

EVALUACION TECNICO ECONOMICA DEL PILOTO DE INYECCIÓN DE AGUA
POR PULSOS EN EL CAMPO TIBU.

CLIMACO DAVID ALVARADO BASTO
ORLANDO APARICIO GÓMEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA EN HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2014

EVALUACION TECNICO ECONOMICA DEL PILOTO DE INYECCIÓN DE AGUA
POR PULSOS EN EL CAMPO TIBU.

CLIMACO DAVID ALVARADO BASTO
ORLANDO APARICIO GÓMEZ

Trabajo de grado presentado como requisito para obtener el título de
Especialista en Producción de Hidrocarburos

DIRECTOR
Ing. JAVIER HERNANDO VARGAS FLOREZ
Ingeniero de Petroleos
Magister en Ingeniería Química

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA EN HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2014

AGRADECIMIENTOS

Principalmente a Dios por ser mi guía durante todas las etapas de mi vida y por mostrarme siempre el mejor camino.

A mi familia, quienes me apoyaron incondicionalmente para llevar a cabo este reto.

Al ingeniero Javier Hernando Vargas Florez

Al grupo del Departamento de producción de SCO, quienes directa e indirectamente me colaboraron en la ejecución del presente proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander por permitir formarme en esta especialización.

A todos muchas gracias.

*Orlando Aparicio Gómez
Climaco David Alvarado Basto*

| CONTENIDO | | pág. |
|--|--|------|
| INTRODUCCIÓN | | 14 |
| ANTECEDENTES | | 15 |
| ALCANCE | | 16 |
| 1. GENERALIDADES DEL CAMPO TIBU | | 17 |
| 1.1 SISTEMAS DE INYECCION DE AGUA | | 22 |
| 2. PILOTO DE INYECCION DE AGUA POR PULSOS | | 25 |
| 2.1 GENERALIDADES | | 25 |
| 2.2 SELECCIÓN DEL PILOTO DE INYECCION | | 29 |
| 3. EVALUACION TECNICO – ECONOMICA PILOTO DE INYECCION POR PULSOS | | 50 |
| CONCLUSIONES | | 57 |
| BIBLIOGRAFIA | | 58 |

LISTA DE TABLAS

| | pág. |
|--|------|
| Tabla 3. Propiedades del Agua de Inyección. | 23 |
| Tabla 4. Preselección de los pozos inyectoros Candidatos para la instalación de la herramienta por pulsos. | 32 |
| Tabla 5. Pozos Productores Influenciados. | 33 |
| Tabla 6. Recomendaciones por pozo | 37 |
| Tabla 7. Producción Básica e incremental de los pozos T-397 y T-494 | 40 |
| Tabla 8. Producción Básica e incremental de los pozos T-514 y T-515 | 41 |
| Tabla 9. Producción Básica e incremental de los pozos T-516 y T-519 | 42 |
| Tabla 10. Producción Básica e incremental de los pozos T-522 y T-523 | 43 |
| Tabla 11. Producción Básica e incremental total del Piloto | 48 |
| | |
| Tabla 12. Repuestos, compras, instalación y monitoreo de variables en los pozos del piloto de inyección – Producción | 50 |
| Tabla 13. Costos anuales de Producción | 53 |
| Tabla 14. Calculo VPN Riesgo base | 54 |
| Tabla 15. Calculo VPN Riesgo con proyecto | 55 |

LISTA DE FIGURAS

| | pág. |
|--|------|
| Figura 1. Ubicación geográfica del Campo Tibú y distribución por áreas. | 17 |
| Figura 2. Identificación de ciclos y sub-ciclos, Formación Barco. | 20 |
| Figura 3. Patrones de inyección Actual y Proyectado. | 22 |
| Figura 4. Diseño inyección Convencional y Sarta selectiva. | 24 |
| Figura 5. Diseño esquemático de un pozo de inyección. | 26 |
| Figura 6. Características de la Presión de Pulsaciones. | 27 |
| Figura 7. Herramienta de pulsos. | 27 |
| Figura 8. Distribución de fluidos sin y con la herramienta de inyección Por pulsos. | 29 |
| Figura 9. Distribuciones pozos productores e inyectores en el Campo Tibú. | 30 |
| Figura 10. Correlación T-046 con productores vecinos. Ecopetrol s.a. Presentación Yacimientos, Tibu, 2014. | 33 |
| Figura 11. Correlación T-093 con productores vecinos. Ecopetrol s.a. Presentación Yacimientos, Tibu, 2014. | 34 |
| Figura 12. Correlación T-113 con productores vecinos. Ecopetrol s.a. Presentación Yacimientos, Tibu, 2014. | 34 |
| Figura 13. Correlación T-116 con productores vecinos. Ecopetrol s.a. Presentación Yacimientos, Tibu, 2014. | 35 |
| Figura 14. Correlación T-127 con productores vecinos. Ecopetrol s.a. Presentación Yacimientos, Tibu, 2014. | 35 |
| Figura 15. Correlación T-366 con productores vecinos. Ecopetrol s.a. Presentación Yacimientos, Tibu, 2014. | 36 |
| Figura 16. Correlación T-369 con productores vecinos. Ecopetrol s.a. Presentación Yacimientos, Tibu, 2014. | 37 |

| | |
|--|----|
| Figura 17. Curvas de producción Básica e incremental del pozo T-397. | 44 |
| Figura 18. Curvas de producción Básica e incremental del pozo T-494. | 44 |
| Figura 19. Curvas de producción Básica e incremental del pozo T-514. | 45 |
| Figura 20. Curvas de producción Básica e incremental del pozo T-515. | 45 |
| Figura 21. Curvas de producción Básica e incremental del pozo T-516. | 46 |
| Figura 22. Curvas de producción Básica e incremental del pozo T-519. | 46 |
| Figura 23. Curvas de producción Básica e incremental del pozo T-522. | 47 |
| Figura 24. Curvas de producción Básica e incremental del pozo T-523. | 47 |
| Figura 25. Área de influencia de la herramienta de inyección por pulsos. | 49 |

RESUMEN

TITULO

EVALUACION TECNICO ECONOMICA DEL PILOTO DE INYECCIÓN DE AGUA POR PULSOS EN EL CAMPO TIBU*

AUTORES

Clímaco David Alvarado Basto, Orlando Aparicio Gómez.**

PALABRAS CLAVES

Inyección por pulsos, Evaluación económica, nueva tecnología.

DESCRIPCIÓN

El alcance de este trabajo consiste en realizar un análisis de las ventajas y desventajas técnicas así como la relación costo – beneficio del uso de una nueva tecnologías (inyección por pulsos) para la inyección de agua en la Gerencia De Operaciones De Desarrollo Y Producción Catatumbo (GCB) de Ecopetrol S.A; obteniendo un documento de investigación que permite tomar decisiones en relación a optimizaciones en costos para proyectos de inversión alineadas con la política de Responsabilidad Social Empresarial de ECOPETROL S.A.

El documento describe de manera inicial las características generales de la Gerencia De Operaciones De Desarrollo Y Producción Catatumbo, con el fin de conocer la ubicación geográfica donde se desarrolla el proceso de investigación.

La selección de los pozos candidatos para la implementación de esta tecnología la realizo un grupo interdisciplinario conformado por geólogos, ingenieros de yacimientos, profesionales de ingeniería e ingenieros de la operación, de los cuarenta y nueve candidatos se seleccionaron ocho pozos.

El análisis económico utilizado en esta evaluación técnica económica del piloto de inyección de agua por pulsos en el Campo Tibu se realizó utilizando la metodología del “factor J” que se utiliza para establecer una comparación relativa de los beneficios marginales de un proyecto, es la metodología utilizada para la evaluación de los proyectos de inversión de Ecopetrol S.A.

Los valores estimados de barriles incrementales por la utilización de esta tecnología son teóricos, teniendo en cuenta que es la primera vez que se utilizara en el Campo Tibu.

*Trabajo de Grado

** Facultad Ingeniería Físico Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos Director Javier Hernando Vargas Flórez.

ABSTRACT

TITLE

ECONOMIC EVALUATION TECHNICAL PILOT WATER INJECTION PULSE TIBÚ'S FIELD*

AUTHOR

Clímaco David Alvarado Basto, Orlando Aparicio Gómez**

WORDS KEYS:

Injection pulse, economic evaluation, new technology.

The scope of this work is to perform an analysis of the technical advantages and disadvantages, as well the cost - benefit of using new technologies (injection pulse) for water injection in the Operations Management Of Development And Production Catatumbo (GCB), of Ecopetrol SA; obtaining a research paper that allows decisions regarding cost optimizations for investment projects aligned with the policy of Corporate Social Responsibility of Ecopetrol S.A.

This document describes in his initial part the general features of Operations Management of Development and Production Catatumbo, in order to obtain the geographical location where the research process develops.

The selection of candidate wells for the implementation of this technology is conducted by an interdisciplinary group consisting of geologists, reservoir engineers, professional engineering and engineers of the operation; of forty-nine candidates were selected eight wells.

Economic analysis technique used in this economic evaluation of the pilot water injection pulse at Camp Tibu was performed using the methodology of the "J factor" used for a relative comparison of the marginal benefits of a project, the methodology used for the evaluation of investment projects of Ecopetrol SA.

Estimates of incremental barrels for the use of this technology are theoretical values, considering that is the first time that will be used in the field Tibu.

* Monograph

** Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Specialization in Hydrocarbon Management Javier Hernando Vargas Flórez.

INTRODUCCIÓN

En la siguiente monografía se hace una recopilación de información acerca de un estudio técnico-económico para la instalación del sistema de inyección por pulsos en campo en Tibu.

El Campo Tibu es un campo madura, en el que se soporta la producción en la inyección de agua (recobro secundario), desde sus inicios y hasta la fecha se ha venido realizando de la forma convencional, para poder alcanzar las metas de producción se debe apalancar utilizando nuevas tecnologías que permitan mejorar la eficiencia de barrido poroso como es la inyección por pulsos que hace un mayor aprovechamiento energético del caudal inyectado.

En la actualidad se está realizando una gran inversión en el Campo Tibu llamado proyecto Tibu, que busca aumentar los factores de recobro y por ende la producción, uno de los objetivos principales es producir a bajo costo y una de las formas para poder cumplir con este objetivo es la utilización de nuevas tecnologías en la perforación de pozos, en la inyección de agua y en las facilidades de producción.

En el Campo actualmente existen sectores con un potencial de recobro adicional importante en la medida que se utilicen nuevas tecnologías que permitan mejorar el área de contacto y el barrido poral.

ANTECEDENTES

La inyección de agua es actualmente el método de recobro más utilizado en el mundo, ya que permite recuperar un gran porcentaje del crudo que ha quedado en el yacimiento, producto del agotamiento de energía y presión natural del mismo. Para cumplir con este objetivo es necesario garantizar la eficiencia a nivel poral del proceso de inyección de agua con el fin de obtener resultados más eficientes.

En años anteriores por los bajos precios de venta del crudo, se presentó una disminución considerable en los presupuestos de operación de los campos, ocasionando una desaceleración en la investigación de nuevas herramientas y/o tecnologías, que permitieran mejorar y/u optimizar la inyección de agua. El Campo Tibú fue afectado por esta baja en los precios del crudo causando la suspensión en la inversión en nuevas tecnologías y en consecuencia factores de recobro bajos.

No dar la importancia requerida a la inyección de agua en el Campo y la no incorporación de nuevas herramientas que permitan Incrementar la eficiencia de barrido en el medio poroso podría ocasionar menor factor de recobro, ocasionando suspensión del sistema de inyección, canalización de los pozos productores por irrupción del agua de inyección.

En la Superintendencia de Operaciones Catatumbo Orinoquia (SCO), es un Campo maduro en el que la inyección de agua se realiza de forma convencional, se plantea proponer una alternativa técnico - económicas que permita contar una tecnología que proporcione un mejor eficiencia de barrido.

En la maduración de proyectos de los campos de producción operados por la Superintendencia, no se evidencia un análisis de las tecnologías que se encuentran en el mercado para optimizar el proceso de inyección de agua, que argumenten la adecuada toma de decisiones en las inversiones a realizar sobre los nuevos métodos, que logren garantizar el mayor barrido.

Al realizar esta Evaluación y aplicar las recomendaciones y conclusiones finales, se lograría, identificar una alternativa que impacte positivamente los volúmenes de producción.

ALCANCE

Definir pre-conceptualmente las ventajas y/o desventajas técnicas, económicas de la implementación de la tecnología de inyección por pulsos en el Campo Tibu en la formación Barco.

Inicialmente se propondrá la implementación de un piloto con 7 pozos los cuales permitirán recopilar información para ajustar los modelos y patrones de inyección utilizados en el Campo Tibu.

Se realizará un análisis económico de la viabilidad de la implementación de la tecnología por pulsos en el Campo Tibu.

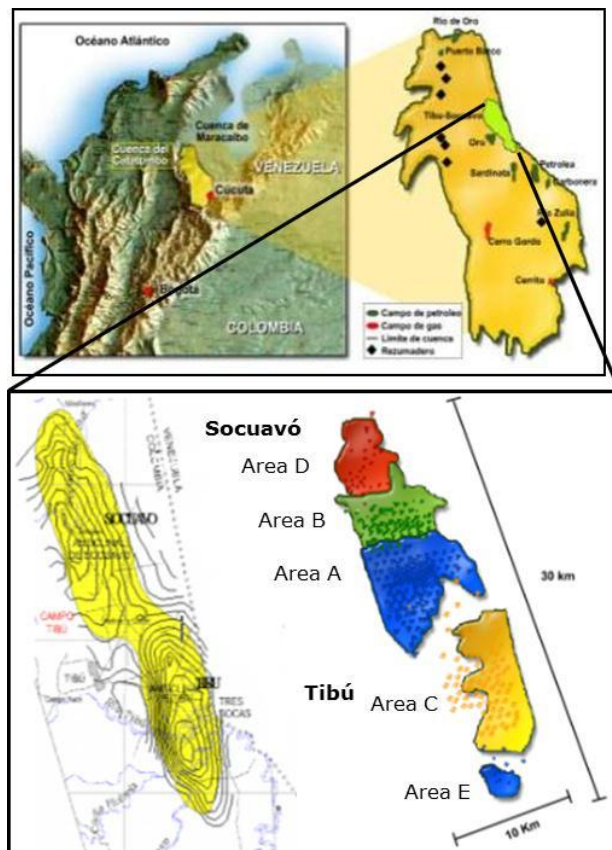
1. GENERALIDADES DEL CAMPO TIBU

El campo Tibu pertenece al convenio de explotación de operación Directa Tibu, el cual es administrado por la Vicepresidencia de Producción de Ecopetrol S.A, por medio de la Superintendencia de Operaciones Catatumbo Orinoquia, que hace parte de la Gerencia Catatumbo Orinoquia.

El Campo Tibu se encuentra ubicado a 96 kilómetros al norte de la ciudad de Cúcuta en el Departamento de Norte de Santander. El campo Tibu fue descubierto en 1941 con el pozo Tibu-01.

El Campo Tibu, tiene ocupa una longitud de 30 km de largo por 10 km de ancho, se encuentra conformado por 2 anticlinales denominados Tibu y Socuavó. Por facilidades el campo se divide en 5 áreas operacionales: A, B, C, D y E, figura 1.

Figura 1; Ubicación geográfica del Campo Tibú y distribución por áreas del Campo, Ecopetrol s.a.



Fuente: presentación departamento de ingeniería, Tibu, 2013.

Los principales yacimientos encontrados son la formación Barco de edad terciaria a una profundidad promedio de 4500' y el grupo Uribante, compuesto por las formaciones Aguardiente, Mercedes y Tibu, de edad Cretácea a una profundidad promedio 9500'.

En los cuadros 1 y 2 se pueden evidenciar los datos generales del yacimiento y propiedades de la roca para las formaciones Uribante y Barco.

