

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

PLAN DE OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO ATACAPI MEDIANTE PROPUESTA DE UN PORTAFOLIO DE OPORTUNIDADES.

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
EN PETRÓLEOS**

DANIEL RICARDO CELI JARAMILLO.

daniel.celi@epn.edu.ec

DIRECTOR: GONZALO MAURICIO CERÓN LOPÉZ.

gonzalo.ceron@epn.edu.ec

CODIRECTOR: JOSÉ FRANCISCO PAZ VILLARROEL.

jose.paz@epn.edu.ec

Quito, Noviembre 2017

DECLARACIÓN.

Yo, Daniel Ricardo Celi Jaramillo, declaro bajo juramento que el trabajo descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación personal; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

DANIEL RICARDO CELI JARAMILLO.

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo fue desarrollado por Daniel Ricardo Celi Jaramillo, bajo nuestra supervisión.

GONZÁLO CERÓN.
Director del trabajo.

FRANCISCO PAZ.
Codirector del trabajo.

AGRADECIMIENTOS.

A Dios y mi familia que siempre me han dado su apoyo y han sido mi fortaleza durante toda mi vida.

Al cuerpo docente de la carrera de Ingeniería en Petróleos de la Escuela Politécnica Nacional, excelentes profesionales y seres humanos que han sabido impartir de la mejor manera su conocimiento y se mantienen formando excelentes profesionales.

A los ingenieros Gonzalo Cerón y Francisco Paz por su incondicional apoyo y dirección en la realización de este trabajo.

A los Ingenieros Pablo Cisneros, Carolina Gualavisí, Oscar Ponce, Alberto Narváez y a todos los grandes profesionales que me guiaron durante este proyecto.

A Petroamazonas EP por permitirme desarrollar el tema del presente trabajo de titulación.

Daniel Celi.

DEDICATORIA.

A mis padres Franklin y Silvana.

Daniel Celi.

Contenido.

CAPÍTULO 1: MARCO TEÓRICO.....	1
1.1 Referencial Teórico.....	1
1.1.1 Producción de un campo petrolero.....	1
1.1.1.1 Índice de Productividad.....	1
1.1.1.2 Estimulación de pozos.....	2
1.1.2 Análisis de Curvas de declinación y Cálculo de las Reservas remanentes.....	5
1.1.2.1 Análisis de curvas de declinación.....	5
1.1.2.2 Cálculo de reservas.....	7
1.1.3 Evaluación técnica de los equipos e instalaciones.....	7
1.1.3.1 Manejo de agua de producción.....	8
1.2 Descripción general del campo.....	11
1.2.1 Ubicación.....	11
1.2.2 Propiedades de los fluidos.....	12
1.2.3 Geología.....	13
1.2.4 Producción del Campo.....	20
1.2.5 Análisis de Histórico de Presiones.....	24
CAPÍTULO 2: METODOLOGÍA.....	30
2.1 Análisis de curvas de declinación (DCA) y Cálculo de Reservas.....	30
2.2 Potencial de Pozos.....	35
2.3 Estimulación de pozos.....	39
2.4 Análisis de oportunidades de optimización.....	43
2.4.1 Optimización en Pozos productores.....	43
2.4.2 Optimización en Pozos cerrados.....	50
2.4.3 Oportunidad en Arenas Nuevas.....	54
2.4.4 Análisis cualitativo de riesgos y oportunidades.....	55
2.5 Análisis facilidades de superficie.....	57
2.5.1 Manejo de Agua de producción.....	61
CAPÍTULO 3: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	64
3.1 Oportunidad por pozo.....	64
3.1.1 ATACAPI-09 UI:.....	64
3.1.2 ATACAPI 10 US:.....	64
3.1.3 ATACAPI 11B: TI.....	66

3.1.4 ATACAPI 14: US.....	67
3.1.5 ATACAPI 15: TI	70
3.1.6 ATACAPI 16: US.....	70
3.1.7 ATACAPI 17: UI.....	72
3.1.8 ATACAPI 18: UI.....	72
3.1.9 ATACAPI 19 US.....	74
3.1.10 ATACAPI 23: TI+UI.....	76
3.1.11 ATACAPI 25: UI	76
3.1.12 ATACAPI 26: BT	78
3.1.13 ATACAPI 31: UI.....	78
3.1.14 Resumen portafolio de oportunidades.....	80
3.2 Jerarquización de trabajos.	81
3.3 Necesidades facilidades de superficie.....	84
CAPÍTULO 4: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	86
CONCLUSIONES.....	86
RECOMENDACIONES.	87
Bibliografía.....	90
ANEXOS.....	92
Anexo 1. Estado Actual de los pozos del Campo Atacapi.....	92
Anexo 2 Análisis DCA	94
Anexo 3. Cálculo de radios de drenaje.....	114
Anexo 4. Análisis de pozos funcionando con BES	114
Anexo 5 Análisis Pozos con MTU.....	127
Anexo 6. Diagrama del Pozos.....	129
Anexo 7 . Pozos Objetivos del plan de recuperación secundaria.....	132
Anexo 8. Pozos inyectoros y reinyectores.	132

Índice de figuras.

Figura 1-1 Efecto del Daño según Hawkins (Stewart & Jamiolahmady, 2016).....	3
Figura 1-2. Efectos del espesor perforado en la producción. (Stewart & Jamiolahmady, 2016).....	4
Figura 1-3. Curvas Tipo de Fetkovich (Q_0 vs dT) (Fetkovich, 1980)	6
Figura 1-4. Diagrama de Hall con curvas tipo para casos de inyección. (Coob & Smith, 1997).....	10
Figura 1-5. Mapa geográfico de la zona Oriente de Ecuador.	11
Figura 1-6. Representación en 3D de Atacapi. (Petroamazonas EP).....	13
Figura 1-7. Columna estratigráfica de la Zona Norte De la Cuenca Oriente.	15
Figura 1-8. Registro eléctrico del pozo Atacapi 7 con litología.	17
Figura 1-9. Distribución de pozos completados por reservorio.....	19
Figura 1-10. Registro eléctrico del pozo Atacapi 7.	20
Figura 1-11 Producción histórica del campo Atacapi.	21
Figura 1-12 Número de pozos por año.	22
Figura 1-13. Distribución de los pozos según su estado actual.....	22
Figura 1-14 Distribución de la Producción por reservorio.....	23
Figura 1-15. Producción histórica de la arenisca T.....	24
Figura 1-16. Datos obtenidos de Pruebas de Presión para la arenisca T.....	25
Figura 1-17 Producción histórica de la arenisca UI	26
Figura 1-18 Datos obtenidos de Pruebas de Presión para la arenisca UI.	26
Figura 1-19 . Producción histórica de la arenisca US.	27
Figura 1-20 Datos obtenidos de Pruebas de Presión para la arenisca US.....	28
Figura 1-21. Producción histórica de la arenisca BT	29
Figura 1-22. Datos obtenidos de Pruebas de Presión para la arenisca BT.....	29
Figura 2-1 Flujo de trabajo para realizar análisis DCA.....	31
Figura 2-2 Curvas tipo de Fetkovich aplicadas para el pozo Atacapi 11: TI.....	32
Figura 2-3. DCA aplicado al pozo Atacapi 11: TI con el método empírico.....	32
Figura 2-4. Flujo de trabajo para determinar la presión de reservorio.....	35
Figura 2-5. Datos de presión durante el build up.	36
Figura 2-6. Curva derivada del análisis de build Up.	36
Figura 2-7. Flujo de trabajo para construir IPR.....	37
Figura 2-8. Cálculo y representación de la curva IPR del Pozo ATC-26.....	38
Figura 2-9. Relación POES, reservas y producción.	41
Figura 2-10 IPR real- IPR ideal.	42
Figura 2-11. Flujo de trabajo para optimizar producción BES.....	44
Figura 2-12. Análisis IPR Pozo Atacapi 11B:TI	45
Figura 2-13. Análisis de carga en variador, transformador y motor de fondo para Atacapi 11B: TI.....	46
Figura 2-14 Diseño de la Bomba Actual de Atacapi 11B. (Petroamazonas EP).....	47
Figura 2-15. Diagrama de trabajo para seleccionar una bomba en un sistema PO.....	49

Figura 2-16. Flujo de trabajo para propuesta de cambio de SLA en pozos con MTU.	49
Figura 2-17 Curva IPR del pozo Atacapi 2.....	50
Figura 2-18. Flujo de trabajo para determinar un diagnóstico para pozos cerrados	51
Figura 2-19 Producción histórica del Pozo ATC-27:UI.....	52
Figura 2-20. Curvas IPR del pozo ATC-27 en periodos distintos de tiempo.	53
Figura 2-21. Flujo de trabajo para identificar arenas influenciadas por inyección de agua.	55
Figura 2-22. Diagrama Estación Atacapi.....	58
Figura 2-23. Análisis de cuello de botella.....	61
Figura 2-24. Diagrama de Hall.	63
Figura 3-1. IPR Atacapi 9 Ui.....	64
Figura 3-2. Ubicación geográfica de pozos objetivo de la recuperación secundaria de ATC-29 (Pardaliservices)	65
Figura 3-3. Correlación pozos ATC-29 y ATC-10 (Pardaliservices).....	65
Figura 3-4. IPR Atacapi 11B: TI	66
Figura 3-5. Análisis de la derivada ATC-11B:TI	67
Figura 3-6. IPR Actual y estimulado de ATC-11B TI	67
Figura 3-7. Historial de producción ATC-14: US	68
Figura 3-8. Análisis de la derivada ATC-14 Us.....	69
Figura 3-9. IPR Actual y estimulado de ATC-14 US	69
Figura 3-10. IPR ATC-15 TI.....	70
Figura 3-11. Análisis de la derivada ATC-16 Us	71
Figura 3-12 IPR Actual y estimulado de ATC-16 US.....	71
Figura 3-13. IPR ATC-17 UI.....	72
Figura 3-14. IPR Atacapi 18:Ui.....	73
Figura 3-15. Análisis de la derivada ATC-18 UI	73
Figura 3-16 Actual y estimulado de ATC-18 UI	74
Figura 3-17 Pozos objetivos de la recuperación secundaria de ATC-12	75
Figura 3-18 Correlación pozos ATC-12, ATC-8, ATC-19.....	75
Figura 3-19. IPR Atacapi 23: TI+UI.	76
Figura 3-20. IPR Atacapi 25:US.....	77
Figura 3-21 IPR Atacapi 25:UI.....	77
Figura 3-22. IPR Atacapi 26 BT.	78
Figura 3-23. Análisis de la derivada ATC-31 UI	79
figura 3-24. actual y estimulado de atc-31 ui	80
Figura 3-25. Capacidad de las facilidades de Superficie y posible caudal de operación... ..	85

Índice de Tablas

Tabla 1-1: Valores de b según su mecanismo de producción (Schlumberger, 2017)	5
Tabla 1-2 Resumen de los resultados de las pruebas PVT.....	12
Tabla 1-3. Pozos completados por reservorio.....	18
Tabla 1-4. Número de pozos productores y producción por Reservorio.....	23
Tabla 2-1 Resultados DCA para el campo Atacapi.....	33
Tabla 2-2. Pozos con mejores resultados según DCA.....	34
Tabla 2-3. Resumen de cálculo de potencial de pozos de Atacapi.....	39
Tabla 2-4. Valores típicos de daño de formación según su condición. (Islas, 1991).....	40
Tabla 2-5 Índices de productividad de pozos candidatos a estimulación.....	43
Tabla 2-6. Datos funcionamiento, diseño y carga del sistema BES (Petroamazonas EP)	46
Tabla 2-7. Resumen optimización pozos productores con BES	47
Tabla 2-8 Estado de los pozos que funcionan con sistema de bombeo hidráulico.....	48
Tabla 2-9. Análisis Pozos Cerrados.....	54
Tabla 2-10. Valores cualitativos para oportunidades.....	55
Tabla 2-11 Valores cualitativos para Riesgos.....	56
Tabla 2-12. Matriz de oportunidades.....	56
Tabla 2-13 Matriz de riesgos.....	57
Tabla 2-14. Caudal de fluido por elemento.....	57
Tabla 2-15. Resumen capacidades de facilidades de superficie.....	60
Tabla 2-16. Resumen Capacidades de las Bombas.....	60
Tabla 2-17. Pozos usados para el manejo de agua de formación.....	61
Tabla 2-18. Tabla utilizada para generar el diagrama de Hall.....	62
Tabla 2-19. Resumen diagrama de Hall para pozos inyectores y reinyectores.....	63
Tabla 3-1. Resumen de portafolio de oportunidades.....	80
Tabla 3-2 Resumen de riesgos y oportunidades por propuestas.....	82
Tabla 3-3. Propuestas jerarquizadas	83
Tabla 3-4. Diferencia entre Capacidad de las facilidades de Superficie y posible caudal de operación.....	84

RESUMEN

La optimización de producción de campos es una de las principales áreas de la industria de petróleo y gas. Los proyectos de optimización tienen como objetivo maximizar la producción de hidrocarburos, con propuestas que no impliquen una fuerte inversión económica y que permitan mantener bajos costos de producción.

El campo Atacapi, ubicado en la Cuenca Oriente de Ecuador, empezó su producción en el año 1979, en la actualidad es considerado un campo maduro y se encuentra en la segunda etapa de producción. Utilizando la ingeniería de reservorios y la ingeniería de producción se identifica los problemas que generan pérdidas de producción, lo que permite determinar un diagnóstico confiable y crear propuestas. El presente estudio se realiza analizando todos los pozos del campo Atacapi, la curva natural de declinación de producción, el índice de productividad de los Yacimientos, las reservas acumuladas y la capacidad de las facilidades de superficie. Al encontrar limitantes de producción se plantea una propuesta para cada tipo de problema y luego se estima los posibles incrementos de producción, se procede a identificar las deficiencias en las facilidades de superficie con el fluido incremental esperado y finalmente se jerarquizan las propuestas mediante un análisis de riesgos y oportunidades.

Palabras clave: Optimización de producción, análisis de declinación de producción, Índice de productividad, eficiencia de sistemas de levantamiento artificial, estimulación de pozos.

PRESENTACIÓN

Desde sus inicios, la demanda global de hidrocarburos se ha mantenido en constante crecimiento a diferencia de la incorporación de nuevas reservas, lo que ha obligado a realizar mayores esfuerzos para mejorar la producción en los campos existentes. Es aquí en dónde los proyectos de optimización toman su rol, pues estos tienen como objetivo maximizar la producción de hidrocarburos, manteniendo bajos costos de producción.

La ingeniería de reservorios y la ingeniería de producción permiten identificar los problemas que generan pérdidas de producción en un campo petrolero, además se debe considerar que los sistemas de producción de muchos campos maduros, es decir, campos que ya han alcanzado su potencial máximo de producción y que actualmente se encuentran en decrecimiento, están diseñados para condiciones que no son aplicables a su situación actual.

Al identificar los problemas de producción y realizar un diagnóstico confiable se puede definir el mejor plan de trabajo a seguir y de esta manera crear un portafolio de oportunidades, considerando que la selección inteligente de pozos candidatos a intervenciones lleva directamente a la reducción de costos y aumento de producción.

El campo Atacapi, ubicado en la Cuenca Oriente de Ecuador, posee reservorios productores en las areniscas TI, US, UI y BT, y en la actualidad es considerado un campo maduro donde la producción de petróleo se encuentra declinando.

El problema mencionado previamente muestra la necesidad de desarrollar el presente estudio, mismo que tiene por objeto la elaboración de un portafolio de oportunidades para optimizar la producción del campo Atacapi. Para esto, se inicia con un análisis de cada reservorio que incluye: análisis de declinación de producción, cálculo de reservas, análisis histórico de presión de reservorio y una reinterpretación de pruebas de presión que permiten generar un análisis del potencial actual de los pozos.

Posteriormente, se determina el posible potencial que podrían tener los pozos dañados en caso de ser estimulados; se utiliza una metodología específica para determinar la eficiencia de extracción de los diferentes sistemas de levantamiento artificial de cada pozo productor para proponer cambios o ajustes; y se analiza la posibilidad de recuperar la producción de pozos cerrados en el caso de ser intervenidos y la posible oportunidad de abrir nuevas arenas. Además, se incluye un estudio de la capacidad actual de las facilidades de superficie y los requerimientos futuros en caso de aplicar las propuestas del portafolio.

De esta manera se identifica problemas de producción y se crea un plan de optimización con medidas de acción efectivas que permitan materializar el portafolio de oportunidades, el mismo que incluye: cambios en facilidades de superficie, cambios de sistemas de levantamiento artificial y estimulación de pozos.

Para lograr jerarquizar las propuestas del portafolio se utiliza las matrices de riesgos y oportunidades que mediante un análisis cualitativo permiten la selección de las propuestas que representen menores riesgos y pueden generar el mayor beneficio económico. Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones principales del estudio.

CAPÍTULO 1: MARCO TEÓRICO.

1.1 Referencial Teórico.

1.1.1 Producción de un campo petrolero.

La Ingeniería de Producción se encarga de: la extracción, separación, tratamiento y transporte de agua, gas y petróleo. Para maximizar la capacidad productiva de un campo se deben analizar determinadas condiciones como: índices de productividad, historial de producción, estado de los pozos y las facilidades de superficie (PAZ, 2016).

1.1.1.1 Índice de Productividad.

El índice de productividad, comúnmente utilizado para medir la capacidad de producción de un pozo, es la relación entre la producción de fluidos y la reducción de presión. Generalmente es medido durante las pruebas de producción, luego de haber cerrado el pozo y obtener la presión estática. (Ahmed, 2001).

En el campo Atacapi las pruebas de presión y datos PVT indican que la presión estática de los reservorios productores se encuentra sobre el punto de burbuja, en (Beggs, 2003) se señala que en el método de Vogel para reservorios subsaturados existen dos tipos de flujos: monofásico cuando existen presiones de fondo fluyente sobre el punto de burbuja y multifásico con presiones de fondo fluyente por debajo del mismo. Para el primer caso calcularemos el índice de productividad (J), dividiendo el caudal (Q_o) para la diferencia de presión entre la presión estática (P_r) y la dinámica (P_{wf}), como se observa en la ecuación 1-1.

$$J = \frac{Q_o}{P_r - P_{wf}} [bpd/psi]$$

Ecuación 1-1

$$Q_o = J * (P_r - P_{wf}) [bpd]$$

Ecuación 1-2

Se utiliza la ecuación 1-3 cuando la P_{wf} es menor a P_b .

$$J = \frac{Q_o}{(P_r - P_b) + \frac{P_b}{1.8} * (1 - 0.2 * (\frac{P_{wf}}{P_b}) - 0.8 * (\frac{P_{wf}}{P_b})^2)} [bpd/psi]$$

Ecuación 1-3

Luego se calcula el caudal al punto de burbuja Q_{ob} con la ecuación 1-4, para con en la ecuación 1-5 lograr calcular el índice de productividad.

$$Q_{ob} = J * (P_r - P_b) [bpd]$$

Ecuación 1-4

$$Q_o = Q_{ob} + \frac{J P_b}{1.8} * \left(1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right) [bpd]$$

Ecuación 1-5

1.1.1.2 Estimulación de pozos.

La estimulación de pozos es considerada una de las actividades más importantes en la industria petrolera para el mantenimiento de la producción y consiste en varios métodos cuyo objetivo es mejorar o recuperar la productividad de un reservorio cuando ha comenzado a declinar su producción.

El Índice de productividad puede calcularse asumiendo que J debe definirse en términos de flujo pseudo constante (Ahmed, 2001). El caudal es directamente proporcional a la permeabilidad (k), el espesor de la arena (h) y la diferencia de presiones, de la misma manera su valor decrece con la presencia de Daño (S), altas viscosidades (u) y mayor factor volumétrico (Bo). En Ecuación 1-6 se deben ingresar los valores en unidades de campo k [mildarcys], h [pies], presión [psi] y viscosidad [centipoises], la constante 0,00708 permite obtener la respuesta en barriles fiscales por día.

$$Q_o = \frac{0.00708 kh (Pr - P_{wf})}{\mu B_o (Ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + S)} [bpd]$$

Ecuación 1-6

Como se definió el Índice de productividad (J) se obtiene dividiendo el caudal (Qo) para la diferencia de presión entre la presión estática y la dinámica.

$$J = \frac{Q_o}{Pr - P_{wf}} = \frac{0.00708 kh}{\mu B_o (Ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + S)} [bpd/psi]$$

Ecuación 1-7

Para definir medidas que ayuden a mejorar el Índice de productividad, (Dake, 1998) propone las siguientes medidas.

- Remoción del daño: (SLB, 2017) Define al daño como una alteración de las características originales de una formación productiva. Es conocido que la mayor pérdida de presión se origina en la cara del pozo, en la Figura 1-1 se observa diferente permeabilidad en la zona dañada (ks) y en el resto de la formación (k), lo que genera una reducción de la movilidad en región cercana al pozo y por ende pérdida de presión.

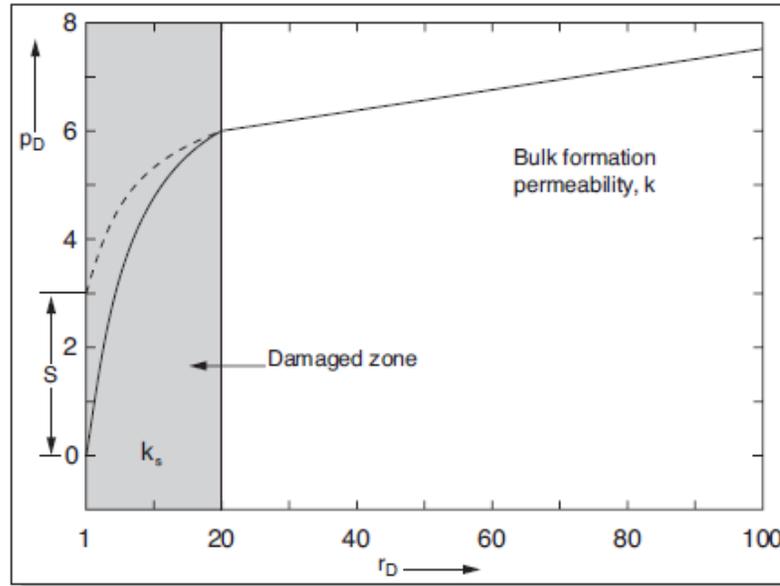


Figura 1-1 Efecto del Daño según Hawkins (Stewart & Jamiolahmady, 2016)

Es recomendable antes de realizar una inversión para remover el daño de la formación, cuantificar el mismo mediante pruebas de presión, (las pruebas de restauración de presión son las más efectivas) e identificar su origen siendo el más común el daño generado por intrusión de fluidos (lodos de perforación, fluidos de control, fluido de otros reservorios, etc.) en la formación.

Se debe considerar que las pruebas de restauración de presión dan como resultado un factor Skin (S') compuesto por algunos elementos conocidos como pseudo daños entre ellos: daño de formación, daño por penetración parcial, daño por turbulencia (Fekete, 2012).

(Stewart & Jamiolahmady, 2016) Definen como eficiencia de flujo (EF) a la relación del índice de productividad actual para el índice de productividad sin daño, expresada en la ecuación 1-8.

$$EF = \frac{J_{actual}}{J_{ideal}} = \frac{\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4}}{\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S}$$

Ecuación 1-8

Se puede remover el daño mediante un tratamiento ácido diseñado específicamente para cada formación y el fracturamiento hidráulico sortea cualquier daño que pudiera existir en la región cercana al pozo.

- Aumentar la permeabilidad efectiva: La productividad de un pozo puede mejorar notoriamente al tener una permeabilidad efectiva mayor, esto puede lograrse mediante un fracturamiento hidráulico, este proceso consiste en la inyección de fluido a grandes presiones en la formación y generar una comunicación de alta conductividad con una extensa área de la formación.
- Reducción de la viscosidad: En pozos en los que el petróleo tiene una alta viscosidad, esto afecta gravemente la movilidad de los fluidos, un aumento de temperatura tiene una influencia importante en la reducción de la viscosidad, esta

estimulación térmica puede lograrse inyectando vapor, agua caliente, combustión insitu, etc.

- Reducción del factor de formación: Se puede minimizar eligiendo correctamente las condiciones del separador de superficie.
- Reducción de la relación r_e/r_w : Puesto que r_e/r_w aparece como un término logarítmico, tiene poca influencia en el IP y la alteración de la relación rara vez se considera como un medio de estimulación del pozo.
- Aumento de la penetración del pozo (h): Se asumió en la derivación de la ecuación 1-7 que el pozo fue completado a través del espesor total de la formación y por lo tanto el flujo era enteramente radial. Como se observa en la Figura 1-2 si el pozo no penetra completamente, hay una distorsión del patrón de flujo radial cerca del pozo dando lugar a una reducción de presión adicional. Esto se explica generalmente por el uso del espesor total de la formación e incluyendo el efecto de penetración parcial como factor adicional del daño (S). Aumentar la penetración del pozo, si es posible, obviamente aumentará el índice de productividad (J), pero en muchos casos los pozos se terminan deliberadamente sobre una parte restringida de la formación para evitar la producción excesiva de gas o agua de las arenas individuales, o para prevenir la conificación de agua.

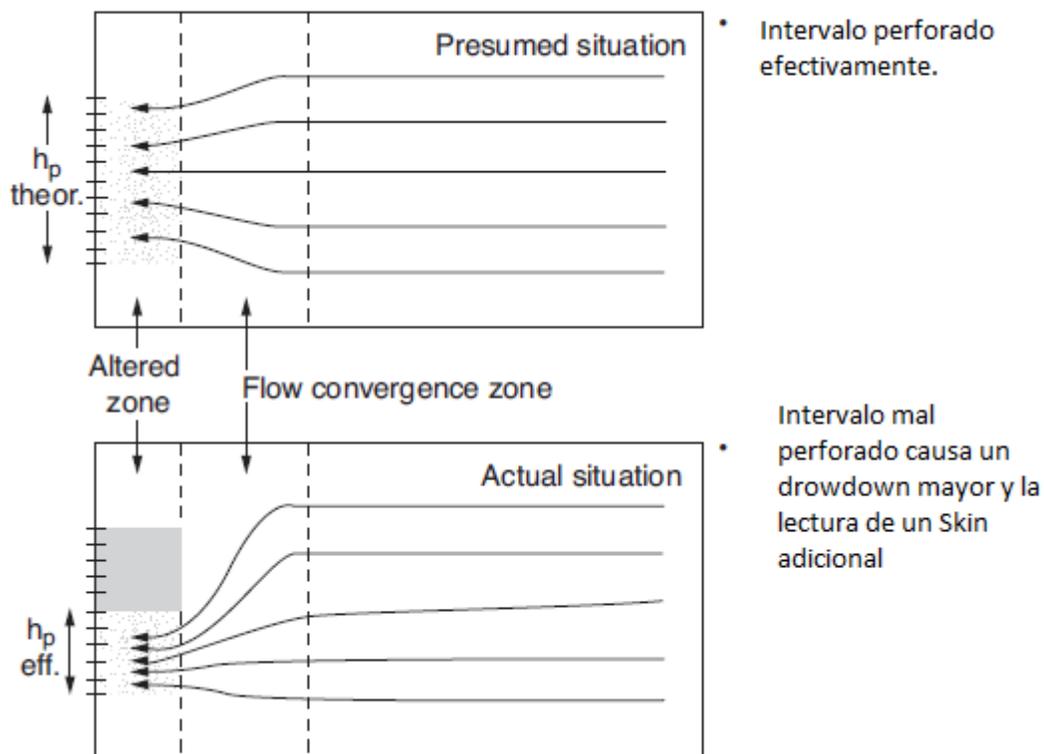


Figura 1-2. Efectos del espesor perforado en la producción. (Stewart & Jamiolahmady, 2016)

(Dake, 1998) Indica que los métodos descritos para estimular la producción de un pozo no necesariamente aumentan la recuperación final del petróleo del yacimiento, sino más bien reducen el tiempo en que se recupera el crudo. Claramente si un pozo ha dejado de producir

o se tienen una declinación muy rápida, la estimación de un pozo se considera para poder recuperar o incluso aumentar la producción.

1.1.2 Análisis de Curvas de declinación y Cálculo de las Reservas remanentes.

El gas, agua y petróleo dentro de un yacimiento se encuentran bajo la influencia de un número de fuerzas naturales que rigen el flujo de fluidos en medios porosos. Mientras se extrae crudo de los yacimientos petrolíferos, éstos comienzan a sufrir una reducción de sus presiones, lo que genera una depletación y en consecuencia pérdida de producción (Craft, 1968). La técnica de DCA (Decline Curve Analysis) se basa en ajustar una línea a través del historial de producción y asumir esta misma tendencia continuará en el futuro permitiendo de esta manera estimar reservas y el comportamiento futuro de los yacimientos.

1.1.2.1 Análisis de curvas de declinación.

La técnica de Análisis de curvas de declinación no posee una sólida base teórica, pero se basa en estudios y experiencias en el campo, en observaciones empíricas del declive de la producción, por esta razón se ve limitada al no poseer un periodo estabilizado de producción. (Fetkovich, 1980)

(Arps, 1945) Propuso un conjunto completo de ecuaciones que definen las declinaciones exponenciales, hiperbólicas y armónicas, luego en 1956 propuso la estimación de reservas con su método.

Entre los tipos de curvas de declinación se tienen la exponencial, armónica que a su vez son casos especiales de las curvas hiperbólicas.

La ecuación para la curva Hiperbólica es:

$$q = \frac{q_i}{(1 + bdit)^{\frac{1}{b}}}$$

Ecuación 1-9

Donde la producción actual (q) se ve afectada por declinación inicial (di) y el coeficiente hiperbólico (b).

Tabla 1-1: Valores de b según su mecanismo de producción (Schlumberger, 2017)

Valor de "b"	Mecanismo de Producción del Reservorio (Reservorios Convencionales)
0	Expansión de una sola fase líquida (sobre la presión de burbuja) Expansión de una sola fase de gas a altas presiones. Ruptura de agua o gas un pozo de petróleo.
0.1 – 0.4	Gas en solución.
0.4 – 0.5	Expansión de una sola fase de gas (la mayoría de los pozos de gas excluyendo pozos de gas estrechos y pozos de metano generados durante la formación del carbón y absorbido por éste).
0.5	Pozos de petróleo bajo un efectivo empuje de agua (o inyección de agua).
0.5 – 1	Reservorios estratificados.

Declinación Armónica: Este tipo de comportamiento es un caso particular de la declinación hiperbólica, cuando el valor de b es igual a 1. Considera un declive de la producción proporcional a toda una rata de producción, la misma que cambia con el tiempo. Éste tipo de curvas es útil para los campos que tienen producción por un largo período de tiempo.

$$q = \frac{q_i}{(1 + q_i t)}$$

Ecuación 1-10

Declinación Exponencial: Este tipo de comportamiento es un caso particular de la declinación hiperbólica, cuando el valor de $b = 0$. La curva de declinación exponencial muestra la tendencia lineal a la caída del ritmo de producción por unidad de tiempo y es proporcional al ritmo de la producción.

$$q = q_i e^{-dt}$$

Ecuación 1-11

Fetkovich en 1980 desarrolló un conjunto de curvas tipo para mejorar la aplicación de DCA que permite identificar el tipo de declinación que debe utilizarse. Para el presente trabajo se utilizará las curvas tipo como guía para definir el coeficiente hiperbólico (b). Las curvas tipo están representadas en la gráfica de la Figura 1-3

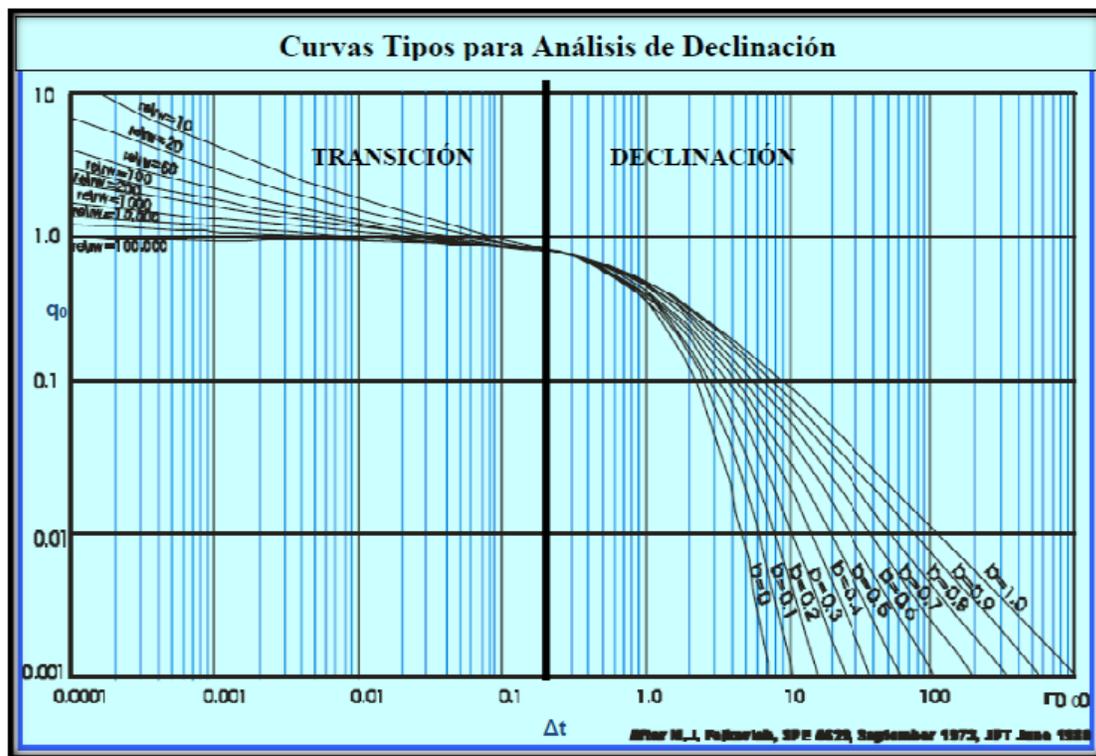


Figura 1-3. Curvas Tipo de Fetkovich (Q_0 vs dT) (Fetkovich, 1980)

1.1.2.2 Cálculo de reservas.

Las reservas son aquellas cantidades de hidrocarburo, conocidas a partir de producción acumulada a una fecha determinada en condiciones definidas, que se prevé serán comercialmente recuperables.

Las reservas deben satisfacer tres criterios: estar descubiertas, ser recuperables y rentables basándose en proyectos de desarrollo aplicados. Las reservas se dividen además de acuerdo con el nivel de certeza asociado con las estimaciones (SPE, spe.org, 2005).

Tipos de reservas.

1P: Reservas probadas.

2P: Reservas probadas + reservas probables.

3P: Reservas probadas + reservas probables + reservas posibles.

Además según su estado, las reservas se clasifican en reservas desarrolladas y reservas no desarrolladas.

La Tasa del límite económico se refiere a la producción mínima que permite compensar los costos operativos, depende del precio actual del barril de petróleo.

Un uso importante del análisis de la curva de declinación es en la estimación de las reservas. Incluso en los casos en los que están disponibles modelos de simulación comparados con la historia, se realiza una comprobación cruzada con DCA para dar mayor confianza en los números. El hecho de que DCA no tenga una base teórica es útil, ya que desde el punto de vista financiero son estas reservas suelen ser más aceptables para estimaciones de DCA que otras metodologías más técnicas. (Apiwatcharoenkul, 2016)

1.1.3 Evaluación técnica de los equipos e instalaciones.

En las estaciones de campos petroleros se llevan a cabo procesos que consisten en la separación crudo (agua-gas-petróleo), almacenamiento de fluido, tratamiento de aguas, bombeo de petróleo producido, reinyección e inyección de agua producida. (Bouleau, Gehin, & Bravo da Silva, 2008). En muchos casos las facilidades de superficie de campos que llevan produciendo por décadas son limitantes de producción, debido a que la cantidad de fluido cambia con el tiempo y generalmente mientras la cantidad de petróleo disminuye, la cantidad de agua producida continua aumentando, esto puede crear cuellos de botella en las facilidades y afectar a la producción.

El enfoque que se tendrá en este trabajo será comprobar si la producción del campo Atacapi se ve afectada por la capacidad de las facilidades de superficie. Se analizará el estado y capacidad actual de los elementos, posteriormente su adecuación de acuerdo a pronósticos de producción y las posibilidades para su optimización. Este análisis se lo realizará tomando en cuenta las condiciones de diseño de: presión, temperatura y la más importante el volumen de los separadores, tanques de lavado y tanques de almacenamiento de la estación Atacapi.

Con lo que respecta a instalaciones, se debe tomar en cuenta los requisitos de superficie para manejar la producción, analizando la capacidad de transportar y almacenar el petróleo producido y los requerimientos de los equipos necesarios para el funcionamiento de los sistemas de levantamiento artificial (SLA). El campo Atacapi funciona principalmente con distintas clases de SLA como el hidráulico y el electrosumergible.

El levantamiento artificial por bombeo hidráulico funciona de la siguiente manera: el fluido motriz es tomado de un tanque de almacenamiento que alimenta una bomba de superficie, luego el fluido con alta presión se controla por válvulas en la estación de control y se distribuye hacia los pozos donde el fluido motriz pasa a través de las válvulas del cabezal del pozo y es dirigido a la bomba de fondo que convierte la energía del fluido motriz a energía potencial. El bombeo hidráulico se basa en el principio de Pascal que dice “la presión ejercida sobre un fluido incompresible y en equilibrio dentro de un recipiente de paredes indeformables se transmite con igual intensidad en todas las direcciones y en todos los puntos del fluido” y el fluido de motriz regresa a la superficie junto con el crudo producido. (Weatherfor (s.f), 2015). Las bombas de superficie varían su potencia desde 15 hasta los 625 HP con presiones de inyección que generalmente oscilan entre los 2,000 psi y 4,000 psi, además posee flexibilidad en la tasa de bombeo de los fluidos en superficie (Lake, 2007).

El bombeo Electrosumergible consiste en una bomba centrífuga de fondo que brinda a los fluidos la presión necesaria para llegar a superficie, esta bomba funciona gracias a un motor de fondo que es alimentado desde superficie gracias a un cable conductor eléctrico. Los equipos de superficie son transformadores, caja de venteo, variadores de frecuencia y un cabezal de descarga. La fuente energética puede venir de corriente eléctrica o generadores que funcionan a base de combustibles.

1.1.3.1 Manejo de agua de producción

La mejor opción para el manejo del agua es la inyección para recuperación secundaria o reinyección para desecho, siendo más rentable y eficaz que la descarga al mar y la evaporación de estanques. El agua de formación debe ser tratada considerando siempre el impacto ambiental que pueden generar estos procesos y cumpliendo con las leyes rigentes de cada país, (Evans, 1999).

Atacapi produce diariamente una cantidad de agua que debe ser manejada bajo rigurosos estándares, se encuentra en la segunda etapa de producción por recuperación secundaria, por lo que es muy importante conocer la eficiencia de inyección.

Método de Hall.

En 1963, Hall presenta una técnica que permite analizar rutinariamente la inyección de agua. Este método utiliza datos registrados diariamente en los pozos inyectoros de Atacapi, el caudal y la presión de inyección. Se grafica la presión de inyección de fondo versus la cantidad acumulada de inyección, el diagrama permite identificar cambios en la capacidad de inyección de un pozo en la medida que progresa el proceso de inyección.

Para determinar datos como daño de formación se han utilizado pruebas de presión, pero estas presentan inconvenientes como su costo y la interrupción de las actividades en los pozos. (Smith & Cobb, 1997). El procedimiento asume un estado estable de caudal de inyección (I_w) que se expresa con la ecuación 1-12.

$$I_w = \frac{0.00708 kh (P_{wi} - P_{pr})}{\mu \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - 0,75 + S \right)}$$

Ecuación 1-12

El volumen inyectado acumulado de agua (W_i) se puede expresar con la ecuación 1-13:

$$W_i = \int_0^t I_w dt = \frac{0,00708 kh}{\mu \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - 0,75 + S \right)} \int_0^t (P_{wi} - P_{pr}) dt$$

Ecuación 1-13

$$\sum \Delta (P_{wi} - P_{pr}) \Delta t = \frac{141,2 \mu \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - 0,75 + S \right)}{kh} * W_i$$

Ecuación 1-14

Las asunciones hechas por Hall para la aplicación de este método fueron las siguientes: El yacimiento es homogéneo, isotrópico, horizontal y la permeabilidad (k), espesor (h), viscosidad (μ), radios, daño son constantes, además se desprecia el cambio de la presión promedia (P) con el tiempo.

$$\sum \Delta (P_{wi} - P_{pr}) \Delta t = m * W_i$$

Ecuación 1-15

Por lo tanto m representa la pendiente de la curva.

$$m = \frac{141,2 \mu \left(\ln \frac{r_e}{r_w} \right)}{kh}$$

Ecuación 1-16

Se debe tomar en cuenta que en la práctica no es posible satisfacer estrictamente todas estas asunciones, el intervalo de inyección normalmente está formado por múltiples zonas con valores de permeabilidad diferentes, la estructura geométrica del modelo de flujo puede ser distorsionada por la heterogeneidad de la formación, la interferencia entre los pozos, la presencia de fracturas, etc. Sin embargo, la ecuación que describe el modelo tiene una gran importancia y en muchos casos describe adecuadamente la inyección del fluido. (BLANCO J, 2006)

La gráfica de Hall debe representarse en forma cartesiana, en el eje vertical la sumatoria diaria del diferencial de presiones $\sum \Delta (P_{wi} - P_{pr}) \Delta t$ por día y en el eje horizontal la

inyección acumulada (W_i), se tiene como resultado un gráfico donde se logran apreciar cambios en las condiciones de inyección.

Después de alcanzar un radio exterior de drenaje (r_e) constante e igual a la distancia entre inyector y productor, r_e no tendrá efecto posterior en la pendiente, después de este punto y debido a la naturaleza de la ecuación la pendiente (m) debe permanecer constante, cuando una de las suposiciones no se cumple la pendiente (m) del gráfico de Hall variará.

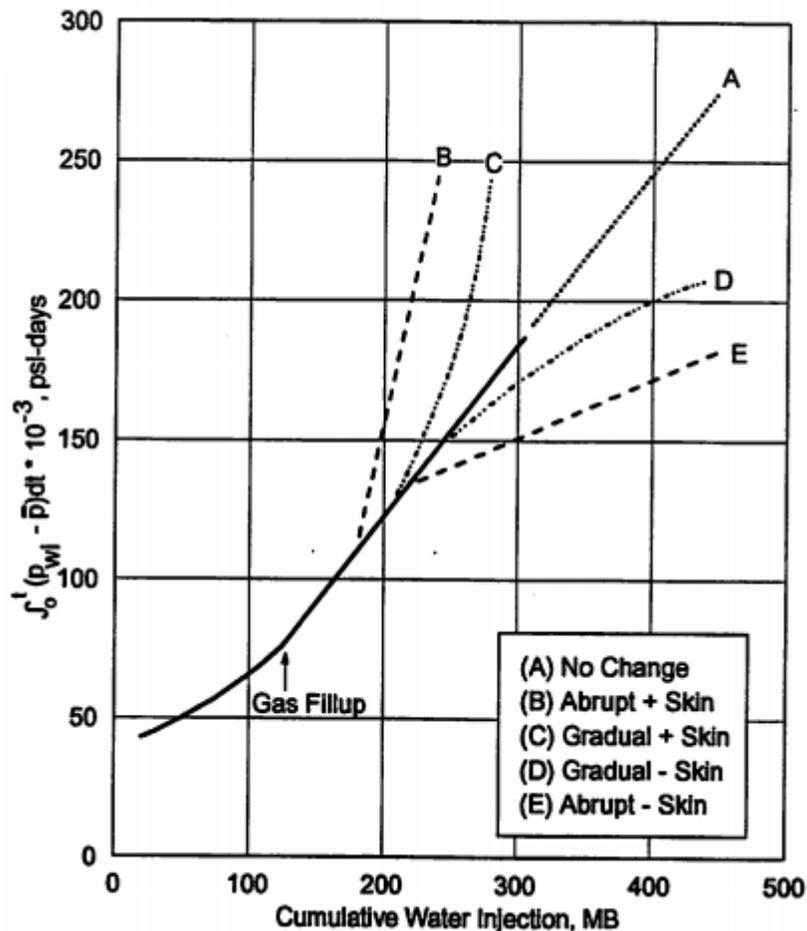


Figura 1-4. Diagrama de Hall con curvas tipo para casos de inyección. (Coob & Smith, 1997)

Como se puede observar en la Figura 1-4, existen varios tipos de curvas tipo que logran describir el estado de la inyección como se describe a continuación:

- A. Pozo inyector estable.
- B. Taponamiento fuerte del pozo, daño. Reducción fuerte de la permeabilidad y por ende aumento de la pendiente.
- C. Taponamiento del pozo, daño. Reducción de la permeabilidad y por ende aumento de la pendiente.

- D. Pozo estimulado, un aumento de la permeabilidad relativa lo que causa una disminución de la pendiente, podríamos tener una gran estimulación del pozo y una curva tipo E cuando se fractura el pozo inyector.

(BLANCO J, 2006) Presenta como ventaja del uso del Diagrama de Hall el ser un método continuo de monitoreo, por lo que permite identificar cambios en las características de la inyección que ocurren sobre el desarrollo de la inyección además de sólo requerir datos fáciles de obtener como la inyección acumulativa y la presión de fondo. El método de Hall también presenta limitaciones ya que solo es posible determinar el daño o la transmisibilidad, para poder cuantificar valores fijos se necesitan realizar pruebas de fall-off o de inyección.

1.2 Descripción general del campo.

1.2.1 Ubicación.

El campo Atacapi se encuentra en la zona norte de la Cuenca Oriente de Ecuador en la provincia de Sucumbíos, cantón Lago Agrio parroquia Dureno, aproximadamente a 250 km al Este de la ciudad de Quito. Geológicamente se encuentra en el corredor Sacha, en el bloque 57 y limita con los siguientes campos: al Norte con Tetete, al Sur con Shushufindi y al Este con Libertador. Sus Coordenadas UTM son: Latitud: 1.0005E+7 - 1.002E+7 N, Longitud: 316000- 320000W. La Figura 1-5 muestra un mapa geográfico del Ecuador con la ubicación del campo Atacapi.

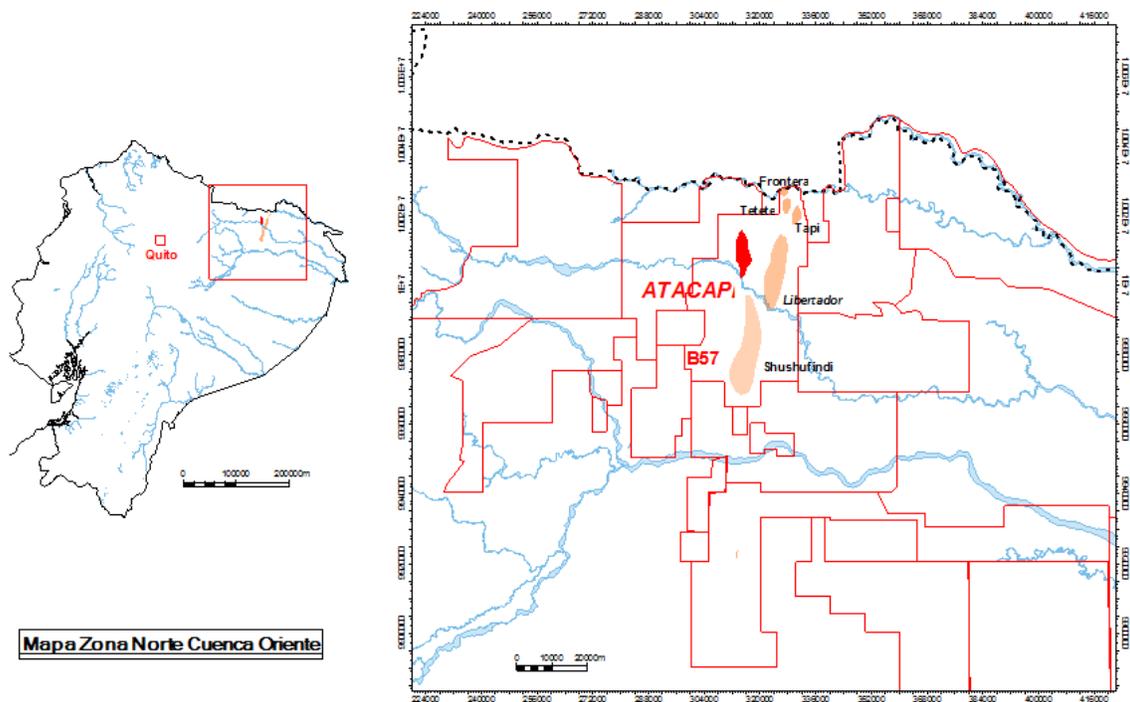


Figura 1-5. Mapa geográfico de la zona Oriente de Ecuador. (Petroamazonas EP)

1.2.2 Propiedades de los fluidos.

1.2.2.1 Datos PVT.

Durante los primeros años de producción de Atacapi se han tomado varias pruebas PVT, los resultados de las más representativas se resumen en la Tabla 1-2. Estos valores fueron utilizados para realizar los cálculos del presente trabajo.

Tabla 1-2 Resumen de los resultados de las pruebas PVT.

POZO	ATA 26	ATA 03	ATA 1	ATA 4	ATA 4	ATA 7
ARENA	BT	US	UI	UI	TS	TI
Laboratorio.	Corelab	Corelab	Corelab	Corelab	Petrotech	Corelab
FECHA MUESTRA	20/4/2014	24/6/1979	23/7/1982	4/5/1979	24/4/1979	1/6/1998
Presión de saturación (psia)	604	1308	750	1482	1312	1100
GOR (SCF/STB)	102,7	442	232	420	355	453
Relative Oil Volume (bbl/STB)	1,132	1,339		1,319	1,25	1
Oil Density (g/cc)	0,846	1,339	0,7645	0,7589	0,78	
Total FVF (bbl/STB)	1,132	0,7381	1,2397		1,25	1,4765
Oil Viscosity (cp)	5,93	0,88	1,22	1,25	1,57	1,04
Compressibility	7,01E-06	1,167E-05		1,11E-05		
Temperatura del yacimiento (°F)	216	160	208	220	205	212
API	21,1	30,2	32	28,5	31,4	32,4
Gravedad específica del gas	0,846	0,911	1,2	0,851	1,019	1,155

1.2.2.2 Salinidades del agua de formación.

Las salinidades de agua de formación son obtenidas en pruebas de laboratorio. Para analizar las salinidades se toma en consideración el contenido de cloruros en partes por millón (ppm Cl-)

La arenisca Ui varía entre 65000 y 95000 ppm Cl-, los valores más altos son atribuidos a pozos afectados por la recuperación secundaria. Los valores de salinidades para pozos productores de la arenisca Us una salinidad promedio de 38500 ppm Cl-. La arenisca BT originalmente no producía agua pero luego de los procesos de recuperación secundaria presenta una salinidad promedio de 60500 ppm Cl-. Para analizar la salinidad de los pozos productores de TI se toma en cuenta los pozos productores con BES: ATC-11 y ATC-15 los mismos que tienen agua de formación con 8000 y 17000 ppm Cl- respectivamente.

La salinidad promedio del agua de formación usada en los pozos inyectores ATC-12, ATC-13 y ATC-29 oscila entre 48000 y 5000 ppm Cl-

1.2.3 Geología

El campo Atacapi cuenta con los reservorios productivos: Basal Tena. U Superior – U Inferior y T Superior – T Inferior.

1.2.3.1 Estructura.

Desde un punto de vista macro, Atacapi está directamente alineado con el sistema de fallas que corresponde al lineamiento que viene del trend Aguarico- Shushufindi, el que tiene un rumbo dominante N-S. La formación Atacapi está constituida por un anticlinal alargado de dirección aproximada Norte-Sur, en su parte norte se asocia con dos fallas inversas lo cual ha generado dos ejes estructurales que llegan a fusionarse en su parte sur, siendo el eje central el más productivo del campo.

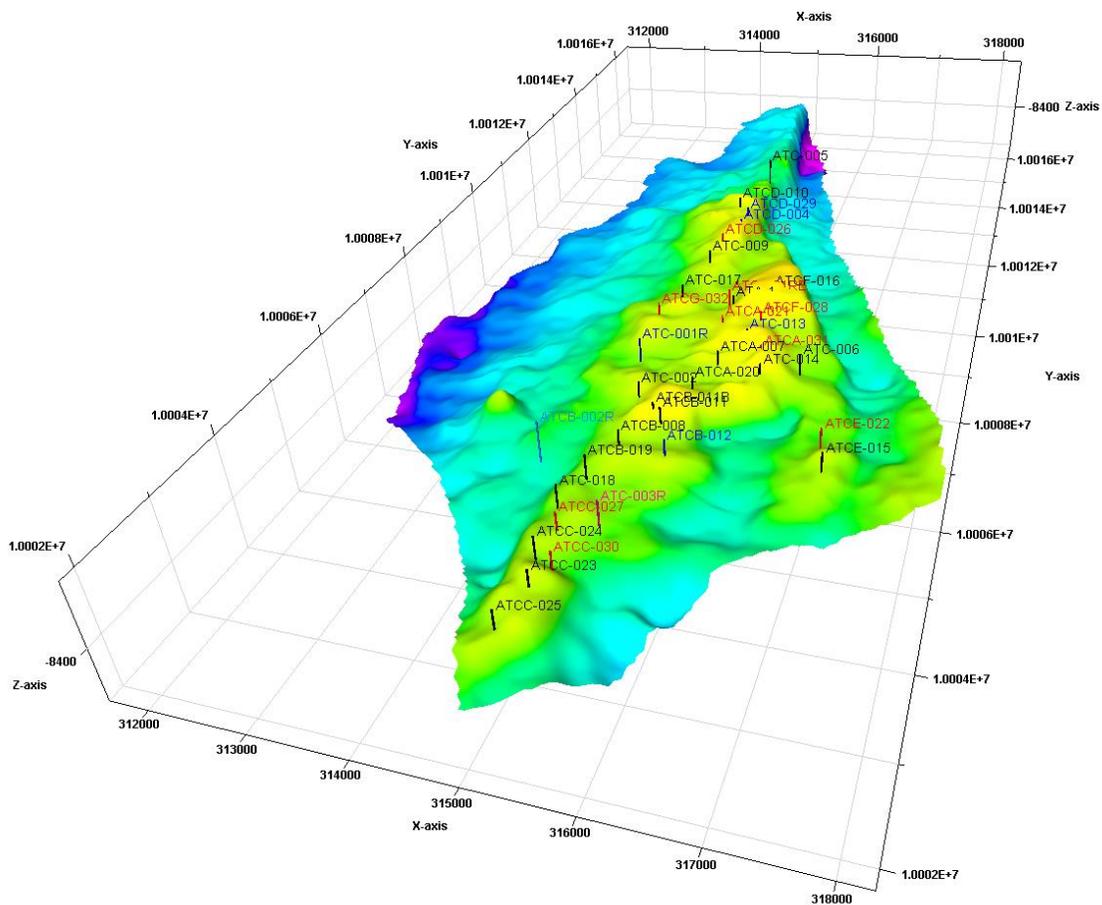


Figura 1-6. Representación en 3D de Atacapi. (Petroamazonas EP)

En su eje mayor, esta estructura alcanza los 13.5 Km de extensión Norte-Sur y 4.3 Km de Este-Oeste, con un área de 64.5 km². Las características generales de deformación de Atacapi, presentan el mismo patrón de deformación que ha sido descrito para el

Sacha-Shushufindi, (Baby, Rivadenerira, & Barragán, 2014) Afirman que la “estructura se desarrolló en el Maastrichtiano-Paleoceno, con deformación sin-tectónica de los Tena, cuya variación de espesores refleja el crecimiento de la estructura”. En la

Figura 1-6 se observa una representación en tres dimensiones de los altos estructurales y la distribución de los pozos del campo Atacapi.

