

**ADQUISICIÓN Y ANÁLISIS DE REGISTROS DE PRODUCCIÓN EN POZOS DE
UN CAMPO MADURO CON UN YACIMIENTO DE ALTA COMPLEJIDAD
UTILIZANDO UNA Y-TOOL (BYPASS SYSTEM) PARA LA OPTIMIZACIÓN DE
LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**

ELDER ENRIQUE NAVAS FLORIÁN
Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2016**

**ADQUISICIÓN Y ANÁLISIS DE REGISTROS DE PRODUCCIÓN EN POZOS DE
UN CAMPO MADURO CON UN YACIMIENTO DE ALTA COMPLEJIDAD
UTILIZANDO UNA Y-TOOL (BYPASS SYSTEM) PARA LA OPTIMIZACIÓN DE
LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**

ELDER ENRIQUE NAVAS FLORIÁN
Ingeniero de Petróleos

**Trabajo de posgrado para optar al título de Especialista en Producción de
Hidrocarburos**

Director
FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ
M.Sc. Ingeniería de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2016**

DEDICATORIA

A Dios todopoderoso quien me ha dado la fuerza y el entusiasmo para salir adelante cada día. Gracias Dios por bendecirme con tu presencia y sabiduría para poder desarrollar este trabajo de grado.

A mí siempre hermosa y bella esposa, Luz Adriana. Gracias amada mía por animarme a continuar, a no desmallar y a esforzarme cada día por los objetivos y las metas trazadas. Te amo preciosa. Dios te guarde y bendiga siempre.

A mis hijos, Samuel Eduardo, Sara Elizabeth y Ana María, porque son ellos quienes me inspiran a continuar con ímpetu para enfrentarme a los retos que hay por delante. Samuel, haces que mi corazón salte de alegría, Sara, enterneces mi corazón, y Ana María, maduras mi ser cada día.

A mis papas, Luis Eduardo Navas Grice (Q.E.P.D) y Teotista Florián Romero, en quienes he visto y veo aún la experiencia de la vida, el verdadero amor fraternal y la confianza en mí para salir adelante. Ustedes son mis héroes y los amos con todo mi corazón.

Y a todas las personas que han contribuido en mi vida personal y profesional, porque ellas me han hecho cada día mejor persona, amigo, y compañero.

Elder Enrique

AGRADECIMIENTOS

Un agradecimiento muy especial a todas las persona de Ecopetrol S.A., de la Alianza Casabe ECP-SLB, compañeros y amigos que hoy me apoyaron y motivaron para cumplir este logro.

Al Ing. Fernando Calvete, profesor, amigo y director de la monografía de la especialización y que me brindo un excelente apoyo y dirección para cumplir mi meta.

A los Ing. Pablo Saavedra e Ing. José José Romero, amigos y compañeros de trabajo de la Alianza ECP-SLB, porque con su apoyo y asesorías, me brindaron todo el soporte necesario para lograr el alcance de esta monografía. Gracias por sus recomendaciones.

A los Ing. Annalyn Azancot, Ing. Jerjes Porlles e Ing. Juan Pablo Durán con quienes desarrolle el alcance de este proyecto que se pudo implementar y donde se alcanzaron con buenos resultados los objetivos trazados.

Y a todas aquellas personas, amigos y compañeros de trabajos que de alguna u otra manera, colocaron su valor agregado a esta monografía.

Muchas gracias.

Elder Enrique

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	17
1. REVISIÓN DE LA PROBLEMÁTICA PARA LA TOMA DE PLT EN UN CAMPO MADURO Y SELECCIÓN DE CANDIDATOS	19
1.1 INFORMACIÓN GENERAL DEL CAMPO CASABE	20
1.2 SELECCIÓN DE CANDIDATOS	27
2. INSTALACIÓN DE Y-TOOL Y TOMA DEL PBU Y GRADIENTE DINÁMICO PREVIO A LA TOMA DEL PLT	29
2.1 UBICACIÓN	29
2.2 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO BYPASS	33
2.3 SELECCIÓN DEL EQUIPO BYPASS	34
2.4 EQUIPO BYPASS INSTALADO	35
2.4.1 Descripción de cada componente	35
2.4.1.1 Bomba NB (1100-1800) H, CMP AR2 CR1 HSS 140STG	35
2.4.1.2 Motor magnético Permanente N319PM84 1490V 6000rpm SGL CR0 UHT	36
2.4.1.3 Y-TOOL 7” 2,24” 89FT TIPO1 CR3	36
2.4.1.4 Protector N319MP, LSBSB, CR0, HT, STL	36
2.5 DESARROLLO DE OPERACIONES CON PLT	37
2.5.1 Gradiente dinámico	37
2.5.2 Diseño o simulación de la prueba de restauración de presión	40
2.5.3 Prueba de restauración de presión	42

	Pág.
3. TOMA DEL PLT-SIP Y ANÁLISIS DE DATOS	45
3.1 DESCRIPCIÓN DE LA SARTA PLT	47
3.2 PRIMERA TASA DEL PLT SIP TASA DE LIQUIDO DE 495 BFPD Y BSW DE 76%	48
3.3 SEGUNDA TASA DEL PLT SIP TASA DE LIQUIDO DE 880 BFPD Y BSW DE 91%	52
3.4 TERCERA TASA DEL PLT SIP TASA DE LIQUIDO DE 1694 BFPD Y BSW DE 92%	57
3.5 PLT CON POZO CERRADO	62
3.6 RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL PLT	64
4. INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS DEL PLT-SIP Y TOMA DE DECISIONES	67
4.1 INTERPRETACIÓN DEL PLT SIP Y CÁLCULO DE LAS IPR POR CAPA	67
4.2 ANÁLISIS NODAL DEL POZO USANDO LOS DATOS DEL PLT-SIP	70
4.2.1 Análisis nodal caso tasa 1694 BFPD: Condición actual del pozo Casabe-1115D	70
4.2.2 Análisis nodal caso aislamiento a 3750 pies en el pozo Casabe-1115D	74
4.2.3 Análisis nodal caso determinación de daño de las otras capas en el pozo Casabe-1115D	76
4.3 TOMA DE DECISIÓN	78
5. CONCLUSIONES	80
6. RECOMENDACIONES	82

Pág.

BIBLIOGRAFIA

83

LISTA DE FIGURAS.

	Pág.
Figura 1. Ubicación geográfica del Campo Casabe	20
Figura 2. Mapa Estructural Campo Casabe	21
Figura 3. Columna Estratigráfica Casabe	22
Figura 4. Comportamiento histórico de Producción-Inyección del campo Casabe y principales hitos	26
Figura 5. Tabla de pozos seleccionados como candidatos a instalar Y TOOL para toma de PLT	28
Figura 6. Ubicación del pozo Casabe-1115D y su patrón de inyección	29
Figura 7. Workflow para cambio de la ESP del Casabe-1115D por una ESP Y-TOOL	30
Figura 8. Estado mecánico inicial del Casabe-1115D con una ESP	31
Figura 9. Estado mecánico del Casabe-1115D con una ESP Y-TOOL para toma del PLT	32
Figura 10. Sistema Y-TOOL y cada una de sus partes	33
Figura 11. Selección del sistema Y-TOOL, para diferentes diámetros de revestimiento	35
Figura 12. Workflow para operaciones con el PLT del Casabe-1115D utilizando una ESP Y-TOOL	37
Figura 13. Comportamiento del Gradiente Dinámico en el Casabe-1115D	39
Figura 14. Comportamiento del Gradiente Dinámico en PIPESIM en el Casabe-1115D	40
Figura 15. Corte estructural Geofísico en el Casabe-1115D	41

	Pág.
Figura 16. Mapa estructural y simulación en Saphir–Kappa® en el Casabe-1115D	41
Figura 17. Simulación de prueba de restauración	42
Figura 18. Data de restauración de la presión en el Casabe-1115D	43
Figura 19. Grafica LOG–LOG donde se muestra la derivada de la presión en el Casabe-1115D	44
Figura 20. Resultados del ajuste del modelo en el Casabe-1115D	45
Figura 21. (a)Tasas de flujo durante el PLT SIP. (b) Cambios de la Pwf durante el PLT SIP	46
Figura 22. (a)Tasas de flujo durante el PLT SIP. (b) Cambios de la Pwf durante el PLT SIP	47
Figura 23. Pruebas de producción primera tasa en el Casabe-1115D	48
Figura 24. Data básica del PLT en la primera tasa en el Casabe-1115D	49
Figura 25. Data del conteo de burbujas de las 8 probetas en la primera tasa en el Casabe-1115D	50
Figura 26. Resultados del PLT con la tasa de 495 BFPD en el Casabe-1115D	51
Figura 27. Tabla resumen de las tasas de agua y aceite calculados en el Casabe-1115D	52
Figura 28. Pruebas de producción segunda tasa en el Casabe-1115D	53
Figura 29. Data básica del PLT en la segunda tasa en el Casabe-1115D	54
Figura 30. Data del conteo de burbujas de las 8 probetas en la segunda Tasa en el Casabe-1115D	55
Figura 31. Resultados del PLT con la tasa de 880 BFPD en el Casabe-1115D	56

	Pág.
Figura 32. Tabla resumen de las tasas de agua y aceite calculados en el Casabe-1115D	57
Figura 33. Pruebas de producción tercera tasa en el Casabe-1115D	58
Figura 34. Data básica del PLT en la tercera tasa en el Casabe-1115D	59
Figura 35. Data del conteo de burbujas de las 8 probetas en la tercera Tasa en el Casabe-1115D	60
Figura 36. Resultados del PLT con la tasa de 1694 BFPD en el Casabe-1115D	61
Figura 37. Tabla resumen de las tasas de agua y aceite calculados en el Casabe-1115D	62
Figura 38. Data básica del PLT con el pozo cerrado en el Casabe-1115D	63
Figura 39. Data del conteo de burbujas de las 8 probetas con pozo cerrado en el Casabe-1115D	64
Figura 40. Resultados del PLT (perfil de producción) a las tres tasas en el Casabe-1115D	65
Figura 41. Tabla resumen de los resultados de las tasas de agua y aceite a las tres tasas de flujo en el Casabe-1115D	66
Figura 42. Tabla de resultados de los datos del PLT-SIP en el pozo Casabe-1115D	67
Figura 43. Tabla de datos de IP por arena o capa en el pozo Casabe-1115D	68
Figura 44. Gráficos de IP por arena o capa en el pozo Casabe-1115D	69
Figura 45. Esquema de múltiples capas en PIPESIM del pozo Casabe-1115D	71
Figura 46. Esquema de múltiples capas en PIPESIM del pozo Casabe-1115D	72

	Pág.
Figura 47. Resultado de la IPR Compuesta Caso Actual 1647 BFPD y BSW 92%	73
Figura 48. Resultado de las tasas por cada en el pozo Casabe-1115D	74
Figura 49. Esquema de múltiples capas en Caso Aislamiento PIPESIM del pozo Casabe-1115D	75
Figura 50. Resultado de la IPR Compuesta Caso Aislamiento 1250 BFPD y BSW 87%	76
Figura 51. Esquema de múltiples capas en Caso Actual después del Aislamiento PIPESIM del pozo Casabe-1115D	77
Figura 52. Resultado de la IPR Compuesta después del Aislamiento y todas las capas produciendo en el pozo Casabe-1115D	78
Figura 53. Comportamiento real de producción del pozo Casabe-1115D	79

LISTA DE TABLAS.

	Pág.
Tabla 1. Datos obtenidos del Gradiente Dinámico en el Casabe-1115D	38

RESUMEN

Título:

“ADQUISICIÓN Y ANÁLISIS DE REGISTROS DE PRODUCCIÓN EN POZOS DE UN CAMPO MADURO CON UN YACIMIENTO DE ALTA COMPLEJIDAD UTILIZANDO UNA Y-TOOL (BYPASS SYSTEM) PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS”¹

Autor:

ELDER ENRIQUE NAVAS FLORIÁN²

Palabras claves:

Bypass System, Y-Tool, PLT, Registros de Producción, Índice de Productividad, IPR, Campo Maduro.

Descripción:

El campo Casabe ha estado bajo inyección de agua durante más de 30 años. Las heterogeneidades del yacimiento y la inyección multicapa realizada a principios de la inyección de agua, dieron lugar a arribo del agua de inyección mucho más antes de lo esperado. En el 2007 se implementó la inyección selectiva, permitiendo inyectar por separado en cada capa y, por lo tanto, tener la distribución de inyección a través de herramientas de registro de inyección (ILT). Sin embargo, los pozos productores se completan en conjunto y se instalan equipos PCP, ESP o SRP, haciendo difícil el acceso al pozo para tener alguna información acerca de la distribución de la producción.

Este documento presenta la aplicación exitosa del trabajo efectuado con el equipo Slim ESP y el sistema de bypass (Y-Tool) instalada en pozos de alto corte de agua para Casing de 7” y 29/ft, para bajar herramientas de registro de producción convencionales (PLT) con el fin de determinar la distribución de la producción y la identificación de zonas barridas y posibles daños a nivel de yacimiento, conocer el Índice de Productividad por capa, determinar flujo cruzado entre las capas e identificar zonas no productoras. El PLT con sistema bypass ha sido tomado por primera vez en el campo Casabe, sin problemas de funcionamiento y con resultados claros relacionados con la distribución de producción de agua y petróleo que permite la toma de decisiones a corto plazo, tales como aislar zonas barridas, estimular zonas con daño u optimizar la inyección en zonas depletadas, adicionalmente permite comprender el comportamiento real de los pozos y del yacimiento, con la estrategia de manejo actual que ayudan a tomar decisiones a mediano plazo sobre la gestión de yacimiento y el desarrollo del campo.

¹ Monografía de Especialización

² Facultad de Ingeniería Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Especialización en Producción de Hidrocarburos. Director: M.Sc. Fernando Enrique Calvete González

SUMMARY

Title:

“ACQUISITION AND ANALYSIS PRODUCTION LOGS IN A FIELD WELLS MATURE WITH A HIGH COMPLEXITY RESERVOIR USING A Y-TOOL (BYPASS SYSTEM) FOR OPTIMIZATION OF PRODUCTION HYDROCARBONS”³

Author:

ELDER ENRIQUE NAVAS FLORIÁN⁴

Special Words:

Bypass System, Y-Tool, PLT, Production Log, Productivity index, IPR, Mature Oil Field.

Description:

Casabe has been under waterflooding for more than 30 years. The heterogeneities of the reservoir and the commingled injection implemented at the beginning of the waterflooding, resulted in early break through times. In 2007, selective injection was implemented allowing to inject separately in each layer and, therefore, to have injection distribution through Injection Logging Tools (ILT). However, producer wells are completed in commingled and with PCP or SRP systems, making difficult access the well to have any information about production distribution.

This paper presents the successful application of Slim ESP with bypass system installed in high water cut wells with 7” and 29/ft casing, to run conventional production logging tools to determine production distribution and to identify swept and damage zones, PI per layer, cross flow between layers and not producing zones. Production logging has been perform for the first time in Casabe field with a conventional PLT, with no operational problems and with clear results related to oil and water production distribution allowing making short term decisions such as isolating swept zones, stimulating damaged zones or optimizing injection in depleted zones, but also allowing to understand the real behavior of the wells and reservoir with the current completion strategy which help to make medium term decisions about reservoir management and field development.

³ Monograph of Specialization

⁴ Physiochemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering, Specialization in Production of Hydrocarbons.
Director: Msc. Fernando Enrique Calvete González

INTRODUCCION

El Campo Casabe es un campo que presenta inyección de agua desde la década de los 80's como mecanismo de mantenimiento de presión y método de producción. El modelo de inyección del campo es de 5 puntos. Actualmente el campo presenta aproximadamente 330 pozos productores y 350 pozos inyectoros. El 99% de estos pozos inyectoros son sartas selectivas, y el 1% de estos pozos son convencionales. Para el caso de los pozos productores, aproximadamente el 70% de los pozos son PCP, el 23% son SRP y el resto está entre ESP, ESPCP y Flujo Natural.

Actualmente la mayoría de los pozos inyectoros, inyectan agua en todas las arenas del Campo: A1, A2, B1, B2 y C al mismo tiempo, a pesar de haber inyección selectiva con el fin de controlar la Eficiencia Vertical, de igual manera los pozos productores están completados en todas las arenas lo que hace muy difícil tener información de la distribución de la producción por capas. Con más de 30 años inyectando agua en commingled, el corte de agua en los pozos productores ha aumentado. El yacimiento del Campo Casabe es un yacimiento muy heterogéneo en cuanto a propiedades petrofísicas, las arenas van desde arenas masivas hasta unidades muy pequeñas continuas con algunas intercalaciones de arcillas. Son arenas friables con presencia de sedimentos de tamaño muy fino, cambios laterales y verticales de permeabilidades y alta presencia de fallas geológicas.

Desde el punto de vista operativo durante el desarrollo del campo se han presentado eventos como la alta producción de arena en los pozos, canalización desde los pozos inyectoros hasta los pozos productores generando influjos, desbalance en los patrones de inyección, jeteos, presurización de zonas, etc., adicionalmente se ha presentado con una alta frecuencia los colapsos en los revestimiento de producción de 7" haciendo que el tiempo de vida útil de los pozos disminuya, sin embargo, uno de los factores más importantes y que se debe controlar es el incremento del corte de agua en los pozos que hacen que la producción neta de hidrocarburos disminuya. Este punto hace necesario conocer el perfil de producción de los pozos ya que esta información ayudará a encontrar la zona o zonas que están en agua para poder aislar las mismas desde el patrón de inyección o si es necesario tomar acciones en el pozo productor, así como también evidenciar si las reservas en algunas zonas (capas) se están extrayendo o no, y si estas zonas no están fluyendo por algún motivo (daño, draw down, falta de soporte de inyección o flujo cruzado). Con esta información conocida a lo largo y ancho del campo, se podrán tomar decisiones a corto y mediano plazo con el fin

de hacer un mejor gerenciamiento del yacimiento y optimizar desarrollo de la producción del campo.

Teniendo en cuenta lo anterior se hizo necesario plantear una alternativa o estrategia con el fin de adquirir y analizar perfiles de producción en los pozos del campo Casabe para optimizar su producción de hidrocarburos, disminuir la producción, manejo y disposición de aguas de producción y por ende disminuir costos e impactos al medio ambiente.

Para el desarrollo de este trabajo inicialmente se estudió toda la problemática del campo Casabe desde el punto de vista operativo y de manejo del yacimiento, con esta información se identificaron una serie de pozos con alto corte de agua a los que necesariamente se les debía aislar estas arenas o capas.

A esos pozos identificados se les realiza la revisión de los estados mecánicos e índice de falla, con el fin de escoger los pozos con menor riesgo operativo a la hora de bajar la Y-TOOL, ya que el espacio anular entre esta herramienta y el revestimiento de producción de 7" que tienen esos pozos es muy pequeño, de 0.0079" o 5/64avos de pulgada. De esta revisión se seleccionaron 42 posibles candidatos en el Campo Casabe y 5 posibles candidatos en el campo Casabe Sur.

Con los candidatos ya seleccionados se realizó un Ranking donde se consideró el estado mecánico, la producción de líquidos, de aceite y de agua, el índice de falla del pozo, tener un patrón de inyección regular, el área en el campo en el que se encuentra el pozo, y la información disponible del pozo (registros, información petrofísica, balance volumétrico del patrón, etc.). Con este Ranking se programó la intervención de los pozos para la toma de los registros de producción. Para efectos de este estudio se tomará el desarrollo de la aplicación de esta alternativa en el pozo Casabe-1115D.

Se intervino el pozo Casabe-1115D, al cual se le retiró la BES que tenía instalada y se instaló la Y-TOOL con una BES tipo Slim. Se realizaron pruebas de sello en la Y-TOOL, y se tomó un registro PBU (Pressure Build Up), con el cual se determinó que existía una canalización en el pozo, adicionalmente se tomó un gradiente dinámico de presión, y con la información de estas 2 pruebas se ajustó las correlaciones a utilizar para simular las condiciones de flujo en el pozo.

Dada la información de presión de yacimiento, posible daño, y el gradiente de presión dinámico, se realizó la toma del PLT-SIP a 3 tasas de producción, 494

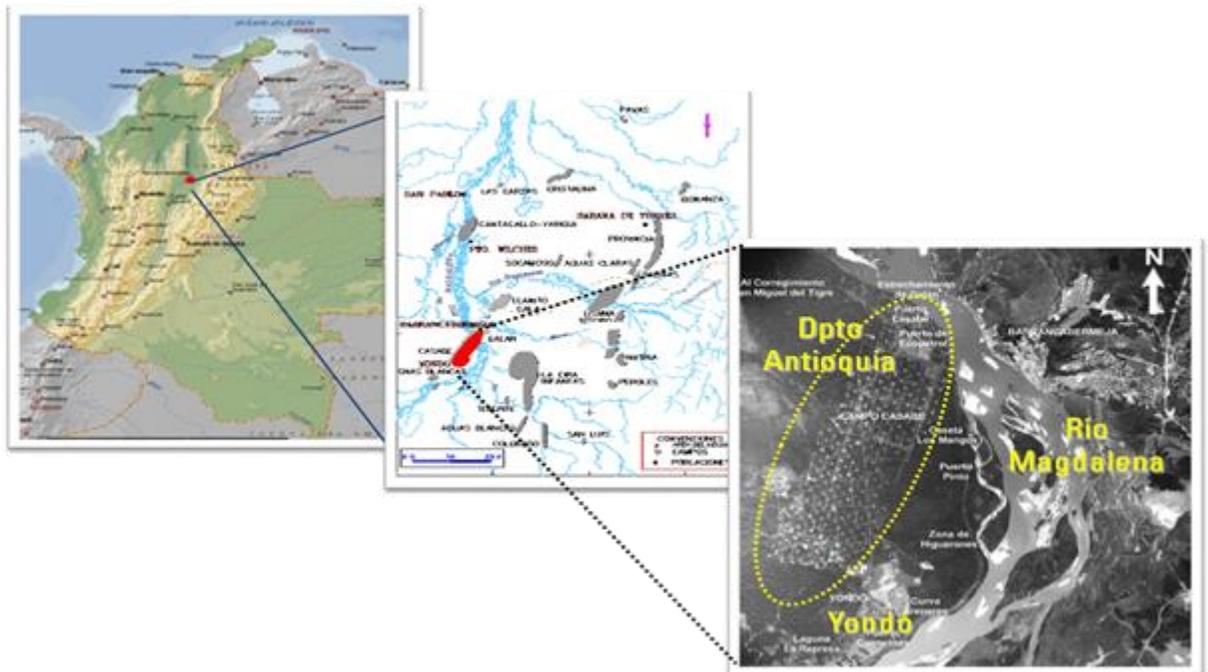
BOPD, 880 BOPD, y 1694 BOPD. Con estas 3 tasas y con la información de la presión del yacimiento llevada a cada capa, se calculó el IP por cada capa o arena. Con el PLT-SIP corrido se identificó la arena que esta con mayor producción de agua y con un análisis nodal se pudo simular las condiciones del pozo en 3 escenarios, donde se recomendó finalmente aislar la arena A3 en el pozo. Con esta recomendación se pasó de producir 1700 BLPD y 70 BOPD con un corte de agua del 96%, a producir 800 BFPD en promedio y 140 BOPD con un corte de agua cercano al 82%.

1. REVISIÓN DE LA PROBLEMÁTICA PARA LA TOMA DE PLT EN UN CAMPO MADURO Y SELECCIÓN DE CANDIDATOS.

1.1 INFORMACIÓN GENERAL DEL CAMPO CASABE.

El Campo Casabe está localizado geográficamente en el Municipio de Yondó (Departamento de Antioquia), sobre la margen occidental del Río Magdalena, frente a la ciudad de Barrancabermeja (Departamento de Santander), en la parte central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Figura 1. Se encuentra limitado al Este por el Río Magdalena, al Oeste por la vereda El Cóndor, al Norte por la vereda San Miguel del Tigre y el Río Magdalena y al Sur por el Municipio de Yondó, donde se encuentran las instalaciones para su manejo operativo. El área Campo Casabe presenta una extensión aproximada de 280 kilómetros cuadrados incluyendo al Campo Casabe Sur y el Campo Peñas Blancas, localizados al Sur.

Figura 1. Ubicación geográfica del Campo Casabe.

