

Cuantificación de la distribución de producción de fluidos en pozos desviados con alta relación gas-líquido usando Flow Array Sensing Tool

Autor(es): José Wilfredo González and Alejandro Jose Linares, Lupatech Oilfield Services; Diego Armando Rodriguez and Gerson Orlando Rivera, Hocol SA; Virginie M. Schoepf and Linda Abbassi, Openfield Technology.

- Artículo Técnico
- Tesis Pregrado
- Tesis Posgrado

Derechos de Autor 2022, ACIPET

Este artículo técnico fue preparado para presentación en el XIX Congreso Regional Colombiano de Petróleo, Gas y Energía organizado por ACIPET en Cartagena, Colombia. Este artículo fue seleccionado para presentación por el comité técnico de ACIPET, basado en información contenida en un resumen enviado por el autor(es).

Resumen

El objetivo del trabajo es cuantificar los caudales producidos de las diferentes fases en pozos desviados con alta relación gas-líquido utilizando el flow array sensing tool (FAST). Generalmente las lecturas de las herramientas de registros de producción (PLT: flowmeter, densidad, capacitancia) centralizadas están afectadas por la recirculación de líquido debido a un corte significativo entre las fases más ligera y pesada. La segregación y el posible flujo de retorno de las fases más densas dan como resultado una mala interpretación de la distribución de los fluidos producidos.

En este trabajo se presenta el FAST, que se utilizó durante la adquisición de registros, es una herramienta ultracompacta (3 ft) de registros de producción que detecta flujos multifásico con un principio de arreglo de 8 sensores (dos en cada brazo y espaciados a 90°) en miniatura basados en tecnología MEMS (Sistema micro-electromecánica), entre los identificadores de fluidos se tienen las probetas ópticas que van pegadas a las paredes del pozo y que permiten la medición de índice de refracción ultra rápida para la discriminación de agua y gas, también las probetas eléctricas que realizan mediciones de conductividad ultra rápidas para la discriminación de agua del hidrocarburo, y tienen un excelente desempeño en todo el rango de corte de agua, incluyendo pozos con más de 90% de agua lo que no puede leer la capacitancia.

Los datos de los registros del FAST fueron procesados e interpretados se obtuvieron los perfiles de velocidad aparente de los 4 spinner, con las probetas ópticas y en conjunto con la curva de rotación se generaron los mapa de velocidad y el mapa de Holdup radial y se cuantificó la distribución de fluidos de cada fase. Los resultados indicaron que la diferencia de error entre las tasas medidas en superficie y con el FAST es del 1.8%. El patrón del flujo de los pozos se define claramente en el mapa de velocidad de flujo aparente.

Como resultados final del FAST son mapas radiales de velocidad, mapas de Holdups y la cuantificación de la distribución de producción de fluidos de los pozos de gas y petróleo.

Introducción

Generalmente los pozos desviados productores de hidrocarburos con alta relación gas líquido (RGL), tienden a formar flujos complejos durante su producción, este fenómeno es conocido como segregación de fases o recirculación de la fase pesada.

Las herramientas convencionales de PLT, tienen limitaciones en cuanto a la identificación de fluidos en pozos con alto corte de agua, por ejemplo el dieléctrico o capacitancia están diseñadas para cortes de agua menores al 45% dependiendo del fabricante, otra herramienta como el gradiomanómetro, pierden resolución en pozos desviados, y se dificulta determinar el Hold-up cuando aumenta la densidad del crudo. Adicionalmente el PLT convencional al ser medidas centralizadas no da información completa del pozo, si hay segregación de fases.

En este trabajo se propone una solución práctica a la problemática planteada, utilizando el Flow Array Sensing Tool (FAST), que es una herramienta de registros de producción que detecta flujo multifásicos mediante los micro-spinners, las probetas ópticas y eléctricas. Las probetas ópticas permiten la medición de índice de refracción ultra rápida para la discriminación de agua, petróleo y gas. También las probetas eléctricas que realizan mediciones de conductividad ultra rápidas para diferenciar el hidrocarburo del agua, sobre todo cuando hay producción de condensado o crudo liviano en el pozo. Los cuatro micro-spinners calculan la velocidad de flujo de la fase liviana y pesada del fluido producido.

Pozos registrados con FAST y PLT convencional

En la Tabla 1, se muestra un resumen de los parámetros de los pozos intervenidos con la herramienta FAST PLT.

Parameters	WELL A	WELL B	WELL C	WELL D
Pwf (psi)	553	3364	2952	395
Pws (psi)	1090	3361	3165	421
Liquid Level (ft)	3328	8124	3350	6672
Gas Production (Mscf/D)	5405	2548	200	842
Water Production (STB/D)	-	-	819	-
Oil Production (STB/D)	-	-	21	-
API (°)	-	-	43	-
Water cut (%)	-	-	97.5	-
Deviation (°)	18.8	28.43	0	46.4
Recirculation of water	YES	YES	YES	YES

Tabla 1. Pozos registrados con FAST y PLT convencional.

Descripción del Yacimiento A. En el Yacimiento A, Campo A, están completados los pozos dónde se corrió el FAST, el tipo de fluido producido es gas seco y en otras extensiones aledañas se produce crudo liviano con alto corte de agua en la Formación Caliza. El Campo A se encuentra ubicado en la subcuenca de Plato en la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, como se muestra en la Figura 1.

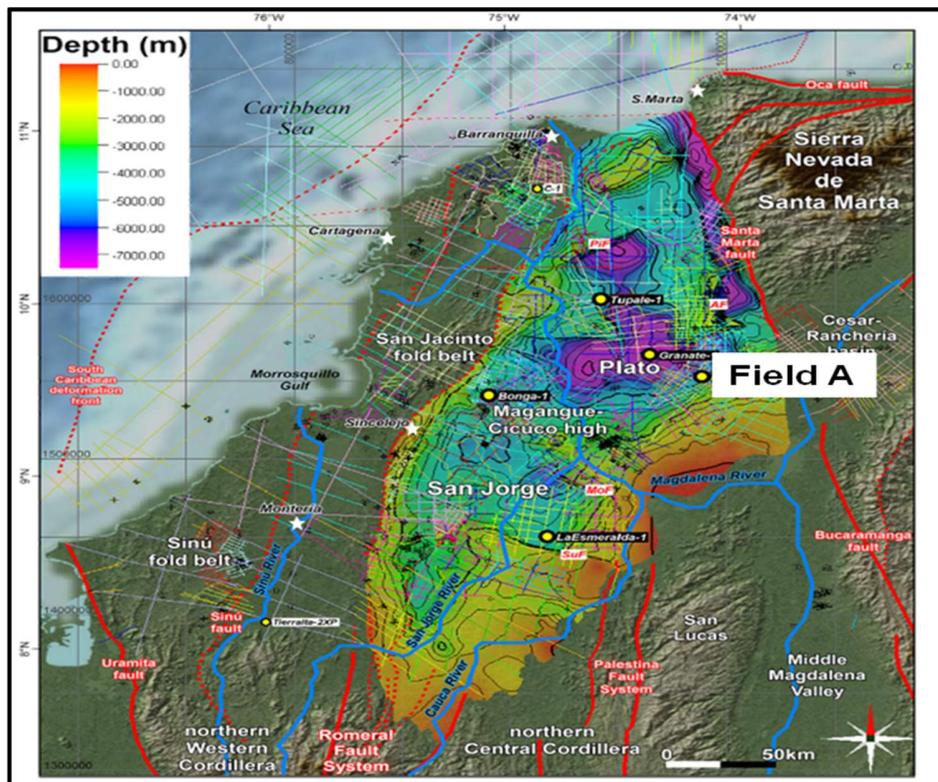


Figura 1. Ubicación geológica del campo A en el Valle Inferior del Río Magdalena.

Se caracteriza por un estilo estructural de bloques extensionales que ha generado una estructura de graben. El basamento en esta parte de la cuenca consiste de rocas cristalinas principalmente metamórficas de edad precretácico intruídas por rocas ígneas que datan hasta del Cretácico Tardío. Los principales reservorios en la acumulación de hidrocarburos en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena son las areniscas de las formaciones Ciénaga de Oro y Porquero de edad Oligoceno Superior a Mioceno, con un espesor promedio entre 7500 y 12000 ft.

Descripción del Yacimiento B. El Segundo FAST PLT, se corrió en pozos del Campo B, completados en el yacimiento B. El Campo B está ubicado en la Cuenca del Valle Inferior del Río Magdalena, como se muestra en la Figura 2.

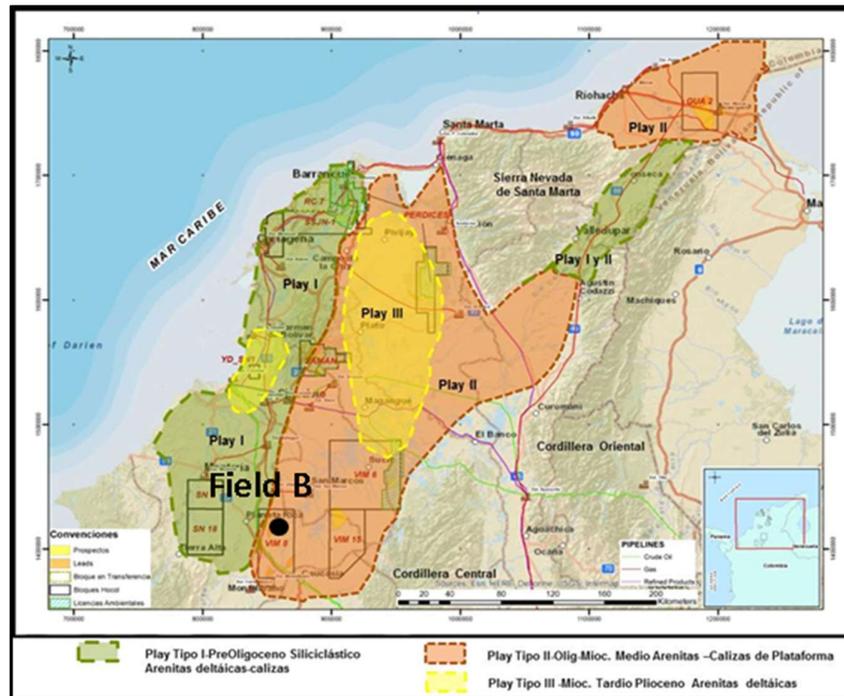


Figura 2. Ubicación Geológica del campo B en el Valle Inferior del Río Magdalena.

Carbonatos Siliciclásticos Terciarios en Basamento Alto y Combinado-Onshore. Calizas y rocas clásticas del Terciario Oligoceno-Mioceno asociadas a trampas estructurales, estratigráficas y combinadas desarrolladas en basamento alto limitado por fallas normales, o traslapes contra basamento. También se ha encontrado acumulación de hidrocarburos en los bloques inferiores de estas fallas normales. Es la playa más madura de la cuenca. La unidad Ciénaga de Oro se considera como roca generadora y yacimiento B. La Formación Porquero y Ciénaga de Oro Superior como sello vertical y lateral.

Descripción del Yacimiento C. El Campo C, está ubicado en la subcuenca Plato donde se ubica el pozo C, también conocido como “Depresión Momposina” en la Cuenca del Valle Inferior del Río Magdalena. Topográficamente es una planicie de inundación durante la época de lluvias donde el nivel del agua aumenta entre 2 y 3 metros de altura.

En el Valle Inferior del Magdalena, al este de la Falla Romeral, en las subcuencas Plato y San Jorge, se depositó una secuencia sedimentaria sobre un basamento de afinidad continental, cuya edad va del Oligoceno al reciente. La evaluación regional indica que la secuencia corresponde a las unidades cronoestratigráficas Ciénaga de Oro Inferior (Oligoceno), Ciénaga de Oro Superior (Mioceno Temprano), Porquero (Mioceno Temprano a Medio), Tubará (Mioceno Tardío) y Corpa (Plioceno - Pleistoceno). Los principales yacimientos del campo son las unidades clásticas y carbonatadas de la Fm. Ciénaga de Oro (Oligoceno superior al Mioceno).

Una secuencia sedimentaria desde el Oligoceno hasta tiempos recientes fue depositada sobre la corteza continental basal al este de la Falla Romeral, en las subcuencas San Jorge y Plato en la Cuenca del Valle Inferior del Río Magdalena, Figura 3.

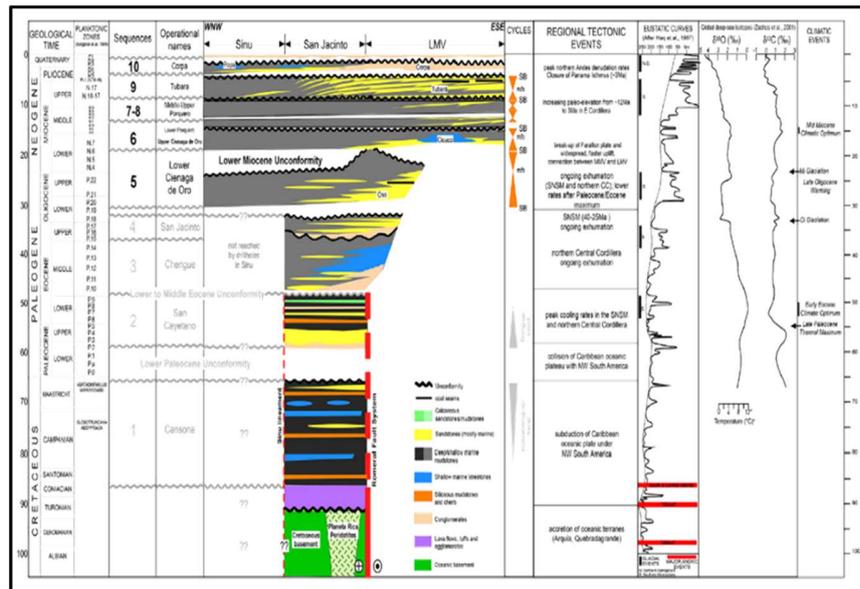


Figura 3. Estratigrafía de la Cuenca del Valle Inferior del Río Magdalena para el Campo C.

Descripción del Yacimiento D. El área del Campo D, se ubica en el norte de Colombia, en la parte media de la Península de la Guajira. En esta zona, la interacción de tres placas tectónicas diferentes -Caribe, Sudamérica y Nazca- han controlado las características geológicas. Durante el Terciario, probablemente, el desplazamiento de la placa Caribe hacia el Este ha tenido el mayor impacto en la configuración estructural del área. Grandes fallas laterales derechas, subcuencas separadas y fallas escalonadas conjugadas se destacan claramente, especialmente en rocas pre-miocenas.

Dos fallas de desplazamiento lateral derecho, Oca y Cuiza, son los límites sur y norte del bloque Figura 4. La configuración estructural actual probablemente se desarrolló antes del Mioceno Inferior y localmente -las zonas orientales más profundas- presentan fallas que se han reactivado periódicamente. Los sedimentos terciarios se espesan hacia el oeste. La fuente de los sedimentos han sido sitios topográficos regionales altos ubicados al sur y al este: la Sierra de Santa Marta, las montañas locales de La Guajira y la región de Perijá-Maracaibo.

Los principales reservorios del campo son las unidades clásticas y carbonatadas de la Formación Reservorio D (Mioceno temprano a tardío).