1.2.3.2 Estratigrafía.

Formación Hollín (Aptiano Superior a Albiano Inferior).

Litológicamente está compuesta principalmente por areniscas blancas cuarzosas y en menor parte entrecortes de arcilla carbonosa, depositadas en un ambiente continental de ríos entrelazados, presentando hacia el techo un arreglo transgresivo (ABBOTTS, 1990). Esta arenisca es un clásico reservorio petrolero de la cuenca oriente, pero en el campo Atacapi no es un reservorio productivo.

Formación Napo (Albiano Superior - Campaniano Medio)

Esta formación de edad Cretácico Medio a Superior, yace concordante sobre la formación Hollín y se encuentra en contacto discordante con la formación Tena, litológicamente está compuesta por lutitas, calizas y areniscas. (ABBOTTS, 1990). Los principales reservorios productores del campo Atacapi son los reservorios “U” y “T” de la formación Napo, los mismos que fueron depositados dentro de un ambiente marino marginal con presencia de barras y canales estuarinos, características propias de un sistemas transgresivo.

Formación Tena (Maastrichtiano-Palaeoceno)

Esta formación de edad Cretácico Superior, yace discordantemente sobre la formación Napo y concordantemente con la supra yacente Tiyuyacu. Con un espesor de aproximadamente 650 pies está compuesta de arcillas y limolitas de color rojo ladrillo, observándose hacia la base una arenisca de estrato y grano decreciente denominada Basal Tena.

En la Figura 1-7 se observa la columna estratigráfica de la Zona Norte De la Cuenca Oriente, donde se tiene la división y subdivisión de formaciones según su época y además se puede observar la litología de cada una.

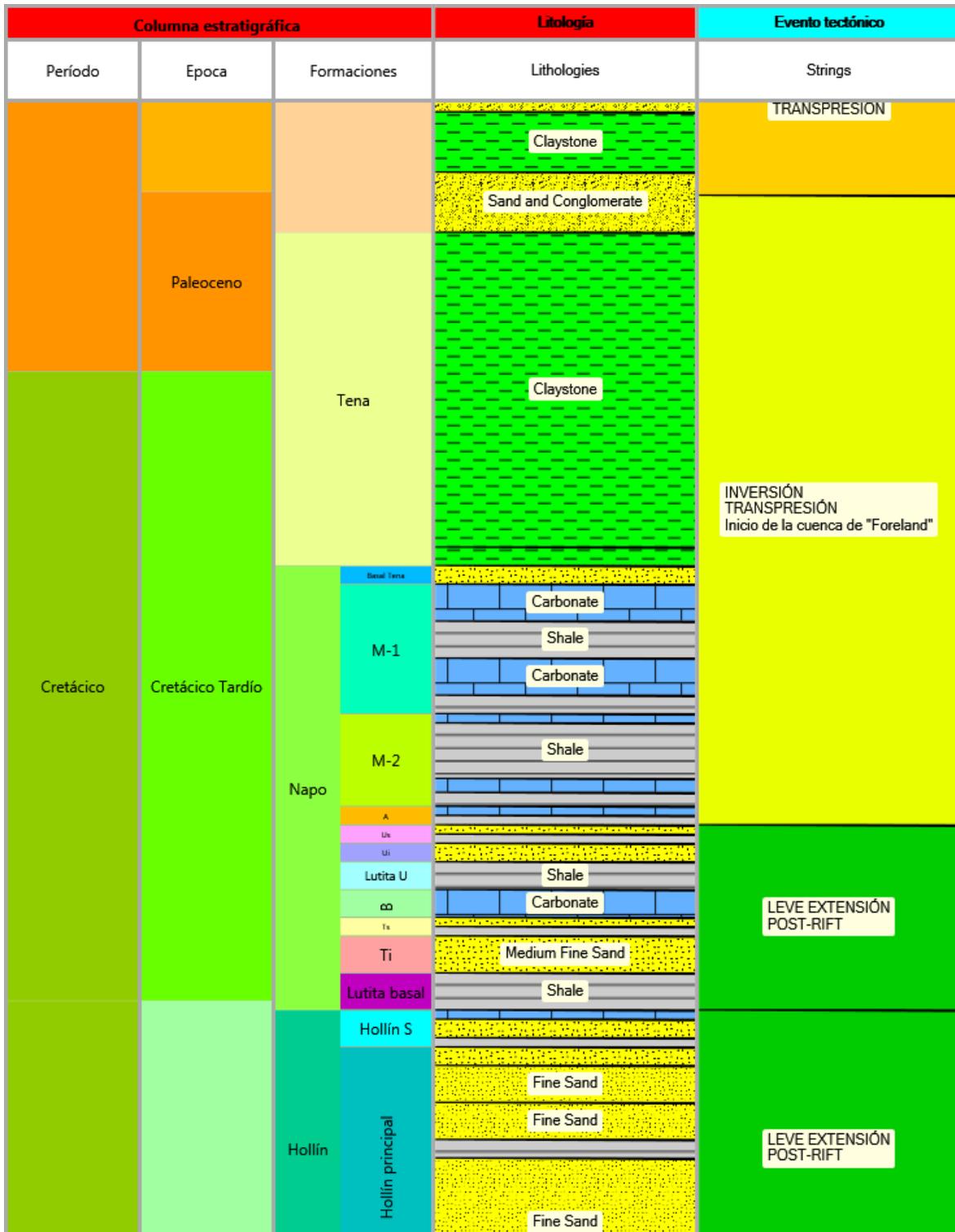


Figura 1-7. Columna estratigráfica de la Zona Norte De la Cuenca Oriente.

Fuente: Petroamazonas EP.

1.2.3.3 Litología.

Arenisca T.

Se encuentra diferenciada en dos reservorios T inferior y T superior. T inferior es una arenisca con estratificación cruzada y una buena porosidad que varía entre 10-15%, posee características cuarzosas de grano medio grueso, posee trazas de mica, minerales y minerales pesados. La T superior es un reservorio de menor calidad, compuesto en su mayoría por arenisca cuarzo-glauconítica, generalmente grano decreciente, con capas ricas en cemento calcáreo. (Baby, Rivadeneira, & Barragán, La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo., 2004)

Arenisca Basal Tena.

Arenisca gris clara, gris verdosa, translúcida, friable, cuarzosa, de grano fino a medio, subredondeada a subangular, moderada selección, matriz caolinítica, cemento calcáreo, porosidad no visible. Pobre manifestación de hidrocarburos, manchamiento de puntos-parches café oscuro. Fluorescencia natural amarillo dorado, fluorescencia del corte rápido nuboso, rayos blanco azulados a la luz natural, anillo residual no visible a la luz natural, blanco azulado a la luz UV. (Baby, Rivadenerira, & Barragán, La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo, 2014)

Arenisca U Superior.

Arenisca cuarzosa, clara, translúcida, transparente, ocasionalmente café clara, suelta, friable, grano fino, sub redondeada a sub angular, de regular a buena selección, ligeramente calcárea con inclusiones de glauconita. (Baby, Rivadenerira, & Barragán, La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo, 2014)

Arenisca U Inferior.

Arenisca cuarzosa, translúcida, ocasionalmente blanca, suelta en partes moderadamente consolidada, grano fino a medio, sub redondeada a sub angular, buena a regular selección y cemento ligeramente calcáreo. (Baby, Rivadenerira, & Barragán, La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo, 2014)

La Figura 1-8 muestra un registro eléctrico tomado del pozo Atacapi 7, el mismo que será utilizado como pozo tipo, el perfil eléctrico incluye valores de SP, resistividad, densidad y sónico para las de formaciones de Atacapi, además describe la litología basada los resultados del registro.

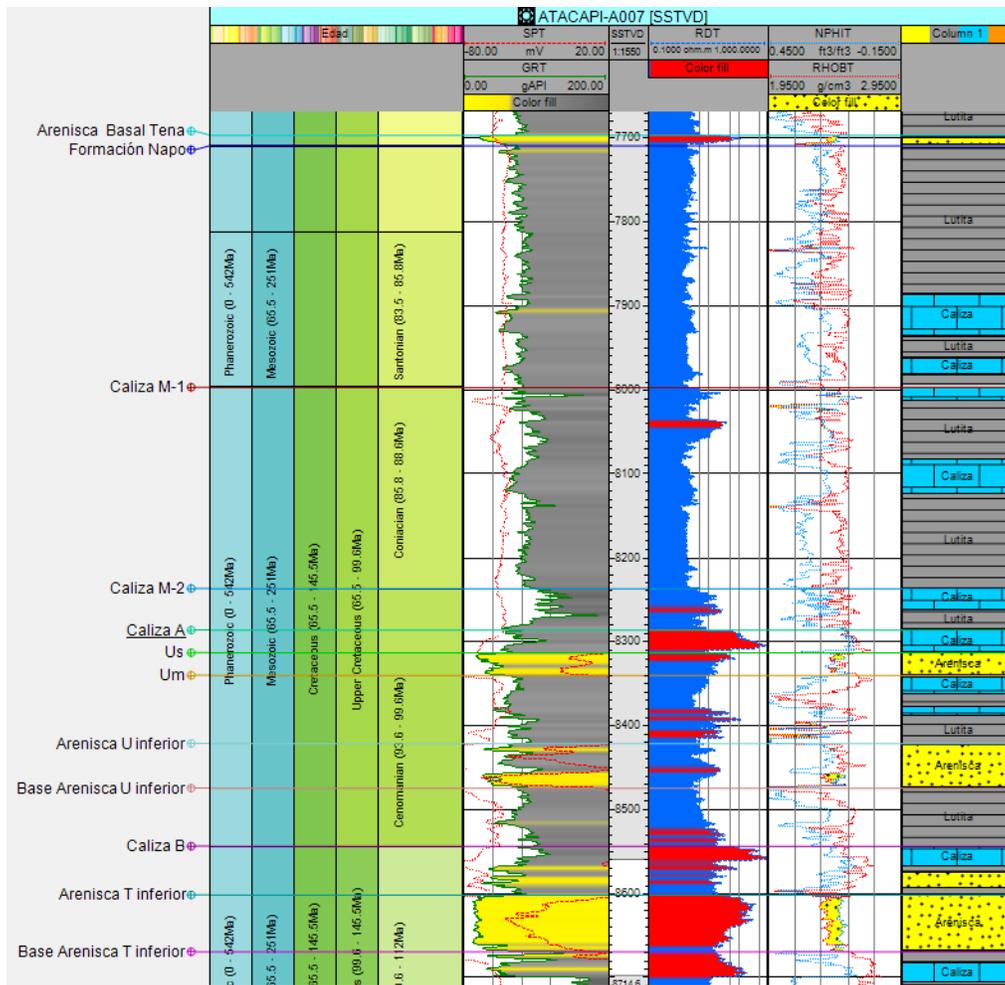


Figura 1-8. Registro eléctrico del pozo Atacapi 7 con litología.

Fuente: Petroamazonas EP.

1.2.3.4 Roca Reservorio.

Los principales reservorios productores presentes en el campo Atacapi se encuentran en la formación Napo (Cretácico Medio). Formalmente se las conoce como las areniscas U (Cenomaniano) y T (Albiano). Estas unidades se han depositado en un ambiente marino-marginal en su mayoría, siendo las barras y canales estuarinos las facies predominantes dentro de un contexto transgresivo.

La Arenisca T inferior, no presenta acumuladas importantes excepto por el Atacapi D-010 a pesar de tener un desarrollo arenoso considerable, es un reservorio bueno en el Norte de Atacapi, las características estratigráficas limitan considerablemente la acumulación de hidrocarburo. Es una arenisca con excelentes condiciones petrofísicas, en Atacapi posee una buena cantidad de cuerpos arcillosos y se encuentra influenciada por canales fluviales.

La U Inferior es una arenisca bastante limpia, con ligeras trazas de caolita y líticas, su permeabilidad es variable, pero ha demostrado el comportamiento de una buena roca reservorio, presenta la mayor producción acumulada del sector, se encuentra influenciada por un acuífero.

En la Arenisca U Superior la presencia de matriz arcillosa y bioturbación, hace que la calidad como reservorio de U superior disminuya en comparación de U inferior (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004). No evidencia soporte de presión por actividad del acuífero. Presentan sus mayores acumuladas en la zona central de la estructura donde se presentan los mejores espesores y características petrofísicas, las que desmejoran hacia el Sur de la estructura.

La Arenisca Basal Tena, presenta un comportamiento similar a la U Superior, sin soporte de presión por acuífero, pero con un desarrollo arenoso que aumenta desde la zona central hacia el Sur, en el pozo ATC-26 se logran observar importantes características de permeabilidad y porosidad lo mismo que puede verse reflejado en la capacidad de captar agua del pozo inyector ATC-29.

A lo largo de la vida productiva del campo se han completado y producido los pozos que se observan en la Tabla 1-3 en cada reservorio. La Figura 1-9 representa la distribución de reservorios completados en Atacapi.

Tabla 1-3. Pozos completados por reservorio.

Reservorios.				
BT	US	UI	TS	TI
ATACAPI:26	ATACAPI:1	ATACAPI:1	ATACAPI:2	ATACAPI:1
ATACAPI:29 I	ATACAPI:2	ATACAPI:2	ATACAPI:10	ATACAPI:7
ATACAPI:32	ATACAPI:4	ATACAPI:4	ATACAPI:13	ATACAPI:8
	ATACAPI:8	ATACAPI:5		ATACAPI:10
	ATACAPI:8	ATACAPI:7		ATACAPI:11
	ATACAPI:10	ATACAPI:8		ATACAPI:15
	ATACAPI:14	ATACAPI:9		ATACAPI:16
	ATACAPI:15	ATACAPI:10		ATACAPI:17
	ATACAPI:16	ATACAPI:11		ATACAPI:18
	ATACAPI:19	ATACAPI:14		ATACAPI:19
	ATACAPI:25	ATACAPI:15		ATACAPI:20
	ATACAPI:29	ATACAPI:16		ATACAPI:23
	ATACAPI:12 I	ATACAPI:17		ATACAPI:24
	ATACAPI:13 I	ATACAPI:18		ATACAPI:28
	ATACAPI:3I	ATACAPI:19		ATACAPI:29
		ATACAPI:21		ATACAPI:30
		ATACAPI:22		ATACAPI:32
		ATACAPI:23		
		ATACAPI:24		
		ATACAPI:25		
		ATACAPI:27		
		ATACAPI:31		
		ATACAPI:11B		
		ATACAPI:12 I		

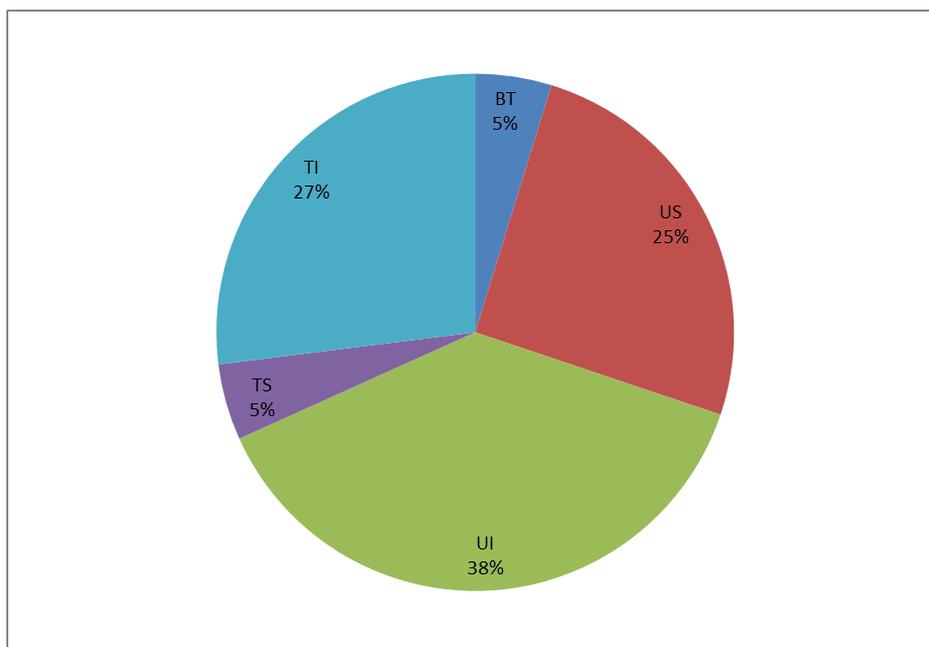


Figura 1-9. Distribución de pozos completados por reservorio.

En la Figura 1-9 se puede observar que el reservorio que más fue explotado fue U inferior seguido de T inferior, siendo los menos probados T superior y Basal Tena.

1.2.3.5 Parámetros Petrofísicos.

En cuanto a porosidades, la arenisca U inferior presenta valores promedio de 17% al 19%, mientras que para la arenisca U superior y T superior la porosidad promedio es 11%, para la arenisca T inferior se tiene un valor de 15% y para Basal Tena 10 %.

En general, la arenisca U Superior presenta una permeabilidad máxima de 150 mD y se encuentran verticalmente limitadas en la base por las lutitas negras y calizas de U media y al techo por las calizas de Napo Medio (A+M2).

En cuanto a Basal Tena, las permeabilidades pueden alcanzar los 7000 mD (Análisis de transiente de presión para el Atacapi 26) y rondan los 1000 – 2000 mD en la interpretación de perfiles. Se encuentra limitada verticalmente en la base por las lutitas de Napo Superior y hacia el tope por las lutitas de Tena.

Para U inferior, las permeabilidades pueden alcanzar los 1250 mD, con un promedio de 175 mD. Se encuentra limitada verticalmente en el tope por las lutitas negras y calizas de U media, y hacia la base por las calizas B.

La Figura 1-10 muestra un registro eléctrico tomado del pozo Atacapi 7, el perfil eléctrico incluye valores de Gama Ray, resistividad, porosidad según registro sónico y de densidad, saturación de agua y factor fotoeléctrico.

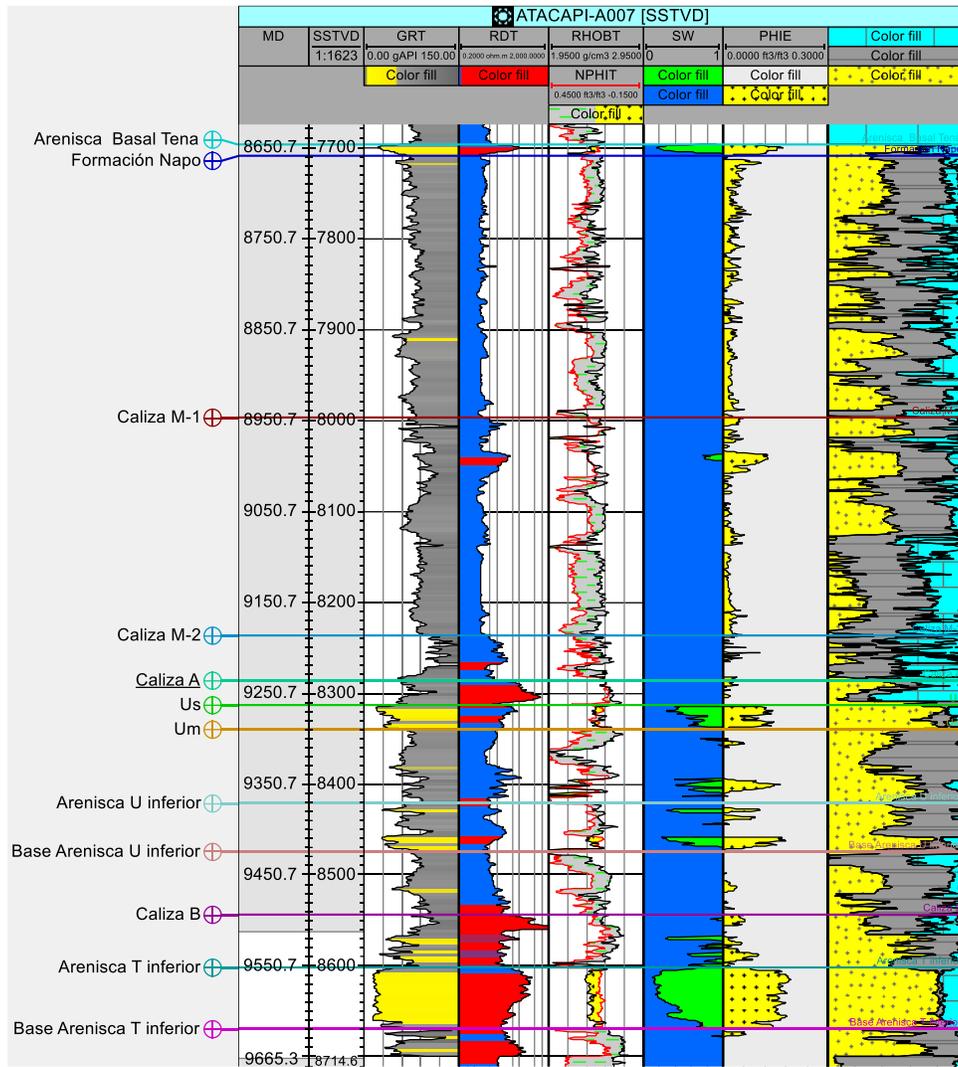


Figura 1-10. Registro eléctrico del pozo Atacapi 7.

1.2.4 Producción del Campo.

El campo Atacapi empezó su producción en diciembre de 1979 con el pozo Atacapi 1, perforado por Texaco, con un caudal inicial de 4000 Bppd. Alcanzó su pico máximo de producción en febrero del 2005 con 10600 Bppd. En la Figura 1-11 se puede observar la producción de agua y petróleo del Campo Atacapi desde el año 1979 hasta la actualidad.

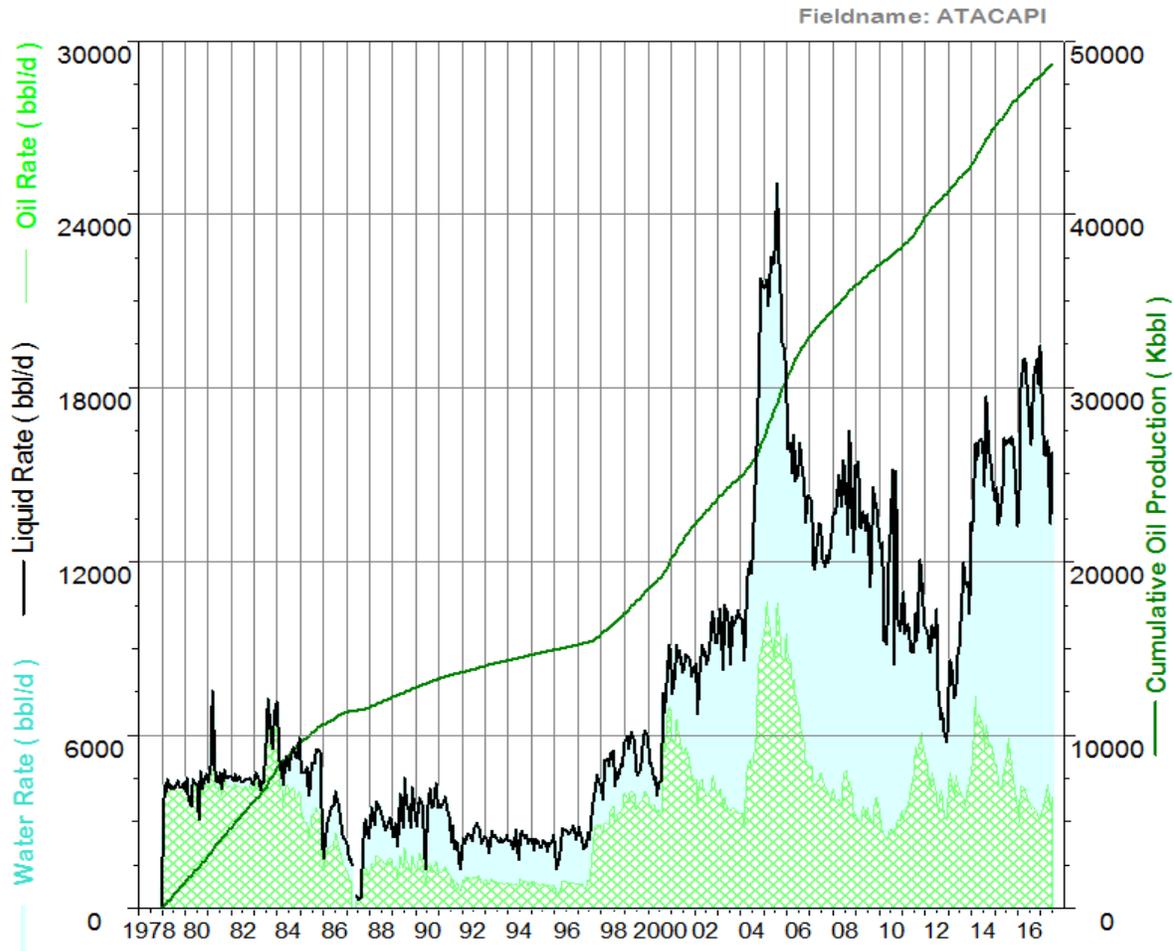


Figura 1-11 Producción histórica del campo Atacapi.

En la primera mitad del año 2017 tiene una producción promedio de 19200 barriles de fluido, 3700 barriles de petróleo y 15500 barriles de agua, a junio del 2017 posee un acumulado de producción total de petróleo de 48. 6 millones de barriles de petróleo.

En la Figura 1-12 se observa el número de pozos por año del campo Atacapi. En su primera etapa perforaron 4 pozos, luego se mantuvo con 6 pozos desde 1980 a 1996, en 1997 perforan 2 pozos nuevos y al año siguiente un tercero. En 2004, año en el que alcanza su máximo histórico de producción, empieza una tercera campaña de perforación implementando 9 pozos nuevos, en el año 2012 con 24 pozos perforados inicia el consorcio Pardalis y hasta el año 2017 se tiene 35 pozos perforados.

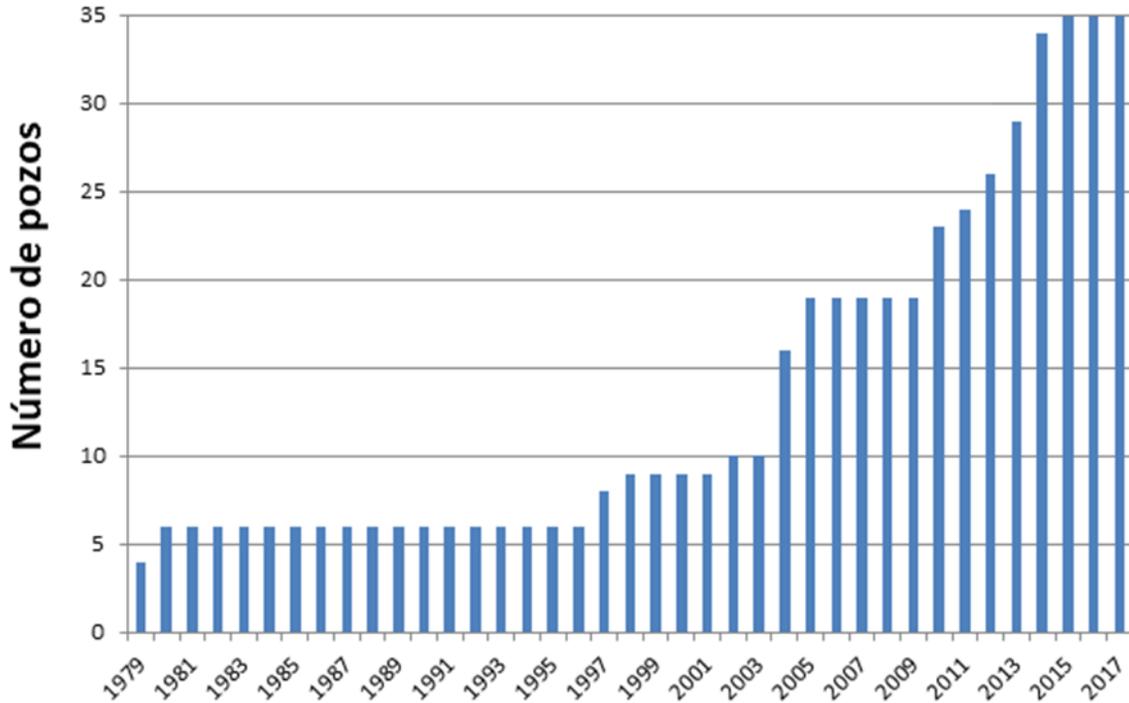


Figura 1-12 Número de pozos por año.

1.2.4.1 Estado de los Pozos.

Para Julio 2017 el campo Atacapi posee 35 pozos entre ellos 2 reinyectores funcionando, 2 reinyectores cerrados, 3 inyectores, 17 pozos productores, 7 cerrados en espera de pulling y 4 pozos abandonados.

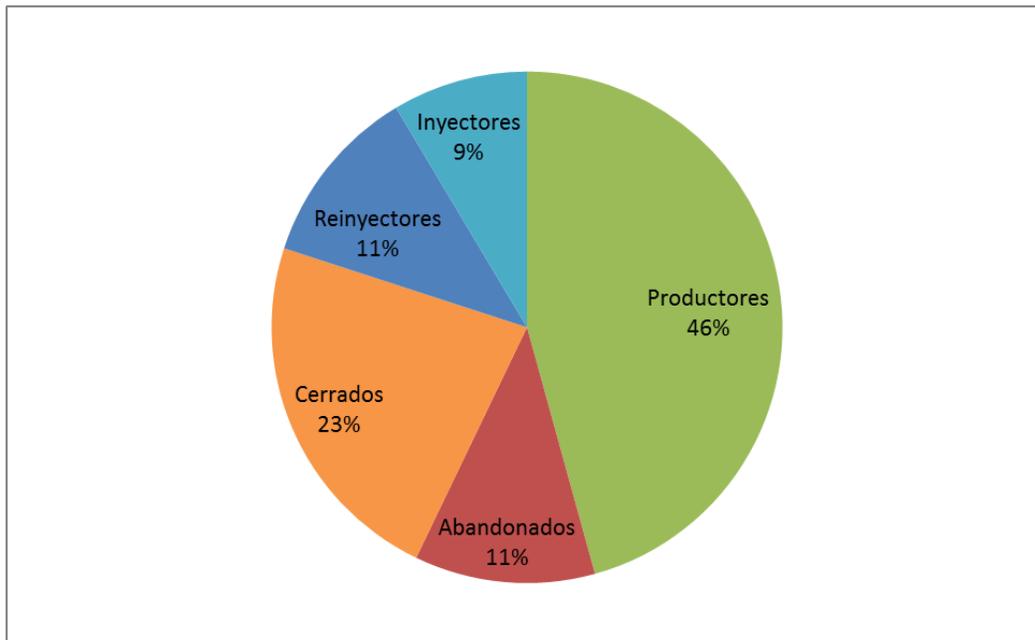


Figura 1-13. Distribución de los pozos según su estado actual.

En el gráfico de la Figura 1-13 se observa el porcentaje de pozos productores, cerrados, inyectores y abandonados, en la tabla del Anexo 1 se encuentra el estado actual de cada una de las arenas de cada pozo.

Al discriminar la producción según los reservorios productores para la fecha actual tenemos los valores presentados en la Tabla 1-4 y la representación gráfica del porcentaje de producción que aporta cada reservorio en la Figura 1-14

Tabla 1-4. Número de pozos productores y producción por Reservorio.

Pozos Productores.		
Reservorio	#Pozos	Producción BPPD
TI	5	440,302
US	6	1114,537
UI	5	1375,558
BT	1	913,405

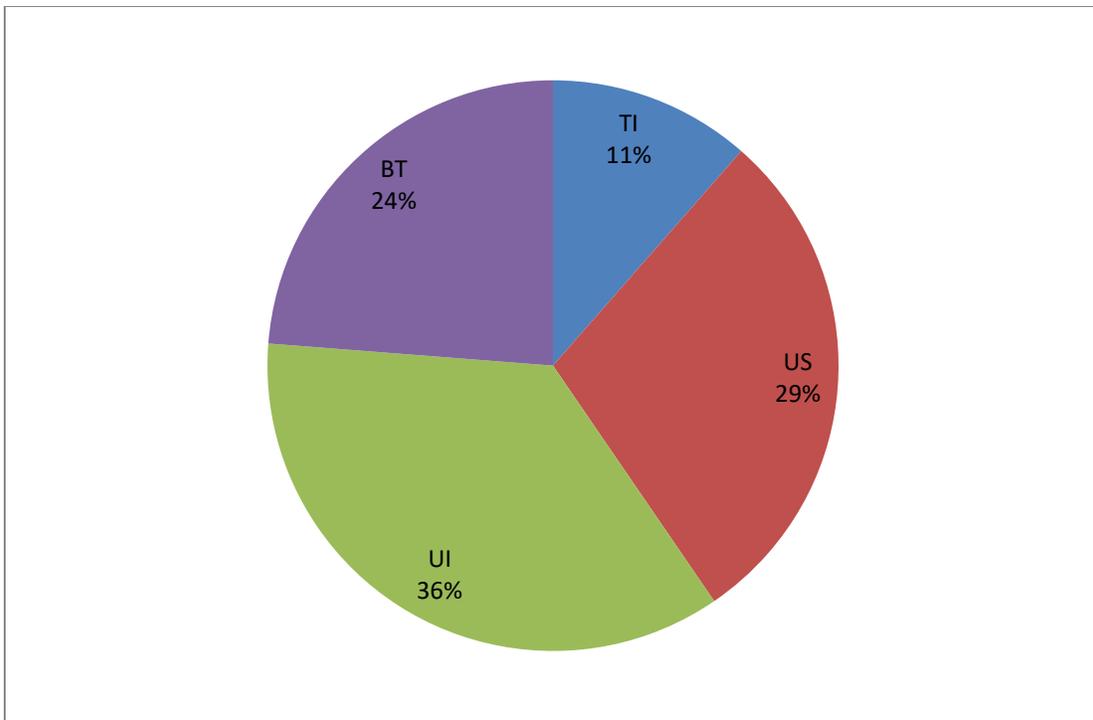


Figura 1-14 Distribución de la Producción por reservorio.

En la Figura 1-14 se logra observar que la arenisca UI es el reservorio más importante, mientras que TI es el que posee menor producción.

1.2.5 Análisis de Histórico de Presiones.

A lo largo de la vida del campo Atacapi se han tomado distintas medidas de presión estática y pruebas de presión, a continuación se realiza un desglose por reservorio junto con la producción histórica de cada uno.

1.2.5.1 T Superior e Inferior.

Empieza su producción con el pozo ATC-04 en 1979 con una presión inicial de reservorio de aproximadamente 3600 psi y una producción inicial de 2666 bbl/d sin corte de agua. Luego se mantuvo cerrada para ponerse nuevamente en producción en 1997 y mantenerse así hasta la actualidad con una producción de petróleo de 440 bbl/d de petróleo y un corte de agua del 88%. La Figura 1-15 muestra la producción histórica de la arena T.

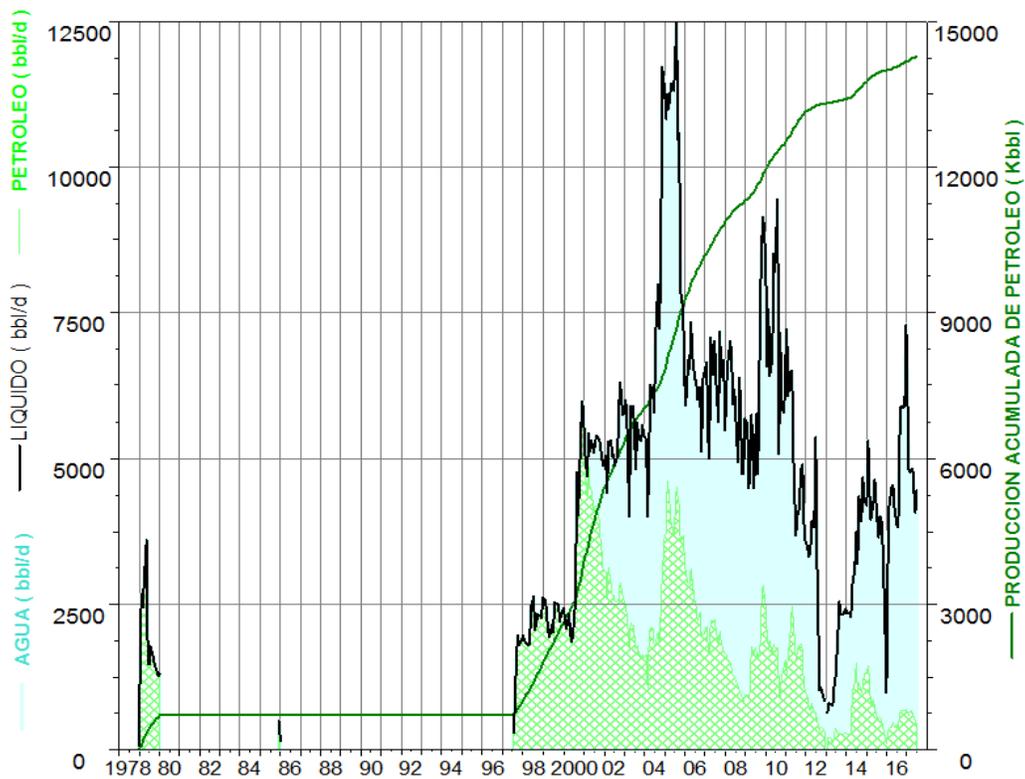


Figura 1-15. Producción histórica de la arenisca T.

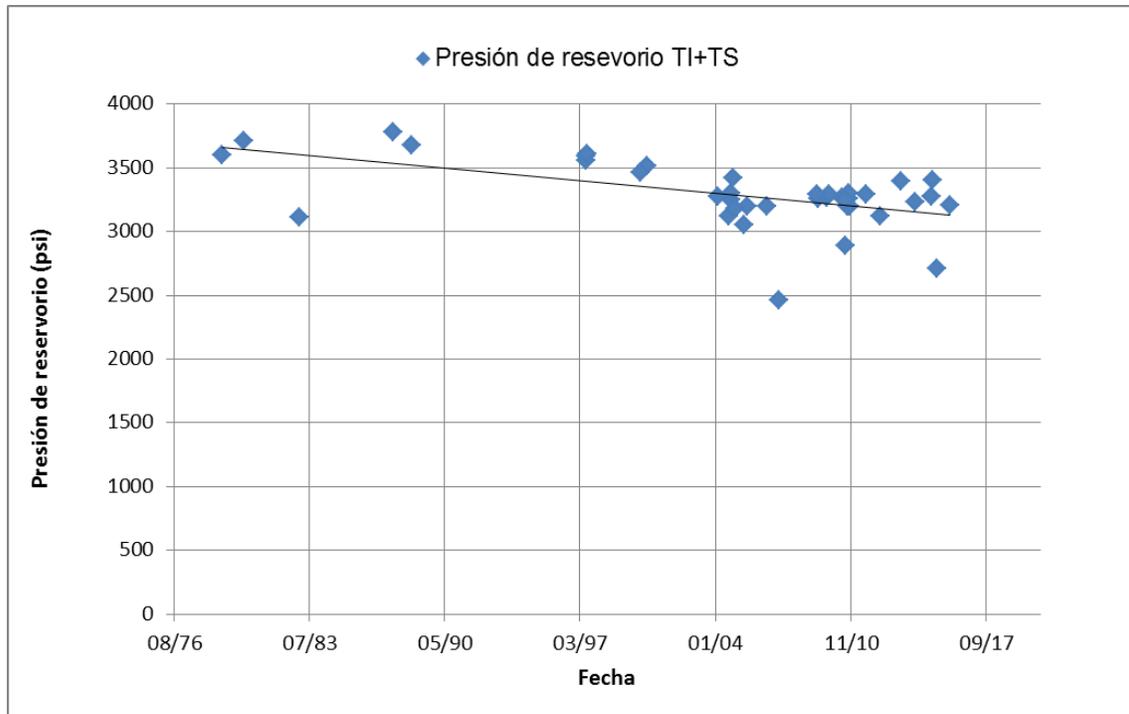


Figura 1-16. Datos obtenidos de Pruebas de Presión para la arenisca T.

Como se puede observar en la Figura 1-16 la presión ha decaído lentamente, debido a que Ti posee entrada de un acuífero que se hizo notorio en las producciones a partir del año 2000. A la fecha el reservorio posee una presión promedio de reservorio de 3200 psi, aproximadamente. Se debe notar que la formación T posee el menor índice de producción en comparación con todas las formaciones en las distintas aéreas tanto de Atacapi.

1.2.5.2 U Inferior.

El pozo de ATC-02 fue el primer pozo productor de U Inferior, inicia sus operaciones en 1979 con una producción de 1172 barriles de petróleo por día. A la fecha en UI se encuentran 5 pozos produciendo con un caudal de 5466 barriles por día y un corte de agua del 75%. U inferior es considerada en Atacapi la arenisca más importante ya que además de ser la mayor productora, acumula la mayor producción histórica de petróleo. La Figura 1-17 muestra la producción histórica de la arenisca Ui.

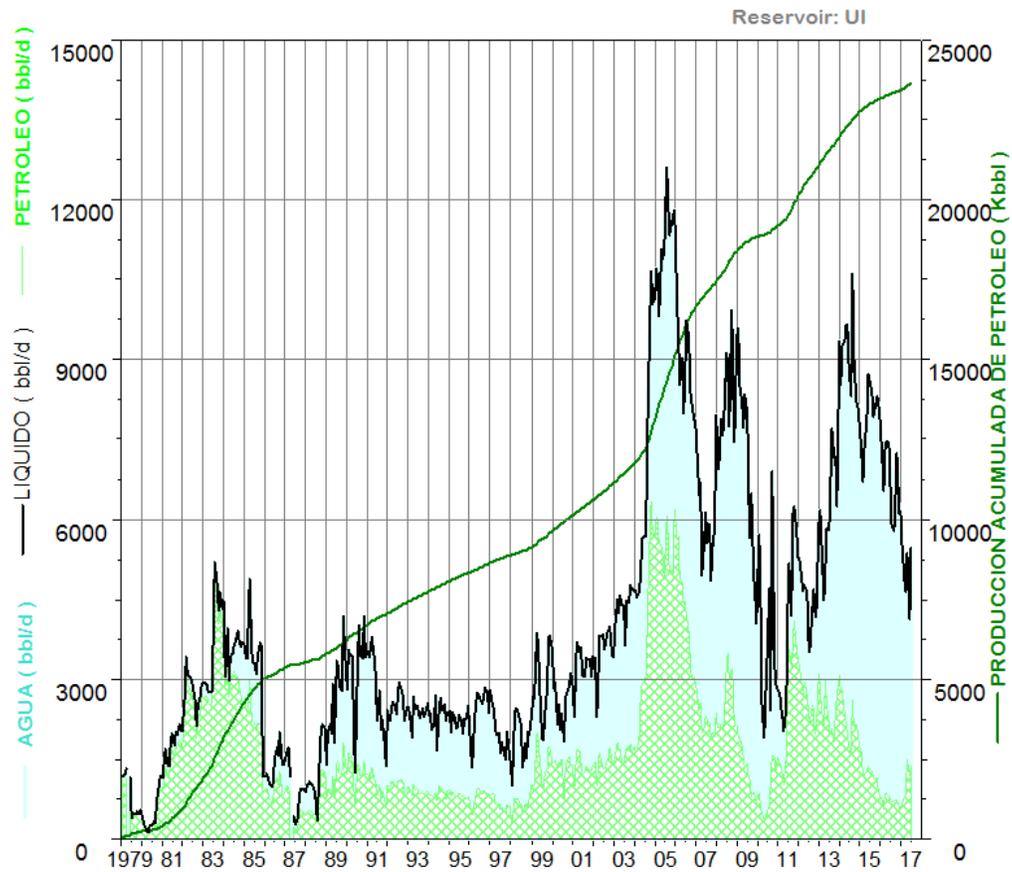


Figura 1-17 Producción histórica de la arenisca UI

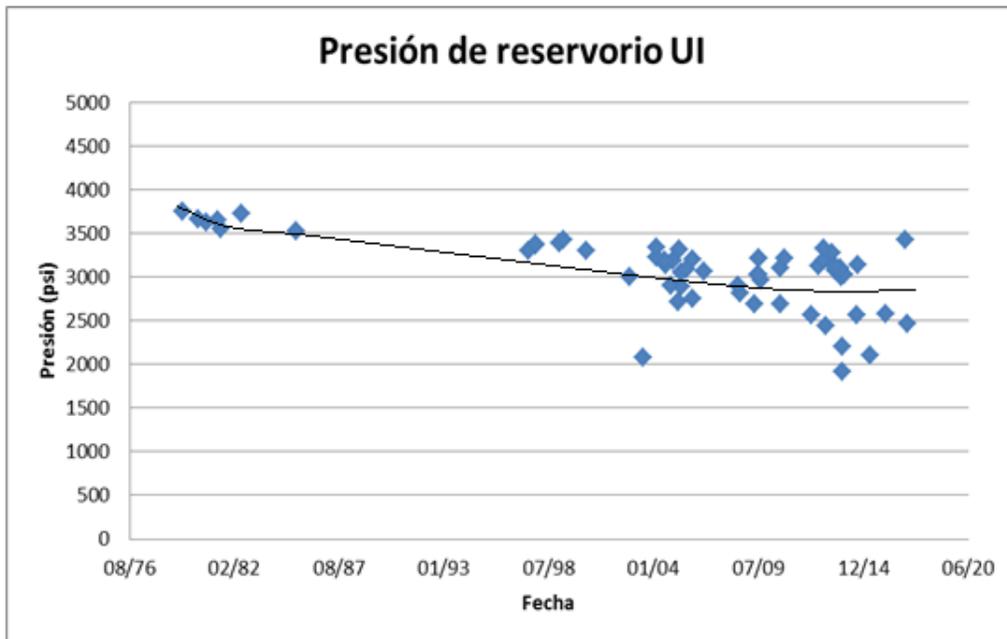


Figura 1-18 Datos obtenidos de Pruebas de Presión para la arenisca UI.

En la Figura 1-18, se puede observar que no existe una fuerte declinación de la presión, en 1979 la presión medida fue de 3800 psi aproximadamente mientras que las últimas mediciones arrojan valores cercanos a los 3200 psi. Este tipo de declinación de presión se debe a que el reservorio presenta un mantenimiento de presión por un acuífero activo, sin embargo se debe tomar en cuenta que posee una producción acumulada de 56 millones de barriles de fluido, lo que ha causado una depletación considerable, por lo que se fue necesario la implementación de recuperación secundaria mediante la inyección de agua.

1.2.5.3 U Superior.

El pozo de ATC-03 fue el primer pozo productor de U Superior, inicia sus operaciones en 1979 con una producción de 369 barriles de petróleo al día, sin corte de agua. Desde su inicio produjo de manera intermitente hasta el año 91, cuando se cierra y la capa queda sin producción hasta 1997 cuando empieza a producir el pozo ATC-04 por dos años. En el 2006 se abre el pozo ATC-14, la primera vez que US produjo de dos pozos fue en 2010 con pozo ATC-15. En la actualidad se encuentra produciendo con 6 pozos a un caudal promedio de 1114,537 barriles de petróleo por día, con un corte de agua de 17%. En la Figura 1-19 está representada la producción histórica de la arenisca Us.



Figura 1-19 . Producción histórica de la arenisca US.

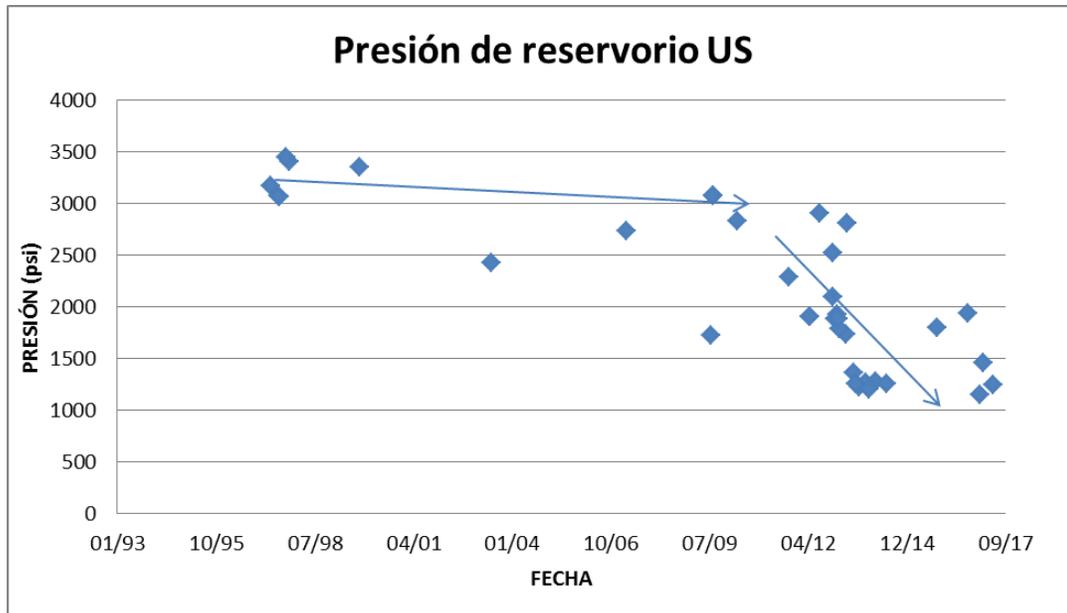


Figura 1-20 Datos obtenidos de Pruebas de Presión para la arenisca US.

Como se observa en la Figura 1-20, U superior posee una presión de reservorio inicial de 3200 psi, no presenta cambios bruscos durante las primeras décadas de producción, debido a la baja producción por cortos periodos de tiempo. En el 2012 comienza un incremento en la producción acompañado de una depletación importante de la capa, resultado de la apertura de varios pozos. Las diferentes medidas de presión y distintas tendencias de decaimiento son resultado de una capa sin acuífero y de baja transmisibilidad. Actualmente existen 2 pozos inyectoros para presurizar este reservorio.

1.2.5.4 Basal Tena.

El pozo de ATC-26 fue el primer pozo productor de Basal Tena, inicia sus operaciones en 2014 con una producción de 3000 barriles de petróleo al día, sin corte de agua. En el 2015 produce del pozo ATC-32 pero sólo durante un año, se cierra debido a problemas de escalamiento (producidos por el agua de T inferior) dificultándose de esta manera la producción del crudo pesado de Basal Tena. Desde inicios del año 2015 el pozo ATC-29 funciona como inyector de la arena Basal Tena. En la

Figura 1-21 está representada la producción histórica de la arenisca Basal Tena.

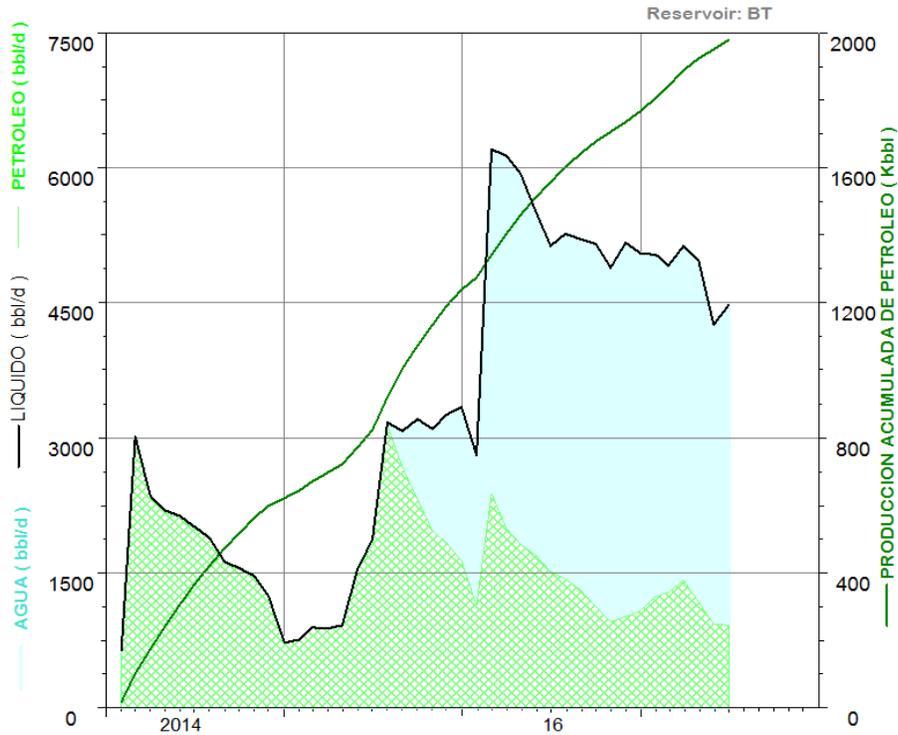


Figura 1-21. Producción histórica de la arenisca BT

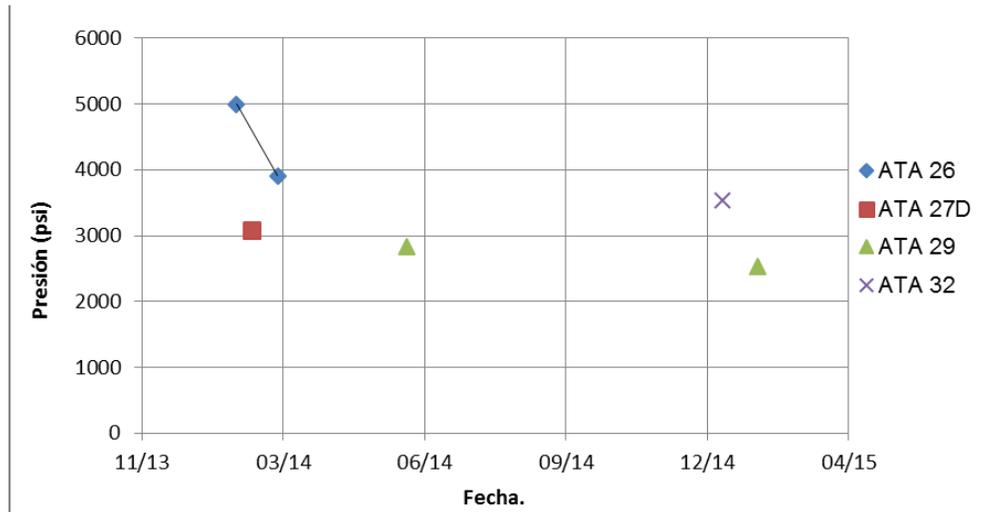


Figura 1-22. Datos obtenidos de Pruebas de Presión para la arenisca BT.

