

**INFORME FINAL DE PASANTIA SUPERVISADA
EVALUACION DE POZOS PETROLEROS CON BOMBEO HIDRÁULICO
UTILIZANDO BOMBA JET CLAW®**

EDNA MARÍA LÓPEZ SUÁREZ

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE PETROLEOS
NEIVA
2012**

**INFORME FINAL DE PASANTIA SUPERVISADA
EVALUACION DE POZOS PETROLEROS CON BOMBEO HIDRÁULICO
UTILIZANDO BOMBA JET CLAW®**

EDNA MARÍA LÓPEZ SUÁREZ

**Informe final de pasantía presentado como requisito
Para optar el título de Ingeniero de Petróleos**

**Director:
HOLGER ACURIO
Ingeniero De Petróleos
Coordinador de Operaciones Sertecpet De Colombia S.A**

**Codirector:
ERVIN ARANDA ARANDA
Ingeniero De Petróleos
Docente Universidad Surcolombiana**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE PETROLEOS
NEIVA
2012**

Nota de aceptación

Codirector

Jurado

Jurado

Neiva, de 2012.

DEDICATORIA

A Dios, por darme la oportunidad de vivir, por bendecirme en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente, por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante todo el periodo de estudio.

A mi madre María Enith Suárez Gómez (Q.E.P.D), por haberme traído a este mundo, dándome la oportunidad de ser su hija, porque fue el perfecto ejemplo de perseverancia, amor y humildad, porque soy el ser humano que soy gracias a Ella, a su esfuerzo, a su dedicación.

MIMI, Fueron 18 maravillosos años que el Señor nos dio para compartir, años suficientes para haber aprendido de ti que las cosas se ganan luchándolas, no importa la hora el momento o el lugar, simplemente todo se gana. Durante estos años de ausencia, te convertiste en mi motor, en el ángel de mi guarda, mi protección y mis ganas de salir adelante. Por eso hoy a punto de culminar otra etapa de mi vida te dedico este triunfo, porque aparte de creer en mí, me facilitaste todas las herramientas que me han permitido salir adelante; me siento orgullosa de haberte tenido como Madre.

“Tu Muerte me enseñó que hay que vivir”.

Edna María L. Suárez

AGRADECIMIENTOS

Agradezco profundamente al Ing. Paulo López Robayo, por haberme dado la oportunidad de realizar mi pasantía en SERTECPET DE COLOMBIA S.A, a su grupo de trabajo, tanto de operaciones como administrativo, y al Ing. Ramiro Facundo M. por sus consejos.

A mi tía Marina por haber hecho las veces de mamá durante todo este tiempo, porque sin su apoyo esto no hubiera avanzado, a sus hijos por ser mis hermanos mayores Jenny, Magda y Juan Pablo. A Bertha, Mario, Amanda P. y M. Camila porque me permitieron ser parte de su familia brindándome todo su amor y colaboración durante mi etapa estudiantil. Igualmente al resto de mi familia, en especial a mis tías, Rosa Tulia, Teresa y Carmenza, porque sé que sus oraciones me han protegido de todo mal y peligro.

Al profesor Roberto Vargas Cuervo, porque más que un profesor ha sido un amigo, gracias por sus enseñanzas y por haberme dado la oportunidad de ser su coequipera en el área de geología, por su apoyo incondicional y haber puesto su confianza en mí.

Al Ing. Ervin Aranda Aranda por haberme guiado en el desarrollo de esta pasantía, por su buena disposición y su gran carisma para conmigo.

A mi amiga y confidente Claudia por ser tan incondicional, porque en 11 años que llevamos de amistad siempre ha sido constante, juntas hemos caminado de la mano hacia nuestras metas y lo seguiremos haciendo, a Doña Ceci otra mamá más, Dios las bendiga.

A Yoly, amiga, gracias por esos buenos momentos, tenemos historias para contar el resto de nuestras vidas, que el Señor te colme de bendiciones, y mucha felicidad.

A la profesora Elizabeth puentes porque gracias a ella aprendí mi buena letra, mi disciplina y paciencia.

A mis compañeros de estudio y ahora colegas Luz, Margarita, Rafa, Camacho, Jerson, calderón, Yiyo y demás, por haber compartido todo este tiempo, por su amistad y colaboración.

Y a todas aquellas personas que de alguna u otra forma se han cruzaron en mi camino, gracias, cada aporte de ustedes ha sido esencial para mi desarrollo personal, y ahora profesional.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	12
OBJETIVOS	14
OBJETIVO GENERAL	14
OBJETIVOS ESPECIFICOS	14
1. ASPECTOS DE LA EMPRESA	15
1.1 RESEÑA HISTORICA	15
1.2 MISIÓN	16
1.3 VISIÓN	16
1.4 POLITICA INTEGRAL	16
2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	18
2.1 PRUEBAS DE POZO (WELL TESTING)	18
2.2 PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN (BUILD UP)	19
2.3 SISTEMA DE EVALUACIÓN POR BOMBEO HIDRÁULICO	19
2.3.1 Descripción del Equipo	20
2.3.1.1 Componentes de Superficie	20
2.3.1.2 Componentes de Subsuelo	21
3. RESUMEN DE LAS ACTIVIDADES DESARROLLADAS DURANTE LA PASANTÍA	28
4. ANÁLISIS DE LA EVALUACIÓN DE POZOS PETRÓLEROS CON BOMBEO HIDRÁULICO UTILIZANDO BOMBA JET CLAW	33
5. PROCEDIMIENTO PARA LA SIMULACIÓN DEL SOFTWARE JET CLAW	39
6. CONCLUSIONES	46
7. RECOMENDACIONES	48
BIBLIOGRAFÍA	50
GLOSARIO	52
ANEXOS	56

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla N° 1. Especificaciones Técnicas de la Bomba Jet	26

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura N° 1. Componentes de la Bomba Jet	23
Figura N° 2. Principio de funcionamiento de la bomba Jet.	25
Figura N° 3. Bomba Jet Claw directa o convencional.	26
Figura N° 4. Bomba Jet Claw reversa.	27
Figura N° 5. Bomba Jet Claw Smart.	28

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. REPORTES POZO STP-01, PRUEBA N° 1	57
ANEXO 1A. Sarta Pozo.	57
ANEXO 2A. Registro de Selección de la Bomba Jet Claw 10I.	58
ANEXO 3A. Reporte de Actividades.	59
ANEXO 4A. Reportes Evaluación Hora-Hora.	60
ANEXO 5A. Resumen de Evaluación y Cierre de Pozo.	62
ANEXO 6A. Registro de Presión y Temperatura de Memorias Corridas.	63
ANEXO 7A. Reporte Índice de Productividad.	64
ANEXO 8A. Registro de Selección de la Bomba Jet Claw 11J.	65
ANEXO B. REPORTES POZO STP-01, PRUEBA N° 2.	66
ANEXO 1B. Reporte de Actividades.	66
ANEXO 2B. Resumen de Evaluación y Cierre de Pozo.	67
ANEXO 3B. Reporte Índice de Productividad.	68
ANEXO 4B. Registro de Presión y Temperatura de Memorias Corridas.	69
ANEXO 5B. Registro de Selección de la Bomba Jet Claw 11K	70
ANEXO C. REPORTES POZO STP-02, PRUEBA N° 1	71
ANEXO 1C. Sarta Pozo	71
ANEXO 2C. Reporte de Actividades	72
ANEXO 3C. Reportes Evaluación Hora-Hora	73
ANEXO 4C. Reporte Índice de Productividad	75
ANEXO 5C. Registro de Selección de la Bomba Jet Claw 10I	76

	Pág.
ANEXO D. REPORTES POZO STP-02, PRUEBA N° 2	77
ANEXO 1D. Sarta de Pozo	77
ANEXO 2D. Reporte De Actividades	78
ANEXO 3D. Resumen de Evaluación y Cierre de Pozo	79
ANEXO 4D. Reporte Índice de Productividad	80
ANEXO 5D. Registro De Presión Y Temperatura De Memorias Corridas.	81
ANEXO 6D. Reportes Evaluación Hora-Hora	82
ANEXO 7D. Registro de Selección de la Bomba Jet Claw 10K	85

INTRODUCCIÓN

Los primeros pozos en los campos exploratorios tienen como gran objetivo, además de descubrir hidrocarburos, obtener la mayor cantidad de información geológica, operacional y de yacimientos, confiable y de calidad. Bajo esta premisa, el análisis de los resultados de las pruebas de producción de estos campos puede definir la continuación de los trabajos de desarrollo o la cancelación de los mismos.

Es muy importante seleccionar el mejor método de levantamiento artificial y para esto primero se debe tener en cuenta los siguientes parámetros: disponibilidad de fuentes de energía en superficie, características del petróleo que se va a producir, la profundidad y presión estática del yacimiento, el índice de producción, la tasa máxima permitida para que no se generen problemas de producción, etc. En cuanto a mayor uso, el bombeo hidráulico es menos común en la industria petrolera comparada con otros sistemas de levantamiento artificial; El B.H fue desarrollado en 1932, aunque se tienen registros técnicos de bombas jet desde 1852 pero solo hasta 1933 una representación matemática fue desarrollada y publicada.

Hoy en día las bombas jet se han convertido en una alternativa fácil de implementar y mucho más versátil, haciendo del bombeo hidráulico un sistema de levantamiento artificial capaz de transformar la energía mecánica suministrada por el motor de arrastre en energía oleo hidráulica.

En los últimos tiempos el bombeo hidráulico ha llegado a ser uno de los métodos más utilizados para levantar los fluidos de un pozo cuando el yacimiento petrolífero no cuenta con energía suficiente para fluir a la superficie, es además el sistema de levantamiento artificial más simple para la producción de petróleo. Las nuevas tecnologías han llevado recientemente a no solo incrementar la capacidad de producción de las bombas de subsuelo sino también a reducir considerablemente los costos operacionales.

SERTECPET DE COLOMBIA S.A se ha centrado en la comercialización (venta y alquiler) de herramientas y equipos para el sector de hidrocarburos y en la prestación de servicios de levantamiento artificial por bombeo hidráulico, con sus equipos, ha suministrado equipos de fondo asociado al B.H para más de ochenta (80) pozos, a los cuales se les continúa brindando asesoría técnica en la provisión de repuestos y rediseños para la optimización cada vez que sea posible, además cuenta con cinco (5) MTU para Well Testing (Evaluación de Pozos).

Con esta propuesta se pretende hacer una evaluación de pozos, mediante pruebas de producción (Well Testing), utilizando el bombeo hidráulico, con el fin de evaluar los fluidos y las condiciones en el fondo del pozo, y poder implementar el BH como sistema de levantamiento artificial; además de identificar y dar soluciones a posibles problemas de operación, para llegar a obtener un buen rendimiento en la producción y garantizar que el sistema que se utilice sea confiable.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

- Generar y evaluar la información de producción de pozos petroleros con el fin de determinar su real potencial, parámetros de operación y recomendar las mejores estrategias para la optimización de producción de los pozos en evaluación.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Recopilar y evaluar los parámetros de producción de fondo de pozo (actuales y/o históricos).
- Verificar equipos del BHA o estado mecánico del pozo
- Configuración de equipos, para realizar el Well Testing
- Hacer un diseño preliminar de la Bomba Jet para obtener resultados óptimos de producción.
- Instalación de equipos de fondo y superficie según programa.
- Determinar controles operativos necesarios, para la reducción de riesgos no tolerables en las operaciones realizadas.
- Generar propuestas de acuerdo a los datos arrojados por las pruebas de pozo, utilizando el conocimiento técnico adquirido a través de la práctica.
- Aplicar parte de los conocimientos aprendidos durante la carrera de ingeniería de petróleos al campo profesional y darles uso práctico en el desarrollo del trabajo a realizar
- Obtener un buen desempeño laboral, logrando desarrollar el proyecto con éxito, eficacia y eficiencia.

1. ASPECTOS DE LA EMPRESA

1.1 RESEÑA HISTORICA

Con una visión de futuro, en 1990 nace SERTECPET, una empresa integrada por los hermanos López Robayo que busca espacios dentro de la actividad hidrocarburífera y energética, nacional e internacional, respaldada en una sólida formación profesional, experiencia, creatividad, grandes retos y profundos valores personales y corporativos.

Las oficinas principales se encuentran ubicadas en la ciudad de Quito –Ecuador, equipadas con tecnología de punta y con un equipo de profesionales de alto nivel; actualmente la marca está presente en países como Argentina, Brasil, Perú, Colombia, Estados Unidos, México, Medio Oriente, y África del Norte.

La moderna infraestructura, la generación de nueva tecnología y el acertado gerenciamiento le permitieron a SERTECPET enfocarse en los procesos de mejoramiento continuo implementados al interior de la organización. La compañía cuenta con un sólido sistema integrado de gestión de Calidad, Ambiente, Salud y Seguridad Ocupacional que acredita su trabajo bajo las normas: ISO 9001, ISO 14001; OHSAS 18001. La planta de producción destinada a la fabricación de conexiones roscadas, partes y piezas elaboradas sigue la norma API Q1 del American Petroleum Institute, bajo el monograma API asegura la fabricación bajo estándares internacionales.

El licenciamiento con Tenaris Connection AG en la planta de producción también permite ingresar en la elaboración de conexiones 15 Premium requeridas por el sector a nivel mundial. Todas estas acreditaciones demuestran que la organización tiene muy claro cuál es su misión y visión, así como el rol en el mercado energético global.

Entre las especialidades cuentan con sistemas de levantamiento artificial: hidráulicos, eléctricos y PCP; proyectos de Ingeniería conceptual, básica, de Detalle para el sector Hidrocarburífero y Energético. Diseño y Construcción de Facilidades de Producción, On-Shore y Off-Shore; Administración, Optimización y Operación de Campos Petroleros. Todo el esfuerzo de la organización durante estas dos décadas, se ha concentrado en fortalecer la infraestructura, procesos, conocimiento e innovación tecnológica; así como la selección del mejor talento humano y el liderazgo.

De esta manera se ha logrado consolidar su marca, productos y servicios con alto valor agregado, a nivel nacional e internacional. Además que se ha brindado a sus clientes el soporte permanente, en todos los proyectos que asume cumpliendo satisfacción sus expectativas.

1.2 MISION.

Generar soluciones integrales para el sector energético con tecnología de punta.

1.3 VISION.

Excelencia en soluciones energéticas a nivel mundial.

1.4 POLITICA INTEGRAL.

Sertecpet es una empresa que genera soluciones integrales para el sector energético con amplia experiencia. Promueve productos y servicios en levantamiento artificial, ingeniería, diseño, construcción y montaje de facilidades de producción On & Off Shore, asegurándose de satisfacer los requerimientos del cliente y demás partes interesadas. Está comprometida con la protección al medio ambiente, la prevención de incidentes y enfermedades laborales en todas las actividades. Todos los productos y servicios forman partes de un proceso de

mejoramiento continuo, apoyados en su capital humano, en la innovación tecnológica y cumpliendo con la legislación nacional vigente en cada país que mantienen operaciones. Por medio de una gestión socialmente responsable busca apoyar un desarrollo sustentable en los pilares ambientales, sociales y económicos.