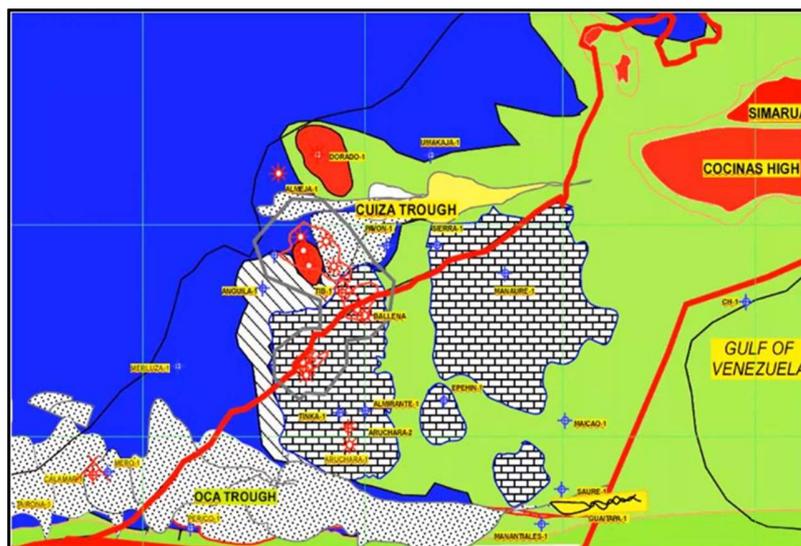


Figura 4. Paleografía de la Guajira, unidades clásticas y carbonatadas.

Flow Array Sensing Tool (FAST)

Es una Herramienta Multisensor Ultracompacta para registros de producción (FAST), tiene sensores tipo probeta de última tecnología, que permiten por su principio de medición (miden el tiempo que pasa la probeta en cada fase) determinar el Hold-up de las distintas fases e incluso para Water Hold-up mayores al 90%, y se pueden utilizar diferentes tipos de probetas dependiendo de las condiciones del pozo. Los sensores de identificación de fluidos (probetas) y micro-spinners se encuentran descentralizadas en el pozo, lo que permite registrar los Hold-ups y las velocidades de flujo de las distintas fases, en pozos desviados y/o Horizontales.

En la Figura 5, se muestra la especificación técnica del FAST, con esta herramienta se adquirieron los registros de arreglos en los pozos de los Campo A, B, C y D, que producen con alta relación gas líquido (RGL) y alto corte de agua, tales como: lecturas de micro-spinners, Hold-ups de las diferentes fases (agua, gas y petróleo), curva de rotación del brazo 1, inclinación, conteo de burbujas, índice de refracción de los fluidos, conductividad, nivel de la fase continua, presión, temperatura, detección de collares, etc. La herramienta se corrió en los pozos a cinco velocidades subiendo y bajando a 30, 50, 70, 90 y 110 ft/min.

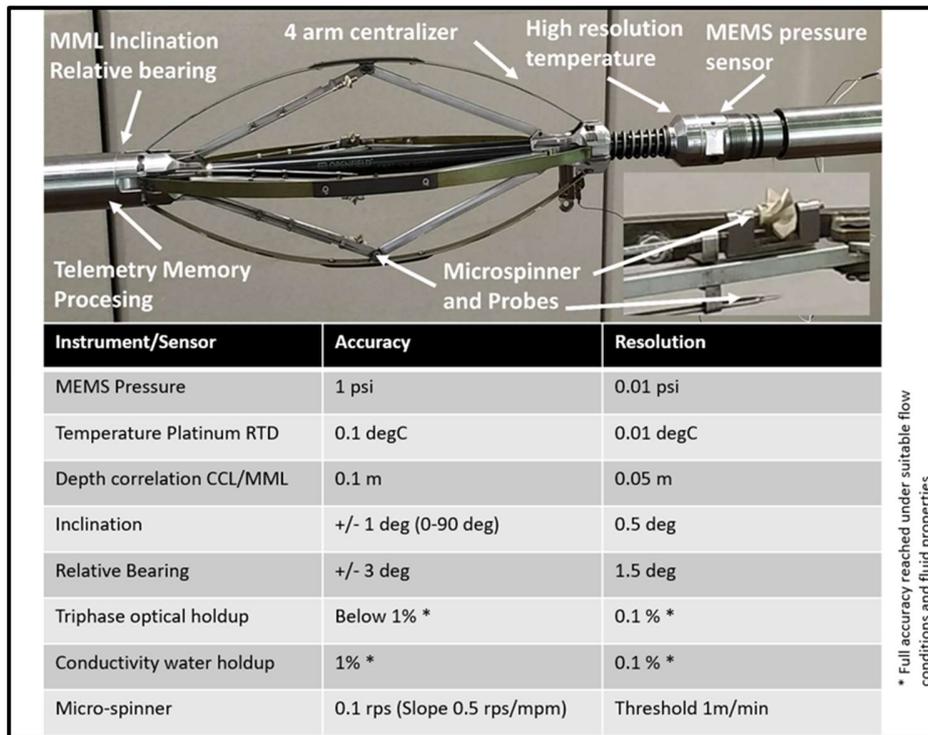


Figura 5. Especificaciones técnicas del FAST.

El FAST integra en un solo mandril de 0,86 metros de largo todos los sensores necesarios para un análisis completo del registro de producción en pozos multifásicos desviados/horizontales:

- High accuracy MEMS pressure sensor
- Platinum RTD probe
- Holdup probes (electrical and/or optical)
- Mini-spinners
- Ultrasonic doppler array
- Deviation
- Relative bearing
- MEMS CCL (MML)

Los movimientos de fluidos pueden ser muy complejos en la mayoría de los pozos, más particularmente cuando son desviados. Por lo tanto, es importante recolectar diferentes medidas para obtener una buena comprensión del comportamiento del patrón de flujo. Cuanto más cerca estén ubicadas esas diferentes medidas, mejor será el análisis. El FAST utilizada en el presente estudio, es una plataforma de

sensor construida como un arreglo radial, donde los sensores de flujo y de fluido se colocan dentro de unos pocos centímetros. La colocación de todos los diferentes sensores dentro de unos pocos centímetros es importante para comprender mejor las complejas estructuras de flujo que se encuentran en el fondo del pozo.

- Minimizar la perturbación del flujo del hardware de la herramienta también es un elemento crítico y las sondas están construidas como tubos alargados pequeños (1/16" OD) terminados en una punta sensible en forma de aguja, que también permiten la autolimpieza y la medición local precisa.
- La herramienta es modular, las sondas en forma de tubo pueden intercambiarse fácilmente y la herramienta puede configurarse con sensores especiales optimizados para condiciones específicas del pozo. También es posible colocar 2 herramientas juntas para aumentar la cobertura de medición.

Las ventajas de la herramienta FAST son:

- Las medidas de identificación de fluidos y velocidades se realizan a la misma profundidad.
- La configuración de los sensores se puede optimizar para cada pozo.
- Usa probetas pequeñas cerca de las paredes del pozo.
- Mide bajas tasas.
- Probetas eléctricas capaces de medir en agua fresca.
- Permite la detección directa de aceite en pozos de alto corte de agua, más del 90%.
- Se pueden bajar dos herramientas para aumentar la cobertura áreal del pozo.
- Configuración optimizada con nanotecnología.

Analogía de los mapas de Velocidad de Flujo y Hold-up del FAST

En la Figura 6, se tiene el esquema del mapa de velocidad de flujo (track 2), el mapa de Gas Hold-up (track 3) y el pozo de 30° de inclinación (track4) que produce con alta relación gas líquido (RGL). En el mapa de velocidad de flujo se observa el área superficial de color rojo, la cual indica que la dirección del flujo es positivo en la parte alta del pozo, mientras más intenso es el color rojo mayor es la velocidad. El área superficial de color azul muestra que la dirección del flujo es negativo en la parte baja del pozo, es decir, que la fase pesada está recirculando. El área superficial de color blanco representa cero flujo.

El en mapa de Gas Hold-up se observa la separación de las fases entre el agua y el gas, el color azul representa el Water Hold-up la cual disminuye cuando la fase liviana aumenta. En el esquema del pozo (track 4) se ilustra gráficamente lo que está ocurriendo en los mapas de velocidad de flujo y Gas Hold-up.

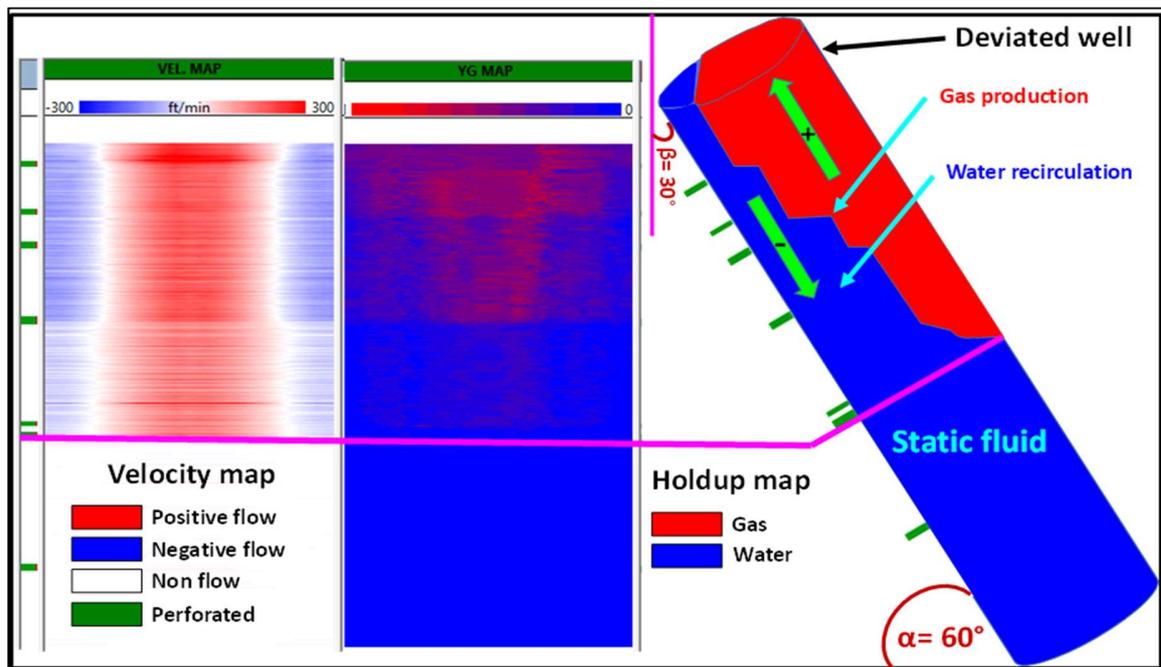


Figura 6. Esquema del mapa de Velocidad de Flujo y Gas Hold-up.

PLT convencional en el Pozo A con alta RGL

El Pozo A, es un pozo desviado productor de gas, que produce 5280 Mscf/D de gas, 76 STB/D de agua, inclinación de 19°, presión de fondo fluente de 553 psi, nivel de líquido dinámico ubicado a 3328 ft y con nueve perforados en el casing (P1, P2, P3, P4, P5, P6, P7, P8 y P9). A este pozo se le corrió PLT convencional con el objetivo de determinar la distribución de producción en cada perforado, tal como se muestra en la Figura 7.

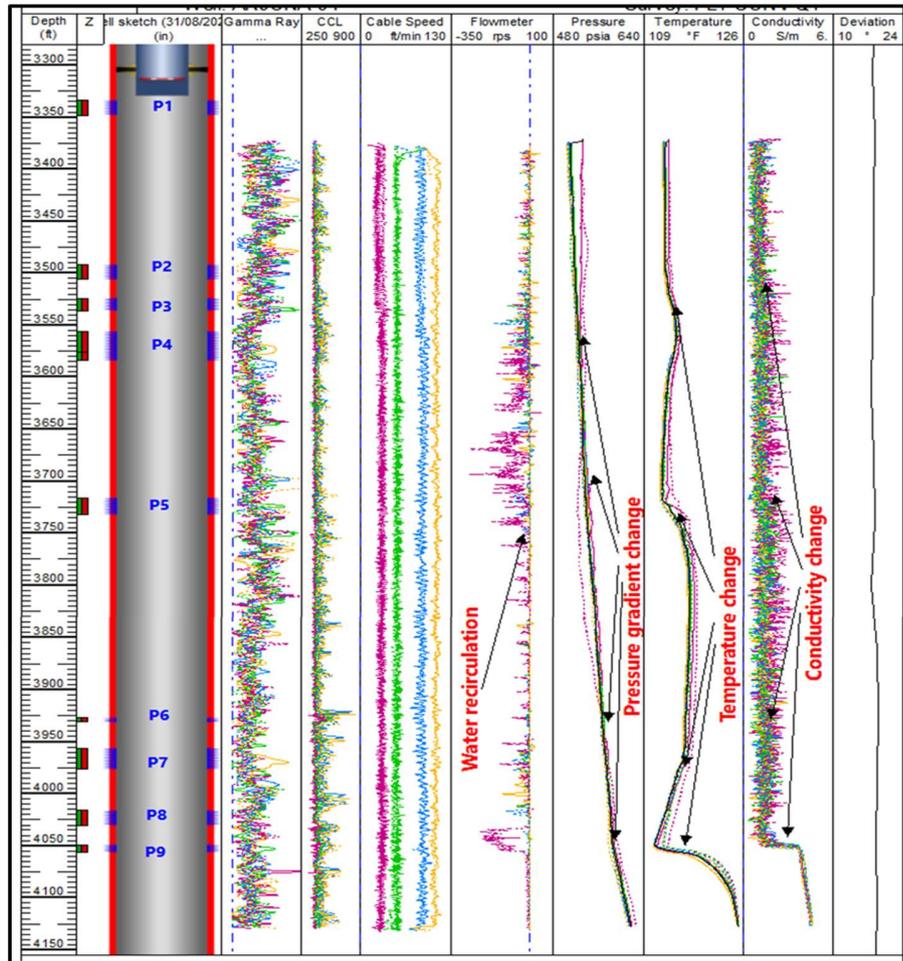


Figura 7. PLT convencional Pozo A. Track 2, Perforados. Track 3, Well sketch. Track 4, Gamma ray. Track 5, CCL, Track 6, velocidad del cable. Track 7, Spinner. Track 8, presión. Track 9, temperatura, Track 10, conductividad. Track 11, inclinación.

En la Figura 7, se muestran los resultados del PLT convencional corrido en el Pozo A, en el track 7 se observan las medidas centralizadas del spinner en términos de velocidad angular, las cuales tienen lecturas positivas, negativas y de cero revoluciones por segundo (RPS) en los diferentes pases subiendo y bajando a 30, 50, 90 y 110 ft/min (track 6). Las lecturas del spinner no están acorde al comportamiento de producción del pozo, y se concluye que el PLT convencional está afectada por la recirculación de agua y no se puede cuantificar la distribución de producción de los fluidos.

Los resultados del PLT convencional indicaron que no se puede realizar una interpretación cuantitativa, sino cualitativa. En base a los resultados obtenidos con el PLT convencional, se decidió correr FAST en el Pozo A, con el objetivo de determinar la distribución de producción del pozo. La metodología de trabajo se planteó en el siguiente punto.

Metodología

Micro-spinners del FAST. Por lo mencionado anteriormente se corrió la herramienta FAST en el Pozo A. En la Figura 8, se muestran las curvas de los cuatro micro-spinners (SPIN01, SPIN03, SPIN05 y SPIN07) corridos en el Pozo A. Los micro-spinners

SPIN01 (track 5) y SPIN07 (track 8) están posicionadas en la parte alta del pozo, de acuerdo a la curva de rotación del brazo 1 (track 4) que es de 26° y que tienen lecturas positivas de RPS.