Tabla 1; Propiedades de la Formación Uribante, Ecopetrol s.a.

| Datos Técnicos del Campo | | | |
|--|----------------------------|---|-----------------------|
| Gerencia | GCO | Año de descubrimiento | 1941 |
| Nombre del campo | TIBÚ | Area Producción (Acres) | 9500 |
| Nombre de Formación | Grupo Uribante | Participación ECOPETROL | 100% |
| YACIMIENTO | | PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDOS | |
| Tipo de Trampa | Estructural | Porosidad promedio % | 6% |
| Angulo de Buzamiento | 0-25° | Rango de porosidad, % | 4-8% |
| Edad Geologica | Cretáceo | Permeabilidad Promedio (mD) | Fracturas |
| Ambiente de Depositación | Marino somero - profundo | Rango permeabilidad, mD | Fracturas |
| Litología | Calizas - arenas calcáreas | Relación Kv/Kh | |
| Profundidad Promedio (pies) | 9000 | Reservorio Naturalmente Fracturado | Si |
| Espesor total (prom pies TVT) | 1500 | Gravedad API del Aceite | 40-50 % |
| Espesor neto petrolifero (Prom. pies TVT) | 120 | GE del gas | |
| Saturación Inicial de Agua Sw (%) | 40-50% | Viscosidad Aceite/gas (cp) | 1.9 |
| Saturación de Aceite Residual (%) | | Presión Punto de Burbuja (psi) | 4250 |
| Temperatura del Yacimiento (F) | 212 | Relacion Gas-Aceite Rsi (SCF/STB) | 7000 scf/STB |
| Presion Inicial de Yacimiento (psi) | 4250 | Factor Volumetrico Boi/Bgi (RB/STB o PC/PC S) | 1.9 rb/stb |
| Mecanismo primario de producción | Gas en solución | Salinidad del agua de formación (ppm Cl) | |
| CONTACTO DE LOS FLUIDOS | | ESTADO ACTUAL DEL CAMPO | |
| Contacto gas-aceite o LKG(pies) | | Pozos totales perforados | 510 |
| Contacto aceite-agua o LKO(pies) | | Pozos productores activos(petróleo, Gas) | 9 |
| Contacto gas-agua o LKG (pies) | | Pozos inyectores activos(agua y gas) | - |
| | | Producción actual y acumulada (Cretáceo): | |
| VOLUMENES DE FLUIDOS Y FR | | Petróleo (bpd y Mbls) | 146.7 bopd, 30.2 Mbls |
| OOIP (MBPE) | 210 | Gas (pcd, GPC) | 622 kscf, 205 Gscf |
| OGIP (GPC) | - | Agua (bpd y Mbls) | 4 bwpd, 8.1 Mbls |
| FR actual (petróleo, gas), % | 14% | Inyección actual y acumulada: | |
| FR esperado escenario 3P(petróleo, gas), % | 21.81% | Gas (pcd, GPC) | - |
| | | Agua (bpd y Mbls) | - |

Fuente: Presentación departamento de ingeniería, Tibu, 2013

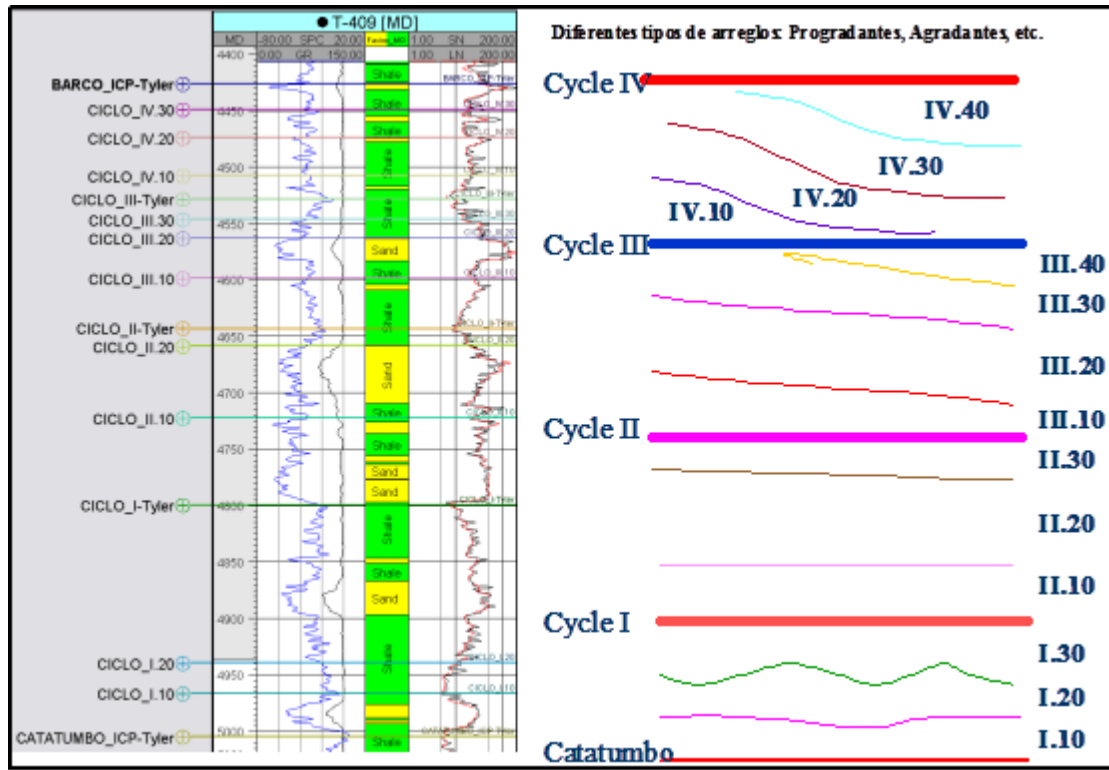
Tabla 2; Propiedades de la Formación Barco, Ecopetrol s.a.

| Datos Técnicos del Campo | | | |
|--|-------------------------------|---|------------------------|
| Gerencia | GCC | Año de descubrimiento | 1941 |
| Nombre del campo | TIBÚ | Area Producción (Km2) | 300 |
| Nombre de Formación | BARCO | Participación ECOPEPETROL | 100% |
| YACIMIENTO | | PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDOS | |
| Tipo de Trampa | Estructural Estratigráfico | Porosidad promedio % | 11% |
| Ángulo de Buzamiento | 0-15° | Rango de porosidad, % | 10-15% |
| Edad Geologica | Terciario | Permeabilidad Promedio (mD) | 50 |
| Ambiente de Deposición | Deltáico | Rango permeabilidad, mD | 30-100 |
| Litología | Areniscas- Limollitas | Relación Kv/Kh | 0.15 |
| Profundidad Promedio (pies) | 4500 | Reservorio Naturalmente Fracturado | No |
| Espesor total (prom pies TVT) | 550 | Gravedad API del Aceite | 32 |
| Espesor neto petrolífero (Prom. pies TVT) | 50-100 | GE del gas | 0.9269 |
| Saturación Inicial de Agua Sw (%) | 0.3 | Viscosidad Aceite/gas (cp) | 1.5-4,74 cp. @ 143 °F |
| Saturación de Aceite Residual (%) | 0.33 | Presión Punto de Burbuja (psi) | 1650 |
| Temperatura del Yacimiento (F) | 143 | Relacion Gas-Aceite Rsi (SCF/STB) | 300-450 scf/STB |
| Presion Inicial de Yacimiento (psi) | 2210 | Factor Volumetrico Boi/Bg (RB/STB o PC/PCS) | 1.21 rb/STB @ Pb |
| Mecanismo primario de producción | Gas en solución | Salinidad del agua de formación (ppm Cl) | 1000-7000 |
| CONTACTO DE LOS FLUIDOS | | ESTADO ACTUAL DEL CAMPO | |
| Contacto gas-aceite o LKG(pies) | | Pozos totales perforados | 510 |
| Contacto aceite-agua o LKO(pies) | Depende de anticlinal y ciclo | Pozos productores activos(petróleo, Gas) | 122 |
| | | Pozos inyectores activos(agua y gas) | 34 |
| | | Producción actual y acumulada (Barco): | |
| VOLUMENES DE FLUIDOS Y FR | | Petróleo (bpd y Mbbls) | 1556 bopd, 208 Mbbls |
| OOIP (MBPE) | 1008 | Gas (pzd, GPC) | 262 kscf, 153 Qscf |
| OGIP (GPC) | - | Agua (bpd y Mbbls) | 14732 bwpd, 501 Mbbls |
| FR actual (petróleo, gas), % | 20.3% | Inyección actual y acumulada: | |
| FR esperado escenario 3P(petróleo, gas), % | 27.40% | Gas (pzd, GPC) | - |
| | | Agua (bpd y Mbbls) | 16.000 bwpd, 929 Mbbls |

Fuente: Presentación departamento de ingeniería, Tibu, 2013

La formación Barco de acuerdo a los resultados obtenidos del análisis de los corazones (secciones stratigráficas) y luego de correlacionar todos los pozos del área en secciones paralelas y perpendiculares a la dirección de aporte. De este análisis secuencial surgen 14 Ciclos de Alta Frecuencia/Cuarto Orden (CAF) los cuales comprenden la totalidad de los reservorios de la Fm. Barco. Figura 2. Estos CAF se desarrollan dentro de los 4 Ciclos principales, delimitados por superficies de máxima inundación y presentan diferentes tipos de arreglos depositacionales, progradantes, agradantes.

Figura 2 Identificación de ciclos y sub-ciclos, Formación Barco, Campo Tibú, estudio técnico 2007.



Fuente:

Este yacimiento tiene como mecanismo de producción primario el empuje de gas en solución y ha sido evidenciado por la rápida disminución de la presión del yacimiento que paso de 2150 a 700 PSI en los primeros 15 años de producción.

Su desarrollo se inició con un espaciamento de 90 acres/pozo y a partir del año 1950 se desarrollaron programas de reducción de espaciamento de 45 acres/pozo. En 1961 se inicia el proceso de recuperación secundaria con la inyección de agua a través de modelos regulares de 7 puntos. En total se perforaron 510 pozos de los cuales permanecen activos 127 productores, 9 abastecedores y 49 inyectoros de agua.

La recuperación secundaria por inyección de agua se inició en 1955 se iniciaron los pilotos de inyección de agua en área "C", en 1960 se tenía una recuperación primaria acumulada de 84.3 MBLs (recobro 11 % sobre OOIP = 764.49 mbls), en este año se inició el proyecto en firme en las área "A", "B" y "C". La inyección en el área "D" se inició en 1970. Los patrones de inyección fueron de 7 puntos-normal (2I/1P) con un espaciamentos de 90 Ac/650 mts.

En 1971-1972, 1976-1978 y 1988-1989 se realizaron campañas de Reducción de Espaciamiento en el área "A" a 45 Ac/325 mts. En los años 2011 – 2012 se implementó un piloto de inyección con sartas selectivas en 6 pozos dando como resultado un aumento en la presión en cabeza de los pozos inyectoras, inyectan con perfiles distribuidos y mejora en la eficiencia vertical de la inyección y se contactaron nuevas arenas.

Se han desarrollado Proyectos para aumentar recobro: Inyección de Vapor (1985-1990), Reducción de espaciamiento (pozos infill, 1988-1989) y Proyecto de crudo Incremental CPIT sin el éxito, elevando el costo del barril e imagen de activo poco rentable.

A Diciembre de 2003 se tiene una producción acumulada de 246.3 MBLS (recobro 26.9 % sobre el OOIP). Np primario = 141.5 Mbbls (18.5 %). Np secundario = 104.8 Mbbls (8.38 %).

El Campo Tibu es un campo maduro en etapa de Desarrollo Incremental, Actualmente se está adelantando un nuevo proyecto de inversión denominado PROYECTO TIBU, Orientado a la Recuperación Secundaria por Inyección de Agua en la Formación Barco que posee el 73.1% del aceite original.

Las principales premisas del proyecto Tibu son:

Llegar a un pico de producción de 19.100 BOPD en 2016 (13.600 BOPD del Módulo Socuavó).

Primer Desarrollo: Modulo Socuavo: Perforación de 158 pozos (135 Productores – 23 Inyectores). Ejecución de 134 W.O. Construcción de Facilidades de Producción con capacidad de tratamiento de crudo a 13.600 BOPD y de Inyección de Agua a 141.000 BWIPD.

Segundo Desarrollo: Modulo Tibú: Perforación de 79 pozos (58 Productores – 21 Inyectores). Ejecución de 68 W.O. Construcción de la Estación Tibú con capacidad de tratamiento de crudo a 5.900 BOPD y de Inyección de Agua a 46.000 BWIPD.

Aumentar el factor de recobro al estándar mundial (38-54%). las reservas probadas no desarrolladas podrían aumentar en 83 a 205 mbbls.

Acondicionamiento de patrones de inyección de agua mediante trabajos de WO para: rehabilitar pozos inactivos, convertir productores en inyectores.

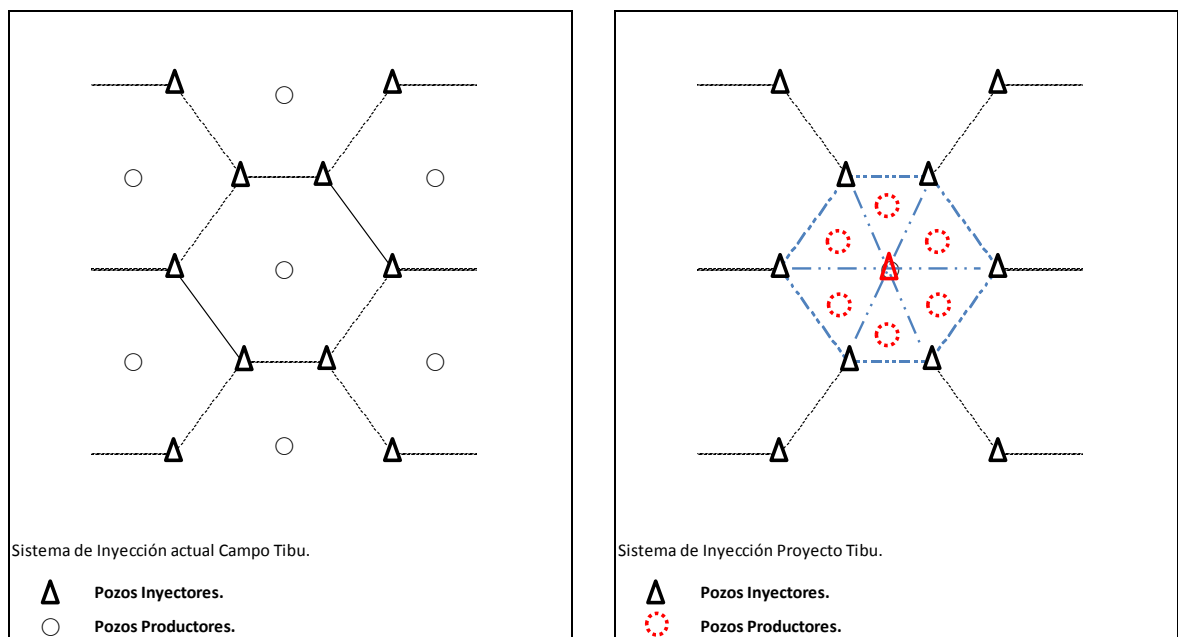
Centralizar infraestructura de tratamiento de fluidos e inyección de agua construyendo nuevas facilidades.

1.1 SISTEMAS DE INYECCION DE AGUA

En el Campo Tibu se inició la inyección de agua desde los años 60s, con una separación inicial de 90 acres, con un arreglo de 7 puntos (6 pozos inyectoros, 1 pozo productor). Siendo el área “C” la que mostro una mejor respuesta en la producción de aceite.

En el año 2012 se buscaron alternativas al interior de Ecopetrol S.A. para cumplir con la meta de producción y es así como nace el Proyecto Tibu, este proyecto busca incrementar la producción y el factor de recobro a través de perforación, disminución de la separación de los pozos a 45 acres, modificación Al arreglo en los patrones de inyección a 4 puntos puntos (3 pozos inyectoros, 1 pozo productor) Figura 3.

Figura 3; Patrones de inyección Actual y Proyectoado



Fuente: el autor.

El agua de inyección que se utiliza en la actualidad en el Campo Tibu es tomada de pozos captadores, formación Mirador, 20 pozos en total, los cuales fueron perforados con este propósito, se tiene un permiso para captación de 100.000 BWPD y el monitoreo a estas variable se realiza a través del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) Cuadro 3.

Tabla 3; Propiedades del Agua de Inyección

| | G&O [ppm] | SST [mg/L] | CO ₂ [mg/L] | Fe ⁺⁺ [mg/L] | Oxígeno [ppb] | Bacterias [ufc/ml] |
|----------|--------------|---------------|---------------------------|----------------------------|------------------|-----------------------|
| PIA J-25 | NA | < 5 | 14 | 4 | ND | 1 |
| M-14 | NA | < 5 | 12 | 4 | ND | <10 |
| M-24 | NA | < 5 | 11 | 4 | ND | 1 |
| K-27 | NA | < 5 | 18 | 5 | ND | <10 |
| K-32 | NA | < 5 | 11 | 8 | ND | <10 |

NA: No Aplica ND: No Determinado

Fuente: Informe Técnico, Departamento de Producción 2013

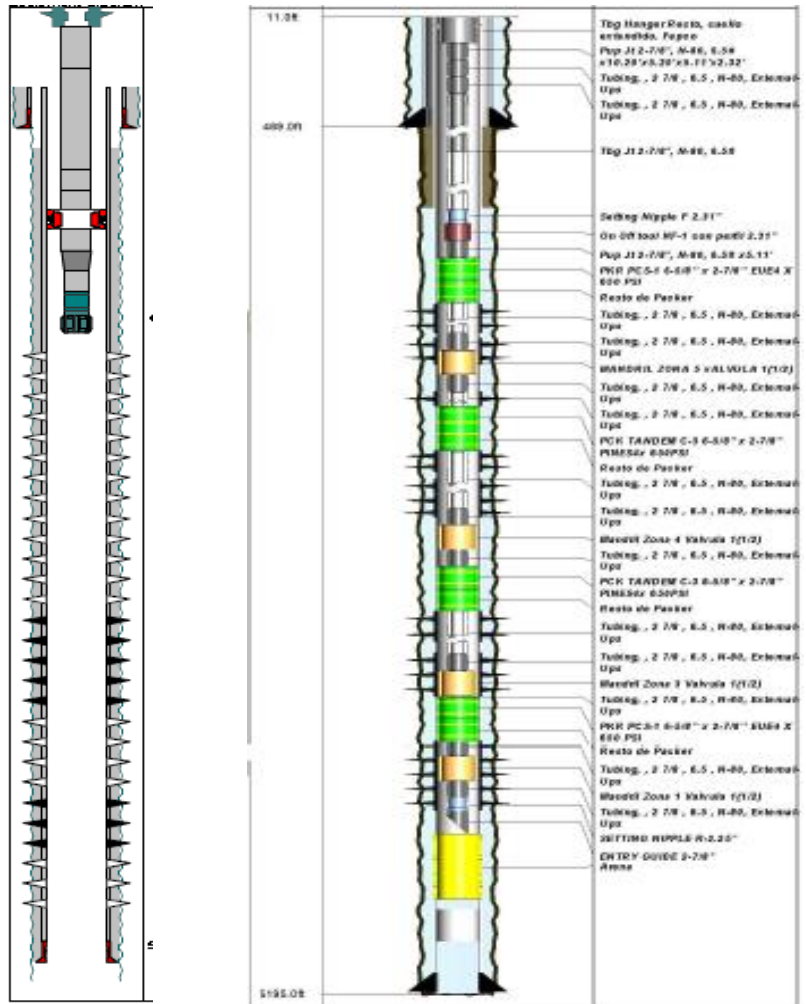
Actualmente se han implementado en el Campo Tibu dos métodos de inyección, convencional y con Sarta selectiva.