2. FUNDAMENTOS TEORICOS

2.1 PRUEBAS DE POZO (WELL TESTING)

Las pruebas de pozo se realizan durante varias etapas de la vida de un pozo de gas o de petróleo, perforación, completamiento y producción, y con diversos propósitos. Entonces es importante comprender claramente las razones para cada una de estas pruebas y, qué se espera de cada una de ellas y los resultados a obtener.

Éstas pruebas son el proceso de toma y registro de datos de un pozo en su etapa inicial de producción en donde se cuantifican las propiedades de los fluidos que llegan a los tanques y mediante el cual se puede establecer el mejor sistema de levantamiento artificial; son pruebas que se realizan con el fin de evaluar parámetros fundamentales para la caracterización adecuada del reservorio.

Para tal efecto se necesita registrar las presiones de fondo fluyentes y estáticas, a su vez las temperaturas de fondo de pozo. Para el registro de presiones se utiliza la memory gauge.

Dentro de los objetivos más importantes de las pruebas de pozo se pueden enumerar los siguientes:

- Determinar la exacta naturaleza de los fluidos producidos. Esto se logra a través del análisis PVT practicados en muestras tomadas del fondo del pozo.
- Definir la productividad del pozo mediante curvas IPR para pozos petrolíferos.

- Evaluar las características de la formación productiva. Determinación de la presión estática de formación y de capacidad de flujo.
- Evaluar el daño de la formación para determinar la posible necesidad de acidificación u otro tipo de estimulación y luego llevada a cabo ésta, controlar los resultados del tratamiento efectuado.

2.2 PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN (BUILD'UP)

Para la evaluación de los pozos que se describen en este informe, se realizaron pruebas de restauración de presión o build'up, con el objetivo de determinar las presiones P_{wf} (Presión del fondo Fluyente), P_r (Presión del reservorio), P_i (Presión inicial) que sirvieron para generar y medir variaciones de presión vs tiempo en los pozos, y posteriormente estimar propiedades del fluido, fondo del pozo y productividad del mismo. El análisis de esta prueba se facilita si el tiempo de producción es suficiente para que alcance un drenaje adecuado y confiable. El proceso de esta prueba consiste en hacer producir constantemente el pozo por un tiempo determinado y luego cerrarlo hasta que alcance un periodo estable. Durante este periodo de producción y cierre las presiones son grabadas mediante un elemento electrónico, que se asienta en el fondo del pozo.

2.3 SISTEMA DE EVALUACIÓN POR BOMBEO HIDRÁULICO

Las pruebas que se realizaron a los diferentes pozos durante este periodo, se hicieron mediante la utilización del bombeo Hidráulico, el cual se basa en el principio de Pascal, que indica "la presión aplicada en cualquier punto sobre un líquido contenido en un recipiente se transmite con igual intensidad a cada porción del líquido y las paredes del recipiente que lo contiene". El uso de este principio permite transmitir la presión desde un sistema superficial a través de una tubería llena de líquido a cualquier número de pozos.

El tipo de Bombeo Hidráulico utilizado en estas operaciones es el tipo jet, con una herramienta única como es la Bomba Jet Claw®, la cual es instalada en el fondo de pozo, para producir los fluidos de formación mediante la transferencia de energía entre el fluido de inyección y fluido producido; cuando el fluido inyectado atraviesa un orificio o boquilla en el fondo del pozo, se produce la transformación de energía potencial en energía cinética (principio de venturi) lo que finalmente causa la producción del fluido del pozo. Estos fluidos son direccionados a través de la tubería de retorno del pozo hacia el separador de la Unidad Móvil de Prueba (MTU), que tiene como finalidad abastecer de fluido motriz a la inyección de la bomba quíntuplex cerrando un circuito (líneas de inyección, retorno y separador, bomba quíntuplex) y el fluido que excede el nivel estabilizado en el separador se direcciona al tanque de medición obteniendo de esta forma la producción del pozo.

2.3.1 Descripción del Equipo

Los equipos utilizados para evaluación de pozos mediante el bombeo hidráulico consisten de: un fluido en superficie o fluido motriz, que puede ser agua o petróleo; una unidad de potencia en superficie capaz de manejar altas presiones lo que permite inyectar el fluido motriz a fondo de pozo; y un sistema de fondo que actúa como un transformador convirtiendo la energía del fluido motriz en energía potencial o presión sobre los fluidos producidos, para que estos logren llegar hasta superficie.

2.3.1.1 Componentes de Superficie

Los equipos de superficie utilizados para las pruebas de producción son los siguientes:

- **Unidad Móvil de Prueba (MTU):** es un equipo utilizado para la evaluación y producción de pozos por medio de levantamiento artificial hidráulico. La unidad (MTU) proporciona el fluido motriz de inyección, necesario para el adecuado funcionamiento de la Bomba Jet Claw.

Cada unidad MTU consta de: una bomba de alta presión de (5) pistones (o también llamadas bombas quíntuplex), las cuales impulsan el fluido a alta presión mediante el movimiento recíprocante de los pistones; un motor térmico de combustión interna que se encarga de accionar la bomba quíntuplex; un separador trifásico que es un recipiente de almacenamiento que separa el petróleo, agua y gas, una vez que esté funcionando el sistema hidráulico, se descargan en el separador los fluidos provenientes del pozo (fluido de inyección + fluido producido).

- **Equipos auxiliares de superficie:** Son considerados los medidores de flujo, válvulas reguladoras de flujo (VRF), válvulas reguladoras de presión (VRP), manómetros de presión, válvulas del cabezal de pozo los cuales permiten calcular la eficiencia de la unidad de bombeo.
- **Tanque de Medición y de Almacenamiento:** Son recipientes, diseñados específicamente para almacenar el fluido, (agua o petróleo), que sale del pozo, después de haber pasado por el separador de la MTU.
Son el punto medio entre la producción y el transporte del crudo, permiten la sedimentación de agua, los Gauge Tank sirven como punto de referencia en medición de despachos del producto.
- **Cabezal de Pozo:** Conjunto de válvulas que permite la variación del sentido del fluido.

2.3.1.2 Componentes de Subsuelo

Corresponden a los equipos y/o herramientas que hacen parte de la sarta de producción, ubicados dentro del pozo

- **Packer (empaquetadura):** es un dispositivo que se introduce en el pozo para producir un sello impermeable a fluidos es decir permite el aislamiento

de la zona de producción. De igual manera el packer ayuda a proteger el casing de la presión del pozo y de los eventuales fluidos corrosivos.

El packer asegura el sellado entre el tubing (outside) y el casing (inside) para prevenir el movimiento del fluido al anular, causado por la diferencia de presiones entre las áreas encima y debajo del punto de fijación, durante toda la vida productiva del pozo. Es parte de la sarta de completación y es instalado en la extremidad inferior y puede ser utilizado ya sea para la completación definitiva del pozo o para la completación temporal tales como pruebas y/o estimulaciones. En completaciones múltiples los packers separan dos o más zonas productivas del mismo pozo.

- **No-Go (Niples De Asentamiento):** herramienta usada en la completación del pozo que sirve para asentar o colgar la standing valve.
- **Standing Valve:** ésta herramienta se aloja en el extremo inferior del BHA, son válvulas de NO retorno, sirve para hacer pruebas de presión en la tubería o evitar que el fluido no retorne al fondo del pozo, en la standing valve van asentadas las memorias electrónicas. Esta válvula puede ser bajada y recuperada con una unidad auxiliar de slick line. Cuando el pozo está produciendo, sirve de asiento para las bombas.
- **Memory Gauge:** son herramientas con sensores de cuarzo destinados a determinar datos de presión y temperatura en fondo del pozo.
- **Camisa (Sliding Sleeve):** Son herramientas que se instalan en el fondo del pozo en las completaciones para producir petróleo, estas sirven para cerrar o permitir el paso de los fluidos del tubing hacia el casing o viceversa, para cerrar o abrir una zona productora y también para alojar la bomba jet. Estas varían en su medida, dependiendo del tipo de diámetro de la tubería.

- **Bomba Jet Claw:** las bombas hidráulicas tipo Jet constituyen el componente principal de este sistema de levantamiento artificial, se encuentra alojada en la camisa, no emplea partes móviles y ejecuta su acción de bombeo mediante la transferencia de momento entre un fluido motriz (fluido inyectado) y el fluido que produce el pozo, al mezclarse estos, suben a superficie pasando a través de la unidad de subsuelo.



Figura N° 1. Componentes de la Bomba Jet

Fuente: Manual para operaciones de campo (training) SERTECPET.

Los principales componentes de la bomba jet son: la boquilla (nozzle), la garganta (throat) y difusor.

- ✓ **Boquilla (Nozzle):** Es una herramienta fabricada de aleación para que soporte grandes presiones, la característica de esta boquilla es que en el extremo superior tiene un diámetro más grande que en el extremo inferior,

esto para crear mayor velocidad y menor presión a la salida de la boquilla (extremo inferior). El fluido motriz pasa a través de esta boquilla donde virtualmente toda su presión se transforma en energía cinética.

- ✓ **Garganta (Throat):** componente en donde se realiza la mezcla del fluido motriz y el fluido producido.
- ✓ **Difusor (Diffuser):** elemento en el cual la velocidad se convierte en la presión suficiente para levantar los fluidos a superficie.
- ✓ **Espaciador (Nozzle Retainer):** Se ubica entre la boquilla y la garganta, es por aquí donde entra tanto el fluido inyectado como el fluido producido.

El principio de operación de la bomba jet, se basa en la inyección de un fluido, denominado fluido motriz, hasta la profundidad de la bomba. Dicho fluido, llega Al nozzle a una alta presión definida como PN, (Figura N°.2). En este punto el fluido motriz a alta presión es dirigido a través al nozzle, la cual transforma la energía potencial (presión) en energía cinética (fluido a alta velocidad), disminuyendo considerablemente la presión del fluido motriz.

La baja presión del fluido motriz permite que los fluidos del yacimiento entren al pozo y posteriormente a la bomba de fondo, a la presión PS y a la tasa de producción QS. La alta velocidad (momentum) del fluido motriz se mezcla con la baja velocidad (momentum) de los fluidos producidos, en una sección de área constante denominada cámara de mezclado o garganta (throat). A la mezcla de fluidos se le llama fluido de retorno.

Cuando el fluido de retorno, alcanza la parte final de la cámara de mezclado, tiene baja presión y alta velocidad. El fluido entonces sale de la bomba a través del difusor, para transformar la energía cinética en presión, estableciéndose de esta manera nuevamente un estado de alta presión y baja velocidad. Esta alta presión

de descarga PD, debe ser suficiente para llevar la tasa del fluido de retorno QD, hasta la superficie.

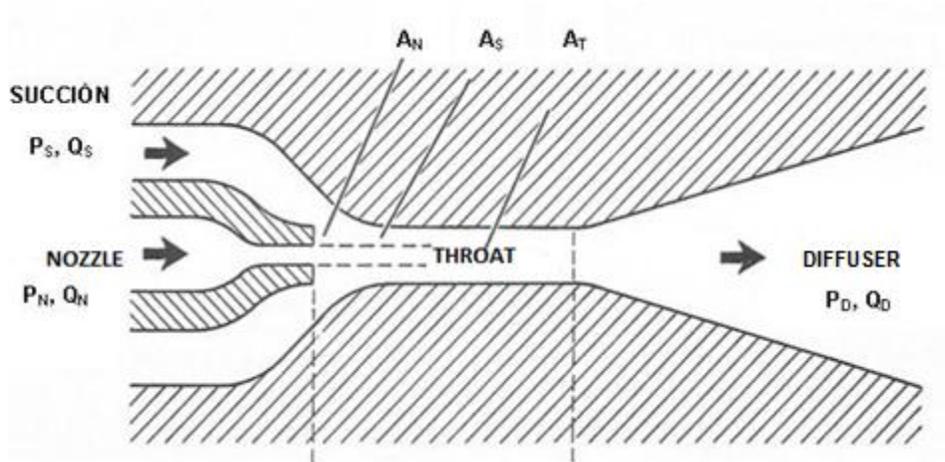


Figura N° 2. Principio de funcionamiento de la bomba Jet.

Fuente: Manual para operaciones de campo (training) SERTECPET.

- **Tipos de Bombas Jet Claw**

Sertecpet cuenta con tres (3) tipos de bombas Jet debidamente patentadas: Bombas Jet Claw Directa o Convencional, Bombas Jet Claw Reversa y Bombas Jet Claw Smart, las cuales se utilizan según las condiciones del cliente.

- ❖ **Bomba Jet Claw® Directa o Convencional**

La bomba Jet Claw® Convencional se utiliza comúnmente para la producción continua de los pozos y, en algunos casos, para pruebas de producción. Se desplaza y se recupera hidráulicamente, se aloja en una camisa deslizante; en este caso, el fluido motriz a alta presión es inyectado por la tubería de producción y el aporte del pozo mas la inyección retornar por el espacio anular (casing) hasta la superficie.



Figura N° 3. Bomba Jet Claw directa o convencional

Fuente: www.sertecpet.com.ec

En pozos con el casing deteriorado es recomendable utilizar solamente este tipo de bomba, debido a que la presión de retorno por el espacio anular es baja.

❖ **Bomba Jet Claw® Reversa**

Este tipo de bomba se utiliza para pozos exploratorios, arenados y para recuperación de ácidos y solventes en pozos que han recibido tratamientos.



Figura N° 4. Bomba Jet Claw reversa
Fuente: www.sertecpet.com.ec

La bomba Jet Claw® Reversa se utiliza frecuentemente para la obtención de los datos del yacimiento en forma instantánea, por cuanto es necesario solamente desplazar los fluidos que se encuentran en el tubing, para que inmediatamente se obtenga el fluido de formación, es desplazada y recuperada de manera rápida y efectiva con unidad de cable delgado slick line a través de la tubería de producción (tubing).

En este tipo de levantamiento artificial, el fluido motriz es inyectado por el espacio anular, y la producción más la inyección retornan por el tubing. En la evaluación de pozos es muy utilizada cuando se aplica el sistema TCP o DST.

TABLA No. 1

Especificaciones Técnicas de la Bomba Jet

TAMAÑO NOMINAL PULGADAS	TAMAÑO NOZZLE	TAMAÑO GARGANTA	PRODUCCIÓN MÁXIMA BLS/D	DIAMETRO PULGADAS	BOMBA DIRECTA, LARGO TOTAL PULGADAS	BOMBA REVERSA, LARGO TOTAL PULGADAS
2 3/8	1 a 20	A hasta V	3000	1,870	33,750	33,750
2 7/8	2 a 20	A hasta V	6000	2,312	30,972	35,500
3 1/2	3 a 20	A hasta V	8000	2,812	33,250	36,250
4 ½	4 a 20	A hasta V	12000	3,812	3,812	53,160

Fuente: www.sertecpet.com.ec

❖ Bomba Jet Claw ® Smart

La bomba Jet Claw® Smart se utiliza en pozos exploratorios o de desarrollo, para pruebas y evaluaciones de pozos.

