

EVALUACION TECNICO-FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACION DEL
REGISTRO DE PRODUCCION IDAS (SENSOR DE DISTRIBUCION ACUSTICA
INTELIGENTE) EN UN POZO EN EL CAMPO PROVINCIA

JUAN SEBASTIÁN ARDILA MONTAÑEZ
SEBASTIÁN LÓPEZ REYES

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C

2016

EVALUACION TECNICO-FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACION DEL
REGISTRO DE PRODUCCION IDAS (SENSOR DE DISTRIBUCION ACUSTICA
INTELIGENTE) EN UN POZO EN EL CAMPO PROVINCIA

JUAN SEBASTIÁN ARDILA MONTAÑEZ
SEBASTIÁN LÓPEZ REYES

Proyecto integral de grado para optar el título de
INGENIERO DE PETROLEOS

Asesor

Juan Carlos Castro
Ingeniero de Petróleos

Director

Alex José Cuadrado Salazar
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C

2016

Nota de aceptación

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

Bogotá D.C. Julio de 2016

DIRECTIVAS UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano General Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería de Petróleos (E)

Dr. EDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos primero y ante todo a Dios, por estar siempre con nosotros y guiarnos por el buen camino del estudio y del conocimiento.

A nuestras familias por acompañarnos en este camino tan largo pero que sabemos dará su fruto en el futuro, al ingeniero Juan Carlos Castro por su tiempo y dedicación, por ayudarnos a realizar un trabajo de calidad y llegar satisfactoriamente a su término, para así lograr el objetivo de graduarnos

Al doctor Luis Gonzales Restrepo por ayudarnos y tomarse la molestia de corregirnos en las apreciaciones financieras, a la doctora María Eugenia Chamorro por guiarnos correctamente en los aspectos geológicos.

A la empresa A.I.P (Asesoría en ingeniería de petróleo S.A.S) dirigida por el ingeniero Juan Mario Aguas, por brindarnos el tema de proyecto de grado y colaborarnos con todo lo necesario para la realización de esta en todo momento.

Al ingeniero Alex Cuadrado, que siempre estuvo pendiente de nosotros y siempre estuvo dispuesto a ayudarnos ante cualquier inquietud.

A todos ellos y a los compañeros y amigos de estudio, muchas gracias por habernos acompañado en este camino de estudio, en la realización de este proyecto de grado.

DEDICATORIA

Quiero dedicar este trabajo de grado a dios que siempre me ha iluminado y guiado a mis metas, a mi mama, papa y hermano, que siempre me han acompañado en este camino de conocimiento y de futuro ingeniero, que sin gracias a ellos no cumpliría este sueño, también a Sebastián López por ser mi compañero en todos estos semestres y en este proyecto, por ultimo a mis mascotas, Venus y Ronda que siempre han estado conmigo y me han dado muchas felicidades.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de Grado a mi Madre y a mi Padre, que sin el apoyo de ellos nada de este sueño pudiera haberse realizado, a mis abuelos, Gabriel y Arístides, en especial a este último, a ti viejo querido, que me criaste junto a mi abuela Gloria, quienes me aconsejaron desde niño a seguir el camino del estudio y ser una persona de bien, después de tu partida, dolorosa para toda la familia, me llene de motivos para alcanzar esta meta que estoy cumpliendo y te la dedico a ti.

A mis abuelas, Carmen y Gloria, gracias por cuidarme y enseñarme que a pesar de los obstáculos de la vida, siempre habrá un futuro mejor, por el cual aprendí a levantarme de mis caídas, y así alcanzar todos mis sueños, porque los límites solo existen en nuestra cabeza.

A toda mi familia, gracias por enseñarme valores y estar siempre pendientes de mí, y mis logros.

A mis mascotas que me han acompañado en mi vida, a todas ustedes les agradezco por los momentos de felicidad que he podido compartir con ustedes, pero en especial a Max y a Hanna, quienes fueron como mis hermanos durante mi niñez y lograron que tuviera una infancia inolvidable.

A mis amigos de la U , con los que forme una amistad sincera, y compañero Juan Sebastián Ardila, el Chan, por haber compartido gran parte de la universidad, donde nos respaldamos siempre, muchas gracias a todos.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	26
OBJETIVOS	27
1. GENERALIDADES DEL CAMPO PROVINCIA	28
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	28
1.2 LOCALIZACIÓN	28
1.3 MARCO GEOLOGICO	30
1.3.1 Columna Estratigráfica	30
1.3.2 Estratigrafía	30
1.3.3 Geología estructural	33
1.3.4 Geología Del Petróleo	35
1.4 Historial de Producción	36
1.4.1 Mecanismo de Producción	36
1.4.2 Tiempo de Producción	36
1.4.3 Número de Pozos	36
1.4.4 Gráfica de Producción Acumulada	36
1.4.5 Características del yacimiento	39
2 . HERRAMIETA DE REGISTRO DE PRODUCCION (PLT) Y SUS MEDICIONES	40
2.1 DEFINICIÓN	40
2.2 DESCRIPCION DE HERRAMIENTAS DEL PLT	42
2.2.1 Medidor continuo de flujo (flowmeter)	42
2.2.2 Medidor de densidad de fluidos (gradiomanómetro)	44
2.2.3 Medidores de temperatura (termómetros)	45
2.2.4 Calibrador a través de tubería (through tubing caliper, TTC)	47
2.2.5 Herramientas especiales de producción y sus mediciones	47

2.2.6	Medidores de ruidos (hidrófonos)	48
2.2.7	Trazadores radioactivos	49
2.3	SENSOR DE DISTRIBUCIÓN ACÚSTICA INTELIGENTE, IDAS	49
2.3.1	Definición	50
2.3.2	Características	50
2.3.3	Funcionamiento	51
2.3.4	Propagación de ondas en Pozo	53
2.3.5	Descripción general de Procesamiento de Datos	54
2.3.6	Análisis de Datos	54
2.3.7	Raíz media cuadrática Vs. Profundidad	55
2.3.8	Espectro de Frecuencia (FFT) vs Profundidad	55
2.3.9	Velocidad de Sonido y Flujo	56
3.	OPERACIONES CON UNIDAD SLICKLINE	59
3.1	DEFINICIÓN	59
3.2	APLICACIONES	60
3.3	VENTAJAS QUE PRESENTAN LAS OPERACIONES DE “SLICKLINE”	61
3.4	HERRAMIENTAS USADAS EN OPERACIONES DE SLICKLINE	62
3.4.1	Caja de empaques (stuffing box)	62
3.4.2	Lubricadores	63
3.4.3	Preventora de reventones (b.o.p.)	64
3.4.4	Adaptadores de cabeza de pozo o botellas	65
3.4.5	Juego de poleas	65
3.4.6	Polea de piso-desviante	66
3.4.7	Indicador de peso	66
3.4.8	Indicador de profundidad	67
3.4.9	Mordaza	68
3.4.10	Porta alambre (rope socket)	68
3.5	PROCEDIMIENTO PARA MONTAJE DEL EQUIPO DE SLICKLINE	69
3.5.1	Montaje de slickline	69
4.	EVALUACIÓN DE RESULTADOS PLT DEL POZOSANTOS 119	73

4.1 EVALUACIÓN DE RESULTADOS DE LA IMPLEMENTACION DEL MPLT	73
4.2 ESTADO MECÁNICO DEL POZO SANTOS 119	77
4.3 APORTE CUANTIFICADO DE FLUIDOS DE CADA UNA DE LAS ZONAS CAÑONEADAS	79
4.4 APORTE DE CAUDAL TOTAL A CONDICIONES DE YACIMIENTO DE CADA UNA DE LAS ZONAS CAÑONEADAS	80
4.5 APORTES GENERALIZADOS DE CADA ZONAS CAÑONEADAS A CONDICIONES DE RESERVORIO RESPECTO A FLUIDO PRODUCIDO	81
4.6 PRODUCCION TOTAL DE FLUIDOS A CONDICIONES DE YACIMIENTO Y A CONDICIONES DE SUPERFICIE DE CADA UNA DE LAS ZONAS CAÑONEADAS	82
4.7 EVALUACIÓN DE RESULTADOS DE LA IMPLEMENTACION DEL PLT EN EL POZO SUERTE 50	84
4.7.1 Estado mecánico del pozo suerte 50	88
4.7.2 Aporte de caudal total a condiciones de yacimiento de cada una de las zonas cañoneadas	90
4.7.3 Aportes generalizados de cada zonas cañoneadas a condiciones de reservorio respecto a fluido producido	92
4.7.4 Produccion total de fluidos a condiciones de yacimiento y a condiciones de superficie de cada una de las zonas cañoneadas	93
5. ANALISIS DE DATOS OBTENIDOS DEL SENSOR DE DISTRIBUCION ACUSTICA INTELIGENTE, IDAS	97
5.1 ANÁLISIS DE DATOS DE VELOCIDADES DE FLUJO	97
5.2 GRÁFICO DE ANÁLISIS ESPACIAL F-K	99
5.3 ESPECTROGRAMA DE ENERGÍA ACÚSTICA GENERADA DEL POZO	101
5.4 ESPECTROGRAMA DE ENERGÍA ACÚSTICA GENERAL ANALIZADO RESPECTO A VELOCIDADES DE SONIDO	104
5.5 ANALISIS DE DATOS OBTENIDOS DEL SENSOR DE DISTRIBUCION ACUSTICA INTELIGENTE, IDAS EN EL POZO SUERTE 50	107
5.6 GRÁFICO DE ANÁLISIS ESPACIAL F-K	109
5.7 ESPECTROGRAMA DE ENERGÍA ACÚSTICA GENERADA DEL POZO	111
5.8 ESPECTROGRAMA DE ENERGÍA ACÚSTICA GENERAL ANALIZADO RESPECTO A VELOCIDADES DE SONIDO	112

6. EVALUACIÓN FINANCIERA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE MEDICIÓN ACÚSTICA DISTRIBUIDA	116
6.1 PARÁMETROS ASOCIADOS A LA EVALUACIÓN FINANCIERA	116
6.1.1Tiempo de evaluación	116
6.1.2Unidad monetaria	116
6.2 ANALISIS DE INVERSIÓN	116
6.2.1Costos Operacionales de la herramienta de registro de producción, PLT	116
6.2.2Inversión de la herramienta IDAS	117
6.2.3Costos operacionales de la herramienta IDAS	118
6.3 COMPARACIÓN EN COSTOS DE LAS HERRAMIENTAS	119
6.3.1Costos entre herramientas	119
6.4 Conclusión De la Evaluación Financiera	120
7. CONCLUSIONES	121
8. RECOMENDACIONES	124
BIBLIOGRAFIA	125
ANEXOS	127

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa de localización campo provincia	29
Figura 2. Columna estratigráfica campo provincia	32
Figura 3. Modelo estructural campo provincia	34
Figura 4. Herramientas de registro de producción	42
Figura 5. Medidor continuo de flujo	43
Figura 6. Medidor de densidad de fluidos	44
Figura 7. Medidor de temperatura	46
Figura 8. Calibrador a través de tubería	47
Figura 9. Medidor de presión	48
Figura 10. Medidor de ruido	49
Figura 11. Trazador radioactivo	49
Figura 12. Sensor de distribución acústica inteligente, idas	50
Figura 13. Principio de operación del sensor de distribución acústico inteligente (idas)	52
Figura 14. Completamiento de un pozo con fibra óptica multi-modo	53
Figura 15. Unidad de slickline	59
Figura 16. Camión con unidad de slickline	61
Figura 17. Caja de empaques	62
Figura 18. Lubricador	63
Figura 19. Preventora de reventones	64
Figura 20. Adaptadores de cabeza de pozo	65
Figura 21. Juego de poleas	66
Figura 22. Polea de piso desviante	66
Figura 23. Indicador de peso	67
Figura 24. Indicador de profundidad	67
Figura 25. Mordaza	68
Figura 26. Porta alambre	69
Figura 27. Montaje de unidad slickline	72
Figura 28. Descripción del equipo mplt	76

LISTA DE TABLAS

	pág
	.
Tabla 1. Características de las rocas reservorio del campo provincia	39
Tabla 2. Rangos de frecuencias y amplitud para diferentes medios de propagación	57
Tabla 3. Velocidades de sonido promedio para fluidos presentes en el yacimiento	58
Tabla 4. Configuración del estado mecánico	78
Tabla 5. Cantidad de barriles de petróleo y millones de pies cúbicos de gas producidos del yacimiento de cada zona cañoneada.	80
Tabla 6. Cantidad total de fluidos presentes a condiciones de reservorio de cada zona cañoneada	81
Tabla 7. Cantidad de barriles de petróleo y millones de pies cúbicos de gas presentes en cada zona cañoneada a condiciones de reservorio	82
Tabla 8. Producción total de fluidos a condiciones de yacimiento y a condiciones de superficie de cada una de las zonas cañoneadas	84
Tabla 9. Configuración estado mecánico suerte 50	89
Tabla 10. Cantidad total de fluidos presentes a condiciones de reservorio de cada zona cañoneada	91
Tabla 11. Cantidad de barriles de petróleo y millones de pies cúbicos de gas presentes en cada zona cañoneada a condiciones de reservorio	93
Tabla 12. Producción total de fluidos a condiciones de yacimiento y a condiciones de superficie de cada una de las zonas cañoneadas	96
Tabla 13. Determinación de velocidades de flujo	98
Tabla 14. Clasificación de colores del espectrograma cualitativamente y cuantitativamente	101
Tabla 15. Determinación de velocidades de flujo	108
Tabla 16. Costos operacionales herramienta de registro de producción	117
Tabla 17. Costo del sensor de distribución acústico inteligente idas	118
Tabla 18. Costos operacionales idas	118
Tabla 19. Comparación de costos de herramientas	119

LISTA DE GRAFICAS

	pág.
Grafica 1. Producción acumulada de los fluidos (petróleo, agua y gas) del campo provincia	38
Grafica 2. Grafica general comportamiento de presión y temperatura	73
Grafica 3. Resultados de registro dinámico	74
Grafica 4. Estado mecánico actual del pozo santos 119	77
Grafica 5. Grafica general comportamiento de presión y temperatura suerte 50	85
Grafica 6. Resultados de registro dinámico	86
Grafica 7. Estado mecánico actual del pozo suerte 50	88
Grafica 8. Velocidades de flujo alcanzadas santos 119	99
Grafica 9. Análisis espacial f-k de las zonas productoras	100
Grafica 10. Espectrograma de energía acústica de producción del pozo santos 119	102
Grafica 11. Espectrograma general de energía acústica del pozo santos 119	104
Grafica 12. Espectrograma de energía acústica de las zonas productoras santos 119	106
Grafica 13. Velocidades de flujo alcanzadas suerte 50	109
Grafica 14. Análisis espacial f-k de las zonas productoras	110
Grafica 15. Espectrograma de energía acústica de producción del pozo suerte 50	111
Grafica 16. Espectrograma general de energía acústica del pozo suerte 50	113
Grafica 17. Espectrograma de energía acústica de las zonas productoras suerte 50	115

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo a. Comportamiento del registro mplt santos 119	128
Anexo b. Perfil de produccion mplt santos 119	129
Anexo c. Espectrograma de energia acustica idas	130
Anexo d. Comportamiento del registro mplt suerte 50	131
Anexo e. Perfil de produccion mplt suerte 50	132
Anexo f. Espectrograma de energia acustica idas	133

ABREVIATURAS

BPD: barriles por día

B.O.P: preventora de reventones

DB: decibeles

DTS: sensor de temperatura distribuido

GOR: relación gas petróleo

K: permeabilidad

FFT: analizador de espectro

Ft: medida de longitud pie

Hz: hercio

ICVS: válvulas de control de entrada de flujo

IDAS: sensor de distribución acústica inteligente

KHz : kilo hercio

L: longitud

Lb: libra

M: metro

mD : mili darcys

MD: medida de profundidad

mHz: mili hercio

MMSCF: millones de pies cúbicos

MMSTB: millones de barriles estándar

Qg: caudal de gas

Qo: caudal petróleo

Qt: caudal total

Qo: caudal petróleo

PLT: prueba de registro de producción

psi: libra por pulgada

RGP: relación gas petróleo

RTE: por encima de la punta de tubería

S: segundo

TTC: trough tubing caliper

VPE: valor presente de egresos

TVD: true vertical Deep

GLOSARIO

AMBIENTE CONTINENTAL: sitio geográfico donde se depositan sedimentos asociados a las corrientes, donde además predomina la erosión. Estos pueden ser de tipo fluvial, glaciar, eólico y lacustre.

AMBIENTE DE TRANSICIÓN: sitio geográfico localizado en la zona límite entre el continente y el mar, donde la acumulación de sedimentos se da por el aporte de ambos. Estos pueden ser de tipo deltaico, de playa o marismas.

AMBIENTE MARINO: lugar geográfico donde se da la acumulación de sedimentos que provienen principalmente de los ambientes de transición, ya sea por re movilización o por erosión. Pueden ser de tipo talud, plataforma, y abismal.

AMBIENTE SEDIMENTARIO: área geográfica donde se acumulan o depositan los sedimentos, cada lugar se caracteriza por una combinación particular de procesos geológicos depositacionales tales como depositación por acción del viento, el agua o el hielo y condiciones ambientales (físicas, químicas y biológicas) que la diferencian de zonas adyacentes.

ANTICLINAL: pliegue en forma de arco, producido en las rocas, en el que las capas de roca son convexas hacia arriba. Las capas de roca de edades más antiguas forman el núcleo del pliegue, y, a partir del núcleo, se encuentran rocas más recientes.

ARCILLA: partícula mineral de origen clástico con granos cuyo tamaño es menor a 0.0039 mm.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria compacta compuesta por minerales de silicato, sin fisilidad y formada por partículas del tamaño de la arcilla, cuyo diámetro es menor a 0.0039 mm.

ARENISCA: roca sedimentaria, compuesta de granos minerales de tamaño arena, cuyo diámetro de grano es de 0.0625 a 2 mm, posee textura detrítica. Puede estar compuesta por Cuarzo, Feldespato o fragmentos líticos, material cementante que mantiene los granos unidos.

CALIZA: roca sedimentaria carbonatada de origen orgánico, químico o detrítico, compuesta predominantemente de calcita.

CAMPO: acumulación o grupo de acumulaciones de petróleo en el subsuelo. Está formado por un yacimiento que posee una forma ideal para el entrapamiento de hidrocarburos, que se encuentra cubierto por una roca impermeable o una sello.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: representación utilizada en geología y demás subcampos de estratigrafía la cual permite describir la ubicación vertical de unidades de roca en un área específica.

CONGLOMERADO: roca sedimentaria de tipo detrítico compuesta por granos redondeados de tamaño grava, su diámetro es mayor a 2mm. Está formada mayoritariamente por clastos.

CONTACTO CONCORDANTE: secuencia formada generalmente en forma paralela, donde la unidad superior es depositada de forma casi continua, sin interrupción sobre la unidad inferior.

CONTACTO DISCORDANTE: secuencia que presenta interrupción en la depositación y existe un hiato (tiempo geológico durante el cual no hay sedimentos o estratos) entre las dos unidades en contacto.

CRETÁCEO: tercer y último periodo de la era Mesozoica, que se extiende desde 135 millones de años hasta 65 millones de años

CUARZOARENITA: mineral formador de rocas, compuesto por silicio y oxígeno. Los granos de arena cuarzosa son uno de los componentes principales de la arenisca y de otras rocas sedimentarias clásticas.

CUENCA SEDIMENTARIA: zona de la corteza terrestre, donde se genera una depresión debido a la actividad tectónica producida en las placas, en donde se acumulan diferentes sedimentos.

DENSIDAD API: medida de densidad de los productos líquidos del petróleo, expresado en grados y derivado a partir de su densidad relativa

DEPOSITACIÓN: proceso geológico por el cual un material se agrega a un accidente geográfico o masa de tierra.

DOLOMITA: roca sedimentaria carbonatada, su composición entra mínimo un 50% el mineral dolomita, o carbonato de composición parecida. Se origina por precipitación química (dolomita primaria), o durante la diagénesis (dolomita secundaria).

EOCENO: segunda época del periodo Paleógeno, que inicia hace 53 millones de años hasta 33,7 millones de años.

ESPESOR: distancia perpendicular de un estrato comprendido entre su base y el tope.

ESTRATIFICACIÓN CRUZADA: serie de estructuras sedimentarias primarias

formadas por procesos de migración de las caras de avalancha de ripples o barras. Caracterizadas por el desarrollo de laminaciones inclinadas limitadas por superficies planas.

ESTRATIGRAFÍA: rama de la geología que estudia la historia, la composición, las edades relativas, distribución de los estratos, y la interpretación de los mismos, en relación con el espacio y su sucesión en el tiempo.

ESTRATO: grosor de roca de yacimiento acotada por arriba y por debajo por otro estrato en comunicación hidráulica vertical.

FACIES: características generales de una unidad de roca, las cuales reflejan el origen de la misma y las diferencias respecto a otras unidades adyacentes.

FALLA: superficie laminar existente en una roca a lo largo de la cual existe un desplazamiento observable.

FALLA DE CABALGAMIENTO: tipo de falla inversa de bajo ángulo ($<45^\circ$), donde el bloque superior tiende a sobreponerse al bloque inferior.

FALLA INVERSA: tipo de falla formada cuando el bloque de la falla a lo largo del labio alto se desplaza en forma ascendente, a lo largo de una superficie de falla, respecto del labio bajo.

FALLA TRANSCURRENTE: falla generada por la acción de movimientos horizontales en los estratos, cuando se producen a escalas continentales, pueden generar un accidente estrecho y largo, denominado valle de fractura.

FLUVIAL: se refiere a todo aquello que tenga relación con los ríos o cuerpos de agua.

FORMACIÓN: es la unidad fundamental de la litoestratigrafía. Es un cuerpo de roca suficientemente continuo y característico que permite ser mapeado. En términos de estratigrafía, una formación es un cuerpo de estratos de un tipo predominante o una combinación de diversos tipos.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: campo de la Geología que estudia todos los aspectos relacionados con la formación de yacimientos petrolíferos.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: rama de la geología que estudia la corteza terrestre, estructuras y la relación de las rocas que las forman.

GOR: relación del volumen de gas que está disuelto en el aceite respecto al volumen de aceite que lo contiene. Esta relación puede ser de tipo original (Rsi) o instantánea (Rs).

GRUPO: unidad litoestratigráfica formal de rango inmediatamente superior al de una formación, conformada principalmente por una sucesión de dos o más formaciones asociadas contiguas.

INCONFORMIDAD: relación entre un conjunto de materiales estratificados con otros infrayacentes no estratificados (rocas ígneas o metamórficas).

INFRAYACENTE: estrato que se encuentra ubicado por debajo de otro, en contacto permanente con este.

KERÓGENO: materia orgánica natural, insoluble y sólida, presente en las rocas generadoras, que es capaz de producir petróleo si recibe calor.

LIMOLITA: roca sedimentaria detrítica de tipo clástico compuesta por granos de tamaño limo, cuyo diámetro varía entre los 0,0039 a 0,0625 mm. Proviene de la cementación y compactación de granos de arcillas y arenas.

LODOLITA: roca sedimentaria detrítica de grano fino, cuyo diámetro varía entre 0,00006 a 0,0039 mm, la proporción arcilla y limo es prácticamente igual. No presentan fisibilidad ni laminaciones.

LUTITA: roca sedimentaria detrítica, de granos finos, su tamaño es menor a 0.0039 mm. Está formada por las consolidaciones de arcilla y limo en capas relativamente impermeables de poco espesor.

MEANDRO: es cada una de las curvas que presentan algunas corrientes fluviales a lo largo de su recorrido.

MECANISMOS DE PRODUCCIÓN: son aquellos métodos que aportan la energía necesaria para que los fluidos que se encuentran en el yacimiento fluyan y se desplacen hacia donde se hallen zonas de menor presión que la existente en el yacimiento, es decir, permiten que los fluidos avancen desde el fondo del pozo hasta superficie.

MIEMBRO: unidad litoestratigráfica de rango inferior a la formación y que siempre es parte de una formación.

MIGRACIÓN: es el movimiento de los hidrocarburos generados, desde la fuente hacia las rocas del yacimiento. Este proceso se genera usualmente desde un área estructuralmente baja hacia un área más alta, debido a la flotabilidad relativa de los hidrocarburos, respecto a la roca adyacente.

MIOCENO: primera época del periodo Neógeno, abarca desde 23,5 millones de años hasta hace 5,3 millones de años

MODELO ESTRUCTURAL: distribución de los elementos verticales de soporte en una estructura, que permite elegir un sistema apropiado para la distribución interna de espacios.

PALEOCENO: primera época del periodo Paleógeno, que se extiende desde hace 65 millones de años hasta hace 53 millones de años.

PERMEABILIDAD: capacidad, o medición de la misma de una roca, para transmitir fluidos, medida determinada en darcies o milidarcies.

PETRÓLEO: mezcla de hidrocarburos compuesta de combinaciones de átomos de carbono e hidrógeno y que se encuentra en los espacios porosos de la roca. El petróleo crudo puede contener otros elementos de origen no metálico considerados contaminantes tales como azufre, oxígeno y nitrógeno, así como trazas de metales como constituyentes menores. Pueden estar en estado gaseoso, líquido o sólido, según su naturaleza y las condiciones de presión y temperatura existentes.

PLIEGUE: inflexiones considerables, que forman capas sedimentarias al ser modificadas en su posición natural por agentes orogénicos.

POROSIDAD: volumen de roca o porcentaje de espacio poroso que puede contener fluidos.

POZO: perforación vertical la cual se realiza hasta una profundidad suficiente para alcanzar un objetivo determinado, ya sea reservas de agua subterránea o hidrocarburos como el petróleo.

REFLECTANCIA DE VITRINITA: herramienta utilizada para determinar la madurez térmica en las exploraciones de hidrocarburos, modelación de cuencas y demás aplicaciones geológicas.

ROCA ALMACENADORA: roca cuyas características principales (porosidad y permeabilidad) permiten almacenar y transmitir fluidos tales como agua, petróleo o gas.

ROCA GENERADORA: roca sedimentaria, generalmente lutita o caliza, que gracias a condiciones de presión, temperatura y su alto contenido de materia orgánica ha logrado generado petróleo o gas.

ROCA SELLO: roca impermeable que impide que los fluidos migren más allá del yacimiento.

SEDIMENTO: granos no consolidados de minerales, materia orgánica o rocas preexistentes, que pueden ser transportados por el agua, el hielo o el viento, para posteriormente ser depositados.

SHALE: roca sedimentaria clástica de grano fino compuesta de lodo, la cual se considera una mezcla de minerales arcillosos y pequeños fragmentos de otros minerales como cuarzo y calcita.

SINCLINAL: pliegue en la roca, con forma de cuenca o cubeta, en el que las capas de roca son convexas hacia abajo. Las rocas más recientes forman el núcleo del pliegue y fuera del núcleo las rocas son progresivamente más antiguas.

SISTEMA PETROLÍFERO: es un sistema geológico que abarca las rocas generadoras de hidrocarburos relacionadas e incluye a todos los elementos y procesos geológicos esenciales para la generación de acumulaciones de hidrocarburo.

SUPRAYACENTE: estrato que se encuentra ubicado por encima de otro estrato, en permanente contacto con este.

TOC: concentración de material orgánico presente en las rocas generadoras, representada por el porcentaje en peso de carbono orgánico.

TRAMPA: configuración de rocas ideales para contener hidrocarburos, selladas por una formación impermeable a través de la cual los hidrocarburos no pueden migrar a otras formaciones.

YACIMIENTO: cuerpo de roca del subsuelo que presenta un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos, principalmente las rocas sedimentarias son las rocas que conforman un yacimiento debido a su porosidad y condiciones de temperatura a la cual se forman.

RESUMEN

Actualmente en el Campo provincia, que posee un área de 22 Km² contiene 247 pozos perforados, se encuentra ubicado en el municipio de Sabana de Torres, departamento de Santander, siendo esta región una zona con enorme potencial petrolero, la cual viene siendo explotada desde hace varios años.

El primer capítulo de este proyecto de grado describe la geología de la cuenca del valle medio del Magdalena, detallando la historia del Campo Provincia, su columna estratigráfica y las formaciones atravesadas por los pozos. Posteriormente en el capítulo 2 se detalla el registro PLT y el sensor de distribución acústico inteligente, IDAS, se realiza la descripción de sus componentes y funcionamiento.

En el capítulo 3 se detalla la unidad de slickline, su funcionamiento y las ventajas que presenta en la toma de registros de producción, además de sus componentes y utilización, a continuación en el capítulo 4 se evalúa e interpreta la información obtenida por el PLT, describiendo las zonas de interés, los cañoneos y sus respectivos aportes de fluidos

En el capítulo 5 se describen y analizan los resultados obtenidos por el sensor de distribución acústica inteligente, IDAS, permitiendo un correcto monitoreo de la integridad del pozo y determinando las principales zonas de interés para obtener una optimización en la producción.

Posteriormente se realiza la evaluación financiera mediante el indicador VPE, donde se comparan los costos operativos de la implementación de un registro PLT con los costos asociados a la implementación del registro IDAS, determinando la viabilidad del proyecto

Finalmente se presentan las correspondientes conclusiones y recomendaciones respecto al trabajo realizado

INTRODUCCION

El presente trabajo se realizó basándose en la necesidad de determinar las principales zonas de interés de producción de hidrocarburos para aumentar la rentabilidad del proyecto y reducir costos operacionales en el pozo Santos 119 y Suerte 50, ubicado en el Campo Provincia.

El sensor de distribución acústico inteligente, IDAS, posee la característica de ser funcional para realizar operaciones de sísmica, y así obtener información geológica de la zona a realizarse actividades de perforación, como en operaciones de perfilaje de producción, y así determinar las zonas de interés de los pozos y que fluidos producen; toda la información se obtiene en tiempo real.

Se analizó la aplicación del sensor de distribución acústico inteligente IDAS para el monitoreo de la integridad del completamiento y la optimización de la producción de los pozos a través del uso de válvulas de control de flujo, Icv's,

La identificación de estas potenciales zonas de producción de hidrocarburos a partir de la identificación de perfiles de fases de los fluidos producidos de los pozos, permitirán desarrollar de mejor manera las actividades tanto de producción como de monitoreo de pozo, logrando así una mejor caracterización de la integridad del pozo, para continuar la correcta operación del Campo.

El desarrollo de este trabajo permitirá evaluar la eficiencia de la herramienta a partir de los resultados obtenidos y de sus respectivos análisis, permitiendo determinar si es viable continuar el uso de esta herramienta en futuras intervenciones con la misma en otros pozos a nivel nacional.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnico–financieramente la implementación del registro de producción IDAS (sensor de distribución acústica inteligente) en un pozo en el Campo Provincia

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- 1 Describir las generalidades del Campo Provincia.
- 2 Describir el funcionamiento del registro de producción actual, PLT(Herramienta de registro de producción) y del registro de producción con tecnología IDAS (Sensor de distribución acústica inteligente) a implementarse en el Campo Provincia
- 3 Evaluar los perfiles de flujo del registro de producción, PLT(Herramienta de registro de producción) implementado actualmente en el Campo Provincia
- 4 Implementar el registro de producción con tecnología IDAS (Sensor de distribución acústica inteligente) en un pozo en el Campo Provincia
- 5 Evaluar los perfiles de flujo obtenidos a partir del registro de producción con tecnología IDAS (Sensor de distribución acústica inteligente) en el Campo Provincia para identificar las potenciales zonas de producción de hidrocarburos.
- 6 Evaluar la viabilidad financiera de la implementación del registro de producción con tecnología IDAS (Sensor de distribución acústica inteligente) mediante la variable Valor presente de Egresos (VPE)

1. GENERALIDADES DEL CAMPO PROVINCIA

Este capítulo se conforma de información correspondiente al Campo Provincia, tal como su historia general, localización, aspectos geológicos de producción, y características de los fluidos presentes en el Campo.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

La historia del Campo Provincia empieza cuando la empresa International Petroleum Colombia Ltda. (INTERCOL) firmó las concesiones El Limón (604), El Roble (605) y El Conchal (625) entre los años de 1955 y 1956 para su exploración

Sinclair Colombian Oil Co, perforó el primer pozo, llamado Provincia 1 en el mes de julio del año 1959, en un área subcontratada a INTERCOL en ese mismo año

La compañía Sinclair Oil Co durante la perforación del Pozo Provincia 1 en el mes de Diciembre del año 1959 descubrió el potencial petrolífero del Campo Provincia, posteriormente el pozo fue abandonado debido a que no se llegó al objetivo planteado por la empresa inicialmente.

En el año de 1960 la Compañía INTERCOL se asocia con las Compañías Sinclair de Colombia y British Petroleum. Tras la perforación del Pozo Santos 1 en Abril de 1960, el cual posteriormente fue probado en Agosto de 1960 y la perforación del Pozo Santos 2 en el costado Este del Campo, se logró producir crudo pesado almacenado en las arenas de la formación Mugrosa.

