

**EVALUACION DEL COMPLETAMIENTO DE SUBSUELO PARA LA INYECCION
DE VAPOR Y EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN LOS POZOS
DEL CAMPO JAZMIN ORIENTADA A LA REDUCCION DEL LIFTING COST**

YESID ARTURO ESCOBAR ROSERO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIASFISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2011

**EVALUACION DEL COMPLETAMIENTO DE SUBSUELO PARA LA INYECCION
DE VAPOR Y EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN LOS POZOS
DEL CAMPO JAZMIN ORIENTADA A LA REDUCCION DEL LIFTING COST**

YESID ARTURO ESCOBAR ROSERO

Trabajo de grado presentado para optar el titulo de:

ESPECIALISTA EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS

MsC. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO

DIRECTOR

Ing. ISAAC SANTIAGO LUQUE

CO-DIRECTOR

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERIASFISICOQUIMICAS

ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS

ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS

BUCARAMANGA

2011

DEDICATORIA

A mi Dios, mi madre por su fidelidad incondicional, mi hermana, mi padre y a todos los que hicieron posible este proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION	14
1. GENERALIDADES DEL CAMPO JAZMIN	15
2. GENERALIDADES DE LOS METODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL UTILIZADOS	18
3. ESTIMULACION CICLICA CON VAPOR	21
4. METODOS DE ESTIMULACION CICLICA IMPLEMENTADOS.....	24
4.1. INYECCION POR TUBING Y ANULAR	26
4.2. REGISTROS STEAM FLOW METER.....	51
4.3. INYECCION RETIRANDO LA BOMBA INSERTA <i>STEAM BY PASS</i>	54
5. INCIDENCIA EN EL <i>LIFTING COST</i> DEL CONSUMO DE GAS COMBUSTIBLE PARA LA GENERACION DE VAPOR.....	58
5.1. TRATAMIENTO QUIMICO	58
5.2. SUPERVISION DE LA GENERACION DE VAPOR.....	59
5.3. UTILIZACION DEL GENERADOR DE VAPOR	60
5.4. UTILIZACION DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO	60
5.5. UTILIZACION DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA FILTRADA	60
5.6. CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA	61
5.7. CONSUMO DE GAS NATURAL	61
5.8. UTILIZACION GASODUCTO DE LA ASOCIACION NARE	62
5.9. COSTO TOTAL.....	63
6. EVALUACION DE LA RENTABILIDAD EN LA INYECCION DE VAPOR DE LOS POZOS DEL CAMPO JAZMIN.....	65

7. EVALUACION ECONOMICA DEL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	68
7.1. COMPARATIVO DE LOS COSTOS POR MATENIMIENTO	68
7.2. COMPARATIVO DE COSTOS POR CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA .	70
7.3. COMPARATIVO DE COSTOS POR SERVICIO A POZO	73
7.4. EVALUACION FINAL	74
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	77
BIBLIOGRAFIA	79

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Mapa del campo Jazmín de Mansarovar Energy Colombia Ltd.	16
Figura 2. Esquema del ensamblaje del barril y el pistón de un bomba inserta <i>steam by pass</i>	20
Figura 3. Correlación de los registros eléctricos con el estado mecánico del pozo Jazmín CJ-01.	28
Figura 4. Comportamiento de producción del pozo Jaz CJ-01 después de la inyección por tubing y anular.....	29
Figura 5. Cross section del pozo Jaz AN-02 con sus vecinos Jaz AN-01 y Jaz AN-04. .	30
Figura 6. Comportamiento de producción del pozo Jaz AN-02 después de la inyección por tubing y anular.....	31
Figura 7. Registro eléctrico del pozo Jaz K-03 caracterizado por arenas saturadas de agua detrás del revestimiento.	32
Figura 8. Comportamiento de producción del pozo Jaz K-03 después de la inyección por tubing y anular.....	34
Figura 9. Comportamiento de producción del pozo Jaz AI-02 después de la inyección por tubing y anular.....	35
Figura 10. Registro eléctrico y esquema de la estimulación de las arenas superiores debido a la irrupción del vapor por el anular del pozo Jaz AI-02.	37
Figura 11. Comportamiento de producción del pozo Jaz H-02 después de la inyección por tubing y anular.....	38

Figura 12. Registro eléctrico del pozo Jaz H-02.....	39
Figura 13. Comportamiento de producción del pozo Jaz CJ-03 después de la inyección por tubing y anular.....	40
Figura 14. Registro eléctrico del pozo Jaz CJ-03.....	41
Figura 15. Comportamiento de producción del pozo Jaz BG-02 después de la inyección por tubing y anular.....	43
Figura 16. Registro eléctrico del pozo Jaz BG-02	44
Figura 17. Comportamiento de producción del pozo Jaz CK-03 después de la inyección por tubing y anular.....	45
Figura 18. Registro eléctrico del pozo Jaz CK-03	46
Figura 19. Comportamiento de producción del pozo Jaz CJ-02 después de la inyección por tubing y anular.....	48
Figura 20. Registro eléctrico del pozo Jaz CJ-02.....	49
Figura 21. Comportamiento de producción conjunta de los cuatro pozos de buena respuesta a la inyección por tubing y anular.	50
Figura 22. Esquema de la herramienta para registros <i>steam flow meter</i>	52
Figura 23. Diagrama del Flujo de caja del proyecto de cambio de sistema de levantamiento.....	76

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Respuesta a la inyección por tubing y anular de la primera tanda de los nueve pozos seleccionados.	27
Tabla 2. Respuesta a la inyección por tubing y anular de la segunda tanda de los nueve pozos seleccionados.	34
Tabla 3. Respuesta a la inyección por tubing y anular de la tercera tanda de los nueve pozos seleccionados.	42
Tabla 4. Pozos evaluados con registro <i>steam flow meter</i> en fondo de pozo.....	51
Tabla 5. Respuesta de los pozos evaluados con registro <i>steam flow meter</i> e inyectados con reposicionamiento de sarta de tubería.	53
Tabla 6. Respuesta de los pozos inyectados retirando la bomba <i>steam by pass</i> de la tubería de producción.....	54
Tabla 7. Respuesta de los pozos con alto corte de agua, reposicionando la cola de tubería de producción.....	55
Tabla 8. Mejor metodología de inyección para los pozos del campo Jazmin.....	57
Tabla 9. Incidencia de cada uno de los factores que afectan el costo de 1 MMBTU.	63
Tabla 10. Comparación de la inversión de la inyección de vapor vs. el petróleo incremental en el pozo Jazmín H-02.	65
Tabla 11. Candidatos para cambio de sistema de levantamiento artificial.	67
Tabla 12. Descripción de los costos de mantenimiento en una unidad de bombeo mecánico.	69

Tabla 13. Descripción de los costos de mantenimiento de un cabezal de bombeo PCP.....	69
Tabla 14. Consumo y costo de la corriente eléctrica del pozo Jazmin L-02.....	71
Tabla 15. Consumo y costo de la corriente eléctrica del pozo Jazmin L-01.....	72
Tabla 16. Costo anual por pozo del servicio con equipo varillero en Jazmin para un pozo en BM.....	73
Tabla 17. Costo anual por pozo de servicio con equipo varillero en Jazmin para un pozo en PCP.....	73
Tabla 18. Comparativo económico del ahorro en los 17 pozos candidatos a cambio de sistema.....	75
Tabla 19. Flujo de caja del proyecto de cambio de sistema de levantamiento.....	76

RESUMEN

TITULO: EVALUACION DEL COMPLETAMIENTO DE SUBSUELO PARA LA INYECCION DE VAPOR Y EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN LOS POZOS DEL CAMPO JAZMIN ORIENTADA A LA REDUCCION DEL LIFTING COST

AUTOR: YESID ARTURO ESCOBAR ROSERO

PALABRAS CLAVE: estimulación cíclica con vapor, costos de levantamiento, inyección selectiva con vapor, campo Jazmín.

DESCRIPCION:

El campo Jazmín esta ubicado en la cuenca del magdalena medio en Colombia y se caracteriza por tener un yacimiento somero con buena porosidad y buena permeabilidad, siendo la estimulación térmica con vapor el método de recuperación utilizado para la explotación del campo. Los métodos de levantamiento artificial utilizados son bombeo mecánico y cavidades progresivas, este último para pozos no inyectables o que poseen problemas de arenamiento o daño mecánico.

Actualmente el recobro del campo se encuentra alrededor del 11% y la producción de Jazmín representa el 40% del total de la compañía, por lo que cualquier esfuerzo orientado al aumento del factor de recobro y a la disminución del lifting cost tendrá gran incidencia en el cumplimiento de las metas corporativas y nacionales, ya que la operación es de carácter asociado junto a la estatal ECOPETROL S.A. El estudio busca definir el mejor completamiento de producción para la estimulación asegurando los consumos de gas y agua adecuados, así como la mejor respuesta del pozo.

También se muestra un económico que define los factores de mayor impacto en la generación de vapor y su afectación en la rentabilidad de la inyección de vapor bajo el panorama actual de la industria petrolera.

*Proyecto de Grado

* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de ingeniería de Petróleos. Director. M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-director. Isaac Santiago Luque.

ABSTRACT

TITLE: EVALUACION DEL COMPLETAMIENTO DE SUBSUELO PARA LA INYECCION DE VAPOR Y EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN LOS POZOS DEL CAMPO JAZMIN ORIENTADA A LA REDUCCION DEL LIFTING COST

AUTHOR: YESID ARTURO ESCOBAR ROSERO

KEY WORDS: estimulación cíclica con vapor, costos de levantamiento, inyección selectiva con vapor, campo Jazmín.

DESCRIPTION:

Jazmin field is located in the Middle Magdalena basin in Colombia (South America) and is characterized by a shallow reservoir with good porosity and good permeability, thermal stimulation is the recovery method used for the operation of the field. The artificial lift systems used are rod pumping and progressive cavity pumping. The first one is used in most wells due to steam injection and production after injection. Last one is indicated for wells with mechanical damage, sand filling or just not-injecting because low productivity.

Currently the field's recovery is around 11% and Jazmin production represents 40% of the company, so any effort directed to increasing the recovery factor and a low lifting cost will have great impact on compliance of corporate and domestic goals, since the operation is the character associated with ECOPETROL SA.

The study seeks to determine the best steam completion in the bottom of the well so ensuring adequate water and gas consumption, as well as the best response of the well.

Also shown is a budget that defines the factors of greatest impact on the generation of steam and its effect on the profitability of the injection of steam under the current situation of the oil industry.

*Project of degree

*Empower of physical Engineering-chemical. School of Engineering of Oil. Director. M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-director. Isaac Santiago Luque.

INTRODUCCION

El método de estimulación con vapor utilizado por Mansarovar Energy Colombia Ltd. (MECL), ha estado basado en estudios realizados por Texas Petroleum Company, los cuales no han sido actualizados de acuerdo a las exigencias del campo. Muchos pozos presentan alta presión en cabeza durante la inyección, lo que dificulta su estimulación individual y por ende el direccionamiento adecuado del vapor hacia el pozo. Este estudio busca evaluar y analizar desde el punto de vista de ingeniería (análisis de las condiciones de fondo de pozo y su comportamiento pre y post-inyección) los diferentes y posibles métodos de inyección, así como la respuesta post-inyección de los pozos dependiendo del método utilizado.

El cumplimiento de las metas y objetivos en cualquier empresa operadora de un campo de hidrocarburos está fuertemente ligado a la eficiencia del método de recobro utilizado y al costo de levantamiento por barril producido. El campo Jazmín operado por la empresa indo-china Mansarovar Energy Colombia Ltd. representa actualmente el 40% de la producción total de la compañía en Colombia, por lo tanto cualquier esfuerzo que contribuya con el incremento del factor de recobro y la reducción de los costos de levantamiento tendrá fuerte incidencia en el cumplimiento de las metas corporativas y más aun nacionales ya que la operación es de carácter asociada junto a la estatal ECOPEL S.A.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO JAZMIN

Los campos Jazmín y Girasol están ubicados en la cuenca del Magdalena Medio y sus yacimientos se componen de arenas sucias intercaladas por arcillas con una porosidad promedio de 28% y una permeabilidad promedio de 1000 mD. Las arenas superficiales son menos consolidadas que las más profundas siendo estas últimas menos susceptibles a la estimulación con vapor y a los efectos de flujo y arrastre de sólidos asociados a este método de recobro. Las presiones de yacimiento varían entre 150 y 450 psi, esta variación se debe a la heterogeneidad de las arenas A y B, y a que existen estratos menos estimulados térmicamente que otros.

El crudo entrampado es bastante viscoso (9000 a 12000 cp. a 90 °F) con una gravedad API de 11.5° y una temperatura de fondo de 100 °F. Estas características determinan que el método de recobro óptimo es la inyección de vapor,¹ por medio de la cual la viscosidad del fluido contenido en el yacimiento es reducida notablemente y los hidrocarburos son llevados a cerca de unos 500 °F para luego ser recuperados por medio de flujo natural y posteriormente con las bombas mecánicas instaladas en los pozos.

¹ LONG Robert J. Case History of Steam Soaking in the Kern River Field, California, Journal of Petroleum Technology. Septiembre de 1965. Volumen 17, numero 9.989-993 p.

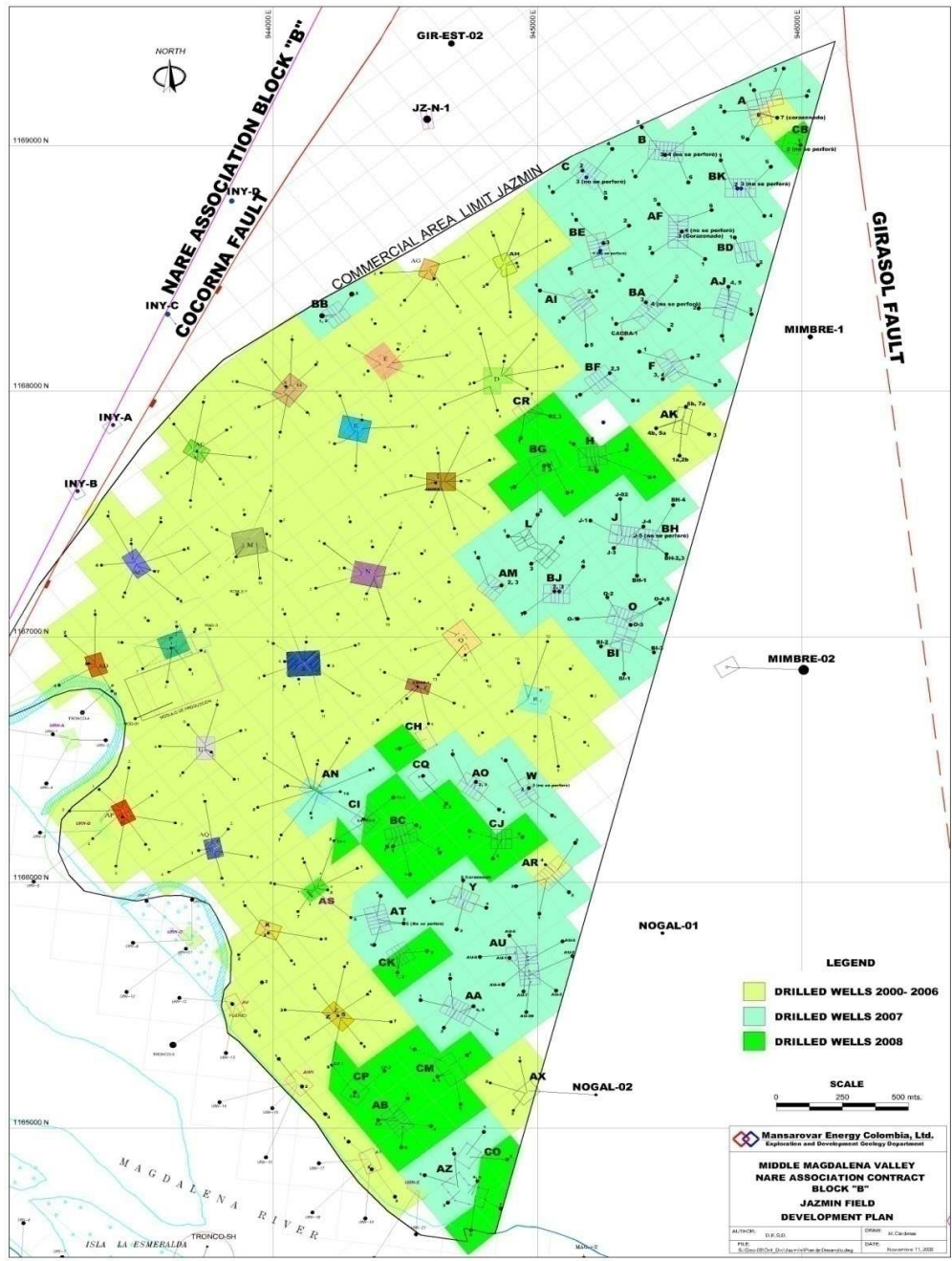


Figura 1. Mapa del campo Jazmín de Mansarovar Energy Colombia Ltd.

Fuente: Departamento de ingeniería Campo Jazmín. Mansarovar Energy Colombia Ltd.

Como en la mayoría de crudos pesados, existe presencia de parafinas que al enfriarse tienden a empaquetar las tuberías y líneas de producción, causando un efecto apreciable en la eficiencia de bombeo de los sistemas de levantamiento. Cabe recalcar que aunque las bombas mecánicas son del tipo pistón o desplazamiento positivo, que no deberían ser afectadas por el efecto de empaquetamiento, los fluidos bombeados son agua, gas y petróleo, siendo estos dos últimos de carácter compresible y que por lo tanto su desempeño afecta notablemente la mecánica de fluidos en las tuberías de producción.

El completamiento que se realiza en los pozos de Jazmín se realiza a hueco abierto utilizando un liner ranurado que es empaquetado con grava. La profundidad promedio de los pozos es de 1800 pies y se tiene un casing de producción de 7 pulgadas que va hasta superficie. Se baja un tubing de producción de 2 7/8 pulgadas con una bomba de subsuelo mecánica apta para el manejo de fluidos viscosos cuando el pozo esta frio y fluidos calientes después de que el pozo se ha estimulado.