Se observa en la Figura 1-22 pruebas de presión iniciales para ATC-26 que arrojaron resultados de 5000 y 4000 psi para el primer mes de producción, el último valor tomado a inicios del 2015 para el pozo ATC-29 dio como resultado una presión de reservorio de 2500 psi. En Atacapi, Basal Tena es un reservorio que se depleta rápidamente y por ende es indispensable la inyección de agua para mantener la presión.

CAPÍTULO 2: METODOLOGÍA.

2.1 Análisis de curvas de declinación (DCA) y Cálculo de Reservas.

Se utilizó el análisis de las curvas de declinación para poder determinar: tasa de declinación, tipo de declinación, reservas y un caudal estimado a través del tiempo. El Software OFM® (Oil Field Manager), posee la facilidad de crear pronósticos de producción mediante su opción Forecast. Se realizó el estudio DCA a pozos productores y cerrados, en las areniscas que contaban con un historial de producción útil para poder realizar el análisis.

OFM® un software diseñado para ayudar en la vigilancia diaria y la gestión de los campos de petróleo y gas que será utilizado para generar la base de datos, permitir la detección temprana de los problemas de producción, analizar, monitorear información del reservorio y estimar reservas. (Schlumberger, 2014).

Para realizar el análisis DCA en la opción *Forecast* del software OFM se siguió el siguiente flujo de trabajo:

1. Determinar el exponente de declinación (b) mediante el método de Fetkovich, que ajusta el historial de producción a un conjunto de curvas tipo y de esta manera permite determinar b.
2. Determinar el escenario para el análisis. La edición del *Scenario Manager* es fundamental en el proceso, aquí se establecen parámetros y variables, que guiarán los resultados obtenidos. Basados en el costo de producción del barril en el campo Atacapi un pozo rentable si su producción es mayor a 10 Bppd, siendo este caudal el límite económico de producción, se colocó un límite de tiempo de 120 meses a partir del tiempo inicial (ti) junio del 2017, el caudal inicial (Qi) queda de manera estándar para escoger el último caudal de producción y el exponente de declinación según el resultado del paso 1.
3. Basando el historial de producción, seleccionar un periodo estable de producción en el que no se hayan realizado trabajos de reacondicionamiento y la producción se mantuviese con un comportamiento estable.
4. Encontrar una curva de declinación que más coincida con el historial de producción.
5. Verificar los resultados, en algunos casos el último valor de producción no es representativo debido a que puede ser anormal y no seguir la tendencia de producción de reservorio en estos casos se debe regresar al paso 2 y elegir según el criterio de la persona que analiza un valor que concuerde con el historial de producción, el valor seleccionado será el nuevo Qi.

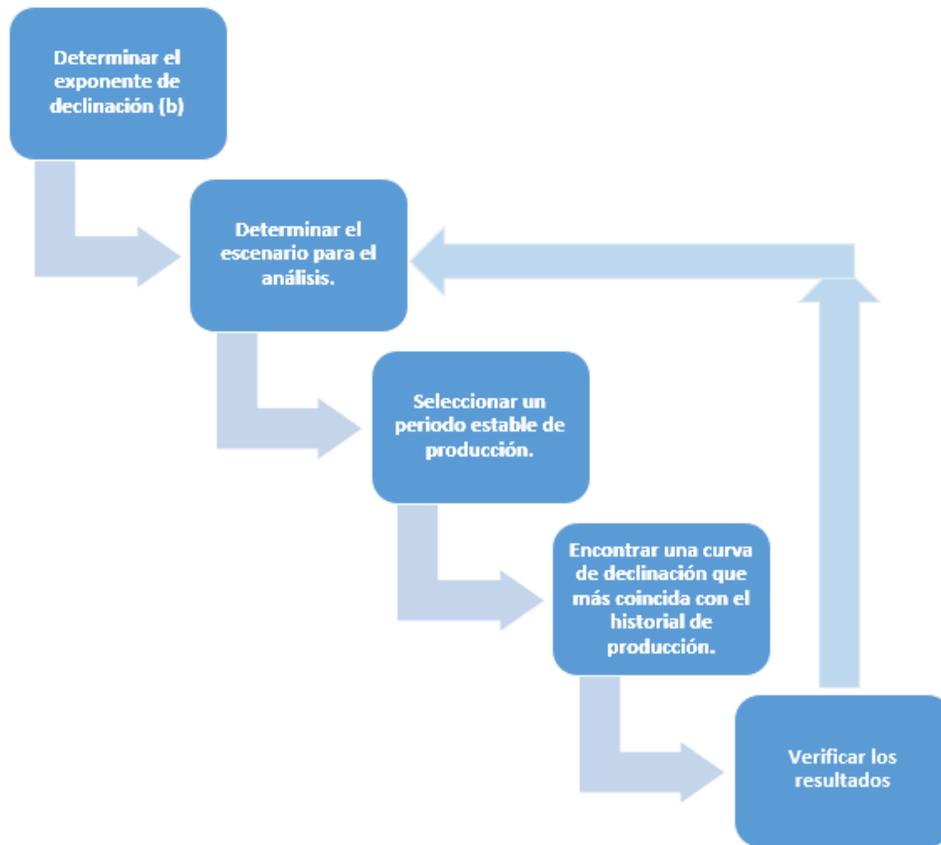


Figura 2-1 Flujo de trabajo para realizar análisis DCA.

A continuación un ejemplo del cálculo utilizando el flujo de trabajo representado en la Figura 2-1

1. Determinar el exponente de declinación (b). Según las Curvas tipo de Fetkovich en la Figura 2-2 se observa que b se acopla con el valor de 0.5.
2. Determinar el escenario para el análisis. Se coloca el límite económico de producción de 10 Bppd, un límite de tiempo de 120 meses a partir de junio del 2017, el caudal inicial (Q_i) queda de manera estándar para escoger el último caudal de producción y $b=0.5$ según el paso 1.
3. Seleccionar un periodo estable de producción. Se busca un periodo donde la producción se mantenga sin cambios durante el mayor tiempo posible, luego se verifica en el historial del pozo si existió alguna intervención en la producción. En la Figura 2-3 se observa el periodo de tiempo seleccionado.

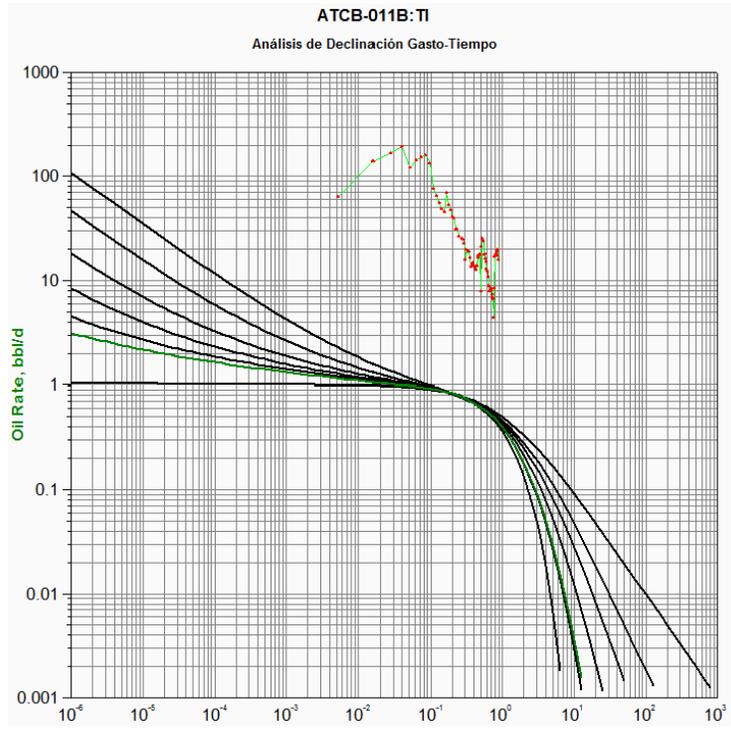


Figura 2-2 Curvas tipo de Fetkovich aplicadas para el pozo Atacapi 11: TI
ATCB-011B:TI

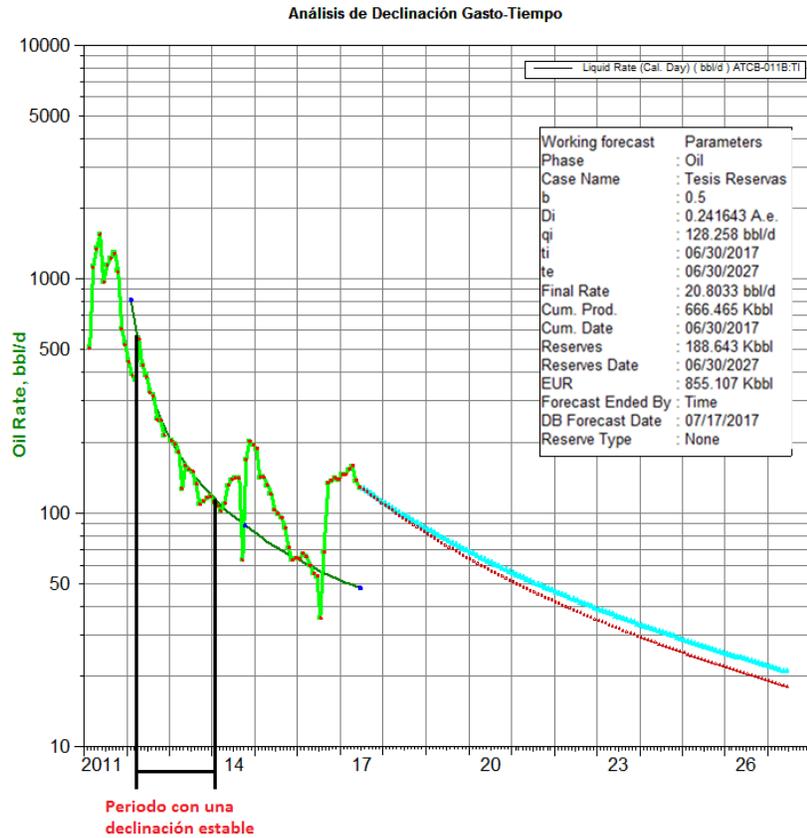


Figura 2-3. DCA aplicado al pozo Atacapi 11: TI con el método empírico.

4. Luego de haber encontrado un periodo estable de declinación se procede a encontrar la curva de declinación que más coincida con el histórico de declinación.
5. Se verifica la curva creada.

En la Tabla 2-1 se observan resultados como: el coeficiente hiperbólico (b), tasa de declinación inicial mensual nominal (Di), el caudal inicial (Qi), la reservas, la fecha final (te), el caudal que tendría en la fecha final, el tiempo que podría producir siendo económicamente rentable (ΔT). Se debe tomar en cuenta que se asumió que los pozos cerrados reiniciarían su producción el 30 de junio del 2017. Las curvas de declinación de cada pozo se pueden observar en el Anexo 2.

Tabla 2-1 Resultados DCA para el campo Atacapi.

Pozo: Arena	b	Di M.n.	Qi (bppd)	Reservas (Kbbl)	te	Qf (bppd)	ΔT (años)
ATC-02:UI	0,0	0,0175	62,9	92,3	30/04/2026	10	8,8
ATC-02:US	0,0	0,0141	21,5	25,0	31/01/2022	10	4,6
ATC-05:UI	0,0	0,0391	78,1	53,2	30/11/2021	10	4,4
ATC-07:TI	0,0	0,0261	351,2	392,0	30/06/2027	15	10,0
ATC-07:UI	0,0	0,0232	24,3	19,0	30/09/2020	10	3,3
ATC-07:US	0,0	0,0041	222,6	640,6	30/06/2027	135	10,0
ATC-08:TSI	0,0	0,0370	81,7	59,1	31/03/2022	10	4,8
ATC-08:UI	0,5	0,0189	37,7	59,0	31/10/2025	10	8,3
ATC-08:US	0,0	0,0294	120,0	114,1	31/07/2024	10	7,1
ATC-09:UI	1,2	0,0059	44,0	122,7	30/06/2027	26	10,0
ATC-10:TI	0,0	0,0162	53,2	80,9	30/09/2018	10	1,3
ATC-10:UI	0,0	0,0682	75,8	29,5	31/12/2018	10	1,5
ATC-10:US	0,0	0,2378	21,4	1,7	31/10/2017	10	0,3
ATC-11:UI	0,0	0,0397	76,9	51,5	31/10/2021	10	4,3
ATC-11B:TI	0,5	0,0247	128,3	188,6	30/06/2027	21	10,0
ATC-14:UI	0,0	0,0826	50,4	15,0	28/02/2019	10	1,7
ATC-14:US	0,0	0,0041	389,3	1095,9	28/02/2027	240	9,7
ATC-15:TI	0,5	0,0183	276,3	473,2	28/02/2027	63	9,7
ATC-15:UI	0,6	0,0102	85,8	197,4	30/06/2027	35	10,0
ATC-16:TI	0,0	0,0233	69,9	78,5	30/06/2024	10	7,0
ATC-16:US	0,0	0,0059	170,2	436,2	28/02/2027	86	9,7
ATC-17:TI	0,0	0,0400	48,7	29,6	31/10/2020	10	3,3
ATC-17:UI	1,1	0,0114	185,6	419,5	28/02/2027	79	9,7
ATC-18:TI	0,9	0,0075	83,1	215,1	30/06/2027	43	10,0
ATC-18:UI	0,5	0,0334	75,4	87,5	31/03/2026	10	8,8
ATC-19:UI	0,0	0,0576	22,8	7,0	30/09/2018	10	1,3
ATC-20:TI	0,0	0,0980	87,8	24,4	31/05/2019	10	1,9

ATC-20:US	0,0	0,0068	190,9	476,4	30/06/2027	84	10,0
ATC-21:UI	0,5	0,0165	182,3	334,9	30/06/2027	46	10,0
ATC-22:UI	0,0	0,0030	157,5	484,1	30/06/2027	110	10,0
ATC-23:TI	0,0	0,0815	60,7	19,2	31/05/2019	10	1,9
ATC-23:UI	0,0	0,0840	74,1	23,3	30/06/2019	10	2,0
ATC-24:UI	0,5	0,2044	100,0	165,2	30/06/2027	20	10,0
ATC-25:UI	0,0	0,0831	64,2	20,0	31/05/2019	10	1,9
ATC-25:US	0,0	0,0248	38,3	35,0	31/01/2022	10	4,6
ATC-26:BT	0,5	0,0382	913,4	1013,3	30/06/2027	84	10,0
ATC-27:UI	0,5	0,3229	13,2	0,4	31/07/2017	10	0,1
ATC-28:TI	0,0	0,0491	36,3	16,5	30/09/2019	10	2,3
ATC-30:HS+TI	0,0	0,0126	93,1	175,4	30/06/2027	21	10,0
ATC-31:UI	0,0	0,0448	774,8	519,1	31/07/2025	10	8,1
ATC-32:BT+TI	0,0	0,4317	71,7	39,9	31/12/2020	10	3,5

Como resultado se determinó que Atacapi posee 8300 Kbbbl de reservas para todos los pozos analizados. El informe anual del 2016 de Reservas Remanentes de Petroamazonas asigna 5686 Kbbbl en reservas para los pozos productores, mientras que el análisis realizado en el presente trabajo asigna 5989 Kbbbl en reservas para los pozos que se encuentran produciendo hasta mediados del 2017.

Se realizó un análisis cuantitativo y según los mayores valores de: reservas, caudal inicial, caudal final, tiempo que puedan producir, y la menor tasa de declinación (Di) se eligieron como los mejores candidatos a los pozos de la Tabla 2-2.

Tabla 2-2. Pozos con mejores resultados según DCA.

ATC-002:UI	ATC-011B:TI	ATC-019:UI	ATC-025:UI
ATC-007:TI	ATC-014:US	ATC-020:US	ATC-026:BT
ATC-007:UI	ATC-015:TI	ATC-021:UI	ATC-027:UI
ATC-007:US	ATC-015:UI	ATC-022:UI	ATC-028:TI
ATC-008:UI	ATC-016:US	ATC-023:TI	ATC-030:HS+TI
ATC-008:US	ATC-016:TI	ATC-023:UI	ATC-031:UI
ATC-009:UI	ATC-017:UI	ATC-024:UI	ATC-032:BT+TI
ATC-010:US	ATC-018:UI	ATC-025:US	

2.2 Potencial de Pozos.

Se analizó el índice de productividad de todos los pozos productores y los que recientemente pararon su producción, además se analizaron los mejores prospectos según las declinaciones y reservas. Se tomaron los datos para determinar las curvas IPR siguiendo las siguientes consideraciones:

- El caudal utilizado será del último dato de producción disponible, debe verificarse que este valor no sea anormal y siga la tendencia de producción del pozo.
- Las presiones de burbuja son las obtenidas según las pruebas PVT descritas en la Tabla 1-2 para cada arena.
- La presión de fondo fluente fue obtenida de datos de presión intake, datos MTU, simulador SYAL de *Sertepet* y datos de *Echometer*.
- La presión de reservorio se tomó del último BuildUp disponible, si se dispuso de la data cruda en el momento las pruebas fueron reinterpretadas para confirmar los valores obtenidos, siguiendo el flujo de trabajo de la Figura 2-4 y utilizando *KAPPA Ecrin* que es un Software que consta con distintos módulos, en esta investigación se utilizó el Módulo *Saphir*, un paquete de interpretación de prueba de pozos basado en la metodología de la derivada de presión que permitirá conocer datos como presión de reservorio, daño y permeabilidad. (Houzé & Viturat , 2015). En el caso de no disponer pruebas o de disponer pruebas muy antiguas que no reflejen la presión actual del reservorio, se recurrió a pruebas de pozos cercanos y al análisis de presiones por reservorio realizado en la sección 1.2.5 del presente trabajo.

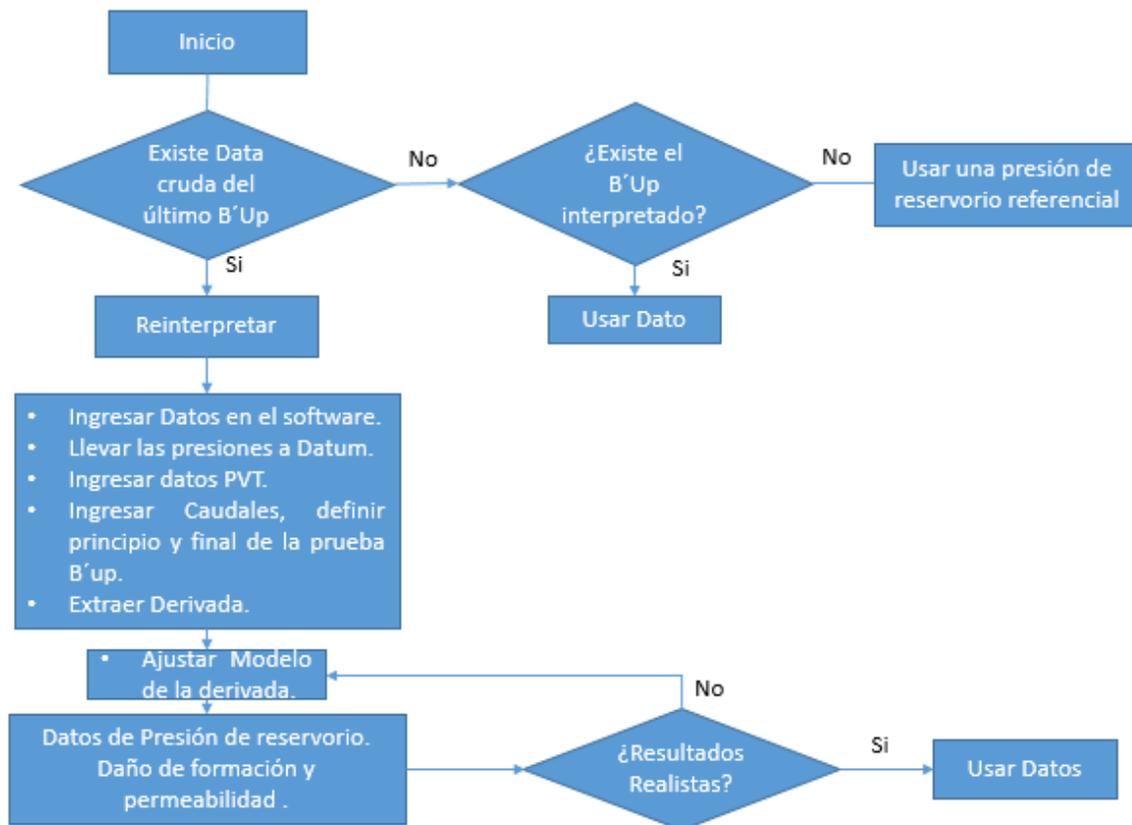


Figura 2-4. Flujo de trabajo para determinar la presión de reservorio.

Para la interpretación de las pruebas de restauración de presión, se utilizó datos de diagramas de pozos y registros eléctricos para llevar las presiones al datum de las medias perforadas. Los datos de factor volumétrico, compresibilidad, viscosidad, temperatura de yacimiento y la relación gas petróleo se tomaron de las pruebas PVT de la Tabla 1-2. Si no se disponía de los datos de caudales en la data cruda de la prueba se utilizó datos históricos de producción. Luego de ingresados los valores de presión y caudal se obtiene una gráfica como la de la Figura 2-5.

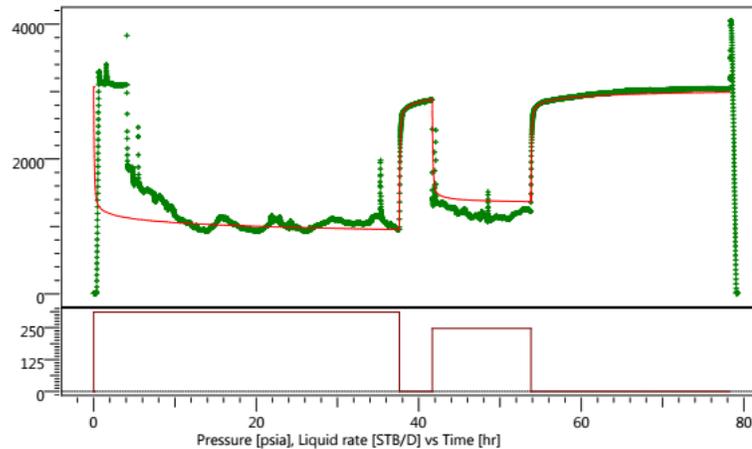


Figura 2-5. Datos de presión durante el build up.

Una vez ingresados los datos, se realizó un modelo de la derivada donde se definía el tipo de almacenamiento, tipo de pozo, tipo de reservorio y los límites. Se debe modificar el modelo hasta obtener el mejor ajuste de la derivada como se observa en la Figura 2-6. De esta manera se obtuvieron valores confiables de Presión de Reservorio, daño de formación, permeabilidad, tipo de almacenamiento, límites de reservorio, etc.

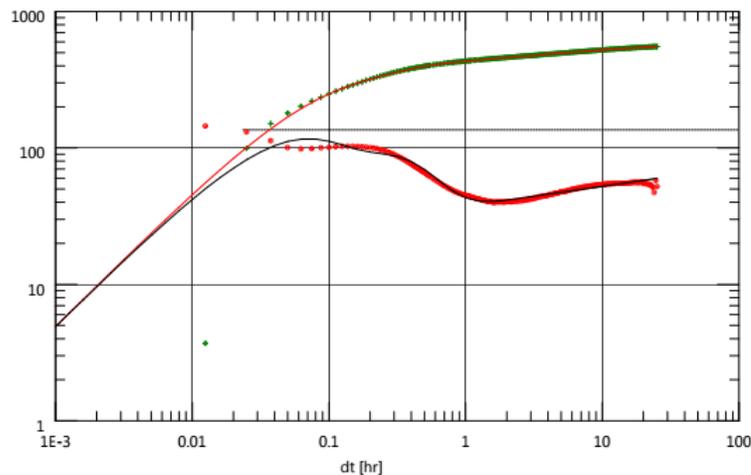


Figura 2-6. Curva derivada del análisis de build Up.

- El cálculo IPR se lo realizó con el método descrito en el flujo de trabajo de la Figura 2-7

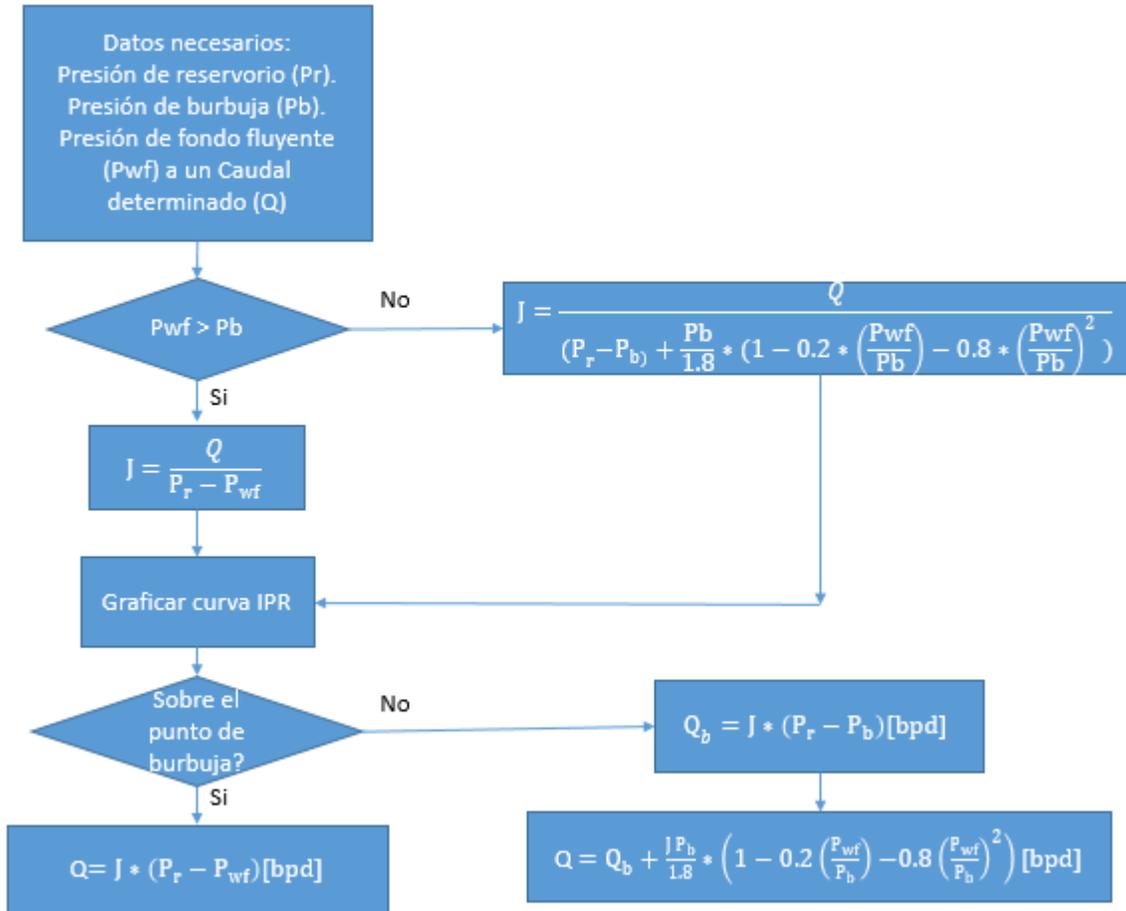


Figura 2-7. Flujo de trabajo para construir IPR.

Ejemplo del cálculo.

Para el cálculo se utilizará el pozo Atacapi 26 productor de la arenisca BT.

Se calcula el índice de productividad.

$$J = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} = \frac{4475}{3900 - 1625} = 1.967 \text{ bpd/psi}$$

Se calcula el Caudal a presión de burbuja.

$$Q_b = J * (P_r - P_b) = 5,112 * (3900 - 604) = 6982 \text{ bpd}$$

Con estos datos se crea la línea recta desde $Q_o=0$ en P_r hasta Q_b en P_b , posteriormente utilizando la ecuación de a continuación (combinada de Vogel para flujo bifásico) se describe el resto de la curva.

$$Q_o = Q_{ob} + \frac{J P_b}{1.8} * \left(1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right) [\text{bpd}]$$

La Figura 2-8 representa una hoja de cálculo creada para generar las curvas IPR de los pozos del campo Atacapi utilizando el método combinado Darcy-Vogel y siguiendo el flujo de trabajo de la Figura 2-7. Se realizaron estos cálculos para cada uno de los pozos analizados, los resultados se pueden observar en la Tabla 2-3 y serán utilizados posteriormente en el trabajo.

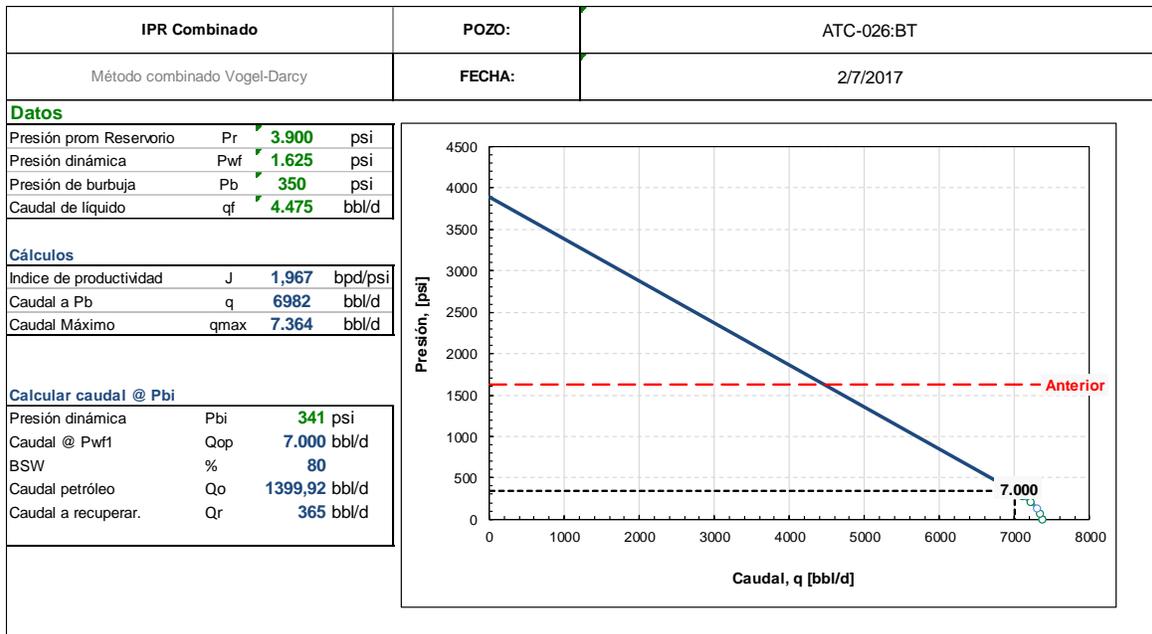


Figura 2-8. Cálculo y representación de la curva IPR del Pozo ATC-26.

Tabla 2-3. Resumen de cálculo de potencial de pozos de Atacapi.

POZO	FECHA	PR (psi)	PB (psi)	PWF (psi)	Q (bpd)	IP (bpd/psi)	BSW (%)
ATC-002:US	22/6/2017	1927	1308	670	50	0,045	60
ATC-007:UI	29/6/2011	2790	1116	1420	570	0,416	60
ATC-007:US	25/6/2017	1517	1308	1297	242	1,100	7
ATC-008:UI	26/1/2011	2780	1116	987	406	0,227	84
ATC-008:US	28/6/2017	1517	1308	432,1	218	0,264	35
ATC-009:UI	14/7/2009	3005	1116	1661	600	0,446	82
ATC-010:US	27/1/2017	2500	1308	1356	184	0,161	100
ATC-011B:TI	16/6/2017	3044	1312	2427	854	1,384	85
ATC-014:US	2/7/2017	1350	1308	1036	444	1,537	5
ATC-015:TI	1/7/2017	3260	1100	1790	3453	2,350	92
ATC-015:UI	4/3/2010	3010	1116	2007	1400	1,396	84
ATC-016:TI	31/8/2011	3202	1312	798	632	0,273	91
ATC-016:US	20/6/2017	1733	1308	427	183	0,176	7
ATC-017:UI	1/7/2017	2605	1116	1468	1177	1,035	82
ATC-018:UI	16/6/2017	3124	1116	2094	1857	1,802	88
ATC-019:UI	23/12/2015	3106	1106	1912	54	0,05	88
ATC-020:US	2/7/2017	1502	1308	396	207	0,251	7
ATC-021:UI	28/6/2017	2464	1116	736	226	0,135	19
ATC-022:UI	31/5/2017	3002	1116	714	1311	0,590	88
ATC-023:TI+UI	13/12/2016	3212	1109	1282	2352	1,219	92
ATC-024:UI	8/9/2014	3005	1116	2341	1082	0,668	97
ATC-025:UI	30/6/2012	3001	1116	1845	470	0,407	86
ATC-025:US	15/10/2015	2973	1308	423	38	0,017	0
ATC-026:BT	2/7/2017	3900	604	1625	4475	1,967	80
ATC-027:UI	29/1/2017	3079	750	2180	1027	1,142	96
ATC-028:TI	30/6/2017	3250	1100	1317	151	0,078	77
ATC-030:HS+TI	25/6/2017	3250	1100	1288	276	0,141	66
ATC-031:UI	30/6/2017	3432	1100	1388	1009	0,494	40
ATC-032:TI+BT	2/7/2017	3400	1100	860	343	0,136	86

2.3 Estimulación de pozos.

Con el fin de mejorar los índices de productividad se proponen algunos trabajos para los pozos que presentan daño según su último build up. Los trabajos más comunes usados son la acidificación de pozos y el fracturamiento hidráulico.

Las pruebas de presión obtienen el factor *Skin* Total, es decir incluyen valores de daño que no necesariamente representan daño de formación, por lo que es de absoluta importancia

cuantificar estos pseudo daños (Islas, 1991). Ya que los trabajos de estimulación solamente eliminan el daño de formación se consideró que cuando los valores de S son mayores que 20, la causa puede ser penetración parcial o limitantes en la zona de las perforadas, esto puede suceder incluso en casos donde no se puede observar el flujo esférico, además el valor de S puede verse afectado por pérdidas de presión en la tubería. (TestWells, 2017). En la Tabla 2-4 se puede observar los valores típicos del daño de formación.

Tabla 2-4. Valores típicos de daño de formación según su condición. (Islas, 1991)

Condición del Pozo	Valor verdadero del Daño de la formación
Altamente Dañado	$S > 10$
Dañado	$S > 0$
Sin Daño	$S = 0$
Acidificado	$-1 < S < -3$
Fracturado	$-2 < S < -4$
Masivamente Fracturado	$S < -5$

Se utilizó la definición de eficiencia de flujo para lograr identificar un índice de productividad ideal, para pozos que presenten daño de formación luego de haber sido intervenidos.

$$EF = \frac{J_{actual}}{J_{ideal}} = \frac{\ln \frac{re}{rw} - \frac{3}{4}}{\ln \frac{re}{rw} - \frac{3}{4} + S}$$

Ecuación 2-1

El radio del pozo (Re) se lo obtiene del diagrama mecánico, el daño (S) de las pruebas de build Up, el índice de productividad (J) de la sección 2.2 y para determinar el radio de drenaje (re) se utilizará el método volumétrico.

Según el método de balance de materiales y el método volumétrico para cálculo de reservas, el volumen recuperable de petróleo está representado por: La suma de la producción acumulada de petróleo (PAP) más las reservas calculadas y el Petróleo original en sitio por el factor de recobro respectivamente. La Figura 2-9 y la igualdad de la Ecuación 2-2 representan la relación POES y PAP + Reservas.

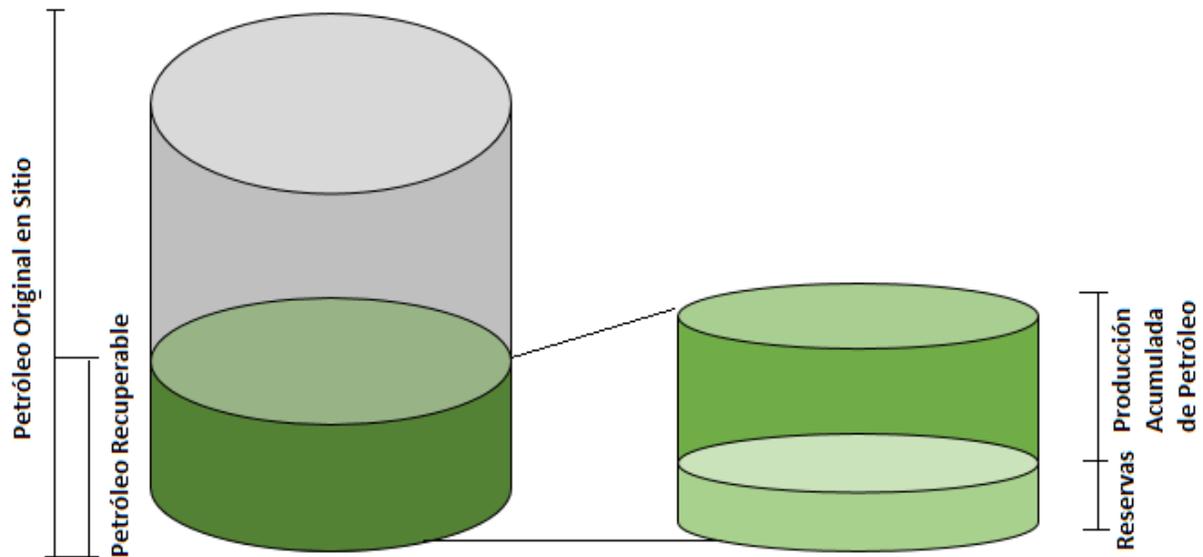


Figura 2-9. Relación POES, reservas y producción.

$$\text{Volumen recuperable de Petróleo} = \text{PAP} + \text{RESERVAS} = \text{FR} * \text{POES}$$

Ecuación 2-2

El petróleo original en sitio POES, representa la cantidad de petróleo en una arena, es decir el volumen poroso ocupado por hidrocarburo. (Satter, Iqbal, & Buchwalter, 2007). El volumen poroso de la arena se calcula con el espesor de la arena (h) por un área circular marcada con el radio de drenaje (r_e), por la porosidad (ϕ), si se multiplica por la saturación de petróleo se obtiene la fórmula Ecuación 2-3.

$$\text{POES} = \frac{h * \pi * r_e^2 * \phi * S_{oi}}{B_{oi}}$$

Ecuación 2-3

Con las ecuaciones 2-2 y 2-3 se obtiene la ecuación 2-4, de la cual se despejará el radio de drenaje representado en la ecuación 2-5.

$$\text{PAP} + \text{RESERVAS} = \text{FR} * \frac{h * \pi * r_e^2 * \phi * S_{oi}}{B_{oi}}$$

Ecuación 2-4

$$r_e = \sqrt{\frac{(\text{PAP} + \text{RESERVAS}) * 5,615 * B_{oi}}{\text{FR} * h * \phi * S_{oi}}}$$

Ecuación 2-5

El dato de factor volumétrico (B_{oi}) se lo obtiene de las pruebas PVT, los datos de espesor neto de la arena (h), porosidad (ϕ), saturación inicial de petróleo (S_{oi}) se los obtuvo de los perfiles eléctricos y el factor de recobro (FR) promedio del campo es 30%.

Ejemplo del cálculo para Atacapi 16 US.

- Calcular el radio de drenaje.

$$r_e = \sqrt{\frac{(PAP + RESERVAS) * 5,615 * B_{oi}}{FR * h * \phi * S_{oi}}} = \sqrt{\frac{(666465 + 188600) * 5,615 * 1,1}{0,3 * 22 * 0,18 * 0,3}}$$

$$r_e = 3850 \text{ ft}$$

- Calcular el índice de productividad Ideal (J^*)

$$J^* = J \frac{\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S}{\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4}}$$

$$J^* = 0,18 \frac{\ln \frac{0,29}{7158} - \frac{3}{4} + 4}{\ln \frac{0,29}{7158} - \frac{3}{4}} = 0,27$$

- Graficar el nuevo índice de productividad, en la figura Figura 2-10 se observa como el IPR con el J ideal (verde) genera una mejor producción que el IPR con el J real (Azul)

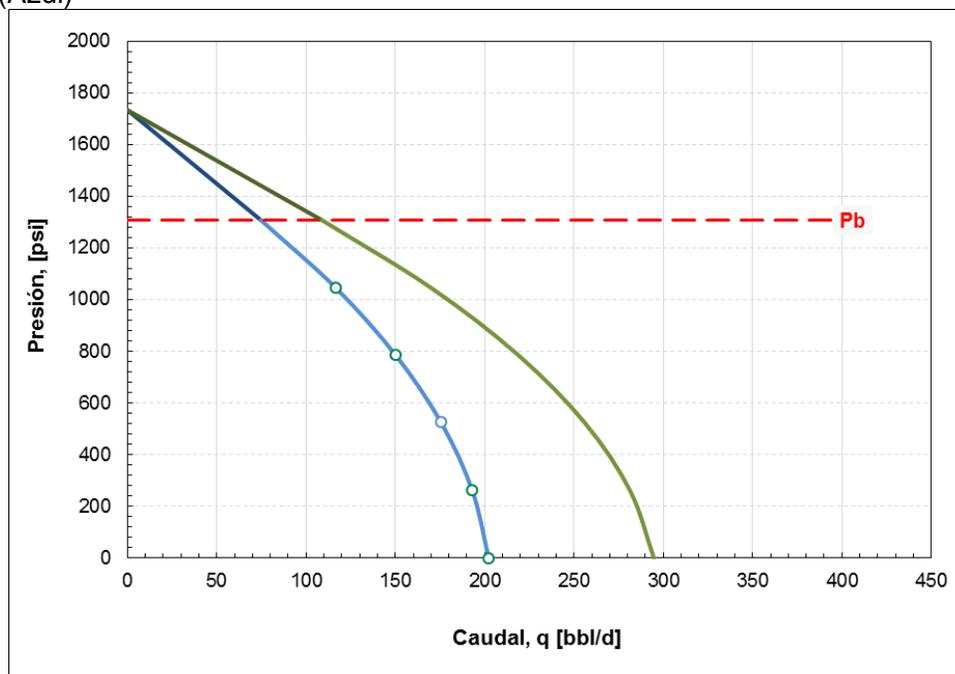


Figura 2-10 IPR real- IPR ideal.

Siguiendo el procedimiento descrito se analizó el cálculo de los radios de drenaje representados en el Anexo 3 se puede ver el cálculo de los radios de drenaje y las curvas IPR de los pozos que se encuentran en la Tabla 2-5

Tabla 2-5 Índices de productividad de pozos candidatos a estimulación.

POZO	J (bpd/psi)	S prueba	rw (ft)	re (ft)	J*(bpd/psi)	EF (%)
ATC-009:UI	0,45	6,00	0,42	7158	0,73	61
ATC-011B:TI	1,38	15,00	0,29	3069	3,83	36
ATC-014:US	1,54	28,70	0,29	9389	4,64	33
ATC-016:US	0,18	4,00	0,29	3849	0,26	69
ATC-018:UI	1,80	20,00	0,29	4268	3,84	47
ATC-019:UI	0,05	6,00	0,30	10567	0,07	62
ATC-031:UI	0,49	58,00	0,29	5455	2,18	23

2.4 Análisis de oportunidades de optimización.

Con el objetivo de mejorar la producción y encontrar oportunidades de optimización se realizó un análisis para los pozos productores con una metodología diferente para cada tipo de levantamiento artificial. Luego se analizó las oportunidades de trabajos de reacondicionamiento para los pozos cerrados, y por último la oportunidad de probar reservorios nuevos.

2.4.1 Optimización en Pozos productores.

2.4.1.1 Pozos funcionando con Bombeo Electro Sumergible.

Para verificar si el funcionamiento de una bomba electro sumergible se encuentra optimizado se tomó las siguientes consideraciones:

La profundidad óptima de la bomba es la de los punzados o en casos de poseer restricciones en el fondo, la profundidad óptima es la máxima profundidad a la que se puede llegar tomando dos tubos (60 pies) como factor de seguridad.

Con los IPR realizados en la sección 2.2, se busca el caudal óptimo, el mismo que se encuentra a la presión de burbuja a la profundidad del *Intake* (P_{bi}), debido a que en este punto de presión se puede extraer la mayor cantidad de líquido sin generar problemas de cavitación en las bombas.

Comprobando con las curvas de diseño de la bomba, si existe la posibilidad de aumentar la frecuencia y si el caso es positivo, verificar cuanto se puede ganar variando los hercios. Verificar la si existen limitación de carga en fondo y superficie para subir frecuencia. Las cargas de superficie, fondo y motor no deben superar un noventa por ciento, además las cargas de fondo y superficie deben mantener una relación 1/1 para su correcto funcionamiento.

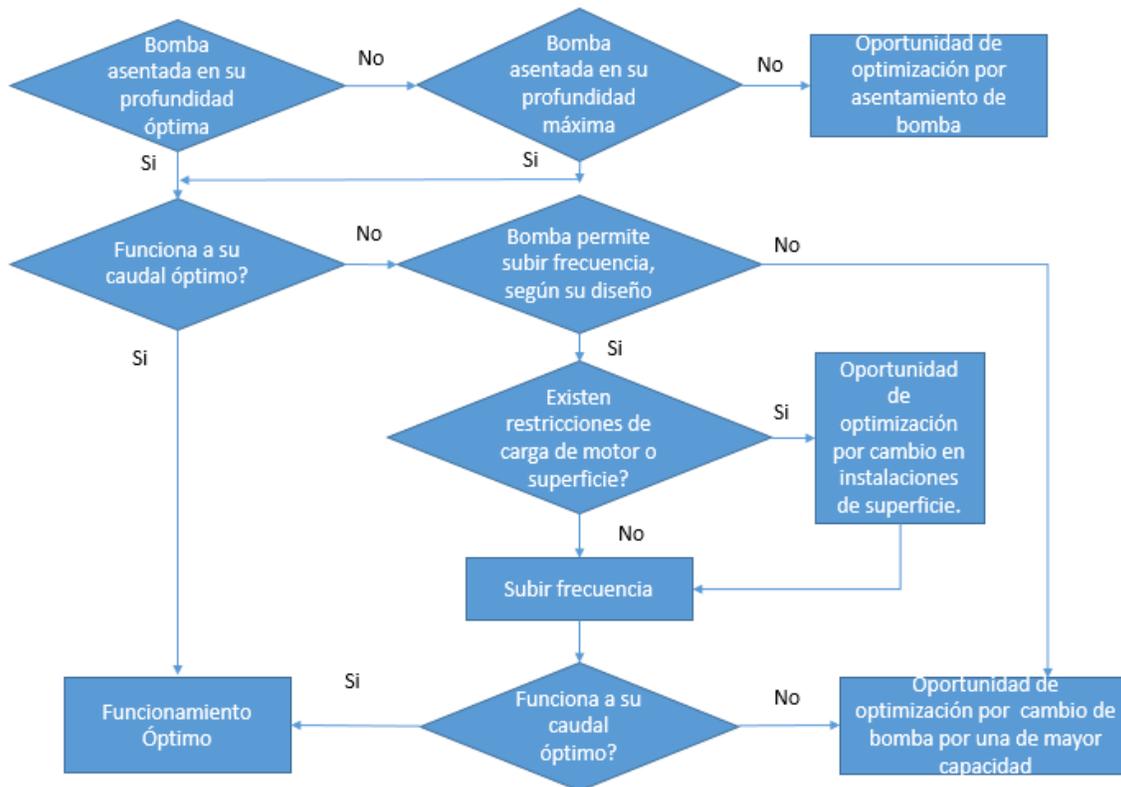


Figura 2-11. Flujo de trabajo para optimizar producción BES

Siguiendo el flujo de trabajo de la Figura 2-11 se realizó un análisis para los pozos productores que actualmente funcionan con bombeo electro sumergible.

Ejemplo de análisis. Atacapi 11B: TI.

Revisando el diagrama del último WO se pudieron verificar los siguientes datos.

Profundidad de la Bomba (TVD) 9416,1 pies
 Máxima Profundidad Bomba (TVD) 9586 pies
 Profundidad de los Punzados (TVD) 9586 pies

Para calcular la pérdida de presión por profundidad de la bomba (ΔP_h), se utilizó el concepto de presión hidrostática donde la presión depende de la densidad (ρ) multiplicado por la gravedad (g) y la altura (h), representado en la Ecuación 2-6

$$P_h = \rho * g * h$$

Ecuación 2-6

Para definir la densidad del fluido se utiliza el porcentaje de fluido por su la gravedad específica (G), con los valores para la G_{agua} de 1 y usando la definición de gravedad API de la Ecuación 2-7 para determinar la G_o del petróleo.

$$G_o = \frac{141,5}{131,5 + API}$$

Ecuación 2-7

Utilizando el gradiente de presión del agua 0.433 psi/pie, y como altura la diferencia entre la profundidad máxima y la profundidad de la bomba en pies, se obtiene la Ecuación 2-8

$$\Delta Ph = 0,433 * (\%agua * (1) + \%petróleo * G_o)(ProfMax - ProfB)$$

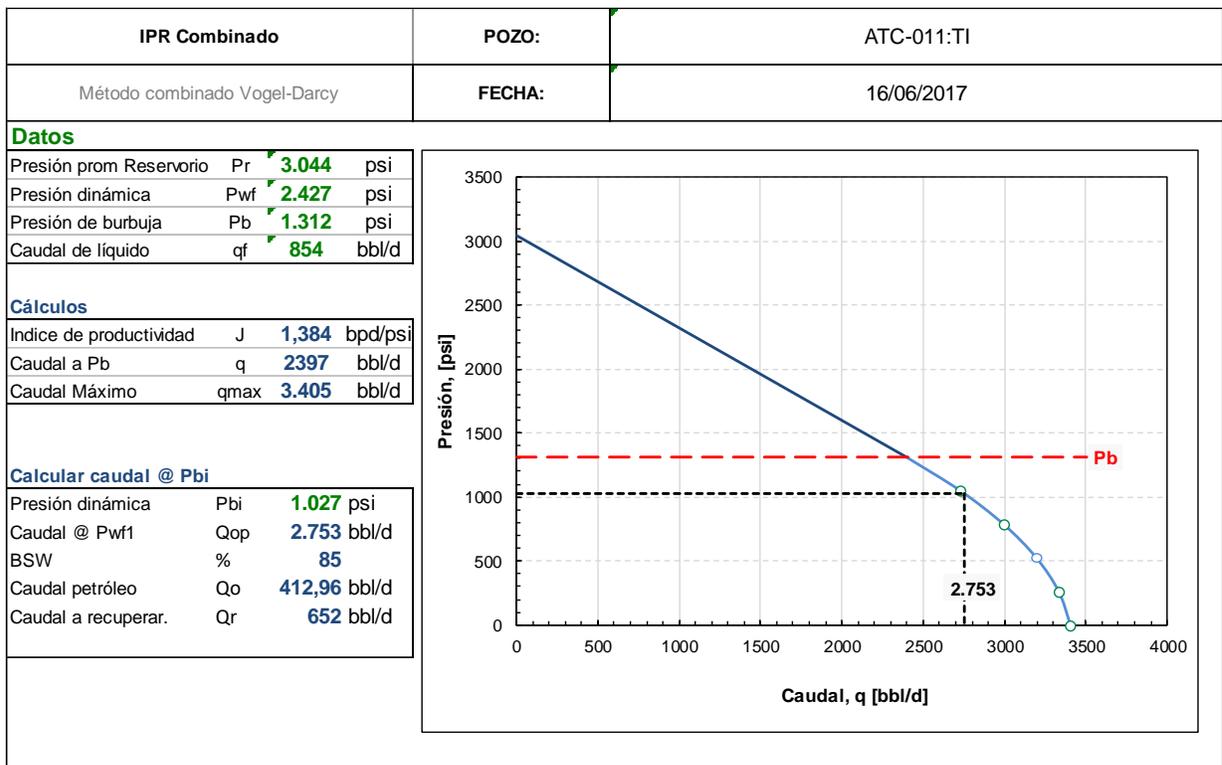
Ecuación 2-8

$$\Delta Ph = 0,433 * \left(\frac{85 + (100 - 85) * \frac{141,5}{131,5 + 30}}{100} \right) (9586 - 9416) = 72 \text{ psi}$$

Siguiendo el proceso descrito en la Figura 2-7, se realizó la curva IPR de la Figura 2-12 y se encontró el caudal óptimo a la P_{bi} , la misma que se calculó de la siguiente manera.

$$P_{bi} = P_b - (PWF - PIP)$$

$$P_{bi} = 1116 - (2427 - 2338) = 1027 \text{ psi}$$



El caudal óptimo sería 2753 bbl/d para lograr este valor debemos subir frecuencia de la bomba siempre y cuando no presente restricciones de carga y se encuentre dentro del rango de diseño de la Figura 2-14

Los datos necesarios para determinar si existe sobrecarga en la superficie se representan en la Tabla 2-6

Tabla 2-6. Datos funcionamiento, diseño y carga del sistema BES (Petroamazonas EP)

Amperaje	49 A
Amperaje Nominal	81 A
Carga del motor (%)	$(49/81)*100 = 60,5$
Transformador (SUT) POT:	400 KVA
Transformador (SUT) consume.	144,3 KVA
Carga en el Transformador %	$(144,3/400)*100=36,1$
Variador (VSD) POT:	390 KVA
Variador (VSD) consumo:	144 KVA
Carga en el Variador %:	$100*(144/390)= 37$

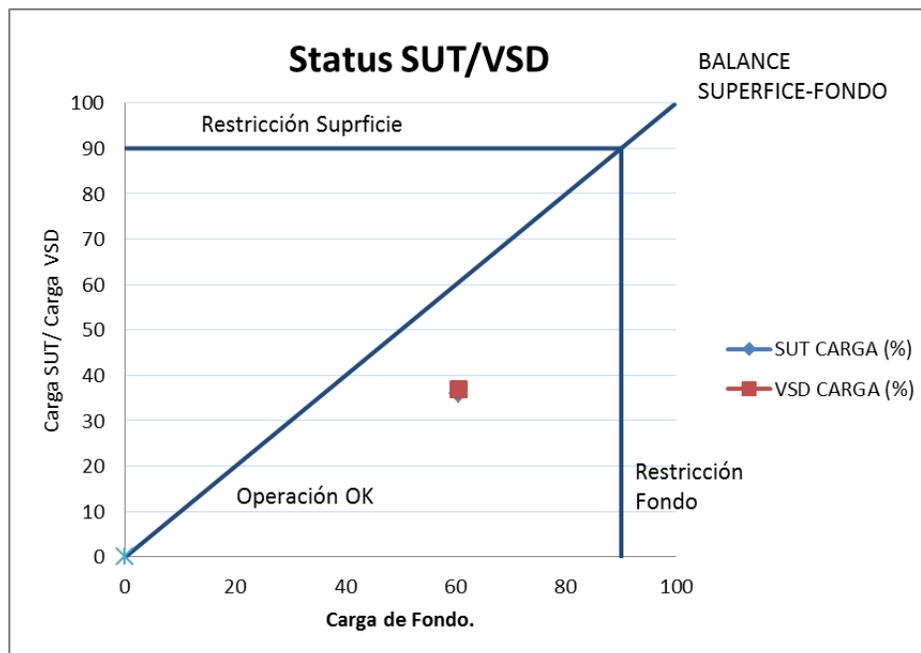


Figura 2-13. Análisis de carga en variador, transformador y motor de fondo para ATC 11B: TI

Como lo muestra la Figura 2-13 no existen restricciones de carga ni en fondo ni en superficie, por lo que se podría subir la frecuencia.