“El Campo inició su explotación comercial en Noviembre de 1962, conformándose por cuatro áreas operativas, bajo la concesión 605 del 2 de noviembre de 1962 para las áreas de Santos y Bonanza, la concesión 625 del 10 de Noviembre del mismo año para el área de Conde y la concesión 604 del 9 de Abril de 1963”¹

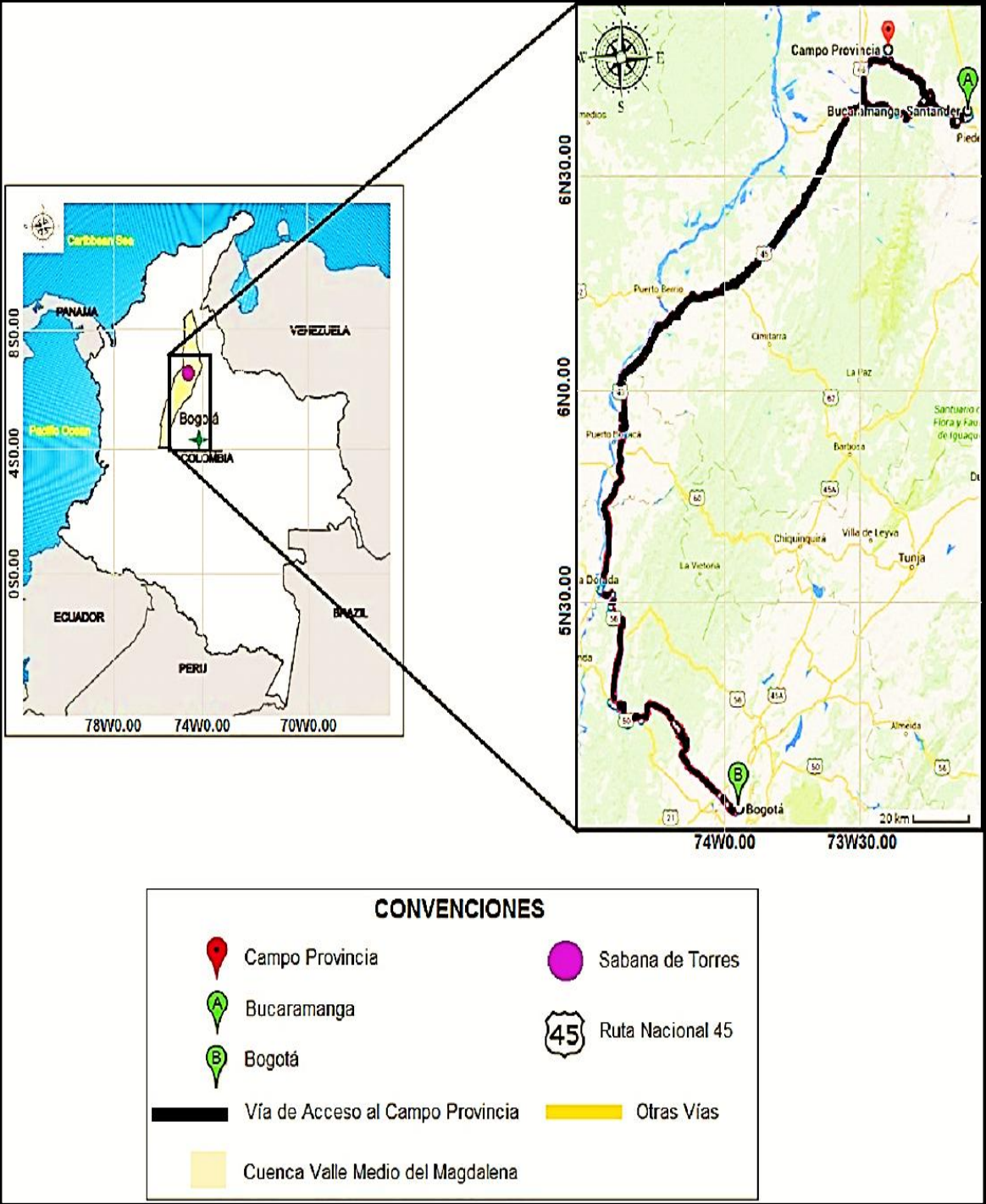
Finalmente, las áreas de Concesión revirtieron a la Nación el 10 de Noviembre de 1992; tomando la administración de los mismos, La Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPETROL.

1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Provincia, con un área de 22 Km² para Diciembre del 2015, contiene 247 pozos perforados, de los cuales, 20 pozos son inyectoros, 167 pozos están produciendo y 60 de ellos han sido abandonados y continua con la misma compañía

¹ ARRANQUE, Amelia, Análisis y evaluación de los trabajos de estimulación realizados en los Campos.... Y Provincia. Tesis. Bogotá D.C.: Universidad de América de Colombia. Facultad de ingeniería, 2004. P

Figura 1. Mapa de Localización Campo Provincia



Fuente: Mapa de Colombia, Epis Colombia [En línea]. Mapa del Campo Provincia. <http://migep.anh.gov.co:3021/InicioGeoVisor.aspx>. Modificado por los autores

Para acceder al Campo, se puede llegar bien sea por vía aérea o terrestre desde la ciudad de Bogotá hasta la ciudad de Bucaramanga.

Por vía aérea se toma un Avión desde la ciudad de Bogotá hacia la ciudad de Bucaramanga, luego por vía terrestre se toma la vía que conduce a la carretera 66 pasando por la carrera 28, hasta llegar después de recorrer 5 km a la carretera 66, de ahí la carretera toma como nombre la Ruta 45, pasando por el municipio El Silencio, se continúa por la ruta 45 hasta llegar a La Gómez, y allí se dirige en dirección al este, por un trayecto de seis Km aproximadamente, encontrando el Municipio de Sabana de Torres; luego se toma la calle 12 y se continúa por la misma, llegando al Campo Provincia.

Por vía terrestre, saliendo desde la ciudad de Bogotá se toma la avenida calle 80 que llega a la carretera 50, después de recorrer 35 km, en el municipio de Guaduas se gira en dirección al norte para tomar la carretera 56 y recorrer 24 km, de allí la carretera se renombra como ruta 45, posteriormente pasando por el municipio de Yerbabuena, continua por la ruta 45 hasta llegar a La Gómez, y de allí se dirige hacia el este, encontrando el municipio de Sabana de Torres; luego se toma la calle 12 y se continua por la misma, llegando al Campo Provincia.

1.3 MARCO GEOLOGICO

En esta sección se muestra la estratigrafía general, geología estructural y demás aspectos geológicos del Campo Provincia.

1.3.1 Columna Estratigráfica. En la figura número 2, se ilustra la columna estratigráfica general de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, cuyas formaciones fueron perforadas por los pozos realizados en el Campo Provincia desde el Grupo Real hasta la Formación La Luna.

1.3.2 Estratigrafía. La secuencia estratigráfica del Campo Provincia que se describe a continuación corresponde a las formaciones perforadas por los pozos realizados en el Campo. Se describe desde la formación más antigua hasta la más reciente.

1.3.2.1 Formación la Luna. Según Garner², la edad de esta formación se ha determinado como Cretáceo Coniaciano y Santoniano, está constituida por calizas y lutitas calcáreas, con abundante materia orgánica laminada y finamente dispersa, delgadamente estratificadas y laminadas, densas, de color gris oscuro a negro. Su espesor varía entre 275 y 575 metros, su ambiente de depositación es de tipo marino de aguas poco profundas, en el Valle Medio del Magdalena de la Formación

² GARNER (A. H.), 1926 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 301

La Luna se subdivide en tres miembros: inferior Salada, Intermedio Paramada, Superior Galembó y se encuentra en contacto con la Formación Simiti que la infrayacente que es de tipo gradacional.

1.3.2.2 Formación Umir. Según Garner³, la edad de esta formación se ha determinado como Cretáceo del Campaniano – Maestrichtiano, se compone por lutitas laminadas delgadas de color gris oscuro a negro, con presencia de láminas delgadas micáceas y carbonáceas. Su distribución de base a techo es cuarzo arenita de grano fino color grisáceo, lodolita limo arenosas color gris, carbón bituminoso a sub-bituminoso.

También se presentan intercalaciones de cuarzo arenita de grano medio a grueso y lodolitas carbonosas, en la parte Este de la cuenca alcanza un espesor máximo de 5250 pies, su ambiente de depositación se describe como un ambiente litoral-deltaico, esta formación reposa con leve discordancia en la formación La Luna, siendo un contacto gradacional.

1.3.2.3 Formación Lisama. Según Garner⁴, la edad de esta formación se ha determinado como Paleoceno Inferior, conformada por lodolitas y areniscas de grano fino a medio, depositadas por una secuencia de regresión de estas mismas, su espesor es de 3500 pies, su ambiente de depositación es un ambiente fluvio-deltaico, ocasionado por el cambio de un ambiente marino de la formación Umir a condiciones deltaicas, yace transicionalmente en la Formación Umir y presenta discordancias en los contactos con las formaciones supra yacientes de esta.

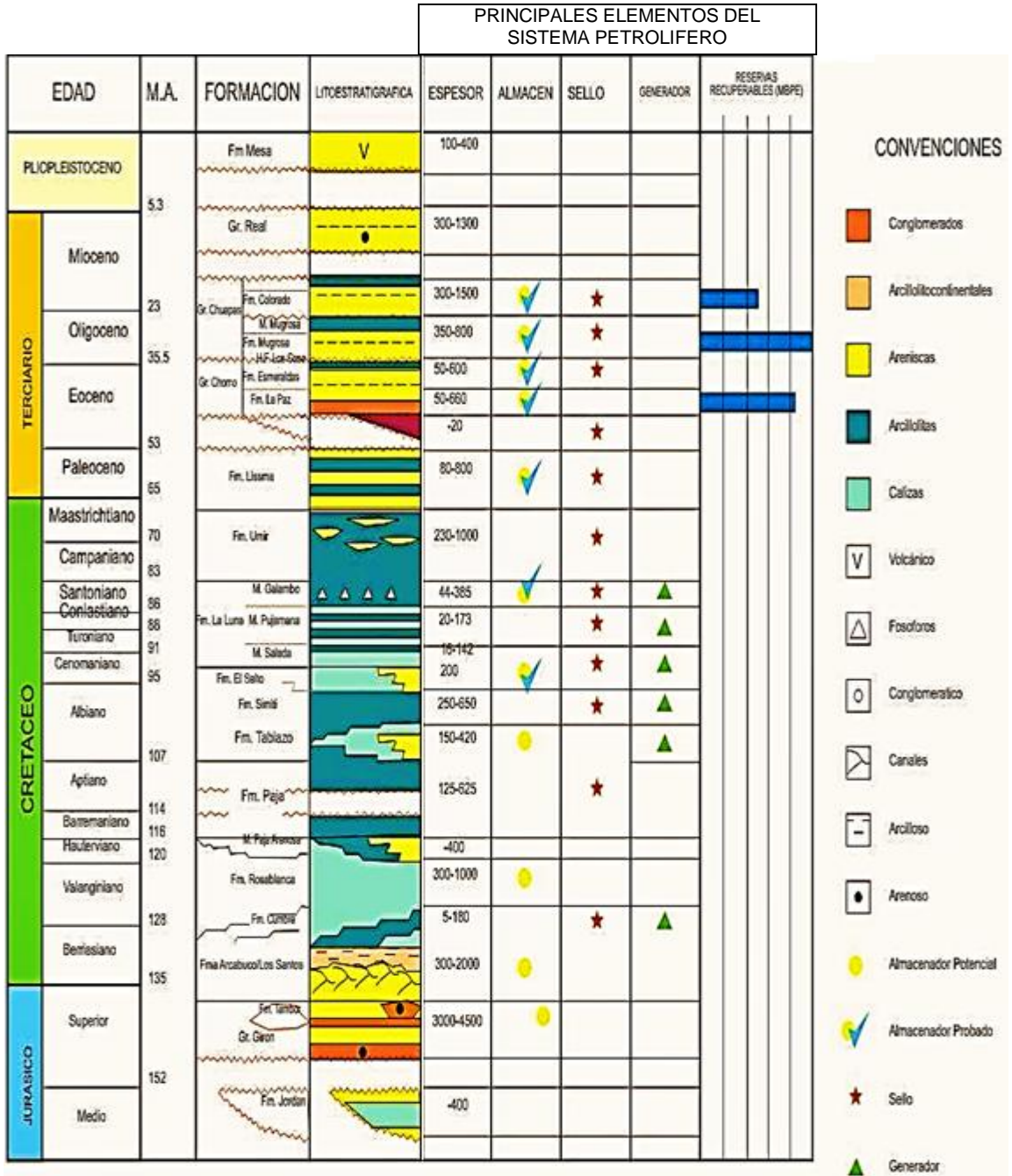
1.3.2.4 Formación La Paz. Según Garner⁵, la posición estratigráfica la edad de esta formación se considera Eoceno Tardío, constituidas por areniscas de grano grueso a conglomeradas de color gris, con intercalaciones y estratificación cruzada de shales y limolitas. Su espesor alcanza los 2000 pies, posee con gran aporte de sedimentos depositados de manera continental en sistemas fluviales hacia meandros, contacta con la formación Lisama de forma discordante y con la Formación Esmeralda de concordante.

³ MORALES (L. G.) et al., 1958 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 458

⁴ WHEELER (O.C.), 1935 citado por De Porta, J. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 327

⁵ STUTZER (O.), 1923 citado por De Porta, J. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 305

Figura 2.Columna Estratigráfica Campo Provincia



Fuente: Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Tomada de ECOPETROL (2000)

1.3.2.5 Formación Mugrosa. Según Garner⁶, la edad corresponde al Oligoceno - Mioceno inferior, compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas y geometría lenticular, su espesor alcanza los 3200 pies, su ambiente de depositacion es de tipo marino, consta de una discordancia en su límite superior, el horizonte fosilífero de Mugrosa, que es conformado por arcillas de diferentes matices de gris y fósiles marinos (moluscos). En el contacto inferior, la Formación Esmeralda es discordante y en el contacto superior, la Formación Colorado es concordante

1.3.2.6 Formación Colorado. Según Garner⁷, la edad corresponde al Oligoceno - Mioceno inferior, presenta estratificación cruzada, conformada por lodolitas con intercalaciones de cuarzo arenita arcillosa de grano fino y areniscas arcillosas de grano medio, su espesor alcanza los 3200 metros; su ambiente de depositacion es Continental de tipo Fluvial, se expande hacia el Oeste de la falla de la Salina, de base a tope está distribuida de la siguiente manera: en su base presenta concentración de moluscos en un medio arcilloso, esto debido al contacto inferior con los fósiles de la Formación Mugrosa, y en su tope presenta gran concentración de arcillas, Consta de un contacto discordante hacia la base con la Formación Mugrosa y hacia la Formación Real, en su tope, se encuentra un contacto discordante. También se presenta sistemas de abanicos fluviales.

1.3.2.7 Grupo Real. Según Garner⁸, la edad se ha determinado como del Mioceno Superior, principalmente lo conforman conglomerados de tonalidad café y negra, arcillas, fragmentos de carbón y cuarzo. Presenta estratificación cruzada de lutitas de color rojo y gris, esta Formación se divide principalmente en las Formaciones Real inferior, Medio y Superior. Su ambiente de depositacion es Fluvial trenzado y meandriforme. “La Formación Real inferior subrayase discordantemente a la Formación Colorado, y los contactos entre las Formaciones Real Medio y Real Superior son inconformidades”⁹

1.3.3 Geología estructural. La cuenca del valle medio del Magdalena constituye una depresión tectónica asimétrica con dos márgenes distintos. Al occidente tiene un borde pasivo instalado en parte sobre materiales de la Cordillera Central, y que se caracteriza por una geometría monoclin, con notables truncaciones de las formaciones cretácicas, que desaparecen en dirección a la cordillera bajo un progresivo recubrimiento de los sedimentos terciarios que buzan preferencialmente hacia el oriente pero con algunas interrupciones causadas por flexuras y fallas. Por

⁶ Ibíd., p. 373

⁷ Ibíd., p. 142

⁸ Ibíd., p. 414

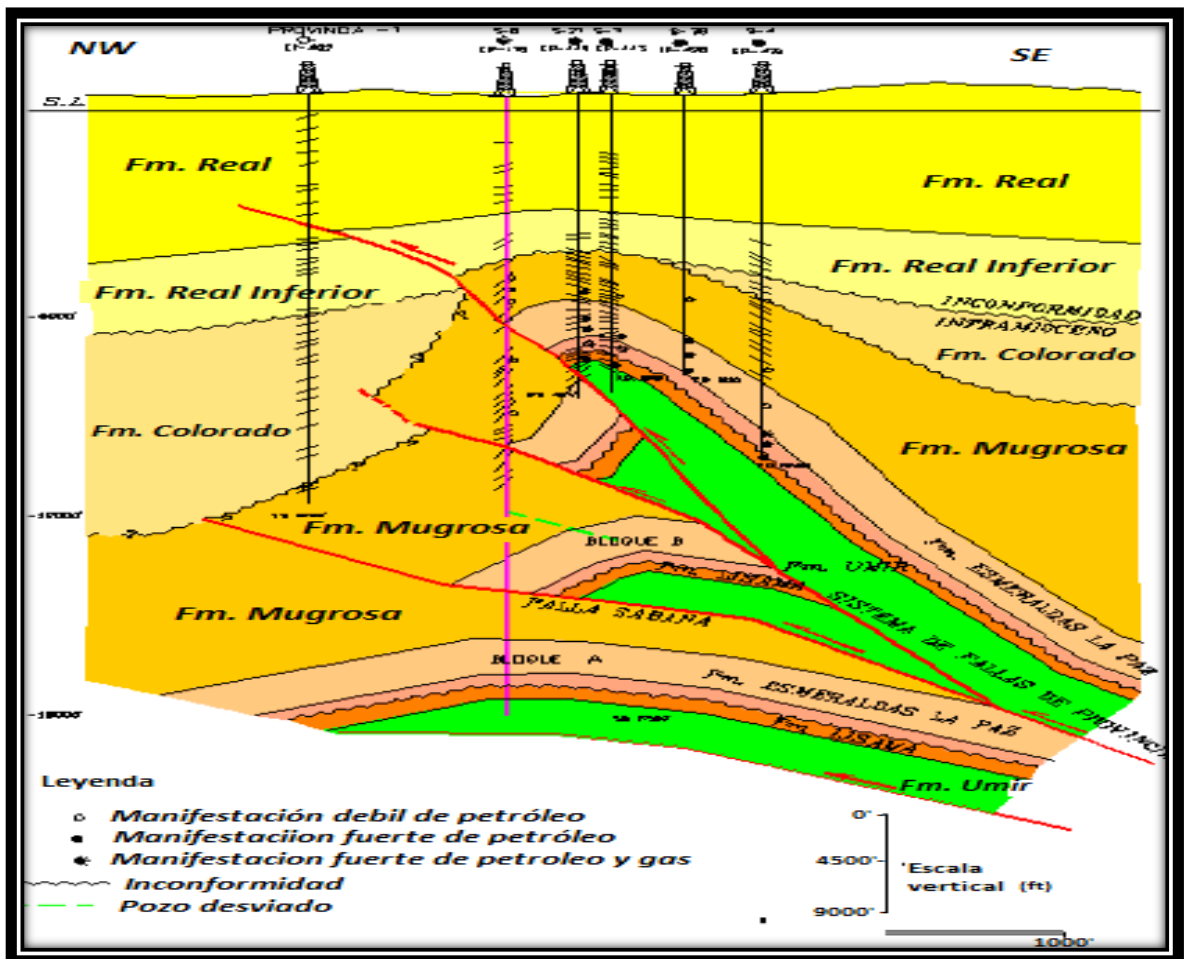
⁹ Jorigua, Luis Carlos, Evaluar la viabilidad técnica de la utilización del sistema plunger lift asistido con la inyección de gas como sistema de levantamiento para el Campo Provincia, Tesis. Bogotá D.C.: Universidad de América de Colombia. Facultad de ingeniería, 2013. P

el contrario hacia la Cordillera Oriental la deformación se incrementa de manera continua y pasando a un margen compresional.

El campo Provincia como se ilustra en la Figura 3, posee una composición estructural de tipo compresional, consta de un Anticlinal asimétrico con fallas inversas con sentido Norte-Sur (Hacia la zona Oeste, llamada la falla inversa de Provincia), también la conforman fallas normales con sentido Oeste-Este donde se observan pequeños sobresaltos principalmente hacia la cresta del Anticlinal.

Posee al igual pliegues fallados e imbricados divididos en bloques. Los buzamientos presentes van de 25° a 40° en la cresta y de 40° a 60° en el costado Oriental, y hacia el costado Norte se presentan buzamientos más pronunciados, indicando una compresión de los pliegues hacia esta dirección.

Figura 3. Modelo Estructural Campo Provincia



Fuente: Asesoría en ingeniería de petróleos SAS. Informe Estimación del potencial de bloques para hidrocarburos no convencionales en las Cuencas del Valle del Magdalena Medio y Superior, P. 20, 2015

1.3.4 Geología Del Petróleo. A continuación se describen los principales parámetros asociados con el sistema petrolífero del Campo Provincia.

1.3.4.1 Roca generadora. La principal unidad litológica generadora en el Campo Provincia es la Formación La luna, específicamente el miembro Galembo, la cual está conformada por calizas basales del Cretácico, el cual está constituido por calizas y lutitas caracterizadas por presentar un TOC entre 1 y 6%, la reflectancia de Vitrinita (Ro) es de 1,1 % - 1,2 %; el tipo de materia orgánica presenta un predominio de kerógeno tipo II, predomina el potencial generador de aceite.

También se presentan como potenciales unidades generadoras las formaciones Simiti y Tablazo, correspondientes al Periodo Albiano.

1.3.4.2 Roca reservorio. Las principales unidades litológicas que sirven de reservorio en el Campo Provincia, correspondientes al periodo Terciario, entre el Paleoceno y el Eoceno, la Formación Lisama, Formación La Paz, Formación Esmeraldas y la Formación Mugrosa. La Formación Lisama tiene una porosidad promedio de 18,6 %, una permeabilidad de 12,3 mD y un espesor neto petrolífero de 98,8 ft; La Formación La Paz (arenas K y L) su porosidad promedio es de 16,8 %, una permeabilidad de 74,16 mD y un espesor neto de 270 ft; La Formación Esmeraldas (arenas M y N) su porosidad promedio es de 18,25 %, una permeabilidad de 14 mD y un espesor neto de 110 ft y La Formación Mugrosa (arenas O y P) tiene una porosidad promedio de 22 %, una permeabilidad de 793,3 mD y un espesor neto de 45 ft.

1.3.4.3 Roca Sello. Los sellos superiores y laterales son proporcionados por una secuencia considerable de arcillas proveniente de las Las formaciones Paja, Simití, La Luna, Umir, La Paz, Esmeralda, y Colorado, estas son las principales unidades litológicas que sirven de roca sello en el Campo Provincia, donde las formaciones Paja y La Luna, las lutitas y shales grises representan los sellos de los reservorios calcáreos; Corresponden a lutitas marinas de las Formaciones Umir y Simiti

1.3.4.4 Trampas. La estructura del Campo Provincia se caracteriza por ser un anticlinal fallado, donde se presentan trampas de tipo estructural, caracterizado por la presencia de anticlinales elongados en sentido Norte-Sur, posee cierres contra fallas inversas, las cuales actúan como sellos por el buzamiento en todas las direcciones hacia el ápice de la estructura también se presentan cierres. La edad de desarrollo principal de las trampas es el Mioceno Medio

1.3.4.5 Migración. La migración de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena inicia poco tiempo después del Cretáceo Tardío y continúa hasta el día de hoy. La migración presenta trampas que se generan durante el Mioceno. Debido a la inconformidad del Eoceno se separan los reservorios primarios de las rocas generadoras infrayacentes, formando un escenario ideal para la migración del petróleo, se presentan tres tipos migración de migración en el Campo Provincia:

- Migración lateral a lo largo de la areniscas correspondientes al Eoceno
- Migración Vertical a través de las fallas presentes en áreas donde la formación la Luna sub-aflora la inconformidad del Eoceno
- Migración vertical directa donde la Formación la Luna sub-aflora la inconformidad del Eoceno.

1.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

Se detalla el mecanismo y tiempo de producción del Campo, cantidad de pozos realizados, grafica de producción acumulada y características generales del yacimiento

1.4.1 Mecanismo de Producción. Posee mecanismo de producción por capa de gas y drenaje gravitacional debido a las arenas basales presentes de las Formaciones La Paz y Esmeralda. Producen por gas en solución y empuje gravitacional las arenas ubicadas en el tope de las Formaciones Esmeralda y Mugrosa. Según la presión del yacimiento, los pozos pueden producir ya sea por flujo natural o por medio de levantamiento artificial, en el Campo Provincia se utiliza el sistema de levantamiento artificial por gas (Gas Lift), del cual se logra obtener el 82% de la producción total del Campo.

1.4.2 Tiempo de Producción. El Campo lleva produciendo 53 años, desde que se declaró su comercialidad en el mes de Noviembre de 1962. El Campo Provincia posee una producción acumulada de petróleo de 196.653 MMSTB, principalmente de las arenas basales se obtiene aproximadamente el 61% de esta producción, es decir 119.958 MMSTB.

1.4.3 Número de Pozos. El Campo Provincia, en el mes de octubre del 2015 tenía perforados 247 Pozos, distribuidos en el área de Santos, 139 pozos perforados Pozos de los cuales; 36 están abandonados y 10 son inyectores; en el área de Suerte - Sabana, se encuentran 68 Pozos perforados, de los cuales se han abandonado 21 y 10 son inyectores; en el área de Conde hay 20 Pozos perforados, de los cuales tres están abandonados

1.4.4 Gráfica de Producción Acumulada. Se presentaran las gráficas de producción de petróleo y gas del Campo Provincia ver grafica 1. El Campo Provincia alcanzo su máxima producción en el año 1965 con un valor de 33.000 BPD habiendo perforado 36 pozos. Posteriormente desde el año 1982 hasta 1989 se desarrolló un programa de perforación de 119 pozos. En el año 1990 la producción estuvo alrededor 17.000 BPD.

De 1990 a 1992 se realizaron cañoneos lo que permitió llegar a una producción de 9500 BPD con una declinación en la producción del 30% anual.

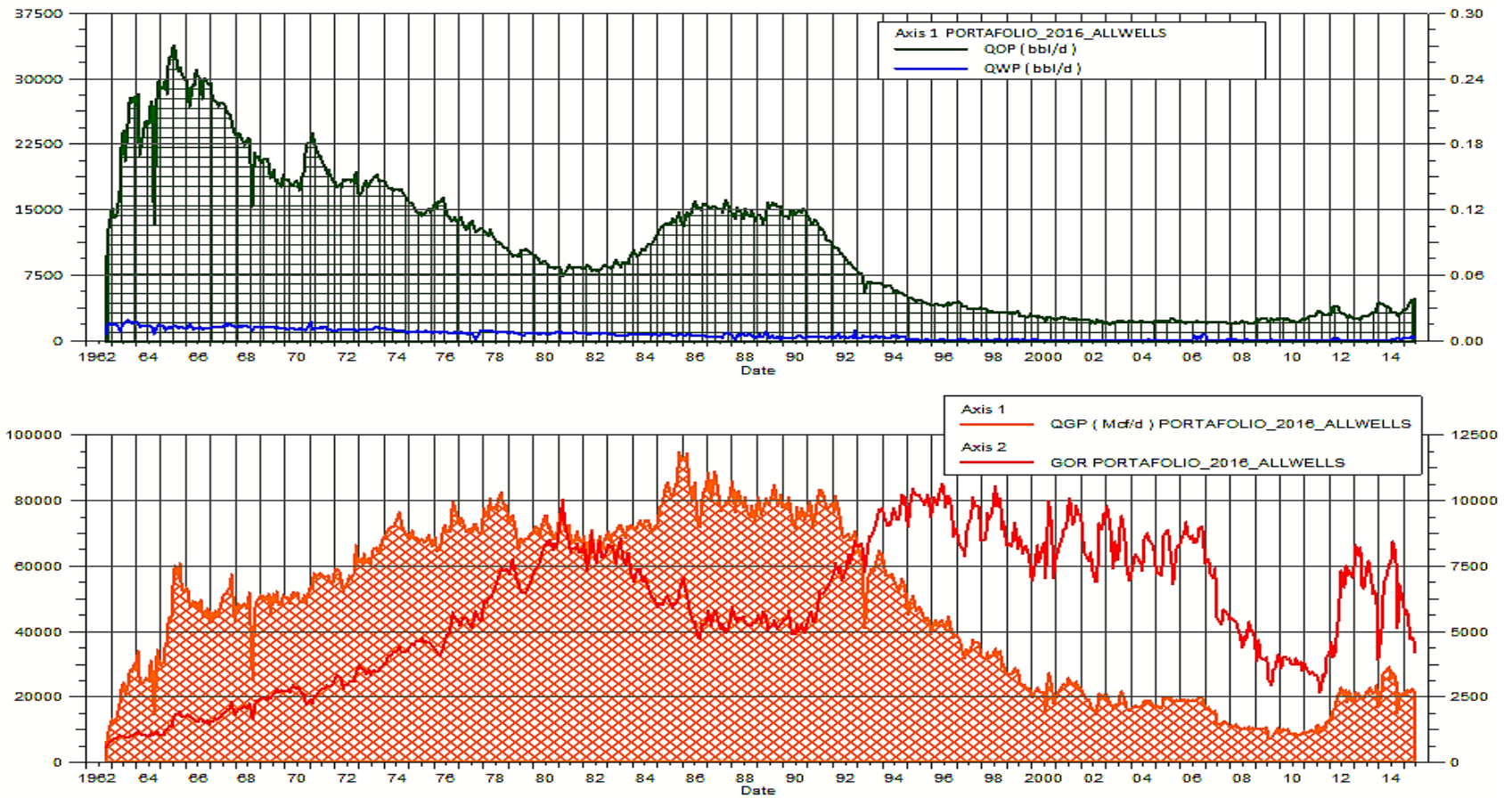
Para el año 2000 se llevaron a cabo trabajos de reacondicionamiento y se abandonaron 4 pozos, mantiene la producción de aceite de 2800 BPD, la de gas se acerca a los 19 MMSCF con una declinación del 15%.

Para el año 2013 se presentó un factor de recobro del 25%, la relación gas – petróleo (GOR) en promedio del Campo Provincia es de 5000 SCF/STB. La producción de agua es baja en promedio del 5% para el Campo Provincia.

El Campo en Octubre del 2015, presenta una producción acumulada de petróleo de 206 MBls, de gas 911 MMSCF y de gas inyectado 266 GPC.

La producción de gas es de 577.11 MMSCF, donde el 72% proviene de las arenas superiores y basales del Campo Provincia, se ha inyectado en promedio 280 MMSCF para lograr mantener la presión del yacimiento.

Grafica 1. Producción Acumulada de los fluidos (Petróleo, agua y gas) del Campo Provincia



Fuente: Ecopetrol S.A., Historial de Producción Campo Provincia Valle Medio del Magdalena

1.4.5 Características del yacimiento

Tabla 1. Características de las Rocas Reservorio del Campo Provincia

Propiedades del Yacimiento			
Campo Provincia	Unidad la Paz	Unidad Mugrosa	Unidad Esmeralda
Profundidad Promedio en ft (TVDSS)	-9000	-7500	-5500
Espesor Promedio (Ft)	110	56	28.5
Mecanismo de Producción	Gas en Solución	Capa de Gas	Gas en Solución
Factor de Recobro Actual (%)	35	14	19
Tipo de Levantamiento	Gas Lift	Gas Lift	Gas Lift
Grados °API	31-34	24-28	18-23
Temperatura del Yacimiento (°F)	175	170	150
Porosidad Promedio (%)	16	16	18
Permeabilidad (mD)	<275	<31	<130
Saturación de Agua (Sw)	30	40	36
Gravedad Api inicial corregida	>42 @ 60°F	>42 @ 60°F	>42 @ 60°F
Viscosidad del petróleo (Cp)	1	2.1	2.1-5
Viscosidad del gas (Cp)	0.7	0.725	0.84
Factor Volumétrico del gas (PCY/PCN)	0.0013	0.0032	0.0029
Presión Inicial (psi @ datum, pies)	4250 @ -9000	4000 @ -7500	2000 @ -5500
Presión Actual (psi @ datum, pies)	900 @ -9000	900 @ -7500	1000 @ -5500

Fuente: ASESORIA EN INGENIERIA DE PETROLEOS SAS. Estimación del potencial de bloques para hidrocarburos no convencionales en la Cuenca del Valle del Medio del Magdalena y Superior. P. 10, 2014

2. HERRAMIETA DE REGISTRO DE PRODUCCION (PLT) Y SUS MEDICIONES

A continuación se definirá la herramienta PLT, Herramienta de registro de producción, se describirá su funcionamiento, tipos de datos obtenidos, componentes y demás generalidades.

2.1 DEFINICIÓN

La herramienta combinada para Registros de Producción suministra perfiles del flujo de fluidos en operaciones de producción e inyección. Estos perfiles muestran la cantidad de fluido que están siendo inyectados o producidos en intervalos diferentes y además revelan anomalías con respecto al movimiento de fluidos entre las zonas. Con esta información es posible realizar ajustes en el programa de producción-inyección y planificar trabajos de reacondicionamiento.

Al menos cinco herramientas individuales pueden ser incluidas en una sarta cuya ventaja principal es efectuar mediciones simultaneas más confiables, pues se anulan los efectos de variación de parámetros generados en el pozo entre una y otra operación individual.

Las principales aplicaciones de los Registros de Producción obtenidos con la herramienta combinada son:

- Evaluar la eficiencia del completamiento
- Detectar problemas mecánicos
- Detectar Conificaciones
- Evaluar la efectividad de tratamientos aplicados al pozo
- Detectar zonas ladronas
- Evaluación de formaciones
- Identificar los límites del yacimiento para el desarrollo del campo
- Determinar características del yacimiento

“Generalmente, se utiliza una combinación de herramientas que se baja de una vez, con la cual se pueden almacenar sucesivamente, en una misma corrida, hasta cinco de los parámetros de producción requeridos para el análisis de los

problemas, en conjunto con un localizador de cuellos para el control de profundidad”¹⁰.

A esta combinación de herramientas se le denomina PLT (Production Logging Tool). Esta combinación incluye las siguientes herramientas:

- Medidor de Flujo
- Gradiomanómetro
- Termómetro
- Calibrador
- Manómetro
- Localizador de Cuellos.