1.1.1 Inyección Convencional. Es el sistema más utilizado en el Campo Tibu, se inyecta el agua por una sola línea a un grupo de arenas sin tener en cuenta las diferentes propiedades petrofísicas de cada una de las arenas, se inició en los años 60s, tiene la desventaja que las arenas de buenas propiedades petrofísicas tienen un alto barrido y han acumulado hasta máximo 2 volúmenes porosos, a diferencia de las arena que no presentan muy buenas propiedades petrofísicas las cuales no han sido contactadas y han inyectado menos de 0.5 volúmenes porosos. Estos valores se obtuvieron a partir de simuladores de la industria (Eclipse, Sahara, Asia) basado en las propiedades petrofísicas de cada arena, los perfiles de inyección tomados en cada pozo y el volumen inyectado en cada uno de estos, Figura 4.

1.1.2 Sartas Selectivas. Está sistema se implementó en el año 2011 (5 pozos) y año 2013 (12 pozos) para el completamiento de pozos inyectoros, con el propósito de aumentar la eficiencia vertical, contactando arenas que no habían estado afectadas por la inyección anteriormente, Figura 4.

Todos los pozos a los que se les realizo este completamiento son del área "A" del Campo Tibu por presenta mejor desarrollo, se instaló esta tecnología, basado en los resultados exitosos tomados en los Campo La Cira y Campo Casabe.

Figura 4; Diseño inyección Convencional y Sarta selectiva.



Fuente:

2. PILOTO DE INYECCION DE AGUA POR PULSOS

2.1 GENERALIDADES

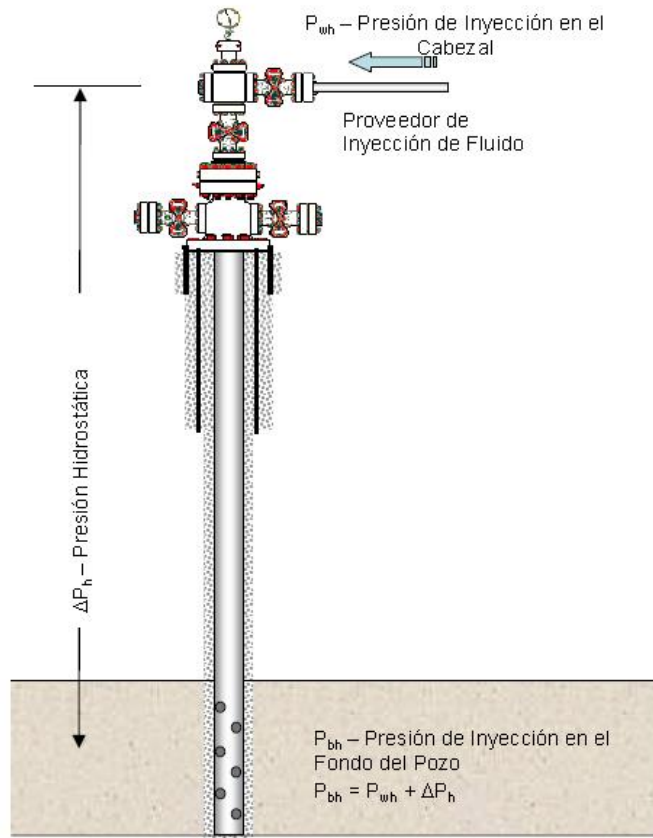
Actualmente a nivel mundial existe gran preocupación por la declinación en la producción de petróleo en los pozos de los Campos petroleros. Las curvas de declinación varían para todos los pozos y todos los Campos dependiendo de los tratamientos que se le den al Campo con pozos que muestran declinaciones. A nivel mundial, bajo métodos convencionales de recuperación primaria se alcanzan a recuperar entre un 25% al 35% de aceite original insitu dejando valiosos volúmenes de aceite atrapados que de ser extraídos, se traduciría en mayores e importantes ingresos para las empresas, uno de los métodos que permiten aumentar el factor de recobro es la inyección por pulsos.

En el año 1930, informes de empresas operadoras mostraban que la producción de crudo aumentaba después de terremotos o sismos en la cercanía de los pozos, investigadores rusos han realizado estudios que confirman que ondas acústicas de baja frecuencia tiene un efecto positivo en la movilidad del petróleo.

Para poder diferenciar claramente la tecnología de inyección por pulsos de la inyección tradicional, se debe comprender los cambios en presiones de inyección de los dos métodos.

En la inyección tradicional se tiene una presión de inyección en cabeza de pozo (P_{wh}) y una presión adicional debido a la columna hidrostática (ΔP_h), con estos dos componentes se tiene una presión en la cara de la formación (P_{bh}) que es la suma de los dos, esta inyección es constante en el tiempo (Figura.5).

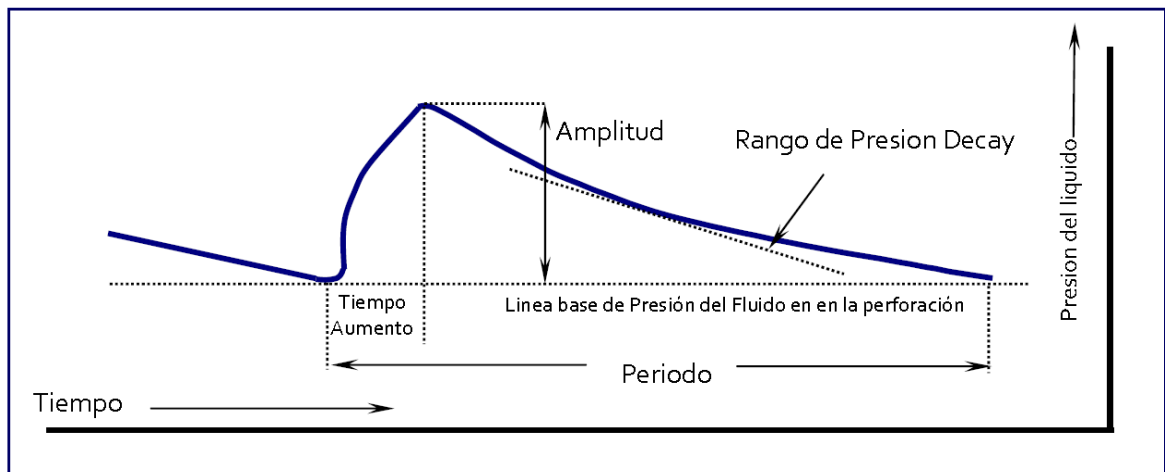
Figura 5; Diseño esquemático de un pozo de inyección y definición de presiones, Wavefront Reservoir Technologies Ltd, Optimización de Procesos Convenciones de Inyección



Fuente: presentación Información técnica, www.onthewavefront.com

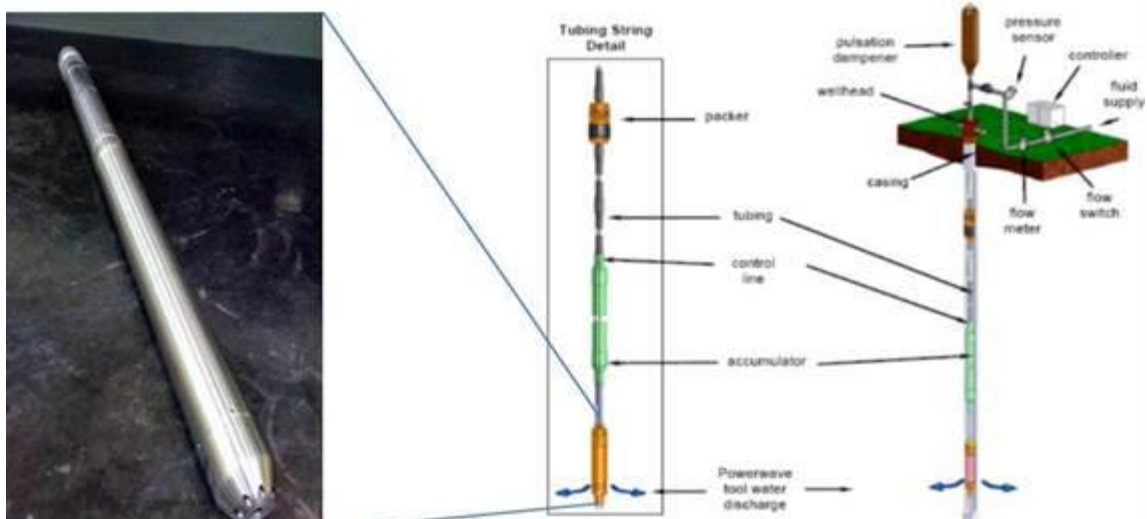
La inyección por pulsos genera pulsaciones de presión asimétricas, (Figura 6), esta variación de la presión se debe a la apertura y cierre de una válvula circunferencial de alta estabilización que se encuentra instalada en la herramienta de pulsos (Figura 7), generando pulsaciones, de esta forma el pico de presión será igual a la presión en la cara de la formación (P_{bh}) y el promedio de la presión del fondo del pozo durante el periodo de utilización de esta tecnología será más baja que la inyección convencional. Cuando la válvula se abre la presión aumenta rápidamente hasta su punto de valor más alto, el tiempo máximo que toma para llegar a su presión máxima es un parámetro que debe ser calibrado dependiendo de las características individuales de cada Yacimiento. El aumento típico de presión es del orden de 250 psi para la mayoría de las aplicaciones pero no se limita a este rango, se pueden obtener herramientas con aumentos de presión entre 100 – 700 psi.

Figura 6; Características de la Presión de Pulsaciones, Wavefront Reservoir Technologies Ltd, Optimización de Procesos Convenciones de Inyección



Fuente: presentación Información técnica, www.onthewavefront.com

Figura 7; Herramienta por pulsos, presentación



Fuente: Información técnica, www.onthewavefront.com

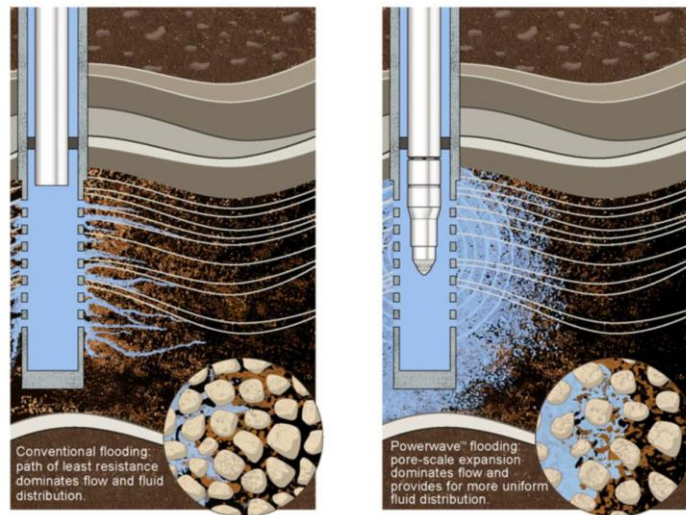
Cuando la pulsación es liberada, la energía liberada genera una ola de empuje de fluido que viaja dentro de la formación a una velocidad aproximada de 100 metros por segundo. Esta ola de empuje es muy similar a un Tsunami, con la diferencia que el fluido es desplazado dentro del espacio poroso.

En la inyección de agua se estima que el principal efecto que ocurre es el entrapamiento capilar de las gotas residuales de petróleo debido a la acción de las fuerzas capilares que impiden el movimiento del fluido no humectante, al aplicarle el pulso es equivalente a aplicarle un diferencial de presión oscilatorio en los capilares, cuando este gradiente adicional actúa en el poro el umbral de la presión capilar es superado, instantáneamente el movimiento de la gota de aceite se produce y se mueve a través del espacio poroso induciendo la coalescencia de las gotas, cuando el pulso es suspendido la gota se mueve parcialmente hacia atrás esto se debe a la dilatación y contracción que sufre el medio elástico por el paso de una onda.

La inyección por pulsos puede alterar o modificar la permeabilidad, incrementando la movilidad del petróleo, se puede reducir considerablemente la influencia de las fuerzas capilares en la producción de petróleo, esto se debe a que el pulso genera una vibración en las paredes porosas reduciendo la adherencia del fluido. Las vibraciones destruyen las películas de material absorbidas por las paredes de los poros, incrementando el espacio efectivo de los poros. Incrementando la permeabilidad de la fase, lo que disminuirá la saturación de petróleo residual y la saturación del agua irreducible.

Los campos de petróleo presentan una permeabilidad heterogénea generada por el proceso básico de capas sedimentarias y también por las actividades tectónicas posteriores que dobla o estresa la roca y puede abrir fracturas naturales. Zonas de alta permeabilidad absorbe un volumen de líquido desproporcionado y provoca que el agente de inundación penetre pobremente a través del material menos permeable, dando lugar a una mala conformidad. Esta tecnología utiliza una herramienta en el subsuelo que genera ondas de desplazamiento de fluidos en el depósito que mejora la eficacia de cómo el agua se mueve a través de la roca del yacimiento. Esto lleva a que más petróleo sea empujado hacia los pozos de producción, Figura 7, dando lugar a un aumento de la producción y las reservas a través del tiempo

Figura 8; Distribución de fluidos sin y con la herramienta de inyección por pulsos



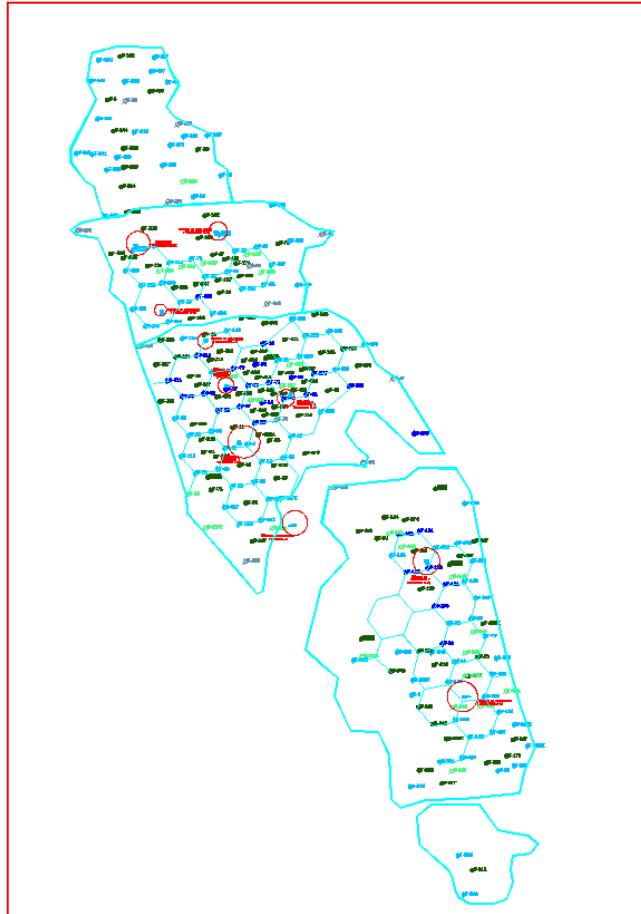
Fuente: Wavefront Reservoir Technologies Ltd, www.onthewavefront.com

La tecnología de inyección por pulsos se diseña para cada yacimiento en particular, dependiendo de las características del yacimiento, Permeabilidad, viscosidad, etc.

2.2 SELECCIÓN DE PILOTO DE INYECCIÓN

En el Campo Tibu actualmente tiene 128 pozos productores activos y 49 pozos inyectores activos en 5 zonas, Figura 9.

Figura 9; distribuciones de los pozos productores e inyectores en el Campo Tibú



Fuente: Presentación de Yacimientos2013

La inyección en el Campo Tibú se lleva a cabo en la Formación Barco (espesor entre 50 – 100 pies), para la realización de este piloto se escogió esta formación al igual que el área “A” del Campo Tibú por ser el área que tiene más completa la información histórica de los pozos productores e inyectores al igual que el histórico de producción e inyección.

En la literatura se encuentra información de Campos donde se realizaron pruebas de esta tecnología y fue exitosa;

Ubicación: Alberta, Canadá

Operador: Mediana Empresa de Petróleo y Gas.