2. GENERALIDADES DE LOS METODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL UTILIZADOS

Se utilizan dos métodos de levantamiento artificial: el bombeo mecánico y el bombeo por cavidades progresivas (PCP). Este último se utiliza en la vida temprana del pozo, donde es necesario producir la salmuera y los sedimentos producto del completamiento.

El sistema de levantamiento artificial conocido como bombeo mecánico es el sistema más común y ampliamente difundido en el mundo. Abarca alrededor del 90% y se mantiene vigente a pesar de las diferentes opciones tecnológicas que se tienen actualmente con otros métodos.

Este método consta de una bomba de desplazamiento positivo en el fondo del pozo, cuya energía es transmitida desde superficie por un arreglo de varillas en acero que se encargan de comunicar el fondo con la superficie del pozo y de darle el balance y la carga a la unidad estructural de superficie.

Las bombas mecánicas se pueden dividir básicamente en bombas insertas o de varilla y bombas de tubería, en las primeras la bomba ancla dentro de la tubería y puede ser retirada junto con la sarta de varillas. Para el segundo caso el barril de la bomba hace parte de sarta de tubería y la válvula fija se ancla sobre la silla o zapato para que el pistón pueda desplazarse dentro del barril con la energía transmitida por la sarta de varillas.

Para los dos tipos de bombas mecánicas es necesario retirar la sarta de varillas si se desea estimular con vapor un pozo, de esta manera el fluido vaporoso irrumpe por dentro del tubing hacia el fondo del pozo alcanzando las arenas de interés que se encuentran revestidas por un liner ranurado empaquetado con grava. El completamiento del pozo es a hueco abierto debido a las condiciones de viscosidad mencionadas anteriormente.

Debido al costo que involucra el servicio del equipo varillero con el fin de retirar el pistón o la bomba inserta del pozo, se implementó una tecnología desarrollada por la compañía de servicios WEATHERFOD que consiste en una bomba inserta de metalurgia especial que consta de un niple (*niple f*) por encima del barril que permite el paso del vapor al desanclar y espaciar correctamente la bomba. Esta bomba se denomina *steam by pass* y en la actualidad solo se utiliza en los campos de MECL (Figura 2). Esta tecnología permite un ahorro interesante de dinero y tiempo a la hora de inyectar un pozo pues no es necesario movilizar un equipo varillero hasta la locación y por ende la operación de inyección se realiza de una manera más ágil y en menor tiempo.

Además de la metalurgia especial que permite llevar a cabo múltiples inyecciones y manejar diferentes tipos de fluido, estas bombas presentan una modificación en la caja de la válvula viajera² (*cage closed pin end*), la cual es mucho más reducida que una caja convencional y esto le permite un mejor manejo del gas de formación al aminorar la distancia entre la válvula fija y la válvula viajera, reduciendo notablemente los problemas de bloqueo por gas. Otro beneficio que tiene estas bombas, es las bolas en

² PARKER, ROBERT M.; How to prevent gas-locked sucker rod pumps," World Oil. June 1992, pp 47-50

carburo de titanio cuyo manejo de la arena es reconocido, así como un *niple strainer* que impide la entrada de material extraño a la bomba.

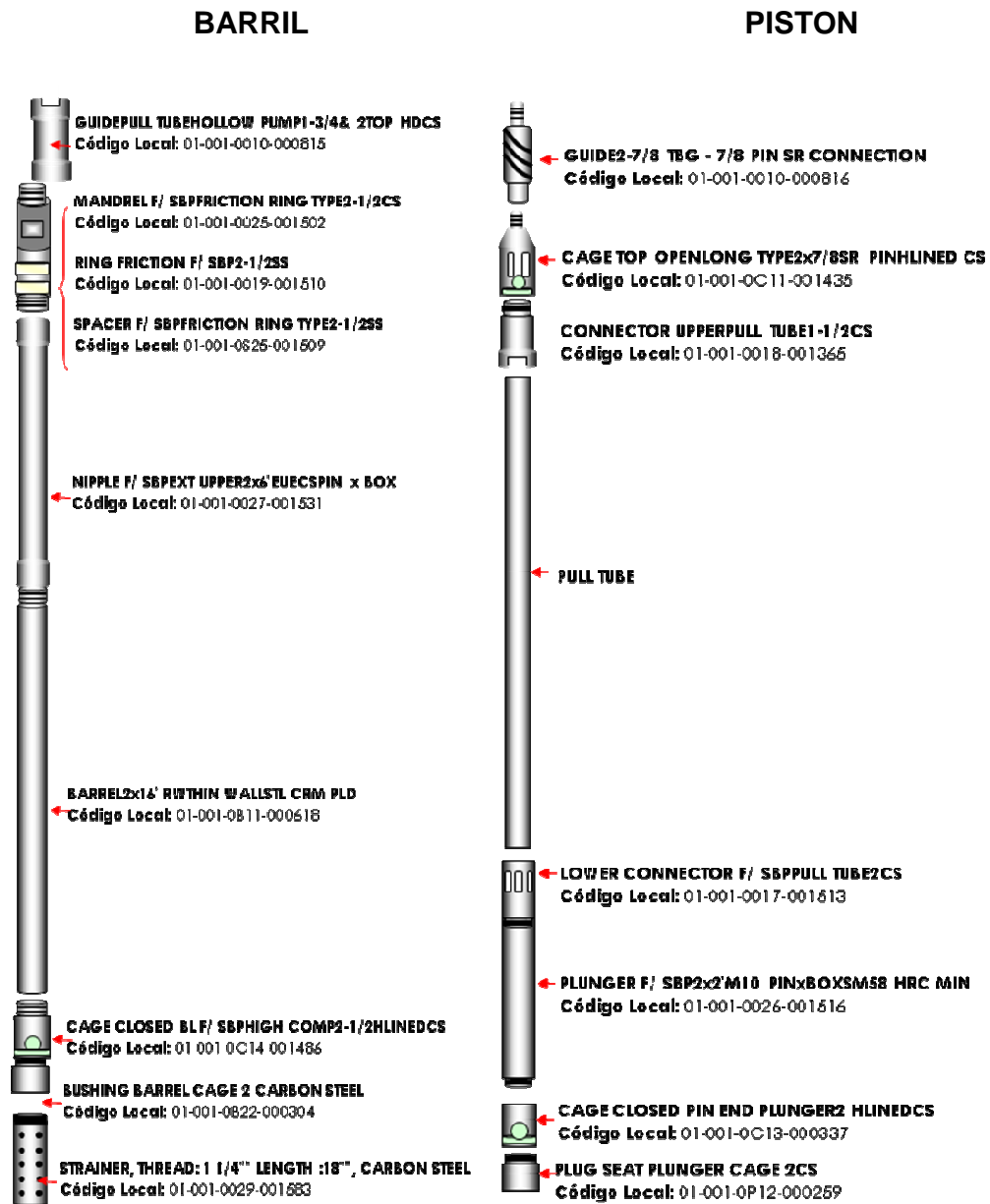


Figura 2. Esquema del ensamble del barril y el pistón de un bomba inserta *steam by pass*.

Fuente: Departamento de ingeniería Campo Jazmín. Mansarovar Energy Colombia Ltd.

3. ESTIMULACION CICLICA CON VAPOR

El método de estimulación con vapor se desarrolló inicialmente en la zona sur de California (USA) y de ahí se establecieron las bases técnicas que fueron aplicadas posteriormente en otros campos de crudo pesado cuyas arenas eran someras, gozaban de buena permeabilidad y poseían disposición cercana de agua para generación de vapor.

El presente estudio busca definir claramente el mejor método de inyección para cada pozo (con sarta de varilla adentro, solo tubing, tubing & anular, etc.), teniendo en cuenta la heterogeneidad de la formación, y cierto patrón de respuesta en cada pozo. De esta manera se pueden dirigir correctamente los recursos al utilizar las cantidades optimas de gas y agua para generación de vapor y asegurar la mejor respuesta posible de los pozos estimulados.

Para establecer que tan buena es una inyección se monitorean tres variables fundamentales que son: la presión de cabeza de pozo, la temperatura de cabeza y la calidad del vapor inyectado. De las buenas condiciones reflejadas por estos parámetros dependerá el éxito de la estimulación en un pozo.

La presión de cabeza es un indicio de que tan bien está tomando la formación. Al iniciar un proceso de estimulación se observa un aumento de presión que pronto tiende a estabilizar, mientras el vapor desplaza la columna de aceite presente en el pozo. Una buena presión para el caso de Jazmín es de 1200 psi aproximadamente. Si se tienen bajas presiones, no existe inconveniente siempre y cuando la calidad mostrada por el generador sea buena (80%), pero si la presión es muy alta se tienen inconvenientes

pues las calderas o generadores de vapor presentan un *setting* por alta presión además de que se podría llegar a dañar la formación, por lo que hay que tener presente el valor de presión de fractura de las formaciones abiertas en el pozo.

Para el caso de la temperatura se habla de que 500 °F en cabeza de pozo es un buen valor y esta refleja el flujo de vapor hacia la formación. Si se tienen temperaturas bajas en cabeza, posiblemente el vapor no está llegando al fondo del pozo por alguna restricción en el conjunto de subsuelo.³

Con respecto a la calidad del vapor, es una variable de suma importancia y un parámetro que se debe mantener controlado en todo momento pues además de que con esto se garantiza la protección de las líneas y equipos de la formación de *scales* y corrosión, una buena calidad en el fondo del pozo asegura una penetración y barrido areal eficiente del vapor en la formación, pues una mayor cantidad de vapor llega a la cara del pozo. Lamentablemente solo estamos controlando la calidad del vapor hasta la cabeza del pozo y hemos descuidado las pérdidas de calor que podemos tener en el trayecto hacia la formación. Existen diferentes métodos para la medición de la calidad del vapor a la salida del generador: por separador, por medición de cloruros, por medición de la conductividad y por medidor de orificio. De los anteriores el más utilizado es el método del conductivímetro, el cual mide la conductividad del agua de alimentación y la conductividad de la parte líquida del vapor que sale de la descarga del separador. Para medir la calidad en la cabeza de pozo se utiliza más comúnmente el medidor de platina de orificio. La calidad se determina por la ecuación 1:

$$\% \text{ calidad} = 1 - (\sigma_{\text{agua de alimentacion}} / \sigma_{\text{parte liquida vapor}}) \quad (1).$$

³ SJIOGU G.C., FIORI M. High-Pressure Saturated-Steam Corraletations. Journal of Petroleum Technology. Diciembre de 1987. 1585-1590 p.

En donde σ es la conductividad medida con un conductivímetro en el generador de vapor.

Debido a la declinación del yacimiento y a que los ciclos de inyección cada vez son menos frecuentes y menos eficientes debido al aumento de la saturación de agua en la zona cercana a la cara del pozo por el agua inyectada, continuamente se calcula la relación vapor-petróleo RVP que es una medida del petróleo incremental obtenido como resultado de la estimulación térmica y el calor inyectado en la formación (RVP= BBL/MMBTU). El RVP se puede determinar en forma general o para cada pozo, zona, arena, etc. Por medio del uso de la herramienta Oil Field Manager OFM y es una variable de gran importancia a la hora de tomar decisiones desde el punto de vista de ingeniería o de yacimientos.

4. METODOS DE ESTIMULACION CICLICA IMPLEMENTADOS

Comúnmente se ha dicho que la selección del método de inyección utilizado dependería de la integridad del pozo (no es conveniente inyectar por anular un pozo con casing de grado menor a N-80 ni pozos con daño mecánico), las tasas de inyección y la optima utilización del conjunto de subsuelo. Un pozo se puede considerar apto para ser estimulado con vapor si cumple con tres características definidas previamente por estudios de ingeniería y yacimientos, que son:

- Una producción de petróleo menor a los 45 BOPD.
- Una temperatura inferior a los 110 °F.
- Un corte de agua inferior al 35 %BSW.

Las tres condiciones mencionadas obedecen a que se necesita que el candidato a inyectar presente una buena saturación de crudo cerca a la cara del pozo y que el área de drenaje haya evacuado los fluidos inyectados en la última estimulación reduciendo su presión promedio y facilitando la siguiente estimulación.

En vista de lo mencionado anteriormente se identificaron 3 tipos de potenciales candidatos para estimulación:

- Pozos con alta presión en cabeza durante el proceso de inyección: este hecho se debe principalmente a dos factores; uno es el delgado espesor de las arenas productoras de hidrocarburos en algunos pozos, principalmente los completados en las arenas B. Para solventar esta situación se opto por

implementar la inyección por tubing y anular que mejora la llegada del vapor a la formación y ayuda a estimular arenas superiores, además la presión de cabeza se ve reducida notablemente por la diferencia de área del anular con respecto al área dentro de la tubería de producción.

- El otro hecho es la permanencia dentro del pozo de la sarta de varillas y la bomba mecánica tipo *steam by pass* durante la inyección. Aunque la viscosidad del vapor es muy baja, se presenta una obstrucción a la salida y a lo largo de la sarta de producción. Debido a lo anterior se optó por retirar la bomba y la sarta de varillas e inyectar los pozos como si estuvieran completados con bomba THM, dejando la tubería de producción libre de restricciones y asegurando el libre flujo del vapor hacia la formación.
- Por último se analizaron los registros de pozos que presentaban alto corte de agua sin tener un solo ciclo de inyección y que por lo tanto no se habían podido estimular, encontrándose que además de las arenas productoras de agua, se tenían arenas potenciales saturadas de crudo que podían ser estimuladas y aprovechadas. El hecho de que un pozo presente alto corte de agua genera un paradigma que los ingenieros de producción tienen que comenzar a superar pues las arenas de interés se pueden atacar utilizando empaques térmicos que aíslen las arenas de agua y permitan la estimulación únicamente de las zonas de interés. Para el presente estudio se optó por reubicar la punta de inyección enfrente de la zona de interés, pues la utilización de empaques térmicos no ha dado buenos resultados debido a la comunicación generada por detrás del liner ranurado y lo poco práctico que resulta el servicio de la bajada y la sacada del empaque, además de posibles daños en la tubería de producción por el mala utilización del empaque.

De esta manera se definieron tres esquemas de estimulación a implementar y evaluar:

- Inyección por tubing y anular.
- Inyección retirando la bomba inserta *steam by pass*.
- Inyección reubicando la tubería de cola en pozos con alto corte de agua.

Se seleccionaron 19 pozos que presentaban las características mencionadas anteriormente; 9 pozos con alta presión de cabeza durante la inyección, lo que no permitía inyectarlos individualmente asegurando una correcta estimulación, para evaluar la inyección por tubing y anular. 7 de los 9 pozos están completados en la arena A que se caracteriza por ser más superficial y con un mayor espesor pero menos consolidada que B y por ello con mayor ocurrencia de problemas de arena (arenamiento, altos rellenos, bomba pegada y frecuentes cambios de bomba). Los dos pozos restantes están completados uno en la arena B y otro en la arena inferior A9 y la arena B (BAi). De esta manera se tienen muestras bastantes representativas del campo al evaluarse en porcentajes de distribución de arenas similares al total del campo.

4.1. INYECCION POR TUBING Y ANULAR

Cuatro de los nueve pozos evaluados mostraron una buena respuesta a la inyección por tubing y anular, esta respuesta se evaluó teniendo en cuenta la historia de inyección del pozo y las respuestas del mismo en los ciclos anteriores contando con que a medida de que avanza el numero de ciclos, la respuesta del pozo es menor, menos

prolongada y mas tardía debido a la saturación de agua acumulada en los ciclos anteriores y el recobro de crudo en el área cercana a la cara de la formación.

En la primera tanda se inyectaron solo pozos de A con buena respuesta solo en uno de ellos:

POZO	ARENA	ESPESOR (PIES)	RESPUESTA
JAZ CJ-01	A	74	BUENA
JAZ AN-02	A	142	MALA
JAZ K-003	A	169.6	MALA

Tabla 1. Respuesta a la inyección por tubing y anular de la primera tanda de los nueve pozos seleccionados.
Fuente: el autor.

Como se puede observar el pozo Jazmín CJ-01 fue el único que mostro un buen comportamiento después de estimularse. Este efecto se debe en primera instancia a que la totalidad del vapor generado fue orientado hacia un solo pozo, pues no fue necesario inyectar varios pozos con un solo generador como se venía haciendo anteriormente cuando se presentaba alta presión en cabeza disparando el setting del generador. También se puede evaluar observando los registros Gamma Ray y resistivo, que las arenas de interés están ubicadas entre el zapato del revestimiento de 7 pulgadas. (1575') y los 1600' de profundidad, lo que sugiere que el vapor irrumpió más fácilmente por el anular logrando estimular estas arenas en primera instancia y no partiendo desde el fondo del pozo donde normalmente se coloca la bomba a 1650' cuando se inyecta por tubing únicamente.