Esta combinación de herramientas como se observa en la figura 4 tiene las siguientes ventajas:

- Reducción en el tiempo de operación, pues el arreglo y corrida hacia el fondo del hoyo es apenas ligeramente mayor que el de una herramienta sencilla.
- Todos los parámetros pueden ser adquiridos con el pozo fluyendo a varias tasas, incluyendo no flujo, sin el requerimiento de excesivos tiempos de cierre para re estabilización entre corridas.
- Se puede añadir una herramienta de presión con lectura en la superficie, (si se requiere datos precisos de presión).

¹⁰ Mottola, Fabiola. Interpretación de registros de Produccion.Venezuela 2015. P.4.

Figura 4.Herramientas de Registro de Producción



Fuente: Production logging tools, disponible en internet, [www. Geoplex.com](http://www.Geoplex.com)

2.2 DESCRIPCION DE HERRAMIENTAS DEL PLT

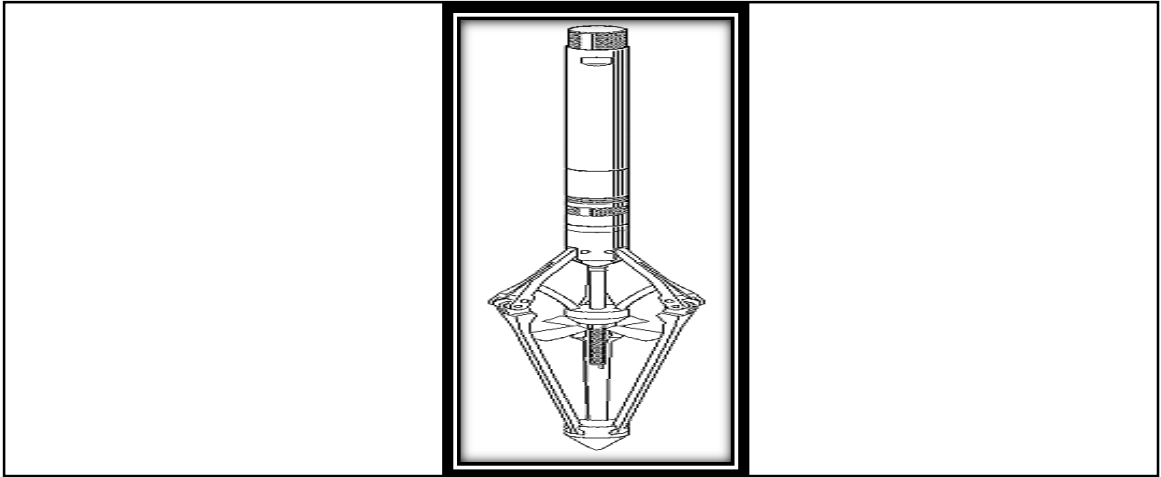
A continuación se describirá cada una de las herramientas que conforman el PLT, principio de operatividad, aplicaciones y generalidades

2.2.1 Medidor continuo de flujo (flowmeter). El medidor continuo de flujo, como se muestra en la figura 5 es una herramienta en forma de hélice de tipo flujo libre, su función es evaluar tasas relativas de flujo con las cuales contribuye cada una de las zonas productoras que se encuentran en el pozo

2.2.1.1 Principio y Descripción de la Herramienta. “El principio básico consiste en la medición de la frecuencia de rotación de una hélice, esta gira según la velocidad a la cual el fluido se mueve en el pozo y pasa a través y frente a ella. La herramienta se corre centralizada para mantenerse en el centro de la columna de flujo y se mueve a velocidad constante a lo largo de la tubería, usualmente en contra de la dirección de flujo”¹¹.

¹¹ Ibid., P.8.

Figura 5. Medidor Continúo de Flujo



Fuente: Flowmeter, disponible en internet, www.easternutd/flowmeter.asp

2.2.1.2 Aplicaciones. “Las principales aplicaciones de los medidores de flujo son las siguientes:

- a. Generación del perfil de flujo en zonas múltiples que producen en una misma tubería. El perfil muestra cuales zonas fluyen y cuál es su contribución relativa en función de la tasa volumétrica total.
- b. Perfiles de flujo realizados antes y después de tratamientos de estimulación (acidificación o fracturamiento) indican los cambios en los perfiles después del tratamiento, permitiendo evaluar la eficiencia del mismo
- c. Perfiles de flujo tomados en pozos de inyección permiten monitorear los proyectos de recobro secundario, disposición de agua y almacenamiento de gas.
- d. Cuando se produce agua o gas no esperados con la producción de petróleo, un medidor de flujo en conjunto con otras herramientas de producción permiten ubicar las zonas generadoras antes de iniciar los trabajos de reparación.
- e. Un medidor de flujo en conjunto con una medición de presión de fondo puede usarse para evaluar pozos de gas.”¹²

Aun cuando no existe un límite superior para las tasas que pueden medirse con los medidores de flujo de tipo continuo, si existe un límite práctico para el valor mínimo bajo el cual la herramienta es incapaz de registrar el flujo. Para

¹² Ibid., P.9.

determinar cuál es la velocidad de flujo suficiente para tener un registro utilizable, se requiere determinar la velocidad de la hélice que debe esperarse con la herramienta ubicada en el hoyo o tubería, por encima de todos los intervalos que producen o que reciben inyección. Si la velocidad de la hélice es mayor de 5 revoluciones por segundo, el medidor será eficiente.

En el caso de flujos monofásicos, la herramienta proporciona excelentes resultados y en el caso de mezcla de gas y petróleo, los resultados usualmente permiten una buena interpretación cuantitativa. Sin embargo los perfiles tomados en mezclas de agua y petróleo solamente pueden usarse de manera cualitativa, a menos que las tasas de flujo sean suficientemente altas para que las velocidades del flujo sean mayores de 200 pies por minuto en la tubería considerada

2.2.2 Medidor de densidad de fluidos (gradiomanómetro)

2.2.2.1 Principio y descripción de la herramienta. El gradiomanómetro, el cual se muestra en la figura 6, está diseñado para medir con gran resolución cambios en el gradiente de presión. Esta información se usa para identificar la naturaleza de los fluidos presentes dentro del pozo, lo cual se logra midiendo la diferencia de presión entre dos sensores espaciados a dos pies

La diferencia de presión entre dos puntos en el pozo, en una tubería vertical, es el resultado de la suma de la diferencial de presión hidrostática más la pérdida por fricción. El término hidrostático es debido a la densidad promedio del fluido dentro del espaciamiento de dos pies de tubería. El término de fricción es el resultado de pérdidas de presión debidas a la fricción del fluido contra las paredes del pozo y la superficie de la herramienta.

Figura 6. Medidor de densidad de fluidos



Fuente: Gradiomanómetro, disponible en internet, www.petrotechgroup.com

2.2.2.2 Aplicaciones. El gradiente de presión de un pozo productor o cerrado, es un parámetro importante que encuentra su aplicación en numerosos problemas de ingeniería, entre ellos están:

“En pozos viejos el gradiomanómetro usado en conjunto con otras herramientas de producción proporciona información para diagnosticar problemas tales como entradas de agua o RGP muy alta, y permite que los programas de reparación resulten bien planificados.

Cuando se presenta Flujo bifásico (agua-petróleo, gas-petróleo o gas-agua) el gradiomanómetro, en conjunto con un medidor de flujo, proporciona suficiente información para resolver las tasas volumétricas de cada componente de la mezcla en cada zona de producción.

En Flujo trifásico (petróleo, gas y agua) la entrada de cantidades significativas de gas libre en una columna de líquidos (agua y/o petróleo) resultan evidentes en el registro. Del mismo modo, la entrada de agua en una columna de fluidos más livianos (petróleo y gas) también puede ser observada. No obstante, en el caso de flujo trifásico la interpretación del gradiomanómetro es cualitativa”¹³.

2.2.3 Medidores de temperatura (termómetros)

2.2.3.1 Principio de medición y descripción de la herramienta. Los termómetros se utilizan para obtener medidas de temperatura absoluta, gradientes de temperatura y perfiles de temperatura y, en forma cualitativa, para observar los cambios anormales, como la localización de entrada de fluidos y flujo por detrás del revestimiento.

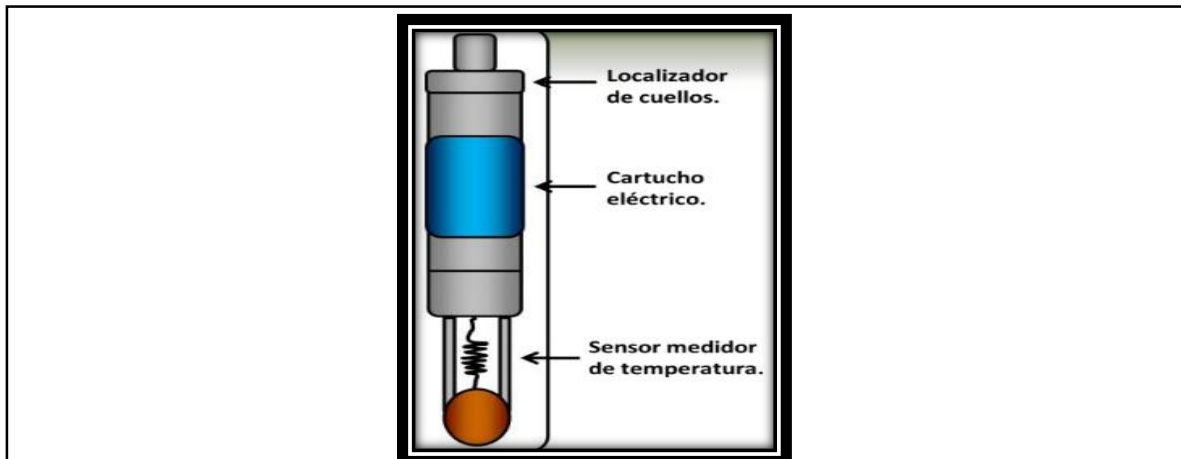
Esta herramienta ilustrada en la figura 7, consiste en un elemento sensor conformado por un filamento de platino, cuya resistencia cambia con los cambios de temperatura al estar expuesto al fluido del pozo. El filamento es un brazo de un circuito sensitivo que controla la frecuencia de un oscilador en el cartucho electrónico de fondo. La unidad de medición de esta herramienta es grados Fahrenheit (°F).

2.2.3.2 Aplicaciones. Es importante aclarar que las condiciones del pozo previas a la toma del perfil de temperatura determinan la utilidad de la medición. Los perfiles son tomados usualmente bajo condiciones estabilizadas de producción o de inyección o a intervalos regulares una vez que el pozo ha sido cerrado y las formaciones van retornando a su equilibrio geotérmico. “Las aplicaciones más importantes son las siguientes:

¹³ Ibid. P.10.

- a. Se pueden derivar perfiles semi-cuantitativos de pozos de inyección de agua o de gas con un registro corrido durante la etapa estabilizada.
- b. La ubicación de las zonas que han recibido inyección se puede encontrar con una serie de perfiles tomados con el pozo cerrado después que la inyección se ha detenido.
- c. Una serie de perfiles tomados después de un fracturamiento permite evaluar la efectividad del tratamiento. La entrada de gas en un pozo en producción se puede detectar por el efecto de enfriamiento que se produce en el punto de entrada.
- e. La entrada de líquidos, petróleo o agua causa anomalías en el perfil.
- f. Frecuentemente es posible detectar movimientos de fluidos por detrás de la tubería con un perfil de temperatura.¹⁴

Figura 7. Medidor de Temperatura



Fuente: Termómetros, disponible en internet, Production logging test PLTs, www.Slideshare.net/registros-plt-grupo-h2

Se han realizado algunos esfuerzos para ubicar las zonas productoras de agua por comparación de una serie de corridas efectuadas con pozo cerrado, con la corrida efectuada con el pozo produciendo a condiciones estabilizadas.

La tasa de cambio de temperatura estará relacionada con la temperatura final e inicial, la conductividad y capacidad térmica de la matriz de la roca, las saturaciones de petróleo, gas y agua de la roca y la geometría del sistema.

¹⁴ Ibid., P.11.

Debe suponerse que no hay flujo cruzado interno en la roca cuando el pozo se cierra en la superficie, condición que en la práctica es difícil de determinar. Dado que la temperatura del hoyo se desplaza del gradiente geotérmico por causa de la producción de los fluidos del pozo, la resolución de la herramienta se reducirá en los puntos de menor entrada.

Obviamente, hasta los resultados cualitativos deben ser difíciles de obtener y por lo tanto, ser tomados con precaución.

2.2.4 Calibrador a través de tubería (through tubing caliper, ttc)

2.2.4.1 Principio y descripción de la herramienta. El calibrador, como se observa en la figura 8, a través de tubería dispone de tres brazos en forma de ballesta, cuyos movimientos quedan registrados por medio de un potenciómetro lineal ubicado en la parte inferior de la sonda.

Figura 8. Calibrador a Través de Tubería



Fuente: Through tubing caliper, disponible en internet, www.sparteksystems.com

2.2.4.2 Aplicaciones. Los perfiles de calibración son indispensables para la interpretación de los medidores de flujo cuando se trabaja en hoyo desnudo, pues en este caso se requiere distinguir los cambios en diámetro del hoyo, que dan lugar a reducciones en la velocidad de flujo.

En hoyo revestido pueden señalar las anomalías en el diámetro del revestidor, tales como deformaciones por alta densidad de perforaciones, reducciones, etc.

2.2.5 Herramientas especiales de producción y sus mediciones

2.2.5.1 Medidores de presión (manómetros). La función de los manómetros, el cual se observa en la figura 9, es obtener presiones absolutas del fondo y gradientes de presión respecto al tiempo, con el fin de evaluar las presiones que existentes en el yacimiento. El principio se basa en un resorte helicoidal que cambia

a medida que varía la presión. Los manómetros que existen son de cristal de cuarzo y de medida por esfuerzo. Se diferencian por su precisión y resolución.

➤ Interpretación de los medidores de presión (Manómetros)

La interpretación del registro de presión depende de si la tasa de flujo es constante o variable:

• Tasa de flujo Constante

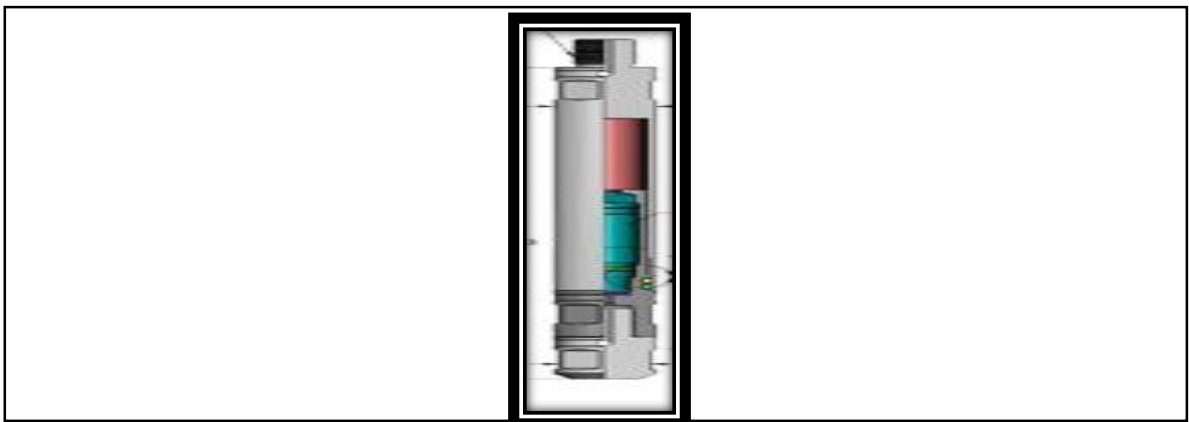
Algunas de las técnicas de interpretación más comunes cuando la tasa de flujo es constante son el gráfico de Horner que permite determinar la presión estática, la permeabilidad y la razón de daño del yacimiento.

El gráfico de MDH permite calcular la razón de daño y la permeabilidad.

• Tasa de flujo Variable

Cuando la tasa de flujo es variable, el registro permite calcular la presión estática, la permeabilidad y la razón de daño.

Figura 9. Medidor de Presión



Fuente: Manometer, disponible en internet, www.mnd.eu

2.2.6 Medidores de ruidos (hidrófonos). Los hidrófonos, como el ilustrado en la figura 10, se utilizan para escuchar los ruidos producidos en el fondo del pozo, con el fin de detectar posibles rupturas en las tuberías; permiten confirmar la interpretación de flujo detrás del revestidor y la detección de fluidos.

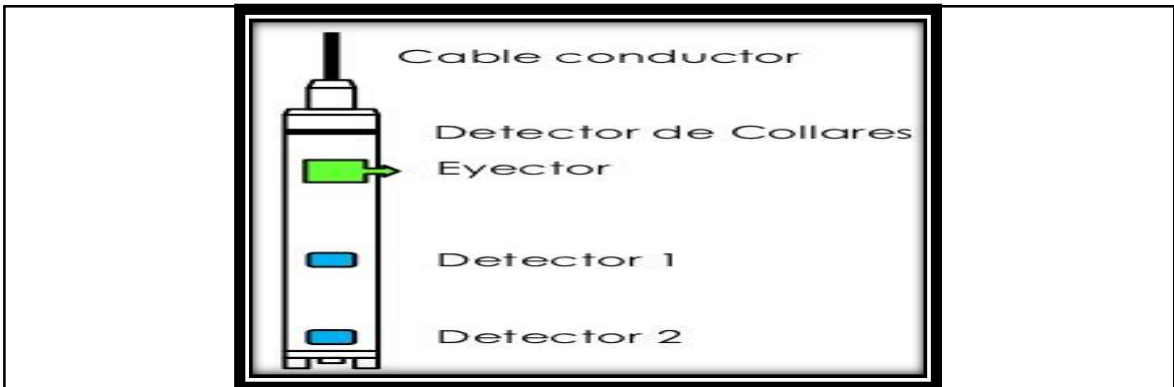
Figura 10. Medidor de Ruido



Fuente: Hydrophone, disponible en internet, www.geoilandgas.com

2.2.7 Trazadores radioactivos. Esta herramienta ilustrada en la figura 11, es empleada para registrar perfiles de producción y determinar el patrón de viaje de los fluidos inyectados fuera del revestidor. La herramienta lleva una cantidad de material radioactivo dentro del pozo que puede ser selectivamente liberada en la corriente del flujo. Los movimientos de fluidos pueden ser “trazados” dentro del pozo mediante uno o más detectores de rayos gamma montados por encima y/o por debajo del eyector del material radioactivo. No se recomienda su uso con otros registros de producción debido a la contaminación que genera en el fluido.

Figura 11. Trazador Radioactivo



Fuente: Trazador Radioactivo, disponible en internet, Production logging test PLTs, www.Slideshare.net/registros-plt-grupo-h2

2.3 SENSOR DE DISTRIBUCIÓN ACÚSTICA INTELIGENTE, IDAS

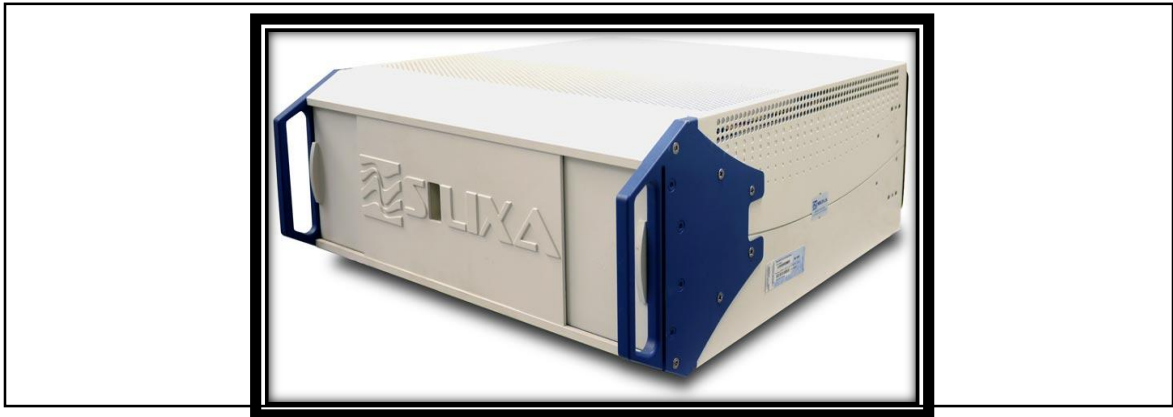
En este Capítulo se describirá el sensor de Distribución Acústica Inteligente, IDAS, su definición, características, funcionamiento y descripción del procedimiento para

el procesamiento de datos obtenidos, además de otras generalidades de la herramienta.

2.3.1 Definición. El sensor de distribución acústico inteligente (IDAS) es una tecnología de avanzada utilizada para una serie de aplicaciones de monitoreo de pozo, tales como perfiles Sísmicos y de flujo de producción.

El IDAS, Ilustrado en la figura 12, proporciona supervisión de producción de fluidos de pozo en tiempo real a través del uso de fibra óptica y de la implementación de válvulas de control de entrada de flujo (ICVS) en diferentes zonas del pozo, lo cual permite optimizar la producción y prolongar la vida útil del reservorio.

Figura 12. Sensor de Distribución Acústica Inteligente, IDAS



Fuente: Intelligent Distributed Acoustic Sensing, Silixa, 2013

2.3.2 Características.“El sensor de distribución acústico inteligente (IDAS) permite la grabación simultánea de energía acústica a lo largo de kilómetros de fibra óptica desplegada a lo largo del pozo, que soporta altas temperaturas presentes en el fondo de pozo (tecnología abrasiva) y la cual cumple la función de antena emisora y receptora de señales acústicas en fondo, bajada por medio de unidades de Slickline.

El sistema utiliza una novedosa técnica de detección optoelectrónica digital que captura la amplitud y fase de las ondas acústicas generadas y propagadas a lo largo del pozo de sondeo en una amplia frecuencia (8 mHz - 100 kHz) Posee un alto rango dinámico mayor a 120 decibeles (DB). Varias técnicas de procesamiento de señales se han desarrollado para el procesamiento de una gran variedad de datos acústicos

que se puede grabar lo largo del pozo para supervisar el flujo de entrada en diferentes zonas del pozo”¹⁵.

El sistema DAS puede trabajar tanto con fibras multimodo, que se instalaron originalmente para el sensor de temperatura distribuido (DTS), y con fibras monomodo que se utilizan para la telemetría en sensores ópticos.

Completamientos "inteligente" con múltiples válvulas de fondo de pozo reducen costos de desarrollo y prolongar o retrasar la producción de agua no deseados y controlar la irrupción de gas antes de tiempo.

“Las válvulas de fondo de pozo se refieren generalmente como "válvulas de control de entrada de flujo, (ICVS). Las ICVs son válvulas de fondo de pozo multi-posición activas que pueden ser controlados desde la superficie y proporcionar un medio para optimizar la producción y proporcionar aislamiento zonal y controlar la producción proveniente de diferentes laterales o segmentos de flujo. Usando las posiciones variables de estas válvulas, la producción se puede controlar en tiempo real para mejorar el rendimiento de la producción de petróleo. Estas válvulas son usadas para el manejo de la producción donde es significativa la variación de la presión del reservorio o en la producción, y así como variaciones de fracciones de gas y agua entre los laterales.”¹⁶

El IDAS por lo general utiliza fibra óptica de modo único y se ha utilizado previamente para un número de aplicaciones en pozo, tales como mediciones del flujo y sísmica.

2.3.3 Funcionamiento. Cuando un pulso de luz se lanza en la fibra óptica a través del mother bore o generador de pulso, una pequeña cantidad de la luz se dispersa de forma natural y regresa a la unidad del sensor. La Figura 13 muestra la operación de principio del IDAS donde un campo acústico interactúa con la luz de retro dispersión generada a lo largo de una longitud continua de fibra óptica. Mediante el análisis de la luz de retro dispersión, y midiendo el tiempo entre el pulso de láser que se pone en marcha y la señal recibida, el IDAS puede medir la señal acústica en todos los puntos a lo largo de la fibra, decenas de kilómetros de largo. Usualmente, la resolución espacial obtenida con un sensor de fibra tales distribuida es de aproximadamente un metro.

El principio de detección distribuida utiliza la interacción de la luz de la fuente con vibraciones térmicas, para determinar la temperatura en todos los puntos a lo largo de la fibra. Debido a que el nivel de luz de retorno es muy débil esta medición normalmente requiere unos pocos minutos en promedio para obtener un rango razonable de señal a ruido. Con el sistema IDAS las mediciones se pueden hacer

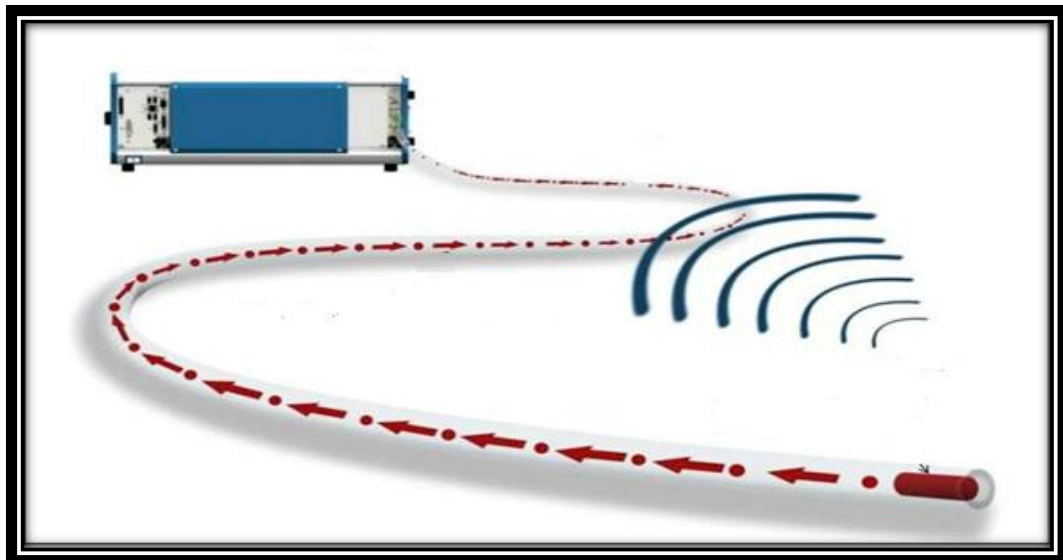
¹⁵ SPE. J.Xiao. Inflow Monitoring in inteligent Wells using Distributed Acoustic Sensor. 2013. P.1.

¹⁶ Ibid. P.2.

a una velocidad de hasta 100 kHz simultáneamente en todos los puntos a lo largo de la fibra, posibilitando la monitorización acústica de la totalidad del pozo.

Se ha desarrollado un número de técnicas de procesamiento de señal rápida para analizar el espectro acústico a lo largo del cable de fibra óptica. Esto permite caracterizar la energía acústica generada a lo largo del pozo por las válvulas y dispositivos de control de flujo entrante. Además, mediante el procesamiento de la señal para analizar la propagación de las ondas acústicas en el espacio, el tiempo y frecuencia, se supervisa la composición del fluido y la velocidad del fluido por determinar la velocidad del sonido

Figura 13. Principio de operación del sensor de distribución acústico inteligente (IDAS)



Fuente: Intelligent Distributed Acoustic Sensing, Silixa, 2013

“Los ajustes de Válvulas de control de influjo (ICVs) se pueden determinar para crear diferentes condiciones de flujo de los diferentes laterales que contribuyen en la producción. Los Datos del IDAS se adquiere a lo largo con el fin de evaluar la contribución de cada flujo lateral para cada serie de ajustes de ICVs. La posición "0" indica que está cerrada la válvula y la posición "10" está totalmente abierta.”¹⁷

La recolección de datos se da durante fases transitorias, durante aproximadamente 1-2 horas, mientras que los ajustes de la válvula se varían, para ello se debe mantener centralizada la fibra óptica en fondo de pozo para garantizar una buena calidad de información. En este período, se utiliza principalmente los datos en

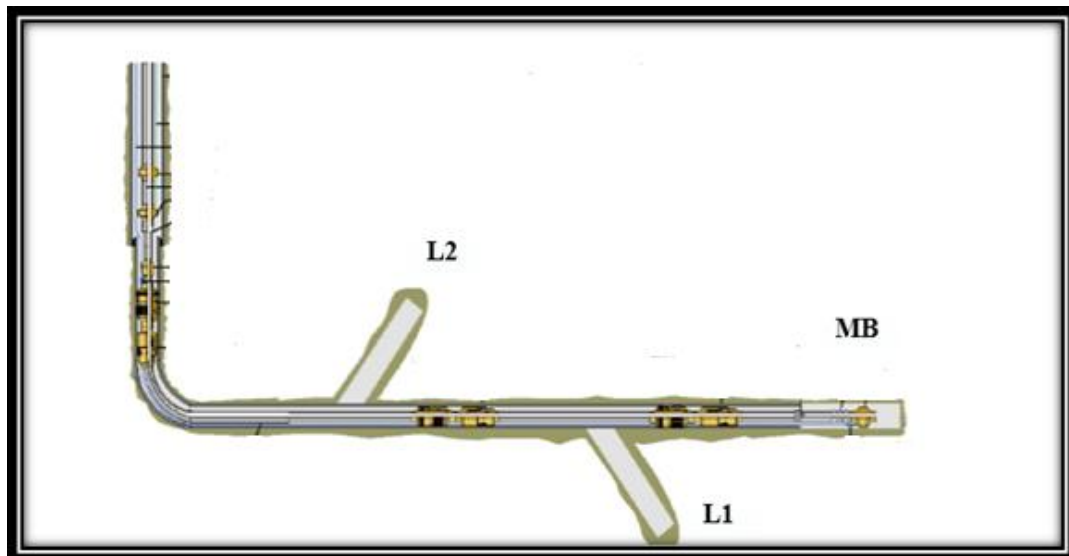
¹⁷ Silixa, M. Farhadiroushan. Intelligent Distributing Acoustic Sensor for Wellbore Surveillance. SPE. 2014. P6.

diagnósticos para asegurarse que las válvulas correctas están siendo ajustadas e indicando cómo el nivel de ruido dentro del pozo varía de ajuste en ajuste.

Una vez que el pozo se estabiliza, se recogen los datos para un nuevo período de ajustes, de aproximadamente 1 hora. Estos datos se pueden utilizar en el análisis de perfiles de flujo utilizando sólo el sonido generado dentro del pozo a partir del ruido de las ICVs o del propio flujo.

En la figura 14, se presenta el completamiento de un pozo con fibra óptica multi-modo, donde L1 Y L2 son la ubicación de las ICVs en la fibra óptica y MB es el frente de la fibra, el generador de pulsos

Figura 14. Completamiento de un pozo con fibra óptica multi-modo



Fuente: Intelligent Distributed Acoustic Sensing, Silixa, 2013

2.3.4 Propagación de ondas en Pozo. “El sonido dentro del pozo es conocido para viajar en varios modos. Esto significa que la energía acústica dentro del pozo se puede propagar en cualquiera de los diversos medios dentro del pozo, tales como el fluido de producción, la tubería, el fluido anillo de revestimiento, cemento e incluso la formación. La onda puede propagarse en sólo uno de estos medios o una combinación de ellos. La velocidad del sonido de la energía acústica que se

desplaza en un modo determinado es una combinación de la velocidad del sonido de cada medio en el que se desplaza.”¹⁸

Para los cambios en la sección transversal o trayectoria del pozo, es posible que la energía acústica se puede cambiar el modo en el que está viajando y por lo tanto de repente viajan a una velocidad diferente. Este cambio en el medio de propagación sería introducir un cambio en la velocidad acústica detectada por IDAS. Cambios en la velocidad del sonido, es debido a la naturaleza compleja de flujo de fluidos y propagación acústica dentro de un pozo.

2.3.5 Descripción general de Procesamiento de Datos. “El sensor de distribución acústica inteligente almacena un gran volumen de datos, decenas de terabytes, que se recogen a través de todo el pozo con diferente combinación de ajustes ICVS. La primera fase del procesamiento referencia los datos que el IDAS ha recogido a lo largo del cable de fibra óptica a lo largo de la profundidad del pozo. La posición de la fibra correspondiente a la cabeza del pozo se puede determinar mediante la creación de una señal acústica controlada en la cabeza del pozo y la visualización de la respuesta IDAS en tiempo real.”¹⁹

Además, la respuesta IDAS es correlacionada con la posición de los ICVs al escuchar y ver la lectura acústica a través de las ICVS.

El sensor de distribución acústica inteligente muestra espectrogramas de energía acústica a lo largo del pozo que permiten el análisis y monitoreo de las condiciones de pozo y su producción. Las posiciones de las ICVs pueden mostrar la máxima energía acústica generada en el pozo la cual puede llegar hasta las 1000 unidades IDAS. Las ICVs no reflejaran ruido cuando se fijan en posición totalmente abierta ("10"). El sistema Idas puede registrar el espectro acústico de cada una de las posiciones de las ICVs, cambios abruptos en el nivel de ruido pueden ser escuchados al reproducir los archivos de audio almacenados en la herramienta, para su posterior análisis.

2.3.6 Análisis de Datos. “Cada sensor o receptor independiente del IDAS permite que una magnitud física como la energía del sonido o el espectro de frecuencias sean determinadas a lo largo del pozo en una alta resolución. En contraste, considerando el IDAS como una matriz distribuida de sensores permite a las técnicas de procesamiento de señales sofisticadas ser utilizados con el fin de detectar parámetros tales como la velocidad del sonido de la propagación de las señales acústicas en el fluido de producción.”²⁰

La primera etapa de procesamiento hace referencia a la profundidad del receptor IDAS a lo largo del pozo. Esto se puede realizar ya sea de manera óptica o de

¹⁸ Ibid. P.8.

