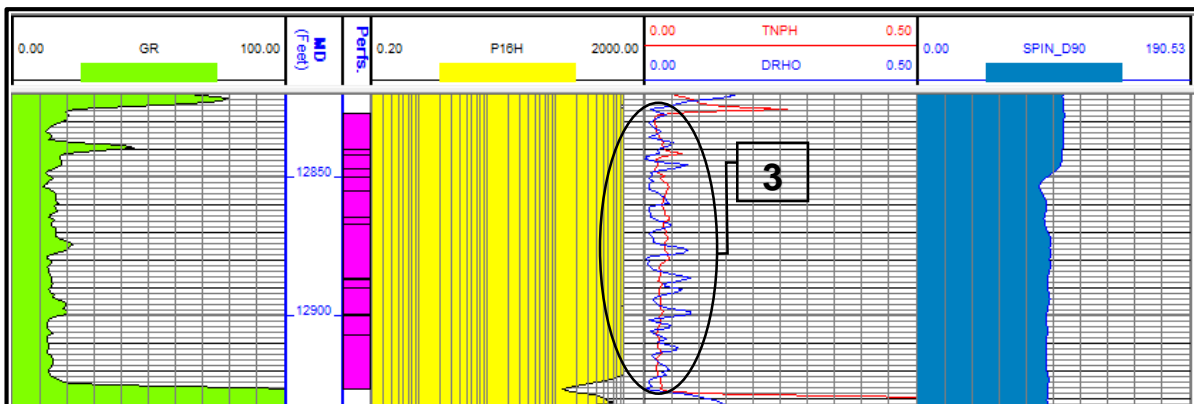


Figura 40. Ejemplo de una zona de gas, Pozo PD-35 desde 12820 a 12930 ft de profundidad.



Una vez que se han determinado los intervalos por abrir es necesario conocer a que capa corresponden estas profundidades. Este paso es necesario con el fin de verificar si dicha capa ya ha tenido previos cañoneos y si en la actualidad produce (conocido por medio de los registros PLT). Al analizar la capa pueden presentarse los siguientes tres casos:

- La capa ya tiene previos cañoneos y produce; por lo cual es posible mediante la aplicación de un modelo estimar los volúmenes a producir.
- La capa ya tiene previos cañoneos y no produce; por lo que se deduce que no es una buena idea proponer cañoneos en ella debido a que tiene nula capacidad de aporte a la producción del pozo.
- La capa no tiene previos cañoneos; en este caso es necesario el análisis del comportamiento de la capa en pozos vecinos para de esta manera aplicar un modelo de estimación de los volúmenes a producir.

4.4.2 Resultado de las aperturas

En el presente trabajo se hace uso del modelo de McLeod para hacer un estimativo de las tasas incrementales de petróleo dadas las aperturas propuestas. McLeod estimó la caída de presión a través de los perforados considerando parámetros tanto del yacimiento como del cañoneo. Por un lado, los parámetros de yacimiento tienen en cuenta el efecto del flujo laminar en la capa junto con los efectos del daño a la formación o estimulaciones realizadas. Por otro lado, los parámetros del cañoneo incluyen los efectos del número y tipo de cargas empleadas y los efectos de compactación alrededor de los perforados.

Se emplea este modelo para determinar el diferencial de presión en las zonas ya cañoneadas, para posteriormente usar este mismo diferencial en los intervalos propuestos que pertenezcan a la misma capa y de esta manera, estimar el caudal de petróleo que resultaría del llevar a cabo las aperturas. A continuación, se presenta la secuencia de flujo para la aplicación del modelo¹⁸ y el ejemplo de cálculo del pozo PD-35:

1) Determine para cada capa espesores brutos, permeabilidad absoluta, producción de petróleo, pies ya cañoneados y pies por cañonear.

¹⁸ DALE, Beggs H. Production Optimization Using NODAL Analysis, 1991.

2) Determine los siguientes parámetros de las operaciones de cañoneo ya realizadas en cada capa: Tipo de cañón y tamaño, tiros por pie (Tpp) y fase.

3) Calcule los parámetros adimensionales correspondientes al yacimiento AR y BR:

- Coeficiente AR

$$A_R = \frac{141,2 \mu_o B_o}{K_o h} \left[\ln \left(0,472 \frac{r_e}{r_w} \right) + S_d \right] \quad (\text{ec.8})$$

Donde:

μ_o = Viscosidad del petróleo [cp]

B_o = factor volumétrico de formación del petróleo [bbl/STB]

K_o = permeabilidad efectiva al petróleo en la zona virgen [md].

r_e = radio de drenaje del pozo [ft]

r_w = radio del pozo [ft]

S_d = factor de daño adimensional que toma en cuenta la alteración de la permeabilidad alrededor del pozo.

Para calcular el factor S_d utilice la siguiente expresión:

$$S_d = \left(\frac{K}{K_d} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right) \quad (\text{ec.9})$$

Donde:

K = Permeabilidad absoluta de la capa [md]

K_d = permeabilidad de la zona dañada [md]

r_d = radio de la zona dañada [ft]

Si desconoce la permeabilidad y radio de la zona dañada use las siguientes aproximaciones recomendadas por McLeod:

Para la permeabilidad asuma un 20% de la permeabilidad absoluta

$$K_d = 0,2 K$$

Para el radio adicione un pie al radio del pozo.

$$r_d = r_w + 1$$

- Coeficiente BR

$$B_R = \frac{2,3 \cdot 10^{-14} \beta_r B_o \rho_o}{h^2 r_w} \quad \text{(ec.10)}$$

Donde:

ρ_o = Densidad del petróleo [Lb/ft³]

h = Espesor bruto de la formación [ft]

β_r = Coeficiente de velocidad, calculado como:

$$\beta_r = \frac{2,33 \cdot 10^{10}}{k^{1,2}} \quad \text{(ec.11)}$$

4) Calcule los parámetros adimensionales correspondientes al cañoneo AP y BP:

- Coeficiente AP

$$A_P = \frac{141,2 \mu_o B_o}{K_o h} (S_p + S_{dp}) \quad \text{(ec.12)}$$

Donde S_p y S_{dp} son parámetros de daño inducido por el cañoneo y son calculados con las siguientes ecuaciones:

$$S_p = \left(\frac{h}{h_p} - 1 \right) \left[\ln \left(\frac{h}{r_w} \left(\frac{K}{K_v} \right)^{0,5} \right) - 2 \right] \quad \text{(ec.13)}$$

Donde:

h_p = Espesor cañoneado [ft]

K_v = Permeabilidad vertical [md]

$$S_{dp} = \left(\frac{h}{L_p N} \right) \left(\frac{K}{K_{dp}} - \frac{K}{K_d} \right) \ln \left(\frac{r_{dp}}{r_p} \right) \quad (\text{ec.14})$$

Donde:

L_p = Penetración de los perforados [ft]

N = número total de perforados, que puede calcularse como $T_{pp} \times h_p$

K_{dp} = Permeabilidad de la zona compactada alrededor de las cargas [md]

r_p = radio de los perforados [ft]

r_{dp} = radio de la zona compactada alrededor de las cargas [ft]

Los parámetros L_p y r_p pueden determinarse con la ayuda del catálogo del cañón empleado. K_{dp} es 0,04 para cañoneos sobre-balance que emplean salmuera como fluido de completamiento. Asimismo, r_{dp} se aproxima como el radio de los perforados más 1/24 de pie.

$$r_{dp} = r_p + 0,0416$$

- Coeficiente B_P

$$B_P = \frac{2,3 \cdot 10^{-14} \beta_{dp} B_o^2 \rho_o}{r_p L_p^2 N^2} \quad (\text{ec.15})$$

Donde β_{dp} es el coeficiente de velocidad, calculado como:

$$\beta_{dp} = \frac{2,33 \cdot 10^{10}}{k_{dp}^{1,2}} \quad (\text{ec.16})$$

5) Una vez se han determinado los cuatro coeficientes y conociendo el caudal aportado por cada una de las capas, se determina el diferencial de presión asociado a estas condiciones de la siguiente manera:

$$P_{yac} - P_{wf} = (A_R + A_P) Q_o + (B_R + B_P) Q_o^2 \quad (\text{ec.17})$$

Ya conocido el diferencial de presión (*drawdown*) de cada capa se asume que será el mismo para los intervalos propuestos correspondientes a las mismas capas debido a que la diferencia de profundidad no es significativa.

6) Calcule nuevamente los parámetros AR, AP y BP utilizando las mismas ecuaciones anteriormente expuestas, pero en este caso con los parámetros de las nuevas zonas por abrir y no las de las ya cañoneadas.

7) Use la ecuación del paso 5 para calcular el caudal incremental producto de las aperturas.

Ejemplo de cálculo

1) Las capas a cañonear en el pozo PD-35 y sus características son las siguientes:

Capa	Espesor Bruto (ft)	K [md]	Qo [Bpd]	Pies cañoneados	Pies por cañonear
PD-35:M2	163	3,98	63,15	140	5
PD-35:M_E	638	15,29	66,85	544	63

2. Las especificaciones del cañón son:

Cañón	Tamaño [pulg]	Tpp	Fase [°]	rp [ft]	Lp [ft]
Power Jet 2906	2 7/8	6	60	0,01291667	1,75

3. Los cálculos se ilustrarán para la capa PD-35 M_E. Los siguientes son los datos necesarios para el cálculo de los coeficientes correspondientes al yacimiento:

$$\mu_o = 0,297 \text{ [cp]} \quad B_o = 1,21 \text{ [Bbl/STB]} \quad r_w = 0,416 \text{ [ft]} \quad r_e = 1000 \text{ [ft]} \quad r_d = 1,416 \text{ [ft]}$$

$$K_o = 4,59 \text{ [md]} \quad K_d = 3,06 \text{ [md]} \quad \text{API} = 40,4^\circ \quad \rho_o = 51,36 \text{ [Lb/ft}^3\text{]} \quad \beta_r = 8,826\text{E}+08$$

Por lo tanto, de las ecuaciones **(ec.9)**, **(ec.8)** y **(ec.10)** se obtiene respectivamente:

$$s_d = \left(\frac{15,29}{3,06} - 1 \right) \ln \left(\frac{1,416}{0,416} \right) = 4,89$$

$$A_R = \frac{141,2 * 0,297 * 1,21}{4,59 * 638} \left[\ln \left(0,472 \frac{1000}{0,416} \right) + 4,89 \right] = 0,21$$

$$B_R = \frac{2,3 \cdot 10^{-14} * 8,826 \cdot 10^8 * 1,21 * 51,36}{638^2 * 0,416} = 9 \cdot 10^{-9}$$

4. Los datos adicionales necesarios para el cálculo de los coeficientes correspondientes al cañoneo son:

$$\begin{aligned} r_p &= 0,013 \text{ [ft]} & r_{dp} &= 0,055 \text{ [ft]} & K_{dp} &= 0,122 \text{ [ft]} & K_v &= 1,5 \text{ [md]} \\ N &= 3264 & \beta_{dp} &= 2,897E+11 \end{aligned}$$

Por lo tanto, de las ecuaciones (ec.13), (ec.14) y (ec.12) y (ec.15) se obtiene respectivamente:

$$S_P = \left(\frac{638}{544} - 1 \right) \left[\ln \left(\frac{638}{0,416} \left(\frac{15,29}{1,5} \right)^{0,5} \right) - 2 \right] = 1,12$$

$$S_{dP} = \left(\frac{638}{1,75 * 3264} \right) \left(\frac{15,29}{0,122} - \frac{15,29}{3,06} \right) \ln \left(\frac{0,055}{0,013} \right) = 19,32$$

$$A_P = \frac{141,2 * 0,297 * 1,21}{4,59 * 638} (1,12 + 19,32) = 0,355$$

$$B_P = \frac{2,3 \cdot 10^{-14} * 2,897 \cdot 10^{11} * 1,21^2 * 51,36}{0,013 * 1,75^2 * 3264^2} = 1,19 \cdot 10^{-6}$$

5. Dando así el siguiente *drawdown* haciendo uso de la ecuación (ec.17):

$$P_{yac} - P_{wf} = (0,21 + 0,355) * 66,85 + (9 \cdot 10^{-9} + 1,19 \cdot 10^{-6}) * 66,85^2$$

$$P_{yac} - P_{wf} = 37,6 \text{ psi}$$

6. En este caso se propone cañonear los nuevos intervalos con las mismas especificaciones de los cañoneos anteriores, por lo tanto, solo cambian los siguientes parámetros para el cálculo de los coeficientes:

$$K_o = 14,99 \text{ [md]} \quad N = 378$$

Aplicando las (ec.8) a (ec.15) estos son los coeficientes:

$$A_R = 0,063 \quad B_R = 9.E-09 \quad A_P = 1,202 \quad B_P = 8,867 E-05$$

7. Finalmente hallando el caudal a partir de la ecuación (ec.17) se obtiene el siguiente resultado:

$$Q_o = \frac{-(A_R + A_P) + \sqrt{(A_R + A_P)^2 - 4 * (B_R + B_P) * (P_{yac} - P_{wfp})}}{2(B_R + B_P)}$$

$$Q_o = 29,65 \text{ Bpd}$$

Por esto, las aperturas propuestas en la capa PD-35 M_E producirán un incremental de petróleo de 29,65 Bpd. Sumando el aporte de cada capa a cañonear, el incremental de petróleo en el pozo PD-35 será de 38,82 Bpd, resultando en una producción de 0,57 barriles por pie propuesto por abrir.

4.4.3 Resultado de los cierres

Las operaciones propuestas para el control de agua en este campo son las cementaciones remediales tipo *squeeze* y tapón balanceado. Estas operaciones tienen el fin de sellar las zonas actualmente abiertas al flujo cuyo aporte es casi en su totalidad de agua, las cuales fueron identificadas previamente con la ayuda de la revisión de los registros eléctricos.

Ahora bien, con el fin de determinar la reducción en el corte de agua del pozo, producto de estos cierres, es necesario identificar las capas en las que se estos se realizarán junto con su tasa de agua (conocido por medio de los registros PLT). Para este fin, en primer lugar, se deben correlacionar los intervalos propuestos a cerrar con la capa en la cual se encuentran, para posteriormente calcular el aporte en

barriles de agua por cada pie ya cañoneado de formación de manera que se establezca una relación proporcional que permita obtener la reducción en el caudal de agua de acuerdo a la cantidad de pies a cerrar. La suma de los barriles de agua reducidos en cada capa representará la disminución total en el caudal de agua del pozo.

Sin embargo, se considera que la eficiencia de este tipo de intervenciones no es del 100 %, por lo que la cantidad de barriles reducidos real será menor a la estimada por medio de la proporcionalidad. Por esta razón debe determinarse un porcentaje de eficiencia de los trabajos de cementación remedial que es hallado mediante la revisión de este tipo de intervenciones en la literatura. Para este caso, fue hallada una eficiencia promedio del 82 % a partir de la revisión de 32 casos de cementación remedial¹⁹

Con el propósito de esclarecer este procedimiento a continuación se presenta el ejemplo de cálculo para el pozo PD-16:

Ejemplo de cálculo:

Correlacionando las profundidades de los intervalos propuestos se determina que las capas a cerrar junto con sus caudales de agua, los espesores abiertos y los espesores propuestos para cierre son los siguientes:

CAPA	Qw (Bpd)	Espesor abierto (ft)	Espesor a cerrar (ft)
PD-16:M2	86,34	78	6
PD-16:M3	149,63	48,5	14
PD-16:M4	235,27	82	21
PD-16:M5	58,83	34,5	19
PD-16:M	679,44	457,5	110

¹⁹ HARRIS, K. L. & JOHNSON, B. J. Successful Remedial Operations Using Ultrafine Cement. SPE 24294-MS. 1992. 10 p.

Se procede a calcular los barriles de agua por pie, el ejemplo se aplicará a la capa M2.

$$\frac{Bpd \text{ agua}}{ft \text{ abierto}} = \frac{86,34}{78} = 1,107 \text{ bpd/ft}$$

Luego esta cantidad se multiplica por la cantidad de pies propuestos a cerrar para obtener la reducción de agua en la capa.

$$Reducción \text{ de agua en la capa (Bpd)} = 1,107 \frac{bpd}{ft} * 6 \text{ ft} = 6,642 \text{ Bpd}$$

A continuación, debe multiplicarse este valor por el porcentaje de eficiencia propuesto para determinar la reducción real en el caudal de agua.

$$Reducción \text{ real de agua en la capa (Bpd)} = 6,642 \text{ Bpd} * 0,82 = 5,446 \text{ Bpd}$$

Sumando el valor de la reducción de agua en cada una de las capas se obtiene la reducción total en el pozo, así:

CAPA	Qw (bbl)	Espesor abierto	Bbl/ft agua	Espesor a cerrar	Qw ideal reducido (Bpd)	Q real reducido (Bpd)
PD-16:M2	86,34	78	1,107	6	6,64	5,45
PD-16:M3	149,63	48,5	3,085	14	43,19	35,42
PD-16:M4	235,27	82	2,869	21	60,25	49,41
PD-16:M5	58,83	34,5	1,705	19	32,40	26,57
PD-16:M	679,44	457,5	1,485	110	163,36	133,96
					Total	250,79

En total se logra reducir el aporte de agua en este pozo en 250,79 Barriles por día, correspondientes a un 19,02% de la producción total de agua del pozo, lo que resulta en una reducción de 1,47 barriles de agua por cada pie propuesto para cierre.

En las **Tablas 10 y 11**. se presentan los resultados de las operaciones de aperturas y cierres propuestas para el campo en estudio. En el caso de las aperturas se

muestra el espesor total a abrir por cada pozo, los valores de petróleo incremental que se producirían y los parámetros de la herramienta con la que se llevará a cabo la operación. En cuanto a los cierres, se muestra el espesor a cerrar en cada pozo, junto con los caudales de agua antes y después del cierre y el porcentaje de reducción del corte de agua que se alcanzaría con esta operación.

Tabla 10. Detalle de las aperturas propuestas según su viabilidad técnica.

Apertura de intervalos						
Pozo	Espesor a abrir (ft)	Tipo de cañón	Tamaño del cañón (in)	TPP/fase	Tipo de operación	Caudal incremental (Bpd)
PD-7	40	2906 PJO	2,875	6/60°	Wireline sobrenalance	117,87
PD-8	90	2906 PJO	2,875	6/60°	Wireline sobrenalance	8,19
PD-12	65	43 JL UJ	3,5	6/60°	Wireline sobrenalance	14,49
PD-13	194	43 JL UJ	3,5	6/60°	Wireline sobrenalance	241,16
PD-16	89	2906 PJ	2,875	6/60°	Wireline sobrenalance	45,57
PD-19	110	37 JH UJ	3,5	4/60°	Wireline sobrenalance	339,04
PD-20	100	2906 PJ	2,875	6/60°	Wireline sobrenalance	59,27
PD-28	101	37 JH UJ	3,5	4/60°	Wireline sobrenalance	91,09
PD-28	28	2906 PJ	2,875	6/60°	Wireline sobrenalance	103,24
PD-30	95	4505 PJ	4,72	5/72°	Wireline sobrenalance	34,14
PD-33	9	2906 PJ	2,875	6/60°	Wireline sobrenalance	7,17
PD-33	37	4505 PJ	4,72	5/72°	Wireline sobrenalance	21,08
PD-35	68	2906 PJ	2,875	6/60°	Wireline sobrenalance	38,82
PD-42	148	34 JL UJ	3,5	6/60°	Wireline sobrenalance	97,35

Tabla 11. Detalle de los cierres propuestos según su viabilidad técnica.

Cierres para control de agua					
Pozo	Espesor a cerrar (ft)	Tipo de operación	Caudal antes del cierre (Bpd)	Caudal después del cierre (Bpd)	Reducción de agua (%)
PD-12	290	<i>Squeeze</i>	502,56	228,59	54,52
PD-13	183	<i>Squeeze</i>	856,94	808,54	5,65
PD-16	170	<i>Squeeze</i>	1224,01	991,16	19,02
PD-21	110	<i>Squeeze</i>	399,59	329,26	17,60
PD-30	47	<i>Squeeze</i>	690,32	657,49	3,86

4.5. PROPUESTA DE ESTIMUACIÓN DE POZOS

Otro de los enfoques de esta propuesta de optimización es el planteamiento de operaciones de estimulación orientadas a incrementar la producción de hidrocarburos en aquellos pozos que a la fecha presenten una baja contribución de estos. De acuerdo con la historia de las estimulaciones realizadas previamente en este campo se propone llevar a cabo fracturamientos, acidificaciones y estimulaciones químicas.

4.5.1 Criterios para la selección de los pozos

Como primer paso debe realizarse una selección de los pozos que ameritan un estudio de viabilidad a este tipo de intervenciones de acuerdo a criterios de factibilidad de la operación y de disponibilidad de información. Para ello se propone la realización de una matriz de decisión en la que se evalúen estos criterios para conjunto de pozos con un bajo IHo definidos anteriormente.

Esta matriz de decisión es una herramienta que permite asignar puntajes en una escala de 0 a 10 a una serie de parámetros en cada pozo que facilitarían la implementación de un análisis de estimulaciones. La salida de la matriz es un promedio ponderado de los puntajes asignados a cada parámetro. Este promedio es un indicador de que tan viable resultará un estudio que tenga como finalidad plantear estimulaciones. Si la salida de la matriz supera el valor de 7,5 se considera factible proceder con el planteamiento de estimulaciones. Además de seleccionar

los pozos, esta matriz tiene la ventaja de evitar proceder con este estudio en pozos que no cuentan con la información indispensable para plantear una estimulación o cuya respuesta a ella será eventualmente desfavorable.

Los parámetros evaluados en la matriz son:

a) Criterios de disponibilidad de información:

- **Registros litológicos:** Permiten distinguir las formaciones que se van a estimular. Este parámetro tiene un peso de 5% dentro de la ponderación. Se asigna un valor de 5 en caso de que el pozo disponga únicamente del registro Gamma Ray, 8 si además se cuenta con el registro de Resistividad y 10 si adicionalmente tiene registros de porosidad. En cualquier otro caso su valor será de 0.
- **Registro *Spinner flowmeter*:** Permite determinar si las formaciones productoras están aportando hidrocarburos a la producción del pozo, con lo que se identifica que intervalos del pozo requieren de la estimulación en caso de que estén abiertos al flujo, pero no estén aportando. Su peso en la ponderación es del 25% y se asigna 10 o 0 en caso de disponer de él o no.
- **Estado mecánico completo:** Una parte fundamental de la metodología para el planteamiento de las estimulaciones requiere cargar el modelo del pozo en el software PIPESIM, esto no es posible si no se cuenta con el este parámetro. Tiene un valor dentro de la ponderación del 25 % y se asigna 10 o 0 en caso de disponer de él o no.
- **Analogías de estimulación:** Tiene en cuenta si el pozo tiene un historial de estimulaciones o si pozos aledaños lo tienen, a fin de estimar los efectos del planteamiento de una nueva estimulación. Su peso dentro de la ponderación es del 20%, se asigna un valor de 10 si la analogía se obtiene del mismo pozo, 5 si es de un pozo cercano y 0 si no hay ninguna.

b) Criterios de factibilidad de la operación:

- **Índice de heterogeneidad histórico:** Este parámetro refleja el potencial de producción de los pozos, ya que permite conocer el impacto que tuvo la producción del pozo con respecto al campo durante su vida productiva. Su porcentaje de peso es de 15% y se asigna con la ayuda de la gráfica de IH histórico de la siguiente manera: Estime que porcentaje de los puntos se encuentran en los cuadrantes positivos de IHo y divida este porcentaje entre 10.
- **Aporte de agua:** Este parámetro busca evitar que las estimulaciones acarreen un incremento significativo en la producción de agua. Entre menor sea su puntaje mayor será el riesgo de que se incremente el corte de agua posterior a la operación. Su peso en la ponderación es del 10%. Se calcula a partir de la (ec.18) que depende del valor de IHW de cada pozo, junto con los valores de IHW máximo y mínimo que se presentan en el campo.

$$\text{Puntaje de aporte de agua} = 10 * \left(1 - \frac{IH_i - IH_{min}}{IH_{max} - IH_{min}} \right) \quad (\text{ec.18})$$

La **Tabla 12.** muestra la matriz de decisión elaborada para el conjunto de pozos de bajo IHo en el campo. Los pozos que cumplen con el criterio de selección se encuentran resaltados.

4.5.2 Criterio del índice de eficiencia de completamiento

Una vez definidos estos pozos en los que es conveniente realizar un estudio de factibilidad para la ejecución de una estimulación, se procede a evaluar cuál es la más adecuada para cada uno de ellos. Para esto, es necesario conocer las condiciones de flujo de sus formaciones de tal manera que se identifique si estas presentan una baja conductividad o si hay presencia de daño, motivo por el cual la producción del pozo no tiene un buen desempeño. Una herramienta útil para diferenciar estas dos causas es el índice de eficiencia de completamiento (CEI) que

resulta de comparar el producto permeabilidad-espesor de cada uno de los pozos con el promedio del campo, como fue explicado anteriormente en el marco teórico

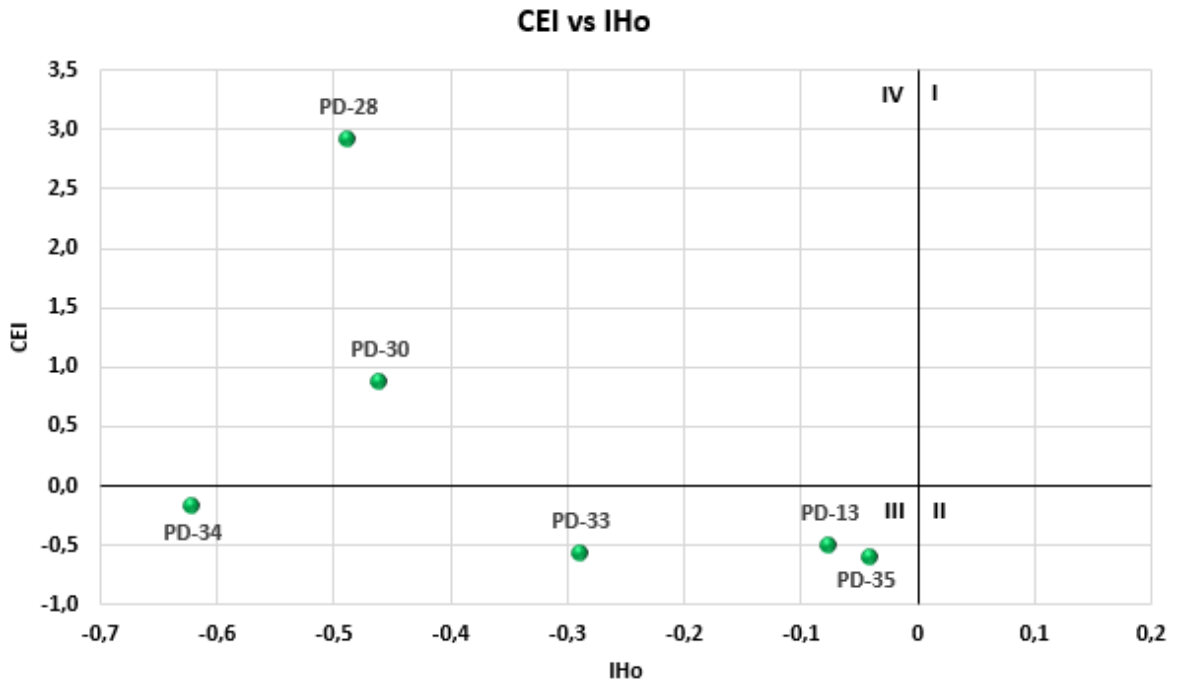
Tabla 12. Matriz de decisión para la selección de pozos candidatos a implementación de estimulaciones.

Pozo	Criterio de disponibilidad de información				Criterio de factibilidad de la operación		Promedio ponderado
	Registros litológicos	Registro Spinner-Flowmeter	Estado mecánico completo	Analogías de estimulación	IH Histórico	Aporte de agua	
PD-3	0	0	10	10	6	8,35	6,24
PD-8	10	0	10	10	4	9,87	6,59
PD-12	10	0	10	10	4	6,22	6,22
PD-13	8	10	10	10	6	3,46	8,65
PD-15	10	0	10	0	5	8,13	4,56
PD-16	8	0	10	0	6	0	3,80
PD-19	8	10	0	10	5	9,64	6,61
PD-20	8	0	10	10	6	9,69	6,77
PD-28	10	10	10	10	6	9,24	9,32
PD-30	10	10	10	10	7	4,58	9,01
PD-33	10	10	10	5	6	9,37	8,34
PD-34	10	10	10	10	6	10	9,40
PD-35	10	10	10	10	6	9,85	9,39
PD-42	8	10	10	0	8	2,69	6,87

Este índice es de gran utilidad cuando se grafica contra el índice de heterogeneidad del petróleo (**Figura 41**) debido a que permite diferenciar por medio de dos cuadrantes la causa de la baja producción de petróleo y así facilita la selección de un tipo de estimulación para remediar este fenómeno. La figura muestra cuales pozos pertenecen a cada cuadrante; aquellos ubicados en el cuarto cuadrante, a pesar de que tienen formaciones con buena capacidad de flujo su producción es baja, lo que significa que hay restricciones dentro del medio poroso, es decir, la formación tiene un alto daño, por lo que se recomienda una operación de acidificación que remueva los agentes que restringen los canales. Por otro lado, los pozos ubicados en el tercer cuadrante tienen una baja capacidad de flujo y por ende

una baja producción, ante lo cual se recomienda un fracturamiento hidráulico que mejore la permeabilidad en las cercanías del pozo.

Figura 41. Distribución de los pozos en la gráfica de CEI vs IHo.



Debe aclararse que además de dividirse en candidatos a fracturamiento y acidificación, todos los pozos de la gráfica son candidatos a estimulaciones químicas (diesel inhibido o gas inhibido), debido a que estas operaciones están destinadas a remediar la restricción al flujo provocada por la acumulación de condensados en la cara del pozo, problema que afecta la producción de todos los pozos en este campo.

4.5.3 Planteamiento de estimulaciones

El criterio empleado por esta metodología para determinar si una operación será exitosa o fallida en un determinado pozo y para cuantificar sus efectos sobre la producción una vez implementada son las analogías, es por esto que el siguiente paso consiste en la revisión de las estimulaciones realizadas hasta la fecha. Dicha revisión es efectuada buscando las estimulaciones que de acuerdo con la **Figura**

41. son apropiadas para cada pozo. Una vez se conocen las fechas en que se efectuaron estas estimulaciones se procede a graficar la producción previa y posterior a la estimulación para conocer si la operación fue exitosa o no. Cabe mencionar que la metodología sólo replica los casos exitosos.

A partir del cambio en la producción de fluidos, consecuencia de la intervención escogida como exitosa, se cuantificó mediante el ajuste en el software PIPESIM el cambio en el índice de productividad de la siguiente manera:

1) Generar el modelo de los pozos en PIPESIM ingresando el estado mecánico del pozo, características del fluido, presión del yacimiento, presión en cabeza de pozo, BSW, OGR (*Oil gas ratio*)

Se escogió el modelo *Back Pressure* para representar el comportamiento de la producción en los pozos debido a que de todos los modelos disponibles en el software es el que mejor representa el flujo del gas dentro del medio poroso.

2) Ajustar el coeficiente C del modelo de tal manera que se obtenga el caudal de gas tanto antes como después de la intervención y así determinar la presión de fondo para cada caso.

3) Con los datos de caudal de petróleo, presión de yacimiento y presión de fondo fluyente se procede a calcular el índice J previo y posterior a la estimulación y de esta manera hallar el porcentaje de cambio.

El propósito de conocer el cambio en la productividad generado por esta estimulación es utilizarlo como referente para proponer una nueva intervención, ya que el cambio en la productividad tiene en cuenta el impacto de la estimulación no solo sobre los caudales sino sobre el diferencial de presión entre el pozo y el yacimiento. Si se tuviera en cuenta únicamente el porcentaje de cambio en los caudales no sería razonable replicarlo a las condiciones actuales debido a que la presión de yacimiento habría decaído significativamente. Ahora bien, conociendo el porcentaje de cambio en el índice J y la relación entre las tasas de petróleo, gas y agua es posible conocer, bajo las condiciones actuales, que cambio en las tasas de

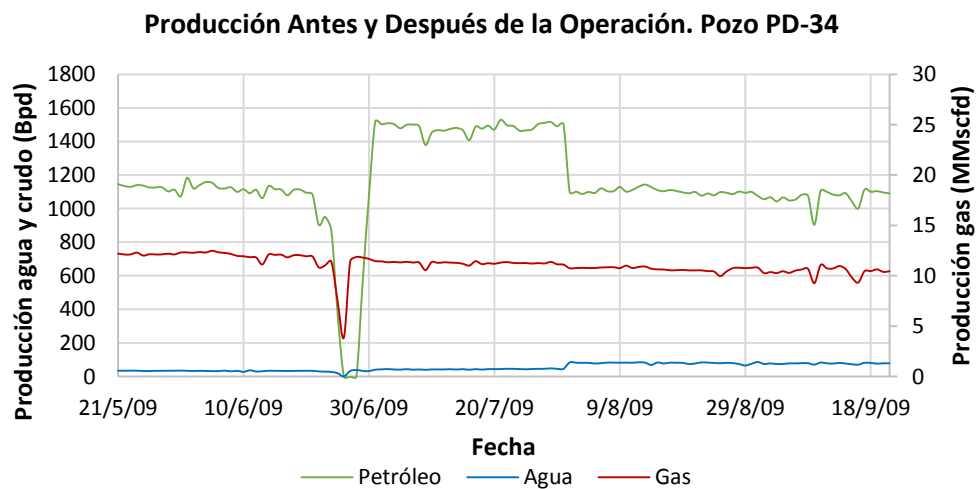
fluidos permitirá obtener el mismo cambio en el índice de productividad que en la analogía y por lo tanto se establecerá cuál será el efecto de la estimulación.

Ejemplo de aplicación:

En el presente ejemplo se muestra la aplicación de la metodología para replicar una estimulación química con diesel inhibido en el pozo PD-33. Debido a que este pozo, a pesar de ser apto para ser estimulado, no posee una historia de estimulaciones previas de este tipo, se replicará la analogía de una intervención realizada en un pozo cercano, para este caso el PD-34.

En primer lugar, al analizar la analogía en el PD-34 debe conocerse la producción de fluidos antes de que se llevara a cabo la estimulación y el cambio en las tasas que tuvo lugar una vez esta se realizó, esto se hace graficando la producción de petróleo, agua y gas un mes antes de la estimulación y tres meses después de la intervención.

Figura 42. Analogía de estimulación con diesel. Pozo PD-34.



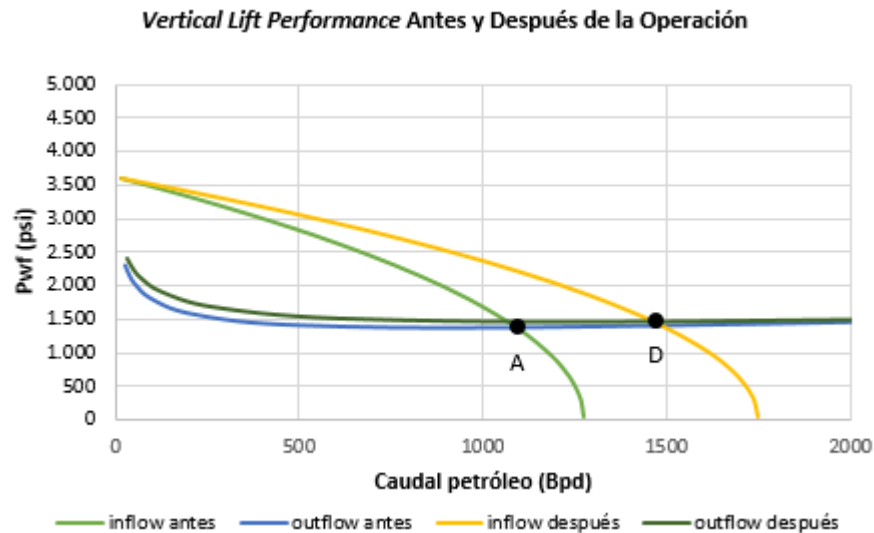
Al analizar la **Figura 42.** se concluye que tras la estimulación hubo un pico en la producción de petróleo que duró aproximadamente un mes, luego del cual la producción de petróleo retomó los valores previos a la estimulación. Este cambio en la productividad presentada durante el pico en la producción de petróleo es el que

se busca replicar en el PD-33. Adicionalmente, se observa que en este caso la producción de agua y gas no se vieron afectadas significativamente tras la operación. En la **Tabla 13.** se muestran los parámetros que representan las condiciones del flujo en el pozo antes y después de la estimulación, los parámetros empleados del modelo *Back Pressure* y el índice de productividad J.

Tabla 13. Parámetros de producción antes y después de la intervención en el pozo PD-34.

<i>Propiedad</i>	Junio 11 de 2009		Julio 12 de 2009	
	<i>Valor</i>	<i>Unidad</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidad</i>
<i>Qg</i>	11,84	MMscfd	11,33	MMscfd
<i>Qo</i>	1092	Bpd	1465	Bpd
<i>Qincr</i>	-	-	373	Bpd
<i>Pwh</i>	740	psi	757	psi
<i>BSW</i>	3,3	%	2,79	%
<i>OGR</i>	92,29	Bbl/MMscf	129,28	Bbl/MMscf
<i>C</i>	1,046E-06	MMscfd/psi ²	1,027E-06	MMscfd/psi ²
<i>Pyac</i>	3629	psi	3629	psi
<i>Pwf</i>	1362	psi	1461	psi
<i>J</i>	0,48	Bpd/psi	0,68	Bpd/psi

Figura 43. Vertical Lift performance en el pozo analogía PD-34.



La **Figura 43.** ilustra el cambio en el *vertical lift performance* consecuencia de la estimulación. Este análisis muestra que la intervención fue exitosa y que logró incrementar, durante un mes la productividad del pozo en un 40,26 %. El siguiente paso es utilizar este resultado como una analogía de respuesta que tendría el pozo PD-33 de aplicársele un tratamiento similar. La **Tabla 14** presenta las propiedades del pozo PD-33 en la actualidad.

Tabla 14. Parámetros antes de la estimulación propuesta en el pozo PD-33.

<i>Propiedad</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidad</i>
<i>Qg</i>	26,26	MMscfd
<i>Qo</i>	367,74	Bpd
<i>Qw</i>	98,42	Bpd
<i>Qincr</i>	-	-
<i>Pwh</i>	1275	psi
<i>BSW</i>	21,11	%
<i>OGR</i>	14,01	Bbl/MMscf
<i>C</i>	4,81E-06	MMscfd/psi ²
<i>Pyac</i>	3298	psi
<i>Pwf</i>	2253,2	psi
<i>J</i>	0,35	Bpd/psi

Lo que se hace entonces es ajustar los valores de los incrementos en las tasas de petróleo, agua y gas manteniendo la proporcionalidad entre ellos hasta que el incremento en la productividad del pozo sea del 40,26 % para así determinar cuáles serán los caudales del pozo en el mes posterior a la estimulación. Los resultados arrojaron que un incremento en la producción de petróleo del 36%, en la producción de agua del 14,76 % y una disminución del 4,47 % en la producción de gas causan que se registre un incremento en el índice de productividad del 40,65 %. De esta manera se logran estimar las tasas de petróleo, gas y agua a las que producirá este pozo durante el mes siguiente a la estimulación planteada, valores que son registrados en la **Tabla 15.**

Tabla 15. Parámetros de producción después de la estimulación en el pozo PD-33 de implementarse.

<i>Propiedad</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidad</i>
<i>Qg</i>	25,08	MMscfd
<i>Qo</i>	500,13	Bpd
<i>Qw</i>	112,95	Bpd
<i>Qincr</i>	132,39	Bpd
<i>Pwh</i>	1275	psi
<i>BSW</i>	18,42	%
<i>OGR</i>	19,94	Bbl/MMscf
<i>C</i>	4,7200E-06	MMscfd/psi ²
<i>Pyac</i>	3298	psi
<i>Pwf</i>	2287,76	psi
<i>J</i>	0,50	Bpd/psi

Por último, es necesario comparar el pronóstico de la producción en caso de llevarse a cabo la estimulación con el caso en el que no se hiciera tal intervención. Por esta razón, un análisis de curvas de declinación debe ser desarrollado a fin de encontrar una tasa que ajuste la tendencia con la que se comportaba el pozo desde un año antes y con ella determinar qué caudales hubiese producido el pozo durante el siguiente año. La **Figura 44** presenta tal comparación en el caudal de petróleo para la estimulación planteada en el ejemplo del pozo PD-33. La tasa de declinación del pozo es de -5,3% mensual (línea de tendencia en amarillo). Es preciso notar que luego del mes en el que el diesel tiene un efecto sobre el banco de condensados, la producción vuelve a tener la tendencia que presentaba anteriormente. Asimismo, la **Figura 45** muestra la misma comparación para el caudal de agua. El gas no presenta ninguna alteración en su caudal debido a que la estimulación con diesel en el pozo PD-34 no provocó ningún cambio en su producción.