Los micro-spinners SPIN03 (track 6) y SPIN05 (track 7) tienen lecturas negativas de RPS con mínimos cambios a valores positivos y se encuentran en la parte baja del pozo. Las lecturas negativas de los micro-spinners SPIN03 y SPIN05 se debe a la recirculación del agua presente en el pozo

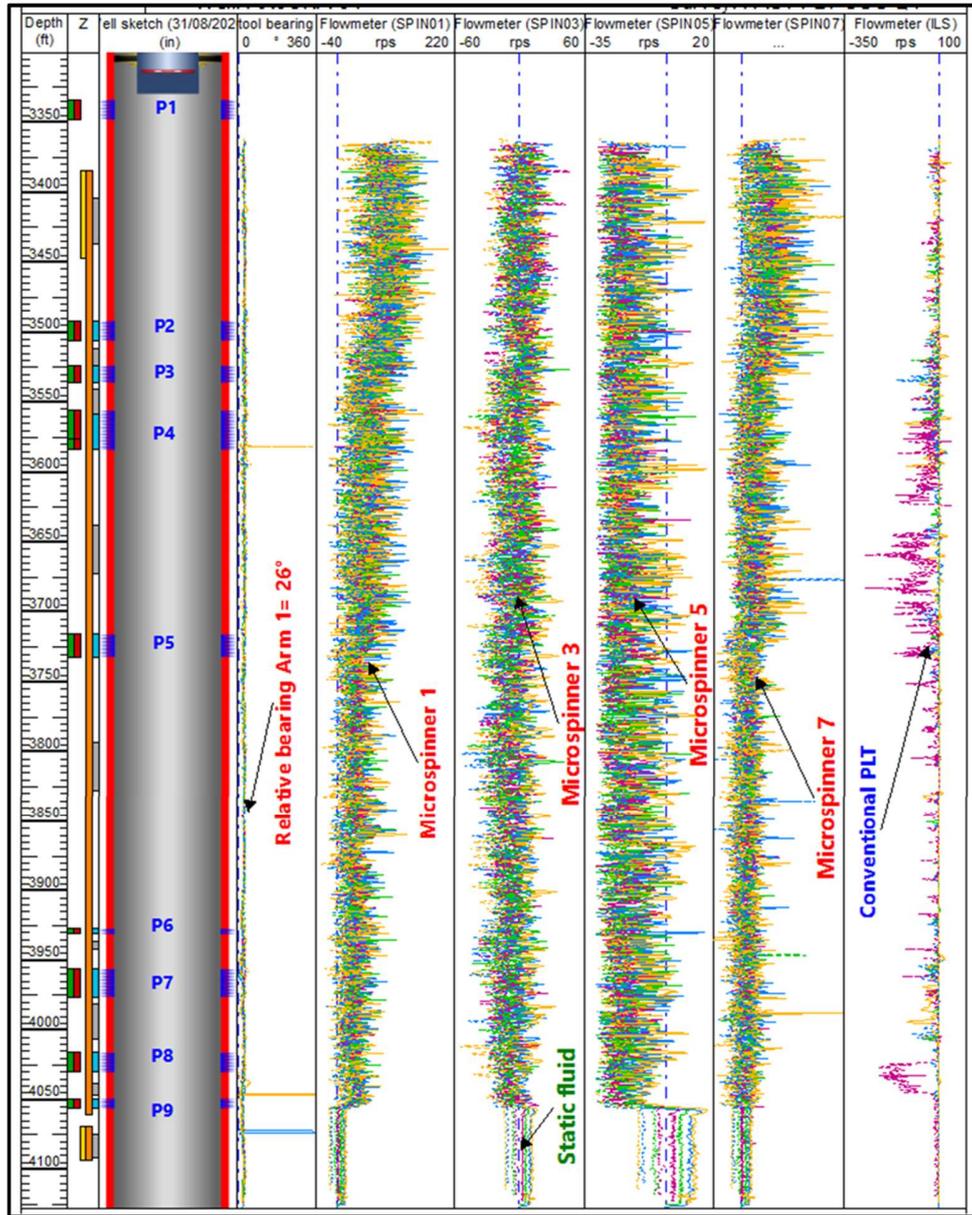


Figura 8. Comparación de los micro-spinners del FAST vs spinner del PLT convencional Pozo A.

Los micro-spinners muestran fluido estático por debajo de P9, ya que las lecturas de RPS están centradas en cero. El spinner del PLT convencional (track 9) está muy afectadas por el efecto de resbalamiento de la fase pesada.

La posición de los micro-spinners se muestra en la sección transversal de la tubería a 3711 ft, como se muestra en la Figura 9, la cual indica que el flujo positivo es registrado por los SPIN01 y SPIN07, mientras que el flujo negativo por los SPIN03 y SPIN05. Se utilizaron los datos de los micro-spinners para determinar la tasa de flujo del pozo.

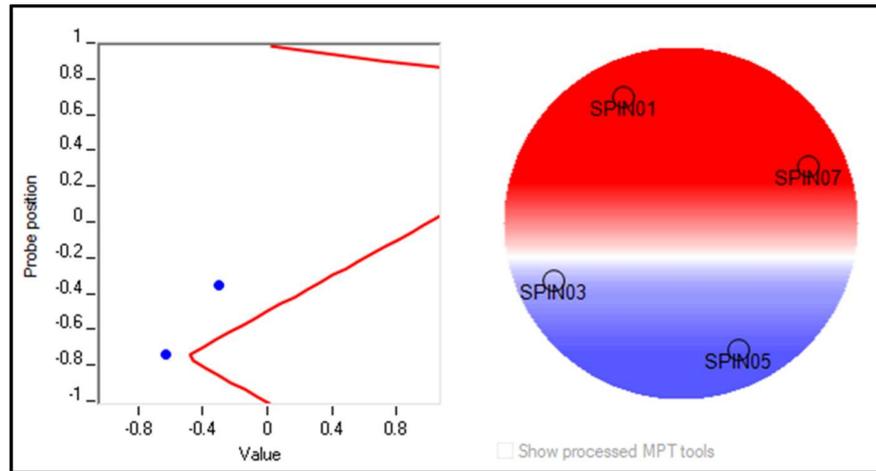


Figura 9. Posición de los micro-spinners del FAST dentro de la tubería Pozo A.

Gráfico de calibración de los micro-spinners del FAST. Con los pases subiendo y bajando de los micro-spinners (SPIN01, SPIN07, SPIN03 y SPIN05) se determinaron los perfiles de velocidad de flujo aparente mediante el gráfico cruzado de calibración, el mismo consistió en graficar la velocidad angular de los micro-spinners contra la velocidad del cable, tal como se muestra en la Figura 10. Las zonas de calibración se ubicaron por encima y por debajo de los perforados, preferiblemente en zonas estables para lograr una mejor aproximación lineal del perfil de velocidad en función de la velocidad angular.

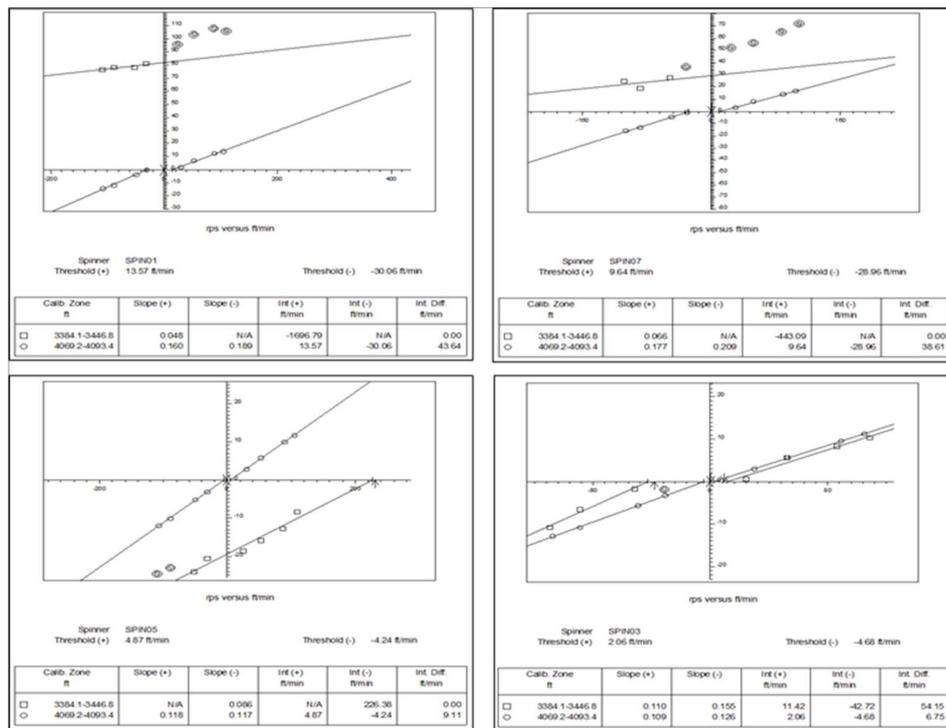


Figura 10. Gráfico de calibración de los micro-spinners del FAST Pozo A.

Mapa de Velocidad de Flujo. Utilizando los datos de los cuatro micro-spinners y el gráfico de calibración de la Figura 10, se construyeron los mapas de velocidad de flujo aparente para cada uno de los pases, tal como se muestra en la Figura 11. De acuerdo a los resultados obtenidos se evidenció flujo negativo (color azul) en la parte baja del pozo, indicando recirculación de la fase pesada, y flujo positivo (color rojo) en la parte alta del pozo.

En los mapas, se puede ver el aumento de velocidad de flujo en los perforados, indicando aporte de fluidos de la formación al pozo, también se observa que por debajo de P9 hay presencia de fluido estático (color blanco).

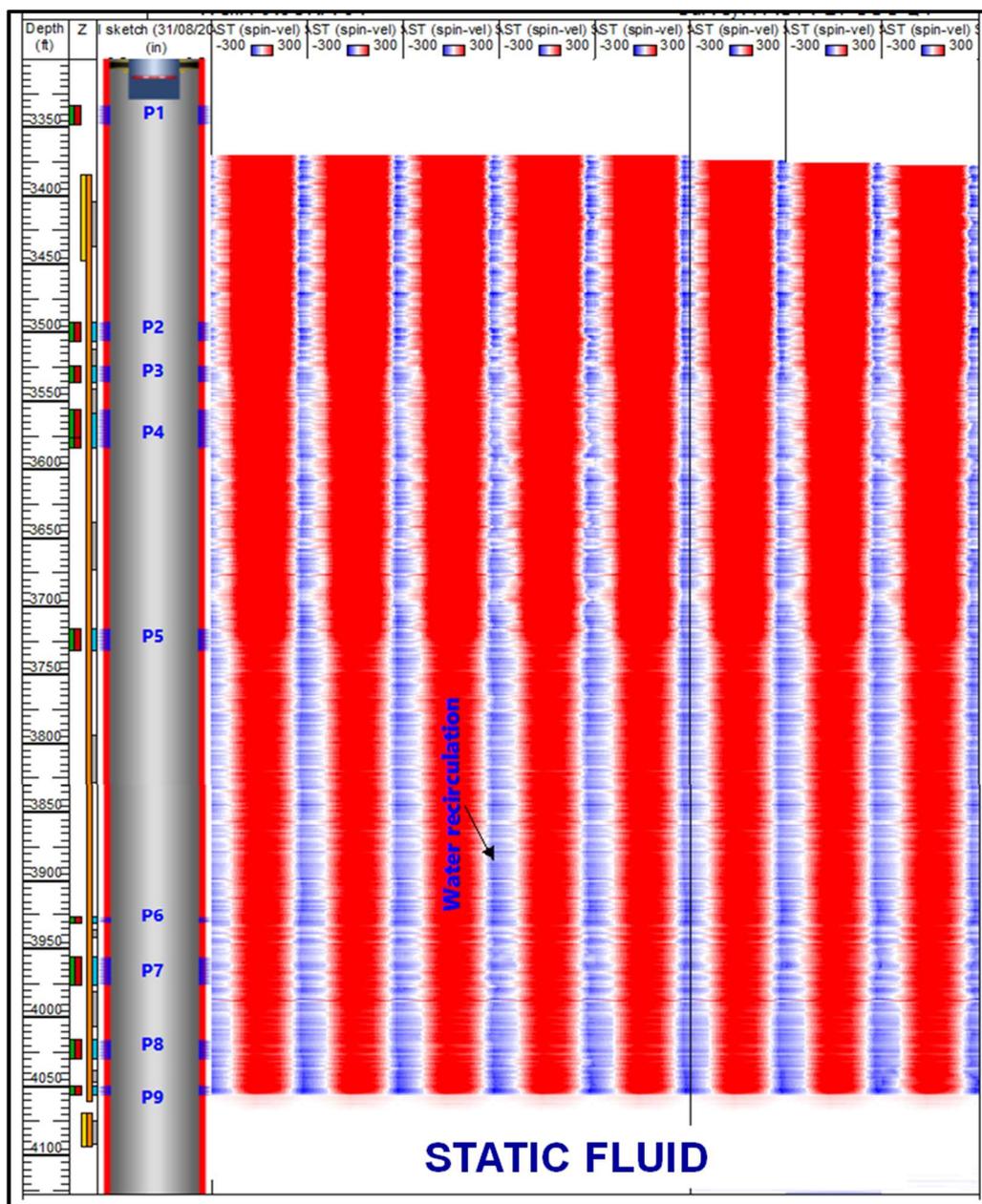


Figura 11. Mapas de Velocidad de Flujo por pases Pozo A.

Con estos resultados se recomienda correr registros de arreglos tipo multi-spinners en pozos desviados productores de gas con alta RGL, para obtener caudales representativos.

Mapas de Gas Hold-up y Water Hold-up del FAST. Los identificadores de fluido del PLT convencional corrido en el Pozo A, no lograron discretizar las diferentes fases producidas, en base a esto, se utilizaron las probetas ópticas del FAST. Las mediciones de las probetas ópticas están basadas en el principio del índice de refracción de los fluidos producidos en el sistema yacimiento-pozo, es decir, miden el tiempo que pasa la probeta en cada fase y pueden determinar los Hold-ups de las distintas fases e incluso para Water Hold-up mayores al 90%, tal como se muestra en la Figura 12,13 y 14. (Linda Abbassi et al., 2018).

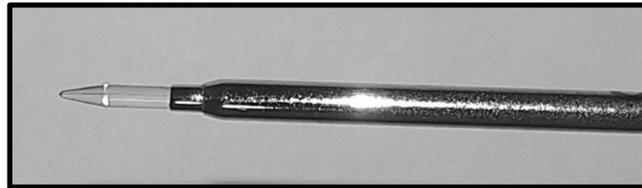


Figura 12. Probetas ópticas trifásicas.

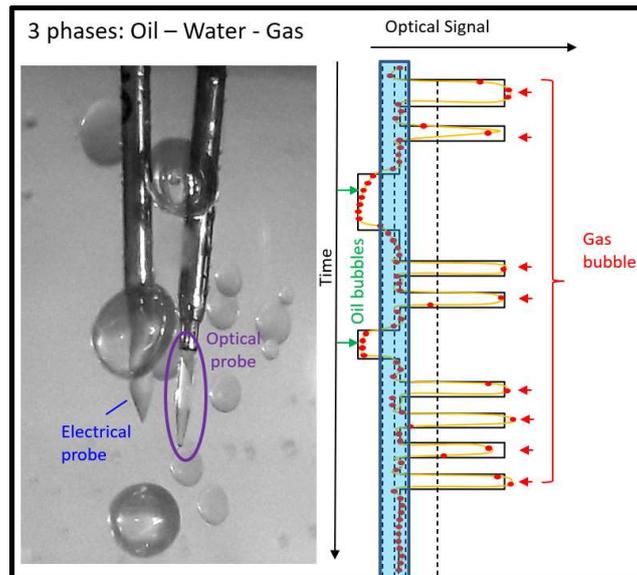


Figura 13. Probetas óptica trifásica colocada junto a una sonda eléctrica y midiendo burbujas de aceite y aire en agua.