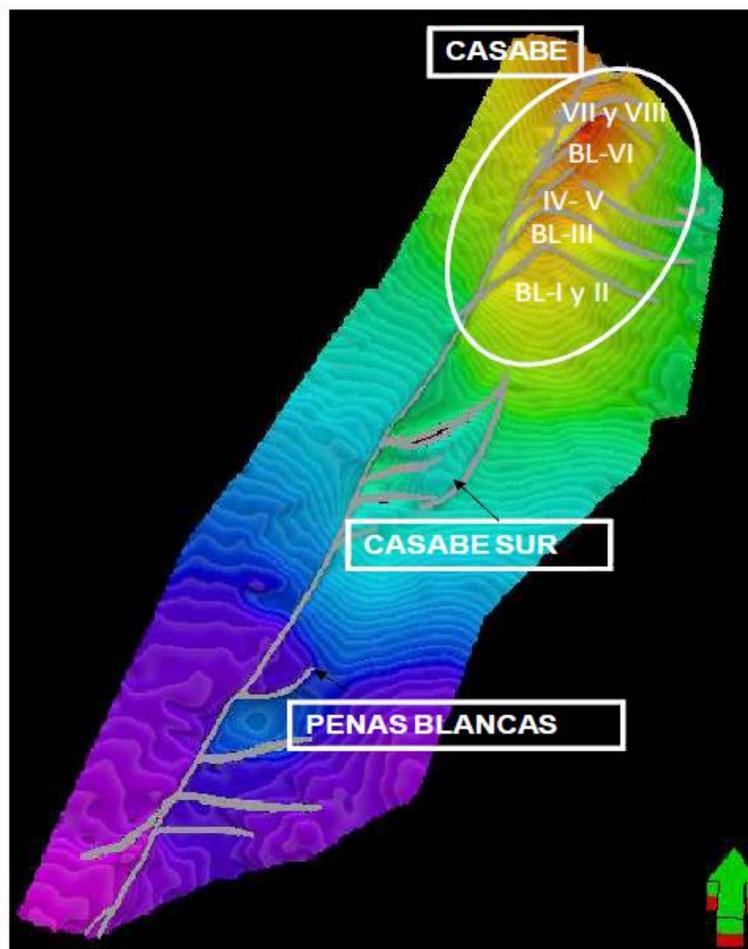


Fuente. Tomado del artículo técnico TEC-263 de ACIPET.

Operativamente el Campo Casabe está dividido en ocho bloques, Figura 2, estando el Bloque I localizado en el extremo sur y el Bloque VIII al extremo norte. Adicionalmente, al sur del Campo Casabe, se encuentra el campo Casabe Sur a cinco Kilómetros, recientemente descubierto a través de los resultados de la sísmica, y el Campo Peñas Blancas, con un menor desarrollo, a unos siete kilómetros.

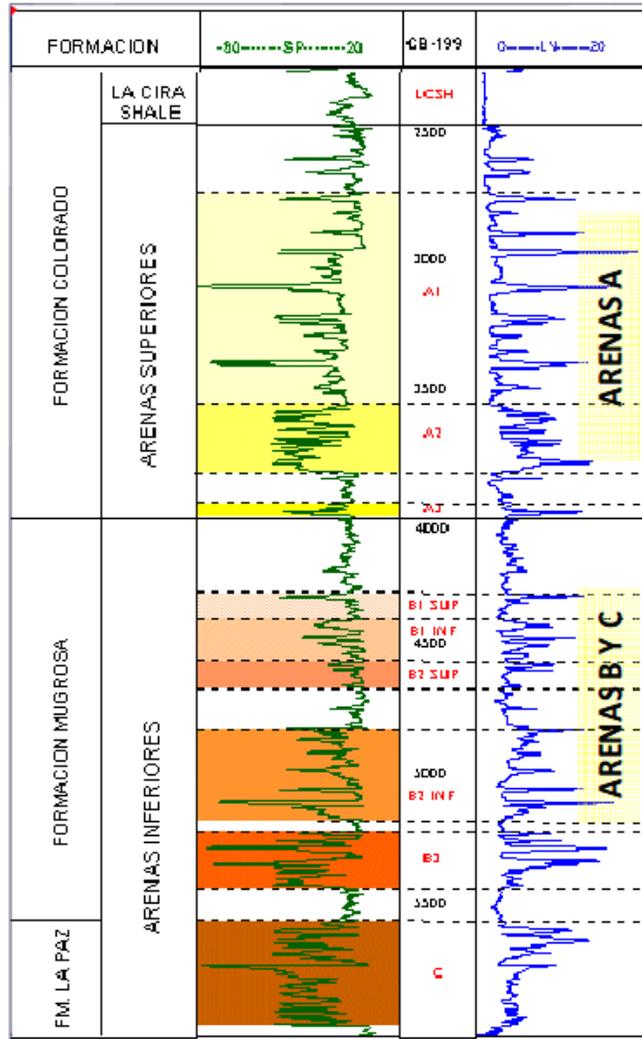
Las zonas productoras en el campo Casabe corresponden a las unidades arenosas presentes en las Formación Colorado, arenas A, Formación Mugrosa, arenas B, y en la Formación La Paz, arenas C. La columna estratigráfica, Figura 3, muestra las formaciones y las arenas correspondientes.

Figura 2. Mapa Estructural Campo Casabe



Fuente. Artículo técnico de ACIPET, Estrategia de completamiento de pozos en un campo maduro con inyección de agua, 2011.

Figura 3. Columna Estratigráfica Casabe.



Fuente. Artículo técnico de ACIPET, Estrategia de completamiento de pozos en un campo maduro con inyección de agua, 2011.

Actualmente la toma de registros de producción en el Campo Casabe es muy compleja por toda la problemática que presenta el campo a nivel de yacimiento, entre las complejidades del Campo Casabe se encuentran las siguientes:

- a. **Producción de Arena.** El campo Casabe se caracteriza por presentar una alta producción de arena de grano fino, debido a que sus arenas son poco consolidadas y adicionalmente están sujetas a inyección de agua. A mediados de los años 80 se llevó a cabo una campaña de control de arena con la instalación de Liner ranurado empaquetados con grava en los pozos

productores, sin embargo no fue exitosa, posteriormente se optó, después de muchos estudios y análisis manejar o producir la arena. Actualmente se han implementado varias tecnologías o técnicas para minimizar la producción de arena y manejar o producir la que se produzca.

- b. Heterogeneidad del Yacimiento.** El campo Casabe presenta una alta variedad en sus propiedades petrofísicas (permeabilidades, porosidades, saturaciones), así como diferencias en la continuidad de sus arenas, diferencia de presiones a nivel de wellbore y a nivel areal, que hacen muy complejo el seguimiento de patrones en una misma área. Se encuentran pozos productores que presentan afectación por pozos de segunda y hasta tercera línea de inyección, zonas compartimentalizadas que no reciben soporte de inyección de pozos vecinos, etc. Esta variación a nivel de yacimiento es toda una incertidumbre que incluso va cambiando con el tiempo debido al proceso de inyección de agua.
- c. Presencia de Fallas Geológicas.** El campo Casabe es un campo que estructuralmente es muy fallado a nivel de todas las arenas, donde se presentan fallas que dividen el campo en bloques y dentro cada bloque existen fallas secundarias que diferencian las características del yacimiento de un área a otra.
- d. Canalización de Fluidos.** Presencia de canales preferenciales por los cuales circula el agua de inyección generando producciones altas de agua en los pozos. Recirculación de agua de inyección.
- e. Zonas Presurizadas.** Corresponde a arenas o capas en las que se ha recibido por mucho tiempo inyección de agua de manera convencional y donde los pozos productores quedan fluyendo naturalmente, o en el caso de los pozos inyectoras, quedan con bajo índice de inyectividad.
- f. Pinchamiento de las Arenas.** Las arenas no son continuas lateralmente, y pueden generar puntos en el yacimiento donde se inyecte agua pero no haya correlación de estas arenas entre los pozos productores e inyectoras.
- g. Colapsos y/o restricciones.** Por la dinámica del campo Casabe en inyección de agua, los colapsos y las restricciones se han aumentado sustancialmente en los últimos 20 años, donde se ha evidenciado pozos que presentan restricciones o colapsos con menos de 5 años de perforados y completados. Esta problemática es de las más graves del campo, ya que muchos pozos se han tenido que abandonar a causa de colapsos que han dejado pescados o han generado rotura del revestimiento, sin poder continuar con su etapa de producción.

- h. Influjos.** Con la inyección de agua a través de sartas selectivas desde el año 2007, se incrementó adicionalmente la presencia de pozos que fluyen agua por arenas específicas, debido generalmente a daños en las válvulas reguladoras de flujo de los pozos inyectoros haciendo que se produzca un sobre caudal de inyección por unos pocos pies de una arena, incrementando el índice de inyectividad en esa arena.
- i. Jeteos.** Generalmente van de la mano con los influjos y esta problemática corresponde a que adicionalmente al sobre caudal de inyección por una arena específica, varios de los perforados de este intervalo cañoneado están tapados, generando una salida abrupta con una alta presión por un solo orificio del perforado, impactando en la tubería de producción de los pozos o en su defecto en el mismo revestimiento, generando posteriormente un roto en el tubing o en el pozo.
- j. Desbalance del sistema Producción – Inyección.** Esta problemática corresponde al Surveillance que debe tener cada pozo y su patrón de inyección. Generalmente cuando pozos productores quedan No Bombea, es indispensable realizar un balance en el sistema producción-inyección del patrón, sin embargo, hay que tener un buen modelo estático y dinámico del yacimiento para poder tomar decisiones acertadas que no impacten negativamente en la producción de hidrocarburos del campo, pero que tampoco generen daño a nivel del wellbore de cada pozo.

Por todo lo anterior, la toma de un registro de producción donde se pueda identificar el perfil de producción de un pozo y cuantificar el caudal de aceite y de agua producida y la arena o capa por donde se produce es uno de los retos más grandes que hay en un campo maduro como el campo Casabe.

El campo Casabe ha estado bajo inyección de agua durante más de 30 años (inició la inyección de agua en 1985), sin embargo su periodo de producción primaria fue cerca de 40 años, donde alcanzó un pico de producción cercano a las 47.000 BOPD en 1954, con un corte de agua alrededor del 3%. Posteriormente inició el descenso en la producción de aceite y el corte de agua comenzó a aumentar, adicionalmente la presión del yacimiento comenzó a disminuir, de tal manera que era necesario tener un mecanismo de restauración de la presión y a su vez que ayudara a barrer todo el hidrocarburo posible en el yacimiento.

Se realizó un piloto de inyección de agua en los años 1979-1980 que posteriormente se extrapoló a todas las áreas del campo Casabe. Durante este tiempo, la producción de aceite era cercana a las 5.000 BOPD y con un corte de agua para ese entonces del 66%.

Las heterogeneidades del yacimiento y la inyección multicapa (inyección convencional en todas las arenas: 26 en total) implementada a principios de la

inyección de agua, dieron lugar a que la irrupción del agua de inyección ocurriera mucho más antes de lo esperado. Con la irrupción del agua inyectada se aumentaron los problemas de arenamiento frecuentes que recomendaron en su momento la utilización de un sistema de control de arena, optando por la instalación de empaquetamiento con grava en los pozos productores.

Con este sistema se vio afectada en muchos pozos el índice de productividad de los mismos llevando los pozos a tener producciones por debajo de su límite económico. Muchos de estos pozos se perdieron, quedando el campo con muchos patrones de inyección con puntos de No drenaje. Con esta etapa de recuperación secundaria por inyección de agua, se logró llegar a valores de producción cercanos a los 13.000 BOPD hacia el inicio de la década de los 90's, sin embargo

A raíz de esta situación, y los precios del crudo para el año 2004, se realizó la alianza estratégica entre Ecopetrol S.A. y Schlumberger, llamada la Alianza Casabe. Durante el desarrollo inicial de este proyecto de recuperación de hidrocarburos, se empezó con el completamiento de patrones de 5 puntos de interés del campo con el fin de tener un aumento en la Eficiencia Areal del yacimiento, perforándose pozos productores, inyectoros y realizando campañas de Workover con recompletamiento de pozos y conversión de pozos productores a inyectoros.

En el 2007 se implementó la inyección selectiva, permitiendo inyectar por separado en cada capa y, por lo tanto, tener la distribución de inyección a través de herramientas de registro de inyección (ILT). Con esta estrategia tecnológica se incrementó la Eficiencia Vertical en el yacimiento aumentando la producción de aceite de 5.000 BOPD acerca a los 21.000 BOPD en 2012.

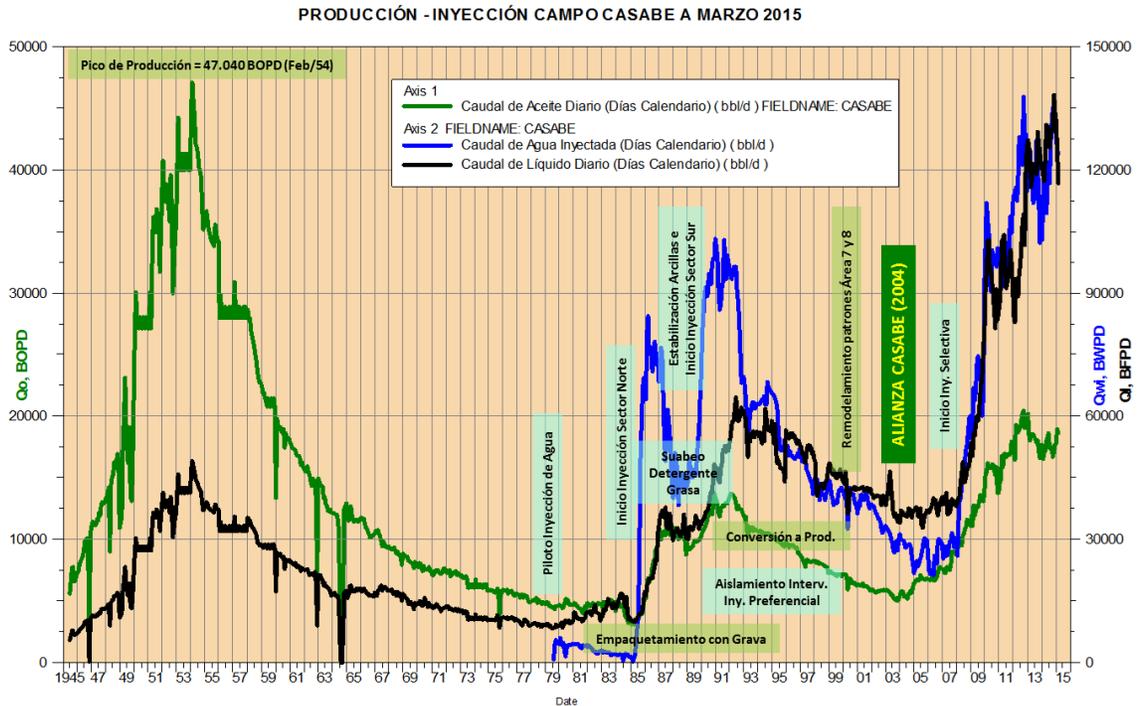
Paulatinamente como crecía la producción, también crecía la producción de agua inyectada, incrementando el corte de agua desde valores de 80%. Este aumento del agua producida impacta en el tratamiento de fluidos en superficie, producción de arena y problemas de presurización de algunas zonas e influjos a nivel de los pozos productores, lo que hace difícil poder tener balanceado el sistema producción-inyección a nivel de patrones de inyección.

A pesar de tener una selectividad en la inyección por arenas o capa en cada patrón, no sucedía lo mismo en los pozos productores ya que estos están completados en todas las arenas en conjunto (producción commingled) y tienen instalados equipos de levantamiento artificial tales como PCP, SRP, ESP y ESPCP haciendo difícil el acceso al pozo para tener alguna información acerca de la distribución de la producción.

En la fase actual del desarrollo del campo, la distribución de la producción es información clave para la gestión del gerenciamiento del yacimiento, para la toma de decisiones de optimización de producción, y para la planeación a corto y

mediano plazo de las actividades a realizar en el desarrollo del campo. Todo el detalle anterior se puede encontrar en la Figura 4.

Figura 4. Comportamiento histórico de Producción-Inyección del campo Casabe y principales hitos.



Fuente. El Autor.

Con base en lo descrito anteriormente se genera la problemática de buscar las alternativas que ayuden a discretizar un perfil de producción de los pozos productores con el fin de identificar que arenas están en agua y así poder tomar acciones que minimicen la producción de la misma y se pueda optimizar el sistema producción-inyección, de tal manera que se inyecte en las arenas donde hay más oportunidades de recuperación de hidrocarburos y se aumente el Factor de Recobro del campo.

1.2 SELECCIÓN DE CANDIDATOS

En esta etapa del desarrollo del proyecto es muy importante la selección de los mejores candidatos que garanticen el éxito de la intervención a los pozos, para ello se debe contar con información de contacto agua-aceite, geología estructural del campo, comportamiento histórico de producción y condición mecánica de los pozos.

Para la selección de los candidatos se revisaron proyectos que se han ido desarrollando con el tiempo como el aislamiento del agua de fondo de los pozos (Water Shut-Off), la correlación de registros eléctricos resistivos que han determinado los posibles contactos agua-aceite, los resultados de las operaciones de estimulación mecánica en pozos en diferentes áreas del campo, a diferentes arenas donde se ha evidenciado la presencia de agua, algunos PLT en pozos que quedan en flujo natural que han ayudado a actualizar el modelo estático y dinámico del yacimiento, y el seguimiento de los patrones de inyección así como el balance del sistema producción-inyección de cada bloque. Cada una de estas actividades junto con la revisión del estado mecánico de los pozos fueron los insumos de la información necesaria para escoger los candidatos a instalar el sistema de bypass (Y-TOOL).

Los candidatos se seleccionaron bajo los siguientes criterios:

1. – Pozos productores que produzcan bajo porcentaje de sedimentos o arena.
2. – Pozos productores que tengan problemas de alto volúmenes de agua (alto BSW, por encima del 90%) o alta producción bruta más de 1000 BFPD.
3. – Pozos productores que no tengan problemas de Colapsos graves que impidan la bajada de la Y-TOOL.

Teniendo en cuenta estos criterios se analizaron los aproximadamente 250 pozos productores del Campo Casabe, de los cuales quedaron como candidatos preliminares:

1. 42 pozos en el campo Casabe.
2. 5 pozos en el campo Casabe Sur.

De estos posibles candidatos se realizó una ponderación de acuerdo a los criterios descritos anteriormente y se seleccionó un primer piloto para realizar 5 pozos en el campo Casabe y 2 pozos en el campo Casabe Sur, ver Figura 5. Entre estos candidatos está el pozo Casabe-1115D, el cual es el pozo de interés para el desarrollo de este proyecto.

Figura 5. Tabla de pozos seleccionados como candidatos a instalar Y-TOOL para toma de PLT.

ORDEN DE INTERVENCIÓN	POZO	BLOQUE	Bruto	BSW	Neto	Historico Alto % Sedimentos?	OBSERVACION
1	1191D	7	1100	90%	110	NO	PRIMERA OPCIÓN POR ZONA DONDE ESTA UBICADA, CONDICIONES MECANICAS Y DE EXTRACCIÓN DEL POZO.
2	1006	3	700	90%	70	NO	Colapso a 4664' (arenas B2e) menor a 5-15/16"
3	1115D	7	1900	96%	76	SI	DE LOS PRINCIPALES CANDIDATOS POR LA ZONA Y PORQUE SE CREE QUE LOS INTERVALOS DE B ESTAN APORTANDO AGUA DE FORMACIÓN, CANDIDATO PARA WATER SHUT-OFF. MANEJA ALTO CAUDAL
4	1198	1	950	82%	171	NO	BBA entre perforados y con nivel muy cerca a perforados. Sera difícil llegar a punto de operacion actual. a tasa operativa. E sta viniendose en agua NO se sabe porque. El pozo NO se comporta segun potencial.
5	1140D	6	1350	90%	135	NO	ES LA SEGUNDA OPCIÓN PARA EL BLOQUE VI, ALTO POTENCIAL DE LIQUIDO Y ALTO BSW
6	CBES17	3					
7	CBES27	4					

Fuente. El Autor.

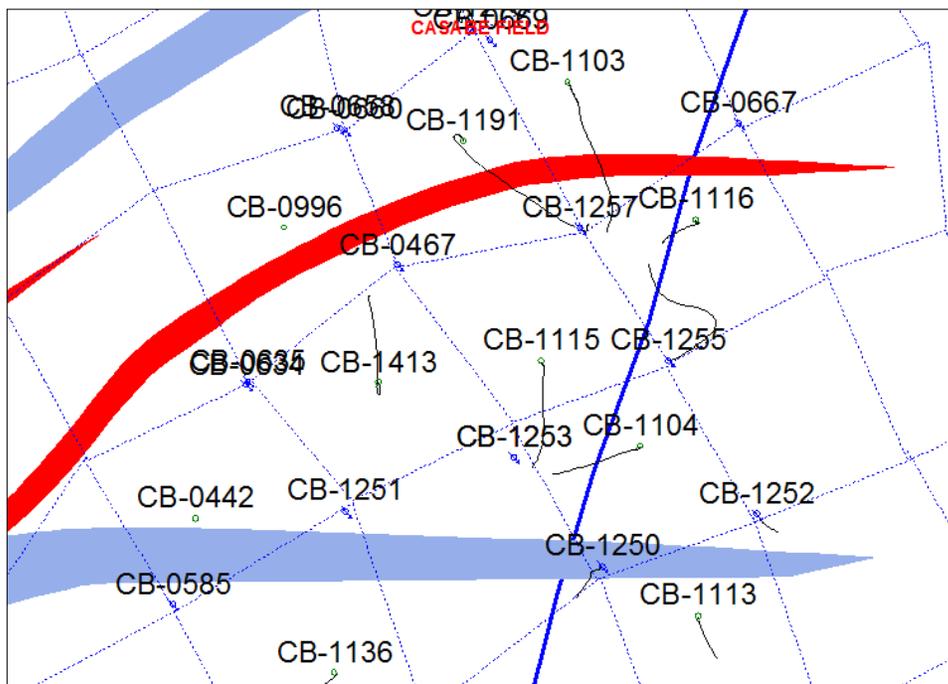
2. INSTALACIÓN DE Y-TOOL Y TOMA DEL PBU Y GRADIENTE DINÁMICO PREVIO A LA TOMA DEL PLT.

Después de haber seleccionado los pozos candidatos se planea la intervención de los pozos con su respectivo AFE (Authorization For Expenditures). Para la realización de este proyecto, se mostrará la manera como se desarrolló el mismo en el pozo Casabe-1115D (pozo piloto).

2.1 UBICACIÓN

El pozo Casabe-1115D está ubicado en el Bloque VII del Campo Casabe, ver Figura 6. Fue perforado en mayo del 2009 desviado tipo S con un ángulo máximo de severidad en el pozo de 2.22 grados/100 pies alcanzado a 1082 pies MD. La profundidad total alcanzada en el Casabe-1115D fue 5343 pies MD, 5305 pies TVD, el zapato de 9-5/8" quedó a 456 pies, el zapato de 7" a 5336 pies MD y el collar flotador a 5291 pies MD.

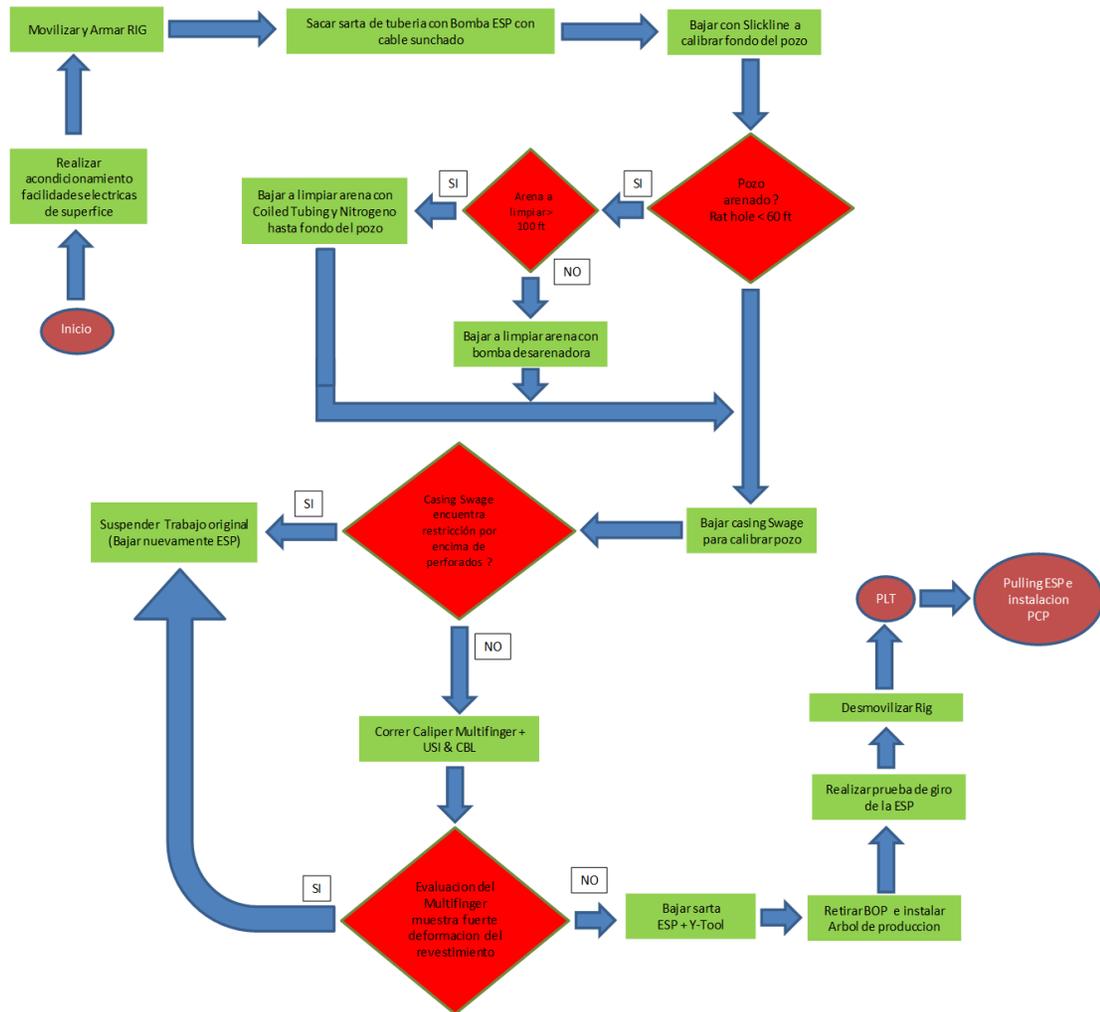
Figura 6. Ubicación del pozo Casabe-1115D y su patrón de inyección.