Figura 44. Comparación de la producción de petróleo entre la implementación y no implementación de la estimulación en el pozo PD-33.

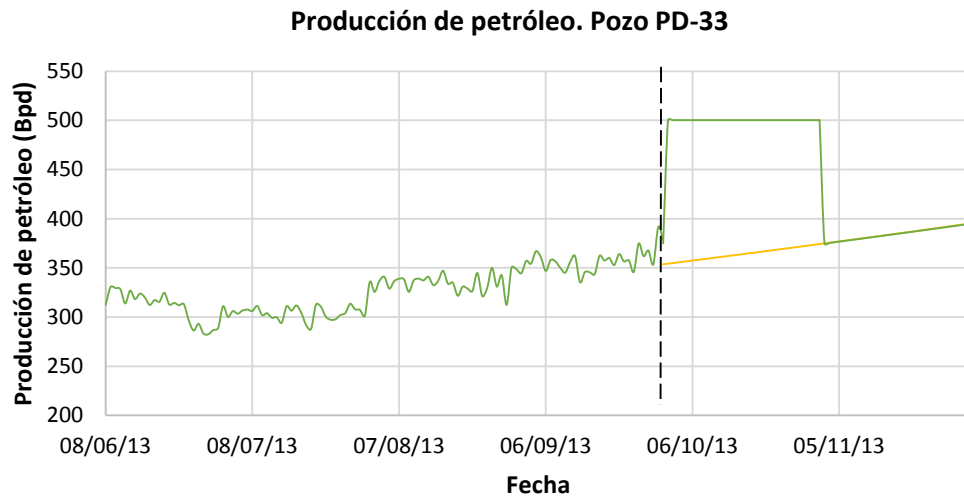
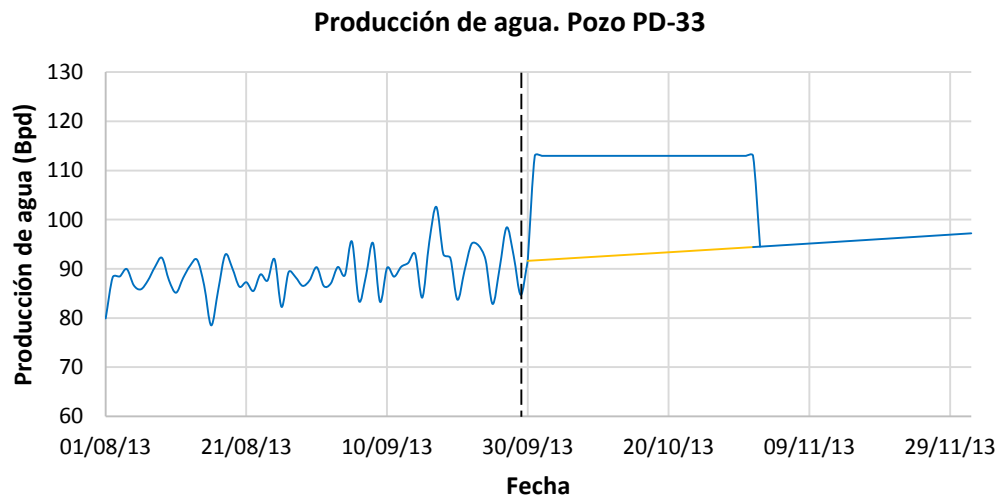


Figura 45. Comparación de la producción de agua entre la implementación y no implementación de la estimulación en el pozo PD-33.



4.5.4 Determinación de zonas con baja productividad

Mediante la interpretación del registro *Spinner Flowmeter* es posible identificar la contribución de cada uno de los intervalos cañoneados al total del volumen de fluidos producidos. Sabiendo que la lectura del SF debe aumentar en frente de las zonas cañoneadas dado el ingreso de fluidos al pozo, se pueden determinar las

zonas cañoneadas que no estén aportando a la producción debido a que en ellas se registra un valor constante, lo que puede deberse a algún tipo de restricción al flujo. La determinación de estas zonas resulta útil durante el planteamiento de procesos de estimulación ya que se identifican las profundidades a las cuales estas operaciones deben ser ejecutadas con el fin de remediar las restricciones al flujo y así aumentar la producción del fluido de interés.

El proceso llevado a cabo en la búsqueda de zonas de nula o muy baja contribución consistió en la lectura desde fondo de pozo hacia superficie de los registros SF junto con los registros litológicos para evitar plantear estimulaciones en zonas inapropiadas, donde existan litologías arcillosas o con contenido de agua. Además, la lectura de tales registros fue acompañada de la revisión de los intervalos anteriormente propuestos para apertura y cierre con el fin evitar proponer estimulaciones en tales intervalos.

Ejemplo de Aplicación

Este procedimiento es ilustrado mediante las **Figuras 46 y 47** que muestran el conjunto de registros en el mismo pozo PD-35 para dar continuidad con el ejemplo de la metodología, sin embargo, este un pozo en donde finalmente no se lograron realizar propuestas de estimulación por falta de analogías exitosas. Los siguientes intervalos ameritan ser estimulados:

- 1) 14866 – 14880 14 ft de arena limpia con hidrocarburos. Se evita estimular la zona inferior a ella por presencia de arcillas.
- 2) 14812 – 14843 31 ft de arena limpia con hidrocarburos.
- 3) 14485 – 14795 310 ft de arena limpia con hidrocarburos, pero insignificante aporte a la producción.
- 4) 13080 – 13110 30 ft de arena limpia con gas.
- 5) 12872 – 12921 49 ft de arena limpia con gas.
- 6) 12827 – 12845 18 ft de arena de porosidad media con gas.

Figura 46. Interpretación del registro Spinner Flowmeter en el pozo PD-35 desde 14250 hasta 14950 ft.

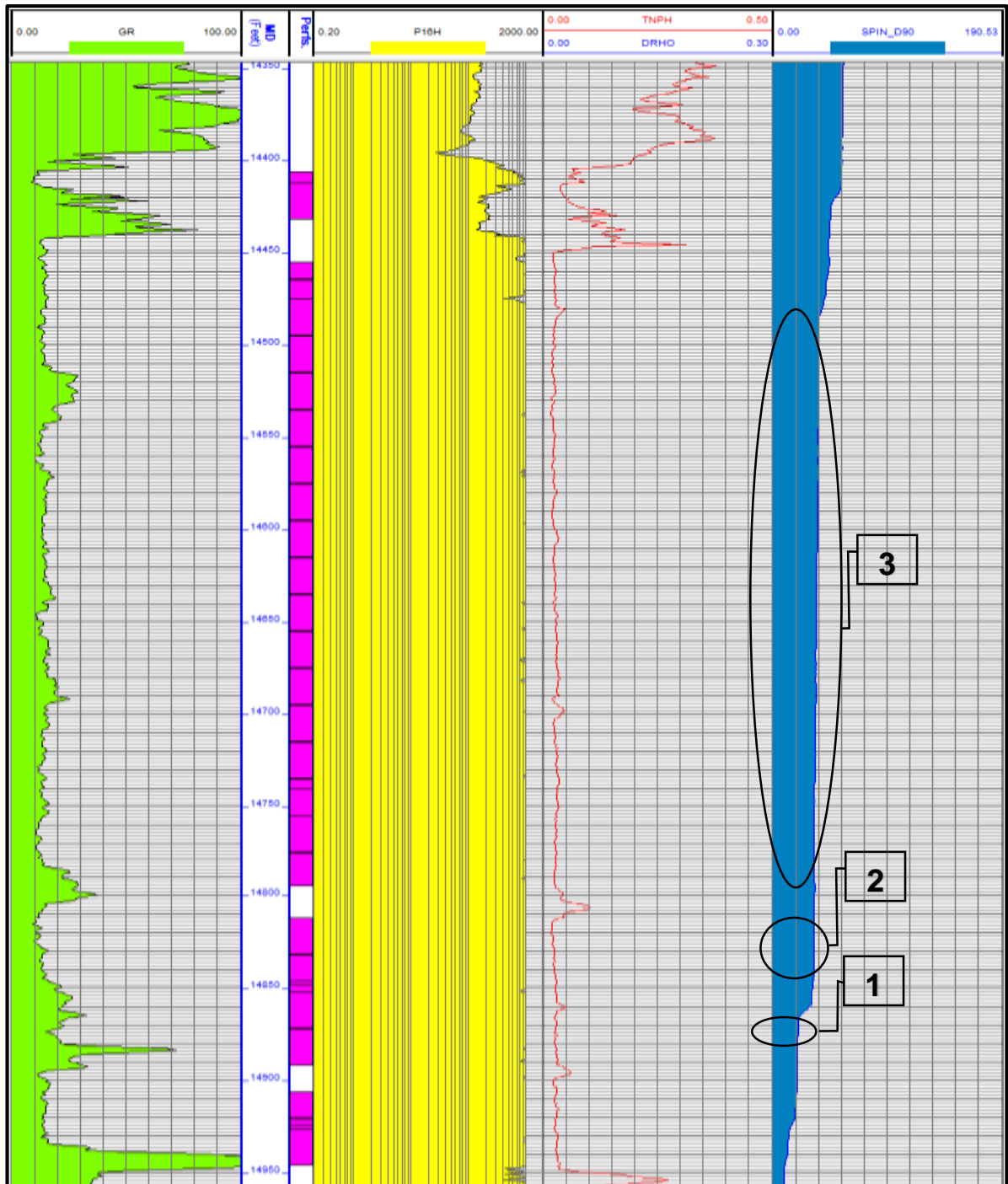
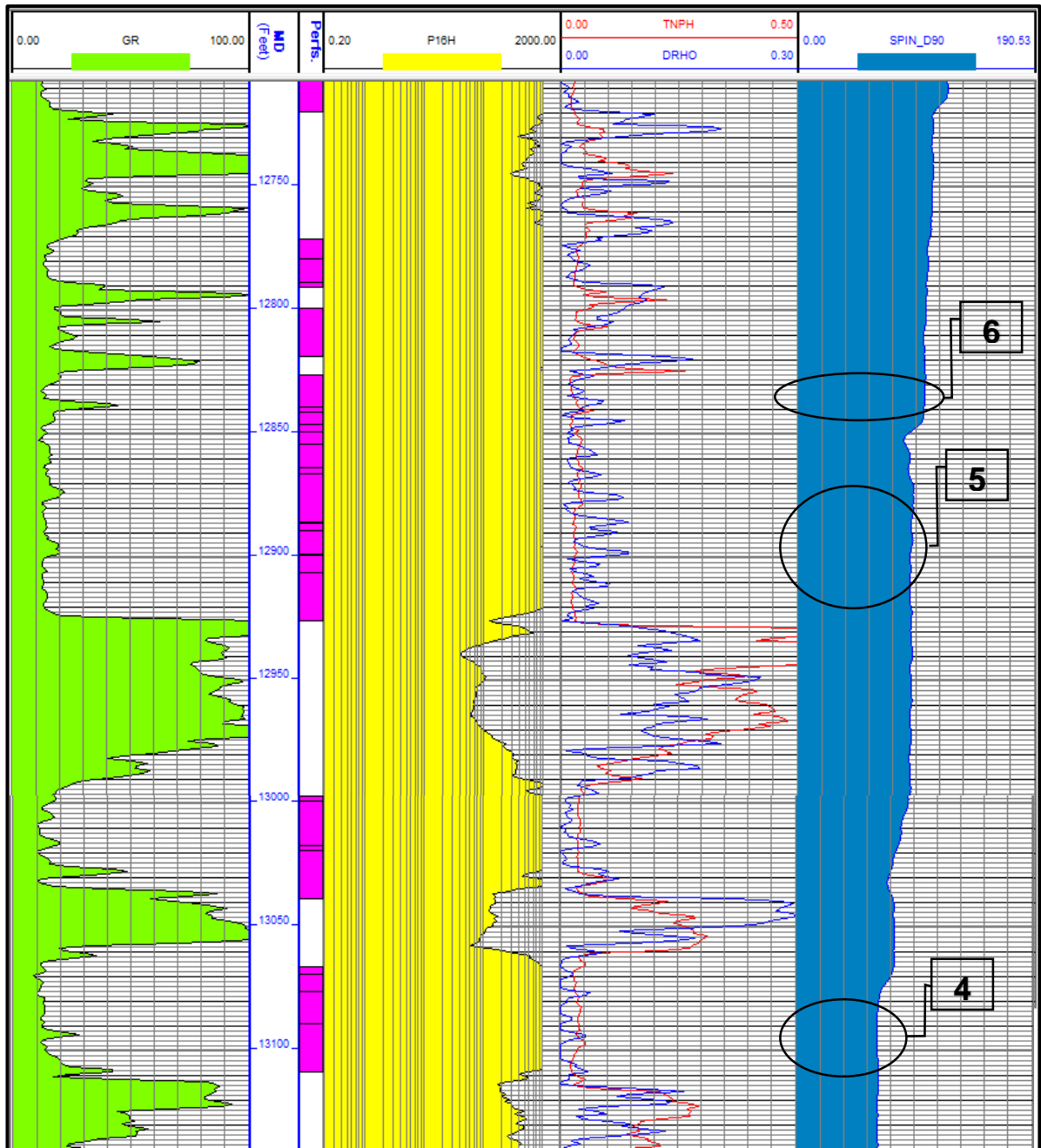


Figura 47. Interpretación del registro Spinner Flowmeter en el pozo PD-35 desde 12700 hasta 13140 ft.



En conclusión, al pozo PD-35 se le identificaron 452 ft en los que valdría la pena realizar una operación de estimulación. Los resultados de la revisión de intervalos

por estimular en los pozos en que llevar a cabo estimulaciones es técnicamente viable se presentan a continuación:

POZO PD-28			
ZONAS CANDIDATAS A ESTIMULACIÓN			
Intervalo (ft)	Extensión (ft)	Intervalo (ft)	Extensión (ft)
15770 - 15788	18	16712 - 16720	8
15920 - 15960	40	16810 - 16826	16
16000 - 16010	10	16889 - 16904	15
16094 - 16106	12	16931 - 16950	19
16672 - 16700	28	16960 - 16988	28
TOTAL DE PIES A ESTIMULAR:			194

POZO PD-33			
ZONAS CANDIDATAS A ESTIMULACIÓN			
Intervalo (ft)	Extensión (ft)	Intervalo (ft)	Extensión (ft)
14064 - 14097	33	15952 - 15992	40
14108 - 14123	15	16100 - 16121	21
14130 - 14153	23	16186 - 16210	24
14219 - 14302	83	16222 - 16292	70
14377 - 14422	45	16310 - 16380	70
14456 - 14485	29	16398 - 16418	20
14561 - 14611	50	16487 - 16546	59
15150 - 15180	30	16569 - 16732	163
15391 - 15430	39	16756 - 16876	120
15749 - 15810	61	16807 - 16916	109
15865 - 15900	35		
TOTAL DE PIES A ESTIMULAR:			1139

4.5.5 Estimulación con gas inhibido

Otra alternativa para mejorar la producción de los pozos cuando hay presencia de banco de condensados es el uso de gas inhibido. Como fue explicado en el marco teórico, los pozos candidatos para este tipo de procedimiento deben cumplir con dos criterios; que tengan un pozo inyector cerca y que tengan un bajo GOR. En el caso del campo de estudio, sólo dos de los pozos seleccionados por medio de la matriz de decisión, cumplen con estos criterios, el PD-13 y el PD-30. Al igual que en el caso de las estimulaciones antes explicadas, la metodología plantea nuevas

intervenciones a partir de analogías dentro del mismo pozo o en pozos cercanos y por lo tanto, se realiza la búsqueda de inyecciones de gas inhibido realizadas previamente.

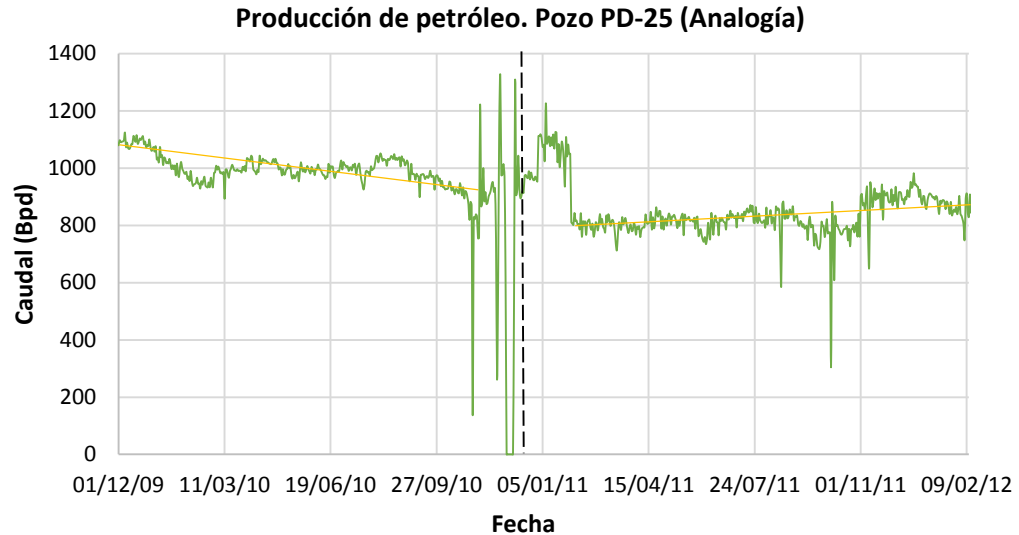
A diferencia de las estimulaciones con ácidos, diesel o fracturamientos, el efecto del gas inhibido va más allá del corto plazo, generando un cambio en la tasa de declinación del pozo. Así, la manera de analizar el impacto de este tipo de estimulación no es a través del cálculo del cambio en la productividad debido a que este es diferente en cada etapa de la producción bajo el efecto del gas inhibido, y por lo tanto la metodología propone abordar el cambio en las tasas de producción por medio del análisis de la variación en el comportamiento de las tasas de declinación.

Por consiguiente, para cada uno de los eventos a emplearse como analogías, deben determinarse las tasas de declinación que presentó el pozo durante un año antes y un año después a la inyección, para así replicar la tasa resultante en los pozos donde se planteen nuevas inyecciones. El criterio para establecer la tasa de declinación que presentarán las propuestas luego de la estimulación con gas está basado en la similitud existente entre la tasa de declinación un año antes en el pozo candidato y en el pozo analogía, de forma que, si ambos pozos tienen una tasa previa similar, sus tasas posteriores también serán como consecuencia, cercanas entre sí.

Ejemplo de aplicación

El siguiente procedimiento fue efectuado para proponer una inyección de gas inhibido en el pozo PD-30 a partir de una analogía obtenida del pozo PD-25. La **Figura 48.** muestra la producción en el pozo PD-25 antes y después de la inyección de gas inhibido que se llevó a cabo en diciembre del 2010. En esta gráfica es posible observar claramente la diferencia que existe en la declinación previa y posterior de la operación (líneas de tendencia en amarillo). La tasa previa era de 0,81 % mensual y pasó a ser de - 0,86 % mensual.

Figura 48. Efecto del gas inhibido en el pozo analogía PD-25.



Para determinar si el pozo PD-25 era una buena analogía para pozo PD-30 se calculó última tasa de declinación del PD-30, correspondiente a la tasa previa a la propuesta y se comparó con la previa de la analogía. Debido a similitud entre las dos tasas se tomó la decisión de plantear la misma tasa de declinación posterior a la estimulación del PD-25. La **Figura 49** ilustra la comparación del caudal de petróleo en el pozo PD-30 durante un año una vez implementada la inyección del gas inhibido junto con el caudal que se obtendría de no implementarse (línea en amarillo). De igual manera las **Figuras 50** y **51** muestran esta comparación con los caudales de gas y agua para el mismo pozo. En el caso del agua, la analogía presentó un pico de producción significativo durante cerca de un mes y por lo tanto se realizó el cálculo respectivo para representar el aumento temporal dada la inyección de gas.

Figura 49. Efecto del gas inhibido sobre la tasa de petróleo de aplicarse la inyección en el pozo PD-30.

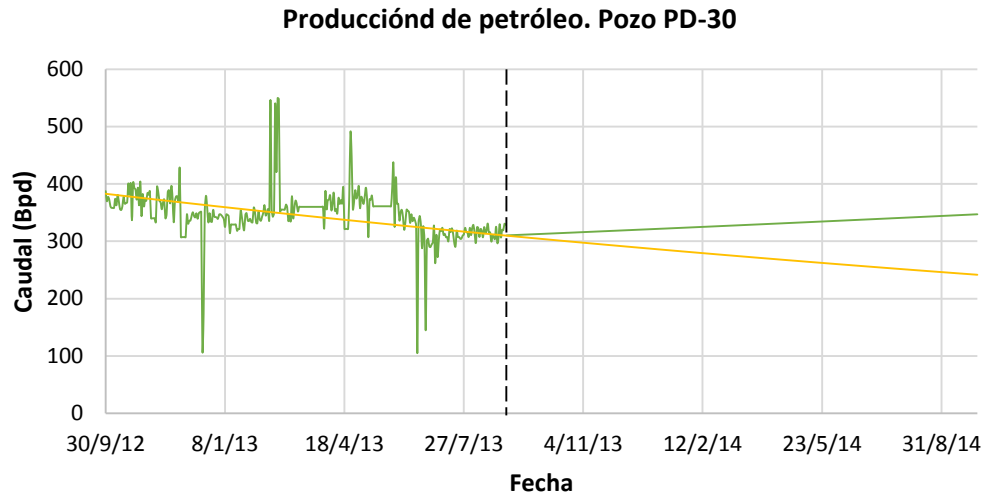


Figura 50. Efecto del gas inhibido sobre la tasa de gas de aplicarse la inyección en el pozo PD-30.

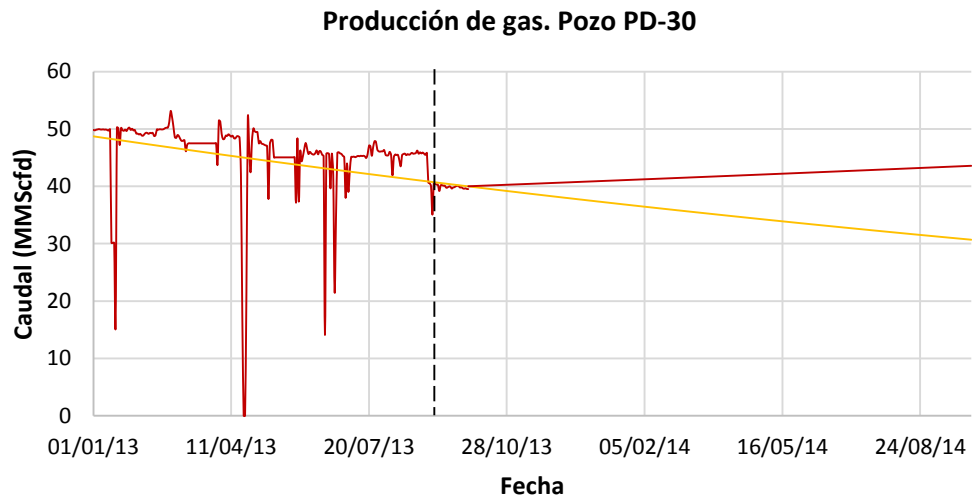
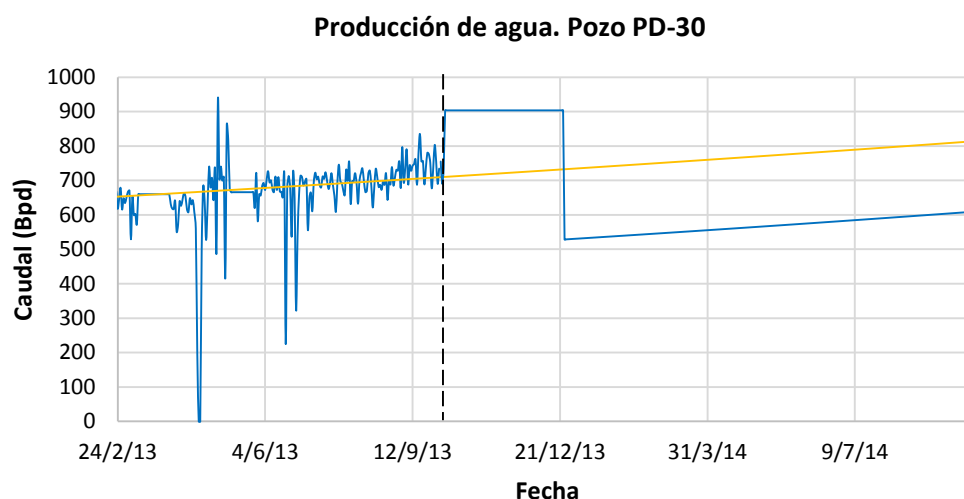


Figura 51. Efecto del gas inhibido sobre la tasa de agua de aplicarse la inyección en el pozo PD-30.



4.6. EVALUACIÓN FINANCIERA DE LAS PROPUESTAS

Una vez se han planteado todas las propuestas destinadas a optimizar la producción del campo y se han cuantificado sus efectos en las tasas de hidrocarburos y de agua se debe estudiar la viabilidad financiera de cada una de estas propuestas, es decir, evaluar si la producción adicional de hidrocarburos o el ahorro en el tratamiento del agua serán suficientes para asumir los costos de estas operaciones y dejar beneficios. Cada una de las propuestas técnicamente viables que se han presentado a lo largo de este trabajo serán evaluadas con la ayuda de cuatro parámetros de evaluación financiera: El valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR), el tiempo de recuperación de la inversión o *payback time* y la relación costo-beneficio (RCB).

Debe aclararse que para la evaluación financiera de estas propuestas se calculará el flujo de caja neto mensual durante el primer año posterior a las intervenciones. El flujo de caja neto es la suma del total de ingresos menos el total de egresos. Dentro de los ingresos se cuentan la venta de los volúmenes adicionales de petróleo y gas

producidos gracias a las intervenciones y/o el ahorro en los costos de tratamiento de agua consecuencia de la reducción en la producción de este fluido. Asimismo, los egresos tienen en cuenta los costos iniciales de las intervenciones, los costos en el tratamiento de agua en los casos en que su producción se aumenta, los costos de producción de petróleo y gas y las regalías. La **Tabla 16.** muestra los parámetros financieros que se tuvieron en cuenta para elaborar estos análisis. Los precios están presentados en dólares americanos.

Tabla 16. Parámetros para realizar la evaluación financiera de las propuestas.

Parámetro	Valor
Precio de venta del petróleo en el Piedemonte [USD/STB]	50
<i>Lifting cost</i> de la producción de petróleo [USD/STB]	10
Precio de venta del gas en el Piedemonte [USD/MMBtu]	3,52
Precio de venta del gas en el Piedemonte [USD/MMScf]	4023,36
Porcentaje de la producción de gas que es vendida [%]	35
<i>Lifting cost</i> de la producción de gas [USD/MMBtu]	1
<i>Lifting cost</i> de la producción de gas [USD/MMScf]	1143
Porcentaje de regalías pagadas sobre el ingreso del campo [%]	8
Precio del tratamiento del agua [USD/Bbl]	0,575
Tasa de descuento mensual [%]	1

Aquellas propuestas en las que el valor presente neto o la TIR sean negativos en el tiempo de evaluación, serán propuestas que, aunque técnicamente son viables, financieramente no son convenientes para su aplicación en la optimización de la producción. Cabe señalar que además de estos dos indicadores, el *payback time* y la RCB también son útiles para representar los beneficios y el tiempo en que estos podrán percibirse dada la ejecución de las intervenciones. El *payback time* es además un buen indicador en aquellos casos en que los efectos de las intervenciones son permanentes pero que sin embargo no se logran apreciar tan prontamente, como es el caso de los cierres para el control de agua.

Ejemplo de aplicación:

A seguir se presenta la evaluación financiera de la propuesta de estimulación con gas inhibido en el pozo PD-30. En la **Tabla 17** se resumen los costos que son requeridos para la ejecución de la intervención, es decir el CAPEX de la operación.

Tabla 17. Capex detallado de la propuesta de gas inhibido en el pozo PD-30.

Descripción	Costo (\$)
Pre-estimulación con diesel	34.500
Transporte de fluidos para trabajos de pozo	24.000
Estimulación y fracturamiento	501.500
<i>Coiled tubing</i>	85.000
Química de fondo	19.800
<i>Frac tanks</i> y filtración	8.400
Separadores de prueba	84.500
Grúas y camiones	39.600
Campamentos móviles y/o fijos	48.000
Servicios generales en campo	17.000
Personal	22.000
TOTAL	884.400
TOTAL + IVA	1.025.788

Seguido a ello, para conocer los ingresos provenientes de los volúmenes adicionales de petróleo y gas o los ahorros por reducción del agua, es necesario integrar la ecuación que modela la declinación exponencial de la producción de tal manera que se pueda conocer mes a mes la cantidad de fluidos producidos en el caso de ejecutar la estimulación. A este volumen de fluido se le resta el volumen que produciría el campo en caso de no realizar la estimulación, obteniéndose así un diferencial para cada fluido. La ecuación aplicada para dicho cálculo de volúmenes cada mes es **(ec.19)**:

$$\text{Volumen producido} = \frac{30 * q_{ini}}{D} [e^{-Dt_i} - e^{-Dt_{i-1}}] \quad \text{(ec.19)}$$

Donde: q_{ini} = Caudal inicial de fluido [Bpd para líquidos] [MMScfd para gas]

D = tasa de declinación mensual

t_{i-1} = tiempo inicial del intervalo a evaluar [meses]

t_i = tiempo final del intervalo a evaluar [meses]

Una vez calculados los volúmenes incrementales de cada fluido, se utilizan para calcular los ingresos del análisis financiero. De esta forma, los volúmenes adicionales de petróleo y gas se multiplican por su precio de venta, y la suma de estos dos corresponden a los ingresos mensuales del análisis financiero. Para el primer mes el ingreso total se obtuvo de la siguiente manera **(ec.20)**:

$$\text{Ingresos} = \text{Venta incremental petróleo} + \text{Venta incremental gas} \quad (\text{ec.20})$$

$$\text{Ingresos 1er mes} = 127,37 \text{ Bbl} * 50 \frac{\text{USD}}{\text{Bbl}} + \left(17,23 \text{ MMscf} * 4023 \frac{\text{USD}}{\text{MMScf}} \right) * 0,35$$

Donde 50 y 4023,36 son los precios de venta del barril de petróleo y del millón de pies cúbicos de gas natural de este campo, respectivamente. Adicionalmente el caudal producido de gas debe multiplicarse por 0,35 debido a que únicamente se vende el 35 % del gas producido; la producción restante se reinyecta y consume internamente, y por lo tanto no se percibe como ingreso.

En el caso de que la producción de agua se reduzca, disminuyen los egresos debido al ahorro en su tratamiento y se calcula multiplicando los barriles de agua que se dejaron de producir al cabo de cada mes por el costo de tratamiento por barril de agua. Este no sucede en este pozo durante el primer mes debido a que la estimulación tuvo como consecuencia un incremento en el corte de agua que representará un egreso adicional, sin embargo meses después si se percibe un ahorro. Asimismo, para dar un ejemplo en la determinación de los egresos, además del coste inicial de la intervención ya descrito anteriormente, se calcula de la siguiente manera el *lifting cost*, las regalías y el tratamiento de agua en el primer mes luego de la intervención:

$$\text{Lifting cost} = 127,37 \text{ Bbl} * 10 \frac{\text{USD}}{\text{Bbl}} + 17,23 \text{ MMscf} * 1143 \frac{\text{USD}}{\text{MMScf}}$$

Donde 10 y 1143 son los costos de producción de un barril de petróleo y de un millón de pies cúbicos de gas, respectivamente.

$$\text{Regalias} = 0,08 * 50 \frac{\text{USD}}{\text{Bbl}} * 127,37 \text{ Bbl} + 0,08 * 17,23 \text{ MMscf} * 1143 \frac{\text{USD}}{\text{MMscf}} * 0,35$$

En el caso de este campo deben pagarse por concepto de regalías el equivalente al 8 % de la producción

$$\text{Costo por tratamiento de agua} = 0,575 \frac{\text{USD}}{\text{Bbl}} * 5674,38 \text{ Bbl}$$

Donde 0,575 es el costo de tratar un barril de agua.

La **Tabla 18 y 19**. presenta los resultados del análisis financiero para la evaluación de la implementación de gas inhibido en el pozo PD-30, donde además de lo anterior se establecen los flujos de caja.

Tabla 18. Flujo de caja durante el primer semestre después de la inyección de gas inhibido en el pozo PD-30.

	MESES						
	0	1	2	3	4	5	6
Producción inc. de petróleo [Bbl]	0	127	380	631	879	1125	1368
Venta de petróleo [USD]	0	6369	19020	31545	43946	56227	68392
Producción inc. de gas [MMScf]	0	17	51	85	118	151	183
Venta de gas [USD]	0	24262	72318	119683	166376	212412	257808
INGRESOS [USD]	0	30631	91338	151228	210322	268639	326200
Producción inc. de agua [Bbl]	0	5674	-7092	-5442	-5438	-5433	-5427
Tratamiento de agua [USD]	0	3263	-4078	-3129	-3127	-3124	-3120
Lifting cost petróleo [USD]	0	1274	3804	6309	8789	11245	13678
Lifting cost gas [USD]	0	19693	58700	97146	135045	172412	209260
Regalías [USD]	0	2450	7307	12098	16826	21491	26096
Costos estimulación [USD]	1025788	0	0	0	0	0	0
EGRESOS [USD]	1025788	26680	65733	112423	157533	202025	245914
Flujo de caja	-1025788	3951	25605	38805	52788	66614	80286

Tabla 19. Flujo de caja durante el segundo semestre después de la inyección de gas inhibido en el pozo PD-30.

	MESES						
	7	8	9	10	11	12	13
Producción inc. de petróleo [Bbl]	1609	1848	2084	2319	2551	2782	3011
Venta de petróleo [USD]	80442	92382	104215	115943	127570	139098	150530
Producción inc. de gas [MMScf]	215	246	277	308	338	368	397
Venta de gas [USD]	302582	346748	390323	433321	475758	517648	559006
INGRESOS [USD]	383024	439131	494538	549264	603328	656746	709536
Producción inc. de agua [Bbl]	-5419	-5411	-5401	-5390	-5377	-5364	-5349
Tratamiento de agua [USD]	-3116	-3111	-3105	-3099	-3092	-3084	-3076
<i>Lifting cost</i> petróleo [USD]	16088	18476	20843	23189	25514	27820	30106
<i>Lifting cost</i> gas [USD]	245602	281451	316820	351722	386167	420169	453739
Regalías [USD]	30642	35130	39563	43941	48266	52540	56763
Costos estimulación [USD]	0	0	0	0	0	0	0
EGRESOS [USD]	289217	331947	374121	415752	456855	497444	537532
Flujo de caja	93808	107183	120417	133512	146472	159302	172004

Los resultados del análisis financiero (**Tabla 19**) indican que es financieramente viable realizar esta estimulación y que traerá ganancias después del décimo mes de producción de acuerdo al *payback time*; al mes 13 luego de la estimulación el VPN será cercano a los 72.000 dólares.

Tabla 20. Evaluación económica de la implementación del gas inhibido en el pozo PD-30.

Indicador financiero	Valor
FCN	1.200.746,8 USD
VPN	71.869,2 USD
TIR	17,1 %
<i>Payback time</i>	10,25 meses
RCB	1,17

5. PRESENTACIÓN DE LA PROPUESTA FINAL

Como resultado de la aplicación de la presente metodología en el campo del Piedemonte, se enlistan de forma sintetizada las propuestas destinadas a optimizar su producción. Estas propuestas finales son aquellas que resultaron viables tanto técnica como financieramente y que por lo tanto se recomienda implementar. La **Tabla 21** contiene dichas propuestas ordenadas de acuerdo con su beneficio económico, siendo la primera la de mayor rentabilidad y la última la de menor. Esta forma de presentarlas tiene por fin priorizar la ejecución de las intervenciones más rentables en caso de no poder aplicar todas simultáneamente; no obstante, se aclara que todas aportarían significativos beneficios a la producción. El detalle de todas las propuestas se encuentra presentado a lo largo de los **anexos B, D y E**.

En la **tabla 21** se usan las siguientes siglas: Qo, Qg y Qw para representar el caudal de petróleo, gas y agua respectivamente, y Do y Dg las tasas de declinación mensual del petróleo y del gas respectivamente. En el caso de las operaciones de cierre de intervalos para control de agua no se presenta el valor presente neto sino el *payback* time debido a que, como estas propuestas no permiten recuperar la inversión al cabo del primer año, el valor presente neto sería negativo. Sin embargo, antes de los dos años ambas propuestas permiten recuperar la totalidad de la inversión y comienzan a generar ganancias.

El efecto de la ejecución de todas las propuestas sobre la producción de petróleo y agua del campo durante un año se ilustra en las **Figuras 52 y 53**. El efecto sobre la producción del gas no es significativo y por tal motivo no se presenta su gráfico.

Se aclara nuevamente las proyecciones de las propuestas inician a partir del 30 de septiembre de 2013 debido a que la base de datos del campo estaba disponible hasta esa fecha.

Tabla 21. Propuestas finales de la optimización.

Pozo	Intervención	Impacto sobre la producción	VPN a un año (USD)
PD-19	Cañoneo de 110 ft	Qo incremental de 339 Bpd	\$3'937.886
PD-13	Cañoneo de 194 ft	Qo incremental de 241,1 Bpd	\$2'676.503
PD-28	Cañoneo de 129 ft	Qo incremental de 194,3 Bpd	\$2'190.097
PD-7	Cañoneo de 40 ft	Qo incremental de 117,9 Bpd	\$1'527.956
PD-42	Cañoneo de 148 ft	Qo incremental de 97,4 Bpd	\$951.988
PD-20	Cañoneo de 15 ft	Qo incremental de 59,3 Bpd	\$625.384
PD-16	Cañoneo de 89 ft	Qo incremental de 45,6 Bpd	\$396.927
PD-35	Cañoneo de 68 ft	Qo incremental de 38,8 Bpd	\$334.213
PD-30	Cañoneo de 95 ft	Qo incremental de 34,1 Bpd	\$255.221
PD-33	Cañoneo de 46 ft	Qo incremental de 28,3 Bpd	\$226.051
PD-30	Estimulación con gas inhibido	* Paso de Do del 1,9% a una inclinación mensual del 0,85% durante un periodo de un año.	\$71.869
		* Paso de Dg del 0,7% a una inclinación mensual del 2,17% durante un periodo de un año.	
		* Qw aumenta en un 27% por un mes pero luego se reduce en un 25% respecto al valor previo a la estimulación.	
PD-12	Cañoneo de 65 ft	Qo incremental de 14,5 Bpd	\$35.337
PD-12	Cierre con squeeze de 290 ft	Qw reducido de 274 Bpd, equivalente a una disminución de su corte de agua en un 54,5%	16, 6 meses*
PD-16	Cierre con squeeze de 170 ft	Qw reducido de 232,9 Bpd, equivalente a una disminución de su corte de agua en un 19%	18,5 meses*

Figura 52. Efecto del conjunto de propuestas sobre la producción de petróleo del campo de efectuarse.

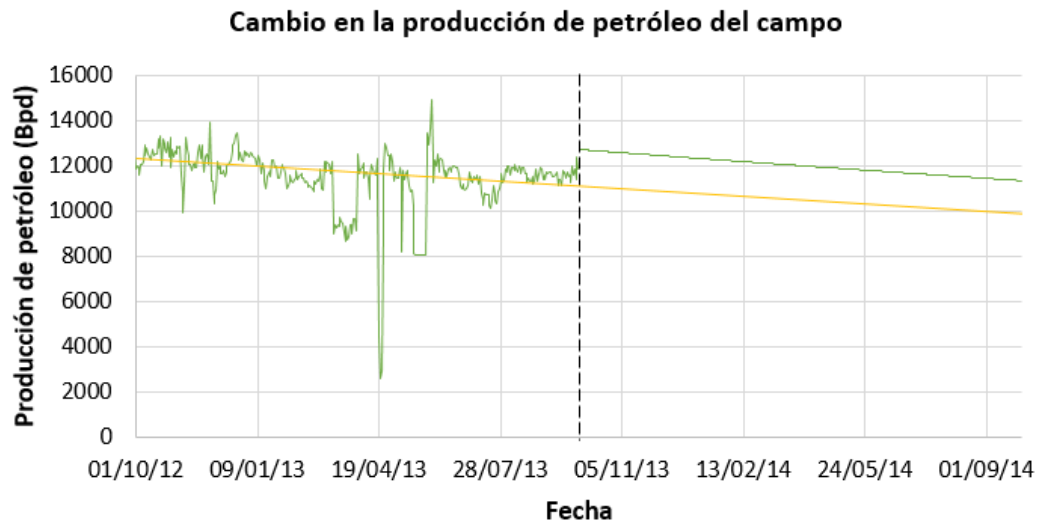
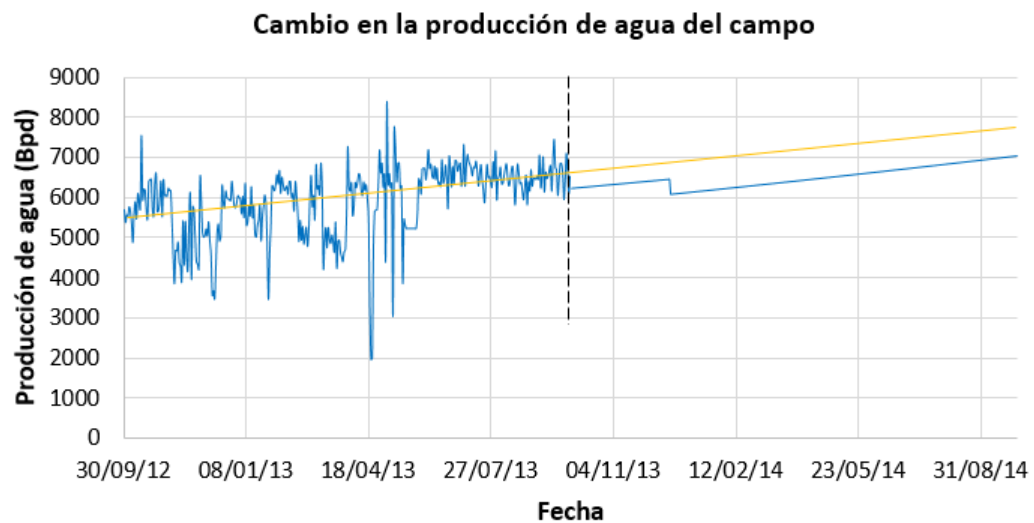


Figura 53. Efecto del conjunto de propuestas sobre la producción de agua del campo de efectuarse.