En la Figura 2-14 se observa que al producir con 46hz el equipo bes TD 850, está trabajando en *up thrust* severo debido a la alta presión de *Intake* que presenta el pozo. No se recomiendan incrementos de frecuencia. Para poder recuperar el caudal óptimo se necesita una bomba de mayor capacidad.

Siguiendo el flujo de trabajo de la Figura 2-11, y como se describió en el ejemplo anterior se analizaron los 8 pozos que se encuentran produciendo con el método de bombeo electro sumergible, en la Tabla 2-7. Resumen optimización pozos productores con BES, el análisis completo del resto de pozos se encuentra en el Anexo 4.

Pump VSD Curve
 ESP TD 850 Stages 437, Stages Out of Range 0, Housings 10(F:AR) 10(F:AR) 7(F:AR), Required HP 61.2, 2789 RPM,
 47.80 Hz

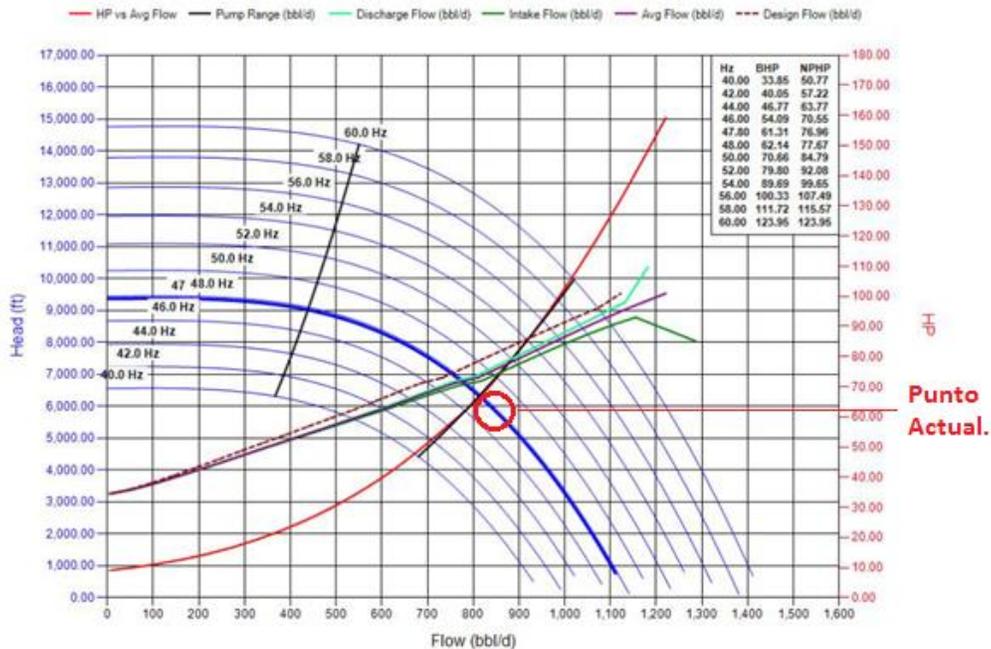


Figura 2-14 Diseño de la Bomba Actual de Atacapi 11B. (Petroamazonas EP)

Tabla 2-7. Resumen optimización pozos productores con BES

Pozo	Q actual (bpd)	BSW	IP (bpd/psi)	Q óptimo (bpd)	ΔPh (psi)	Carga motor de fondo %	Carga en superficie SUT %	Carga en superficie VSD %	Hz	Condición de trabajo respecto al Diseño de la bomba	Posibilidad de subir frecuencia	Recomendación
ATC-011:TI	854	85	1,384	2753	72	60	36	37	46	Up thrust severo	NO	Cambio de bomba
ATC-015:TI	3453	92	2,35	5427	80	72	91	70	62	Funciona a condiciones de diseño de la bomba	NO	Cambiar transformador / Bomba de mayor capacidad
ATC-017:UI	1177	82	1,035	1670	9	69	42	39	53	Funciona a condiciones de diseño de la bomba	Si	La bomba es una DN1750, puede manejar 1750 bpd a 60 hz.
ATC-018:UI	1857	88	1,802	3884	70	55	56	57	58	Funciona a condiciones de diseño de la bomba	SI	No se recomienda subir frecuencia debido a que la bomba tiene un runlife mayor de 1200 días es decir la bomba probablemente falle pronto. Present altas vibraciones.
ATC-022:UI	1311	88	0,59	1137	46	75	51	40	56	Funciona a condiciones de diseño de la bomba	NO	No, pozo produce bajo el punto de burbuja y posee un runlife de más de 1300 días.
ATC-026:BT	4475	80	5,112	9713	0	89	58	58	58	Funciona a condiciones de diseño de la bomba	NO	Bomba P62XH6, bomba sobrecargada en el fondo. Cambiar bomba por una de mayor capacidad.
ATC-030 :HS+TI	276	0	0,141	309	17	43	16	18	50	Funciona a condiciones de diseño de la bomba	SI	Sin datos de fondo por posible aislamiento de fondo, por lo que no se recomienda aumentar la frecuencia

2.4.1.2 Pozos funcionando con bombeo Hidráulico.

POWER OIL (PO).

En Atacapi existen 6 pozos que funcionan con el sistema hidráulico *Power Oil*, tienen una producción conjunta promedio de 1500 barriles de fluido y 1200 barriles de petróleo lo que representa un tercio de la producción total del campo.

En la Tabla 2-8 podemos encontrar producción por pozo, su índice de productividad, la geometría de la bomba, además las condiciones de inyección. Para calcular la pérdida de presión por profundidad de la bomba (ΔPh), se utilizó el concepto de presión hidrostática presentado en la Ecuación 2-8

Tabla 2-8 Estado de los pozos que funcionan con sistema de bombeo hidráulico.

POZO	Q (bpd)	IP	BSW	Prof. Bomba (TVD)	Max. Prof. Bomba (TVD)	ΔPh (psi)	Geometría de la bomba	PI (psi)	QI (bpd)
ATC-007:US	242	1,10	7	9116	9200	33	PL-II 10J	3550	1870
ATC-014:US	444	1,54	5	9154	9200	18	11L	3700	2250
ATC-16:US	183	0,18	7	9054	9090	14	8I	3700	1550
ATC-20:US	207	0,25	7	9141	9180	15	10I	3500	1759
ATC-21:UI	226	0,14	19	9141	9151	4	10J	3800	2300
ATC-28:TI	151	0,08	77	9415	9427	5	8H	3550	1100

En la columna sobre pérdida de presión por asentamiento de la bomba de la Tabla 2-8, se puede observar que las bombas se encuentran colocadas a su máxima profundidad posible y no presenta pérdidas de presión que afecten la productividad de los pozos.

En la Figura 2-15 se observa un flujo de trabajo para lograr la optimización de un sistema Power Oil. Existe un gran número de combinaciones de toberas y gargantas para varias condiciones de bombeo. Puede haber varias combinaciones para distintos diámetros de toberas y gargantas, que dependen de la presión de inyección y caudal de fluido motriz. “Debido a que cada curva (comportamiento de la bomba) es realmente una familia de curvas que depende de la presión de la tobera, la selección de una bomba apropiada para un pozo en particular es un poco confusa” (Melo, 2014)

En febrero del 2017 Petroamazonas realizó un trabajo para optimizar el caudal inyectado de fluido motriz, con la propuesta de modificar geometrías y presión de inyección. Para utilizar bombas de mayor geometría logrando disminuir la pwf, se necesita mayor cantidad de fluido motriz, actualmente el sistema Power Oil de Atacapi se encuentra limitado a 10000 bpd de fluido motriz con un bsw de 0.5%, debido a la capacidad de las facilidades de superficie analizado en la sección 2,5.

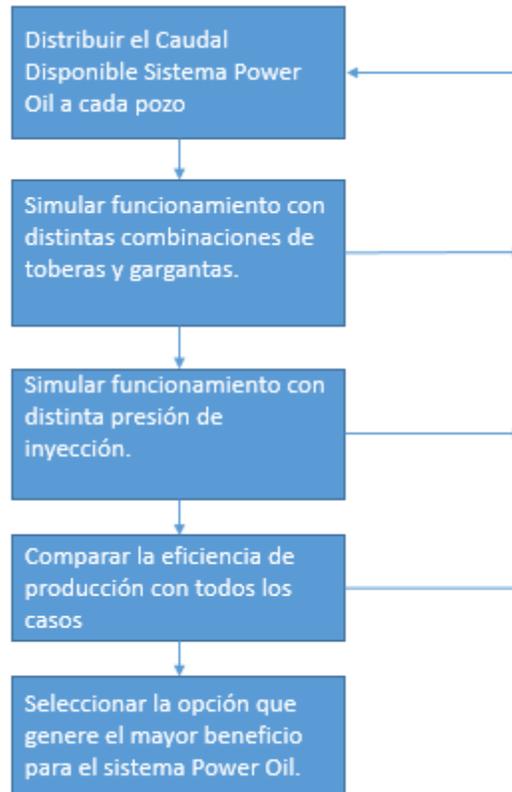


Figura 2-15. Diagrama de trabajo para seleccionar una bomba en un sistema PO.

Solamente si se resuelven los problemas generados por las limitaciones en las facilidades de superficie, se podría disponer de un total de 14000 barriles de fluido motriz diario, que es la capacidad de las bombas del sistema Power Oil.

2.4.1.3 Pozos funcionando con MTU

Para los pozos 2 pozos que funcionan con MTU en el campo Atacapi, la mejor opción es buscar un cambio de sistema de levantamiento artificial debido al costo extra que representa el uso diario de la misma. Para este análisis se siguió el flujo de trabajo descrito en la Figura 2-16. El análisis completo se encuentra en el Anexo 5

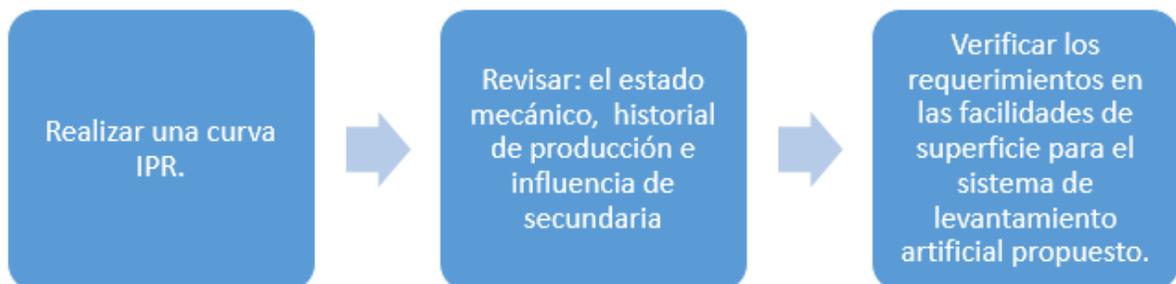


Figura 2-16. Flujo de trabajo para propuesta de cambio de SLA en pozos con MTU.

2.4.1.4 Pozo con bombeo Mecánico.

Atacapi 02, productor de la arena U superior, es el único pozo que produce con el sistema de bombeo mecánico, funciona intermitente debido a que no tiene llenado y presenta una alta cantidad de gas. Basándose en las condiciones actuales del pozo y al poseer un bajo índice de productividad de 0.045 bpd/psi, como lo refleja la Figura 2-17, no es un pozo que se tomaría en consideración para ser incluido en el portafolio de oportunidades. Además según el análisis DCA posee bajas reservas y un rápido índice de depletación.

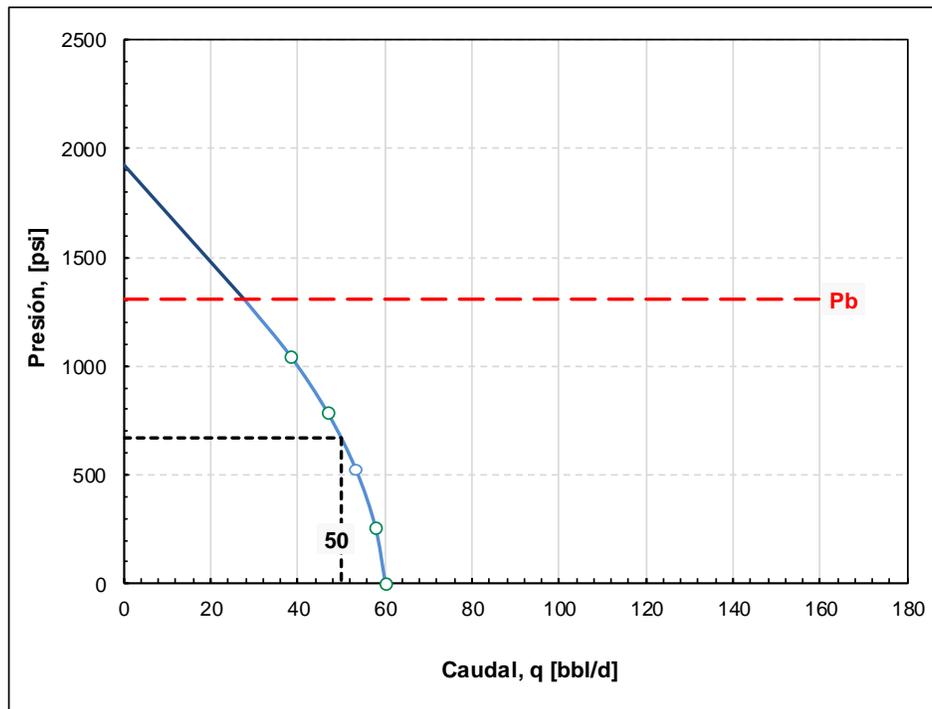


Figura 2-17 Curva IPR del pozo Atacapi 2.

2.4.2 Optimización en Pozos cerrados.

Para poder conocer si existen oportunidades para mejorar la producción al intervenir los pozos cerrados, en cada uno de estos se analizó su producción histórica, el historial de intervenciones, índice de productividad y estado mecánico del pozo. Siguiendo el flujo de trabajo de la Figura 2-18, se logró crear diagnósticos para los pozos, que servirán para justificar las acciones que puedan tomarse.

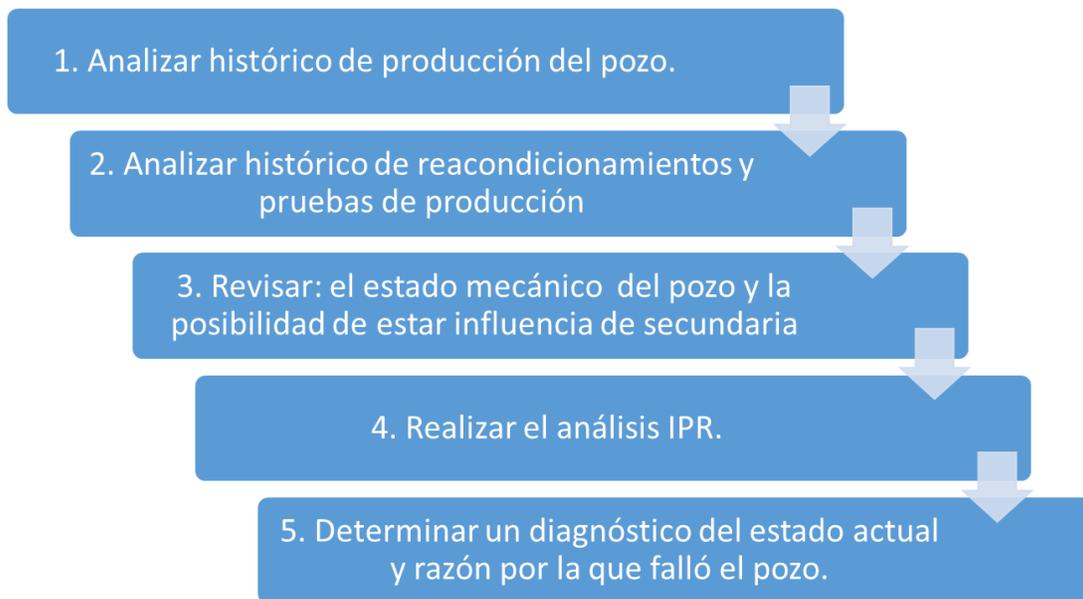


Figura 2-18. Flujo de trabajo para determinar un diagnóstico para pozos cerrados

A continuación un ejemplo del Análisis realizado en el pozo Atacapi 27: UI.

1. Analizar el histórico de producción del pozo, en la Figura 2-19 se observa que al igual que muchos pozos productores en U inferior de la zona, el ATC-27 posee una declinación hiperbólica clásica de un reservorio influenciado por acuífero, sin embargo esta declinación cambia a mediados del año 2016 y después de este punto la producción se detiene. Al reiniciarse en septiembre del 2016 la producción no logra recuperar su caudal anterior.
2. Analizando el historial de reacondicionamientos y pruebas de producción junto con el historial de producción representado en la Figura 2-19, se pudo obtener la siguiente información:
 - El 15 de octubre del 2013 el pozo es completado e inicia su producción
 - El 21 de junio del 2014 se apaga la BES por bajo aislamiento. E.W.O.
 - El 23 de junio del 2014 inicia WO# 01 cuyo objetivo fue reparar equipo BES.
 - El 14 de junio del 2016 se apaga la BES por bajo aislamiento. E.W.O.
 - El 12 de febrero del 2016 sale de WO#02: Se realizó tapón balanceado presurizado en "Ui", redisparan 8 pies de los punzados, bajan equipo BES.
 - El 12 de febrero del 2017 se apaga la bomba BES por sobre corriente, al encender nuevamente la BES se observa una presión diferencial de 30 psi, no se evidencia fluido en superficie y temperatura del motor incrementa.
 Además se logró comprobar que los cambios en el bsw y la producción de fluido se deben a etapas en las que se variaba la frecuencia con el objetivo de mejorar la producción.

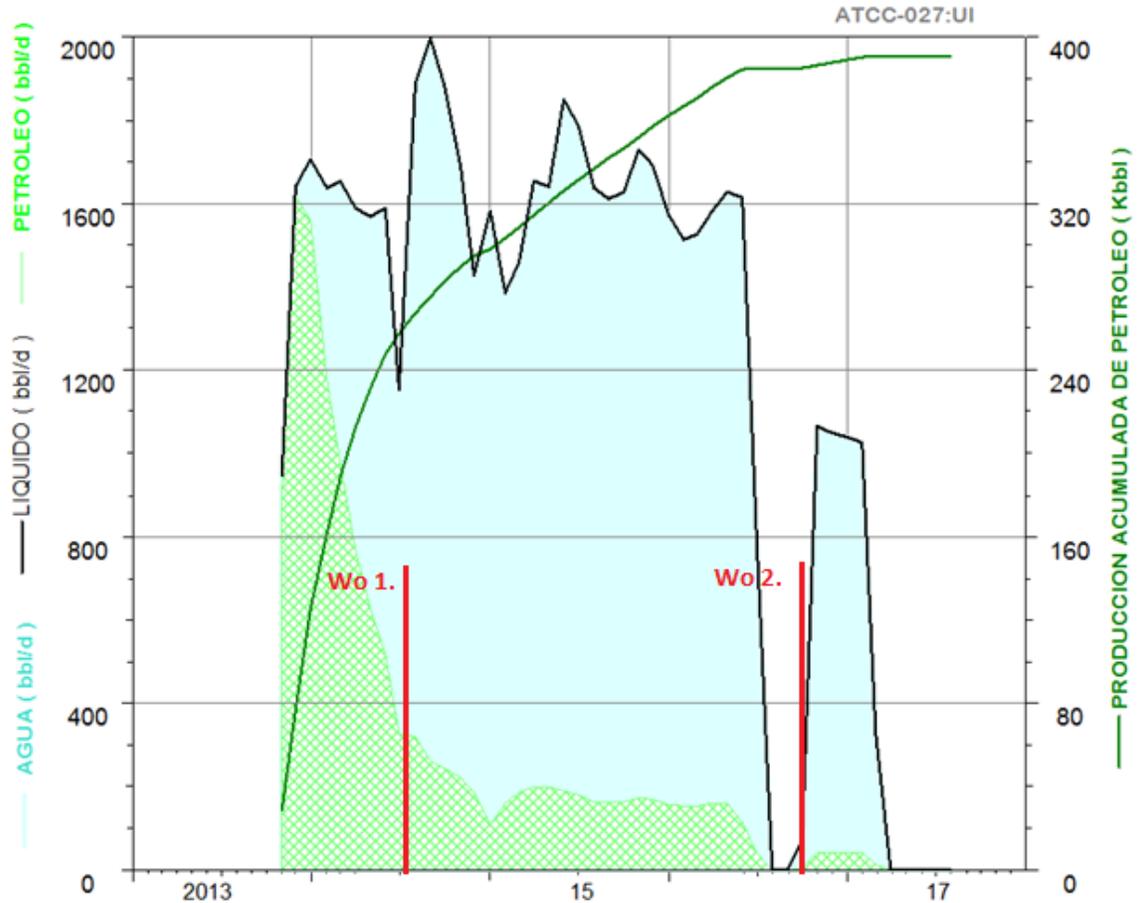


Figura 2-19 Producción histórica del Pozo ATC-27:UI

3. Se debe verificar el estado mecánico del pozo, para tener saber cómo proceder en el caso de realizar una intervención al pozo, para esto se usan los diagramas de pozo que permiten constatar intervalos perforados, redisparos, profundidad de arenas, detalles de la completación como diámetros del casing, diámetro de la tubería de producción, completación de fondo, etc. En el Anexo 6 se puede observar el diagrama de pozo utilizado para verificar el estado mecánico del pozo Atacapi-27. Existe un listado de pozos que fueron objetivo al realizarse los planes de recuperación secundaria, esta información se la encuentra en el Anexo 7 y deben considerarse los pozos que podrían haber sido influenciados.
4. Realizar un análisis del índice de productividad del pozo, con los resultados podemos observar cual es la capacidad de producción del pozo e incluso crear curvas IPR pasadas.

En la Figura 2-20 la curva naranja representa el IPR generada antes del Wo 2 en agosto 2014 y la curva azul representa el IPR generada después del Wo 2 el enero 2017

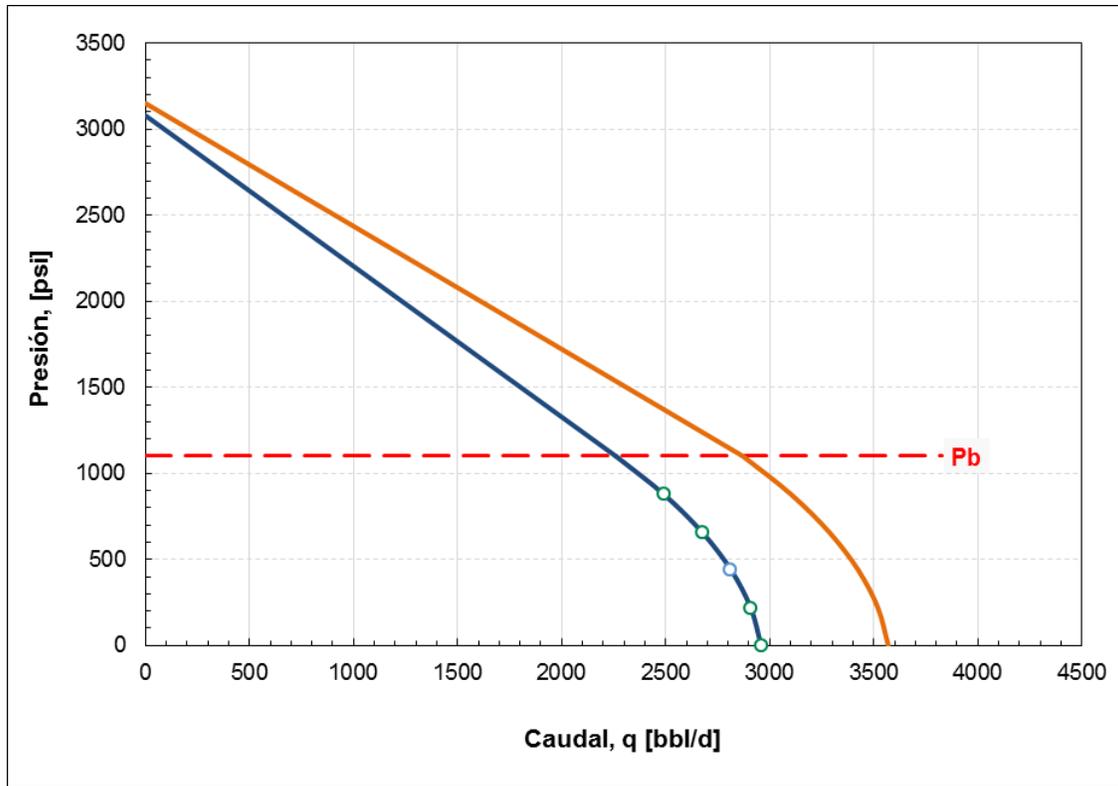


Figura 2-20. Curvas IPR del pozo ATC-27 en periodos distintos de tiempo.

- De esta manera se llegó al diagnóstico que el pozo perdió productividad debido al tapón balanceado del WO 2, el mismo que redujo el espesor de los punzados, sin lograr el objetivo de reducir el bsw. Posiblemente exista daño en la formación causado por el fluido de control utilizado en el trabajo de reacondicionamiento.

Se realizó un análisis similar al ejemplo anterior y siguiendo el flujo de trabajo representado en la Figura 2-18 a los pozos cerrados del campo Atacapi, un resumen del análisis junto con el diagnóstico para cada pozo se encuentra en la Tabla 2-9

Tabla 2-9. Análisis Pozos Cerrados.

POZOS	Reservorio	Producción (Bpd)	Bsw %	Fecha de Cierre	Razón de Cierre	Estado Completación	IP	Diagnóstico
ATC-009	UI	600	90	ago-10	Comunicación Tb-Csg	Completado con BES	0,45	Pozo falla por problemas mecánicos no posee un IP considerable considerando el alto corte de agua.
ATC-010	US	184	100	mar-15	Alto Bsw.	Completado con BH	0,16	Pozo se despresurizó muy rápido y por ende la caiga de producción, el bsw del pozo debe ser menor ya que en esta zona Us no presenta un alto corte de agua
ATC-019	UI	180	88	dic-15	Posible Comunicación Tb-Csg, alto PIP y sobrecalentamiento de la bomba.	Pescado de 6 tubos y un packer hidráulico.	0,15	Pozo falla por problema mecánico, además posee un historial de rápida declinación de la producción
ATC-023	Ti+UI	1684	92	mar-17	No aporta luego del WO	Pescado de una junta y equipo bes sn2600	1,092	La bomba no produjo en el último wo posiblemente porque estaba casi 1000 pies sobre la media de los punzados
ATC-024	UI	1082	96	sep-14	Falla eléctrica BES	Completado con equipo BES	1,351	Pozo off debido a falla eléctrica. El pozo se conifcó debido a aumentos de frecuencia de la BES
ATC-025	UI	735	88	jun-11	Declina producción, aumenta PIP	Pescado 503 varillas+ bomba mecánica Bomba Mecánica	0,57	Pozo falla por problema con el equipo BES
	US	38	0	nov-15	Bajo Aporte		0,017	Reservorio despresurizado
ATC-027	UI	1027	96	ene-17	S off por sobrecorri	Completado con equipo BES	1,14	Falla del equipo BES, el pozo perdió productividad debido al tapón balanceado del WO 2, el mismo que redujo el espesor de los punzados, sin
ATC-032	Ti+BT	343	83	may-16	Pozo se apaga por baja carga	50 juntas tubería punta libre	0,13	Pozo presenta severos problemas de escalamiento, por lo que se afectada la producción.

2.4.3 Oportunidad en Arenas Nuevas.

El plan de recuperación secundaria de los pozos Atacapi 12, Atacapi 13, Atacapi 29 incluye algunos reservorios de pozos que no han presentado producción. Para poder justificar el disparar o redisparar estas arenas se analizó los pozos objetivos del plan de recuperación secundaria además de revisar la correlación de los registros eléctricos para corroborar que las arenas se encuentran conectadas. Siguiendo el flujo de trabajo descrito en la Figura 2-21. Existe un listado de pozos que fueron objetivo al realizarse los planes de recuperación secundaria, esta información se la encuentra en la tabla del Anexo 7.

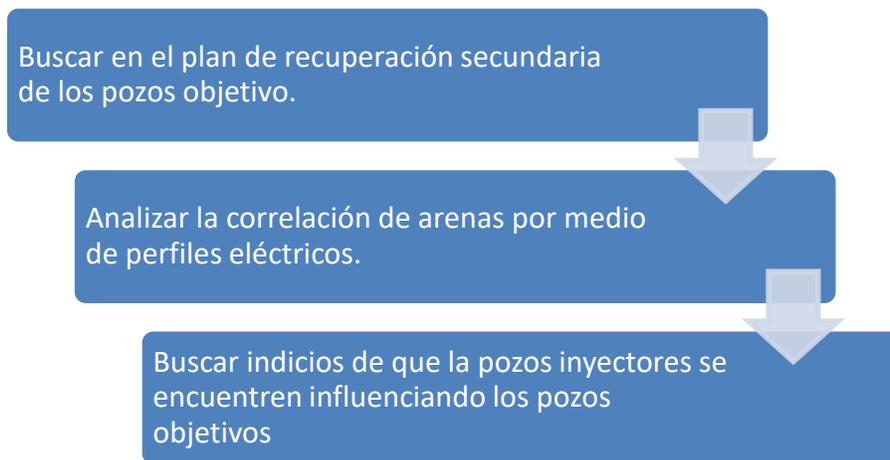


Figura 2-21. Flujo de trabajo para identificar arenas influenciadas por inyección de agua.

2.4.4 Análisis cualitativo de riesgos y oportunidades.

Los riesgos y oportunidades pueden ser priorizados para un análisis cuantitativo asignando calificaciones basándose en la probabilidad y el impacto evaluados. La evaluación de la importancia de cada riesgo y, por consiguiente, de su prioridad, generalmente se realiza usando una tabla de búsqueda o una matriz de probabilidad e impacto. (Cañas, 2009). Realizando un arreglo entre el impacto y probabilidades se crearon las matrices representadas en las tablas 2-12 y 2-13, donde los puntajes más altos en significan excelente oportunidad (verde) y alto riesgo (rojo) respectivamente.

Para la selección de las mejores oportunidades se utilizó la Matriz de probabilidad e impacto. La valorización consiste en asignar a los riesgos calificaciones dentro de un rango, que podría ser por ejemplo de 1 a 4: Muy baja (1), baja (2), moderada (3) o alta (4) (Sigweb, 2016).

Se analizó la cantidad de fluido incremental y se arregló las actividades por costos y probabilidad de éxito, de esta manera se priorizara los trabajos que representen mejores oportunidades. Para oportunidades se considera como impacto al petróleo incremental de producción con los valores en la Tabla 2-10

Tabla 2-10. Valores cualitativos para oportunidades.

Incremento de producción BPPD	Valor cualitativo por Impacto
>1000	4
1000-500	3
500-100	2
<100	1

Mientras que para los riesgos se calificarán conjuntamente: los riesgos de operaciones, generados por la necesidad de tratar el agua incremental producida, y riesgos financieros refiriéndose a costo de intervención, en el que se consideró necesidad de torre de

reacondicionamiento, trabajos de estimulación, cambio de sistema de levantamiento, necesidad de pesca. Asignando un 40% de importancia al riesgo generado por el incremento de agua y un 60% al riesgo por costos de la intervención. En la Tabla 2-11 se observan los valores asignados para el análisis de riesgos.

Tabla 2-11 Valores cualitativos para Riesgos.

Incremento de Agua	Valor cualitativo por Impacto 1	Costo Operativo	Valor cualitativo por Impacto 2	Valor cualitativo por Impacto total
>4000	4	Fracturar, probar +completar con BES	4	0,4*V1+0,6*V2
4000-2000	3	Acidificar con CTU + completar con BES. Abrir y Probar Arena.	3	
2000-500	2	Cambiar equipo Bes. Pesca. Acidificación CTU. Reabrir Arena +completar.	2	
<500	1	Subir frecuencia	1	

El éxito de un trabajo de reacondicionamiento de un pozo viene comprometido con muchos aspectos como: dificultad del trabajo, estado actual del pozo, planeamiento del trabajo, diseño del fluido de control, eficacia de la estimulación, certeza de datos utilizados en los cálculos, etc. Por lo que las probabilidades de éxito o fracaso variarán en cada caso para los pozos.

Para las oportunidades, en el análisis de la probabilidad se hizo referencia a la posibilidad de que se obtengan los valores de producción estimados descritos en la Tabla 3-1, suponiendo que la intervención sea exitosa operativamente. Dependiendo de la justificación técnica de cada propuesta para los pozos seleccionados, para la probabilidad de éxito se clasificó de la siguiente manera: Muy probable (3), Probable (2), Poco probable (1).

Tabla 2-12. Matriz de oportunidades.

Probabilidad de éxito	Oportunidad			
	4	3	2	1
3	12	9	6	3
2	8	6	4	2
1	4	3	2	1

Por otra parte para el análisis de riesgos se analizó la probabilidad de que existan problemas en la intervención y no sea una operación exitosa, para cada clase de trabajo se asignaron valores del 3 al 1 para probabilidad de éxito de la siguiente manera: Muy probable (3), Probable (2), Poco probable (1). En la Tabla 2-13 se observa la Matriz de Riesgos que se usará para jerarquizar las oportunidades.

Tabla 2-13 Matriz de riesgos.

Probabilidad de fracaso	Riesgo			
	4	3	2	1
3	12	9	6	3
2	8	6	4	2
1	4	3	2	1

2.5 Análisis facilidades de superficie.

El diagrama de las facilidades de superficie de la estación Atacapi de la figura 2-18 y las tablas: 2-14, 2-15 y 2-16, se realizaron con información actual (fuente Petroamazonas). En la Tabla 2-14 se describe la cantidad de fluido que soporta diariamente las facilidades de superficie descritas en la gráfica, con la producción de 19200 barriles, un 81% de agua y el fluido motriz de 10000 barriles usado en el sistema Power Oil.

Tabla 2-14. Caudal de fluido por elemento.

	Petróleo + Agua (Bpd)	Petróleo (Bpd)	Agua de producción (Bpd)	BSW %
Producción Real	19200	3700	15500	80,73
Sistema Powe Oil	10050	1000	50	0,50
Entrada Total	29250	13700	15550	53,16
Separador 1	14625	6850	7775	53,16
Separador 2	14625	6850	7775	53,16
Tanque de lavado	29250	13700	15550	53,16
Tanque Skimer	15463	69	15395	99,56
Tanque pulmón	15260	19	15241	99,88
Tanque slop	1546	50	1496	96,77
Tanque de reposo 1	6884	6850	34	0,50
Tanque de reposo 2	6884	6850	34	0,50
Crudo entregado	3719	3700	19	0,50
Sistema Powe Oil	10050	1000	50	0,50

Para el cálculo de las capacidades de superficie se calculó el volumen interno de cada uno de los equipos, tomando en cuenta dimensiones como el diámetro interno (Di) y la longitud de los separadores o altura de los tanques (h), utilizando la constante $5,615 \frac{ft^3}{bbl}$ para obtener una respuesta en barriles (Rodríguez, 2016), además se utilizó una constante de seguridad (C) dado por el último informe de integridad realizado en la estación Atacapi.

Para conocer su capacidad diaria se utilizó el tiempo de reposo de diseño Tr_d , posteriormente utilizando los datos de la Tabla 2-14 y basado en el caudal real de operación (Q_{op}) se calculó el tiempo de reposo real Tr_r . Utilizando las siguientes ecuaciones se analizó las capacidades de los elementos.

$$\text{Capacidad volumétrica} = (C * (Di/2)^2 * \pi * h) / 5,615$$

Ecuación 2-9

$$\text{Capacidad Diaria} = \text{Capacidad volumétrica} / Tr_d$$

Ecuación 2-10

$$Tr_r = \frac{\text{Capacidad diaria} * Tr_d}{Q_{op}}$$

Ecuación 2-11

A continuación un ejemplo de cálculo de capacidades y tiempo de reposo para el tanque de lavado de la estación Atacapi.

$$\text{Capacidad volumétrica} = (0,9 * (50 \text{ ft} / 2)^2 * \pi * 30 \text{ ft}) / 5,615 = 9441,563 \text{ bbls}$$

$$\text{Capacidad Diaria} = \frac{9442 \text{ bbls}}{8 \text{ hrs}} * \frac{24 \text{ hrs}}{1 \text{ día}} = 29269 \text{ bpd}$$

$$Tr_r = \frac{\text{Capacidad diaria} * Tr_d}{Q_{op}}$$

$$Tr_r = \frac{29269 \text{ bpd} * 8 \text{ hrs}}{29250} = 8,01 \text{ hrs}$$

En las

Tabla **2-15** y Tabla **2-16** podemos observar los resultados de los mismos cálculos realizados para el resto de equipos.

Tabla 2-15. Resumen capacidades de facilidades de superficie.

Equipo	Diametro (ft)	Longitud (ft)	C	Capacidad (bbls)	Tiempo de residencia, Diseño (h)	Capacidad (Bpd)	Q operativo (Bpd)	Tiempo de residencia, Real (h)
Separador 1	6,83	22		144	0,18	19687	14625	0,24
Separador 2	6	20		101	0,11	23019	14625	0,17
Tanque de lavado	50	30	0,9	9442	8,00	29269	29250	8,01
Tanque de residencia 1	35	30	0,9	4626	8,00	13879	6884	16,13
Tanque de residencia 2	35	30	0,9	4626	8,00	13879	6884	16,13
Tanque Skimer	30	24	0,9	2719	3,00	21753	15463	4,22
Tanque Pulmón	30	18	0,9	2039	2,50	19578	15260	3,21
Tanque Slop	15,5	16	0,9	484	7,00	1659	1546	7,51

Tabla 2-16. Resumen Capacidades de las Bombas.

Tipo De Bomba	TDH (ft)	GPM	Potencia Nominal (hp)	Q Bpd	Potencia Actual (hp)
Booster BC-08/09	460	410	100	14056,9	67,1
Oil Pump (BH-01)	10500	210	800	7199,9	784,2
Oil Pump (BH-02)	10030	160	600	5485,6	570,8
Slop Pump P-152 A/B	60	400	5	13714,0	4,3
Booster (P-11/12)	220	670	100	22971,0	52,4
Injetion pump	6500	438	1200	15016,8	1012,5
Injetion pump	6500	438	1200	15016,8	1012,5
Booster	240	175	30	5999,9	14,9
Injetion pump	4620	88	250	3017,1	144,6

Comparando el caudal operativo vs la capacidad operativa de diseño de los elementos se pudo determinar algunos cuellos de botella, representados en la Figura 2-23. El principal cuello de botella es el tanque de lavado ya que se encuentra funcionando al límite de su capacidad, el manejo de agua por medio del tanque pulmón y skimer podría soportar un aumento de 4300 barriles de agua, el tanque slop o de transvase puede aumentar su capacidad cambiando el tiempo de reposo y los separadores pueden soportar un aumento de 13500 barriles de fluido.

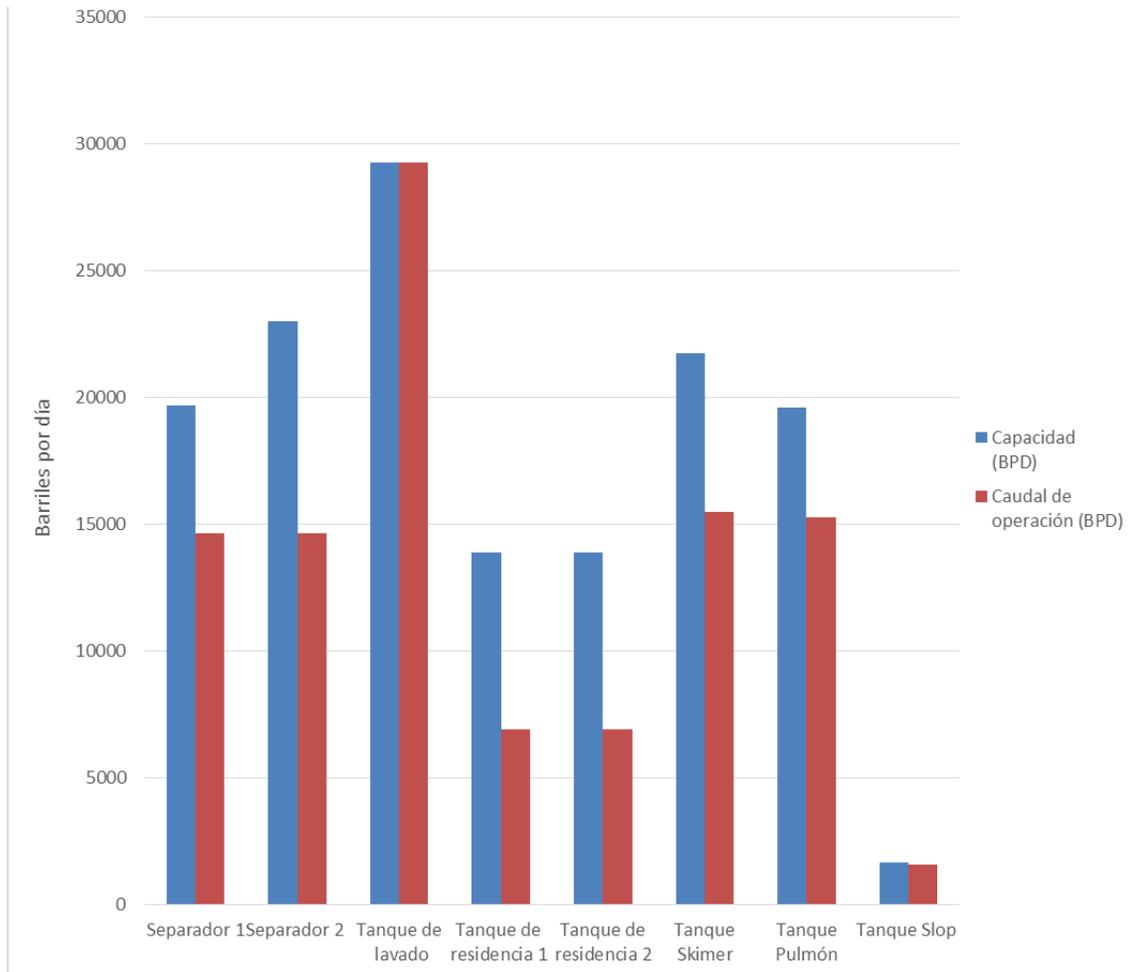


Figura 2-23. Análisis de cuello de botella.

2.5.1 Manejo de Agua de producción.

Atacapi posee 2 reinyectores funcionando, 2 reinyectores cerrados y 3 inyectores, entre estos se encargan de reinyectar alrededor de 15000 barriles de agua como disposal o para proyectos de recuperación secundaria. Como podemos observar en la Tabla 2-17 combinando las capacidades de las tres bombas usadas en la inyección se tiene un total de 33000 barriles.

Tabla 2-17. Pozos usados para el manejo de agua de formación.

	Pozo	QAIPD
Pozos reinyectores	ATC-02 i:H	2222
	ATC-04:TY	2778
pozos inyectores	ATC-12: US	1111
	ATC:13: US+UI	2500
	ATC:29: BT+US	5278

Se realizó un diagrama de Hall para poder analizar el estado de los pozos inyector y reinyector, para el análisis se tomó en cuenta la situación operativa en las fechas donde se presentan cambios de la pendiente y de esta manera evitar falencias en los análisis.

A continuación un ejemplo de cómo se realizó el análisis en este caso en el pozo Atacapi 13, el mismo que funciona como pozo inyector para las arenas U inferior y U superior.

Las variables graficadas serán el volumen de agua inyectado (Wi) y la sumatoria diaria del diferencial de presiones (pw DT), ejemplo representado en la Tabla 2-18

$$W_i = \sum_{ti}^t (Q_{inyección} * tiempo / (24 * 1000))t$$

Ecuación 2-12

$$pwDT = \sum_{ti}^t (P_{cabeza} * tiempo / (24 * 1000))t$$

Ecuación 2-13

Tabla 2-18. Tabla utilizada para generar el diagrama de Hall.

Fecha	Q iny (bapd)	P cabeza (psi)	tiempo (hr)	Wi cum (kbbl)	pwDT (Kpsi.day)
8/12/2016	634	2000	22	0,58	1,83
9/12/2016	2053	2000	24	2,63	3,83
10/12/2016	3412	3000	0	2,63	3,83
11/12/2016	2620	1850	23	5,15	5,61
12/12/2016	2280	1850	24	7,43	7,46
13/12/2016	2450	2000	24	9,88	9,46

Se continúa con el mismo procedimiento con los datos diarios hasta el 15 de julio del 2017 y se obtiene la gráfica de la Figura 2-24. Se observa un cambio de la pendiente, m2 es menor a m1 esto refleja una mejor inyectabilidad es decir existe se logra inyectar un mayor caudal de agua con un diferencial de presión menor, este cambio se da en la primera semana de junio del 2017, el pozo no ha sido estimulado y las condiciones en superficie se mantienen. Por las razones expuestas anteriormente se deduce que probablemente exista algún problema mecánico en el fondo del pozo que permite mayor captación de fluido. En la Tabla 2-19 se observa un resumen del análisis de hall, los diagramas realizados para todos los pozos se encuentran en el Anexo 8

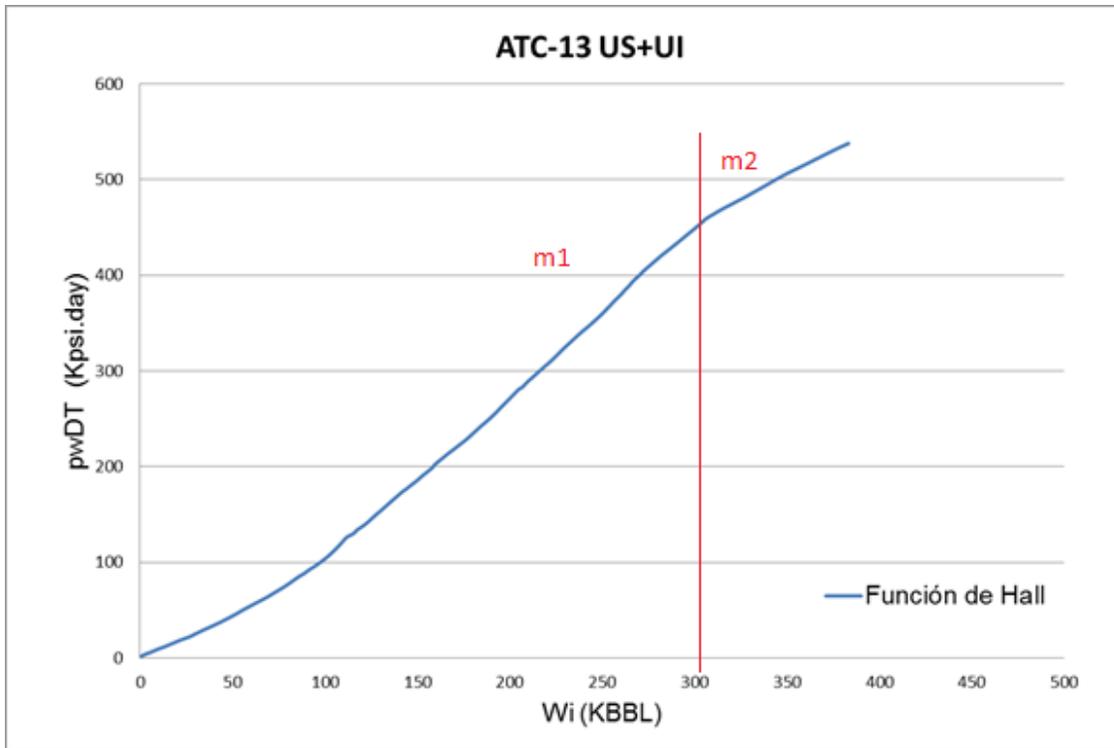


Figura 2-24. Diagrama de Hall.

Tabla 2-19. Resumen diagrama de Hall para pozos inyectoros y reinyectores.

	Pozo	QI (baipd)	Presión (psi)	Análisis de Hall
Pozos Reinyectores	ATC-02 i:H	2300	2000	Aumento de la pendiente, pozo taponado. Posible daño en la cara del pozo
	ATC-04:TY	3000	2500	Inyección estable
Pozos Inyectores	ATC-12: US	1100	2550	Existe un cambio de las variables debido a incrementos de la presión de inyección, se reduce el caudal de inyección a partir del mes de mayo
	ATC:13: US+UI	2600	2450	Posible daño mecánico
	ATC:29: BT+US	5600	2500	Inyección estable

CAPÍTULO 3: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.

3.1 Oportunidad por pozo.

3.1.1 ATACAPI-09 UI:

Pozo cerrado desde agosto del 2010, su última producción fue de 600 bpd con un 90% de agua, según las pruebas de producción el pozo paró su producción debido a problemas de comunicación tubing casing. No se pudo reinterpretar el Build Up de este pozo debido a la carencia de data cruda, sin embargo se tiene los resultados la última prueba del año 2009 donde el pozo posee un daño de 6. Con una acidificación puede aumentar su IP de 0,45 a 0,73 como lo muestra la gráfica de la Figura 3-1.

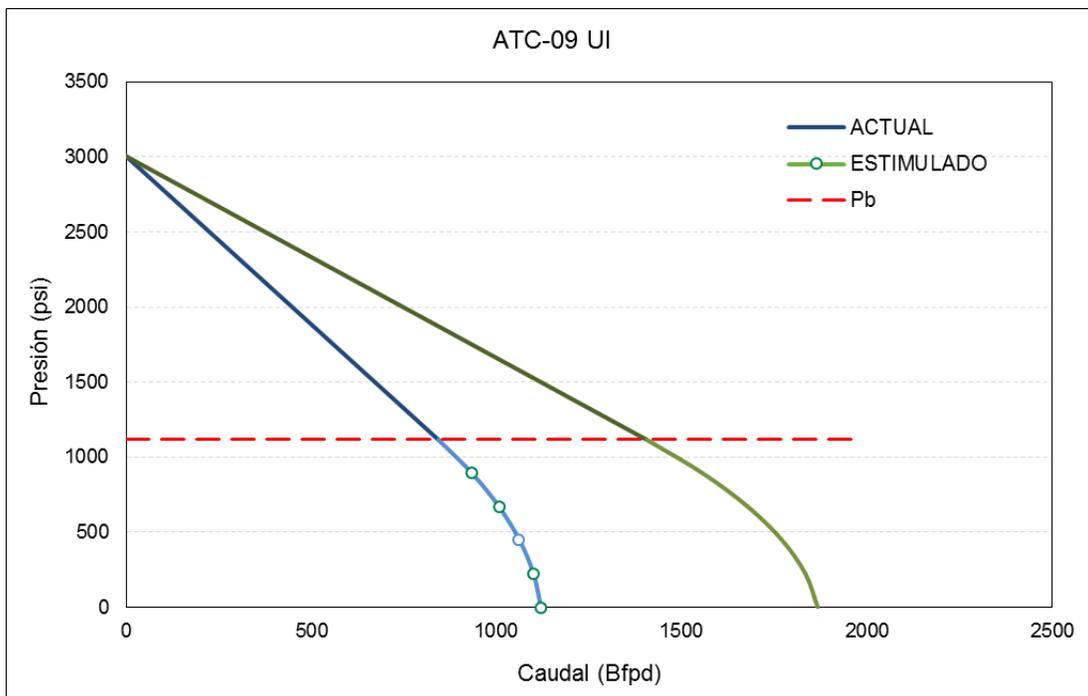


Figura 3-1. IPR Atacapi 9 Ui.

Luego de comprobar resultados, probando el pozo podría completarse con BES. Se estimó una producción de 1400 barriles de fluido por día con 140 de petróleo.

3.1.2 ATACAPI 10 US:

La arena Us del pozo Atacapi 10 es uno de los objetivos del plan de recuperación secundaria del pozo Atacapi 29, como se puede observar en la Figura 3-2 se encuentran a menos de 300 metros de distancia y en la Figura 3-3 se verifica la continuidad de la arenisca US.