Fuente. El Autor.

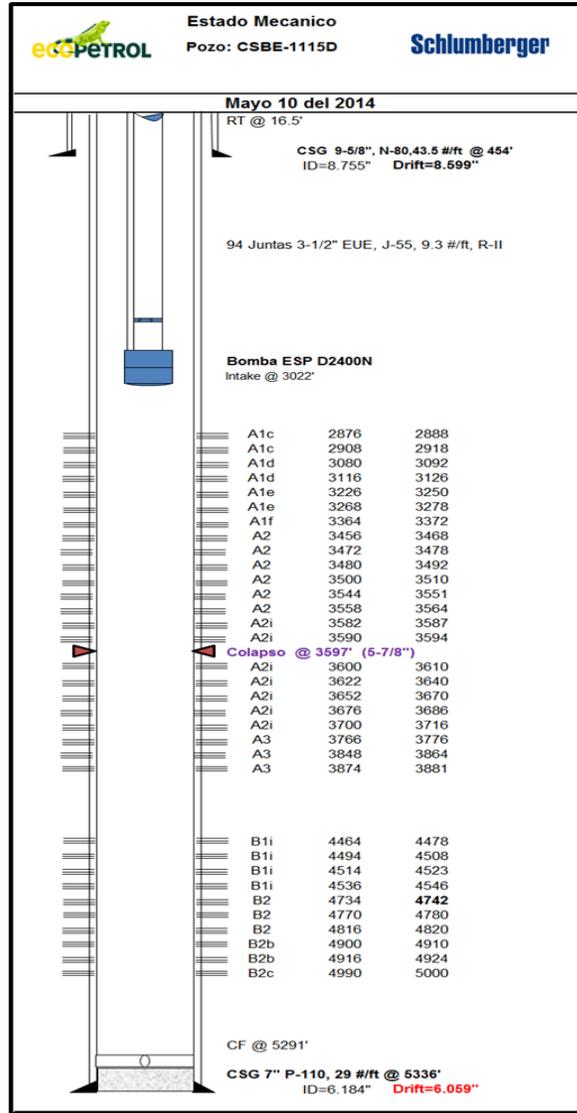
Para poder correr el PLT en el pozo Casabe-1115D, pozo que no fluye naturalmente, fue necesario realizar un cambio en su configuración mecánica, ya que tenía un sistema de levantamiento artificial con Bomba Electrosumergible (ESP) como el que se presenta en la Figura 8, por otra ESP Y-TOOL instalada como el que se presenta en la Figura 9. Para poder realizar este cambio fue necesario realizar un procedimiento de calibración y toma de registros con el fin de conocer la integridad mecánica del pozo.

Figura 7. Workflow para cambio de la ESP del Casabe-1115D por una ESP Y-TOOL.



Fuente. Reunión de preinicio de proyecto PLT Y-TOOL Alianza Casabe.

Figura 8. Estado mecánico inicial del Casabe-1115D con una ESP.



Fuente. Base de datos de estados mecánicos de pozos productores campo Casabe.

El pozo Casabe-1115D presenta abierta 10 arenas o capas, las cuales producen en commingled con variaciones en sus propiedades petrofísicas, saturaciones, espesores netos y presiones, lo que hace complejo conocer las condiciones de flujo de cada unidad o capa, pertenecientes a 2 formaciones, Colorado y Mugrosa, adicionalmente este pozo presenta una restricción a 3597 pies de 5-7/8". Esta condición mecánica es la que hace que sea todo un reto instalar la Y-TOOL, ya que esta tiene un diámetro externo de 5,98", diámetro muy cercano al drift del

revestimiento de producción de 7", el cual es de 6,059", y mayor a la restricción que presenta el pozo. Si durante la bajada de la herramienta Y-TOOL se presenta alguna falla o situación operativa que no permita sacar la herramienta del pozo, llevarla hasta el fondo del pozo no va a ser posible por la restricción a 3597 pies, lo que implicaría que el pozo se perdería porque no se puede bajar posteriormente una bomba, este es el mayor riesgo de realizar esta operación.

Figura 9. Estado mecánico del Casabe-1115D con una ESP Y-TOOL para toma del PLT.



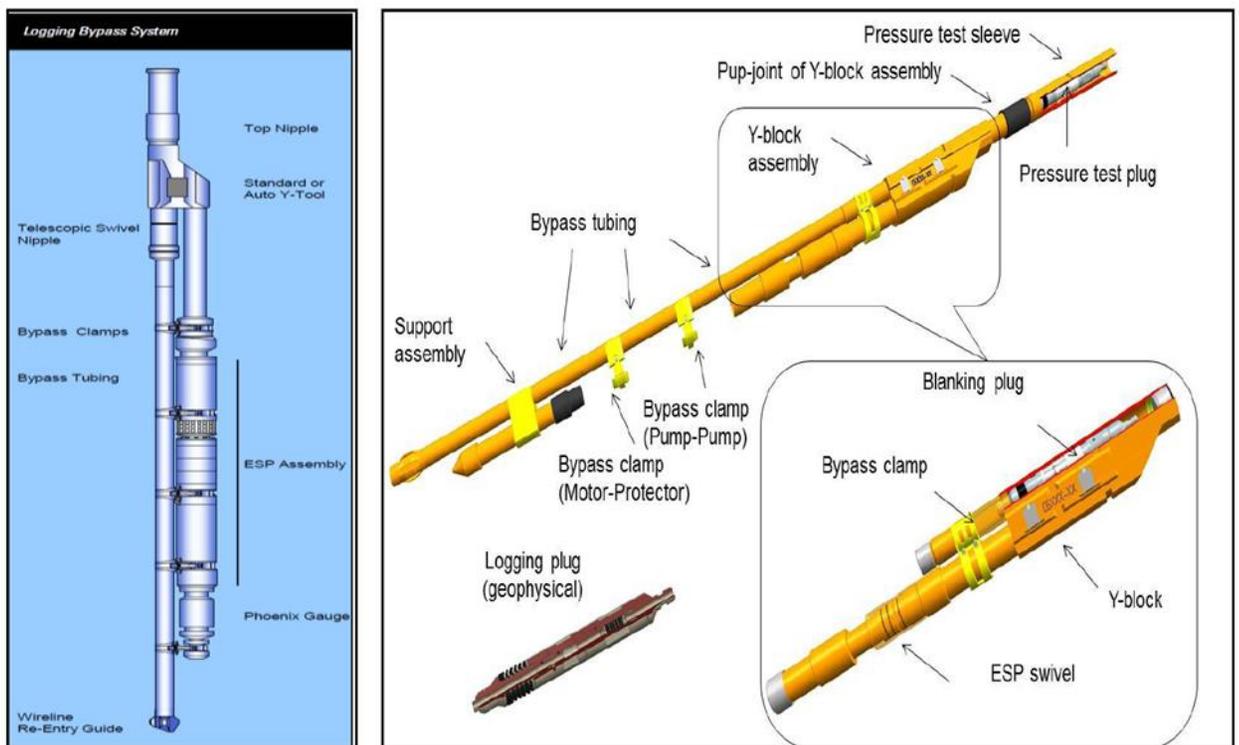
Fuente. Base de datos de estados mecánicos de pozos productores campo Casabe.

En la Figura 7, se puede apreciar un Workflow para el cambio de la sarta del pozo Casabe-1115D para poder tomar un PLT.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO BYPASS

La Instalación del Sistema con bypass (Y-TOOL) permite un acceso al pozo para bajar cualquier registro o herramienta a través de la tubería bypass. En la Figura 10 se detalla el sistema Y-TOOL y cada una de sus partes. Durante el normal funcionamiento del pozo el blanking plug es puesto encima del bypass para evitar la recirculación de fluidos. Durante las Operaciones de registro el blanking plug se recupera y un logging plug se utiliza con el equipamiento del registro.

Figura 10. Sistema Y-TOOL y cada una de sus partes.



Fuente. Informe Reporte de cierre de tecnologías de la Alianza Casabe.

El sistema bypass ha sido utilizado comúnmente en revestimiento de 9-5/8" con suficiente espacio para insertar un equipo ESP y un sistema bypass (Y-TOOL). Sin embargo, debido a las necesidades de la perforación y la optimización de los

costos de completamiento, se ha vuelto más común y se necesitan equipos ESP para ser instalados en revestimiento de 7”.

2.3 SELECCIÓN DEL EQUIPO BYPASS

Hay diferentes opciones que pueden ser implementadas en revestimiento de 7” para instalar un sistema bypass y poder bajar un registro PLT, las opciones se determinan por el diámetro interno del revestimiento, la capacidad de la bomba necesaria y el diámetro de la herramienta de registro que se bajará.

Hay herramientas de registro de producción con diferentes diámetros: 1-11/16” (1,69”), 1-3/8” (1,375”) Y 1-1/2” (1,5”), y también hay muchas opciones para diámetros ESP que se ejecutan en revestimiento de 7” (desde 3,19” a 5,625”).

Los requisitos para las operaciones en el campo Casabe se resumen de la siguiente manera:

1. Tamaño del revestimiento 7”, 29 Lbs/pie (Drift 6,059”).
2. Tamaño del equipo PLT 1-11/16”, ya que esta herramienta permite ejecutar los sensores necesarios para entornos de alto corte de agua.
3. Caudales entre 800 BFPD a 1700 BFPD.
4. Alto corte de agua.

Basado en los requerimientos enumerados anteriormente fue seleccionada la mejor opción, la cual se puede observar en la Figura 11.

Figura 11. Selección del sistema Y-TOOL, para diferentes diámetros de revestimiento.

Casing OD, in	5¾	6 ⁵ / ₈	7	7	7	9 ⁵ / ₈
ESP series	319	338	319	338	362	535
Logging tool max OD, in	1.10	1.26	2.05	1.65	1.42	2.28
Max.flow rate, bpd	1575	1250	1575	1250	3125	6250
Bypass tube OD, in	1.65	1.77	2.56	2.12	1.89	2.76
Bypass tube ID, in	1.26	1.46	2.24	1.77	1.61	2.44
System OD with bypass system, in	4.88	5.63	5.98	6.02	5.98	8.46

Fuente. Paper SPE-173953-MS.

2.4 EQUIPO BYPASS INSTALADO

Tres pozos fueron seleccionados para ejecutar el trabajo de PLT con un sistema ESP Y-TOOL. Para cada uno, se analizaron también las condiciones para garantizar el diseño óptimo de completamiento, sin embargo para efectos de este trabajo solo se enfocará en el pozo Casabe-1115D.

El equipo de subsuelo instalado consistió en una (1) bomba ESP serie 319 con motor magnético permanente, un (1) sistema Y-TOOL con 2,24" x 89 pies y un (1) medidor de presión de fondo, como se muestra en la Figura 9. El equipo de superficie consiste de un (1) VSD 130 kva, 480 V, 69 Hz y un (1) Transformador (SUT) 150 kva.

2.4.1 Descripción de cada componente.

2.4.1.1 Bomba NB (1100-1800) H, CMP AR2 CR1 HSS 140STG. Bomba serie 319 (3,19" OD), esta bomba es del tipo SLIM y es adecuada para la aplicación Y-TOOL. Esta bomba es de alta eficiencia, buen manejo de sólidos y reducción

significativa del consumo de energía. Esta bomba presenta un manejo de fluidos con aproximadamente 1000 g/l de sólidos.

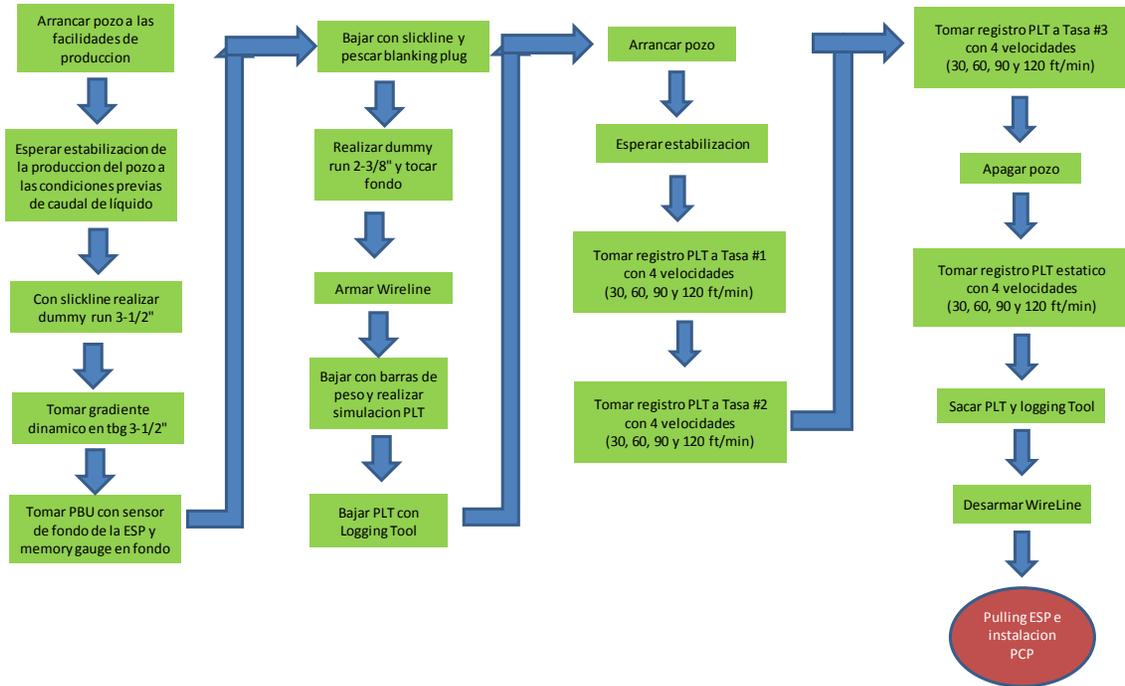
2.4.1.2 Motor magnético Permanente N319PM84 1490V 6000rpm SGL CR0 UHT. Motor magnético permanente (PMM) es un motor sincronizado. La técnica de fabricación del estator es similar a la del motor asíncrono. El rotor tiene magnetos permanentes hechos de aleaciones de elementos raros obligando alto nivel de inducción magnética. En un solo momento sólo dos fases son controlados por el sistema de vectores VSD. Este motor es establecido a 84 HP y puede ser conducido hasta 6000 RPM o 100 Hz.

2.4.1.3 Y-TOOL 7" 2,24" 89FT TIPO1 CR3. Sistema bypass (Y-TOOL) es una herramienta para permitir el acceso y el registro por debajo de un ESP sin efectuar un Workover. Es una excelente solución en caso de que se requiera configurar una bomba ESP en un pozo para aumentar la producción. El sistema bypass para revestimiento de 7", 89 pies de longitud y un taper seal de ID 0,236".

2.4.1.4 Protector N319MP, LSBSB, CR0, HT, STL. Estos protectores están diseñados para operar en fluidos que contienen asfáltenos. El protector modular tiene algunas características especiales que mejoran el rendimiento en pozos con fluidos altamente abrasivos. El nuevo diseño de la cabeza incorpora un sistema de separador de arena especial, el cual permite a las partículas de arena caer hacia un acumulador de arena.

A continuación se muestra un esquema, Figura 12, del desarrollo de las operaciones con la Y-TOOL para la toma de un gradiente dinámico, toma de un PBU y toma del PLT a tres caudales diferentes para tener suficiente información para evaluar el desempeño de cada capa, y así construir una curva IPR por capa y estimar las presiones de cada formación.

Figura 12. Workflow para operaciones con el PLT del Casabe-1115D utilizando una ESP Y-TOOL.



Fuente. Reunión de preinicio de proyecto PLT Y-TOOL Alianza Casabe.

2.5 DESARROLLO DE OPERACIONES CON PLT

2.5.1 Gradiente dinámico. Una vez el pozo estuvo estabilizado y previo a la toma de PLT se hizo una corrida de gradiente dinámico en la tubería de producción desde superficie cada 250 pies hasta 2200 pies con una duración por parada de 15 minutos.

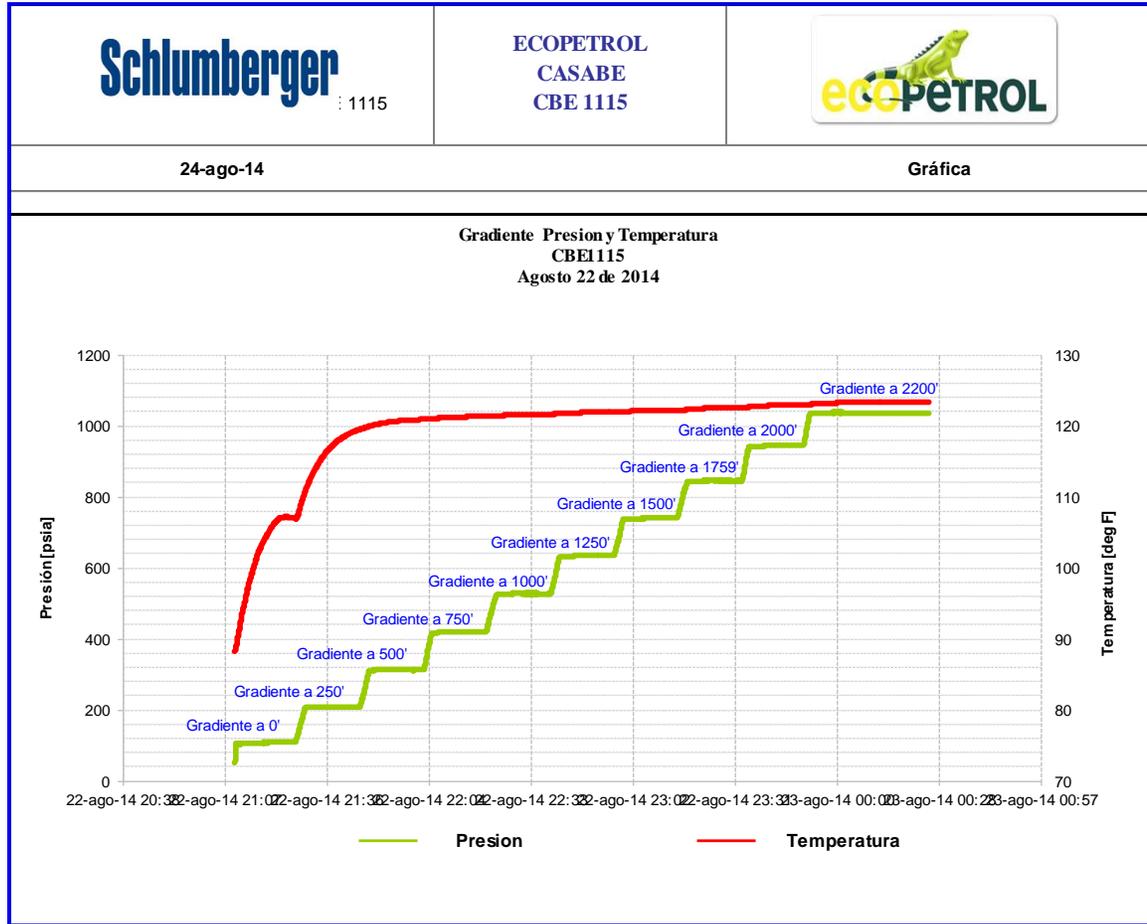
En la Tabla 1 se muestran los resultados del gradiente dinámico. En la Figura 13 se muestran los gráficos del comportamiento del gradiente dinámico.

Tabla 1. Datos obtenidos del Gradiente Dinámico en el Casabe-1115D.

		ECOPETROL CASABE CBE 1115				
24-ago-14				Gradiente		
<u>TABLA DE DATOS DEL GRADIENTE</u>						
GRADIENTE No.	TIEMPO Min	PROFUNDIDAD Ft	MHT307 Psia	GRADIENTE (psia/ft)	MHT307 °F	GRADIENTE (degF/ft)
1	15	0	109,67	0,391	106,60	0,038
2	15	250	207,39	0,423	116,20	0,018
3	15	500	313,15	0,421	120,80	0,002
4	15	750	418,44	0,435	121,20	0,002
5	15	1000	527,15	0,434	121,60	0,001
6	15	1250	635,64	0,421	121,80	0,001
7	15	1500	740,94	0,417	122,10	0,002
8	15	1750	845,23	0,396	122,50	0,002
9	15	2000	944,13	0,454	122,90	0,002
10	15	2200	1034,99	0,470	123,30	0,056

Fuente. Informe Reporte Datos Presiones de Fondo Casabe-1115D.

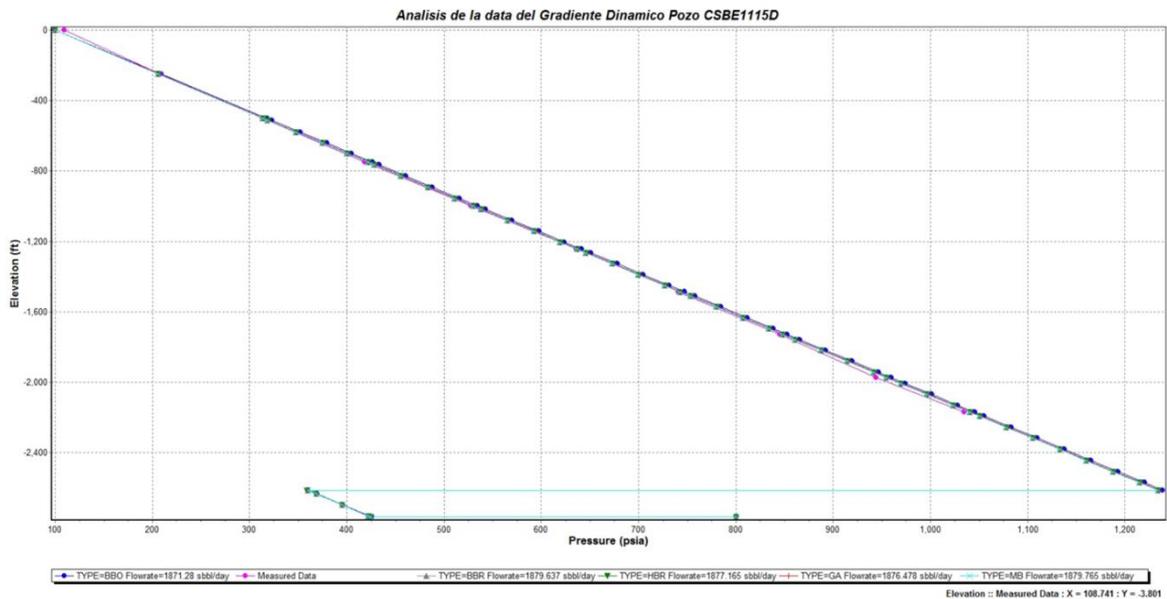
Figura 13. Comportamiento del Gradiente Dinámico en el Casabe-1115D.



Fuente. Informe Reporte Datos Presiones de Fondo Casabe-1115D.