Al cabo de un año de la implementación de la propuesta de optimización se espera que la producción de petróleo se incremente en un 14,22 % y que la de agua disminuya en un 9,18%. Esto con respecto a los valores que se espera que produzca el campo de no aplicarse las intervenciones y que se calculan mediante el modelo de curvas de declinación exponencial.

6. CONCLUSIONES

- Se desarrolló y aplicó una metodología detallada para establecer propuestas de optimización de la producción técnica y económicamente viables en campos maduros.
- La metodología presentada es válida únicamente en campos maduros debido a que estos disponen de la información requerida para establecer analogías en base a los trabajos realizados previamente, junto con los datos de producción suficientes para elaborar curvas de declinación y realizar pronósticos de producción.
- Los índices de heterogeneidad actuales de los pozos, junto con la gráfica de su comportamiento histórico y la gráfica de la contribución relativa de fluidos de cada uno de ellos al campo permitieron determinar que pozos requerían de intervenciones y cuales operaban de manera satisfactoria y no necesitaban medidas de optimización.
- La revisión de los registros litológicos y PLT posibilitó la identificación de intervalos con potencial contenido de hidrocarburos que aún no han sido puestos en producción e intervalos abiertos con entrada de agua que incrementan los gastos en tratamiento. De igual manera esta revisión fue de gran utilidad para determinar las zonas abiertas que ameritan ser estimuladas debido a su nulo aporte a la producción con la ayuda del registro *Spinner Flowmeter*.
- Se cuantificó el efecto de las aperturas y los cierres propuestos. El aporte adicional de petróleo producto de la apertura de nuevos intervalos al flujo se estimó mediante el modelo de McLeod que tiene en cuenta parámetros tanto del yacimiento como de la operación de cañoneo, mientras que la reducción en los cortes de agua producto de los cierres de intervalos, se cuantificó determinando los barriles de agua por pie aportados por cada capa de los pozos.
- Se diseñó una matriz de decisión cuantitativa para seleccionar pozos candidatos a análisis de estimulación, que tenía en cuenta criterios de disponibilidad de información, imprescindible para crear los modelos de simulación en Pipesim, y

criterios de factibilidad de las operaciones dado el potencial del pozo y el riesgo de producir agua en exceso.

- Se evaluó cada una de las estimulaciones exitosas realizadas hasta el momento, cuantificando el cambio en la productividad que tuvieron como resultado, este valor se utilizó como analogía para plantear nuevas estimulaciones en los pozos candidatos y posteriormente proyectar los resultados de estas operaciones.
- Se proyectaron los efectos de la estimulación con gas inhibido en los pozos mediante analogías con el cambio en la tasa de declinación de los fluidos debido a que el mayor impacto de esta operación es la disminución de estas tasas.
- Se evaluó la viabilidad financiera de todas aquellas propuestas técnicamente factibles a un año mediante los parámetros VPN, TIR, RCB y *payback time*. Estos resultados permitieron eliminar de la propuesta final aquellas operaciones que no dejarán beneficios suficientes para ser consideradas rentables.
- En conjunto los parámetros de viabilidad técnica y financiera, dejaron como resultado 14 propuestas definitivas para la optimización del campo en estudio, entre ellas una estimulación con gas inhibido, dos cierres y once aperturas, con lo que se concluye que estas últimas son el tipo de operación con más probabilidad de éxito al ser implementada al igual que la más rentable.
- La proyección del efecto de implementar las propuestas planteadas para el campo arroja como resultado un incremento en la producción de petróleo del 14,42% y una disminución en el caudal de agua del 9,18% al cabo de un año.

BIBLIOGRAFÍA

AGUIRRE, H. & BONILLA, R. Chemical Stimulation Experience on a Naturally Fractured Gas Condensate Reservoir - Field Case. Society of Petroleum Engineers 88789-MS. 2004. 6 p.

AKBARZADEH, Karman et al. Asphaltenes-Problematic but Rich in Potential. *Oilfield Review*. 2007, Volume 19, Number 2. p. 22-44.

AMAYA, C.A. et al. Sedimentological and Petrophysical Characterization of the Eocene Mirador Formation, Cupiagua Field, Llanos Basin, Colombia. 9 p.

BALLIN, P. R.; CLIFFORD, P. J., & CHRISTIE, M. A. Cupiagua: A Complex Full-Field Fractured Reservoir Study Using Compositional Upscaling. Society of Petroleum Engineers SPE 66376-MS. 2001. 12 p.

BARRIOS ORTIZ, Wilson. Análisis del Comportamiento de Fases del Fluido de Yacimiento del Campo Cupiagua Sur bajo el Escenario de Inyección de CO₂, Gas de eparador y sus Mezclas. Tesis pregrado, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2008. 206 p.

BASTIDAS VIZCAÍNO, Diego Vinicio. Optimización de la Producción del Campo Culebra-Yulebra Aplicando Técnicas de Gestión Integrada de Yacimientos. Tesis pregrado, Escuela Politécnica Nacional. Quito, 2008. 129 p.

BASSIOUNI, Zaki; BASSIOUNI, Zaki. Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs. Richardson, 1994. 372 p. ISBN 1-55563-056-1.

CASTAÑO FERNANDEZ. D.A. et al. A new Approach for CT Interventions in High-Permeability-Contrast Wells of Cupiagua Field, Colombia. Society of Petroleum Engineers SPE 163919. 2013. 11 p.

COSAD, Charlie. Choosing a Perforation Strategy. *Oilfield Review*. 1992, p 54-69.

Crude Oil Assay Database. Knovel [Base de datos en línea].

DALE, Beggs H. Flow in Pipes and Restrictions. En: *Production Optimization Using NODAL Analysis*. p 57-129. Tulsa: OCGI and Petroskills Publications, 1991. ISBN: 0-930972-14-7.

D'HUTEAU, Emmanuel et al. Open-Channel Fracturing-A Fast Track to Production. *Oilfield Review*. 2011, Volume 23, Number 3. p. 4-18.

ECONOMIDES, M. J., HILL, A. D. & EHLIG-ECONOMIDES, C. Hydraulic Fracturing for Well Stimulation. En: *Petroleum production systems*. p 421-456. Pearson Education, 1994. ISBN 0-13-658683-X.

ECONOMIDES, M. J., HILL, A. D. & EHLIG-ECONOMIDES, C. Matrix Acidizing: Acid/Rock Interactions. En: *Petroleum production systems*. p 327-347. Pearson Education, 1994. ISBN 0-13-658683-X.

FAN, Li, et al. Understanding Gas-Condensate Reservoirs. *Oilfield Review*. 2005, Volume 17, Number 4. p. 14-28.

FRANCO, Carlos et al. Inhibited Gas Stimulation to Mitigate Condensate Banking and Maximize Recovery in Cupiagua Field. Society of Petroleum Engineers SPE 151575. 2013.14 p.

GOLAN, Michael & WHITSON, Curtis H. Concepts in Well Performance Engineering. En: *Well performance*. International Human Resources Development Corporation., 1986. ISBN 0-13-946609-6.

GRAY, Forest. Stimulation Methods. En: *Petroleum Production in Nontechnical Language*.

HARRIS, K. L. & JOHNSON, B. J. Successful Remedial Operations Using Ultrafine Cement. Society of Petroleum Engineers SPE 24294-MS. 1992. 10 p.

HAYNE, Norman J. Nontechnical Guide to Petroleum Geology Exploration, Drilling and Production. p 422-426.

JACKSON, M.R.; RYLANCE, M. & ACOSTA, L.G. Hydraulic Fracturing of High Productivity Wells in a Tectonically Active Area. Society of Petroleum Engineers SPE 38608. 1997.14 p.

JOSEPH, A., & AJIENKA, J. A. A Review of Water Shutoff Treatment Strategies in Oil Fields. Society of Petroleum Engineers SPE 136969-MS. 2010. p 16.

LEE, Sheng-Tai & CHAVERRA, Marcial. Modelling and Interpretation of Condensate Banking for the Near Critical Cupiagua Field. Society of Petroleum Engineers SPE 49265. 1998. 11 p.

MILLER, Nathan. Increasing Well Productivity in Gas Condensate Wells in Qatar's North Fields. Master of Science Thesis. Texas A&M University. 2009. 81 p.

NELSON, Erik B. Well Cementing, Chapter 13.

PDVSA-CIED. Manual de Interpretación de Registros de Pozos. 211 p.

PEMEX. Registros Geofísicos. 77 p.

RODRIGUEZ, Luis. Completación y Reacondicionamiento de pozos.

SAAVEDRA, Leopoldo. Peer Reviews Are Good Investments When Considering Mature Field Revitalization. Halliburton White Paper. 2013. 8 p.

SARMIENTO, Luis Fernando. Petroleum Geology of Colombia, Vol 9, Geology and Hydrocarbon Potential Llanos Basin. Medellín: Department of Geology University EAFIT. 2011, 186 p.

SCHLUMBERGER. Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros. 198 p.

SOTO, L. et al. Gas-Injection Redistribution Revitalizes a Mature Volatile Oil Field: Cusiana Field Case Study. Society of Petroleum Engineers SPE 103593-MS. 2006. 18 p.

TIPPING, David & SAAVEDRA, Nestor Fernando. Cupiagua Uncertainties Offer Insight into Piedemonte Exploration Prospects in Colombia. *Journal of Petroleum Technology*. 2005. p. 36-42.

TOTAL Exploration and production, Mature fields: inventing the future.

WHITSON, Curtis; FEVANG Øivind & YANG, Tao. Gas Condensate PVT – What’s Really Important and Why? Presented at the IBC Conference “Optimisation of Gas Condensate Fields” London Jan. 28-29, 1999. 27 p.



A

Anexo A. Análisis Histórico de los Índices de Heterogeneidad

El presente anexo contiene el comportamiento histórico de la producción y de la relación entre los índices de heterogeneidad de los fluidos petróleo-agua y petróleo-gas para cada uno de los pozos productores activos del campo.

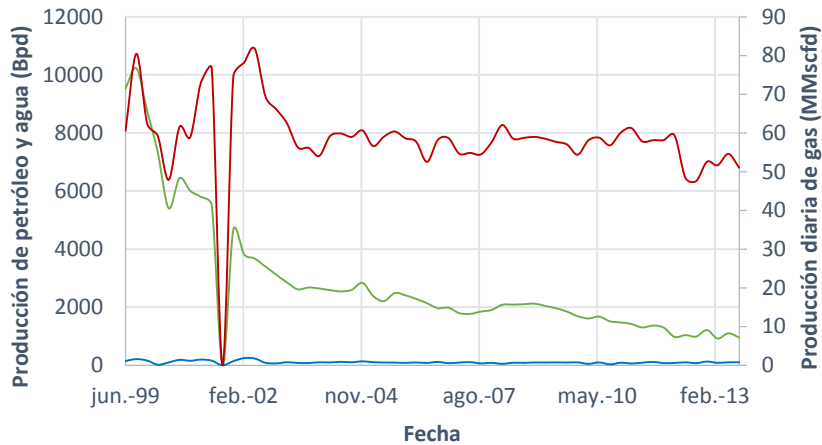
Para la elaboración de este anexo, y durante el análisis de los datos en general no se tuvo en cuenta la totalidad de la producción histórica de los fluidos ni la totalidad de los índices de heterogeneidad, sino que se tomó una muestra representativa de la producción diaria en intervalos de tiempo de tres meses; fue con esta muestra que se calcularon los índices de heterogeneidad y por consiguiente las relaciones que aparecen en las gráficas. Se añaden los valores de los últimos índices de heterogeneidad con los cuales se realiza la clasificación en cuadrantes, así como los últimos caudales de producción registrados. Mientras que los índices de heterogeneidad son adimensionales, la producción de agua y petróleo está dada en barriles por día (Bpd) y la de gas en millones de pies cúbicos estándar por día (MMscfd).

Para facilitar la interpretación de las curvas se presente a seguir la leyenda de las gráficas

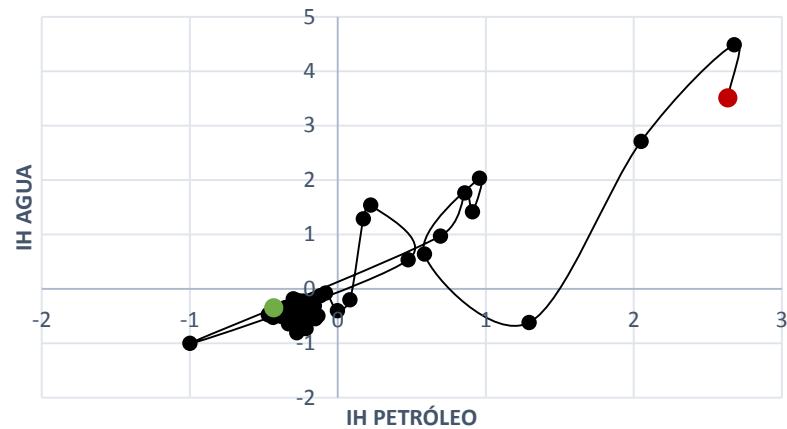
Curvas de producción histórica	Curvas de IH históricos
 Petróleo	● IH histórico de cada tres meses
 Agua	● IH más antiguo
 Gas	● IH más reciente

POZO: PD-2

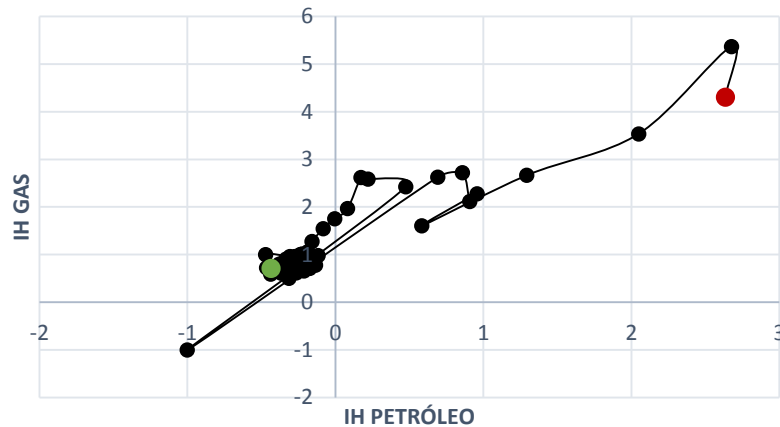
Curva de producción histórica



Comportamiento histórico de los índices de heterogeneidad de agua vs petróleo



Comportamiento histórico de los índices de heterogeneidad de gas vs petróleo



DATOS GENERALES:

$IH_{Ofinal} = 0,97$; $IH_{Gfinal} = 0,86$; $IH_{Wfinal} = -0,64$
 $Q_{Ofinal} = 956,07$ Bpd; $Q_{Gfinal} = 50,996$ SCF/d; $Q_{Wfinal} = 102,44$ Bpd

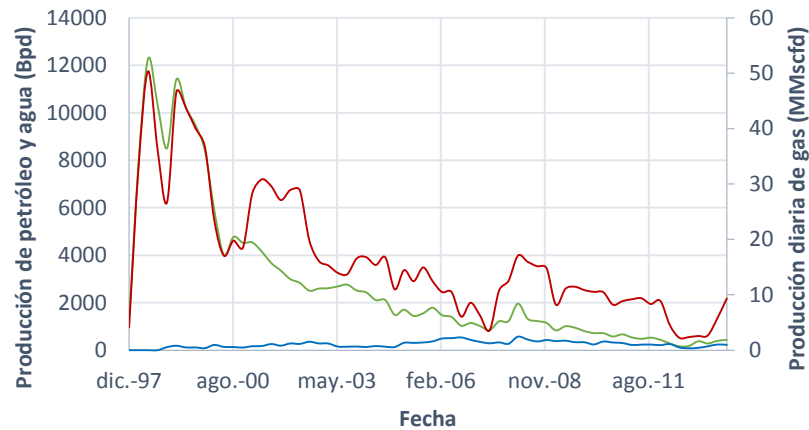
- En producción desde junio de 1999.

OBSERVACIONES:

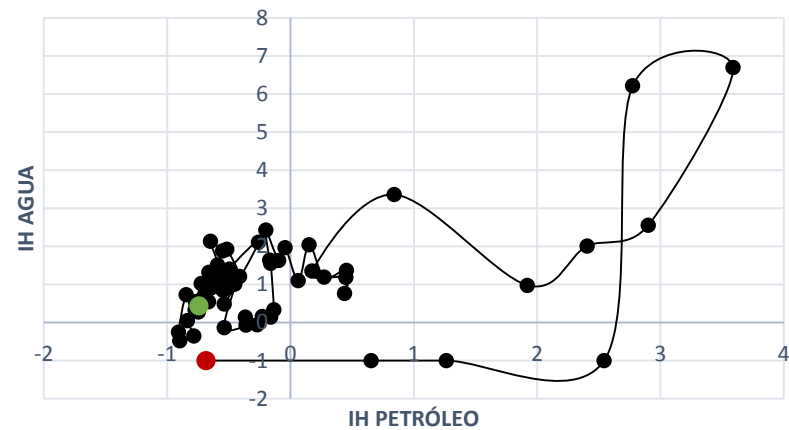
Sus tasas de producción iniciales fueron superiores al promedio del campo, posteriormente tanto la tasa de petróleo como la de agua disminuyeron paulatinamente mientras que la producción de gas se ha mantenido aproximadamente constante. A la última fecha el pozo presenta baja producción de agua mientras que las de petróleo y gas se destacan frente a los otros pozos. Su historia muestra que siempre se ha caracterizado por ser un pozo sobresaliente en la producción de hidrocarburos y que no ha tenido problemas por alta producción de agua.

POZO: PD-3

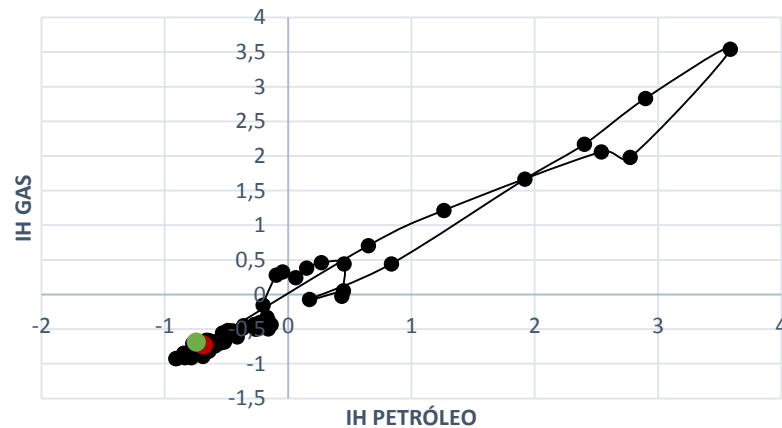
Curva de producción histórica



Comportamiento histórico de los índices de heterogeneidad de agua vs petróleo



Comportamiento histórico de los índices de heterogeneidad de gas vs petróleo

**DATOS GENERALES:**

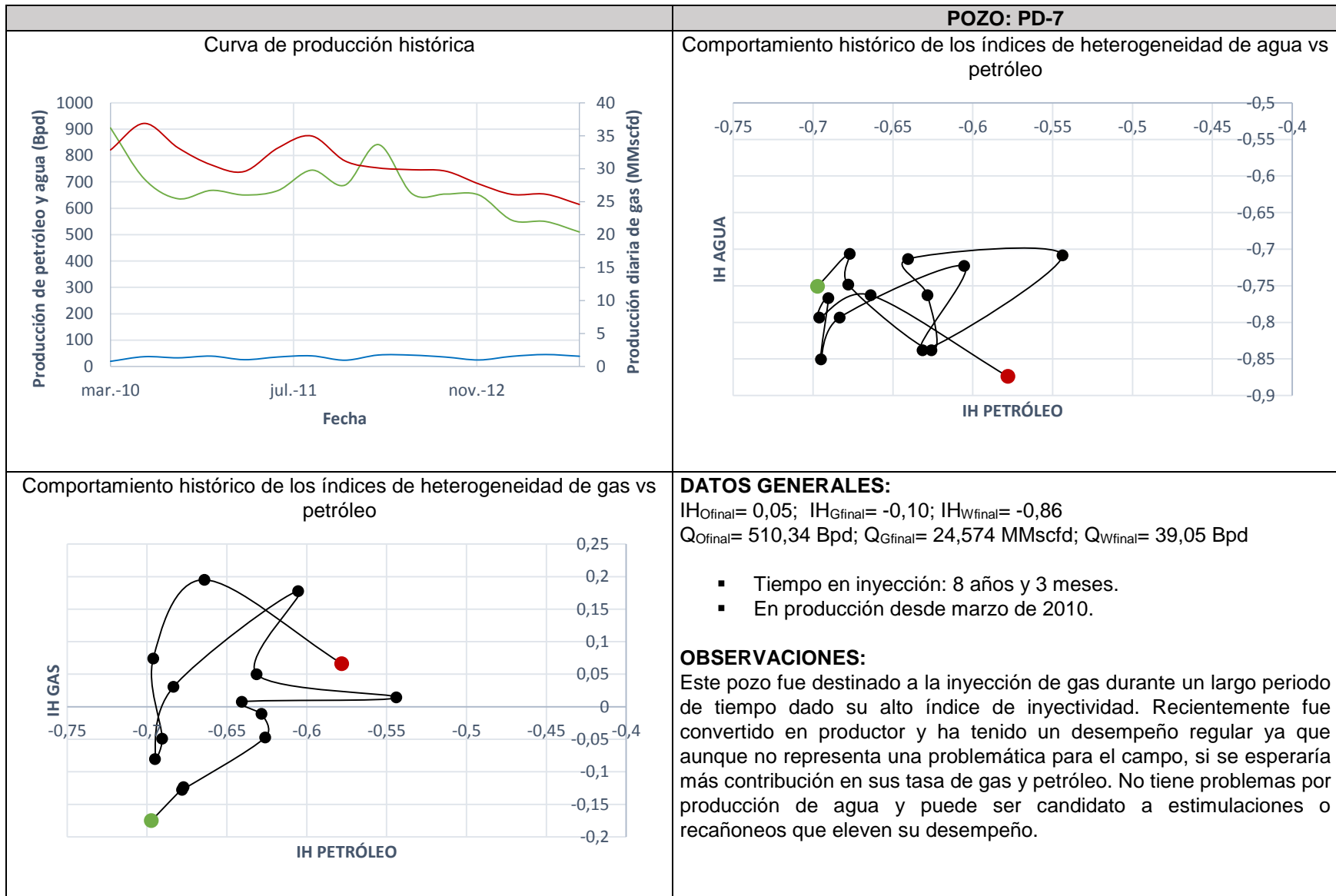
$IH_{Ofinal} = -0,10$; $IH_{Gfinal} = -0,66$; $IH_{Wfinal} = -0,20$

$Q_{Ofinal} = 436,12$ Bpd; $Q_{Gfinal} = 9,349$ MMscfd; $Q_{Wfinal} = 224,19$ Bpd

- En producción desde diciembre de 1997.

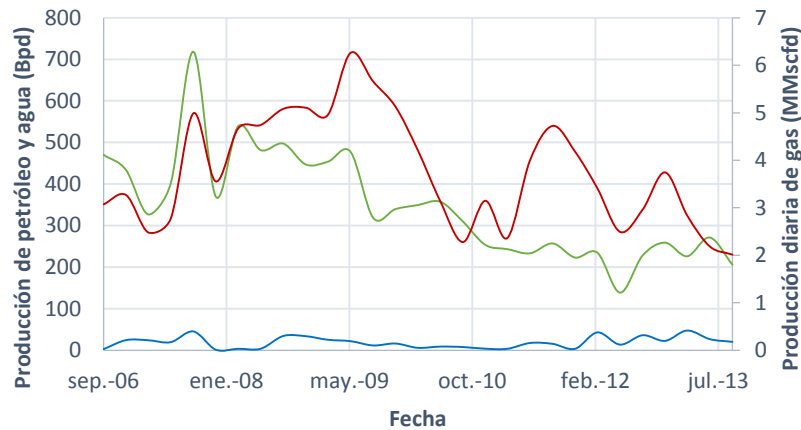
OBSERVACIONES:

Altas tasas de producción de petróleo y gas caracterizaron el inicio de su vida productiva, sin embargo estas fueron disminuyendo hasta el año 2007, año en el cual tanto la producción de petróleo como la de gas mostraron un leve aumento para posteriormente continuar disminuyendo. Actualmente sus tasas tanto de líquido como de gas se encuentran por debajo de la media, por lo que este pozo se postula como candidato a estimulación para lograr incrementar la permeabilidad en la cara del pozo debido a que sus bajas tasas evidencian algún tipo de obstrucción al flujo, de esta manera se podría volver al estado de sobresaliente productor de hidrocarburos como está evidenciado en la historia de los índices de heterogeneidad.

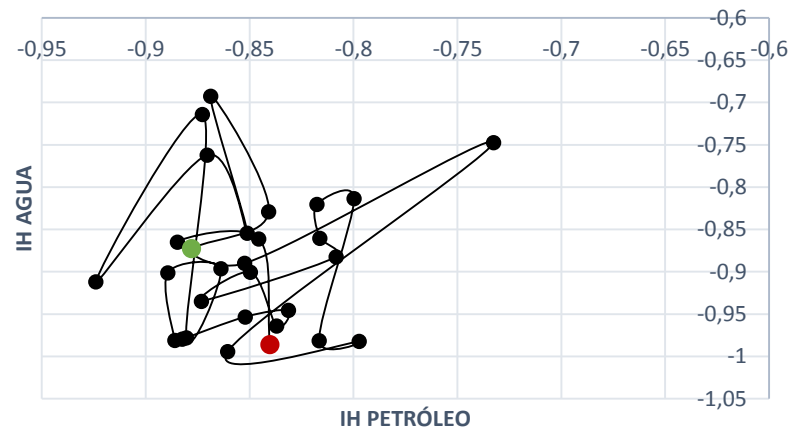


POZO: PD-8

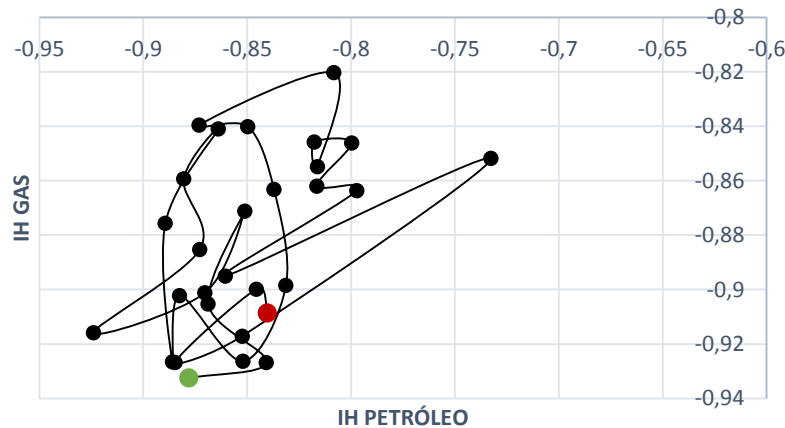
Curva de producción histórica



Comportamiento histórico de los índices de heterogeneidad de agua vs petróleo



Comportamiento histórico de los índices de heterogeneidad de gas vs petróleo



DATOS GENERALES:

$IH_{Ofinal} = -0,58$; $IH_{Gfinal} = -0,93$; $IH_{Wfinal} = -0,93$
 $Q_{Ofinal} = 205,74$ Bpd; $Q_{Gfinal} = 2,010$ MMscfd; $Q_{Wfinal} = 19,96$ Bpd

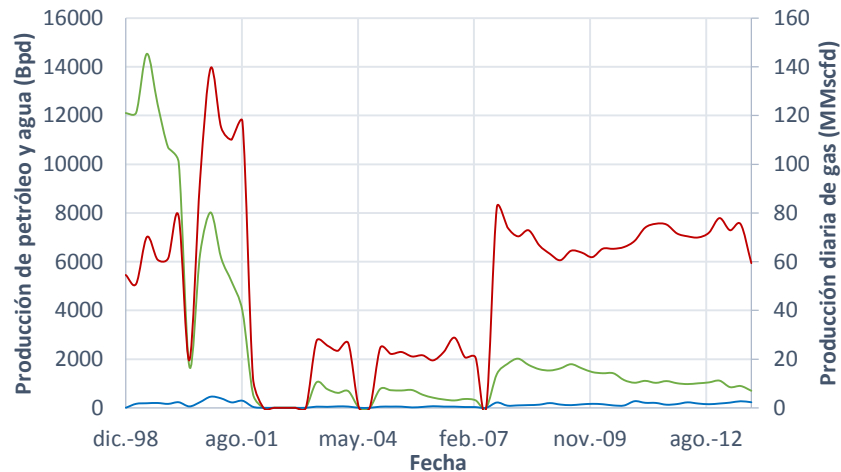
- En producción desde septiembre de 2006.

OBSERVACIONES:

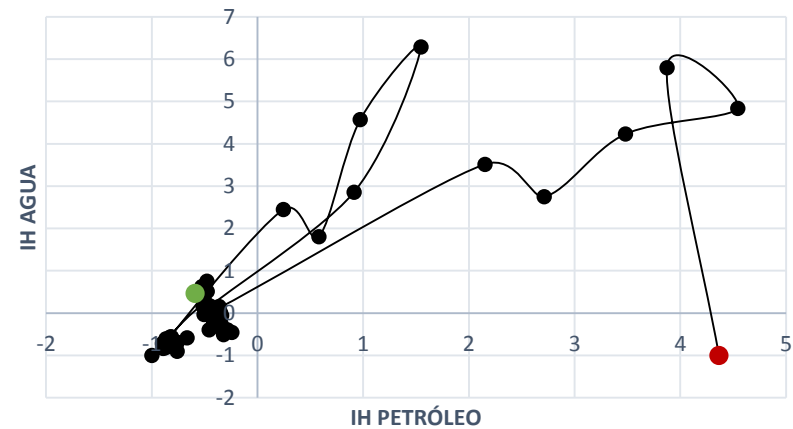
Como se aprecia en las figuras de los índices de heterogeneidad, este pozo que es relativamente joven, tiene muy bajo aporte en todas sus tasas. Debe realizarse pertinentes evaluaciones para saber si es conveniente ejecutar procedimientos de estimulación y así definir si vale la pena seguir manteniéndolo en producción o empezar a analizar su desempeño como inyector.

POZO: PD-10

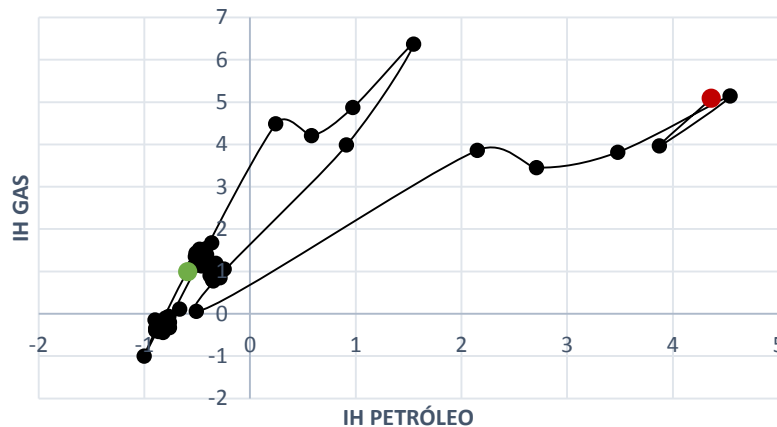
Curva de producción histórica



Comportamiento histórico de los índices de heterogeneidad de agua vs petróleo



Comportamiento histórico de los índices de heterogeneidad de gas vs petróleo

**DATOS GENERALES:**

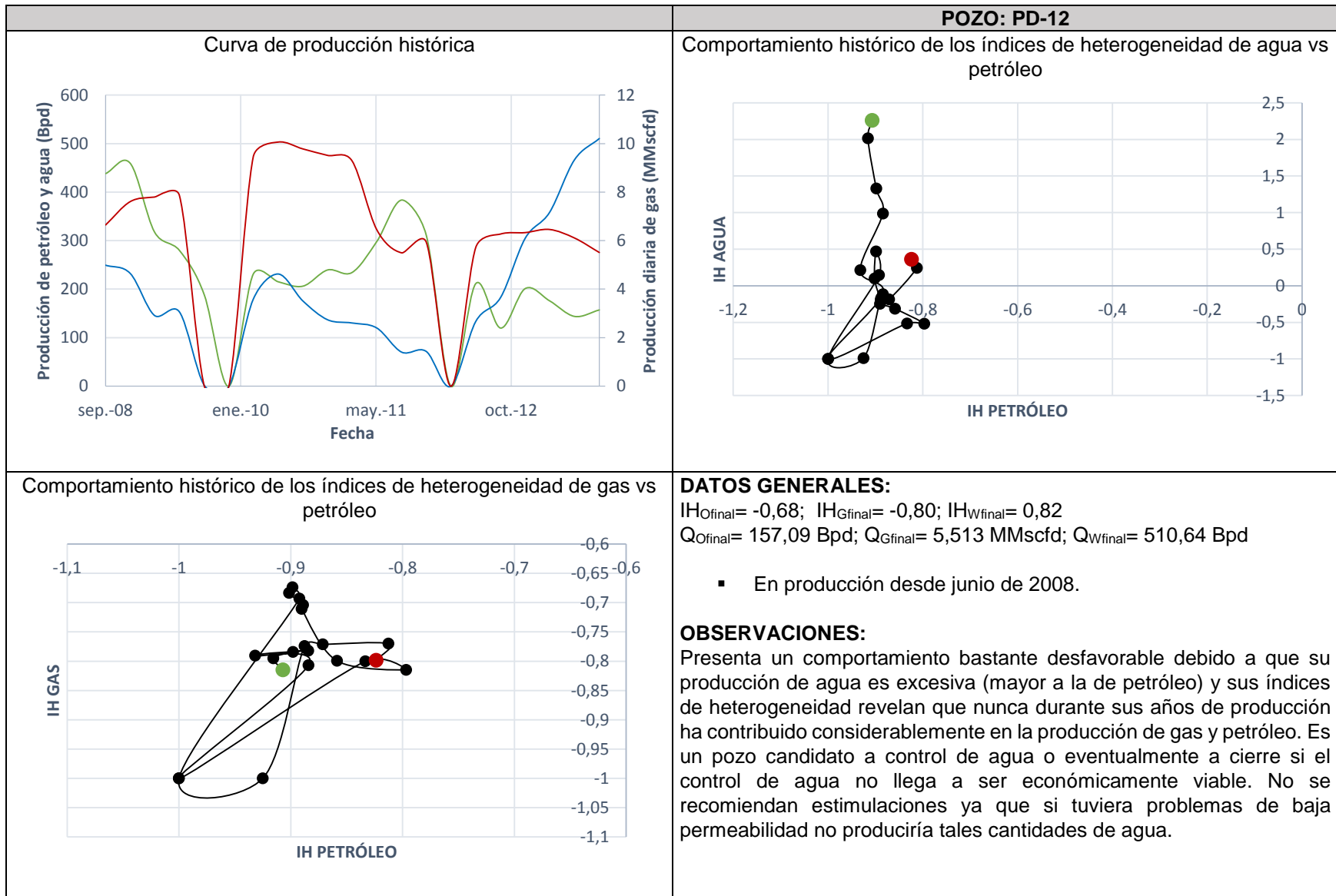
$IH_{O\text{final}}= 0,44$; $IH_{G\text{final}}= 1,17$; $IH_{W\text{final}}= -0.18$

$Q_{O\text{final}}= 695,80$ Bpd; $Q_{G\text{final}}= 59,390$ MMscfd; $Q_{W\text{final}}= 229,59$ Bpd

- En producción desde diciembre de 1998.

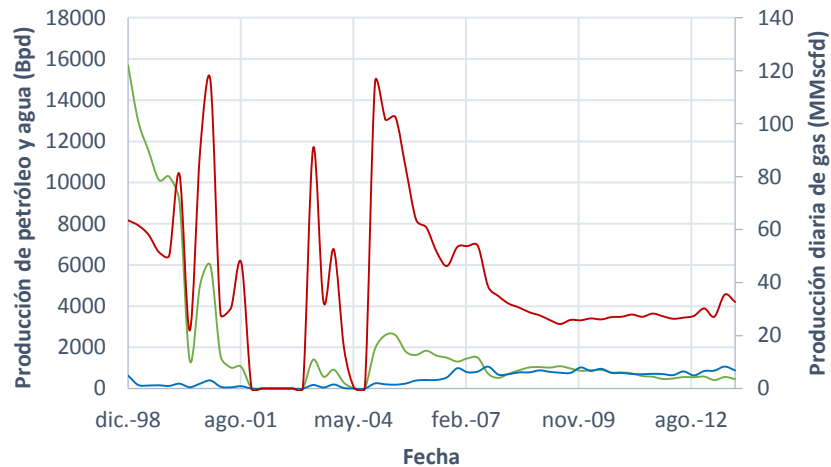
OBSERVACIONES:

Este un pozo con elevado rendimiento. Se ha caracterizado por tener a lo largo de su historia un relevante aporte tanto de petróleo como de gas. Entre los años 2002 y 2003 tuvo un cierre por cuestiones logísticas del manejo del gas (debido a que lo produjo abundantemente). Sus tasas de agua también están por encima del promedio y por tal motivo se recomienda hacer un control de agua.