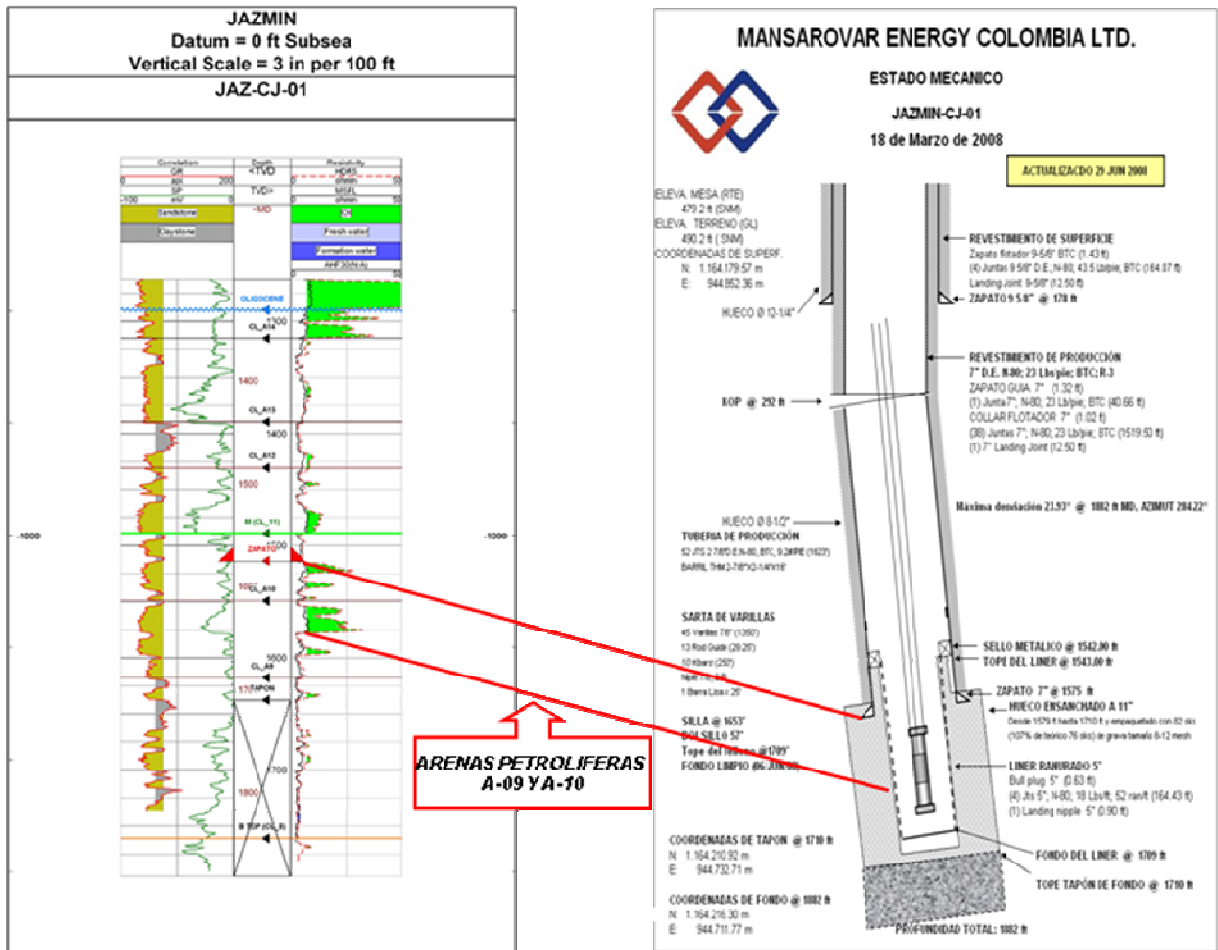


Figura 3. Correlación de los registros eléctricos con el estado mecánico del pozo Jazmín CJ-01.

Fuente: Departamento de Ingeniería Campo Jazmín. Mansarovar Energy Colombia Ltd.

En la grafica de producción mensual se puede observar el pico de producción superior a los 50 BOPD que alcanzó el pozo y el aumento en la pendiente que genera en la curva de producción acumulada, este es un excelente indicio de la efectividad del método utilizado.

WELL: JAZ-CJ01

Oil.Cum: 32045 Bls

ZONE :A

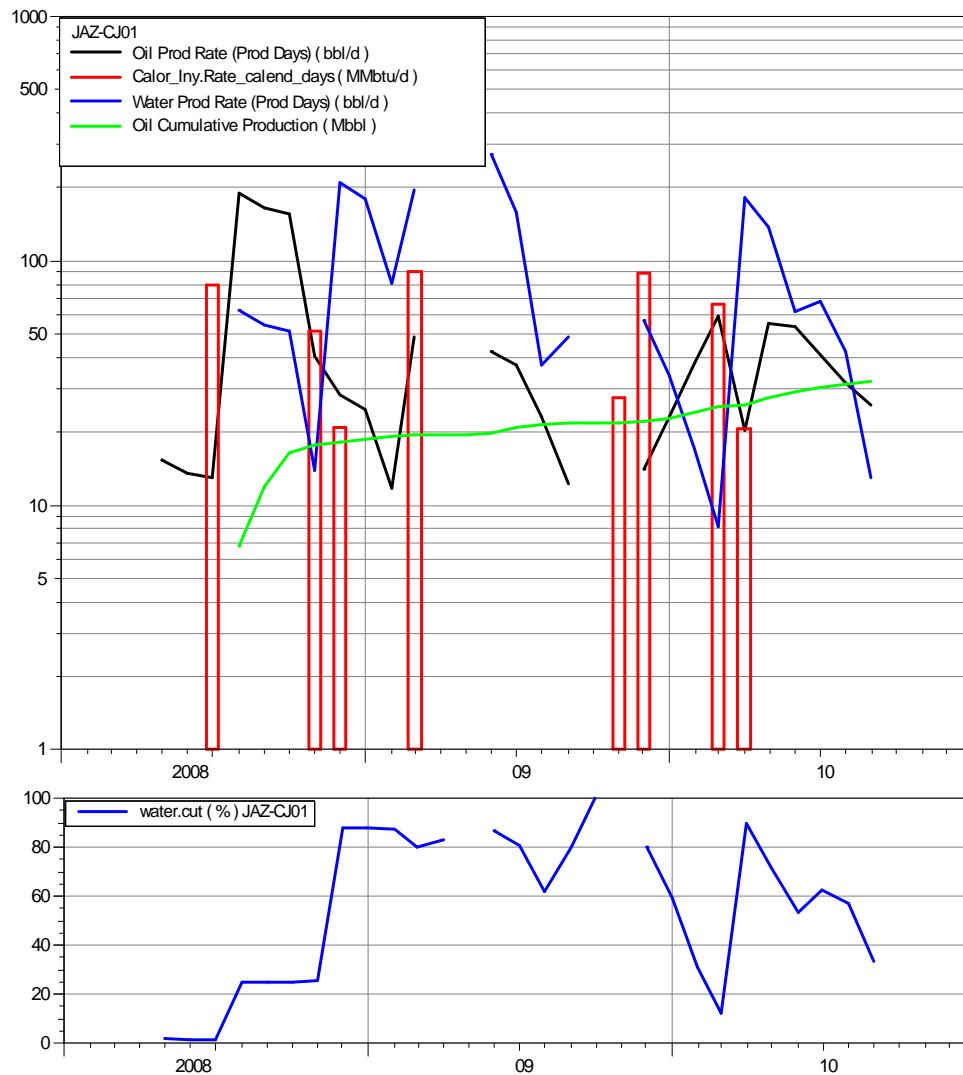


Figura 4. Comportamiento de producción del pozo Jaz CJ-01 después de la inyección por tubing y anular.

Fuente: Departamento de Ingeniería Campo Jazmín. Mansarovar Energy Colombia Ltd.

Para el caso del pozo Jazmín AN-02 se presume que debido a la comunicación presentada con los pozos Jazmín AN-01 y AN-04 durante y posterior a la estimulación,

se perdió gran parte de la energía inyectada y por lo tanto la respuesta no fue muy buena. Cabe anotar que aunque esta comunicación ya se conocía, se hizo más evidente en este ciclo de inyección.

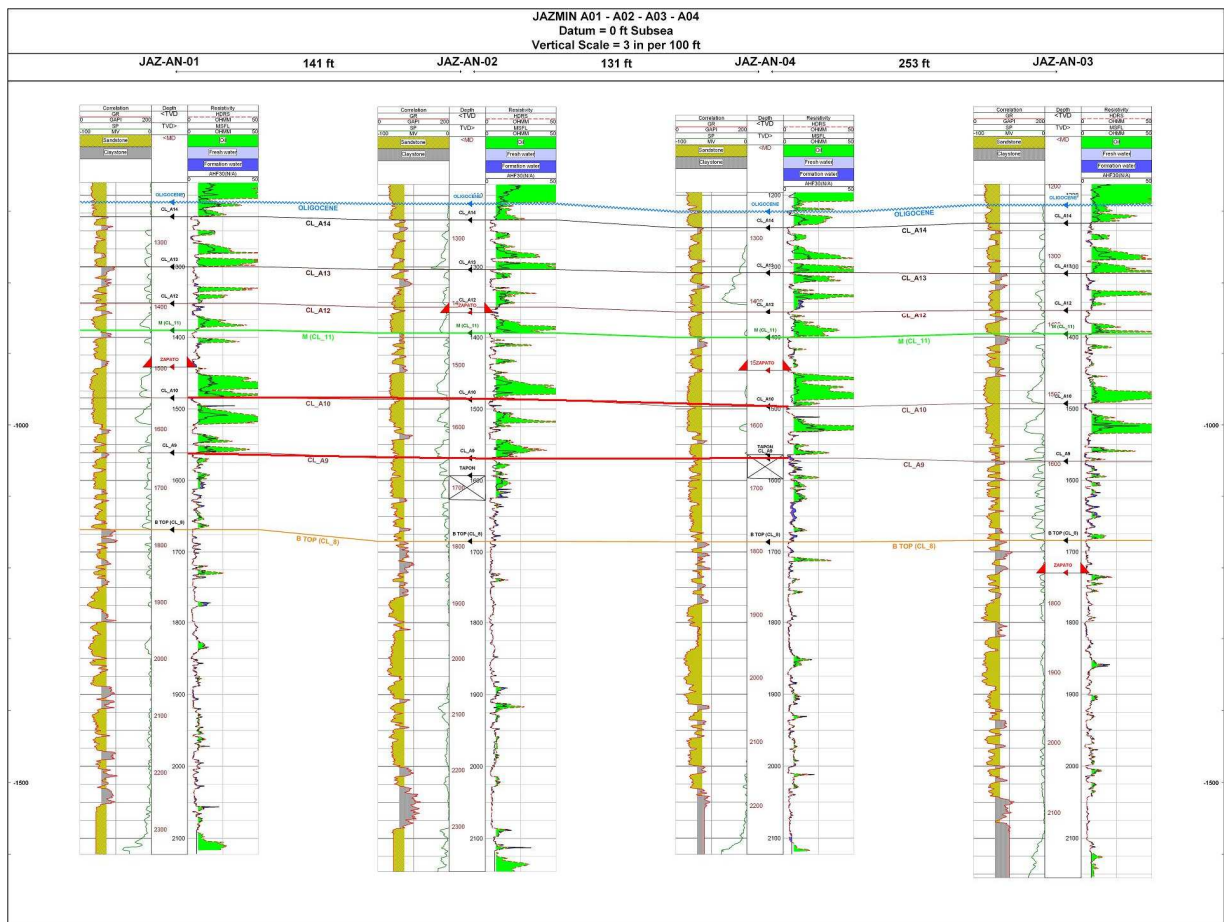


Figura 5. Cross section del pozo Jaz AN-02 con sus vecinos Jaz AN-01 y Jaz AN-04.

Fuente: Departamento de Ingeniería Campo Jazmín. Mansarovar Energy Colombia Ltd.

En la grafica de producción mensual se observa la diferencia con respecto a los ciclos anteriores en donde se obtuvieron picos de producción que alcanzan los 200 bopd mientras en este ciclo apenas se bordearon los 80 bopd

WELL: JAZ-AN02

Oil.Cum: 101786Bls

ZONE :A

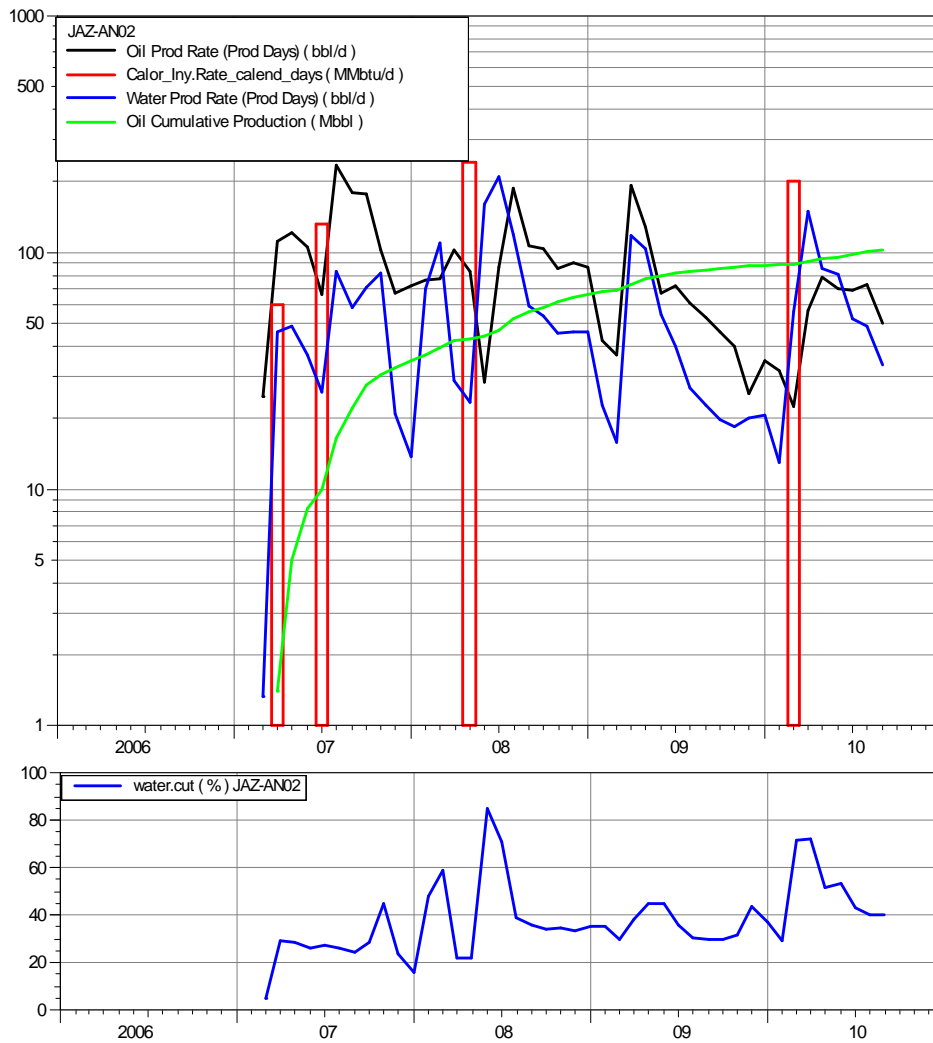


Figura 6. Comportamiento de producción del pozo Jaz AN-02 después de la inyección por tubing y anular.

Fuente: Departamento de Ingeniería Campo Jazmín. Mansarovar Energy Colombia Ltd.

Con respecto al pozo Jazmín K-03 la respuesta fue pésima. Este pozo pertenece a la fase denominada Jazmín Básico, la cual presenta un alto número de ciclos de inyección y por lo tanto un recobro mayor. La respuesta del pozo está caracterizada por mantener una buena temperatura pero con producción de fluido con un alto corte de agua (BSW

>95%), lo que es totalmente congruente pues el agua presenta un alto calor específico. Sumado a lo anterior cabe anotar que en algunos pozos de básico la cementación del revestimiento de producción no es la mejor y esto ocasiona pérdidas de calor significativas a la hora de estimular un pozo.

Una mala cementación actúa como un mal recubrimiento y al existir arenas saturadas de agua detrás del revestimiento, las pérdidas de energía son considerables. Esto es visible al observar el registro del pozo.

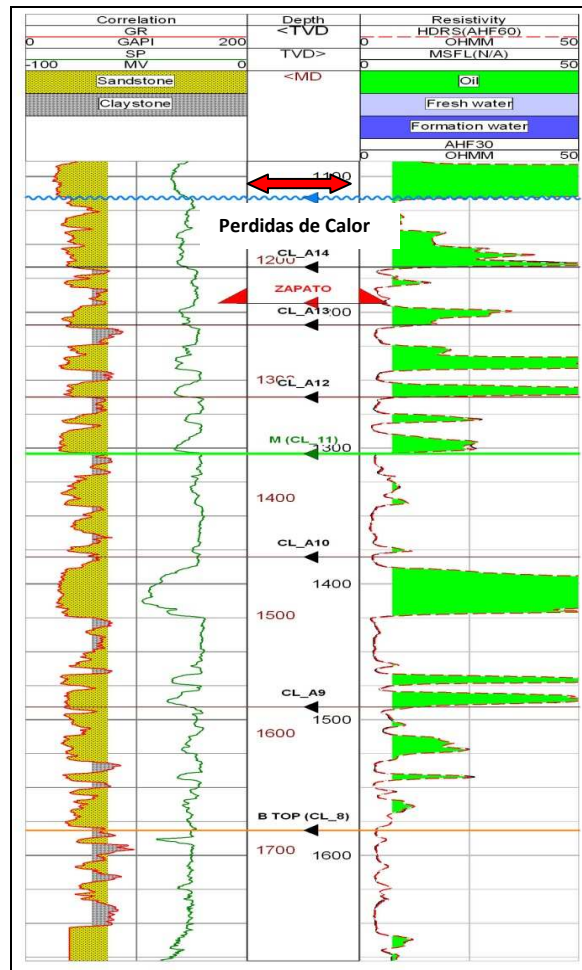


Figura 7. Registro eléctrico del pozo Jaz K-03 caracterizado por arenas saturadas de agua detrás del revestimiento.

Fuente: Departamento de Ingeniería Campo Jazmín. Mansarovar Energy Colombia Ltd.

En la grafica de producción se observa la pésima respuesta del pozo, la cual se caracteriza por una bajo caudal de petróleo y permanente alto corte de agua.