Formación: 28% porosidad de arenisca

Depósito de fluidos: Crudo 18.5°API

Aplicación: Mejorar la eficiencia del barrido.

Fecha de instalación: Sept/Oct 20007

Ubicación: 20 millas al suroeste de Bakersfield, California.

Operador: Mediana Empresa de Petróleo y Gas.

Depósito de fluidos: Crudo 18.5°API

Aplicación: Mejorar la eficiencia del barrido.

Ubicación: Michigan, USA.

Operador: Independent U.S. Oil and Gas E&P Company.

Depósito de fluidos: Crudo 42°API

Aplicación: Mejorar la eficiencia del barrido, Incremento de producción y reservas.

Fecha de instalación: octubre de 2009

Ubicación: West Texas, USA.

Operador: Large Independent U.S. Oil and Gas E&P Company.

Depósito de fluidos: Crudo 25°API

Aplicación: Mejorar la eficiencia del barrido, Incremento de producción y reservas.

Fecha de instalación: Noviembre de 2009

Con esta información de los artículos técnicos se realizó un análisis y se realizaron las proyección estimadas para el piloto en el Campo Tibu.

Para poder alcanzar las metas de producción con las que se comprometió la gerencia se debe de implementar nuevas tecnologías que permitan realizar un mejor barrido por esta razón se realizara un piloto de inyección en el Campo Tibu.

Para la definición de los pozos en los que se instalara esta tecnología, se tuvieron en cuenta varios criterios, entre los cuales se tienen;

- ✓ Se revisaron los históricos de inyección para analizar el desempeño de los pozos.
- ✓ Se analizaron los caudales de inyección reales vs recomendados por etapa para los pozos de sarta selectiva con la información histórica de trazadores.
- ✓ Pruebas y niveles de los pozos productores influenciados.
- ✓ Análisis Geológico y correlación de arenas inyector-productor.

Para los 49 pozos inyectores, se realizó una primera preselección teniendo en cuenta los dos primeros criterios; Históricos de inyección donde se analizó el desempeño de los pozos y los caudales reales vs los caudales recomendados (los

pozos que cumplían o estaban cercanos al caudal recomendado fueron descartados), se obtuvieron 13 candidatos para la aplicación de esta tecnología.

Tabla 4: Preselección de los pozos inyectores Candidatos para la instalación de la herramienta por pulsos

| Estación | Pozo | Tipo de Sarta | Comentarios y Recomendaciones |
|----------|-------|---------------|--|
| K-27 | T-015 | SS | Pozo con sarta selectiva, se evidencia problemas de arenamiento en las etapas 1 y 2. Sacar válvula 4 y dejarlo libre. Limpieza de fondo con unidad de CT en el T-494, se encuentra con nivel alto, T-11 candidato a optimización y a conversión. |
| K-27 | T-017 | SS | Se sugiere limpieza de fondo reporta colapso a 4583 ft. Cambio válvula 1 ajustando caudal recomendado de 800 BWIPD después realizar trazador. Adicionalmente limpieza de fondo de pozo. |
| J-25 | T-046 | SS | Se realizo trazador en el mes de enero. Fondo 4450 ft. Correlaciona con T-396, T-237K, T-408K. Cambio de válvula en la etapa 3. Estimular 2/3 etapas opcional a 3 Powerwave. |
| J-25 | T-062 | SS | T-62, se definió cambiar válvula de la etapa 2, con el fin de identificar el comportamiento de la válvula en la etapa 3 y tomar trazador después de cambiar las válvulas. Adicionalmente se sugiere verificación del fondo. Correlaciona con T-397, T-494, T-408k, A-27. |
| J-25 | T-093 | SS | Pozo con sarta selectiva cambio de válvula etapa 2 ajustada a 1200 BWIPD, dejar libre válvula etapa 4, requiere limpieza de fondo. Correlaciona con T-519, T-522, T-397. Estimular con Powerwave (4 válvulas). |
| J-25 | T-104 | SS | No es candidato a tecnología Powerwave, están tomando todos los intervalos. |
| J-25 | T-113 | SS | Se sugiere limpieza de fondo. Cambio de válvula 1 ajustando caudal recomendado de 800 BWIPD después realizar trazador. Adicionalmente limpieza de fondo de pozo. Correlaciona con los pozos T-523, T-517, T-212, etapa 1 y 2 Powerwave. |
| J-25 | T-116 | SS | Sarta selectiva, con dos etapas, correlaciona con el T-516, candidato a tecnología Powerwave, estimular las 2 etapas con Powerwave. |
| J-25 | T-121 | SS | Pozo con Sarta selectiva, tomar fondo. Dejar libre válvula 3, correlaciona con el T-519, T-523, T-522, T-523. Ajuste de válvula 2 por una de 1200 BWIPD. |
| J-25 | T-127 | SS | Opcional a la aplicación de la tecnología Powerwave en 3 etapas. Fecha de instalación de la línea en marzo. |
| M-24 | T-256 | SC | Aplicación de tecnología Powerwave desde 4883 a 4940 y 4950 a 5000 Ft, estimular esta zona colocando el empaque a 4794 o 4870 Ft. Este pozo correlaciona con los siguientes pozos productores: T-514, T-515, 487, T-485, T-403. |
| M-24 | T-366 | SS | Opcional a la aplicación de la tecnología Powerwave en 3 etapas. Fecha de instalación de la línea en marzo. |
| M-24 | T-369 | SS | Opcional a la aplicación de la tecnología Powerwave en 3 etapas. Fecha de instalación de la línea en marzo. |

Fuente: el autor.

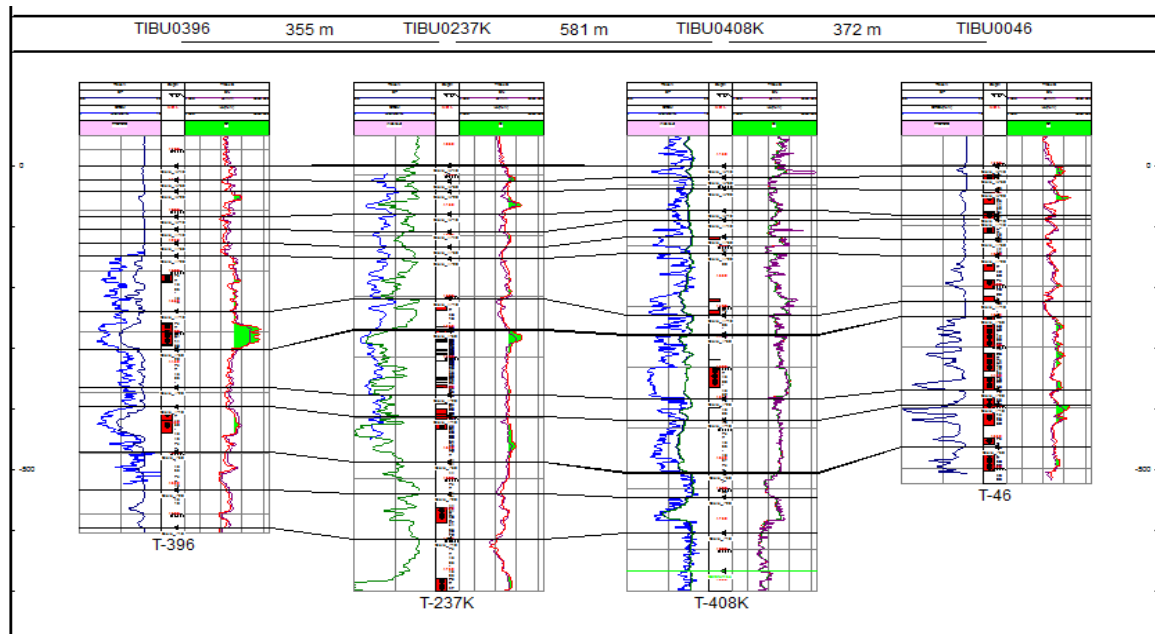
Tabla 5; Pozos Productores Influenciados

| Pozo Inyector | Productores Influenciados | | |
|---------------|-----------------------------------|----------------|--------------------|
| | Activos | A Reactivar | A Perforar |
| T-015 | T-46, T-494, T-11 | T-408K, T-223 | |
| T-017 | T-494, T-203 | T-223 | |
| T-046 | T-396 | T-237K, T-408K | A-27, A-29 |
| T-062 | T-397, T-494 | T-408K, T-492 | A-27, A-29 |
| T-093 | T-519, T-522, T-397 | | A-27 |
| T-104 | T-523 | | |
| T-113 | | 169 | |
| T-116 | T-516 | | |
| T-121 | T-519, T-522, T-523 | | |
| T-127 | | | A-70, A-106, A-107 |
| T-256 | T-514, T-515, T-485, T-487, T-403 | | A-43 |
| T-366 | | | A-3, A-4, A-5 |
| T-369 | | | A-9, A-13 |

Fuente: el autor

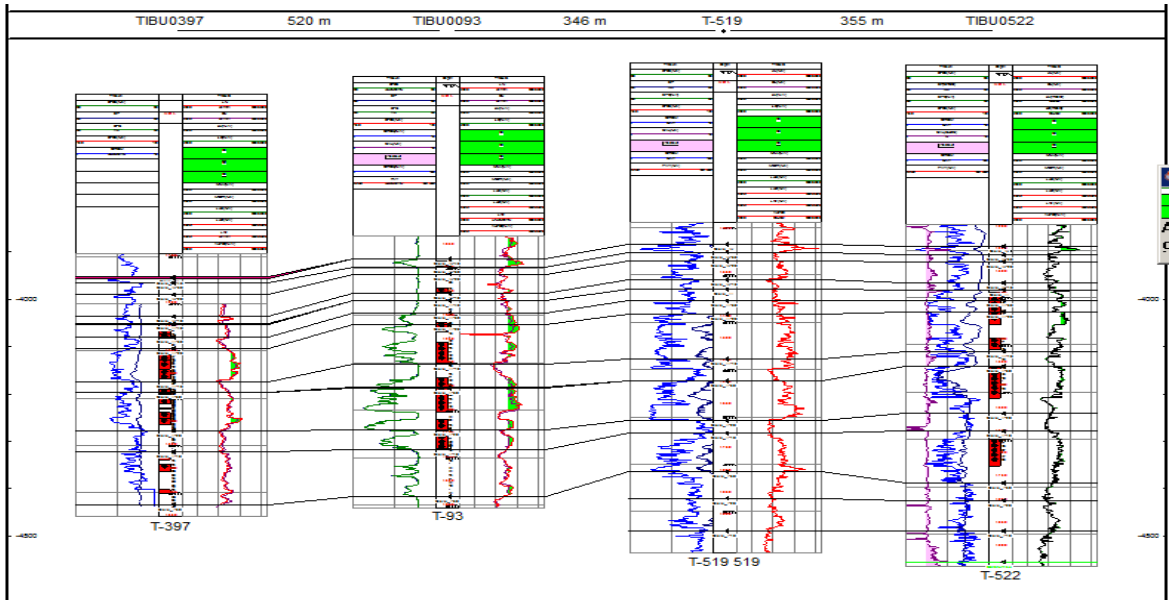
En la segunda etapa de la selección de los pozos en que se instalaría la herramienta de pulsos se utilizó el criterio de la correlación de las arenas inyector-productor.

Figura 10. Correlación T-046 con productores vecinos. Ecopetrol s.a.



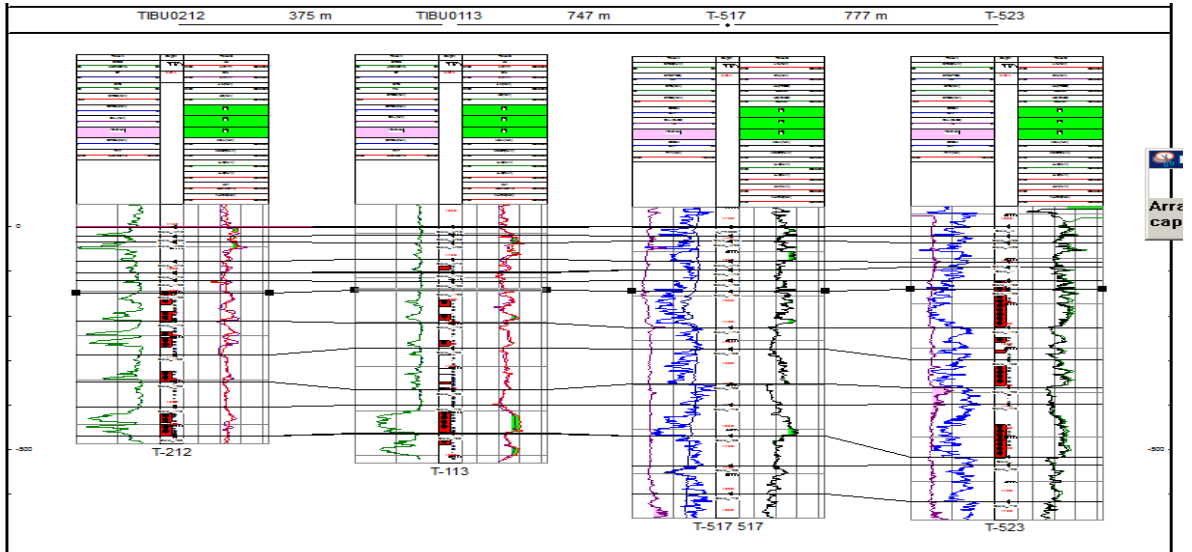
Fuente: Presentación Yacimientos, Tibu, 2014

Figura 11. Correlación T-093 con productores vecinos. Ecopetrol s.a.



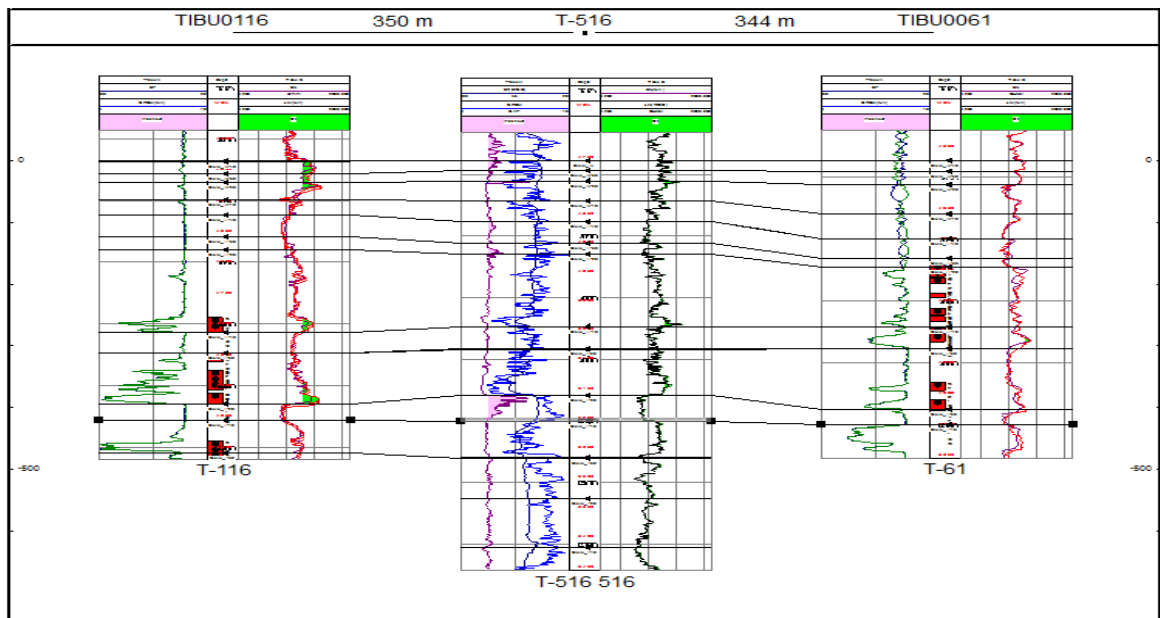
Fuente: Presentación Yacimientos, Tibu, 2014

Figura 12. Correlación T-113 con productores vecinos. Ecopetrol s.a



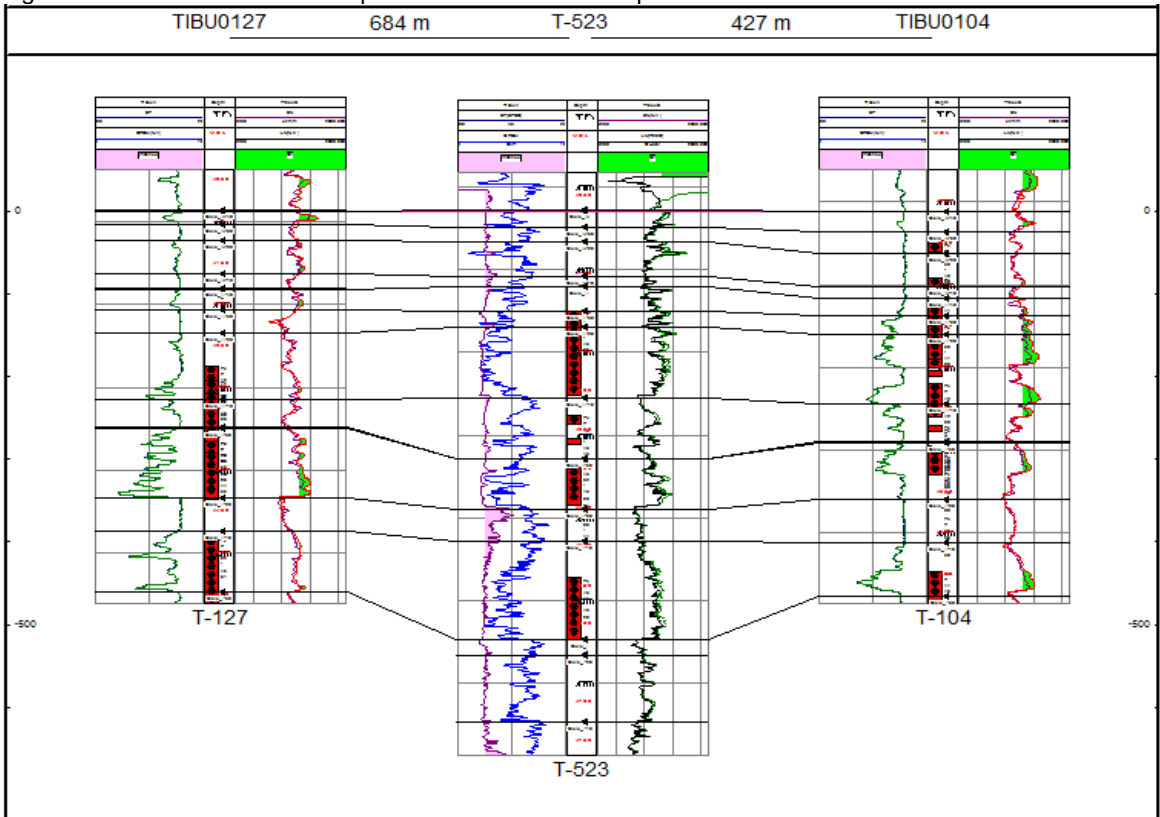
Fuente: Presentación Yacimientos, Tibu, 2014.