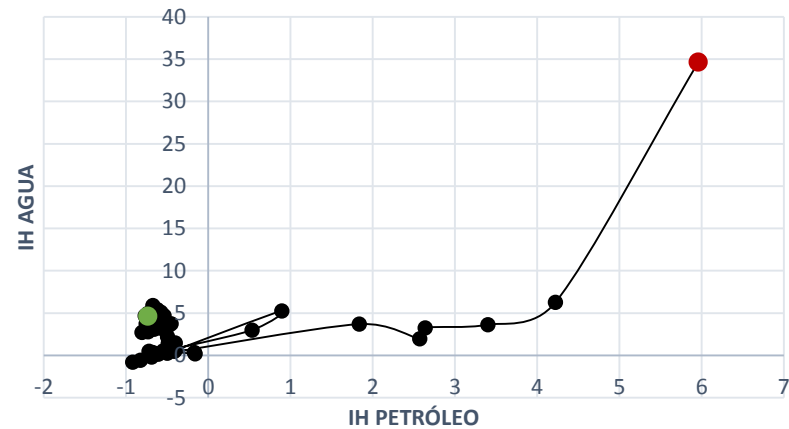


POZO: PD-13

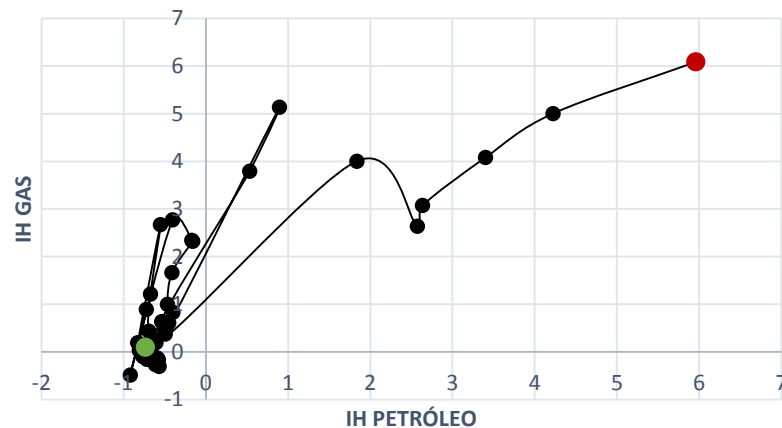
Curva de producción histórica



Comportamiento histórico de los índices de heterogeneidad de agua vs petróleo



Comportamiento histórico de los índices de heterogeneidad de gas vs petróleo

**DATOS GENERALES:**

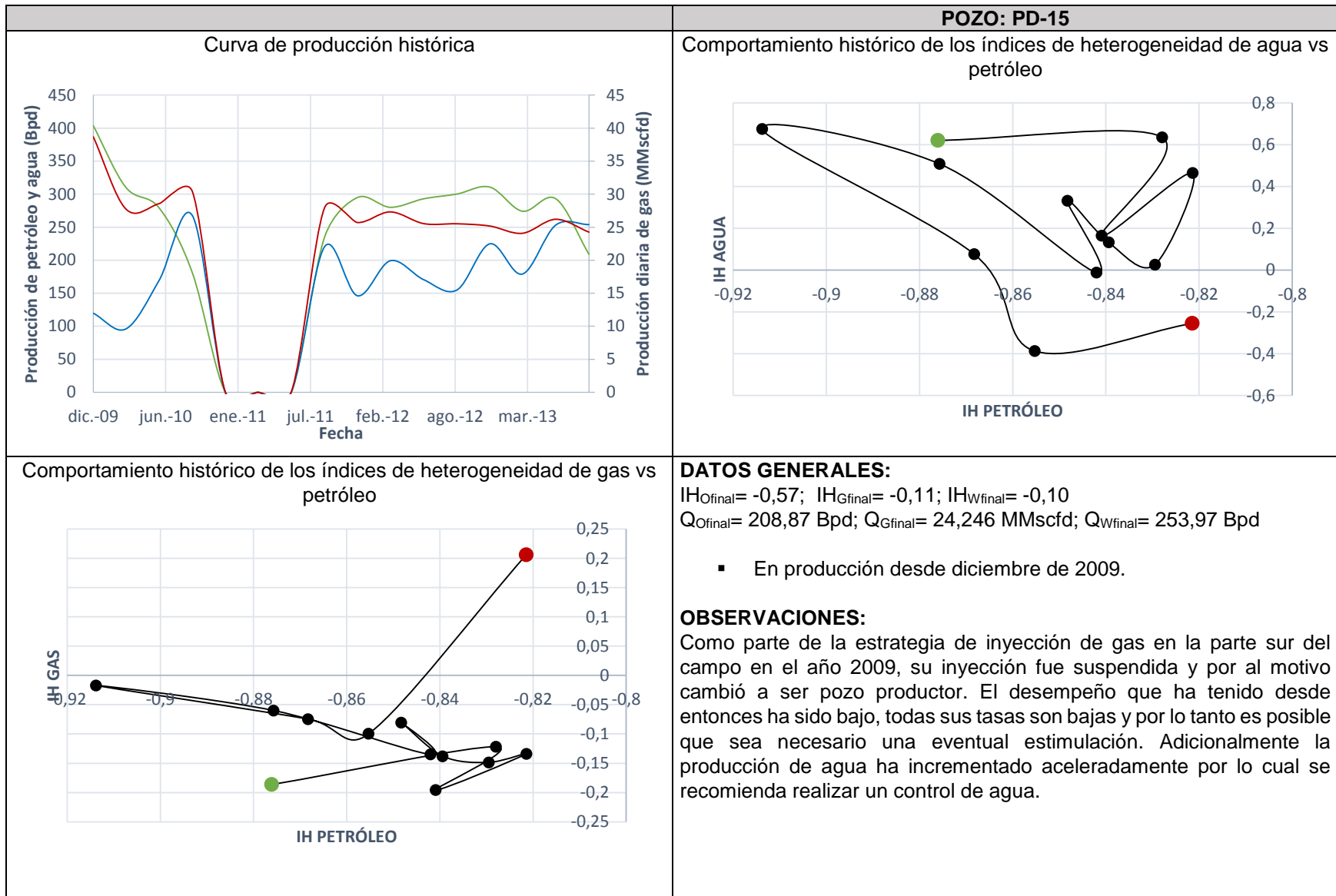
$IH_{Ofinal} = -0,08$; $IH_{Gfinal} = 0,19$; $IH_{Wfinal} = 2,13$

$Q_{Ofinal} = 447,82$ Bpd; $Q_{Gfinal} = 32,654$ MMscfd; $Q_{Wfinal} = 881,27$ Bpd

- En producción desde diciembre de 1998.

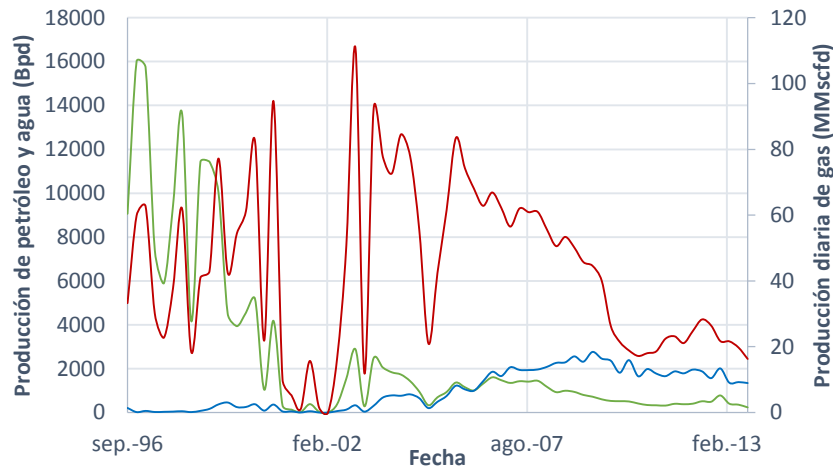
OBSERVACIONES:

Como se aprecia en el histórico de los índices de heterogeneidad, el pozo tuvo desde el principio un elevado aporte de hidrocarburos, siendo el gas el fluido que mayormente se ha destacado, que incluso hasta la fecha es significativo. No obstante su producción de petróleo ha disminuido por debajo de la media del campo y su tasa de agua ha incrementado, tanto que se produce más agua que petróleo. Se recomienda para este pozo un urgente tratamiento de agua no solo con el fin de disminuir tal cantidad de fluido sino con el fin también mejorar la permeabilidad relativa al condensado. Eventuales estimulaciones pueden ser analizadas.

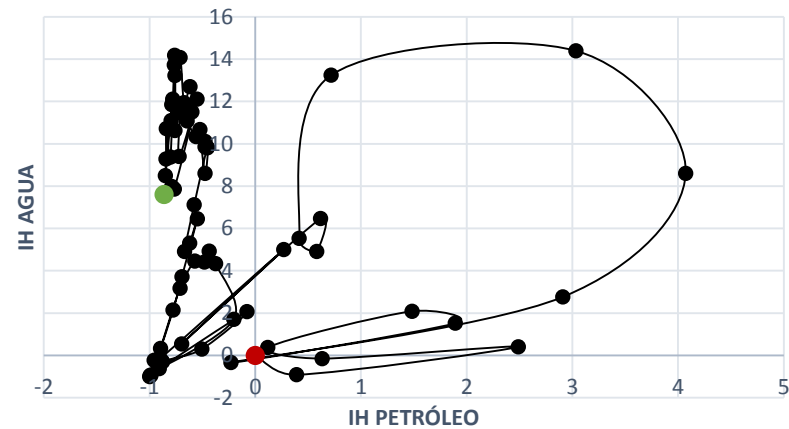


POZO: PD-16

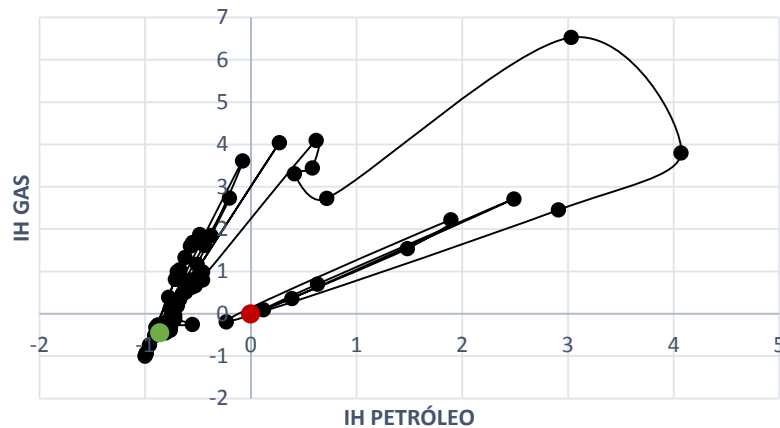
Curva de producción histórica



Comportamiento histórico de los índices de heterogeneidad de agua vs petróleo



Comportamiento histórico de los índices de heterogeneidad de gas vs petróleo



DATOS GENERALES:

IH_{Ofinal}= -0,52; IH_{Gfinal}= -0,40; IH_{Wfinal}= 3,79
 Q_{Ofinal}= 234,56 Bpd; Q_{Gfinal}= 16,298 MMscfd; Q_{Wfinal}= 1346,38 Bpd

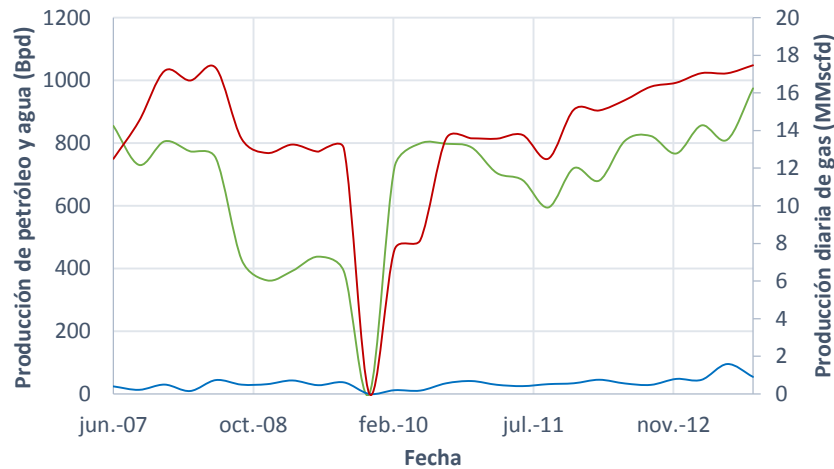
- En producción desde septiembre de 1996.

OBSERVACIONES:

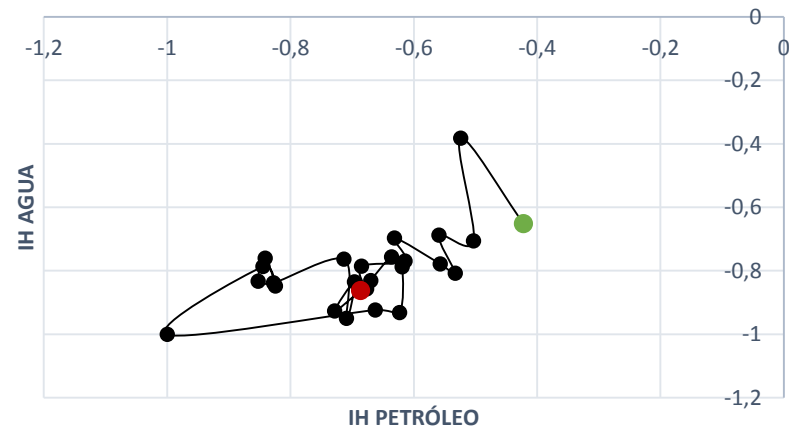
Este pozo es el más antiguo del campo y por lo tanto el que mayor cantidad de hidrocarburos le ha aportado, no obstante sus tasas de gas y petróleo han mermado significativamente tal como lo evidencian sus índices al pasar a ser negativos. Asimismo es evidente su altísima producción de agua, tanto que a desde el año 2007 ha producido más agua que petróleo. Debe ser sometido a un control de agua urgente porque la tasa de este fluido está muy por encima de las tasas promedio del campo.

POZO: PD-17

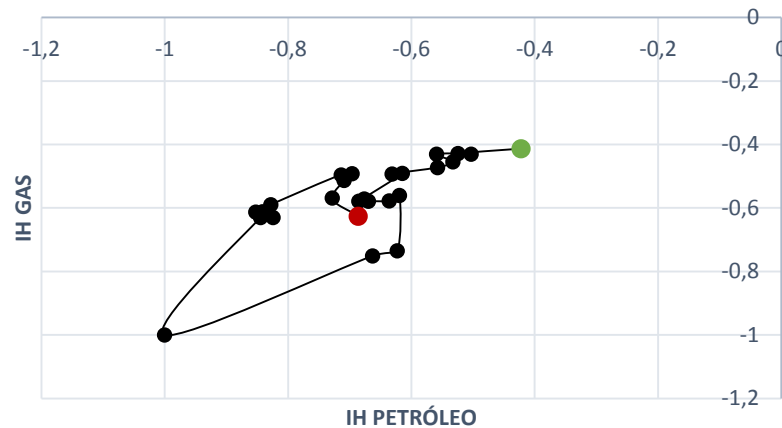
Curva de producción histórica



Comportamiento histórico de los índices de heterogeneidad de agua vs petróleo



Comportamiento histórico de los índices de heterogeneidad de gas vs petróleo

**DATOS GENERALES:**

$IH_{O_{final}} = 1,01$; $IH_{G_{final}} = -0,36$; $IH_{W_{final}} = -0,81$
 $Q_{O_{final}} = 974,42$ Bpd; $Q_{G_{final}} = 17,475$ MMscfd; $Q_{W_{final}} = 54,54$ Bpd

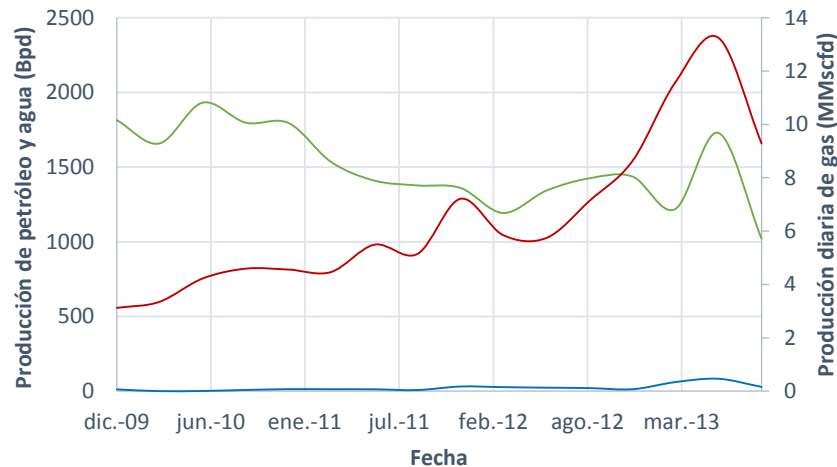
- En producción desde junio de 2007.

OBSERVACIONES:

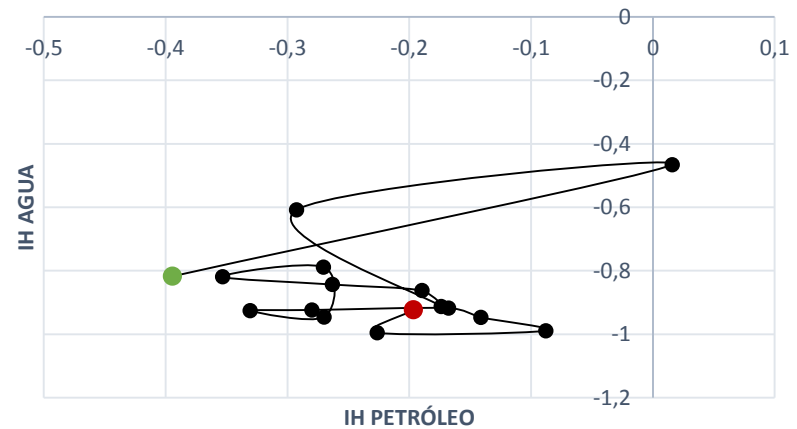
Inicialmente no se destacó por su gran aporte de gas y petróleo, sin embargo desde el año 2009 en el que se realizó un sidetrack, se ha evidenciado aumentos en las tasas de hidrocarburos, por lo que se destaca que esta operación logró tener éxito. Lo anterior se confirma con los cambios en los índices de heterogeneidad, los cuales cada vez se acercan a los valores positivos. A la última fecha se registra gran aporte de petróleo por lo cual no se hace necesario la realización de ninguna intervención.

POZO: PD-18

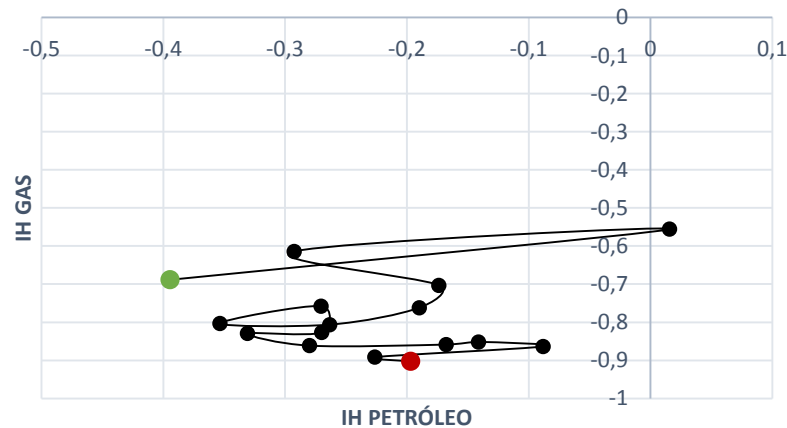
Curva de producción histórica



Comportamiento histórico de los índices de heterogeneidad de agua vs petróleo



Comportamiento histórico de los índices de heterogeneidad de gas vs petróleo

**DATOS GENERALES:**

$IH_{O_{final}} = 1,11$; $IH_{G_{final}} = -0,66$; $IH_{W_{final}} = -0,90$

$Q_{O_{final}} = 1020,84$ Bpd; $Q_{G_{final}} = 9,287$ MMscfd; $Q_{W_{final}} = 28,64$ Bpd

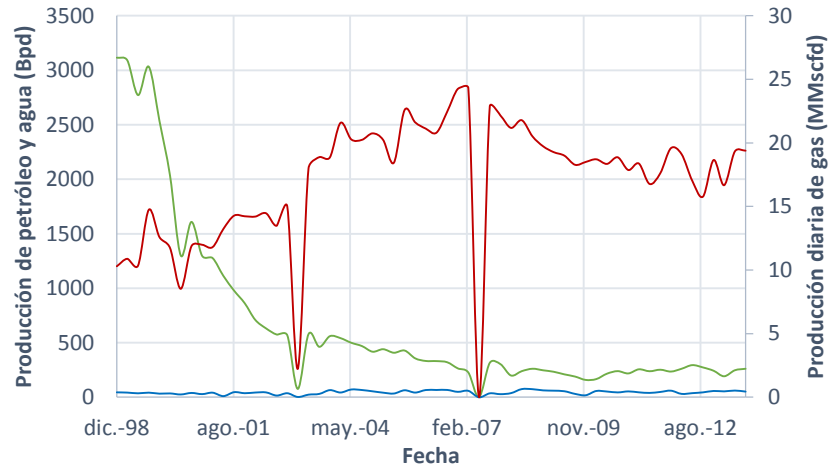
- En producción desde diciembre de 2009.

OBSERVACIONES:

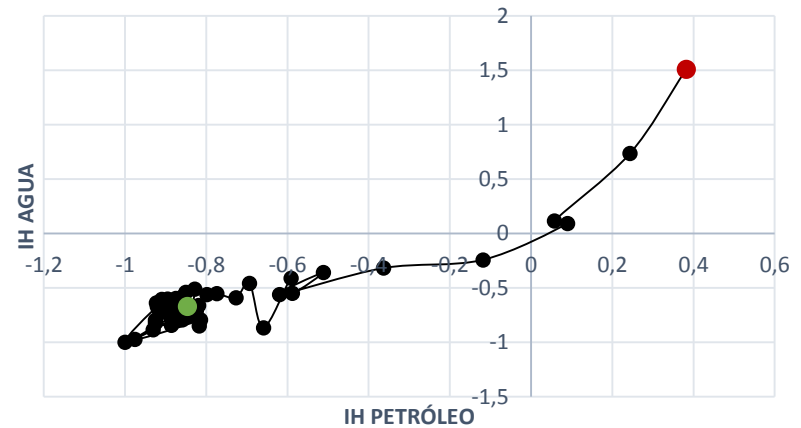
Durante sus 4 años de producción se ha caracterizado por tener una producción discreta de gas aunque en aumento. Su producción de petróleo ha sido destacable por lo que aunque el índice de heterogeneidad de petróleo se ubique en la parte negativa, este está muy cercano al cero. Dada la producción registrada en la última fecha, se evidencia que es el pozo de mayor aporte de petróleo. No posee problemas por producción de agua y no se clasifica como pozo con prioridad de estimulación.

POZO: PD-19

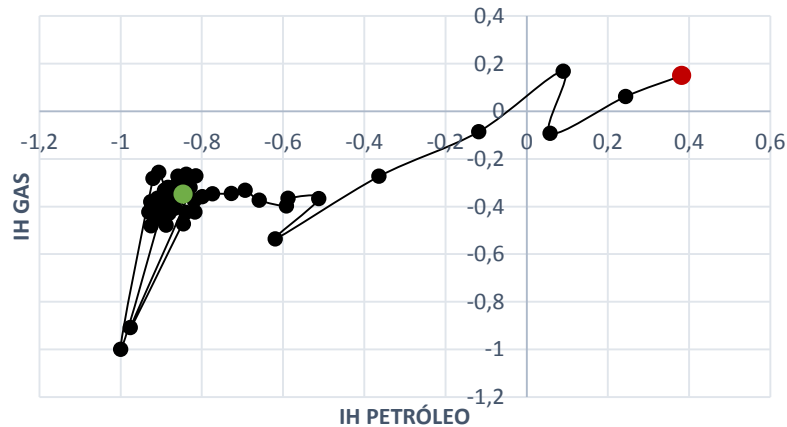
Curva de producción histórica



Comportamiento histórico de los índices de heterogeneidad de agua vs petróleo



Comportamiento histórico de los índices de heterogeneidad de gas vs petróleo

**DATOS GENERALES:**

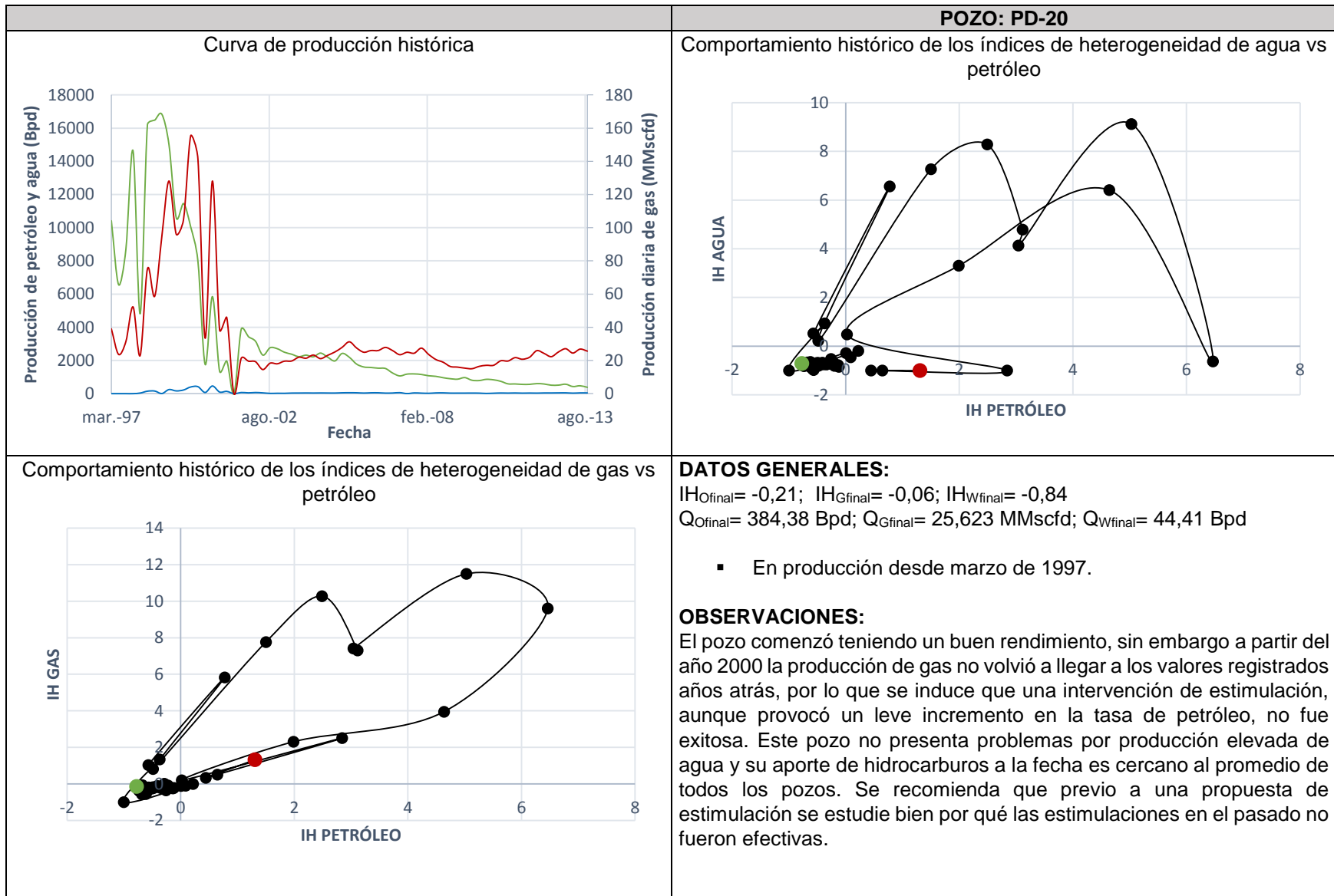
$IH_{Ofinal} = -0,46$; $IH_{Gfinal} = -0,29$; $IH_{Wfinal} = -0,82$

$Q_{Ofinal} = 259,88$ Bpd; $Q_{Gfinal} = 19,391$ MMscfd; $Q_{Wfinal} = 51,37$ Bpd

- En producción desde diciembre de 1998.

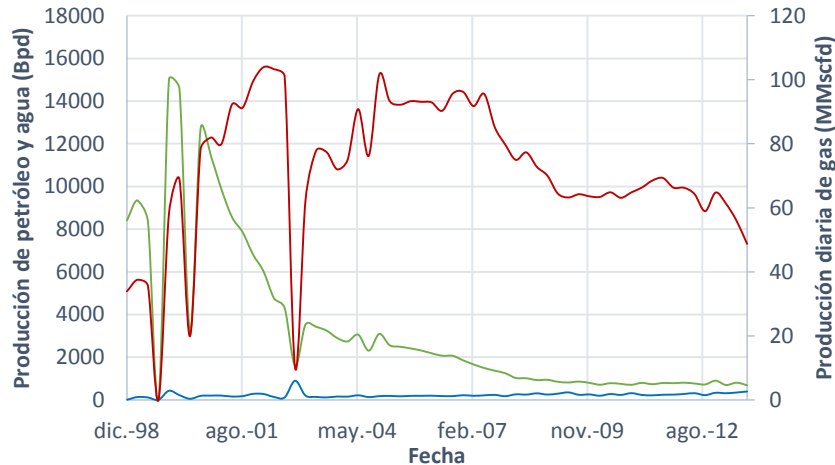
OBSERVACIONES:

Este pozo se ha caracterizado por tener una producción de gas estable a través del tiempo y un pronunciado declive en la de petróleo. Su aporte de gas no es destacable y por lo tanto, en respuesta a que todas sus tasas son bajas es recomendable someterlo a intervenciones que busquen mejorar su índice de productividad o a un análisis nodal con el fin de buscar disminuir las pérdidas de carga.

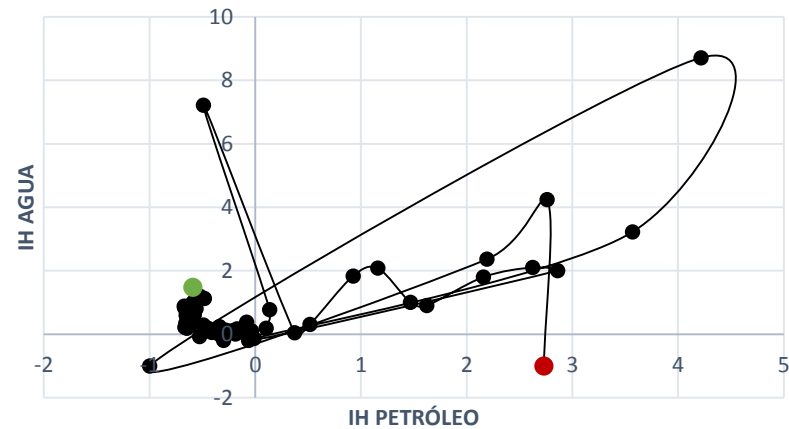


POZO: PD-21

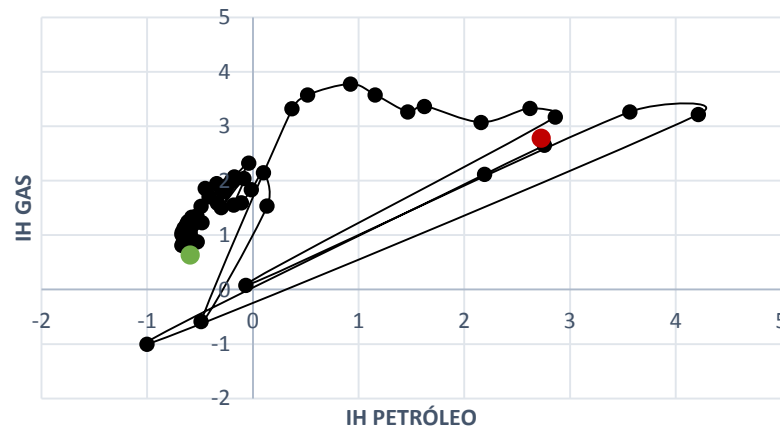
Curva de producción histórica



Comportamiento histórico de los índices de heterogeneidad de agua vs petróleo



Comportamiento histórico de los índices de heterogeneidad de gas vs petróleo

**DATOS GENERALES:**

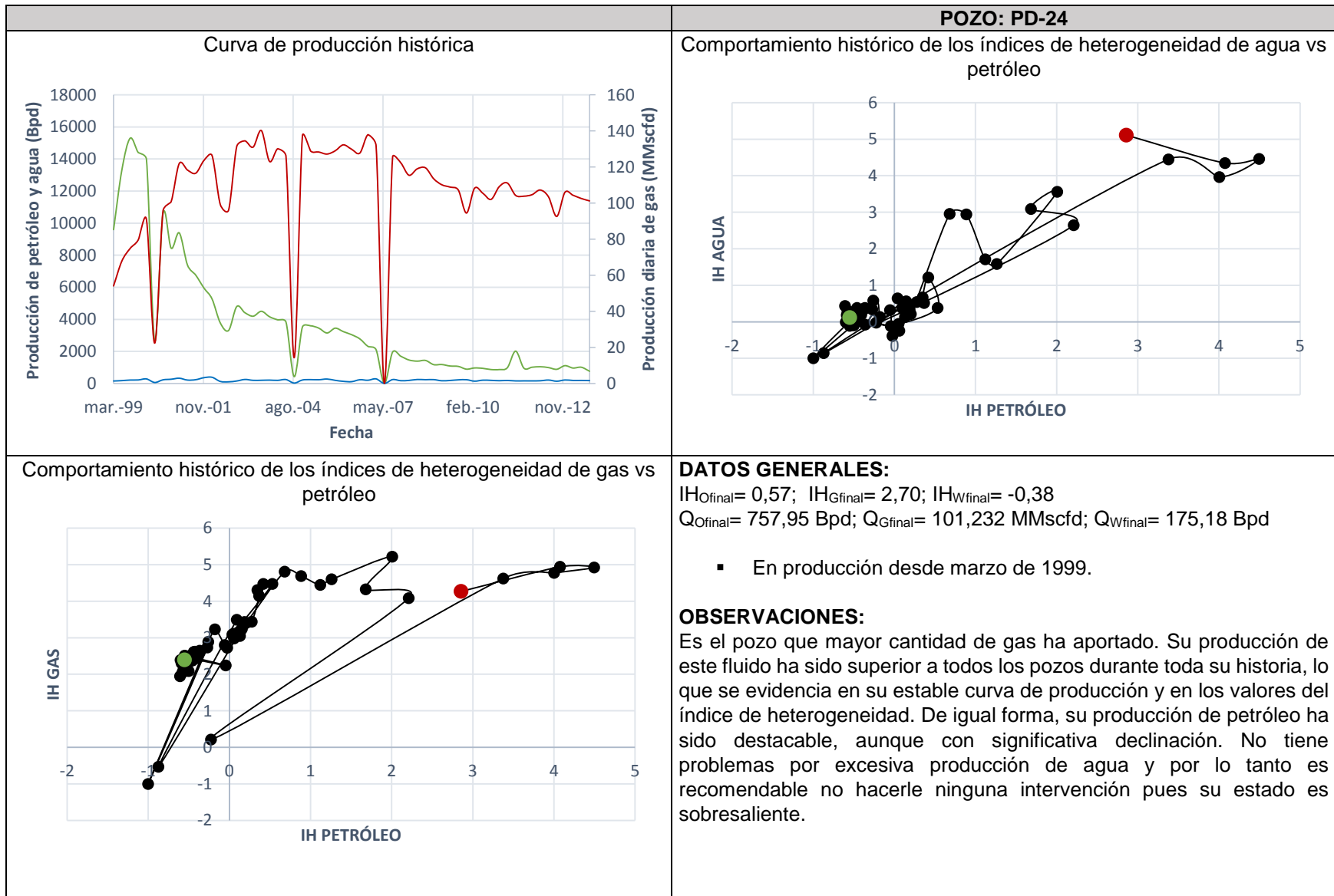
$IH_{Ofinal} = 0,43$; $IH_{Gfinal} = 0,78$; $IH_{Wfinal} = 0,38$

$Q_{Ofinal} = 691,95$ Bpd; $Q_{Gfinal} = 48,692$ MMscfd; $Q_{Wfinal} = 387,87$ Bpd

- En producción desde diciembre de 1998.

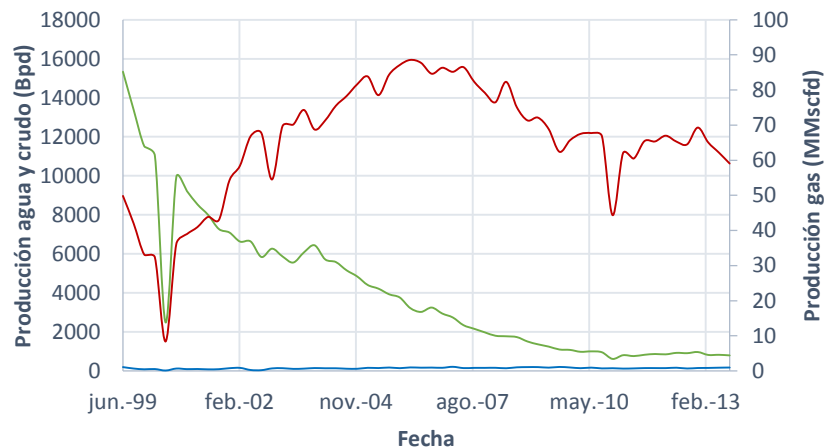
OBSERVACIONES:

Es un pozo con destacado desempeño ya que a lo largo del tiempo se ha caracterizado por aportar alta cantidad de hidrocarburos, en especial de gas, el cual presenta baja declinación. Así como ha tenido buena producción de estos fluidos también ha producido considerable cantidad de agua, sin embargo esta tasa no es demasiado elevada tal que requiera urgente control.

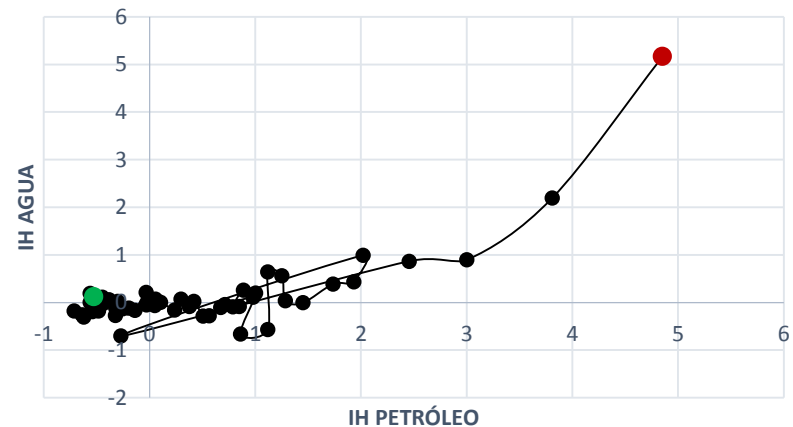


POZO: PD-25

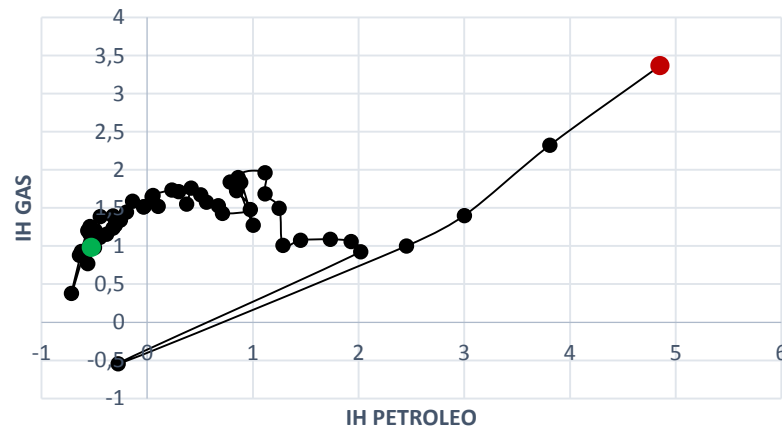
Curva de producción histórica



Comportamiento histórico de los índices de heterogeneidad de agua vs petróleo



Comportamiento histórico de los índices de heterogeneidad de gas vs petróleo

**DATOS GENERALES:**

$IH_{Ofinal} = 0,65$; $IH_{Gfinal} = 1,16$; $IH_{Wfinal} = -0,37$

$Q_{Ofinal} = 798,76$ Bpd; $Q_{Gfinal} = 59,071$ MMscfd; $Q_{Wfinal} = 176,28$ Bpd

- En producción desde junio de 1999.

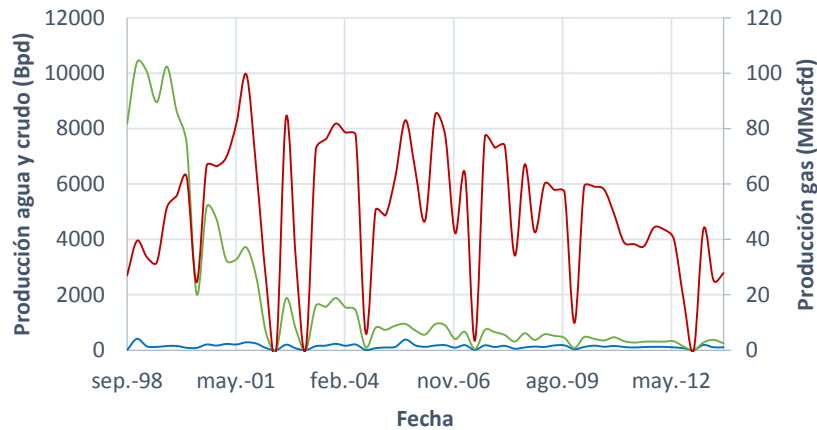
OBSERVACIONES:

Al inicio de su vida productiva este pozo presentaba producciones tanto de agua como de petróleo superiores al promedio del campo, posteriormente la producción empezó a declinar. Paralelamente la producción de gas se incrementó y actualmente se encuentra por encima del promedio mientras que la producción de agua se mantuvo constante y en valores bajos con respecto al campo. Actualmente es uno de los mayores productores tanto de gas como del petróleo.

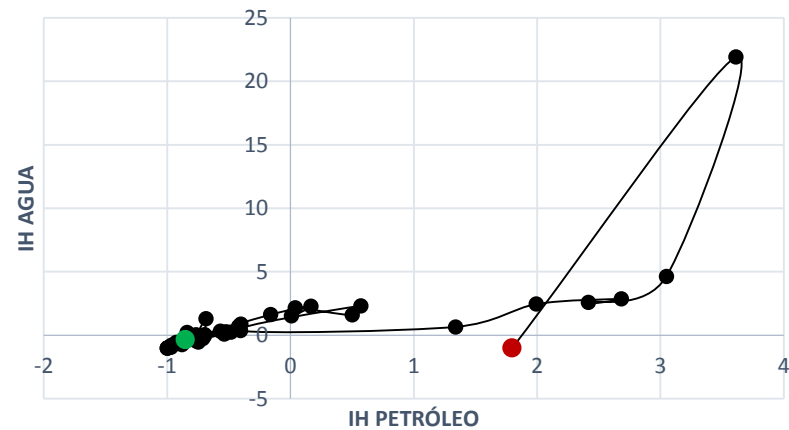
Candidato a estimulación para buscar incrementar la producción de petróleo.