Este tipo de bomba tiene incorporada una válvula especial de cierre en fondo, y sensores electrónicos. La válvula de cierre, reduce el efecto de almacenamiento, (wellbore storage), optimizando las pruebas de restauración de presión (Build'Up). Los sensores electrónicos registran de manera precisa los cambios de presión y temperatura en el fondo, durante la ejecución de diferentes pruebas de presión, permite realizar múltiples flujos y cierres del pozo.

También se pueden alojar muestreadores para realizar datos PVT, éstas características permiten reducir el tiempo y minimizar costos en una sola operación.



Figura N° 5. Bomba Jet Claw Smart
Fuente: www.sertecpet.com.ec

3. RESUMEN DE LAS ACTIVIDADES DESARROLLADAS DURANTE LA PASANTIA

El desarrollo de la pasantía se llevó a cabo en la empresa **SERTECPET DE COLOMBIA S.A**, con una duración de 6 meses, tiempo en el cual se ejecutaron las siguientes actividades, de acuerdo con el cronograma expuesto.

Revisión de documentos (bibliografía, procedimiento e instructivos), con el fin de tener un buen desempeño en la realización de la pasantía, fue necesario hacer una revisión bibliográfica para tener un amplio conocimiento de los servicios que presta la compañía, los principios básicos del bombeo hidráulico, procedimientos de Well Testing, equipos y herramientas utilizadas en las operaciones.

Adicional a la revisión bibliográfica hubo **capacitaciones** por parte del personal de la compañía, y **visitas técnicas Operativas**, con el fin de conocer el funcionamiento de las herramientas y equipos de trabajo.

Posteriormente empiezan los proyectos de evaluación de pozos, los cuales se realizaron siguiendo las siguientes actividades:

Implementación del programa y equipos para prueba; Se prepara y ejecuta el programa operacional de acuerdo a las condiciones del pozo, se coordinan las actividades a realizar (de acuerdo con procedimientos e instructivos), se designa al personal que estará a cargo de la operación, al igual que las herramientas y equipos necesarios.

Simulaciones respectivas del potencial del pozo, de acuerdo a los datos suministrados por el cliente o el Data Sheet del pozo (y de acuerdo al instructivo “selección de la bomba Jet Claw”) se generan los siguientes registros: “SELECCIÓN DE LA BOMBA JET CLAW® y “REPORTE DE IPR”, esto se hace mediante el software Jet Claw.

A continuación se presenta el procedimiento que se siguió para cada una de las pruebas que se realizaron durante este periodo:

- *Gestión Previa:*

Se realiza una visita a la locación para identificar y realizar un primer layout de los equipos a utilizarse en el Well Testing.

Se procede a revisar todos los equipos a fin de que estén en óptimas condiciones de operación y garanticen su buen funcionamiento. Una vez definidos los equipos a transportar la empresa de transporte elegida, asegurará el movimiento de estos, cumpliendo con permisos de circulación, escoltas y técnico vial en caso de ser requerido.

- *Gestión en la locación y/o Base de Operaciones.*

Se refiere a los requerimientos y la planificación del movimiento de equipos desde la Base hacia la locación del pozo. Los equipos a llevar y necesarios para un Well Testing son los siguientes:

- Unidad MTU (Incluye set de tubería y accesorios para conexión 2")
- Gauge Tank (Tanque de medición) de 100 bls
- Tanques de almacenamiento de 500 bls.
- Chocke Manifold.
- Juego de choques.
- Manifold para distribución de tanques (Divertí)
- Tanque de combustible de 5000 gls.
- Bombas centrifugas para transferencia y cargue de fluidos.
- Cargadero de agua y crudo.
- Generador eléctrico de 110 KVA.
- Panel de control y distribución.

- Camper Laboratorio – Oficina.
- Set de tubería de 3”.
- Accesorios para conexión 3”.
- Accesorios para conexión 4”.
- Data Header para toma de muestras.
- Medidor de flujo MCII.
- Geo - membrana.
- Dique de contención.
- Kit ambiental.
- Lámparas para iluminación.

Se coordina al personal encargado del proyecto para ingresar al campo y realizar el descargue de los equipos cuando empiecen a moverse, es necesario que el personal de HSEQ programe la inducción SSOA para dar a conocer a los trabajadores las actividades más vulnerables a sus funciones dentro del trabajo de WELL TESTING, dar a conocer los planes de emergencia frente a cualquier incidente que pueda presentarse, y establecer las medidas, dispositivos o elementos de seguridad con los cuales cuentan los trabajadores para mitigar cualquier impacto de un posible peligro. Cada día el personal de Sertecpet bajo el mando del líder realiza los meetings de seguridad por la mañana.

Una vez que se entregue el área asignada para el trabajo se deja un registro donde quedará evidenciado en qué estado se recibe la locación y si está libre o no de contaminación; posteriormente se ubicará de acuerdo al layout y se armará todos los Equipos para realizar el Well Testing, el técnico electromecánico realiza las conexiones eléctricas desde el generador al panel de control para su distribución hacia los distintos puntos (luminarias, camper laboratorio, bombas de transferencia y cargadero), el dique de contención se armará teniendo en cuenta que su capacidad debe

ser igual al 10% más del volumen total que se vaya a contener en las facilidades.

El ingeniero a cargo supervisa el trabajo del armado y deja listo todo para las pruebas iniciales del pozo coordinando por último la conexión de las líneas al pozo con el Company Man o supervisor de producción.

Luego del cañoneo de la arena seleccionada, si el pozo aporta a flujo natural se recibirá la producción a través del choke manifold con la medida del choque de acuerdo al requerimiento y disposición del cliente (medida del choque) y luego hacia el gauge tank para realizar la medición de la producción. Realizada la medida en el gauge tank se desvía la producción o retorno de fluidos a través de la manipulación de las válvulas del divertí directamente hacia los tanques de almacenamiento, el operador reporta estas medidas al Ingeniero para la elaboración del reporte de producción junto con el resto de datos de calidad de los fluidos en el REPORTE EVALUACION HORA-HORA. De igual forma si es con swabo o con bomba jet la única diferencia con el de flujo natural es que la producción del pozo pasa a través del by pass del choke manifold y luego hacia el tanque de medición o hacia los tanques de almacenamiento.

En cualquiera de estas formas de producción del pozo el cliente establece los periodos de medición en el gauge tank, recepción de muestras para realizar la salinidad, medición de nitratos, BSW, °API y PH en el laboratorio, igualmente indica el momento en que serán sacadas las memorias electrónicas para así obtener los datos reales de fondo de pozo.

- *Sistema Contra Incendios*

Los trabajos de WELL TESTING deben estar respaldados por un sistema contra incendios bajo previo mantenimiento o revisión de funcionamiento al inicio de operaciones, garantizando que este reaccione en caso de

emergencia, para tal efecto se tiene el equipamiento de extintores portátiles (uno de 20 lb cada 15 metros y un satelital de 150 lb para el área del cargadero y MTU).

Verificación de datos PBU, después de haberse realizado la evaluación del pozo, y haber recuperado las herramientas electrónicas, se descarga la información de donde se obtienen los registros de presión y temperatura, datos que permitirán generar el reporte de Índice de Productividad, junto con los datos de producción y análisis de las muestras.

Verificación del BHA, recomendación del diseño óptimo de la bomba Jet y posterior instalación, con datos reales del pozo, después de haber realizado la prueba y descargado la información de las memorias se procede a realizar un nuevo reporte IPR para posteriormente obtener un nuevo diseño de la bomba Jet a utilizar, este procedimiento se hace mediante la utilización del Software Jet Claw.

Fin del Testing, la orden de terminación del testing la da el cliente y el personal suspende la producción del pozo, se despresurizan las líneas y se cierra el pozo, se solicita a la operadora agua para lavar las líneas o a su vez un camión de vacío para succionar y dejar limpias las mismas, se debe succionar el remanente de los tanques y dejarlos totalmente vacíos, posteriormente se procede al desmontaje del testing. El ingeniero coordina con su cuadrilla el proceso de desarme, ubicando los accesorios y tubería adecuadamente para su transporte, se solicita el transporte para la movilización de estos equipos ya sea al siguiente pozo a ser evaluado o a sus lugares de destino.

4. ANALISIS DE LA EVALUACIÓN DE POZOS PETROLEROS CON BOMBEO HIDRÁULICO UTILIZANDO BOMBA JET CLAW®

Con el ánimo de conocer el potencial real de los pozos, se realizaron trabajos de Well Testing en 2 pozos exploratorios, **Pozo STP-01**, **pozo STP-02** (Por motivos de confidencialidad, se suprime nombres reales de los pozos, y nombres de las compañías involucradas en el proceso).

A continuación se hace un análisis de las pruebas que se le hicieron a los diferentes pozos,

- **POZO STP-01**

- PRUEBA N° 1

Resumen

Pozo vertical, con profundidad de 6400 ft, el reservorio evaluado fue carbonera C7 disparado en el intervalo 5885´ - 5888´, la evaluación se realizó con una bomba Jet Claw Reversa 2.81 10l, asentada a una profundidad de 5746,93.

La prueba se llevó a cabo del 26 al 31 de mayo de 2012

Análisis de Evaluación

La evaluación se inicia con una presión de operación de 600 psia, (Unidad QUINTUPLEX), presión mantenida durante las primeras horas y caudales de, 252 bls/d (producido) 100 % BSW, 10 ° API; estabilizándose la presión de operación en 1800 psia y caudales de 371 bls/d producido, 2% BSW.

23.5 API.

(Ver resultados detallados de la evaluación en anexos A)

Análisis del Potencial

De acuerdo a la simulación realizada con el software Claw para la selección de la bomba jet reversa 10l se tiene una producción de 371,3 bls/d, pwf de 897 psia, valores que se utilizan para determinar el IPR compuesto e IPR de Vogel.

De acuerdo a nuestro análisis se determina los siguientes valores:

Presión de reservorio 2439 psia.

IP 0,241 bls/d/psia Curva IPR Compuesto.

IP 0,236 bls/d/psia Curva Vogel.

Potenciales máximos del pozo

Q fluido 579 bls/d

Q petróleo 567 bls/d

(Ver resultados detallados del reporte de selección de bomba jet reversa 10I y del reporte en anexos 2A y 7A.)

Recomendaciones

De acuerdo al potencial obtenido en la prueba PBU, se recomienda una bomba jet directa con geometría 11J (ver Reporte de selección de bomba Jet 11J en anexo 8A).

Debido a la alta presencia de arena que presenta el pozo se le recomienda al cliente realizar una nueva prueba PBU con la bomba Jet Smart.

Indudablemente se realiza una prueba extensa con Bomba Jet Smart de la cual se obtiene el siguiente reporte:

- PRUEBA N° 2

Resumen

Se evaluó el mismo pozo STP-01 en el intervalo 5885'- 5888', se realizó una prueba extensa con una bomba Jet Claw Smart 2.81 11K, asentada a una profundidad de 5746,93.

La prueba se llevó a cabo del 05 de julio al 14 de Octubre de 2012

Análisis del Potencial

De acuerdo a la simulación realizada con el software Claw, se determina el IPR compuesto e IPR de Vogel, el cual arroja los siguientes datos:

Presión de reservorio 2429 psia.

IP 0,317 bls/d/psia Curva IPR Compuesto.

IP 0,290 bls/d/psia Curva Vogel.

Potenciales máximos del pozo

Q fluido 762 bls/d

Q petróleo 698 bls/d

De acuerdo con esta última prueba se evidencia una optimización en el potencial del pozo, posiblemente en la primera evaluación la presencia de arena limitó la prueba y el tiempo de restauración fue corto. (Ver Resultados detallados del reporte en anexos B).

Después de esta prueba el cliente decide dejar el pozo en producción mediante sistema de Bombeo Hidráulico.

Para la producción de este pozo se instala una bomba Jet directa con geometría 11K (ver anexo 5B, de selección de bomba 11K), esta configuración resulta ser la más adecuada para las condiciones esperadas por el cliente. La recomendación es iniciar las pruebas con esta configuración que tiene un amplio rango de operación y si es necesario ajustar el diseño a las condiciones reales de acuerdo a los resultados obtenidos de igual forma Sertecpet cuenta en campo con un amplio juego de boquillas y gargantas y un stock suficiente de repuestos con el propósito de estar preparados para cualquier condición del pozo.

- **POZO STP-02**

- PRUEBA N° 1

Resumen

Pozo vertical, con profundidad de 10116 ft, el reservorio evaluado fue carbonera C7 disparado en el intervalo 4675´- 4678´, la evaluación se realizo con una bomba Jet Claw Reversa 2.81 10L, asentada a una profundidad de 4528 ft.

La prueba se llevo a cabo del 30 de abril al 1 de mayo del 2012.

Análisis de Evaluación

La evaluación se inicia con una presión de operación de 1000 psia, (Unidad Quintuplex), presión mantenida durante las primeras 9,25 horas y caudales de 667 bls/d (inyectado), 1306 bls/d (producido); estabilizándose la presión de operación en 1600 psia y caudales de 784 bls/d (inyectado), 1866 bls/d (producido), 100 % BSW, 10 API.

Análisis del Potencial

De acuerdo a la simulación realizada con el software Claw para la selección de la bomba jet 10L se tiene una producción de 1866 bls/d, una Pwf de 1868 psia, valores que se utilizan para determinar el IPR compuesto e IPR de Vogel.

De acuerdo al análisis se determina los siguientes valores:

Presión de reservorio 1981 Psi.

IP = 12,2 bls/d/psia Curva IPR Compuesto.

IP = 0,0 bls/d/psia Curva Vogel.

Potenciales máximos del pozo

Q fluido 23828 bls/d

Q petróleo 0 bls/d

(Ver resultados detallados del reporte de selección de bomba jet Reversa 10L y del reporte del IPR en anexos 4C y 5C)

De acuerdo con el análisis de las muestras en el laboratorio y a los datos arrojados, el corte de agua (BSW) fue de un 100%, no hubo aporte de crudo, por lo que el cliente decide cañonear un intervalo más arriba, se hace una nueva prueba y se obtiene el siguiente resultado:

- PRUEBA N° 2

Resumen

Se evalúa el mismo pozo STP-02 en el intervalo 4475 ft - 4487 ft, esta segunda evaluación se realizó con una bomba Jet Claw Reversa 2.81 9L, asentada a una profundidad de 4394,23 ft.