La información del Gradiente dinámico, es utilizada para seleccionar la mejor correlación de flujo multifásico en tubería. Se elaboró un modelo del pozo en PIPESIM para ver cual se ajustaba mejor. El resultado dio que la mejor correlación es la de Hagedorn & Brown, cabe mencionar que otras correlaciones también mostraron muy buenos ajustes. Esto es debido al alto BSW que tiene el pozo y el fluido es prácticamente agua. En la Figura 14 se muestra este ajuste.

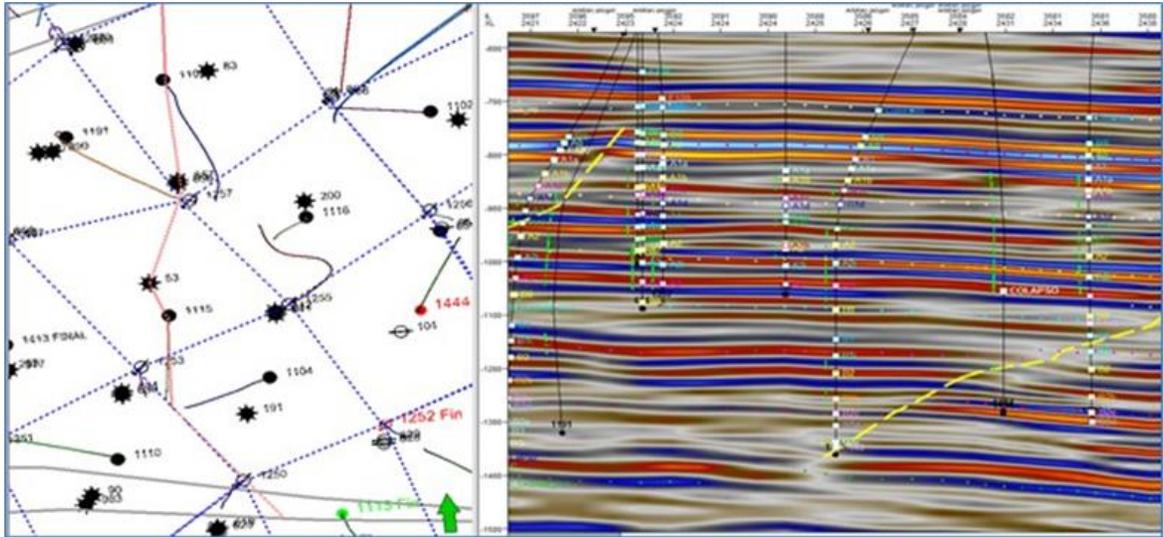
Figura 14. Comportamiento del Gradiente Dinámico en PIPESIM en el Casabe-1115D.



Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Prueba de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

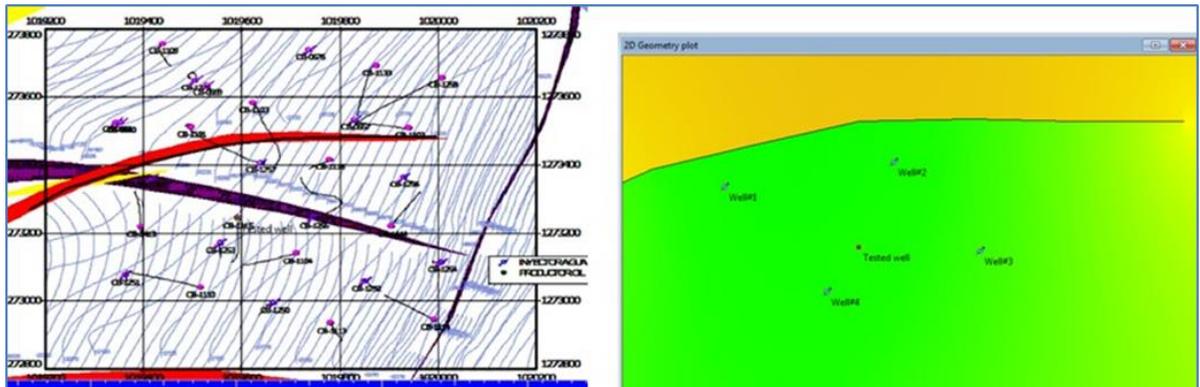
2.5.2 Diseño o simulación de la prueba de restauración de presión. Para el diseño y simulación de la prueba de restauración de presión se requirió de información petrofísica, datos de fallas o barreras de no flujo cercanas al pozo, información de datos PVT, presión estática de las formaciones en conjunto e información de geofísica proporcionada por Yacimientos, ver Figura 15.

Figura 15. Corte estructural Geofísico en el Casabe-1115D.



Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Prueba de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

Figura 16. Mapa estructural y simulación en Saphir–Kappa® en el Casabe-1115D.



Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Prueba de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

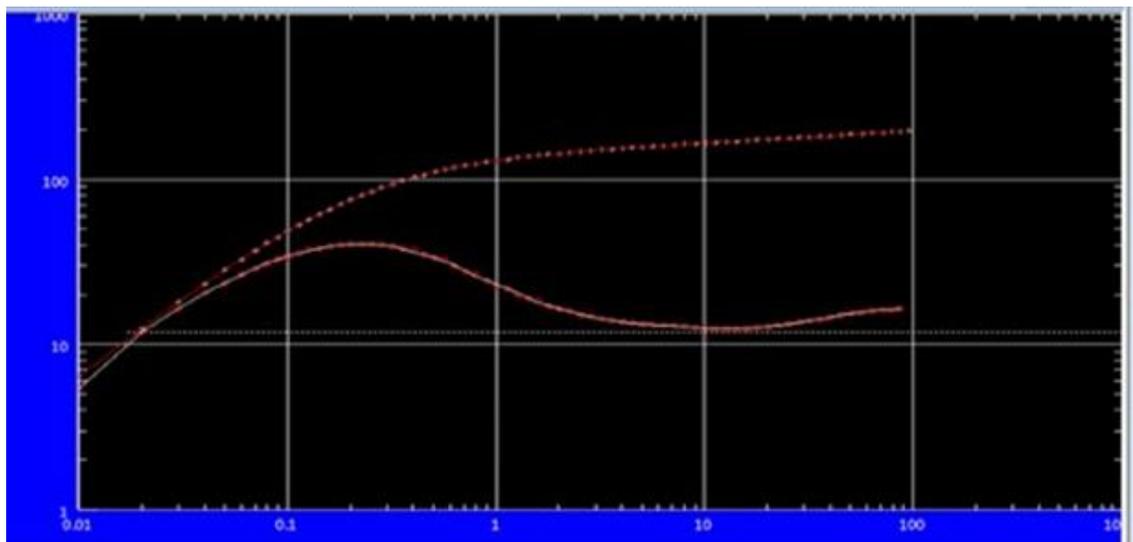
Existe una función dentro de Saphir-Kappa donde se puede realizar una simulación de la prueba TEST DESIGN, en el cual se pueden determinar los tiempos de almacenamiento (wellbore storage), flujo radial y posibles barreras de no flujo o soporte de presión, adicionalmente, si se tiene la estructura de la zona, Figura 16, se puede efectuar una simulación numérica. Se eligió el tipo de test

standard, tipo de fluido petróleo y agua (por los altos cortes de agua), y el análisis multilayer por tener 10 capas por analizar.

Se cargó la data de petrofísica y PVT (se eligió Dead oil) de las formaciones A y B, además de la presión y temperatura promedio de todas las formaciones del pozo. Una vez cargada la información de petrofísica y PVT, se carga la información de caudales de petróleo y agua de acuerdo al programa, donde incluye varias tazas y un tiempo de restauración de presión, ver Figura 17.

Finalmente, se ejecuta TEST DESIGN de Saphir-Kappa® en donde se carga la información específica de cada capa (skin, permeabilidad, espesor neto y porosidad), y un modelo del wellbore (constant wellbore storage). Por último se carga la información de las fallas para determinar mediante simulación numérica si se encontraría una barrera de no flujo, tomando en cuenta la estructura de la zona.

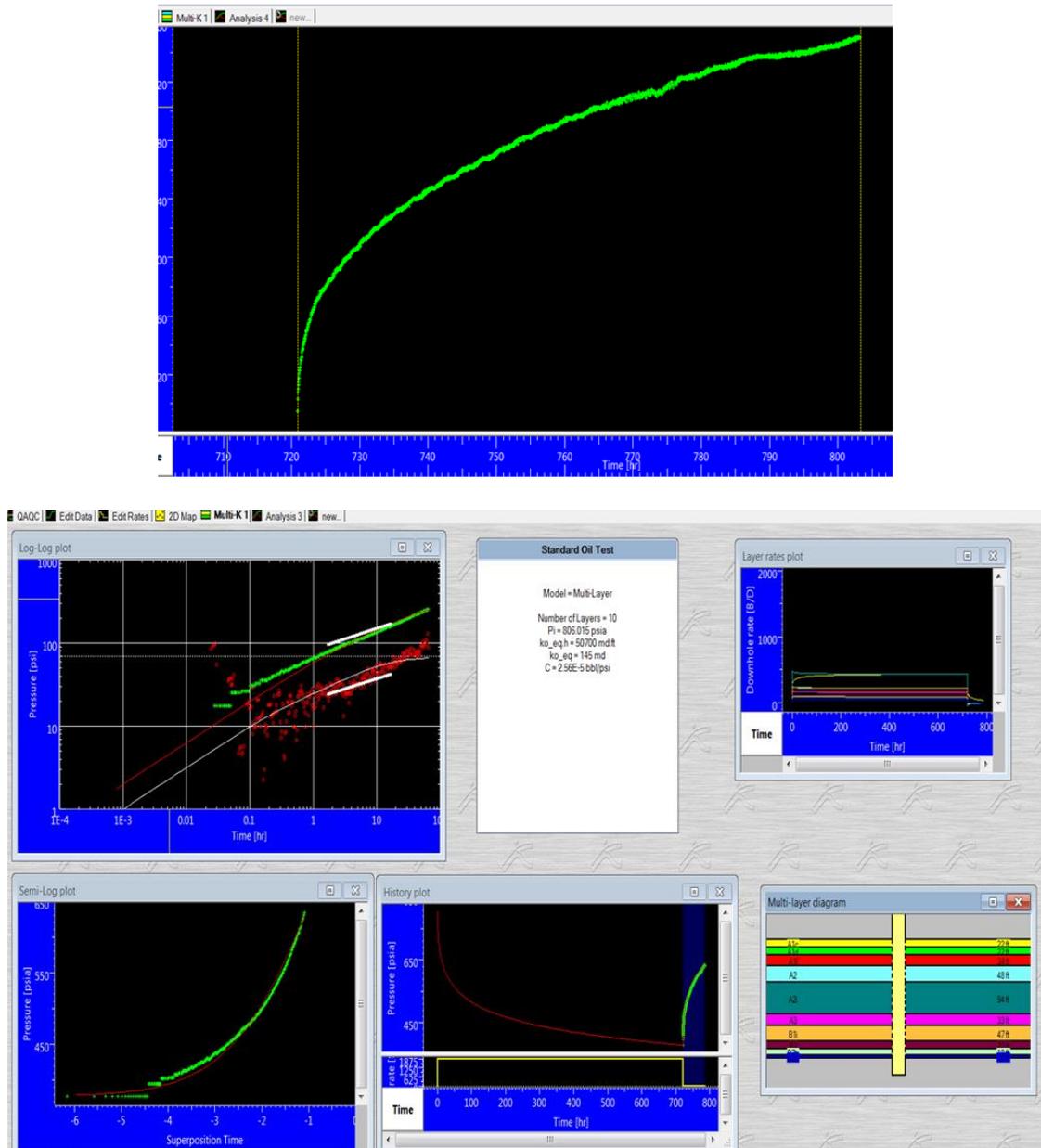
Figura 17. Simulación de prueba de restauración.



Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Prueba de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

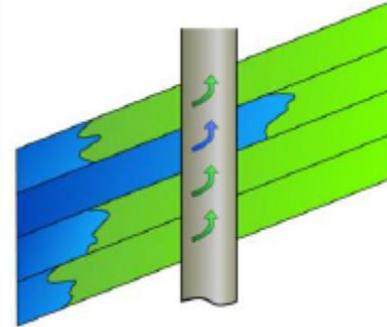
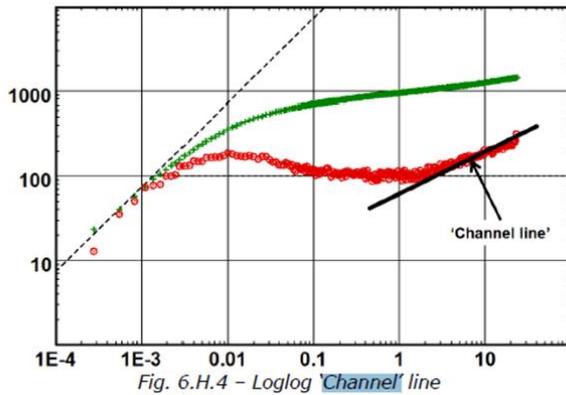
2.5.3 Prueba de restauración de presión. Los datos de tiempo, presión y temperatura registrados con el sensor de la bomba, fueron cargados en ECRIN versión 4.30.07 de la empresa KAPPA. El periodo de cierre fue de 3,43 días o 82,43 horas. El modelo que ajusto la data de presión fue el de yacimiento homogéneo multicapa, el modelo del pozo fue fracturado con conductividad infinita. En la Figura 18 se muestra la data de presión de la restauración, en la Figura 19 se muestra el análisis de la derivada en el modelo multicapa.

Figura 18. Data de restauración de la presión en el Casabe-1115D.



Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Prueba de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

Figura 19. Grafica LOG–LOG donde se muestra la derivada de la presión en el Casabe-1115D.



Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Pruebas de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

El resultado que muestra este análisis multicapa es de una presión de yacimiento de 806 psi, con una permeabilidad efectiva de todo el sistema de 145 md. El comportamiento de la derivada de la presión muestra un yacimiento fracturado de conductividad infinita.

De este análisis se puede inferir que existe una arena canalizada por donde se estaba produciendo la mayor cantidad de agua inyectada. Para corroborar esto es necesario correr el PLT multitasa donde se evidencie el perfil de producción por capa.

En la Figura 20 se muestran estos resultados los cuales fueron utilizados en la etapa del análisis nodal para determinar las verdaderas propiedades de cada capa

Figura 20. Resultados del ajuste del modelo en el Casabe-1115D.

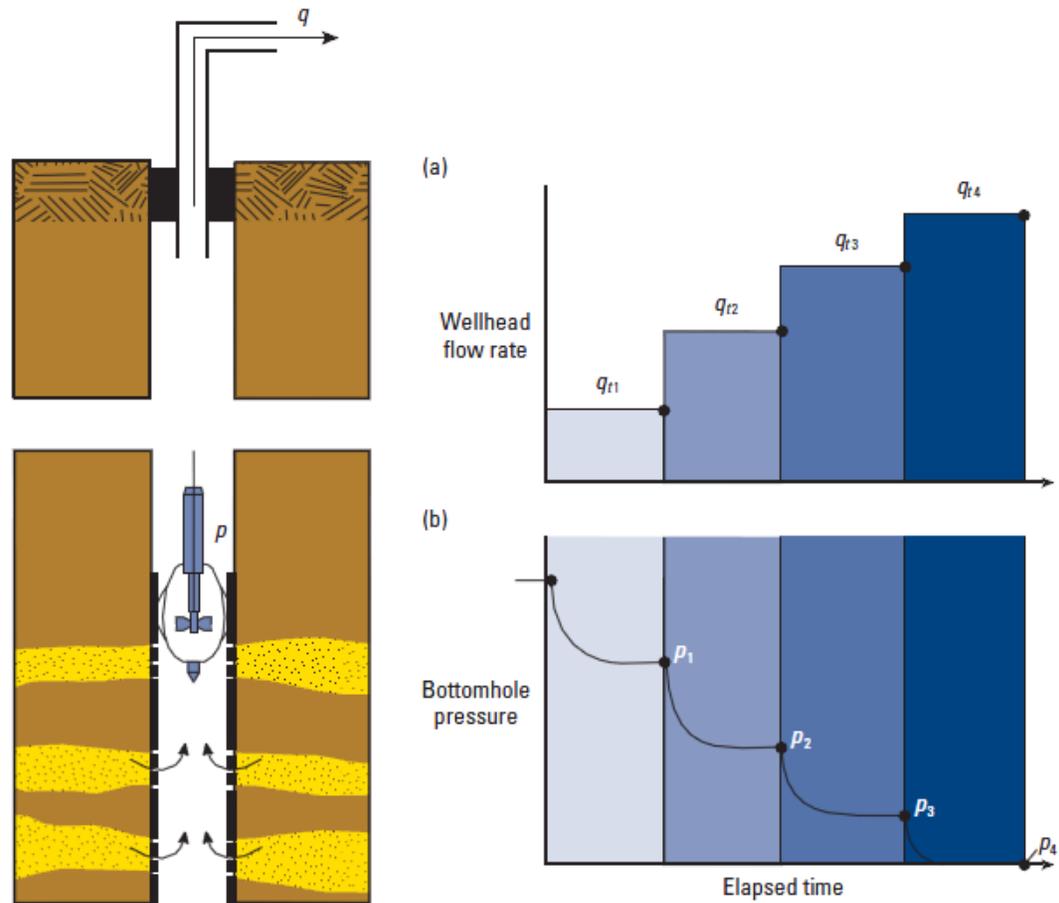
Parameter	Value	Unit
A1c		
Skin	-0.00471841	
Xf	175.946	ft
ko_eq	623.428	md
h	22	ft
Phi	0.2	
Re	No flow	4398.64 ft
A1d		
Skin	0	
Xf	175.946	ft
ko_eq	111.62	md
h	22	ft
Phi	0.2	
Re	No flow	4398.64 ft
A1f		
Skin	0	
Xf	175.946	ft
ko_eq	111.62	md
h	34	ft
Phi	0.2	
Re	No flow	4398.64 ft
A2		
Skin	0	
Xf	175.946	ft
ko_eq	111.62	md
h	48	ft
Phi	0.2	
Re	No flow	4398.64 ft
A2i		
Skin	0	
Xf	175.946	ft
ko_eq	111.62	md
h	94	ft
Phi	0.2	
Re	No flow	4398.64 ft
A3		
Skin	0	
Xf	175.946	ft
ko_eq	111.62	md
h	33	ft
Phi	0.2	
Re	No flow	4398.64 ft
Parameter	Value	Unit
B1i		
Skin	0	
Xf	175.946	ft
ko_eq	111.62	md
h	47	ft
Phi	0.2	
Re	No flow	4398.64 ft
B2		
Skin	0	
Xf	175.946	ft
ko_eq	111.62	md
h	22	ft
Phi	0.2	
Re	No flow	4398.64 ft
B2b		
Skin	0	
Xf	175.946	ft
ko_eq	111.62	md
h	18	ft
Phi	0.2	
Re	No flow	4398.64 ft
b2c		
Skin	0	
Xf	175.946	ft
ko_eq	111.62	md
h	10	ft
Phi	0.2	
Re	No flow	4398.64 ft

Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Prueba de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

3. TOMA DEL PLT-SIP Y ANÁLISIS DE DATOS.

Como se mencionó anteriormente, el PLT que se corrió en el pozo Casabe-1115D fue el de la técnica SIP (Selective Inflow performance), ver Figura 21, el cual permite determinar el índice de productividad del pozo ya que se corre a tres tasas de flujo diferentes y al utilizar los datos de la prueba de restauración de presión, se puede discretizar o inferir el daño y la permeabilidad efectiva de cada capa usando el PIPESIM o análisis nodal.

Figura 21. (a) Tasas de flujo durante el PLT SIP. (b) Cambios de la Pwf durante el PLT SIP.

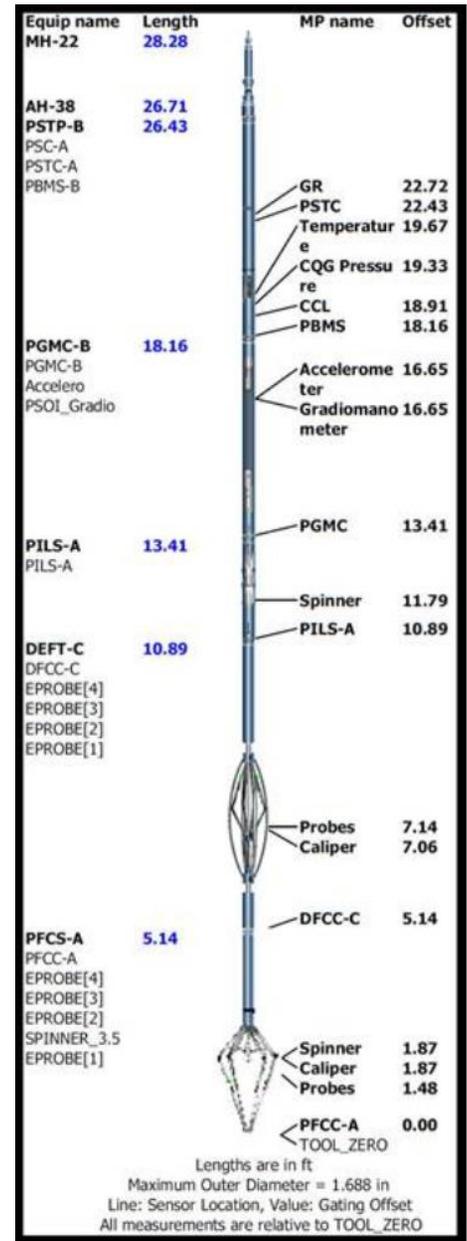


Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Prueba de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

3.1 DESCRIPCIÓN DE LA SARTA PLT.

Figura 22. (a) Tasas de flujo durante el PLT SIP. (b) Cambios de la Pwf durante el PLT SIP.

1. MH-22: Cabeza.
2. AH-38: Adaptador para cambio de diámetro.
3. EQF-38: Barra de peso.
4. PSTP-B: Cartucho de telemetría que contiene los siguientes sensores: Gamma Ray, CCL, Presión y Temperatura.
5. PGMC-A: Calcula la densidad de la mezcla por presiones diferenciales.
6. DEFT-C: Contiene probetas eléctricas para el cálculo del Water Hold Up y así diferenciar entre ACEITE - AGUA.
7. PFCS-A: Contiene 4 sensores: Caliper XY (Diámetro del revestimiento), Spinner (Velocidad y flujo de mezcla), Probetas Eléctricas (Cálculo de Water Hold Up que permite diferenciar ACEITE - AGUA), RB (Rotación de la herramienta).



Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Prueba de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE115D.

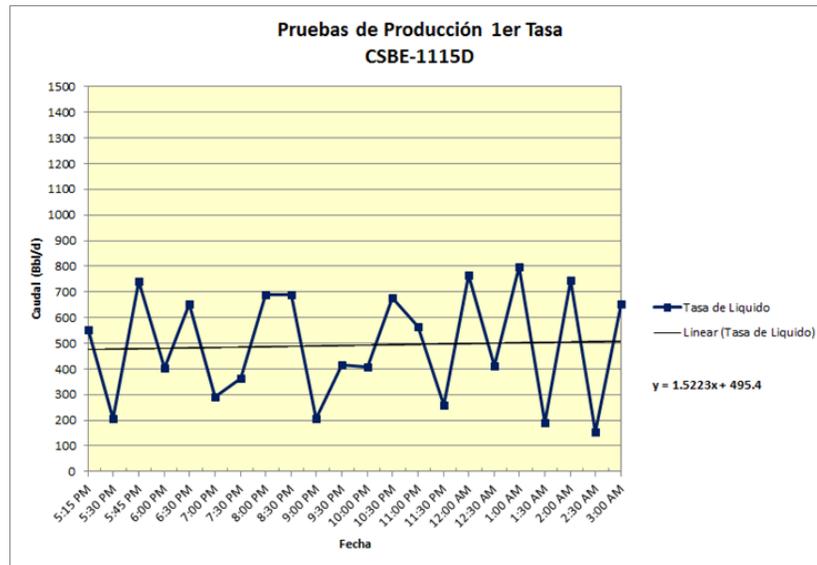
3.2 PRIMERA TASA DEL PLT SIP TASA DE LIQUIDO DE 495 BFPD Y BSW DE 76%.

La primera tasa que se corrió fue la de 495 BFPD. En la Figura 23 se muestra el comportamiento de producción del pozo durante esta corrida de PLT. Durante la estabilización de esta tasa se realizaron varias medidas de la tasa del pozo al igual que se tomaron muestras para el análisis de laboratorio para ver los sedimentos y el BSW.

En la Figura 24 se muestran los registros o curvas de las diferentes herramientas que se corrieron en el pozo, como GR, CCL, registro de presión, densidad del fluido medido y temperatura. En la Figura 25 se muestra el conteo de burbujas de las 8 probetas resistivas que calculan el hold up de agua. La Figura 26 muestra el resultado de las tasas de flujo.