POZO: PD-28

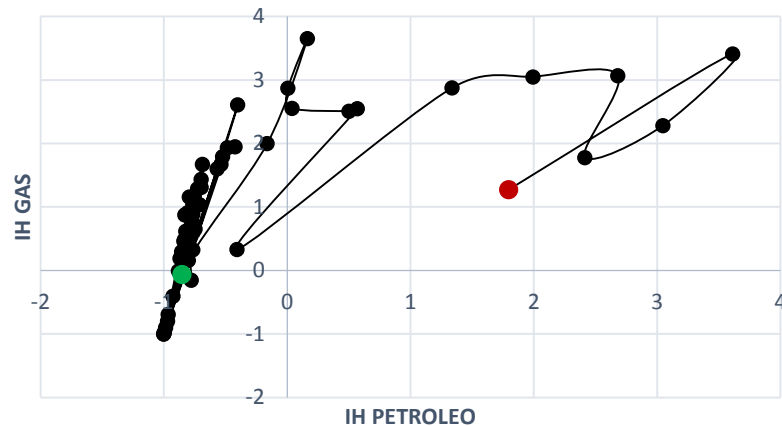
Curva de producción histórica



Comportamiento histórico de los índices de heterogeneidad de agua vs petróleo



Comportamiento histórico de los índices de heterogeneidad de gas vs petróleo

**DATOS GENERALES:**

$IH_{O_{final}} = -0,49$; $IH_{G_{final}} = 0,02$; $IH_{W_{final}} = -0,63$

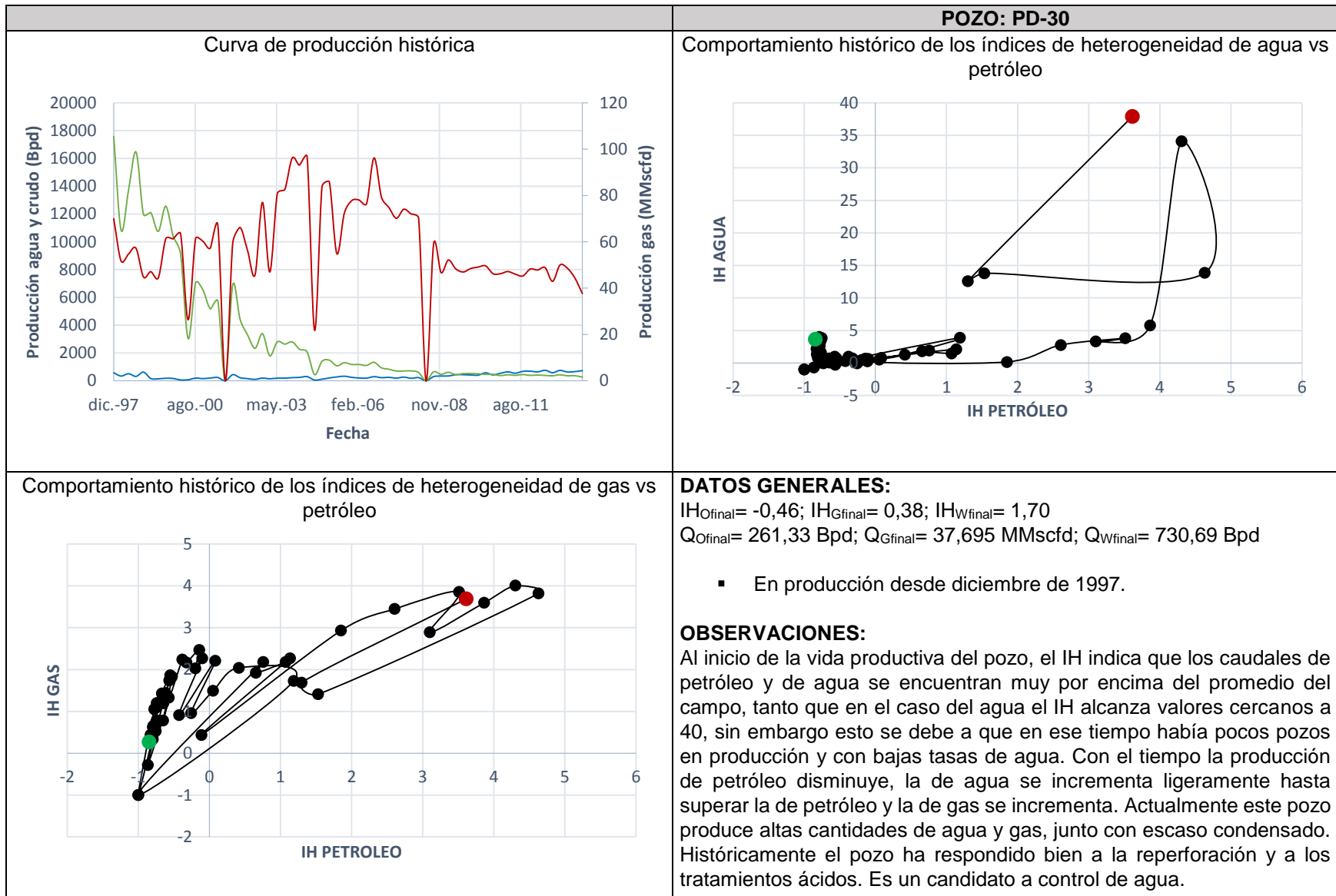
$Q_{O_{final}} = 248,2$ Bpd; $Q_{G_{final}} = 27,828$ MMscfd; $Q_{W_{final}} = 103,28$ Bpd

- En producción desde septiembre de 1998.

OBSERVACIONES:

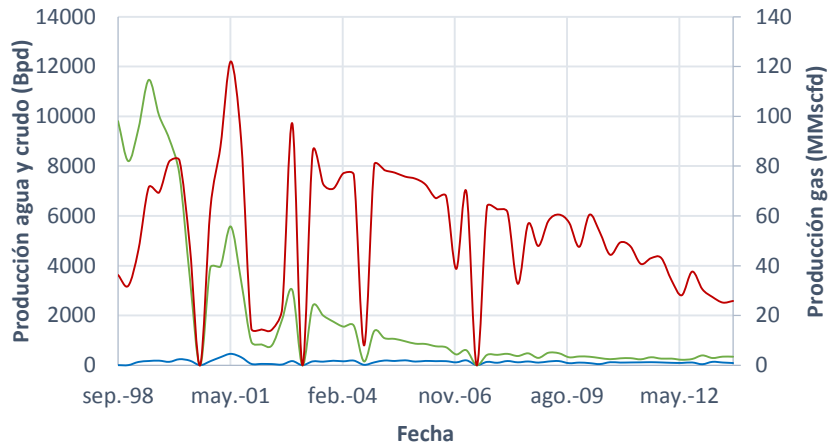
En un principio la producción de petróleo de este pozo fue alta, posteriormente entró en una fase rápida de agotamiento, por lo que la gráfica del IH se desplazó hacia la región negativa de petróleo. La producción de agua siempre se ha mantenido baja y el caudal de gas, a pesar de haber aumentado con los años, no es tan significativo actualmente. Este pozo ha sido estimulado mediante acidificación y fracturamiento, sin embargo la producción parece no responder a las estimulaciones.

Es necesario investigar por qué fracasaron las estimulaciones pasadas para determinar si es factible llevar a cabo nuevas.

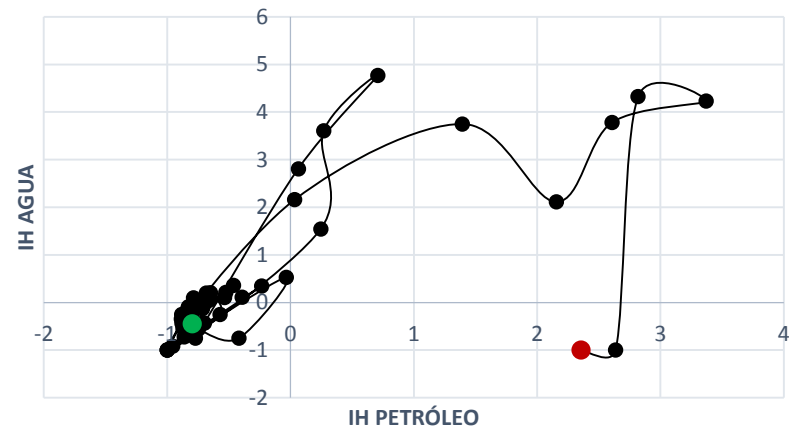


POZO: PD-33

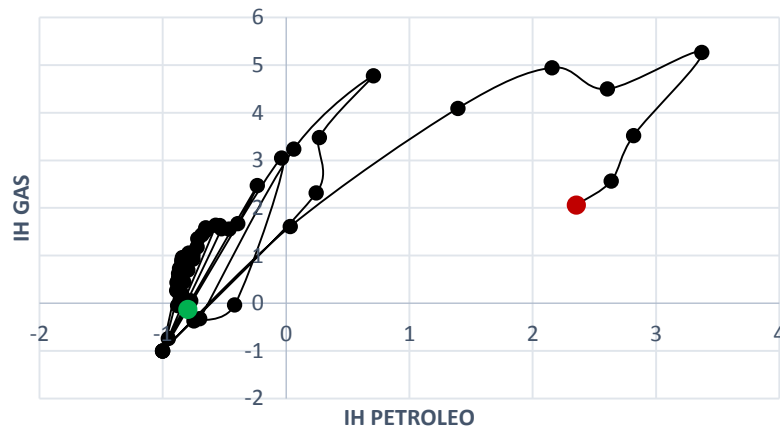
Curva de producción histórica



Comportamiento histórico de los índices de heterogeneidad de agua vs petróleo



Comportamiento histórico de los índices de heterogeneidad de gas vs petróleo



DATOS GENERALES:

$IH_{Ofinal} = -0,29$; $IH_{Gfinal} = -0,05$; $IH_{Wfinal} = -0,69$

$Q_{Ofinal} = 344,5$ Bpd; $Q_{Gfinal} = 25,865$ MMscfd, $Q_{Wfinal} = 86,5$ Bpd

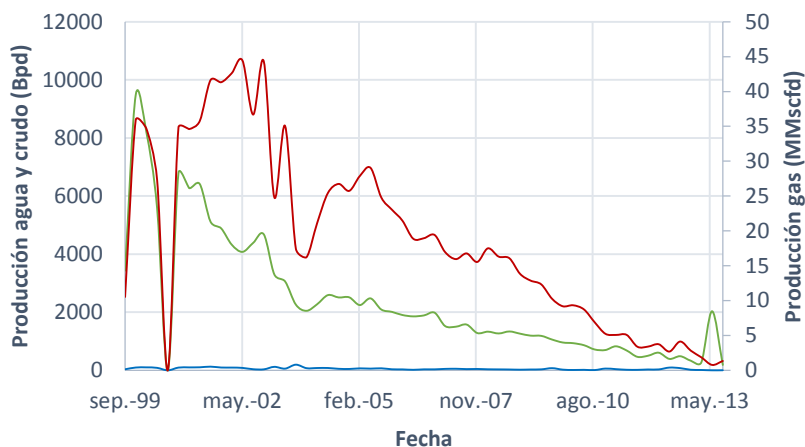
- En producción desde septiembre de 1998.

OBSERVACIONES:

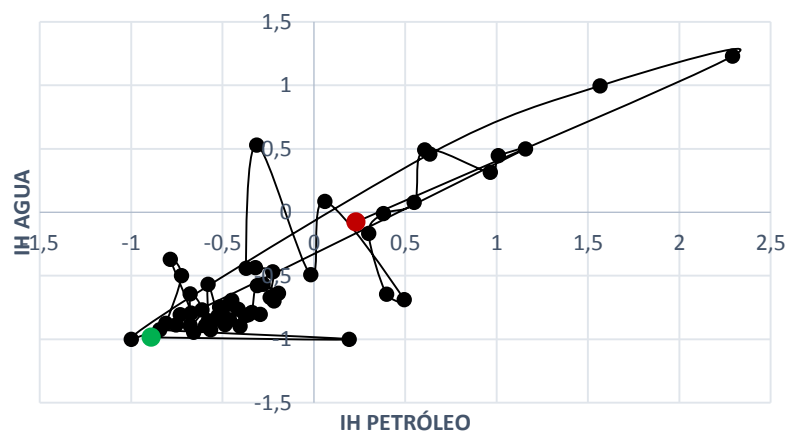
Desde el inicio de la producción, el caudal de agua fue bajo y tan pronto comenzó a aumentar fue reducido nuevamente en el año 2003 debido posiblemente a alguna intervención en el pozo. El decaimiento en la producción de petróleo ha reducido significativamente su IH. La producción de gas también ha declinado con el tiempo. De tal forma que los caudales de agua y petróleo son bajos mientras que el del gas es el más significativo de los tres. Es un candidato a proceso de estimulación.

POZO PD-34

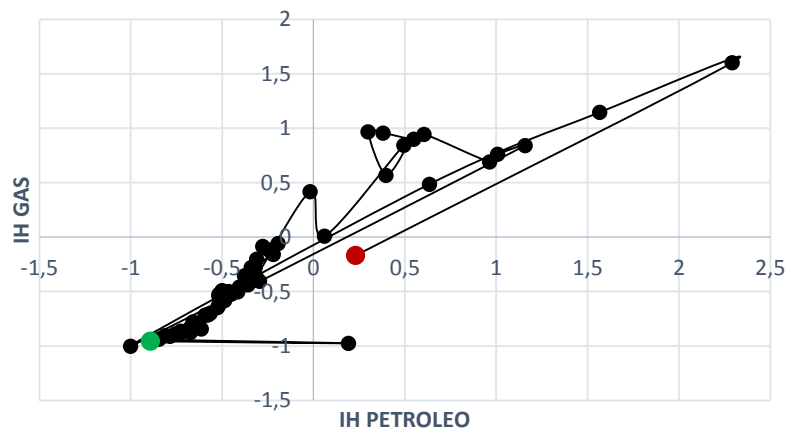
Curva de producción histórica



Comportamiento histórico de los índices de heterogeneidad de agua vs petróleo



Comportamiento histórico de los índices de heterogeneidad de gas vs petróleo



DATOS GENERALES:

$IH_{Ofinal} = -0,62$; $IH_{Gfinal} = -0,95$; $IH_{Wfinal} = -0,99$
 $Q_{Ofinal} = 183,70$ Bpd; $Q_{Gfinal} = 1,336$ MMscfd; $Q_{Wfinal} = 2,33$ Bpd

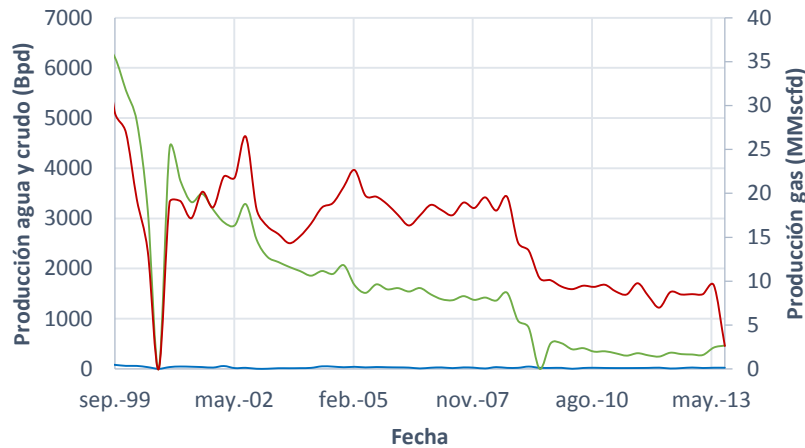
- En producción desde septiembre de 1999.

OBSERVACIONES:

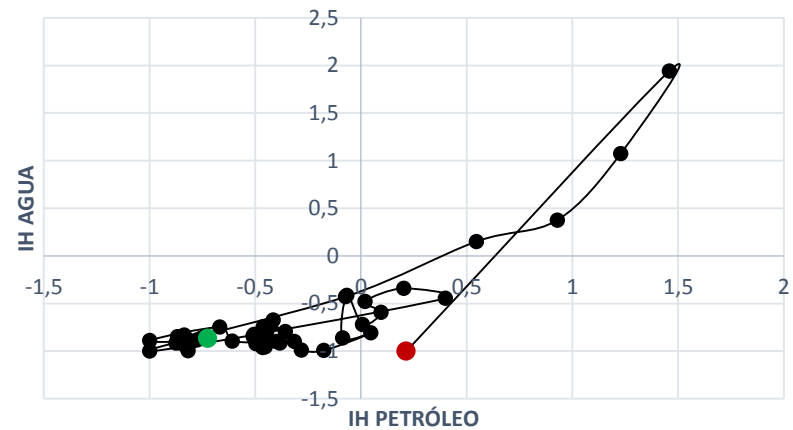
Al principio de la vida productiva del pozo, y de acuerdo con los IH, la producción de petróleo se encontraba cercana al promedio del campo mientras que las de agua y gas se encontraban por debajo. Posteriormente la producción de petróleo y gas comenzó a declinar mientras que la del agua permaneció constante (con valores bastante bajos). En los años recientes se observa que los caudales de agua y de gas son casi insignificantes si se comparan con el promedio del campo, mientras que el de petróleo ha experimentado un ligero repunte. Este pozo ha sido sometido a una serie de estimulaciones a las que parece haber respondido satisfactoriamente. Su bajo corte de agua y su potencial de producción de petróleo lo hacen candidato a procesos de estimulación.

POZO: PD-35

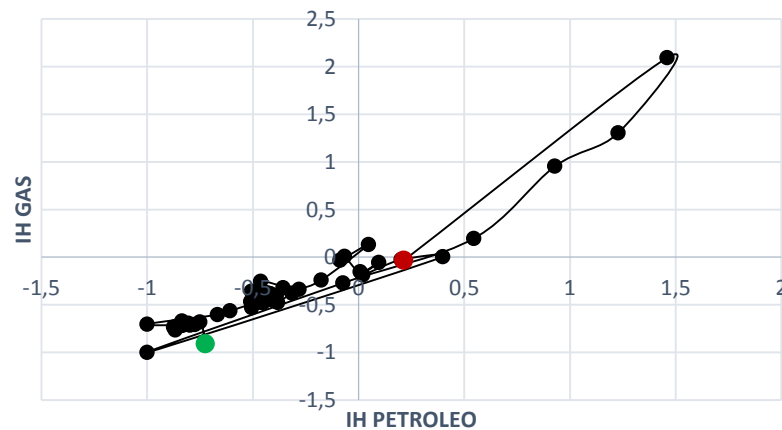
Curva de producción histórica



Comportamiento histórico de los índices de heterogeneidad de agua vs petróleo



Comportamiento histórico de los índices de heterogeneidad de gas vs petróleo

**DATOS GENERALES:**

$IH_{Ofinal} = -0,04$; $IH_{Gfinal} = -0,90$; $IH_{Wfinal} = -0,92$

$Q_{Ofinal} = 464,35$ Bpd; $Q_{Gfinal} = 2,624$ MMscfd; $Q_{Wfinal} = 21,27$ Bpd

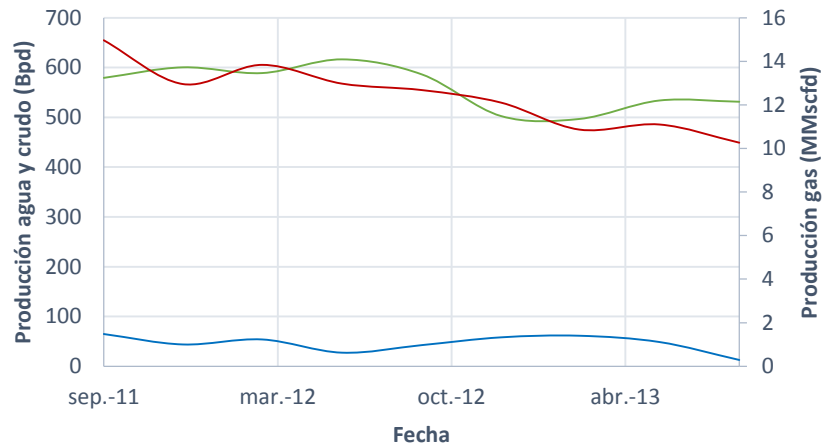
- En producción desde marzo de 1999.

OBSERVACIONES:

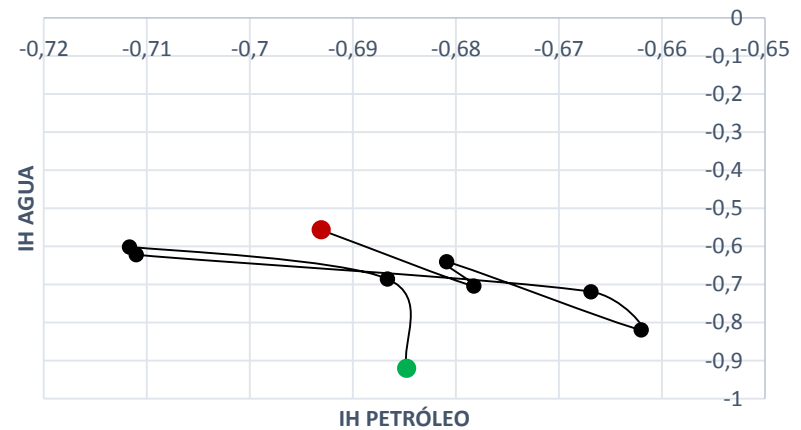
Las tasas de petróleo y de gas comenzaron cercanas al promedio del campo, mientras que la del agua comenzó por debajo del promedio y aún permanece así debido a que produce muy pocos barriles de agua. Recientemente la tasa de gas ha sufrido un fuerte declive, mientras que la de petróleo, aun cuando también ha declinado, se mantiene en niveles aceptables en el campo. Este pozo es candidato a estimulaciones debido a su bajo corte de agua y a su potencial para producción de petróleo. En el pasado se han realizado estimulaciones a las que el pozo parece haber respondido bien.

POZO: PD-36

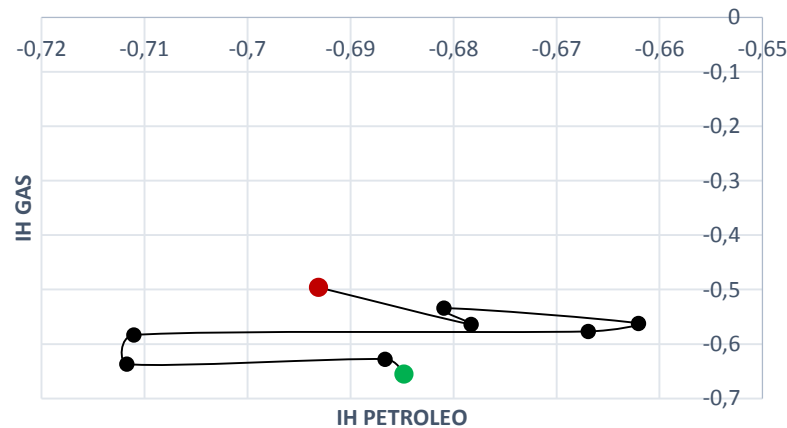
Curva de producción histórica



Comportamiento histórico de los índices de heterogeneidad de agua vs petróleo



Comportamiento histórico de los índices de heterogeneidad de gas vs petróleo



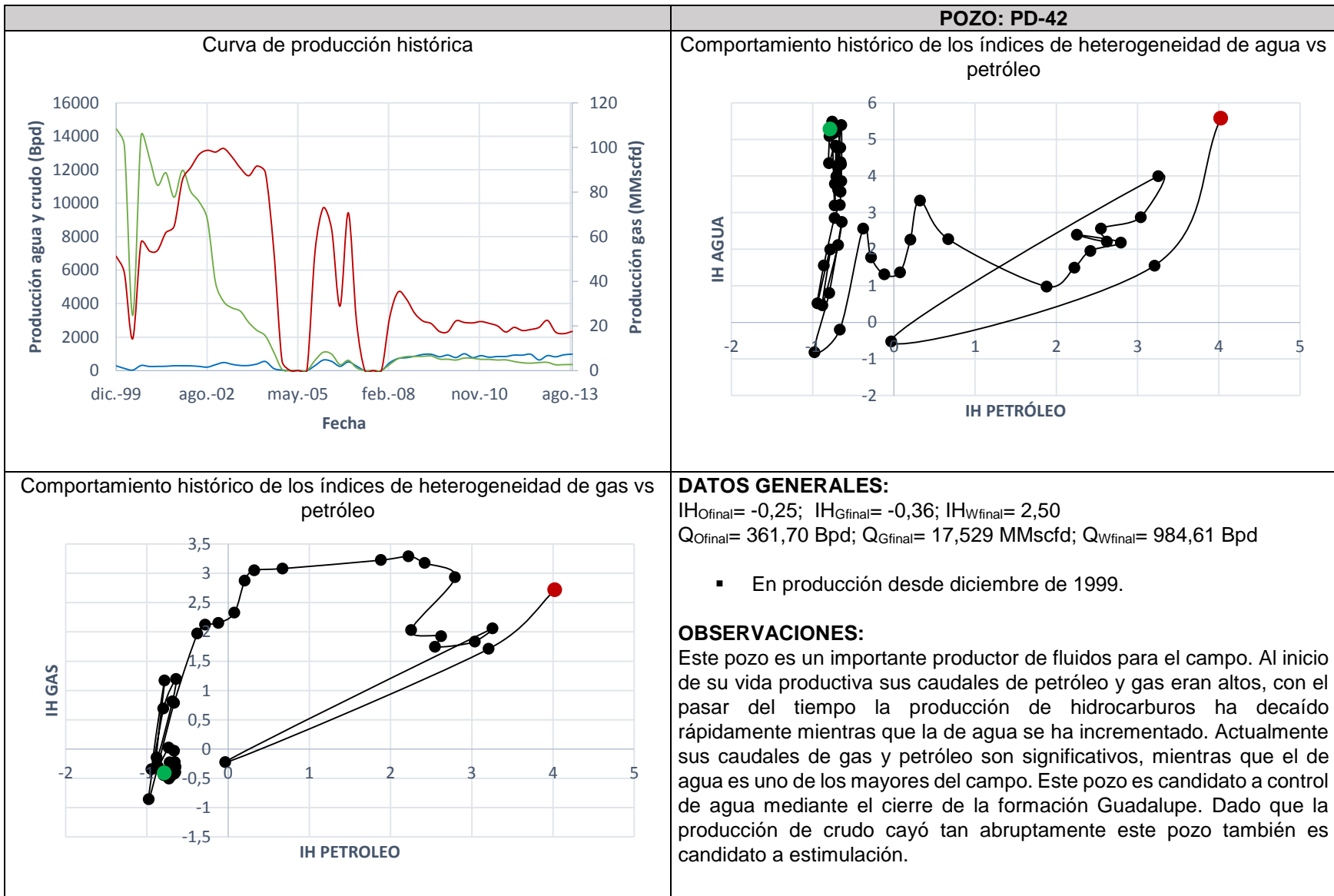
DATOS GENERALES:

IH_{Ofinal}= 0,10; IH_{Gfinal}= -0,62; IH_{Wfinal}= -0,96
 Q_{Ofinal}= 531,29 Bpd; Q_{Gfinal}= 10,266 MMscfd; Q_{Wfinal}= 12,49 Bpd

- En producción desde septiembre de 2011.

OBSERVACIONES:

Las producciones de los tres fluidos se encuentran en las secciones negativas de las gráficas IH, sin embargo esto se debe a que la producción de este pozo es muy reciente y la metodología la compara con la producción histórica promedio de todo el campo, por lo tanto su aporte no se hace tan notable. La producción de agua y gas es pequeña en comparación con los niveles de producción actuales del campo, mientras que la de petróleo es más significativa. Este pozo es joven y aún no ha iniciado la etapa de decaimiento, lo que lo hace candidato a estimulación o reperforaciones para incrementar su caudal de crudo ya que no requiere de control de agua.



B

Anexo B. Apertura y Cierre de Intervalos

El presente anexo contiene aquellos intervalos, determinados por medio de la lectura de los registros eléctricos, en los que se propone realizar aperturas, cierres o reparaciones en el pozo según sea la prioridad de cada uno. Los intervalos para apertura fueron correlacionados con las capas de cada pozo y en efecto se confirmó que las propuestas corresponden a capas en las que actualmente hay otros intervalos produciendo petróleo y que por lo tanto se espera aporte de estas nuevas zonas. De igual manera fueron correlacionados los intervalos para cierre a fin de confirmar la presencia de agua en estas zonas. Debe destacarse que estas son las propuestas técnicamente viables, sin embargo, no han sido sometidas a análisis financiero para determinar si también son rentables

Para cada pozo se presentan tablas con las aperturas y/o cierres propuestos e igualmente se adicionan breves notas con comentarios de utilidad al respecto de la lectura de los registros en cada uno de ellos. Adicionalmente, algunos de los intervalos van acompañados por unas reseñas que se explican a seguir:

(*) El intervalo seleccionado posee algunas capas de arcillas pero son de espesor poco significativo y la resistividad se mantiene alta, por lo tanto estas no tienen relevancia en la zona a cañonear y no se espera aporte de agua por parte de ellas.

(**) El intervalo seleccionado para cañonear presenta alta resistividad y por ende se espera producir de él hidrocarburos, sin embargo aunque se recomienda cañonear, se aclara que el registro GR indica que es una arena de porosidad media.

(g) El intervalo contiene significativa cantidad de gas.

POZO PD-8

APERTURAS			
Intervalo (ft)	Extensión (ft)	Intervalo (ft)	Extensión (ft)
16600 - 16605 **	5	17002 - 17016	14
16644 - 16653 **	9	17067 - 17077	10
16664 - 16673	9	17097 - 17110	13
16692 - 16708	16	17343 - 17357	14
TOTAL DE PIES A CAÑONEAR:			90

Nota 1: Registros disponibles desde 15166 hasta 17470 ft.

Nota 2: Los registros corridos en este pozo son a hueco revestido y por lo tanto las lecturas de algunos de ellos son menores.

Nota 3: En el intervalo 15761-16306 solo hay lectura del registro GR.

POZO PD-12

APERTURAS			
Intervalo (ft)	Extensión (ft)	Intervalo (ft)	Extensión (ft)
15419 - 15425	6	16706 - 16738 g	32
16661 - 16688 *g	27		
TOTAL DE PIES A CAÑONEAR:			65

CIERRES			
Intervalo (ft)	Extensión (ft)	Intervalo (ft)	Extensión (ft)
15407 - 15417	10	15727 - 15761	34
15446 - 15460	14	15774 - 15791	17
15485 - 15495	10	15797 - 15820	23
15522 - 15532	10	15840 - 15884	44
15546 - 15550	4	15892 - 15906	14
15565 - 15584	19	15917 - 15946	29
15618 - 15670	52	15950 - 15960	10
TOTAL DE PIES A CERRAR:			290

Nota 1: Registros disponibles desde 15310 a 17585 ft.

Nota 2: Desde la profundidad de 16070 ft hasta 16537 no se tiene información de registros RT y por ende no se pueden hacer recomendaciones para el cierre de zonas cañoneadas o para abrir nuevas a partir de dicha profundidad.

POZO PD-13

APERTURAS			
Intervalo (ft)	Extensión (ft)	Intervalo (ft)	Extensión (ft)
14475 - 14485	10	15311 - 15318	7
14545 - 14564 *	19	15573 - 15587	14
14576 - 14580	4	15662 - 15696 *	34
14840 - 14860 **	20	15800 - 15805	5
15276 - 15300	24	15845 - 15902	57
TOTAL DE PIES A CAÑONEAR:			194

CIERRES			
Intervalo (ft)	Extensión (ft)	Intervalo (ft)	Extensión (ft)
15329 - 15359	30	16380 - 16396	16
16120 - 16150	30	16414 - 16419	5
16170 - 16272	102		
TOTAL DE PIES A CERRAR:			183

Nota 1: Registros disponibles desde 14455 a 16419 ft.

POZO PD-16

APERTURAS			
Intervalo (ft)	Extensión (ft)	Intervalo (ft)	Extensión (ft)
15004 - 15020	16	16300 - 16314 *	14
16186 - 16205 **	19	16688 - 16702 *	14
16228 - 16254 **	26		
TOTAL DE PIES A CAÑONEAR:			89

CIERRES			
Intervalo (ft)	Extensión (ft)	Intervalo (ft)	Extensión (ft)
14560 - 14566	6	15626 - 15636	10
14694 - 14700	6	15984 - 15989	5
14766 - 14774	8	16377 - 16404	27
14790 - 14795	5	16450 - 16454	4
14860 - 14868	8	16620 - 16640	20
14889 - 14897	8	16650 - 16680	30
14910 - 14921	11	16746 - 16760	14
14931 - 14939	8		
TOTAL DE PIES A CERRAR:			323

Nota 1: Registros disponibles desde 14342 hasta 18176 ft.

Nota 2: Desde la profundidad de 16760 hasta 16960 ft no se tiene información de registros RT y a pesar de ser arenas con baja-intermedia porosidad no se pueden hacer recomendaciones para el cierre de zonas cañoneadas o para la apertura de nuevas, sino que se recomienda correr este registro por el gran potencial de tener Hidrocarburos.

POZO PD-19

APERTURAS			
Intervalo (ft)	Extensión (ft)	Intervalo (ft)	Extensión (ft)
14940 - 14948	8	15129 - 15138	9
14968 - 14974	6	15190 - 15210	20
14997 - 15025 *	28	15230 - 15237	7
15069 - 15074	5	15423 - 15444	21
15094 - 15100	6		
TOTAL DE PIES A CAÑONEAR:			110

CIERRE DE ZONAS LADRONAS			
Intervalo (ft)	Extensión (ft)	Intervalo (ft)	Extensión (ft)
15030 - 15037	7	15170 - 15190	20
TOTAL DE PIES A CERRAR:			27

REPARACIÓN DE FUGAS DEL REVESTIMIENTO			
Intervalo (ft)	Extensión (ft)	Intervalo (ft)	Extensión (ft)
15047 - 15053	6	15120 - 15127	7
15094 - 15098	4	15160 - 15170	10
TOTAL DE PIES A REPARAR:			27

Nota 1: Registros disponibles desde 14936 a 15810 ft.

Nota 2: De 15810 ft para abajo solo hay GR, por lo tanto se recomienda correr RT debido a la abundancia de arenas que pueden contener hidrocarburos.

POZO PD-20

APERTURAS			
Intervalo (ft)	Extensión (ft)	Intervalo (ft)	Extensión (ft)
15140 - 15155	15		
TOTAL DE PIES A CAÑONEAR:			15

Nota 1: Registros disponibles desde 13760 hasta 15962 ft.

Nota 2: Antes de 13760 ft hay GR pero no RT, por lo tanto la única recomendación es correr el registro RT.

POZO PD-21

CIERRES			
Intervalo (ft)	Extensión (ft)	Intervalo (ft)	Extensión (ft)
15056 - 15065	9	15960 - 15967	7
15914 - 15919	5	16458 - 16478	20
15950 - 15955	5	16580 - 16644	64
TOTAL DE PIES A CERRAR:			110

Nota 1: Registros disponibles desde 14780 a 16800 ft.

POZO PD-28

APERTURAS			
Intervalo (ft)	Extensión (ft)	Intervalo (ft)	Extensión (ft)
15744 - 15764 **	20	16010 - 16046 **	36
15800 - 15828	28	16720 - 16740	20
15848 - 15855	7	16768 - 16776	8
15960 - 15970	10		
TOTAL DE PIES A CAÑONEAR:			129

CIERRE DE ZONAS LADRONAS			
Intervalo (ft)	Extensión (ft)	Intervalo (ft)	Extensión (ft)
16860 - 16873	13		
TOTAL DE PIES A CERRAR:			13

REPARACIÓN DE FUGAS DEL REVESTIMIENTO			
Intervalo (ft)	Extensión (ft)	Intervalo (ft)	Extensión (ft)
16716 - 16723	7	16793 - 16801	8
TOTAL DE PIES A REPARAR:			15

Nota 1: Registros disponibles desde 15514 a 17440 ft.

POZO PD-30

APERTURAS			
Intervalo (ft)	Extensión (ft)	Intervalo (ft)	Extensión (ft)
15292 - 15305 **	13	15435 - 15453	18
15306 - 15333	27	15500 - 15523 **	23
15397 - 15405	8	15550 - 15556 **	6
TOTAL DE PIES A CAÑONEAR:			95

CIERRES			
Intervalo (ft)	Extensión (ft)	Intervalo (ft)	Extensión (ft)
15074 - 15082	8	16697 - 16715	18
16270 - 16286	16	16727 - 16732	5
TOTAL DE PIES A CERRAR:			47

CIERRE DE ZONAS LADRONAS			
Intervalo (ft)	Extensión (ft)	Intervalo (ft)	Extensión (ft)
15012 - 15030	18		
TOTAL DE PIES A CERRAR:			18

Nota 1: Registros disponibles desde 14934 a 16877 ft.

POZO PD-33

APERTURAS			
Intervalo (ft)	Extensión (ft)	Intervalo (ft)	Extensión (ft)
14652 - 14661	9	16380 - 16389	9
15590 - 15596	6	16546 - 16568	22
TOTAL DE PIES A CAÑONEAR:			46

Nota 1: Registros disponibles desde 14780 a 16966 ft.

POZO PD-35

APERTURAS			
Intervalo (ft)	Extensión (ft)	Intervalo (ft)	Extensión (ft)
12767 - 12772	5	14892 - 14906	14
14441 - 14455	14	14950 - 14957	7
14795 - 14812	17	15002 - 15013	11
TOTAL DE PIES A CAÑONEAR:			68

REPARACIÓN DE FUGAS DEL REVESTIMIENTO			
Intervalo (ft)	Extensión (ft)	Intervalo (ft)	Extensión (ft)
12645 - 12666	21	12854 - 12872	18
TOTAL DE PIES A REPARAR:			39

Nota 1: Registros disponibles desde 15037 a 12660 ft.

POZO PD-42

APERTURAS			
Intervalo (ft)	Extensión (ft)	Intervalo (ft)	Extensión (ft)
15267 - 15279	12	15670 - 15694	24
15308 - 15316	8	16436 - 16503 *	67
15414 - 15440	26	16528 - 16539	11
TOTAL DE PIES A CAÑONEAR:			148

Nota 1: Registros disponibles desde 15230 a 16418 ft.

Nota 2: A partir de 17075 ft no hay registro RT y por lo tanto no se puede conocer el tipo de fluido que producen los intervalos cañoneados a mayor profundidad.

C




Anexo C. Historia de Estimulaciones Realizadas

En el presente anexo está la revisión de las estimulaciones realizadas en el pasado a los pozos que fueron seleccionados para búsqueda de oportunidades de aplicación de nuevas estimulaciones.

Se presenta para cada pozo la fecha de sus estimulaciones, la gráfica de producción para conocer el efecto de la intervención y un breve comentario. En los pozos donde la estimulación fue exitosa y que por lo tanto es útil como analogía, se presenta además una tabla de resultados y la gráfica de VLP (*Vertical Lift performance*).

Para facilitar la comprensión de la información presente en este anexo se presentan las siguientes dos tablas con descripción de las abreviaturas usadas y con la leyenda de colores para las gráficas de producción y VLP

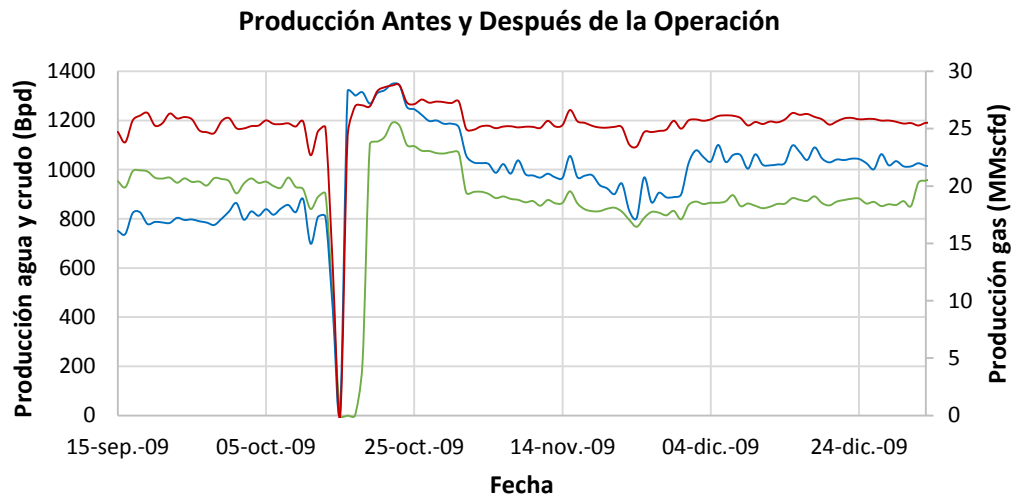
Abreviatura	Descripción
<i>Qg</i>	Caudal de gas
<i>Qo</i>	Caudal de petróleo
<i>Qincr</i>	Caudal incremental de petróleo
<i>Pwh</i>	Presión en cabeza de pozo
<i>BSW</i>	<i>Basic Sediment & Water</i>
<i>OGR</i>	Razón petróleo-gas
<i>C</i>	Constante del modelo <i>Back Pressure</i>
<i>Pyac</i>	Presión de yacimiento
<i>Pwf</i>	Presión de fondo de Pozo
<i>J</i>	Productividad
<i>Jd/Ja</i>	Razón de productividad después y antes de la estimulación

Curvas de producción histórica	Curvas VLP
 Petróleo	A - Antes de la estimulación
 Agua	D - Después de la estimulación
 Gas	

POZO PD-13

Pozo candidato a estimulación Química (no a fracturamiento hidráulico debido a que es crítico en producción de agua).