Figura 13. Correlación T-116 con productores vecinos. Ecopetrol s.a.



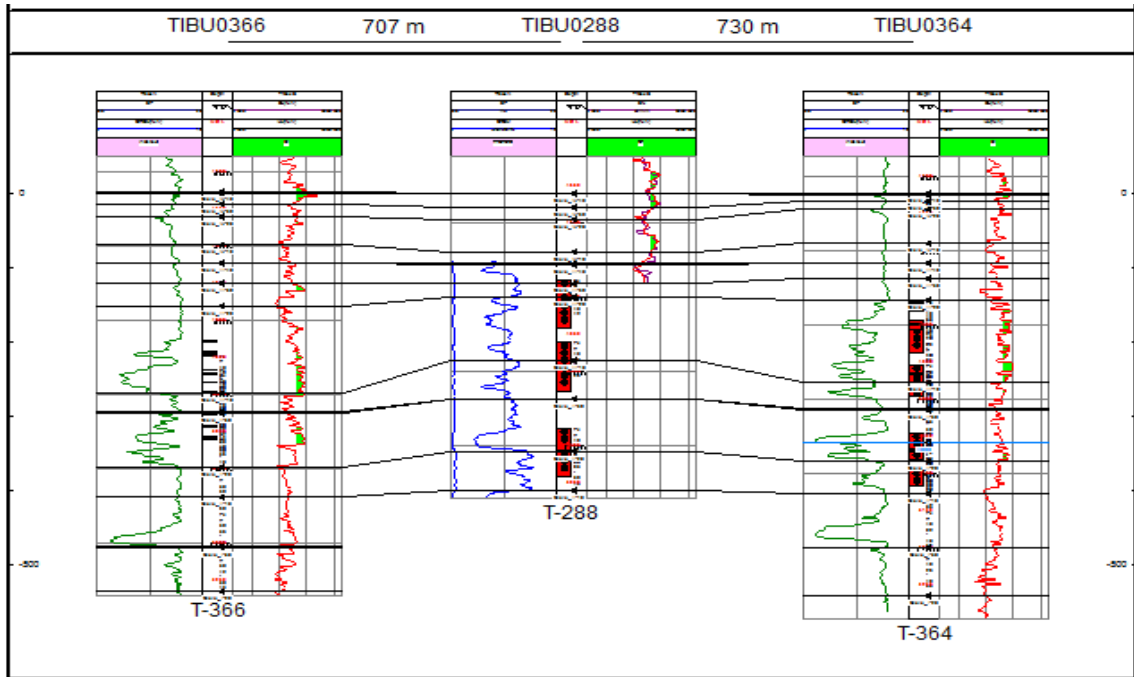
Fuente: Presentación Yacimientos, Tibu, 2014

Figura 14. Correlación T-127 con productores vecinos. Ecopetrol s.a.



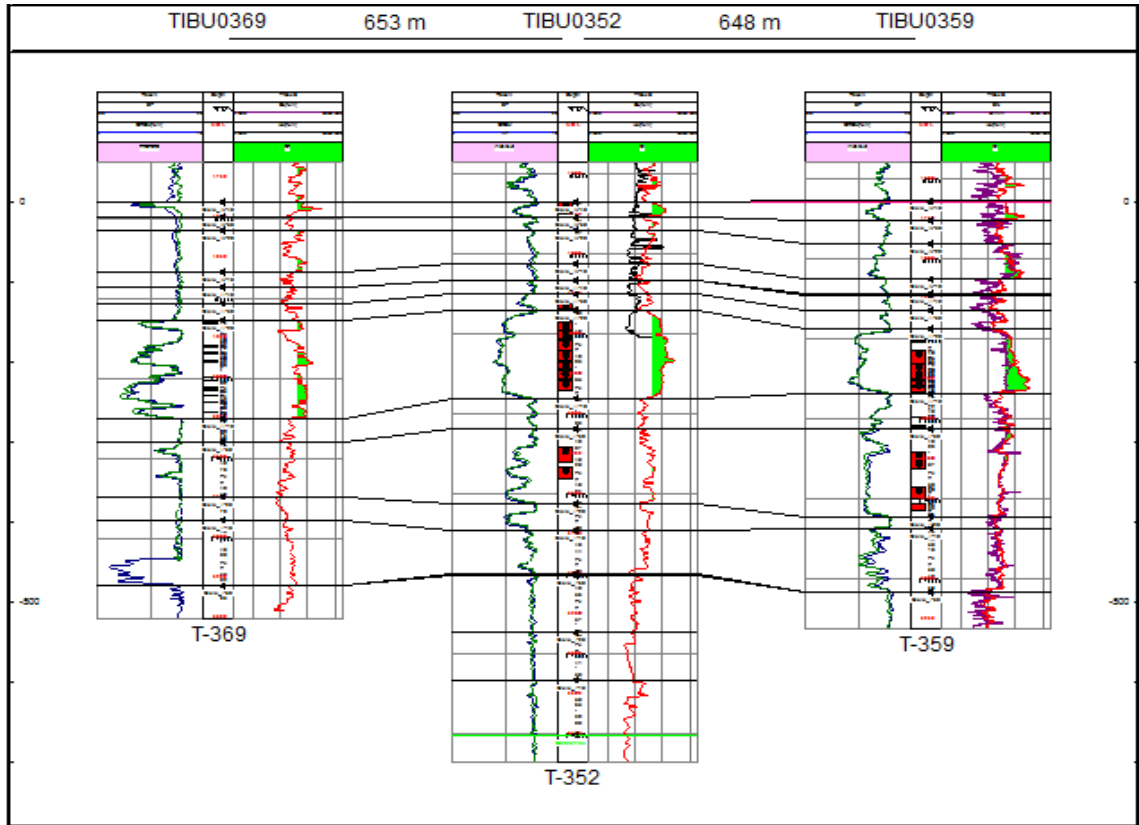
Fuente: Presentación Yacimientos, Tibu, 2014

Figura 15. Correlación T-366 con productores vecinos. Ecopetrol s.a.



Fuente: Presentación Yacimientos, Tibu, 2014

Figura 16. Correlación T-369 con productores vecinos. Ecopetrol s.a.



Fuente: Presentación Yacimientos, Tibu, 2014

Después de realizar la correlación de las arenas, se encontraron siete pozos que cumplían con los criterios requeridos, los pozos seleccionados son; T-046, T-093, T-113, T-116, T-127, T-366 y T-369.

Una vez revisada y analizada la información de cada uno de los pozos se realizan las siguientes recomendaciones por intervalo, por pozo;

Tabla 6; Recomendaciones por pozo

| Pozo | Intervalos | Q_{wi} Recomendado (BWIPD) | Q_{wi} Real (BWIPD) | Propuesta |
|-----------------------|-----------------------|------------------------------|-----------------------|-------------------------------|
| T-046 | <i>Empaque @ 4134</i> | | | |
| | 4150 - 4217 | 200 | 280 | Sacar válvula |
| | <i>Empaque @ 4223</i> | | | |
| | 4244 - 4336 | 400 | 288 | Utilizar Inyección por pulsos |
| <i>Empaque @ 4338</i> | | | | |

| | | | | |
|--|-------------|-----|-----|--|
| | 4367 - 4485 | 600 | 392 | Utilizar Inyección por pulsos y limpiar fondo. |
|--|-------------|-----|-----|--|

| Pozo | Intervalos | Q_{wi} Recomendado (BWIPD) | Q_{wi} Real (BWIPD) | Propuesta |
|-------------|-----------------------|------------------------------|--|-------------------------------|
| T-093 | <i>Empaque @ 4070</i> | | | |
| | 4085 - 4096 | 500 | 37 | Sacar Válvula |
| | <i>Empaque @ 4110</i> | | | |
| | 4141 - 4151 | 400 | 34 | Utilizar Inyección por pulsos |
| | <i>Empaque @ 4185</i> | | | |
| | 4215 - 4235 | 500 | 210 | Utilizar Inyección por pulsos |
| | <i>Empaque @ 4240</i> | | | |
| | 4255 - 4300 | 1000 | 4 | Utilizar Inyección por pulsos |
| | <i>Empaque @ 4315</i> | | | |
| 4330 - 4482 | 500 | 0 | Utilizar Inyección por pulsos y limpiar fondo. | |

| Pozo | Intervalos | Q_{wi} Recomendado (BWIPD) | Q_{wi} Real (BWIPD) | Propuesta |
|-----------------------|-----------------------|------------------------------|-----------------------|--|
| T-113 | <i>Empaque @ 4096</i> | | | |
| | 4140 - 4186 | 600 | 25 | Sacar Válvula |
| | <i>Empaque @ 4226</i> | | | |
| | 4250 - 4265 | 600 | 4 | Utilizar Inyección por pulsos |
| | <i>Empaque @ 4270</i> | | | |
| | 4282 - 4450 | 1200 | 840 | Utilizar Inyección por pulsos y limpiar fondo. |
| <i>Empaque @ 4606</i> | | | | |

| Pozo | Intervalos | Q_{wi} Recomendado (BWIPD) | Q_{wi} Real (BWIPD) | Propuesta |
|-------|-----------------------|------------------------------|-----------------------|-------------------------------|
| T-116 | <i>Empaque @ 4771</i> | | | |
| | 4790 - 4814 | 400 | 277 | Utilizar Inyección por pulsos |
| | <i>Empaque @ 4826</i> | | | |
| | 4846 - 5020 | 700 | 462 | Utilizar Inyección por pulsos |

| Pozo | Intervalos | Q_{wi} Recomendado (BWIPD) | Q_{wi} Real (BWIPD) | Propuesta |
|-------|-----------------------|------------------------------|-----------------------|---|
| T-127 | <i>Empaque @ 4237</i> | | | Candidato a utilizar inyección por pulsos |

| | | | | |
|--|--|-----------------------|--|-------------------------|
| | | | | en los tres intervalos. |
| | | <i>Empaque @ 4345</i> | | |
| | | | | |
| | | <i>Empaque @ 4930</i> | | |
| | | | | |

| Pozo | Intervalos | Q_{wi} Recomendado (BWIPD) | Q_{wi} Real (BWIPD) | Propuesta |
|-------|------------|------------------------------------|--------------------------|---|
| T-366 | | <i>Empaque @ 4805</i> | | Candidato a utilizar inyección por pulsos en los tres intervalos. |
| | | | | |
| | | <i>Empaque @ 4874</i> | | |
| | | | | |
| | | <i>Empaque @ 5013</i> | | |
| | | | | |

| Pozo | Intervalos | Q_{wi} Recomendado (BWIPD) | Q_{wi} Real (BWIPD) | Propuesta |
|-------|------------|------------------------------------|--------------------------|---|
| T-369 | | <i>Empaque @ 4886</i> | | Candidato a utilizar inyección por pulsos en los tres intervalos. |
| | | | | |
| | | <i>Empaque @ 4941</i> | | |
| | | | | |
| | | <i>Empaque @ 4984</i> | | |
| | | | | |

Fuente: El Autor

Los pronóstico de producción incremental realizados a cuatro años para cada uno de los pozos productores (8 pozos productores activos) que son afectados por la instalación de la herramienta en los pozos inyectoros, son los siguientes;

Tabla 7; Produccion Básica e incremental de los pozos T-397 y T-494

| COMPLETION | TIBU 397 BARCO POWERWAVE | | | TIBU 494 BARCO POWERWAVE | | |
|-------------------|--------------------------|-------------|----------------------|--------------------------|-------------|----------------------|
| DECLINE RATE - MN | 0.0100 | | | 0.0100 | | |
| DATE | Basica | Incremental | Basica + Incremental | Basica | Incremental | Basica + Incremental |
| 01/09/2014 | 34 | 7 | 41 | 28 | 9 | 37 |
| 01/10/2014 | 34 | 7 | 41 | 28 | 9 | 37 |
| 01/11/2014 | 33 | 7 | 40 | 27 | 9 | 36 |
| 01/12/2014 | 33 | 7 | 40 | 27 | 9 | 36 |
| 01/01/2015 | 33 | 7 | 39 | 27 | 9 | 36 |
| 01/02/2015 | 32 | 7 | 39 | 27 | 9 | 35 |
| 01/03/2015 | 32 | 7 | 39 | 26 | 8 | 35 |
| 01/04/2015 | 32 | 7 | 38 | 26 | 8 | 34 |
| 01/05/2015 | 31 | 6 | 38 | 26 | 8 | 34 |
| 01/06/2015 | 31 | 6 | 38 | 26 | 8 | 34 |
| 01/07/2015 | 31 | 6 | 37 | 25 | 8 | 33 |
| 01/08/2015 | 31 | 6 | 37 | 25 | 8 | 33 |
| 01/09/2015 | 30 | 6 | 36 | 25 | 8 | 33 |
| 01/10/2015 | 30 | 6 | 36 | 25 | 8 | 32 |
| 01/11/2015 | 30 | 6 | 36 | 24 | 8 | 32 |
| 01/12/2015 | 29 | 6 | 35 | 24 | 8 | 32 |
| 01/01/2016 | 29 | 6 | 35 | 24 | 8 | 32 |
| 01/02/2016 | 29 | 6 | 35 | 24 | 8 | 31 |
| 01/03/2016 | 29 | 6 | 34 | 23 | 8 | 31 |
| 01/04/2016 | 28 | 6 | 34 | 23 | 7 | 31 |
| 01/05/2016 | 28 | 6 | 34 | 23 | 7 | 30 |
| 01/06/2016 | 28 | 6 | 33 | 23 | 7 | 30 |
| 01/07/2016 | 27 | 6 | 33 | 22 | 7 | 30 |
| 01/08/2016 | 27 | 6 | 33 | 22 | 7 | 29 |
| 01/09/2016 | 27 | 6 | 33 | 22 | 7 | 29 |
| 01/10/2016 | 27 | 6 | 32 | 22 | 7 | 29 |
| 01/11/2016 | 26 | 5 | 32 | 22 | 7 | 29 |
| 01/12/2016 | 26 | 5 | 32 | 21 | 7 | 28 |
| 01/01/2017 | 26 | 5 | 31 | 21 | 7 | 28 |
| 01/02/2017 | 26 | 5 | 31 | 21 | 7 | 28 |
| 01/03/2017 | 26 | 5 | 31 | 21 | 7 | 27 |
| 01/04/2017 | 25 | 5 | 30 | 21 | 7 | 27 |
| 01/05/2017 | 25 | 5 | 30 | 20 | 7 | 27 |
| 01/06/2017 | 25 | 5 | 30 | 20 | 6 | 27 |
| 01/07/2017 | 25 | 5 | 30 | 20 | 6 | 26 |
| 01/08/2017 | 24 | 5 | 29 | 20 | 6 | 26 |
| 01/09/2017 | 24 | 5 | 29 | 20 | 6 | 26 |
| 01/10/2017 | 24 | 5 | 29 | 19 | 6 | 26 |
| 01/11/2017 | 24 | 5 | 29 | 19 | 6 | 25 |
| 01/12/2017 | 24 | 5 | 28 | 19 | 6 | 25 |
| 01/01/2018 | 23 | 5 | 28 | 19 | 6 | 25 |
| 01/02/2018 | 23 | 5 | 28 | 19 | 6 | 25 |
| 01/03/2018 | 23 | 5 | 28 | 18 | 6 | 24 |
| 01/04/2018 | 23 | 5 | 27 | 18 | 6 | 24 |
| 01/05/2018 | 22 | 5 | 27 | 18 | 6 | 24 |
| 01/06/2018 | 22 | 5 | 27 | 18 | 6 | 24 |
| 01/07/2018 | 22 | 5 | 27 | 18 | 6 | 23 |