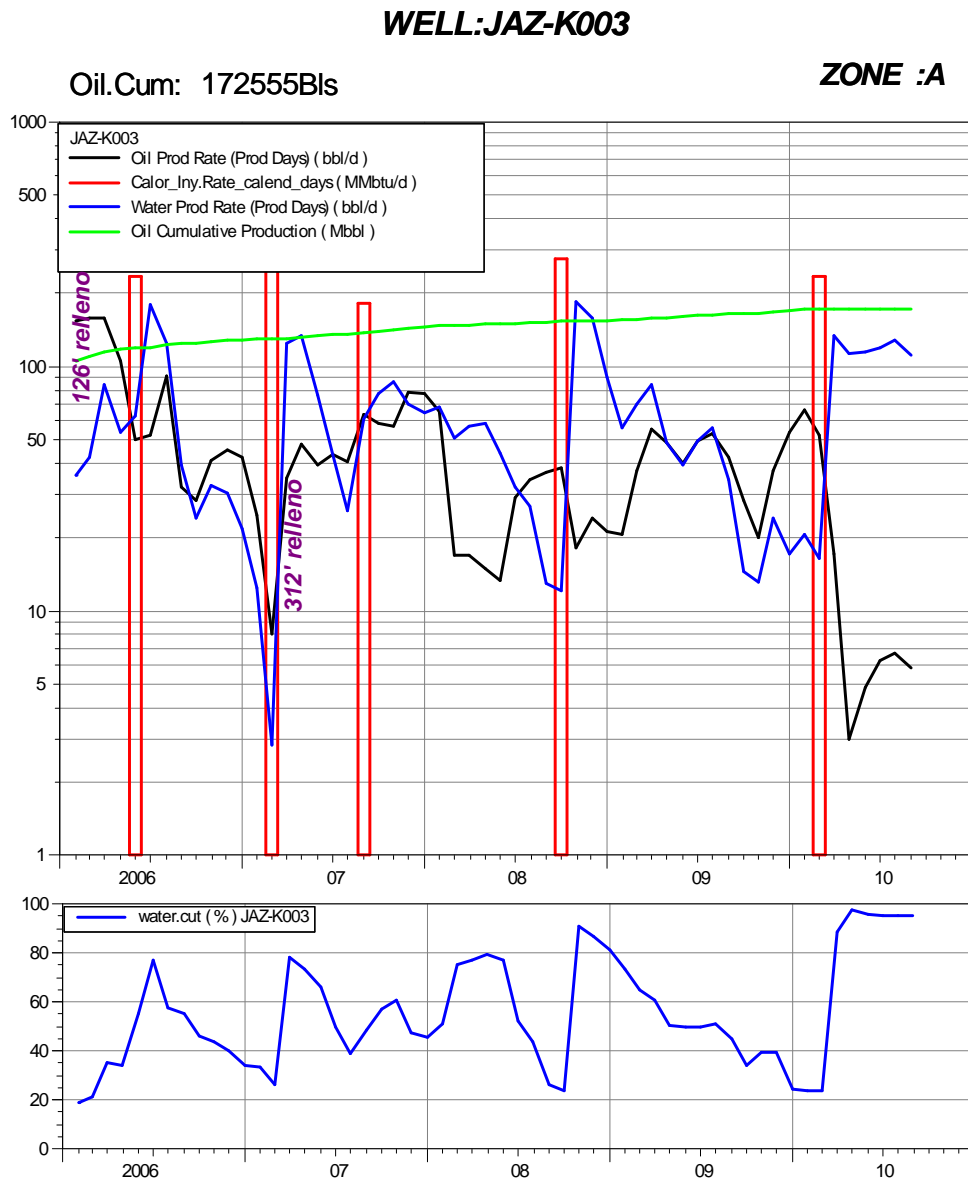


Figura 8. Comportamiento de producción del pozo Jaz K-03 después de la inyección por tubing y anular.

Fuente: Departamento de Ingeniería Campo Jazmín. Mansarovar Energy Colombia Ltd.

En la segunda tanda de inyección por tubería y anular de producción, se estimularon 3 pozos; dos completados en las arenas A y uno en las arenas B y A inferior.

POZO	ARENA	ESPESOR (PIES)	RESPUESTA
JAZ AI-02	BAi	177	BUENA
JAZ H-02	A	117	MALA
JAZ CJ-03	A	82	BUENA

Tabla 2. Respuesta a la inyección por tubing y anular de la segunda tanda de los nueve pozos seleccionados.

Fuente: el autor.

En esta vez se conto con más suerte y dos de los pozos estimulados dieron buena respuesta, los tres pozos pertenecen a la fase de Jazmín Oriental por lo que se presume una buena cementación, además existe una variabilidad en los espesores de las arenas de cada pozo.

WELL:JAZ-AI02

Oil.Cum: 31777Bls

ZONE :BAi

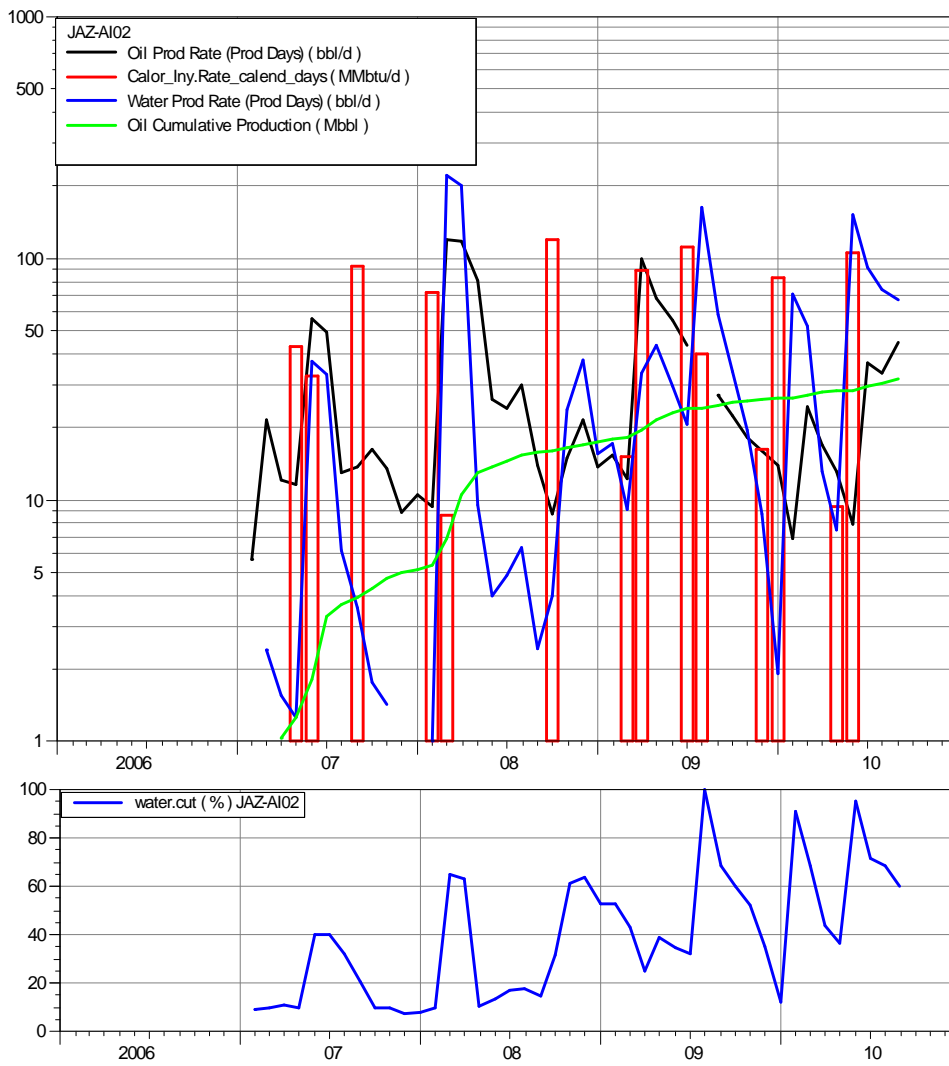


Figura 9. Comportamiento de producción del pozo Jaz AI-02 después de la inyección por tubing y anular.

Fuente: Departamento de Ingeniería Campo Jazmín. Mansarovar Energy Colombia Ltd.

En la grafica de producción se puede observar la buena respuesta del pozo Jazmín AI-02, lo cual es muy interesante bajo la óptica de la baja producción de las arenas B, que se caracterizan por ser mucho más compactas que A y por lo tanto más difíciles de estimular. Sin embargo es claro que al igual que el pozo Jazmín CJ-01, la arena A9 se vio beneficiada en primera instancia recibiendo el vapor inyectado por el anular.

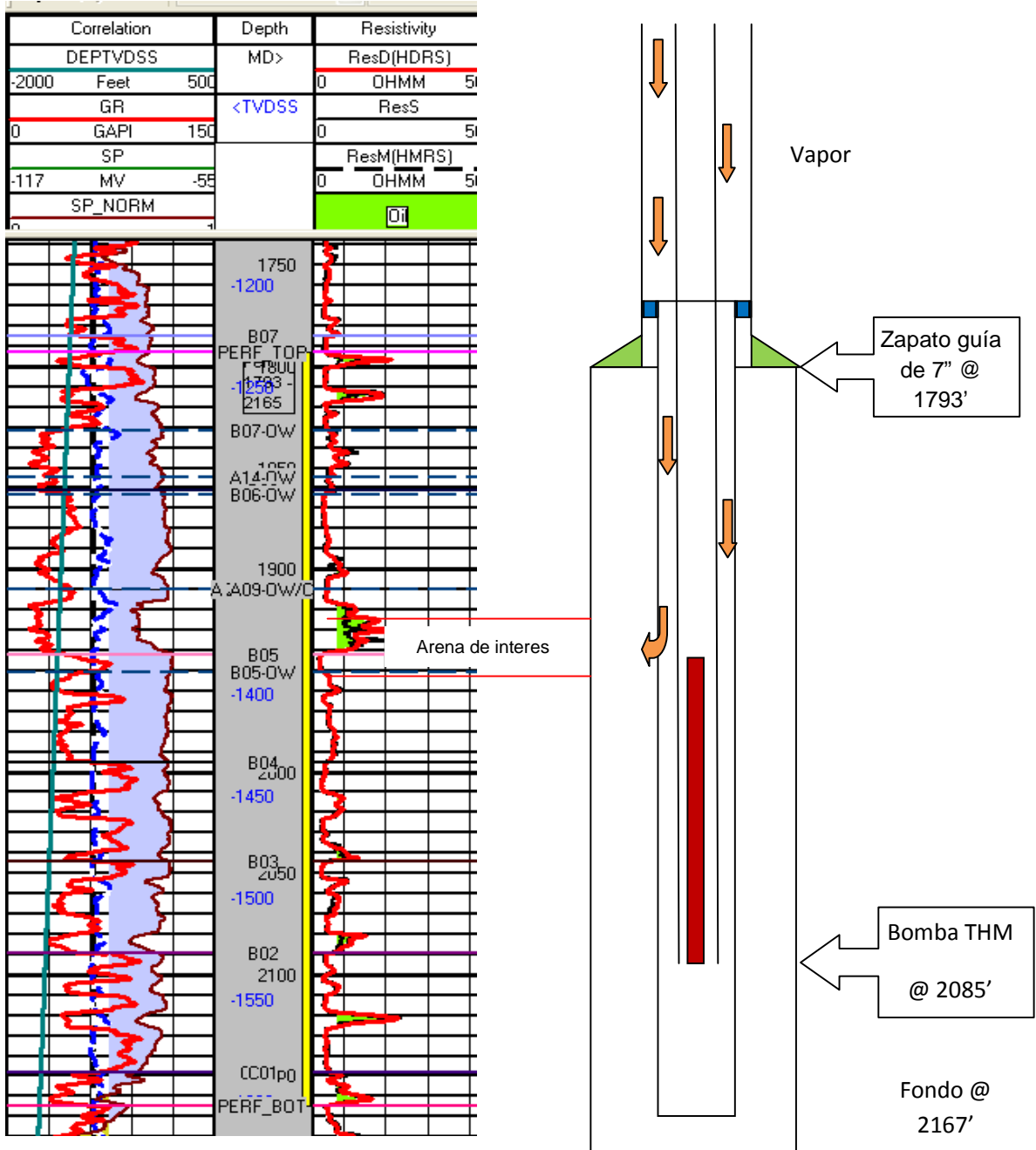


Figura 10. Registro eléctrico y esquema de la estimulación de las arenas superiores debido a la irrupción del vapor por el anular del pozo Jaz AI-02.

Fuente: Departamento de Ingeniería Campo Jazmín. Mansarovar Energy Colombia Ltd.

Para el pozo Jazmín H-02 la respuesta fue mala y no hubo ninguna diferencia con respecto a la respuesta de los ciclos anteriores.

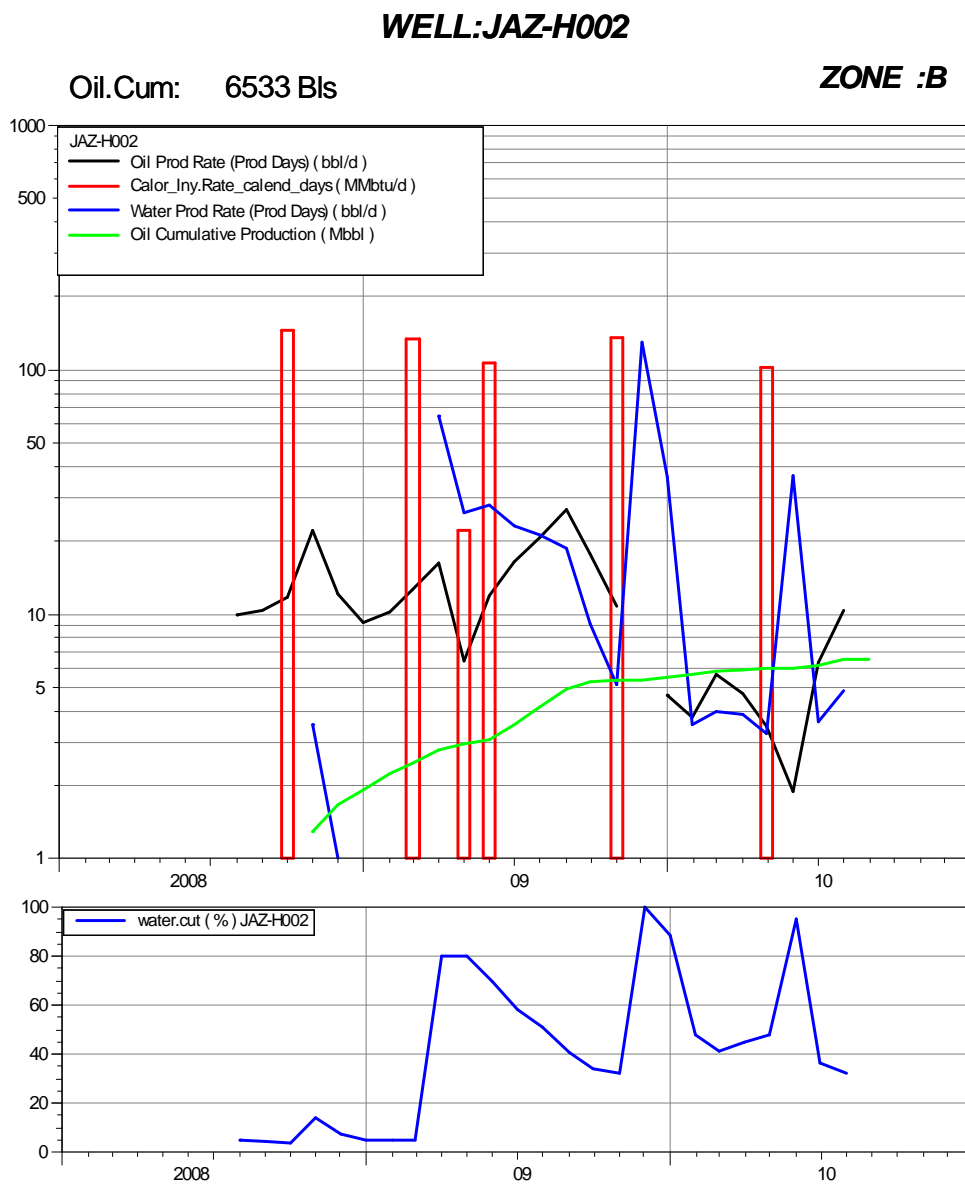


Figura 11. Comportamiento de producción del pozo Jaz H-02 después de la inyección por tubing y anular.

Fuente: Departamento de Ingeniería Campo Jazmín. Mansarovar Energy Colombia Ltd.

Sin embargo el bajo espesor y la pobre saturación de las arenas B es evidenciado en el registro eléctrico, lo que explicaría la mala respuesta obtenida.

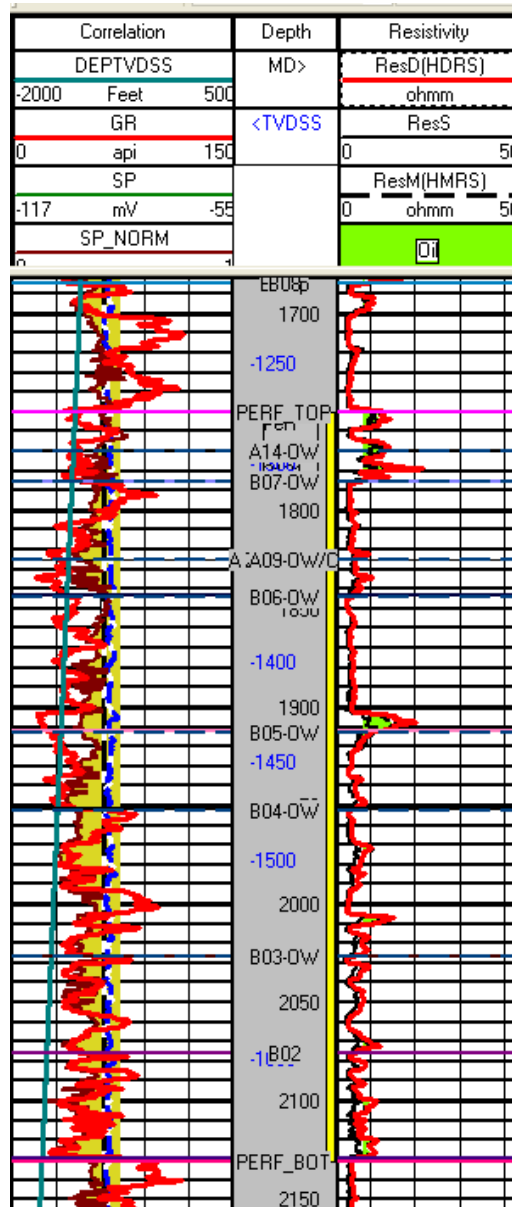


Figura 12. Registro eléctrico del pozo Jaz H-02

Fuente: Departamento de Ingeniería Campo Jazmín. Mansarovar Energy Colombia Ltd.