La prueba se llevó a cabo del 09 al 11 de mayo de 2012

Análisis de evaluación

La evaluación se inicia con una presión de operación de 900 psia, (Unidad QUINTUPLEX), presión mantenida durante las primeras horas y caudales de, 124.47 BOPD, 69% BSW, 23 ° API; Estabilizándose la presión de operación en 1000 psia y caudales de 463.19 BOPD, 9% BSW.

Análisis del Potencial

La prueba finaliza con una producción de de 463.19 BOPD, una Pwf de 1405 psia, valores que se utilizan para determinar el IPR compuesto y IPR de Vogel.

De acuerdo al análisis se determina los siguientes valores:

Presión de reservorio 1785 Psi.

IP = 1,328 bls/d/psia Curva IPR Compuesto.

IP = 1,209 bls/d/psia Curva Vogel.

Potenciales máximos del pozo

Q fluido 2342 bls/d

Q petróleo 2132 bls/d

El cliente decide implementar el Bombeo Hidráulico para dejar el pozo en producción. Para efectos de seleccionar la configuración (boquilla-garganta) más adecuada para dejar el pozo produciendo, se realizaron simulaciones con el Software Jet Claw (Anexos 6D) para el índice de productividad de 1,328 BFPD/psi. Y de acuerdo a la simulación se recomienda instalar una bomba Jet Directa con geometría 10K.

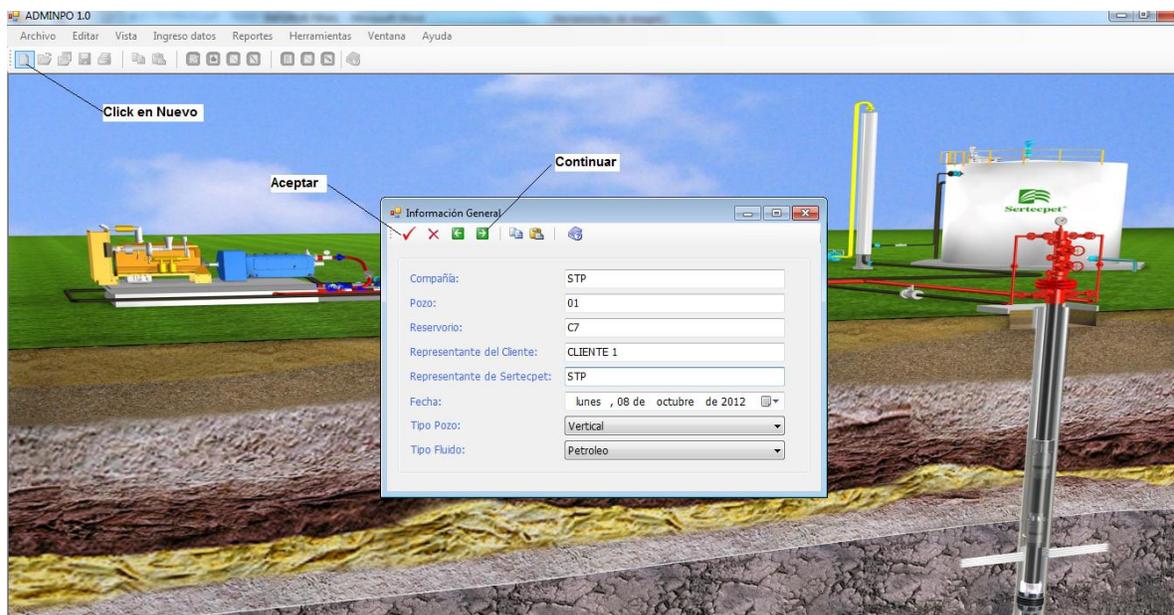
5. PROCEDIMIENTO PARA LA SIMULACIÓN DEL SOFTWARE JET CLAW®

El Jet Claw es un software especializado que permite diseñar de manera eficaz las bombas de subsuelo para el levantamiento hidráulico (Jet Claw®); de igual manera permite determinar y ajustar la bomba adecuada al levantamiento, predice el comportamiento mecánico, las presiones de superficie, presiones de fondo fluyente, presiones Intake, calcula su eficiencia (%) y potencia (HP).

Permite simular, ajustar y predecir el comportamiento de los fluidos (IPR) e identificar el índice de productividad (IP), las presiones fluyentes y los caudales óptimos de acuerdo a la capacidad del reservorio.

A continuación se muestra un paso a paso de la simulación del software Jet Claw®.

5.1 Datos Generales

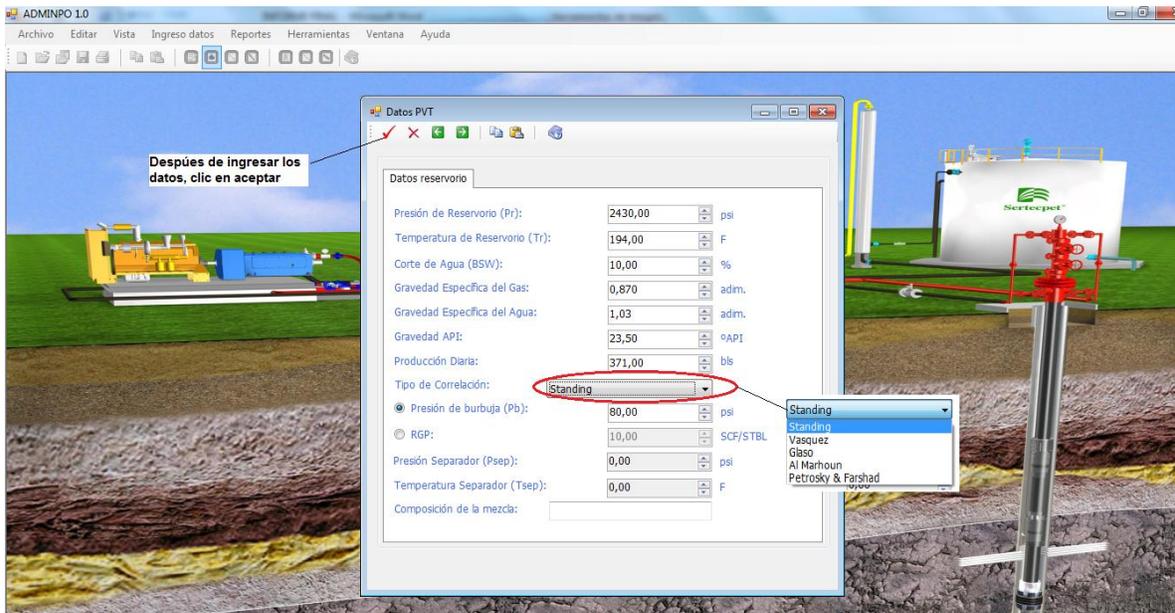


Fuente: Software Jet Claw

Al ingresar al Software Claw, inmediatamente se presentará un menú de opciones y escogemos aquel que diga “nuevo” para crear un nuevo archivo, se llenan todos

y cada uno de los cuadros que nos pida el programa, una vez llenados los espacios se da aceptar y siguiente.

5.2 Datos Reservorio

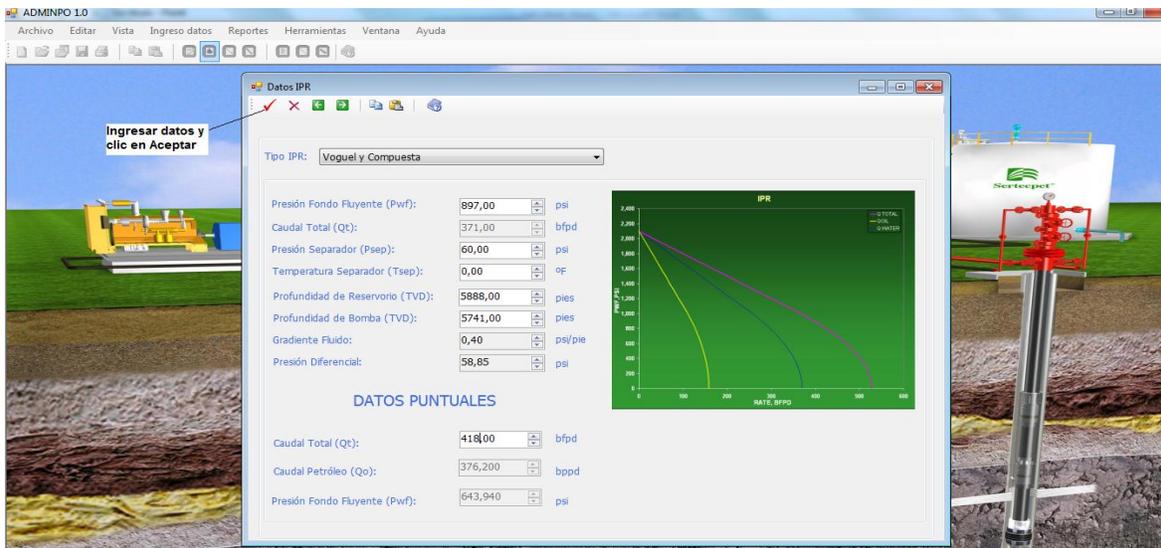


Fuente: Software Jet Claw

De acuerdo con el Data Sheet se ingresan los datos PVT en el programa, siempre y cuando haya reportes de pruebas anteriores, o se vayan a dejar en producción. Para pozos exploratorios se calcula la Presión Hidrostática y se pone como Presión de reservorio (Pr), se supone un BSW del 100% al igual que una producción diaria.

Para la presión de burbuja y el RGP (relación gas-petróleo), el programa da la opción de elegir la correlación que se desee utilizar para calcular cualquiera de los dos datos, solo con ingresar uno de los dos, el otro será automáticamente calculado. Posteriormente se le da aceptar y siguiente.

5.3 Datos IPR



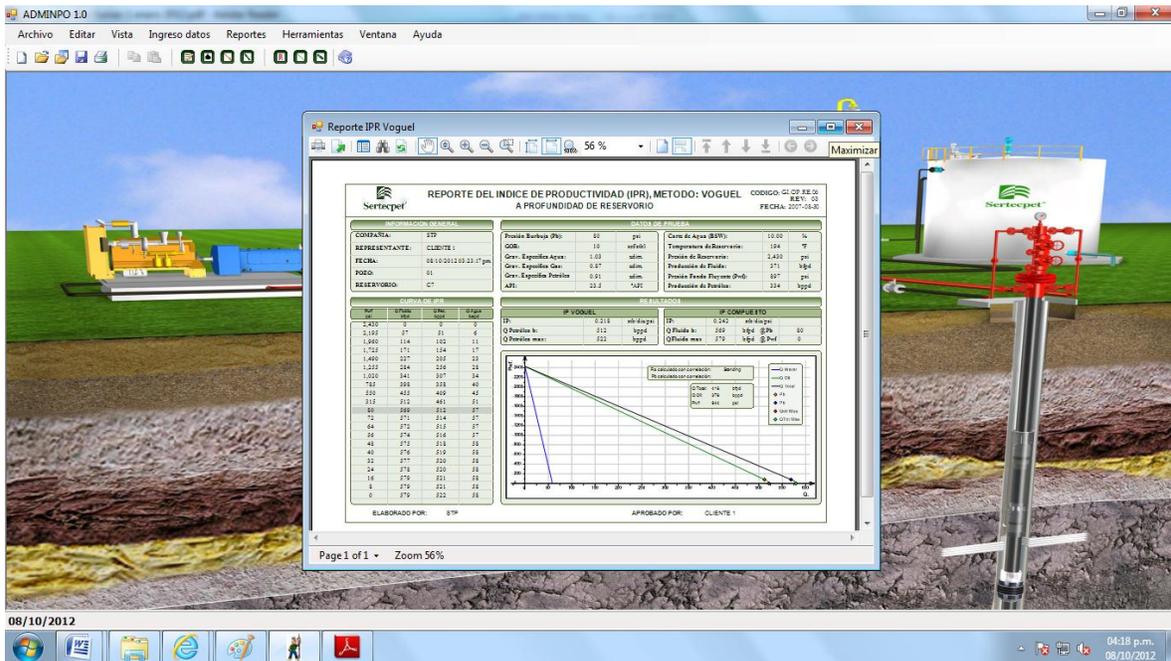
Fuente: Software Jet Claw



Fuente: Software Jet Claw

Cuando se va hacer la primera simulación para un pozo exploratorio es conveniente suponer un primer IP y con el dato de caudal supuesto anteriormente y la P_r , se calcula una P_{wf} , y éste dato se pone en el espacio mencionado en la primera ventana. Si ya se tiene un reporte anterior con datos reales de producción y PBU, simplemente se ingresan los datos que pide el programa.

En la parte superior de la página principal se observará la opción reporte IPR, al dar clic se abrirá una ventana en donde aparecerán dos opciones, las de “A PROFUNDIDAD DEL RESERVORIO” y “A PROFUNDIDAD DE LA BOMBA” al dar clic en cualquiera de las dos se desplegará todo el reporte de IPR.