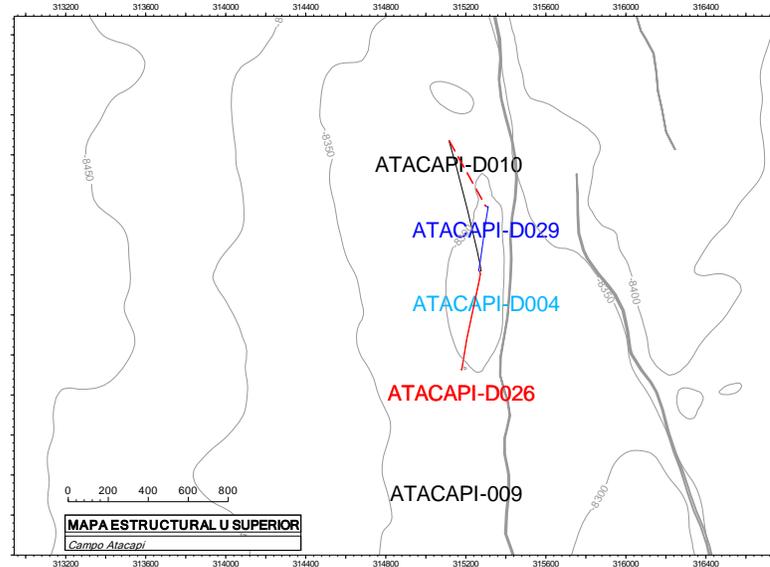


Figura 3-2. Ubicación geográfica de pozos objetivo de la recuperación secundaria de ATC-29 (Pardaliservices)

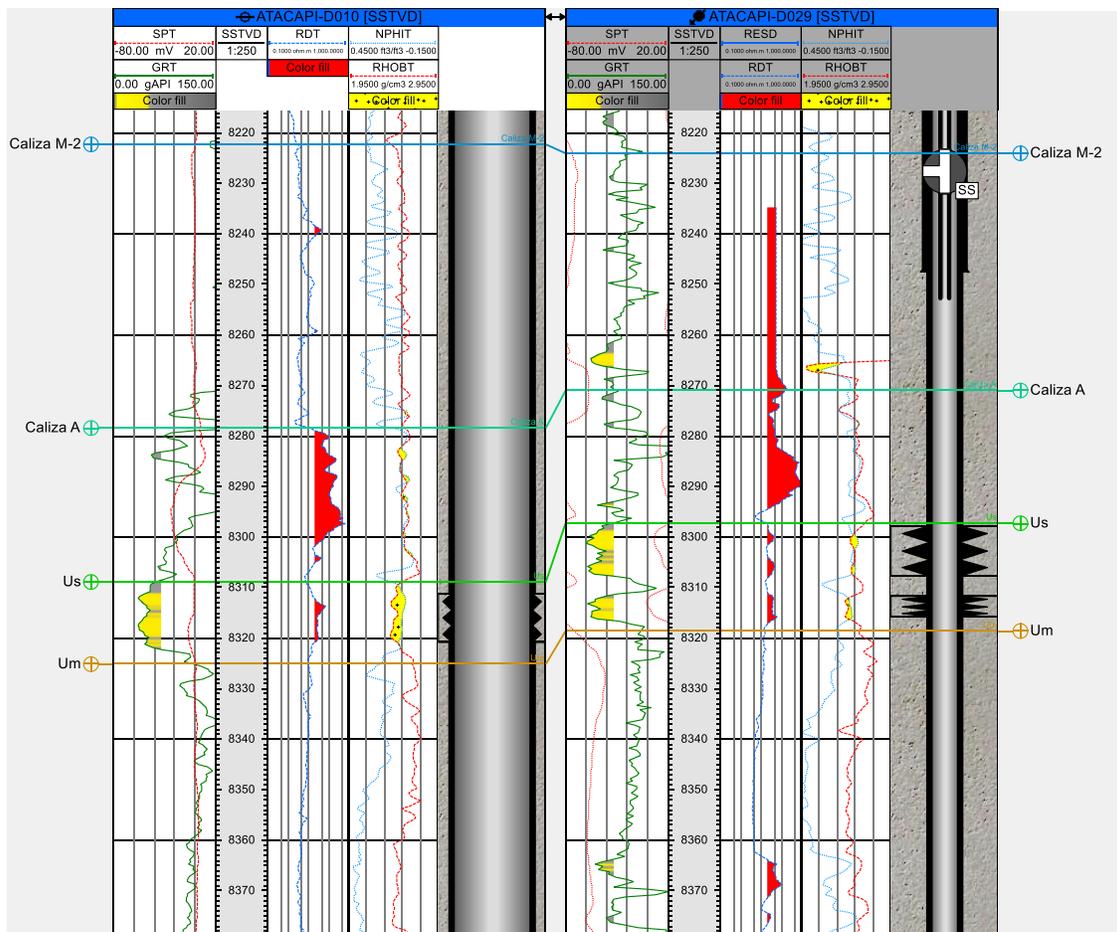


Figura 3-3. Correlación pozos ATC-29 y ATC-10 (Pardaliservices)

Se propone evaluar U Superior en el intervalo 8312' - 8322' SSTVD. Se propone realizar una prueba de restauración de presión para verificar la influencia del Atacapi 29. Basado en el histórico de producción del pozo, se estima recuperar la producción 160 bfpd con 120 bppd. De acuerdo a los resultados se completará el pozo con sistema de levantamiento artificial ideal.

3.1.3 ATACAPI 11B: TI.

Pozo productor de Ti con equipo BES, la alta presión de intake refleja que la bomba está trabajando en up thrust severo. Para poder recuperar el caudal óptimo se necesita una bomba de mayor capacidad. Actualmente produce 854 bfpd con 85% de agua siendo su caudal óptimo 2799 bfpd como se observa en la Figura 3-4.

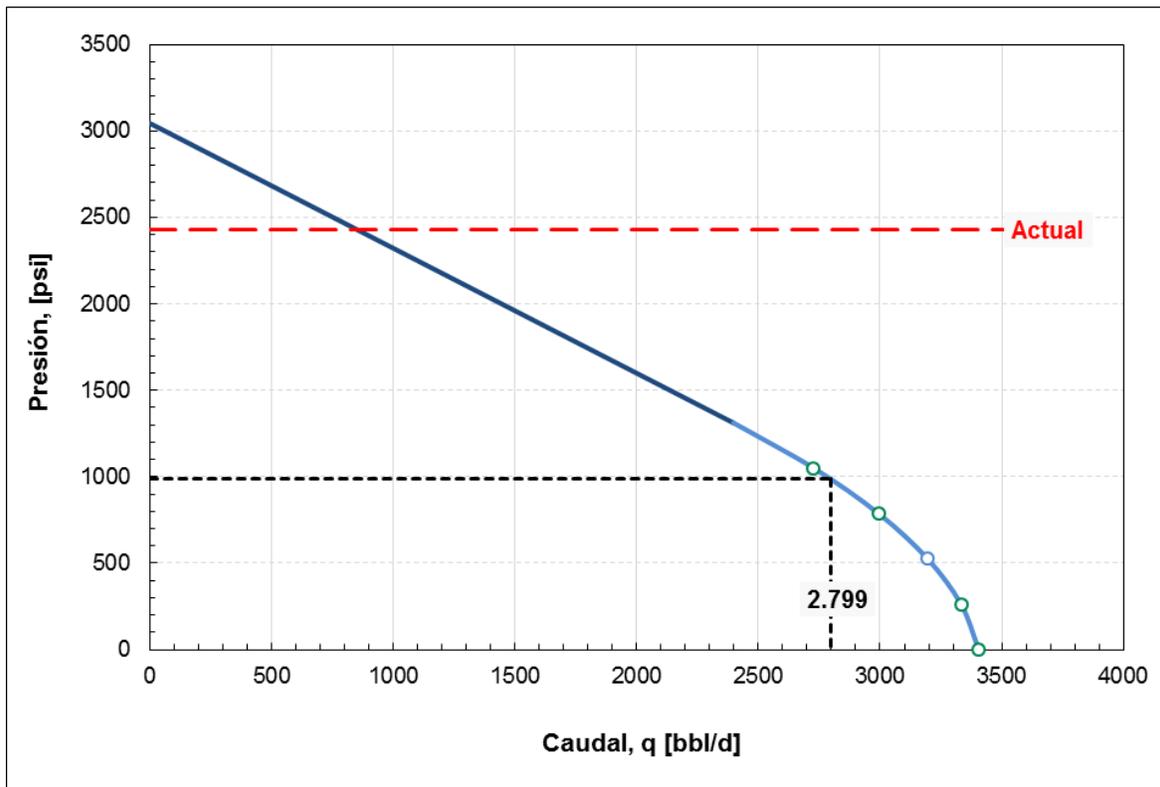


Figura 3-4. IPR Atacapi 11B: TI

Además el pozo tiene un daño de 15, como lo indica el análisis de la derivada del año 2016, representado en la Figura 3-5, por lo que se recomienda una acidificación, luego probar y completar el pozo según resultados. Se estimó que puede aumentar su IP de 1,384 a 3,8 bpd/psi y producir 6635 barriles de fluido con 995 barriles de petróleo como se indica en la Figura 3-6

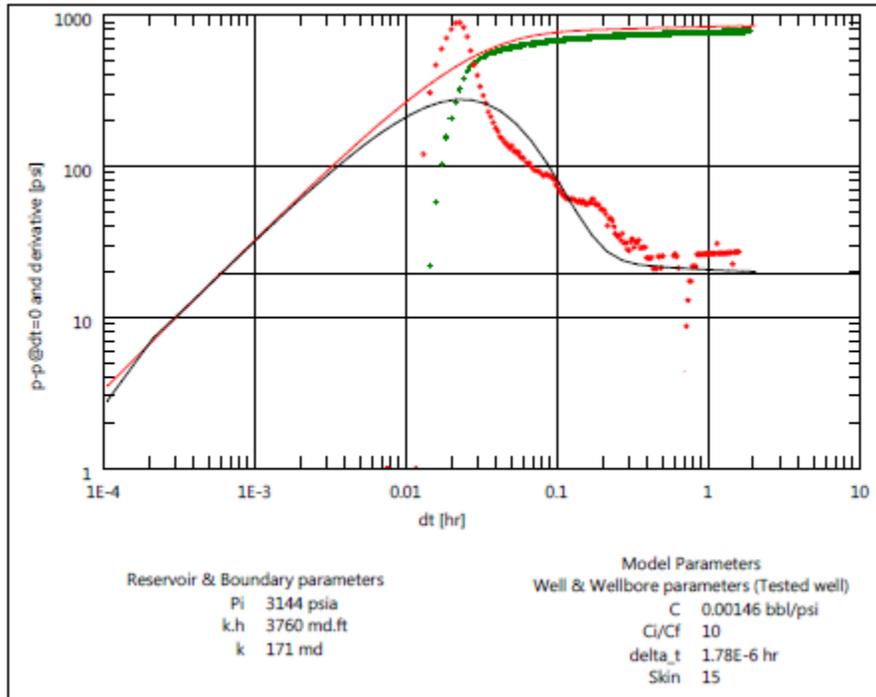


Figura 3-5. Análisis de la derivada ATC-11B:TI

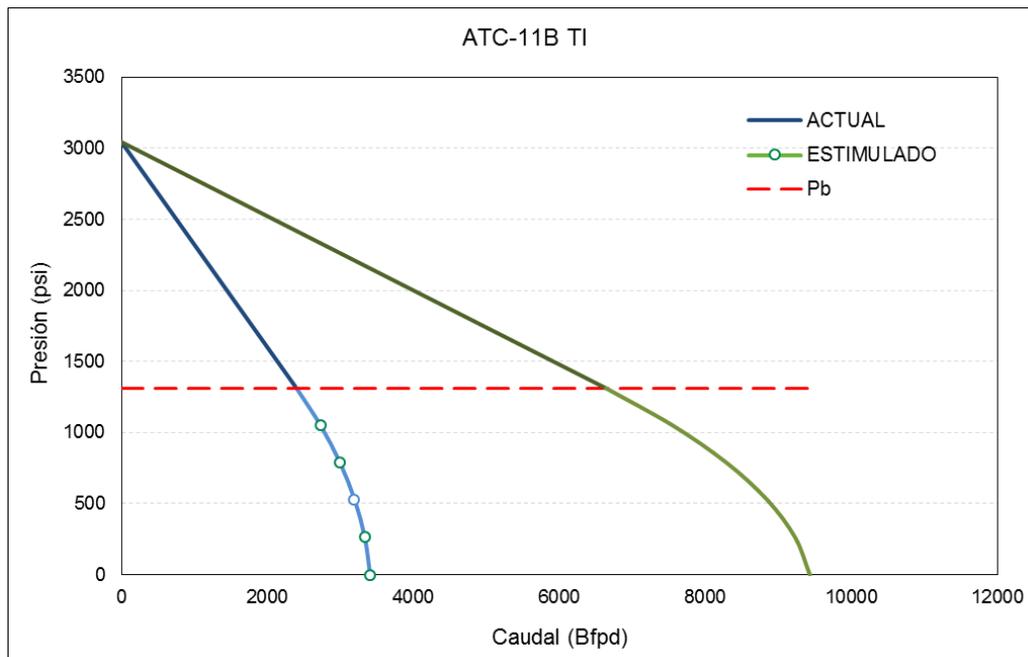


Figura 3-6. IPR Actual y estimulado de ATC-11B TI

3.1.4 ATACAPI 14: US.

El Pozo posee un buen IP. Su presión de reservorio debe verificarse ya que parece estar recuperando presión por el efecto de la inyección del Atacapi 13, en la Figura 3-7 se ve reflejado el cambio de la declinación en los últimos meses sin haber intervenido el pozo.

Revisando el histórico de presiones de reservorio, se tiene los siguientes datos: 2700, 1700, 1350 en los años 2007, 2009 y 2014 respectivamente.



Figura 3-7. Historial de producción ATC-14: US

Tomando en cuenta el aumento de producción desde inicios del 2017, fecha en la que comenzó la recuperación secundaria, se llega a conclusión de que el reservorio se ha presurizado y podría tener una IP diferente, donde debería recalcularse con una presión de reservorio verificada.

En el análisis de la derivada, realizado en el año 2014, de la Figura 3-8 se observa que posee una permeabilidad de 200 md y un daño de 29. Se recomienda una estimulación al pozo para remover el daño, se estimó que puede aumentar su IP de 1,5 a 4,6 bpd/psi y producir 1384 barriles de petróleo con 1450 de fluido, como se observa en la Figura 3-9.

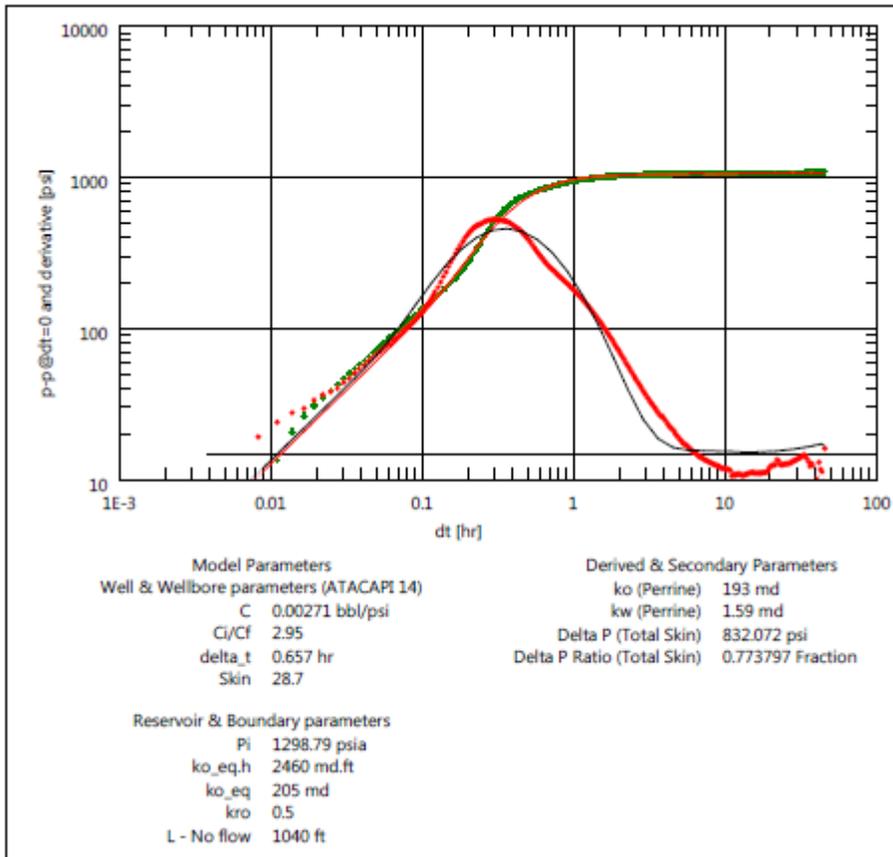


Figura 3-8. Análisis de la derivada ATC-14 Us

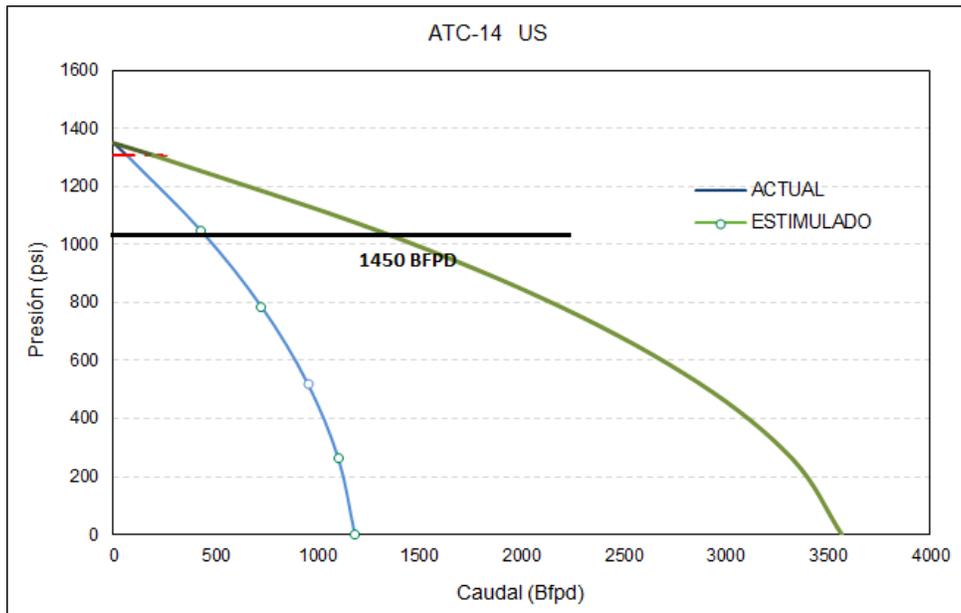


Figura 3-9. IPR Actual y estimulado de ATC-14 US

Antes de intervenir el pozo se debe realizar un build up para poder conocer un potencial más certero y posiblemente completar con bombeo electro-sumergible, de esta manera poseer un mayor caudal en el sistema power oil.

3.1.5 ATACAPI 15: TI

Pozo productor de Ti con equipo BES, para poder recuperar el caudal óptimo se necesita una bomba de mayor capacidad. Actualmente produce 3450 bfpd con 92% de agua siendo su caudal óptimo 5427 bfpd, con 434 barriles de petróleo, en la Figura 3-10 se puede observar la situación actual y el caudal ideal del ATC-15.

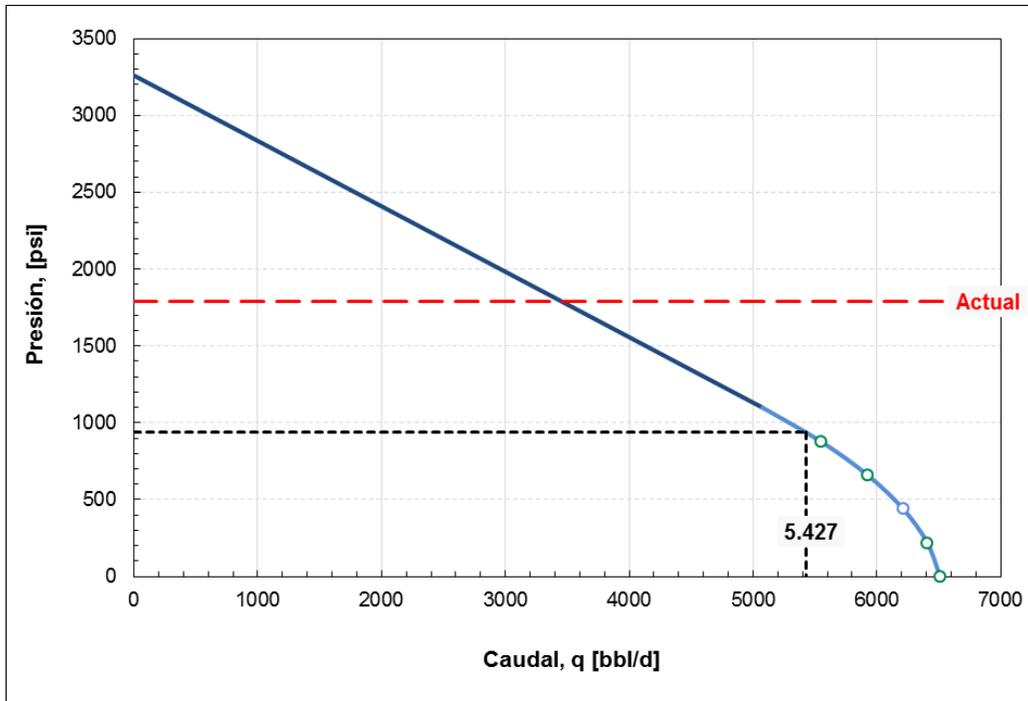


Figura 3-10. IPR ATC-15 TI

3.1.6 ATACAPI 16: US

Pozo productor de US con sistemas Power Oil, actualmente produce 183 barriles por día con un corte de agua del 7%. En el análisis de la derivada realizado en el año 2013, de la Figura 3-11 se observa que posee una permeabilidad de 48 md y un daño de 4,5.

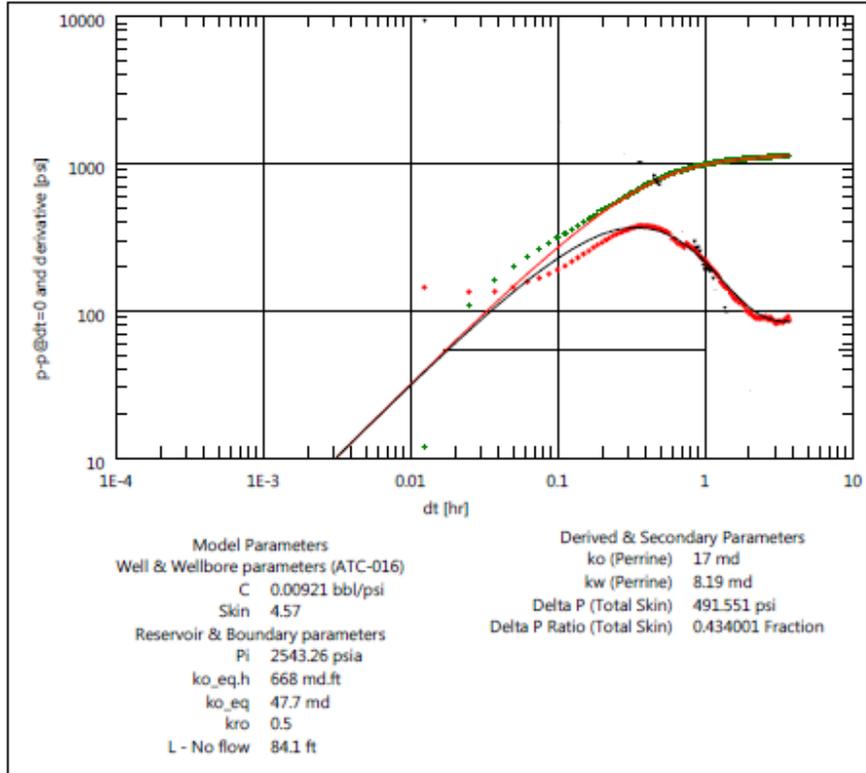


Figura 3-11. Análisis de la derivada ATC-16 Us

Se sugiere una estimulación luego probar y completar el pozo según resultados. Se estimó que puede aumentar su IP de 0,176 a 0,26 bpd/psi y podría producir 248 barriles de petróleo con 267 de fluido, como se puede observar en la Figura 3-12

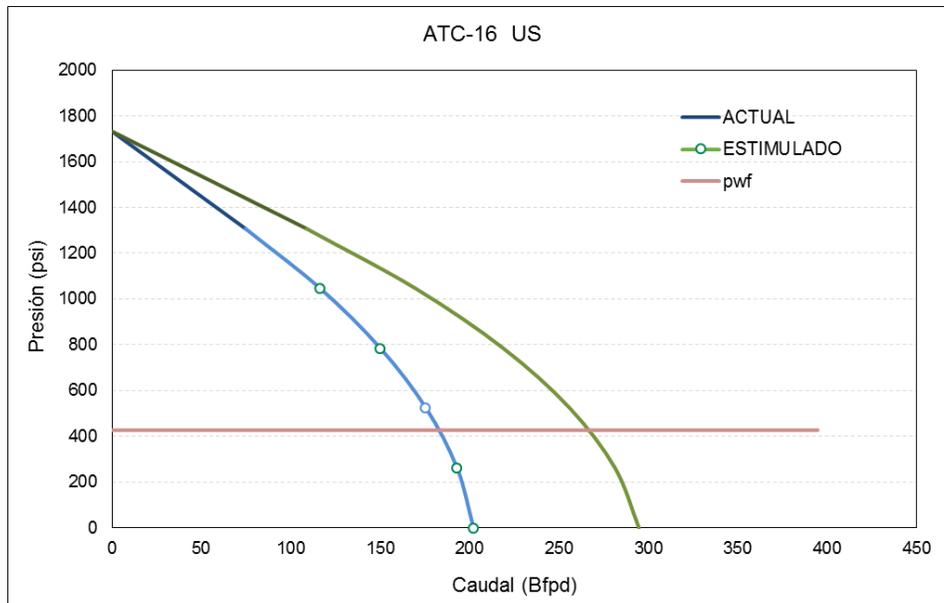


Figura 3-12 IPR Actual y estimulado de ATC-16 US.

3.1.7 ATACAPI 17: UI

Pozo productor de UI con equipo BES, actualmente produce 1177 bfpd con 82% de agua siendo su caudal óptimo 1670 bfpd, en la Figura 3-13 se puede observar la situación actual y el caudal ideal del ATC-17.

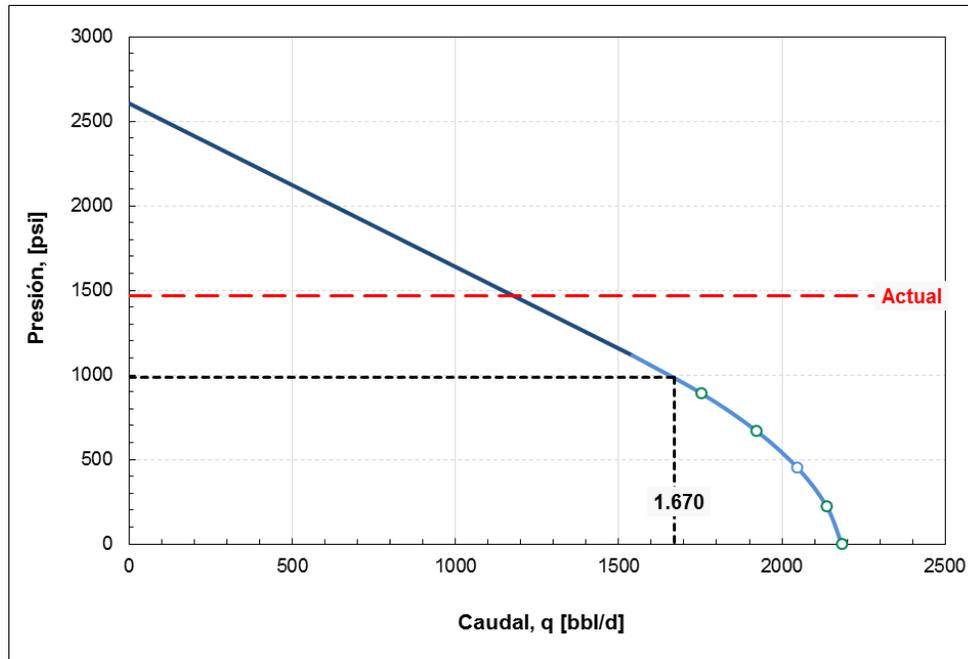


Figura 3-13. IPR ATC-17 UI

Actualmente el pozo posee una bomba DN1750 diseñada para manejar 1750 bpd a 60 Hz, se encuentra funcionando a 53 hz. Existe un balance superficie-fondo y el equipo no se encuentra restringido por motor, variador o transformado, por esta razón se sugiere subir la frecuencia.

3.1.8 ATACAPI 18: UI

Pozo productor de UI con equipo BES, para poder recuperar el caudal óptimo se necesita una bomba de mayor capacidad. Actualmente produce 1857 bfpd con 88% de agua siendo su caudal óptimo 3884 bfpd como se observa en la Figura 3-14, no se recomienda aumento de frecuencia debido al largo tiempo de vida de la bomba. Se recomienda un cambio por una bomba de mayor capacidad.

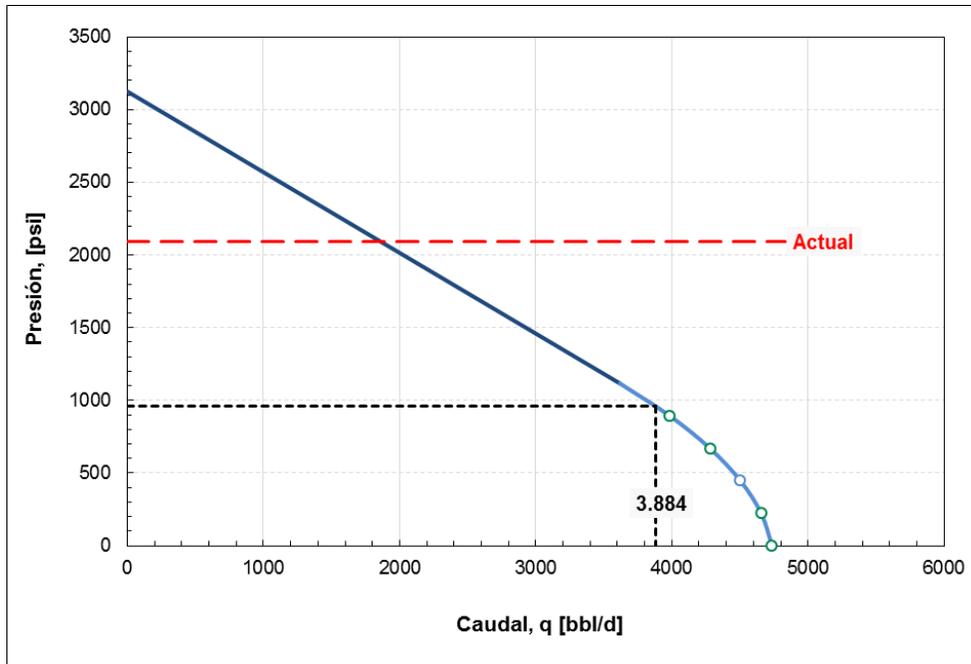


Figura 3-14. IPR Atacapi 18:Ui

Además el pozo tiene un daño de 20 como lo indica el análisis de la derivada del año 2013, representado en la Figura 3-15, por lo que se recomienda una acidificación, luego probar y completar el pozo según resultados.

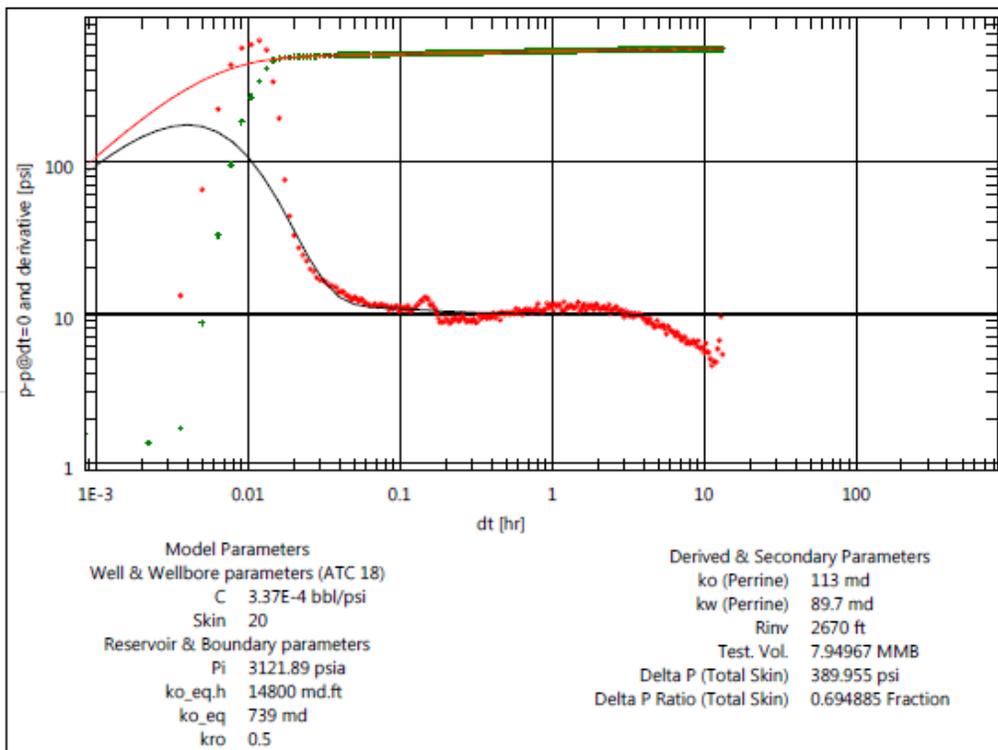


Figura 3-15. Análisis de la derivada ATC-18 UI

Asumiendo que el 50% del valor del daño hace referencia al daño de formación, se estimó que puede aumentar su IP de 1,8 a 3,8 bpd/psi y producir 7700 barriles de fluido con 925 barriles de petróleo como se indica en la Figura 3-16

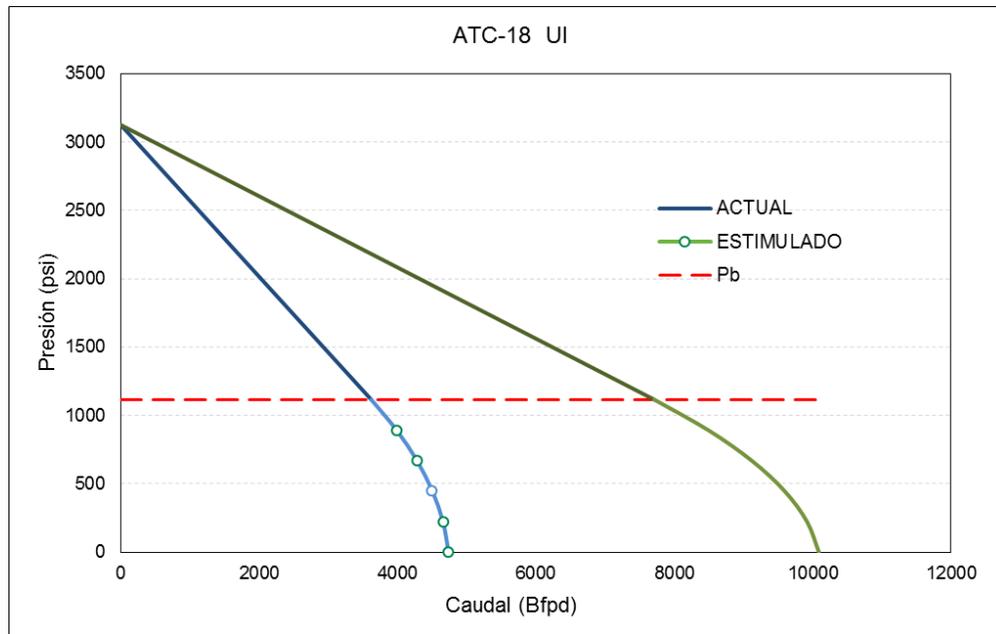


Figura 3-16 Actual y estimulado de ATC-18 UI

3.1.9 ATACAPI 19 US.

La Arenisca Ui de ATC-19 posee un bajo índice de productividad e incluso con estimulación no posee un caudal suficiente para completarse con bombeo electro sumergible, ya que el pozo no produce gas al encontrarse sobre el punto de burbuja queda como plan de segunda prioridad, podría completarse con bombeo mecánico. La operación incluiría una pesca de 6 tubos y un packer hidráulico.

El pozo es un objetivo del plan de recuperación secundaria por parte del Atacapi 12 por esta razón se sugiere abrir y probar US, La Figura 3-17 representa los pozos objetivos de la recuperación secundaria de ATC-12, que son el ATC-08, ATC-11B y ATC-19 todos en las arenas US. En la Figura 3-18 se puede observar la continuidad de las areniscas de US, desde febrero del 2017 se ha inyectado 200 mil barriles de agua que según un análisis volumétrico cubren alrededor de 1200 pies suponiendo un área circular.

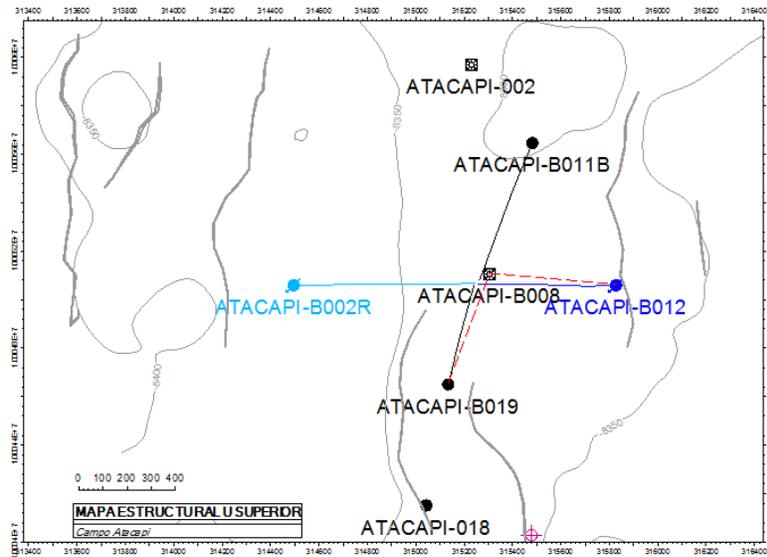


Figura 3-17 Pozos objetivos de la recuperación secundaria de ATC-12

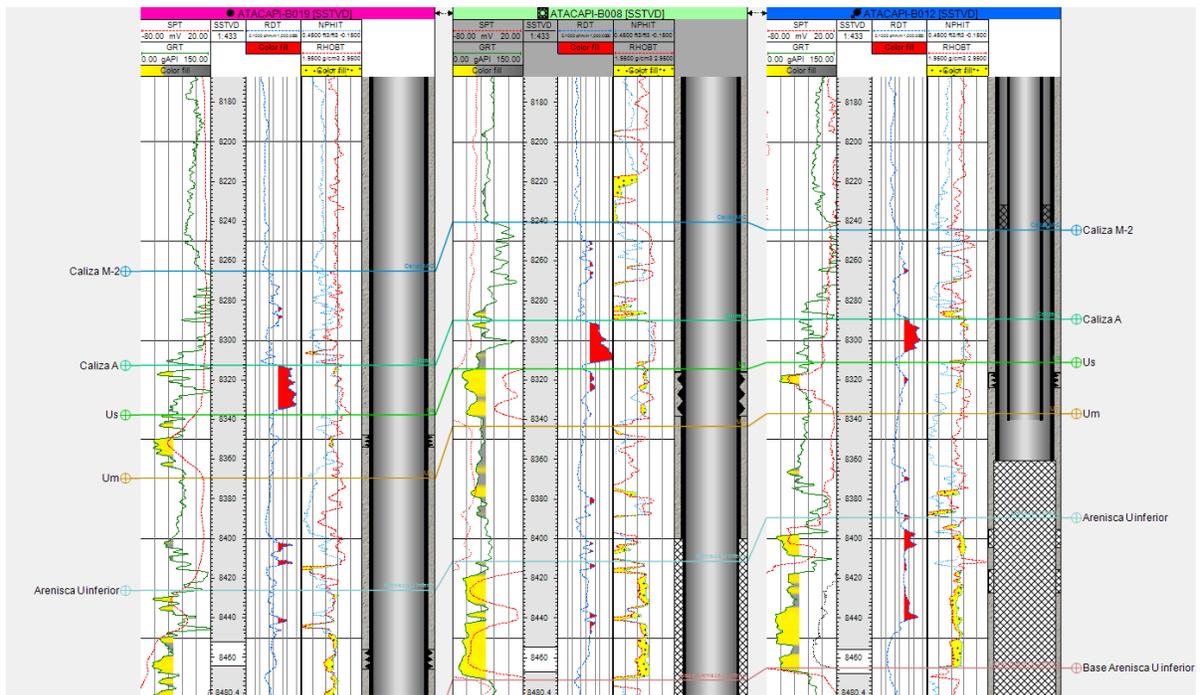


Figura 3-18 Correlación pozos ATC-12, ATC-8, ATC-19

Se recomienda realizar una prueba de restauración de presión para verificar la influencia del Atacapi 12. Debido a que no existe historial de producción resulta complicado estimar una producción para el pozo, sin embargo basados en los pozos cercanos se pretende recuperar la producción 200 bfpd con un bajo bsw al principio, de acuerdo a los resultados se completará el pozo con sistema de levantamiento artificial en caso de que no funcione se puede considerar como un pozo usable para el manejo de agua.

3.1.10 ATACAPI 23: TI+UI.

El pozo dejó de aportar debido a desprendimiento del equipo BES. En el último trabajo de reacondicionamiento no se pudo recuperar el pescado completo. La bomba no produjo posiblemente porque estaba casi 1000 pies sobre la media de los punzados perdiendo más de 420 psi de presión por asentamiento de la bomba. Se recomienda un trabajo de wo con pesca y asentar la misma bomba que se encuentra en el pozo a la medias de los punzados. Ya que en el último WO se completó con una bomba SN 2600 que permite manejar 2600 barriles de fluido a una frecuencia de 60 hz, se podría alcanzar el caudal óptimo de 2600 bpd.

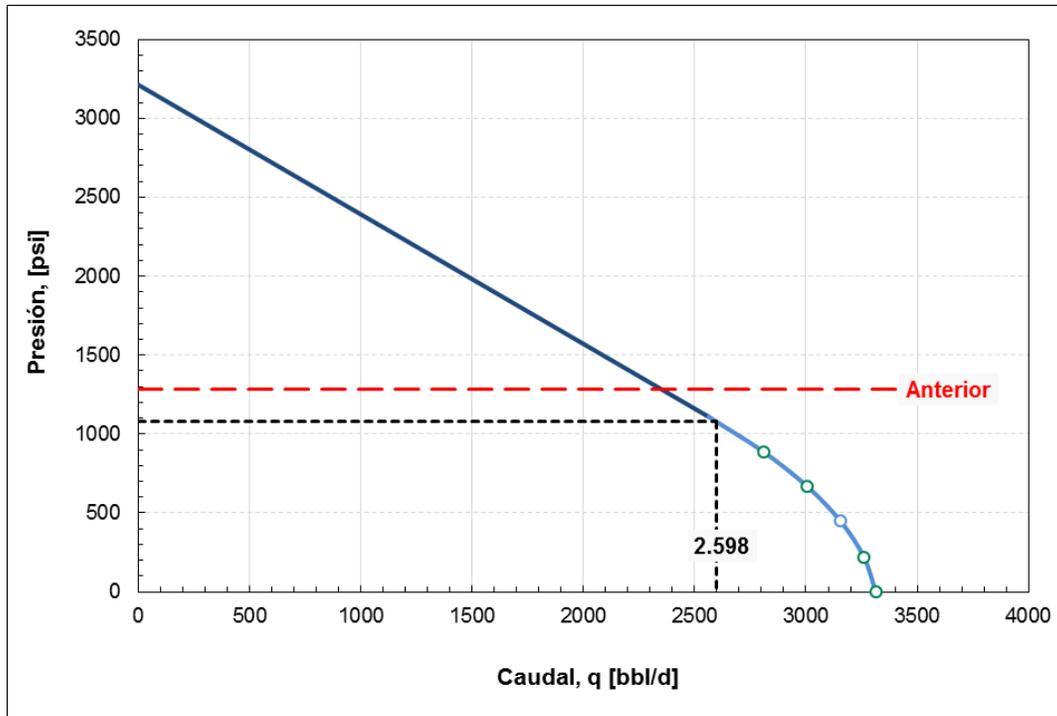


Figura 3-19. IPR Atacapi 23: TI+UI.

En la Figura 3-19 se observa el IPR generado con los últimos datos de producción de diciembre 2016, el pozo podría recuperar su caudal anterior de producción de 2352 bfpd con 188 bpdd.

3.1.11 ATACAPI 25: UI

Us no aporta posee un IP demasiado bajo como se observa en la Figura 3-20 y el reservorio se encuentra despresurizado, se propone moler CIBP y Probar ui. La última producción de ui fue de 735 BPD con un bsw de 88%, el pozo fue cerrado debido a problemas con equipo BES. El índice de productividad se puede observar en la Figura 3-21 y se espera recuperar 780 barriles de fluido con 109 barriles de petróleo por día.

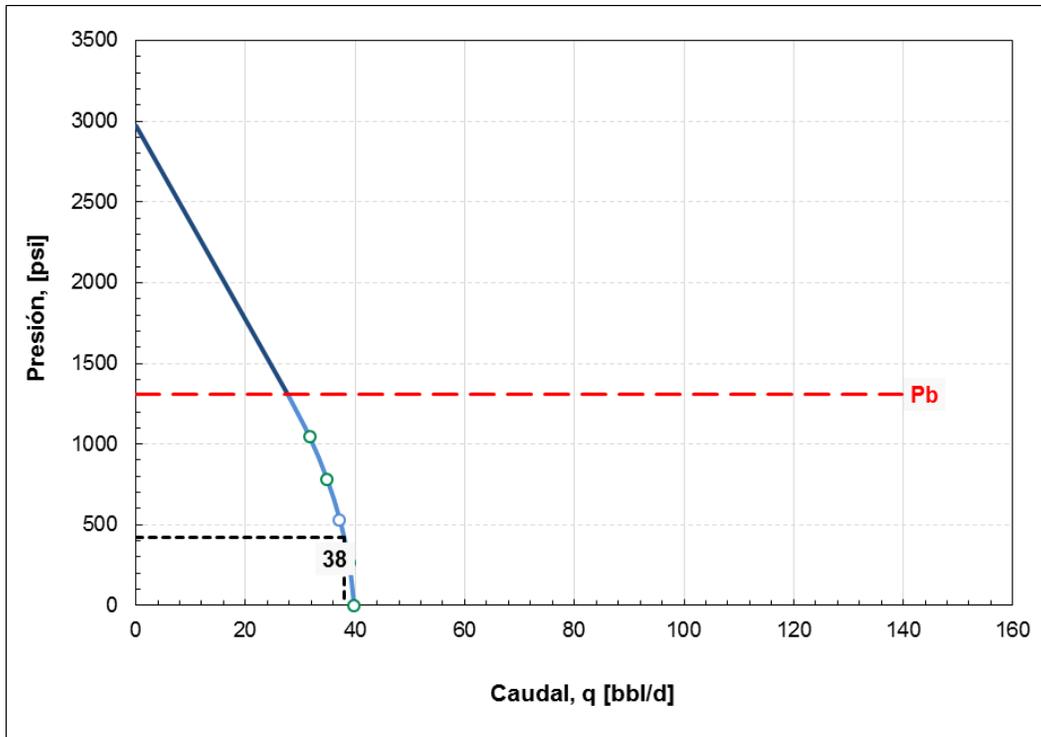


Figura 3-20. IPR Atacapi 25:US

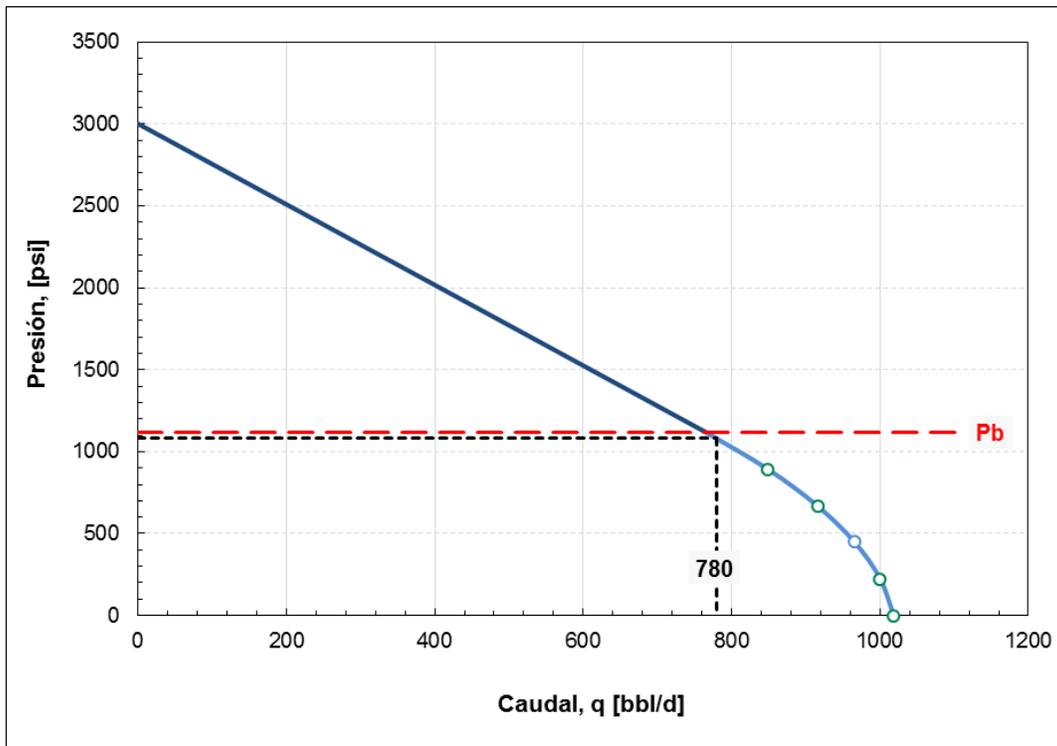


Figura 3-21 IPR Atacapi 25:UI

3.1.12 ATACAPI 26: BT

Pozo productor de BT con equipo BES, se encuentra influenciado por la recuperación secundaria del Atacapi 29, para poder recuperar el caudal óptimo se necesita una bomba de mayor capacidad. Actualmente produce 4475 bfpd con 80% de agua siendo su caudal óptimo 7000 bfpd con 1400 barriles de petróleo, como se observa en la Figura 3-22.

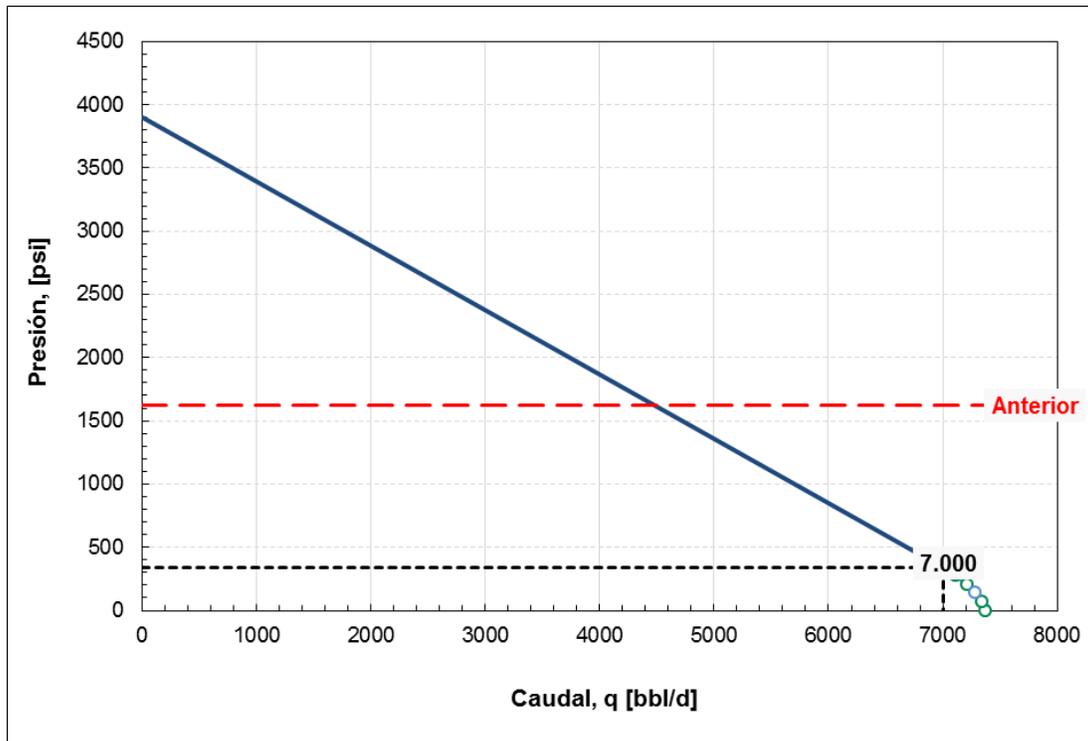


Figura 3-22. IPR Atacapi 26 BT.

3.1.13 ATACAPI 31: UI

El pozo Atacapi 31, es un pozo con una importante producción, el último build-up, tomado en marzo del 2017, demostró que el pozo ha sido afectado por la secundaria del pozo inyector Atacapi 13 ya que la presión de reservorio actual es de 3400 psi aproximadamente y un build up del año 2016 refleja una presión de reservorio de 1800 psi.

En los resultados del build up de 2016 el pozo no poseía daño, el último Build Up refleja un valor de Skin de 60, representado en la Figura 3-23. Se asume que la causa fue el fluido de control de la última intervención, debido al elevado valor del Skin, se recomienda verificar el total del daño de formación por medio de un Producción Testing Tool y una limpieza con una unidad de Coiled Tubing.