En cuanto al pozo CJ-03 el comportamiento fue aceptable dentro de los parámetros de producción que se buscaban, sin ser la respuesta del pozo tan visible como en el caso del CJ-01 y el AI-02, en los cuales ya se puede determinar un patrón litológico que se caracteriza por la presencia de arenas de visible espesor y saturación de crudo, ubicadas en la parte superior de la columna litológica del hueco abierto.

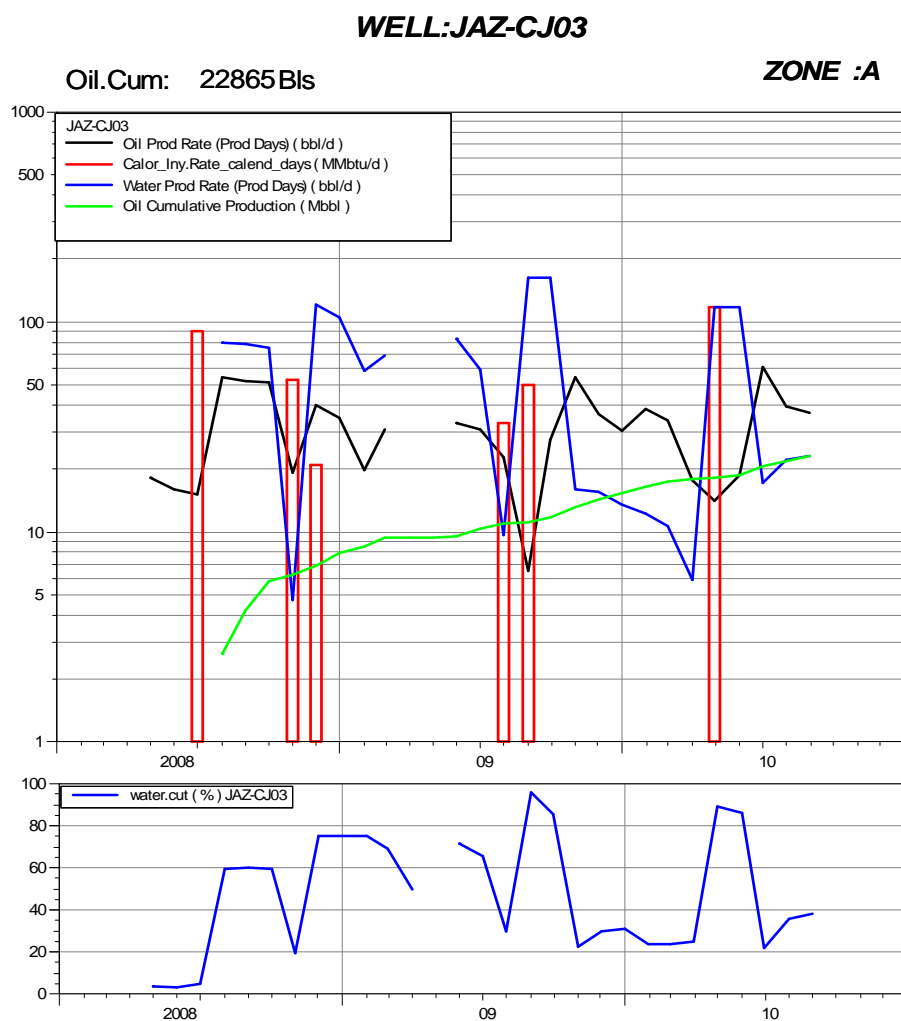


Figura 13. Comportamiento de producción del pozo Jaz CJ-03 después de la inyección por tubing y anular.

Fuente: Departamento de Ingeniería Campo Jazmín. Mansarovar Energy Colombia Ltd.

El registro eléctrico del pozo nos muestra una distribución homogénea de las arenas a lo largo del hueco abierto, con dos zonas de interés claramente identificables. En este caso una buena alternativa puede ser alternar la inyección por tubing y anular con la inyección convencional, buscando alcanzar las arenas de interés desde dos diferentes flancos.

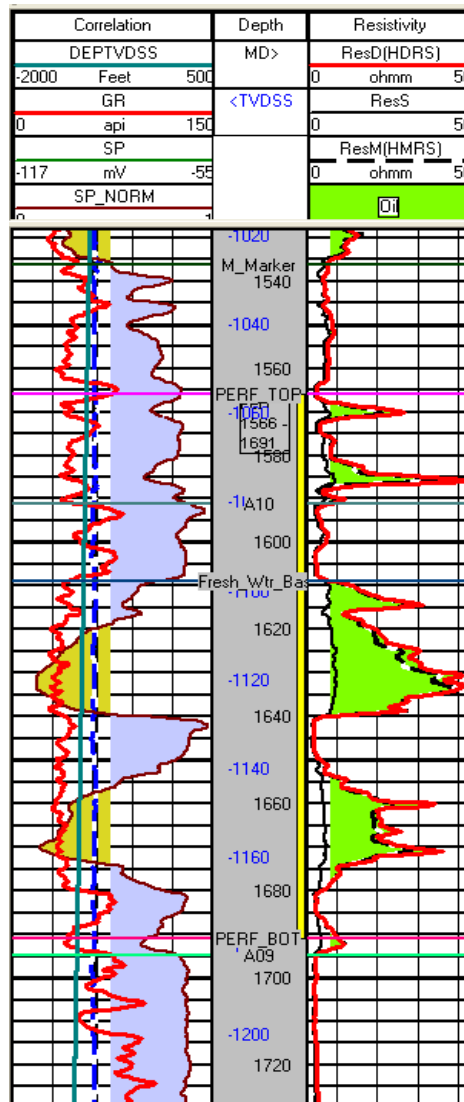


Figura 14. Registro eléctrico del pozo Jaz CJ-03

Fuente: Departamento de Ingeniería Campo Jazmín. Mansarovar Energy Colombia Ltd.

En la última tanda se inyectó el pozo BG-02, el cual está completado en la arena B y los pozos CK-03 de muy buena respuesta y el pozo CJ-02 que no mostró un buen comportamiento.

POZO	ARENA	ESPESOR (PIES)	RESPUESTA
JAZ BG-02	B	95	MALA
JAZ CK-03	A	49	BUENA
JAZ CJ-02	A	61	MALA

Tabla 3. Respuesta a la inyección por tubing y anular de la tercera tanda de los nueve pozos seleccionados.
Fuente: el autor.

En la gráfica de producción se observa un comportamiento sin ninguna redundancia en el pozo BG-02 después de la estimulación, lo que nos reafirma la baja respuesta de la arena B al ser abordada con vapor por los diferentes flancos de inyección. En este caso se tiene un espesor considerable y un completamiento solo en la arena B, lo que permite sacar conclusiones contundentes con respecto a la baja relación vapor-petróleo (RVP) mostrada por los pozos completados en esta zona inferior.

Sería muy interesante observar si es rentable la inyección de este pozo y si por el contrario una inversión en una bomba y un cabezal PCP serían rentables, teniendo en cuenta la respuesta observada a lo largo de la vida del pozo. Además de lo anterior un beneficio adicional sería liberar una unidad de bombeo mecánico al instalar un sistema de levantamiento por cavidades progresivas.

WELL: JAZ-BG02

Oil.Cum: 18714 Bls

ZONE :B

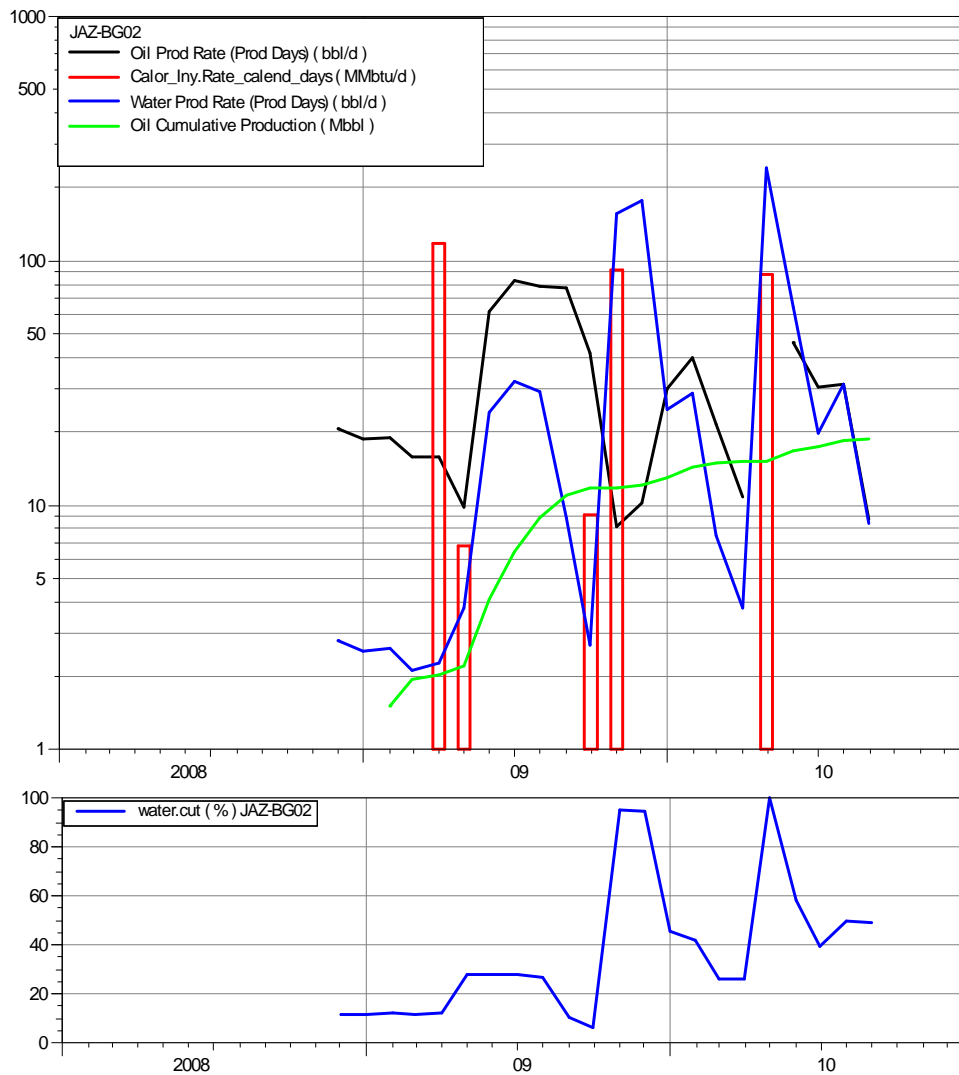


Figura 15. Comportamiento de producción del pozo Jaz BG-02 después de la inyección por tubing y Fuente: Departamento de Ingeniería Campo Jazmín. Mansarovar Energy Colombia Ltd.

El registro eléctrico del pozo muestra la pobre presencia de arenas de interés a lo largo del hueco abierto.

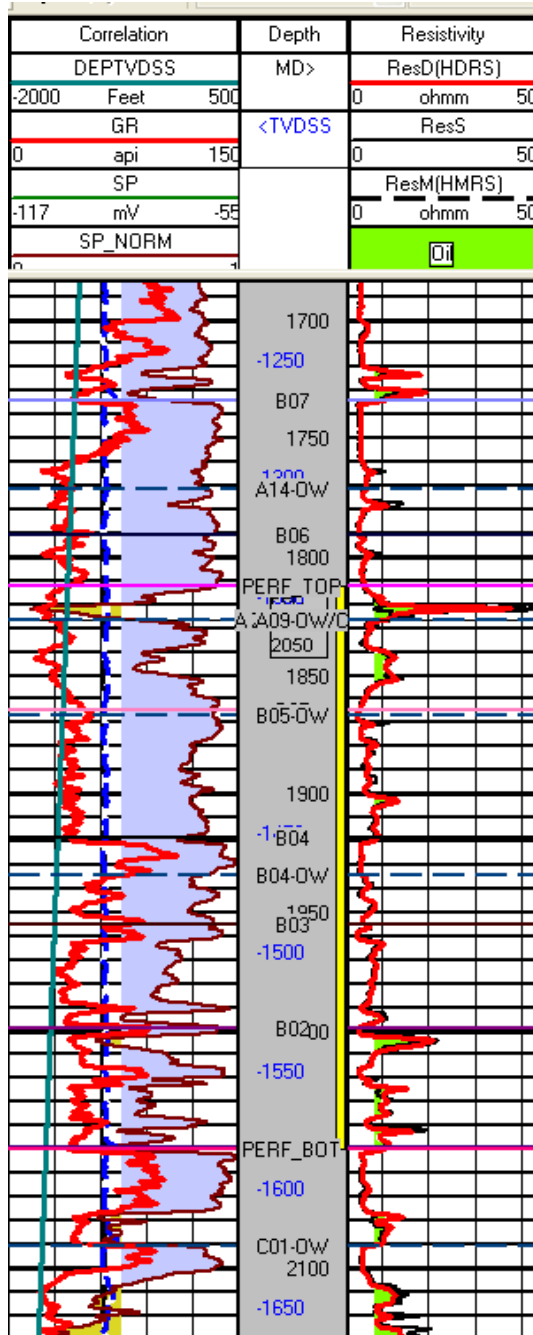


Figura 16. Registro eléctrico del pozo Jaz BG-02

Fuente: Departamento de Ingeniería Campo Jazmín. Mansarovar Energy Colombia Ltd.

Para el pozo Jazmín CK-03 los resultados son bastante visibles y muy halagadores, pues únicamente se tienen 49 pies petrolíferos abiertos, siendo este el pozo de menor espesor con respecto a los nueve pozos estimulados tanto por tubing como por anular.

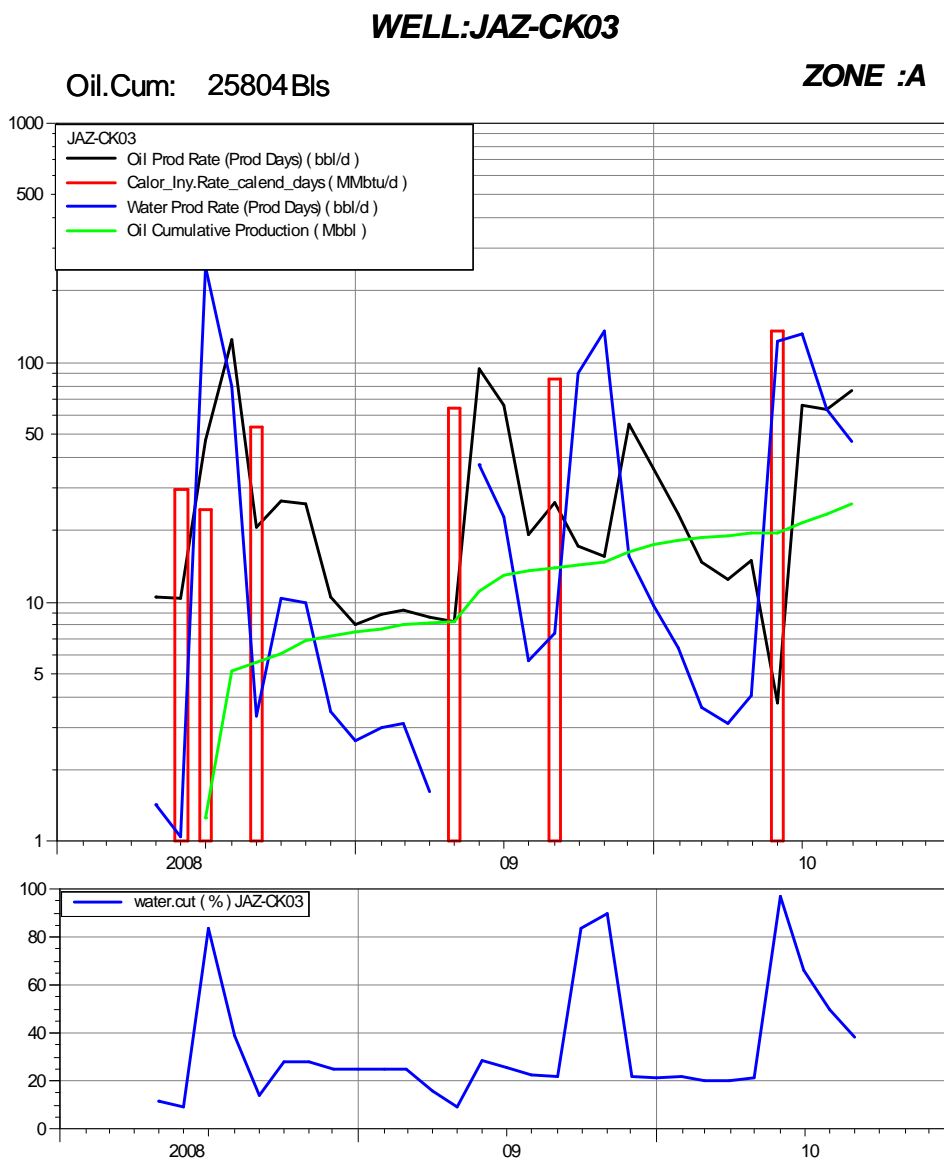


Figura 17. Comportamiento de producción del pozo Jaz CK-03 después de inyección por tubing y anular.

Fuente: Departamento de Ingeniería Campo Jazmín. Mansarovar Energy Colombia Ltd.