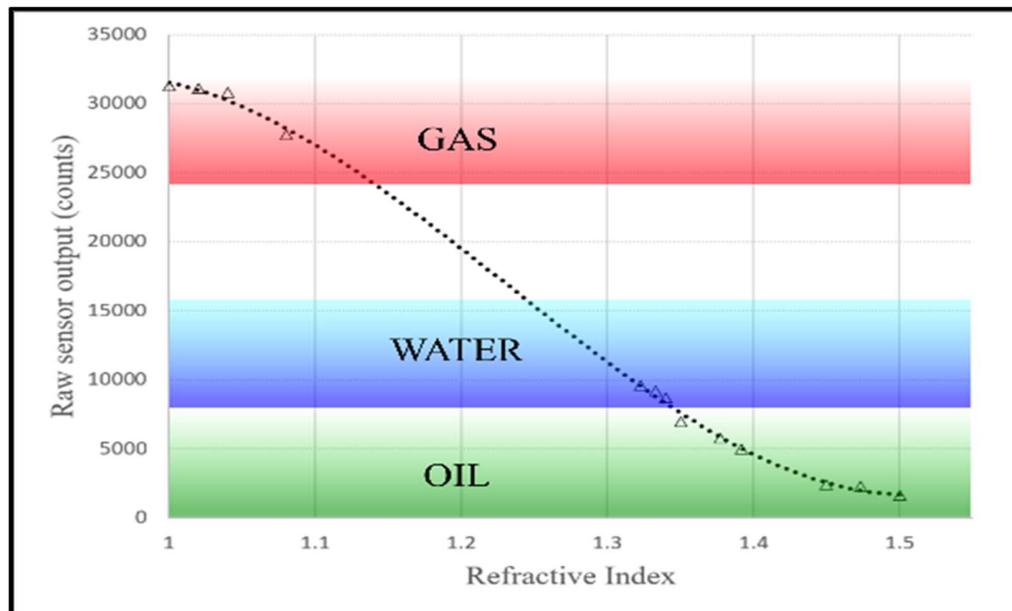


Figura 14. Respuesta de la probeta óptica con fluidos de varios índices de refracción.

En la Figura 14, se observan los índices de refracción en cuantas por segundo (CPS) para cada una de las fases, tales como: agua, petróleo y gas. Los resultados que se obtienen con las probetas ópticas son: conteos de burbujas, nivel de la fase continua, Water

Hold-up , Oil Hold-up, Gas Hold-up, valores de índice de refracción mínimas (MINO), valores de índice de refracción máximas (MAXO), valores de índice de refracción de mayor proporción (MRIO) y valores de índice de refracción promedio (RFI).

En la Figura 15, se muestran las curvas de control de calidad del registro LQC para una de las probetas ópticas. En este caso el índice de refracción mínimo (MINO), en azul, indica la presencia de agua, mientras que el índice de refracción máximo (MAXO), en rojo, indica la presencia de gas, mientras que la condición mayoritaria (MRIO), en verde, muestra la fase predominante.

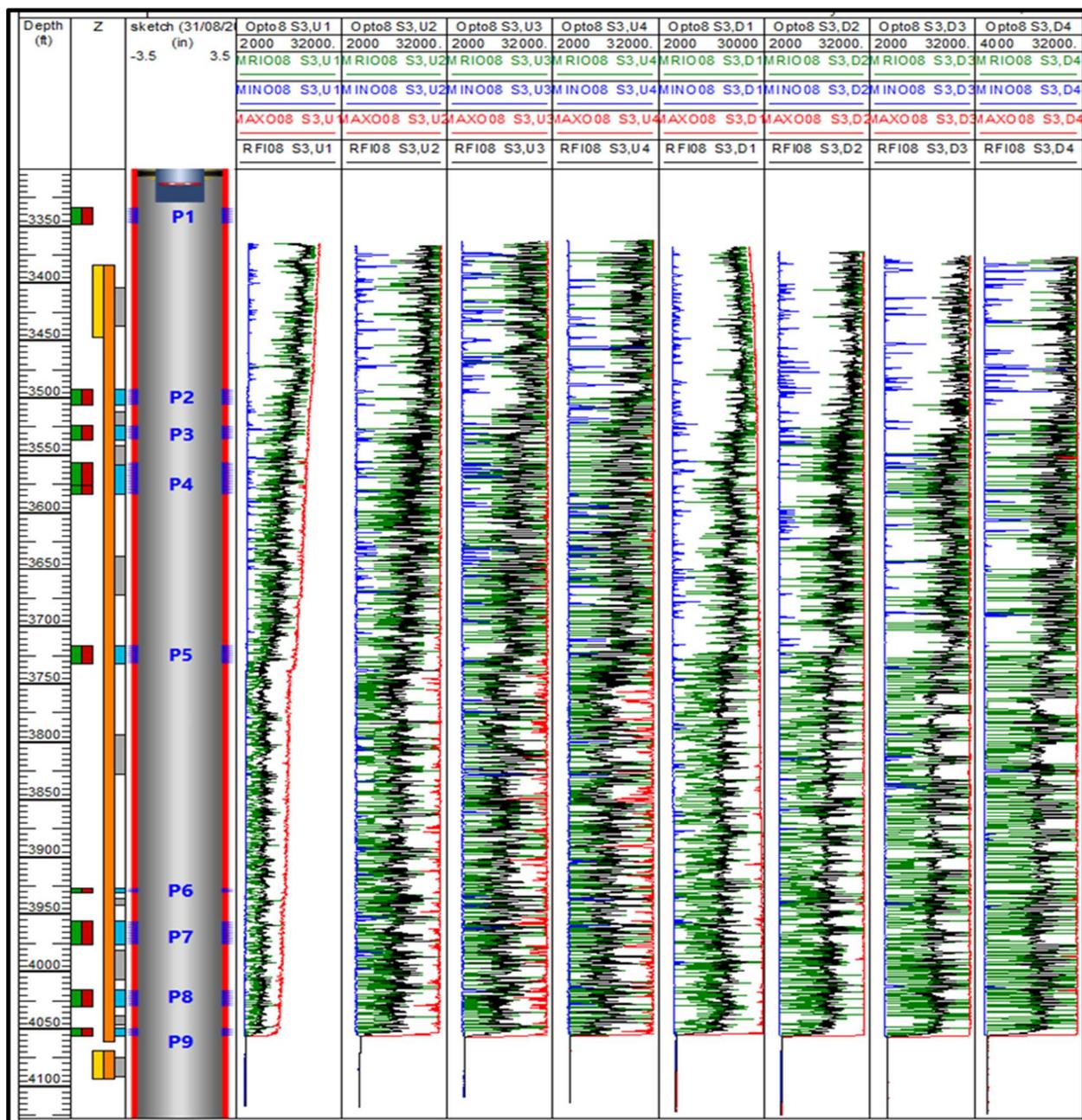


Figura 15. Índice de refracción de las probeta óptica del brazo 4 Pozo A.

En base al procesamiento de las probetas ópticas, se obtuvieron las curvas del Gas Hold-up (GHO) y Water Hold-up (WHO), como se muestra en la Figura 16.

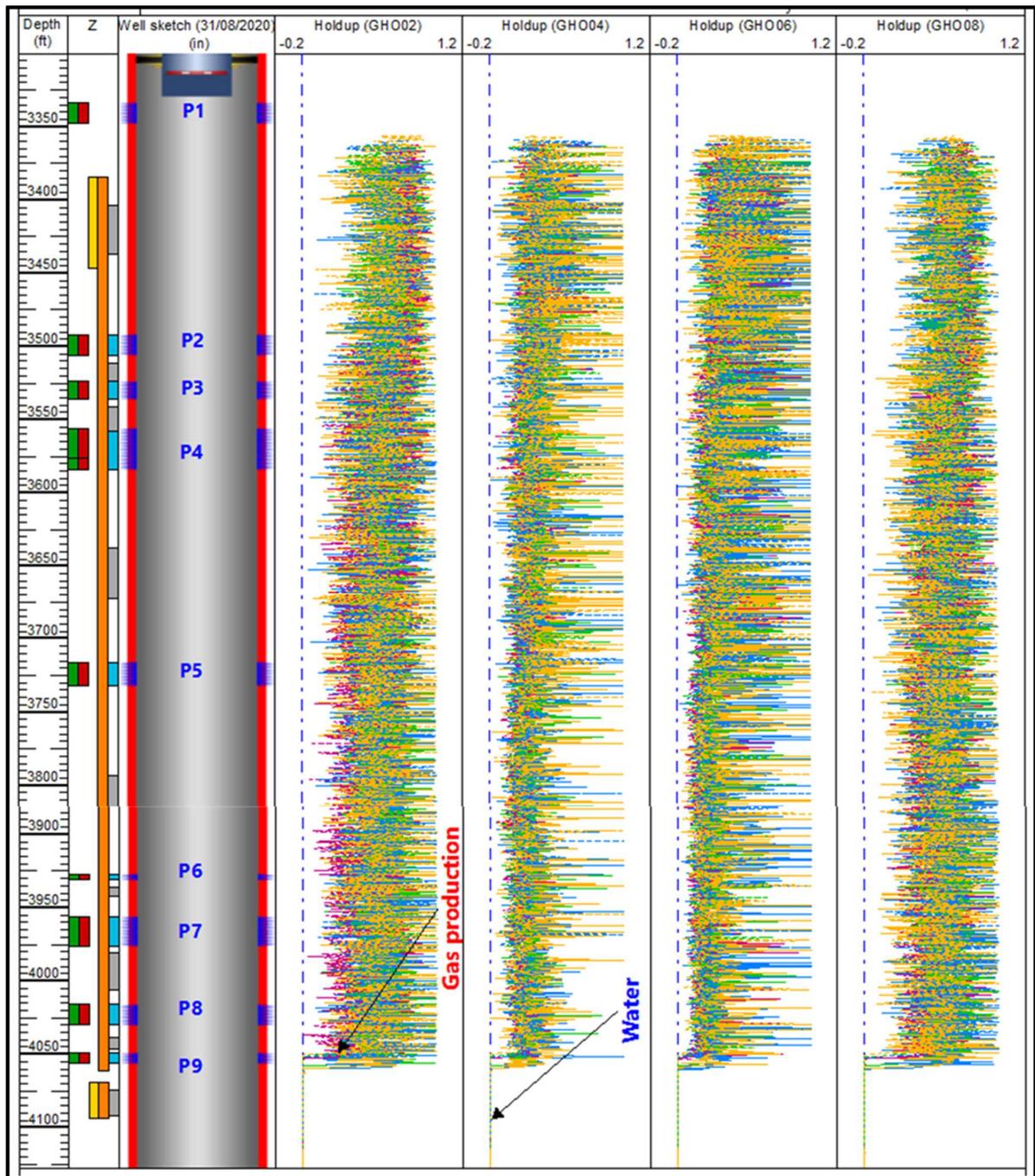


Figura 16. Probetas ópticas Gas Hold-up y Water Hold-up Pozo A.

Se construyeron los mapas de Gas Hold-up y Water Hold-up de todos los pases, como se muestra en la Figura 17. Nótese que por debajo de P9 el Water Hold-up (color azul) es del 100%, mientras que por encima de P9 el Gas Hold-up (color rojo) va incrementando debido a la producción de gas a través de los perforados, también se observa la separación de las fases entre el agua y el gas en la parte baja del pozo.

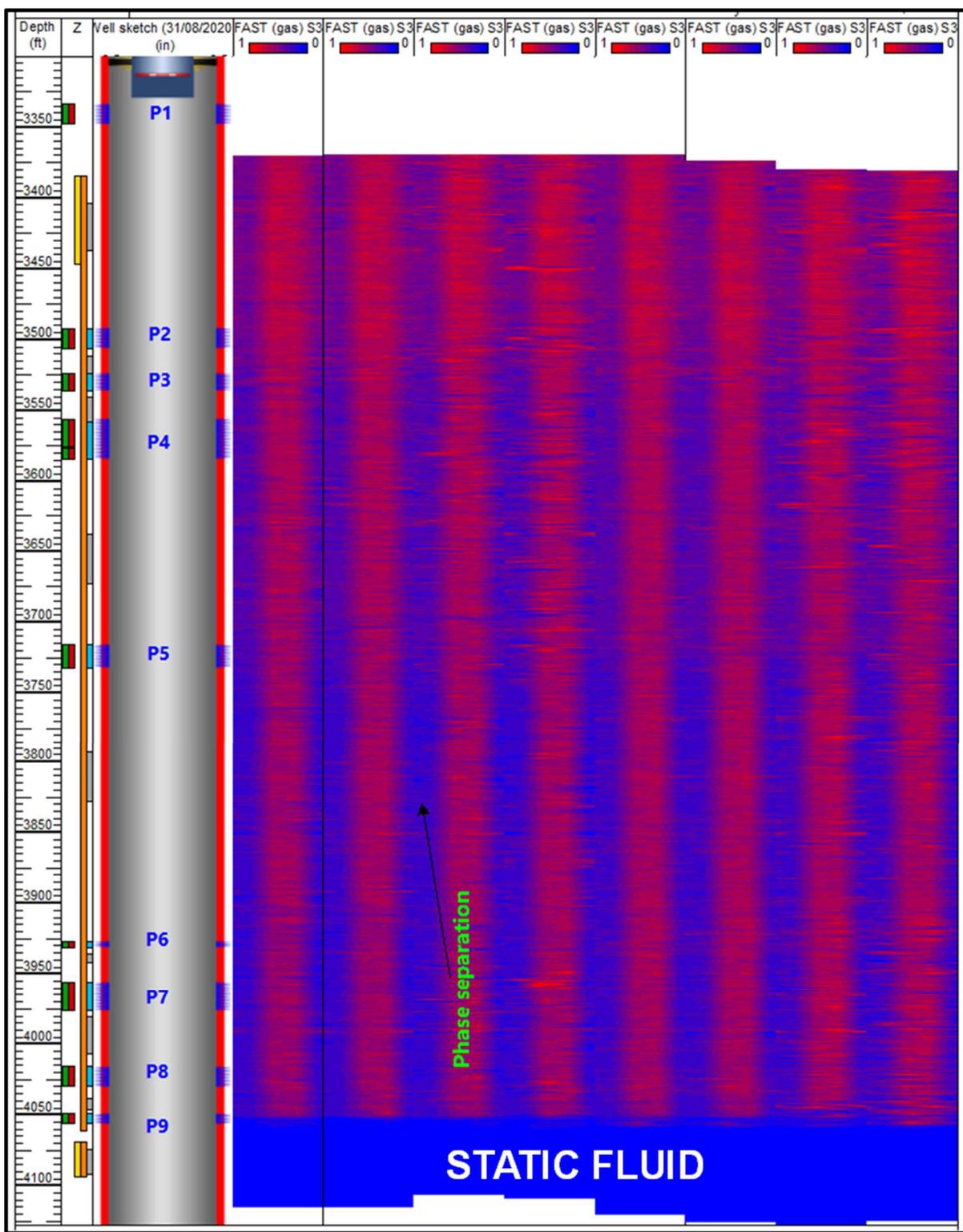


Figura 17. Mapa de Gas Hold-up y Water Hold-up Pozo A.

Los mapas de Gas Hold-up, Water Hold-up y velocidad de flujo modelan de manera representativa la segregación de fases y la recirculación de agua.

Resultados

FAST en el Pozo A con alta RGL. Se realizó registro FAST en el tubing, con el objetivo de determinar el caudal total de gas, la producción calculada con el FAST es de 5280.39 Mscf/D de gas. La medición de tasa total en superficie fue de 5404 Mscf/D, dando una diferencia de 121.61 Mscf/D con respecto al FAST, tal como se muestra en la Figura 18.