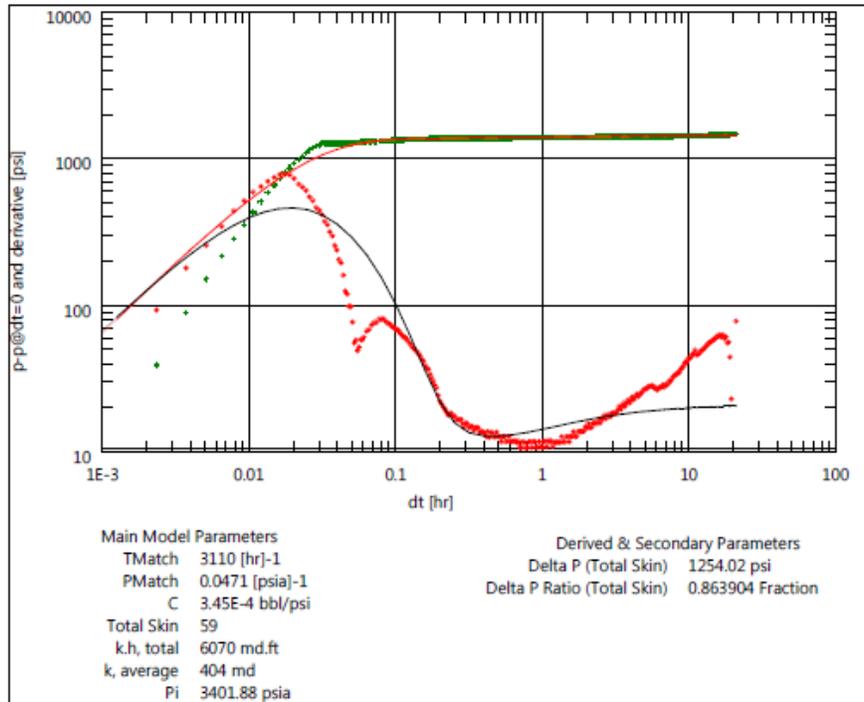


Figura 3-23. Análisis de la derivada ATC-31 UI

Para una estimulación se supuso que el valor del daño de formación representa el 50% del factor skin. Actualmente produce 1000 bfpd con 40% de agua el índice de productividad puede incrementar de 0,43 a 2,1 bpd/psi con un caudal óptimo 5000 bfpd y 3000 barriles diarios de petróleo como se observa en la Figura 3-24. En este caso debe verificarse el valor exacto del daño de formación, analizando los psuedo daños y posible penetración parcial.

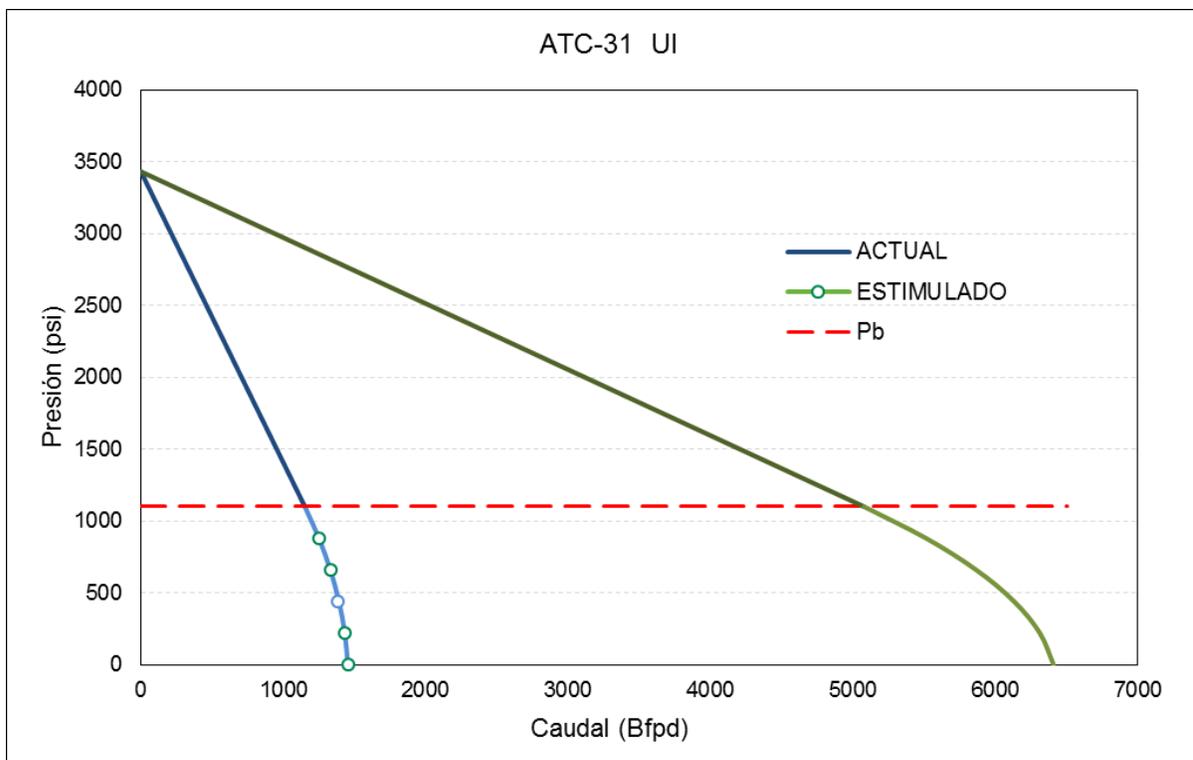


Figura 3-24. Actual y estimulado de atc-31 ui

3.1.14 Resumen portafolio de oportunidades.

En la tabla 3-1 se pueden observar las propuestas para cada pozo, así como también el fluido actual y el fluido esperado.

Tabla 3-1. Resumen de portafolio de oportunidades.

POZO	Q de fluido Actual (Bpd)	BSW (%)	PROPUESTA	Q fluido esperado (Bpd)	Q petróleo esperado (Bpd)	Incremento de Petróleo. (Bpd)
ATC-09:UI	Cerrado.	90	Estimular por medio de acidificación, completar con BES	1400	140	140
ATC-10:US	Cerrado.	25	Probar y completar	160	120	120
ATC-11:TI	854	85	Cambio equipo BES, por uno de mayor capacidad.	2799	420	292
			Estimular por medio de acidificación, completar con BES	6635	995	867
ATC-14:US	444	5	Estimular por medio de fractura, probar y completar con BES	1457	1384	962

ATC-15: TI	3453	92	Cambio equipo BES, por uno de mayor capacidad.	5427	434	158
ATC-16:US	108	7	Estimular por medio de acidificación, completar con BH	267	248	140
ATC-17:UI	1177	82	Subir frecuencia	1670	301	89
ATC-18:UI	1802	88	Estimular por medio de acidificación, completar con BES	7709	925	709
			Cambio equipo BES por uno de mayor capacidad.	3884	466,08	250
ATC-19: US	Cerrado.	5	Abrir y probar Us	200	190	190
ATC-23:TI+UI	Cerrado.	92	Pescar completar con el mismo equipo BES	2352	188	188
ATC-25: UI	Cerrado.		Probar y completar	780	109	109
ATC-26. BT	4475	80	Cambio equipo BES por uno de mayor capacidad.	7000	1400	505
ATC-31	1000	40	Verificar el valor del daño, estimular, completar con BES	5000	3000	2400

3.2 Jerarquización de trabajos.

A través de un análisis cualitativo de riesgos y oportunidades y basados en las matrices representadas en la Tabla 2-12 y Tabla 2-13, se clasificó las oportunidades representadas en la tabla 3-1. En la Tabla 3-2 se observa un resumen de riesgos y oportunidades por propuestas.

Tabla 3-2 Resumen de riesgos y oportunidades por propuestas.

POZO	PROPUESTA	ΔQ_o	ΔQ_w	CO	Prob de éxito	Oportunidad	CR 1	CR 2	CR T	Prob de fracaso	Riesgo
ATC-09:UI	Estimular por medio de acidificación, completar con BES	140	1260	2	1,5	3	1	3	2,2	1,5	3
ATC-10:US	Probar y completar	120	40	2	1,5	3	1	3	2,2	1,5	3
ATC-11:TI	Cambio equipo BES, por uno de mayor capacidad.	292	1653	2	3	6	2	2	2	1	2
	Estimular por medio de acidificación, completar con BES	867	4914	3,5	2	7	4	3	3,4	2	7
ATC-14:US	Estimular probar y completar según resultados	962	51	3,5	1,5	5,25	1	4	2,8	1,5	4
ATC-15: TI	Cambio equipo BES, por uno de mayor capacidad.	158	1816	2	3	6	2	2	2	1	2
ATC-16:US	Estimular por medio de acidificación, completar con BES	140	11	2	2	4	1	3	2,2	1	2
ATC-17:UI	Subir frecuencia	89	404	1	3	3	1	1	1	0,5	0,5
ATC-18:UI	Estimular por medio de acidificación, completar con BES	709	5198	3,5	2	7	3	3	3	1	3
	Cambio equipo BES por uno de mayor capacidad.	250	1832	2	2	4	3	2	2,4	1	2,4
ATC-19: US	Abrir y probar Us	190	10	2	1,5	3	1	3	2,2	2	4,4
ATC-23:TI+UI	Pescar completar con el mismo equipo BES	188	2164	2	1,5	3	2	2	2	1,5	3
ATC-25: UI	Probar y completar	109	671	2	1,5	3	2	2	2	1,5	3
ATC-26. BT	Cambio equipo BES por uno de mayor capacidad.	505	2020	3	2,5	7,5	4	2	2,8	1	3
ATC-31	Verificar el valor del daño, estimular, completar con BES	2400	1600	4	2	8	2	3	2,6	1,5	4

Jerarquizando las propuestas según las oportunidades y riesgos quedan clasificados de la siguiente manera ATC-26 BT, ATC-17:UI, ATC-31 UI, ATC-11B:TI, ATC-15: TI, ATC-18:UI, ATC-16:US. Siendo estas 9 propuestas las más viables, ya que el resto (sin dejar de ser

oportunidades) presentan altos índices de riesgo. En la Tabla 3-3 se pueden observar las propuestas jerarquizadas.

Tabla 3-3. Propuestas jerarquizadas

POZO	Propuesta	Oportunidad	Riesgo
ATC-26. BT	Cambio equipo BES por uno de mayor capacidad.	7,5	3
ATC-17:UI	Subir frecuencia	3	0,5
ATC-31: UI	Verificar el valor del daño, estimular, completar con BES	8	4
ATC-11:TI	Cambio equipo BES por uno de mayor capacidad.	6	2
ATC-15: TI	Cambio equipo BES, por uno de mayor capacidad.	6	2
ATC-18:UI	Estimular por medio de acidificación, completar con BES	7	3
ATC-16:US	Estimular por medio de acidificación, completar con BH	4	2
ATC-18:UI	Cambio equipo BES por uno de mayor capacidad.	4	2,4
ATC-14:US	Estimular probar y completar según resultados	5,25	4
ATC-11:TI	Estimular por medio de acidificación, completar con BES	7	7
ATC-23:TI+UI	Pescar completar con el mismo equipo BES	3	3
ATC-25: UI	Probar y completar	3	3
ATC-09:UI	Estimular por medio de acidificación, completar con BES	3	3
ATC-10:US	Probar y completar	3	3
ATC-19: US	Abrir y probar Us	3	4,4

3.3 Necesidades facilidades de superficie.

Suponiendo el éxito de las mejores oportunidades (descritas en la tabla 3-3) tendríamos un aumento de 4500 barriles de petróleo, 10000 barriles de agua y un total de 14500 barriles de fluido por día. Tomando en cuenta el análisis de capacidades de los elementos que conforman las facilidades de superficie, se analizó que sucedería si se aumenta la cantidad de fluido resultado de la optimización. Se obtuvieron los resultados de la Tabla 3-4 representados gráficamente en la Figura 3-25

Tabla 3-4. Diferencia entre Capacidad de las facilidades de Superficie y posible caudal de operación.

Equipo	Capacidad-(Q actual+ Q optimización) (BPD)
Separador 1	-2188
Separador 2	1144
Tanque de lavado	-14481
Tanque de residencia 1	4734
Tanque de residencia 2	4734
Tanque Skimer	-3632
Tanque Pulmón	-5483
Tanque Slop	-879

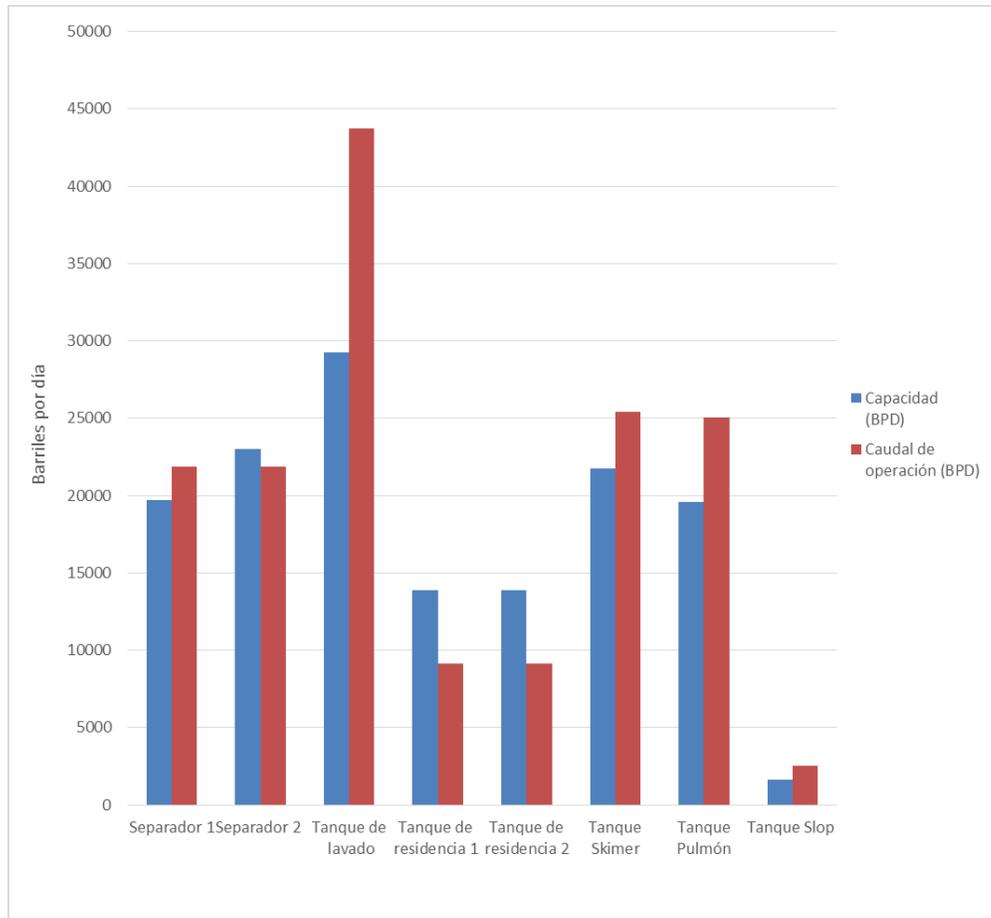


Figura 3-25. Capacidad de las facilidades de Superficie y posible caudal de operación.

De la Figura 3-25 y la Tabla 3-4, se concluye lo siguiente:

- Se tiene un déficit de 1000 bpd para los separadores, comprobar si puede reducirse el tiempo de reposo, caso contrario se necesita un separador extra.
- El mayor problema radica en el tanque de lavado, se necesitaría un tanque de lavado que posea la capacidad para 14500 barriles diarios, se recomienda un tanque de 5000 bls.
- No existiría problema con los tanques de residencia.
- Se puede reducir el tiempo de residencia del tanque Skimer y aumentar un tanque pulmón extra con la capacidad de manejar 6000 bpd.
- Se debe modificar el tiempo de residencia del tanque Slop.

CAPÍTULO 4: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

CONCLUSIONES.

- Según el Análisis de Curvas de Declinación se pudo observar que el valor que los pozos productores de las areniscas T inferior y U inferior poseen un valor b de 0,5 lo que ha permitido mantener la producción con bajas tasas de declinación. Además se debe tomar en cuenta que los resultados del DCA son susceptibles al cambio según el modelo que desee aplicar el ingeniero que realice el trabajo.
- La aplicación directa de la ecuación de Hawkins requiere datos de permeabilidad y radio de extensión tanto de la zona dañada como de la zona que no ha sido alterada, rara vez se dispone de estos datos. Por esta razón la ecuación no es tan aplicable en la práctica, sin embargo con experiencia de cada reservorio y asumiendo datos puede usarse como una referencia.
- Según el método de balance de materiales y el método volumétrico para cálculo de reservas, los valores de la producción acumulada de petróleo adicionados a las reservas calculadas deben ser equivalentes al valor del Petróleo original en sitio por el factor de recobro respectivamente. La razón es que ambos valores representan el volumen recuperable de petróleo.
- En la ingeniería de yacimientos y producción es indispensable verificar los datos utilizados para realizar cálculos y generar análisis. Muchos datos dejan de ser válidos si no han sido verificados o son muy antiguos.
- Para lograr la optimización de producción de un campo se deben considerar todos los factores que pueden afectar positiva o negativamente a la producción, se debe mantener una visión general del campo que involucre los procesos upstream y downstream. En el campo Atacapi para mejorar la producción es indispensable la implementación de un tanque de lavado extra, además de mejorar el tratamiento y manejo de agua de formación.

- La inyección de agua es fundamental en el desarrollo de campos maduros como Atacapi donde sus arenas han perdido presión debido a la cantidad de fluido extraído, al mantener la presión de los yacimientos se logra aumentar el factor de recobro.
- Las principales oportunidades radicaban en procesos que involucran optimizar la producción de los pozos que funcionan con bombeo Electrosumergible y remover el daño de formación generado por el fluido de control de intervenciones anteriores.
- Las matrices de riesgos y oportunidades son herramientas muy útiles para poder jerarquizar oportunidades de optimización en un campo petrolero, en el presente trabajo de titulación permitió combinar aspectos como: la certeza de los cálculos, la probabilidad de éxito de los trabajos de reacondicionamiento, el beneficio generado por aumento de petróleo y costos operativos.
- Al jerarquizar las oportunidades de las posibles intervenciones se concluye que las propuestas más destacadas son las planteadas para los pozos ATC-26:BT, ATC-17:UI, ATC-31: UI, ATC-11B:TI, ATC-15: TI, ATC-18:UI, ATC-16:US.

RECOMENDACIONES.

- No es recomendable modificar las situaciones actuales de producción en pozos funcionando con bombeo electrosumergible cuando estos equipos han sobrepasado el tiempo de vida estimado.
- Se recomienda realizar análisis PVT actuales, debido a que la información para la mayoría de los reservorios tiene más de treinta años.
- Se recomienda realizar una campaña de pruebas de presión en los pozos productores que se presume existe recuperación secundaria como el ATC-8, ATC-

31, ATC-26, ATC-14. Además se recomienda siempre trabajar con las pruebas de presión más actuales, verificando que no existan inconsistencias y los resultados sean valores

- Previo a realizar un trabajo de estimulación de pozos se recomienda verificar los valores de daños que sean mayores a 20 debido a que en muchos casos puede tratarse de pseudodaños. Se recomienda usar un PLT (production logging tool) que permite descartar daños por penetración parcial o turbulencia en las tuberías.
- Es recomendable antes de realizar una inversión para remover el daño de la formación cuantificar el mismo mediante pruebas de presión e identificar su origen siendo el más común el daño generado por intrusión de fluidos (lodos de perforación, fluidos de control, fluido de otros reservorios, etc.) en la formación.
- Se recomienda un manteniendo constante de las líneas de agua por medio de marraneo además para pozos inyectores regularmente tratamientos antiescala para evitar daños en la formación del pozo que comprometan la inyectabilidad de los mismos.
- Si se resuelven los problemas generados por las limitaciones en las facilidades de superficie, se recomienda realizar un análisis del funcionamiento del sistema PowerOil, ya que actualmente el sistema dispone de una capacidad de 14000 barriles de fluido motriz diario.
- Se recomienda utilizar el método de Hall para monitorear el estado de los pozos inyectores debido a la facilidad de obtención de datos necesarios realizar el análisis.
- Para realizar un análisis DCA se recomienda modificar el escenario para cada pozo analizado, además verificar las limitaciones bajo las cuales se realiza el pronóstico.

- Al finalizar el estudio se recomiendan realizar las propuestas más viables, es decir las planteadas para los pozos ATC-26:BT, ATC-17:UI, ATC-31 UI, ATC-11B:TI, ATC-15: TI, ATC-18:UI, ATC-16:US. Siendo estas 9 propuestas las más viables.
- Se recomienda que se realice un nuevo análisis de los tiempos de reposo de las facilidades de superficie para de esta manera buscar la posibilidad de aumentar la capacidad de los elementos que conforman las facilidades de superficie sin la necesidad de inversión.
- Para poder manejar la cantidad esperada aplicando las nueve propuestas más viables, en cuanto a facilidades de superficie, se recomienda implementar un tanque de lavado de 5000 bls, reducir el tiempo de residencia del tanque Skimer y aumentar un tanque pulmón extra con la capacidad de manejar 6000 bpd.

Bibliografía

- ABBOTTS, M. F. (1990). *Aspects of the petroleum geology of the Oriente Basin, Ecuador*. Hareford, UK: Clyde Petroleum plc.
- Ahmed, T. (2001). *Reservoir Engineering, handbook*. (2th ed.). Boston: Gulf Professional Publishing.
- Apiwatcharoenkul, W. L. (2016). *Uncertainty in Proved Reserves Estimates by Decline Curve Analysis*. . Nuevo México: Society of Petroleum Engineers.
- Arps. (1945). *Analysis of Decline Curves*. . Houston: Society of Petroleum Engineers.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Toulouse: Instituto Frances de Estudios Andinos.
- Baby, P., Rivadenerira, M., & Barragán, R. (2014). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo* (Tercera ed.). Toulouse: IFEA.
- Beggs, D. (2003). *Produccion Optimization Using Nodal Analysis*.
- BLANCO J, D. C. (2006). *Metodología Integrada para el diseño de un monitoreo de inyección de agua desarrollada en un campo petrolero*. Bucaramanga : Universidad Industrial de Santander.
- Bouleau, C., Gehin, & Bravo da Silva, L. (2008). *La gran visión de conjunto: Manejo integrado de activos*. . Schlumberger.
- Cañas, L. (2009). *Gestión de riesgos de negocio*. San Salvador: Banco Nacional de Reserva del Salvador.
- Coob, M., & Smith, J. (1997). *Waterflood Surveillance*. . Texas: Coob and Associates.
- Craft, B. (1968). *Applied Petroleum Reservoir Engineering*. New Jersey: Prentice-Hall.
- Dake, L. P. (1998). *Fundamentals of reservoir engineering*. (18 th ed.). The Hague: Shell Learning.
- Evans, P. (1999). *Produced Water Management – Reservoir and Facilities*. SPE.
- Fekete. (2012). *Fekete.com*. Obtenido de http://www.fekete.com/SAN/TheoryAndEquations/WellTestTheoryEquations/Total_Skin.htm
- Fetkovich, M. J. (1980). *Decline curve analysis Using Type Curves*. JPT.
- Houzé , O., & Viturat , D. (2015). *Dinamic Data Analysis*. Sophia Antipolis: KAPPA.
- Islas, C. (1991). *Manual de Estimulación Matricial de Pozos*. México DF: Colegio de Ingenieros Petroleros.

- Lake, L. (2007). *Petroleum Engineering Handbook (Vol. IV)*. Austin: SPE.
- Melo, V. G. (2014). *Levantamiento Artificial*. Quito.
- PAZ, J. (2016). *Sistemas de producción*. (P. José, Performer) Escuela Politécnica Nacional., Quito.
- Rodríguez, A. (2016). *Scrib*. Obtenido de <https://es.scribd.com/doc/133358616/Guia-de-Facilidades-de-Superficie> (Julio,2017)
- Satter, A., Iqbal, G., & Buchwalter, J. (2007). *Practical Enhanced Reservoir Engineering*. Tulsa.
- Sigweb. (2016). *Sistemas Integrados de Gestión*. Obtenido de <http://www.sigweb.cl/biblioteca/MatrizdeRiesgo.pdf>
- SLB. (2017). *www.glossary.oilfield.slb.com*. Obtenido de Slb Glossary: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/formation_damage.aspx (Junio,2017)
- Smith, J., & Cobb, W. (1997). *Waterflooding*. Champaign: Midwest Office of the Petroleum Technology Transfer.
- SPE. (2005). *spe.org*. Retrieved from Society of petroleum Engineers: http://www.spe.org/industry/docs/GlossaryPetroleumReserves-ResourcesDefinitions_2005.pdf (Junio,2017)
- SPE. (2016). *http://petrowiki.org*. Obtenido de: Production forecasting decline curve analysis: http://petrowiki.org/Production_forecasting_decline_curve_analysis#cite_ref-1 (Junio,2017)
- Stewart, G., & Jamiolahmady, M. (2016). *Well Test Analysis G11WT*. Edimburgo : Institute of Petroleum Engineering.
- TestWells. (2016). *TestWells.com*. Retrieved from www.testwells.com/the-skin-factor
- Weatherford (s.f). (2015). *Sistemas de Bombeo Hidráulico*. Retrieved abril 2, 2017, from Weatherford: <http://www.weatherford.com/weatherford/groups/web/documents/weatherfordcorp/WFT015205.pdf>

ANEXOS

Anexo 1. Estado Actual de los pozos del Campo Atacapi

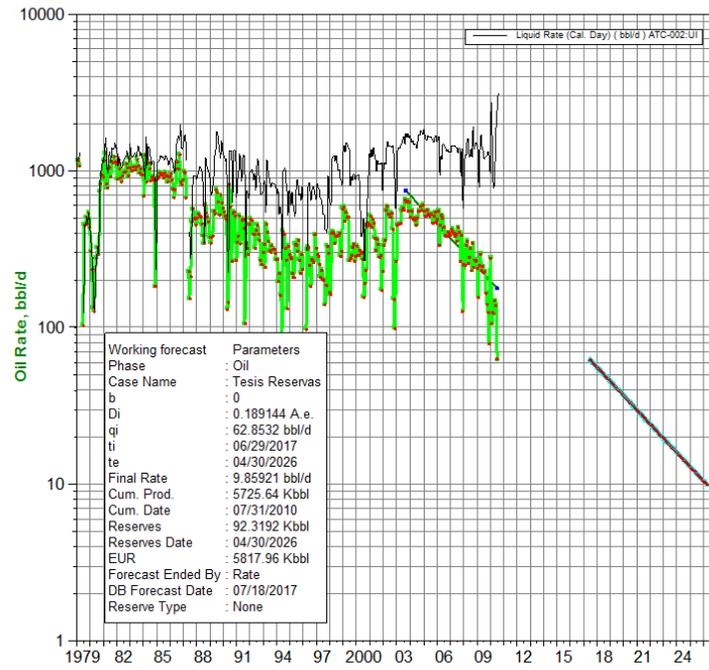
ATC-001	TI-U	ABANDONO DEFINITIVO (2014)
ATC-001I	O	REINYECTOR CERRADO.
ATC-002	US	PRODUCTOR.
	TS	CERRADO.
	UI	CERRADO.
ATC-002 I	H	REINYECTOR
ATC-003I	TY	REINYECTOR CERRADO
ATC-004	TY	REINYECTOR
ATC-005	UI	ABANDONO TEMPORAL
ATC-006		ABANDONO DEFINITIVO (1981)
ATC-007	US	PRODUCTOR.
	UI	CERRADO.
	TI	CERRADO.
ATC-008	US	PRODUCTOR.
	TSI	CERRADO.
	UI	CERRADO.
ATC-009	UI	CERRADO.
ATC-010	US+UI	CERRADO.
	T	CERRADO.
ATC-011	TI	ABANDONO DEFINITIVO
	UI	
ATC-011B	TI	PRODUCTOR.
ATC-012	US	INYECTOR
ATC-013	US-UI	INYECTOR
ATC-014	US	PRODUCTOR.
ATC-015	US	CERRADO.
	UI	CERRADO.
	TI	PRODUCTOR.
ATC-016	TI	CERRADO.
	US	PRODUCTOR.
ATC-017	TI	CERRADO.
	UI	PRODUCTOR.
ATC-018	TI	CERRADO.
	UI	PRODUCTOR.
ATC-019	TI	CERRADO.

	US	CERRADO.
	UI	CERRADO.
ATC-020	TI	CERRADO.
	US	PRODUCTOR.
ATC-021	UI	PRODUCTOR.
ATC-022	UI	PRODUCTOR.
ATC-023	TI+UI	CERRADO.
ATC-024	TI	CERRADO.
	UI	CERRADO.
ATC-025	UI	CERRADO.
	US	CERRADO.
ATC-026	BT	PRODUCTOR.
ATC-027	UI	CERRADO.
ATC-028	TI	PRODUCTOR.
ATC-029	BT	INYECTOR
ATC-030	HS+TI	PRODUCTOR.
ATC-031	UI	PRODUCTOR.
ATC-032	TI+BT	CERRADO.

Anexo 2 Análisis DCA

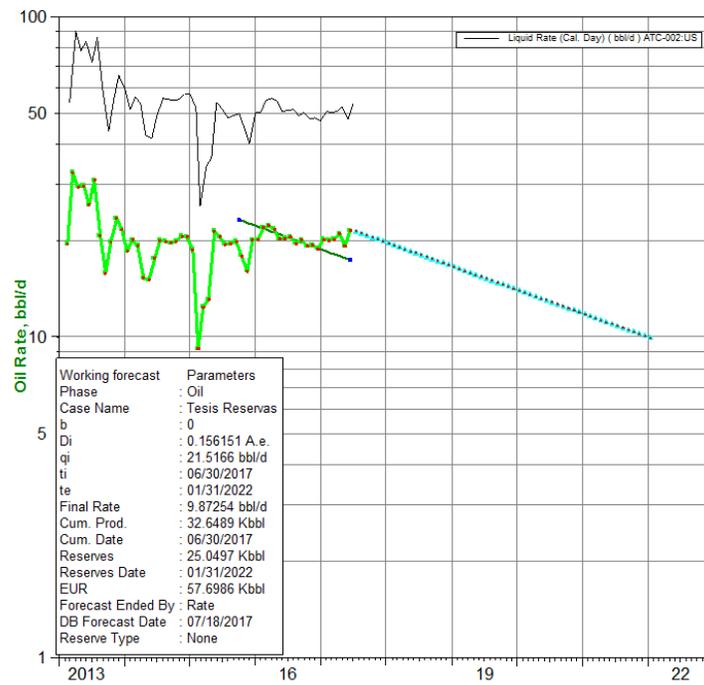
ATC-002:UI

Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



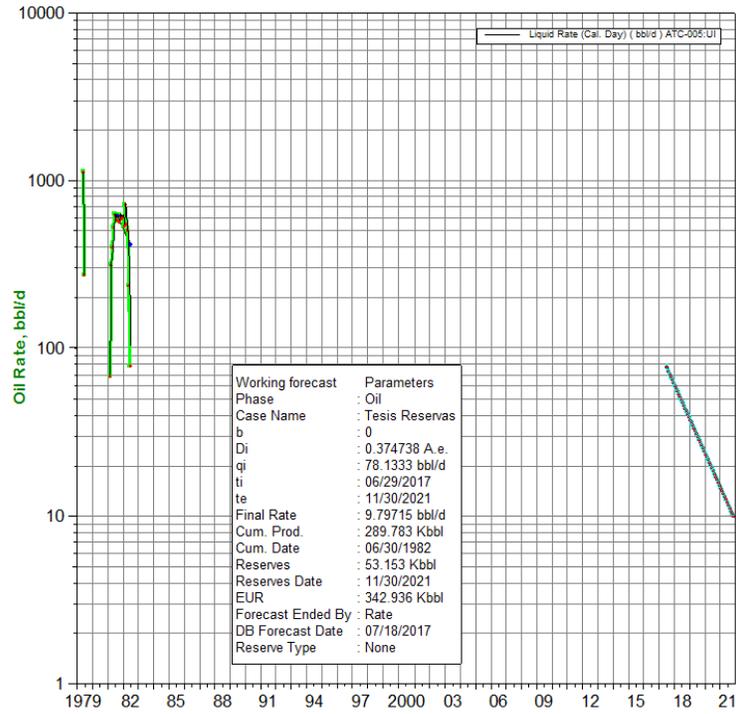
ATC-002:US

Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



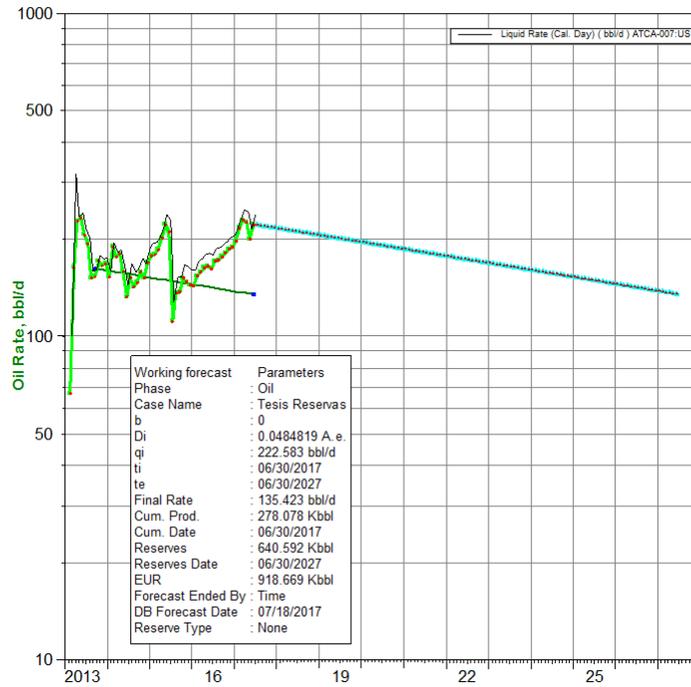
ATC-005:UI

Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



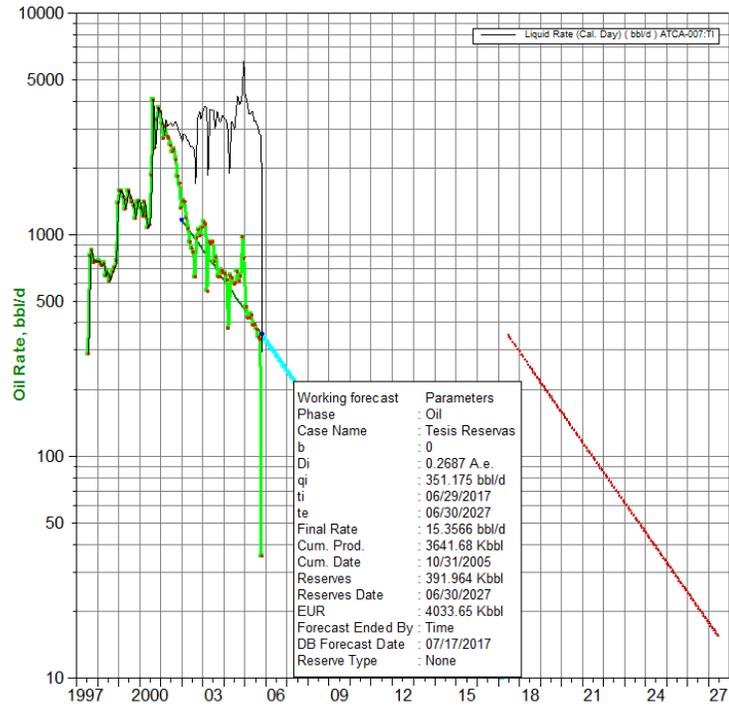
ATCA-007:US

Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



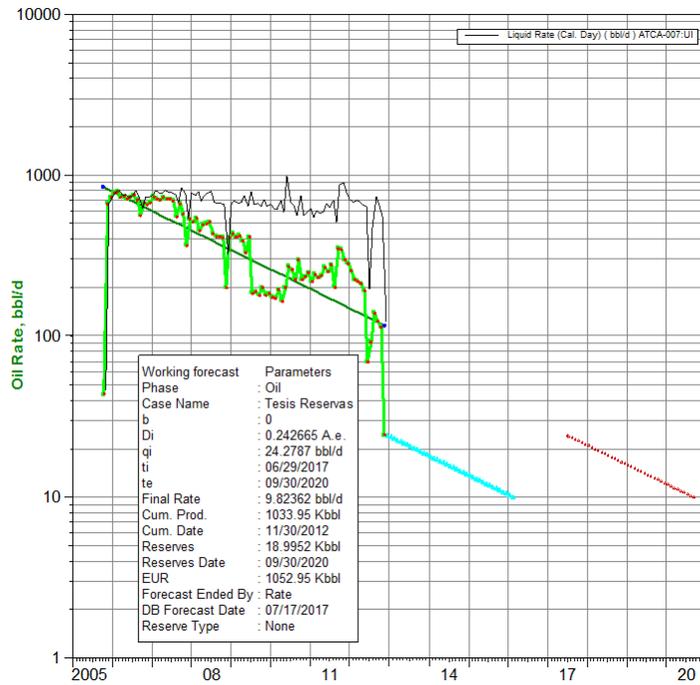
ATCA-007:TI

Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



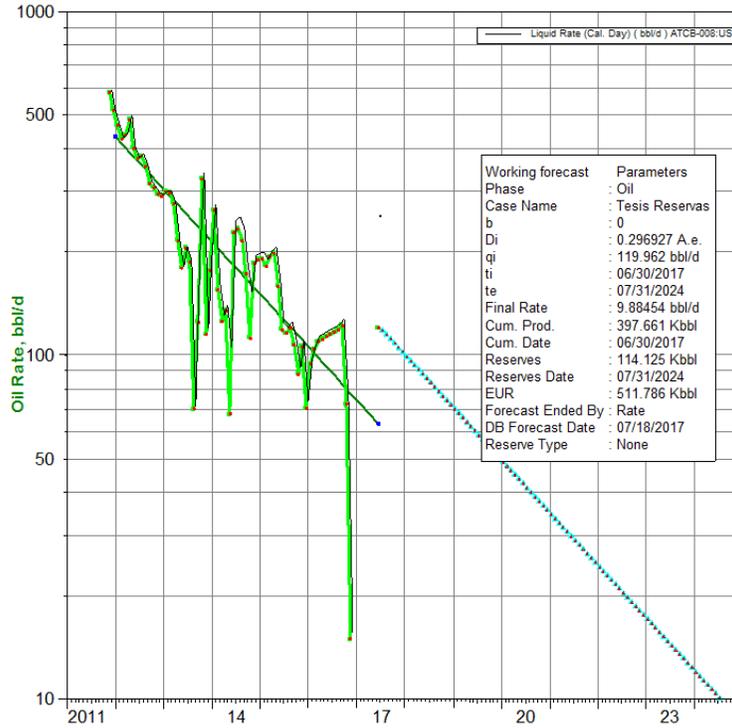
ATCA-007:UI

Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



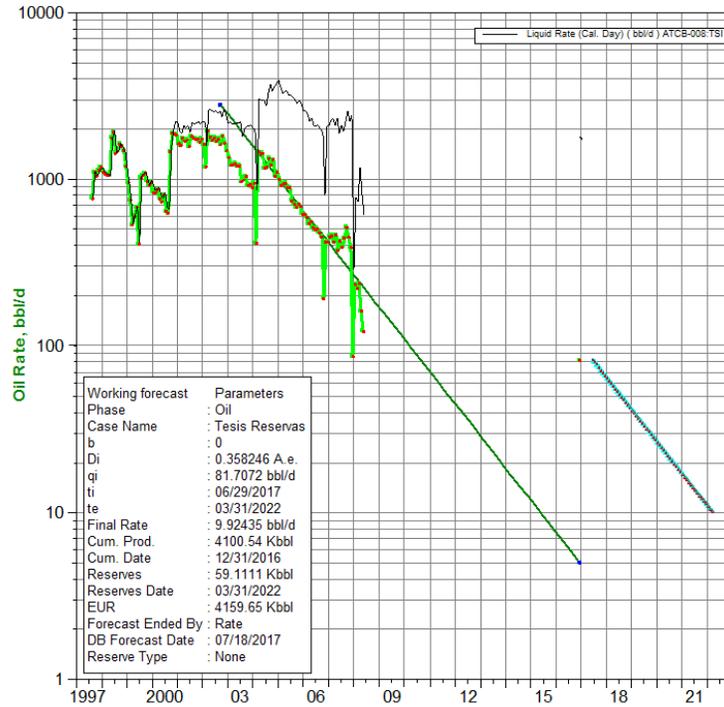
ATCB-008:US

Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



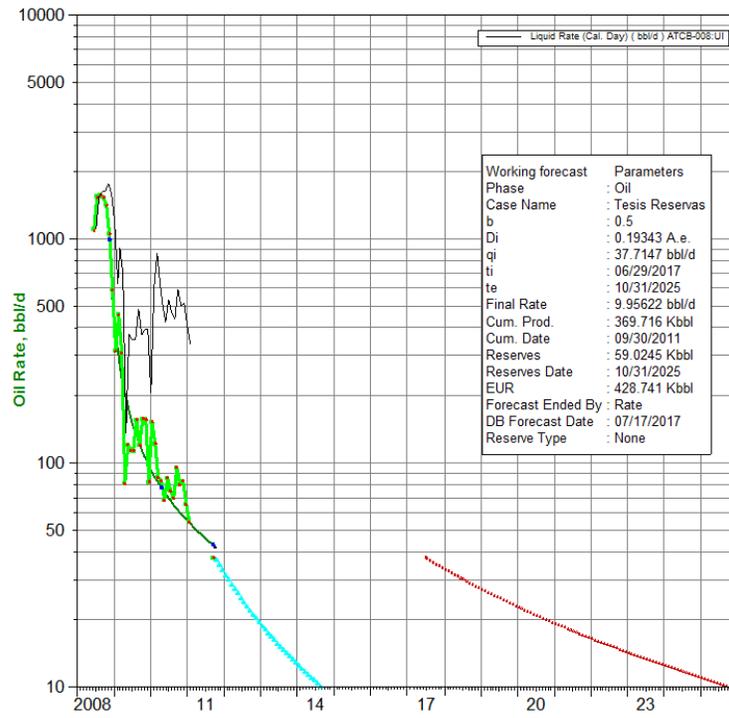
ATCB-008:TSI

Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



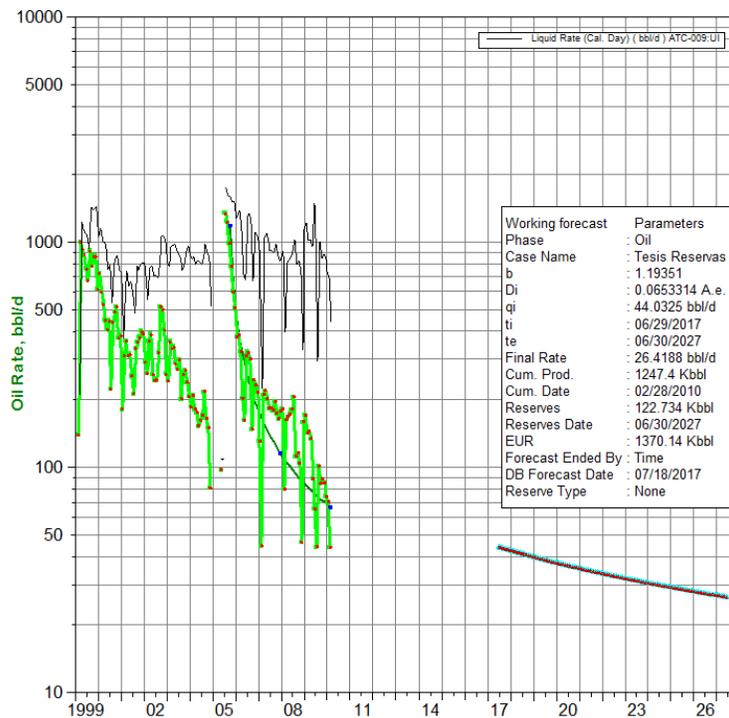
ATCB-008:UI

Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



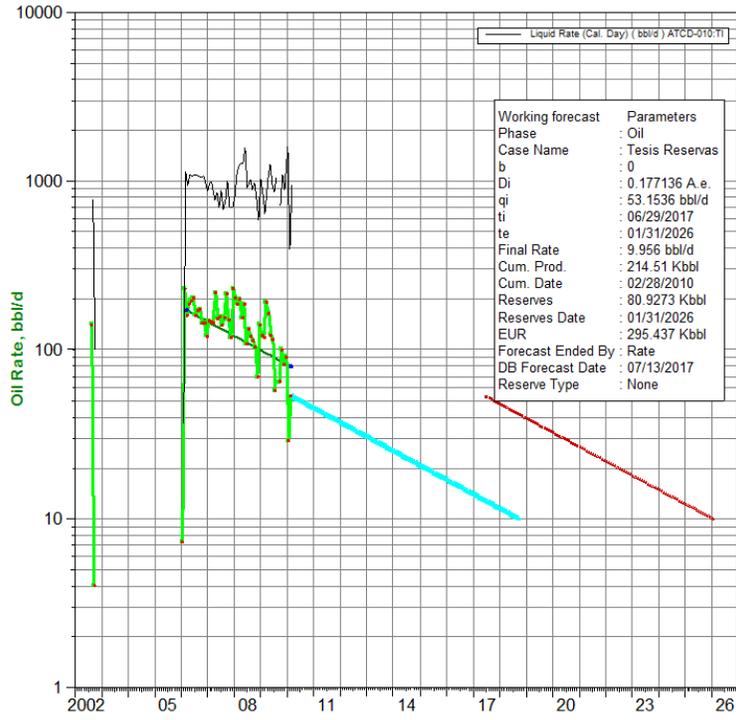
ATC-009:UI

Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



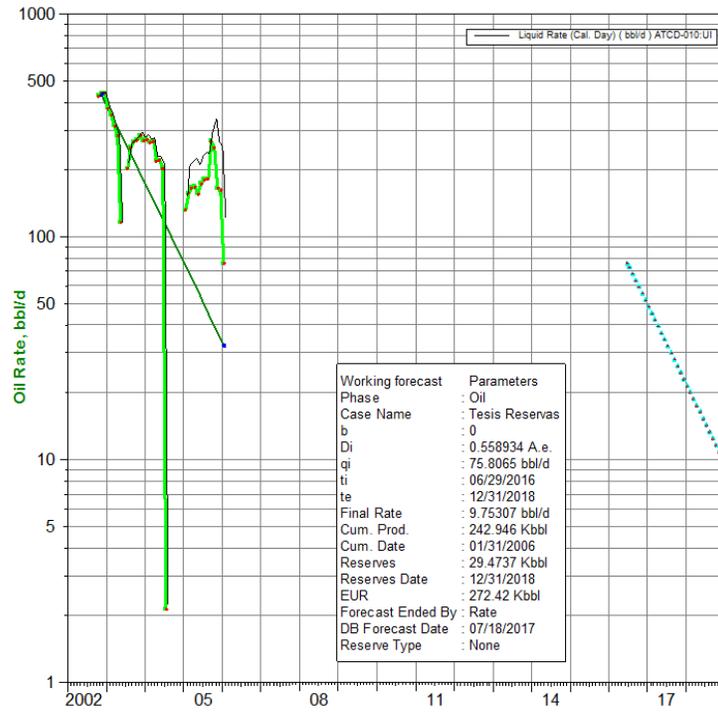
ATCD-010:TI

Análisis de Declinación Gasto-Tiempo

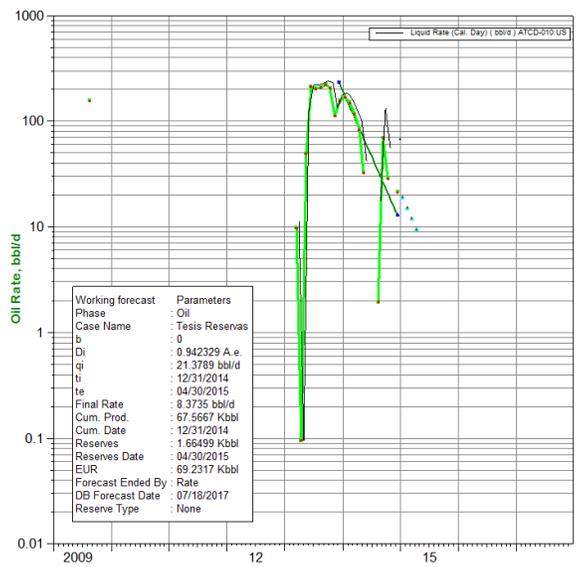


ATCD-010:UI

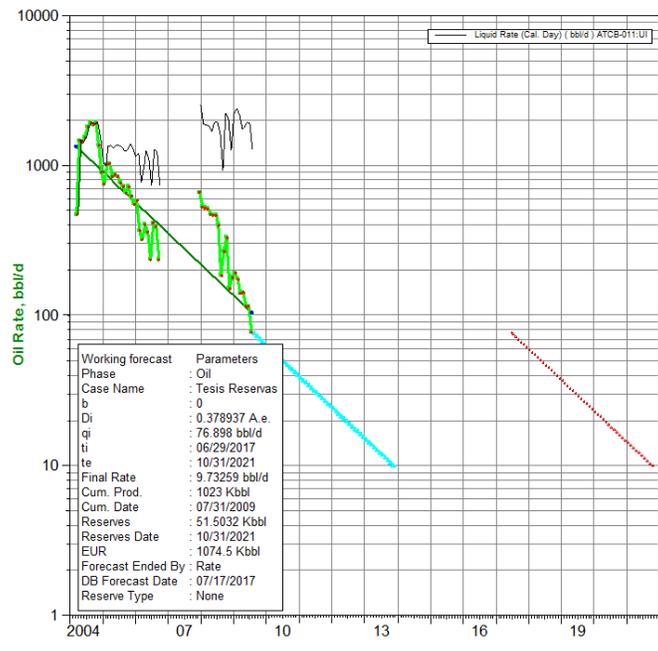
Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