¹⁹ J.J Xiao. Intelligent Distributing Acoustic Sensing for In-Well Monitoring. Spe.2014. P.2.

²⁰ Ibid. P.3.

manera acústica. El canal del receptor del IDAS correspondiente a la cabeza de pozo se determina mediante la creación de señales acústicas controladas en la cabeza del pozo. Al ver la respuesta IDAS, el canal receptor exacto en el que se indujo la señal de calibración de posición se puede encontrar. Cuando es desplegado, las rejillas de fibra óptica utilizados para los medidores de flujo crean reflexiones y las pérdidas en la señal óptica. La detección de estas características permite que cada canal receptor del IDAS, se ajuste con precisión a una cierta profundidad de los detalles del completamiento.

2.3.7 Raíz media cuadrática Vs. Profundidad. “Una estimación de la amplitud de la señal acústica durante un período definido de tiempo y en una posición específica sobre la fibra se puede encontrar mediante el cálculo del valor RMS de un solo canal receptor del IDAS. Este análisis trata a cada canal del receptor IDAS como un receptor individual. El valor RMS se calcula utilizando la ecuación”²¹

Ecuación 1. Raíz media cuadrática

$$RMS = \sqrt{\frac{\sum l x^2}{l}}$$

Fuente: Intelligent Distributed Acoustic Sensing, Silixa, 2013

Donde l = longitud de las series temporales de muestras y x = IDAS datos de series temporales

Los niveles de RMS se calculan para identificar regiones ruidosas dentro del pozo así que actúan como fuentes de sonido para iluminar acústicamente el fluido de producción. La presencia de una fuente de sonido dentro del pozo puede aumentar en gran medida la relación señal a ruido de las mediciones mediante el aumento de la energía acústica que se desplaza dentro del fluido de producción

2.3.8 Espectro de Frecuencia (FFT) vs Profundidad. “Además de la energía acústica total medida a una profundidad específica en el pozo, también es importante conocer todo el contenido de frecuencia de esa energía, de nuevo cada canal receptor del IDAS se considera de manera individual. La detección de la propagación de la energía acústica y la atenuación de la distancia de esta energía depende de la frecuencia de la señal. Además, el contenido de la frecuencia del ruido en un lugar específico se puede utilizar para caracterizar que el ruido. Por ejemplo, la energía de alta frecuencia puede ser generada por el paso de fluidos a

²¹ Ibid. P3.

altas presiones a través de un pequeño orificio tal como da durante una perforación o en una fuga. El uso de un análisis FFT puede destacar que fuentes de ruido dentro del pozo están generando la mayoría de la energía acústica de propagación.”²² La velocidad del sonido se detecta en el pozo sólo en regiones en las que hay una gran longitud de tubo de diámetro continuo entre las ICVS.

2.3.9 Velocidad de Sonido y Flujo. Este análisis de los datos se centró en el uso de potentes técnicas de procesamiento de matriz hecho posible por la capacidad de IDAS para medir tanto la amplitud y fase de la señal acústica. Estas técnicas también producen un gran número de canales de recepción en una resolución espacial fina. Mediante la generación de una trama f-k es posible identificar las velocidades a las que la energía acústica está viajando y guiados dentro de la finalización del pozo. El desplazamiento Doppler inducido por el fluido en movimiento entre el up-ir y la baja pasando la velocidad del sonido de un ser utilizado para estimar la velocidad del fluido a lo largo del pozo. El IDAS proporciona un tiempo de medición acústica sincronizada en cada intervalo a lo largo de la fibra óptica. Esto permite un sofisticado procesamiento de señal, que se utiliza para analizar la generación y la propagación de ondas acústicas. Un ejemplo es la frecuencia espacial (f-k) análisis para determinar la velocidad del sonido que se propaga a través del pozo lleno de fluidos. La velocidad real de la propagación del sonido se ve afectada por la composición del fluido, los materiales del completamiento y la estructura de pozo. La velocidad de propagación en el volumen de producción de fluidos también dependerá de la velocidad del flujo. Este fenómeno se conoce como el efecto Doppler y por medición de la velocidad del sonido en ambas direcciones; la velocidad del flujo se puede calcular utilizando la ecuación (2)

Ecuación 2. Velocidad de flujo

$$V = \frac{C_u - C_d}{2}$$

Fuente: Intelligent Distributed Acoustic Sensing, Silixa, 2013

Donde v= velocidad del flujo y Cu, Cd = velocidad del sonido arriba y abajo del pozo, respectivamente.

La interacción entre la propagación del sonido y estos factores depende de variables tales como el comportamiento de la tubería y la formación. Los cambios en las

²² Ibid. P.4.

dimensiones de la sección transversal darán lugar a cambios en la velocidad del sonido.

“El IDAS muestra la propagación de la onda a lo largo del pozo trabajado, donde se observa la profundidad a la que las ondas se propagan respecto al tiempo. Ilustra la dirección hacia arriba y hacia abajo de las ondas acústicas. Utilizando el análisis de frecuencia espacio (f-k) se puede separar la propagación de la energía acústica coherentemente en ambas direcciones, obteniendo un gráfico de frecuencia en Hz, versus número de onda, este último hace referencia a la amplitud de la onda, en unidades k (1/m), el cual oscila entre -0.5 y 0.5 para hidrocarburos, este grafico nos permite determinar el grafico de velocidad de flujo mediante la determinación de la velocidad del sonido por medio de la medición de la pendiente de las crestas en la grafico f-k.”²³

En la tabla numero 2, se puede observar los rangos promedios de frecuencias y amplitudes para los diferentes medios en los cuales debe propagarse la onda generada por el Idas.

Tabla 2. Rangos de Frecuencias y Amplitud para diferentes medios de propagación

Medio	Rangos	
	Frecuencia (Hz)	Amplitud
Hidrocarburos	300 ----- 200	-0.5 ----- 0.5
Agua	199 ----- 150	-0.3 ----- 0.3
Cemento	149 ----- 100	-0.2 ----- 0.2
Revestimiento	99 ----- 50	-0.1 ----- 0.1

Fuente: Inflow Monitoring in intelligent Wells using Distributed Acoustic Sensor, Spe, 2013, modificado por autores.

La herramienta IDAS brinda varios gráficos de análisis y espectrogramas de información, ilustrando la velocidad del sonido en ft/s a lo largo del pozo, la cual se determina al observar los cambios en la velocidad del sonido debido a cambios de ajustes en las ICVs en fondo y grado de los chokes correspondientes realizados, a sus correspondientes profundidades, y donde se podrá corroborar la información obtenida con el grafico correspondiente a la velocidad de flujo en ft/s, la cual oscila entre 0 y 40 , donde 0 se considera 0 flujo y 20 es la unidad promedio cuando se

²³ Ibid. P.6.

está produciendo fluidos del pozo. Posteriormente, ya con los resultados obtenidos, se puede calcular la velocidad del fluido utilizando la ecuación (1). Los valores promedio de alrededor de 20 pies / s se obtienen entre las ICVs, que corresponde a los tipos de producciones típicas, valores 0 se consideran de no flujo. La velocidad del fluido cerca de la superficie se mide cerca de cero. Esto puede explicarse por el acoplamiento de la energía acústica al fluido presente en el anular en la sección vertical del pozo que no está fluyendo.

Usualmente la detección de la velocidad del sonido y el cálculo de la velocidad de flujo es óptimo, cuando uno o dos ICVS están parcialmente abierta y se tiene una buena fuente de la generación de sonido. Cuando las ICVs se cierran o abren completamente los datos obtenidos no son de buena resolución.

La siguiente tabla proporciona ejemplos de velocidades usuales de sonido para fluidos presentes en yacimientos y los materiales utilizados en la realización de pozos. Es importante señalar que estas velocidades se basan en la velocidad de propagación del sonido en un medio infinito. Al considerar estas velocidades en una terminación del pozo de petróleo la velocidad real de la propagación del sonido depende en gran medida de la composición global del fluido de producción, así como las dimensiones y la estructura de la propia terminación.

Tabla 3. Velocidades de sonido promedio para fluidos presentes en el yacimiento

Material	Velocidad de Sonido Promedio (Ft/s)
Gas	1500
Oil	3500
Wáter	4900

Fuente: Inflow Monitoring in intelligent Wells using Distributed Acoustic Sensor, Spe, 2013, modificado por autores.

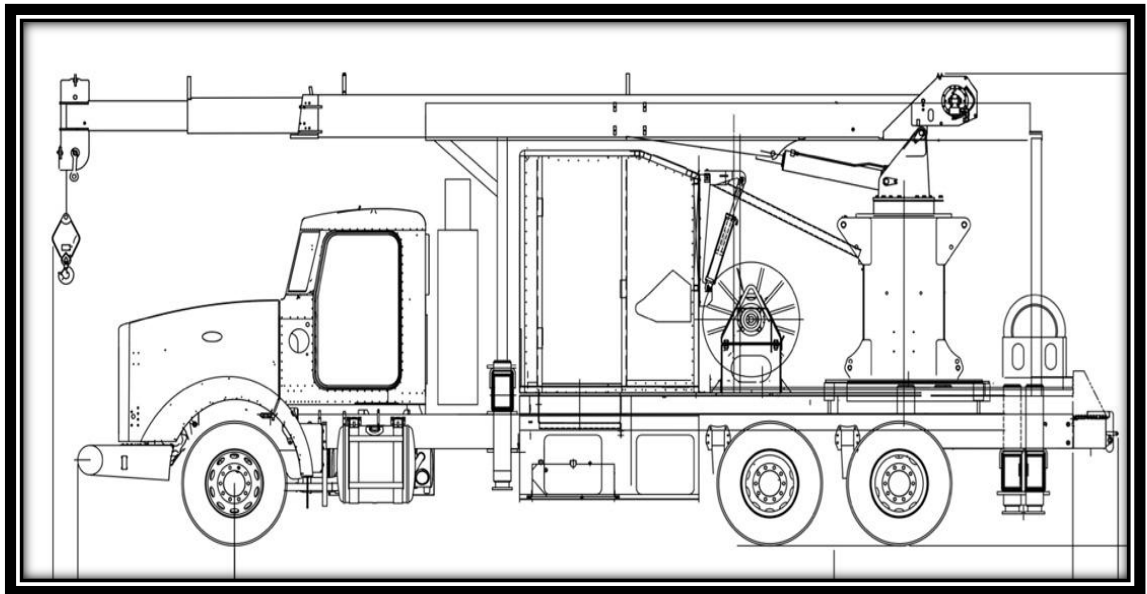
3. OPERACIONES CON CABLE DE ACERO NO CONDUCTOR

“SLICKLINE”

El Sensor de distribución acústica inteligente, IDAS, se implementara en Campo por medio del uso de la Unidad de Slickline, ilustrada en la figura 15, por medio de la cual se bajara a fondo de pozo la fibra óptica de la herramienta la cual no presenta mayores restricciones en su bajada, posteriormente se iniciara su funcionamiento, recopilación de datos y su posterior análisis.

A continuación se describe su definición, aplicaciones, ventajas, herramientas, funcionamiento y demás generalidades de la unidad de Slickline

Figura 15. Unidad de Slickline



Fuente: Slickline truck, Disponible en internet, www.legacytruckequipment.wix.com

3.1 DEFINICIÓN

Los procedimientos de “Slickline”, son operaciones realizadas en el pozo por medio de cable de acero liso no conductor.

Las operaciones con unidad de “Slickline”, son procesos realizados en el pozo, independientes de su profundidad y condiciones, por medio de un cable de acero

de diferentes longitudes y diámetros (0.082, 0.092 o 0.108 pulgadas). En la actualidad el diámetro de cable más usado es el de 0.108 pulgadas.

Dicho cable soporta el peso de la sarta completa de herramientas, la cual varía dependiendo del tipo de operación que se vaya a realizar.

La unidad de “Slickline”, es accionada por un sistema hidráulico, sobre dicha unidad se monta un carrete o tambor, en el que va enrollado el cable de acero. Este cable, con capacidad para trabajar hasta 20.000 pies, pasa posteriormente por un juego de poleas y a través de un Lubricador antes de conectarse a la sarta de herramientas y así poder ser ingresadas hacia el fondo del pozo para realizar las operaciones correspondientes.

3.2 APLICACIONES

Las principales ventajas, que se presentan al desarrollar operaciones de “Slickline”, son el amplio rango y diversidad de procedimientos que se pueden realizar al llevar a cabo operaciones de este tipo además de la obtención de información de pozo en tiempo real para su posterior caracterización.

Entre los procedimientos más comunes que se realizan por medio del “Slickline” se tienen:

- Registro de Presión y Temperatura (con registradores mecánicos o electrónicos memorizados “Memory Gauges”) en tiempo real
- Sentada y recuperación de tapones
- Calibración de Tubería de producción
- Chequeo de tubería y determinación de profundidades
- Operación de Válvulas de seguridad
- Operación de Válvulas de “Gas lift”
- Corrida de “Calipers”
- Muestreo de fondo
- Limpieza de parafina
- Perforación de tuberías

Figura 16. Camión con unidad de Slickline



Fuente: Slickline unit Truck, Tano Supply Services S.A.S

3.3 VENTAJAS QUE PRESENTAN LAS OPERACIONES DE “SLICKLINE”

El factor económico, la seguridad tanto humana como de equipos y un adecuado manejo ambiental, son factores que priman en todo tipo de actividades. Las operaciones de “Slickline”, surgen como respuesta a la necesidad de disminuir costos, hacer las operaciones menos riesgosas y provocar el menor impacto ambiental posible. El disminuir los costos en las operaciones, se refleja en el valor de los equipos y herramientas de la operación, también el transporte de las herramientas por ser más livianas y de menor tamaño hace más económico la operación al utilizar medios menos costosos y menor cantidad de personal, lo cual implica que estas operaciones se ejecuten en tiempos relativamente cortos, comparados con el tiempo en que se ejecutan las operaciones de reacondicionamiento (Workover).

Mediante las operaciones de “Slickline”, a diferencia de las de “Workover”, no hay necesidad de sacar la tubería del pozo, por el contrario lo único que debe hacerse es aliviar la presión del yacimiento, usando válvulas de “Wireline” (Bleed off valve) ubicadas en el Lubricador; evitando derrames de hidrocarburos en el terreno donde se realice la operación, minimizando así potencialmente los efectos ambientales negativos que pudieran presentarse en otro tipo de operaciones diferentes a las de “Slickline”.

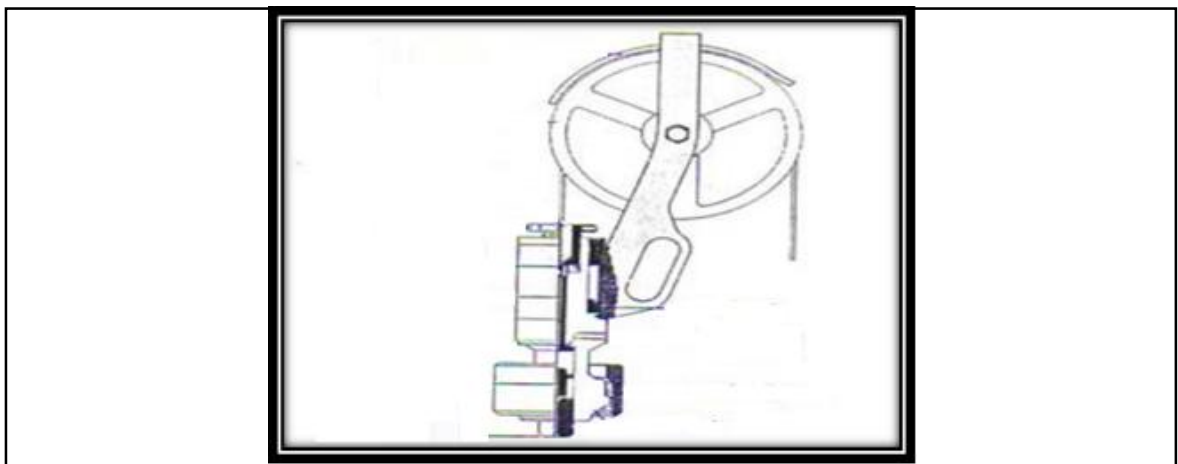
3.4 HERRAMIENTAS USADAS EN OPERACIONES DE SLICKLINE

El equipo de superficie usado en las locaciones durante operaciones de “SLICKLINE” permite introducir y correr herramientas dentro de los pozos con presión sin tener que matarlos. El equipo de superficie requerido para el desarrollo de las operaciones de “SLICKLINE” depende principalmente, además del trabajo a realizar, de la presión del pozo así como del tamaño de la tubería.

A continuación se estudiarán cada uno de los elementos del equipo de control de presión usados corrientemente en las operaciones de “SLICKLINE”.

3.4.1 Caja de empaques (stuffing box). “Sirve para mantener la presión en trabajos con cable de acero liso “Slickline”, en pozos con presiones en cabeza de hasta 15000 psi. La principal función de la caja de empaques, ilustrada en la figura 17, es hacer sello alrededor del cable, ya sea que se encuentre estático o en movimiento, en la parte superior del Lubricador durante operaciones de Slickline”²⁴.

Figura 17. Caja de Empaques



²⁴ Manual de Operaciones Slickline, Hydrocarbon Services, 2008

Fuente: Manual de operaciones Slickline, Hydrocarbon Services, disponible en internet, www.scribd.com.es/doc/Manual-Slick-Line-V3

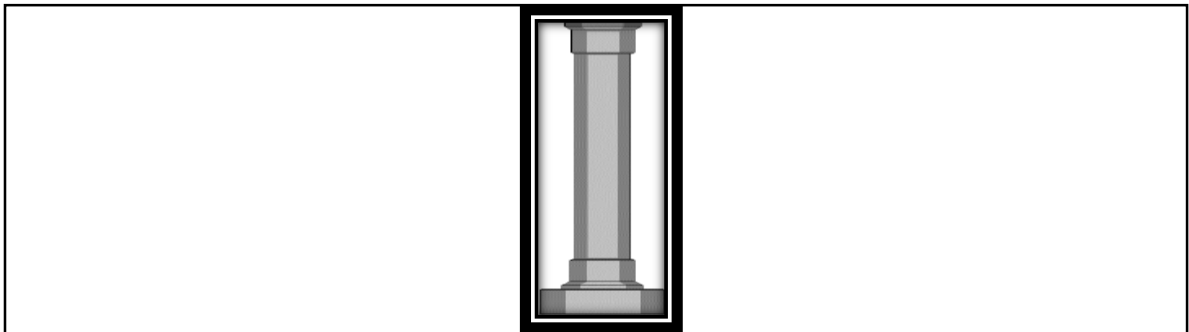
“Esta pieza proporciona el soporte para la polea giratoria y le permite 360 grados de rotación. La caja de empaques posee un embolo preventor de reventones interno que sella automáticamente el flujo en caso de que el empaque falle o el cable se rompa y se salga de la sección de empaquetamiento.”²⁵

Adicionalmente, por debajo de los elementos de empaque se encuentra incorporada una válvula de alivio, que permite el cambio de los cauchos de empaquetamiento bajo presión en casos de emergencia.

3.4.2 Lubricadores. Permiten bajar y remover herramientas de servicio de “SLICKLINE” a un pozo con presión sin tener que matarlo. Cada sección consiste en un tubo como se aprecia en la figura 18 (normalmente de ocho pies) con uniones rápidas en sus extremos que facilitan su rápido armado y desarmado. En aplicaciones de baja presión (menores a 5000 psi) estas uniones son roscadas; para altas presiones (mayores a 5000 psi), estas uniones deben ser soldadas en el extremo del tubo.

“Mientras las secciones superiores pueden ser de menor diámetro, con el fin de permitir el mínimo peso del conjunto, el diámetro de las secciones inferiores debe ser mayor y está determinado por el diámetro externo de la sarta de herramientas de “slickline” usada.”²⁶

Figura 18. Lubricador



Fuente: Manual de operaciones Slickline, Hydrocarbon Services, disponible en internet, www.scribd.com.es/doc/Manual-Slick-Line-V3

²⁵ Ibid. P.12.

²⁶ Ibid. P.13.

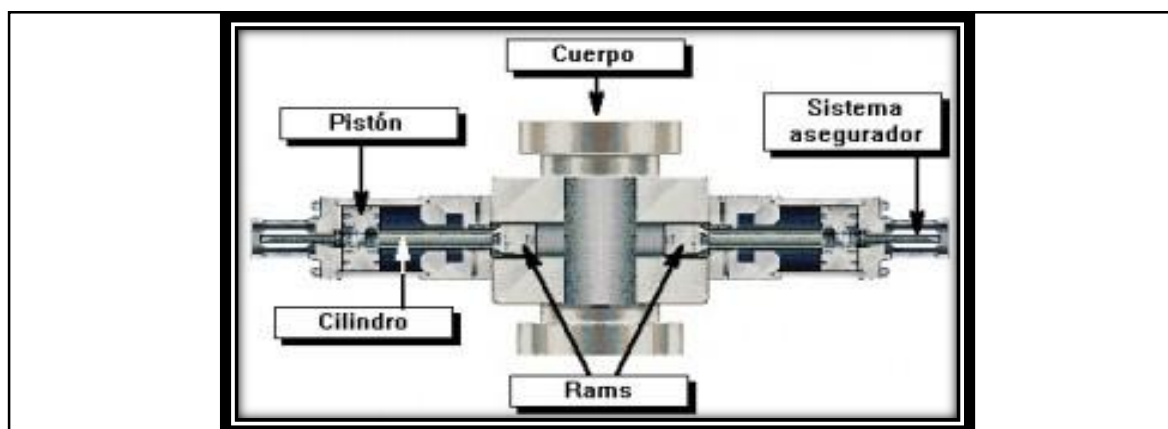
La longitud total, a su vez, debe ser suficiente para contener la sarta y las herramientas que van a ser bajadas o sacadas del pozo.

3.4.3 Preventora de reventones (b.o.p.). “Es la pieza más importante del equipo de control de presión. La Preventora de reventones o Válvula de “SLICKLINE”, ilustrada en la figura 19, se usa durante operaciones con cable de acero para prevenir o controlar reventones y cerrar el pozo alrededor del cable en los casos en que se presenten fugas en el Lubricador o la Caja de empaques o en operaciones de pesca”²⁷

Se instala sobre el extremo superior del adaptador de cabeza de pozo o el árbol de navidad. La Válvula posee arietes selladores de presión que permite cerrar rápidamente, ya sea manual o hidráulicamente, sellando alrededor de la línea del cable, sin producirle daño a éste. Por medio de centralizadores se guía el cable hacia la parte central de la superficie sellante a medida que se cierran los arietes.

“Es muy importante tener presente que la Preventora mantiene la presión en una sola dirección (de abajo hacia arriba). En trabajos con cable trenzado “Braided line”, se recomienda usar Preventoras de doble ariete con sistema de inyección de grasa entre éstos para sellar los intersticios del cable”²⁸. Todas las Preventoras poseen una válvula para igualar la presión por arriba y por debajo de los arietes (presión del Lubricador y presión del pozo) con el fin de facilitar la apertura de los arietes después de haber sido cerrados.

Figura 19. Preventora de Reventones



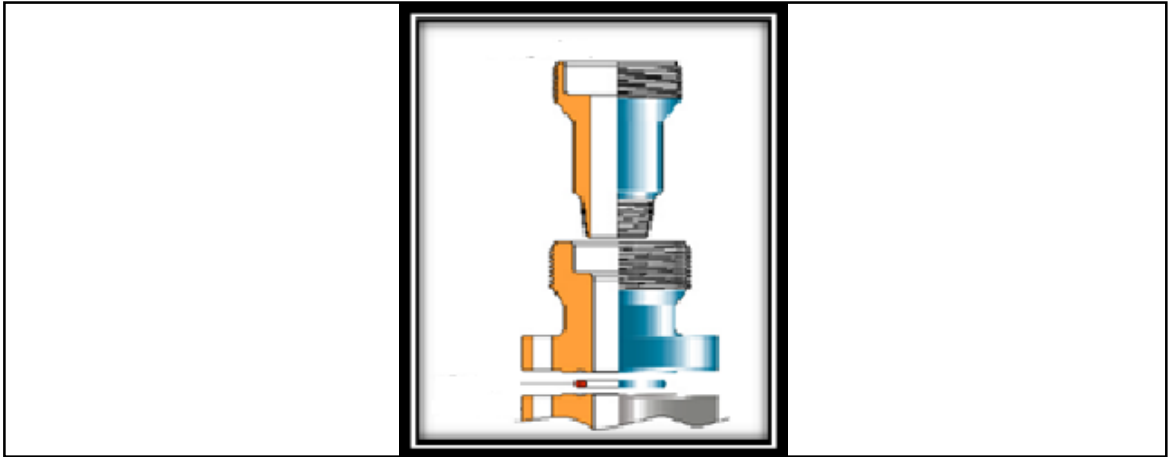
²⁷ Ibid.P.14.

²⁸ Ibid. P.15

Fuente: BOP, disponible en internet, www.ingenieriadepetroleo.com

3.4.4 Adaptadores de cabeza de pozo o botellas. Conectan el extremo inferior de las válvulas B.O.P. al extremo superior de las conexiones del árbol de navidad como se puede apreciar en la figura 20. Su tamaño depende del diámetro de la conexión del árbol de navidad

Figura 20. Adaptadores de Cabeza de Pozo



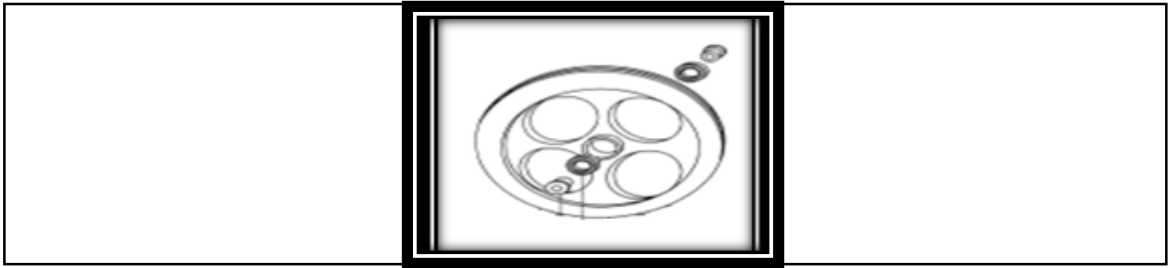
Fuente: Manual de operaciones Slickline, Hydrocarbon Services, disponible en internet, www.scribd.com.es/doc/Manual-Slick-Line-V3

3.4.5 Juego de poleas. “Se utilizan con la caja de empaques “Stuffing box” o con el controlador de cabeza de pozo. Su diseño especial le permite ensamblarse a la unión giratoria “Swivel” en la dirección que se requiera después de su instalación. Esta unión giratoria, ilustrada en la figura 21, encaja en la mitad superior de la caja de empaques, gira libremente con 360 grados de rotación y queda ubicada de tal forma que dirige el cable hacia el centro de los cauchos de empaquetamiento”²⁹.

Su tamaño depende del diámetro del cable a emplearse, para cable de hasta 0.092 pulgadas de diámetro se recomienda usar poleas de 10 pulgadas de diámetro exterior, y polea de 16 pulgadas para cable de hasta 0.108 pulgadas de diámetro.

²⁹ Ibid. P.16.

Figura 21. Juego de Poleas

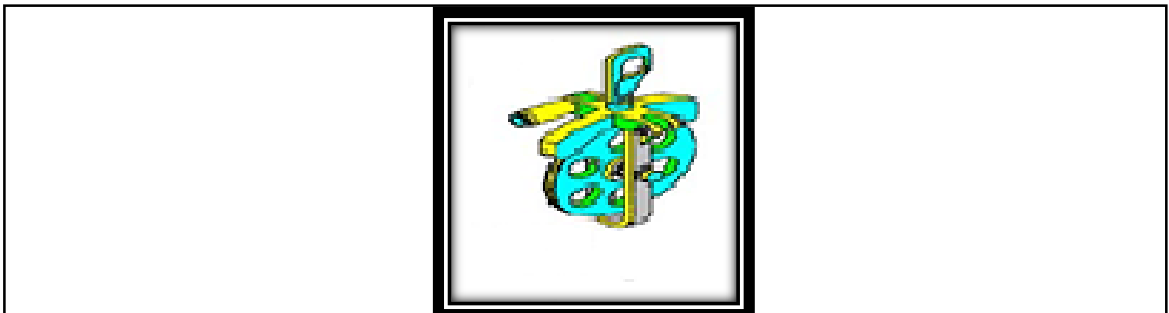


Fuente: Manual de operaciones Slickline, Hydrocarbon Services, disponible en internet, www.scribd.com.es/doc/Manual-Slick-Line-V3

3.4.6 Polea de piso-desviante. Esta herramienta, ilustrada en la figura 22, desvía el cable desde la caja de empaques (paralelo al Lubricador en posición vertical) hasta el carrete de la unidad de Slickline en posición horizontal, formando un ángulo de 90 grados con el fin de reducir la carga lateral del Lubricador durante operaciones de halado.

Se cuelga del indicador de peso, el cual a su vez se amarra firmemente a la cabeza del pozo, de tal forma que el cable permanezca paralelo al Lubricador y forme un ángulo de 90 grados al pasar por este punto.

Figura 22. Polea de Piso Desviante



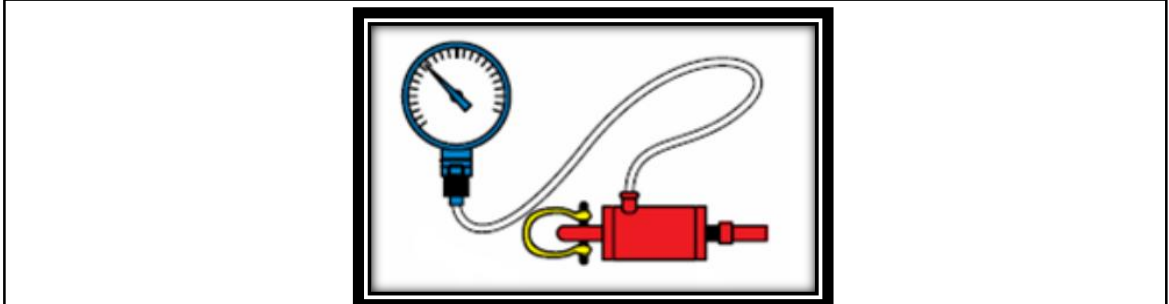
Fuente: Manual de operaciones Slickline, Hydrocarbon Services, disponible en internet, www.scribd.com.es/doc/Manual-Slick-Line-V3

3.4.7 Indicador de peso. Proporciona la carga total o tensión a la cual se encuentra sometido el cable y es especialmente utilizado en trabajos pesados, cuando se halan herramientas o durante operaciones de martilleo. Ilustrada en la figura 23, estos pueden ser mecánicos, hidráulicos o electrónicos, el más común y usado es el hidráulico. “Mediante este sistema la celda de carga es colgada del

árbol de válvulas por medio de una cadena, y la señal es transmitida mediante fluido hidráulico a través de una manguera hasta el registrador de señal”³⁰.

INDICADOR DE PESO

Figura 23. Indicador de Peso

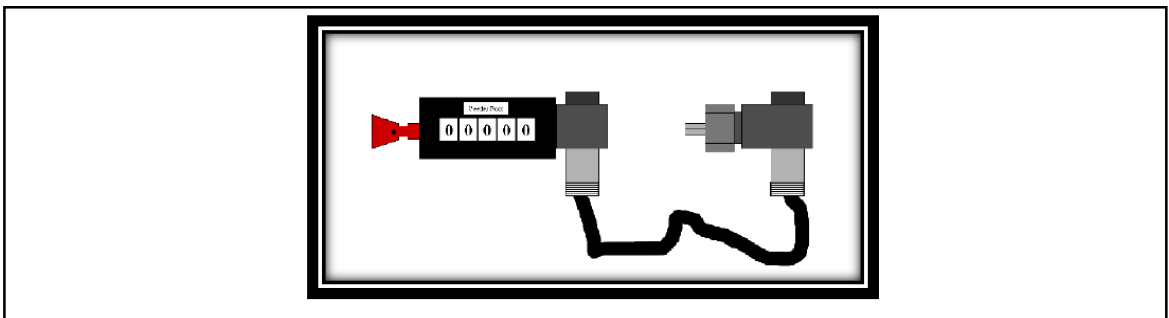


Fuente: Manual de operaciones Slickline, Hydrocarbon Services, disponible en internet, www.scribd.com.es/doc/Manual-Slick-Line-V3

La celda de carga posee dos conexiones, una para colgar la polea de piso y la otra para enganchar a la cadena que cuelga del arbolito, de tal forma que al pasar el cable a través de la polea forme un ángulo de 90 grados.

3.4.8 Indicador de profundidad. Proporciona en todo momento la profundidad exacta de la herramienta con relación a la cabeza de pozo o punto de referencia (Cero), como se ilustra en la figura 24, a medida que se corre dentro del pozo. La parte principal del indicador de profundidad es una polea acanalada, alrededor de la cual da una vuelta el cable. . “Este instrumento es de gran importancia, ya que al permitir al operador conocer la profundidad de la herramienta, éste puede controlar la velocidad de la misma y parar antes de llegar al tope (Caja de empaques), evitando daños a la herramienta, a la Caja de empaques y posibles trabajos de pesca.”³¹

Figura 24. Indicador de Profundidad



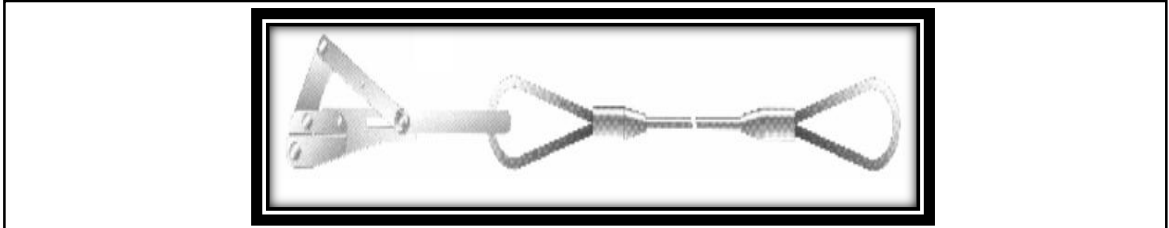
Fuente: Manual de operaciones Slickline, Hydrocarbon Services, disponible en internet, www.scribd.com.es/doc/Manual-Slick-Line-V3

³⁰ Ibid. P.18.