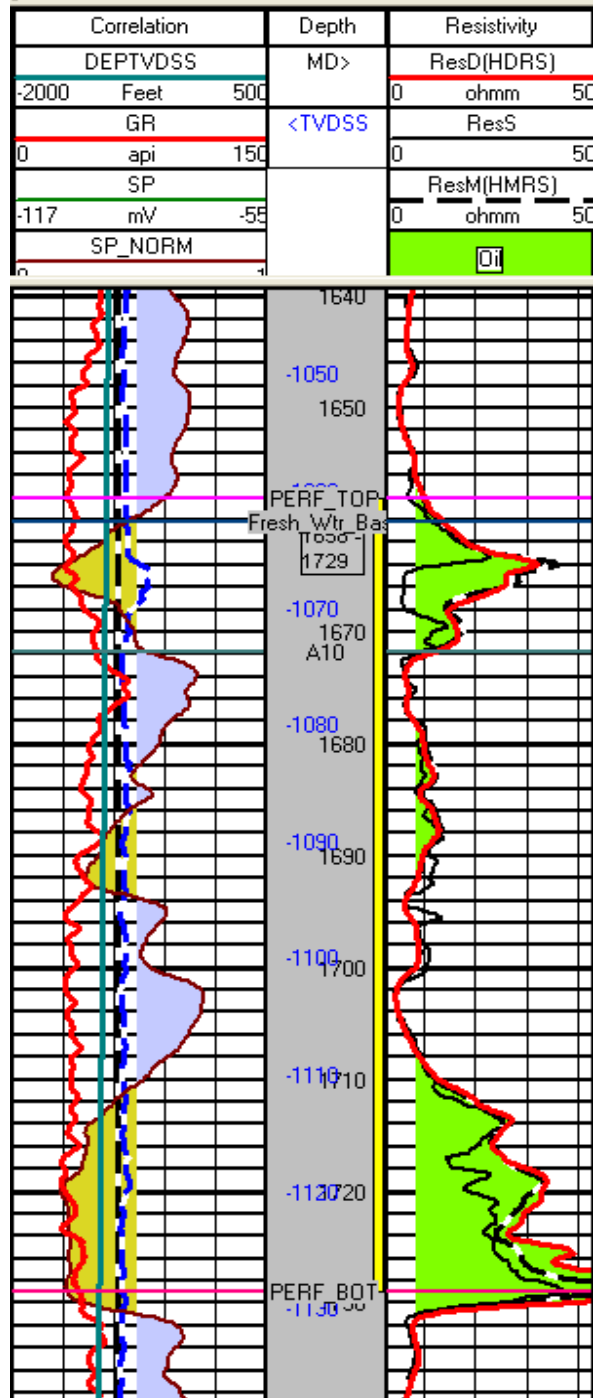


Figura 18. Registro eléctrico del pozo Jaz CK-03

Fuente: Departamento de Ingeniería Campo Jazmín. Mansarovar Energy Colombia Ltd.

El registro eléctrico del pozo muestra una arena con dos visibles prospectos de inyección, que se encuentran al inicio y al final del hueco abierto. La arena ubicada en la parte superior se encuentra normalmente bloqueada por la tubería de producción cuando el pozo se inyecta convencionalmente. Nuevamente el patrón observado en los pozos Jaz CJ-01 y Jaz AI-02 se vuelve a repetir, pozos completados en la arena superior A con visibles arenas de interés en los registros eléctricos ubicadas por encima de la cola de inyección (niplesilla de la bomba mecánica).

Por último tenemos el pozo Jaz CJ-02 con el cual se buscaba refutar los excelentes resultados obtenidos en sus otros dos compañeros de clúster (Jaz CJ-01 y Jaz CJ-03), sin embargo la respuesta no fue la mejor. Este pozo sería un buen candidato para cambio de sistema de levantamiento por cavidades progresivas.

WELL: JAZ-CJ02

Oil.Cum: 13601 Bls

ZONE :A

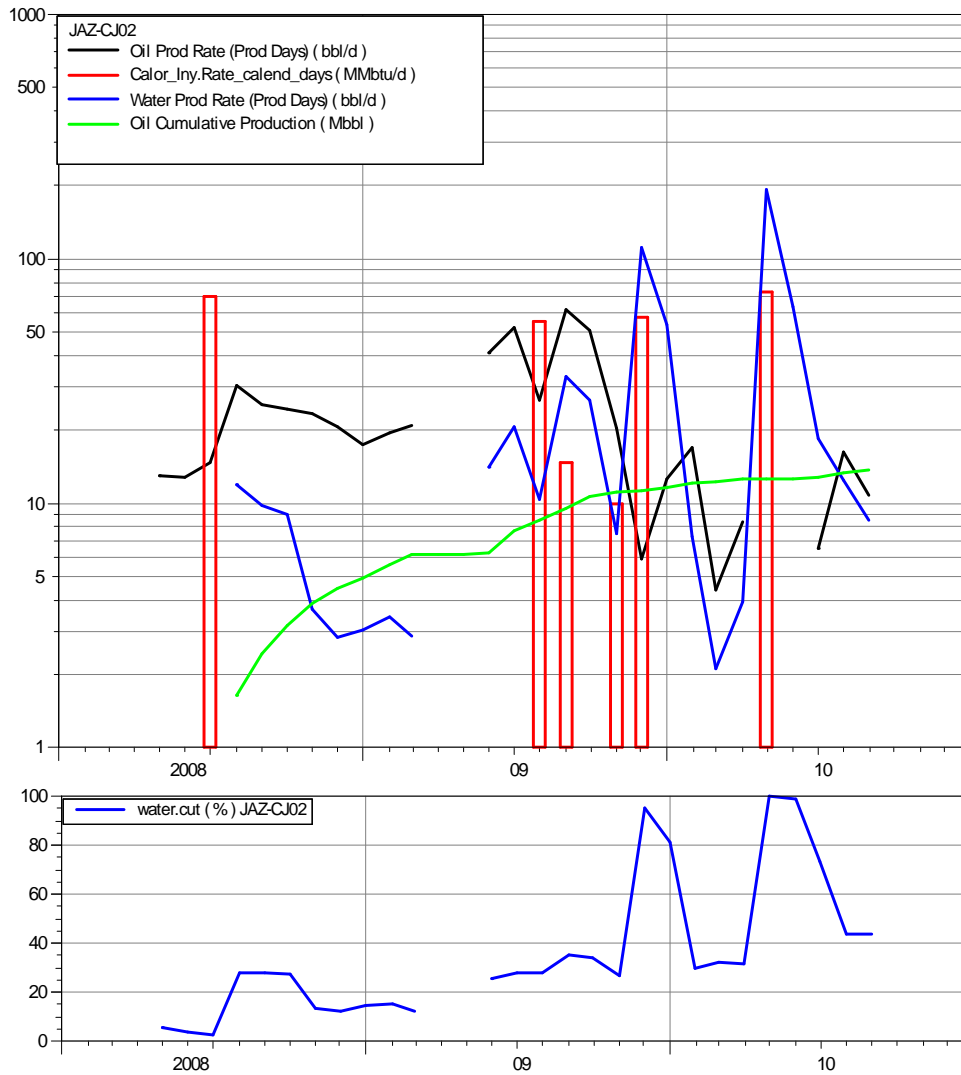


Figura 19. Comportamiento de producción del pozo Jaz CJ-02 después de la inyección por tubing y anular.

Fuente: Departamento de Ingeniería Campo Jazmín. Mansarovar Energy Colombia Ltd.

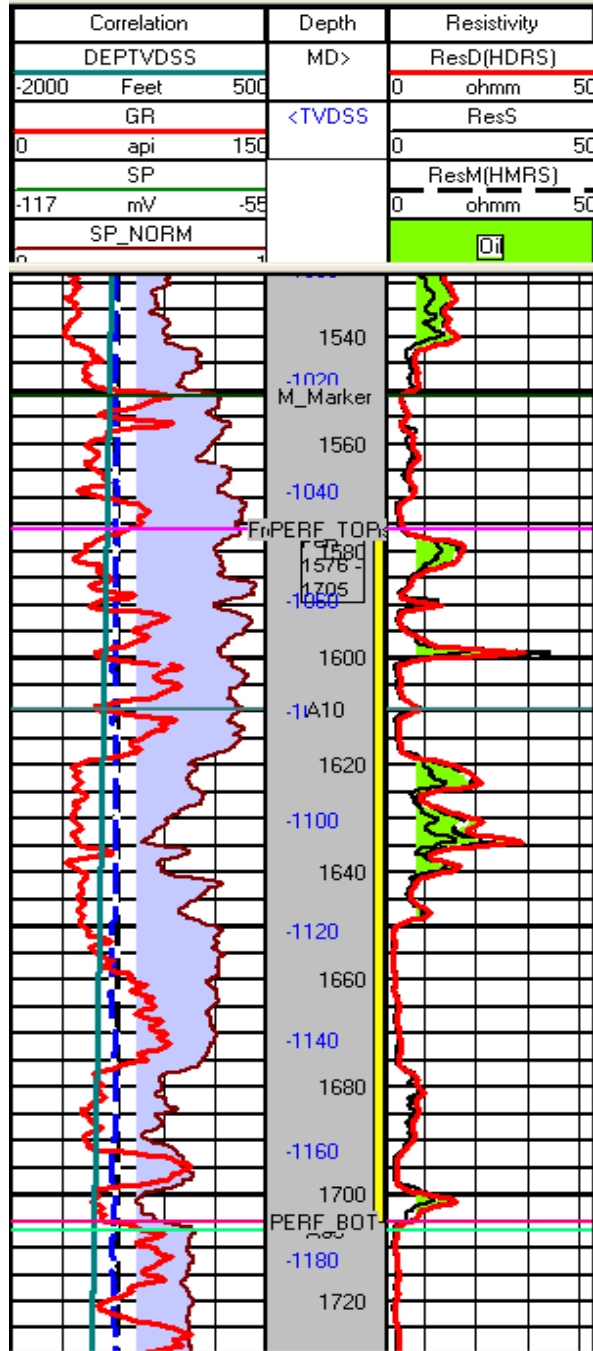


Figura 20. Registro eléctrico del pozo Jaz CJ-02

Fuente: Departamento de Ingeniería Campo Jazmín. Mansarovar Energy Colombia Ltd.

Un vistazo general de la reacción de los cuatro pozos se muestra en la figura 19, donde se refleja una clara respuesta con una producción en frío de 20 bopd aproximadamente y una producción promedio en caliente de 60 bopd.

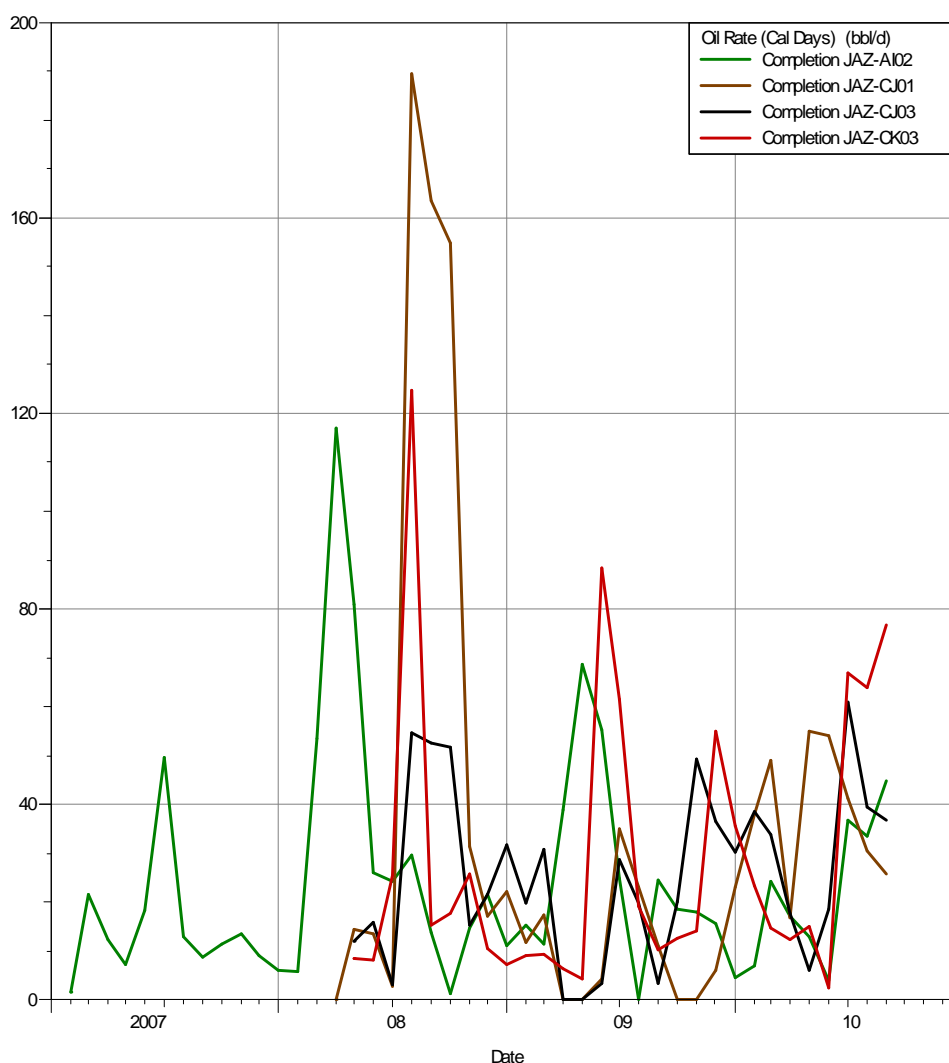


Figura 21. Comportamiento de producción conjunta de los cuatro pozos de buena respuesta a la inyección por tubing y anular.

Fuente: Departamento de Ingeniería Campo Jazmín. Mansarovar Energy Colombia Ltd.

4.2. REGISTROS STEAM FLOW METER

Paralelamente a las pruebas de inyección por tubing y anular, se realizaron registros de flujo de inyección de vapor con el fin de determinar cuáles arenas tomaban en mayor proporción en los diferentes pozos evaluados. En total se intervinieron nueve pozos, en su mayoría de la arena A y uno solo completado en AB.

POZO	ARENA	ESPEJOR (PIES)	MMBTU PROGRAMADOS
JAZ-A-003	A	70	2450
JAZ-AQ-03	AB	92	3220
JAZ-AT-04	A	51	1785
JAZ-BA-02	A	83	2905
JAZ-BB-03	A	174	6090
JAZ-C-004	A	169	5915
JAZ-CJ-003	A	82	2870
JAZ-E-010	A	118	4130
JAZ-L004	A	105	3675

Tabla 4. Pozos evaluados con registro *steam flow meter* en fondo de pozo.
Fuente: el autor.

Un esquema de la herramienta usada se observa en la figura 20. El mecanismo consta básicamente de un *spinner* bajado con *wire line* en los pozos intervenidos en la mitad del ciclo de inyección, cuando las condiciones de presión y temperatura se han estabilizado completamente. Anterior a la fase de inyección se realiza un servicio pre-inyección con el equipo de well services, que retira la bomba y la varilla y reposiciona la sarta de tubería colocando la punta de inyección por debajo del tope del *liner* de 5 pulgadas, pero sin sobrepasar la profundidad del zapato del revestimiento de 7 pulgadas.

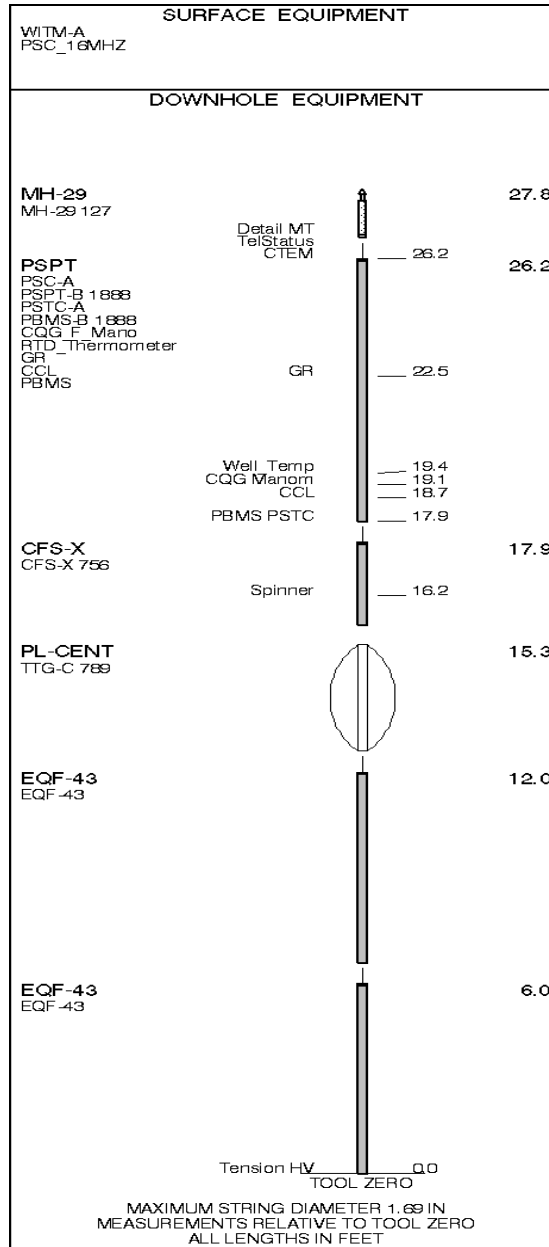


Figura 22. Esquema de la herramienta para registros *steam flow meter*.

Fuente: Departamento de Ingeniería Campo Jazmín. Mansarovar Energy Colombia Ltd.

Los resultados obtenidos ratifican las conclusiones originadas en el proyecto de inyección por tubing y anular y ratifican la teoría de arenas superficiales que no han sido estimuladas apropiadamente debido al direccionamiento del vapor hacia el fondo del hueco abierto. El cuadro 5 presenta un resumen de los resultados obtenidos, donde se identifican cinco pozos cuya respuesta fue exitosa con respecto a las inyecciones anteriores y cuyo patrón es similar al encontrado en las pruebas de tubing y anular con arenas superiores de considerable espesor que muestran altos porcentajes de inyección en los perfiles tomados.