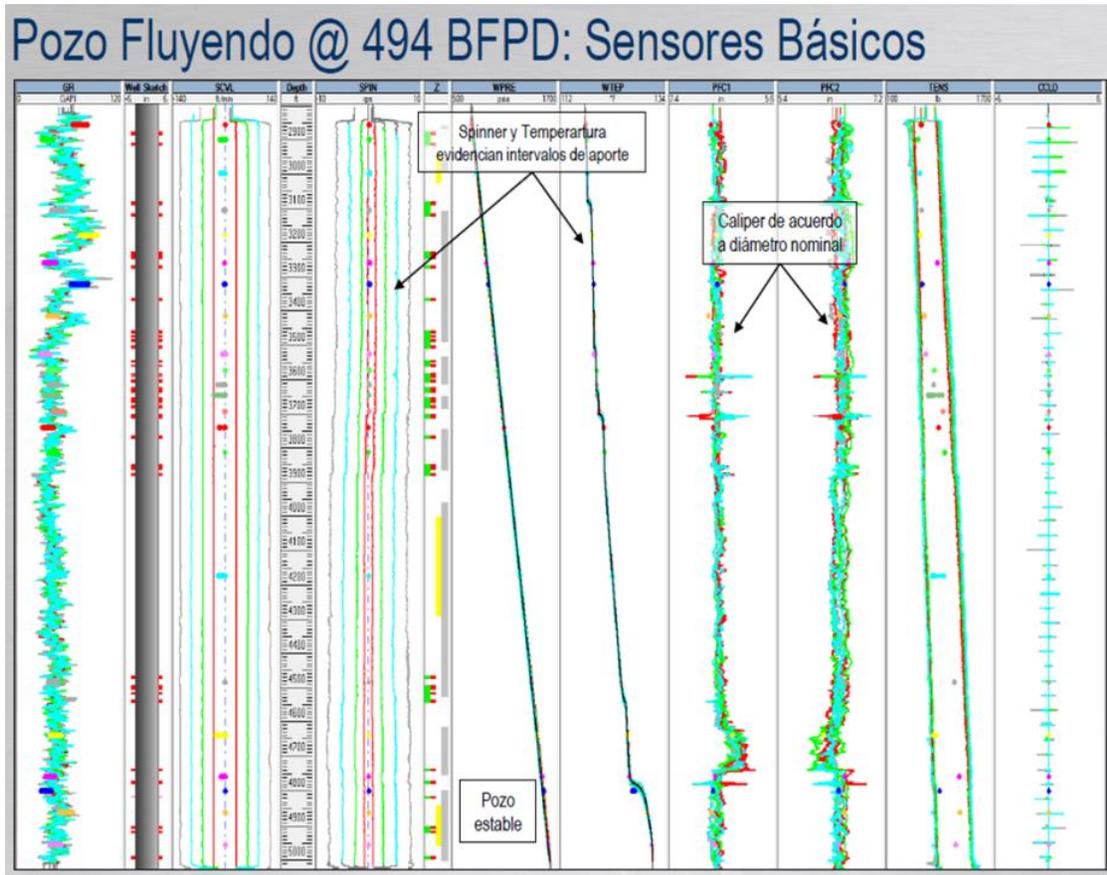
En la Figura 27 se muestra la tabla resumen de los cálculos de la tasas de agua y aceite. Se puede apreciar que hay dos capas que están produciendo mucho fluido, como si estuvieran canalizadas, tal como lo mostro el PBU o prueba de restauración de presión. Las arenas que más aportan son la A3 y A2i.

Figura 23. Pruebas de producción primera tasa en el Casabe-1115D.



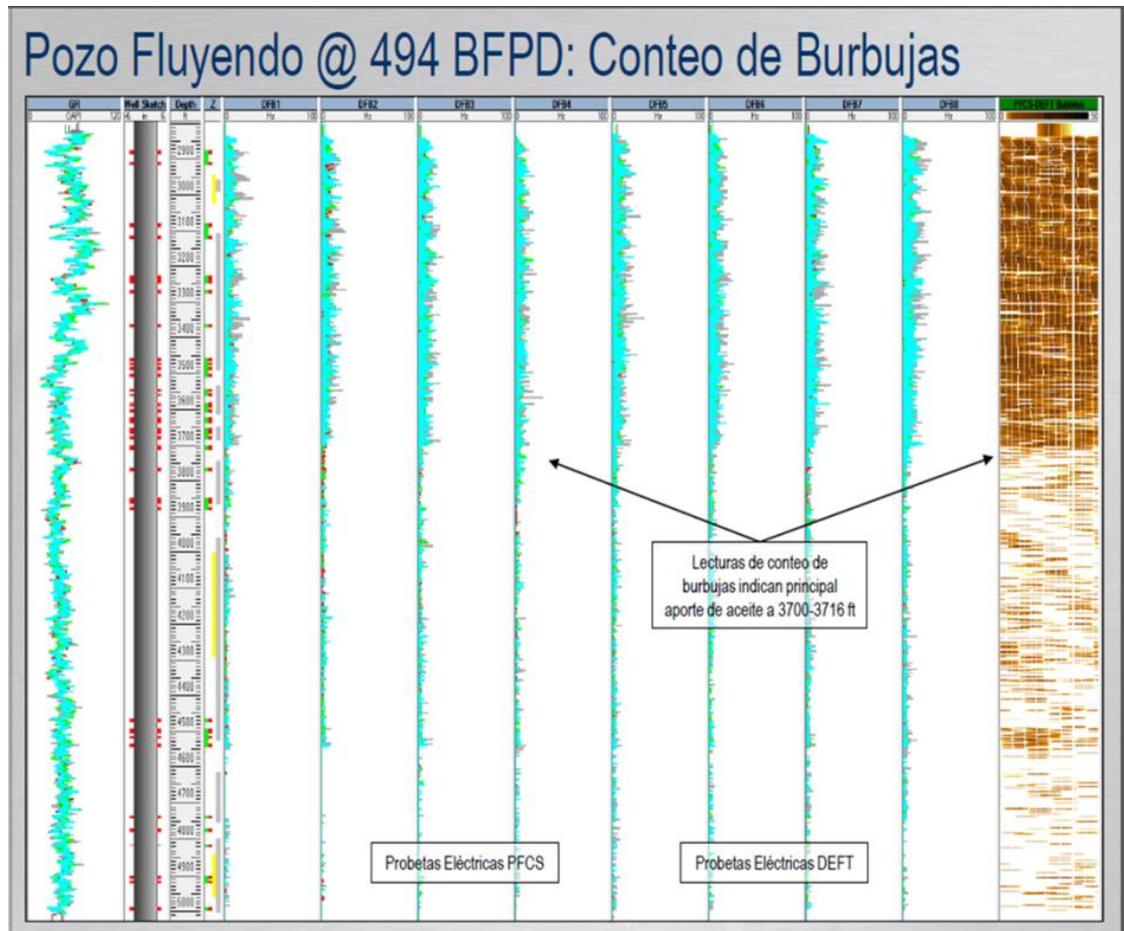
Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Prueba de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

Figura 24. Data básica del PLT en la primera tasa en el Casabe-1115D.



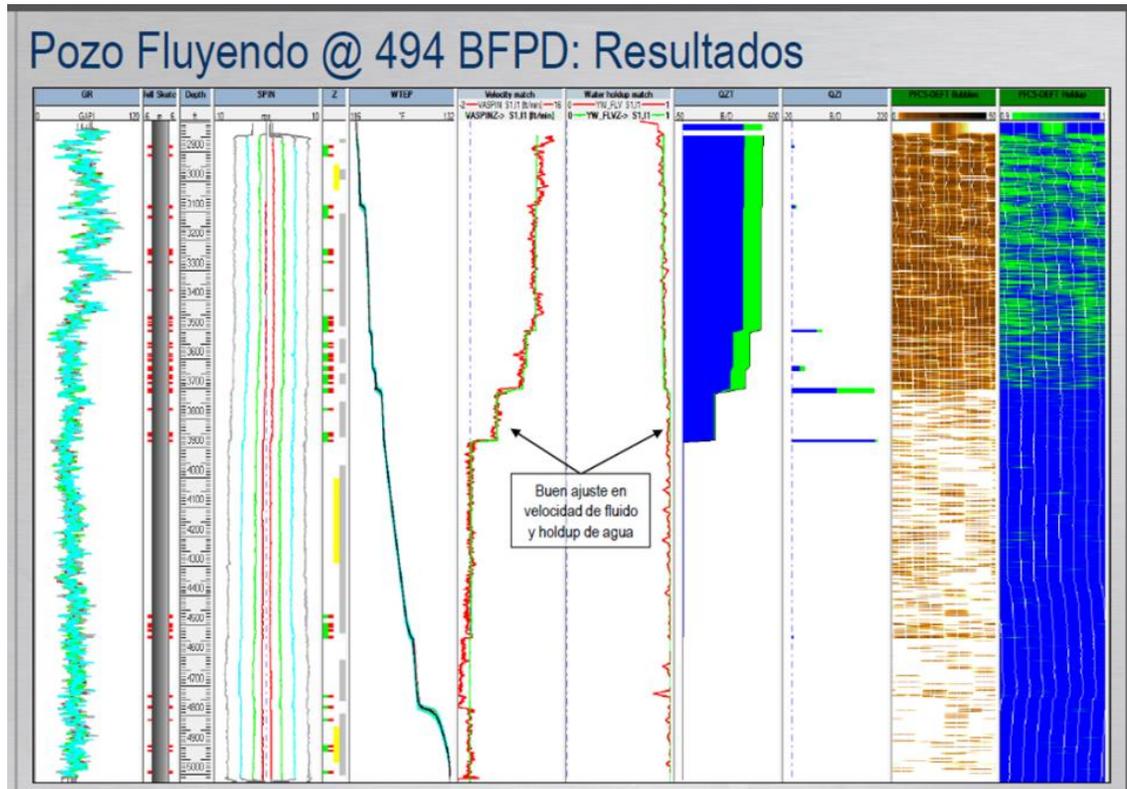
Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Pruebas de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE115D.

Figura 25. Data del conteo de burbujas de las 8 probetas en la primera tasa en el Casabe-1115D.



Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Prueba de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

Figura 26. Resultados del PLT con la tasa de 495 BFPD en el Casabe-1115D.



Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Pruebas de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

Figura 27. Tabla resumen de las tasas de agua y aceite calculados en el Casabe-1115D.

Pozo Fluyendo @ 494 BFPD: Resultados

Tope, ft	Base, ft	Tasa #1: 494 BFPD / 76% WCUT			
		Qw		Qo	
		STBD	%	STBD	%
2876	2888	4.9	1.3	0.9	0.8
3080	3092	7.9	2.1	1.9	1.7
3500	3510	56.6	14.8	11.3	10.2
3622	3640	18.9	4.9	10.4	9.4
3700	3716	102.3	26.7	81.1	72.9
3848	3864	0.0	0.0	0.0	0.0
3874	3881	189.6	49.5	4.7	4.2
4536	4546	3.0	0.8	0.9	0.8
4770	4780	0.0	0.0	0.0	0.0
Total		383.18	100	111.20	100
BFPD		494.4			
WCUT		77.5			

Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Prueba de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

3.3 SEGUNDA TASA DEL PLT SIP TASA DE LIQUIDO DE 880 BFPD Y BSW DE 91%.

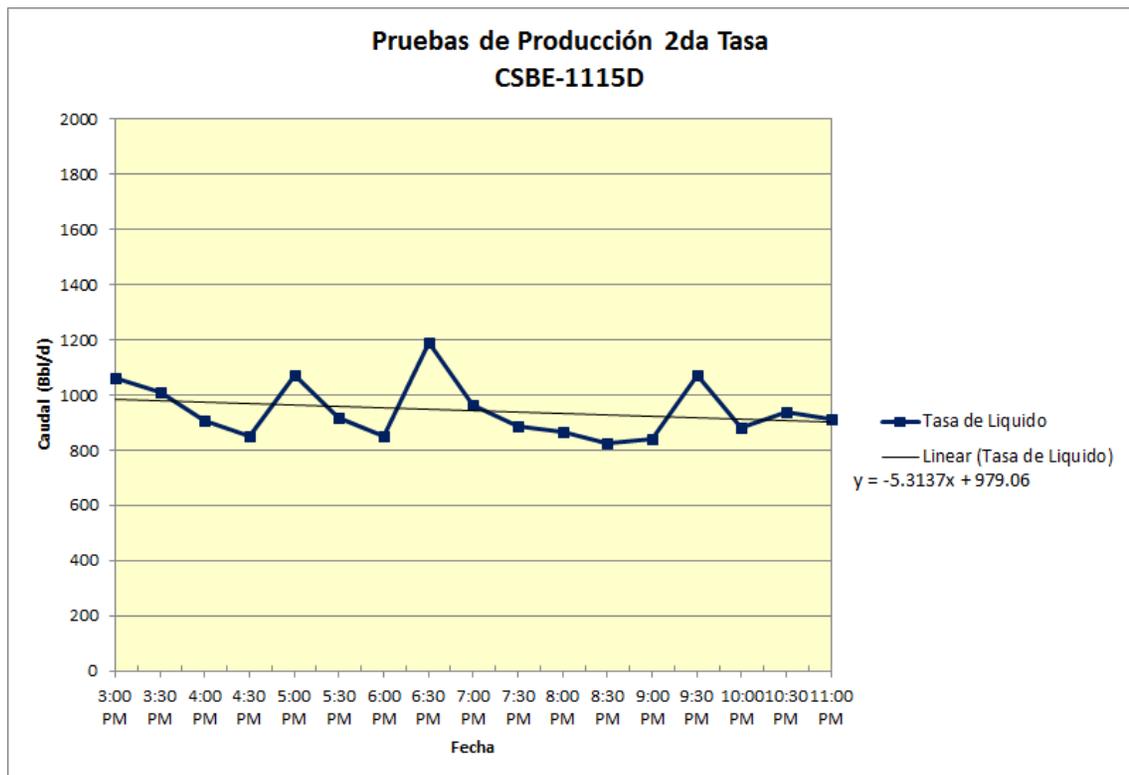
La segunda tasa que se corrió fue la de 880 BFPD. En la Figura 28 se muestra el comportamiento de producción del pozo durante esta corrida de PLT. Durante la estabilización de esta tasa se realizaron varias medidas de la tasa del pozo al igual que se tomaron muestras para el análisis de laboratorio para ver los sedimentos y el BSW.

En la Figura 29 se muestran los registros o curvas de las diferentes herramientas que se corrieron en el pozo, como GR, CCL, registro de presión, densidad del fluido medida y temperatura. En la Figura 30 se muestra el conteo de burbujas de

las 8 probetas resistivas que calculan el hold up de agua. La Figura 31 muestra el resultado de las tasas de flujo.

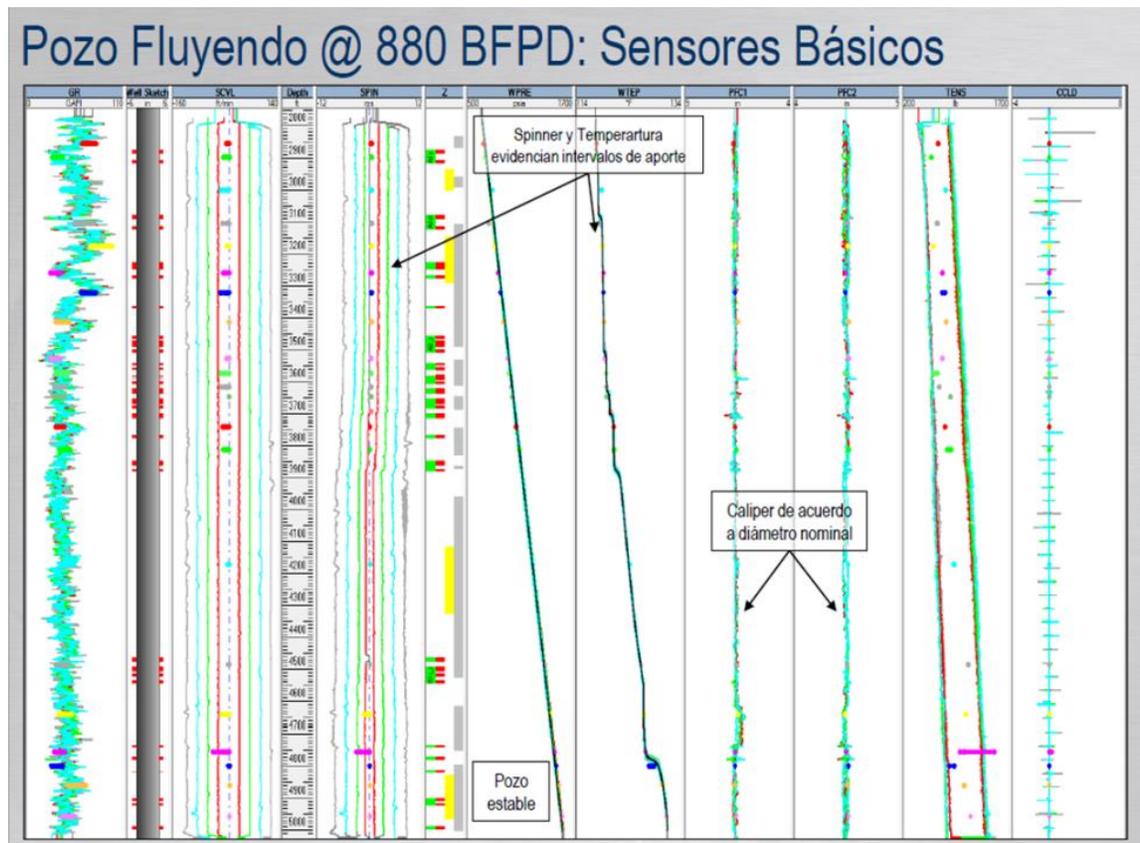
En la Figura 32 se muestra la tabla resumen de los cálculos de la tasas de agua y aceite. Se puede apreciar que el comportamiento es muy parecido al de la tasa de 496 BFPD.

Figura 28. Pruebas de producción segunda tasa en el Casabe-1115D.



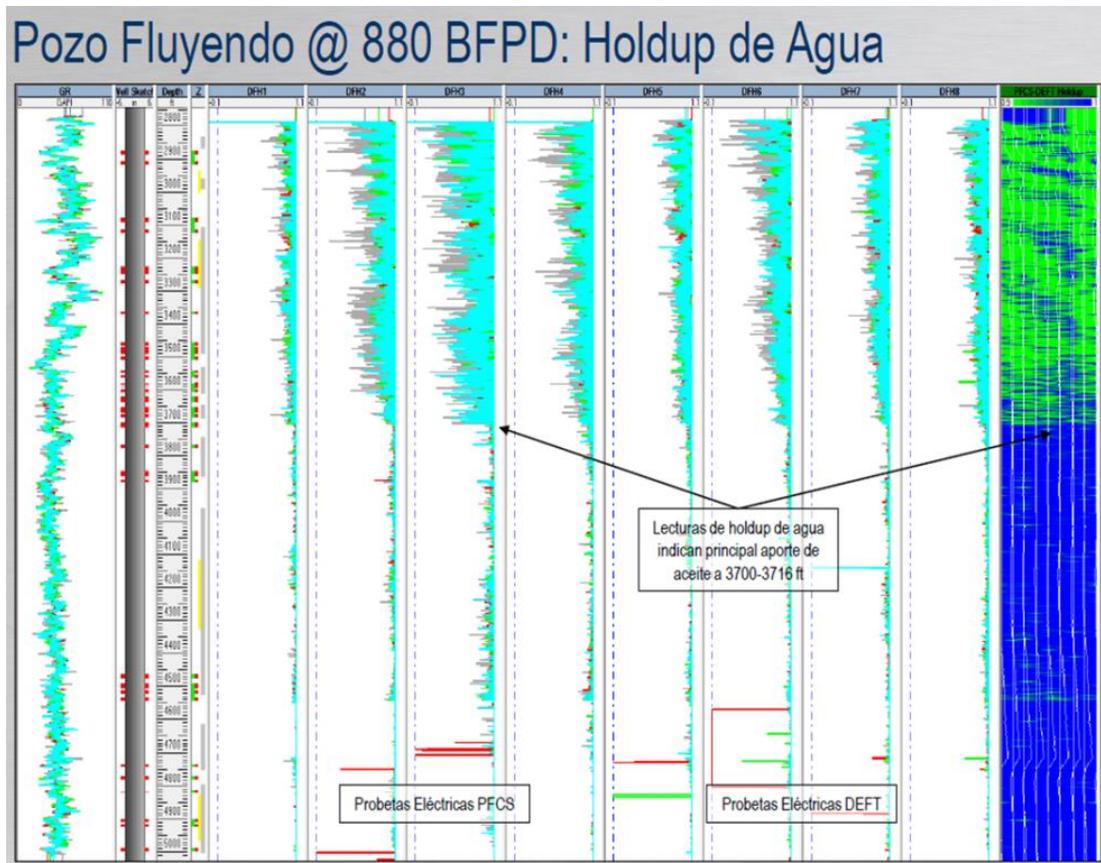
Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Prueba de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

Figura 29. Data básica del PLT en la segunda tasa en el Casabe-1115D.



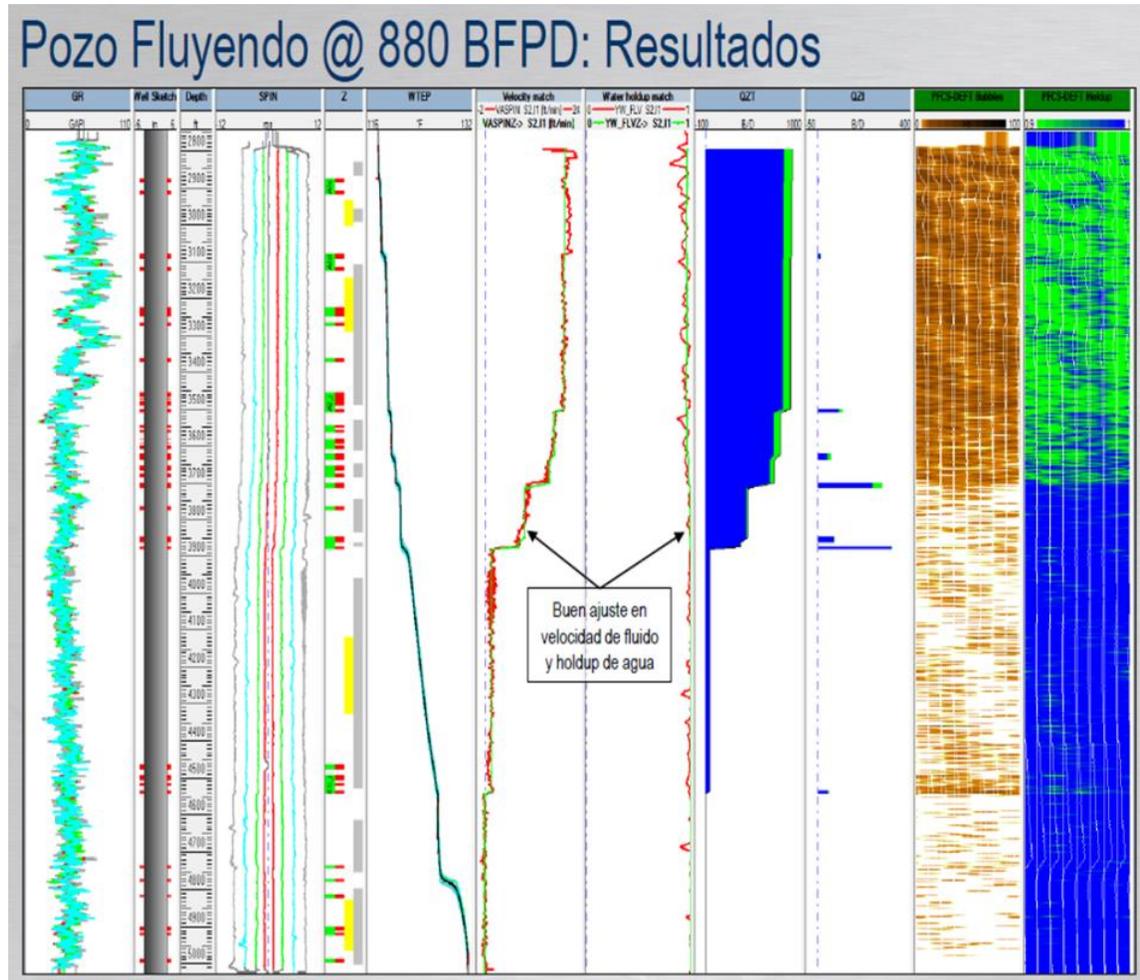
Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Prueba de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

Figura 30. Data del conteo de burbujas de las 8 probetas en la segunda tasa en el Casabe-1115D.



Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Prueba de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

Figura 31. Resultados del PLT con la tasa de 880 BFPD en el Casabe-1115D.



Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Prueba de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

Figura 32. Tabla resumen de las tasas de agua y aceite calculados en el Casabe-1115D.

Pozo Fluyendo @ 880 BFPD: Resultados

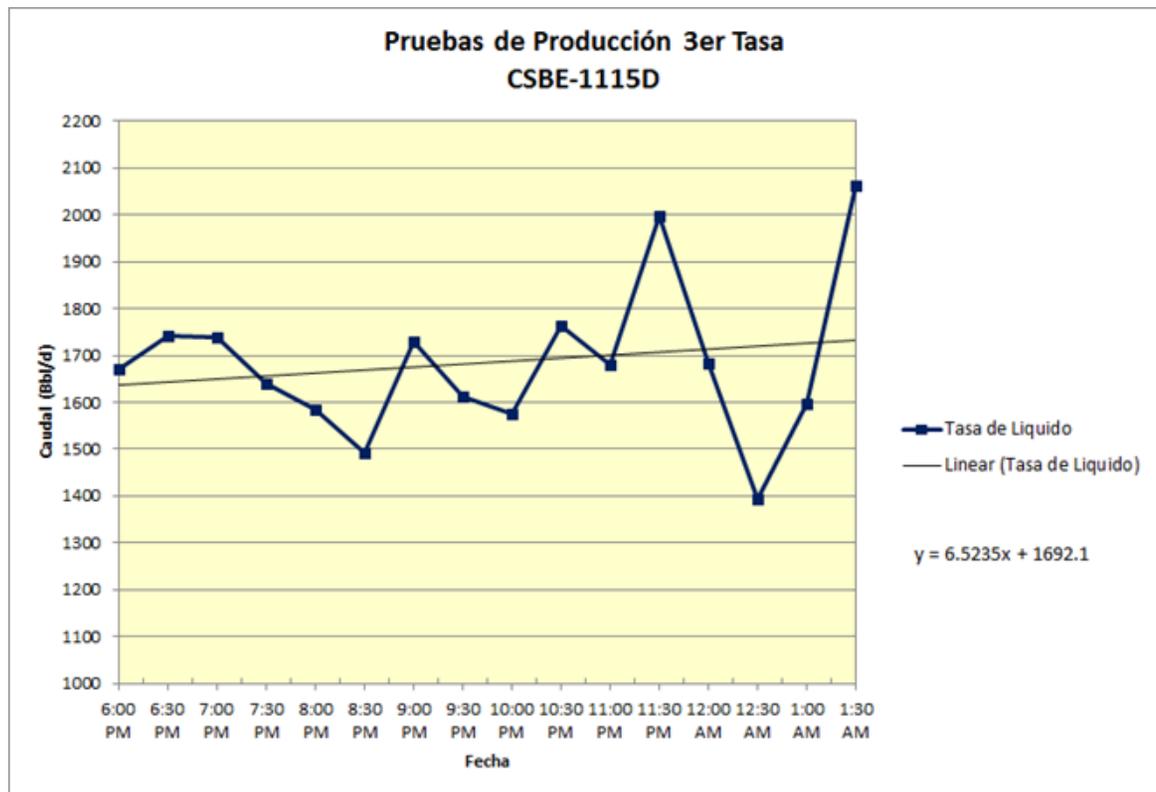
Tope, ft	Base, ft	Tasa #2: 880 BFPD / 91% WCUT			
		Qw		Qo	
		STBD	%	STBD	%
2876	2888	5.9	0.7	1.0	1.2
3080	3092	9.9	1.2	3.8	4.7
3500	3510	90.3	11.1	14.1	17.4
3622	3640	42.7	5.2	16.0	19.8
3700	3716	233.3	28.7	40.5	50.0
3848	3864	70.5	8.7	0.9	1.1
3874	3881	314.7	38.7	3.8	4.7
4536	4546	46.6	5.7	0.9	1.1
4770	4780	0.0	0.0	0.0	0.0
Total		813.90	100	80.97	100
BFPD		894.9			
WCUT		91.0			

Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Prueba de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

3.4 TERCERA TASA DEL PLT SIP TASA DE LIQUIDO DE 1694 BFPD Y BSW DE 92%.

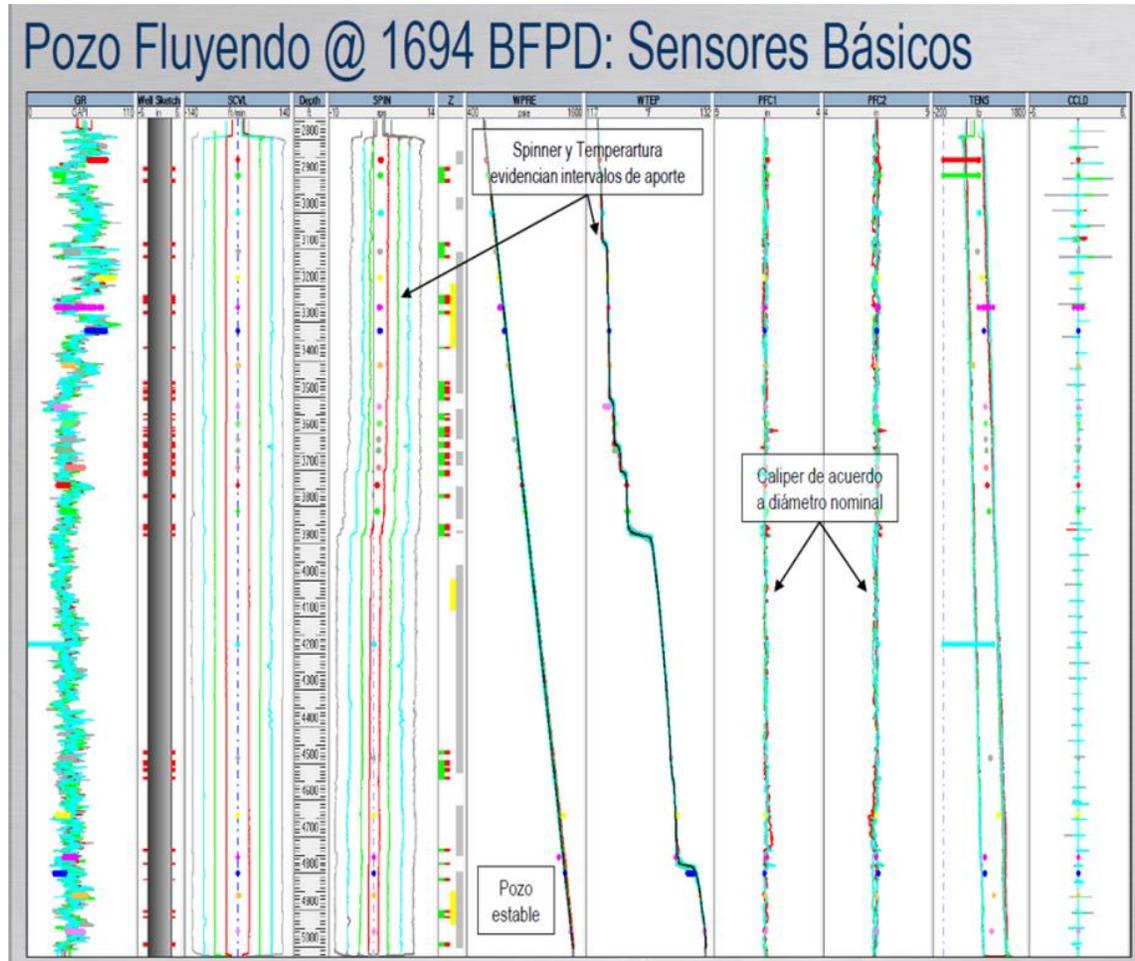
La tercera tasa que se corrió fue la de 1694 BFPD. En la Figura 33 se muestra el comportamiento de producción del pozo durante esta corrida de PLT. Durante la estabilización de esta tasa se realizaron varias medidas de la tasa del pozo al igual que se tomaron muestras para el análisis de laboratorio para ver los sedimentos y el BSW. En la Figura 34 se muestran los registros o curvas de las diferentes herramientas que se corrieron en el pozo, como GR, CCL, registro de presión, densidad del fluido medida y temperatura. En la Figura 35 se muestra el conteo de burbujas de las 8 probetas resistivas que calculan el hold up de agua. La Figura 36 muestra el resultado de las tasas de flujo. En la Figura 37 se muestra la tabla resumen de los cálculos de la tasas de agua y aceite. Se puede apreciar que el comportamiento es muy parecido al de las tasas anteriores, el cambio está en que las arenas B comienzan a aportar un poco más de agua.

Figura 33. Pruebas de producción tercera tasa en el Casabe-1115D.



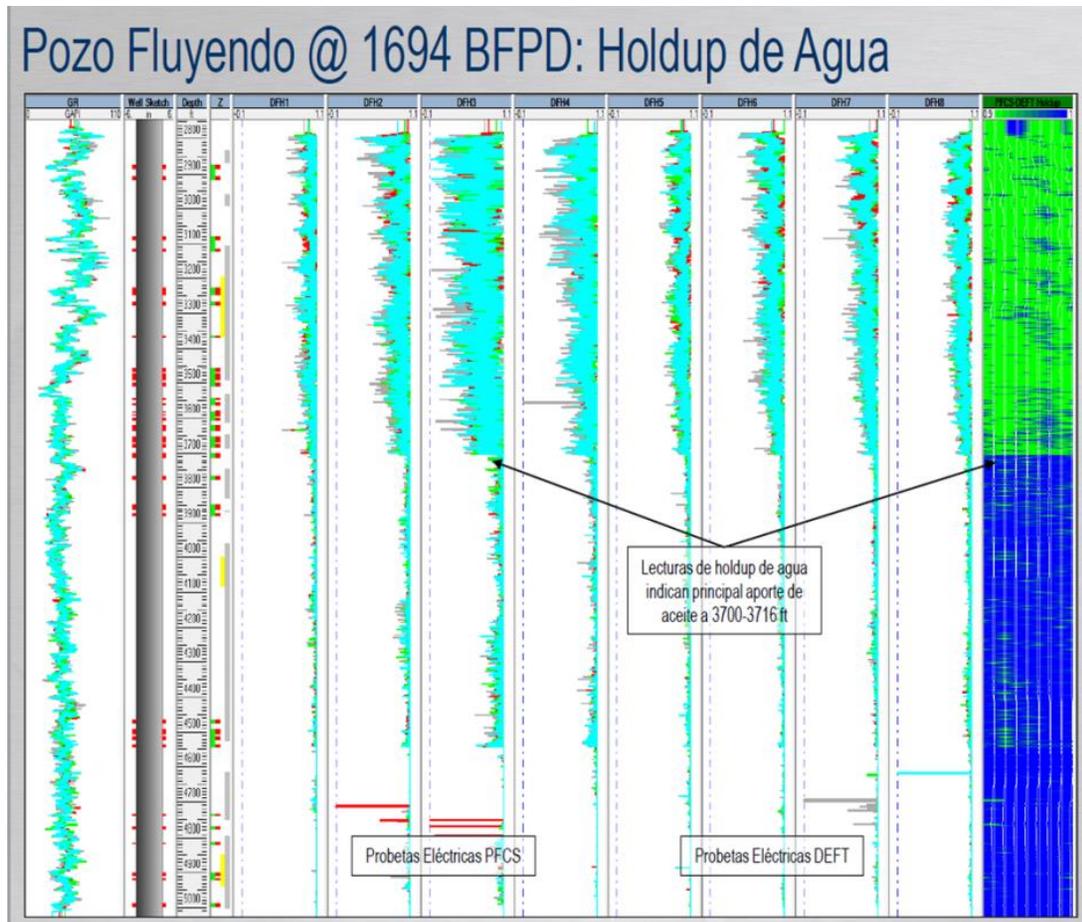
Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Prueba de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

Figura 34. Data básica del PLT en la tercera tasa en el Casabe-1115D.



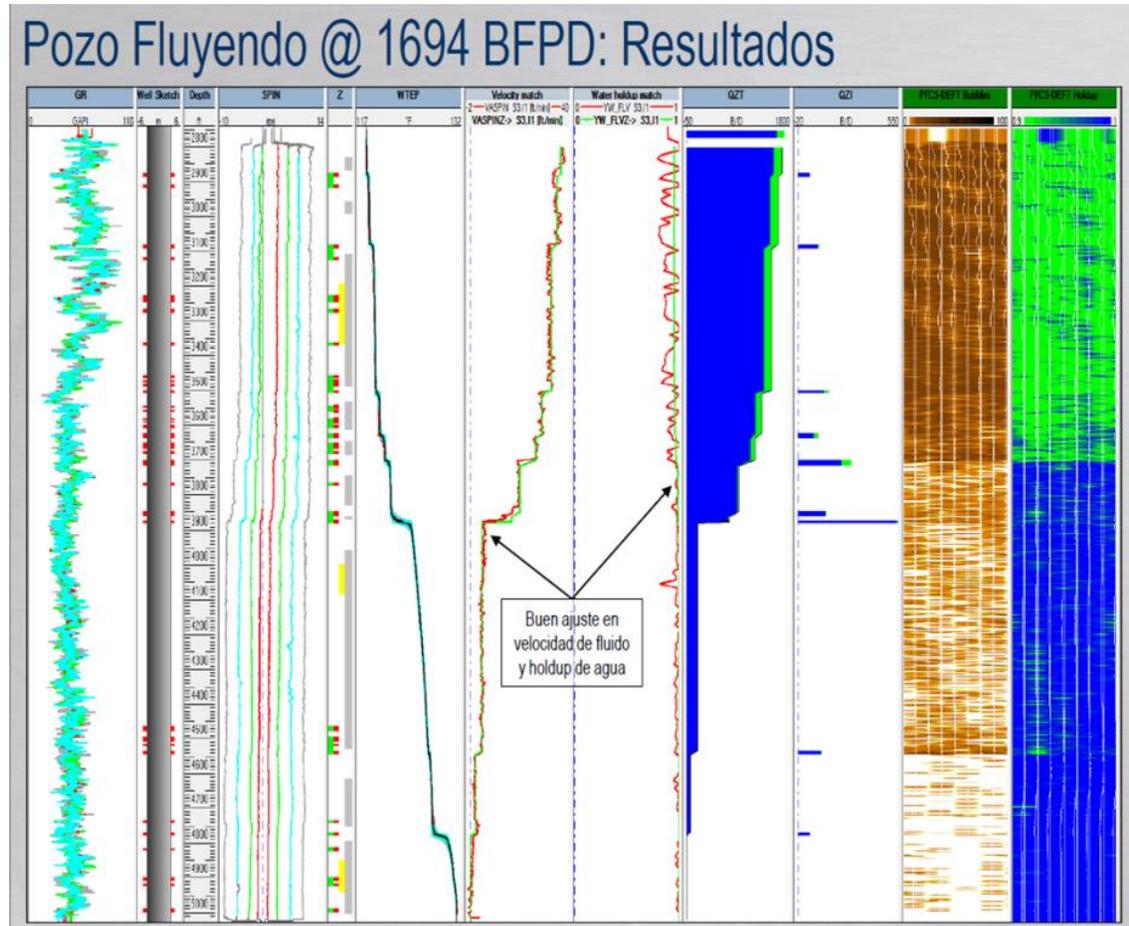
Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Prueba de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

Figura 35. Data del conteo de burbujas de las 8 probetas en la tercera tasa en el Casabe-1115D.



Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Prueba de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

Figura 36. Resultados del PLT con la tasa de 1694 BFPD en el Casabe-1115D.



Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Prueba de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

Figura 37. Tabla resumen de las tasas de agua y aceite calculados en el Casabe-1115D.

Pozo Fluyendo @ 1694 BFPD: Resultados

Tope, ft	Base, ft	Tasa #3: 1694 BFPD / 92% WCUT			
		Qw		Qo	
		STBD	%	STBD	%
2876	2888	64.5	4.3	2.1	1.6
3080	3092	109.0	7.2	5.9	4.6
3500	3510	140.8	9.3	25.4	19.9
3622	3640	85.3	5.6	26.4	20.7
3700	3716	235.1	15.5	48.9	38.3
3848	3864	149.8	9.9	4.7	3.7
3874	3881	536.7	35.5	10.4	8.2
4536	4546	124.9	8.3	3.8	3.0
4770	4780	66.5	4.4	0.0	0.0
Total		1512.60	100	127.60	100
BFPD		1640.2			
WCUT		92.2			

Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Prueba de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

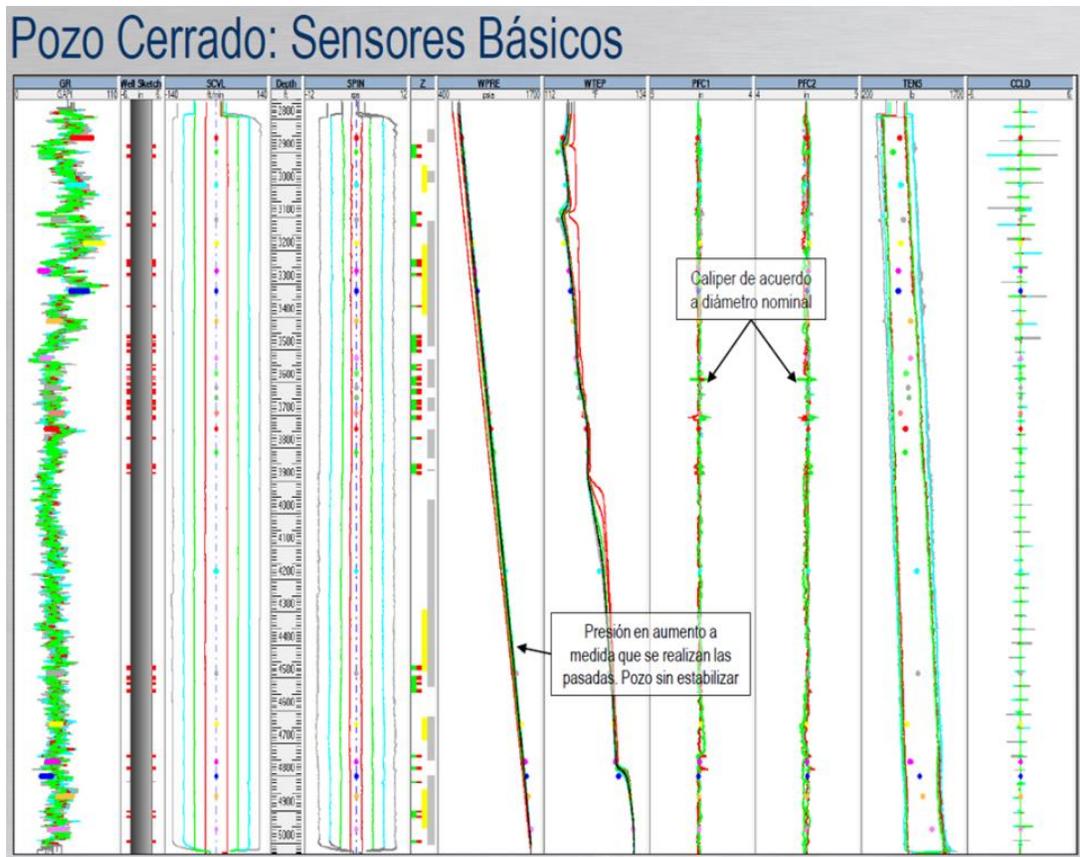
3.5 PLT CON POZO CERRADO

Para verificar la existencia o no del flujo cruzado, se corrió el PLT con el Pozo Cerrado a cuatro velocidades del cable 30, 60, 90 y 120 pies/minutos.

El resultado de estas corrida índico que las dos arenas superiores tenían flujo cruzado, estas arenas A1c y A1d están tomando fluido de las zonas inferiores, específicamente de la capa A2i.

En la Figura 38 se muestra los resultados de los sensores básicos y se puede observar el flujo cruzado.

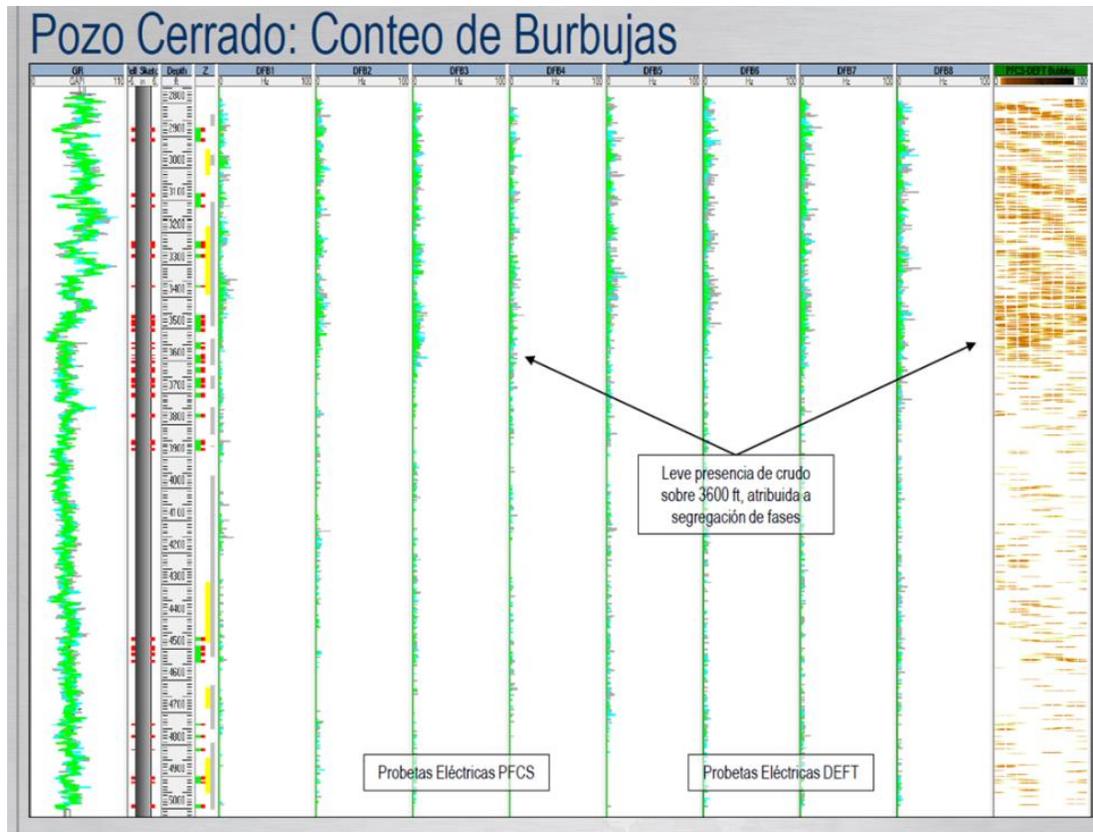
Figura 38. Data básica del PLT con el pozo cerrado en el Casabe-1115D.



Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Prueba de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

En la Figura 39 se muestra el conteo de burbujas de las 8 probetas resistivas que calculan el hold up de agua.

Figura 39. Data del conteo de burbujas de las 8 probetas con pozo cerrado en el Casabe-1115D.