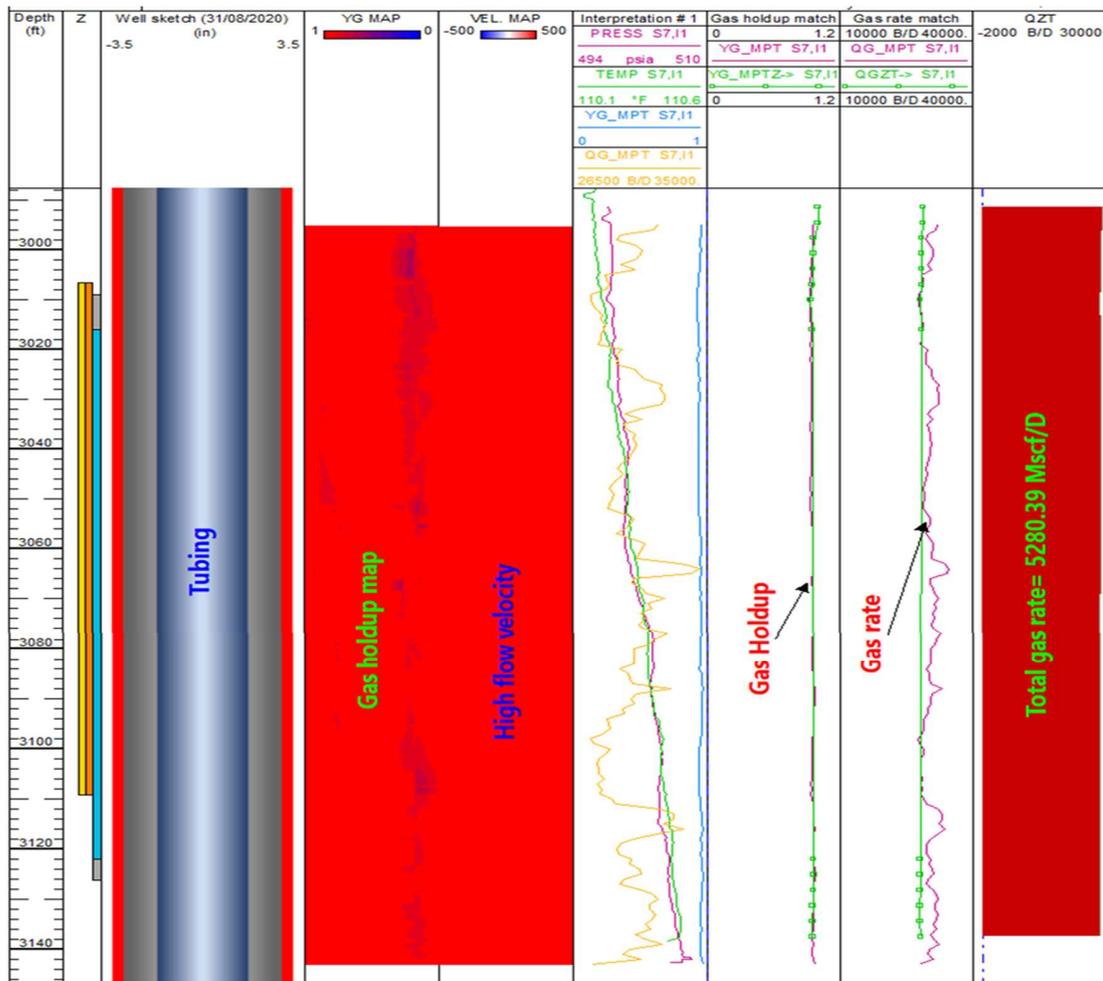


Figura 18. Resultados del FAST en tubing Pozo A. Track 2, perforados. Track 3, well sketch. Track 4, mapa de Gas Hold-up y Water Hold-up. Track 5, mapa de velocidad de flujo. Track 6, presión y temperatura. Track 7, Gas Hold-up. Track 8, Gas rate. Track 9, producción acumulada de gas.

En la Figura 19, se muestran los resultados del procesamiento del FAST en el casing. En el track 4 se observa el mapa del Gas Hold-up y Water Hold-up obtenido a partir de las probetas ópticas, la cual indica que la mayor proporción gas se encuentra por encima de P9, y en la parte baja del pozo se observa la separación de las fases entre el agua (color azul) y el gas (color rojo). En el track 5 se puede ver el mapa de velocidad, la cual indica que el flujo positivo (color rojo) se ubica en la parte alta del pozo, mientras que en la parte baja hay flujo negativo (color azul) debido al efecto de la recirculación del agua por la desviación del pozo y la alta RGL. En los tracks 7 y 8 se tiene el Gas Hold-up (GH) y el caudal de gas. Por último en el track 10 se observa la producción de gas en los perforados.

La producción de P1 es de 1082.2 Mscf/D de gas, y se determinó con la diferencia del caudal total del tubing y la producción de los perforados P2 hasta P9 a nivel de casing, debido a que no se logró registrar P1 por estar cerca a la punta de tubería, como se muestra en la Figura 19.

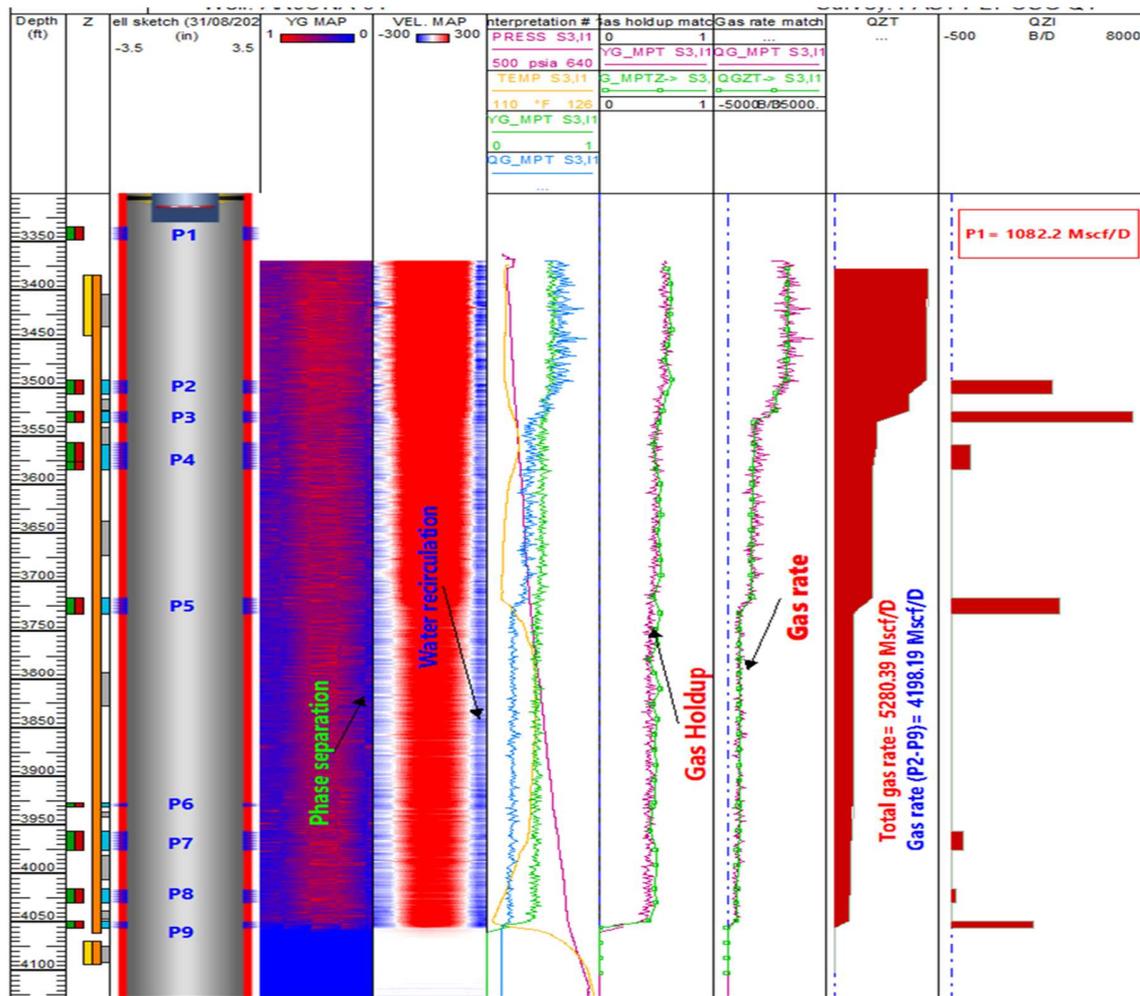


Figura 19. Resultados del FAST en casing Pozo A. Track 2, perforados. Track 3, well sketch. Track 4, mapa de Gas Hold-up y Water Hold-up. Track 5, mapa de velocidad de flujo. Track 6, presión y temperatura. Track 7, Gas Hold-up. Track 8, Gas rate. Track 9, producción acumulada de gas. Track 10, producción de gas por perforados.

En la Tabla 2, se presentan los resultados de la distribución de producción de los perforados P1 hasta P9. El perforado P3 tiene el mayor porcentaje de aporte de gas con el 27.51%, seguido del perforado P1 con una producción del 20.49%, el perforado P5 tiene un aporte del 16.80%, el perforado P2 produce el 15.22%, el perforado P9 contribuye el 14.06%, el perforado P4 aporta el 3%, el perforado P7 produce el 1.97% y por último el perforado P8 tiene una producción del 0.94%. Es importante mencionar que el perforado P6 no produce. Los perforados P4, P7 y P8 aportan agua.

Perforated	Contribution interval (ft)		dQg (Mscf/D)	dQg/Qft (%)	Twf (°F)	Pwf (psi)	Yw	Yg	Remarks
	Top	Base							
P1	3334	3348	1082.20	20.49%	N/D	N/D	N/D	N/D	
P2	3492	3506	803.65	15.22%	112.53	532.91	0.384	0.616	
P3	3524	3536	1452.69	27.51%	113.44	536.00	0.440	0.560	
P4	3556	3584	158.18	3.00%	114.52	539.09	0.472	0.528	Water production
P5	3716	3732	887.34	16.80%	112.04	552.73	0.472	0.528	
P6	3927	3931	0.00	0.00%	116.14	581.60	0.515	0.485	No contribution
P7	3956	3976	104.25	1.97%	116.01	586.70	0.540	0.460	Water production
P8	4016	4030	49.50	0.94%	112.84	596.36	0.528	0.472	
P9	4049	4056	742.58	14.06%	110.84	600.36	0.553	0.447	
Total rate (Mscf/D)			5280.39						
Total gas rate (Mscf/D)			5280.39						

Tabla 2. Resultados de la distribución de producción del Pozo A.

Con el FAST se obtuvieron los resultados de la distribución de producción del Pozo A, alcanzando de esta manera el objetivo planteado.

FAST en el Pozo B con alta RGL. El objetivo del trabajo es determinar la distribución de producción en las camisas SSD 2, SSD 3 del tubing y en los perforados desde P7 hasta P13 a nivel de casing. El Pozo B, es un pozo desviado productor de gas, que produce 2548 Mscf/D de gas, 30 STB/D de agua, inclinación de 28°, presión de fondo fluvente de 3287 psi, nivel de líquido dinámico ubicado a 8124 ft y 13 perforados (P1, P2, P3, P4, P5, P6, P7, P8, P9, P10, P11, P12 y P13).

El pozo B, se divide en tres zonas: la Zona 1 está constituida por los perforados P1, P2, P3 y P4, que están entre empaques y producen a través de la camisa SSD 2. La Zona 2 está formada por los perforados P5 y P6 que produce por la camisa SSD 3 y están entre empaques. Y por último la Zona 3 está compuesta por los perforados P7, P8, P9, P10, P11, P12 y P13 a nivel de casing, tal como se muestra en la Figura 20.

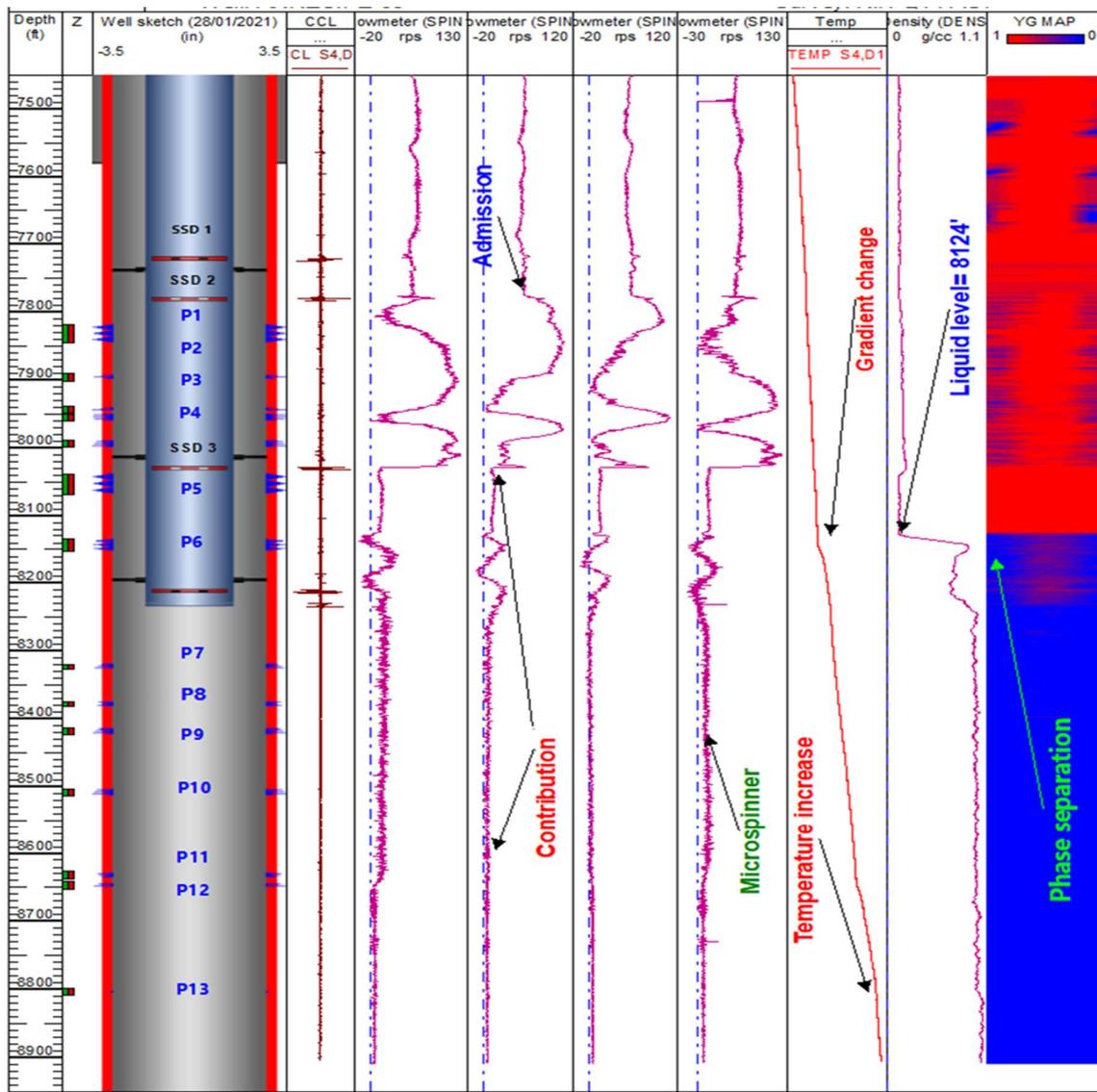


Figura 20. Running in hole FAST Pozo B. Track 2, perforados. Track 3, well sketch. Track 4, CCL. Track 5, 6, 7 y 8, microspinners. Track 9, temperatura. Track 10, densidad. Track 11, mapa Gas Hold-up.

En la Figura 20, se presentan los registros del RIH, en los tracks 5, 6, 7 y 8 se observan los micro-spinners SPIN1, SPIN 3, SPIN 5 y SPIN 7 que muestran cambios de velocidad angular en las camisas SSD 2, SSD 3 y en los perforados de la Zona 3. En la camisa SSD 2, se evidencia una disminución abrupta de la velocidad angular en todos los micro-spinners, indicando admisión de fluidos en la Zona 1. En el track 9 se puede ver los cambios del gradiente de temperatura que correlaciona con los aportes de fluido de la formación al pozo en los diferentes perforados. En el track 10 el registro de densidad ubica el nivel de líquido dinámico a 8124 ft y en el carril 11 el mapa de Gas Hold-up de las probetas ópticas, que muestra separación de fases entre el gas y el agua.