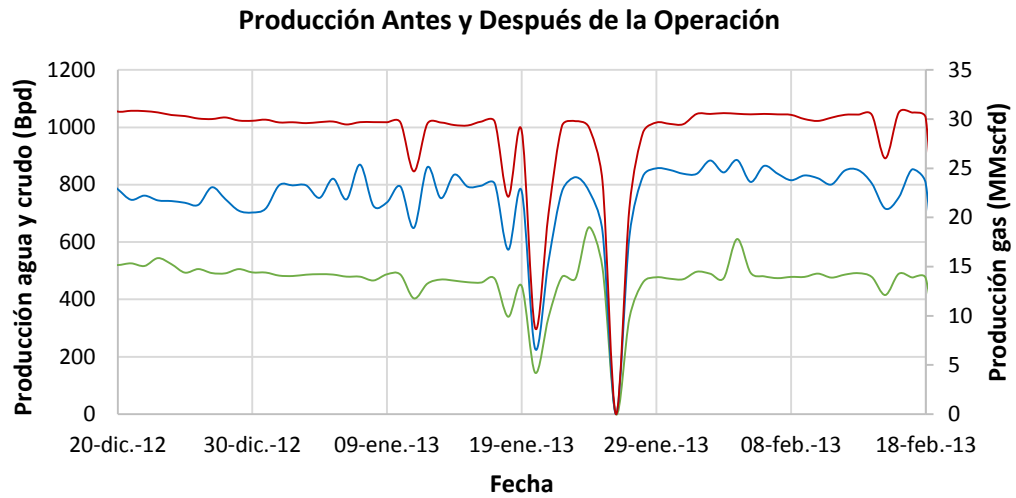
- **Estimulación con Diesel: 15 de octubre de 2009**



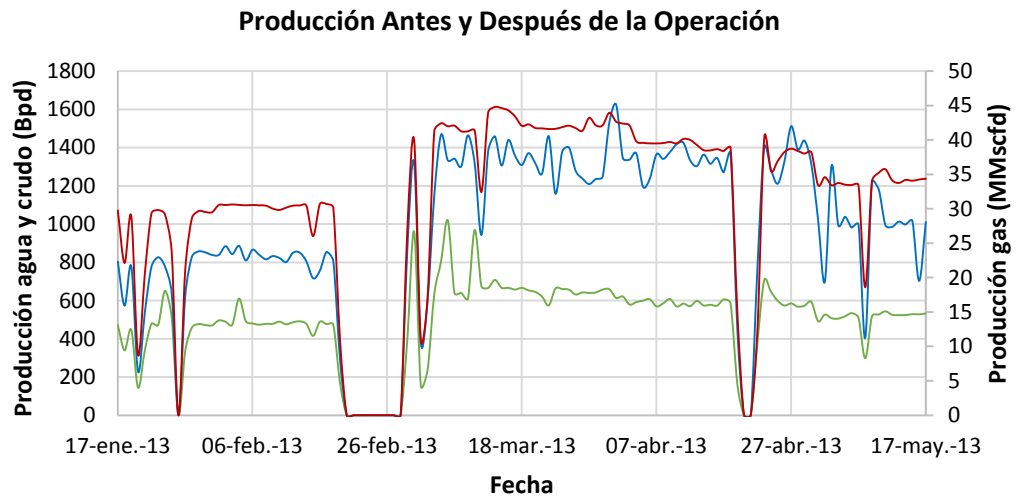
A pesar de tener un aumento de producción de condensado por alrededor de 20 días, tuvo un posterior descenso a valores inferiores a los iniciales. Además, el agua se aumentó incluso por encima de las tasas de petróleo y no volvió a los valores iniciales. Esto puede explicarse de la siguiente manera: la estimulación química barrió con los condensados en la cara del pozo y mejoró la permeabilidad relativa al agua, de ahí el agua ganó canales preferenciales de flujo y por eso la producción de esta se aumentó y se mantuvo en el tiempo. La producción se mantuvo constante. No es una estimulación exitosa.

- **Estimulación con Diesel: 18 de enero de 2013**

La producción antes y después del 18 de enero siguió igual, no tuvo ningún impacto la estimulación química y por lo tanto no son resultados deseables.



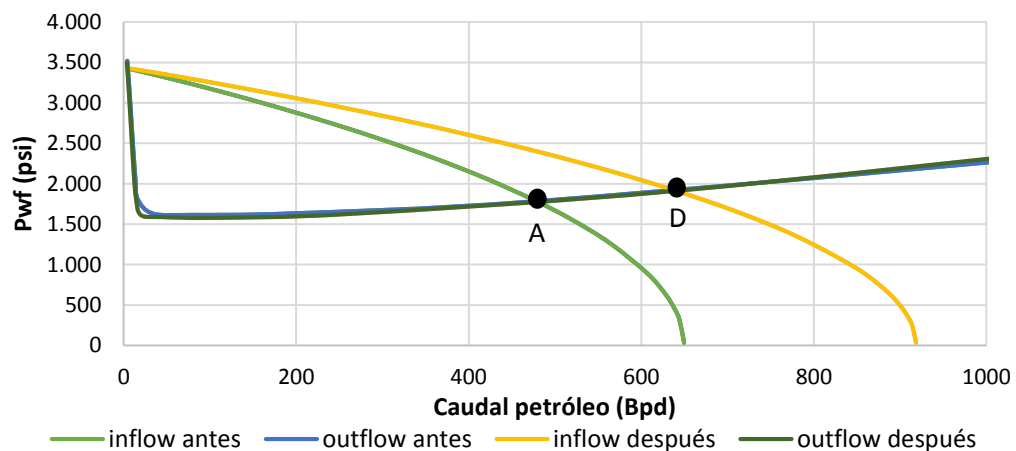
- **Estimulación con gas inhibido: 17 de febrero de 2013**



Posterior a la inyección de gas inhibido el pozo estuvo cerrado durante 9 días y al abrirse tardó cerca de 10 días en estabilizarse. La producción de todos los fluidos se incrementó, en especial la del agua que registra un aumento significativo.

Propiedad	Febrero 08 de 2013		Marzo 28 de 2013	
	Valor	Unidad	Valor	Unidad
Qg	30,44	MMscfd	43,19	MMscfd
Qo	478	Bpd	640	Bpd
Qincr	-	-	162	Bpd
Pwh	1043	psi	1022	psi
BSW	63	%	65,4	%
OGR	15,71	Bbl/MMscf	14,82	Bbl/MMscf
C	5,358E-06	MMscfd/psi ²	8,035E-06	MMscfd/psi ²
Pyac	3436	psi	3436	psi
Pwf	1784	psi	1913	psi
J	0,29	Bpd/psi	0,42	Bpd/psi

Vertical Lift Performance Antes y Después de la Operación

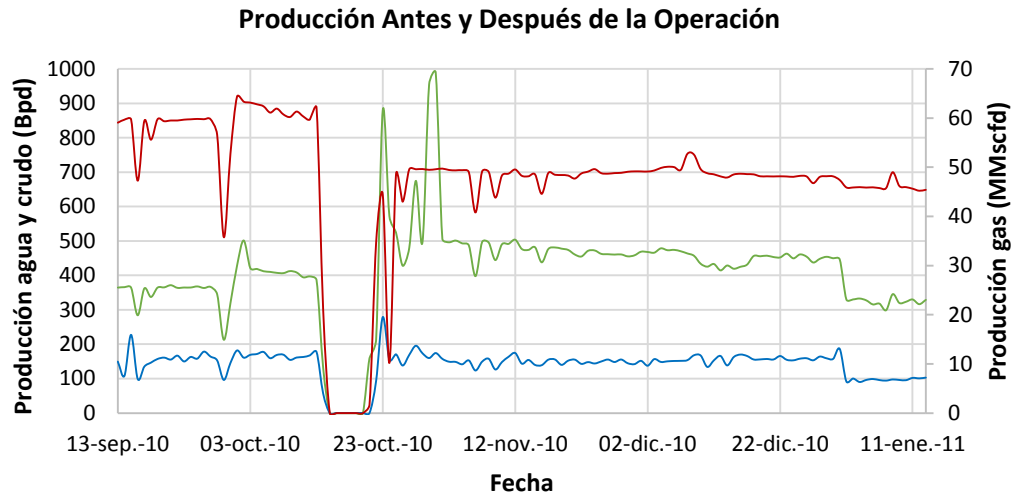


Es posible observar un incremento sustancial en la productividad posterior a la estimulación. Los resultados de la estimulación fueron: Incremento en la producción de petróleo del 33,84%, índice Jd/Ja de 1,45, lo que representa un incremento en la productividad del 45%. Además, la producción de agua incrementó en un 48,23%.

POZO PD-28

Candidato a acidificación y a estimulación química.

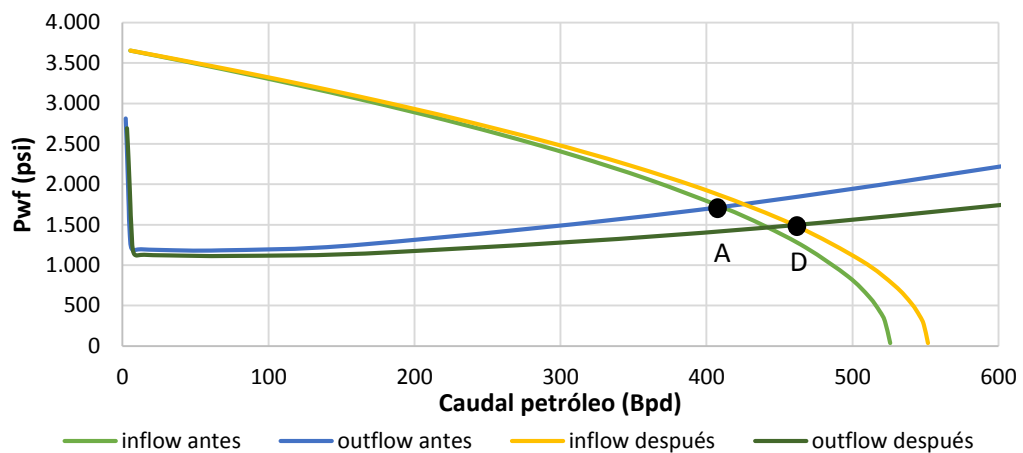
- **Estimulación con Diesel: 13 de octubre de 2010**



La producción de petróleo experimenta un pico de 7 días y a partir de allí muestra un incremento en su productividad que dura alrededor de 2 meses. En términos de productividad, los resultados obtenidos por esta estimulación son un índice Jd/Ja de 1,004, es decir un incremento del 0,5%.

	Octubre 6 de 2010		Noviembre 27 de 2010	
<i>Propiedad</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidad</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidad</i>
Qg	61,09	MMscfd	48,79	MMscfd
Qo	410	Bpd	460	Bpd
Qincr	-	-	50	Bpd
Pwh	727	psi	681	psi
BSW	28	%	24,3	%
OGR	6,72	Bbl/MMscf	9,44	Bbl/MMscf
C	5,801E-06	MMscfd/psi ²	4,333E-06	MMscfd/psi ²
Pyac	3673	psi	3673	psi
Pwf	1720	psi	1494	psi
J	0,210	Bpd/psi	0,211	Bpd/psi

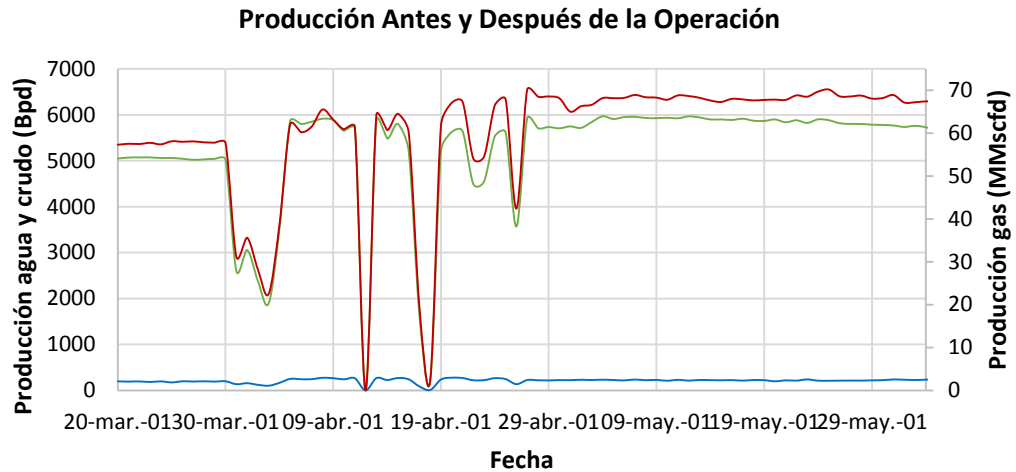
Vertical Lift Performance Antes y Después de la Operación



POZO PD-30

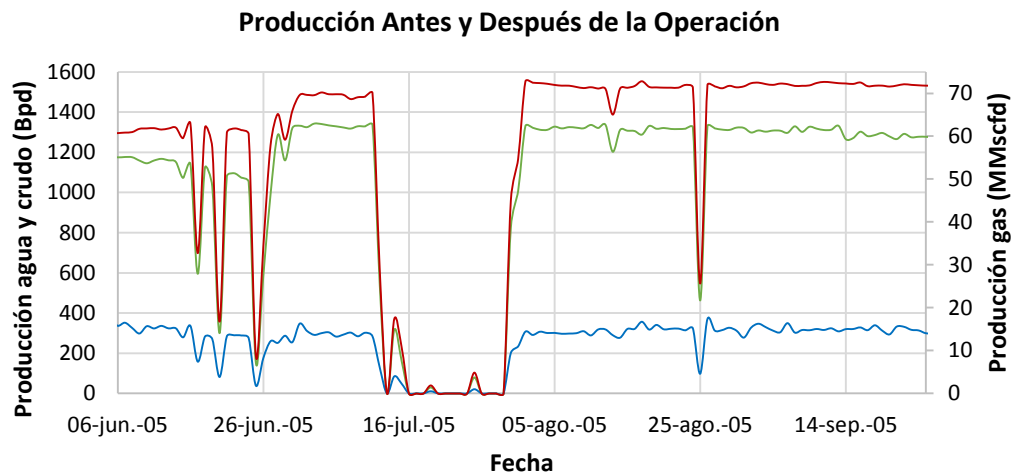
Candidato a acidificación y estimulación química.

- **Acidificación: 20 de abril de 2001**



No es claro el efecto de la acidificación debido a la simultaneidad de otra operación.

- **Estimulación con Diesel y EDTA: 26 de junio de 2005**

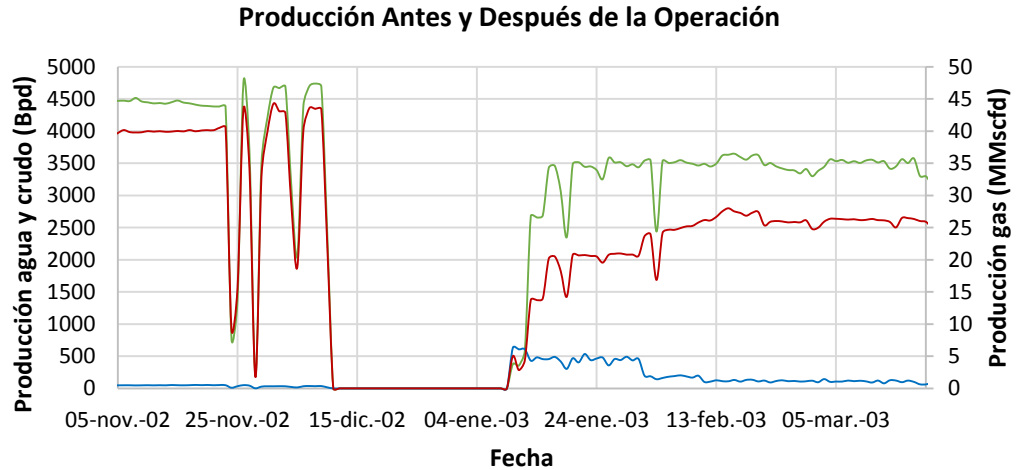


Las tasas de petróleo y agua se mantuvieron constantes y aunque hubo un aumento de 2% en la tasa de gas no se considera como una buena analogía.

POZO PD-34

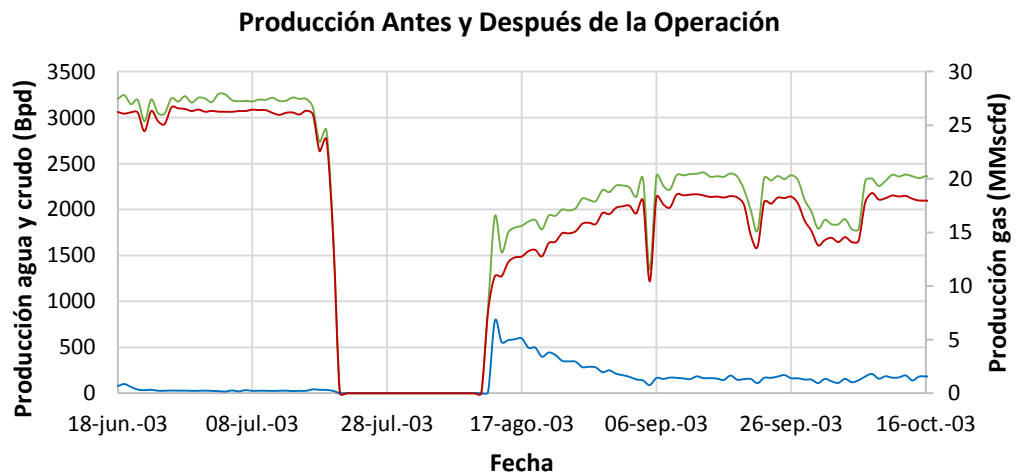
Candidato a fracturamiento hidráulico y estimulación química.

- **Fracturamiento hidráulico: 14 de diciembre de 2002**



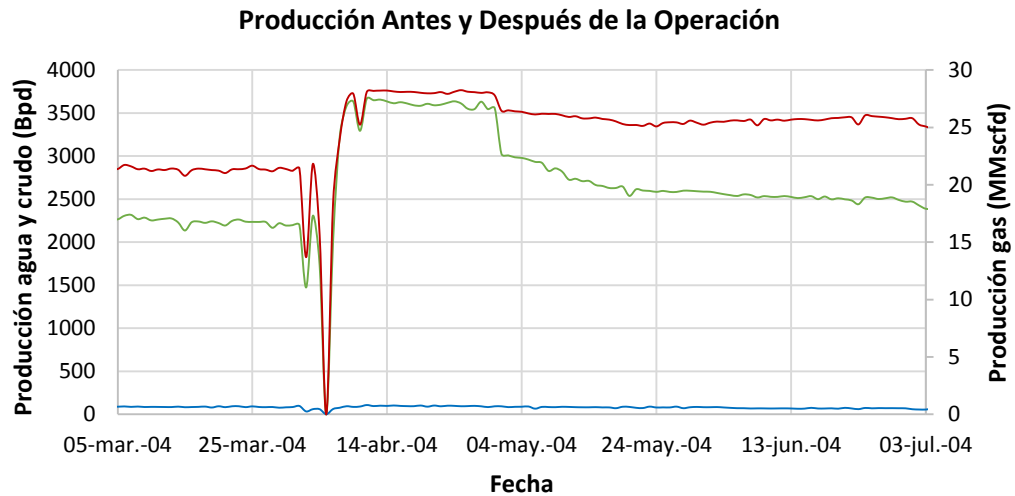
Evidentemente el fracturamiento no tuvo buenos resultados pues disminuyó las tasas de petróleo y gas y aumentó la del agua. Los resultados obtenidos fueron: Un índice Jd/Ja de 0,79, es decir una reducción de la productividad en 21%; reducción en la producción de gas del 50% y aumento en el corte de agua de más de 8 veces.

- **Fracturamiento hidráulico: 28 de julio de 2003**



Nuevamente el fracturamiento fue una operación perjudicial para el pozo debido a la evidente reducción en sus tasas de petróleo y gas y el aumento en la de agua. Se puede inferir que el pozo no responde bien a este tipo de operación.

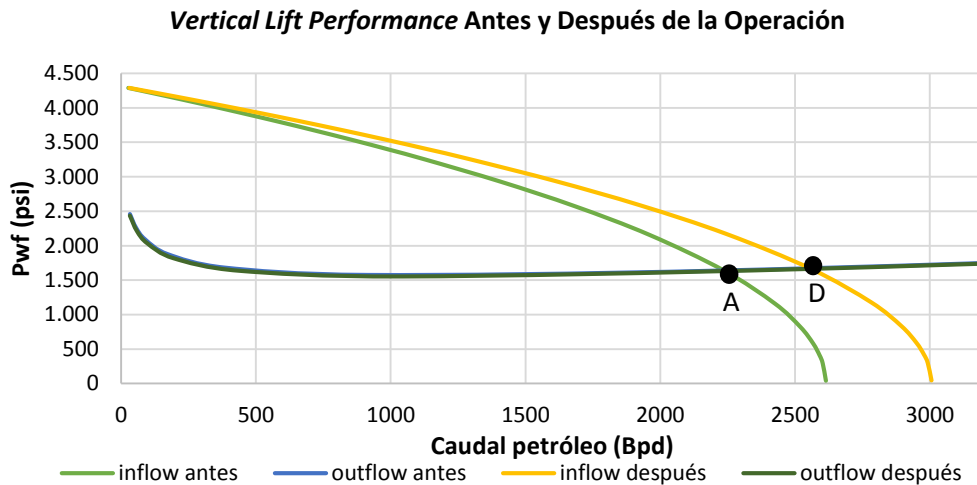
- **Estimulación con Diesel: 2 de abril de 2004**



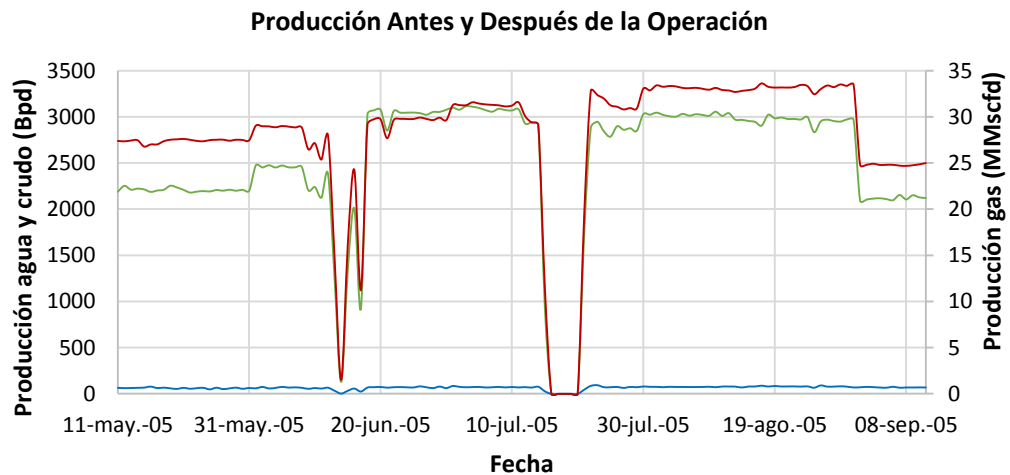
	Marzo 25 de 2004		Junio 3 de 2004	
<i>Propiedad</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidad</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidad</i>
Qg	21,67	MMscfd	25,49	MMscfd
Qo	2236	Bpd	2558,51	Bpd
Qincr	-	-	322	Bpd
Pwh	856	psi	851	psi
BSW	3,90	%	3,00	%
OGR	103,21	Bbl/MMscf	100,37	Bbl/MMscf
C	1,36E-06	MMscfd/psi ²	1,61E-06	MMscfd/psi ²
Pyac	4312	psi	4312	psi
Pwf	1641	psi	1664	psi
J	0,84	Bpd/psi	0,97	Bpd/psi

Tuvo muy buenos resultados. Durante el primer mes tuvo un pico de condensado, se ganaron 1200 Bpd =54% y se ganaron también en ese mes 6,55 MMscfd = 30%. Luego, la producción se estabilizó y se obtuvieron los siguientes resultados por esta

estimulación química: Un índice J_d/J_a de 1,15, es decir un aumento de la productividad en 15%; aumentó la producción de gas en un 18% y disminuyó el corte de agua en un 14%.



- **Estimulación con Diesel: 11 de junio de 2005**

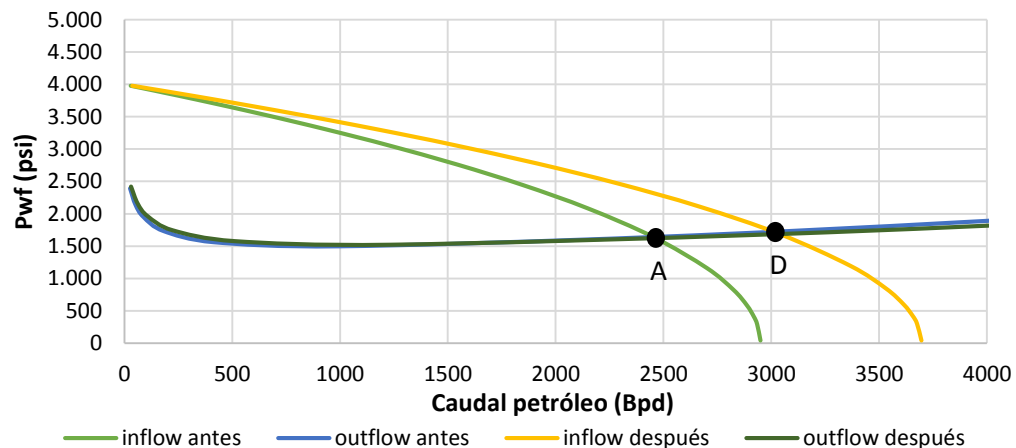


Es posible observar como inmediatamente después de la estimulación hay un incremento significativo en la producción, embargo esta producción incremental se agota al cabo de tres meses. Cabe destacar que no se cerró el pozo para llevar a cabo el procedimiento, y además de esto, la producción de fluidos disminuye durante 3 días antes de incrementarse.

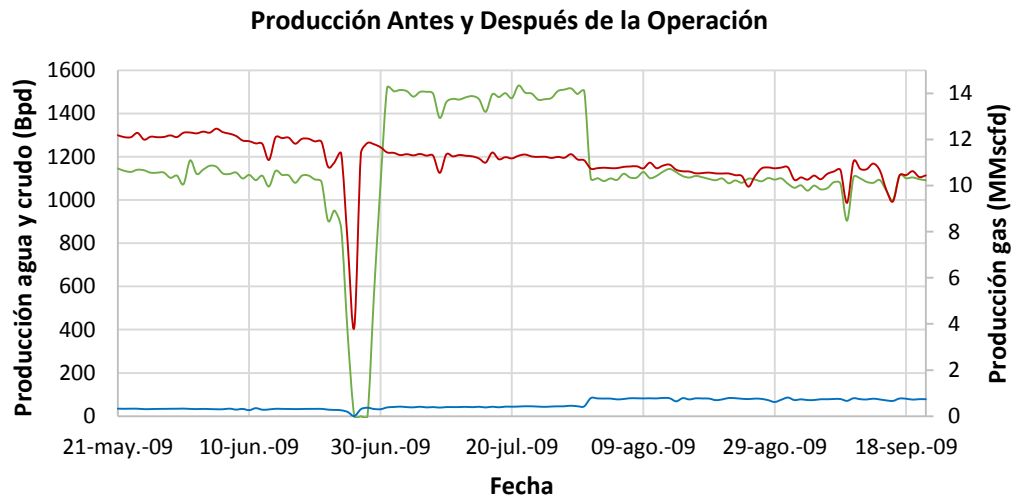
	Junio 08 de 2005		Junio 26 de 2005	
Propiedad	Valor	Unidad	Valor	Unidad
Qg	28,94	MMscfd	29,92	MMscfd
Qo	2453	Bpd	3040	Bpd
Qincr	-	-	587	Bpd
Pwh	838	psi	829	psi
BSW	2,60	%	2,5	%
OGR	84,78	Bbl/MMscf	101,59	Bbl/MMscf
C	2,17E-06	MMscfd/psi ²	2,274E-06	MMscfd/psi ²
Pyac	4000	psi	4000	psi
Pwf	1642	psi	1685	psi
J	1,04	Bpd/psi	1,31	Bpd/psi

La estimulación tuvo un impacto positivo en la productividad de petróleo, se destaca que no afectó significativamente las tasas de agua y gas, por lo que no habría costos adicionales asociados al tratamiento de agua. Los resultados obtenidos por este fracturamiento fueron: Un índice J_d/J_a de 1,26, es decir un incremento de la productividad en 26%.

Vertical Lift Performance Antes y Después de la Operación



Estimulación con Diesel y Xileno: 21 de junio de 2009



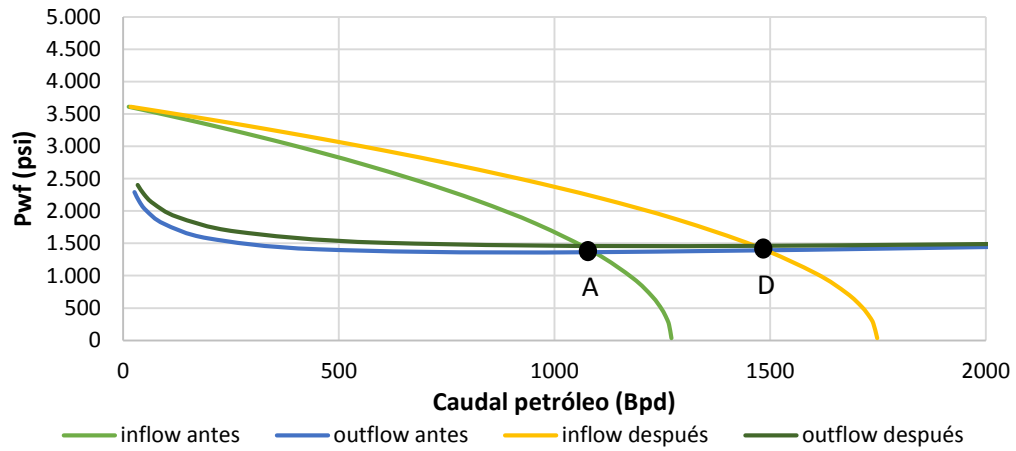
Durante el mes siguiente a la estimulación hay un incremento significativo en la producción de petróleo y luego esta disminuye hasta valores ligeramente mayores a los previos a la estimulación.

	Junio 11 de 2009		Julio 12 de 2009	
<i>Propiedad</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidad</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidad</i>
<i>Qg</i>	11,84	MMscfd	11,33	MMscfd
<i>Qo</i>	1092	Bpd	1465	Bpd
<i>Qincr</i>	-	-	373	Bpd
<i>Pwh</i>	740	psi	757	psi
<i>BSW</i>	3,3	%	2,79	%
<i>OGR</i>	92,29	Bbl/MMscf	129,28	Bbl/MMscf
<i>C</i>	1,046E-06	MMscfd/psi ²	1,027E-06	MMscfd/psi ²
<i>Pyac</i>	3629	psi	3629	psi
<i>Pwf</i>	1362	psi	1461	psi
<i>J</i>	0,48	Bpd/psi	0,68	Bpd/psi

Durante el pico de producción del mes siguiente a la intervención el incremento en la productividad es significativo, alcanzando el valor de 40,26%, además de esto ocurre una reducción en el caudal de gas del 4,2% y un incremento del corte de

agua del 14%. Los resultados de la estimulación fueron un Índice Jd/Ja de 1,40 y un incremento en la producción de petróleo del 34,14%.

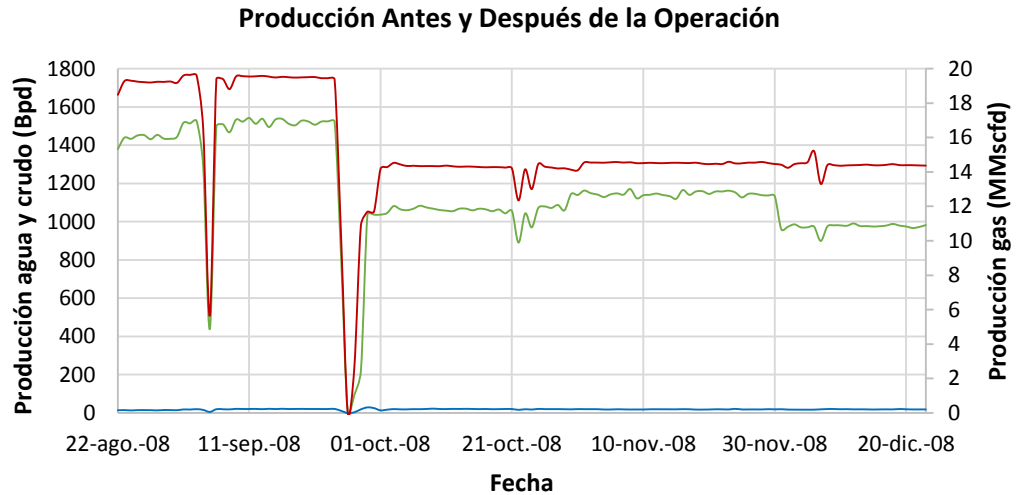
Vertical Lift Performance Antes y Después de la Operación



POZO PD-35

Candidato a fracturamiento hidráulico y estimulación química.

Estimulación con Diesel y EDTA: 22 de septiembre de 2008.



En este caso la estimulación disminuye la productividad del pozo; esto se deduce al observar la producción de fluidos y por lo cual no es necesario el análisis con PIPESIM.

D

Anexo D. Estimulaciones Propuestas

El presente anexo contiene todas las estimulaciones planteadas para la optimización del campo en estudio junto con las proyecciones de los efectos que estas tendrán sobre la producción de petróleo, gas y agua.

Para cada uno de los pozos se presentan los intervalos a estimular, el tipo de operación a realizar y según esto sus efectos; en caso de tratarse de una estimulación con diesel se muestra el cambio en la productividad experimentado como consecuencia de la estimulación y el tiempo que este dure; en el caso de tratarse de estimulaciones con gas inhibido se mostrará el cambio en la tasa de decaimiento de cada uno de los fluidos. Debe destacarse que estas son las propuestas técnicamente viables, sin embargo, no han sido sometidas a análisis financiero para determinar si también son rentables. Adicionalmente se recuerda que la última fecha tomada en la base de datos es el 30 de septiembre de 2013.

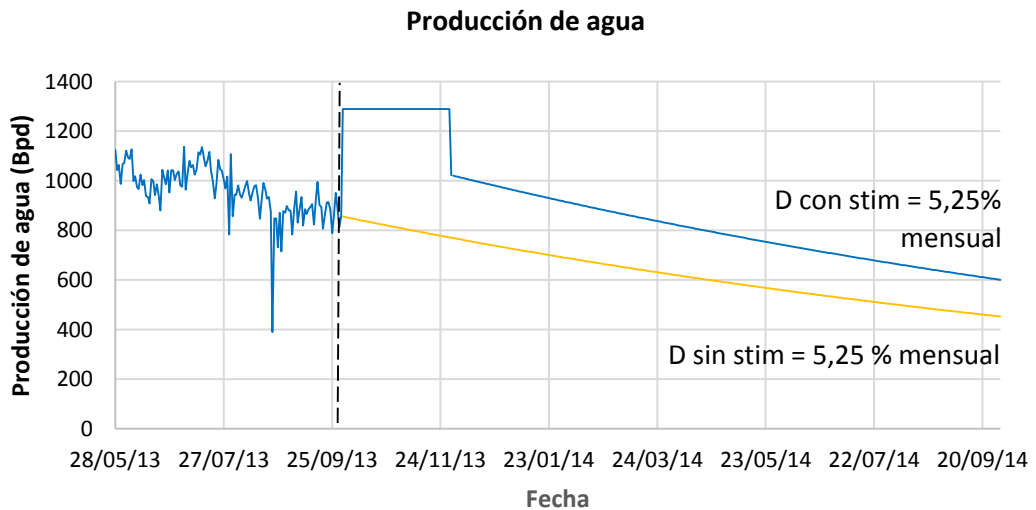
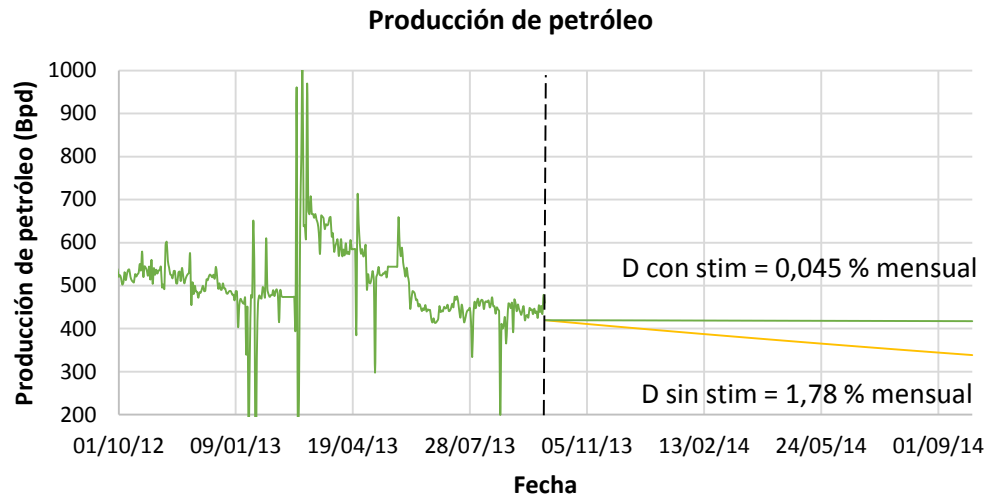
Para facilitar la comprensión de la información presente en este anexo se presentan las siguientes dos tablas con descripción de las abreviaturas usadas y con la leyenda de colores para las gráficas de producción y VLP

<i>Abreviatura</i>	<i>Descripción</i>
<i>Qg</i>	Caudal de gas
<i>Qo</i>	Caudal de petróleo
<i>Qincr</i>	Caudal incremental de petróleo
<i>Pwh</i>	Presión en cabeza de pozo
<i>BSW</i>	<i>Basic Sediment & Water</i>
<i>OGR</i>	Razón petróleo-gas
<i>C</i>	Constante del modelo <i>Back Pressure</i>
<i>Pyac</i>	Presión de yacimiento
<i>Pwf</i>	Presión de fondo de Pozo
<i>J</i>	Productividad
<i>Jd/Ja</i>	Razón de productividad después y antes de la estimulación

Curvas de producción	Curvas VLP	Curvas de declinación
— Petróleo	A - Antes de la estimulación	D sin stim – tasa de declinación mensual si no se aplica la estimulación
— Agua	D - Después de la estimulación	D con stim – tasa de declinación mensual al aplicar la estimulación
— Gas		
— Producción de los fluidos de no aplicarse la estimulación		

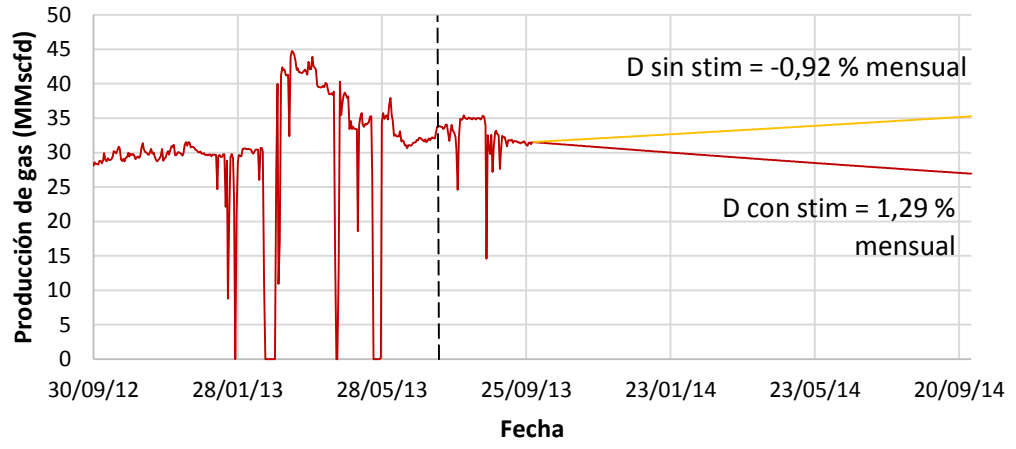
POZO PD-13

Propuesta de estimulación con gas inhibido. En este caso debido a que el gas inhibido no actúa sobre la productividad de los pozos a corto plazo, sino que es notorio su efecto sobre su tasa de declinación, no se muestra estudio de productividad. Se presentan por lo tanto, las gráficas de producción junto con las tasas de declinación antes y después de la intervención.