ATCD-010:US
Análisis de Declinación Gasto-Tiempo

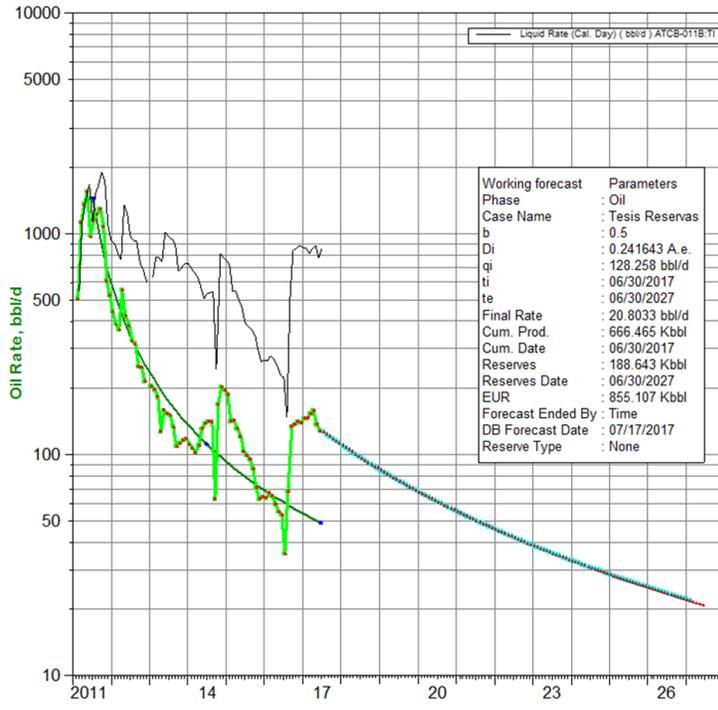


ATCB-011:UI
Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



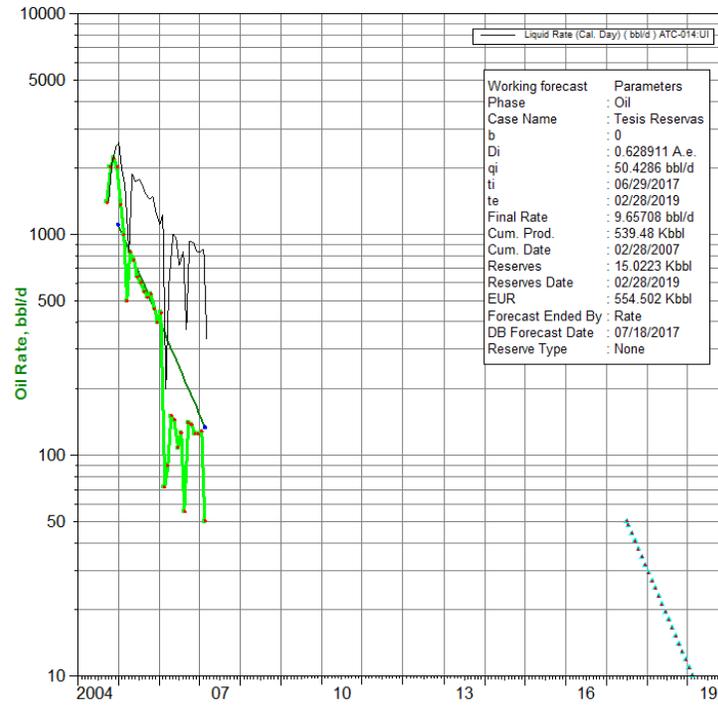
ATCB-011B:TI

Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



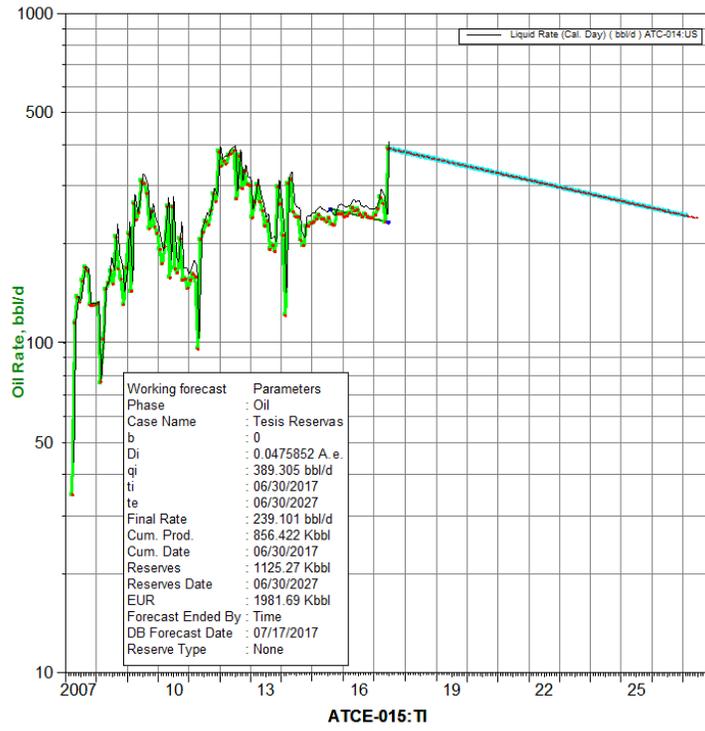
ATC-014:UI

Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



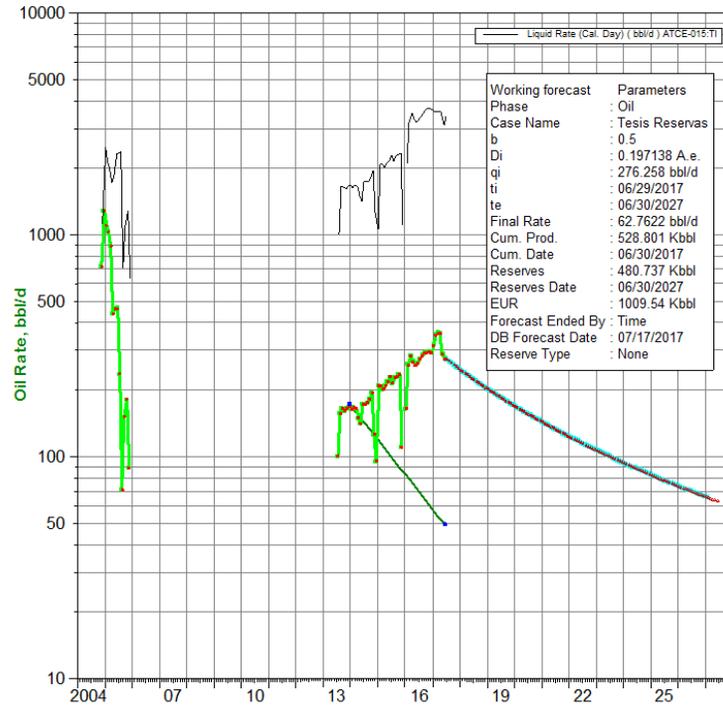
ATC-014:US

Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



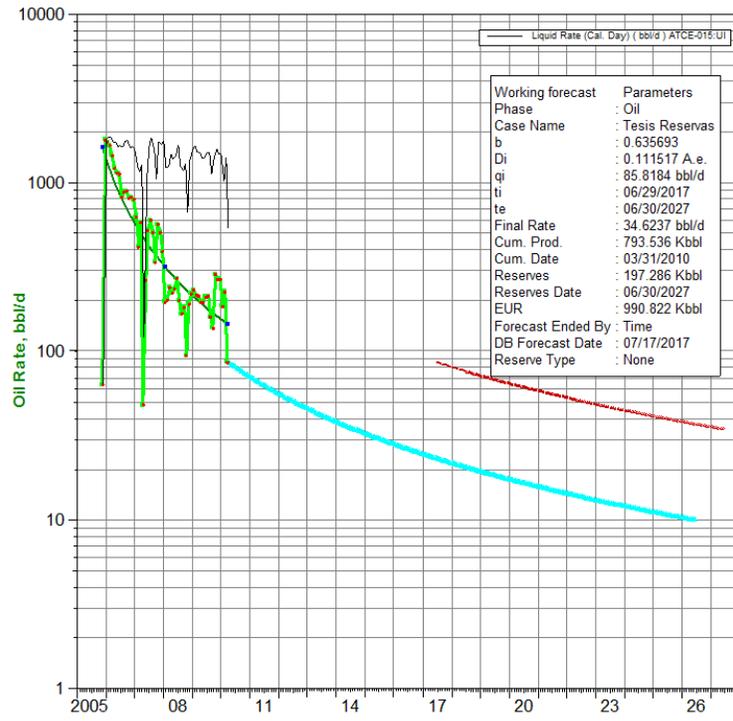
ATCE-015:TI

Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



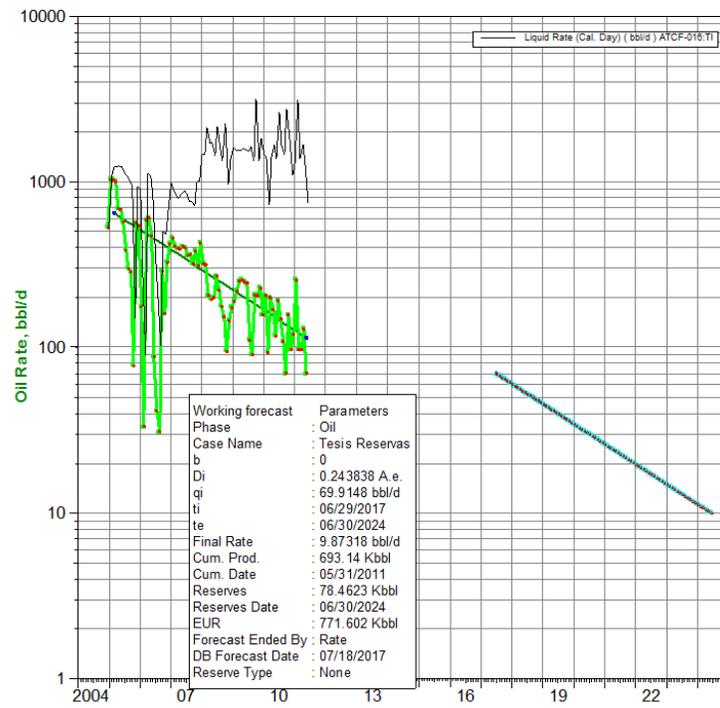
ATCE-015:UI

Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



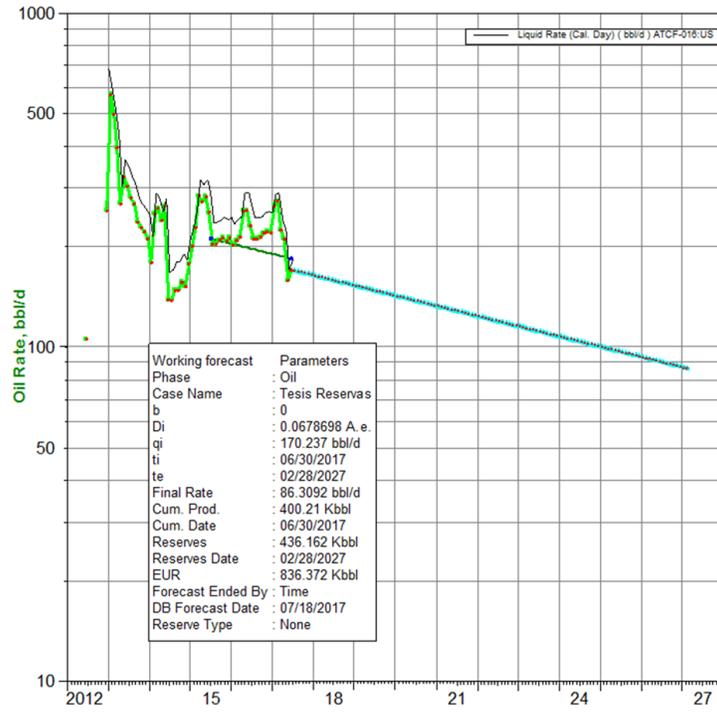
ATCF-016:TI

Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



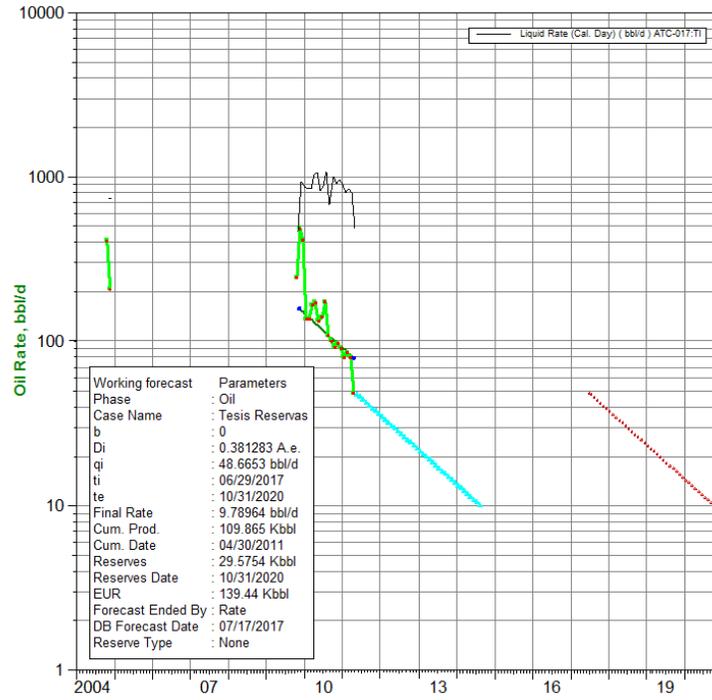
ATCF-016:US

Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



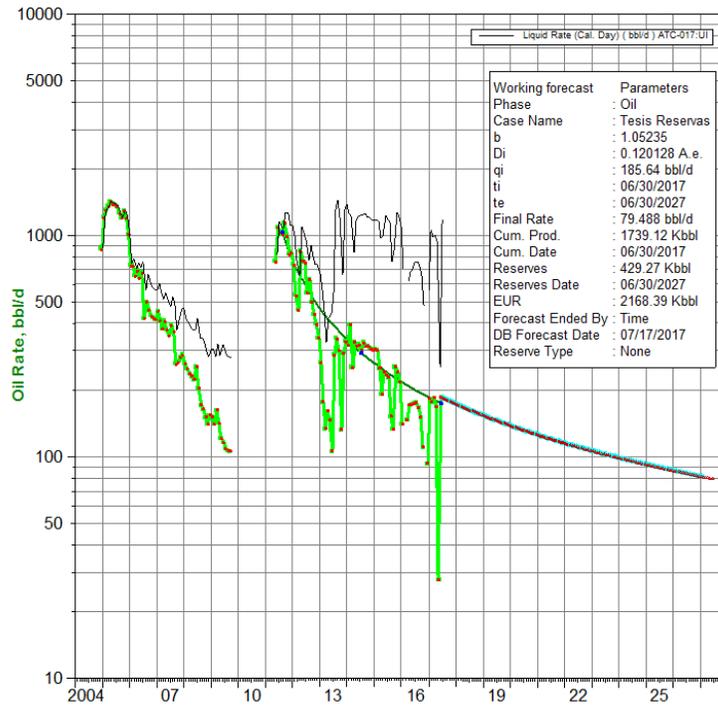
ATCF-017:TI

Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



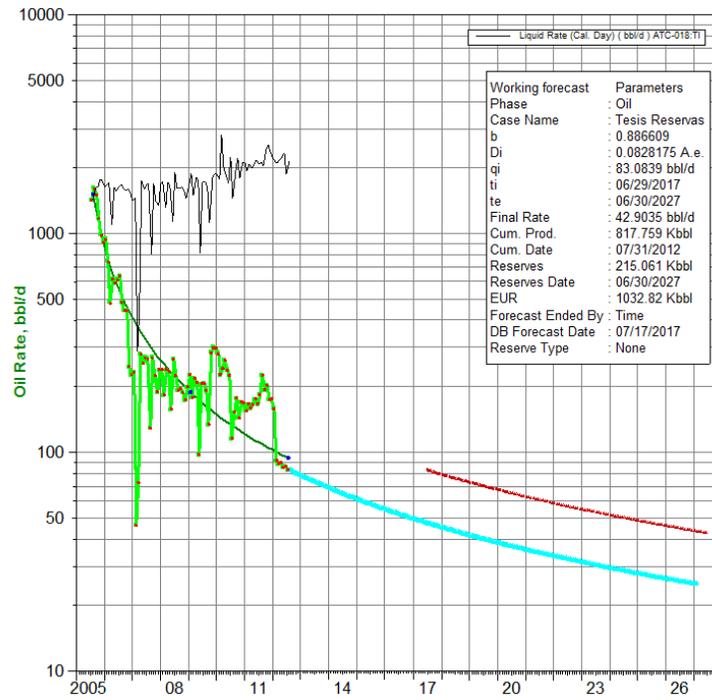
ATC-017:UI

Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



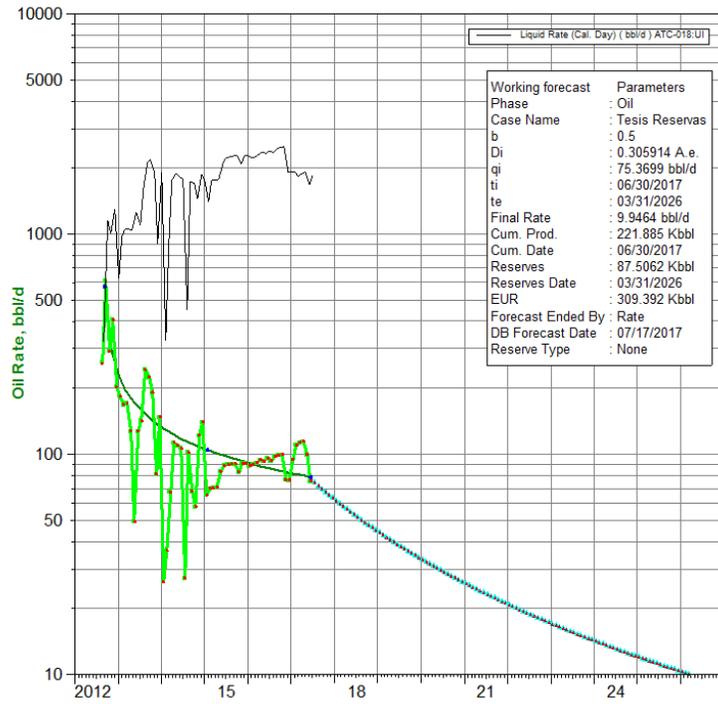
ATC-018:TI

Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



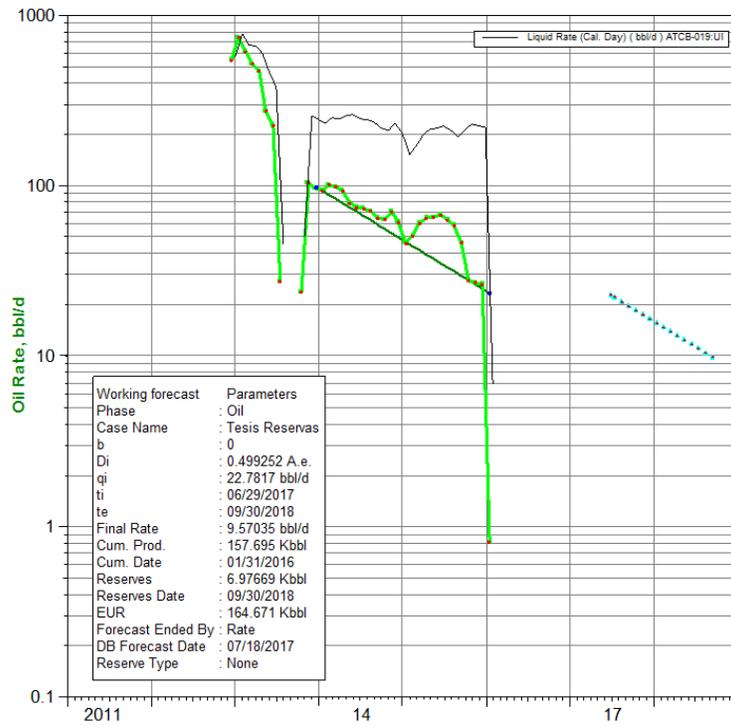
ATC-018:UI

Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



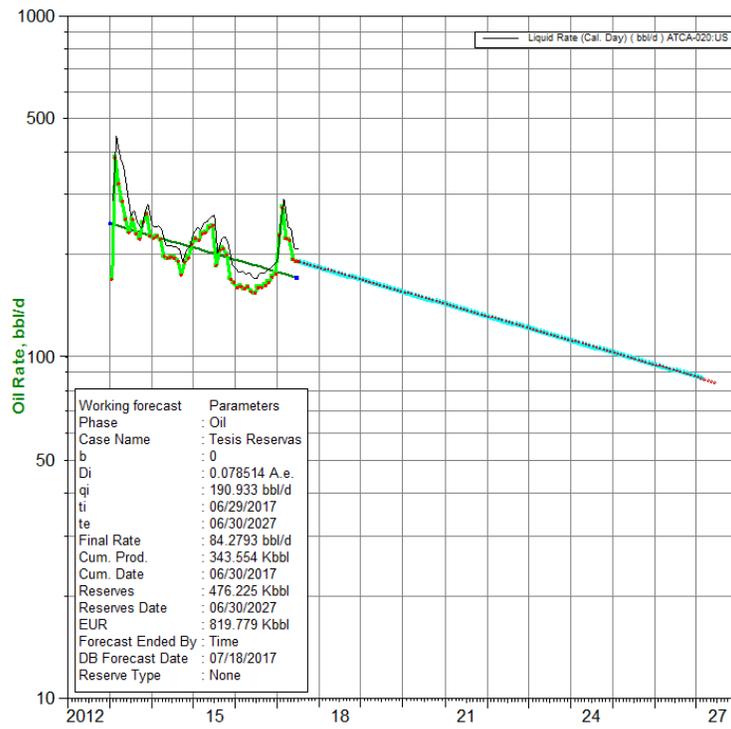
ATCB-019:UI

Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



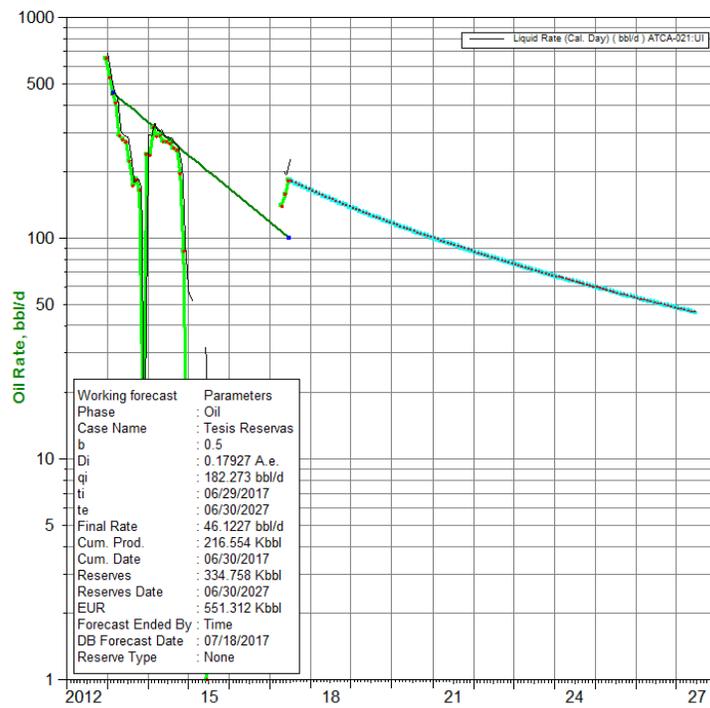
ATCA-020:US

Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



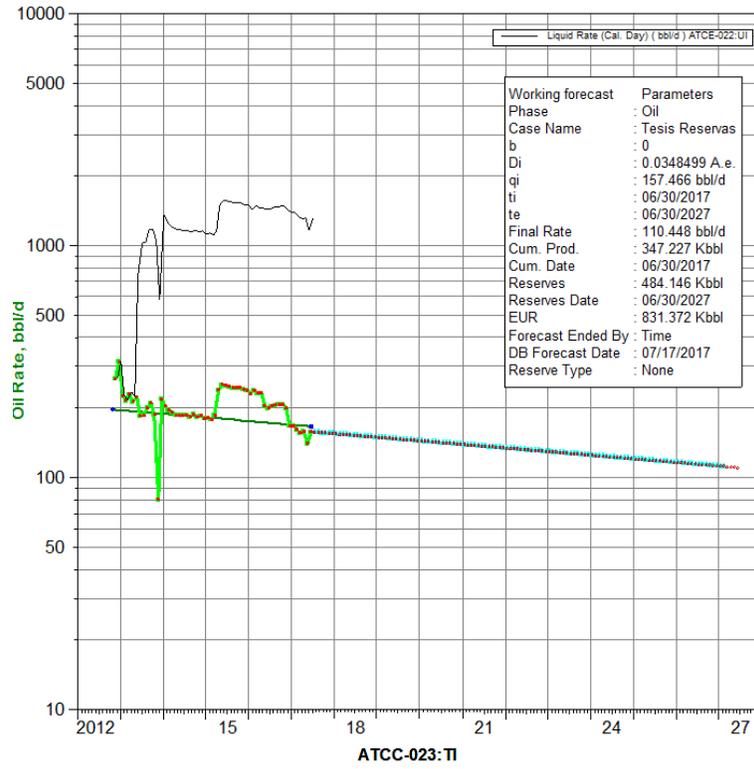
ATCA-021:UI

Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



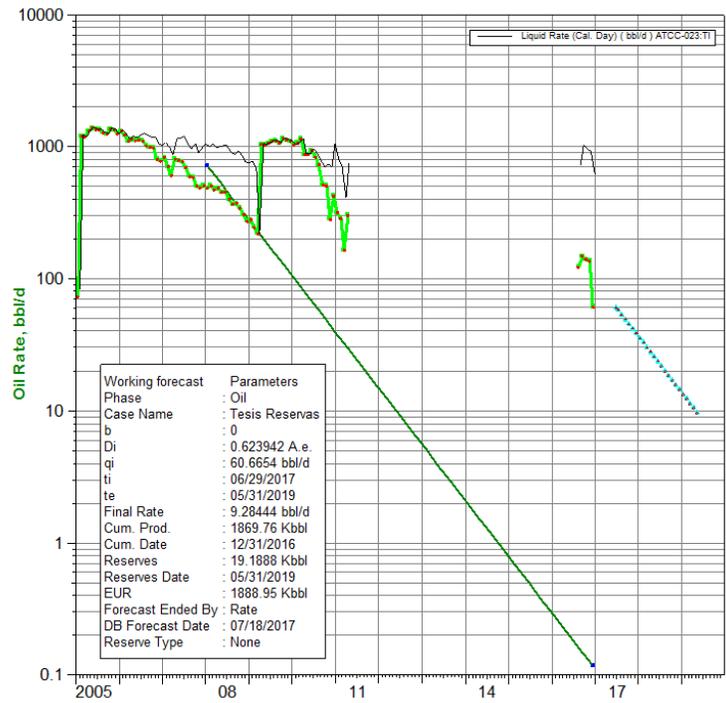
ATCE-022:UI

Análisis de Declinación Gasto-Tiempo

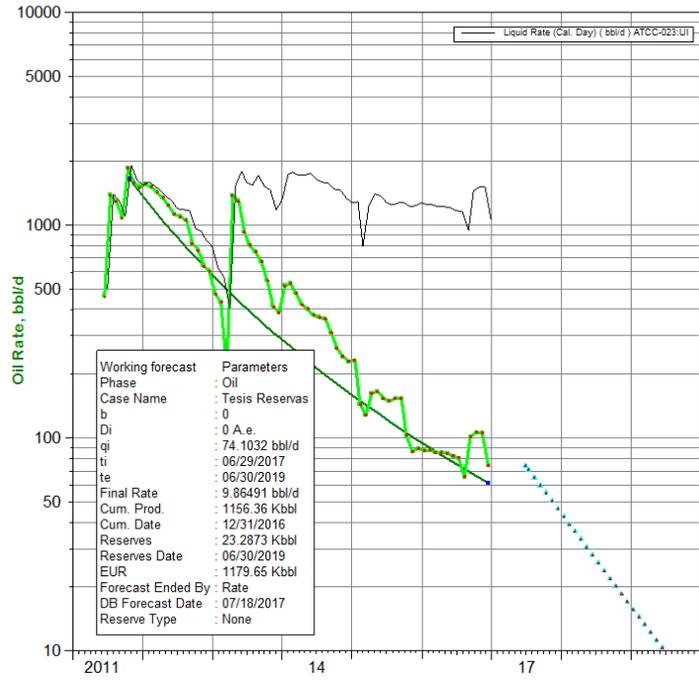


ATCC-023:TI

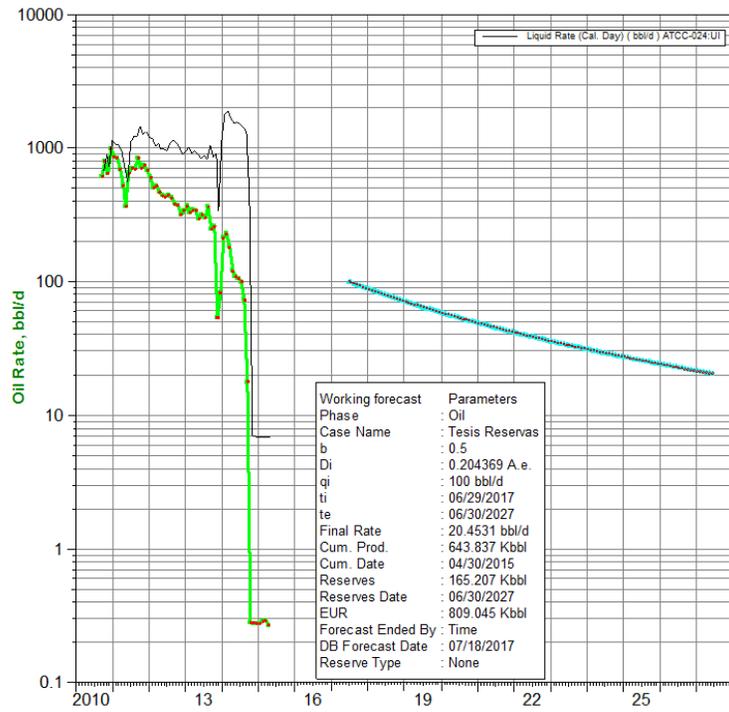
Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



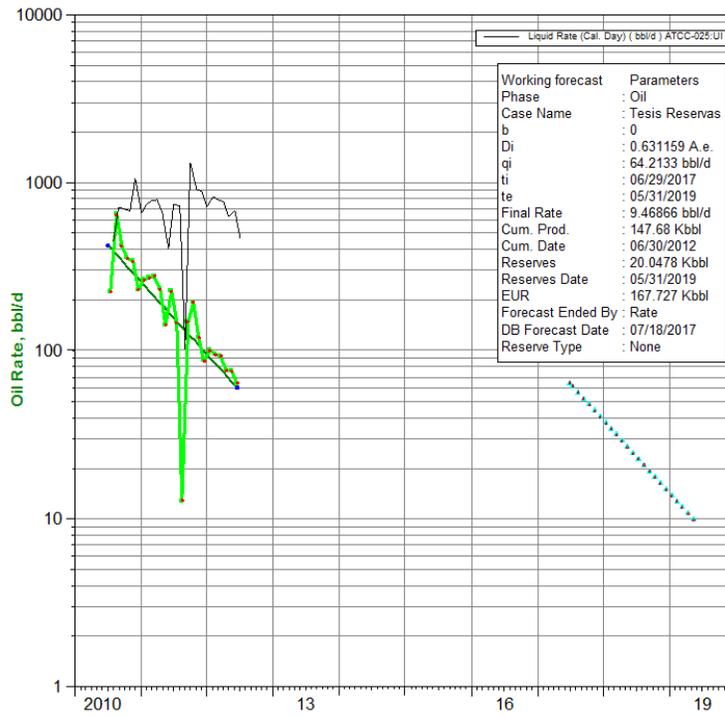
ATCC-023:UI
Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



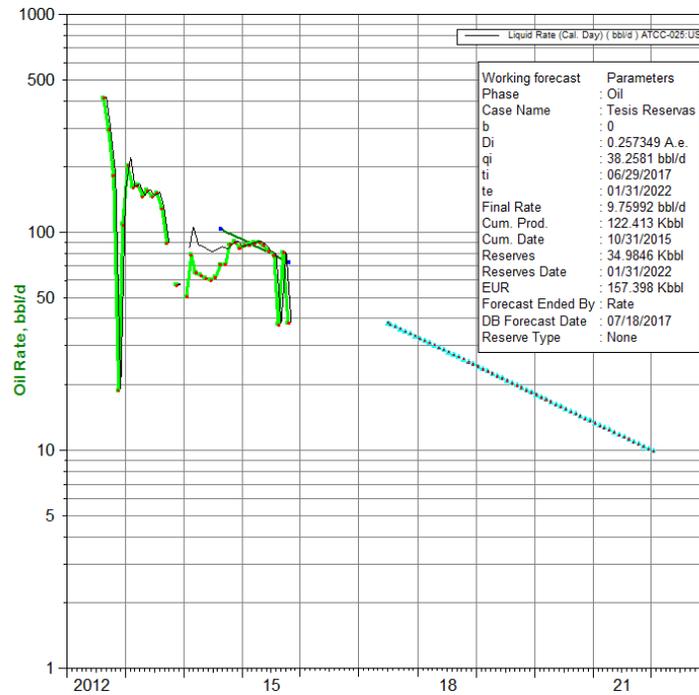
ATCC-024:UI
Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



ATCC-025:UI
Análisis de Declinación Gasto-Tiempo

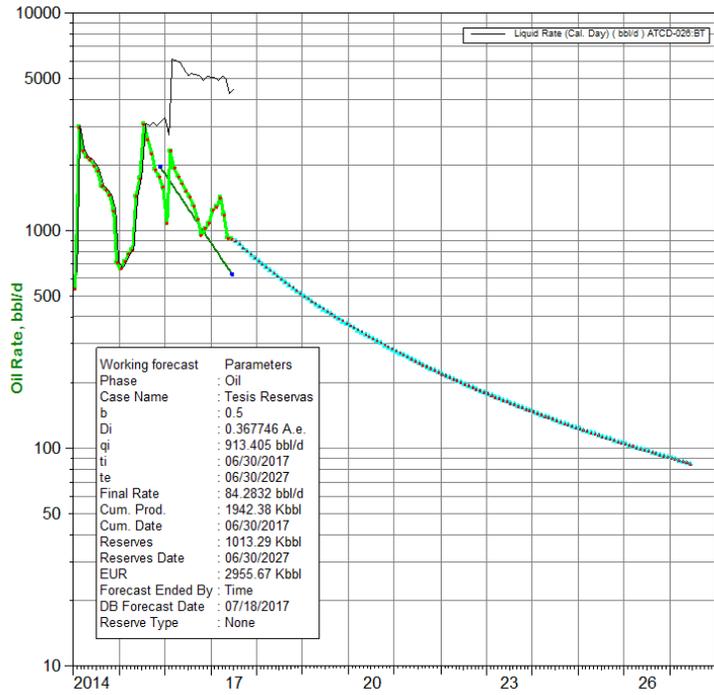


ATCC-025:US
Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



ATCD-026:BT

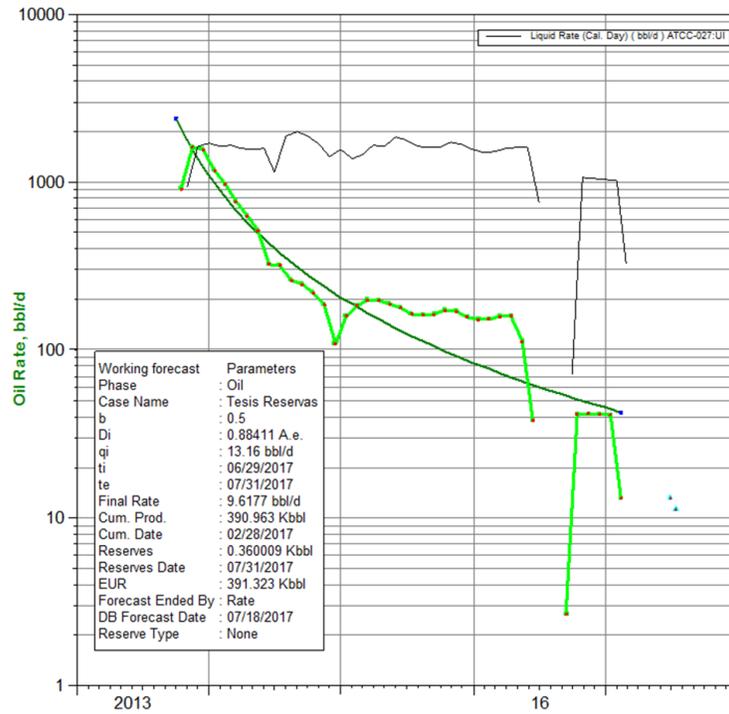
Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



10

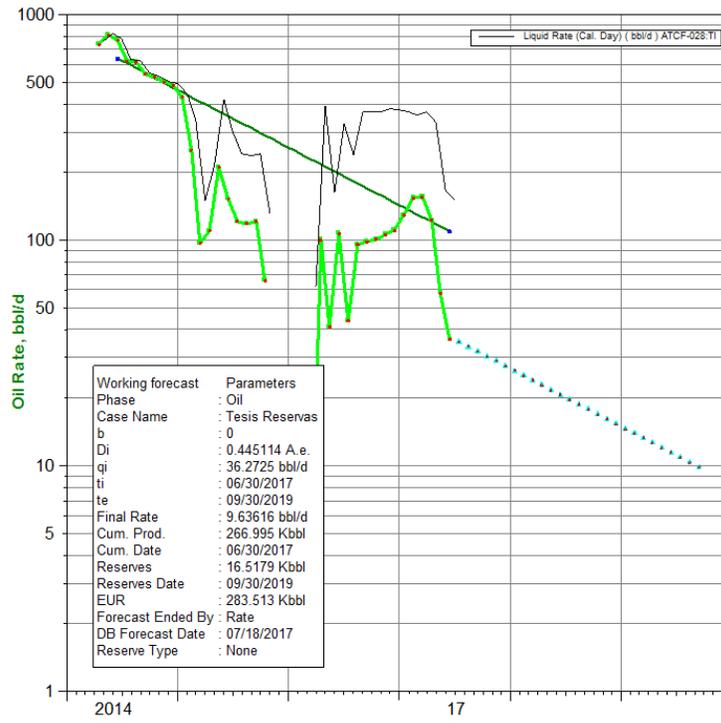
ATCC-027:UI

Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



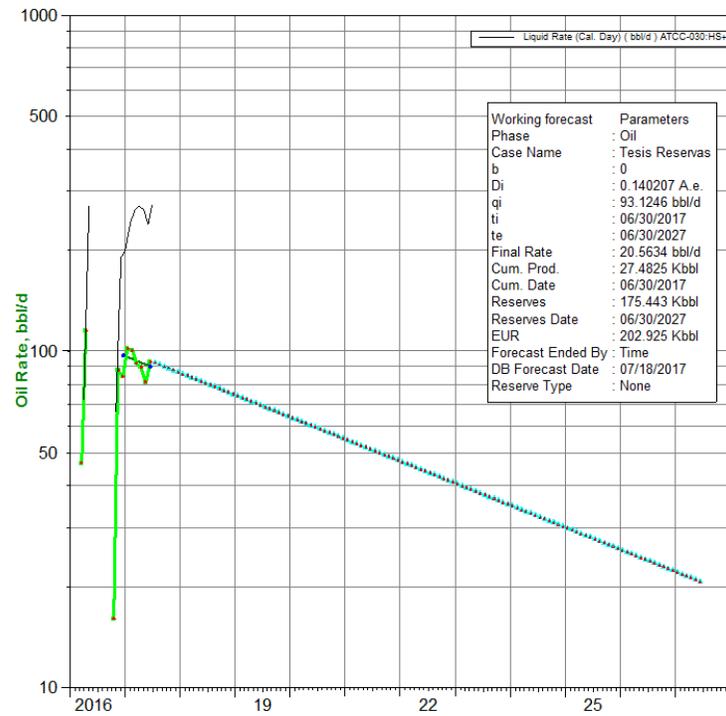
ATCF-028:TI

Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



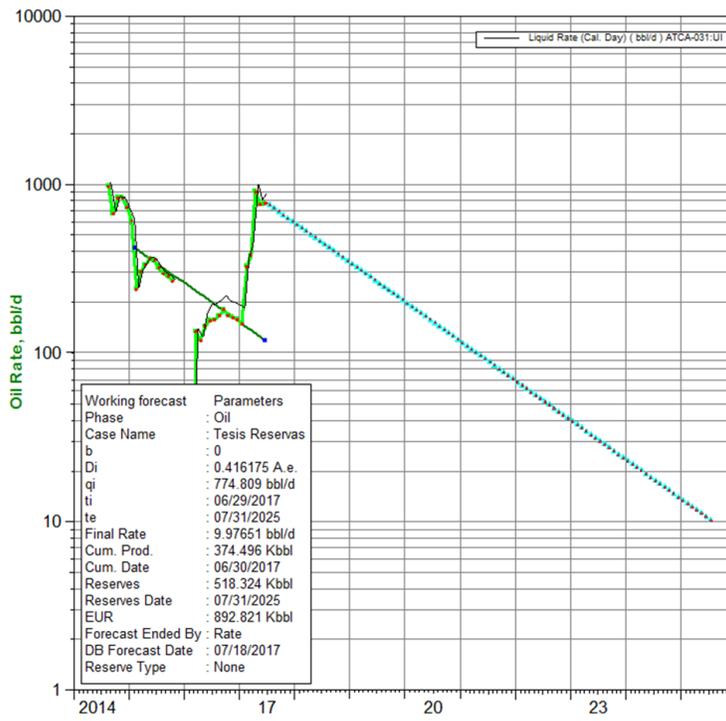
ATCC-030:HS+TI

Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



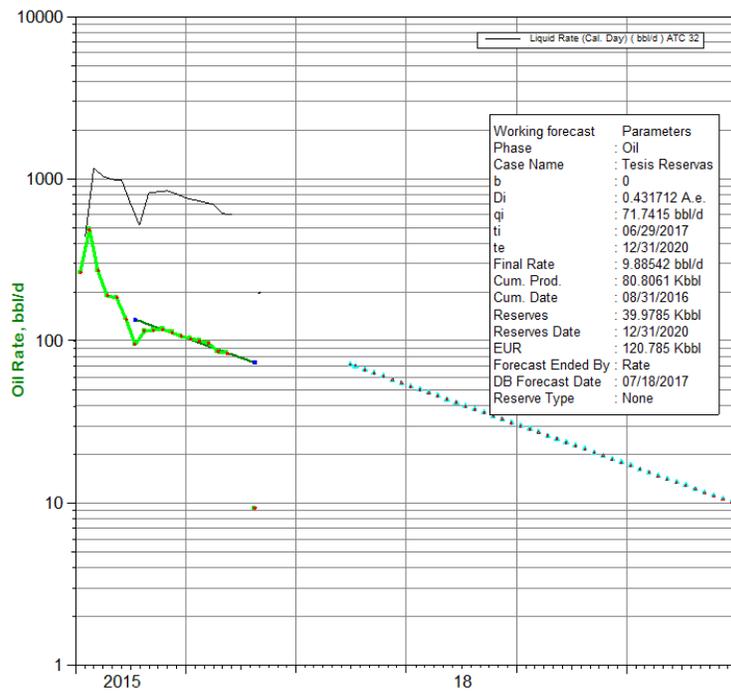
ATCA-031:UI

Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



ATC 32

Análisis de Declinación Gasto-Tiempo



Anexo 3. Cálculo de radios de drenaje.

POZO	Producción acumulada. (Kbbl)	Reservas (kbbl)	Espesor (Pies)	Soi (%)	Porosidad (%)	Radio de drenaje (Pies)
ATC-009:UI	400	436,2	14	20	12	7158
ATC-011B:TI	157,695	7	10	19	18	3069
ATC-014:US	1247,4	122,7	10	20	16	9389
ATC-016:US	666,465	188,6	22	30	18	3849
ATC-018:UI	221	97,5	20	18	10	4268
ATC-019:UI	856,422	1095,9	12	30	10	10567
ATC-031:UI	374,5	436,2	15	22	17	5455

Anexo 4. Análisis de pozos funcionando con BES

Anexo 4.1 Análisis de pozos funcionando con BES ATC-015: TI

Optimización de la profundidad.

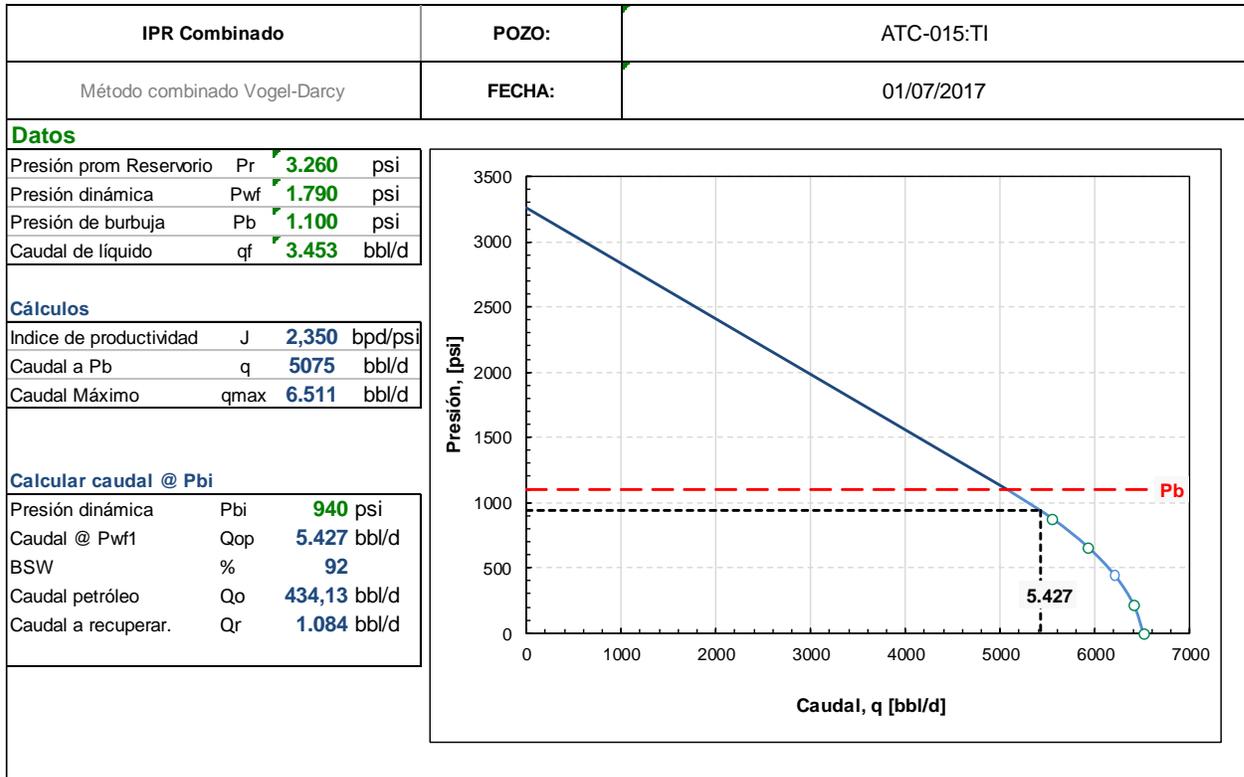
Profundidad Bomba (TVD) 9027,36'

Máxima Profundidad de la Bomba (TVD): 9210'

Profundidad de los Punzados (TVD) 9603'

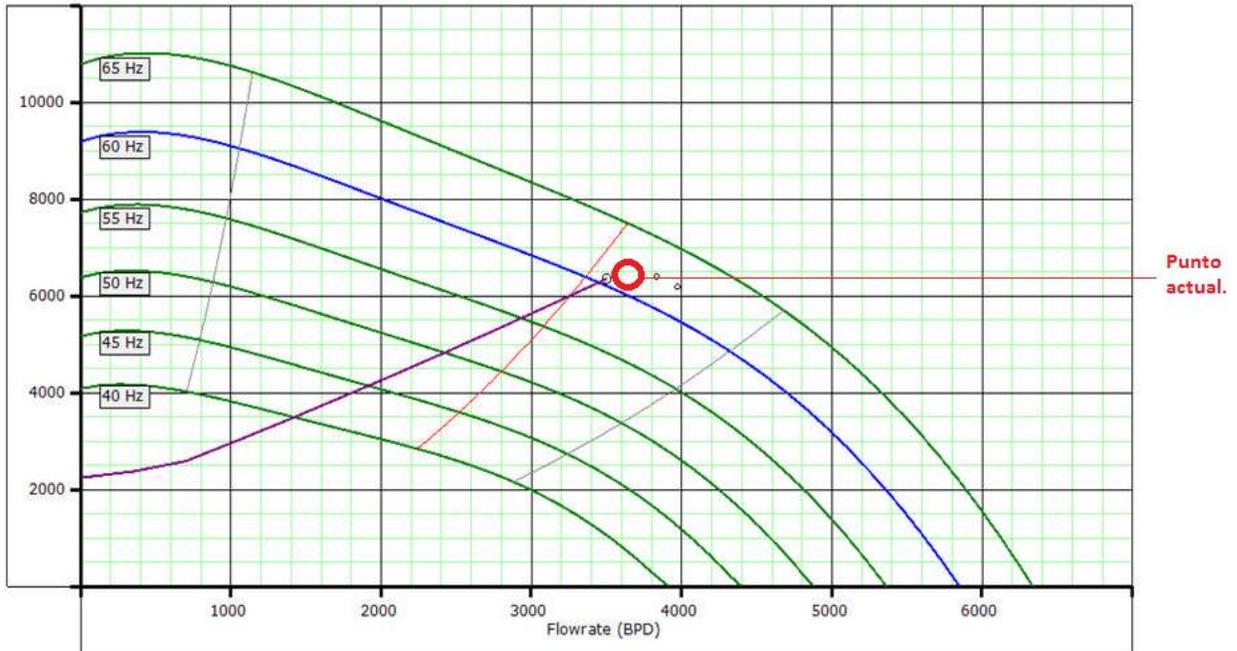
Observación: 9270' Tope completación de fondo.

Pérdida de Presión por profundidad (psi) de la bomba: 80 psi.



El caudal óptimo sería 5427 bbl/d para lograr este valor debemos subir frecuencia de la bomba siempre y cuando nos encontremos dentro del rango de diseño.

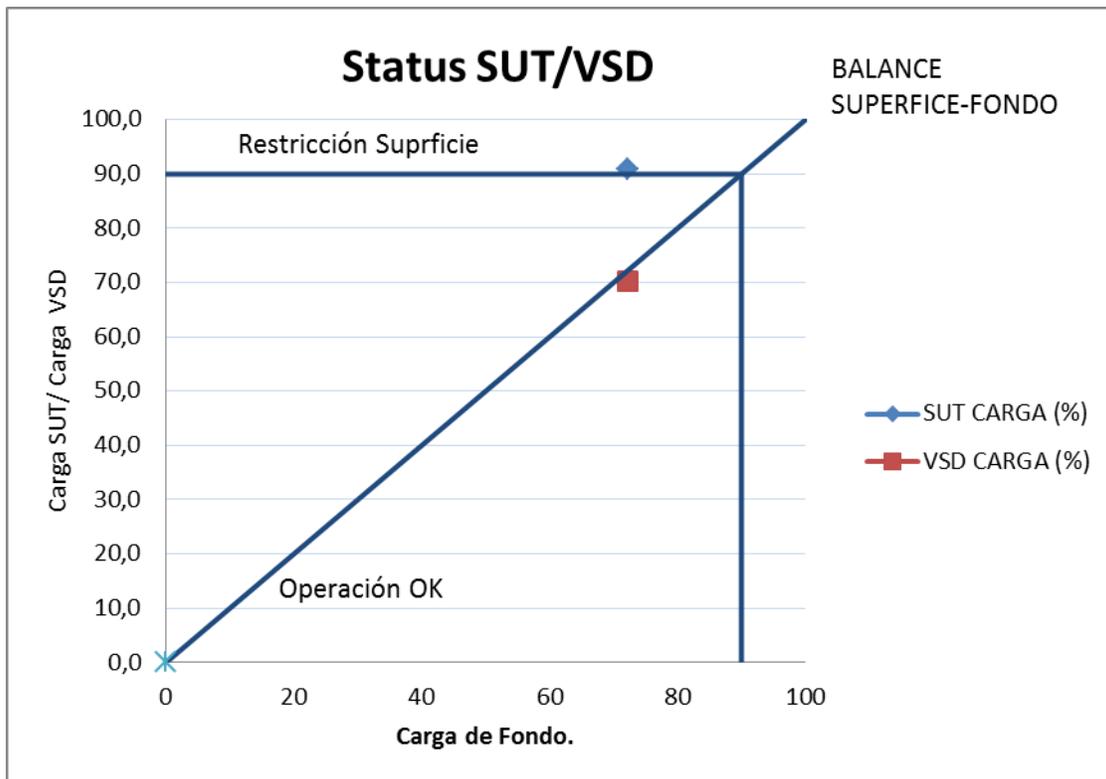
HEAD (ft)



Al producir con 62 hz el equipo bes P35 XH6, produce 3500 bbl/d se podría recuperar alrededor de 3800 barriles con el aumento de frecuencia a 65 hz. Para poder recuperar el caudal óptimo se necesita una bomba de mayor capacidad.

Se debe verificar las limitaciones de superficie para lograr subir las frecuencias.

Amp 65
 HP motor 432
 Amp Nominal 90
 CARGA DEL MOTOR (%) 72,2
 SUT POT (KVA) 400
 SUT CONSUMO (KVA) 363,636
 SUT CARGA (%) 90,9
 VARIADOR (VSD) POT (KVA) 518
 VARIADOR (VSD) CONSUMO (KVA) 363,636
 VARIADOR (VSD) CARGA (%) 70,2

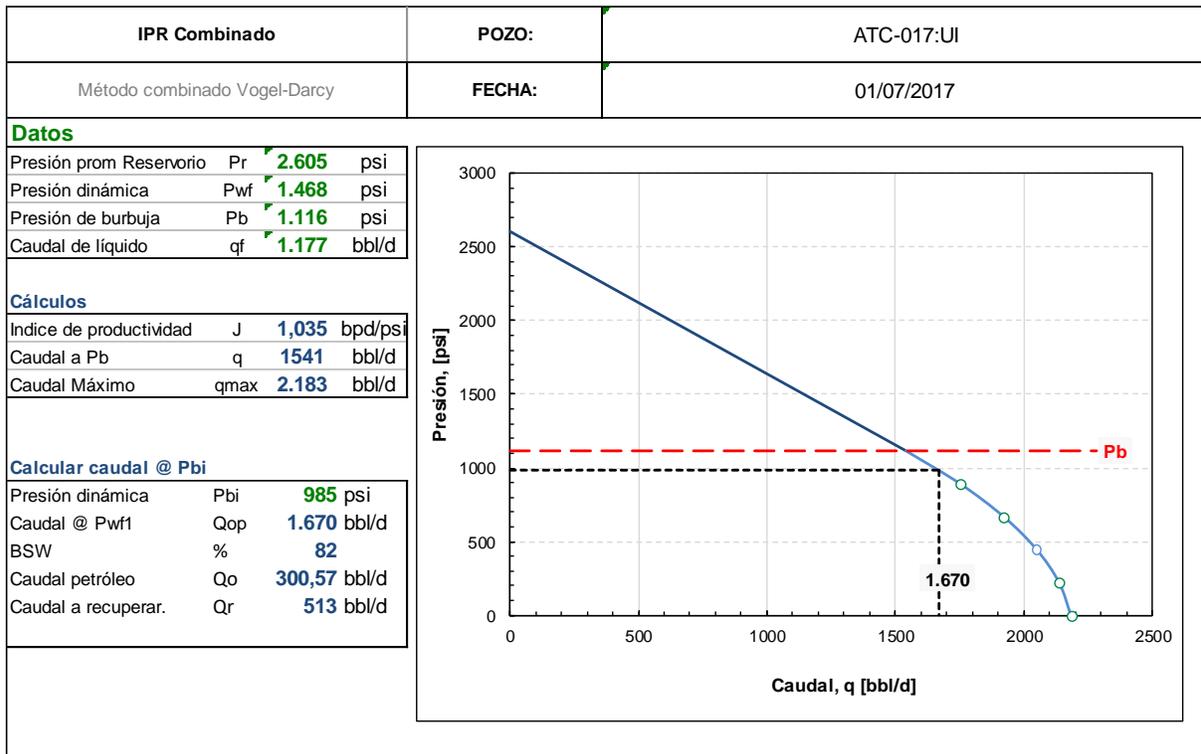


El equipo presenta restricción en superficie, se necesitaría un elevador más grande para poder lograr el nuevo caudal, esto no es rentable ya que sólo se recuperarían 24 barriles de petróleo más.

Anexo 4.2 Análisis de pozos funcionando con BES ATC-017: UI

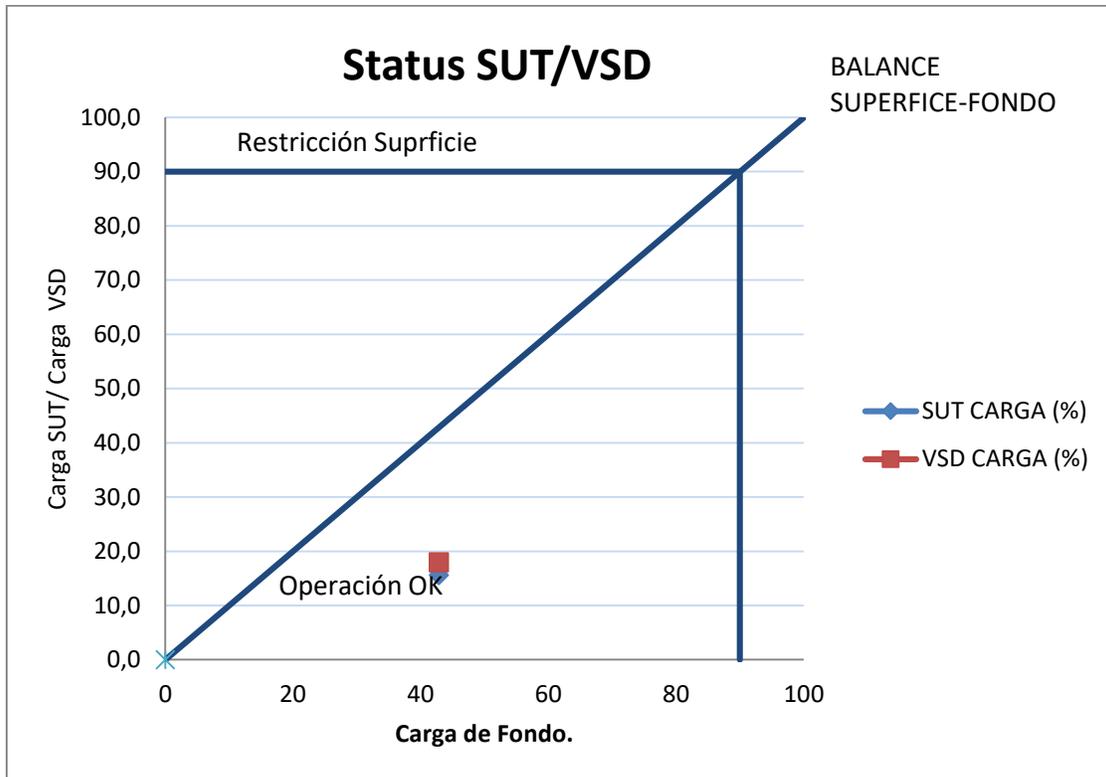
Profundidad Bomba (TVD) 9060'
 Máxima Profundidad de la Bomba (TVD): 9080'
 Profundidad Punzados (TVD)9345'
 Observación. 9142' Tope completación de fondo
 Pérdida de Presión por profundidad (psi) de la bomba: 9

El pozo se encuentra en una profundidad óptima.