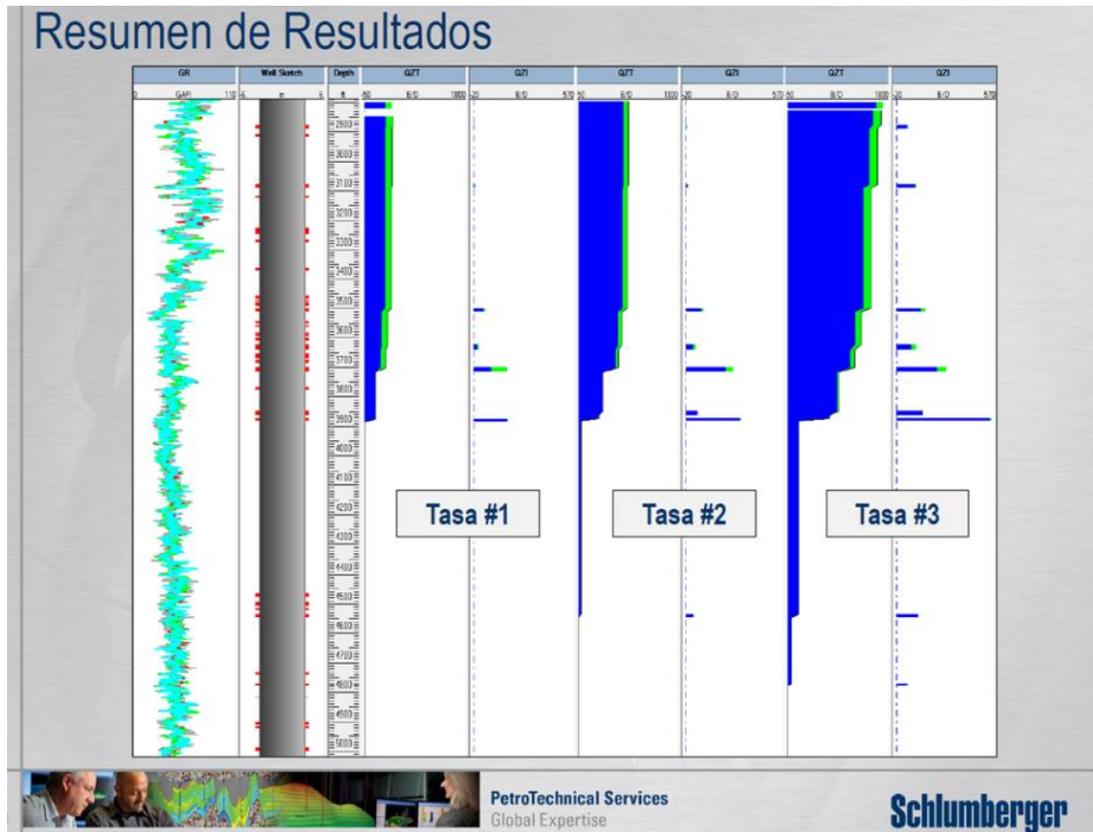
Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Prueba de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

3.6 RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL PLT.

En la Figura 40 se muestran los perfiles de producción de las tres tasas de flujo (464 BFPD, 880 BFPD y 1694 BFPD), como se puede observar el perfil es muy parecido, indicando que las arenas con mayor aporte de flujo son las arena A3 y A2i.

Adicionalmente se puede apreciar que las arenas B no fluyen en la primera tasa, pero en la segunda y tercera tasa fluyen un poco, lo que puede llevar a considerar la presencia de un posible daño a nivel de esas arenas o que la columna de fluido no permite que estas arenas fluyan completamente, sin embargo el tipo de fluido que se evidencia que fluye desde estas arenas B es agua.

Figura 40. Resultados del PLT (perfil de producción) a las tres tasas en el Casabe-1115D.



Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Prueba de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

En la Figura 41 se tiene la tabla resumen de los valores de las tasas por capa.

Figura 41. Tabla resumen de los resultados de las tasas de agua y aceite a las tres tasas de flujo en el Casabe-1115D.

Resumen de Resultados							
Tope, ft	Base, ft	Tasa #1: 494 BFPD / 76% WCUT		Tasa #2: 880 BFPD / 91% WCUT		Tasa #3: 1694 BFPD / 92% WCUT	
		Qw	Qo	Qw	Qo	Qw	Qo
		STBD	STBD	STBD	STBD	STBD	STBD
2876	2888	4.9	0.9	5.9	1.0	64.5	2.1
3080	3092	7.9	1.9	9.9	3.8	109.0	5.9
3500	3510	56.6	11.3	90.3	14.1	140.8	25.4
3622	3640	18.9	10.4	42.7	16.0	85.3	26.4
3700	3716	102.3	81.1	233.3	40.5	235.1	48.9
3848	3864	0.0	0.0	70.5	0.9	149.8	4.7
3874	3881	189.6	4.7	314.7	3.8	536.7	10.4
4536	4546	3.0	0.9	46.6	0.9	124.9	3.8
4770	4780	0.0	0.0	0.0	0.0	66.5	0.0
Total		383.18	111.20	813.90	80.97	1512.60	127.60
BFPD		494.4		880.0		1694.0	
WCUT		77.5		91.0		92.2	

Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Prueba de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

4. INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS DEL PLT-SIP Y TOMA DE DECISIONES.

4.1 INTERPRETACIÓN DEL PLT SIP Y CÁLCULO DE LAS IPR POR CAPA

Los resultados de PLT de las tres tasas de flujo se analizaron en forma conjunta o integrada, con la finalidad de calcular la IPR de cada capa que aporte fluido. Como el PLT se realizó a tres tasas de flujo y en cada una se tienen las tasas de agua y aceite de cada capa y tomando la presión de fondo fluyente del PLT para cada tasa en frente de cada capa, se puede calcular la IPR de las mismas.

En la Figura 42 se pueden ver estos datos integrados.

La columna de la presión de yacimientos fue tomada del PBU y llevada al frente de cada intervalo usando el gradiente del pozo.

Figura 42. Tabla de resultados de los datos del PLT-SIP en el pozo Casabe-1115D.

Arena	Tope	Base	Tasa 1694 BFPD					Tasa 880 BFPD					Tasa 494 BFPD				
			Qo	Qw	PY	Pwf	Temperatura	Qo	Qw	PY	Pwf	Temperatura	Qo	Qw	PY	Pwf	Temperatura
			BAPD	BWPD	PSI	PSI	°F	BAPD	BWPD	PSI	PSI	°F	BAPD	BWPD	PSI	PSI	°F
A1c	2876	2918	2,1	64,5	932,38	627,00	117,00	1,0	5,9	932,38	714,60	117,00	0,9	4,9	932,38	741,00	117,00
A1d	3080	3126	5,9	109,0	1017,66	707,00	117,80	3,8	9,9	1017,66	795,80	117,80	1,9	7,9	1017,66	830,00	117,80
A1e	3226	3250	0,0	0,0	1068,50	762,00	118,00	0,0	0,0	1068,50	852,00	118,00	0,0	0,0	1068,50	888,00	118,00
A1f	3268	3278	0,0	0,0	1079,98	782,00	118,70	0,0	0,0	1079,98	869,00	118,70	0,0	0,0	1079,98	901,00	118,70
A2_s	3364	3372	0,0	0,0	1118,52	819,00	118,50	0,0	0,0	1118,52	907,00	118,50	0,0	0,0	1118,52	938,00	118,50
A2_l	3456	3510	25,4	140,8	1175,10	864,00	118,90	14,1	90,3	1175,10	950,00	118,90	11,3	56,6	1175,10	984,00	118,90
A21_s	3544	3564	0,0	0,0	1197,24	894,00	119,30	0,0	0,0	1197,24	991,00	119,30	0,0	0,0	1197,24	1012,00	119,30
A21_m	3582	3610	0,0	0,0	1216,10	908,00	119,40	0,0	0,0	1216,10	975,00	119,40	0,0	0,0	1216,10	1030,00	119,40
A21_j2	3622	3640	26,4	85,3	1228,40	923,00	119,64	16,0	42,7	1228,40	1006,00	119,64	10,4	18,9	1228,40	1042,00	119,64
A21_j1	3652	3686	0,0	0,0	1247,26	941,00	120,40	0,0	0,0	1247,26	1025,00	120,40	0,0	0,0	1247,26	1063,00	120,40
A21_i	3700	3716	48,9	235,1	1259,56	956,00	120,40	40,5	233,3	1259,56	1038,00	120,40	81,1	102,3	1259,56	1084,00	120,40
A3	3766	3776	0,0	0,0	1284,16	983,00	120,98	0,0	0,0	1284,16	1062,00	120,98	0,0	0,0	1284,16	1105,00	120,98
A3_m	3848	3864	4,7	149,8	1320,24	1017,00	121,16	0,9	70,5	1320,24	1101,00	121,16	0,0	0,0	1320,24	1140,00	121,16
A3_i	3874	3881	10,4	536,7	1327,21	1017,00	121,16	3,8	314,7	1327,21	1101,00	121,16	4,7	189,6	1327,21	1140,00	121,16
B11_s	4464	4478	0,0	0,0	1571,98	1285,00	124,60	0,0	0,0	1571,98	1370,00	124,60	0,0	0,0	1571,98	1397,00	124,60
B11_j	4494	4546	3,8	124,9	1599,86	1303,00	124,94	0,9	46,6	1599,86	1382,00	124,94	0,9	3,0	1599,86	1419,00	124,94
B2_s	4734	4742	0,0	0,0	1680,22	1394,00	126,35	0,0	0,0	1680,22	1478,00	126,35	0,0	0,0	1680,22	1509,00	126,35
B2_m	4770	4780	0,0	66,5	1695,80	1412,00	126,59	0,0	0,0	1695,80	1492,00	126,59	0,0	0,0	1695,80	1528,00	126,59
B2_j	4816	4820	0,0	0,0	1712,20	1428,00	129,36	0,0	0,0	1712,20	1515,00	129,36	0,0	0,0	1712,20	1545,00	129,36
B2b	4900	4924	0,0	0,0	1754,84	1467,00	130,90	0,0	0,0	1754,84	1553,00	130,90	0,0	0,0	1754,84	1582,00	130,90
B2c	4990	5000	0,0	0,0	1786,00	1500,00	131,00	0,0	0,0	1786,00	1587,00	131,00	0,0	0,0	1786,00	1615,00	131,00
Totales			127,6	1512,6				81	813,9				111,2	383,2			

Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Prueba de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

El procedimiento para la construcción de las IP de cada capa se muestra a continuación:

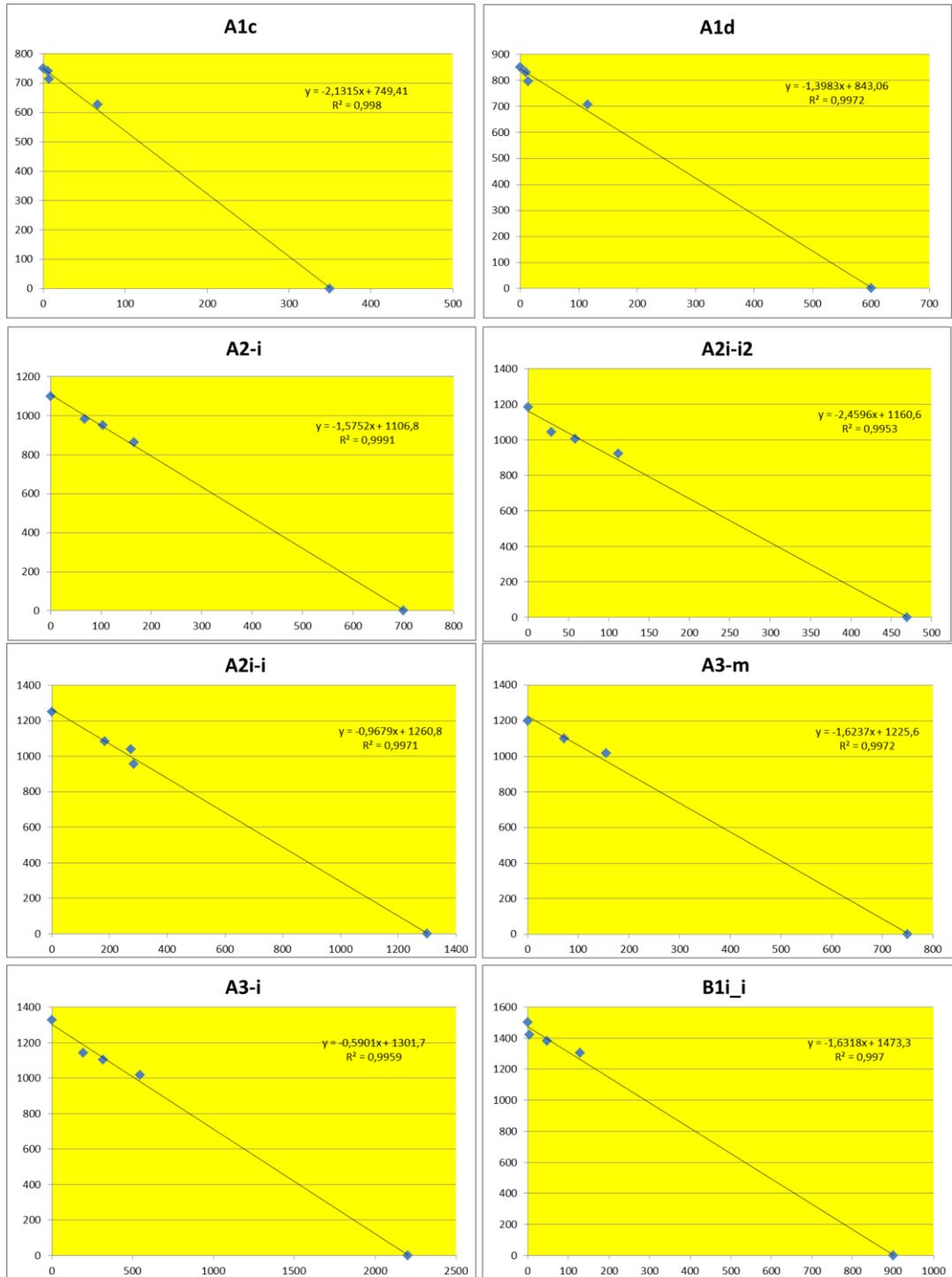
1. Se elabora una tabla por cada arena o capa, donde se muestran los datos de caudal y presión de fondo fluyentes, ver Figura 43.
2. Se construye gráficamente cada IP. En las figuras siguientes se muestran las IP de cada Capa, ver Figura 44.
3. Se determina la presión de yacimientos de cada capa, usando la extrapolación de la línea recta que pasa por los tres puntos de la IP.

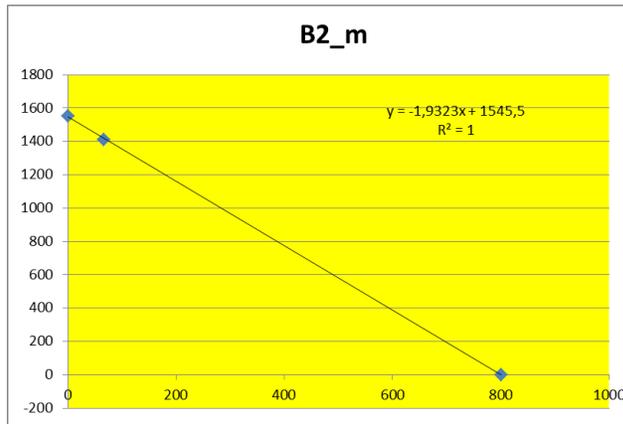
Figura 43. Tabla de datos de IP por arena o capa en el pozo Casabe-1115D.

ARENA	IP	RED	1	2	3			
IP_A1c	0,541463	QI	66,6	6,9	5,8	350	0	PBU
		PFW	627	714	741	0	750	932
IP_A1d	0,803497	QI	114,9	13,7	9,8	600	0	PBU
		PFW	707	795,8	830	0	850	1017
IP_A2_i	0,704237	QI	166,2	104,4	67,9	700	0	PBU
		PFW	864	950	984	0	1100	1175
IP_A2i_i2	0,426336	QI	111,7	58,7	29,3	470	0	PBU
		PFW	923	1006	1042	0	1185	1228
IP_A2i_i	0,965986	QI	284	274	183,4	1300	0	PBU
		PFW	956	1038	1084	0	1250	1259
IP_A3_m	0,844262	QI	154,5	71,4		750	0	PBU
		PFW	1017	1101		0	1200	1320
IP_A3_i	1,764516	QI	547	318,5	194,3	2200	0	PBU
		PFW	1017	1101	1140	0	1327	1327
IP_B1i_i	0,653299	QI	128,7	47,5	4	900	0	PBU
		PFW	1303	1382	1419	0	1500	1600
IP_B2_m	0,481884	QI	66,5			800	0	PBU
		PFW	1412			0	1550	1696

Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Prueba de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

Figura 44. Gráficos de IP por arena o capa en el pozo Casabe-1115D.





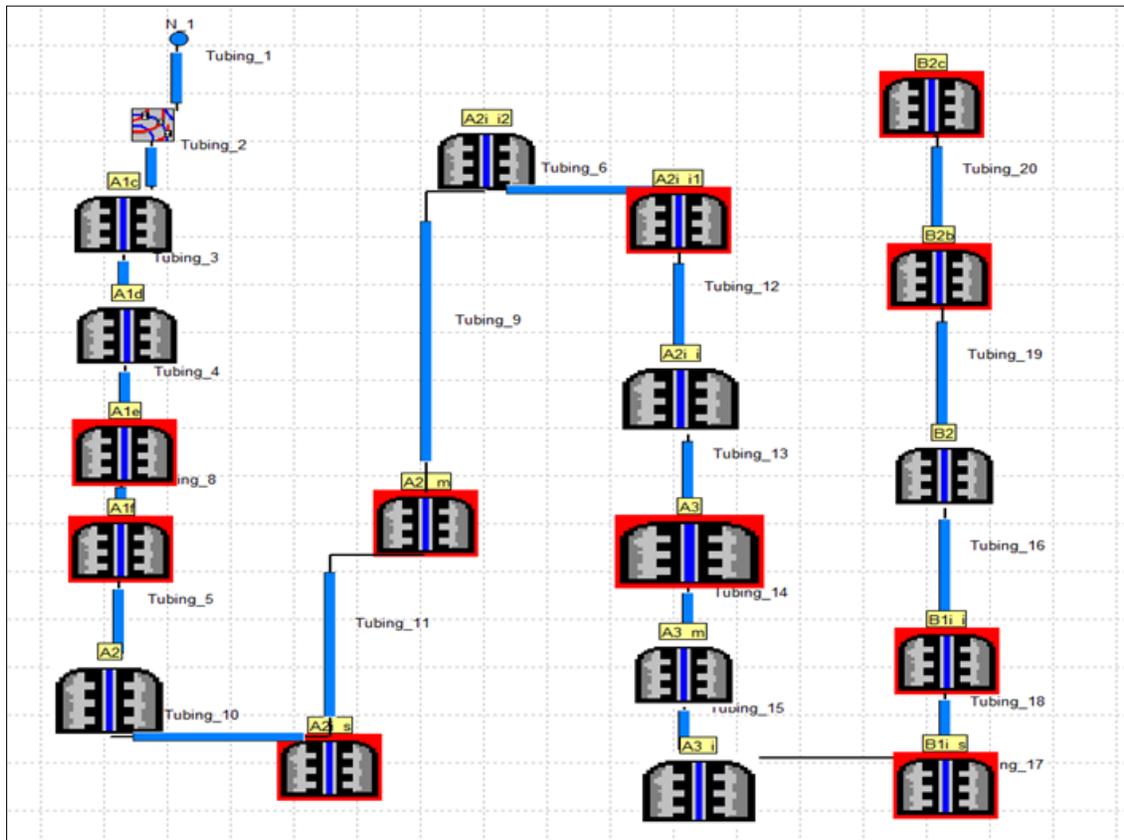
Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Prueba de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

4.2 ANÁLISIS NODAL DEL POZO USANDO LOS DATOS DEL PLT-SIP

Se utilizó la simulación con PIPESIM o Análisis Nodal del pozo con los siguientes objetivos: 1. Reproducir la condición del pozo actual usando los datos del PLT con la tasa de 1694 BFPD y un corte de agua del 92%, esto para poder determinar el caudal que manejara el pozo al aislar las arenas desde 3750' hasta el fondo y de esta forma determinar la bomba a usar para manejar ese caudal o tasa de producción. 2. Cuantificar el posible daño que tengan las capas o arenas que no fluyeron. Para un posible trabajo de estimulación o verificar si requieren más inyección (soporte de presión) en los pozos inyectoros del modelo de primera y segunda línea.

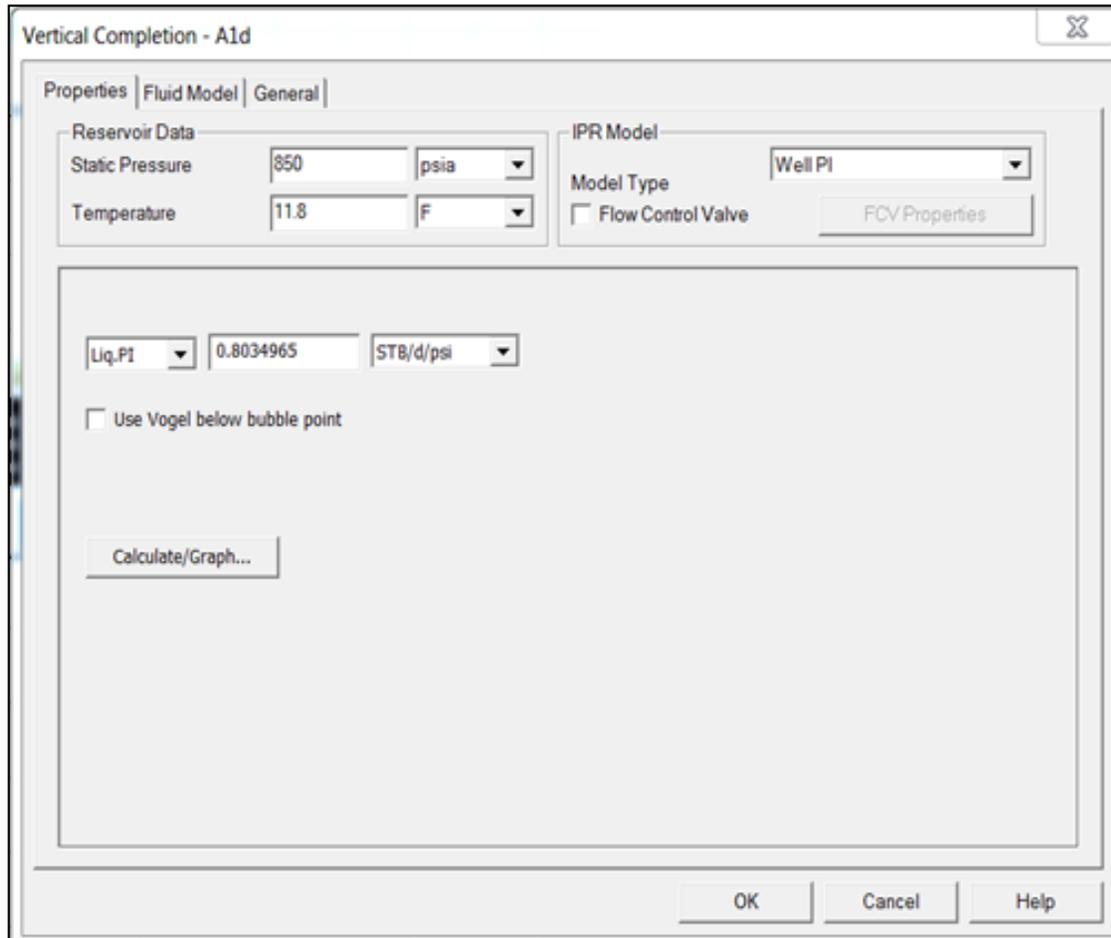
4.2.1 Análisis nodal caso tasa 1694 BFPD: Condición actual del pozo Casabe-1115D. Con los resultados de las IP calculadas en la parte anterior de la interpretación del PLT y la presión de yacimiento extrapolada, se realizó la simulación del pozo en el Software PIPESIM, se utilizó el modelo multicapas como se muestra en la Figura 45. El modelo de la IPR fue (WELL PI), que requiere los datos de la IP del pozo y la presión de yacimiento, ver Figura 46. Se corrió la simulación o análisis nodal del pozo y los resultados se muestran en la Figura 47, como se puede observar en esta Figura se logró reproducir la tasa que estaba produciendo el pozo, la presión de P_{wf} no se pudo cotejar bien. Los resultados de la tasa por cada capa se muestran en la Figura 48. La IPR compuesta resultado de la integración de todas las IPR de cada capa, dio una IPR de 5 Bbls/día/psi. La simulación logro reproducir los resultados del PLT y el comportamiento de producción del pozo 1647 BFPD a un BSW de 92%.

Figura 45. Esquema de múltiples capas en PIPESIM del pozo Casabe-1115D.



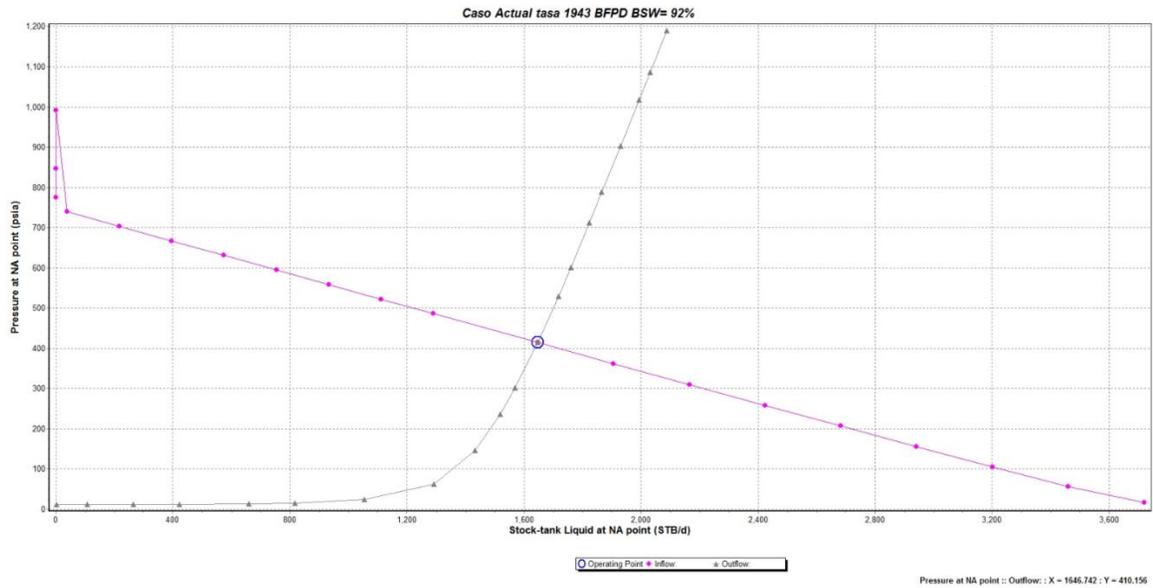
Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Pruebas de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

Figura 46. Esquema de múltiples capas en PIPESIM del pozo Casabe-1115D.



Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Prueba de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

Figura 47. Resultado de la IPR Compuesta Caso Actual 1647 BFPD y BSW 92%.



Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Prueba de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

Figura 48. Resultado de las tasas por cada en el pozo Casabe-1115D.

ARENA	TASA	PWF
	BFPD	PSI
A1c	80	542
A1d	121	631
A1e	0	690
A1f	0	709
A2_s	0	780
A2_i	161	780
A2i_s	0	841
A2i_m	0	849
A2i_i2	137	864
A2i_i1	0	880
A2i_i	250	897
A3	0	941
A3_m	164	978
A3_i	531	988
B1i_s	0	1009
B1i_i	131	1009
B2_s	0	1120
B2_m	72	1120
B2_i	0	1178
B2b	0	1178
B2c	0	1214
TOTAL	1647	

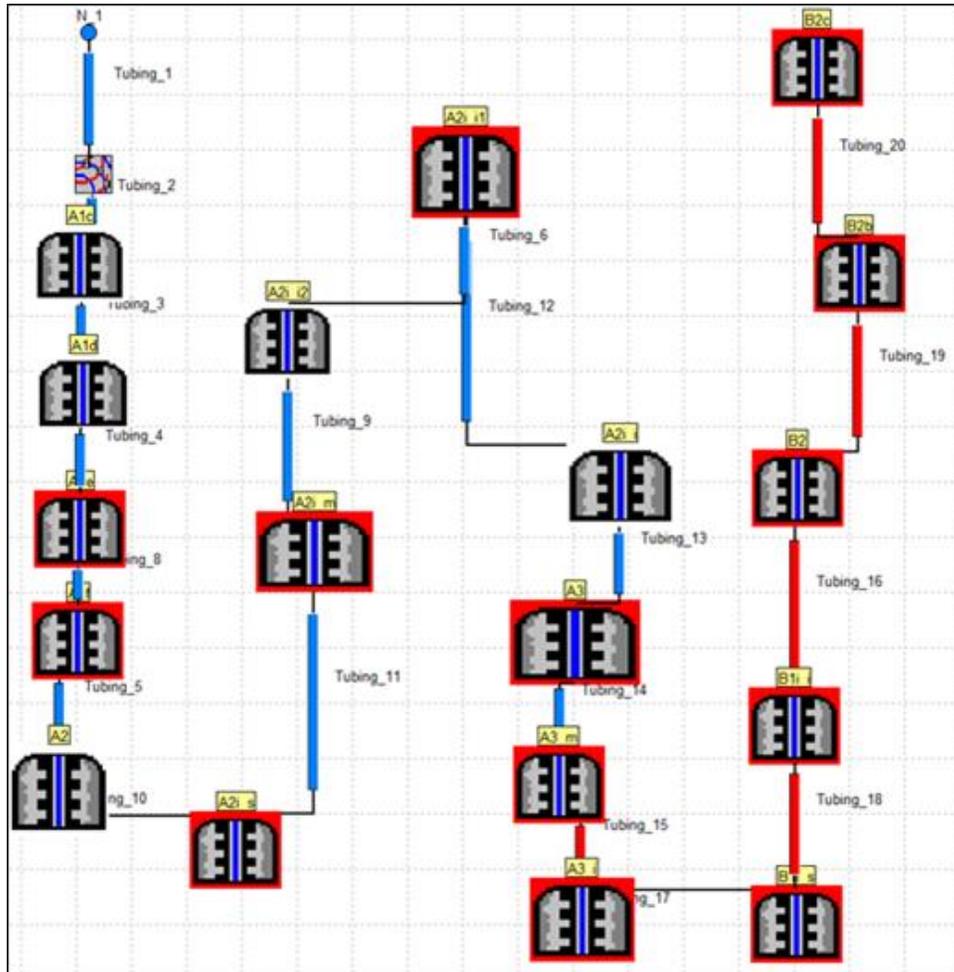
Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Prueba de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

4.2.2 Análisis nodal caso aislamiento a 3750 pies en el pozo Casabe-1115D.

Con el modelo de PIPESIM del caso actual se realizó la corrida, aislando las zonas inferiores desde la Arenas A3 hasta el fondo del pozo, con la finalidad de determinar el potencial que tendría el pozo y de esta manera estimar el tipo de bomba más adecuado a su potencial.

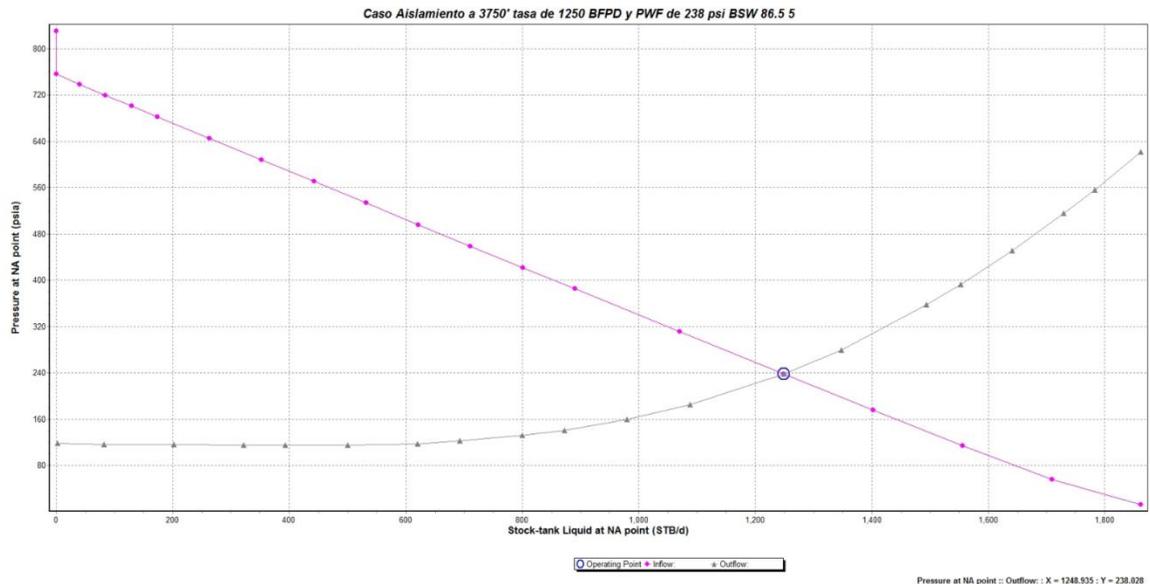
El resultado de esta simulación arrojó una bomba que maneje una producción de fluidos entre 600 y 1200 BFPD a un BSW de 87%. El pozo quedo con una IP de 2,21 Bbls/día/psi, en la Figura 49 y Figura 50 se muestran estos resultados.

Figura 49. Esquema de múltiples capas en Caso Aislamiento PIPESIM del pozo Casabe-1115D.



Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Pruebas de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

Figura 50. Resultado de la IPR Compuesta Caso Aislamiento 1250 BFPD y BSW 87%.



Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Prueba de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

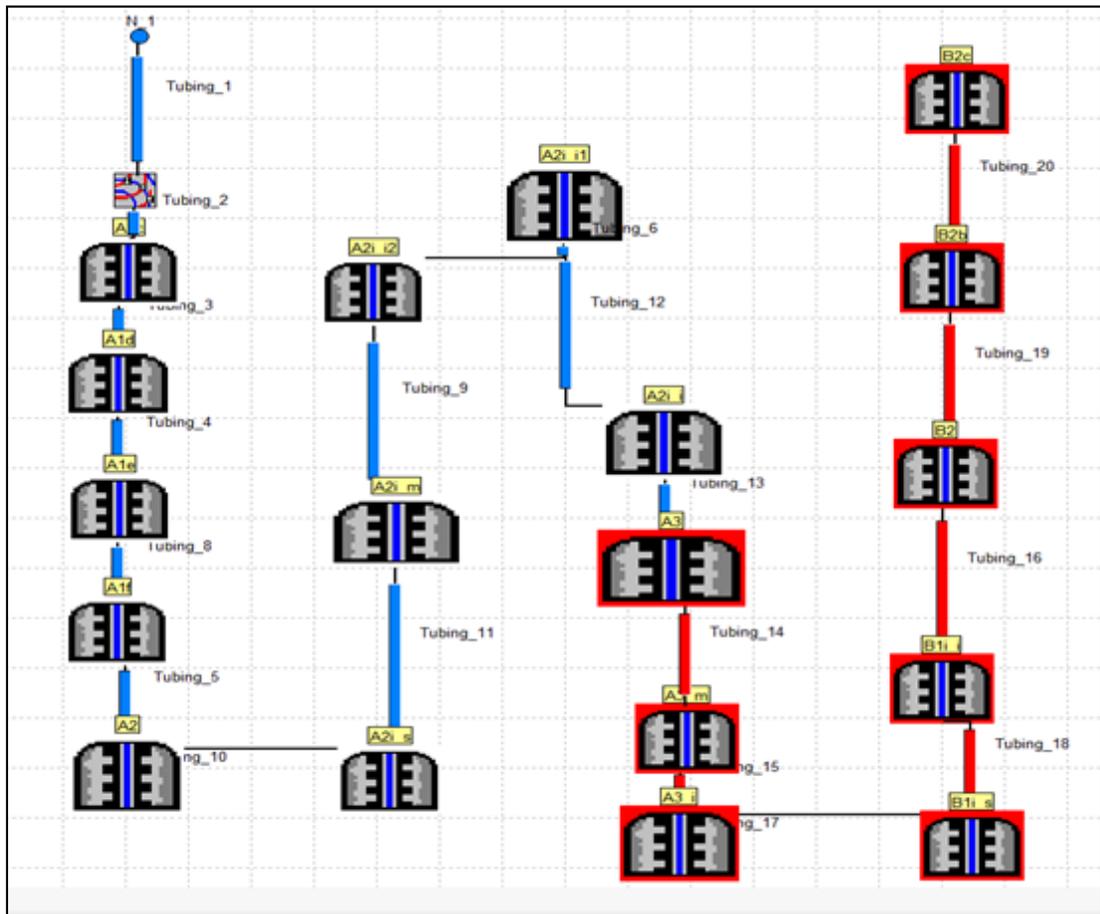
4.2.3 Análisis nodal caso determinación de daño de las otras capas en el pozo Casabe-1115D. Tomando los resultados del PLT-SIP, donde se observó que varios intervalos no estaban produciendo y tomando los resultados de producción después de instalada la bomba en el pozo Casabe-1115D, se realizó un análisis de productividad del pozo y el resultado de este análisis es muy interesante.

Los datos de la prueba de producción del pozo están dando 1273 BFPD a una Pwf de 458 psi en fondo. El resultado de esta prueba y de la presión de fondo, indican que más de una capa o intervalo que no estaba produciendo están aportando, ya que el índice de productividad es mejor, para corroborar este resultado se procedió activar las capas que no estaban produciendo y se utilizó la data petrofísica para generar la IPR de estos intervalos que no producían. Al hacer estos cambios en el modelo de PIPESIM se reprodujo la tasa y la Pwf que tiene el pozo actualmente, en la Figura 51 se muestra el esquemático de como quedaron las capas abiertas y en la Figura 52 se muestra el resultado de la IPR compuesta.

El resultado de este ejercicio es que varias capas que no estaban produciendo están en producción ahora, por lo que se induce que las capas no están dañadas, si no que presentan bajo soporte de inyección, sin embargo por estudios de yacimientos y registros eléctricos de pozos vecinos se correlaciona que las arenas

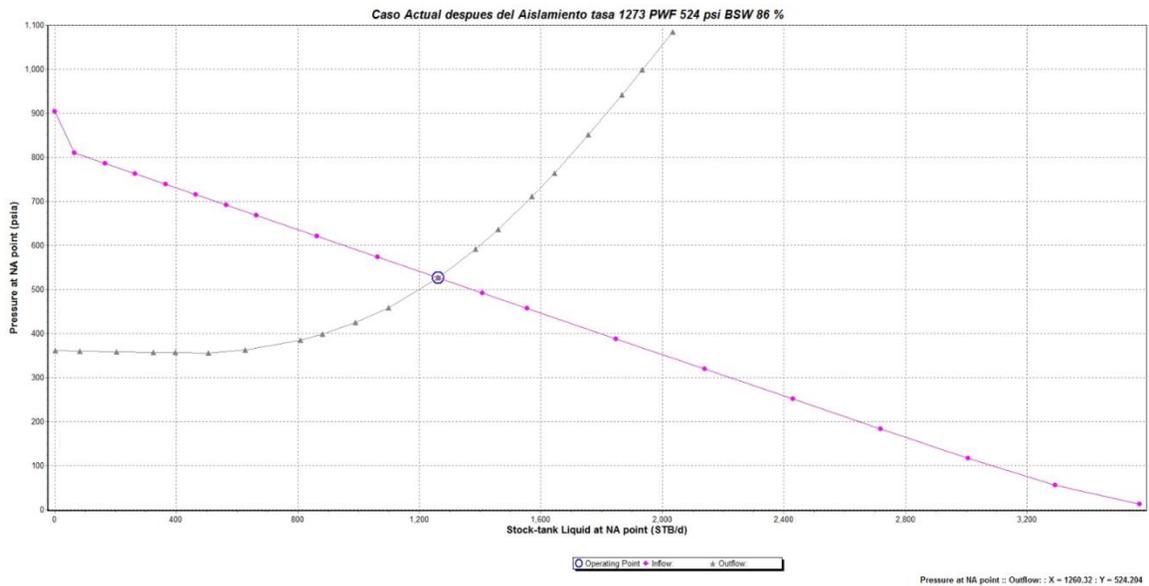
B en esta parte del campo ya se encuentran en agua, por lo que no es de interés inyectar más agua en estas arenas del patrón.

Figura 51. Esquema de múltiples capas en Caso Actual después del Aislamiento PIPESIM del pozo Casabe-1115D.



Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Pruebas de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

Figura 52. Resultado de la IPR Compuesta después del Aislamiento y todas las capas produciendo en el pozo Casabe-1115D.



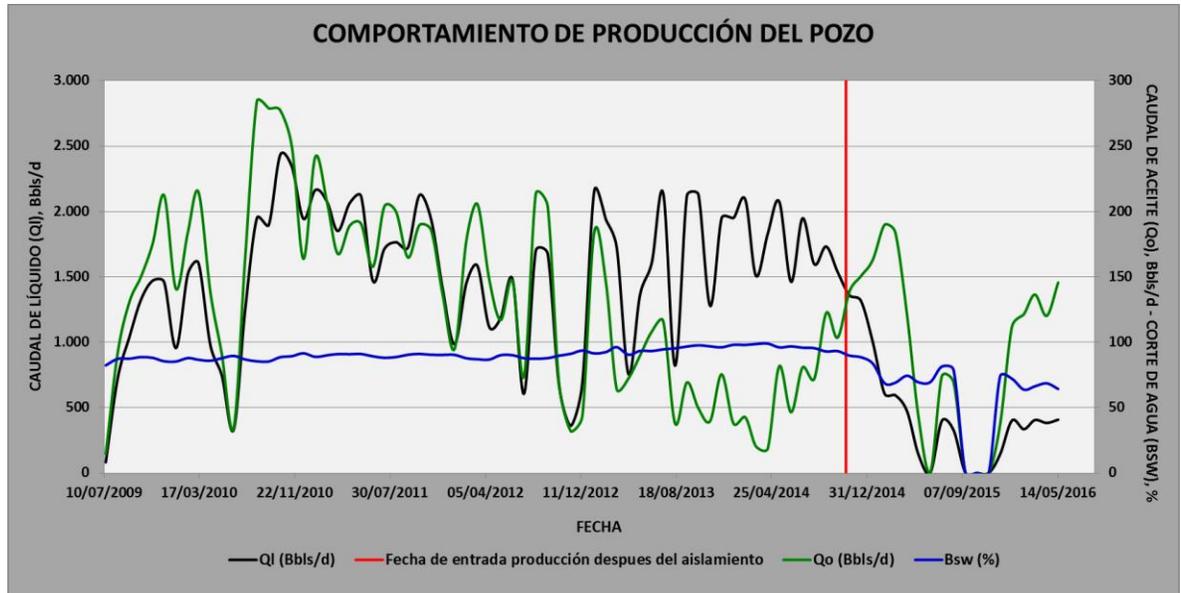
Fuente. Informe sobre la Interpretación de las Prueba de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D.

4.3 TOMA DE DECISIÓN

El pozo Casabe-1115D desde su completamiento inicial en 2009 hasta inicios del 2013 presentó una producción de aceite promedio de aprox. 160 BOPD, una producción de líquidos y un corte de agua alrededor de los 1456 BLPD y 88,7%, sin embargo, a partir del 2013 su producción de aceite disminuyó a 67 BOPD promedio, su producción de líquidos aumento a casi los 1700 BLPD y el corte de agua a casi el 96%, lo que mostraba que había una arena o capa del yacimiento que estaba aportando mucha agua recientemente (posible canalización o presencia del contacto agua-aceite en este pozo o área).

Después de la realización de este estudio se determinó hacer el aislamiento desde la arena A3 hacia abajo. Terminado de tomar el PLT-SIP se procedió a sacar la sarta de tubería con el equipo de bypass del pozo y se bajó una bomba ESP con capacidad para manejar entre 1000 y 1400 BFPD, cambiando por completo la condición de producción de este pozo que pasó de producir casi los 1700 BLPD con un corte de agua del 96%, a producir 800 BFPD en promedio y 140 BOPD con un corte de agua cercano al 82%, como se muestra en la Figura 53.

Figura 53. Comportamiento real de producción del pozo Casabe-1115D.



Fuente. El Autor.

Por ser un trabajo piloto, la evaluación económica en este caso no afecta el desarrollo del proyecto, ya que con este se busca determinar o encontrar una solución técnica a un problema en el campo Casabe como lo es la adquisición de datos de perfiles de producción en los pozos, sin embargo para efectos de cualquier interés, el costo del trabajo en el pozo Casabe-1115D estuvo cercano a los USD 370.000,00.

Este trabajo con un costo de inversión de USD 370.000,00, en un pozo que pasó de aprox. 70 BOPD a 140 BOPD (duplicó la producción de aceite) a 50,00 USD/Bbls se paga en aproximadamente 4-6 meses.

5. CONCLUSIONES

Esta es la primera vez que la información de distribución de la producción es adquirida en el campo Casabe, la información es ahora usada para un nuevo análisis en el gerenciamiento del yacimiento y la importancia de esta información se demostró con los resultados y el análisis de desempeño de los tres pozos.

Esta tecnología, con el diseño de completamiento escogido, es aplicable a los pozos productores de Casabe para la evaluación de perfiles de producción.

Una bomba tipo Slim-ESP con el sistema bypass podría ser un completamiento temporal o permanente en el campo Casabe para ejecutar los registros de producción.

La adquisición de perfiles de producción puede ayudar a incrementar las reservas de petróleo no producido en el campo Casabe, al identificar arenas con poco aporte por posible daño, bajo soporte de inyección o debido a un alto diferencial de presión en fondo.

Los registros de producción proporcionan información clave para identificar oportunidades de optimización de la producción para aumentar el factor de recuperación.

La presión de formación en capas individuales puede ser estimada utilizando la información de registro de producción mediante el uso de análisis de IPR.

Los modelos de yacimientos se han actualizado con la información de los PLT's tomados.

Un registro PLT tomado a las condiciones reales de producción, permite identificar capas con alta producción de agua, que al ser aisladas se puede minimizar el costos por tratamiento de agua y disminuir el impacto ambiental.

Con los resultados obtenidos en el pozo Casabe-1115D se pudo identificar las capas productoras de agua que fueron aisladas y como resultado se duplicó la producción del pozo.

Con el análisis de PLT-SIP se pudo evaluar el índice de productividad por zona, y estimar las presiones de yacimiento en cada una de las capas. Igualmente se identifican zonas que no fluyen, especialmente las capas de las arenas B a unas tasas de extracción.

La información obtenida de registros de producción es de gran valor para la actualización de los modelos actuales del yacimiento y como punto de partida para proyectos de optimización de producción.

6. RECOMENDACIONES

Se recomienda hacer los PLT en este tipo de completamiento, usando la Logging Plug modificada por el equipo de la Alianza y Novomet.

Se recomienda correr este registro con unidad de Wireline en lugar de DSL (Digital Slick Line) debido a que tiene mayor maniobra de tensión para despegar la Logging Plug.

Utilizar un medidor Multifásico para medir la producción y corte de agua en tiempo real y disminuir el tiempo de espera por estabilización.

En los pozos que se requiera, realizar PLT-SIP con tres tasas para determinar las IPR por Capa.

Realizar una prueba de restauración antes del PLT-SIP, para determinar presión estática, permeabilidad, daño promedio de todas las capas para ser utilizado en el análisis de las IPR por capas.

BIBLIOGRAFIA

Agudelo, O., Acosta, T., Téllez, C., González, P., and Navas, E. et al. 2016. Casabe: Water Injection Optimization and Surveillance in a Mature Field. SPE-180774-MS.

Ansari, A. et al. 2009. Multi-Layer testing: Theory and Practice. Paper IPTC 13546 presented at the International Petroleum Technology Conference, Qatar, 7-9 December.

Azancot, A. Production Optimization of Progressive Cavity Pump wells in Casabe field. Internal publication. November 2007.

_____, Saavedra, P., Romero, J., and Navas, E. et al. 2015. New Approach for Reservoir Management Through the Implementation of Slim ESP with Bypass System for Production Logging in a Field With Rod Pumping Systems. Presented at the SPE Artificial Lift Conference - Latin America and Caribbean, Salvador, Brazil, 27–28 May. SPE-173953-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/173953-MS>

Equipo Alianza Casabe, Proyecto PLT Y TOOL, socialización en campo, Preinicio Operaciones, 2014.

Escobar, K. Water shut off Strategy for Casabe field. Internal publication. September 2014.

Franco M., Informe de Reporte Datos Presiones de Fondo, Pozo CSBE 1115, Agosto, 2014.

Navas E., Agudelo O., Pabón M., Serrano J., PLT con Y-Tool en pozos no fluyentes: Un aporte a la Mega con barriles limpios en Ecopetrol, Presentación Reconocimiento a la Excelencia, Ecopetrol S.A., 2014.

_____, Porlles, J., Azancot, A. et al. 2015. Alternativa para adquisición y análisis de perfiles de producción en un campo maduro con yacimiento multicapas

y alto corte de agua. Presentado XVI Congreso Colombiano Petróleo y Gas, Bogotá, Colombia, 26-28 Ago. ACIPET, TEC-263.

Nuñez G., SPE, Schlumberger, Amaya M., SPE, Ecopetrol S.A., Hernández J., Schlumberger, Agudelo O., Ecopetrol S.A., Integrated Sand-Production Management in a Heterogeneous and Multilayer Mature Field with Water Injection, Paper SPE 139378, 2010.

Restrepo, C., ACIPET, Jiménez, R., Azancot, A., Rubiano, R., Gambaretto, W., Suter, A., Schlumberger, Leal, C., Agudelo, O., Amaya, M., Ecopetrol, Estrategia de completamiento de pozos en un campo maduro con inyección de agua, Artículo Técnico ACIPET, 2011.

Rueda, C. et al. Benefits of Integrated management approach for production enhancement projects: Casabe field Alliance. Paper IBP1849_08 presented at Rio Oil & Gas Expo and Conference 2008 Proceedings, Rio de Janeiro, 15-18 September.

Saavedra P., Porlles J., Vernaza J., Romero J., Schlumberger, Navas E., Ecopetrol S.A., Informe sobre la Interpretación de las Prueba de Restauración de Presión Producción y del PLT SIP Tomados en el Pozo CSBE1115D, Proyecto Alianza Casabe, Octubre 2014.