Fuente: El Autor

Tabla 8; Producción Básica e incremental de los pozos T-514 y T-515

| COMPLETION | TIBU 514 BARCO POWERWAVE | | | TIBU 515 BARCO POWERWAVE | | |
|-------------------|--------------------------|-------------|----------------------|--------------------------|-------------|----------------------|
| DECLINE RATE - MN | 0.0350 | | | 0.0200 | | |
| DATE | Basica | Incremental | Basica + Incremental | Basica | Incremental | Basica + Incremental |
| 01/09/2014 | 30 | 25 | 55 | 20 | 10 | 30 |
| 01/10/2014 | 29 | 24 | 53 | 20 | 10 | 29 |
| 01/11/2014 | 28 | 23 | 51 | 19 | 10 | 29 |
| 01/12/2014 | 27 | 23 | 50 | 19 | 9 | 28 |
| 01/01/2015 | 26 | 22 | 48 | 18 | 9 | 28 |
| 01/02/2015 | 25 | 21 | 46 | 18 | 9 | 27 |
| 01/03/2015 | 24 | 20 | 45 | 18 | 9 | 27 |
| 01/04/2015 | 24 | 20 | 43 | 17 | 9 | 26 |
| 01/05/2015 | 23 | 19 | 42 | 17 | 9 | 26 |
| 01/06/2015 | 22 | 19 | 41 | 17 | 8 | 25 |
| 01/07/2015 | 22 | 18 | 39 | 16 | 8 | 25 |
| 01/08/2015 | 21 | 17 | 38 | 16 | 8 | 24 |
| 01/09/2015 | 20 | 17 | 37 | 16 | 8 | 24 |
| 01/10/2015 | 20 | 16 | 36 | 16 | 8 | 23 |
| 01/11/2015 | 19 | 16 | 35 | 15 | 8 | 23 |
| 01/12/2015 | 18 | 15 | 34 | 15 | 8 | 23 |
| 01/01/2016 | 18 | 15 | 33 | 15 | 7 | 22 |
| 01/02/2016 | 17 | 14 | 32 | 14 | 7 | 22 |
| 01/03/2016 | 17 | 14 | 31 | 14 | 7 | 21 |
| 01/04/2016 | 16 | 14 | 30 | 14 | 7 | 21 |
| 01/05/2016 | 16 | 13 | 29 | 14 | 7 | 21 |
| 01/06/2016 | 15 | 13 | 28 | 13 | 7 | 20 |
| 01/07/2016 | 15 | 13 | 28 | 13 | 7 | 20 |
| 01/08/2016 | 15 | 12 | 27 | 13 | 6 | 19 |
| 01/09/2016 | 14 | 12 | 26 | 13 | 6 | 19 |
| 01/10/2016 | 14 | 11 | 25 | 13 | 6 | 19 |
| 01/11/2016 | 13 | 11 | 25 | 12 | 6 | 19 |
| 01/12/2016 | 13 | 11 | 24 | 12 | 6 | 18 |
| 01/01/2017 | 13 | 11 | 23 | 12 | 6 | 18 |
| 01/02/2017 | 12 | 10 | 23 | 12 | 6 | 18 |
| 01/03/2017 | 12 | 10 | 22 | 12 | 6 | 17 |
| 01/04/2017 | 12 | 10 | 21 | 11 | 6 | 17 |
| 01/05/2017 | 11 | 10 | 21 | 11 | 6 | 17 |
| 01/06/2017 | 11 | 9 | 20 | 11 | 5 | 16 |
| 01/07/2017 | 11 | 9 | 20 | 11 | 5 | 16 |
| 01/08/2017 | 11 | 9 | 19 | 11 | 5 | 16 |
| 01/09/2017 | 10 | 9 | 19 | 10 | 5 | 16 |
| 01/10/2017 | 10 | 8 | 18 | 10 | 5 | 15 |
| 01/11/2017 | 10 | 8 | 18 | 10 | 5 | 15 |
| 01/12/2017 | 10 | 8 | 18 | 10 | 5 | 15 |
| 01/01/2018 | 9 | 8 | 17 | 10 | 5 | 15 |
| 01/02/2018 | 9 | 8 | 17 | 10 | 5 | 14 |
| 01/03/2018 | 9 | 7 | 16 | 9 | 5 | 14 |
| 01/04/2018 | 9 | 7 | 16 | 9 | 5 | 14 |
| 01/05/2018 | 8 | 7 | 16 | 9 | 5 | 14 |
| 01/06/2018 | 8 | 7 | 15 | 9 | 5 | 14 |
| 01/07/2018 | 8 | 7 | 15 | 9 | 4 | 13 |

Fuente: El Autor

Tabla 9; Producción Básica e incremental de los pozos T-516 y T-519.

| COMPLETION | TIBU 516 BARCO POWERWAVE | | | TIBU 519 BARCO POWERWAVE | | |
|-------------------|--------------------------|-------------|----------------------|--------------------------|-------------|----------------------|
| DECLINE RATE - MN | 0.0150 | | | 0.0500 | | |
| DATE | Basica | Incremental | Basica + Incremental | Basica | Incremental | Basica + Incremental |
| 01/09/2014 | 17 | 5 | 22 | 84 | 14 | 98 |
| 01/10/2014 | 17 | 5 | 22 | 80 | 13 | 93 |
| 01/11/2014 | 16 | 5 | 21 | 76 | 13 | 89 |
| 01/12/2014 | 16 | 5 | 21 | 73 | 12 | 85 |
| 01/01/2015 | 16 | 5 | 21 | 69 | 12 | 81 |
| 01/02/2015 | 16 | 5 | 20 | 66 | 11 | 77 |
| 01/03/2015 | 16 | 5 | 20 | 63 | 11 | 74 |
| 01/04/2015 | 15 | 5 | 20 | 60 | 10 | 70 |
| 01/05/2015 | 15 | 4 | 20 | 58 | 10 | 67 |
| 01/06/2015 | 15 | 4 | 19 | 55 | 9 | 64 |
| 01/07/2015 | 15 | 4 | 19 | 53 | 9 | 62 |
| 01/08/2015 | 14 | 4 | 19 | 50 | 8 | 59 |
| 01/09/2015 | 14 | 4 | 18 | 48 | 8 | 56 |
| 01/10/2015 | 14 | 4 | 18 | 46 | 8 | 54 |
| 01/11/2015 | 14 | 4 | 18 | 44 | 7 | 52 |
| 01/12/2015 | 14 | 4 | 18 | 43 | 7 | 50 |
| 01/01/2016 | 13 | 4 | 17 | 41 | 7 | 48 |
| 01/02/2016 | 13 | 4 | 17 | 39 | 7 | 46 |
| 01/03/2016 | 13 | 4 | 17 | 38 | 6 | 44 |
| 01/04/2016 | 13 | 4 | 17 | 36 | 6 | 42 |
| 01/05/2016 | 13 | 4 | 17 | 35 | 6 | 41 |
| 01/06/2016 | 13 | 4 | 16 | 34 | 6 | 39 |
| 01/07/2016 | 12 | 4 | 16 | 32 | 5 | 38 |
| 01/08/2016 | 12 | 4 | 16 | 31 | 5 | 36 |
| 01/09/2016 | 12 | 4 | 16 | 30 | 5 | 35 |
| 01/10/2016 | 12 | 4 | 15 | 29 | 5 | 34 |
| 01/11/2016 | 12 | 3 | 15 | 28 | 5 | 33 |
| 01/12/2016 | 12 | 3 | 15 | 27 | 5 | 32 |
| 01/01/2017 | 11 | 3 | 15 | 26 | 4 | 30 |
| 01/02/2017 | 11 | 3 | 15 | 25 | 4 | 29 |
| 01/03/2017 | 11 | 3 | 14 | 24 | 4 | 28 |
| 01/04/2017 | 11 | 3 | 14 | 24 | 4 | 27 |
| 01/05/2017 | 11 | 3 | 14 | 23 | 4 | 27 |
| 01/06/2017 | 11 | 3 | 14 | 22 | 4 | 26 |
| 01/07/2017 | 11 | 3 | 14 | 21 | 4 | 25 |
| 01/08/2017 | 10 | 3 | 14 | 21 | 3 | 24 |
| 01/09/2017 | 10 | 3 | 13 | 20 | 3 | 23 |
| 01/10/2017 | 10 | 3 | 13 | 19 | 3 | 22 |
| 01/11/2017 | 10 | 3 | 13 | 19 | 3 | 22 |
| 01/12/2017 | 10 | 3 | 13 | 18 | 3 | 21 |
| 01/01/2018 | 10 | 3 | 13 | 18 | 3 | 20 |
| 01/02/2018 | 10 | 3 | 13 | 17 | 3 | 20 |
| 01/03/2018 | 10 | 3 | 12 | 16 | 3 | 19 |
| 01/04/2018 | 9 | 3 | 12 | 16 | 3 | 19 |
| 01/05/2018 | 9 | 3 | 12 | 16 | 3 | 18 |
| 01/06/2018 | 9 | 3 | 12 | 15 | 3 | 18 |
| 01/07/2018 | 9 | 3 | 12 | 15 | 2 | 17 |

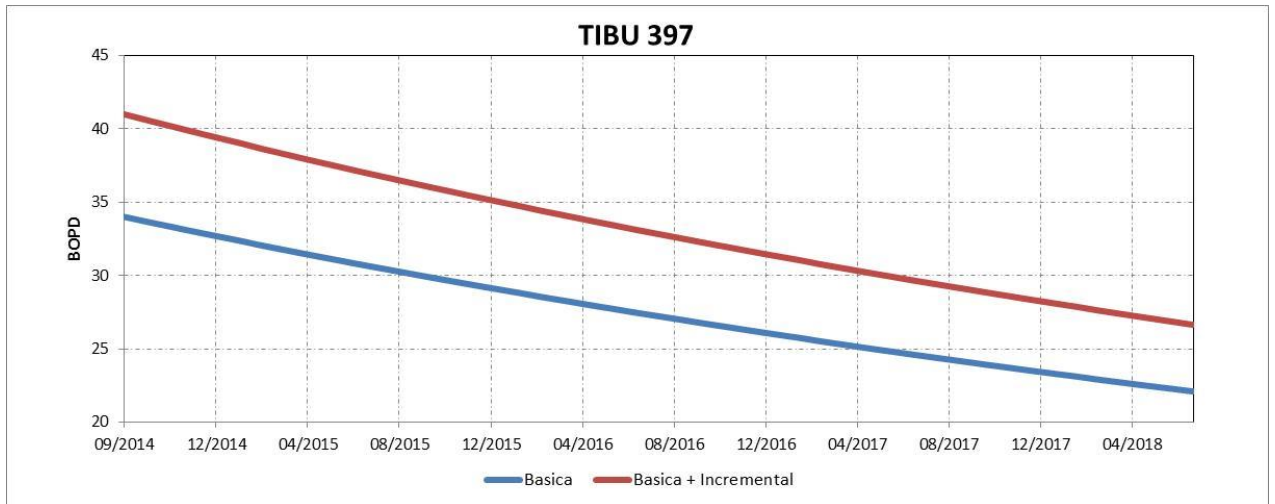
Fuente: El Autor

Tabla 10; Producción Básica e incremental de los pozos T-522 y T-523.

| COMPLETION | TIBU 522 BARCO POWERWAVE | | | TIBU 523 BARCO POWERWAVE | | |
|-------------------|--------------------------|-------------|----------------------|--------------------------|-------------|----------------------|
| DECLINE RATE - MN | 0.0160 | | | 0.0500 | | |
| DATE | Basica | Incremental | Basica + Incremental | Basica | Incremental | Basica + Incremental |
| 01/09/2014 | 80 | 5 | 85 | 30 | 4 | 34 |
| 01/10/2014 | 79 | 4 | 83 | 29 | 3 | 32 |
| 01/11/2014 | 77 | 4 | 82 | 27 | 3 | 30 |
| 01/12/2014 | 76 | 4 | 81 | 26 | 3 | 29 |
| 01/01/2015 | 75 | 4 | 79 | 25 | 3 | 27 |
| 01/02/2015 | 74 | 4 | 78 | 23 | 3 | 26 |
| 01/03/2015 | 73 | 4 | 77 | 22 | 3 | 25 |
| 01/04/2015 | 72 | 4 | 76 | 21 | 2 | 24 |
| 01/05/2015 | 70 | 4 | 74 | 20 | 2 | 22 |
| 01/06/2015 | 69 | 4 | 73 | 19 | 2 | 21 |
| 01/07/2015 | 68 | 4 | 72 | 18 | 2 | 20 |
| 01/08/2015 | 67 | 4 | 71 | 17 | 2 | 19 |
| 01/09/2015 | 66 | 4 | 70 | 16 | 2 | 18 |
| 01/10/2015 | 65 | 4 | 69 | 16 | 2 | 17 |
| 01/11/2015 | 64 | 4 | 68 | 15 | 2 | 17 |
| 01/12/2015 | 63 | 4 | 66 | 14 | 2 | 16 |
| 01/01/2016 | 62 | 3 | 65 | 13 | 2 | 15 |
| 01/02/2016 | 61 | 3 | 64 | 13 | 1 | 14 |
| 01/03/2016 | 60 | 3 | 63 | 12 | 1 | 14 |
| 01/04/2016 | 59 | 3 | 62 | 12 | 1 | 13 |
| 01/05/2016 | 58 | 3 | 61 | 11 | 1 | 12 |
| 01/06/2016 | 57 | 3 | 60 | 10 | 1 | 12 |
| 01/07/2016 | 56 | 3 | 59 | 10 | 1 | 11 |
| 01/08/2016 | 55 | 3 | 58 | 9 | 1 | 11 |
| 01/09/2016 | 54 | 3 | 58 | 9 | 1 | 10 |
| 01/10/2016 | 54 | 3 | 57 | 9 | 1 | 10 |
| 01/11/2016 | 53 | 3 | 56 | 8 | 1 | 9 |
| 01/12/2016 | 52 | 3 | 55 | 8 | 1 | 9 |
| 01/01/2017 | 51 | 3 | 54 | 7 | 1 | 8 |
| 01/02/2017 | 50 | 3 | 53 | 7 | 1 | 8 |
| 01/03/2017 | 50 | 3 | 52 | 7 | 1 | 7 |
| 01/04/2017 | 49 | 3 | 51 | 6 | 1 | 7 |
| 01/05/2017 | 48 | 3 | 51 | 6 | 1 | 7 |
| 01/06/2017 | 47 | 3 | 50 | 6 | 1 | 6 |
| 01/07/2017 | 46 | 3 | 49 | 5 | 1 | 6 |
| 01/08/2017 | 46 | 3 | 48 | 5 | 1 | 6 |
| 01/09/2017 | 45 | 3 | 48 | 5 | 1 | 6 |
| 01/10/2017 | 44 | 2 | 47 | 5 | 1 | 5 |
| 01/11/2017 | 44 | 2 | 46 | 4 | 1 | 5 |
| 01/12/2017 | 43 | 2 | 45 | 4 | 1 | 5 |
| 01/01/2018 | 42 | 2 | 45 | 4 | 1 | 5 |
| 01/02/2018 | 42 | 2 | 44 | 4 | 1 | 5 |
| 01/03/2018 | 41 | 2 | 43 | 4 | 1 | 5 |
| 01/04/2018 | 40 | 2 | 42 | 3 | 1 | 4 |
| 01/05/2018 | 40 | 2 | 42 | 3 | 1 | 4 |
| 01/06/2018 | 39 | 2 | 41 | 3 | 1 | 4 |
| 01/07/2018 | 38 | 2 | 40 | 3 | 1 | 4 |

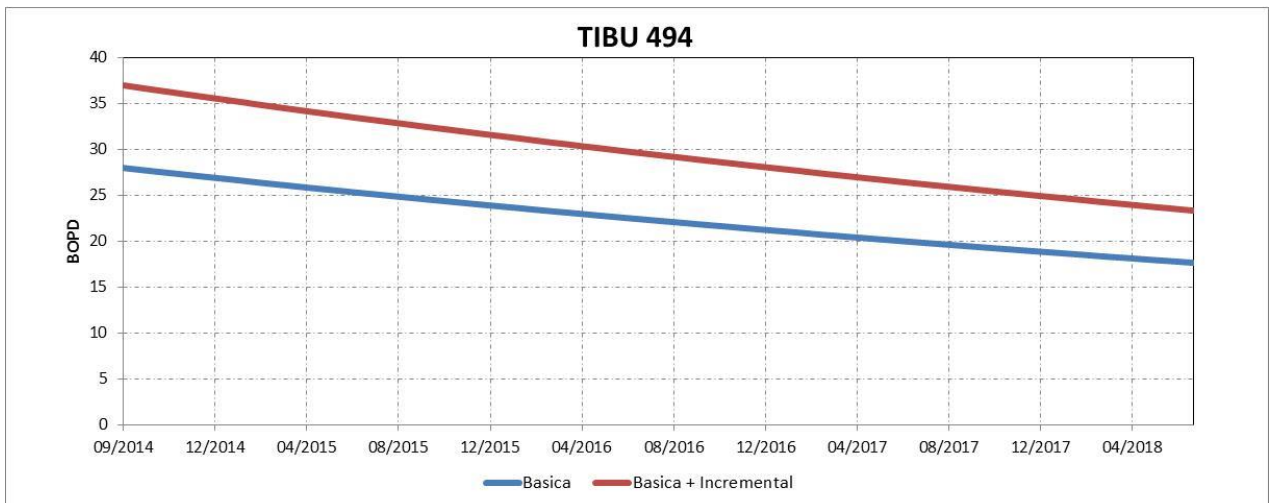
Fuente: El Autor

Figura 17. Curvas de producción Básica e incremental del pozo T-397.