³¹ Ibid. P.19.

3.4.9 Mordaza. La Mordaza, como se muestra en la figura 25, se usa para sujetar y asegurar el cable mientras se está alzando o bajando el Lubricador con la sarta de herramientas en su interior, de igual forma que cuando se deja la sarta de herramientas colgando dentro del pozo para la toma de registros de presión. La Mordaza normalmente se cuelga en la válvula de desfogue del Lubricador inferior por medio de una pequeña cadena o cuerda

Figura 25. Mordaza



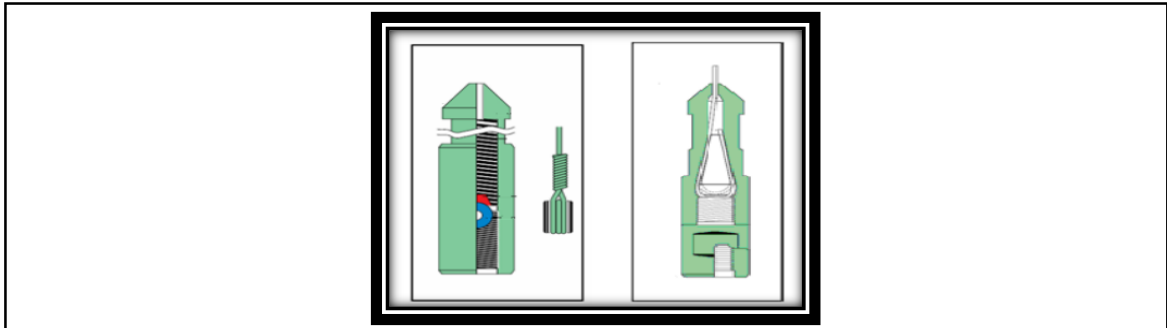
Fuente: Manual de operaciones Slickline, Hydrocarbon Services, disponible en internet, www.scribd.com.es/doc/Manual-Slick-Line-V3

3.4.10 Porta alambre (rope socket). “Suministra el medio para conectar la línea de cable a la sarta de herramientas, existen diferentes clases de porta alambre, de los cuales el más usado para operaciones de “Slickline” (cable de 0.108 pulgadas) es el de tipo “Lagrima”. Debajo de éste se recomienda usar una unión articulada para permitirle movilidad al resto de la sarta de herramientas sin torcer el cable.”³²

En el Porta alambre de “Disco”, como se muestra en la figura 26, el cable se sujeta alrededor de un disco que se introduce dentro del cuerpo del Porta alambre, para lograr una conexión más firme. Un pequeño resorte dentro del Porta alambre actúa como colchón para reducir el esfuerzo sobre el cable y minimizar el riesgo de que el extremo del cable se desenrolle y se libere durante operaciones prolongadas de martilleo. Este porta alambre suministra una conexión rotatoria entre la línea de cable y las herramientas.

³² Ibid. P.20.

Figura 26. Porta Alambre



Fuente: Manual de operaciones Slickline, Hydrocarbon Services, disponible en internet, www.scribd.com/es/doc/Manual-Slick-Line-V3

3.5 PROCEDIMIENTO PARA MONTAJE DEL EQUIPO DE SLICKLINE

El “Rig up” es el procedimiento de armado y montaje que incluye todos los pasos seguidos desde el momento de llegar a la locación hasta que se tiene listo todo lo necesario para empezar a bajar o sacar herramientas en el pozo, incluyendo el armado y manejo de la unidad de “Slickline”, equipo de presión, sarta de herramientas, conexiones, válvulas, etc.

Esta se realiza antes de empezar las operaciones con cable de acero. Lo ideal en todo trabajo de “SLICKLINE” es realizar las operaciones en forma exitosa, con la mayor rapidez y seguridad posible, evitando que el cable se parta o que las herramientas se queden atoradas dentro del pozo.

3.5.1 Montaje de Slickline

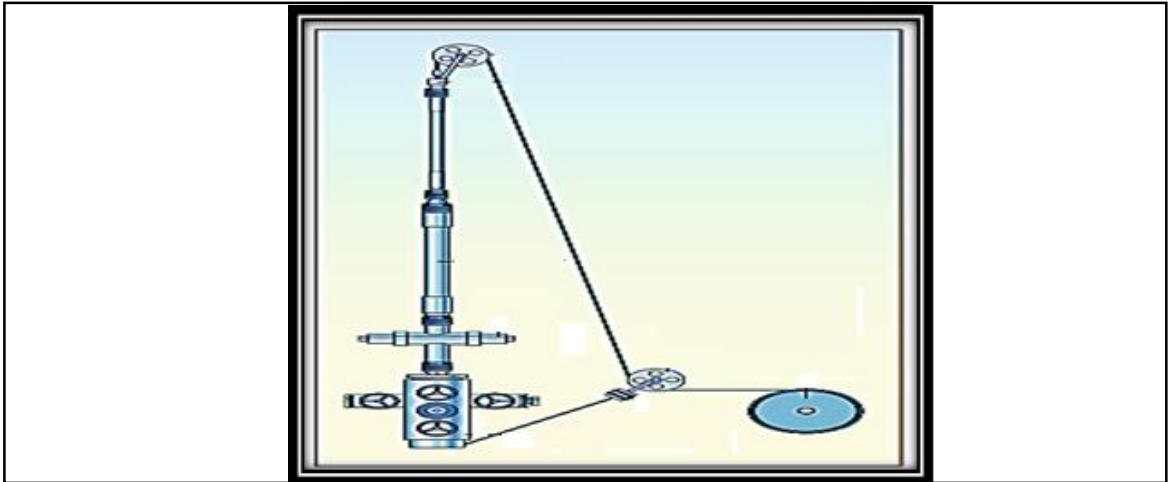
- 1.** Solicitar al encargado del pozo el Estado Mecánico (completamiento) actual, verificar el Programa de trabajo y comprobar todos los datos de interés. Establecer si se encuentra listo para la toma del registro (válvulas de tubería de producción y de revestimiento, conexiones, etc.)
- 2.** Mover el camión con la unidad de Slickline hacia la cabeza del pozo, bajar y ubicar, en la medida de lo posible, los soportes mecánicos (burros) sobre la base del contrapozo o lo más cerca posible a este; en todo caso hacerlo siempre sobre terreno firme
- 3.** Asegurar los gatos mecánicos.
- 4.** Bajar de la unidad las herramientas necesarias y colocarlas en un sitio apropiado

- 5.** Anotar la lectura del medidor de presión e investigar la máxima presión de cierre (verificar que todas las válvulas estén abiertas), para estar seguro de que el equipo de superficie que está en la locación resiste tal presión.
- 6.** Observar y reportar la presión en cabeza y en el anular
- 7.** Liberar la presión atrapada entre la válvula de control (Swab valve) y el tapón de cabeza de pozo (Tree cap) hasta que ésta sea menor a 50 psi y monitorear la presión de cabeza para verificar que dicha válvula se encuentra en perfecto estado. Si ésta no da sello, asegurarse de realizar un programa de inyección de grasa antes de iniciar la operación.
- 8.** Una vez se verifique que la válvula de control (Swab) se encuentra dando sello, cerrar las válvulas restantes (Maestras cuando se tiene doble válvula Maestra).
- 9.** Abrir la válvula de control, drenar la presión entre la válvula Maestra y el tapón (Tree cap) hasta 50 psi y verificar que la válvula Maestra se encuentre dando sello
- 10.** Asegurándose de haber drenado completamente la presión y de que no existen fugas, remover el tapón, limpiar la boca de pozo e instalar adaptador de cabeza (botella) para válvula de "Wireline" (B.O.P.) con Teflón.
- 11.** Verificando que se encuentre cerrada la Preventora de reventones, levantarla con la ayuda del montacargas (Winche) e instalarla en la cabeza del pozo
- 12.** Probar la Preventora contra la presión del pozo
- 13.** Asegurar la polea desviante (Hay pulley), con el Indicador de peso sujeto a la cabeza del pozo con una cadena.
- 14.** Acoplar la polea desviante a la cabeza del pozo de tal forma que el cable entre ésta y la caja de empaques (Stuffing box) quede paralelo y tan cerca como sea posible al Lubricador y que a su vez forme un ángulo de 90 grados al pasar por la polea. Colocar siempre la polea desviante con el pin hacia arriba.
- 15.** Armar la sarta de herramientas, a medida que se va introduciendo dentro de los Lubricadores
- 16.** Introducir la punta del cable de Fibra Óptica por la Caja de empaques y armar el Porta alambre "Rope socket"
- 17.** Conectar el Porta alambre al resto de la sarta de herramientas

- 18.** Impulsar la sarta dentro de los Lubricadores y conectar la Caja de empaques a los Lubricadores
- 19.** Conectar la manguera de la Enerpack a la Caja de empaques (en pozos donde hay altas presiones), amarrar una cuerda (viento) al mismo, asegurar el Lubricador con la cadena del montacargas (Winche) a la distancia apropiada.
- 20.** Halar el cable de fibra óptica; el suficiente para trasladar el Lubricador hasta la cabeza del pozo holgadamente
- 21.** Colocar un tapón en el extremo del Lubricador
- 22.** Con la ayuda del montacargas levantar el Lubricador y ubicarlo sobre la Preventora, de tal forma que el extremo inferior quede a la altura de la parte superior de la Preventora
- 23.** Pasar el cable por la Polea desviante y asegurar
- 24.** Luego de colocar la fibra óptica en la polea, halar el cable suelto hasta tensionar con la unidad de "SLICKLINE". No tensionar el cable demasiado
- 25.** Una vez se tenga el cable tensionado, soltar la Mordaza del cable y quitarla del Lubricador, revisando que el cable esté asegurado a la unidad
- 26.** Bajar lentamente la sarta hasta una altura adecuada y conectar el resto de la sarta de herramientas (herramientas de servicio). Apretar bien
- 27.** Colocar los indicadores de profundidad y de peso en cero. Con la punta de la sarta tomar el Cero usando como referencia la cabeza de pozo). Este punto se debe tomar como Cero para todos los viajes siguientes de herramientas.
- 28.** Introducir la sarta en el Lubricador y con la ayuda del Viento conectar el Lubricador, tomando todas las medidas de precaución para su conexión. Cerrar la válvula de desfogue del Lubricador (Bleed off valve) y dejar el montacargas tensionado.
- 29.** Subir lentamente la sarta hasta que el Porta alambre haga contacto con la Caja de empaques, con el fin de evitar que al abrir la válvula de control la presión del pozo envíe la herramienta hacia arriba ocasionando daños en el cable
- 30.** Abrir lentamente la válvula de control del pozo (Swab valve), hasta que la presión se haya igualado en el Lubricador; contando el número de vueltas requeridas para que ésta quede completamente abierta.

31. Bajar la sarta de herramientas dentro del pozo
32. Generar a partir del mother bore , instalado en la punta de la fibra óptica, un pulso acústico base para empezar la recolección y posterior análisis de datos por parte del IDAS ubicado en Superficie

Figura 27. Montaje de Unidad Slickline



Fuente: Manual de operaciones Slickline, Hydrocarbon Services, disponible en internet, www.scribd.com.es/doc/Manual-Slick-Line-V3

4. EVALUACIÓN DE RESULTADOS PLT DEL POZOSANTOS 119

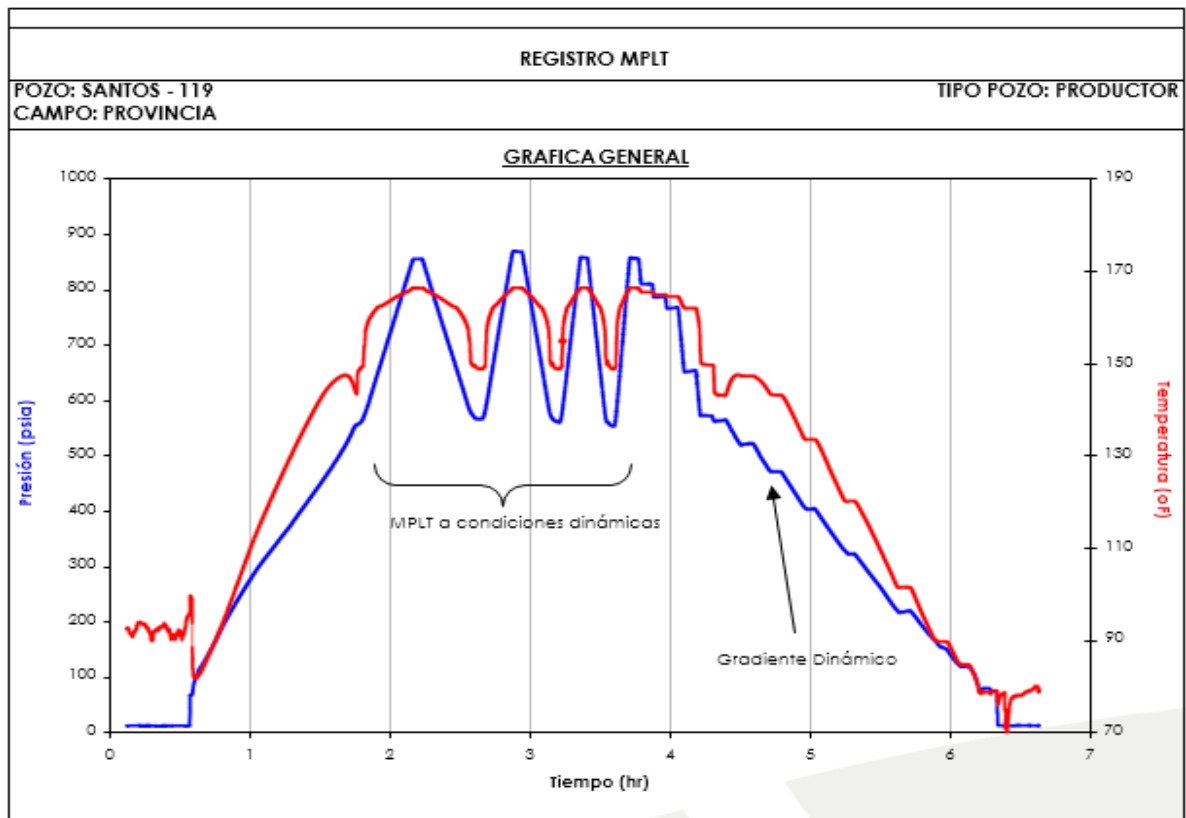
En el siguiente capítulo se describirán y analizarán los resultados de pozo obtenidos de la herramienta de registro de producción, PLT, aportes de zonas productoras y cuantificación de caudales producidos del pozo Santos 119, la toma de este registro permitirá determinar el potencial hidrocarburífero del pozo.

4.1 EVALUACIÓN DE RESULTADOS DE LA IMPLEMENTACION DEL MPLT

Durante la realización del MPLT se monitoreó el comportamiento del pozo en superficie, verificando que las condiciones en cabeza fueran en lo posible, cercanas a los valores de operación normales del pozo. El pozo mantuvo una presión en cabeza de 82 Psi.

El Gráfico No.2 muestra el comportamiento de presión y temperatura durante las corridas del MPLT y el gradiente dinámico realizado hasta superficie. Las corridas muestran alguna inestabilidad en la presión y temperatura de fondo

Grafica 2. Grafica General comportamiento de Presión y Temperatura



Fuente: AIP S.A.S (ASESORÍA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS), INFORME MPLT SANTOS 119, P5, 2015

De acuerdo a la Grafica 3 y al utilizar la metodología que tiene en cuenta la técnica de multipasadas, se obtuvieron los siguientes resultados:

Grafica 3. Resultados de Registro Dinámico

RESULTADOS REGISTRO NUMERO 1 - REGISTRO DINAMICO														
COMPANIA: ECOPEPETROL S.A.														
POZO: SANTOS - 119				FECHA DE PRUEBA: 08/03/15				TIPO DE POZO: PRODUCTOR						
CAMPO: PROVINCIA				ESTADO: SANTANDER				PAIS: COLOMBIA						
DATOS DE LA PRUEBA DEL POZO														
Datos de Producción			Datos de los Líquidos					Cabeza de Pozo	Choke /64 in			Datos del Gas		
Qt	93.00	bfpd	API petróleo	26.0	PAPI		THP		82.00	psia	Qg	297.000	mscfd	
Qo	93.00	bopd	Densid. petróleo	0.8984	gr/cc		THT			°F	Gas G.E.	0.700		
Qw	0.00	bwpd	Densid. Agua	1.0000	gr/cc		CHP			psia	GOR	3126.310	scf/bbl	
BS&W	0.00	%	Salinid. Agua		ppm Cl		CHT			°F	GLR		scf/bbl	
RESULTADOS REGISTRO MPLT														
Perforaciones (ft)		h (ft)	Qt bfpd	Q/Q1 %	dens gr/cc	P psia	T °F	Qo bopd	Qo/Qot %	Qw bwpd	Qw/Qwt %	Qg mscfd	Qg/Qgt %	
Topo	Base													
7028.00	7804.00	776.00	31.08	34.38	-	-	-	31.08	34.38	0.00	0.00	164.32	36.28	
8032.00	8040.00	8.00	35.82	38.27	0.6530	348.35	149.25	35.82	38.27	0.00	0.00	127.64	43.72	
8244.00	8254.00	10.00	2.40	2.56	0.9610	453.65	162.18	2.40	2.56	0.00	0.00	0.00	0.00	
8522.00	8538.00	16.00	1.07	1.14	0.9710	771.31	164.57	1.07	1.14	0.00	0.00	0.00	0.00	
8572.00	8602.00	30.00	1.41	1.51	0.9720	795.42	164.55	1.41	1.51	0.00	0.00	0.00	0.00	
8664.00	8694.00	30.00	1.81	1.93	0.9740	833.92	163.60	1.81	1.93	0.00	0.00	0.00	0.00	
			93.59	100.00				93.59	100.00	0.00	0.00	291.96	100.00	
COMENTARIOS														
Los intervalos cañoneados entre 7028' - 7804' se encuentran por encima de la punta de tubería. Los valores de presión, temperatura y densidad son tomadas en el punto medio de las perforaciones.														

Fuente: AIP S.A.S (ASESORÍA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS), INFORME MPLT SANTOS 119, P6, 2015

- Todas las perforaciones abiertas a producción, se encuentran aportando petróleo, siendo la perforaciones entre 7028' - 7804' RTE (Por encima de la punta de tubería) las que más aportan, aproximadamente el 54.5% del petróleo total producido por la formación.
- La perforación 8032' - 8040' RTE también presenta un buen aporte con un 38.2% del petróleo del total producido por la formación. Las perforaciones inferiores presentan un aporte bajo de crudo.

- También los intervalos superiores entre 7028' - 7804' RTE presentan un mayor aporte de gas con un 56.2% de la producción total del gas del pozo. El resto de la producción de gas proviene del intervalo 8032' - 8040' RTE.

El Anexo A muestra el comportamiento de los diferentes perfiles de presión, temperatura, densidad y flujo registrados durante el MPLT a condiciones dinámicas. Se realizaron seis corridas (tres subiendo y tres bajando) a diferentes velocidades de cable y un gradiente dinámico realizando estaciones hasta superficie, con el fin de validar la información obtenida por cada una de las señales.

El perfil de presión muestra que el pozo en fondo no estuvo completamente estable, ya que entre las corridas existe una diferencia de presión de hasta 16 Psia aproximadamente, en un mismo punto de referencia, aunque esto no afecta la interpretación ya que los perfiles mantienen la misma tendencia en cada una de las corridas, permitiendo su análisis. La presión de fondo fluyente promedio fue de 733 Psia referenciado a 8400 pies RTE, correspondiente a una temperatura de 163 grados Fahrenheit. Por debajo de la última perforación (8664' - 8694'), se observó cambio en el gradiente de presión, esto debido a que se pasa de una fase más liviana (petróleo) a una fase más pesada (posiblemente agua a condiciones estáticas). El gradiente de presión al pasar por el punto de entrada de gas a 7960' RTE, también cambia tomando valores de aproximadamente 0.05 psi/ft, esto debido al gas de levantamiento que se mezcla con el fluido. Los perfiles de temperatura por debajo del intervalo 8032' - 8040' RTE muestran un cambio por enfriamiento a partir de 8068' RTE, aumentando la temperatura a partir de esta profundidad, al parecer debido a un nivel de líquido que se tiene desde allí.

El sensor de capacitancia confirma esta apreciación. La disminución en temperatura que se presenta en el intervalo 8032' - 8040' y a la entrada de tubería denota la entrada de gas a través de esta zona. Cambios pequeños en el gradiente de temperatura denotan entrada de fluidos (petróleo) a través de los intervalos inferiores.

El sensor de densidad corrobora que a partir de 8068' RTE, se tiene un nivel de fluido, ya que muestra cambio en la densidad debido al cambio de una fase más pesada a una más liviana. Por encima del intervalo 8032' - 8040' la densidad muestra valores que corresponden a una mezcla de aceite- gas, pasando de 0.96 gr/cc a 0.43 gr/cc (mezcla de fase liviana). Por encima del punto de entrada de gas a 7960' RTE se tiene un densidad de 0.1 gr/cc aproximadamente. Por debajo de 8040', los intervalos inferiores muestran una densidad de 0.97 gr/cc debido a la entrada aunque en una baja proporción de aceite a través del fluido estático. Por debajo de 8694' RTE la densidad mostró valores correspondientes a un fluido sin movimiento.

El sensor de flujo muestra cambios en cada una de las perforaciones abiertas a

producción. No se observó movimiento de fluidos por debajo de 8694' RTE. En el intervalo 8032' - 8040' existe un mayor cambio en la velocidad de flujo, equivalente a una mayor producción de fluido desde esta zona.

Con todas las señales y las corridas del registro, se obtiene un perfil de producción el cual es presentado en el Anexo B.

Figura 28. Descripción del Equipo MPLT

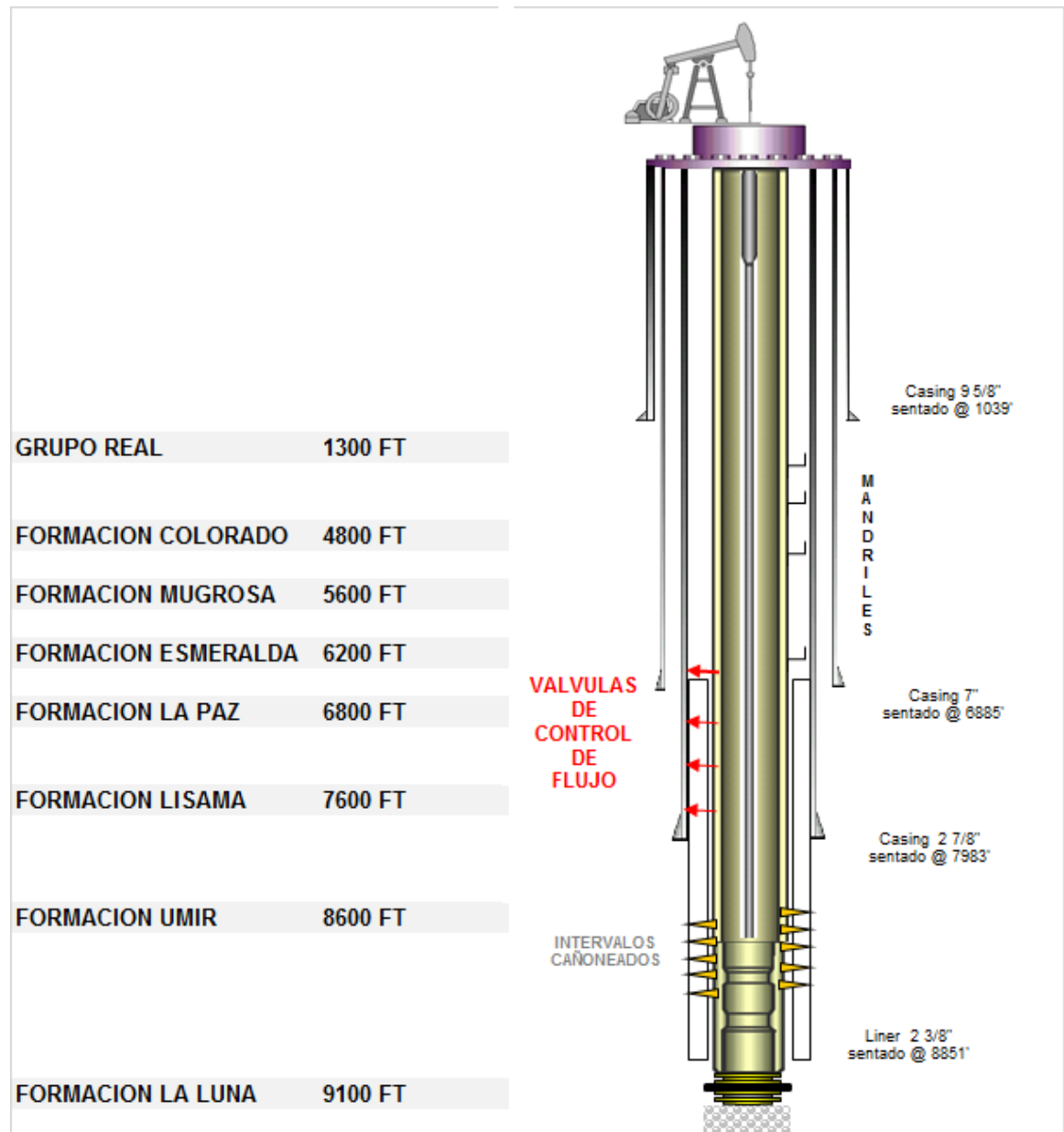
SARTA DE REGISTRO				
	HERRAMIENTA	No. de Serie	Diámetro O.D. (in)	Longitud (ft)
	Rope Socket	n/a	1.500	0.50
	Weight Bar	n/a	1.500	15.00
	Battery Pack	n/a	1.250	1.60
	CCL	67M1068A	1.250	1.00
	Memory Module	GAU1171	1.250	2.40
	Battery Pack	n/a	1.250	1.60
	FID	68M1055B	1.250	1.00
	Pressure MRO	30M1304B	1.250	2.40
	Battery Pack	n/a	1.250	1.60
	TLS	47-1101A	1.250	0.70
	Spinless Flowmeter	GAU1180	1.550	2.77
Nose	n/a	1.250	0.10	
LONGITUD TOTAL				30.67

Fuente: AIP S.A.S (ASESORÍA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS), INFORME MPLT SANTOS 119, P8, 2015

4.2 ESTADO MECÁNICO DEL POZO

En la gráfica 4, se presenta el estado mecánico actual del Pozo Santos 119, su configuración de fondo y descripción de herramientas utilizadas

Gráfica 4. Estado Mecánico actual del Pozo



Fuente: AIP S.A.S (ASESORÍA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS), INFORME MPLT SANTOS 119, P9, 2015

Tabla 4. Configuración del Estado Mecánico

INFORMACIÓN GENERAL							
Pozo:		Santos 119		Elevación del terreno ft		981	
Fecha Perforación		22-nov-10	16-ene-11	Elevación Kelly Bushing ft		1002	KB
Fecha Completamiento		27-ene-11	28-feb-11	Profundidad Perforada ft		9990'	21
				Profundidad Actual ft		8859'	
REVESTIMIENTOS							
Casing	Diámetro	Peso (lb/ft)	Grado	Tope (ft)	Zapato (ft)		
Conductor	9, 5/8 "	43.5	H-40	0	1.039		
2do	7"	29	N-80	0	6.885		
3ro	2 7/8"	9.3	P-110	0	7.983		
Liner	2 3/8"	4.6	P-110	6.885	8.851		
INTERVALOS CAÑONEADOS							
Fecha	Intervalo	Tiro por pie	Tope (ft)	Base (ft)	Tipo Carga		Intervalos (ft)
02-mar-11	1	5'	7.997	8.000	Millenium	ACTIVO	3
02-mar-11	2	5'	8.032	8.040	Millenium	ACTIVO	8
02-mar-11	3	5'	8.244	8.254	Millenium	ACTIVO	10
02-mar-11	4	5'	8.522	8.538	Millenium	ACTIVO	16
02-mar-11	5	5'	8.567	8.602	Millenium	ACTIVO	35
02-mar-11	6	5'	8.664	8.694	Millenium	ACTIVO	30
PMP		30'				Total	102
HERRAMIENTAS EN EL POZO							
HERRAMIENTA							PROFUNDIDAD (ft)
MANDRIL							2107
MANDRIL							3852
MANDRIL							5269
MANDRIL							6392
VALVULA DE CONTROL DE FLUJO (L1)							6300
VALVULA DE CONTROL DE FLUJO (L2)							6800
VALVULA DE CONTROL DE FLUJO (L3)							7300
VALVULA DE CONTROL DE FLUJO (L4)							7800

Fuente: AIP S.A.S (ASESORÍA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS), INFORME MPLT SANTOS 119, P10, 2015

El pozo cuenta con 4 diferentes tamaño de casing, el primer casing es de $9\frac{5}{8}$ " con un peso de 43.5 lb/ft y ubicado a una profundidad de hasta 1039 ft, el segundo tiene un tamaño de 7" y un peso de 29 lb/ft y ubicado a una profundidad de 6885 ft, el tercer casing es de $2\frac{7}{8}$ " y un peso de 9.3 lb/ft ubicado a una profundidad de 7983 ft por último el liner utilizado es de $2\frac{3}{8}$ " con un peso de 4.6 lb/ft y se ubicó a una profundidad de 6885 ft y siendo utilizado hasta los 8851 ft.

Fueron utilizados 4 mandriles ubicados específicamente a los de 2107 ft, 3852 ft, 5269 ft, y 6392 ft. Se utilizó una sarta de disparo de $4\frac{1}{2}$ " con una capacidad de 5 tiros por pie para obtener 6 zonas cañoneadas las cuales fueron:

- 1 7997 ft -8000 ft
- 2 8032 ft-8040 ft
- 3 8244 ft-8254 ft
- 4 8522 ft-8538 ft
- 5 8567 ft-8602 ft.
- 6 8664 ft-6694 ft

Finalmente se colocó un tapón de cemento en la profundidad 8808 ft, el pozo presenta un TVD de 8859 ft y un MD de 9040 indicando que posee un leve ángulo de inclinación realizado durante las operaciones de perforación.

4.3 APORTE CUANTIFICADO DE FLUIDOS DE CADA UNA DE LAS ZONAS CAÑONEADAS

A continuación en la tabla numero 4 según los análisis de la herramienta de registro de producción se presentan la cantidad tanto de barriles de petróleo como millones de pies cúbicos de gas producidos del yacimiento aportados por cada zona cañoneada.

En ninguna de las zonas a describir no presenta aporte de agua.

En la zona 7997-8000 ft tenemos un aporte de petróleo de 46.04 STB/D y un aporte de gas de 164.32 Mscf/D

En la zona 8032-8040 ft tenemos un aporte de petróleo 32.30 STB/D y un aporte de gas de 127.64 Mscf/D

En la zona 8244-8254 ft tenemos un aporte de petróleo de 2.22 STB/D y un aporte de gas de 0.69 Mscf/D

En la zona 8522-8538 ft tenemos un aporte de petróleo 0.99 STB/D y un aporte de gas de 0.37 Mscf/D

En la zona 8572-8602 ft tenemos un aporte de petróleo de 1.28STB/B y un aporte de gas de 0.74 Mscf/D

En la zona 8664-8694 ft tenemos un aporte de petróleo de 1.63 STB/D y un aporte de gas de 1.05 Mscf/D

Su sumatoria total de petróleo es 84.44 STB/D de gas es 294.82 Mscf/D y de agua es 0 STB/D.

Tabla 5. Cantidad de barriles de petróleo y millones de pies cúbicos de gas producidos del yacimiento de cada zona cañoneada.

Zones ft	Water STB/D	Oil STB/D	Gas Mscf/D
7997-8000	0.00	46.04	164.32
8032-8040	0.00	32.30	127.64
8244-8254	0.00	2.22	0.69
8522-8538	0.00	0.99	0.37
8572-8602	0.00	1.28	0.74
8664-8694	0.00	1.63	1.05
Total	0.00	84.44	294.82

Fuente: AIP S.A.S (ASESORÍA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS), INFORME MPLT SANTOS 119, P12, 2015

4.4 APOORTE DE CAUDAL TOTAL A CONDICIONES DE YACIMIENTO DE CADA UNA DE LAS ZONAS CAÑONEADAS

A continuación en la tabla número 5, según los análisis de la herramienta de registro de producción se presentan la cantidad total de fluidos presentes a condiciones de reservorio de cada zona cañoneada.

En ninguna de las zonas a describir se presenta aporte de agua.