POZO	ARENA	ESPESOR (PIES)	RESPUESTA
JAZ-A-003	A	70	BUENA
JAZ-AQ-03	AB	92	MALA
JAZ-AT-04	A	51	BUENA
JAZ-BA-02	A	83	MALA
JAZ-BB-03	A	174	BUENA
JAZ-C-004	A	169	BUENA
JAZ-CJ-003	A	82	BUENA
JAZ-E-010	A	118	EN EVALUACION
JAZ-L004	A	105	MALA

Tabla 5. Respuesta de los pozos evaluados con registro *steam flow meter* e inyectados con reposicionamiento de sarta de tubería.

Fuente: el autor.

Para el pozo Jazmín E-10 es muy difícil sacar una conclusión, aun seis meses después del último ciclo de inyección pues se trata de un pozo de la fase Jazmín básico, el cual ha recibido nueve ciclos de inyección y la respuesta es un poco tardía debido a la reducción en la saturación de crudo en el área de drenaje.

4.3. INYECCION RETIRANDO LA BOMBA INSERTA *STEAM BY PASS*

Al igual que el proyecto anterior, surgió mas como una necesidad de reducir las altas presiones de inyección y poder inyectar un solo pozo con un generador para no recurrir a inyectar simultáneamente varios pozos con un solo generador ni a inyectar varios pozos con dos o más generadores en paralelo.

Los resultados observados fueron contundentes con una efectividad del 100%. Se realizaron pruebas con 5 pozos, cuatro de los cuales están completados en la arena A y uno en la arena B. La explicación de este comportamiento es simple, la bomba inserta junto con la sarta de varillas genera una restricción adicional al flujo del vapor hacia el fondo del pozo, estas restricciones se traducen en pérdidas de presión y rozamiento con las partes móviles del conjunto de levantamiento artificial que terminan en pérdidas de calor durante el trayecto a la formación. Cuando el vapor inyectado pierde calor, la calidad del mismo se ve reducida y esto conlleva a la condensación innecesaria de agua en los tramos de tubería de superficie y una menor eficiencia de barrido del área de drenaje con el vapor inyectado.

POZO	ARENA	ESPEJOR (PIES)	RESPUESTA
JAZ-AT-02	A	57	BUENA
JAZ-O-002	A	81	BUENA
JAZ-BG-04	A	113	BUENA
JAZ-Y-002	A	62	BUENA
JAZ-P-002	B	171	BUENA

Tabla 6. Respuesta de los pozos inyectados retirando la bomba *steam by pass* de la tubería de producción.
Fuente: el autor.

4.4. INYECCION DE POZOS CON ALTO BSW REPOSICIONANDO LA SARTA DE PRODUCCION

En vista de los resultados observados tanto al inyectar pozos por tubing y anular como con los registros steam flow meter, en cuyos pozos se reposicionó la sarta de producción entre el zapato del casing de 7 pulgadas y el tope del liner, ya que el sensor debe registrar la totalidad de la columna litológica abierta, se optó por evaluar la posibilidad de aprovechar el conocimiento de la ubicación de las mejores arenas con respecto a su saturación y contenido de hidrocarburo con el fin de direccionar el flujo de vapor dentro del pozo hacia horizontes de interés con lo cual se pretendía estimular zonas poco drenadas con la inyección convencional (por tubing y sin mover la cola de la tubería).

Se estimularon seis pozos que presentaban cortes de agua por encima del 80% y que por ende no eran inyectables. Los resultados fueron excelentes, pues la totalidad de los pozos dieron buenos resultados:

POZO	ARENA	ESPEJOR (PIES)	RESPUESTA
JAZ-AS-01	BAi	112	BUENA
JAZ-C-005	A	150	BUENA
JAZ-BE-01	A	150	BUENA
JAZ-F-003	A	108	BUENA
JAZ-AR-04	AB	165	BUENA
JAZ-AK-06	B	93	BUENA

Tabla 7. Respuesta de los pozos con alto corte de agua, reposicionando la cola de tubería de producción.
Fuente: el autor.

Se puede observar como común denominador que el espesor neto de las arenas petrolíferas es del orden de los 100 pies o superior, lo que nos indica una larga columna litológica caracterizada por diferentes arenas, entre ellas las saturadas de agua y por otro lado las arenas almacenadoras de crudo.

Debido al buen espesor no existe presionamiento en los pozos inyectados y por lo tanto no es necesario irrumpir con el vapor por el anular, sino que todo el flujo es orientado por la tubería de producción y se evitan posibles pérdidas de calor en el casing. Lo anterior garantiza una inyección más eficiente.

4.5. APLICACIÓN DE LOS RESULTADOS A TODOS LOS POZOS DEL CAMPO.

En vista de que debido a la baja respuesta obtenida al inyectar por tubing y anular especialmente en los pozos de Jazmin básico, se optó por establecer como practica general el inyectar únicamente *through-tubing* sin ninguna restricción, es decir retirando tanto la bomba de subsuelo como el pistón dado el caso y analizando el registro eléctrico de cada pozo para decidir si la punta de la tubería debe ser reubicada. De esta manera se garantiza que el vapor irrumpa prioritariamente en las arenas de mayor interés.

Como se menciona anteriormente lo ideal sería utilizar un empaque térmico para ser reubicado junto con la punta de la tubería y direccionar mas adecuadamente el vapor inyectado, pero los pilotos preliminares no han sido exitosos debido a la poca experiencia en el manejo de la herramienta, lo que desemboco en la perdida de una sarta de tubería y un empaque en fondo como pescado.

De esta manera en conjunto con el departamento de Yacimientos se diseñó un Schedule de inyección mensual que nos permitiera definir claramente los candidatos a inyectar y en donde ubicar la tubería de cola si era el caso. En algunos pozos se decidió dejar la punta de cola estable. Los resultados obtenidos hasta el momento sugieren que la metodología óptima para los pozos intervenidos es la descrita en la tabla 8. Para los demás pozos se recomienda inyectar convencionalmente con las recomendaciones hechas en el primer párrafo.

POZO	MMBTU	METOLOGIA DE INYECCION
JAZ-CJ01	2500	TUBING & ANULAR
JAZ-CJ03	3500	TUBING & ANULAR/COLA @ 1600'
JAZ-AI02	3500	TUBING & ANULAR
JAZ-CK03	4000	TUBING & ANULAR
JAZ-A003	>3500	COLA @ 1530'
JAZ-AT04	2400	TUBING & ANULAR
JAZ-BB03	8000	COLA @ 1250'
JAZ-C004	7000	COLA @ 1400'
JAZ-AS01	3920	TUBING
JAZ-C005	5500	TUBING
JAZ-F003	4500	TUBING @ 1490'
JAZ-AR04	5000	TUBING @ 1560'
JAZ-CP03	2000	TUBING & ANULAR
JAZ-CM04	2000	TUBING & ANULAR
JAZ-BE01	4500	TUBING @ 1780'
JAZ-D007	4000	TUBING @ 1370'
JAZ-AP07	6000	TUBING @ 1380'
JAZ-AQ02	4500	TUBING @ 1325'

Tabla 8. Mejor metodología de inyección para los pozos del campo Jazmin.
Fuente: el autor.

5. INCIDENCIA EN EL *LIFTING COST* DEL CONSUMO DE GAS COMBUSTIBLE PARA LA GENERACION DE VAPOR

Para determinar esta incidencia hay que analizar uno a uno todos los factores que afectan a la hora de generar una cantidad de calor de 1 MMBTU tal como aparece a continuación:

5.1. TRATAMIENTO QUIMICO

Los productos químicos utilizados y la cantidad aplicada son los siguientes:

<u>Producto</u>	<u>Cantidad Aplicada (ppm)</u>
Transportador de Sólidos	10
Secuestrante de Oxígeno	10
Controlador de PH	13

El costo del tratamiento es de 11 US\$/MbbI.

Para generar 50 MMBTU/hora (capacidad nominal del generador de vapor) se requiere una alimentación de agua industrial de 90 gal/min = 0.1286 MbbI/hora

Costo del tratamiento: 11 US\$/MbbI X 0.1286 MbbI/hora = 1.4143 US\$/hora

Costo por este concepto: 1.4143 US\$/hora / 50 MMBTU/hora = **0.0283 US\$/MMBTU**

Cuando se genera vapor con crudo se utiliza también aditivo para combustión. Se utilizan 5 gal/día de aditivo para un generador de 50 MMBTU/hora y el costo es de 26.6 US\$/gal.

$$26.6 \text{ US\$/gal} \times 5 \text{ gal/día} = 133 \text{ US\$/día}$$

$133 \text{ US\$/día} / 1200 \text{ MBTU/día} = 0.1108 \text{ US\$/MMBTU}$ adicionales al precio del crudo utilizado que estaría por el orden de 11.088 \$US/día, pues un generador consume aproximadamente 180 bbl de crudo como combustible. Debido al análisis anterior no es económicamente recomendable trabajar constantemente con crudo, sin embargo es aconsejable realizar ciclos cortos con crudo para limpiar el generador.

5.2. SUPERVISION DE LA GENERACION DE VAPOR

Salario Operadores: 420 US\$/día (tres turnos de ocho horas. Incluye prestaciones)

Tiempo dedicado por los operadores a la generación de vapor: 50%

Cantidad de vapor generada: 50 MMBTU/hora X 24 horas/día = 1,200 MMBTU/día

Costo por este concepto: $420 \text{ US\$/día} \times 0.5 / 6,800 \text{ MMBTU/día} = \mathbf{0.0309 \text{ US\$/MMBTU}}$

Salario Supervisor: 100 US\$/día

Tiempo dedicado por el supervisor a la generación de vapor: 40%

Cantidad de vapor generada por día: 1,200 MMBTU/día

Costo por este concepto: $100 \text{ US\$/día} \times 0.4 / 6,800 \text{ MMBTU/día} = \mathbf{0.0059 \text{ US\$/MMBTU}}$

SUBTOTAL 0.0368 US\$/MMBTU

5.3. UTILIZACION DEL GENERADOR DE VAPOR

Costo de un generador de vapor nuevo (50 MMBTU/hora): US\$ 1.200,000

Vida útil estimada: 20 años (de acuerdo con experiencia de campo Teca)

Vapor generado durante el tiempo de vida útil del generador de vapor:

50 MMBTU/hora X 24 horas/día X 365 días/año X 20 años = 8.760,000 MMBTU

Costo por éste concepto: US\$ 1.200,000 / 8.760,000 MMBTU = **0.1370 US\$/MMBTU**

5.4. UTILIZACION DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO

Costo de una planta nueva: US\$ 453,000

Vida útil estimada: 25 años (de acuerdo con experiencia de campo Teca)

Vapor generado durante el tiempo de vida útil de la planta:

50 MMBTU/hora X 24 horas/día X 365 días/año X 25 años = 10.950,000 MMBTU

Costo por éste concepto: US\$ 453,000 / 10.950,000 MMBTU = **0.0413 US\$/MMBTU**

5.5. UTILIZACION DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA FILTRADA

Costo tanque nuevo (10,000 bbl): US\$ 300,000

Vida útil estimada: 20 años

Vapor generado durante el tiempo de vida útil del tanque:

50 MMBTU/hora X 24 horas/día X 365 días/año X 20 años = 8.760,000 MMBTU

Costo por éste concepto: US\$ 300,000 / 8.760,000 MMBTU = **0.0342 US\$/MMBTU**

5.6. CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA

- a) Motor eléctrico de la bomba del pozo de agua
- b) Motor eléctrico de la bomba de transferencia a suavizadores
- c) Motor eléctrico de la bomba quíntuplex del generador de vapor
- d) Motor eléctrico del soplador de aire para combustión en el generador de vapor

Según la información anexa, el consumo de energía eléctrica en los equipos mencionados es de 258.12 kWh a razón de 200-230 \$/KWh, lo que equivale a 0.1168 US\$/kWh.

Costo por este concepto: 258.12 X 0.1168 / 50 MMBTU/hr = **0.6027 US\$/MMBTU**

5.7. CONSUMO DE GAS NATURAL

Vapor generado a plena capacidad del equipo: 1,200 MMBTU/día

Cantidad de gas requerido para generar éste vapor: 1,200 KPC/día

Para el 2010 se consumió gas de los siguientes proveedores;

<u>Proveedor</u>	<u>%</u>	<u>Costo (US\$/MBTU)</u>	<u>Costo Unit. (US\$/MBTU)</u>
Dinagas:	14.07	8.15	1.15
ECP take or pay	39.45	6.86	2.71
VP Ingenergia	14.41	7.28	1.05
ECP interrumpible	32.07	5.68	1.82
Total	100.00		6.7236 US\$/MMBTU

Costo del gas suministrado: $6.7236 \text{ US\$/KPC} \times 1,200 \text{ KPC/día} = \text{US\$ } 8,068/\text{día}$

Costo por éste concepto: $\text{US\$ } 8,068/\text{día} / 1,200 \text{ MMBTU/día} = \underline{\underline{6.7236 \text{ US\$/MMBTU}}}$

5.8. UTILIZACION GASODUCTO DE LA ASOCIACION NARE

Costo total del gasoducto: US\$ 2.500,000 (incluye City Gate)

Vida útil estimada: 15 años

Cantidad de gas transportada diariamente: 6,800 KPC/día

Vapor generado con el gas transportado diariamente:

Con 6,800 KPC/día se generan 6,800 MMBTU/día

$6,800 \text{ MMBTU/día} \times 365 \text{ días/año} \times 15 \text{ años} = 37.230,000 \text{ MMBTU}$

Costo por éste concepto: $\text{US\$ } 2.500,000 / 37.230,000 \text{ MMBTU} = \underline{\underline{0.06715 \text{ US\$/MMBTU}}}$

5.9. COSTO TOTAL

Sumando los ítems anteriores se obtiene un costo total de: **7.67 US\$/MMBTU**

Este análisis se resume en la tabla 9, donde se detalla que el principal factor es el costo del gas natural utilizado como combustible para los generadores de vapor, con un porcentaje del 87.7% sobre el costo total.

CONCEPTO	US\$/MMBTU
Tratamiento químico	0.0283
Supervision generacion vapor	0.0368
Utilizacion generador	0.1370
Utilizacion planta tratamiento	0.0414
Utilizacion tanque agua filtrada	0.0342
Energia electrica	0.6027
Gas natural para generacion	6.7236
Utilizacion gasoducto asociacion	0.0672
COSTO DE 1 MMBTU (US\$)	7.67

Tabla 9. Incidencia de cada uno de los factores que afectan el costo de 1 MMBTU.
Fuente: el autor.

Si tomamos como base el costo de generar 1 MMBTU, podemos determinar la relación vapor petróleo-RVP límite para que un pozo sea económicamente inyectable de la siguiente manera:

En promedio de inyecta en cada pozo de Jazmín 4,000 MMBTU/ciclo, esto nos da una inversión de: $7.67 \text{ \$US/MMBTU} \times 4,000 \text{ MMBTU} = \text{\$US } 30,680$ en cada ciclo de estimulación.

Tomando un precio promedio del crudo WTI en \$US 80 por barril tendríamos que producir 383 bbl de petróleo incremental para únicamente recobrar la inversión inicial:

$$30,680 \text{ \$US}/80 \text{ \$US}/\text{bbl} = 383 \text{ bbl.}$$

De esta manera es necesario ser bastantes considerados a la hora de tomar la decisión de inyectar un pozo de baja productividad, sobre todo cuyo completamiento se encuentre en las arenas B que son las de menor respuesta y menor espesor. En estos pozos y en los ubicados en la parte sur de la fase Jazmín oriental se observan periodos post-inyección caracterizados por largos periodos de producción con alto corte de agua (100-90%) que ocasionan únicamente pérdidas por la producción diferida y el costo de levantamiento que esta por el orden de 8 \$US/bbl. Lo anterior sin sumar el costo del tratamiento del agua para disposición en los pozos de inyección de aguas residuales.

Un breve cálculo del RVP límite para que un pozo sea económicamente rentable se hace dividiendo los 383 bbl de petróleo incremental necesarios para recuperar la inversión inicial entre los 4,000 MMBTU promedio que se inyectan por ciclo en cada pozo del campo.

$$\text{RVP limite} = 383 \text{ bbl}/4,000 \text{ MMBTU} = 0.0985 \text{ bbl/MMBTU}$$

De esta manera si un pozo o una área del campo presenta un RVP inferior a 0.1 bbl/MMBTU no es conveniente llevar a cabo un proceso de inyección cíclica.

6. EVALUACION DE LA RENTABILIDAD EN LA INYECCION DE VAPOR DE LOS POZOS DEL CAMPO JAZMIN

Los resultados obtenidos en la etapa de inyección por tubing y anular nos sugieren la posibilidad de analizar si realmente todos los pozos inyectados responden económicamente a la inversión realizada al utilizar la estimulación con vapor como método de recobro. Si revisamos el comportamiento del pozo Jazmín H-02 a fondo encontramos que no todas sus inyecciones han sido rentables y que aunque muchas veces se busca conservar una homogeneidad en la temperatura de la formación no se amerita una inversión tan alta como lo es un ciclo de inyección.

AÑO	CICLO	ACEITE INCREMENTAL (BOPD)	MMBTU INYECTADOS	COSTO INYECCION (US\$)	COSTO ACEITE INCREMENTAL (US\$)	GANANCIA (US\$)
2008	1	952	4382	33615	59212	25597
2009	2	-81	3726	28583	-5049	-33632
	3	1163	3971	30462	72308	41845
	4	-795	4198	32203	-49446	-81650
2010	5	-282	3061	23481	-17545	-41027
TOTAL (US\$)						-88,866

Tabla 10. Comparación de la inversión de la inyección de vapor vs. el petróleo incremental en el pozo Jazmín H-02.
Fuente: el autor.

La tabla 10 muestra cinco ciclos de inyección en el pozo Jazmín H-02 entre los años 2008-2010 y se hace una comparación entre la inversión del vapor inyectado vs. el valor del petróleo incremental obtenido por la estimulación térmica. Solo dos de los cinco ciclos fueron económicamente rentables, además hay que tener en cuenta que para los ciclos en los cuales ni siquiera se recupero la inversión inicial, se calculo una

producción diferida causada por la producción del pozo con alto corte de agua después de la inyección hasta el siguiente ciclo de inyección.