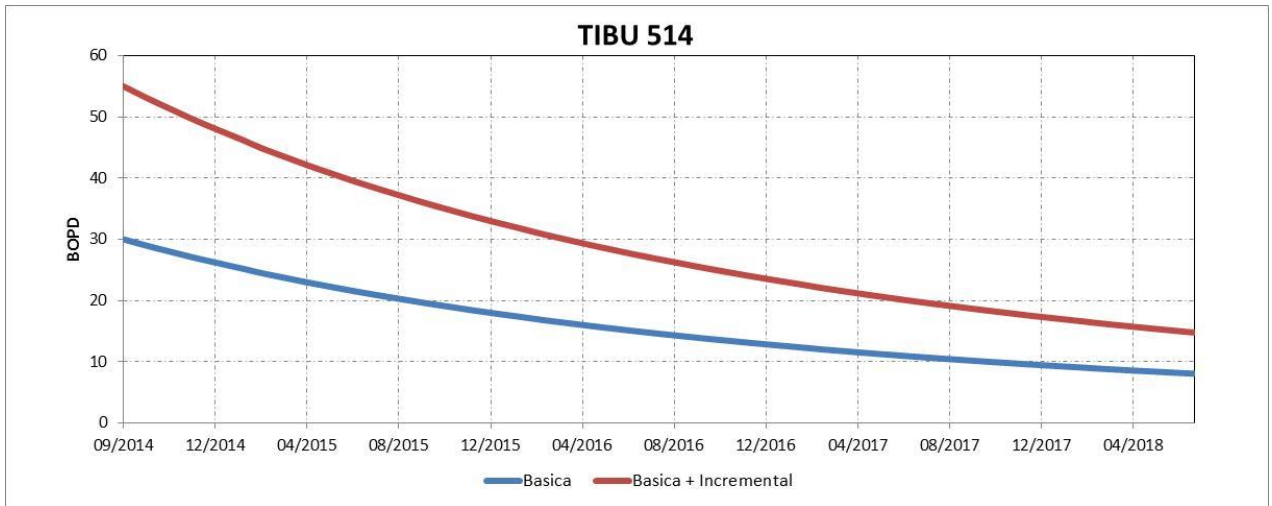
Fuente: El Autor

Figura 18. Curvas de producción Básica e incremental del pozo T-494



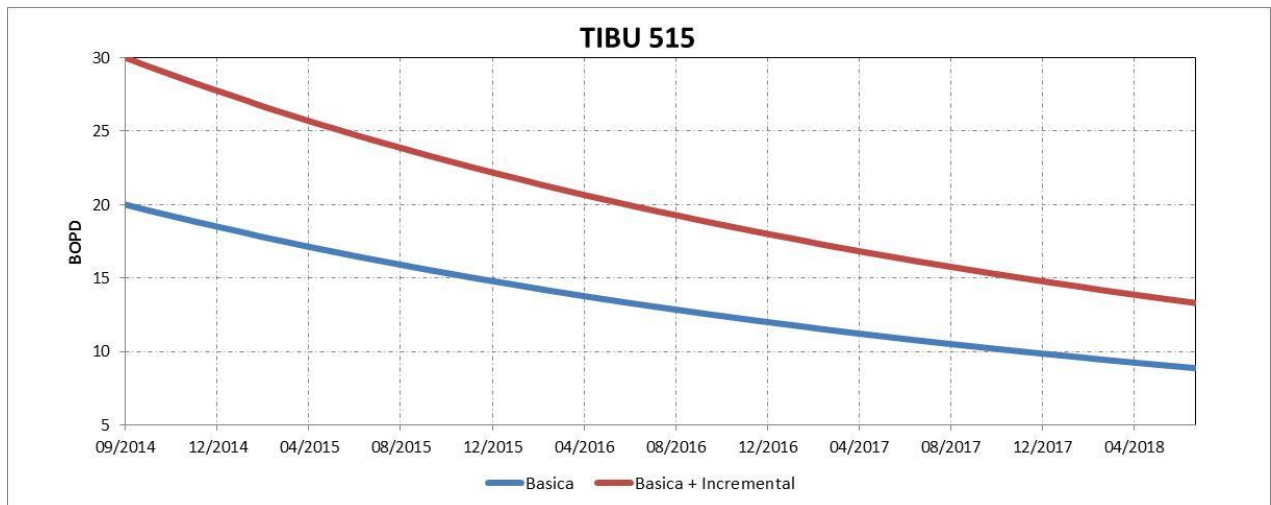
Fuente: El Autor

Figura 19. Curvas de producción Básica e incremental del pozo T-514



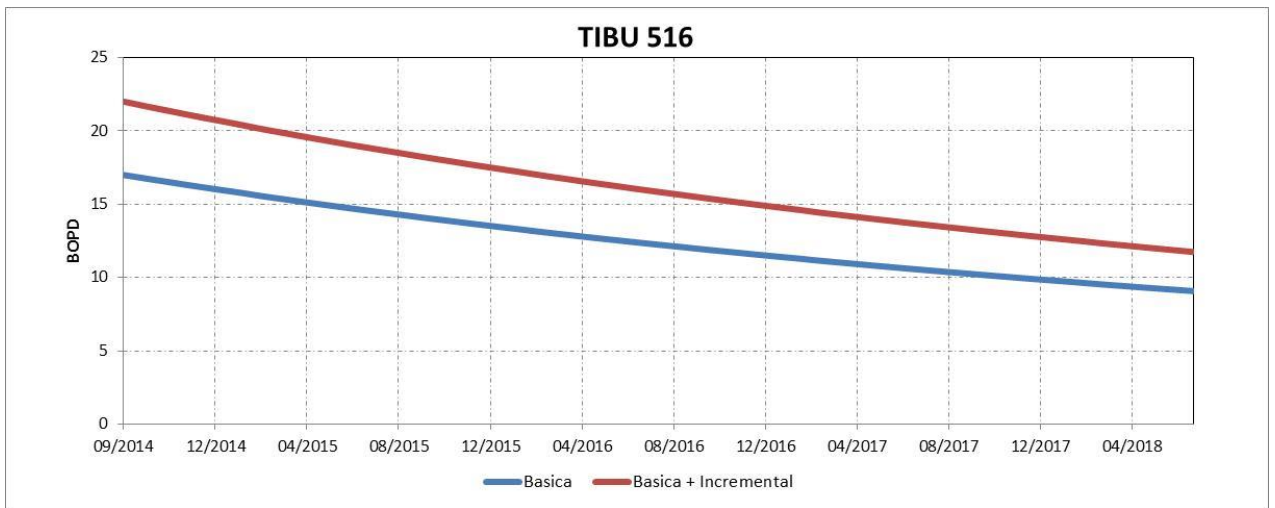
Fuente: El Autor

Figura 20. Curvas de producción Básica e incremental del pozo T-515.



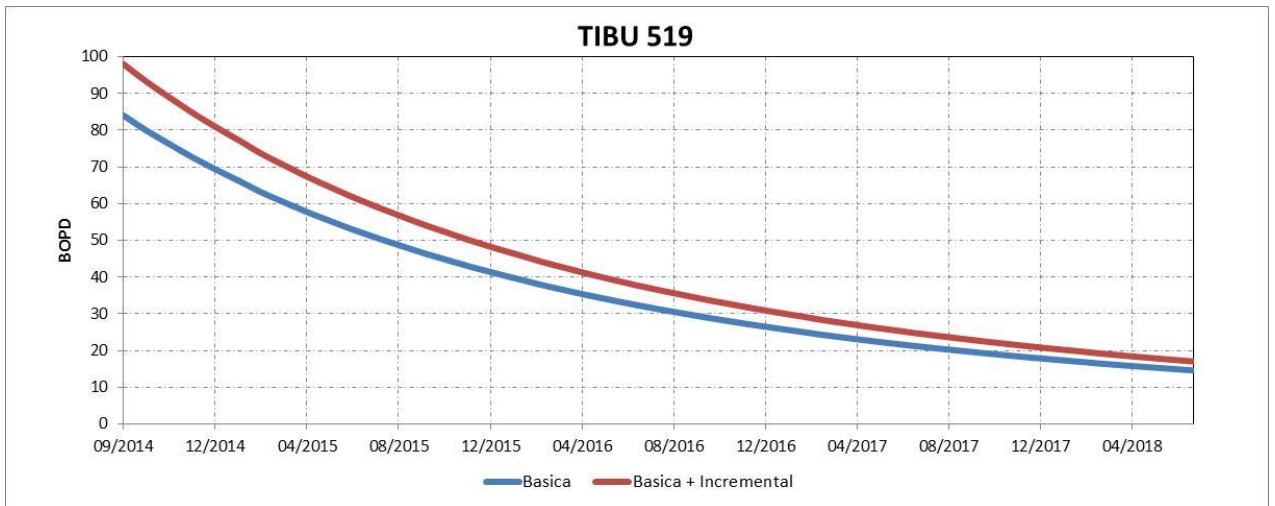
Fuente: El Autor

Figura 21. Curvas de producción Básica e incremental del pozo T-516.



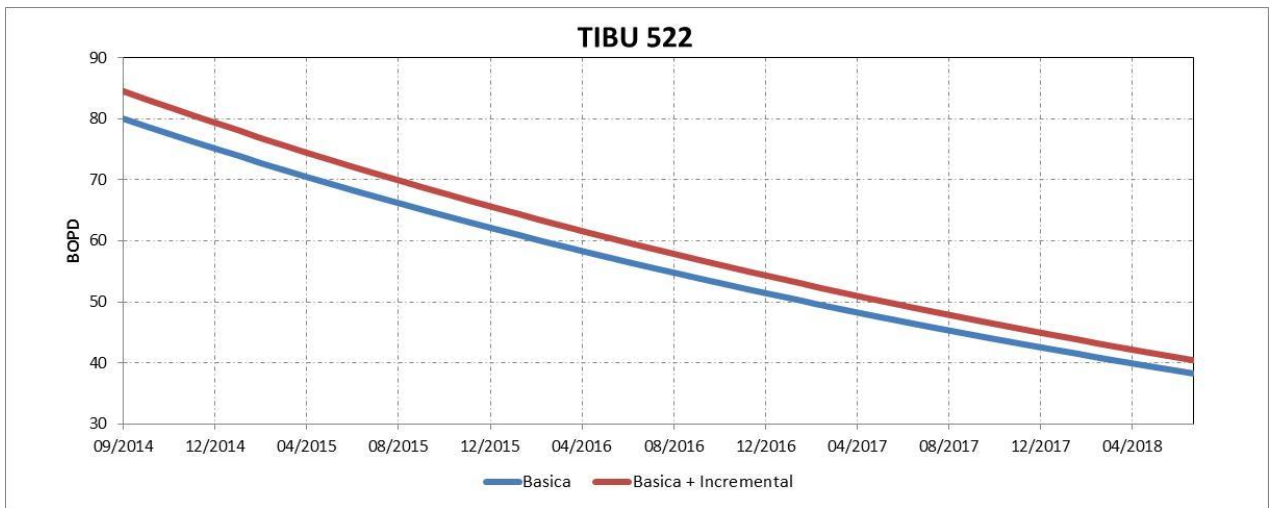
Fuente: El Autor

Figura 22. Curvas de producción Básica e incremental del pozo T-519.



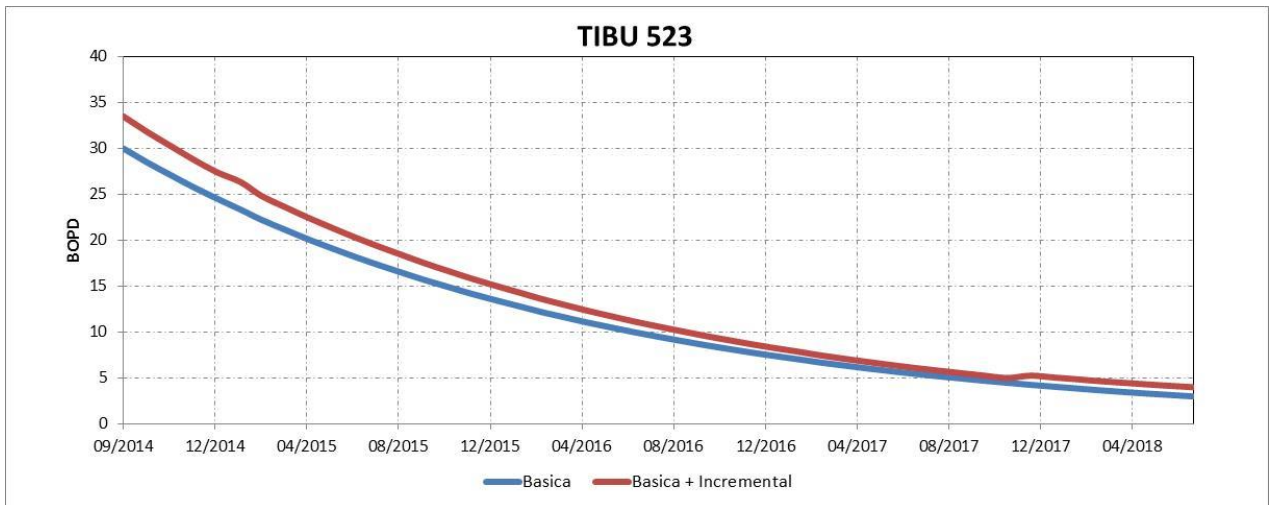
Fuente: El Autor

Figura 23. Curvas de producción Básica e incremental del pozo T-522



Fuente: El Autor

Figura 24. Curvas de producción Básica e incremental del pozo T-523



Fuente: El Autor

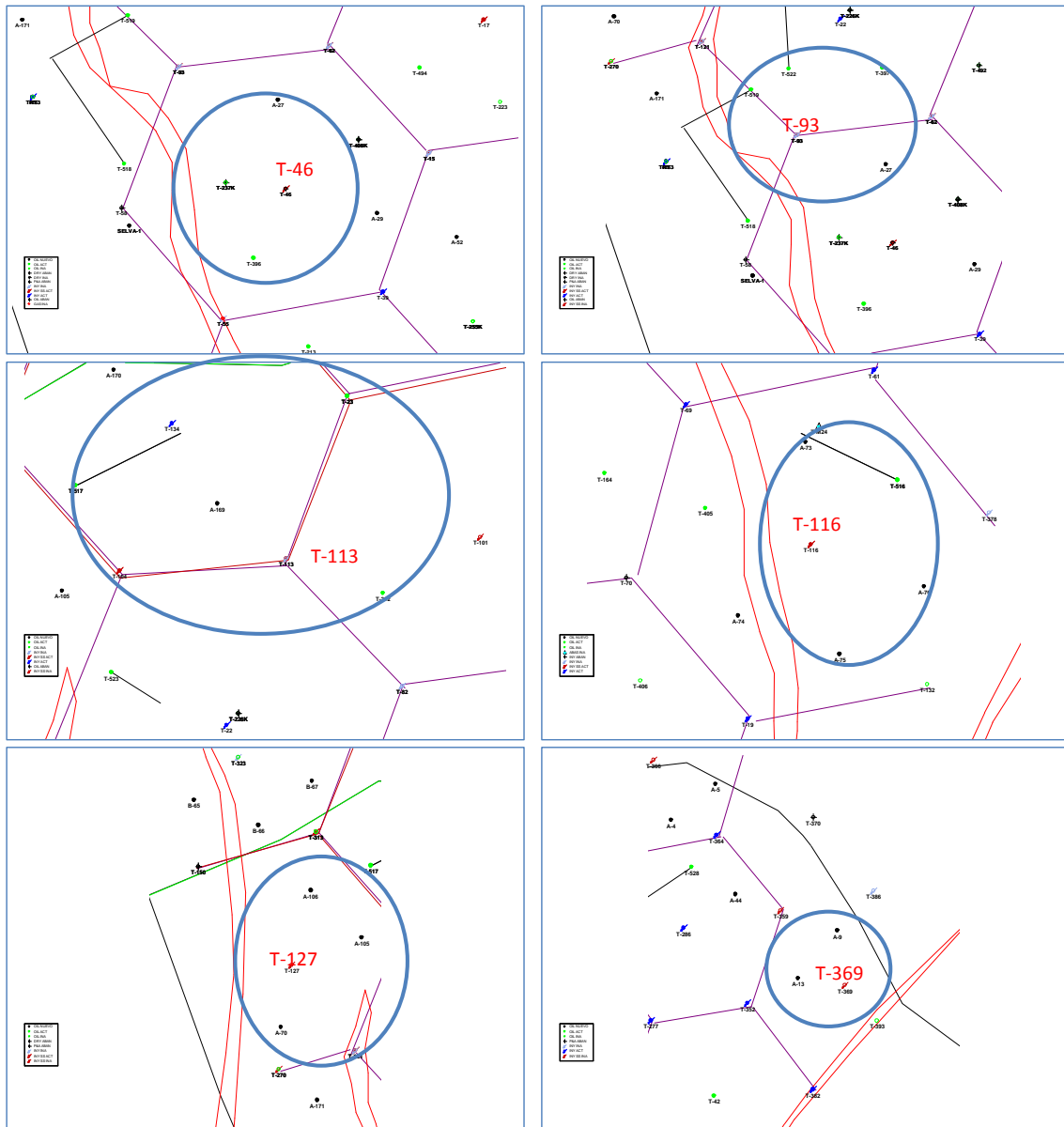
Tabla11; Producción Básica e incremental total del Piloto.