En la zona 7997-8000 ft se presentan 112.48 B/D del caudal total a condiciones de reservorio, correspondiente a un 55.25% de la producción

En la zona 8032-8040 ft se presentan 84.42 B/D del caudal total a condiciones de reservorio, correspondiente a un 41.47 % de la producción

En la zona 8244-8254 ft se presentan 2.40B/ D del caudal total a condiciones de reservorio, correspondiente a un 1.18% de la producción

En la zona 8522-8538 ft se presentan 1.07 B/D del caudal total a condiciones de reservorio, correspondiente a un que representa 0.52% de la producción

En la zona 8572-8602 ft se presentan de 1.41B/D del caudal total a condiciones de reservorio, correspondiente a un que representa 0.69% de la producción

En la zona 8664-8694 ft se presentan de 1.81B/D del caudal total a condiciones de reservorio, correspondiente a un representa 0.89% de la producción

Tabla 6. Cantidad total de fluidos presentes a condiciones de reservorio de cada zona cañoneada

Zones ft	Qt res. B/D	Production %
7997-8000	112.48	55.25
8032-8040	84.42	41.47
8244-8254	2.40	1.18
8522-8538	1.07	0.52
8572-8602	1.41	0.69
8664-8694	1.81	0.89

Fuente: AIP S.A.S (ASESORÍA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS), INFORME MPLT SANTOS 119, P13, 2015

4.5 APORTES GENERALIZADOS DE CADA ZONAS CAÑONEADAS A CONDICIONES DE RESERVORIO RESPECTO A FLUIDO PRODUCIDO

A continuación en la tabla número 6, según los análisis de la herramienta de registro de producción se presentan la cantidad tanto de barriles de petróleo como millones de pies cúbicos presentes en cada zona cañoneada a condiciones de reservorio, donde el color verde representa petróleo, el rojo gas y el color azul agua.

En ninguna de las zonas a describir se evidencio presencia de cortes de agua.

En la zona 7997-8000 ft se encuentran 51.08 B/D y 61.40 B/D de petróleo y gas respectivamente a condiciones de reservorio

En la zona 8032-8040 ft se encuentran 35.82 B/D y 48.60 B/D de petróleo y gas respectivamente a condiciones de reservorio










En la zona 8244-8254 ft se encuentran 2.40 B/D y 0.0 B/D de petróleo y gas respectivamente a condiciones de reservorio

En la zona 8522-8538 ft se encuentran 1.07 B/D y 0.0 B/D de petróleo y gas respectivamente a condiciones de reservorio

En la zona 8572-8602 ft se encuentran 1.41 B/D y 0.0 B/D de petróleo y gas respectivamente a condiciones de reservorio

En la zona 8664-8694 ft se encuentran de 1.81 B/D y 0.0 B/D de petróleo y gas respectivamente a condiciones de reservorio

Tabla 7. Cantidad de barriles de petróleo y millones de pies cúbicos de gas presentes en cada zona cañoneada a condiciones de reservorio

Zones Ft	Qw res. B/D	Qo res. B/D	Qg res. B/D	W  O  G 
7997-8000	0	51.08	61.40	
8032-8040	0	35.82	48.60	
8244-8254	0	2.40	0	
8522-8538	0	1.07	0	
8572-8602	0	1.41	0	
8664-8694	0	1.81	0	

Fuente: AIP S.A.S (ASESORÍA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS), INFORME MPLT SANTOS 119, P15, 2015

4.6 PRODUCCION TOTAL DE FLUIDOS A CONDICIONES DE YACIMIENTO Y A CONDICIONES DE SUPERFICIE DE CADA UNA DE LAS ZONAS CAÑONEADAS

A continuación en la tabla 7 según los análisis de la herramienta de registro de producción se presentan la cantidad tanto de barriles de petróleo como millones de pies cúbicos de gas a condiciones de reservorio y a condiciones de superficie de cada una de las zonas cañoneada.

Tanto en superficie como en el reservorio nuestro caudal de agua, Qw, es cero

Los caudales de gas en reservorio son menores respecto a los de superficie debido a que este se encuentra comprimido en el reservorio y al llegar a superficie, el gas se expande.

En la zona 7997-8000 tenemos un caudal de petróleo a condiciones de reservorio de 93.73 B/D, y un caudal de petróleo en superficie de 84.44 STB/D; a su vez se obtiene un caudal de gas a condiciones de reservorio de 110.37 B/D un caudal a condiciones de superficie de 294.82 Mscf/D

En la zona 8032-8040 tenemos un caudal de petróleo a condiciones de reservorio de 42.63 B/D, y un caudal de petróleo en superficie de 38.41 STB/D; a su vez se obtiene un caudal de gas a condiciones de reservorio de 48.60 B/D un caudal a condiciones de superficie de 130.49 Mscf/D

En la zona 8244-8254 tenemos un caudal de petróleo a condiciones de reservorio de 6.78 B/D, y un caudal de petróleo en superficie de 6.11 STB/D; a su vez se no se obtiene caudal de gas a condiciones de reservorio pero si un caudal a condiciones de superficie de 2.86 Mscf/D

En la zona 8522-8538 tenemos un caudal de petróleo a condiciones de reservorio de 4.32 B/D, y un caudal de petróleo en superficie de 3.90 STB/D; a su vez se no se obtiene caudal de gas a condiciones de reservorio pero si un caudal a condiciones de superficie de 2.17 Mscf/D

En la zona 8527-8602 tenemos un caudal de petróleo a condiciones de reservorio de 3.23 B/D, y un caudal de petróleo en superficie de 2.91 STB/D; a su vez se no se obtiene caudal de gas a condiciones de reservorio pero si un caudal a condiciones de superficie de 1.80 Mscf/D

En la zona 8664-8894 tenemos un caudal de petróleo a condiciones de reservorio de 1.81 B/D, y un caudal de petróleo en superficie de 1.63 STB/D; a su vez se no se obtiene caudal de gas a condiciones de reservorio pero si un caudal a condiciones de superficie de 1.05 Mscf/D

Los caudales de petróleo obtenidos a condiciones de superficie son mayores respecto a lo caudales a condiciones de reservorio debido a que siempre se produce en menor cantidad el volumen estimado en reservorio, por ende se aplica el factor volumétrico de 1.11 Rbls/STB para el correcto cálculo de barriles de petróleo y de millones de pies cúbicos producidos

Tabla 8. Producción total de fluidos a condiciones de yacimiento y a condiciones de superficie de cada una de las zonas cañoneadas

Zone ft	Qw res. B/D	Qw s.c. STB/D	Qo res. B/D	Qo s.c. STB/D	Qg res. B/D	Qg s.c. Mscf/D
7997-8000	0.00	0.00	93.73	84.44	110.37	294.82
8032-8040	0.00	0.00	42.63	38.41	48.60	130.49
8244-8254	0.00	0.00	6.78	6.11	0.00	2.86
8522-8538	0.00	0.00	4.32	3.90	0.00	2.17
8572-8602	0.00	0.00	3.23	2.91	0.00	1.80
8664-8694	0.00	0.00	1.81	1.63	0.00	1.05

Fuente: AIP S.A.S (ASESORÍA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS), INFORME MPLT SANTOS 119, P17, 2015

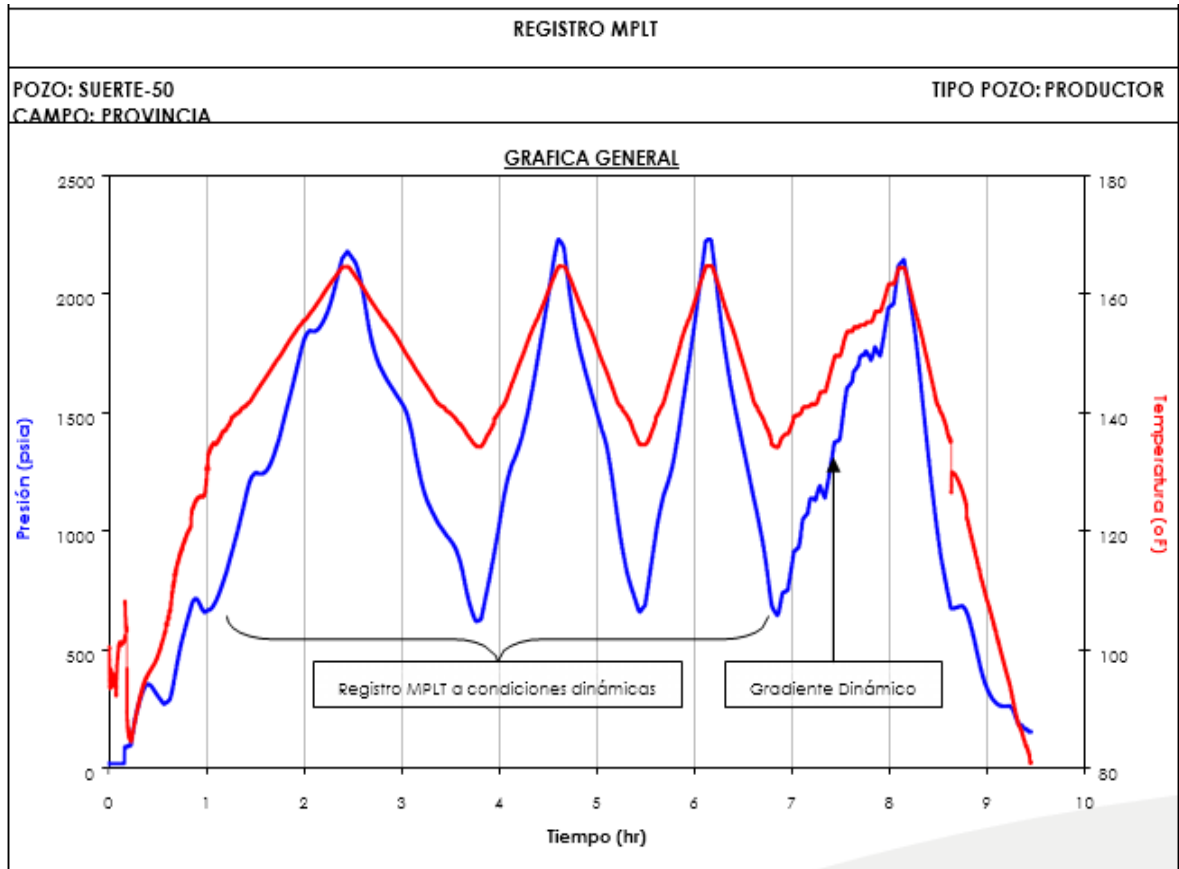
4.7 EVALUACIÓN DE RESULTADOS DE LA IMPLEMENTACION DEL PLT EN EL POZO SUERTE 50

Se realizó la corrida de la herramienta de registro de producción, PLT, en el pozo Suerte 50 para evaluar su actual aporte de hidrocarburos y que zonas son las principales productoras. Con esta toma de registro se busca aislar zonas previamente cañoneadas que ya no estén produciendo un caudal significativo de crudo

Durante la realización del MPLT se monitoreó el comportamiento del pozo en superficie verificando que las condiciones en cabeza de pozo THP fueran en lo posible cercanas a los valores de operación manejados normalmente. El pozo mantuvo una presión variable en cabeza, con valores entre 100 y 180 Psi.

El Gráfico No.5 muestra el comportamiento de presión y temperatura en fondo durante las corridas del MPLT. Se observan las variaciones en la presión de fondo fluyente durante las corridas y durante las estaciones del Gradiente dinámico

Grafica 5. Grafica General comportamiento de Presión y Temperatura Suerte 50



Fuente: AIP S.A.S (ASESORÍA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS), INFORME MPLT SUERTE 50, P5, 2015

Al utilizar la metodología que tiene en cuenta la técnica de multi pasadas y teniendo en cuenta las corridas con perfiles semejantes debido al constante bacheo del pozo, se obtienen los resultados que se muestran en la siguiente tabla los siguientes resultados:

Grafica 6. Resultados de Registro Dinámico

COMPAÑIA: ECOPEPETROL S.A.															
POZO: SUERTE-50				FECHA DE PRUEBA: 06/05/15				TIPO DE POZO: PRODUCTOR							
CAMPO: PROVINCIA				ESTADO: SANTANDER				PAIS: COLOMBIA							
DATOS DE LA PRUEBA DEL POZO															
Datos de Producción			Datos de los Líquidos				Cabeza de Pozo	Frecuencia		Datos del Gas					
Qt	185.26 bfpd	API petróleo	21.0 °API		THP	50 Hz		100-180 psia		Gg		25.00 mscfd			
Qo	175.66 bopd	Densid. Petróleo	0.9279 gr/cc		THT	°F				Gas G.E.		0.6500			
Qw	9.60 bwpd	Densid. Agua	1.0024 gr/cc		CHP	psia				GOR		142.32 scf/bbl			
BS&W	5.18 %	Salinidad. agua	ppm Cl		CHT	°F				GLR		134.95 scf/bbl			
RESULTADOS REGISTRO MPLT															
Perforaciones [mt]		h	Qt	Q/Qt	dens	P	T	Qo	Qo/Qot	Qw	Qw/Qwt	Qg	Qg/Qgt		
Topo	Base	(mt)	bfpd	%	gr/cc	psia	°F	bopd	%	bwpd	%	mscfd	%		
5412.00	5430.00	18.00	0.00	0.00	0.2691	699.22	134.93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
5775.00	5790.00	15.00	5.82	3.14	0.2653	872.10	137.87	5.82	3.31	0.00	0.00	16.88	67.50		
6100.00	6103.00	3.00	1.19	0.64	0.8186	1049.67	140.54	1.19	0.68	0.00	0.00	6.88	27.50		
6224.00	6244.00	20.00	39.07	21.09	0.8416	1121.88	141.16	39.07	22.24	0.00	0.00	1.25	5.00		
6289.00	6296.00	7.00	17.03	9.19	0.8546	1153.06	141.64	17.03	9.69	0.00	0.00	0.00	0.00		
6688.00	6700.00	12.00	15.19	8.20	0.8523	1258.43	145.68	15.19	8.65	0.00	0.00	0.00	0.00		
7453.00	7464.00	11.00	6.35	3.43	0.8934	1591.92	153.64	6.35	3.61	0.00	0.00	0.00	0.00		
7488.00	7510.00	22.00	2.98	1.61	0.8725	1615.55	154.04	2.98	1.70	0.00	0.00	0.00	0.00		
7572.00	7579.00	7.00	46.91	25.32	0.8710	1660.33	154.72	46.91	26.70	0.00	0.00	0.00	0.00		
7600.00	7612.00	12.00	17.82	9.62	0.8816	1679.14	154.92	17.82	10.14	0.00	0.00	0.00	0.00		
7649.00	7654.00	5.00	20.45	11.04	0.9244	1705.78	155.49	19.31	10.99	1.14	11.88	0.00	0.00		
8059.00	8064.00	5.00	12.45	6.72	0.9567	1884.91	159.12	3.99	2.27	8.46	88.13	0.00	0.00		
8558.00	8565.00	7.00	0.00	0.00	1.0024	2162.02	164.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
			185.26	100.00				175.66	100.00	9.60	100.00	25.00	100.00		
COMENTARIOS															
Los valores de Presión, Temperatura y Densidad son tomados en el punto medio de las perforaciones															

Fuente: AIP S.A.S (ASESORÍA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS), INFORME MPLT SUERTE 50, P6, 2015

- Todas las perforaciones abiertas a producción, excepto la primera (5412'530') que se encuentra "squeezed" y la última (8558'-8565'), presentan aporte de fluidos.
- Las perforaciones superiores (5775'-5790' y 6100'-6103') aportan aproximadamente el 95% del gas producido por la formación.
- Aproximadamente el 49% del petróleo total producido por el pozo (86 Bopd), proviene de las perforaciones 6224'-6244' y 7572'-7579', mientras que el resto se distribuye en las demás perforaciones, excepto en la superior (5412'530') y la inferior (8558'-8565').
- El agua producida por el pozo proviene de las perforaciones inferiores formadas por 7649'- 7654' y 8059'-8064'.
- No se observa movimiento de fluidos por debajo de 8064 ft, esto quiere decir que la perforación inferior (8558'-8565') no se encuentra produciendo.

El Anexo D muestra el comportamiento de los diferentes perfiles de presión, temperatura, densidad y flujo registrados durante el MPLT a condiciones dinámicas. Se realizaron seis corridas (tres subiendo y tres bajando) con el fin de validar la información obtenida por cada una de las señales.

Los perfiles de presión muestran que el pozo mantuvo condiciones inestables en fondo, las cuales se detectaron en superficie al tener cambios en la presión en cabeza entre 100 y 180 psig. Las variaciones en fondo fueron de hasta 70 psia, pasando de 660 psia hasta 730 psia @ 5400 ft. A pesar de dichos cambios en presión y seleccionando las corridas representativas, esas variaciones no afectan la interpretación del MPLT.

El perfil de temperatura muestra cambios en las perforaciones superiores debido al aporte de gas en las zonas 5775'-5790', 6100'-6103' y 6224'-6244'. También se observan leves cambios en las perforaciones que aportan petróleo y mayores cambios en las perforaciones inferiores debido al aporte del agua.

El comportamiento de la presión de fondo fluyente por encima de las perforaciones fue de 677 Psia (valor promedio) referido a una profundidad de 5400 ft, correspondiente a un valor de temperatura de 135 DegF.

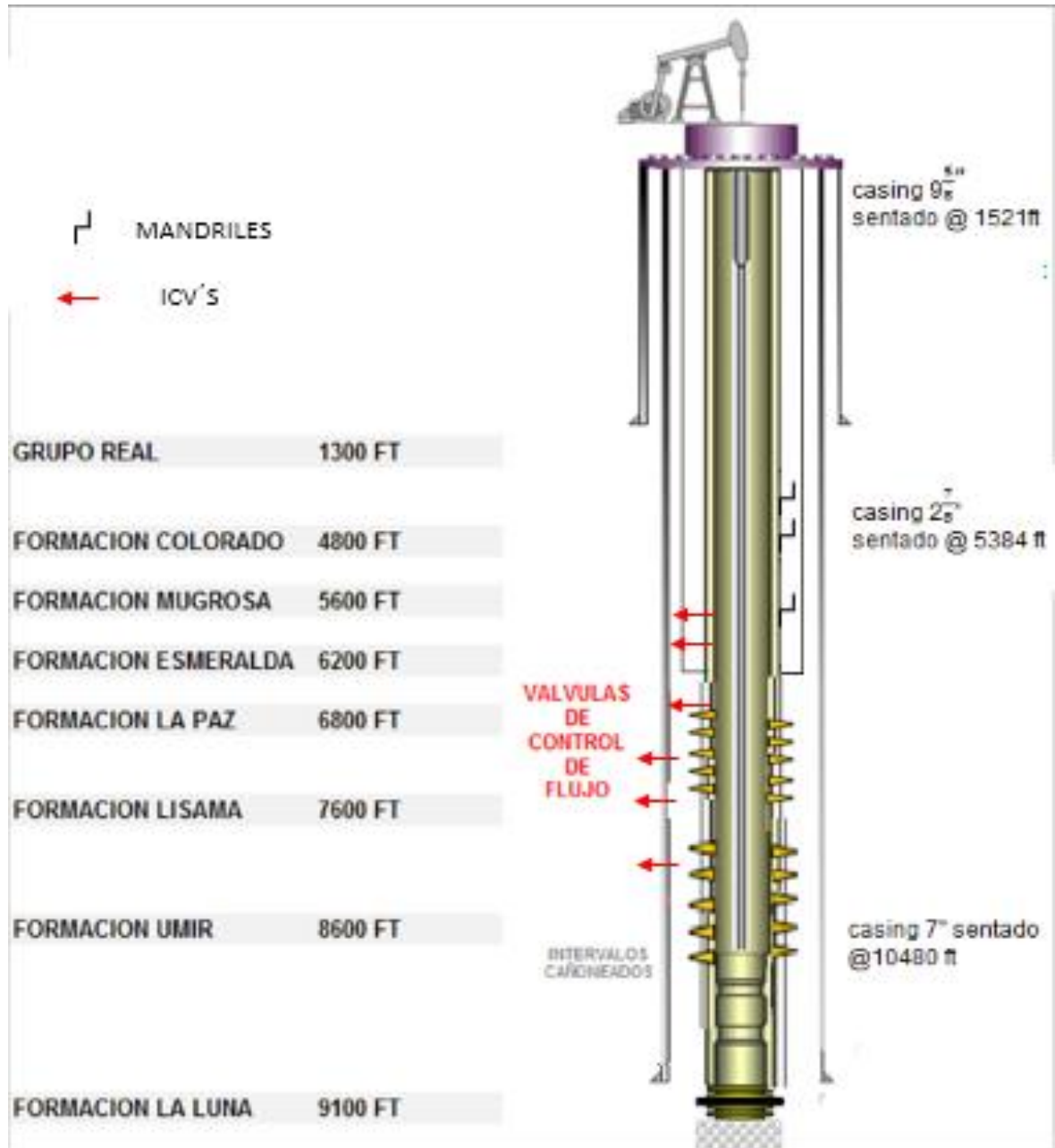
El sensor de flujo muestra cambios drásticos en los perfiles en las perforaciones 6224'-6244' y 7572'- 7579', mostrando las zonas con mayor producción de fluidos, aproximadamente el 49% del petróleo total producido.

El perfil de densidad valida la información obtenida por los demás sensores, presentando cambios en las perforaciones superiores debido a la producción de gas, con valores en la medida de 0.3 gr/cc aproximadamente y valores equivalentes de petróleo en las zonas intermedias con valores de 0.88 gr/cc y en las perforaciones inferiores se obtienen valores 0.99 gr/cc debido al aporte de agua en las perforaciones inferiores.

Se obtiene un perfil de producción el cual es presentado en el Anexo E.

4.7.1 Estado Mecánico Del Pozo. En la gráfica 7, se presenta el estado mecánico actual del Pozo Suerte 50, su configuración de fondo y descripción de herramientas utilizadas

Gráfica 7. Estado Mecánico actual del Pozo



Fuente: AIP S.A.S (ASESORÍA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS), INFORME MPLT SUERTE 50, P10, 2015

Tabla 9. Configuración Estado Mecánico Suerte 50

INFORMACIÓN GENERAL							
Pozo:		Suerte 50		Elevación del terreno ft	9501		
Fecha Perforación		20-oct-08	16-Dic-08	Elevación Kelly Bushing ft	1050	KB	
Fecha Completamiento		21-ene-09	17-feb-09	Profundidad Perforada ft	9990'		
				Profundidad Actual ft	8859'		
REVESTIMIENTOS							
Casing		Diámetro	Peso (lb/ft)	Grado	Tope (ft)	Zapato (ft)	
Conductor		9, 5/8 "	47	P-119	0	1.521	
2do		7"	29	P-119	0	10480	
Liner		2 7/8"	9.3	J-55	0	5384	
INTERVALOS CAÑONEADOS							
Fecha	Intervalo	Tiro por pie	Tope (ft)	Base (ft)	Tipo Carga		Intervalos (ft)
20-feb-09	1	5'	5412	5430	Millenium	ACTIVO	18
18-mar-09	2	5'	5775	5790	Millenium	ACTIVO	15
11-may-09	3	5'	6100	6103	Millenium	ACTIVO	3
9-jun-09	4	5'	6224	6244	Millenium	ACTIVO	20
10-jul-09	5	5'	6289	6296	Millenium	ACTIVO	7
23-ago-09	6	5'	6688	6700	Millenium	ACTIVO	12
23-ago-09	7	5'	7453	7464	Millenium	ACTIVO	11
15-sept-09	8	5'	7488	7510	Millenium	ACTIVO	22
18-oct-09	9	5'	7572	7579	Millenium	ACTIVO	7
20-oct-09	10	5'	7600	7612	Millenium	ACTIVO	12
15-nov-09	11	5'	7649	7654	Millenium	ACTIVO	5
1-dic-09	12	5'	8059	8064	Millenium	ACTIVO	5
1-ene.10	13	5'	8558	8565	Millenium	ACTIVO	7
PMP		65'				Total	837
HERRAMIENTAS EN EL POZO							
HERRAMIENTA							PROFUNDIDAD (ft)
MANDRIL							2229
MANDRIL							4221
MANDRIL							5311
VALVULA DE CONTROL DE FLUJO (L1)							5300
VALVULA DE CONTROL DE FLUJO (L2)							5800
VALVULA DE CONTROL DE FLUJO (L3)							6300
VALVULA DE CONTROL DE FLUJO (L4)							6800
VALVULA DE CONTROL DE FLUJO (L5)							7300
VALVULA DE CONTROL DE FLUJO (L6)							7800

Fuente: AIP S.A.S (ASESORÍA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS), INFORME MPLT SUERTE 50, P11, 2015

El pozo cuenta con 3 diferentes tamaño de casing, el primer casing es de $9\frac{5}{8}$ " con un peso de 47 lb/ft y ubicado a una profundidad de hasta 1521 ft, el segundo tiene un tamaño de 7" y un peso de 29 lb/ft y ubicado a una profundidad de 10480 ft, el tercer casing es de $2\frac{7}{8}$ " y un peso de 9.3 lb/ft ubicado a una profundidad de 5384 ft.

Fueron utilizados 3 mandriles ubicados específicamente a los de 2229 ft, 4221 ft, 5311 ft, también se utilizó un empaque R3 a la profundidad de 5350 ft. Se utilizó una sarta de disparo de $4\frac{1}{2}$ " con una capacidad de 5 tiros por pie para obtener 13 zonas cañoneadas las cuales fueron:

1. 5412 ft -5430 ft
2. 5775 ft-5790 ft
3. 6100 ft-6130 ft
4. 6224 ft-6244 ft
5. 6289 ft-6296 ft.
6. 6688 ft-6700 ft
7. 7453 ft-7464 ft
8. 7488 ft-7510 ft
9. 7572 ft-7579 ft
- 10.7600 ft-7612 ft
- 11.7649 ft-7654 ft
- 12.8059 ft-8064 ft
- 13.8558 ft-8565 ft

Finalmente se colocó un tapón de cemento en la profundidad 10433 ft, el pozo presenta un TVD de 10422 ft y un MD de 10490 ft indicando que posee un leve ángulo de inclinación realizado durante las operaciones de perforación.

4.7.2 Aporte de caudal total a condiciones de yacimiento de cada una de las zonas cañoneadas. A continuación en la tabla número 9, según los análisis de la herramienta de registro de producción se presentan la cantidad total de fluidos presentes a condiciones de reservorio de cada zona cañoneada.

En la zona 5412-5430ft se presentan 0 B/D del caudal total a condiciones de reservorio, correspondiente a un 0% de la producción

En la zona 5775-5790 ft se presentan 6.63 B/D del caudal total a condiciones de reservorio, correspondiente a un 3.55 % de la producción

En la zona 6100-6103 ft se presentan 1.51B/ D del caudal total a condiciones de reservorio, correspondiente a un 0.81% de la producción

En la zona 6224-6244 ft se presentan 39.13 B/D del caudal total a condiciones de reservorio, correspondiente a un que representa 20.99% de la producción

En la zona 6289-6296 ft se presentan de 17.03 B/D del caudal total a condiciones de reservorio, correspondiente a un que representa 9.13% de la producción

En la zona 6688-6700 ft se presentan de 15.19 B/D del caudal total a condiciones de reservorio, correspondiente a un representa 8.15% de la producción

En la zona 7453-7464 ft se presentan de 6.35 B/D del caudal total a condiciones de reservorio, correspondiente a un representa 3.41% de la producción

En la zona 7488-7510 ft se presentan de 2.98 B/D del caudal total a condiciones de reservorio, correspondiente a un representa 1.60% de la producción

En la zona 7572-7579 ft se presentan de 46.91 B/D del caudal total a condiciones de reservorio, correspondiente a un representa 25.16% de la producción

En la zona 7600-7612 ft se presentan de 17.82 B/D del caudal total a condiciones de reservorio, correspondiente a un representa 9.56% de la producción

En la zona 7649-7654 ft se presentan de 20.45 B/D del caudal total a condiciones de reservorio, correspondiente a un representa 10.97% de la producción

En la zona 8059-8064 ft se presentan de 12.45 B/D del caudal total a condiciones de reservorio, correspondiente a un representa 6.68% de la producción

En la zona 8558-8565 ft se presentan de 0 B/D del caudal total a condiciones de reservorio, correspondiente a un representa 0% de la producción

Tabla 10. Cantidad total de fluidos presentes a condiciones de reservorio de cada zona cañoneada

Zones ft	Qt res. B/D	Production %
5412-5430	0	0
5775-5790	6.63	3.55
6100-6103	1.51	0.81
6224-6244	39.13	20.99
6289-6296	17.03	9.13
6688-6700	15.19	8.15
7453-7464	6.35	3.41
7488-7510	2.98	1.60
7572-7579	46.91	25.16
7600-7612	17.82	9.56
7649-7654	20.45	10.97
8059-8064	12.45	6.68
8558-8565	0	0

Fuente: AIP S.A.S (ASESORÍA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS), INFORME MPLT SUERTE 50, P14, 2015

4.7.3 Aportes generalizados de cada zonas cañoneadas a condiciones de reservorio respecto a fluido producido. A continuación en la tabla número 10, según los análisis de la herramienta de registro de producción se presentan la cantidad tanto de barriles de petróleo como barriles tanto de agua como de gas presentes en cada zona cañoneada a condiciones de reservorio, donde el color verde representa petróleo, el rojo es gas y el color es azul agua.

En la zona 5412-5430ft se presentan 0 B/D de caudal de agua, caudal de petróleo 0 B/, Caudal de gas 0 B/D

En la zona 5775-5790 ft se presentan 0 B/D de caudal de agua, caudal de petróleo 5.82 B/, Caudal de gas 0.81 B/D

En la zona 6100-6103 ft se presentan 0 B/D de caudal de agua, caudal de petróleo 1.19B/, Caudal de gas 0.33 B/D

En la zona 6224-6244 se presentan 0 B/D de caudal de agua, caudal de petróleo 39.07 B/D, Caudal de gas 6.30 E-2 B/D

En la zona 6289-6296 ft se presentan 0 B/D de caudal de agua, caudal de petróleo 17.03 B/D, Caudal de gas 0 B/D

En la zona 6688-6700 ft se presentan 0 B/D de caudal de agua, caudal de petróleo 15.19 B/D, Caudal de gas 0 B/D

En la zona 7453-7464 ft se presentan 0 B/D de caudal de agua, caudal de petróleo 6.35 B/D, Caudal de gas 0 B/D

En la zona 7488-7510 ft se presentan 0 B/D de caudal de agua, caudal de petróleo 2.98 B/D, Caudal de gas 0 B/D

En la zona 7572-7579 ft se presentan 0 B/D de caudal de agua, caudal de petróleo 46.91 B/D, Caudal de gas 0 B/D

En la zona 7600-7612 ft se presentan 0 B/D de caudal de agua, caudal de petróleo 17.82 B/D, Caudal de gas 0 B/D

En la zona 7649-7654 ft se presentan 1 B/D del caudal de agua, caudal de petróleo 3.99 B/D, Caudal de gas 0 B/D

En la zona 8059-8064 ft se presentan 8.46 B/D del caudal de agua, caudal de petróleo 17.03 B/D, Caudal de gas 0 B/D

En la zona 8558-8565 ft se presentan 0 B/D del caudal de agua, caudal de petróleo 0 B/D, Caudal de gas 0 B/D

Tabla 11. Cantidad de barriles de petróleo y millones de pies cúbicos de gas presentes en cada zona cañoneada a condiciones de reservorio

Zone s ft	Qw res. B/D	Qo res. B/D	Qg res. B/D	W  O  G 
5412-5430	0	0	0	
5775-5790	0	5.82	0.81	 
6100-6103	0	1.19	0.33	 
6224-6244	0	39.07	6.30E-2	 
6289-6296	0	17.03	0	
6688-6700	0	15.19	0	
7453-7464	0	6.35	0	
7488-7510	0	2.98	0	
7572-7579	0	46.91	0	
7600-7612	0	17.82	0	
7649-7654	1	19.31	0	 
8059-8064	8.46	3.99	0.	 
8558-8565	0	0	0	

Fuente: AIP S.A.S (ASESORÍA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS), INFORME MPLT SUERTE 50, P17, 2015

4.7.4 Produccion total de fluidos a condiciones de yacimiento y a condiciones de superficie de cada una de las zonas cañoneadas. A continuación en la tabla 11 según los análisis de la herramienta de registro de producción se presentan la cantidad tanto de barriles de petróleo como millones de pies cúbicos de gas a condiciones de reservorio y a condiciones de superficie de cada una de las zonas cañoneadas.

Los caudales de gas en reservorio son menores respecto a los de superficie debido a que este se encuentra comprimido en el reservorio y al llegar a superficie, el gas se expande.