El caudal óptimo sería 1670 bbl/d para lograr este valor debemos subir frecuencia de la bomba siempre y cuando nos encontremos dentro del rango de diseño.

Amp 32
 HP motor 180
 Amp Nominal 46,6
 CARGA DEL MOTOR (%) 68,7
 SUT POT (KVA) 520
 SUT CONSUMO (KVA) 218,79
 SUT CARGA (%) 42,1
 VARIADOR (VSD) POT (KVA) 561
 VARIADOR (VSD) CONSUMO (KVA) 218,79
 VARIADOR (VSD) CARGA (%) 39



Anexo 4.3 Análisis de pozos funcionando con BES ATC-018: UI

Profundidad Bomba (TVD) 9046

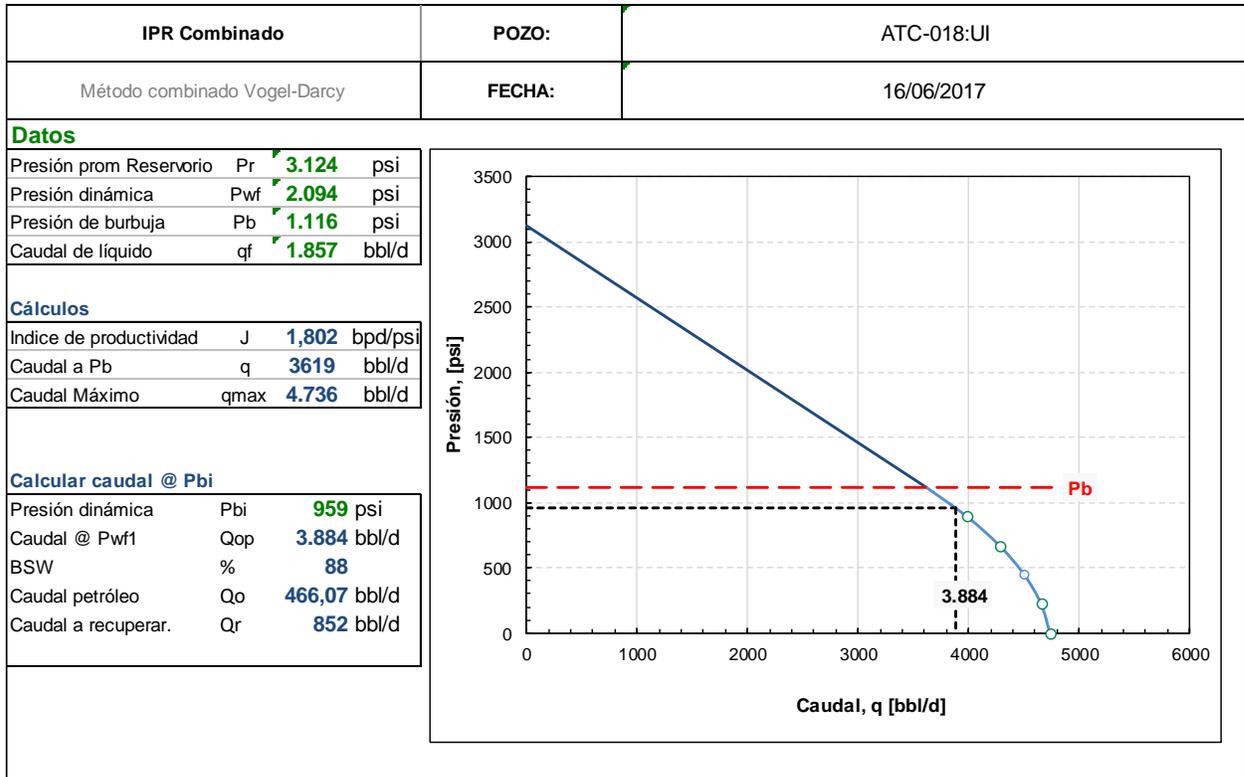
Máxima Profundidad de la Bomba (TVD): 9194

Profundidad Punzados (TVD) 9410

Observación. 9254' Tope completación de fondo

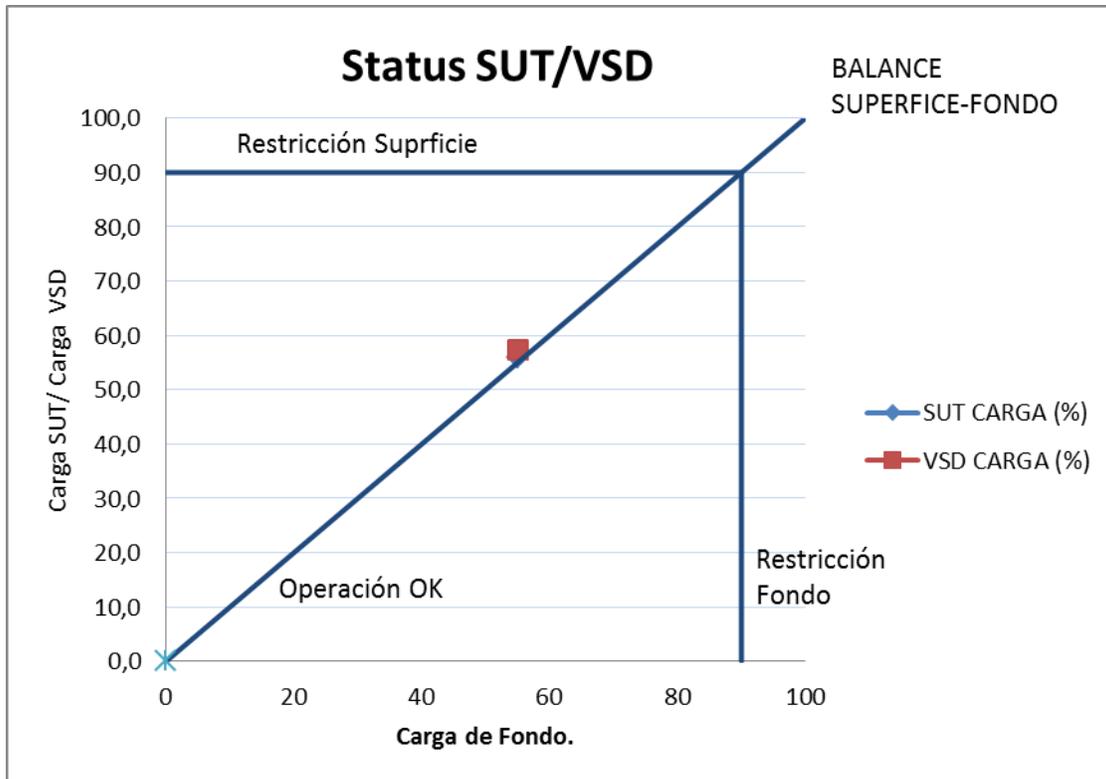
Pérdida de Presión por profundidad (psi) de la bomba: 70

La bomba no se encuentra en su profundidad óptima.



El caudal óptimo de producción sería 3884 bbl/d para lograr este valor debemos subir frecuencia de la bomba siempre y cuando nos encontremos dentro del rango de diseño.

Amp 54
 HP motor 304
 Amp Nominal 98
 CARGA DEL MOTOR (%) 55,1
 SUT POT (KVA) 400
 SUT CONSUMO (KVA) 223,86
 SUT CARGA (%) 56,0
 VARIADOR (VSD) POT (KVA) 390
 VARIADOR (VSD) CONSUMO (KVA) 223,86
 VARIADOR (VSD) CARGA (%) 57,4



Existe un balance superficie-fondo y el equipo no se encuentra restringido, sin embargo la bomba tiene un runlife mayor de 1200 días es decir la bomba probablemente falle pronto.

Anexo 4.4 Análisis de pozos funcionando con BES ATC-022: UI ASENTAMIENTO BOMBA

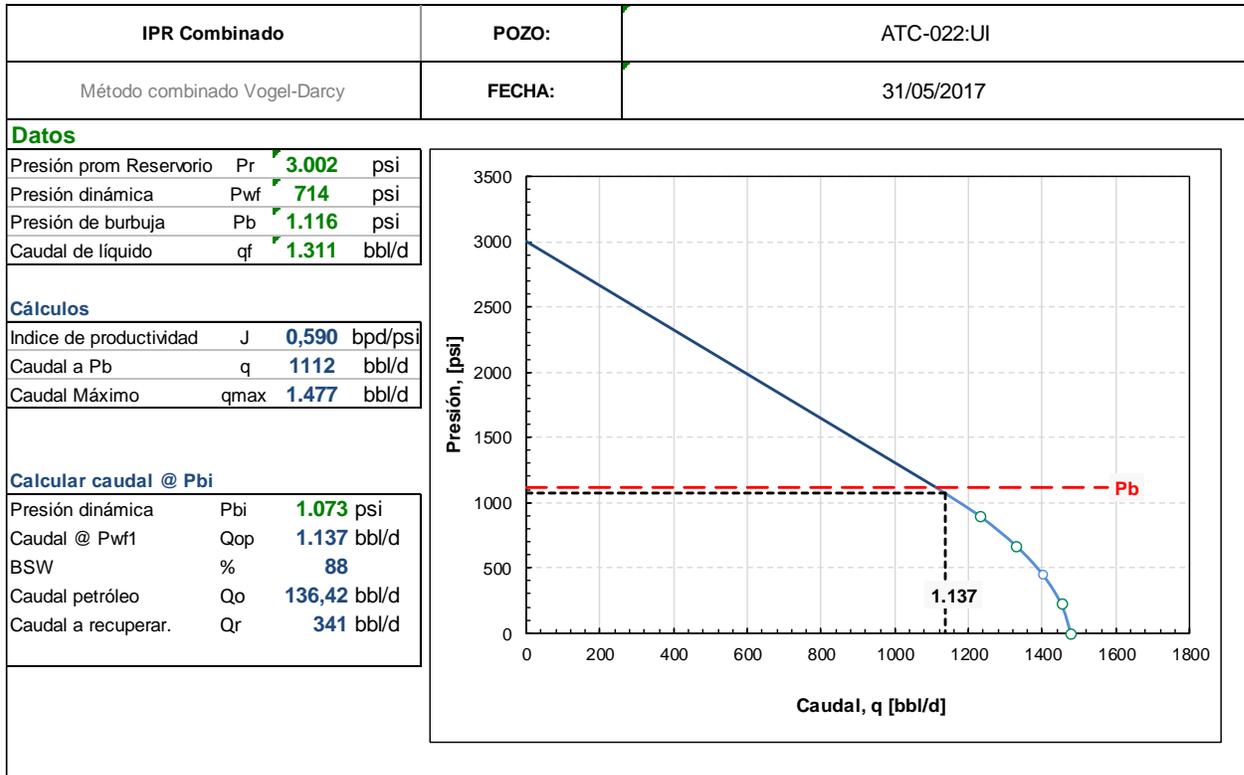
POZO: ATC-022: UI

Profundidad Bomba (TVD) 9305

Máxima Profundidad de la Bomba (TVD): 9405

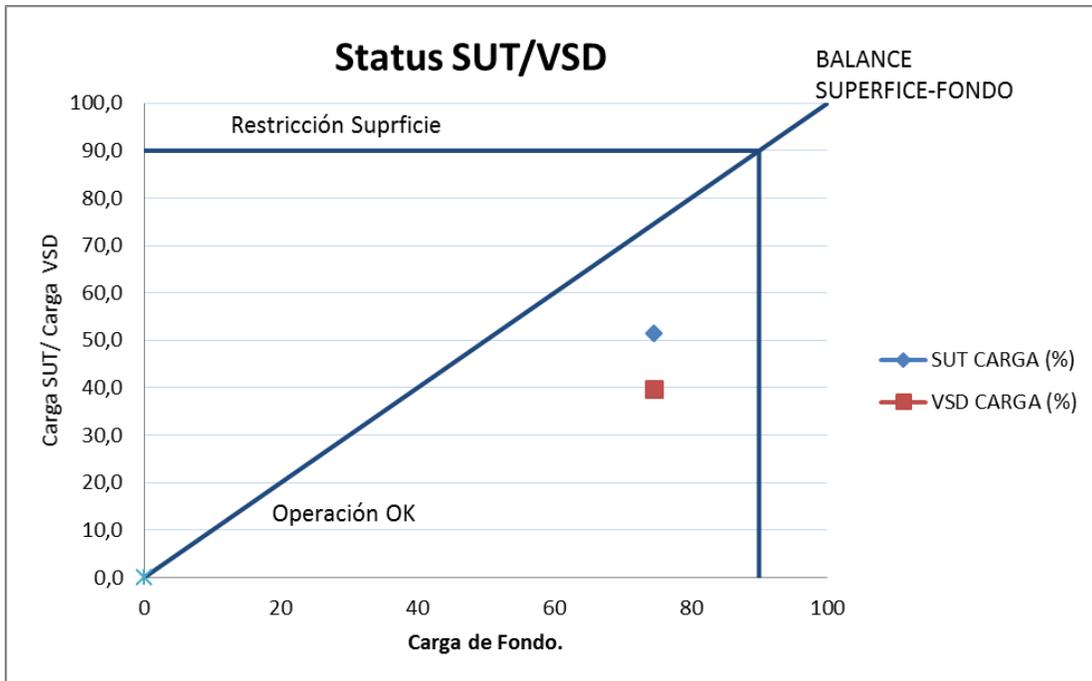
Profundidad Punzados (TVD) 9405

Pérdida de Presión por profundidad de la bomba: 46 psi.



El caudal óptimo de producción sería 1116 bbl/d para lograr este valor debemos subir frecuencia de la bomba siempre y cuando nos encontremos dentro del rango de diseño.

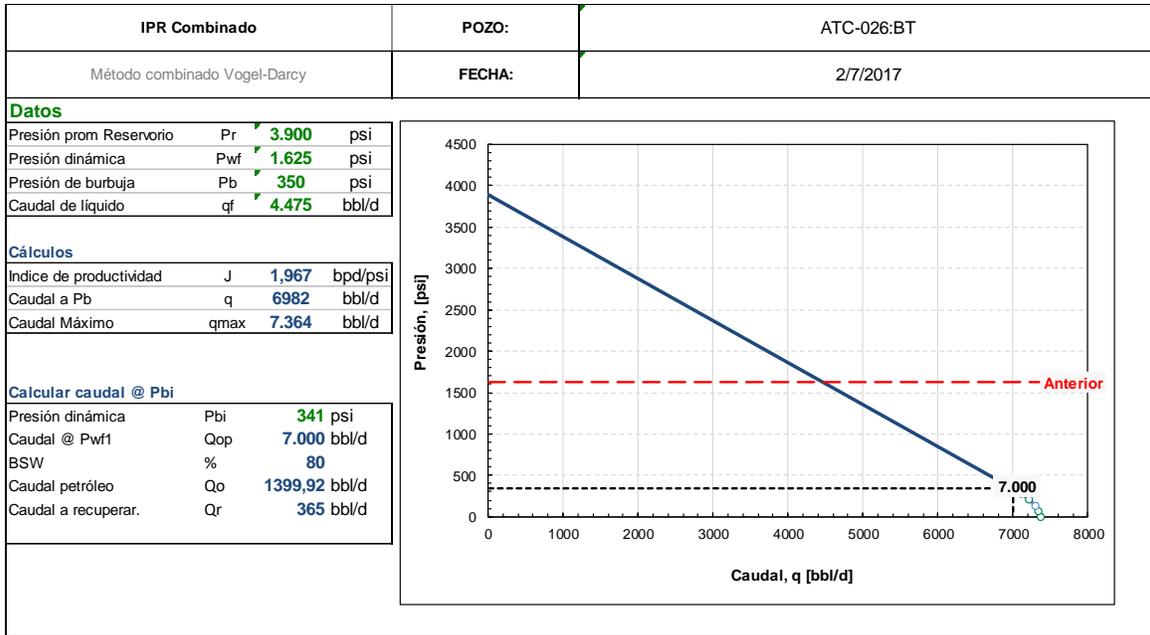
Amp 50
 HP motor 252
 Amp Nominal 67
 CARGA DEL MOTOR (%) 74,6
 SUT POT (KVA) 400
 SUT CONSUMO (KVA) 205,646
 SUT CARGA (%) 51,4
 VARIADOR (VSD) POT (KVA) 518
 VARIADOR (VSD) CONSUMO (KVA) 205,646
 VARIADOR (VSD) CARGA (%) 39,7



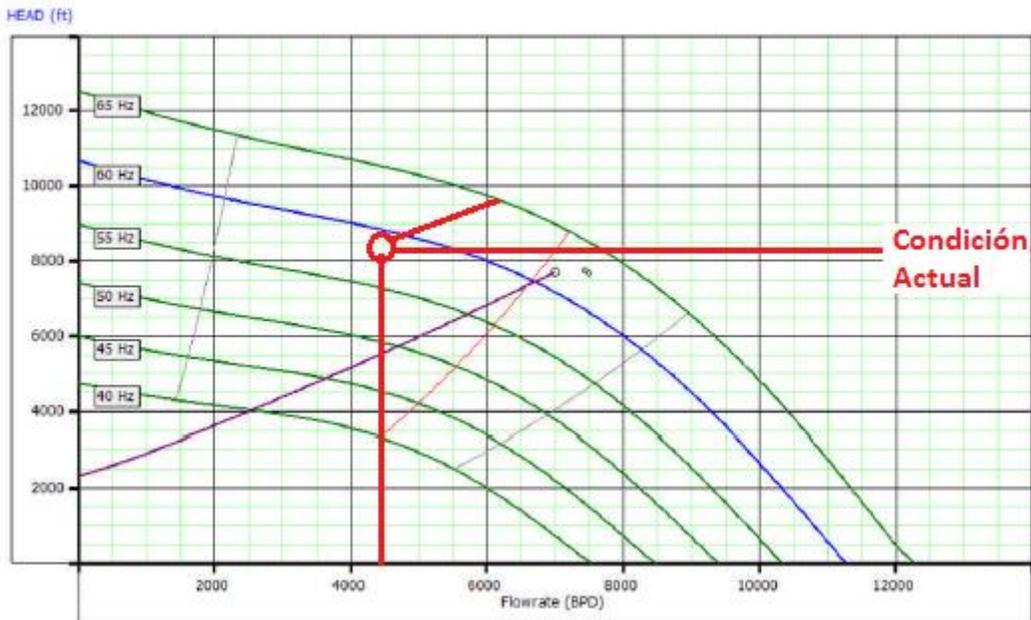
No existen limitaciones ni de fondo ni superficie para los variadores y transformadores, sin embargo el pozo tiene un runlife mayor de 1300 días es decir la bomba probablemente fallé pronto

Anexo 4.5 Análisis de pozos funcionando con BES ATC-026: BT

Profundidad Bomba (TVD) 8479
 Máxima Profundidad de la Bomba (TVD): 8480
 Profundidad Punzados (TVD)8664
 Observación. 8521 TVD Tope QUAMTUM Packer
 Pérdida de Presión por profundidad (psi) de la bomba: 0



El caudal óptimo de producción sería 7000 bbl/d para lograr este valor debemos subir frecuencia de la bomba siempre y cuando nos encontremos dentro del rango de diseño.

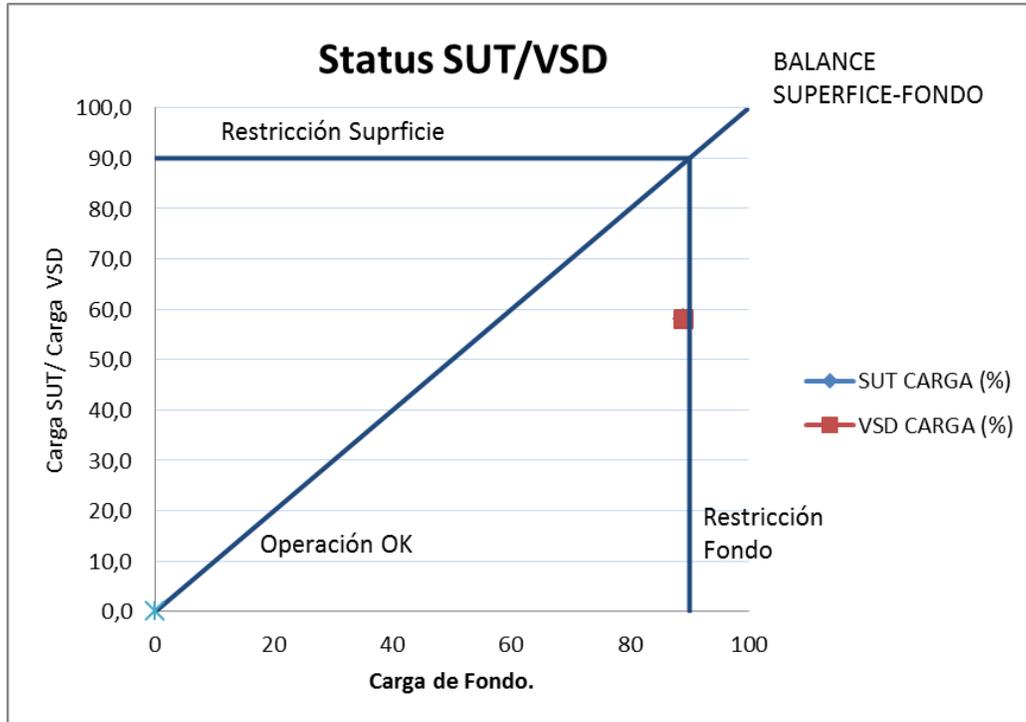


Bomba P62XH6

Con una frecuencia de 58hz se producen alrededor de 4500 bfpd, si aumentamos hasta 65 hz podríamos obtener alrededor de 6000 bfpd, el equipo se encuentra desbalanceado

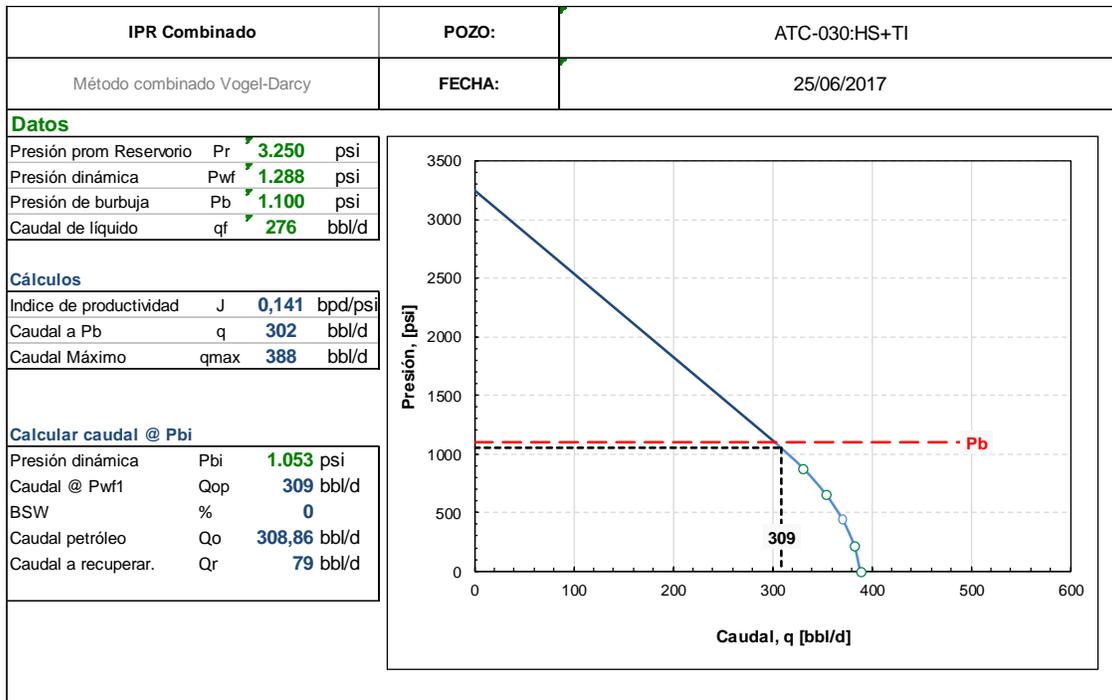
Amp 96
 HP motor 672
 Amp Nominal 108
 CARGA DEL MOTOR (%) 88,9
 SUT POT (KVA) 1000

SUT CONSUMO (KVA) 580
 SUT CARGA (%) 58,0
 VARIADOR (VSD) POT (KVA) 1000
 VARIADOR (VSD) CONSUMO (KVA) 580
 VARIADOR (VSD) CARGA (%) 58

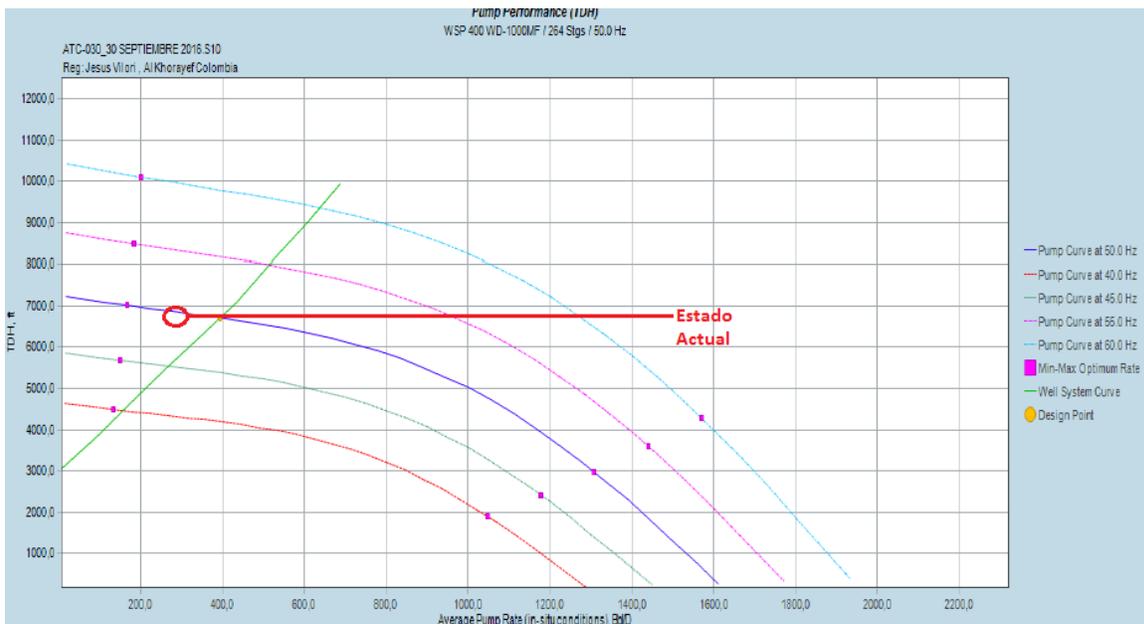


Anexo 4.6 Análisis de pozos funcionando con BES ATC-030: HS+TI

Profundidad Bomba (TVD) 9460
 Máxima Profundidad de la Bomba (TVD): 9500
 Profundidad Punzados (TVD) 9570
 Observación.
 Pérdida de Presión por profundidad (psi) de la bomba: 17



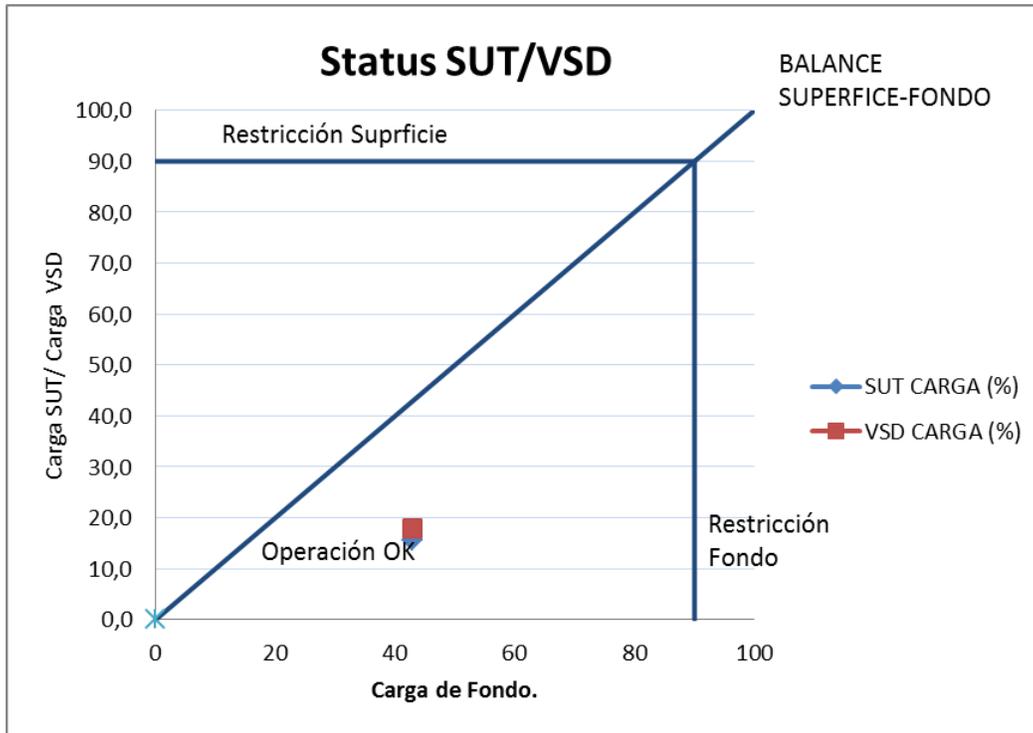
El caudal óptimo de producción sería 309 bbl/d para lograr este valor debemos subir frecuencia de la bomba siempre y cuando nos encontremos dentro del rango de diseño.



Actualmente con una frecuencia de 50hz el pozo produce 275 barriles de fluido, al subir la frecuencia el pozo podría llegar a su caudal óptimo de 309 barriles.

Amp 15
 HP motor 120
 Amp Nominal 35
 CARGA DEL MOTOR (%) 42,9
 SUT POT (KVA) 300
 SUT CONSUMO (KVA) 46,8
 SUT CARGA (%) 15,6

VARIADOR (VSD) POT (KVA) 260
 VARIADOR (VSD) CONSUMO (KVA) 46,8
 VARIADOR (VSD) CARGA (%) 18

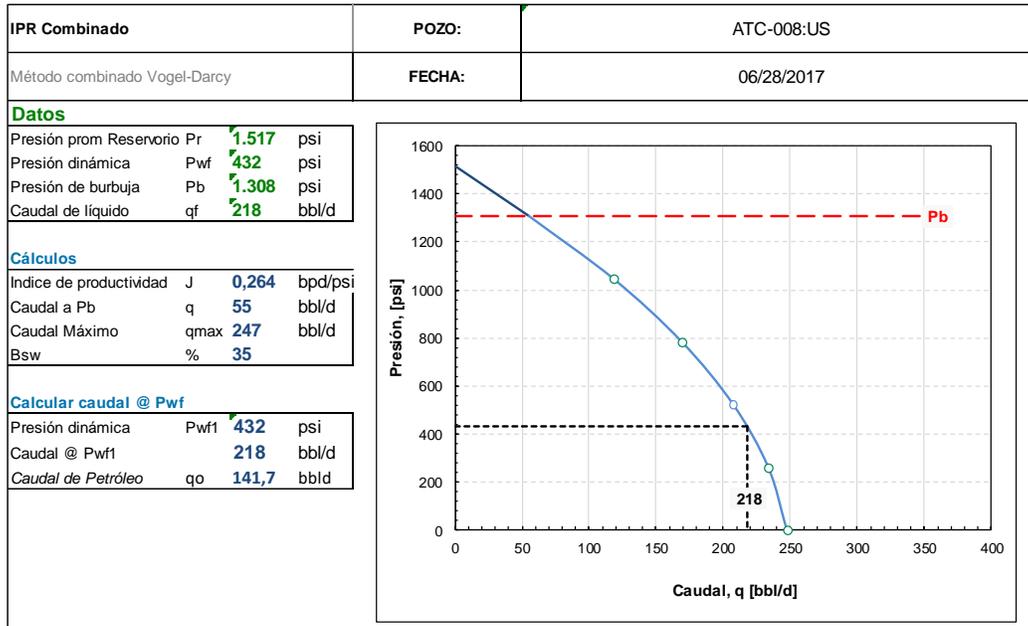


No se tiene restricciones de superficie ni de fondo, por lo tanto se podría aumentar la frecuencia.

Sin embargo desde febrero del 2017 no se tiene datos de fondo posiblemente por aislamiento en fondo, por esta razón no es conveniente incrementar la frecuencia ya que podría afectar el funcionamiento actual de la bomba.

Anexo 5 Análisis Pozos con MTU

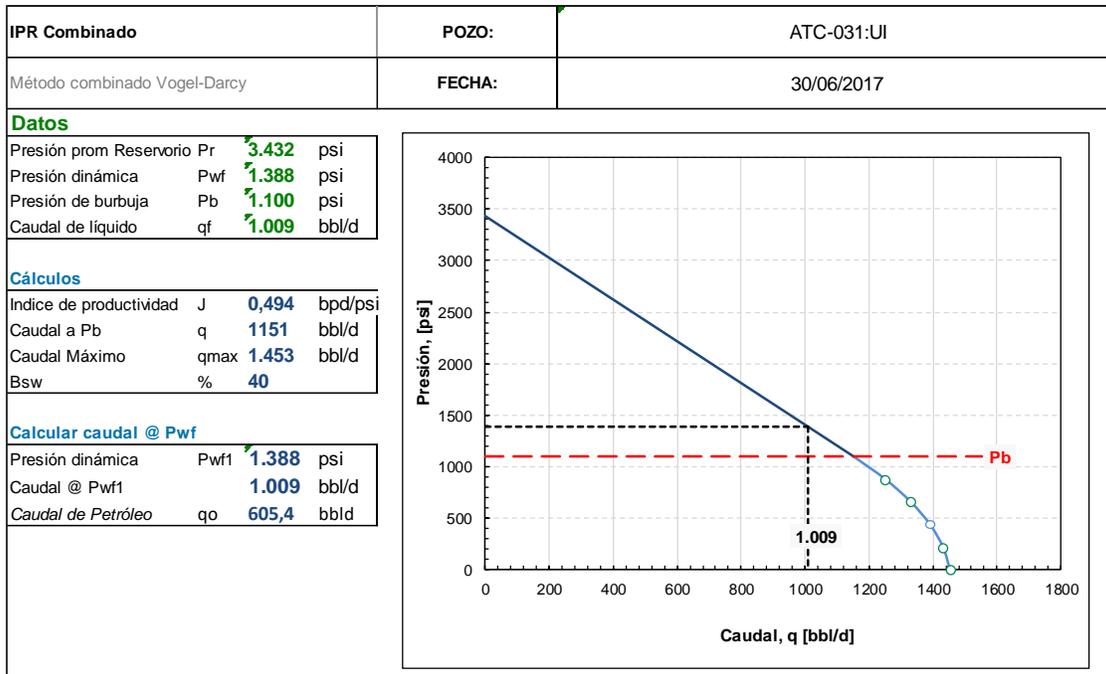
Anexo 5.1 Análisis de pozos funcionando con MTU ATACAPI-08:US



El pozo Atacapi 8 empezó a funcionar con MTU desde el día 5 de junio del 2017, previamente se utilizó el sensor de la bomba BES apagada de la completación del pozo para monitorear la presión de la zona, que permitió comprobar el efecto de la inyección del Atacapi 12, posee una presión de reservorio de 1517 psi, un IP relativamente bajo de 0.264 bpd/psi y la prueba de restauración de presión permitió constatar que no existe daño de formación pero tiene una baja permeabilidad relativa de 5md.

Al encontrarse con una presión de reservorio muy cercana al punto de burbuja, no es recomendable completarse para producir con bombeo mecánico, tiene un potencial muy bajo para implementarse una BES y no hay disponibilidad de fluido para el sistema Power Oil, por estas razones el pozo queda limitado a MTU.

Anexo 5.2 Análisis de pozos funcionando con MTU ATACAPI-31

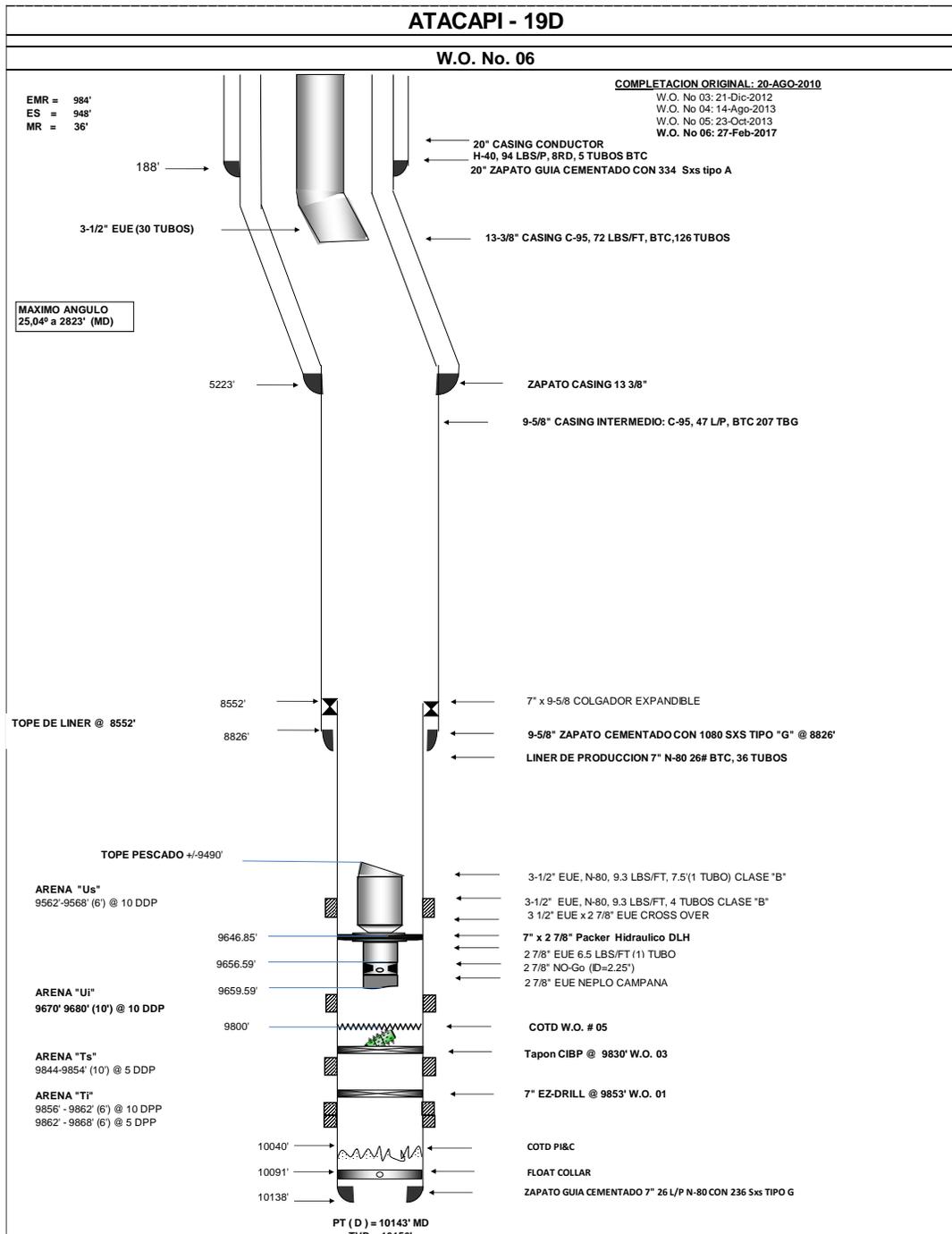


El pozo Atacapi 31, es un pozo con una importante producción, el último build-up, tomado en marzo del 2017, demostró que el pozo ha sido afectado por la secundaria del pozo inyector Atacapi 13 ya que la presión de reservorio actual es de 3400 psi aproximadamente y un build up del año 2016 arrojó una presión de reservorio de 1800 psi.

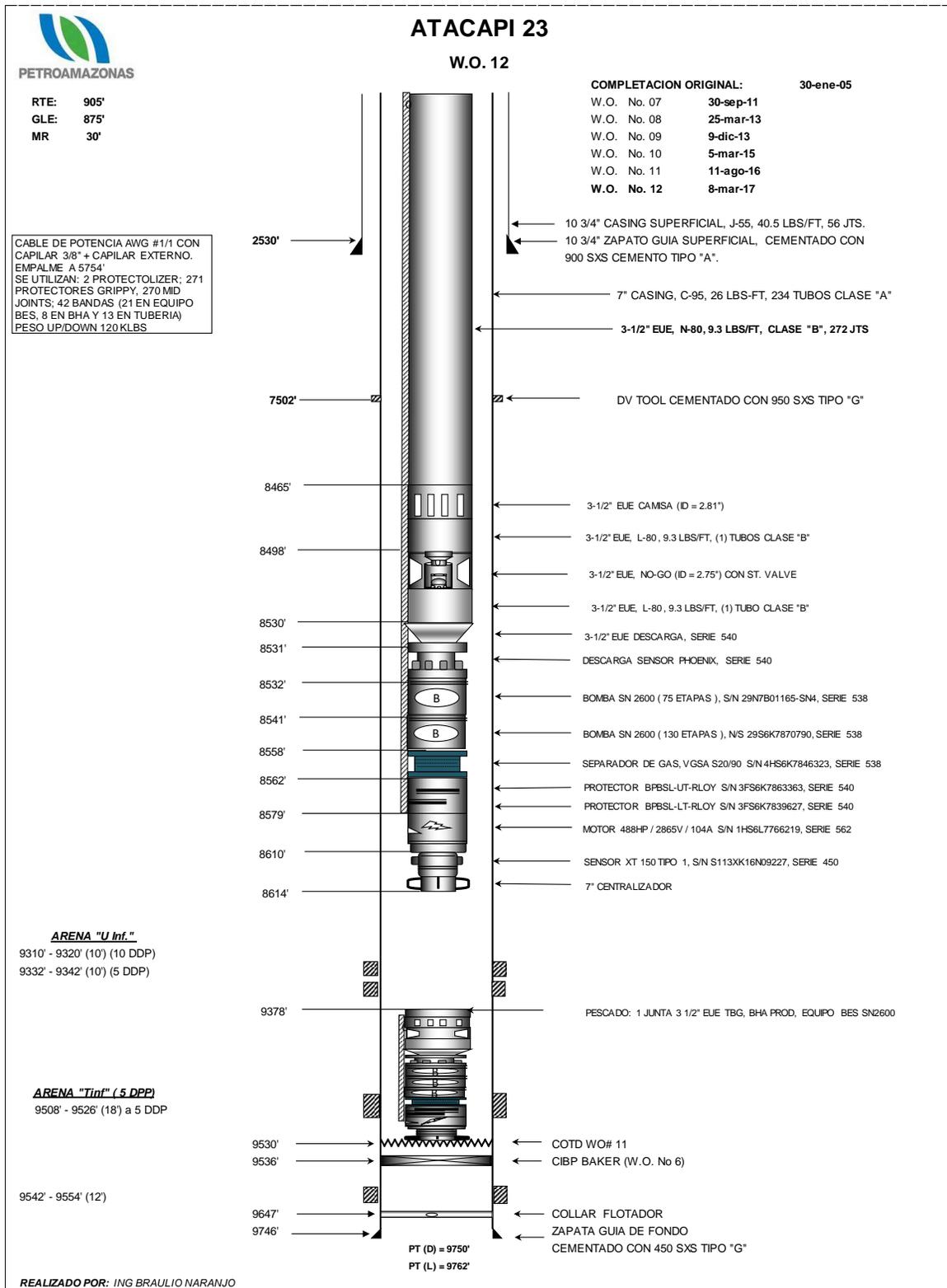
En build up de 2016 el pozo no poseía daño, en la actualidad tiene un daño de 60, se asume que la causa fue el fluido de control de la última intervención, por esta razón se recomienda un CTU.

Anexo 6. Diagrama del Pozos.

Anexo 6.1 Diagrama del pozo ATC-19



Anexo 6.2 Diagrama del pozo ATC-23



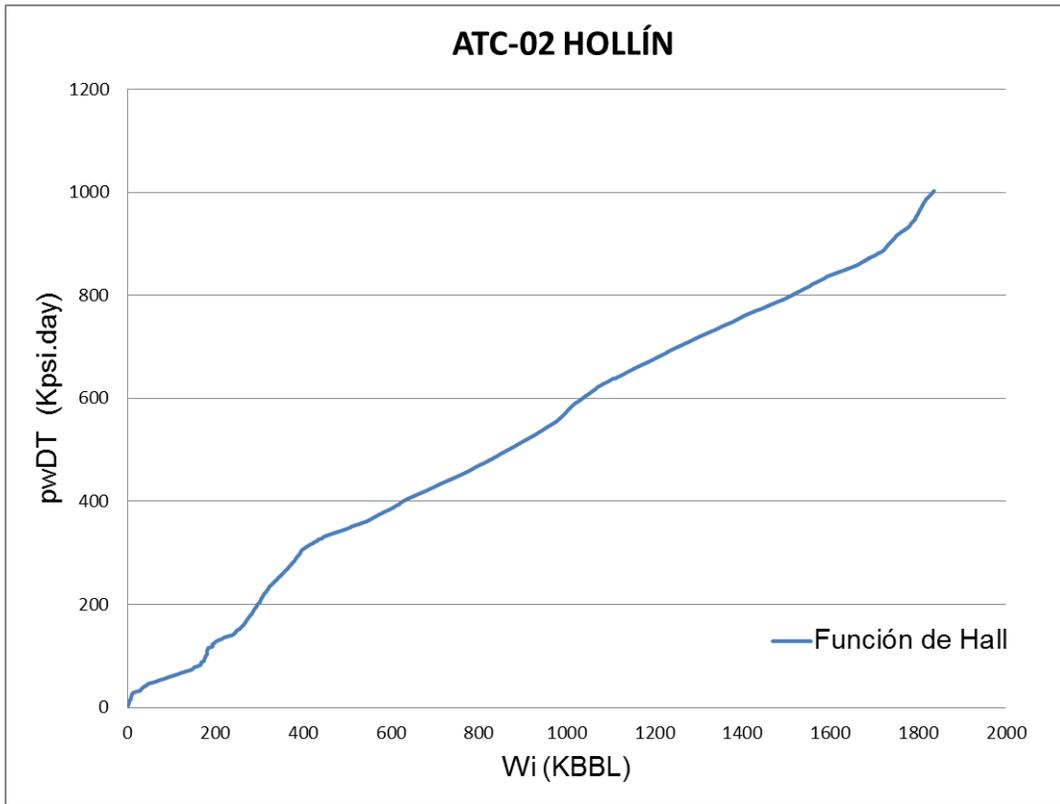
Anexo 7 . Pozos Objetivos del plan de recuperación secundaria.

Pozos Inyectores	Pozos Objetivo
ATC-12: US	ATC 8
	ATC 11
	ATC 19
ATC:13: UI	ATC 18
	ATC 21
	ATC 14
	ATC 6
ATC:13: US	ATC 31
	ATC 14
	ATC 7
ATC:29: BT	ATC 26
ATC:29: US	ATC 10

Anexo 8. Pozos inyectores y reinyectores.

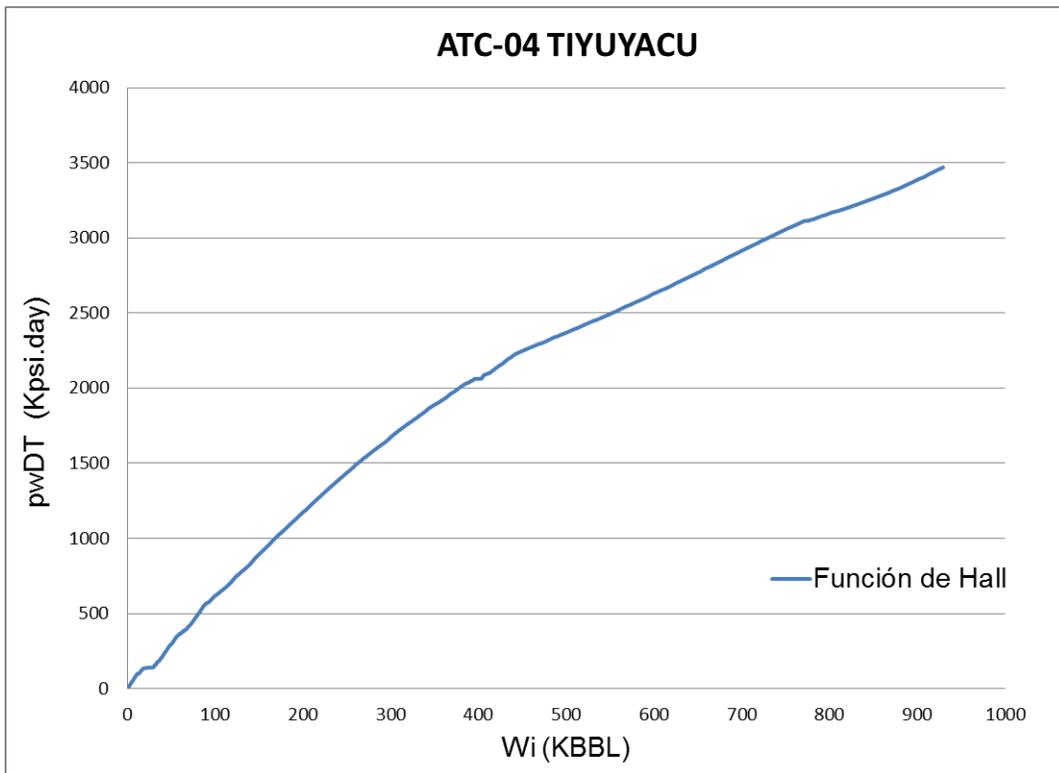
Los diagrama de Hall fueron analizados tomando en cuenta la situaciones operativas en las fechas donde se presentan cambios de la pendiente y de esta manera evitar falencias en los análisis.

Anexo 8.1. Atacapi 2 reinyector.



Se puede observar que la pendiente de la curva en la función de Hall aumenta, esto refleja una mala inyectividad probablemente por daño en la cara del pozo que causa taponamiento y una reducción de la permeabilidad. Se recomienda un tratamiento ácido en la cara del pozo.

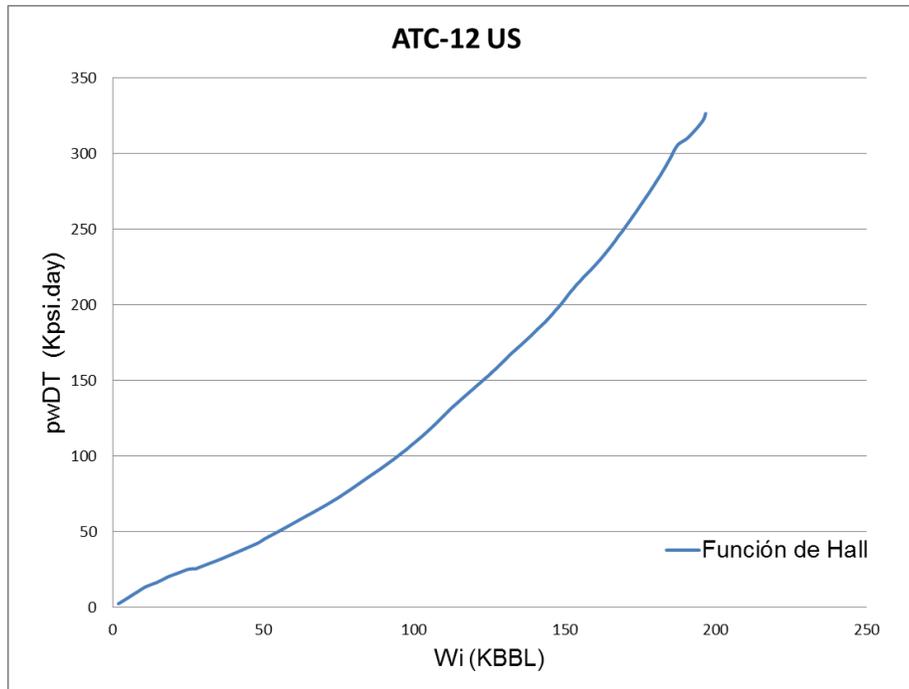
Anexo 8.2. Atacapi 4 Reinyector.



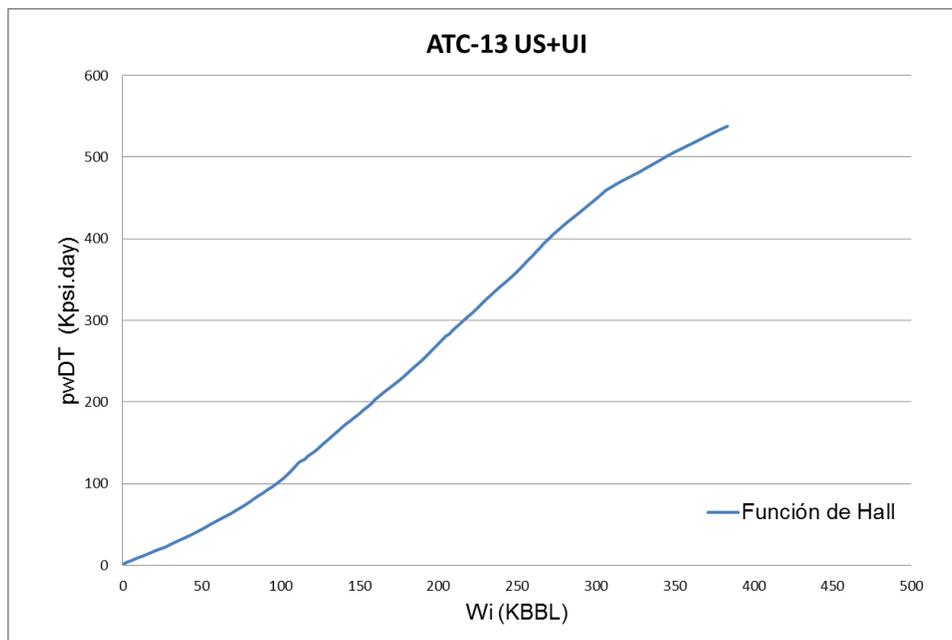
En condiciones de superficie se mantiene el mismo funcionamiento de la bomba, existe una ligera declinación de la pendiente debido a limpieza del pozo, se recomienda mantenerla.

Anexo 8.3. Atacapi 12 inyector.

Existe un cambio de las variables debido a incrementos de la presión de inyección, se reduce el caudal de inyección a partir del mes de mayo.



Anexo 8.3. Atacapi 13 inyector.



El pozo no ha sido estimulado y las condiciones en superficie se mantienen probablemente exista algún problema mecánico.

Anexo 8.5. Atacapi 29 inyector.