En el caso del agua se presentaría un pico de 1289 Bpd durante los dos primeros meses posteriores a la estimulación. Luego de este pico la producción disminuiría a 1022 Bpd para después retomar su declinación.

Producción de gas



POZO PD-28

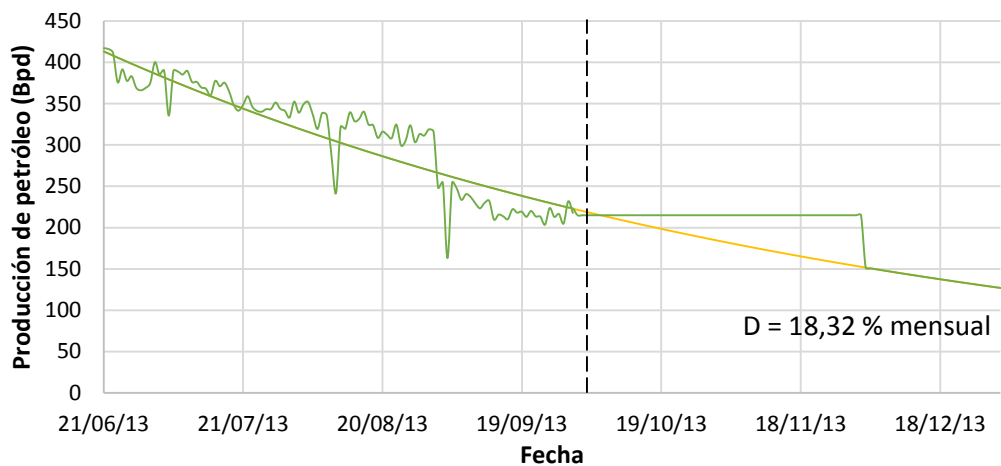
Propuesta de estimulación con diesel inhibido.

INTERVALOS CANDIDATOS A ESTIMULACIÓN			
Intervalo (ft)	Extensión (ft)	Intervalo (ft)	Extensión (ft)
15770 - 15788	18	16712 - 16720	8
15920 - 15960	40	16810 - 16826	16
16000 - 16010	10	16889 - 16904	15
16094 - 16106	12	16931 - 16950	19
16672 - 16700	28	16960 - 16988	28
TOTAL DE PIES A ESTIMULAR:			194

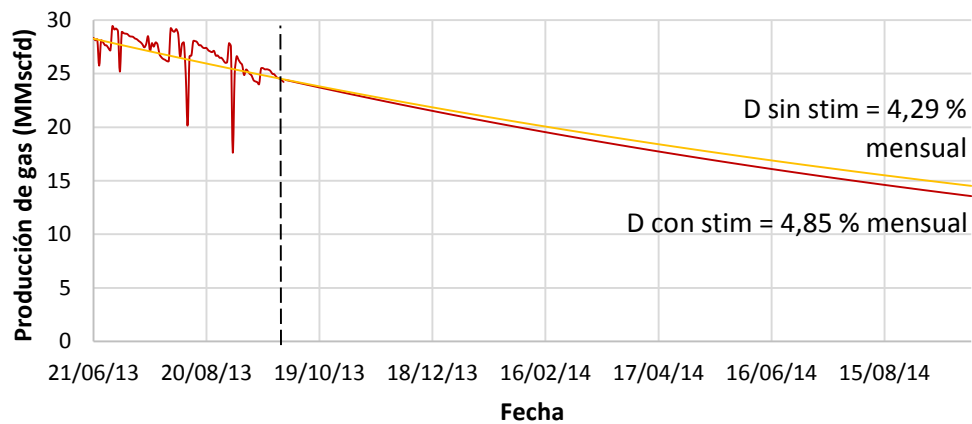
Estimular este pozo supondrá, según la analogía, que tendrá como resultado un incremento en J de 0,58 % durante dos meses, lo que se verá reflejado en un aumento de 0,7 % en la tasa de petróleo.

<i>Antes de la propuesta</i>			<i>Después de la propuesta</i>		
<i>Propiedad</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidad</i>	<i>Propiedad</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidad</i>
Qg	25,35	MMscfd	Qg	25,06	MMscfd
Qo	213,58	Bpd	Qo	215,08	Bpd
Qw	101,83	Bpd	Qw	101,42	Bpd
Qincr	-	-	Qincr	1,50	Bpd
Pwh	678	psi	Pwh	678	psi
BSW	32,28	%	BSW	32,06	%
OGR	8,42	Bbl/MMscf	OGR	8,58	Bbl/MMscf
C	2,549E-06	MMscfd/psi ²	C	2,52E-06	MMscfd/psi ²
Pyac	3375,65	psi	Pyac	3375,65	psi
Pwf	1205,29	psi	Pwf	1202,64	psi
J	0,098	Bpd/psi	J	0,099	Bpd/psi

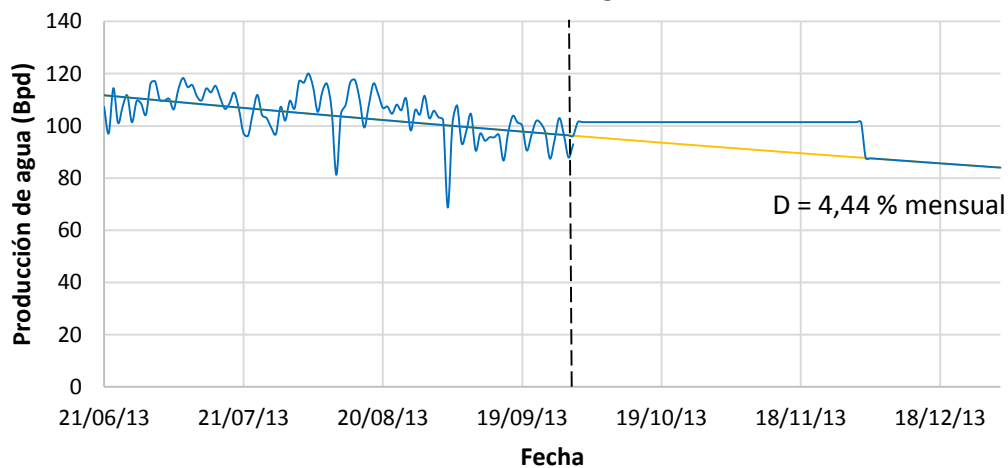
Producción de petróleo



Producción de gas

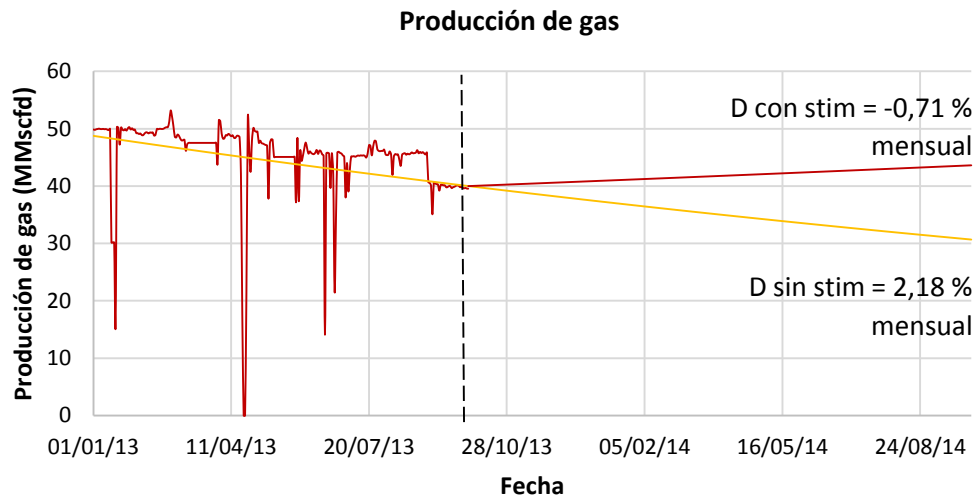
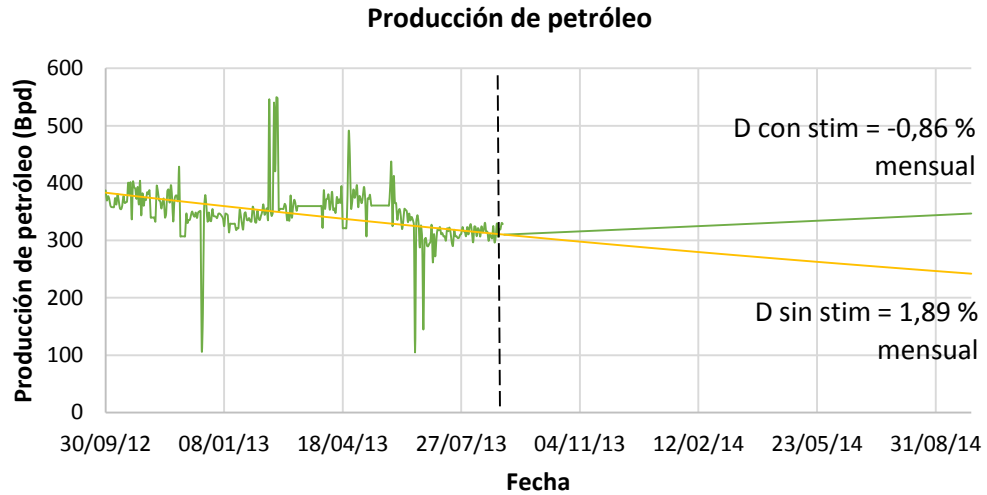


Producción de agua



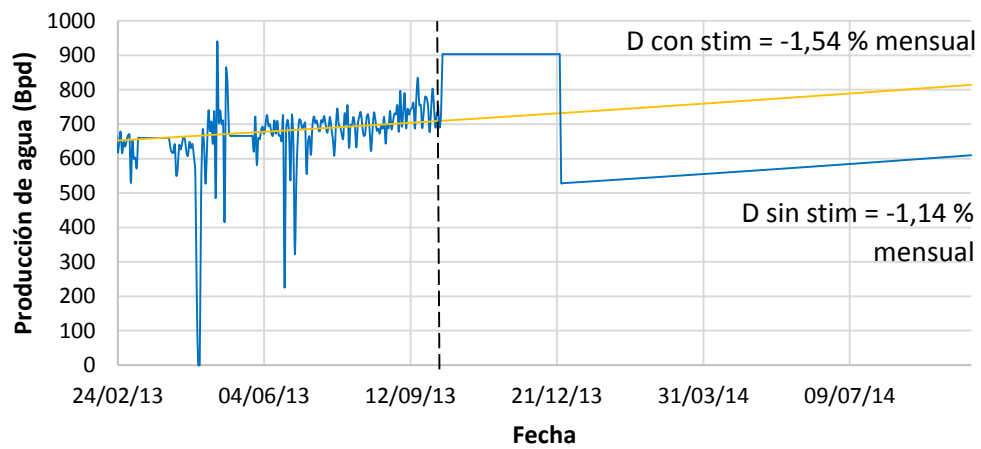
POZO PD-30

Propuesta de estimulación con gas inhibido. En este caso debido a que el gas inhibido no actúa sobre la productividad de los pozos sino sobre su tasa de declinación no se muestra estudio de productividad. Se presentan las gráficas junto con las tasas de declinación antes y después de la intervención.



En el caso de la producción de agua se presenta un pico en la producción de un mes y 20 días con una tasa de 910 Bpd para luego caer a valores cercanos a 500 Bpd.

Producción de agua



POZO PD-33

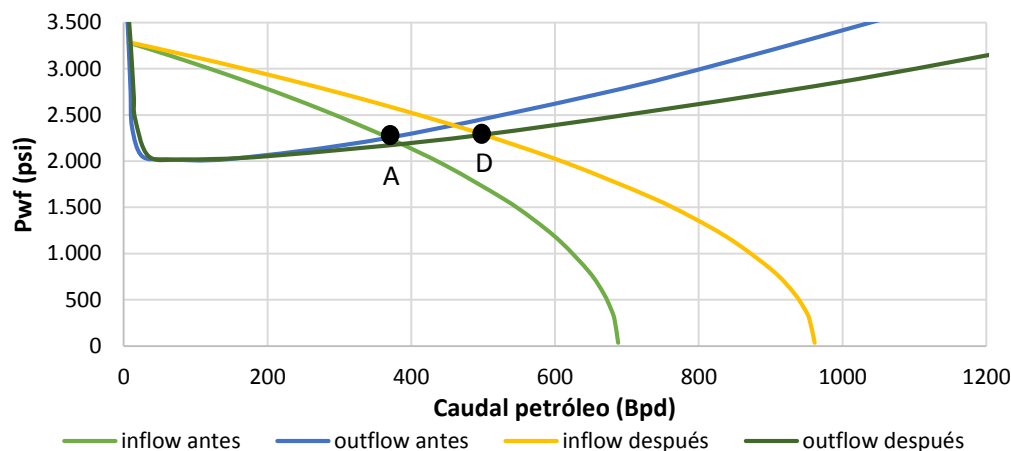
Pozo al que se le propone una estimulación con diesel inhibido

INTERVALOS CANDIDATOS A ESTIMULACIÓN			
Intervalo (ft)	Extensión (ft)	Intervalo (ft)	Extensión (ft)
14064 - 14097	33	15952 - 15992	40
14108 - 14123	15	16100 - 16121	21
14130 - 14153	23	16186 - 16210	24
14219 - 14302	83	16222 - 16292	70
14377 - 14422	45	16310 - 16380	70
14456 - 14485	29	16398 - 16418	20
14561 - 14611	50	16487 - 16546	59
15150 - 15180	30	16569 - 16732	163
15391 - 15430	39	16756 - 16876	120
15749 - 15810	61	16807 - 16916	109
15865 - 15900	35		
TOTAL DE PIES A ESTIMULAR:			1139

De acuerdo con la analogía propuesta para este pozo (PD-34) esta estimulación tendrá como resultado un incremento del 40,89 % en el índice de productividad, al ajustar el modelo hasta obtener este cambio en la productividad deseado se obtienen los siguientes valores.

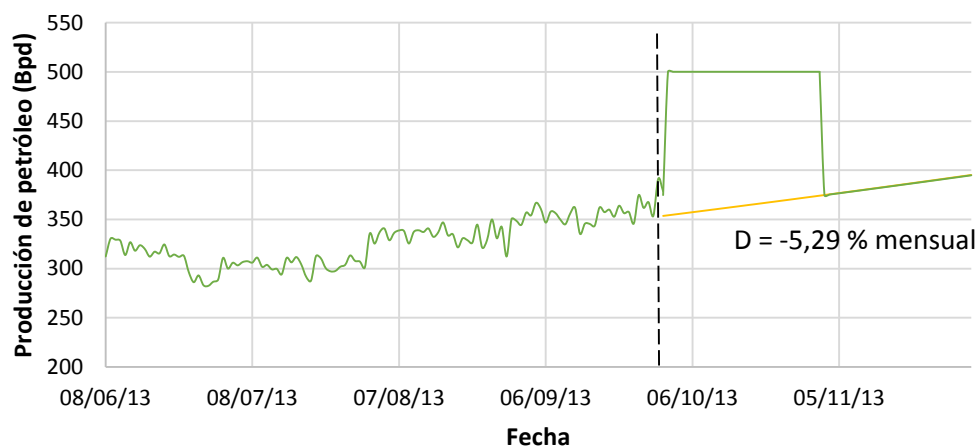
Antes de la propuesta			Después de la propuesta		
<i>Propiedad</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidad</i>	<i>Propiedad</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidad</i>
<i>Qg</i>	26,26	MMscfd	<i>Qg</i>	25,08	MMscfd
<i>Qo</i>	367,74	Bpd	<i>Qo</i>	500,13	Bpd
<i>Qw</i>	98,42	Bpd	<i>Qw</i>	112,95	Bpd
<i>Qincr</i>	-	-	<i>Qincr</i>	132,39	
<i>Pwh</i>	1275	psi	<i>Pwh</i>	1275	psi
<i>BSW</i>	21,11	%	<i>BSW</i>	18,42	%
<i>OGR</i>	14,01	Bbl/MMscf	<i>OGR</i>	19,94	Bbl/MMscf
<i>C</i>	4,807E-06	MMscfd/psi ²	<i>C</i>	4,720E-06	MMscfd/psi ²
<i>Pyac</i>	3298	psi	<i>Pyac</i>	3298	psi
<i>Pwf</i>	2253,20	psi	<i>Pwf</i>	2287,76	psi
<i>J</i>	0,35	Bpd/psi	<i>J</i>	0,49	Bpd/psi

Vertical Lift Performance Antes y Después de la Operación

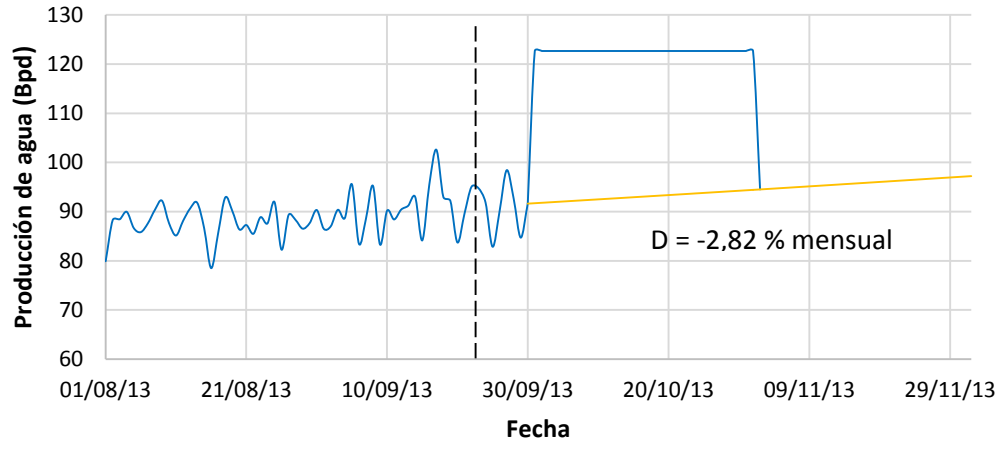


Se aclara que este incremento en la productividad corresponde a un pico en la producción que durará un mes en el caso del petróleo y dos meses en el caso del agua. La producción de gas de este pozo no se verá afectada por la estimulación.

Producción de petróleo



Producción de agua

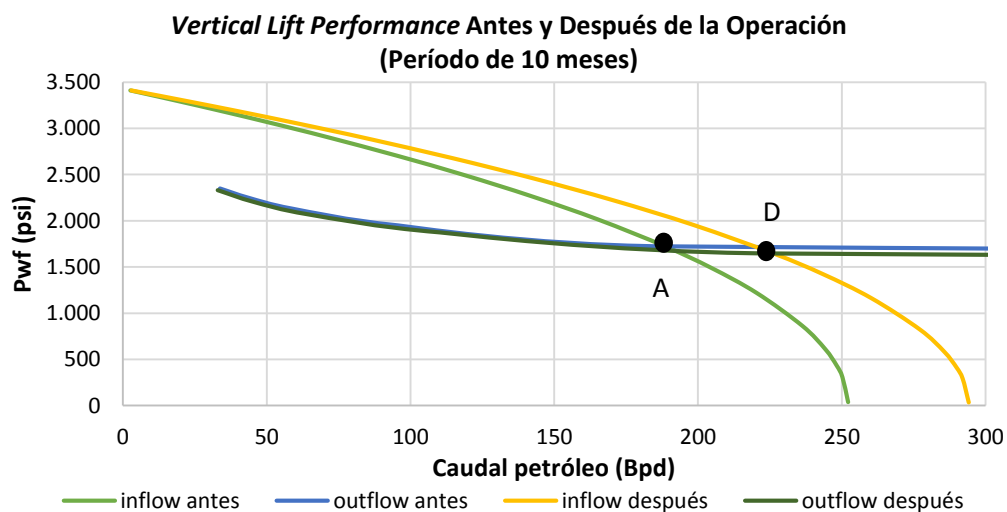


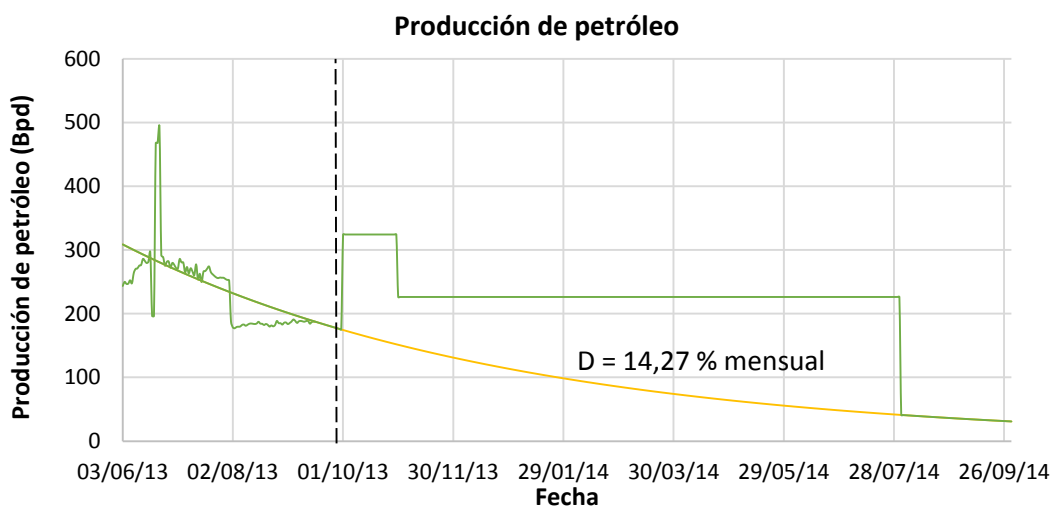
POZO PD-34

- Estimulación con diesel inhibido, mejor escenario.

De acuerdo con la analogía del 2 de abril de 2004 se plantea que una nueva estimulación provocará no solo un incremento en la productividad del 69,96 % en el primer mes sino un incremento sostenido posterior del 14,89 % (con respecto a los valores previos a la estimulación) que se mantendrá durante 10 meses.

	<i>Antes de la propuesta</i>		<i>1 mes después de la propuesta</i>		<i>10 meses después de la propuesta</i>	
	<i>Valor</i>	<i>Unidad</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidad</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidad</i>
Prop.						
Qgas	1,34	MMscfd	1,80	MMscfd	1,67	MMscfd
Qoil	188,55	Bpd	324,31	Bpd	226,26	Bpd
Qw	2,40	Bpd	2,30	Bpd	1,93	Bpd
Qincr	-	-	135,76	Bpd	37,71	Bpd
Pwh	710	psi	710	psi	710	psi
BSW	1,26	%	0,70	%	0,85	%
OGR	140,49	Bbl/MMscf	180,13	Bbl/MMscf	135,41	Bbl/MMscf
C	1,528E-07	MMscfd/psi2	2,034E-07	MMscfd/psi2	1,849E-07	MMscfd/psi2
Pyac	3426,91	psi	3426,91	psi	3427	psi
Pwf	1722,02	psi	1701,51	psi	1646,35	psi
J	0,11	Bpd/psi	0,19	Bpd/psi	0,13	Bpd/psi



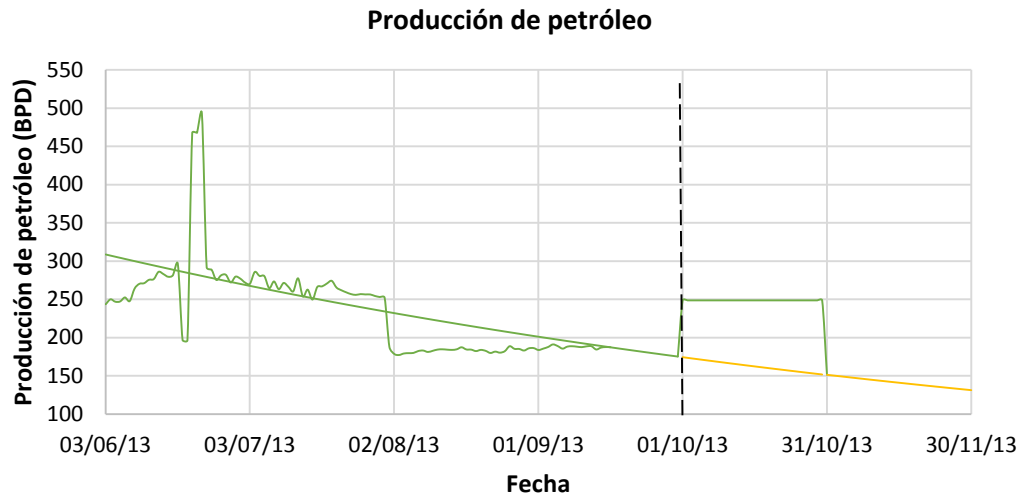


A pesar de que este pozo refleja resultados aparentemente buenos, no es técnicamente viable implementar esta estimulación debido a que el pozo tiene problemas para levantar la columna de condensado que se acumula en la tubería. Se buscó solucionar este problema mediante análisis nodal pero no fue posible. Se recomienda implementar un sistema de levantamiento artificial.

- Estimulación con diesel inhibido, peor escenario.

La analogía con una estimulación implementada en este mismo pozo plantea como resultado un incremento en la productividad del 40,02 % durante un mes.

<i>Antes de la propuesta</i>			<i>Después de la propuesta</i>		
<i>Propiedad</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidad</i>	<i>Propiedad</i>	<i>Valor</i>	<i>Unidad</i>
Qgas	1,34	MMscfd	Qgas	1,29	MMscfd
Qoil	188,55	Bpd	Qoil	248,89	Bpd
Qw	2,4	Bpd	Qw	2,7	Bpd
Qincr	-	-	Qincr	60,34	Bpd
Pwh	710	psi	Pwh	710	psi
BSW	1,26	%	BSW	1,08	%
OGR	140,49	Bbl/MMscf	OGR	193,12	Bbl/MMscf
C	1,53E-07	MMscfd/psi ²	C	1,528E-07	MMscfd/psi ²
Pyac	3427	psi	Pyac	3427	psi
Pwf	1722,02	psi	Pwf	1819,64	psi
J	0,11	Bpd/psi	J	0,15	Bpd/psi



De la misma manera, a pesar de que son buenos los buenos resultados que arroja el ajuste del modelo, es el mismo pozo del caso anterior, por lo que la acumulación de los condensados en la tubería le impedirá producir fluidos normalmente.

E

Anexo E. Análisis Financiero de las Propuestas

El presente anexo contiene la evaluación financiera para todas aquellas propuestas que técnicamente resultaron viables. El anexo se divide en dos partes; la primera presenta las propuestas que financieramente fueron viables y la segunda aquellas propuestas que no lo fueron.

Se presenta para cada pozo el CAPEX detallado, el flujo de caja a un año, los diversos indicadores financieros y un breve comentario para cada una de sus propuestas.

Los siguientes parámetros fueron utilizados para la realización del análisis financiero:

Parámetro	Valor
Precio de venta del petróleo en el Piedemonte [USD/STB]	50
<i>Lifting cost</i> de la producción de petróleo [USD/STB]	10
Precio de venta del gas en el Piedemonte [USD/MMBtu]	3,52
Precio de venta del gas en el Piedemonte [USD/MMScf]	4023,36
Porcentaje de la producción de gas que es vendida [%]	35
<i>Lifting cost</i> de la producción de gas [USD/MMBtu]	1
<i>Lifting cost</i> de la producción de gas [USD/MMScf]	1143
Porcentaje de regalías pagadas sobre el ingreso del campo [%]	8
Precio del tratamiento del agua [USD/Bbl]	0,575
Tasa de descuento mensual [%]	1



PROPUESTAS FINANCIERAMENTE VIABLES

POZO PD-7

- APERTURA DE 40 PIES

CAPEX

Costos del cañoneo

Descripción	Cantidad	Unidad	Costo por ítem (USD)	Subtotal (USD)
Costo de las cargas por profundidad	14983	ft	0,9	13484,7
Costo base de la operación de cañoneo	1		5150	5150
Equipo de Presión 10K (BOP/Lubricador)	1		5745	5745
Equipo de Presión 10K (BOP/Lubricador)	1	Corrida	1071	1071
Liberador Electrónico - Punto Débil	1	Corrida	2810	2810
Detonador Seguro de Disparos	1	Corrida	832	832
Camión - Unidad de Mástil	1	Día	3925	3925
Costo base por movilización de explosivos	1		5000	5000
Costo base por personal de operación adicional	8		1992	15936
Costo base por personal de operación	8		1992	15936
2 7/8 Power Jet Omega - 6 tpp	40	ft	533	21320
Grúa de 15 toneladas	1	Día	3925	3925
			TOTAL	95134,7
			TOTAL + IVA	110.356,252

Flujo de caja

	MESES						
	0	1	2	3	4	5	6
Ingresos							
Venta petróleo incremental (USD)	0,0	176812	176812	176812	176812	176812	176812
Egresos							
Lifting cost petróleo (USD)	0,0	35362,3	35362,3	35362,3	35362,3	35362,3	35362,3
Regalías (USD)	0,0	14144,9	14144,9	14144,9	14144,9	14144,9	14144,9
Costo de la operación (USD)	110356	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total (USD)	110356	49507,3	49507,3	49507,3	49507,3	49507,3	49507,3
Flujo de caja (USD)	-110356	127304	127304	127304	127304	127304	127304

	MESES					
	7	8	9	10	11	12
Ingresos						
Venta petróleo incremental (USD)	176812	176812	176812	176812	176812	176812
Egresos						
<i>Lifting cost</i> petróleo (USD)	35362,3	35362,3	35362,3	35362,3	35362,3	35362,3
Regalías (USD)	14144,9	14144,9	14144,9	14144,9	14144,9	14144,9
Costo de la operación (USD)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total (USD)	49507,3	49507,3	49507,3	49507,3	49507,3	49507,3
Flujo de caja (USD)	127304	127304	127304	127304	127304	127304

Indicadores financieros

FCN	\$1.527.653,46	USD
VPN	1.322.465,25	USD
TIR	1284,29	%
<i>Payback time</i>	0,07	Años
<i>Payback time</i>	0,87	Meses
RCB	13,84	

De acuerdo con los indicadores de análisis financiero llevar a cabo esta operación será sumamente rentable, ya que en menos de un mes se recuperará el valor de la inversión.

POZO PD-12

- APERTURA DE 65 PIES

CAPEX

Costos del cañoneo

Descripción	Cantidad	Unidad	Costo por ítem (USD)	Subtotal (USD)
Costo de las cargas por profundidad	16738	ft	0,9	15064,2
Costo base de la operación de cañoneo	1		5150	5150
Equipo de Presión 10K (BOP/Lubricador)	1		5745	5745
Equipo de Presión 10K (BOP/Lubricador)	2	Corrida	1071	2142
Liberador Electrónico - Punto Débil	2	Corrida	2810	5620
Detonador Seguro de Disparos	2	Corrida	832	1664
Camión - Unidad de Mástil	1	Día	3925	3925
Costo base por movilización de explosivos	1		5000	5000
Costo base por personal de operación adicional	8		1992	15936
Costo base por personal de operación	8		1992	15936
3 1/2 43 JL UJ - 6 tpp	65	ft	574	37310
Grúa de 15 toneladas	2	Día	3925	7850
			TOTAL	121342,2
			TOTAL + IVA	140.757

Flujo de caja

	MESES						
	0	1	2	3	4	5	6
Ingresos							
Venta petróleo incremental (USD)		21730,2	21730,2	21730,2	21730,2	21730,2	21730,2
Egresos							
Lifting cost petróleo (USD)		4346,0	4346,0	4346,0	4346,0	4346,0	4346,0
Regalías (USD)		1738,4	1738,4	1738,4	1738,4	1738,4	1738,4
Costo de la operación (USD)	140757,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total (USD)	140757,0	6084,4	6084,4	6084,4	6084,4	6084,4	6084,4
Flujo de caja (USD)	-140757,0	15645,7	15645,7	15645,7	15645,7	15645,7	15645,7

	MESES					
	7	8	9	10	11	12
Ingresos						
Venta petróleo incremental (USD)	21730,2	21730,2	21730,2	21730,2	21730,2	21730,2
Egresos						
Lifting cost petróleo (USD)	4346,0	4346,0	4346,0	4346,0	4346,0	4346,0
Regalías (USD)	1738,4	1738,4	1738,4	1738,4	1738,4	1738,4
Costo de la operación (USD)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total (USD)	6084,4	6084,4	6084,4	6084,4	6084,4	6084,4
Flujo de caja (USD)	15645,7	15645,7	15645,7	15645,7	15645,7	15645,7

Indicadores financieros

FCN	\$ 187.748,6	USD
VPN	\$ 35.336,8	USD
TIR	33,38	%
Payback time	0,75	Años
Payback time	9	Meses
RCB	1,33	

La propuesta de apertura es rentable. A los 9 meses ya se habrá recuperado la inversión y a partir de allí el caudal incremental de petróleo dará ganancias.

- **CIERRE DE 290 PIES**

CAPEX

Costos Squeeze

Descripción	Unidad	Costo (USD)	Cantidad	Subtotal (USD)
Cargo base de unidad de cementación	-	12500	1	12500
Movilización de equipo base a campo	-	40000	1	40000
Movilización de la unidad dentro del campo	-	3000	1	3000
Personal de campo	-	4000	1	4000
Lechada de cemento (rendimiento 30 ft/bbl)	Bbl	845	9,7	8168,3
TOTAL				67668,3
TOTAL + IVA				78.495,3

Flujo de caja

	MESES						
	0	1	2	3	4	5	6
Ahorro tratamiento agua	0,0	4726,0	4726,0	4726,0	4726,0	4726,0	4726,0
Costo de la operación	78495,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Flujo de caja (USD)	-78495,3	4726,0	4726,0	4726,0	4726,0	4726,0	4726,0

	MESES					
	7	8	9	10	11	12
Ahorro tratamiento agua	4726,0	4726,0	4726,0	4726,0	4726,0	4726,0
Costo de la operación	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Flujo de caja (USD)	4726,0	4726,0	4726,0	4726,0	4726,0	4726,0

Indicadores financieros

FCN	\$ 56.712,3	USD
VPN	-\$ 25.303,5	USD
TIR	-27,75	%
Payback time	1,38	Años
Payback time	16,61	Meses
RCB	0,72	

A pesar de que a un año la propuesta de cierre no es financieramente viable, si lo es cerca de seis meses después, y dado que el efecto en la reducción de agua es permanente debería efectuarse la operación.

POZO PD-13

- APERTURA DE 194 PIES

CAPEX

Costos del cañoneo

Descripción	Cantidad	Unidad	Costo por ítem (USD)	Subtotal (USD)
Costo de las cargas por profundidad	15902	ft	0,9	14311,8
Costo base de la operación de cañoneo	1		5150	5150
Equipo de Presión 10K (BOP/Lubricador)	1		5745	5745
Equipo de Presión 10K (BOP/Lubricador)	4	Corrida	1071	4284
Liberador Electrónico - Punto Débil	4	Corrida	2810	11240
Detonador Seguro de Disparos	4	Corrida	832	3328
Camión - Unidad de Mástil	3	Día	3925	11775
Costo base por movilización de explosivos	1		5000	5000
Costo base por personal de operación adicional	8		1992	15936
Costo base por personal de operación	8		1992	15936
3 1/2 43 JL UJ - 6 tpp	194	ft	574	111356
Grúa de 15 toneladas	4	Día	3925	15700
			TOTAL	219761,8
			TOTAL + IVA	254.923,7

Flujo de caja

	MESES						
	0	1	2	3	4	5	6
Ingresos							
Venta petróleo incremental (USD)		361741,2	361741,2	361741,2	361741,2	361741,2	361741,2
Egresos							
Lifting cost petróleo (USD)		72348,2	72348,2	72348,2	72348,2	72348,2	72348,2
Regalías (USD)		28939,3	28939,3	28939,3	28939,3	28939,3	28939,3
Costo de la operación (USD)	254923,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total (USD)	254923,7	101287,5	101287,5	101287,5	101287,5	101287,5	101287,5
Flujo de caja (USD)	-254923,7	260453,7	260453,7	260453,7	260453,7	260453,7	260453,7

	MESES					
	7	8	9	10	11	12
Ingresos						
Venta petróleo incremental (USD)	361741,2	361741,2	361741,2	361741,2	361741,2	361741,2
Egresos						
<i>Lifting cost</i> petróleo (USD)	72348,2	72348,2	72348,2	72348,2	72348,2	72348,2
Regalías (USD)	28939,3	28939,3	28939,3	28939,3	28939,3	28939,3
Costo de la operación (USD)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total (USD)	101287,5	101287,5	101287,5	101287,5	101287,5	101287,5
Flujo de caja (USD)	260453,7	260453,7	260453,7	260453,7	260453,7	260453,7

Indicadores financieros

FCN	\$ 3.125.444,1	USD
VPN	\$ 2.676.502,6	USD
TIR	1126,03	%
<i>Payback time</i>	0,08	Años
<i>Payback time</i>	0,98	Meses
RCB	12,26	

Esta propuesta de apertura es sumamente rentable, el TIR indica que traerá abundantes beneficios para la producción. En un mes ya se tendrán ganancias.

POZO PD-16

- APERTURA DE 89 PIES

CAPEX

Costos del cañoneo

Descripción	Cantidad	Unidad	Costo por ítem (USD)	Subtotal (USD)
Costo de las cargas por profundidad	16702	ft	0,9	15031,8
Costo base de la operación de cañoneo	1		5150	5150
Equipo de Presión 10K (BOP/Lubricador)	1		5745	5745
Equipo de Presión 10K (BOP/Lubricador)	2	Corrida	1071	2142
Liberador Electrónico - Punto Débil	2	Corrida	2810	5620
Detonador Seguro de Disparos	2	Corrida	832	1664
Camión - Unidad de Mástil	2	Día	3925	7850
Costo base por movilización de explosivos	1		5000	5000
Costo base por personal de operación adicional	8		1992	15936
Costo base por personal de operación	8		1992	15936
Cañón 2 7/8 PJ 2906 - 6 tpp	89	ft	533	47437
Grúa de 15 toneladas	2	Día	3925	7850
			TOTAL	135361,8
			TOTAL + IVA	157.019,7

Flujo de caja

	MESES						
	0	1	2	3	4	5	6
Ingresos							
Venta petróleo incremental (USD)		68357,6	68357,6	68357,6	68357,6	68357,6	68357,6
Egresos							
Lifting cost petróleo (USD)		13671,5	13671,5	13671,5	13671,5	13671,5	13671,5
Regalías (USD)		5468,6	5468,6	5468,6	5468,6	5468,6	5468,6
Costo de la operación (USD)	157019,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total (USD)	157019,7	19140,1	19140,1	19140,1	19140,1	19140,1	19140,1
Flujo de caja (USD)	-157019,7	49217,5	49217,5	49217,5	49217,5	49217,5	49217,5

	MESES					
	7	8	9	10	11	12
Ingresos						
Venta petróleo incremental (USD)	68357,6	68357,6	68357,6	68357,6	68357,6	68357,6
Egresos						
<i>Lifting cost</i> petróleo (USD)	13671,5	13671,5	13671,5	13671,5	13671,5	13671,5
Regalías (USD)	5468,6	5468,6	5468,6	5468,6	5468,6	5468,6
Costo de la operación (USD)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total (USD)	19140,1	19140,1	19140,1	19140,1	19140,1	19140,1
Flujo de caja (USD)	49217,5	49217,5	49217,5	49217,5	49217,5	49217,5

Indicadores financieros

FCN	\$ 590.610,0	USD
VPN	\$ 396.927,1	USD
TIR	276,14	%
Payback time	0,27	Años
Payback time	3,19	Meses
RCB	3,76	

La propuesta de apertura es rentable. En un trimestre pagará la inversión y dará ganancias.

- **CIERRE DE 323 PIES**

CAPEX

Costos Squeeze

Descripción	Unidad	Costo (USD)	Cantidad (USD)	Subtotal (USD)
Cargo base de unidad de cementación	-	12500	1	12500
Movilización de equipo base a campo	-	40000	1	40000
Movilización de la unidad dentro del campo	-	3000	1	3000
Personal de campo	-	4000	1	4000
Lechada de cemento (rendimiento 30 ft/bbl)	Bbl	845	5,7	4788,33
			TOTAL	64288,33
			TOTAL + IVA	74.574,47

Flujo de caja

	MESES						
	0	1	2	3	4	5	6
Ahorro tratamiento agua	0,0	4016,7	4016,7	4016,7	4016,7	4016,7	4016,7
Costo de la operación	74574,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Flujo de caja (USD)	-74574,5	4016,7	4016,7	4016,7	4016,7	4016,7	4016,7

	MESES					
	7	8	9	10	11	12
Ahorro tratamiento agua	4016,7	4016,7	4016,7	4016,7	4016,7	4016,7
Costo de la operación	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Flujo de caja (USD)	4016,7	4016,7	4016,7	4016,7	4016,7	4016,7

Indicadores financieros

FCN	\$48.200,31	USD
VPN	-\$29.366,28	USD
TIR	-35,37	%
Payback time	1,55	Años
Payback time	18,57	Meses
RCB	0,65	

De acuerdo con el análisis financiero esta operación de *squeeze*, aunque a un año no se pague, será rentable debido a que este es el pozo con mayor producción de agua de todo el campo y sus volúmenes de agua serán reducidos significativamente, lo que causará que se recupere la inversión en un periodo de 19 meses.