En la zona 5412-5430 ft tenemos un caudal de agua a condiciones de reservorio de 9.57 B/D, y un caudal de agua en superficie de 9.45 STB/D; a su vez se obtiene un caudal de petróleo a condiciones de reservorio de 172.55 B/D un caudal a condiciones de superficie de 162 STB/D, por ultimo vez se obtiene un caudal de gas a condiciones de reservorio de 1.63 B/D un caudal a condiciones de superficie de 13.17 Mscf/D

En la zona 5775-5790ft tenemos un caudal de agua a condiciones de reservorio de 9.57 B/D, y un caudal de agua en superficie de 9.45 STB/D; a su vez se obtiene un caudal de petróleo a condiciones de reservorio de 173.55 B/D un caudal a condiciones de superficie de 162.09 STB/D, por ultimo vez se obtiene un caudal de

gas a condiciones de reservorio de 1.31 B/D un caudal a condiciones de superficie de 16.44 Mscf/D

En la zona 6100-6103ft tenemos un caudal de agua a condiciones de reservorio de 9.57 B/D, y un caudal de agua en superficie de 9.45 STB/D; a su vez se obtiene un caudal de petróleo a condiciones de reservorio de 168.97 B/D un caudal a condiciones de superficie de 155.98 STB/D, por ultimo vez se obtiene un caudal de gas a condiciones de reservorio de 0.40 B/D un caudal a condiciones de superficie de 20.09 Mscf/D

En la zona 6224-6244 ft tenemos un caudal de agua a condiciones de reservorio de 9.57 B/D, y un caudal de agua en superficie de 9.45 STB/D; a su vez se obtiene un caudal de petróleo a condiciones de reservorio de 168.30B/D un caudal a condiciones de superficie de 154.60 STB/D, por ultimo vez se obtiene un caudal de gas a condiciones de reservorio de 6.30 E-2 B/D un caudal a condiciones de superficie de 21.73 Mscf/D

En la zona 6289-6296 ft tenemos un caudal de agua a condiciones de reservorio de 9.57 B/D, y un caudal de agua en superficie de 9.45 STB/D; a su vez se obtiene un caudal de petróleo a condiciones de reservorio de 129.29B/D un caudal a condiciones de superficie de 118.66 STB/D, por ultimo vez se obtiene un caudal de gas a condiciones de reservorio de 0 B/D un caudal a condiciones de superficie de 16.97 Mscf/D

En la zona 6688-6700 ft tenemos un caudal de agua a condiciones de reservorio de 9.58 B/D, y un caudal de agua en superficie de 9.45 STB/D; a su vez se obtiene un caudal de petróleo a condiciones de reservorio de 112.43 B/D un caudal a condiciones de superficie de 103.04STB/D, por ultimo vez se obtiene un caudal de gas a condiciones de reservorio de 0 B/D un caudal a condiciones de superficie de 14.74 Mscf/D

En la zona 7453-7464ft tenemos un caudal de agua a condiciones de reservorio de 9.59 B/D, y un caudal de agua en superficie de 9.45 STB/D; a su vez se obtiene un caudal de petróleo a condiciones de reservorio de 97.36 B/D un caudal a condiciones de superficie de 89.12 STB/D, por ultimo vez se obtiene un caudal de gas a condiciones de reservorio de 0 B/D un caudal a condiciones de superficie de 12.76 Mscf/D

En la zona 7488-7510ft tenemos un caudal de agua a condiciones de reservorio de 9.59 B/D, y un caudal de agua en superficie de 9.45 STB/D; a su vez se obtiene un caudal de petróleo a condiciones de reservorio de 91.00 B/D un caudal a condiciones de superficie de 83.30 STB/D, por ultimo vez se obtiene un caudal de gas a condiciones de reservorio de 0 B/D un caudal a condiciones de superficie de 11.93 Mscf/D

En la zona 7572-7579ft tenemos un caudal de agua a condiciones de reservorio de 9.59 B/D, y un caudal de agua en superficie de 9.45 STB/D; a su vez se obtiene un caudal de petróleo a condiciones de reservorio de 88.02 B/D un caudal a condiciones de superficie de 80.57 STB/D, por ultimo vez se obtiene un caudal de gas a condiciones de reservorio de 0 B/D un caudal a condiciones de superficie de 11.54 Mscf/D

En la zona 7600-7612ft tenemos un caudal de agua a condiciones de reservorio de 9.59 B/D, y un caudal de agua en superficie de 9.45 STB/D; a su vez se obtiene un caudal de petróleo a condiciones de reservorio de 41.12 B/D un caudal a condiciones de superficie de 37.63 STB/D, por ultimo vez se obtiene un caudal de gas a condiciones de reservorio de 0 B/D un caudal a condiciones de superficie de 5.43 Mscf/D

En la zona 7649-7654ft tenemos un caudal de agua a condiciones de reservorio de 9.59 B/D, y un caudal de agua en superficie de 9.45 STB/D; a su vez se obtiene un caudal de petróleo a condiciones de reservorio de 23.30 B/D un caudal a condiciones de superficie de 21.32 STB/D, por ultimo vez se obtiene un caudal de gas a condiciones de reservorio de 0 B/D un caudal a condiciones de superficie de 3.11 Mscf/D

En la zona 8059-8064ft tenemos un caudal de agua a condiciones de reservorio de 8.46 B/D, y un caudal de agua en superficie de 8.33 STB/D; a su vez se obtiene un caudal de petróleo a condiciones de reservorio de 3.99 B/D un caudal a condiciones de superficie de 3.65 STB/D, por ultimo vez se obtiene un caudal de gas a condiciones de reservorio de 0 B/D un caudal a condiciones de superficie de 0.59Mscf/D

En la zona 8558-8565ft tenemos un caudal de agua a condiciones de reservorio de 0 B/D, y un caudal de agua en superficie de 0 STB/D; a su vez se obtiene un caudal de petróleo a condiciones de reservorio de 0 B/D un caudal a condiciones de superficie de 0 STB/D, por ultimo vez se obtiene un caudal de gas a condiciones de reservorio de 0 B/D un caudal a condiciones de superficie de 0Mscf/D

Tabla 12. Producción total de fluidos a condiciones de yacimiento y a condiciones de superficie de cada una de las zonas cañoneadas

Zone ft	Qw res. B/D	Qw s.c. STB/D	Qo res. B/D	Qo s.c. STB/D	Qg res. B/D	Qg s.c. Mscf/D
5412-5430	9.57	9.45	172.55	162.59	1.63	13.17
5775-5790	9.57	9.45	173.55	162.09	1.31	16.44
6100-6103	9.57	9.45	168.97	155.98	0.40	20.09
6224-6244	9.57	9.45	168.30	154.60	6.30E-2	21.73
6289-6296	9.57	9.45	129.29	118.66	0	16.97
6688-6700	9.58	9.45	112.43	103.04	0	14.74
7453-7464	9.59	9.45	97.36	89.12	0	12.76
7488-7510	9.59	9.45	91.00	83.30	0	11.93
7572-7579	9.59	9.45	88.02	80.57	0	11.54
7600-7612	9.59	9.45	41.12	37.63	0	5.43
7649-7654	9.59	9.45	23.30	21.32	0	3.11
8059-8064	8.46	8.33	3.99	3.65	0	0.59
8558-8565	0	0	0	0	0	0

Fuente: AIP S.A.S (ASESORÍA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS), INFORME MPLT SUERTE 50, P19, 2015

5. ANALISIS DE DATOS OBTENIDOS DEL SENSOR DE DISTRIBUCION ACUSTICA INTELIGENTE, IDAS

En el siguiente capítulo se analizarán y describirán los resultados obtenidos de la implementación del sensor de distribución acústica inteligente, se detallarán cada uno los resultados recolectados por la herramienta que nos permitirán determinar las principales zonas contribuyentes de hidrocarburos para así aumentar la producción del pozo.

Se ubicó como parte del estado mecánico, para el monitoreo y optimización de producción válvulas de control de flujo a los 6300 ft, 6800 ft, 7300 ft y 7800 ft

5.1 ANÁLISIS DE DATOS DE VELOCIDADES DE FLUJO

Para realizar el análisis de datos correspondiente a las velocidades de flujo obtenidas se debe utilizar la ecuación 2 que nos permite determinar dicha velocidad.

$$V = \frac{C_u - C_d}{2}$$

Donde C_u representa la frecuencia hacia arriba de la onda propagada en dicha zona y C_d la frecuencia de la onda viajando hacia debajo de la misma zona a analizar.

El rango de resultados de la velocidad de flujo está comprendido entre 0-40 ft/s, donde al obtener 0 o valores cercanos a este, como velocidad de flujo indica que no se está produciendo ningún fluido del yacimiento en la zona a analizar, valores comprendidos o cercanos a 5 ft/s y 15 ft/s nos indica que se está produciendo agua en dicha zona y los valores comprendidos entre 20 ft/s y 40 ft/s indica que se están produciendo hidrocarburos del yacimiento hacia superficie procedentes de la zona analizada

Como se observa en la tabla 12, se generan cambios en la velocidad de flujo a partir de los 6000 ft, profundidad cercana a donde se ubicó la primera válvula de control de flujo, 6300 ft; estas velocidades de flujo fueron determinadas a partir del análisis espacial f-k realizado por el sensor de distribución acústica inteligente tomando cada 100 ft hasta los 8850 ft, obteniendo los siguientes resultados:

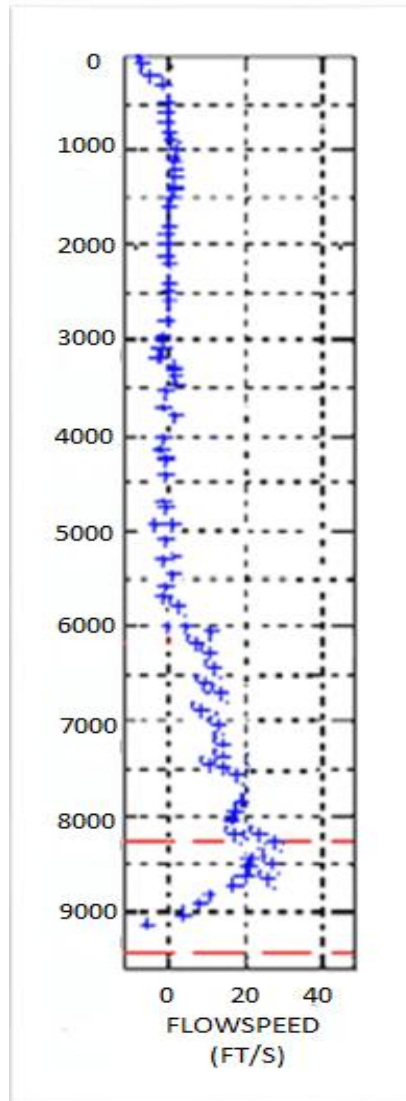
Tabla 13. Determinación de Velocidades de Flujo

Profundidad	Cu(Hz)	Cd(Hz)	V(Ft/s)
6000	172	150	11
6100	175	151	12
6200	176	152	12
6300	179	153	13
6400	179	154	12,5
6500	180	156	12
6600	178	151	13,5
6700	181	155	13
6800	185	156	14,5
6900	188	154	17
7000	190	157	16,5
7100	193	160	16,5
7200	195	156	19,5
7300	198	155	21,5
7400	200	160	20
7500	206	165	20,5
7600	210	166	22
7700	230	190	20
7800	260	205	27,5
7900	270	215	27,5
8000	266	213	26,5
8100	265	210	27,5
8200	260	207	26,5
8300	250	199	25,5
8400	200	165	17,5
8500	193	160	16,5
8600	180	152	14
8700	175	150	12,5
8800	170	150	10
8900	160	145	7,5

Fuente: AIP S.A.S (ASESORÍA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS), INFORME IDAS SANTOS 119, P5, 2016

En la gráfica 8, se presenta la gráfica de velocidades de flujo obtenida del análisis de datos recopilados por el sensor de distribución acústico inteligente

Grafica 8. Velocidades de Flujo Alcanzadas



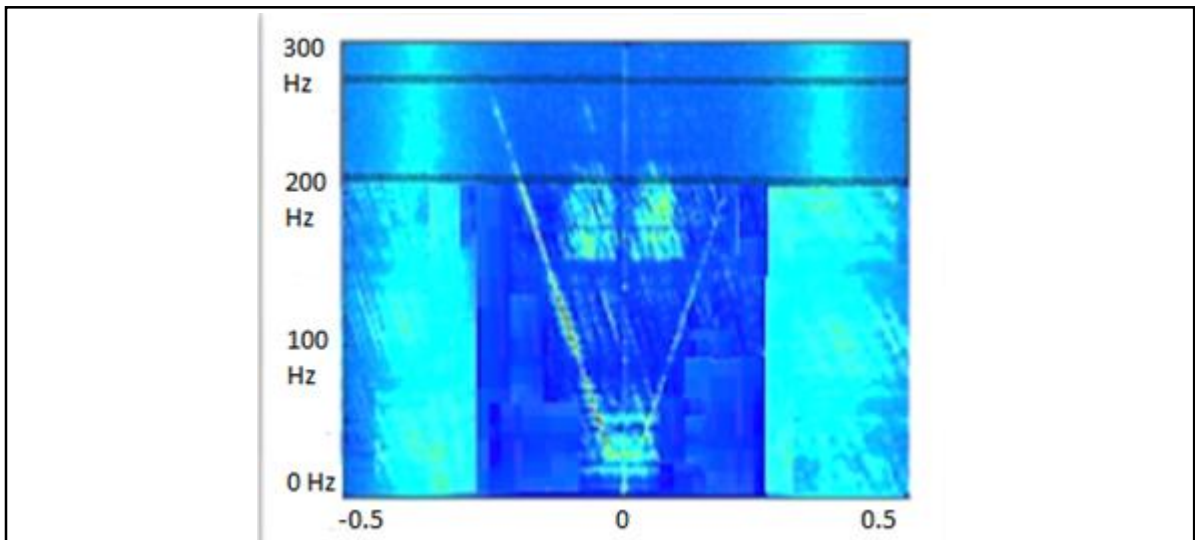
Fuente: AIP S.A.S (ASESORÍA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS), INFORME IDAS SANTOS 119, P6, 2016

5.2 GRÁFICO DE ANÁLISIS ESPACIAL F-K

En el gráfico 9, correspondiente al análisis espacial f-k, se utilizó para medir las frecuencias alcanzadas por las ondas que viajan a través del pozo producidas por el generador de pulso instalado en la punta de la fibra óptica. Luego del análisis realizado a la gráfica se logró determinar la frecuencia alcanzadas por las ondas

las cuales se distribuyen a lo largo del pozo y viajan en todas las direcciones, principalmente hacia arriba (Zona Izquierda de la imagen) y hacia abajo (Zona Derecha de la imagen), se realiza el análisis de resultados principalmente en las zonas que actualmente están produciendo del pozo, espesor comprendido entre 7800 ft y 8200 ft, obteniendo los siguientes valores promedios:

Grafica 9. Análisis espacial f-k de las zonas productoras



Fuente: AIP S.A.S (ASESORÍA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS), INFORME IDAS SANTOS 119, P8, 2016

Se determinó mediante el análisis espacial f-k realizado por el sensor de distribución acústico inteligente que las ondas que lograron alcanzar las frecuencias promedios de producción, Los valores obtenidos de C_u y C_d correspondientes a las frecuencias y amplitud alcanzadas en las zonas de producción se utilizaran para establecer las velocidades de flujo actuales de cada zona productora de fluidos del yacimiento. Estos valores son 260 Hz y 210 Hz respectivamente y amplitud de ondas de -0,3 y 0.2 respectivamente.

Se utiliza la Ecuación 2. Para obtener la velocidad promedio de flujo de las zonas cañoneadas

$$V = \frac{270 - 215}{2} = 27.5 \text{ ft/s}$$

El valor obtenido de 27.5 ft/s, indica que el espesor comprendido entre 7800 ft y 8200 ft producen hidrocarburos, donde se corrobora que los intervalos cañoneados previamente, son altamente productivos ya que aportan la mayoría de caudal de

petróleo a superficie, ya que los valores comprendidos entre 20 ft/s y 40 ft/s significan que se están produciendo fluidos del yacimiento












5.3 ESPECTROGRAMA DE ENERGÍA ACÚSTICA GENERADA DEL POZO

En el grafico 10, correspondiente al espectrograma de energía acústica generada en el pozo se determinara las zonas a lo largo del pozo que presentan mayor generación de ondas acústicas, logrando identificar las zonas que están presentando flujo de fluidos del yacimiento hacia el yacimiento. La intensidad de la onda acústica, es decir su frecuencia, será cuantificada en unidades Idas, que van de 0 a 1000 unidades, donde a mayores frecuencias se obtendrán valores cercanos a las 1000 unidades Idas indicando flujo de fluidos del yacimiento.

En el espectrograma de energía se presenta una paleta de colores en una escala de -4 a 6, como se ilustra en la tabla 13, correspondiente a la energía térmica generada por las ondas acústicas producidas como respuesta al sensor de distribución acústica inteligente por los fluidos del yacimiento, siendo azul oscuro la energía térmica más baja y el color rojo la energía térmica más alta.

El menor valor correspondiente a una energía térmica baja nos indica que no se está presentando flujo de fluidos en las zonas donde se presente esta gama de color; En el caso que se presente la gama de color rojo, es decir valores entre 4 y 6 nos indica que en la región donde se presenta esta gama de color estará produciendo fluidos del yacimiento.

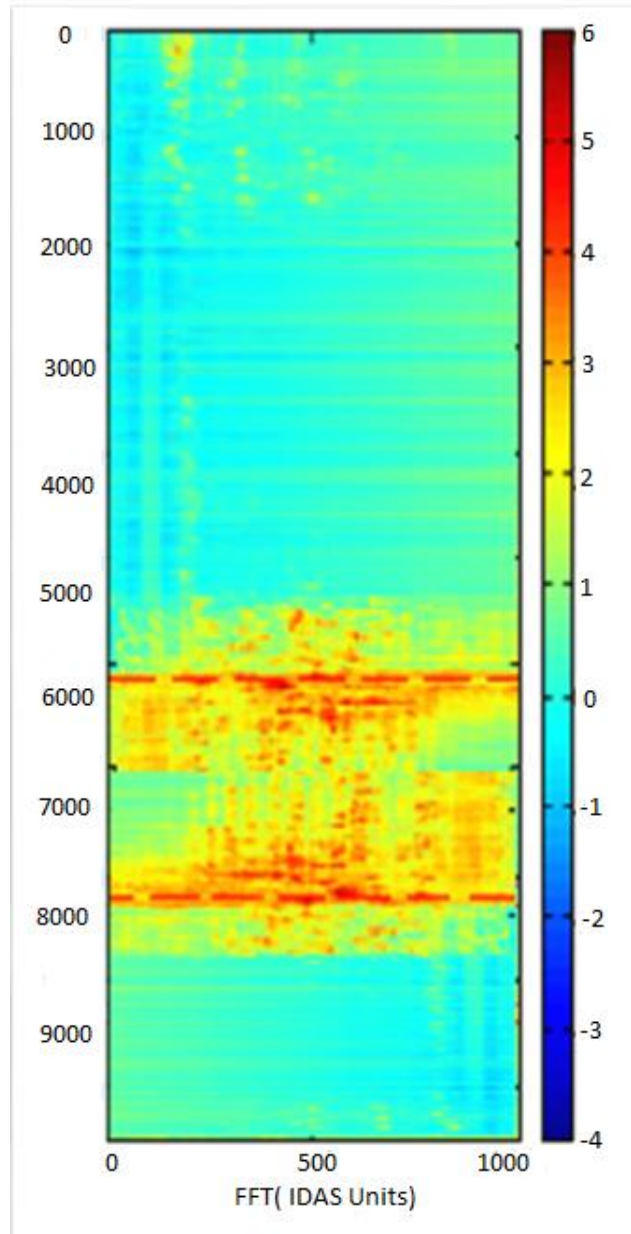
Tabla 14. Clasificación de Colores del espectrograma Cualitativamente y cuantitativamente

Valor numérico espectrograma	Color en el Espectrograma	Nivel de energía Acústica recibida
-4		Mínima
-3		Considerablemente baja
-2		Muy Baja
-1		Baja
0		Media baja
1		Media
2		Media alta
3		Alta
4		Muy Alta
5		Considerablemente alta
6		Máxima

Fuente: AIP S.A.S (ASESORÍA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS), INFORME IDAS SANTOS 119, P10, 2016

Esta energía térmica se determina gracias al análisis de raíz media cuadrática, RMS, respecto a la profundidad que realiza el sensor de distribución acústica inteligente, el cual identifica regiones ruidosas dentro del pozo así que actúan como fuentes de sonido para iluminar acústicamente el fluido de producción.

Grafica 10. Espectrograma de energía acústica de producción del Pozo



Fuente: AIP S.A.S (ASESORÍA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS), INFORME IDAS SANTOS 119, P15, 2016

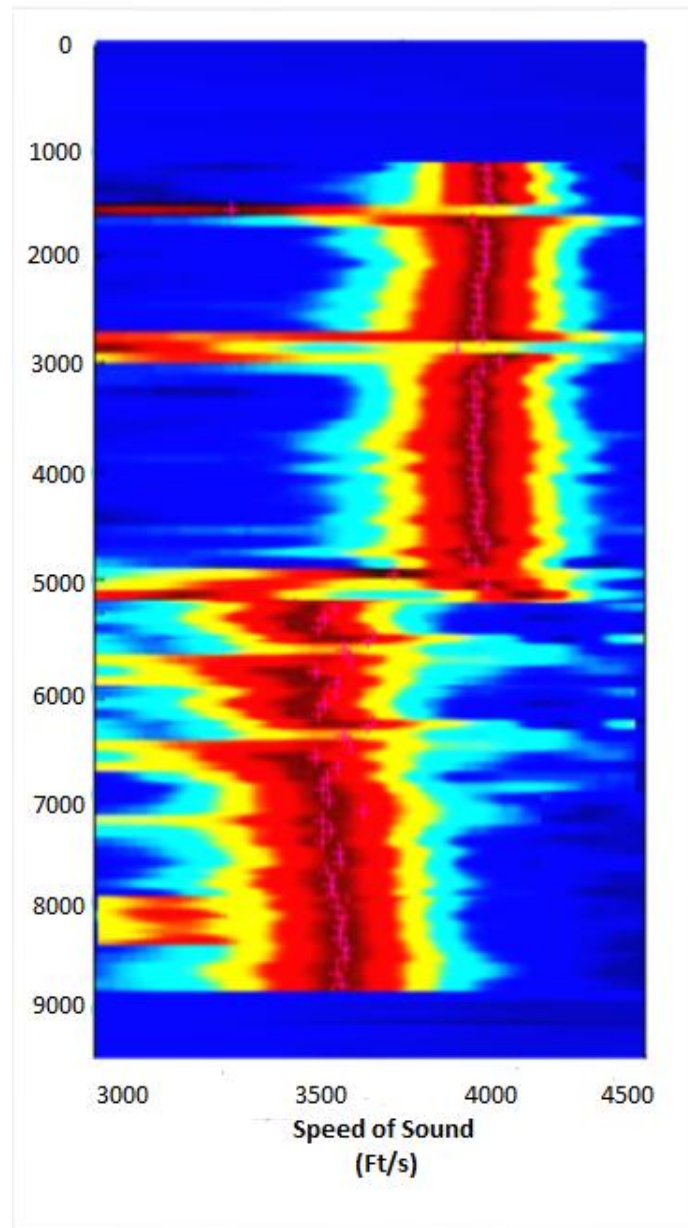
En el espectrograma obtenido por medio del sensor de distribución acústico inteligente, se logró obtener los siguientes análisis de resultados:

- El espesor correspondiente entre superficie y los 5500 ft de profundidad se registró energía acústica leve, con valores promedio de energía térmica de 1, indicando que en dichas zonas no se están produciendo fluidos del yacimiento
- A partir de los 5500 ft se empieza evidenciar cambios en la energía térmica y en las unidades Idas, indicando que se están a empezando registrar flujo de fluidos
- A partir de los 6100 ft se evidencia un cambio considerable de la energía acústica que abarca unos 500 ft de espesor, ya que alcanzo las 1000 unidades Idas y se presente una gamma roja de color indicando alta energía térmica, evidenciando que en este punto se está produciendo fluidos del yacimiento , esto es corroborado ya que a los 6300 ft se ubicó una de las válvulas de control de flujo para monitoreo de producción del pozo
- A los 6600 ft de profundidad hasta los 7000 ft se observa que la energía acústica disminuyo a unas 800 unidades idas y se observa una gamma de color amarillo, equivalente a valores de 3 respecto al valor cuantificado de energía térmica, respectivamente, indicando que la producción se fluidos del yacimiento continuo pero a menor proporción, esto se debió a que la válvula de control de flujo instalada a los 6800 ft puede estar presentando fallas en su apertura total, generando que los fluidos a producir encuentren restricciones para su flujo hacia superficie.
- Desde los 7000 ft hasta los 7850 se logró obtener en el espectrograma valores cercanos a las 1000 unidades Idas, con una energía acústica promedio cuantificada de 3.5, resultando en un leve aumento de flujo de fluidos del yacimiento mediante las válvulas de control de flujo instaladas a los 7300 ft y 7800 ft, logrando así optimizar gradualmente la producción de hidrocarburos del pozo.
- Se logró la mayor magnitud de energía térmica y de energía acústica, consiguiendo gamma de color rojo, equivalente a valores cercanos a 6 y a casi 1000 unidades Idas respectivamente, entre los 7800 ft y los 8200 ft, indicando que en este espesor se logró la mayor producción de fluidos del yacimiento; Este espesor total de 400 ft, es a fin a las zonas cañoneadas durante las operaciones de perforación, donde se proyectó lograr obtener el mayor aporte de hidrocarburos del pozo.

5.4 ESPECTROGRAMA DE ENERGÍA ACÚSTICA GENERAL ANALIZADO RESPECTO A VELOCIDADES DE SONIDO

En el grafico 11, se presenta y analizara la información correspondiente al espectrograma de energía acústica del pozo Santos 119 generado por el Sensor de distribución Acústica Inteligente, IDAS

Grafica 11. Espectrograma General de energía acústica del Pozo



Fuente: AIP S.A.S (ASESORÍA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS), INFORME IDAS SANTOS 119, P17, 2016

Con el análisis de la información obtenida del espectrograma de energía acústica generado por el sensor de distribución acústica inteligente se lograra una mejor caracterización del pozo, y así poder optimizar las operaciones de producción determinando todas las zonas actuales y potenciales contribuyentes de hidrocarburos.

Las velocidades promedio alcanzadas son generadas por la interacción de las ondas producidas por el generador de pulsos con la cementación del pozo y el lodo utilizado para estabilizar las paredes del pozo y los fluidos producidos de pozo.

La fibra óptica al comportarse como una antena receptora de cualquier onda sonora dentro del pozo capta tanto la energía acústica generada por la producción de fluidos en las zonas cañoneadas como la generada por diferentes tipos de materiales presentes en el pozo correspondientes tanto a la formación como a las herramientas utilizadas durante las operaciones de perforación presente a lo largo del mismo , catalogadas como Ruido, ya que son ondas sonoras irrelevantes que no nos representan información idónea respecto a la producción del pozo

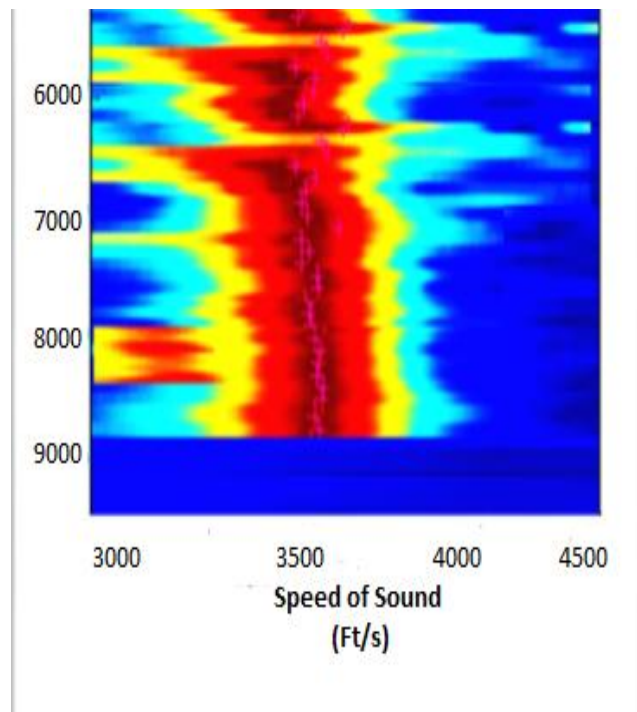
Analizando la información obtenida desde el primer revestimiento hasta la TVD, se lograron determinar los siguientes resultados:

- Se registró energía acústica a lo largo del pozo a partir de los 800 ft de profundidad hasta los 8900 ft, donde se observan las mismas condiciones de energía térmica descritas anteriormente para los espectrogramas de energía acústica
- Gracias a la gráfica de Velocidades de flujo se puede determinar previamente que zonas son realmente productora de fluidos del yacimiento.
- Desde los 800 ft hasta los 4900 ft se registró energía acústica que viajan a través del pozo con velocidades promedio de 4000 ft/s
- Se observa aumento en las ondas sonoras captadas por el sensor de distribución acústico inteligente a los 1500 ft y a los 2800 ft, estos aumentos abruptos pueden ser generados por posibles fisuras en la tubería que permiten el ingreso del fluido de perforación, evidenciado por el espectrograma de energía acústica. Este fluido entra por las fisuras del completamiento a los 1500 ft y vuelve a la formación, altamente permeable, por otra fisura presentada a los 2800 ft, lo cual se define como un influjo natural
- Las ondas acústicas correspondientes al intervalo analizado entre los 800 ft y los 4900 ft son consideradas como ruido, ya que el grafico de velocidad de flujo nos indica que en este espesor no se presenta actualmente producción de fluidos del

yacimiento, estos datos son considerados irrelevantes en el monitoreo y optimización del pozo.

El Grafico 12, corresponde a la discretización y optimización de datos del registro obtenido por medio del sensor de distribución acústica inteligente, aquí se descarta la información irrelevante para la optimización del pozo, y se hace énfasis en la zona donde la información relevante se refleja. Así podemos determinar que las zonas comprendidas entre los 5000 ft y los 8850 ft son las realmente importantes para analizar y optimizar la producción del pozo

Grafica 12. Espectrograma de energía acústica de las zonas productoras



Fuente: AIP S.A.S (ASESORÍA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS), INFORME IDAS SANTOS 119, P20, 2016

- La energía acústica obtenida a partir de los 5000 ft hasta los 7700 ft ,cuya velocidad de sonido alcanzo un valor promedio de 3450 ft/s indican que a partir de esta profundidad es posible encontrar hidrocarburos, más exactamente petróleo como lo indica la tabla 3, donde la velocidad promedio cuando la onda producida deflecta con un fluido como el petróleo es de 3500 ft/s, estos espectros acústicos son logrados ya que a lo largo de espesor neto de 2700 ft están ubicadas varias válvulas de control para monitorear la producción del pozo

- Los espectros presentes a los 5200 ft, 5800 ft, 6500 ft, 7200 ft, donde se observa que la energía acústica captada por el IDAS proviene con anterioridad a una alta intensidad de energía acústica nos indica que en estas zonas es posible que hallan intercalaciones de capas de gas, que puedan ser utilizadas como medio de empuje hacia superficie de volúmenes de petróleo del yacimiento presentes o ser producidas, ya que la velocidad de sonido promedio cuando hay presencia de gas es de 1500 ft/s, como lo indica la tabla 3.
- El espectro obtenido desde los 7800 ft hasta los 8300 ft poseen alta intensidad de energía acústica proveniente con anterioridad y una velocidad de sonido promedio de 3500 ft/s, estos dos aspectos nos indica que por la intensidad de la señal se determina que la onda alcanzo los 1500 ft/s, velocidad promedio para presencia de gas en la zona y la energía acústica alcanzada en este espesor logro llegar a la velocidad promedio de deflexión cuando la onda hace contacto con petróleo, 3500 ft/s, con estos resultados obtenidos se determinan que en este espesor neto de 500 ft se están produciendo tanto petróleo como hidrocarburos simultáneamente.

5.5 ANALISIS DE DATOS OBTENIDOS DEL SENSOR DE DISTRIBUCION ACUSTICA INTELIGENTE, IDAS EN EL POZO SUERTE 50

Para realizar monitoreo de pozo y optimización de producción, se corrió el IDAS en el pozo Suerte 50, pozo vecino ubicado en el Campo Provincia.