Hay que resaltar que al final del quinto ciclo se tiene un balance final desfavorable que se podría traducir como una pérdida para la compañía de US\$ 88,866. Es importante analizar que la tendencia normal de un pozo es a tener menor producción incremental a medida de que avanza el número de ciclos de inyección por lo que se esperaría que después del quinto ciclo no se obtenga producción incremental y por el contrario solo se obtenga producción diferida. En vista de este análisis no es conveniente seguir inyectando el pozo ni tampoco utilizar como método de levantamiento el bombeo mecánico, pues como es sabido existen otros métodos de levantamiento como el de cavidades progresivas que implican un menor gasto de energía eléctrica y de mantenimiento por el menor número de partes móviles que tiene este último. Además no habría ningún problema con el elastómero del estator pues como se mencionó, el pozo no se volvería a someter a un método de recobro térmico.

Teniendo en cuenta el resultado del capítulo anterior con el que quedó claro que un pozo con un RVP menor de 0,1 no era rentable a la hora de ser sometido a inyección cíclica con vapor, se hizo una revisión concienzuda buscando candidatos de comportamiento similar y se encontraron 17 candidatos para cambio de sistema de levantamiento artificial (Tabla 11). Además de la baja producción se tuvieron en cuenta factores como: el corte de agua, nivel de fluido, producción bruta y daño mecánico.

Como común denominador tenemos que la producción acumulada a Noviembre de 2010 de los pozos escogidos es inferior a los 22,000 bbl (aproximadamente 20 bopd), a excepción del pozo Jazmín AQ-05 el cual pertenece a la fase de Jazmín Básico y por ende lleva alrededor de 4 años en producción, en comparación con los pozos de Jazmín oriental cuya fase se desarrolló entre los años 2007-2008.

No.	POZO	FASE	ARENA	ACUMULADO (bbl)*
1	JAZ-H002	ORIENTAL	A	6532
2	GIR-A001	GIRASOL	A	7977
3	JAZ-AZ06	ORIENTAL	B	8040
4	JAZ-AZ07	ORIENTAL	B	10040
5	GIR-D005	GIRASOL	A	10402
6	JAZ-CP01	ORIENTAL	A	10821
7	JAZ-CM03	ORIENTAL	B	11784
8	JAZ-BB02	ORIENTAL	B	14432
9	JAZ-CJ02	ORIENTAL	A	14437
10	JAZ-CM02	ORIENTAL	A	15376
11	JAZ-AB02	ORIENTAL	B	16121
12	JAZ-AB01	ORIENTAL	B	17221
13	JAZ-AB04	ORIENTAL	B	17303
14	JAZ-AN07	ORIENTAL	B	17519
15	JAZ-CP02	ORIENTAL	A	18237
16	JAZ-AN11	ORIENTAL	B	21244
17	JAZ-AQ05	BASICO	B	81972

*Acumulados a Noviembre de 2010.

Tabla 11. Candidatos para cambio de sistema de levantamiento artificial.
Fuente: el autor.

7. EVALUACION ECONOMICA DEL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL⁴

La inversión inicial del proyecto de cambio de sistema de levantamiento sería el costo de los equipos de fondo compuestos por: estator, rotor y pin de paro, además del cabezal de superficie. El ancla antitorque no se requiere debido a la poca profundidad de los pozos. Con respecto a las varillas y demás conexiones de fondo, se pueden utilizar las existentes en cada pozo.

Además del ahorro que significaría el cambio de sistema PCP comparado con el bombeo mecánico, hay que considerar la disponibilidad inmediata de las unidades de bombeo liberadas al instalar el nuevo sistema de levantamiento. Estas unidades son de gran importancia, pues como se sabe MECL actualmente tiene varios frentes de desarrollo en otros campos, los cuales requieren unidades de bombeo mecánico de forma inmediata.

7.1. COMPARATIVO DE LOS COSTOS POR MATENIMIENTO

Como se menciona anteriormente, debido al mayor número de partes móviles el mantenimiento de una unidad de bombeo mecánico demanda un mayor costo y logística en la operación que un cabezal de bombeo de cavidades progresivas. Debido a que los mantenimientos eléctricos y de instrumentación son similares, únicamente se hará énfasis en el mantenimiento mecánico.

⁴ RAMIREZ A. Laura J., Evaluación del Sistema de Levantamiento por Cavidades Progresivas para crudos Pesados en los campos Teca y Nare. Tesis de grado Universidad Industrial de Santander, Junio de 2006. Bucaramanga.

Las tablas 12 y 13 presentan una descripción detallada de los diferentes conceptos que componen los mantenimientos mecánicos de una unidad de bombeo mecánico y de un cabezal de superficie para bombeo de cavidades progresivas

CANT.	CONCEPTO	Costo insumos/Repuestos (\$)	Costo M.O	Equipos/transporte
			(\$)	(\$)
1	Cambio aceite	1.034.742,00	125.428,00	42.000,00
3	Mtto. y engrase	125.260,00	94.071,00	16.500,00
1	Revisión cajas reductoras	50.000,00	31.357,00	5.500,00
1	Ajuste y reparación sistema de freno	500.000,00	62.714,00	11.000,00
1	Verificación y alineación Unidad	60.000,00	187.652,00	54.000,00
1	Cambio de correas	308.000,00	62.714,00	11.000,00
1	Cambo de polea	600.000,00	62.714,00	11.000,00
		2.678.002,00	626.650,00	151.000,00
		\$ 3.455.652,00		
COSTO TOTAL (US\$)			USD 1.867,92	

Tabla 12. Descripción de los costos de mantenimiento en una unidad de bombeo mecánico.
Fuente: el autor.

CANT.	CONCEPTO	Costo insumos/Repuestos (\$)	Costo M.O	Equipos/transporte
			(\$)	(\$)
3	Cambio aceite	83.898,00	94.071,00	22.000,00
2	Cambio de polea	960.000,00	125.428,00	22.000,00
4	Inspección, ajuste y Mtto. Preventivo	200.000,00	125.428,00	22.000,00
3	Cambio de correas	324.000,00	188.142,00	33.000,00
		1.567.898,00	533.069,00	99.000,00
		\$ 2.199.967,00		
COSTO TOTAL (US\$)			USD 1.189,17	

Tabla 13. Descripción de los costos de mantenimiento de un cabezal de bombeo PCP.
Fuente: el autor.

Como se puede observar, el ahorro anual en cuanto a mantenimiento mecánico que representaría el cambio de sistema de levantamiento en un solo pozo sería de aproximadamente 700 US\$/año. Los valores descritos anteriormente se encuentran especificados en pesos, sin embargo el costo total se calcula en dólares con una tasa representativa de 1,850 \$/USD para efectos de análisis posteriores.

7.2. COMPARATIVO DE COSTOS POR CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA

Para realizar este análisis hay que tener en cuenta la sensibilidad del sistema PCP al manejo de fluidos con alto corte de agua, lo cual genera alto escurrimiento que se traduce en baja eficiencia de la bomba. De ahí que se seleccionaran dos pozos de similar comportamiento de producción bruta y corte de agua.

Los pozos seleccionados para el análisis fueron el Jazmín L-01 (sistema PCP) y el Jazmín L.02 (Bombeo Mecánico). Este último posee una unidad típica del campo Jazmín: *AMPSCOT C-320-256-144*, a la cual se le realizó seguimiento con un contador que arrojó los datos descritos en la tabla 14.

FRECUENCIA (Hz)	RPM MOTOR	CORRIENTE (Amp)		ENERGIA (Kwh- mes)	VALOR MENSUAL (\$)
		SUBE	BAJA		
10	200	29	34	13642	2,954,588.72
15	300	31	25	14414.2	3,121,829.59
20	400	32	27	15186.4	3,289,070.46
25	500	34	28	15958.6	3,456,311.34
30	600	35	26	15701.2	3,400,564.38
35	700	36	28	16473.4	3,567,805.25
40	800	35	26	15701.2	3,400,564.38
45	900	34	24	14929	3,233,323.51
50	1000	36	26	15958.6	3,456,311.34
55	1100	35	24	15186.4	3,289,070.46
60	1200	32	27	15186.4	3,289,070.46
TOTAL ANUAL (\$)					39,772,919.88
TOTAL ANUAL (US\$)					21,498.88

Tabla 14. Consumo y costo de la corriente eléctrica del pozo Jazmin L-02.
Fuente: el autor.

Los costos estimados para el pozo Jazmin L-02 están basados en la tarifa eléctrica de la compañía “Empresas Publicas de Medellín” *epm*, que es de 216 Kw/h.

Para el caso del pozo Jazmin L-01 también se tomaron diferentes datos de corriente a diferentes revoluciones por minuto y se obtuvieron los siguientes resultados:

FRECUENCIA (Hz)	RPM MOTOR	RPM BOMBA	CORRIENTE (Amp)	ENERGIA (Kwh-mes)	VALOR MENSUAL (\$)
10	215	35	21.04	10831.2	2,345,831.95
15	306	51	21.24	10934.2	2,368,130.73
20	399	66.5	21.34	10985.7	2,379,280.13
25	494	82.3	21.4	11016.6	2,385,969.76
30	608	101	21.44	11037.2	2,390,429.52
35	708	118	21.46	11047.5	2,392,659.40
40	798	133	21.59	11114.4	2,407,153.60
45	904	150	21.55	11093.8	2,402,693.85
50	1001	166	21.6	11119.5	2,408,268.54
55	1122	187	21.72	11181.3	2,421,647.81
60	1180	196	21.83	11237.9	2,433,912.14
TOTAL ANUAL (\$)					28,730,157.20
TOTAL ANUAL (US\$)					15,529.81

Tabla 15. Consumo y costo de la corriente eléctrica del pozo Jazmin L-01.
Fuente: el autor.

Estamos hablando de aproximadamente 6,000 US\$ anuales/pozo de ahorro por costos de energía eléctrica. Obviamente a mayor numero de pozos, mayor será el ahorro, sin embargo hay que ser bastante cautelosos, pues es el cambio de bombeo mecanico a sistema PCP solo se hará en pozos que no respondan apropiadamente a la inyección cíclica con vapor.

7.3. COMPARATIVO DE COSTOS POR SERVICIO A POZO

Otro aspecto a tener en cuenta en el cambio de un sistema de BM por PCP es que los servicios a pozo para este último no demandan tanta exigencia económica ni periodicidad como en el caso del bombeo mecánico.

Las tablas 16 y 17 muestran los costos por servicio a pozo para los dos tipos de sistema de levantamiento.

SERVICIO	NUMERO SERVICIOS/AÑO	COSTO SERVICIOS/AÑO
Cambio de Bomba Completa	0.5	860,496
Cambio de Pistón	1	794,304
Costo Total de Servicios al Año/Pozo (\$)		1,654,800
Costo Total de Servicios al Año/Pozo (US\$)		894

Tabla 16. Costo anual por pozo del servicio con equipo varillero en Jazmin para un pozo en BM.
Fuente: el autor.

SERVICIO	NUMERO SERVICIOS/AÑO	COSTO SERVICIOS/AÑO
Cambio de Bomba Completa	0.66	1,147,328
Costo Total de Servicios al Año/Pozo (\$)		1,147,328
Costo Total de Servicios al Año/Pozo (US\$)		620

Tabla 17. Costo anual por pozo de servicio con equipo varillero en Jazmin para un pozo en PCP.
Fuente: el autor.

En la primera tabla se puede observar que en promedio un pozo de bombeo mecánico se interviene una vez al año para cambio de pistón y una vez cada dos años para cambio de bomba completa (barril y pistón de bomba THM).

Para el caso del sistema PCP se cambia la bomba cada año y medio, obviamente es necesario sacar la tubería del pozo para cambiar el estator por lo que costo es similar a un servicio de bomba completa en bombeo mecánico.

7.4. EVALUACION FINAL

Los resultados finales del análisis se presentan en la tabla 18. La inversión inicial está por el orden de los US\$ 22,000, que incluye el conjunto de fondo y el cabezal de rotación en superficie. Se hace una comparación de los costos de mantenimiento, consumo eléctrico y servicio a pozo con equipo varillero, el ahorro total por año para un solo pozo es de casi US\$ 7,000 que multiplicado por el número de pozos candidatos a cambio de sistema de levantamiento nos da un ahorro total de 117,674 US\$/año.

CONCEPTO	SISTEMAS PCP (US\$/UNIDAD)		COSTO TOTAL(US\$)
	BM	PCP	AHORRO POZO AÑO (US\$/AÑO)
Inversion inicial (PCP Nueva)	22,000		374,000
Gastos de mantenimiento	1,868	1,189	679
Gastos de consumo energia	21,499	15,530	5,969
Gastos de servicio a pozo	894	620	274
Total	24,261	17,339	6,922
Numero de pozos	17		117,674

Tabla 18. Comparativo económico del ahorro en los 17 pozos candidatos a cambio de sistema.
Fuente: el autor.

Al realizar el respectivo flujo de caja del proyecto⁵ se obtiene que la inversión inicial sería de US\$ 423,000 correspondientes al costo de los equipos y su respectiva instalación, y que el VPN estaría alrededor de los US\$ 560,125 debido a que en el primer año estaríamos disponiendo en campo de 17 unidades de bombeo mecánico evaluadas en US\$ 35,000 c/u, además de ciertos aditamentos de superficie como son: válvulas ORBIT, stuffing box, preventoras y líneas de vapor con su respectivo recubrimiento térmico. Todos estos aditamentos se evaluaron en US\$ 8,000 por pozo. El solo costo de una válvula ORBIT en el mercado está actualmente por encima de los US\$ 3,000 c/u.

El diagrama del flujo de caja se muestra en la figura 21, con un VPN una TIR muy halagadores a la hora de vender este proyecto.

⁵ BRAVO M. Oscar., SANCHEZ C. Marleny. Gestión integral de riegos. Tomo I, segunda edición, Marzo de 2007. Bogotá D.C.

Flujo de caja (US\$)	0	1	2	3	4	5
Inversiones						
Costo de bombas PCP y cabezales	-374,000					
Costo arme/desarme unidades de BM	-22,703					
Ahorro por utilizar el activo en otros pozos		626,000				
Costos de instalacion PCP	-26,296					
NOPAT		117,676	117,676	117,676	117,676	117,676
Flujo de Caja Total	-422,999	743,676	117,676	117,676	117,676	117,676
Tasa de interés variable		12%	11%	11%	10%	10%
Factor de Descuento (variable)	1.000	0.893	0.804	0.725	0.659	0.599
Valores Presentes	-422,999	663,996	94,656	85,275	77,523	70,476
VPN del Proyecto	568,927					

TIR	102%
VPN (12% constante)	USD 560.125

Tabla 19. Flujo de caja del proyecto de cambio de sistema de levantamiento.
Fuente: el autor.



Figura 23. Diagrama del Flujo de caja del proyecto de cambio de sistema de levantamiento.

Fuente: el autor.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- ✓ Se recomienda inyectar con la sarta de varillas por fuera del tubing de producción para evitar altas presiones en cabeza, lo que ocasiona la inyección simultánea de pozos con el mismo generador, con lo cual no se logra controlar la tasa de vapor hacia cada pozo.
- ✓ El piloto de inyección de pozos con alto corte de agua fue un éxito pues la totalidad de los pozos dieron buena respuesta desde el punto de vista de producción y se ganaron candidatos adicionales con los que no se contaba (alrededor de 15 pozos) para ser estimulados cíclicamente.
- ✓ Se recomienda evaluar constantemente el límite económico de producción de los pozos de Jazmín, con el fin de determinar si es rentable o no la inyección de pozos con bajo índice RVP. Actualmente no es conveniente inyectar pozos con menos de 0.1 bbl de petróleo incremental por MMBTU inyectado por ciclo.
- ✓ Adquirir sistemas de levantamiento artificial PCP suficientes que se puedan mantener en stock y poder suplir las necesidades de conversión en pozos cuya inyección ya no sea rentable, pero que estén por encima del límite económico de producción y cuando el panorama internacional del precio del barril sea provechoso.
- ✓ Se recomienda seguir trabajando en la inyección con reposicionamiento de la cola de tubería utilizando empaque térmico, pues aunque no se tiene la práctica

en el manejo de estos empaques, es necesario desarrollar una curva de aprendizaje debido a los buenos resultados obtenidos.

BIBLIOGRAFIA

1. AMSTRONG Ted A., Steam Injection has Quick Payout. The Oil and Gas Journal. Marzo de 1966. 78-82 p.
2. BRAVO M. Oscar., SANCHEZ C. Marleny. Gestión integral de riegos. Tomo I, segunda edición, Marzo de 2007. Bogotá D.C.
3. DOLL T. E., LUERS D. K., STRONG G. R., SCHULTE R. K., SARATHI P. S., OLSEN D. K. An Update of Steam Injection Operations at Naval Petroleum Reserve No. 3, Teapot Dome Field, Wyoming: A Shallow Heterogeneous Light Oil Reservoir. SPE international Oil Symposium. Junio de 1995. Calgary, Alberta. Canada. 20 p.
4. LONG Robert J. Case History of Steam Soaking in the Kern River Field, California. Journal of Petroleum Technology. Septiembre de 1965. Volumen 17, numero 9. 989-993 p.
5. PARKER, ROBERT M.; How to prevent gas-locked sucker rod pumps," World Oil. June 1992, pp 47-50.
6. RAMIREZ A. Laura J., Evaluación del Sistema de Levantamiento por Cavidades Progresivas para Crudos Pesados en los campos Teca y Nare. Tesis de grado Universidad Industrial de Santander, Junio de 2006. Bucaramanga.
7. SJIOGU G. C., FIORI M. High-Pressure Saturated-Steam Correlations. Journal of Petroleum Technology. Diciembre de 1987. 1585-1590 p.
8. SQUIER D. P., SMITH D.D., DOUGHERTY E. L. Calculated Temperature Behavior of Hot-Water Injection Wells. Journal of Petroleum Technology. Abril de 1962. Volumen 14, numero 4. 436-440 p.