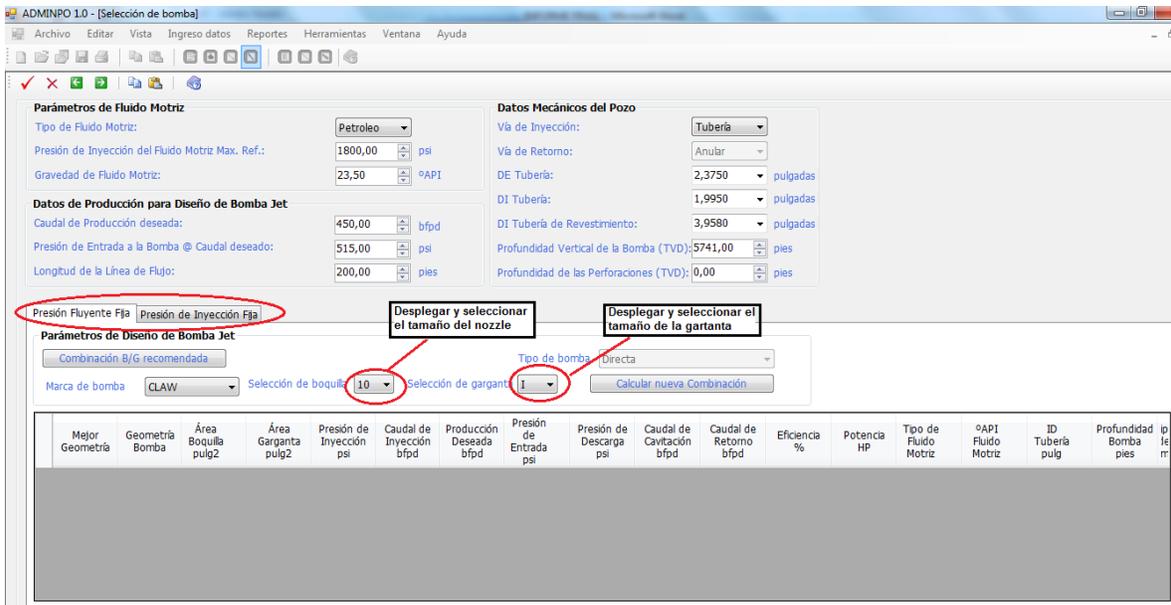


Fuente: Software Jet Claw

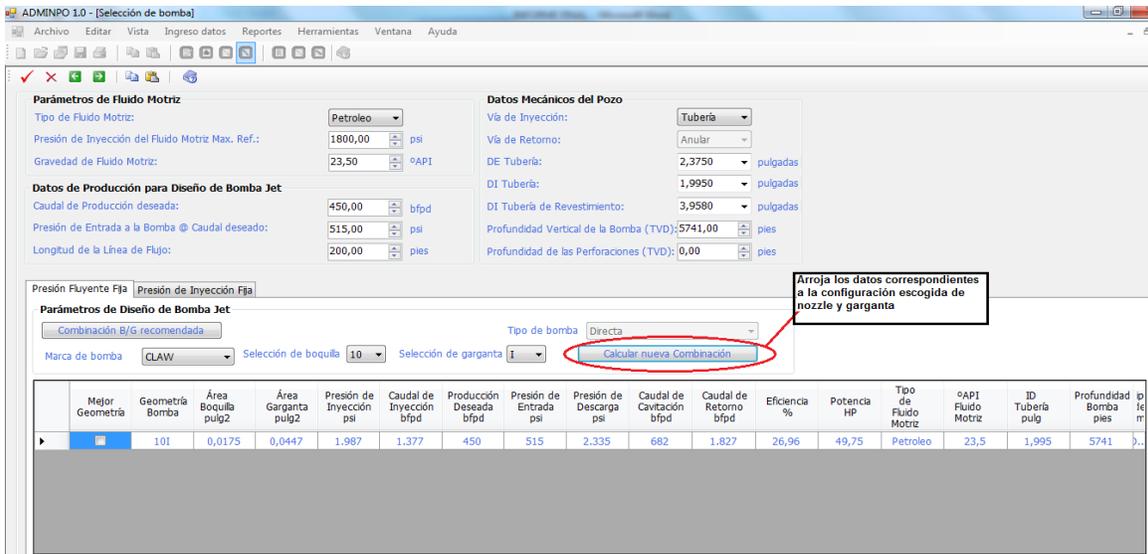
Cuando se tome la opción a profundidad del reservorio se deberá tomar en cuenta la gradiente, que es el diferencial de presión existente desde los punzados hasta la bomba.

5.4 Selección de la Bomba

Una vez que se haya introducido la información solicitada por el programa, en la parte inferior de la ventana se encontraran dos enunciados indicando presión fluyente fija y presión de inyección fija dependiendo de las condiciones y de los datos disponibles se podrá escoger cualquiera de las dos, después de lo indicado se procederá a la selección de nozzle y garganta.

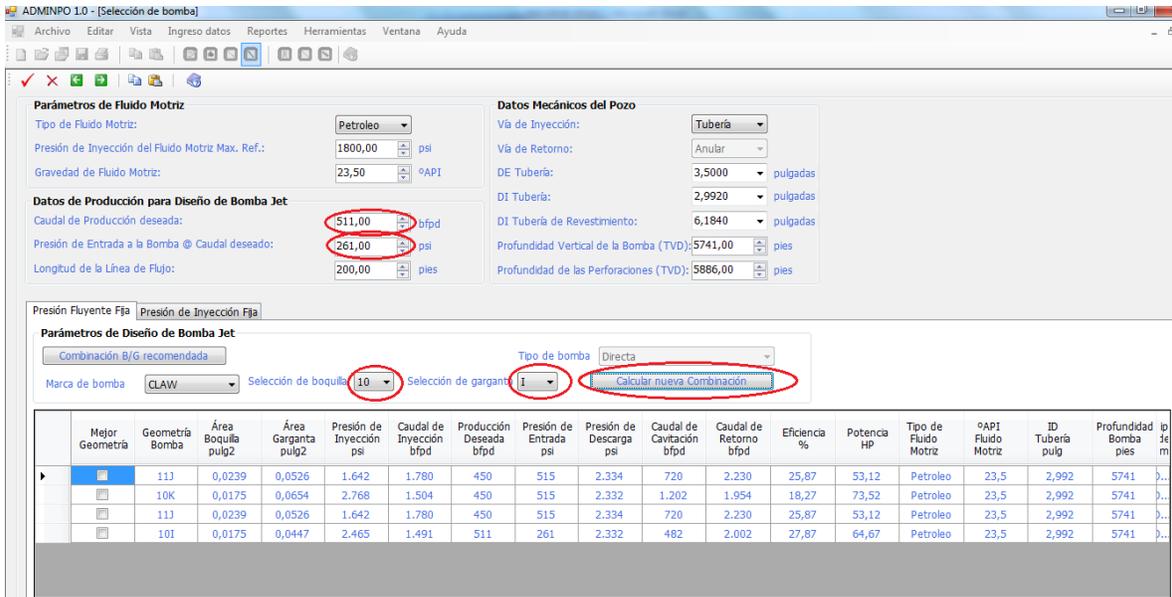


Fuente: Software Jet Claw



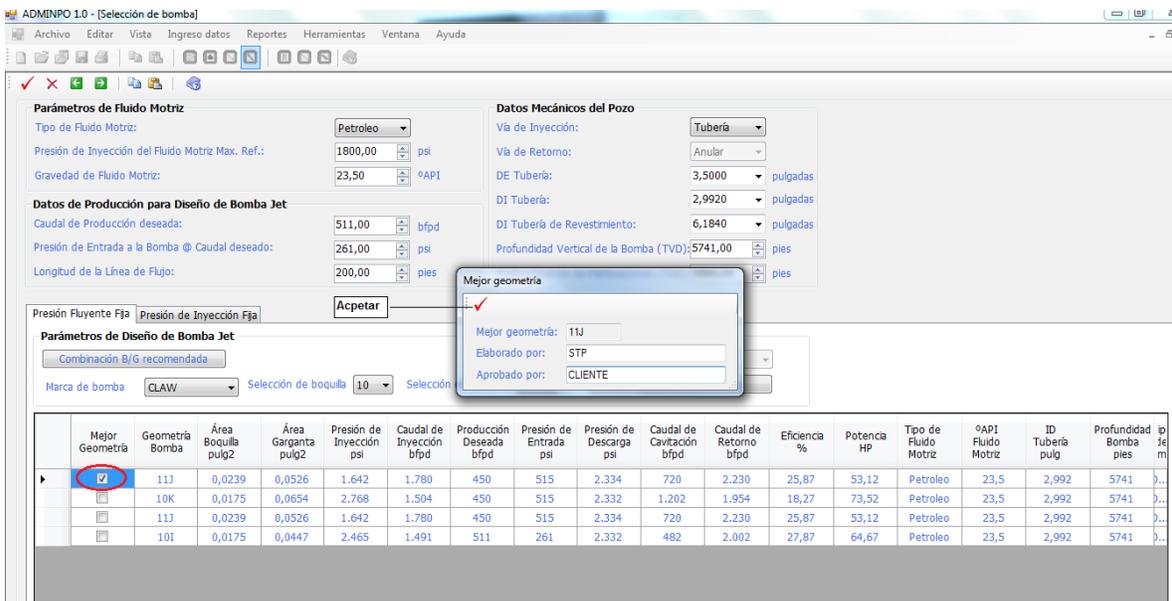
Fuente: Software Jet Claw

Se deberá escoger una determinada configuración y a la vez el programa presentará los valores calculados que interesan al ingeniero para la selección de la mejor geometría como son los barriles de inyección, la presión de fondo fluyente, el rango de cavitación y la eficiencia de la bomba que se obtienen con esta configuración de geometría.



Fuente: Software Jet Claw

Con el fin de realizar una comparación, se seleccionará nuevamente otra determinada configuración (nozzle y garganta) y el programa nuevamente calculará los parámetros de funcionamiento de la bomba jet con esta geometría. Luego de haber seleccionado unas 4 o 5 configuraciones, el ingeniero visualizará los cálculos realizados y comparará las condiciones de cada una de estas y seleccionará la geometría más óptima.



Fuente: Software Jet Claw

ADMINPO 1.0

Archivo Editar Vista Ingreso datos Reportes Herramientas Ventana Ayuda

86 %

Clic en Reporte Selección de Bomba

REGISTRO DE SELECCION DE LA BOMBA JET CLAW PRESION FLUYENTE FIJA

CODIGO: GIOPRE04
REV: 03
FECHA: 2007-08-30

Sertecpet

INFORMACION GENERAL

COMPANIA:	STP	POZO:	01
REPRESENTANTE:	CLIENTE 1	RESERVORIO:	C7
FECHA:	08/10/2012 03:23:17 p.m.	GEOMETRIA OPTIMA SELECCIONADA:	11J

BOMBA JET DIRECTA



PARAMETROS MECANICOS		PARAMETROS DE RESERVORIO		PARAMETROS DE DISEÑO	
ID Tubería:	2.992 pulg	Presión de reservorio:	2,430 psi	Producción Deseada:	511 bpd
OD Tubería:	3.500 pulg	API:	23.5 *API	Presión de Inyección:	1,800 psi
ID Revestimiento:	6.184 pulg	GOR:	10 scf/stb1	Presión de Entrada:	261 psi
Prof. Pozos (TVD):	5,816 pies	Corte de Agua (BSH):	10.00 %	Tipo De Fluido Muestr:	Pericloro
Presión de Cabeza:	60 psi	Temperatura de Reservorio:	104 °F	API Inyección:	23.5 *API
Tipo de Bomba:	Directa	Temperatura de Superficie:	0 °F	Prof. de la Bomba (TVD):	5,741 pies
		Grav. Espec. Gas:	0.870 adim	Longitud de la Tubería:	200 pies
		Grav. Espec. Agua:	1.030 adim		

RESULTADOS

Geometria Bomba	Area Bomba pulg ²	Area Corrosion pulg ²	Presión de Inyección psi	Caudal de Inyección bpd	Producción Deseada bpd	Presión de Entrada psi	Presión de Drenaje psi	Caudal de Corrosión bpd	Caudal de Reservorio bpd	Eficiencia %	Potencia HP	Tipo de Fluido Muestr	*API Fluido Muestr	ID Tubería pulg	Profundidad Bomba	Tipo de Bomba
11J	0.0239	0.0226	1,802	1,780	450	215	2,334	720	2,200	28	33	Pericloro	24	2,992	5,741	Directa
10K	0.0175	0.0664	2,768	1,504	450	215	2,332	1,262	1,264	18	74	Pericloro	24	2,992	5,741	Directa
11J	0.0239	0.0226	1,802	1,780	450	215	2,334	720	2,200	28	33	Pericloro	24	2,992	5,741	Directa
10J	0.0175	0.0447	2,465	1,491	511	261	2,332	482	2,002	28	65	Pericloro	24	2,992	5,741	Directa

Page 1 of 1 - Zoom 86%

Fuente: Software Jet Claw

Para obtener el reporte se da clic en la opción reporte selección bomba, el cual se encuentra en la barra de herramientas.

6. CONCLUSIONES

- En pozos exploratorios la realización de pruebas tanto cortas como extensas son muy importantes, debido a que permiten evaluar parámetros fundamentales para la caracterización adecuada del reservorio; además de brindarle al cliente la oportunidad de escoger la mejor opción de levantamiento artificial, y así poder obtener condiciones óptimas de explotación.
- Es elemental a la hora de iniciar con una prueba de pozo conocer los parámetros de fondo actuales o históricos del reservorio (en caso de que se le hayan realizado pruebas anteriores), con el fin de lograr un buen diseño de la bomba Jet a utilizar y a su vez obtener resultados óptimos y confiables de producción.
- Para obtener mejores resultados PBU, es fundamental que el tiempo de cierre del pozo sea el suficientemente necesario para que el periodo de restauración sea significativo, de tal manera que al momento de hacer la simulación para conocer el IP y hacer nuevos diseños de la bomba, los datos arrojados sean los más cercanos posibles a la realidad del pozo.
- La bomba jet Claw® reversa es utilizada en la mayoría de veces solo para pruebas de evaluación de pozos, debido a que por medio de ésta, el cliente obtiene muestras y datos del pozo en el menor tiempo posible. Esto se debe a que la forma de inyectar el fluido es a través del casing y el retorno se realiza por el tubing, de tal manera que solo habrá que desplazar la capacidad volumétrica del tubing (mucho menor en comparación con el casing) para obtener dichos resultados.

- El software Jet Claw resulta ser una ayuda bastante importante en campo, debido al fácil manejo y eficaz simulación, ya que permite hacer simulaciones continuas, es decir, con datos reales de inyección, producción, BSW y demás datos que se puedan actualizar, se van tabulando en el programa para observar como se está comportando la configuración de geometría que tiene la bomba.
- Aunque en la actualidad el Bombeo Hidráulico y en especial el tipo Jet, sea un sistema de levantamiento artificial poco aplicado en la industria petrolera colombiana, sus múltiples ventajas como, costos operativos bajos, reparación y mantenimiento de herramientas inmediato, cierre en fondo para restauración de presiones, obtención inmediata de los datos del yacimiento como el IP, presión de reservorio y presión de fondo fluyente, entre otras; se está convirtiendo en una verdadera opción a la hora de elegir un sistema de levantamiento artificial en un campo petrolero, desplazando sistemas históricos y más utilizados como el bombeo mecánico y electrosumergible.
- El desarrollar pasantías como modalidad de proyecto de grado resulta ser muy interesante ya que le permite al estudiante no solo empezar su carrera profesional sino aprender y poner en práctica los conocimientos adquiridos a lo largo de la carrera y así poder conocer sus limitaciones y destrezas en el campo laboral.

7. RECOMENDACIONES

- Al realizar pruebas de restauración de presión es recomendable realizarlas mientras el pozo es cerrado por motivos de reparaciones u otros factores, de tal manera que se aproveche el cierre y no tener pérdidas de producción.
- Para las pruebas de build'up se recomienda tomarlas antes y después de realizarle (en caso de que lo amerite) una estimulación al pozo, para verificar que los datos registrados por las memorias sean correctos.
- Para pozos con alta presencia de arena en los caudales de producción se recomienda realizar pruebas PBU con una Bomba Jet Smart con doble válvula de cierre en fondo, para el aseguramiento de la restauración de presión, además de una planeación estratégica de operaciones simultáneas de facilidades de superficie y bombeo hidráulico, ofertando equipos estandarizados para una mejora continua en el aprovechamiento del potencial de pozos exploratorios y en producción.
- Es recomendable a la hora de seleccionar una Bomba Jet mediante el software Jet Claw considerar los siguientes criterios:
 - Se debe partir de lo que el cliente solicite y de acuerdo a las condiciones del pozo, es decir, para pozos exploratorios o con presencia de arena se recomienda iniciar creando un bajo porcentaje de Draw Down, por ejemplo de un 2% a 5%, para evitar taponamiento de la formación con arena.
 - En el momento de la selección óptima de la configuración de la bomba se debe tener en cuenta:

- Que la geometría tenga un rango de cavitación mínimo de un 25% superior a la producción deseada, dado que si este rango es inferior a la producción produciría daños en la garganta por alta velocidad.
 - Que tenga una buena eficiencia respecto a las demás.
 - Que brinde un amplio rango a la hora de incrementar el Draw Down teniendo en cuenta la presión y el caudal máximo que se maneja en superficie.
- La presión de fondo fluente calculada por el programa y generada en el fondo del pozo no deberá estar por debajo de la presión de burbuja de ese pozo ya que esto provocaría cavitación en la bomba y menor tiempo de duración de la garganta.
- En el caso de que la producción de un pozo sea considerable y los tanques de almacenamiento no sean de suficiente capacidad se sugiere seguir el siguiente procedimiento para obtener un período más prolongado de estabilidad de datos:
 - Disminuir la Presión de Inyección, como consecuencia habrá una mayor Pwf; al generar un Draw down más bajo se tendrá menos producción pero un período de flujo más estable a partir del cual se podrá calcular un IP con el software Claw, además de datos estabilizados de BSW, gravedad API y caudales de producción.