POZO PD-19

- APERTURA DE 110 PIES

CAPEX

Costos del cañoneo

Descripción	Cantidad	Unidad	Costo por ítem (USD)	Subtotal (USD)
Costo de las cargas por profundidad	15444	ft	0,9	13899,6
Costo base de la operación de cañoneo	1		5150	5150
Equipo de Presión 10K (BOP/Lubricador)	1		5745	5745
Equipo de Presión 10K (BOP/Lubricador)	3	Corrida	1071	3213
Liberador Electrónico - Punto Débil	3	Corrida	2810	8430
Detonador Seguro de Disparos	3	Corrida	832	2496
Camión - Unidad de Mástil	3	Día	3925	11775
Costo base por movilización de explosivos	1		5000	5000
Costo base por personal de operación adicional	8		1992	15936
Costo base por personal de operación	8		1992	15936
Cañón 3 ½ 37 JH UJ - 4 tpp	110	ft	533	58630
Grúa de 15 toneladas	3	Día	3925	11775
			TOTAL	157985,6
			TOTAL + IVA	183.263,3

Flujo de caja

	MESES						
	0	1	2	3	4	5	6
Ingresos							
Venta petróleo incremental (USD)	0,0	508554	508554	508554	508554	508554	508554
Egresos							
Lifting cost petróleo (USD)	0,0	101711	101711	101711	101711	101711	101711
Regalías (USD)	0,0	40684,3	40684,3	40684,3	40684,3	40684,3	40684,3
Costo de la operación (USD)	183263,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total (USD)	183263,3	142395	142395	142395	142395	142395	142395
Flujo de caja (USD)	-183263,3	366159	366159	366159	366159	366159	366159

	MESES					
	7	8	9	10	11	12
Ingresos						
Venta petróleo incremental (USD)	508554	508554	508554	508554	508554	508554
Egresos						
<i>Lifting cost</i> petróleo (USD)	101710,9	101710,9	101710,9	101710,9	101710,9	101710,9
Regalías (USD)	40684,3	40684,3	40684,3	40684,3	40684,3	40684,3
Costo de la operación (USD)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total (USD)	142395	142395	142395	142395	142395	142395
Flujo de caja (USD)	366159	366159	366159	366159	366159	366159

Indicadores financieros

FCN	\$4.393.909,30	USD
VPN	\$3.937.885,84	USD
TIR	2297,59	%
<i>Payback time</i>	0,04	Años
<i>Payback time</i>	0,50	Meses
RCB	23,98	

De acuerdo con el análisis financiero esta propuesta es sumamente viable debido a los altos ingresos que generará la venta de petróleo adicional, los cuales permitirán recuperar la inversión realizada en la operación al cabo de medio mes.

POZO PD-20

- **APERTURA DE 15 PIES**

CAPEX

Costos del cañoneo

Descripción	Cantidad	Unidad	Costo por ítem (USD)	Subtotal (USD)
Costo de las cargas por profundidad	15155	ft	0,9	13639,5
Costo base de la operación de cañoneo	1		5150	5150
Equipo de Presión 10K (BOP/Lubricador)	1		5745	5745
Equipo de Presión 10K (BOP/Lubricador)	1	Corrida	1071	1071
Liberador Electrónico - Punto Débil	1	Corrida	2810	2810
Detonador Seguro de Disparos	1	Corrida	832	832
Camión - Unidad de Mástil	1	Día	3925	3925
Costo base por movilización de explosivos	1		5000	5000
Costo base por personal de operación adicional	8		1992	15936
Costo base por personal de operación	8		1992	15936
Cañón 2 7/8 PJ 2906 - 6 tpp	15	ft	533	7995
Grúa de 15 toneladas	1	Día	3925	3925
			TOTAL	81964,5
			TOTAL + IVA	95.078,8

Flujo de caja

	MESES						
	0	1	2	3	4	5	6
Ingresos							
Venta petróleo incremental (USD)	0,0	88905,9	88905,9	88905,9	88905,9	88905,9	88905,9
Egresos							
Lifting cost petróleo (USD)	0,0	17781,2	17781,2	17781,2	17781,2	17781,2	17781,2
Regalías (USD)	0,0	7112,5	7112,5	7112,5	7112,5	7112,5	7112,5
Costo de la operación (USD)	95078,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total (USD)	95078,8	24893,6	24893,6	24893,6	24893,6	24893,6	24893,6
Flujo de caja (USD)	-95078,8	64012,2	64012,2	64012,2	64012,2	64012,2	64012,2

	MESES					
	7	8	9	10	11	12
Ingresos						
Venta petróleo incremental (USD)	88905,9	88905,9	88905,9	88905,9	88905,9	88905,9
Egresos						
<i>Lifting cost</i> petróleo (USD)	17781,2	17781,2	17781,2	17781,2	17781,2	17781,2
Regalías (USD)	7112,5	7112,5	7112,5	7112,5	7112,5	7112,5
Costo de la operación (USD)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total (USD)	24893,6	24893,6	24893,6	24893,6	24893,6	24893,6
Flujo de caja (USD)	64012,2	64012,2	64012,2	64012,2	64012,2	64012,2

Indicadores financieros

FCN	\$768.146,77	USD
VPN	\$625.383,80	USD
TIR	707,91	%
<i>Payback time</i>	0,12	Años
<i>Payback time</i>	1,49	Meses
RCB	8,08	

De acuerdo con el análisis financiero esta propuesta es sumamente viable debido a los altos ingresos que generará la venta de petróleo adicional, los cuales permitirán recuperar la inversión realizada en la operación al cabo de un mes y medio.

POZO PD-28

- APERTURA DE 129 PIES

CAPEX

Costos del cañoneo

Descripción	Cantidad	Unidad	Costo por ítem (USD)	Subtotal (USD)
Costo de las cargas por profundidad	16776	ft	0,9	15098,4
Costo base de la operación de cañoneo	1		5150	5150
Equipo de Presión 10K (BOP/Lubricador)	1		5745	5745
Equipo de Presión 10K (BOP/Lubricador)	1	Corrida	1071	1071
Liberador Electrónico - Punto Débil	1	Corrida	2810	2810
Detonador Seguro de Disparos	1	Corrida	832	832
Camión - Unidad de Mástil	1	Día	3925	3925
Costo base por movilización de explosivos	1		5000	5000
Costo base por personal de operación adicional	8		1992	15936
Costo base por personal de operación	8		1992	15936
2 7/8 Power Jet Omega - 6 tpp	28	ft	533	14924
3 1/2 37 JH UJ - 4 tpp	101		574	57974
Grúa de 15 toneladas	1	Día	3925	3925
			TOTAL	148326,4
			TOTAL + IVA	172.058,6

Flujo de caja

	MESES						
	0	1	2	3	4	5	6
Ingresos							
Venta petróleo incremental (USD)		291492,6	291492,6	291492,6	291492,6	291492,6	291492,6
Egresos							
Lifting cost petróleo (USD)		58298,5	58298,5	58298,5	58298,5	58298,5	58298,5
Regalías (USD)		23319,4	23319,4	23319,4	23319,4	23319,4	23319,4
Costo de la operación (USD)	172058,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total (USD)	172058,6	81617,9	81617,9	81617,9	81617,9	81617,9	81617,9
Flujo de caja (USD)	-172058,6	209874,6	209874,6	209874,6	209874,6	209874,6	209874,6

	MESES					
	7	8	9	10	11	12
Ingresos						
Venta petróleo incremental (USD)	291492,6	291492,6	291492,6	291492,6	291492,6	291492,6
Egresos						
<i>Lifting cost</i> petróleo (USD)	58298,5	58298,5	58298,5	58298,5	58298,5	58298,5
Regalías (USD)	23319,4	23319,4	23319,4	23319,4	23319,4	23319,4
Costo de la operación (USD)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total (USD)	81617,9	81617,9	81617,9	81617,9	81617,9	81617,9
Flujo de caja (USD)	209874,6	209874,6	209874,6	209874,6	209874,6	209874,6

Indicadores financieros

FCN	\$ 2.518.495,7	USD
VPN	\$ 2.190.096,7	USD
TIR	1363,74	%
<i>Payback time</i>	0,07	Años
<i>Payback time</i>	0,82	Meses
RCB	14,64	

La propuesta de apertura es sumamente viable financieramente en este pozo. Debería ser ejecutada y de serlo traerá grandes beneficios a la producción del campo.

POZO PD-30

- ESTIMULACIÓN CON GAS INHIBIDO

CAPEX

Costos del gas inhibido

Descripción	Costo (USD)
Pre-estimulación con diesel	34500
Transporte de fluidos para trabajos de pozo	24000
Estimulación y fracturamiento	501500
<i>Coiled tubing</i>	85000
Química de fondo	19800
<i>Fractanks</i> y filtración	8400
Separadores de prueba	84500
Grúas y camiones	39600
Campamentos móviles y/o fijos	48000
Servicios generales en campo	17000
Personal	22000
TOTAL	884400
TOTAL + IVA	1.025.788

Flujo de caja

	MESES						
	0	1	2	3	4	5	6
Ingresos							
Venta petróleo incremental (USD)	0,0	6368,7	19020,0	31544,6	43945,9	56227,1	68391,5
Venta gas incremental (USD)	0,0	24262,4	72318,1	119683,4	166375,6	212411,8	257808,5
Total (USD)	0,0	30631,1	91338,0	151228,0	210321,5	268638,9	326200,0
Egresos							
Tratamiento agua adicional (USD)	0,0	3262,8	-4077,6	-3129,4	-3127,0	-3124,0	-3120,3
<i>Lifting cost</i> petróleo (USD)	0,0	1273,7	3804,0	6308,9	8789,2	11245,4	13678,3
<i>Lifting cost</i> gas (USD)	0,0	19693,5	58699,7	97145,6	135045,2	172412,2	209260,1
Regalías (USD)	0,0	2450,5	7307,0	12098,2	16825,7	21491,1	26096,0
Costo de la operación (USD)	1025788	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total (USD)	1025788	26680,5	65733,1	112423,4	157533,1	202024,7	245914,1
Flujo de caja (USD)	-1025788	3950,6	25604,9	38804,6	52788,5	66614,2	80285,9

	MESES						
	7	8	9	10	11	12	13
Ingresos							
Venta petróleo incremental (USD)	80442,2	92382,4	104215,1	115943	127570	139098	150530
Venta gas incremental (USD)	302581,9	346748,2	390322,8	433321	475758	517648	559006
Total (USD)	383024,1	439130,5	494537,8	549264	603328	656746	709536
Egresos							
Tratamiento agua adicional (USD)	-3116	-3111	-3105,4	-3099	-3092	-3084,2	-3075,6
<i>Lifting cost</i> petróleo (USD)	16088,4	18476,48	20843,01	23188,6	25514	27819,6	30106,0
<i>Lifting cost</i> gas (USD)	245602,2	281451,4	316820,4	351722	386167	420169	453739
Regalías (USD)	30641,9	35130,4	39563,0	43941,1	48266,2	52539,7	56762,9
Costo de la operación (USD)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total (USD)	289216,6	331947,3	374121,1	415752	456855	497444	537532
Flujo de caja (USD)	93807,6	107183,3	120416,8	133512	146472,4	159302	172004

Indicadores financieros

FCN	\$ 1.200.746,8	USD
VPN	\$ 71.869,2	USD
TIR	17,06	%
<i>Payback time</i>	0,85	Años
<i>Payback time</i>	10,25	Meses
RCB	1,17	

Llevar a cabo la inyección de gas inhibido para aumentar la producción de condensados en este pozo es una buena alternativa de optimización. A los 13 meses el VPN indica la viabilidad de la intervención.

- APERTURA DE 95 PIES

CAPEX

Costos del cañoneo

Descripción	Cantidad	Unidad (USD)	Costo por ítem (USD)	Subtotal (USD)
Costo de las cargas por profundidad	15782	ft	0,9	14203,8
Costo base de la operación de cañoneo	1		5150	5150
Equipo de Presión 10K (BOP/Lubricador)	1		5745	5745
Equipo de Presión 10K (BOP/Lubricador)	2	Corrida	1071	2142
Liberador Electrónico - Punto Débil	2	Corrida	2810	5620
Detonador Seguro de Disparos	2	Corrida	832	1664
Camión - Unidad de Mástil	2	Día	3925	7850
Costo base por movilización de explosivos	1		5000	5000
Costo base por personal de operación adicional	8		1992	15936
Costo base por personal de operación	8		1992	15936
Cañón 4,72 4505 PJ 5 tpp	95	ft	533	50635
Grúa de 15 toneladas	2	Día	3925	7850
			TOTAL	137731,8
			TOTAL + IVA	159.768,8

Flujo de caja

	MESES						
	0	1	2	3	4	5	6
Ingresos							
Venta petróleo incremental (USD)	0,0	51210,2	51210,2	51210,2	51210,2	51210,2	51210,2
Egresos							
Lifting cost petróleo (USD)	0,0	10242,0	10242,0	10242,0	10242,0	10242,0	10242,0
Regalías (USD)	0,0	4096,8	4096,8	4096,8	4096,8	4096,8	4096,8
Costo de la operación (USD)	159768,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total (USD)	159768,9	14338,8	14338,8	14338,8	14338,8	14338,8	14338,8
Flujo de caja (USD)	-159768,9	36871,3	36871,3	36871,3	36871,3	36871,3	36871,3

	MESES					
	7	8	9	10	11	12
Ingresos						
Venta petróleo incremental (USD)	51210,2	51210,2	51210,2	51210,2	51210,2	51210,2
Egresos						
<i>Lifting cost</i> petróleo (USD)	10242,0	10242,0	10242,0	10242,0	10242,0	10242,0
Regalías (USD)	4096,8	4096,8	4096,8	4096,8	4096,8	4096,8
Costo de la operación (USD)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total (USD)	14338,8	14338,8	14338,8	14338,8	14338,8	14338,8
Flujo de caja (USD)	36871,3	36871,3	36871,3	36871,3	36871,3	36871,3

Indicadores financieros

FCN	\$442.455,70	USD
VPN	\$255.220,54	USD
TIR	176,93	%
<i>Payback time</i>	0,36	Años
<i>Payback time</i>	4,33	Meses
RCB	2,77	

Realizar esta operación de apertura en este pozo resultará rentable debido a la venta de petróleo adicional. Además de esto la inversión inicial se recupera al cabo de cuatro meses.

POZO PD-33

- APERTURA DE 46 PIES

CAPEX

Costos del cañoneo

Descripción	Cantidad	Unidad	Costo por ítem (USD)	Subtotal (USD)
Costo de las cargas por profundidad	16568	ft	0,9	14911,2
Costo base de la operación de cañoneo	1		5150	5150
Equipo de Presión 10K (BOP/Lubricador)	1		5745	5745
Equipo de Presión 10K (BOP/Lubricador)	1	Corrida	1071	1071
Liberador Electrónico - Punto Débil	1	Corrida	2810	2810
Detonador Seguro de Disparos	1	Corrida	832	832
Camión - Unidad de Mástil	1	Día	3925	3925
Costo base por movilización de explosivos	1		5000	5000
Costo base por personal de operación adicional	8		1992	15936
Costo base por personal de operación	8		1992	15936
2 7/8 Power Jet - 6 tpp	9	ft	533	4797
4,72 4505 PJ - 5 tpp	37	ft	574	21238
Grúa de 15 toneladas	1	Día	3925	3925
			TOTAL	101276,2
			TOTAL + IVA	117.480,4

Flujo de caja

	MESES						
	0	1	2	3	4	5	6
Ingresos							
Venta petróleo incremental (USD)		42392,1	42392,1	42392,1	42392,1	42392,1	42392,1
Egresos							
Lifting cost petróleo (USD)		8478,4	8478,4	8478,4	8478,4	8478,4	8478,4
Regalías (USD)		3391,4	3391,4	3391,4	3391,4	3391,4	3391,4
Costo de la operación (USD)	117480,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total (USD)	117480,4	11869,8	11869,8	11869,8	11869,8	11869,8	11869,8
Flujo de caja (USD)	-117480,4	30522,3	30522,3	30522,3	30522,3	30522,3	30522,3

	MESES					
	7	8	9	10	11	12
Ingresos						
Venta petróleo incremental (USD)	42392,1	42392,1	42392,1	42392,1	42392,1	42392,1
Egresos						
<i>Lifting cost</i> petróleo (USD)	8478,4	8478,4	8478,4	8478,4	8478,4	8478,4
Regalías (USD)	3391,4	3391,4	3391,4	3391,4	3391,4	3391,4
Costo de la operación (USD)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total (USD)	11869,8	11869,8	11869,8	11869,8	11869,8	11869,8
Flujo de caja (USD)	30522,3	30522,3	30522,3	30522,3	30522,3	30522,3

Indicadores financieros

FCN	\$ 366.268,1	USD
VPN	\$ 226.050,9	USD
TIR	211,77	%
<i>Payback time</i>	0,32	Años
<i>Payback time</i>	3,85	Meses
RCB	3,12	

La apertura propuesta es viable tanto técnica como financieramente. Debería ser ejecutada.

POZO PD-35

- APERTURA DE 68 PIES

CAPEX

Costos del cañoneo

Descripción	Cantidad	Unidad	Costo por ítem (USD)	Subtotal (USD)
Costo de las cargas por profundidad	15013	ft	0,9	13511,7
Costo base de la operación de cañoneo	1		5150	5150
Equipo de Presión 10K (BOP/Lubricador)	1		5745	5745
Equipo de Presión 10K (BOP/Lubricador)	2	Corrida	1071	2142
Liberador Electrónico - Punto Débil	2	Corrida	2810	5620
Detonador Seguro de Disparos	2	Corrida	832	1664
Camión - Unidad de Mástil	1	Día	3925	3925
Costo base por movilización de explosivos	1		5000	5000
Costo base por personal de operación adicional	8		1992	15936
Costo base por personal de operación	8		1992	15936
2 7/8 PJ 2906 - 6 tpp	68	ft	533	36244
Grúa de 15 toneladas	2	Día	3925	7850
			TOTAL	118723,7
			TOTAL + IVA	137.719,5

Flujo de caja

	MESES						
	0	1	2	3	4	5	6
Ingresos							
Venta petróleo incremental (USD)		58237,0	58237,0	58237,0	58237,0	58237,0	58237,0
Egresos							
Lifting cost petróleo (USD)		11647,4	11647,4	11647,4	11647,4	11647,4	11647,4
Regalías (USD)		4659,0	4659,0	4659,0	4659,0	4659,0	4659,0
Costo de la operación (USD)	137719,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total (USD)	137719,5	16306,4	16306,4	16306,4	16306,4	16306,4	16306,4
Flujo de caja (USD)	-137719,5	41930,7	41930,7	41930,7	41930,7	41930,7	41930,7

	MESES					
	7	8	9	10	11	12
Ingresos						
Venta petróleo incremental (USD)	58237,0	58237,0	58237,0	58237,0	58237,0	58237,0
Egresos						
<i>Lifting cost</i> petróleo (USD)	11647,4	11647,4	11647,4	11647,4	11647,4	11647,4
Regalías (USD)	4659,0	4659,0	4659,0	4659,0	4659,0	4659,0
Costo de la operación (USD)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total (USD)	16306,4	16306,4	16306,4	16306,4	16306,4	16306,4
Flujo de caja (USD)	41930,7	41930,7	41930,7	41930,7	41930,7	41930,7

Indicadores financieros

FCN	\$ 503.168,1	USD
VPN	\$ 334.213,5	USD
TIR	265,36	%
<i>Payback time</i>	0,27	Años
<i>Payback time</i>	3,28	Meses
RCB	3,65	

La apertura propuesta es viable tanto técnica como financieramente. Debería ser ejecutada.

POZO PD-42

- APERTURA DE 148 PIES

CAPEX

Costos del cañoneo

Descripción	Cantidad	Unidad	Costo por ítem (USD)	Subtotal (USD)
Costo de las cargas por profundidad	16539	ft	0,9	14885,1
Costo base de la operación de cañoneo	1		5150	5150
Equipo de Presión 10K (BOP/Lubricador)	1		5745	5745
Equipo de Presión 10K (BOP/Lubricador)	3	Corrida	1071	3213
Liberador Electrónico - Punto Débil	3	Corrida	2810	8430
Detonador Seguro de Disparos	3	Corrida	832	2496
Camión - Unidad de Mástil	3	Día	3925	11775
Costo base por movilización de explosivos	1		5000	5000
Costo base por personal de operación adicional	8		1992	15936
Costo base por personal de operación	8		1992	15936
Cañón 3 ½ 34 JL UJ - 6 tpp	148	ft	533	84952
Grúa de 15 toneladas	3	Día	3925	11775
			TOTAL	185293,1
			TOTAL + IVA	214.939,9

Flujo de caja

	MESES						
	0	1	2	3	4	5	6
Ingresos							
Venta petróleo incremental (USD)	0,0	146028	146028	146028	146028	146028	146028
Egresos							
Lifting cost petróleo (USD)	0,0	29205,7	29205,7	29205,7	29205,7	29205,7	29205,7
Regalías (USD)	0,0	13142,6	13142,6	13142,6	13142,6	13142,6	13142,6
Costo de la operación (USD)	214940,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total (USD)	214940,0	42348,2	42348,2	42348,2	42348,2	42348,2	42348,2
Flujo de caja (USD)	-214940,0	103680	103680	103680	103680	103680	103680

	MESES					
	7	8	9	10	11	12
Ingresos						
Venta petróleo incremental (USD)	146028,4	146028,4	146028,4	146028,4	146028,4	146028,4
Egresos						
<i>Lifting cost</i> petróleo (USD)	29205,7	29205,7	29205,7	29205,7	29205,7	29205,7
Regalías (USD)	13142,6	13142,6	13142,6	13142,6	13142,6	13142,6
Costo de la operación (USD)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total (USD)	42348,2	42348,2	42348,2	42348,2	42348,2	42348,2
Flujo de caja (USD)	103680,2	103680,2	103680,2	103680,2	103680,2	103680,2

Indicadores financieros

FCN	\$1.244.162,06	USD
VPN	\$951.988,37	USD
TIR	478,84	%
<i>Payback time</i>	0,17	Años
<i>Payback time</i>	2,07	Meses
RCB	5,79	

Llevar a cabo esta operación de apertura en este pozo resultaría rentable. La inversión inicial se recuperaría al cabo de dos meses.



PROPUESTAS FINANCIERAMENTE INVIABLES

POZO PD-8

- APERTURA DE 90 PIES

CAPEX

Costos del cañoneo

Descripción	Cantidad	Unidad	Costo por ítem (USD)	Subtotal (USD)
Costo de las cargas por profundidad	17357	ft	0,9	15621,3
Costo base de la operación de cañoneo	1	-	5150	5150
Equipo de Presión 10K (BOP/Lubricador)	1	-	5745	5745
Equipo de Presión 10K (BOP/Lubricador)	2	Corrida	1071	2142
Liberador Electrónico - Punto Débil	2	Corrida	2810	5620
Detonador Seguro de Disparos	2	Corrida	832	1664
Camión - Unidad de Mástil	2	Día	3925	7850
Costo base por movilización de explosivos	1	-	5000	5000
Costo base por personal de operación adicional	8	-	1992	15936
Costo base por personal de operación	8	-	1992	15936
2 7/8 Power Jet Omega - 6 tpp	90	ft	533	47970
Grúa de 15 toneladas	2	Día	3925	7850
			TOTAL	136484,3
			TOTAL + IVA	158.321,8

Flujo de caja

	MESES						
	0	1	2	3	4	5	6
Ingresos							
Venta petróleo incremental (USD)		12280,8	12280,8	12280,8	12280,8	12280,8	12280,8
Egresos							
Lifting cost petróleo (USD)		2456,2	2456,2	2456,2	2456,2	2456,2	2456,2
Regalías (USD)		982,5	982,5	982,5	982,5	982,5	982,5
Costo de la operación (USD)	158321,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total (USD)	158321,8	3438,6	3438,6	3438,6	3438,6	3438,6	3438,6
Flujo de caja (USD)	-158321,8	8842,2	8842,2	8842,2	8842,2	8842,2	8842,2

	MESES					
	7	8	9	10	11	12
Ingresos						
Venta petróleo incremental (USD)	12280,8	12280,8	12280,8	12280,8	12280,8	12280,8
Egresos						
<i>Lifting cost</i> petróleo (USD)	2456,2	2456,2	2456,2	2456,2	2456,2	2456,2
Regalías (USD)	982,5	982,5	982,5	982,5	982,5	982,5
Costo de la operación (USD)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total (USD)	3438,6	3438,6	3438,6	3438,6	3438,6	3438,6
Flujo de caja (USD)	8842,2	8842,2	8842,2	8842,2	8842,2	8842,2

Indicadores financieros

FCN	\$ 106.105,9	USD
VPN	-\$ 58.802,6	USD
TIR	-32,98	%
<i>Payback time</i>	1,49	Años
<i>Payback time</i>	17,91	Meses
RCB	0,67	

La propuesta de apertura no es económicamente viable. El caudal obtenido de la apertura es insuficiente para retornar la inversión dentro de un periodo de un año.

POZO PD-13

- ESTIMULACIÓN CON GAS INHIBIDO

CAPEX

Costos del gas inhibido

Descripción	Costo (USD)
Pre-estimulación con diesel	34500
Transporte de fluidos para trabajos de pozo	24000
Estimulación y fracturamiento	501500
<i>Coiled tubing</i>	85000
Química de fondo	19800
<i>Fractanks</i> y filtración	8400
Separadores de prueba	84500
Grúas y camiones	39600
Campamentos móviles y/o fijos	48000
Servicios generales en campo	17000
Personal	22000
TOTAL	884400
TOTAL + IVA	1.025.788

Flujo de caja

	MESES						
	0	1	2	3	4	5	6
Ingresos							
Venta petróleo incremental (USD)	0,0	5426,4	16148,4	26676,6	37014,4	47165,2	57132,4
Venta gas incremental (USD)	0,0	-14738	-44142	-73442	-102640,6	-131742,5	-160751,4
Total (USD)	0,0	-9311,5	-27994	-46765	-65626,2	-84577,3	-103619,0
Egresos							
Tratamiento agua adicional (USD)	0,0	7835,4	8572,3	2503,3	2375,2	2253,7	2138,4
<i>Lifting cost</i> petróleo (USD)	0,0	1085,3	3229,7	5335,3	7402,9	9433,0	11426,5
<i>Lifting cost</i> gas (USD)	0,0	-11962	-35830	-59612	-83312,1	-106933,8	-130480
Regalías (USD)	0,0	-744,9	-2239,5	-3741,2	-5250,1	-6766,2	-8289,5
Costo de la operación (USD)	1025788	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total (USD)	1025788	-3786,8	-26267	-55514	-78784,1	-102013,3	-125204,7
Flujo de caja (USD)	-1025788	-5524,7	-1726,6	8749,2	13157,9	17436,0	21585,7

	MESES					
	7	8	9	10	11	12
Ingresos						
Venta petróleo incremental (USD)	66919,1	76528,5	85963,8	95228,1	104324,2	113255,3
Venta gas incremental (USD)	-189670,9	-218505	-247257,4	-275932	-304532	-333061
Total (USD)	-122751,8	-141976	-161293,5	-180704	-200207	-219806
Egresos						
Tratamiento agua adicional (USD)	2029,0	1925,1	1826,6	1733,2	1644,5	1560,3
Lifting cost petróleo (USD)	13383,8	15305,7	17192,8	19045,6	20864,8	22651,1
Lifting cost gas (USD)	-153953,7	-177358	-200695,9	-223970	-247185	-270342
Regalías (USD)	-9820,1	-11358	-12903,5	-14456	-16017	-17584,5
Costo de la operación (USD)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total (USD)	-148361	-171485	-194580	-217648	-240692	-263715
Flujo de caja (USD)	25609,2	29508,8	33286,5	36944,4	40484,6	43909,1

Indicadores financieros

FCN	\$ 263.420,22	USD
VPN	-\$ 758.829,73	USD
TIR	-73,66	%
RCB	0,26	

La implementación de estimulación con gas inhibido en este pozo es inviable debido a sus altos costos y a que los caudales incrementales persisten por poco tiempo, además de esto se reduce la producción de gas y por lo tanto los ingresos provenientes de su venta.

- **CIERRE DE 183 PIES**

CAPEX

Costos Squeeze

Descripción	Unidad	Costo (USD)	Cantidad (USD)	Subtotal (USD)
Cargo base de unidad de cementación	-	12500	1	12500
Movilización de equipo base a campo	-	40000	1	40000
Movilización de la unidad dentro del campo	-	3000	1	3000
Personal de campo	-	4000	1	4000
Lechada de cemento (rendimiento 30 ft/bbl)	Bbl	845	6,1	5154,5
TOTAL				64654,5
TOTAL + IVA				74.999,22

Flujo de caja

	MESES						
	0	1	2	3	4	5	6
Ahorro tratamiento agua	0,0	834,9	834,9	834,9	834,9	834,9	834,9
Costo de la operación	74999,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Flujo de caja (USD)	-74999,2	834,9	834,9	834,9	834,9	834,9	834,9

	MESES					
	7	8	9	10	11	12
Ahorro tratamiento agua	834,9	834,9	834,9	834,9	834,9	834,9
Costo de la operación	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Flujo de caja (USD)	834,9	834,9	834,9	834,9	834,9	834,9

Indicadores financieros

FCN	\$10.018,58	USD
VPN	-\$65.602,56	USD
TIR	-86,64	%
Payback time	7,49	Años
Payback time	89,83	Meses
RCB	0,13	

El análisis financiero de esta operación indica que implementarla no será rentable debido a que a pesar de que sus efectos son permanentes, el ahorro en el control de agua no pagará la inversión inicial de la operación sino hasta dentro de 7 años.

POZO PD-21

- CIERRE DE 110 PIES

CAPEX

Costos Squeeze

Descripción	Unidad	Costo (USD)	Cantidad	Subtotal (USD)
Cargo base de unidad de cementación	-	12500	1	12500
Movilización de equipo base a campo	-	40000	1	40000
Movilización de la unidad dentro del campo	-	3000	1	3000
Personal de campo	-	4000	1	4000
Lechada de cemento (rendimiento 30 ft/bbl)	Bbl	845	3,7	3098,3
TOTAL				62598,3
TOTAL + IVA				72.614,1

Flujo de caja

	MESES						
	0	1	2	3	4	5	6
Ahorro tratamiento agua	0,0	1213,3	1213,3	1213,3	1213,3	1213,3	1213,3
Costo de la operación	72614,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Flujo de caja (USD)	-72614,1	1213,3	1213,3	1213,3	1213,3	1213,3	1213,3

	MESES					
	7	8	9	10	11	12
Ahorro tratamiento agua	1213,3	1213,3	1213,3	1213,3	1213,3	1213,3
Costo de la operación	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Flujo de caja (USD)	1213,3	1213,3	1213,3	1213,3	1213,3	1213,3

Indicadores financieros

FCN	\$ 14.559,3	USD
VPN	-\$ 58.958,6	USD
TIR	-79,95	%
Payback time	4,99	Años
Payback time	59,85	Meses
RCB	0,20	

Ejecutar la propuesta de cierre en este pozo no es rentable.

POZO PD-28

- ESTIMULACIÓN CON DIESEL INHIBIDO EN 194 PIES

CAPEX

Costos estimulación con Diesel

Descripción	Cantidad	Unidad	Costo (USD)	Subtotal (USD)
Diesel	976,1	Bbl	31,5	30747,54
Bomba de contingencia con operador	10	Día	5000	50000
Cargo <i>Bacth Mixer</i>	5	trabajo	1650	8250
Cargo por unidad de bombeo	5	trabajo	6000	30000
<i>FracTank</i>	5	trabajo	200	1000
Ingeniero y operadores	10	Día	4600	46000
Mezcla y bombeo de fluidos	40000	gal	0,6	24000
Movilización y desmovilización de equipos	1	Viaje	10000	10000
Registrador de variables de trabajo	1	trabajo	500	500
KCl	9761,2	Lb	0,7	6832,85
Sistema modificador de permeabilidad relativa	5124,6	gal	7,5	38434,42
Surfactante base aceite	48,8	gal	50	2440,28
Xileno	4880,6	gal	12	58566,74
Surfactante - 2 gpt	122	gal	45	5490,63
Solvente Mutual - 60 gpt	1220,1	gal	25	30503,51
Rompedor Emulsión Retornos	122	gal	50	6100,70
Alcoholes	4880,5	gal	20	97611,23
EDTA	4148,5	gal	21	87118,03
			TOTAL	533595,95
Volumen total de mezcla: 1465 Bbl.			TOTAL + IVA	618.971,3

Flujo de caja

	MESES						
	0	1	2	3	4	5	6
Ingresos							
Venta petróleo incremental (USD)	0,0	16721,7	67929,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Venta gas incremental (USD)	0,0	-2796,8	-8056,6	-12841,2	-17182,3	-21110,3	-24653
Total (USD)	0,0	13924,9	59873,1	-12841,2	-17182,3	-21110,3	-24653
Egresos							
Tratamiento agua adicional (USD)	0,0	121,1	191,9	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Lifting cost</i> petróleo (USD)	0,0	3344,3	13585,9	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Lifting cost</i> gas (USD)	0,0	-2270,1	-6539,5	-10423	-13946,7	-17135	-20011
Regalías (USD)	0,0	1114,0	4789,8	-1027,3	-1374,6	-1688,8	-1972,3
Costo de la operación (USD)	618971,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total (USD)	618971,3	2309,3	12028,2	-11450,3	-15321,3	-18823,8	-21983
Flujo de caja (USD)	-618971,3	11615,5	47844,9	-1390,8	-1861,0	-2286,5	-2670,2

	MESES					
	7	8	9	10	11	12
Ingresos						
Venta petróleo incremental (USD)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Venta gas incremental (USD)	-27837,8	-30689	-33230,2	-35483,4	-37469,4	-39207,4
Total (USD)	-27837,8	-30689	-33230,2	-35483,4	-37469,4	-39207,4
Egresos						
Tratamiento agua adicional (USD)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Lifting cost</i> petróleo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Lifting cost</i> gas (USD)	-22595,6	-24910	-26972,5	-28801,5	-30413,4	-31824,2
Regalías (USD)	-2227	-2455,1	-2658,4	-2838,7	-2997,5	-3136,6
Costo de la operación (USD)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total (USD)	-24822,7	-27365	-29630,9	-31640,1	-33411,0	-34960,8
Flujo de caja (USD)	-3015,2	-3324	-3599,2	-3843,3	-4058,4	-4246,6

Indicadores financieros

FCN	\$ 29.165,2	USD
VPN	-\$ 588.456,4	USD
TIR	-95,29	%
<i>Payback time</i>	21,22	Años
<i>Payback time</i>	254,68	Meses
RCB	0,05	

La estimulación con diesel propuesta no es nada rentable. No debería ser ejecutada dado que los volúmenes adicionales de petróleo ganados no recuperan el monto de la inversión.

POZO PD-30

- CIERRE DE 47 PIES

CAPEX

Costos Squeeze

Descripción	Unidad	Costo (USD)	Cantidad (USD)	Subtotal (USD)
Cargo base de unidad de cementación	-	12500	1	12500
Movilización de equipo base a campo	-	40000	1	40000
Movilización de la unidad dentro del campo	-	3000	1	3000
Personal de campo	-	4000	1	4000
Lechada de cemento (rendimiento 30 ft/bbl)	Bbl	845	1,6	1323,83
			TOTAL	60823,83
			TOTAL + IVA	70.555,65

Flujo de caja

	MESES						
	0	1	2	3	4	5	6
Ahorro tratamiento agua	0,0	460,1	460,1	460,1	460,1	460,1	460,1
Costo de la operación	70555,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Flujo de caja (USD)	-70555,6	460,1	460,1	460,1	460,1	460,1	460,1

	MESES					
	7	8	9	10	11	12
Ahorro tratamiento agua	460,1	460,1	460,1	460,1	460,1	460,1
Costo de la operación	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Flujo de caja (USD)	460,1	460,1	460,1	460,1	460,1	460,1

Indicadores financieros

FCN	\$5.520,64	USD
VPN	-\$65.377,71	USD
TIR	-92,18	%
Payback time	12,78	Años
Payback time	153,36	Meses
RCB	0,08	

La operación de cementación remedial en este pozo es claramente inviable debido al escaso ahorro que representará la reducción en el caudal de agua.

POZO PD-33

- ESTIMULACIÓN CON DIESEL INHIBIDO EN 1139 PIES

CAPEX

Costos estimulación con Diesel

Descripción	Cantidad	Unidad	Costo (USD)	Subtotal (USD)
Diesel	1343,41	Bbl	31,5	42317,5
Bomba de contingencia con operador	10	Día	5000	50000
Cargo <i>Bacth Mixer</i>	5	trabajo	1650	8250
Cargo por unidad de bombeo	5	trabajo	6000	30000
<i>FracTank</i>	5	trabajo	200	1000
Ingeniero y operadores	10	Día	4600	46000
Mezcla y bombeo de fluidos	40000	gal	0,6	24000
Movilización y desmovilización de equipos	1	Viaje	10000	10000
Registrador de variables de trabajo	1	trabajo	500	500
KCl	13434,2	Lb	0,7	9404
Sistema modificador de permeabilidad relativa	7052,9	gal	7,5	52896,8
Surfactante base aceite	67,17	gal	50	3358,5
Xileno	6717,06	gal	12	80604,7
Surfactante - 2 gpt	167,92	gal	45	7556,7
Solvente Mutual - 60 gpt	1679,26	gal	25	41981,6
Rompedor Emulsión Retornos	167,92	gal	50	8396,3
Alcoholes	6717,06	gal	20	134341,2
EDTA	5709,50	gal	21	119899,5
			TOTAL	670507
Volumen total de mezcla: 2016,7 Bbl.			TOTAL + IVA	777.788,15

Flujo de caja

	MESES						
	0	1	2	3	4	5	6
Ingresos							
Venta petróleo incremental (USD)	0,0	205426,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Venta gas incremental (USD)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total (USD)	0,0	205426,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Egresos							
Tratamiento agua adicional (USD)	0,0	345,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Lifting cost</i> petróleo (USD)	0,0	41085,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Lifting cost</i> gas (USD)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Regalías (USD)	0,0	16434,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Costo de la operación (USD)	777788,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total (USD)	777788,2	57864,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Flujo de caja (USD)	-777788,2	147561,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

(Dado que el efecto de la estimulación desaparece en la producción de los tres fluidos, no se presenta el resto flujo de caja en el año, pues los valores son cero).

Indicadores financieros

FCN	\$147.561,37	USD
VPN	-\$631.687,79	USD
TIR	-81,03	%
RCB	0,19	

El valor presente negativo de 630.000 dólares es un indicativo de que esta operación no es rentable debido al alto costo de la inversión y a la corta duración del pico en la producción. No se presenta el *payback time* debido a que en esta operación en particular no tiene sentido, ya que es muy superior a un año, sin embargo, al cabo de un año esta estimulación no generará ingresos adicionales por lo que nunca llegará a pagarse.

NOMENCLATURA

B = Formación Barco

Bpd = Barriles por día

BSW = Basic Sediment And Water

C = contante del modelo Back pressure

CEI = Completion efficiency Index

DAX = Diesel Inhibido, alcohol y Xyleno

Dg = Tasa de declinación del gas

DIX = Diesel Inhibido y Xyleno

Do = Tasa de declinación del petróleo

DT = Registro Density

Dw = Tasa de declinación del agua

G = Formación Guadalupe

GOR = razón gas-petróleo

GR = Registro Gamma Ray

IHg = Índice de Heterogeneidad de gas

IHo = Índice de Heterogeneidad de petróleo

IHw = Índice de Heterogeneidad de agua

IPR = Inflow Performance Relationship

J = Índice de productividad

k = permeabilidad absoluta

Kh = Capacidad de flujo

LC = Formación Los Cuervos

M = Formación Mirador

MD = Measured Depth

md = milidarcys

MMscf = Millones de pies cúbicos a condiciones estándar

MMScfd = Millones de pies cúbicos a condiciones estándar

MMstb = Millones de barriles estándar

NT = Registro Neutron

OGIP = Original Gas in Place

OOIP = Original Oil in Place

PLT = Production Logging Test

Pwf = presión de fondo fluyente

Pwh = presión en cabeza de pozo

Pyac = Presión de yacimiento

Qg = Caudal de gas

Qincr = Caudal incremental de petróleo

Qo = Caudal de petróleo

Qw = Caudal de agua

RT = Registro de Resistividad

S = Daño

SF = Registro Spinner Flowmeter

STB = Stock Tank Barrel

Tcf = Trillones de pies cúbicos de gas

TD = Total Depth

Tpp = tiros por pie

TPR = Tubing Performance Relationship

TVD = True Vertical Depth