Los resultados del procesamiento del FAST en el tubing, indicaron que la producción total de gas del pozo es de 3541.2 Mscf/D. Sin embargo, la producción de gas en superficie apenas es de 2585.68 Mscf/D, esto se debe a que la Zona 3 aporta 169.75 Mscf/D de gas y la Zona 2 produce 3371.45 Mscf/D de gas, mientras que la Zona 1 admite 955.52 Mscf/D de gas equivalente al 26.89% de la producción total, debido a la baja presión de la zona. En los mapas de Gas Hold-up (track 4) y velocidad de flujo (track 5) se evidencia segregación de fases y una fuerte recirculación del agua en el tubing, tal como se muestra en la Figura 21.

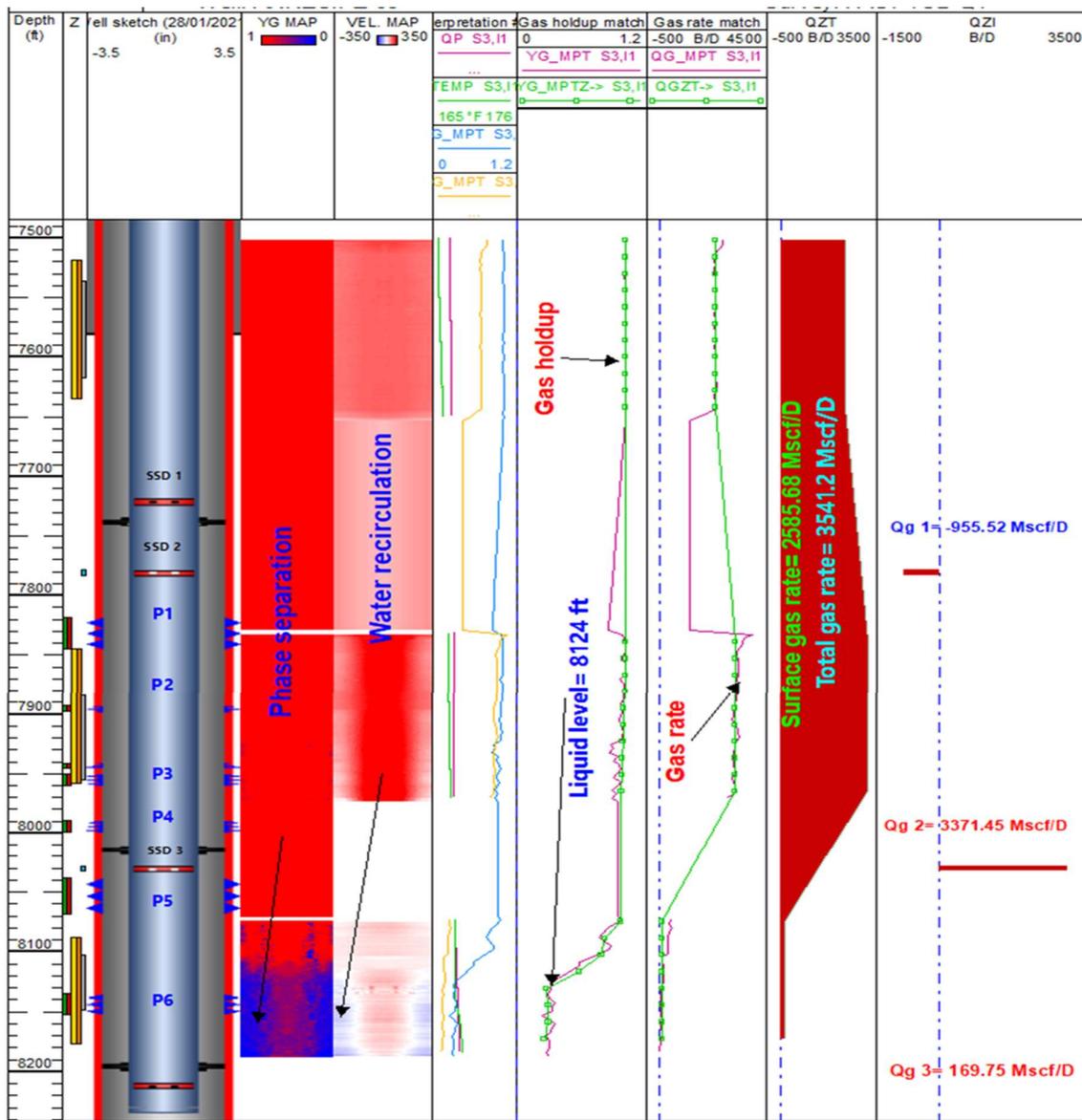


Figura 21. Resultados del FAST en casing Pozo B. Track 2, perforados. Track 3, well sketch. Track 4, mapa de Gas Hold-up y Water Hold-up. Track 5, mapa de velocidad de flujo. Track 6, presión y temperatura. Track 7, Gas Hold-up. Track 8, Gas rate. Track 9, producción acumulada de gas. Track 10, producción de gas por perforados.

En la Figura 22, se muestran los resultados del procesamiento del FAST en el casing, dónde la Zona 3 tiene una producción de 169.75 Mscf/D de gas. En el track 4 se observa el mapa del Gas Hold-up, que muestra una clara separación entre el gas y el agua en los perforados P7, P8, P9, P10, P11 y P12, la cual correlaciona con la recirculación de agua mostrada en el mapa de velocidad de flujo (track 5).

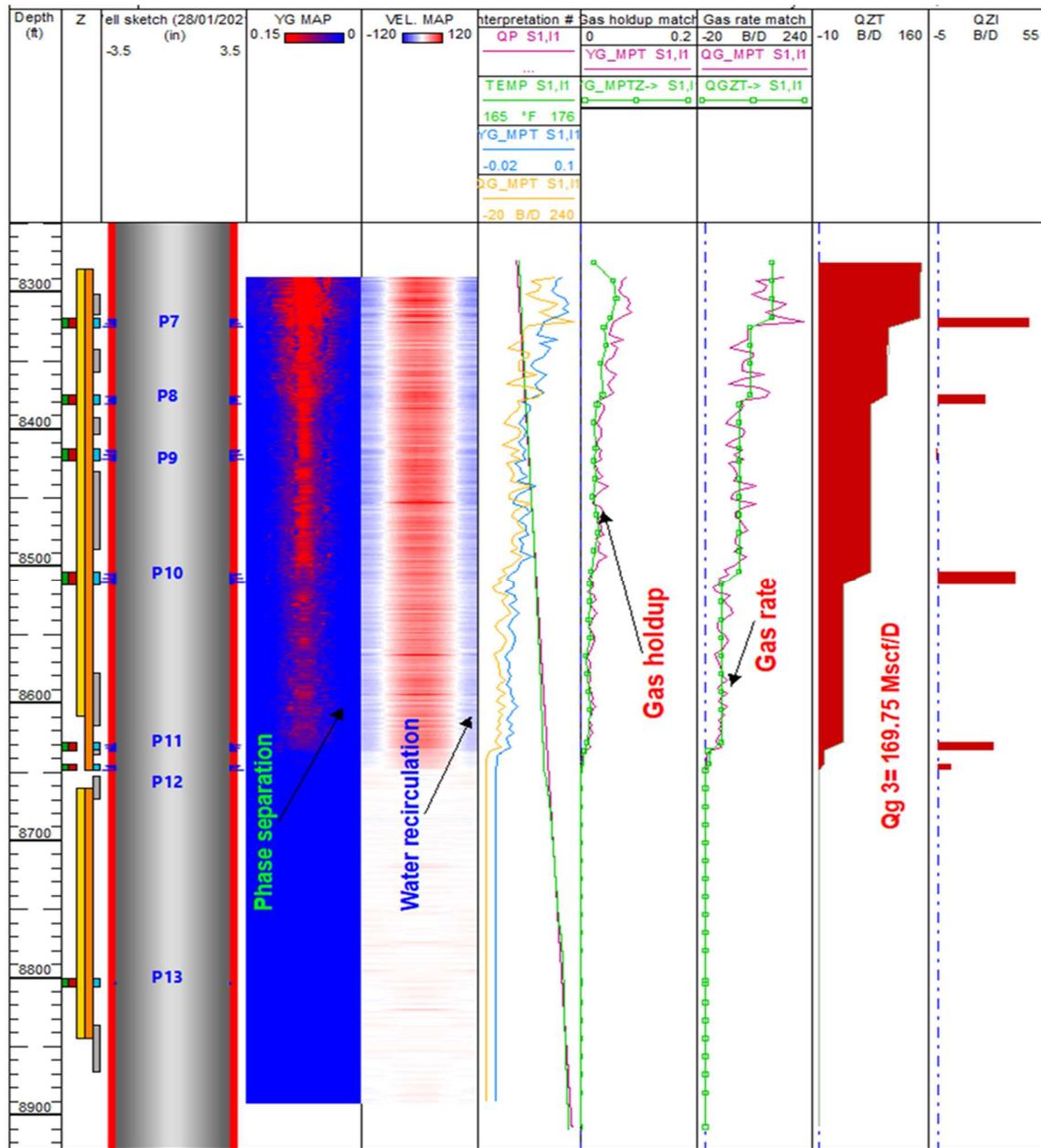


Figura 22. Resultados del FAST en casing Pozo B. Track 2, perforados. Track 3, well sketch. Track 4, mapa de Gas Hold-up y Water Hold-up. Track 5, mapa de velocidad de flujo. Track 6, presión y temperatura. Track 7, Gas Hold-up. Track 8, Gas rate. Track 9, producción acumulada de gas. Track 10, producción de gas por perforados.

En la Tabla 3, se presentan los resultados de la distribución de producción del Pozo B. La Zona 2 tiene el mayor porcentaje de aporte de gas con el 95.21% de la producción total, seguido de la Zona 3 que produce el 4.79% de la producción y por último la Zona 1 admite el 26.98% de la producción total. El perforado P9 no produce fluidos y el perforado P13 produce solo agua.

Fomation	Perforated	Contribution interval (ft)		dQg (Mscf/D)	dQg/Qft(%)	Twf (°F)	Pwf (psi)	Yw	Yg	Remarks
		Tope	Base							
ZONE 1 SSD 2 @ 7778.64'	P1	7818	7845	-955.52	-26.98%	166.66	3199.00	0.050	0.950	Zone A is admitting 26.98% of the flow produced from Zone 2 and 3.
	P2	7893	7898							
	P3	7941	7950							
	P4	7989	7999							
ZONE 2 SSD 3 @ 8028.34'	P5	8038	8068	3371.45	95.21%	167.45	3216.00	0.200	0.800	Zone 2 is producing 95.21%.
	P6	8135	8152							
ZONE 3 CASING	P7	8319	8326	53.79	1.52%	169.67	3284.41	0.939	0.061	
	P8	8375	8382	28.29	0.80%	170.09	3305.19	0.961	0.039	
	P9	8414	8423	0.00	0.00%	170.43	3319.96	0.974	0.026	No contribution
	P10	8504	8513	45.73	1.29%	171.15	3354.06	0.974	0.026	
	P11	8529	8535	33.53	0.95%	171.98	3401.74	0.986	0.014	
	P12	8644	8649	8.41	0.24%	172.05	3407.49	0.994	0.006	
	P13	8802	8805	0.00	0.00%	174.20	3468.55	1.000	0.000	Water production
Total rate (Mscf/D)				3541.20						
Total gas rate (Mscf/D)				3541.20						

Tabla 3. Resultados de la distribución de producción del Pozo B.

El FAST logró determinar el comportamiento de producción del Pozo B.

FAST en el Pozo C con alto corte de agua. El objetivo del FAST, es determinar el 2.5% de petróleo producido en el pozo que tiene alto corte de agua. En el Pozo C, se corrió un PLT convencional con los identificadores de fluidos como capacitancia y densidad, para estimar la producción de las diferentes fases. Sin embargo, los resultados obtenidos con el PLT convencional no fueron satisfactorios.

El Pozo C, es un pozo vertical productor de petróleo liviano de 43 °API, con sistema de levantamiento gas lift, que produce 840 STB/D de fluidos totales, con 97.5% de corte de agua, presión de fondo fluyente de 2952 psi, presión estática de 3165 psi, nivel de líquido estático ubicado a 3350 ft y tiene 2 perforados (P1 y P2).

Para este trabajo se utilizaron cuatro probetas ópticas y cuatro probetas eléctricas del FAST, con la finalidad de determinar los mapas de Gas Hold-up y Water Hold-up. Como el pozo produce petróleo liviano, utilizar sólo las probetas ópticas no son suficientes para diferenciar el agua del petróleo liviano, ya que sus índices de refracción son muy similares (ver Figura 14).

La probetas eléctrica se basa en un principio de electrodos múltiples que enfoca la corriente en la punta de la probeta, lo que reduce el volumen de fluido investigado en comparación con las probetas convencionales y permite realizar una medición predecible de la conductividad del fluido (Linda Abbassi et al., 2018). La respuesta típica de una sonda eléctrica frente a la conductividad se muestra en la Figura 23. La sonda de conductividad es insensible a la salinidad del agua y puede detectar agua dulce sin ningún cambio en la configuración de adquisición.

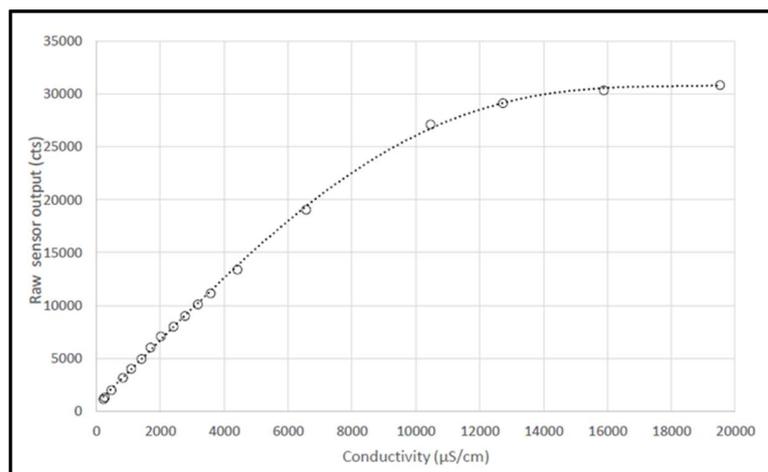


Figura 23. Calibración de la probeta eléctrica con agua salada.

El rango de conductividad para diferentes salinidades del agua se muestra en la Tabla 4 (OpenField Technology, 2018).

	uS/cm
DISTILLED WATER	0.5 - 3
MELTED SNOW	2 - 42
TAP WATER	50 - 800
POTABLE WATER IN THE US	30 - 1500
FRESHWATER STREAMS	100 - 2000
INDUSTRIAL WASTEWATER	10000
SEAWATER	55000

Tabla 4. Rango de conductividad para diferentes salinidades del agua.

La medición de Holdup de agua, es la relación de tiempo entre la probeta eléctrica que está en contacto con el agua y el tiempo total de adquisición. La Figura 24 a continuación muestra una sonda de conductividad en medio continuo de agua perforando burbujas de aire durante un experimento de laboratorio (Linda Abbassi et al., 2018).