8. BIBLIOGRAFÍA

- ANGULO LUDEÑA, Teoty Alexandra. ANALISIS DEL SISTEMA DE PRODUCCION EN EL CAMPO PARAISO –BIGUNO-HUACHITO (PBH) PARA DETERMINAR EL INCREMENTO DE PRODUCCIÓN MEDIANTE EL CAMBIO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL. Quito. Tesis de Grado. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/422>
- BERNAL, María Cristina; GONZALEZ, Luis Alberto; RUEDA GUEVARA, Armando. ESTUDIO Y ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO UTILIZADO EN ALGUNOS CAMPOS EN COLOMBIA. Bucaramanga 1985. Tesis de Grado, Universidad Industrial de Santander.
- CASTILLO, Victor. NOMENCLATURA Y FORMULACIÓN BOMBEO HIDRAULICO JET. Maxi Oil & Venezuela. C.A. Presentación.
- GARZON CALLE, Milton Elisamon. OPTIMIZACION DE LA OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO HIDRAULICO PARA EL CAMPO TETETE. Riobamba-Ecuador 1991. Tesis de Grado, Escuela Superior Politécnica Superior de Chimborazo, Facultad de Mecánica. Disponible en: <http://repositorio.epetroecuador.ec/handle/20000/215>
- Manual para Operaciones de Campo (training) Seratecpet.
- PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO DE LAS UNIDADES MÓVILES DE BOMBEO (MTU). STP-COL-OPE-PRO-01. SERTECPET de Colombia S.A.
- PROCEDIMIENTO PARA REGISTROS DE PRESION Y TEMPERATURA EN POZOS PETROLEROS EN ESTADO FLUYENTE Y ESTÁTICO. STP-COL-OPE-PRO-03. SERTECPET de Colombia S.A
- PROCEDIMIENTO DE EVALUACION DE UN POZO CON BOMBA JET SMART. STP-COL-OPE-PRO-05. SERTECPET de Colombia S.A

- PROCEDIMIENTO PARA TRABAJOS DE WELL TESTING STP-COL-OPE-PRO-07. SERTECPET de Colombia S.A
- Hydraulic Training Manual. Norwalk
- www.sertecpet.com.ec
- Brochure Sertecpet (suministro de la empresa).

GLOSARIO

Bomba Jet: Es una bomba de subsuelo hidráulica usada para levantamiento artificial en pozos de petróleo, funciona mediante transferencia de energía entre fluidos en movimiento.

BHA: Ensemble de fondo, descripción de los diferentes equipos y herramientas de fondo utilizados para un determinado fin en operaciones en pozos petroleros.

BSW: Cantidad en porcentaje del corte de agua.

Cavitación: Es el desgaste producido por la implosión de las burbujas de gas o vapor al sufrir un cambio de presión (cambio de estado, de vapor o gas a líquido), provocando cargas puntuales en las paredes de la garganta (presión de vapor).

CHP: (Casing Head Pressure), Presión anular en cabeza de pozo.

Completación de Pozo: Conjunto de equipos que se instalan en el fondo del pozo petrolero para que este produzca.

Dique de Contención: Barrera de contención a los fluidos almacenados en los tanques de almacenamiento en caso de rebose o derrame de uno de estos tanques, este dique debe contener un volumen de 1,1 veces la capacidad de los tanques instalados.

Evaluación de un Pozo Petrolero: Actividad realizada en un pozo donde se determinan parámetros característicos del reservorio, como la producción y calidad del petróleo.

Fluido Motriz: Fluido de inyección a alta presión y velocidad que permite el funcionamiento de las bombas jet.

Geometría: Configuración nozzle- garganta a ser usada en la bomba jet.

IPR: Curva de afluencia de un pozo de petróleo, grafico de Presión de fondo fluyente versus Caudal.

Layout: corresponde a la representación gráfica de la distribución, diseño o trazado de los equipos que se utilizarán en una operación en las facilidades de superficie.

Levantamiento Artificial: En este tipo de operación el método utilizado es Levantamiento Artificial hidráulico, que es la energía del fluido motriz que se le proporciona al pozo petrolero para obtener su producción a la superficie

Parámetros de Operación: Parámetros de funcionamiento en la Unidad Power Oil tales como RPM (revoluciones por minuto del motor), Barriles de Inyección, Presión de Operación

PBU: Registro de datos en fondo de un pozo petrolero a través de las memorias electrónicas en donde se registran las presiones fluyentes (pozo produciendo) y la de la restauración (pozo cerrado) para con estos datos realizar la interpretación y determinar las características del yacimiento o a su vez para poder diseñar el mejor sistema de levantamiento artificial de un pozo.

Pozo Exploratorio: Es el pozo perforado para buscar o comprobar la existencia de hidrocarburos en un área no probada como productora, o para buscar yacimientos adicionales no conocidos.

Pr: presión de reservorio que es la presión promedio de un área de drenaje en un pozo petrolero

Presión: es la relación entre fuerza y área las unidades pueden ser en el sistema inglés o sistema internacional.

Presión Intake: presión de entrada a la bomba.

Producción: Cantidad de fluido recuperado del pozo petrolero.

PSI: es la medida en el sistema inglés de presión y se define como el valor de una libra fuerza sobre el área de una pulgada cuadrada.

PWF: Presión de fondo fluyente, es el valor de presión registrado cuando el pozo se mantiene fluyendo ya sea a flujo natural o con algún sistema de levantamiento artificial, en este caso el de bombeo hidráulico.

Restauración de Presión: es el proceso por el cual se obtiene la presión estática en el fondo de un pozo petrolero cuando se cierra el pozo, este valor depende su estabilización del periodo de cierre.

Sarta: arreglo de herramientas requeridas e indispensables para una operación específica.

Selección De Bomba: Se realiza mediante la utilización del software de selección de bombas Jet Claw.

Slickline: Unidad que en su conjunto permite bajar o recuperar herramientas en un pozo petrolero utilizando alambre lizo.

Tiempo de Restauración: Es la medida de unidad de tiempo (segundos, minutos, horas, días) que dura la restauración de presión

Tiempo Fluyente: Es la unidad de tiempo (segundos, minutos, horas, días) que dura la producción estabilizada antes del cierre de un pozo.

THP: (Tubing Head Pressure), Presión en la tubería de producción en cabeza del pozo

TVD: profundidad vertical verdadera.

ANEXOS

ANEXO A. REPORTES POZO STP-01, PRUEBA N° 1

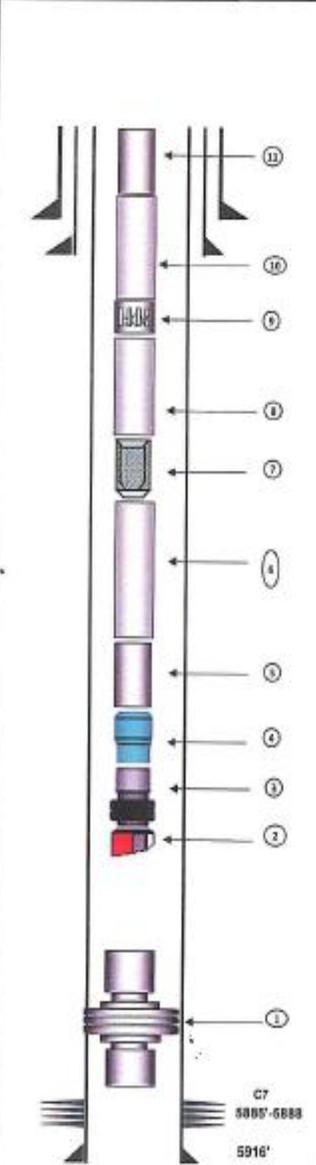
ANEXO 1A. SARTA POZO



Sertepet de Colombia S.A.

DIAGRAMA DE COMPLETAMIENTO DE POZO

CODIGO: CO.GC.OP.RE.09
REV. 00
FECHA: 2012-09-18
USO INTERNO



WELL HYDRAULIC COMPLETION						
Prepared for		Prepared by		Reference		
Company		Division		Location		
Phone		Well Testing and Production		Well Name		
Email		Phone		Date prepared		
Email		Email		Date prepared		
TUBULAR	SIZE	OD	ID / DRIFT	WEIGHT (Lb/M) / GRADE	THREAD	DEPTH (F) (M)
casing	9.58		8.785	N 80 - 36		
casing	7		6.151	N 80 - 26		
Tubing	3 1/2		4.25	N 80 - 9.3		

ITEM	DESCRIPTION	OD	ID	LONG FT	DEPTH FT (M)
11	Pup Joint 3 1/2 EUE	4.500	2.840		36.36
10	Tubing 3 1/2 EUE	4.500	2.850	5710.57	36.36
9	Sliding sleeve 3 1/2 x 2.81 lipo L Sertepet	4.500	2.810	3.13	5146.83
8	Tubing 3 1/2 EUE	4.500	2.990	30.35	5750.08
7	No-go lipo 3 1/2 x 2.75 lipo R Sertepet	4.500	2.750	1.02	5780.91
6	Tubing Joint 3 1/2	4.500	2.990	38.78	5781.32
5	Pup Joint 3 1/2 EUE	4.500	2.990	7.84	5812.70
4	Top Locator 3 1/2 (inside the packer)	4.430	3.000	1.33	5820.64
3	Seal Unit 3 1/2 x 3.88 (inside the packer)	3.880	3.000	3.00	5821.97
2	Mule shoe 3 1/2 (inside the packer)	3.870	3.000	0.54	5824.97
2	End of Internal Assy				5825.57
1	Packer 7" x 3.68"	6.000	3.680	2.78	5827.97
				4.16	5832.21

FORMATION	INTERVALS (F) (M)	THICK	SPF	GUN TYPE

OBSERVATIONS

ANEXO 2A. REGISTRO DE SELECCIÓN DE LA BOMBA JET CLAW 10I

Report Sharp-Shooter - unregistered

 REGISTRO DE SELECCION DE LA BOMBA JET CLAW PRESION FLUYENTE FIJA		CODIGO: GLOPRE.04 REV: 03 FECHA: 2007-08-30														
INFORMACION GENERAL																
COMPANIA: REPRESENTANTE: FECHA:	POZO: RESERVORIO: CARBONERA C7 GEOMETRIA OPTIMA SELECCIONADA: 10I	BOMBA JET REVERSA 														
PARAMETROS MECANICOS	PARAMETROS DE RESERVORIO	PARAMETROS DE DISEÑO														
ID Tuberia: 2.992 pulg OD Tuberia: 3.500 pulg ID Revestimiento: 6.184 pulg Prof. Pozados(TVD): 5.886 pies Presion de Cabeza: 30 psi Tipo de Bomba: Reversa	Presion de reservorio: 2.460 psi API: 21.7 °API GOR: 10 scf/stb Corte de Agua (BSW): 10.00 % Temperatura de Reservorio: 189 °F Temperatura de Superficie: 90 °F Grav. Espec. Gas: 0.870 adim Grav. Espec. Agua: 1.030 adim	Produccion Deseada: 650 m³/d Presion de Inyeccion: 1.884 psi Presion de Entrada: 606 psi Tipo De Fluido Matriz: Agua API Inyeccion: 10.0 °API Prof. de la Bomba (TVD): 1.741 pies Longitud de la Tuberia: 100 pies														
RESULTADOS																
Geometria Bomba	Area Boquilla pulg²	Area Gorgona pulg²	Presion de Inyeccion psi	Caudal de Inyeccion m³/d	Produccion Deseada m³/d	Presion de Entrada psi	Presion de Descarga psi	Caudal de Corrosion m³/d	Caudal de Retorno m³/d	Eficiencia %	Potencia HP	Tipo de Fluido Matriz	*API Fluido Matriz	ID Tuberia pulg	Profundidad Bomba	Tipo de Bomba
10I	0.0175	0.0447	1.275	1.046	362	1.401	2.133	1.089	1.408	27	24	Agua	10	2.992	1.741	Reversa
10I	0.0175	0.0447	111	682	150	1.907	2.523	1.286	832	21	6	Agua	10	2.992	1.741	Reversa
10I	0.0175	0.0447	672	777	200	1.849	2.525	1.252	977	25	10	Agua	10	2.992	1.741	Reversa
10I	0.0175	0.0447	845	865	250	1.731	2.527	1.204	1.115	25	13	Agua	10	2.992	1.741	Reversa
10I	0.0175	0.0447	1.027	947	300	1.573	2.529	1.154	1.247	26	18	Agua	10	2.992	1.741	Reversa
10I	0.0175	0.0447	1.227	1.028	350	1.434	2.532	1.101	1.378	27	23	Agua	10	2.992	1.741	Reversa
10I	0.0175	0.0447	1.430	1.102	400	1.296	2.535	1.047	1.502	28	29	Agua	10	2.992	1.741	Reversa
10I	(TR242)0.01	0.0447	1.634	1.244	500	1.020	2.541	927	1.744	29	42	Agua	10	2.992	1.741	Reversa
10I	0.0175	0.0447	2.048	1.298	540	910	2.543	875	1.838	29	48	Agua	10	2.992	1.741	Reversa
10I	0.0175	0.0447	2.417	1.377	600	744	2.547	790	1.977	30	59	Agua	10	2.992	1.741	Reversa
10I	0.0175	0.0447	2.670	1.442	650	606	2.551	712	2.092	30	68	Agua	10	2.992	1.741	Reversa
ELABORADO POR: _____ APROBADO POR: _____																