Para evaluar el rendimiento y la fiabilidad de datos obtenidos por parte del sensor de distribución acústico inteligente, se ubicó para el monitoreo y optimización de producción del pozo 6 válvulas de control de flujo, localizadas a los 5300 ft, 5800 ft, 6300 ft, 6800 ft , 7300 ft y 7800 ft

Como se observa en la tabla 14, se generan cambios en la velocidad de flujo a partir de los 5000 ft, profundidad cercana a donde se ubicó la primera válvula de control de flujo, 5300 ft; estas velocidades de flujo fueron determinadas a partir del análisis espacial f-k realizado por el sensor de distribución acústica inteligente tomando cada 100 ft hasta los 7500 ft, obteniendo los siguientes resultados:

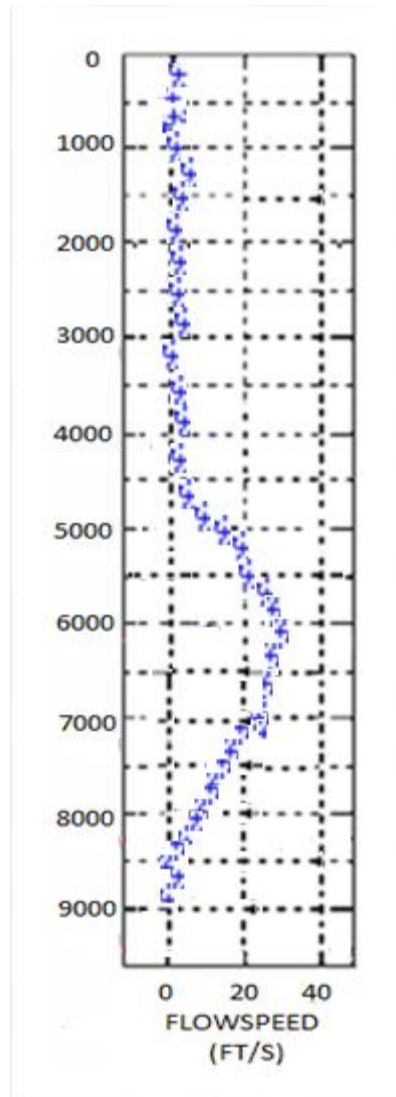
Tabla 15. Determinación de Velocidades de Flujo

Profundidad (Ft)	Cu(Hz)	Cd(Hz)	V(Ft/s)
5000	185	153	16
5100	186	154	16
5200	189	155	17
5300	190	152	19
5400	220	170	24
5500	221	170	25.5
5600	225	172	26.5
5700	230	175	27.5
5800	235	180	27,5
5900	238	182	28
6000	233	181	26
6100	230	178	26
6200	225	179	23
6300	220	175	22,5
6400	220	175	22,5
6500	218	173	22,5
6600	215	170	22,5
6700	210	165	22,5
6800	205	160	22,5
6900	205	160	22.5
7000	200	155	22,5
7100	198	155	21.5
7200	198	156	21
7300	195	156	19,5
7400	193	155	19
7500	193	156	18,5
7600	190	155	17.5
7700	190	156	17
7800	188	156	16
7900	186	156	15
8000	180	152	14

Fuente: AIP S.A.S (ASESORÍA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS), INFORME IDAS SUERTE 50, P5, 2016

En la gráfica 13, se presenta la gráfica de velocidades de flujo obtenida del análisis de datos recopilados por el sensor de distribución acústico inteligente

Gráfica 13. Velocidades de Flujo Alcanzadas



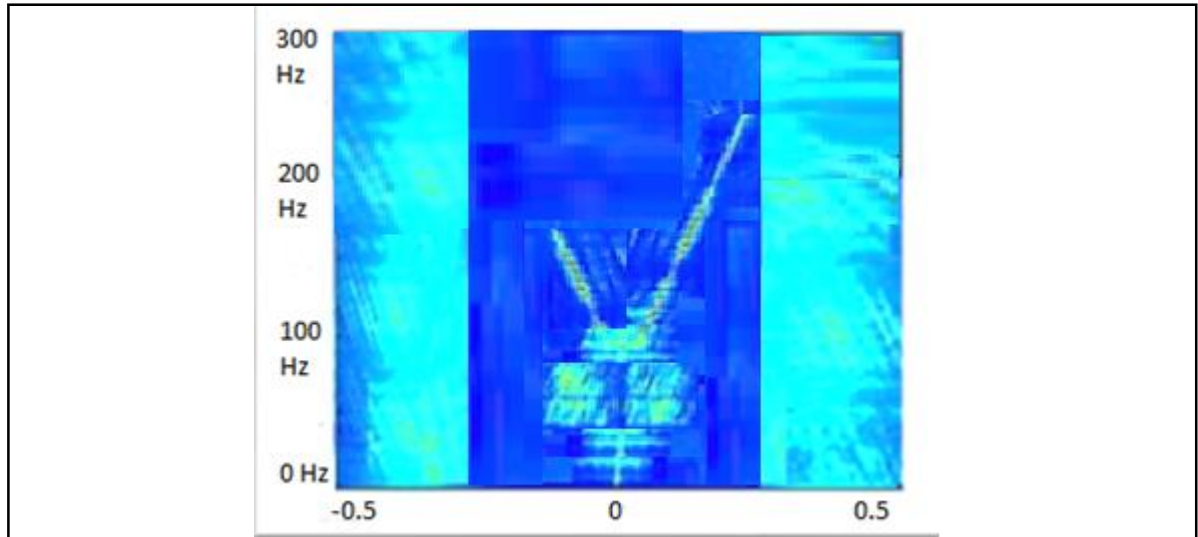
Fuente: AIP S.A.S (ASESORÍA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS), INFORME IDAS SUERTE 50, P6, 2016

5.6 GRÁFICO DE ANÁLISIS ESPACIAL F-K

El análisis realizado a la gráfica 14 se logró determinar las frecuencias alcanzadas por las ondas generadas a lo largo del pozo por medio de la fibra óptica y viajan en todas las direcciones del mismo, se realiza el análisis de resultados principalmente

en las zonas que actualmente están aportando mayor caudal de fluidos del pozo, espesor comprendido entre 5400 ft y 6700 ft, obteniendo los siguientes valores promedios:

Grafica 14. Análisis espacial f-k de las zonas productoras



Fuente: AIP S.A.S (ASESORÍA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS), INFORME IDAS SUERTE 50, P8, 2016

Se determinó mediante el análisis espacial f-k realizado por el sensor de distribución acústico inteligente que las ondas que lograron alcanzar las frecuencias promedios de producción. Los valores obtenidos de Cu y Cd correspondientes a las frecuencias y amplitud alcanzadas en las zonas de producción se utilizaran para establecer las velocidades de flujo actuales de cada zona productora de fluidos del yacimiento. Estos valores son 240 Hz y 180 Hz respectivamente y una amplitud de onda de -0,1 y 0.3 respectivamente

Se utiliza la Ecuación 2. Para obtener la velocidad promedio de flujo de las zonas cañoneadas

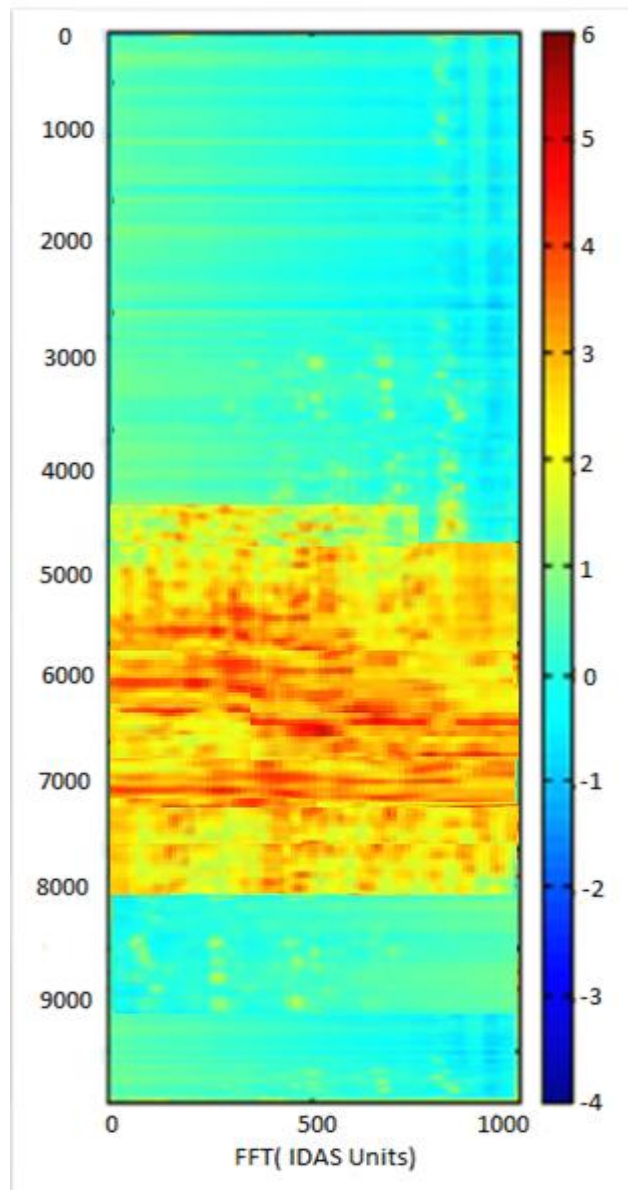
$$V = \frac{240 - 180}{2} = 30 \text{ ft/s}$$

El valor obtenido de 30 ft/s indica que el espesor comprendido entre 5400 ft y 6700 ft están produciendo hidrocarburos con un leve aporte de agua, se corrobora que los intervalos cañoneados, son productivos ya que aportan la mayoría de caudal de petróleo a superficie con un corte de agua bajo, ya que los valores comprendidos entre 20 ft/s y 40 ft/s significan que se están produciendo fluidos del yacimiento, en este caso.

5.7 ESPECTROGRAMA DE ENERGÍA ACÚSTICA GENERADA DEL POZO

En el grafico 15, correspondiente al espectrograma de energía acústica para determinar las zonas a lo largo del pozo que presentan mayor generación de ondas acústicas, logrando identificar las zonas que están presentando flujo de fluidos del yacimiento hacia el yacimiento.

Grafica 15. Espectrograma de energía acústica de producción del Pozo



Fuente: AIP S.A.S (ASESORÍA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS), INFORME IDAS SUERTE 50, P15, 2016

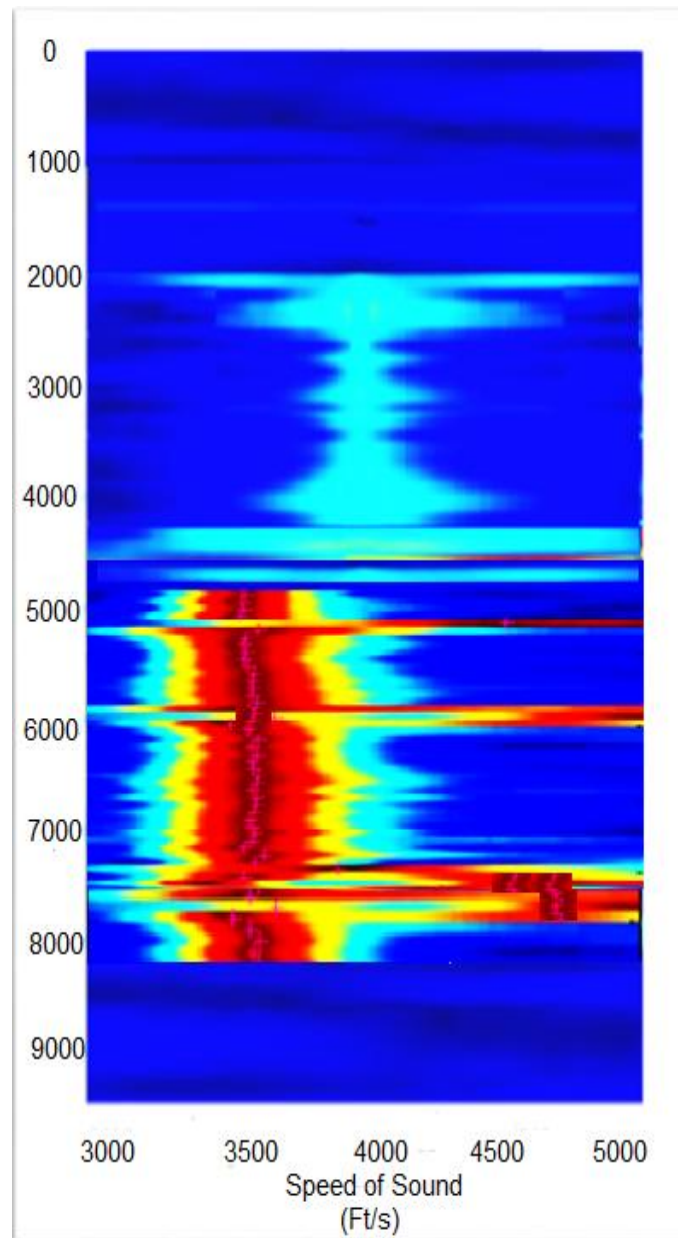
En el espectrograma obtenido por medio del sensor de distribución acústico inteligente, se logró obtener los siguientes análisis de resultados:

- El espesor correspondiente entre superficie y los 4000 ft de profundidad se registró energía acústica leve, con valores promedio de energía térmica de 1, indicando que en dichas zonas no se están produciendo fluidos del yacimiento
- A partir de los 4400 ft se empieza evidenciar cambios en la energía térmica y en las unidades Idas, indicando que se están a empezando registrar flujo de fluidos
- A partir de los 5000 ft se evidencia un cambio considerable de la energía acústica que abarca unos 2500 ft de espesor, ya que alcanzo las 1000 unidades Idas y se presente una gamma roja de color indicando alta energía térmica, evidenciando que en este punto se está produciendo fluidos del yacimiento
- A los 7200 ft de profundidad hasta los 7800 ft se observa que la energía acústica disminuyo, su energía térmica se redujo ya que se observa una gamma de color amarillo, equivalente a valores de 3 respecto al valor cuantificado de energía térmica, respectivamente, indicando que la producción se fluidos del yacimiento continuo pero a menor proporción.
- Desde los 5000 ft hasta los 7500 ft se logró obtener en el espectrograma valores cercanos a las 1000 unidades Idas, indicando que en este espesor de 2500 ft se presenta aporte de fluidos constante, generando gran cantidad de energía acústica.

5.8 ESPECTROGRAMA DE ENERGÍA ACÚSTICA GENERAL ANALIZADO RESPECTO A VELOCIDADES DE SONIDO

En el Grafico 16, se presenta y analizara la información correspondiente al espectrograma de energía acústica del pozo Suerte 50 generado por el Sensor de distribución Acústica Inteligente, IDAS.

Grafica 16. Espectrograma General de energía acústica del Pozo



Fuente: AIP S.A.S (ASESORÍA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS), INFORME IDAS SUERTE 50, P18, 2016

Con el análisis de la información obtenida del espectrograma de energía acústica generado por el sensor de distribución acústica inteligente se logra una mejor caracterización y monitoreo del pozo y optimización de las operaciones de producción.

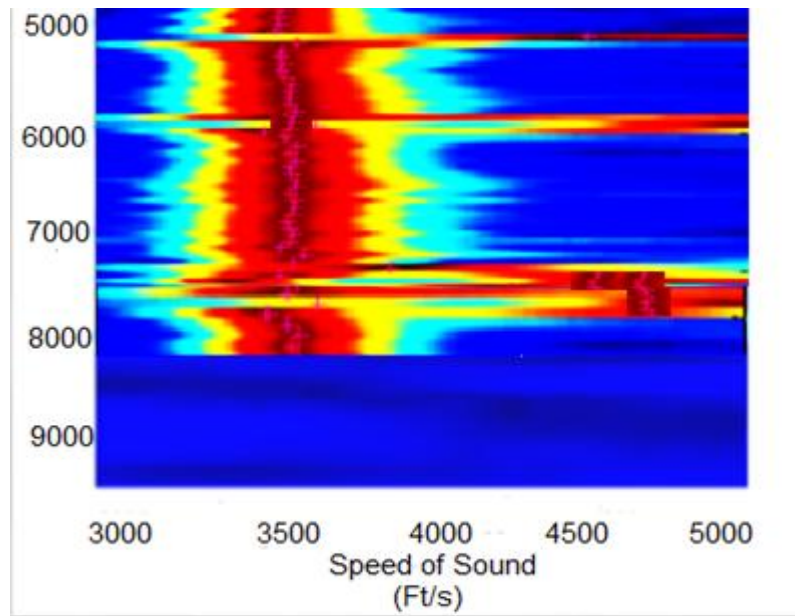
Analizando la información obtenida desde el primer revestimiento hasta la TVD, se lograron determinar los siguientes resultados:

- Se registró energía acústica a lo largo del pozo a partir de los 2000 ft de profundidad hasta los 8100 ft
- Gracias a la gráfica de Velocidades de flujo se puede determinar previamente que zonas son realmente productora de fluidos del yacimiento.
- Desde los 2000 ft hasta los 4200 ft se registró energía acústica leve, se consideran como las ondas reflectadas al chocar con el fluido de perforación como el revestimiento del pozo
- Se evidencia buena integridad en el completamiento y tubería de producción, no se presentan fisuras en tuberías ni fluidos de circulación o de otras formaciones en las mismas
- Se observa aumento en las ondas sonoras captadas por el sensor de distribución acústico inteligente a los 4500 ft estos aumentos indican que se está empezando registrar energía acústica generada por la producción de fluidos.

El Grafico 17, corresponde a la discretización y optimización de datos del registro obtenido por medio del sensor de distribución acústica inteligente, se hace énfasis en las zonas más productoras. Así podemos determinar que las zonas comprendidas entre los 5000 ft y los 7500 ft son las zonas para analizar y optimizar la producción del pozo

Se observa demasiada deflexión en el espectrograma, indicando que la fibra óptica, la cual es la antena receptora de la información de pozo, pudo haberse movido durante su funcionamiento en fondo

Grafica 17. Espectrograma de energía acústica de las zonas productoras



Fuente: AIP S.A.S (ASESORÍA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS), INFORME IDAS SUERTE 50, P20, 2016

- La energía acústica obtenida a partir de los 5000 ft hasta los 6700 ft ,cuya velocidad de sonido alcanzo un valor promedio de 3600 ft/s indican que a partir de esta profundidad es posible encontrar hidrocarburos, estos espectros acústicos son logrados ya que a lo largo de espesor neto de 1700 ft están ubicadas varias válvulas de control para monitorear la producción del pozo
- El espectro a partir de los 6700 ft aumenta la intensidad de energía acústica, esto se evidencia en la gama de color de energía térmica ya que se evidencia un cambio en el espectro, el cual se torna mayormente rojo, alcanzando velocidades de sonido promedio superiores a 4500 ft/s, estos indica que la onda alcanzo la velocidad promedio cuando hay para presencia de agua en la zona.
- Se determina que a partir de los 6800 ft se detecta corte de agua respecto a la producción de hidrocarburos, el cual se evidencia más después de los 7500 ft
- El corte de agua detectado, se da debido a que la producción de hidrocarburos se ve reducida, ocasionando que el IDAS sea capaz de identificar este fluido
- Después de los 8000 ft no se evidencia flujo de fluidos del pozo

6. EVALUACIÓN FINANCIERA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE MEDICIÓN ACÚSTICA DISTRIBUIDA

Después de analizar el funcionamiento del Sensor de Distribución Acústico Inteligente, IDAS, como nueva tecnología para realizar los perfiles de fases en pozos petroleros, se logra procesar mayor cantidad de datos relevantes respecto a las zonas productoras de los pozos intervenidos, monitoreo de los pozos a intervenir y optimización de producción general del Campo, es necesario determinar la viabilidad financiera de la implementación de ésta tecnología en el Campo Provincia

El objetivo principal de realizar la evaluación financiera de la implementación, es conocer los costos generados a partir de la implementación de la herramienta de registro de producción, PLT respecto a los costos generados por el sensor de distribución acústico inteligente, IDAS, El análisis se realizó mediante la metodología de Valor Presente de Egresos.

6.1 PARÁMETROS ASOCIADOS A LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Se evaluará la idoneidad de la tecnología del sensor de distribución acústica inteligente, IDAS, para la obtención de perfiles de fases en dos pozos productores del Campo Provincia. Las variables correspondientes en la evaluación financiera se presentan a continuación.

6.1.1 Tiempo de evaluación. Para realizar la evaluación financiera del proyecto se utilizarán los costos actuales que genera la implementación del IDAS. Por ende se evaluará financieramente en el presente y no a un tiempo futuro, debido a que el tiempo operacional en pozo de la herramienta no excede los dos (2) días por pozo.

6.1.2 Unidad monetaria. Para la evaluación de la viabilidad financiera del proyecto, tanto de costos como inversiones se utilizó como unidad monetaria el dólar americano (USD)

6.2 ANALISIS DE INVERSIÓN

A continuación se describen los costos asociados al proyecto, como son la unidad de Slickline, unidad IDAS, herramienta de registro de producción, PLT, mano de obra y transporte de equipos.

6.2.1 Costos Operacionales de la herramienta de registro de producción, PLT
Los costos operacionales asociados a la herramienta de registro de producción se presentan a continuación, cabe aclarar que no se debe incurrir en costos de compra de la herramienta ya que la empresa AIP S.A.S cuenta actualmente con el equipo en propiedad. En la tabla 15 se expresan los respectivos valores.

Tabla 16. Costos operacionales herramienta de Registro de Producción

Descripción	Tiempo (días)	Valor (USD) día	Total (USD)
Servicio de la herramienta de registro de producción	4	10.000	40.000
Ingeniero de interpretación			
Ingeniero de operaciones	4	162	648
Operador	4	148	592
Asistente de operaciones	4	125	500
Ingeniero de interpretación	4	50	200
Alimentación y hospedaje del personal en campo	4	300	1200
Movilización de maquinaria y personal/ Desmovilización	4	1.000	4.000
Total		11.785	47.134

Fuente: AIP S.A.S (ASESORÍA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS), INFORME ANALISIS DE COSTOS DE OPERACION,P 6,2016

Se presenta un periodo de 2 días de implementación en Campo debido a que se tiene que parar todas las operaciones en el pozo para poder bajar la herramienta a fondo del mismo y realizar las respectivas mediciones.

6.2.2 Inversión de la herramienta IDAS. Para realizar la implementación del sensor de distribución acústica inteligente, AIP S.A.S., como prestadora del servicio, debe realizar la compra de la herramienta, la cual se define como una inversión necesaria para mayor rentabilidad del proyecto, cumpliendo con el concepto de CAPEX. A continuación en la Tabla 16 se presentan los costos asociados al IDAS

Tabla 17. Costo del sensor de distribución acústico inteligente IDAS

SENSOR DE DISTRIBUCIÓN ACÚSTICA DISTRIBUIDA			
Descripción	Valor Unidad (USD)	Transporte y Nacionalización (USD)	Subtotal (USD)
Carrete de fibra óptica de 9.000 ft	28.000	13.220	41.220
Unidad DAS	20.000	10.150	30.150
Total	48.000	23.370	71.370

Fuente: AIP S.A.S (ASESORÍA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS), INFORME ANALISIS DE COSTOS DE OPERACION, P8,2016

6.2.3 Costos operacionales de la herramienta DAS. Los costos operacionales generados por prestar el servicio (OPEX) por parte de la compañía AIP S.A.S se presentan en la Tabla 17, teniendo en cuenta los factores involucrados tangibles e intangibles.

Tabla 18. Costos operacionales IDAS

Descripción	Tiempo (días)	Valor (USD) día	Total (USD)
Servicio del sensor de distribución acústico inteligente	2	15.000	30.000
Ingeniero de interpretación	2	50	100
Ingeniero de operaciones	2	162	324
Operador	2	148	296
Asistente de operaciones	2	125	250
Alimentación y hospedaje del personal en campo	2	300	600
Movilización de maquinaria y personal/ Desmovilización	2	1.000	2.000
Total		16.785	33.570

Fuente: AIP S.A.S (ASESORÍA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS), INFORME ANALISIS DE COSTOS DE OPERACION,P10,2016

El tiempo de servicio del sensor de distribución acústico inteligente es de solo 2 días debido a que la bajada de la fibra óptica a pozo no genera paradas operacionales ya que no presenta mayores obstrucciones en su corrida a fondo de pozo.

6.3 COMPARACIÓN EN COSTOS DE LAS HERRAMIENTAS

Para estimar el Valor Presente Egresos (VPE) se considerarán los costos presentes que se generan para realizar el proyecto.

6.3.1 Costos entre herramientas. En la Tabla 18 se presenta la comparación de costos entre las herramientas de Registro de Producción y el sensor de distribución acústico inteligente

Tabla 19. Comparación de costos de herramientas

Costos entre Herramientas				
	PLT (USD)	IDAS (USD)	Diferencia de costos Operacionales	Diferencia de costos totales
Costo de Herramientas	N.A	71.370		
Costos Operativos	47.134	33.570	13.564 USD	
TOTAL	47.134	104.904		57.770 USD

Fuente: AIP S.A.S (ASESORÍA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS), INFORME ANALISIS DE COSTOS DE OPERACION,P 14,2016

Diferencia de Costos Totales entre herramientas:

$$104.904 \text{ USD} - 47.134 \text{ USD} = 57.770 \text{ USD}$$

Los costos del IDAS son superiores respecto a los costos de PLT en 57.770 USD equivalente a un 44.93% de incremento.

Diferencia Costos operacionales:

$$47.134 \text{ USD} - 33.570 \text{ USD} = 13.564 \text{ USD}$$

Los costos operacionales del IDAS son menores respecto a los costos de PLT en un 28.77% más económicos

6.4 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Analizando tanto costos de inversión como operativos se observa que la implementación del sensor distribución acústico inteligente, IDAS tiene un incremento respecto a la herramienta de registro de producción, PLT, del 44.93 % correspondiente a 57,770 USD, debido a que el IDAS se debe comprar y esta inversión aumenta significativamente los costos de implementación.

Sin embargo, ya una vez adquirido el IDAS, se observa que los costos operacionales del IDAS respecto al PLT son menores, en un 28.77 %, correspondiente a 13,564 USD, siendo este un ahorro significativo en la prestación de servicios lo cual puede representar mayores ingresos una vez realizadas las intervenciones al pozo.

Este ahorro operacional se debe a que en la implementación del sensor de distribución acústico inteligente no se debe realizar paradas de producción del pozo, lo cual generaría pérdidas económicas debido a que es tiempo en el cual no se está explotando el reservorio y por ende no se bombea el crudo producido a las estaciones de servicio para su refinación y venta, por esto desde el punto de vista de producción es más funcional y económicamente rentable la implementación del IDAS respecto al PLT además del hecho de que el sensor de distribución acústico inteligente obtiene información de pozo de mayor resolución, es decir datos más fiables y de mejor calidad para el monitoreo del pozo y optimización de producción del mismo.

7. CONCLUSIONES

- La implementación del sensor de distribución acústico inteligente, IDAS , permite evaluar la integridad del completamiento y monitorear las zonas productoras de pozos petroleros de manera eficiente y rápida, ya sea en pozos que posean bombeo mecánico u otro método de levantamiento artificial en un tiempo menor a dos horas, logrando así reducir tiempos no productivos de los pozos, generados normalmente cuando se necesita realizar operaciones convencionales de toma de registros o intervenciones en pozos
- La descripción de las generalidades del Campo Provincia permitieron identificar las formaciones presentes en el área y su correspondiente litología, logrando así conocer las propiedades del sistema petrolífero presente.
- Se describió el funcionamiento de la herramienta de registro de producción, PLT y del sensor de distribución acústico inteligente, IDAS, permitiendo el análisis e interpretación de los resultados obtenidos de ambas herramientas. La herramienta de registro de producción, se baja por medio de la unidad de slickline, realizando las respectivas subidas y bajadas ,logrando así el almacenamiento de la información obtenida de pozo para su posterior análisis, mediante el flujo de fluidos que detecta el flowmeter; el sensor de distribución acústico inteligente se bajó la fibra óptica por medio de la unidad de slickline, se una vez estabilizada la fibra, se genera un pulso sonoro , generando ondas acústicas que viajan a lo largo del pozo ,permitiendo la identificación de zonas de interés y evaluar la integridad del completamiento, mediante el análisis de la deflexión de la onda al regresar a la fibra óptica.
- Los resultados obtenidos por la herramienta de registro de producción, PLT, permitieron determinar los caudales producidos actualmente en el pozo Santos 119, y que zonas realizan el mayor aporte de fluidos. Se identificaron las zonas y las fases que se están produciendo, la zona con mayor aporte de caudal de fluidos producidos del pozo Santos 119 son las zonas cañoneadas de 7997ft-8000ft y 8032ft-8040ft, además se determinó que el pozo actualmente no está produciendo agua en ninguna de las zonas cañoneadas, indicando que la planeación de las operaciones de perforación y su ejecución fueron correctamente realizados.
- La implementación del sensor de distribución acústico inteligente, IDAS, dio como resultado espectrogramas de energía acústica de los pozos, donde se determinan los flujos de fluidos producidos y a la vez se evaluó la integridad del

completamiento de los pozos. La corrida del IDAS duro 2 horas, iniciando operación el día, 26 de Febrero del 2016, el sensor de distribución acústico inteligente se bajó por medio de la unidad de slickline, se dejó estabilizar durante 1 hora, pasado este tiempo se realizó el almacenamiento de la información de pozo en tiempo real, durando así dos horas en operación, garantizando la fiabilidad de la información obtenida.

- Los resultados obtenidos en el pozo Santos 119 por el sensor de distribución acústico inteligente determinaron que los fluidos producidos principalmente son petróleo y gas en el espesor comprendido entre los 7800 ft y 8300 ft, siendo este el espesor neto petrolífero del pozo. Se logró establecer la presencia de varias intercalaciones de capas de gas en zonas superiores a los cañoneos, las cuales pueden ser producidas o pueden usarse como generadoras de energía en el pozo para lograr empujar el crudo hacia superficie, estas zonas prospectivas fueron determinadas gracias a las válvulas de control de flujo instaladas en pozo, gracias a las cuales la onda generada por el Idas pudo establecer la presencia de estas capas de gas.
- Según la evaluación financiera del proyecto se puede concluir que aunque se debe asumir un costo significativo en la adquisición del sensor de distribución acústico inteligente, IDAS, esta inversión será recuperada, teniendo en cuenta que del ahorro operacional obtenido en la implementación del IDAS, de 13,564 USD, se podrá recuperar la inversión de la adquisición del equipo de 71,370 USD tras realizar la prestación de 6 servicios a pozos vecinos con el IDAS, logrando así partir del doceavo servicio mayores ganancias operacionales ya que la herramienta se habrá pagado por sí misma. Esto se lograra teniendo en cuenta la situación actual de la industria donde se intervienen para monitoreo y optimización de pozos de 2 a 3 pozos al mes, logrando prestar los 6 servicios necesarios en un tiempo máximo de 2 meses a 3 meses.
- Además se puede concluir que las condiciones mecánicas del pozo Santos 119 presenta rupturas en el revestimiento por donde el fluido de perforación se filtra aproximadamente a los 1600 ft y descargándose hacia la formación aproximadamente los 2800 ft, la cual es altamente permeable, siendo esto catalogado como un influjo natural, Esta situación genera contaminación del fluido producido al filtrarse el fluido de perforación además de causar pérdidas de circulación en el pozo, lo cual puede generar problemas en la estabilización de las paredes del pozo, también derrumbes de la formación o generación de cavernas dentro del pozo, lo cual derivaría en cambios en la presión hidrostática, afectando las condiciones de operación ideal del pozo, Cuando se presentan perdidas de circulación, cae la altura de la columna de lodo dentro del anular y

se reduce en consecuencia la presión hidrostática. Esta caída de presión hidrostática puede permitir que entren al pozo fluidos de otras formaciones.

- La implementación de la herramienta de registro de producción PLT, en el pozo suerte 50 permitió identificar que de las zonas cañoneadas de 5775 ft-5790 ft, 6100 ft- 6103 ft, 6224 ft-6244, y 6289 ft- 6296 ft proviene un el mayor aporte de caudal de gas con una producción de 75.23 millones de pies cúbicos de gas del total del pozo suerte 50.
- Se identificó que de las zonas cañoneadas de 5412 ft-5430 ft, 5775 ft-5790 ft, 6100 ft- 6103 ft y 6224 ft-6244 ft proviene un el mayor aporte de caudal de petróleo con una producción de 635 barriles del total del pozo suerte 50.
- Se determinó que la producción de agua aumenta respecto a la producción de petróleo principalmente en las zonas cañoneadas entre 7600 ft-7612 ft, 7649 ft-7654 ft y 8059-8064 ft.
- Se identificó que a partir de las zonas cañoneadas de 8059 ft-8064 ft se presenta mayor producción de agua respecto a hidrocarburos, indicando que se llegó al contacto agua-petróleo.
- La energía acústica obtenida del IDAS en el pozo Suerte 50 determino que a partir de los 5000 ft hasta los 6700 ft, cuya velocidad de sonido alcanzo un valor promedio de 3600 ft/s indican que a partir de esta profundidad es posible encontrar hidrocarburos, estos espectros acústicos son logrados ya que a lo largo de espesor neto de 1700 ft están ubicadas varias válvulas de control para monitorear la producción del pozo. Se evidencia buena integridad en el completamiento y tubería de producción
- Se registró flujo de agua a partir de los 7600 ft, debido a que el corte de agua respecto a los hidrocarburos aumenta.

8. RECOMENDACIONES

La herramienta IDAS (Sensor de distribución acústico inteligente) podría implementarse de diferentes maneras tales como:

- Implementar la herramienta IDAS (sensor de distribución acústica inteligente) en pozos desviados, horizontales o multilaterales
- Optimizar operaciones de producción mediante la Implementación de la herramienta IDAS (sensor de distribución acústica inteligente) en operaciones offshore
- Implementar la herramienta IDAS (sensor de distribución acústica inteligente) en pozos abandonados para determinar la existencia de potencial petrolífero remanente
- Para un mejor monitoreo de pozo y optimización de producción implementar la herramienta IDAS (sensor de distribución acústica inteligente) y corroborar información obtenida con DTS (sensor de distribución de temperatura)

BIBLIOGRAFIA

ARRANQUE, Amelia, Análisis y evaluación de los trabajos de estimulación realizados en los Campos.... Y Provincia. Tesis. Bogotá D.C.: Universidad de América de Colombia. Facultad de ingeniería, 2004. P

ASESORÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS SAS. Informe. Estimación del potencial de bloques para hidrocarburos no convencionales en las Cuencas del Valle del Magdalena Medio y Superior.2015

ASESORIA EN INGENIERIA DE PETROLEOS SAS. Estimación del potencial de bloques para hidrocarburos no convencionales en la Cuenca del Valle del Medio del Magdalena y Superior, 2014

EPIS [En línea].2016.<http://migep.anh.gov.co:3021/InicioGeoVisor.aspx>.

GARNER (A. H.), Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968.

Intelligent Distributed Acoustic Sensing, Silixa, 2013

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá: El instituto, 2008, p.1.

_____. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. Sexta actualización. Bogotá: El instituto, 2008, p.1-2.

_____. Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 4490. Bogotá: El instituto, 1998, p.2

J.J Xiao, SPE, Inflow Monitoring in intelligent Wells using Distributed Acoustic Sensor, 2013

J.J Xiao,SPE, Intelligent Distributed Acoustic Sensing, Silixa,2013

JORIGUA, Luis Carlos, Evaluar la viabilidad técnica de la utilización del sistema plunger lift asistido con la inyección de gas como sistema de levantamiento para el Campo Provincia, Tesis. Bogotá D.C.: Universidad de América de Colombia. Facultad de ingeniería, 2013.

J.J XIAO, SPE Intelligent Distributing Acoustic Sensing for In-Well Monitoring, 2014

Mahmoud Farhadiroushan, Geoconvention Intelligent Distributed Acoustic Sensor for Wellbore Surveillance, Silixa, 2014

Manual de operaciones Slickline, Hydrocarbon Services, disponible en internet, www.scribd.com.es/doc/Manual-Slick-Line-V3, 2013

MORALES (L. G.) et al., 1958 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 458

MOTTOLA, FABIOLA. Interpretación de registros de Producción.Venezuela 2015.

M. Farhadiroushan. Silixa,SPE Intelligent Distributing Acoustic Sensor for Wellbore Surveillance. 2014.

J.Xiao, SPE, Inflow Monitoring in inteligent Wells using Distributed Acoustic Sensor. 2013. P.1.

ANEXOS