| Barriles Incrementales (Promedio Mensual) | | | |
|--|---------------|-----------------------------|--------------------|
| Fecha | Basica | Basica + Incremental | Incremental |
| 09/2014 | 9690 | 12030 | 2340 |
| 10/2014 | 9730 | 12080 | 2349 |
| 11/2014 | 9157 | 11367 | 2211 |
| 12/2014 | 9205 | 11427 | 2222 |
| 01/2015 | 8959 | 11121 | 2162 |
| 02/2015 | 7880 | 9826 | 1947 |
| 03/2015 | 8498 | 10548 | 2050 |
| 04/2015 | 8015 | 9947 | 1932 |
| 05/2015 | 8075 | 10021 | 1946 |
| 06/2015 | 7622 | 9458 | 1836 |
| 07/2015 | 7684 | 9535 | 1851 |
| 08/2015 | 7501 | 9307 | 1806 |
| 09/2015 | 7088 | 8793 | 1706 |
| 10/2015 | 7154 | 8875 | 1721 |
| 11/2015 | 6764 | 8391 | 1627 |
| 12/2015 | 6832 | 8474 | 1642 |
| 01/2016 | 6679 | 8284 | 1605 |
| 02/2016 | 6111 | 7579 | 1468 |
| 03/2016 | 6390 | 7925 | 1535 |
| 04/2016 | 6051 | 7504 | 1453 |
| 05/2016 | 6121 | 7589 | 1469 |
| 06/2016 | 5799 | 7190 | 1391 |
| 07/2016 | 5869 | 7276 | 1407 |
| 08/2016 | 5749 | 7126 | 1378 |
| 09/2016 | 5451 | 6757 | 1306 |
| 10/2016 | 5520 | 6842 | 1322 |
| 11/2016 | 5236 | 6490 | 1254 |
| 12/2016 | 5305 | 6575 | 1270 |
| 01/2017 | 5203 | 6447 | 1245 |
| 02/2017 | 4609 | 5712 | 1102 |
| 03/2017 | 5007 | 6204 | 1197 |
| 04/2017 | 4754 | 5891 | 1136 |
| 05/2017 | 4822 | 5974 | 1152 |
| 06/2017 | 4580 | 5675 | 1094 |
| 07/2017 | 4647 | 5757 | 1110 |
| 08/2017 | 4563 | 5653 | 1089 |
| 09/2017 | 4337 | 5372 | 1035 |
| 10/2017 | 4402 | 5453 | 1051 |
| 11/2017 | 4186 | 5184 | 999 |
| 12/2017 | 4250 | 5279 | 1029 |
| 01/2018 | 4177 | 5189 | 1012 |
| 02/2018 | 3708 | 4607 | 899 |
| 03/2018 | 4036 | 5015 | 980 |
| 04/2018 | 3840 | 4773 | 933 |
| 05/2018 | 3901 | 4850 | 949 |
| 06/2018 | 3713 | 4617 | 904 |
| 07/2018 | 3774 | 4693 | 919 |

Fuente: El Autor

Teniendo en cuenta la nueva estrategia del proyecto Tibu en relación al cambio del patrón de inyección de 7 puntos a 4 puntos (3 pozos inyectores, 1 pozo productor) y la disminución en la separación de los pozos a 45 acres, el área de acción de la herramienta de inyección por pulsos se muestra en las siguiente figura 25.

Figura 25. Mapas de área de influencia de la herramienta de inyección por pulsos



Fuente: Powerwave.

3. EVALUACIÓN TÉCNICO - ECONOMICA PILOTO DE INYECCION POR PULSOS

Análisis económico de compra e instalación de la herramienta de pulsos vs Inyección convencional.

A continuación, se relacionan los costos estimados de instalación de la herramienta de inyección por pulsos vs inyección convencional, (Tabla 1):

Tabla 12. Presupuesto Compras, instalación y monitoreo de variables en los pozos del piloto de inyección - producción.

| ITEM | CANTIDAD | UNIDAD | VALOR UNITARIO | TOTAL |
|--------------------------------|----------|--------|----------------|----------------|
| Alquiler de Herramienta | 8 | EA | 18,000 | 144,000 |
| Compra de Nipple profile | 8 | EA | 500 | 4,000 |
| Unidad de Slickline | 14 | EA | 1,150 | 16,100 |
| Toma de Niveles y Dinagramas | 80 | EA | 107 | 8,560 |
| Medición de Pozos Inyectores | 200 | EA | 15 | 3,000 |
| Medición de BSW y pruebas | 60 | EA | 15 | 900 |
| Empaques de subsuelo | 8 | EA | 4,000 | 32,000 |
| SUBTOTAL | | | | 208,560 |
| Trabajo de Reacondicionamiento | 8 | EA | 35,000 | 280,000 |
| TOTAL | | | | 488,560 |

Fuente: Estadísticos de costos de Ecopetrol S.A.

A continuación, será planteada una evaluación económica para la alternativa tecnológica: Inyección de agua por pulsos, el objetivo de la evaluación consiste en proveer elementos de juicio sobre el alcance económico del piloto a ejecutar, de manera que sea posible dimensionar financieramente la decisión.

Al interior de la compañía, el Factor J es la metodología que se utiliza para establecer una comparación relativa de los beneficios marginales de un proyecto, generados por una inversión de capital. Dichos beneficios deben ser descontados a una tasa apropiada ajustada por riesgo o costo de oportunidad. Es así que el Factor J se define como:

$$Factor J = \frac{(VPN \text{ Riesgo Base} - VPN \text{ con Proyecto})}{VPN \text{ Inversión}}$$

El VPN Riesgo Base asocia los costos y las posibles pérdidas en que incurriríamos en su situación actual.

El VPN con Proyecto asocia las inversiones requeridas y los mismos elementos del riesgo base en caso en que se desarrolle el proyecto.

En esencia, el Factor J calcula una eficiencia de la inversión, medida como la generación de beneficios marginales por cada peso invertido frente a un estado o situación actual sin proyecto.

A la fecha, el criterio de decisión utilizado en la empresa para la valoración de proyectos medidos con este indicador es el que se muestra a continuación:

Factor J < 1: Proyecto no conveniente (inversión mayor a los beneficios generados).

Factor J = 1: Proyecto no conveniente (inversión igual a los beneficios generados).

Factor J > 1: Proyecto conveniente (beneficios generados mayores a la inversión realizada).

CONSIDERACIONES

Al realizar este tipo de evaluaciones es necesario considerar dos escenarios:

- a) Análisis sin proyecto (situación actual)
- b) Análisis con proyecto.

En la herramienta de evaluación financiera de Factor J, es necesario considerar los siguientes aspectos:

- Pérdidas por diferida de producción
- Costos de mantenimiento preventivo y correctivo en la operación sin proyecto
- Inversiones de Capital (CAPEX) sin proyecto
- Inversiones de Capital (CAPEX) del proyecto
- Limite Económico del Campo (cuando aplique)
- Tasa de descuento (costo de oportunidad ECOPETROL S.A)

¹De las bases de Portafolio de la Compañía es necesario considerar:

- TRM (Es tomada de la base de portafolio de inversiones de la empresa para este año)
- Precios de los productos crudos y refinados (Bases de precios de portafolio), considerando los descuentos (offsets) por calidad y transporte.

¹ Fuente: Factor J: Fuente: Guía de gestión de proyectos ECP

Para nuestro caso el precio de crudo se tendrá en cuenta para cuantificar los barriles adicionales extraídos .

- El análisis se realiza en miles de dólares (KUSD), y se considera el efecto inflacionario del 2% anual.

3.1 ANÁLISIS SIN PROYECTO (SITUACIÓN ACTUAL)

El análisis sin Proyecto debe considerar todos los impactos cuantificables para la operación si no se realiza el proyecto de inversión, es decir, se debe construir una evaluación detallada de las pérdidas potenciales y los costos de operación en que se incurriría si se continúa con la operación actual.

Para empezar es necesario cuantifica los costos anuales de diferidas los cuales se cuantifican por los barriles de crudo sin producir, de donde se tiene que en el 2014 se perdieron 9.122 barriles multiplicados por 70USD por barril se obtiene un total de **\$ 638.6 KUDS por año.**

Tabla 13. Costos anuales de diferida de producción.

| Año | BOPD | USD/BARRIL | USD |
|------|-----------|------------------|-----------|
| 2014 | 9,122 | 70 | 638,519 |
| 2015 | 22,226 | 70 | 1,555,806 |
| 2016 | 16,856 | 70 | 1,179,936 |
| 2017 | 13,240 | 70 | 926,791 |
| 2018 | 6,596 | 70 | 461,721 |
| | 68,040 | Barriles Totales | |
| | 4,762,773 | USD | |

Fuente: El autor

Los costos de: mantenimiento preventivo se estiman requerirse cada 2 años, (Trabajo de reacondicionamiento, cambio de empaque, sarta de tubería y monitoreo de niveles en pozos productores y caudales inyectados); a continuación en la tabla 3 se presenta el análisis para el riesgo base sin proyecto.

Tabla 14. Calculo VPN Riesgo Base

| RIESGO BASE (Inyección Convencional) | Beneficios Económicos en kUSD | | | | |
|--|--------------------------------------|--------------------|--------------------|------------------|------------------|
| | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| Áreas de Resultado | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 |
| Perdidas por bajo factor de recobro | \$ 638.52 | \$ 1,555.81 | \$ 1,179.94 | \$ 926.79 | \$ 461.72 |
| Perdidas producción | \$ 638.52 | \$ 1,555.81 | \$ 1,179.94 | \$ 926.79 | \$ 461.72 |
| Máxima probabilidad de ocurrencia | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |
| Total Perdidas con Probabilidad | \$ 638.52 | \$ 1,555.81 | \$ 1,179.94 | \$ 926.79 | \$ 461.72 |
| Costos de Mantenimiento Preventivo | | | | | |
| Trabajos de Reacondicionamiento | \$ 280.0 | | \$ 280.0 | | \$ 280.0 |
| Empaques de inyección | \$ 32 | | \$ 32.0 | | \$ 32.0 |
| Sarta de Tubería | \$ 307 | | \$ 307.4 | | \$ 307.4 |
| Monitoreo de variables | \$ 12 | \$ 12 | \$ 12 | \$ 12 | \$ 12 |
| Flujo de caja | \$ 1,258 | \$ 1,556 | \$ 1,799 | \$ 927 | \$ 1,081 |
| Flujo de caja con declinación (Incluida en memo) | \$ 1,245 | \$ 1,540 | \$ 1,781 | \$ 918 | \$ 1,070 |
| Declinación Anual de producción (porcentaje) | 1% | | | | |
| VPN Total Riesgo base sin declinación | \$ 5,501 | | | | |
| VPN Total riesgo base con Declinación | \$ 5,446 | | | | |
| VPN Riesgo base | \$ 5,446 | | | | |

Fuente: Autor del proyecto / Guía de Evaluación financiera de proyectos - Ecopetrol

3.2 ANÁLISIS CON PROYECTO

Ahora bien, el análisis con proyecto debe igualmente considerar los costos asociados al proyecto de inversión (compras, e instalación).

Los costos de: mantenimiento preventivo se estiman requerirse cada 2 años, (Trabajo de reacondicionamiento, cambio de empaque y sarta de tubería); a continuación en la Tabla 4, se presenta el análisis para el riesgo con proyecto.

Tabla 15. Calculo VPN Riesgo con Proyecto

| RIESGO CON PROYECTO | Inversiones en KUSD | | | | |
|--|---------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| Descripción de la Inversión | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 |
| Compra e instalación | \$ 208.560 | \$ 208.560 | \$ 208.560 | \$ 208.560 | \$ 0 |
| Contingencias | \$ 0 | \$ 0 | \$ 0 | \$ 0 | \$ 0 |
| Trabajos de Reacondicionamiento | \$ 280 | | \$ 280 | | \$ 280 |
| Bruto (Global para la actividad) | \$ 489 | \$ 209 | \$ 489 | \$ 209 | \$ 280 |
| Costo inicial de compra (Inversión inicial) | \$ 1,408 | | | | |
| Costos de Mantenimiento Preventivo | | | | | |
| Empaques de inyección | \$ 32.00 | \$ 0 | \$ 32 | \$ 0 | \$ 0 |
| Sarta de Tubería | \$ 307 | \$ 0.00 | \$ 307 | \$ 0.00 | \$ 0.00 |
| Monitoreo de variables | \$ 0 | \$ 0 | \$ 0 | \$ 0 | \$ 12 |
| Perdidas producción | \$ 0 | \$ 0 | \$ 0 | \$ 0 | \$ 0 |
| Flujo de Caja | \$ 828 | \$ 209 | \$ 828 | \$ 209 | \$ 293 |
| VPN del Riesgo con proyecto | \$ 1,203 | | | | |
| Probabilidad de Falla con Proyecto | 5% | | | | |

Fuente: Autores del proyecto / Guía de Evaluación financiera de proyectos – Ecopetrol

En este momento, es posible calcular el factor J según se planteó al principio del capítulo:

| | |
|----------------------------------|-------|
| Riesgo Base | 5,446 |
| Riesgo Alternativa (KUSD) | 1,203 |
| VPN Inversión Alternativa (KUSD) | 1,408 |

| | | |
|-----------------------------------|-------------|------|
| Relación Beneficio/Costo | 3.01 | |
| Análisis de Sensibilidad + | 2.62 | 15% |
| Análisis de Sensibilidad - | 3.54 | -15% |

Fuente: Guía de Evaluación financiera de proyectos – Ecopetrol

Según estos resultados se entiende que:

- Con un Factor J de 3.01, Es viable realizar la inversión y ejecutar el proyecto.
- Si los costos del proyecto como están planteados en este análisis se incrementan en un 15% durante las fases de detalle presupuestal y/o ejecución, el proyecto continua siendo viable.
- Si los costos del proyecto como están planteados en este análisis disminuyen en un 15% durante las fases de detalle presupuestal y/o

ejecución, el proyecto continua siendo viable y mejora considerablemente los beneficios obtenidos.

Flujo de Caja. Este estado muestra el flujo del inversionista en el proyecto estimado a 4 años a partir de las inversiones y costos de mantenimiento, necesarios para el análisis de la viabilidad de la inversión. El costo de oportunidad se estima en 11,1% EA.

Valor Presente Neto (VPN). Para efectos del presente proyecto se estimó la tasa de oportunidad de ECOPETROL S.A; equivalente al 11.1% EA, la cual resulta rentable para el proyecto y atractiva para el inversionista. El valor Presente Neto calculado es de KUSD\$ 1.408,926.

CONCLUSIONES

El análisis económico del alquiler, instalación y mantenimiento vs inyección tradicional, muestran un factor Beneficio/Costo de 3.01 en el uso de la tecnología de inyección por pulsos, lo que soporta económicamente la decisión administrativa de invertir en el cambio de tecnología para ser utilizada en los pozos inyectoros.

La implementación de esta tecnología de inyección por pulsos no requiere inversiones adicionales en infraestructura para su instalación, la inversión adicional es el alquiler de la herramienta, ya que los trabajos de reacondicionamiento preventivos se deben de realizar en los pozos inyectoros independientemente del tipo de inyección que se realice los pozos del Campo Tibu.

Aunque el análisis económico evidencie grandes beneficios para la inversión de la inyección por pulsos en campos de producción de hidrocarburos, no se puede perder de vista los controles de calidad y precauciones que se deben de tener con esta tecnología.

BIBLIOGRAFIA

Jorge Luis Hidalgo, Andrea Soraya Chamba, Estudio de pre-factibilidad de la recuperación mejorada de petróleo mediante estímulos vibratoriales en el campo Paraiso-Biguno-Huachito, Escuela politécnica nacional, Quito mayo 2012.

Wavefront Reservoir Technologies Ltda, Powerwave de Wavefront, disponible en <http://www.onthewavefront.com/>, Edmonton Alberta Canada.

Ecopetrol s.a., presentación del Departamento de ingeniería, Tibu, 2013.

M. Dusseault, B. Davidson, T. Spanos, Pressure Pulsing: The Ups and Downs of Starting a New Technology, JCPT, 2010, volume 39

J. Groenenboom, S. W. Wong, T. Meling, R. Zschuppe, B. Davidson: Pulsed Water Injection during Waterflooding: SPE Paper 84856: 2003.

Case Histories of Successful Stimulation Fluid Dispersion Using Pressure Pulsation Technology, Earl Webb, SPE, Khalil Hassan, Halliburton, John Warren, SPE, WaveFront Energy, Aberdeen Exhibition and Conference Centre, 15-16th November 2006

Case History, Powerwave Waterflood, **www.onthewavefront.com**.