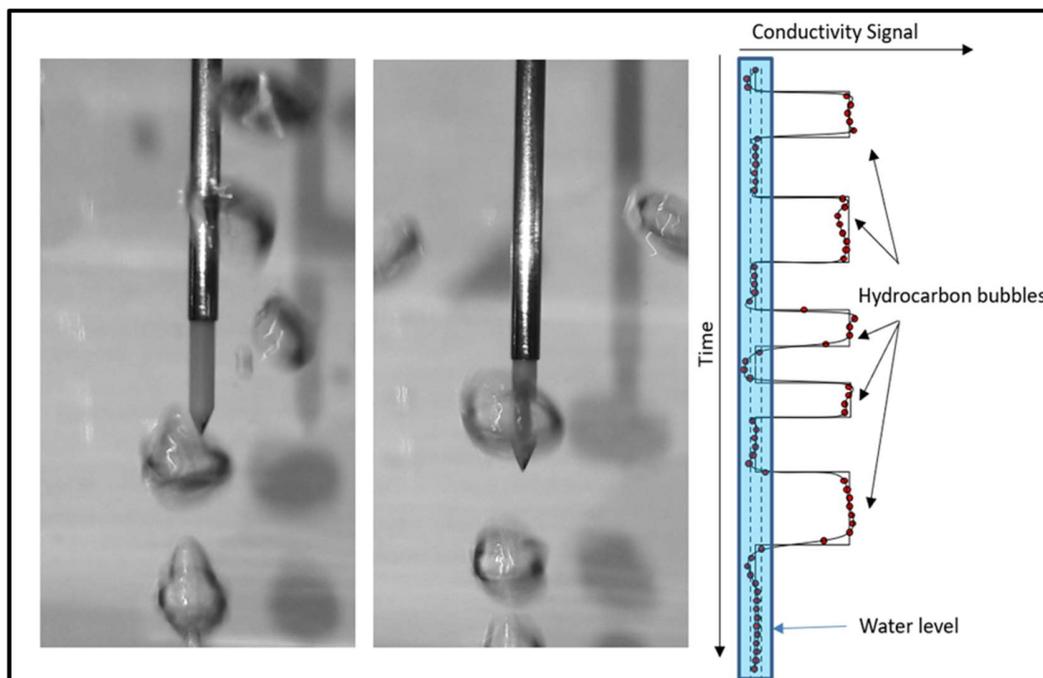


Figura 24. Probeta eléctrica en medio continuo de agua detectando burbujas de hidrocarburo.

El objetivo de las probetas eléctricas es determinar los mapas de Water Hold-up para diferenciar el agua (azul) del hidrocarburo (verde), tal como se muestra en la Figura 25.

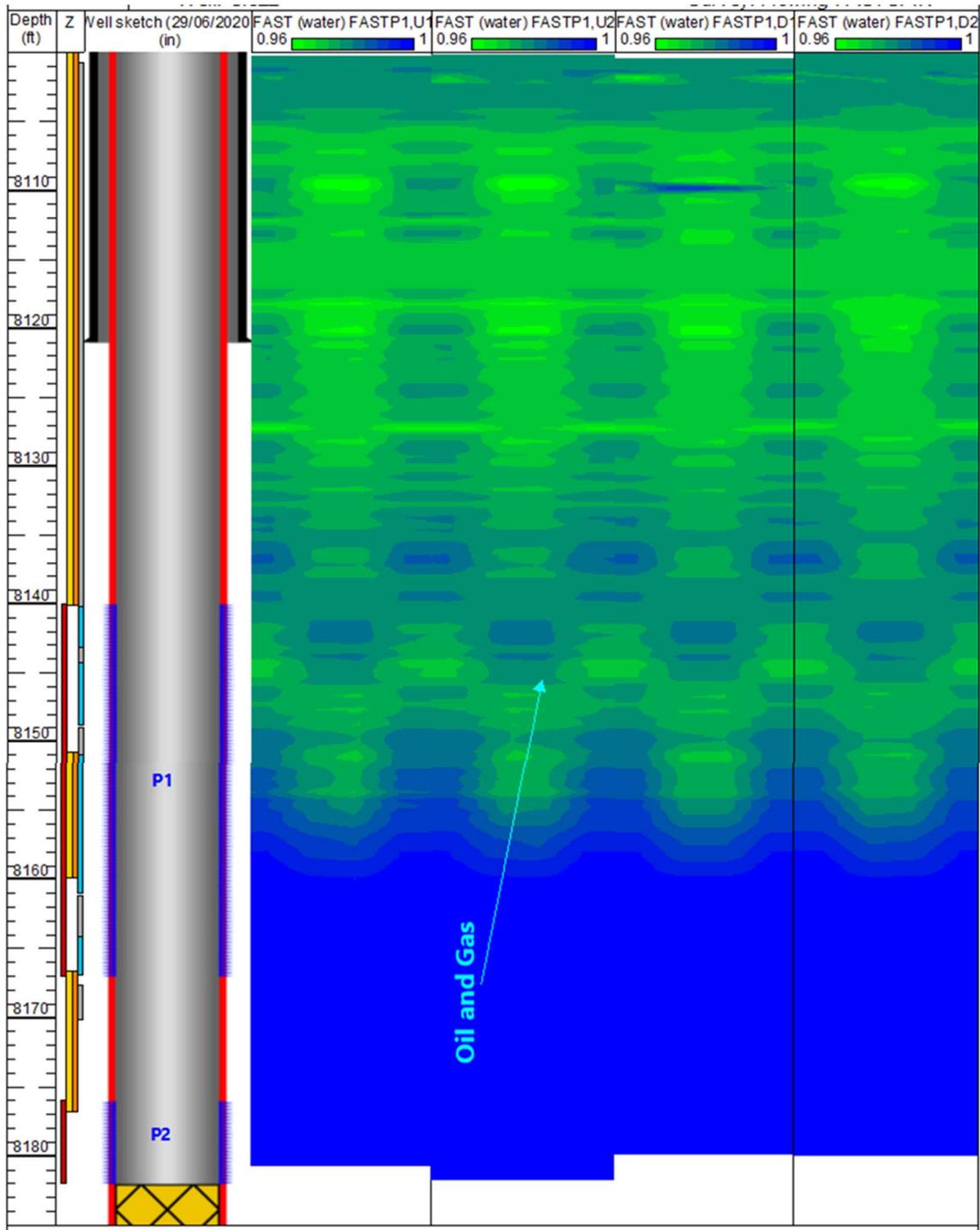


Figura 25. Resultados del mapa Water Hold-up probetas eléctricas Pozo C.

Con los resultados de las probetas ópticas, se determinaron los mapas de Gas Hold-up, para poder diferenciar el gas (rojo) del líquido (azul), y por diferencia se obtiene el Oil Hold-up, como se muestra en la Figura 26.

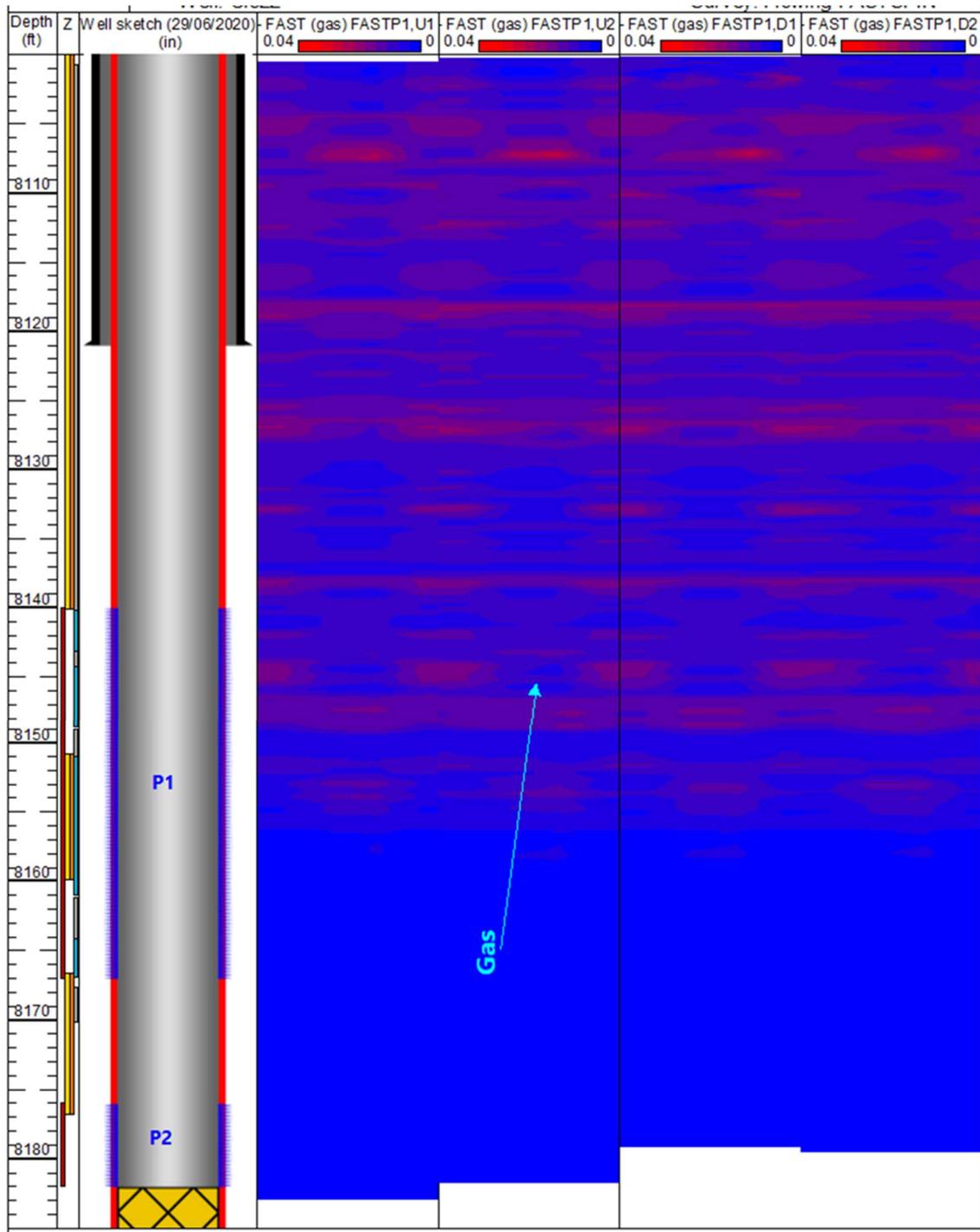


Figura 26. Resultados del mapa Gas Hold-up probetas ópticas Pozo C.

La producción del pozo calculada con el FAST son los siguientes: tasa de agua de 894 STB/D, tasa de petróleo de 18.79 STB/D y tasas de gas de 64.97 Mscf/D, tal como se muestra en la Figura 27. En los tracks 4 y 5, se tienen los mapas de Water Hold-up (azul) y Gas Hold-up (rojo), la cual indican el aporte de hidrocarburo (verde) que proviene de la parte superior del perforado P1 (por encima de 8161 ft).

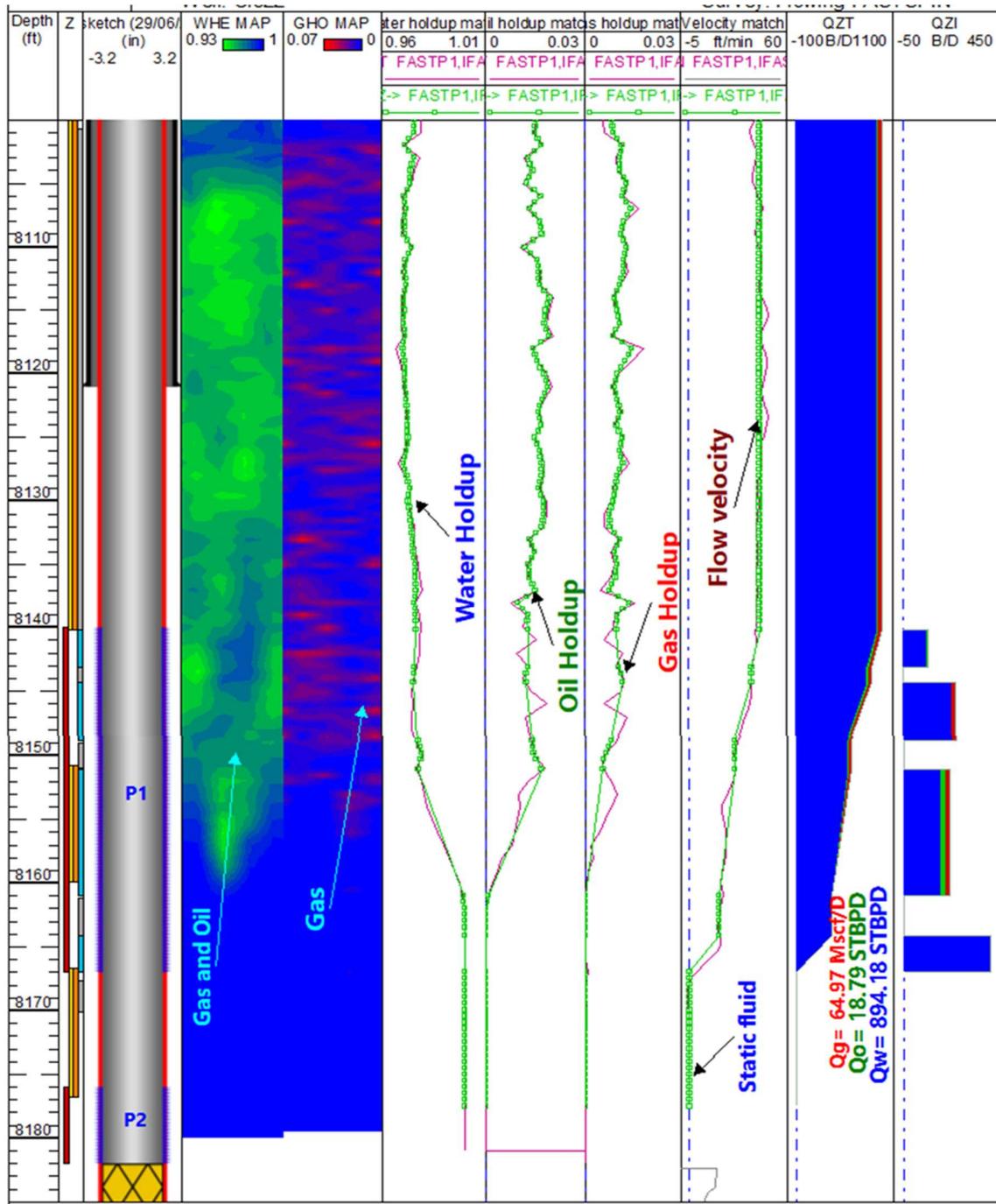


Figura 27. Resultados del FAST Pozo C. Track 1. Profundidad. Track 2, perforados (P1 y P2). Track 3, well sketch. Track 4, mapa Water Hold-up. Track 5, mapa Gas Hold-up. Track 6, Water Hold-up, Track 7, Oil Hold-up. Track 8, Gas Hold-up. Track 9, Velocidad de flujo de la mezcla. Track 10, producción acumulada de fluidos. Track 11, producción de gas. Petróleo y agua por perforados.

En la Tabla 5, se presentan los resultados obtenido con el FAST, el perforado P1 se subdividió en cuatro intervalos debido a que su producción es variable. El intervalo 8151-8161 ft tiene mayor aporte de petróleo con el 80.26%, seguido del intervalo 8140-8143 ft con el 19.74%. La base del perforado P1 en el intervalo 8164-8167 ft aporta 100% agua y el perforado P2 no contribuye.

CUANTIFICACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS EN POZOS DESVIADOS CON ALTA RELACIÓN GAS-LÍQUIDO
USANDO FLOW ARRAY SENSING TOOL

Perforated	Contribution interval (ft)		dQw(STBPD)	dQw/Qwt (%)	dQo (STBPD)	dQo/Qof (%)	dQg (Mscf/D)	dQg/Qgt (%)	Twf (°F)	Pwf (psi)	Yw	Yo	Yg	QVQt (%)	Remarks
	Top	Base													
P1	8140	8143	105.78	11.83%	3.71	19.74%	4.93	7.59%	194.23	2965	0.973	0.016	0.011	11.99%	Water, oil and gas production
	8144	8149	223.00	24.94%	0.00	0.00%	20.82	32.05%	194.24	2975	0.976	0.012	0.012	24.43%	Water and gas production
	8151	8161	166.79	18.65%	15.08	80.26%	39.22	60.37%	194.22	2977	0.978	0.016	0.01	19.92%	Water, oil and gas production
	8164	8167	398.61	44.58%	0.00	0.00%	0.00	0.00%	194.20	2982	1.000	0.000	0.00	43.66%	Water production
P2	8176	8182	0.00	0.00%	0.00	0.00%	0.00	0.00%	194.17	2989	1.000	0.000	0.000	0.00%	No contribution
Water, oil and gas flow rate			894.18		18.79		64.97								
Total flow rate (STBPD)			912.97												

Tabla 5. Resultados de producción Pozo C.

El FAST logró determinar la producción de petróleo en el Pozo C.

FAST PLT en el Pozo D con alta RGL. El Pozo D, es un pozo desviado productor de gas, que produce 842 Mscf/D de gas, inclinación de 46.4°, presión de fondo fluente de 395 psi, nivel de líquido dinámico ubicado a 6672 ft y con un perforado en el casing (P1). Se realizó registro FAST PLT en casing con el objetivo de determinar la condición dinámica del pozo y la distribución de producción. La producción total calculada con el FAST PLT es de 810.05 Mscf/D, tal como se muestra en la Figura 28. Se puede observar claramente la separación de las fases y la recirculación de agua en los mapas de Gas Hold-up y de velocidad de flujo.

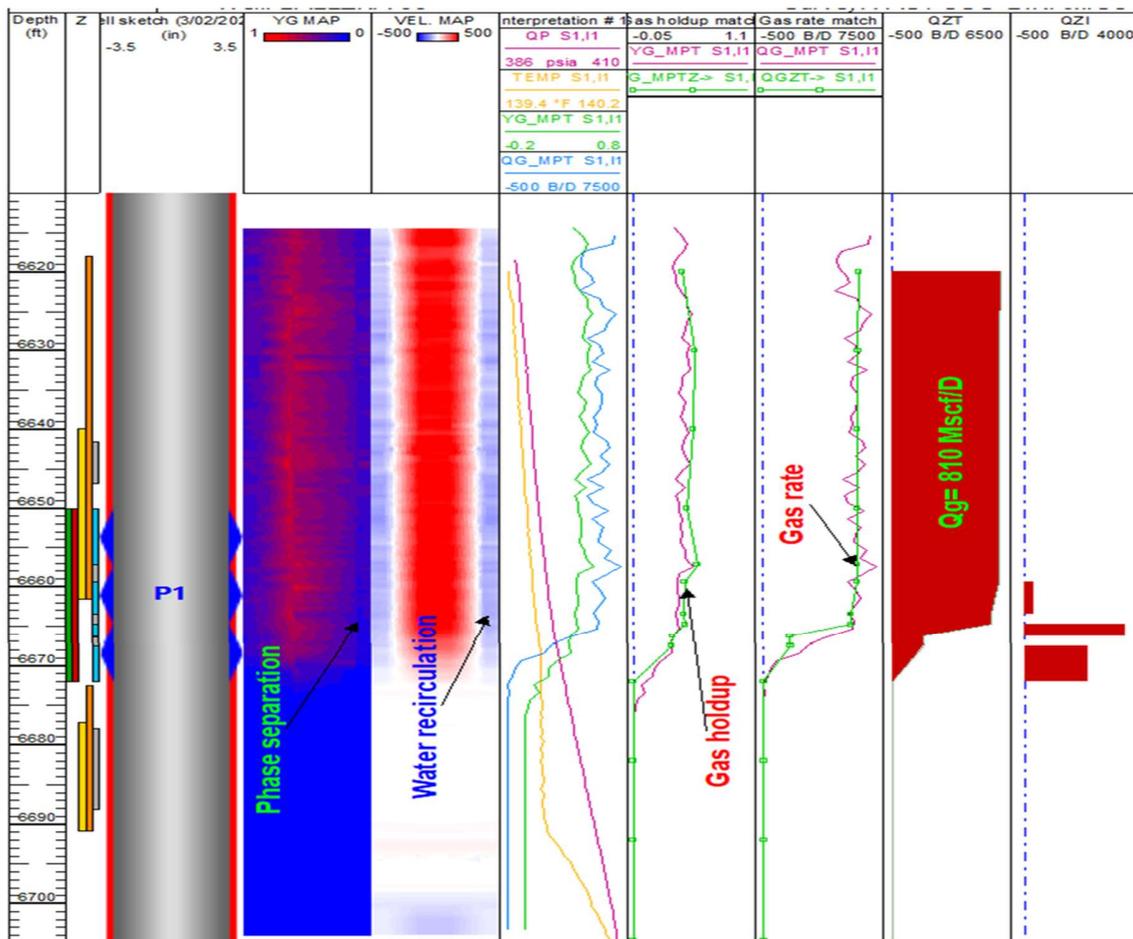


Figura 28. Resultados del FAST en tubing Pozo B. Track 2, perforados. Track 3, well sketch. Track 4, mapa de Gas Hold-up y Water Hold-up. Track 5, mapa de velocidad de flujo. Track 6, presión y temperatura. Track 7, Gas Hold-up. Track 8, Gas rate. Track 9, producción acumulada de gas. Track 10, producción de gas por camisas.

El perforado P1 se subdividió en 4 intervalos, el perforado 6664.8 ft-6666.3 ft tiene el mayor porcentaje de aporte de gas con el 57.81% de la producción total de gas del pozo, seguido del perforado 6667.4 ft-6672 ft que produce el 36.45% de la producción y por último el perforado 6659.4 ft-6663.5 ft contribuye el 5.74% de la producción. Es importante mencionar que el perforado 6650'-6657.1' no produce fluido. A continuación se anexan los resultados de la distribución de producción en la Tabla 5.

Perforated	Contribution interval (ft)		dQg (Mscf/D)	dQg/Qft (%)	T _{wf} (°F)	P _{wf} (psi)	Y _w	Y _g	Remarks
	Top	Base							
P1	6650	6657.1	0.00	0.00%	139.57	393.43	0.485	0.515	No contribution
	6659.4	6663.5	46.52	5.74%	139.61	394.97	0.486	0.514	Water production, 6661 ft-6672 ft.
	6664.8	6666.3	468.28	57.81%	139.64	396.05	0.531	0.469	
	6667.4	6672	295.25	36.45%	139.65	396.72	0.645	0.355	
Total rate (Mscf/D)			810.05						
Total gas rate (Mscf/D)			810.05						

Tabla 6. Resultados de producción Pozo D.

Estadísticas de trabajos ejecutados con el FAST en Colombia. En Colombia se han realizado 30 pozos con el FAST PLT, 3 de ellos son pozos de petróleo y 27 de ellos son pozos de gas como se muestra en la Figura 29.

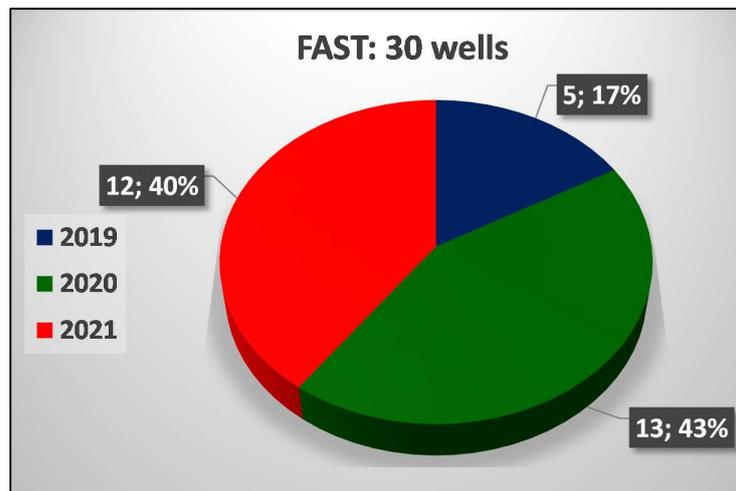


Figura 29. Estadísticas de trabajos ejecutados con el FAST en Colombia.

Discusión

En la Tabla 7, se tiene la comparación del FAST con el PLT convencional

N°	FAST	PLT Convencional
1	Realiza medidas distribuidas de caudalímetros (micro-spinners) y Hold-ups (probetas).	Realiza mediciones centralizadas de caudalímetro, densidad, y capacitancia.
2	Los microspinners ven velocidades positivas en la cara alta del pozo y negativas en la parte baja por recirculación del agua, mostrando el comportamiento real del pozo.	El caudalímetro ve velocidades positivas, negativas y centradas en cero que no son representativas de los caudales reales de los fluidos producidos.
3	Las probetas ópticas muestran segregación de fases con mayor Hold-up de gas hacia la parte alta del pozo, y agua en la parte baja.	Densidad y capacitancia responden a la parte central del pozo, lo cual no es representativo en un flujo segregado.

4	Con los mapas de velocidad y de Hold-up se puede obtener los caudales reales de fluidos con un alto grado de confiabilidad en los pozos desviados.	No se pueden obtener caudales reales (confiables) de fluidos en pozos desviados.
5	Se logra determinar las tasas reales en pozos con alto corte de agua mayor al 90%, cuando producen las tres fases.	Se limita en pozos con corte de agua menor al 80% cuando producen las tres fases.

Tabla 7. Comparación FAST vs PLT Convencional.

En la Figura 30, se muestra una comparación del FAST vs PLT convencional, en el mapa de Gas Hold-up se observa la separación de las fases entre el agua y el gas, mientras que la capacitancia del PLT convencional indica 100% de agua. El mapa de velocidad de flujo evidencia recirculación de agua y el Fullbore del PLT convencional está muy afectado por este fenómeno.

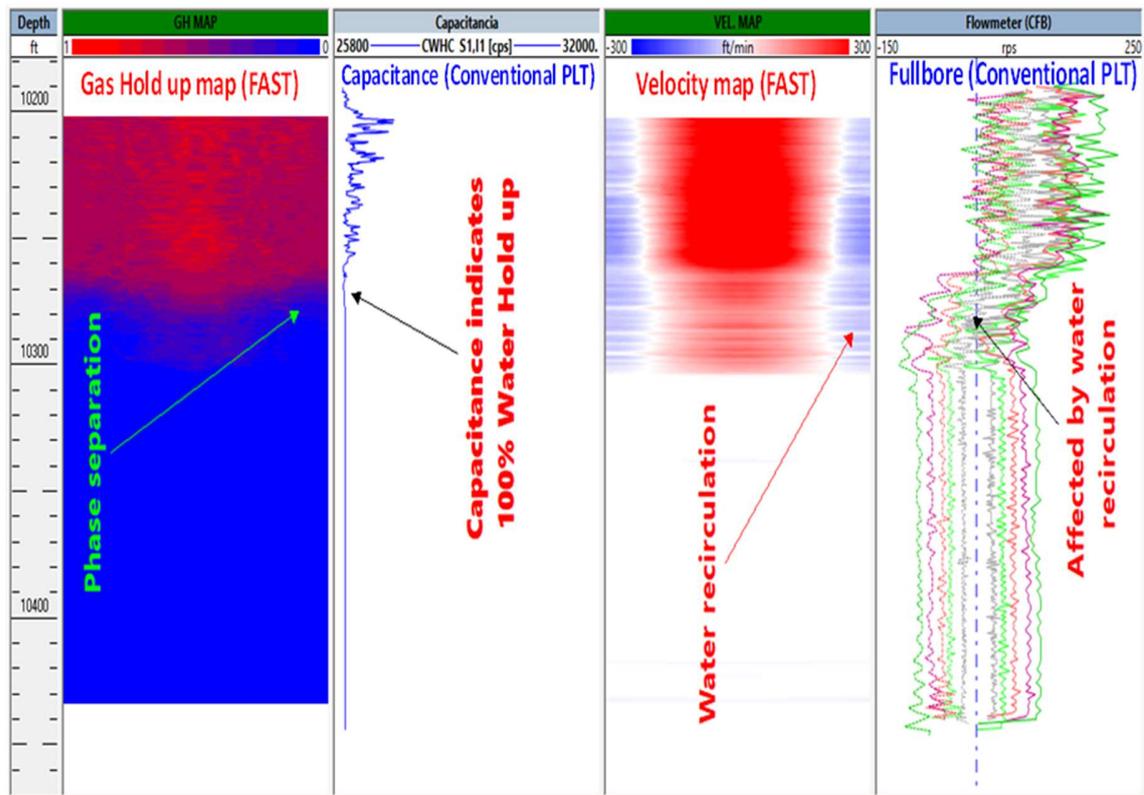


Figura 30. FAST vs PLT Convencional.

Conclusiones

- FAST PLT, tal como se presenta en el estudio de caso de este documento, ha demostrado su capacidad para revelar la complejidad del comportamiento de los fluidos de producción multifásicos en términos de tasas, Hold-ups e información de los fenómenos que ocurren en el pozo que, de otro modo, no se podrían interpretar utilizando PLT convencional.
- El FAST logró identificar la recirculación del agua en los pozos desviados productores de gas con alta RGL, utilizando los mapas de velocidad de flujo obtenidos a partir de los micro-spinners.
- Los mapas de Gas Hold-up obtenidos con las probetas ópticas mostraron la separación entre el gas y agua en los pozos desviados productores de gas.
- Se determinó la producción de petróleo liviano mediante la combinación de las probetas ópticas y eléctricas en pozos con corte de agua mayores al 97.5%.
- El FAST adquirió datos representativos de micro-spinners y Hold-ups tanto en casing como en tubing para determinar las tasas de producción de las diferentes fases.

Referencias

1. Glenn Donovan, Sagar Kamath, and Elizabeth Tanis, Linda Abbassi, Alain Gysen. 2019. Third Generation Production Logging Technologies Enhance Inflow Profiling in Deepwater Gulf of Mexico Reservoirs. Presented at the for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Calgary, Alberta, Canada, 30 Sep - 2 October 2019. SPE-196188-MS. <https://doi.org/10.2118/196188-MS>.
2. Linda Abbassi1, Emmanuel Tavernier, Eric Donzier, Alain Gysen, Michel Gysen, Chee Kong Chen, Ashraf Zeid, and Gerardo Cedillo. 2018. Efficiency Improvements in Production Profiling Using Ultracompact Flow Array Sensing Technology. Presented at the SPWLA AUGUST 2018. SPWLA-2018-v59n4a3. <https://doi.org/10.30632/PJV59V4-2018a3>.
3. Klemens Katterbauer and Alberto Marsala (Saudi Aramco), Virginie Schoepf, Linda Abbassi (Openfield Technology), SPWLA 2021, Doppler vs. Spinner PLT sensing for hydrocarbon velocity estimate by deep learning approach. Paper presented at the SPWLA 62nd Annual Logging Symposium, Virtual Event, May 2021. SPWLA-2021-0003. <https://doi.org/10.30632/SPWLA-2021-0003>.

Agradecimientos

A Dios todopoderoso porque siempre está conmigo, a toda mi familia porque me apoyó en las buenas y en las malas.

A Lupatech, Hocol y OpenField por brindarme su apoyo.

A la Acipet y a todo su comité por darme la oportunidad de presentar este trabajo.

A los compañeros de trabajo Alexander Moreno, Juan Manuel Real, Herbert Gonas, Francisco Camacho, Jairo Perez, Sandra Milena Camacho, Luis Millan, Gustavo Zambrano, Jorge Ivan Torres, Leonardo Lozano, and Cesar Esaa por sus aportes al trabajo.