ANEXO 3A. REPORTE DE ACTIVIDADES

REPORTE DE ACTIVIDADES		
	REPRESENTANTE COMPANIA ING.	REPRESENTANTE SERTECPET: ING.
	DATOS GENERALES	
	COMPANIA :	ZONA : 5885'-5885'
	POZO :	INTERVALO : C 7
EQUIPO UTILIZADO		
SL-SL : 3 1/2" ID 2.81	PROFUNDIDAD : 5746,93	
ST VALVE : 3 1/2" ID 2.75	PROFUNDIDAD : 5780,91	
HORA	DESCRIPCION	
sábado 26 de mayo de 2012		
16:00	Movilizando MTU 03 Llegando a la locación del pozo STP 1 y coordinando actividades con el Company Man Se ubica + se instala línea de succión 4" a frac tank	
domingo 27 de mayo de 2012		
00:00-24:00	Fig. recupera BHA de gravel pack, sellos del packer salen colapsados por segunda ocasión Sertecpet, calibra camisa 2.81, nogo 2.75R; RZR reversa 2.81	
lunes 28 de mayo de 2012		
00:00 - 24:00	Sertecpet realiza conexiones de líneas de retorno, y producción a facilidades MS Halliburton, baja BHA de gravel pack + realiza bombeo de grava con éxito, circulan para limpieza	
martes 29 de mayo de 2012		
00:00-10:30	Fig. recupera BHA de Gravel pack desde unidad de sellos.	
11:00-13:00	Sertecpet y Halliburton arma BHA hidráulico con unidad de sellos. Se prueba contra standing valve 2.75R con 1500 psi	
13:00-18:30	Fig. baja BHA hidráulico con unidad de sellos	
18:30-19:30	Espaciando Bha se asienta con 10000 lbs de peso. + se prueba tubing con 1500 psi	
19:55	Fig prueba unidad de sellos con 900 psi por el espacio anular, por 10 minutos con éxito	
20:00-21:00	Slick line recupera St valve 2.75 R	
21:20	Sertecpet conecta memory con batería	
21:43-23:00	Slick line arma pulling tool 3' con st. Valve y memory. + Baja a nogo @ 5784 ft medida S/L	
23:20-24:00	Slick line baja abrir camisa 2.81" con shifting tool	
miércoles 30 de mayo de 2012		
00:00-02:30	Fig prueba apertura de camisa con circulación de 5 bls	
02:30-02:30	S/L asienta baja bomba jet reversa 2.81 @ 5746,93	
02:30-02:45	Sertecpet realiza charla preoperacional.	
02:30-03:00	S/L asienta baja bomba jet reversa 2.81 @ 5746,93	
03:00-24:00	Evaluando pozo con Jet Reversa 2.81 10L, unidad MTU 03 a tanques en la locación	
jueves 31 de mayo de 2012		
00:00-06:00	Evaluando pozo con Jet Reversa 2.81 10L, unidad MTU 03 a tanques en la locación	
6:15	Pozo cerrado por dos horas para PBU	
8:45-00-09:15	Se abre pozo + Slick line arma equipo.	
9:15-10:00	S/L baja a recuperar bomba jet reversa 2.81 con pulling tool 3 1/2" colapsa PTO de transmisión	
10:50-15:00	S/L repara PTO	
15:00-16:00	S/L recupera bomba jet reversa con éxito	
16:00-17:20	S/L recupera standing valve con memorias electrónicas	
17:20-18:30	Sertecpet descarga información mas genera reportes. S/L cierra camisa 2.81 finaliza operaciones equipo liberado Sertecpet inspecciona, bomba jet sale con garganta I desgastada.	
REPRESENTANTE DE TECPETROL		REPRESENTANTE SERTECPET

ANEXO 4A. REPORTES EVALUACIÓN HORA-HORA

Sertecpet®		REPORTES DE EVALUACION HORA-HORA															CÓDIGO MUNICIPAL 07		
																	REV.04		
																	FECHA: 2006.05.15		
COMPANIA: REPRESENTANTE: TIPO DE BOMBA: JET NEVISTA 2.01 101 TECNICO: FECHA: miercoles 30 de mayo de 2012																			
HORA	PRESIONES			INYECCIÓN			PRODUCCIÓN BRUTA			PRODUC. NETOS				BSW			PIWF psi	% Draw-down	OBSERVAC
	INYECC. PSI	CHP PSI	SEPARADOR PSI	BSL	FOR DIA BSL/DIA	TOTAL BSL	BSL	FOR DIA BSL/DIA	TOTAL BSL	OIL BSL/DIA	WATER BSL/DIA	OIL TOTAL BSL	WATER TOTAL BSL	INYECC. %	RECOR. %	FORM %			
miercoles 30 de mayo de 2012																			
0:00																			
1:00																			
2:00																			
2:00	500	15	12	14.00	22%	0	0.00	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0	0.0			
2:20	400	15	12	14.00	672	14	4.80	220.4	4.80	0.00	220.40	0.00	4.80	100	100	100.0	ppmCl 90		
4:00	400	15	12	14.00	672	28	8.70	272.4	10.50	0.00	272.40	0.00	10.50	100	100	100.0	2077.02 13.52		
4:20	800	20	15	17.00	81%	45	7.50	260.0	18.00	0.00	260.00	0.00	18.00	100	100	100.0	F INY a 800 psi		
5:00	800	20	15	16.00	76%	61	7.20	245.0	23.20	0.00	245.00	0.00	23.20	100	100	100.0	1937.69 20.41		
5:20	800	20	15	18.00	86%	77	6.60	216.8	21.80	0.00	216.80	0.00	21.80	100	100	100.0			
6:00	800	20	15	16.00	76%	85	6.50	212.0	28.20	0.00	212.00	0.00	28.20	100	100	100.0	1706.05 22.48		
6:20	1200	20	15	20.00	96%	115	7.20	245.0	43.50	0.00	245.00	0.00	43.50	100	100	100.0			
7:00	1200	20	15	20.00	96%	125	9.90	475.2	55.40	0.00	475.20	0.00	55.40	100	100	100.0	1727.07 29.28		
7:20	1200	20	15	20.00	96%	135	9.50	456.0	64.90	0.00	456.00	0.00	64.90	100	100	100.0			
8:00	1200	20	15	20.00	96%	175	9.50	456.0	74.40	0.00	456.00	0.00	74.40	100	100	100.0	ppmCl 8000 rebarna ppmCl 90 Inyacc F INY a 1200 psi		
8:20	1200	20	15	20.00	96%	195	9.20	441.0	82.60	0.00	441.00	0.00	82.60	100	100	100.0			
9:00	1800	20	15	22.00	105%	217	10.70	512.0	74.20	0.00	512.00	0.00	74.20	100	100	100.0	1542.00 27.00		
9:20	1800	20	15	23.00	110%	240	11.20	527.0	105.50	0.00	527.00	0.00	105.50	100	100	100.0			
10:00	1800	20	15	24.00	115%	264	10.40	499.2	115.90	0.00	499.20	0.00	115.90	100	100	100.0	1521.5% 28.00		
10:20	1800	20	15	24.75	118%	287	11.50	552.0	127.40	0.00	552.00	0.00	127.40	100	100	100.0			
11:00	1800	40	20	24.75	118%	214	11.50	552.0	128.90	0.00	552.00	0.00	128.90	100	100	100.0	1247.70 45.00		
11:20	1800	40	20	24.75	118%	228	11.80	566.4	150.70	0.00	566.40	0.00	150.70	100	100	100.0			
12:00	1800	40	20	24.00	115%	262	11.80	566.4	162.50	0.00	566.40	0.00	162.50	100	100	100.0	1281.00 42.00		
12:20	2100	50	20	25.50	122%	288	12.20	590.4	174.80	0.00	590.40	0.00	174.80	100	100	100.0			
12:00	2100	50	20	26.50	127%	414	12.10	628.8	187.90	0.00	628.80	0.00	187.90	100	100	100.0	1226.78 50.00		
12:20	2100	45	20	27.00	127%	441	12.80	614.4	200.70	0.00	614.40	0.00	200.70	100	100	100.0			
14:00	2100	45	20	28.00	134%	465	12.20	588.0	212.90	0.00	588.00	0.00	212.90	100	100	100.0	1109.40 54.00		
14:20	2100	45	20	27.00	127%	49%	11.90	571.2	224.80	0.00	571.20	0.00	224.80	100	100	100.0			
15:00	2100	45	20	25.00	120%	521	11.10	552.0	225.90	0.00	552.00	0.00	225.90	100	100	100.0	887.10 34.90		
15:20	2100	40	20	28.00	124%	549	10.60	558.8	246.50	0.00	558.80	0.00	246.50	100	100	100.0			
16:00	2100	20	18	27.00	124%	57%	10.40	499.2	256.90	23.90	469.20	0.78	256.12	100	88	82.8	ppmCl 7500 Estabilizante fases ppmCl Iny 4850 ph 9 sed 0.5%		
16:20	2100	25	18	29.00	129%	605	9.80	470.4	266.70	120.5%	229.8%	2.47	262.22	9%	90	72.2			
17:00	2100	20	15	26.00	124%	621	8.60	412.8	275.20	174.2%	228.4%	7.10	268.20	98	88	87.8			
17:20	1800	25	12	26.20	123%	637	8.10	388.8	282.40	228.27	150.52	12.0%	271.24	98	84	81.7	5% 5%		
18:00	1800	25	12	26.00	124%	682	7.20	245.0	270.60	216.85	58.73	18.0%	272.5%	100	82	17.0	ppmCl ret 6200 sed 1%		
18:20	1800	25	12	26.00	124%	705	7.20	245.0	287.80	202.70	42.82	24.25	272.45	100	81	12.4	771.12		
19:00	1800	25	12	26.00	124%	725	7.52	261.4	205.22	205.79	35.63	20.72	274.61	100	81	15.4			
19:20	1800	25	12	26.00	124%	761	7.22	246.0	212.55	202.57	42.57	27.02	275.52	100	81	12.6	772.31		
20:00	1800	25	12	26.00	124%	787	7.78	272.4	220.22	224.79	49.13	43.79	276.54	100	80	15.2			
20:20	1800	25	12	26.00	124%	812	7.46	258.1	227.79	208.74	49.24	50.22	277.57	99	80	12.8	ppmCl ret sed 4500 1%		
21:00	1800	25	12	26.00	124%	829	7.52	261.4	225.22	209.70	71.74	56.25	279.07	100	82	19.8			
21:20	1800	25	12	22.00	105%	871	7.40	255.2	242.72	202.78	71.42	62.17	280.55	84	72	20.1	792.91		
22:00	1800	25	12	26.00	124%	907	7.50	260.0	230.22	242.64	117.26	67.22	282.00	79	71	22.6			
22:20	1800	25	12	25.00	120%	922	8.10	288.8	238.22	244.8%	122.7%	72.74	285.58	83	72	21.9	872.24		
22:00	1800	25	12	26.00	124%	938	7.40	255.2	263.72	182.2%	171.8%	76.5%	289.1%	87	80	48.4	ppmCl ret 3700 sed 1%		
22:20	1800	25	12	26.00	124%	964	7.71	270.1	272.42	124.5%	246.1%	78.14	291.2%	84	80	44.3	829.14		
0:00	1800	20	12	26.00	124%	1010	7.60	264.8	288.02	122.88	241.92	81.70	299.22	84	80	66.2			
COMENTARIOS:																			



REPORTE DE EVALUACION HORA-HORA

CODIGO: GC.OPAE.07

REV:04

FECHA: 2006-05-13

COMPAÑIA:
 REPRESENTANTE:
 TIPO DE BOMBA: JET REVERSA 2.81 101
 TECNICO:
 FECHA: Jueves 31 de mayo de 2012

HORA	PRESIONES			INYECCIÓN			PRODUCCIÓN BRUTA			PRODUC. NETOS				BSW			PWF psi	% Draw-down	OBSERVAC
	INYECC. PSI	CHP PSI	SEPARADOR PSI	BLS	POR DIA BLS/DIA	TOTAL BLS	BLS	POR DIA BLS/DIA	TOTAL BLS	OIL BLS/DIA	WATER BLS/DIA	OIL TOTAL BLS	WATER TOTAL BLS	INYECC. %	RETOR. %	FORM %			
Jueves 31 de mayo de 2012																			
0:00	1800	30	12	26.00	1248	1010	7.60	364.8	381.03	122.88	241.92	81.70	299.33	84	80	66.3			
0:30	1800	30	12	26.00	1248	1036	7.80	374.4	388.83	99.84	274.56	83.78	305.05	82	80	73.3	839.32		
1:00	1800	30	12	26.00	1248	1062	7.64	366.7	396.47	98.30	268.42	85.83	310.64	82	80	73.2			
1:30	1800	30	12	26.00	1248	1088	7.60	364.8	404.07	137.47	227.33	88.69	315.38	80	76	62.3	867.14	ppmCl ret 5700 seed 1%	
2:00	1800	30	12	26.00	1248	1114	8.40	403.2	412.47	146.69	256.51	91.75	320.72	80	76	63.6			
2:30	1800	30	12	26.00	1248	1140	7.80	374.4	420.27	302.02	72.38	98.04	322.23	80	66	19.3	793.58		
3:00	1800	30	12	26.00	1248	1166	7.70	369.6	427.97	340.13	29.47	105.13	322.84	78	62	8.0			
3:30	1800	30	12	26.00	1248	1192	7.30	350.4	435.27	341.38	9.02	112.24	323.03	71	56	2.6	1221.74		
4:00	1800	30	12	26.00	1248	1218	7.40	355.2	442.67	341.76	13.44	119.36	323.31	76	60	3.8			
4:30	1800	30	12	26.00	1248	1244	7.40	355.2	450.07	348.86	6.34	126.63	323.44	74	58	1.8	1221.74		
5:00	1800	30	12	26.00	1248	1270	7.29	349.9	457.36	334.17	15.75	133.59	323.77	73	58	4.5			
5:30	1800	30	12	26.00	1248	1296	8.70	417.6	466.06	404.26	13.34	142.01	324.05	71	54	3.2	1360.78	88 °F 25.2 @ 60°F 23.5	
6:00	1800	30	12	26.00	1248	1322	7.80	374.4	473.86	367.04	7.36	149.66	324.20	70	54	2.0		Cierre de pozo	

COMENTARIOS:

ANEXO 5A. RESUMEN DE EVALUACIÓN Y CIERRE DE POZO

RESUMEN DE LA EVALUACION Y CIERRE DEL POZO		
COMPAÑIA		
POZO		
RESERVORIO	CARBONERA C7	

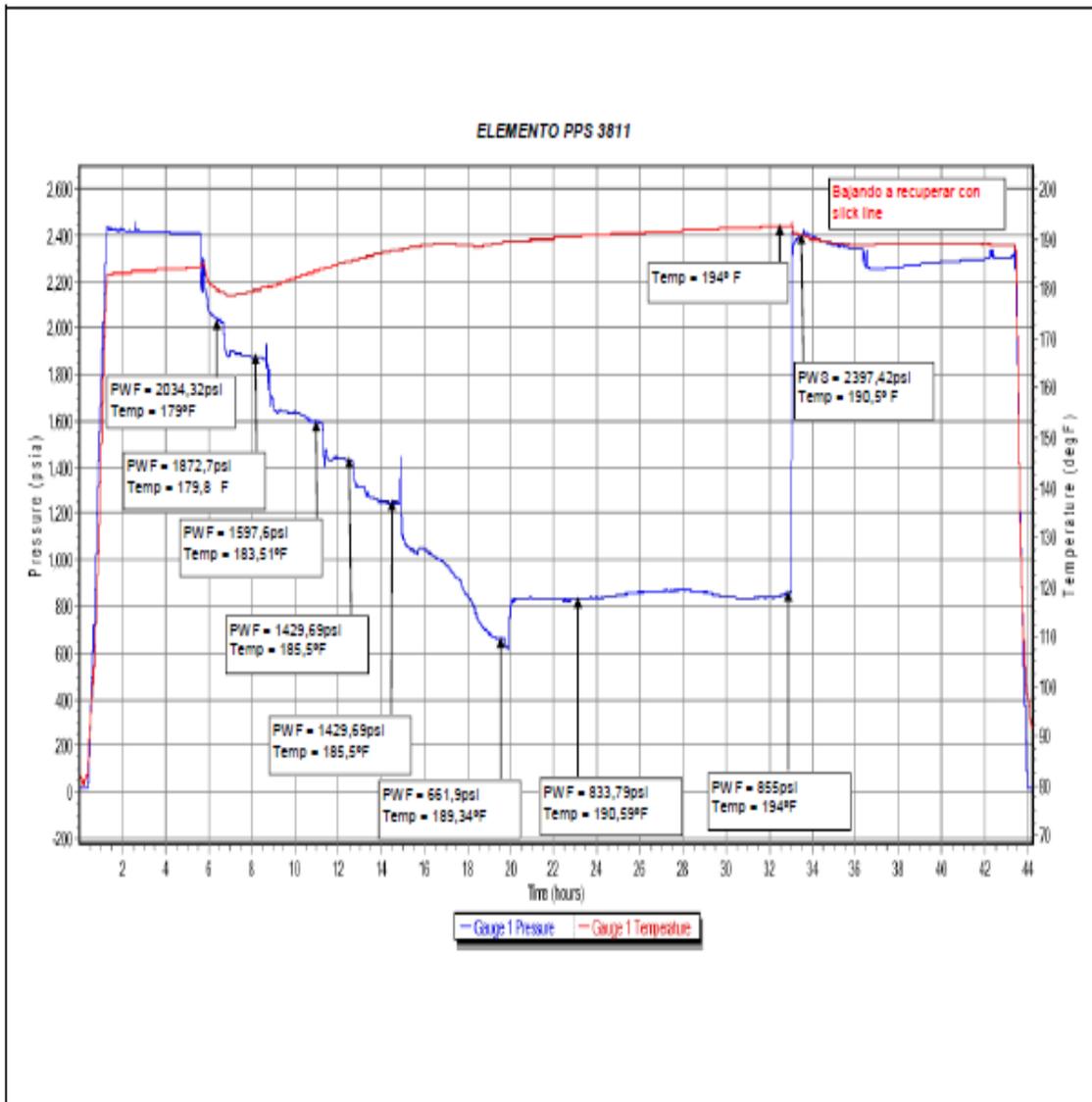
PRUEBAS DE PRODUCCION

INTERVALO :	6886-6888 FT	*API:	23,5
NO-GO @:	6780,91 FT	GOR:	10 Gccf/Dbb estimado
CAMISA @:	6748,93 FT	SALINIDAD:	6600 ppm Cl
PROFUNDIDAD MEMORY	5790,91		

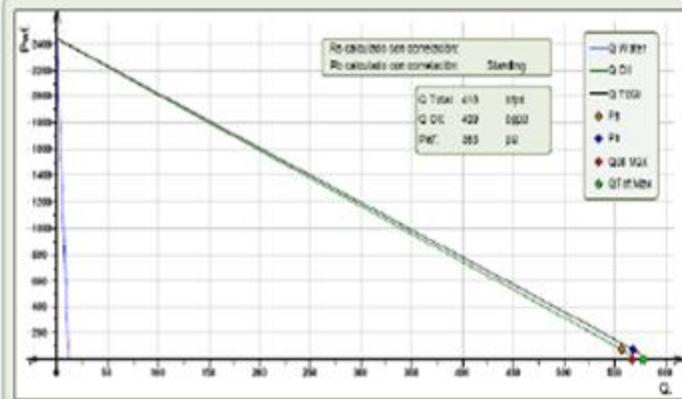
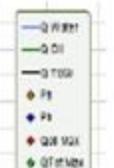
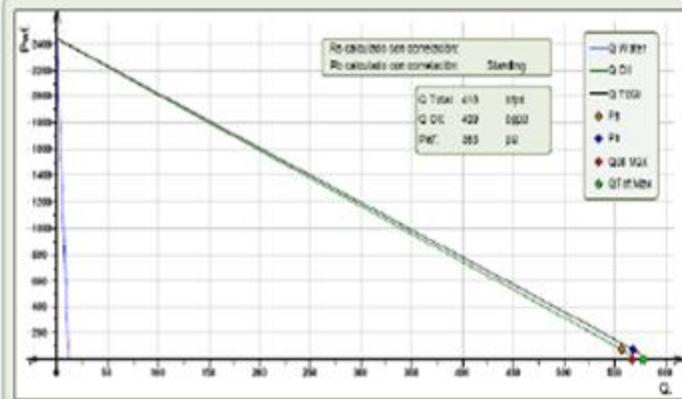
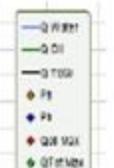
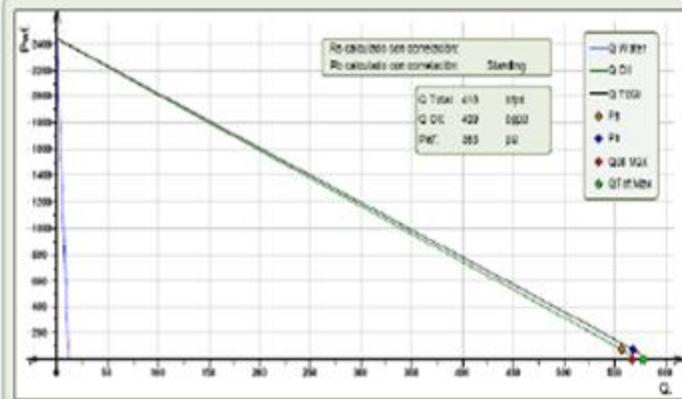
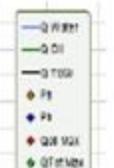
FECHA	TIEMPO (Hrs)	CHP (Psl)	THP (Psl)	BFPD	BIPD	API a 60° F	BSW (%)
30-May-12	5	2100	40	541,40	1291	23,5	92,30%
30-May-12	7	1900	25	362,60	1282	23,5	29,20%
31-May-12	6	1900	30	371,30	1248	23,5	2,00%

ANEXO 6A. REGISTRO DE PRESIÓN Y TEMPERATURA DE MEMORIAS CORRIDAS

REGISTROS DE PRESION Y TEMPERATURA DE MEMORIAS CORRIDAS 	
COMPAÑIA	
POZO	
RESERVOIRIO	CARBONERA C7



ANEXO 7A. REPORTE INDICE DE PRODUCTIVIDAD

INDICE DE PRODUCTIVIDAD																																																																																																																																												
COMPANIA: POZO: RESERVOIRIO: CARBONERA C7																																																																																																																																												
 REPORTE DEL INDICE DE PRODUCTIVIDAD (IPR), METODO: VOGUEL A PROFUNDIDAD DE RESERVOIRIO		CODIGO: GICF RE 06 REV: 03 FECHA: 2007-08-30																																																																																																																																										
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="background-color: #e0f0e0;">INFORMACION GENERAL</th> <th colspan="2" style="background-color: #e0f0e0;">DATOS DE PRUEBA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>COMPAÑIA:</td> <td></td> <td>Presión Burbuja (Pb):</td> <td>80 psi</td> </tr> <tr> <td>REPRESENTANTE:</td> <td></td> <td>COE:</td> <td>10 scf/scb</td> </tr> <tr> <td>FECHA:</td> <td></td> <td>Grav. Especifica Agua:</td> <td>1.03 adim.</td> </tr> <tr> <td>POZO:</td> <td></td> <td>Grav. Especifica Gas:</td> <td>0.87 adim.</td> </tr> <tr> <td>RESERVOIRIO:</td> <td>CARBONERA C7</td> <td>Grav. Especifica Petróleo:</td> <td>0.91 adim.</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>API:</td> <td>23.5 *API</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>Corte de Agua (BSW):</td> <td>2.00 %</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>Temperatura de Reservorio:</td> <td>194 °F</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>Presión de Reservorio:</td> <td>2,419 psi</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>Producción de Fluido:</td> <td>371 bpd</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>Presión Fondo Fluyente (Pwf):</td> <td>897 psi</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td>Producción de Petróleo:</td> <td>354 bpd</td> </tr> </tbody> </table>			INFORMACION GENERAL		DATOS DE PRUEBA		COMPAÑIA:		Presión Burbuja (Pb):	80 psi	REPRESENTANTE:		COE:	10 scf/scb	FECHA:		Grav. Especifica Agua:	1.03 adim.	POZO:		Grav. Especifica Gas:	0.87 adim.	RESERVOIRIO:	CARBONERA C7	Grav. Especifica Petróleo:	0.91 adim.			API:	23.5 *API			Corte de Agua (BSW):	2.00 %			Temperatura de Reservorio:	194 °F			Presión de Reservorio:	2,419 psi			Producción de Fluido:	371 bpd			Presión Fondo Fluyente (Pwf):	897 psi			Producción de Petróleo:	354 bpd																																																																																						
INFORMACION GENERAL		DATOS DE PRUEBA																																																																																																																																										
COMPAÑIA:		Presión Burbuja (Pb):	80 psi																																																																																																																																									
REPRESENTANTE:		COE:	10 scf/scb																																																																																																																																									
FECHA:		Grav. Especifica Agua:	1.03 adim.																																																																																																																																									
POZO:		Grav. Especifica Gas:	0.87 adim.																																																																																																																																									
RESERVOIRIO:	CARBONERA C7	Grav. Especifica Petróleo:	0.91 adim.																																																																																																																																									
		API:	23.5 *API																																																																																																																																									
		Corte de Agua (BSW):	2.00 %																																																																																																																																									
		Temperatura de Reservorio:	194 °F																																																																																																																																									
		Presión de Reservorio:	2,419 psi																																																																																																																																									
		Producción de Fluido:	371 bpd																																																																																																																																									
		Presión Fondo Fluyente (Pwf):	897 psi																																																																																																																																									
		Producción de Petróleo:	354 bpd																																																																																																																																									
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="4" style="background-color: #e0f0e0;">CURVA DE IPR</th> <th colspan="2" style="background-color: #e0f0e0;">RESULTADOS</th> </tr> <tr> <th style="background-color: #e0f0e0;">Pwf (psi)</th> <th style="background-color: #e0f0e0;">Q Fluido (bpd)</th> <th style="background-color: #e0f0e0;">Q Pet (bpd)</th> <th style="background-color: #e0f0e0;">Q Agua (bpd)</th> <th style="background-color: #e0f0e0;">IP VOGUEL</th> <th style="background-color: #e0f0e0;">IP COMPUESTO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>2,419</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>IP: 0.236 scf/dia/psi</td><td>IP: 0.241 scf/dia/psi</td></tr> <tr><td>2,205</td><td>57</td><td>56</td><td>1</td><td>Q Petróleo h: 557 bpd</td><td>Q Fluido h: 568 bpd @ 3% 00</td></tr> <tr><td>1,967</td><td>114</td><td>113</td><td>2</td><td>Q Petróleo max: 567 bpd</td><td>Q Fluido max: 579 bpd @ Pwf 0</td></tr> <tr><td>1,732</td><td>170</td><td>167</td><td>3</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>1,496</td><td>227</td><td>223</td><td>5</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>1,260</td><td>284</td><td>278</td><td>6</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>1,024</td><td>341</td><td>334</td><td>7</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>788</td><td>398</td><td>390</td><td>8</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>552</td><td>454</td><td>445</td><td>9</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>316</td><td>511</td><td>503</td><td>10</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>80</td><td>568</td><td>557</td><td>11</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>72</td><td>570</td><td>558</td><td>11</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>64</td><td>571</td><td>560</td><td>11</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>56</td><td>575</td><td>563</td><td>11</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>48</td><td>578</td><td>563</td><td>11</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>40</td><td>575</td><td>564</td><td>12</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>32</td><td>576</td><td>565</td><td>12</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>24</td><td>577</td><td>566</td><td>12</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>16</td><td>578</td><td>566</td><td>12</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>8</td><td>578</td><td>567</td><td>12</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>0</td><td>579</td><td>567</td><td>12</td><td></td><td></td></tr> </tbody> </table>			CURVA DE IPR				RESULTADOS		Pwf (psi)	Q Fluido (bpd)	Q Pet (bpd)	Q Agua (bpd)	IP VOGUEL	IP COMPUESTO	2,419	0	0	0	IP: 0.236 scf/dia/psi	IP: 0.241 scf/dia/psi	2,205	57	56	1	Q Petróleo h: 557 bpd	Q Fluido h: 568 bpd @ 3% 00	1,967	114	113	2	Q Petróleo max: 567 bpd	Q Fluido max: 579 bpd @ Pwf 0	1,732	170	167	3			1,496	227	223	5			1,260	284	278	6			1,024	341	334	7			788	398	390	8			552	454	445	9			316	511	503	10			80	568	557	11			72	570	558	11			64	571	560	11			56	575	563	11			48	578	563	11			40	575	564	12			32	576	565	12			24	577	566	12			16	578	566	12			8	578	567	12			0	579	567	12		
CURVA DE IPR				RESULTADOS																																																																																																																																								
Pwf (psi)	Q Fluido (bpd)	Q Pet (bpd)	Q Agua (bpd)	IP VOGUEL	IP COMPUESTO																																																																																																																																							
2,419	0	0	0	IP: 0.236 scf/dia/psi	IP: 0.241 scf/dia/psi																																																																																																																																							
2,205	57	56	1	Q Petróleo h: 557 bpd	Q Fluido h: 568 bpd @ 3% 00																																																																																																																																							
1,967	114	113	2	Q Petróleo max: 567 bpd	Q Fluido max: 579 bpd @ Pwf 0																																																																																																																																							
1,732	170	167	3																																																																																																																																									
1,496	227	223	5																																																																																																																																									
1,260	284	278	6																																																																																																																																									
1,024	341	334	7																																																																																																																																									
788	398	390	8																																																																																																																																									
552	454	445	9																																																																																																																																									
316	511	503	10																																																																																																																																									
80	568	557	11																																																																																																																																									
72	570	558	11																																																																																																																																									
64	571	560	11																																																																																																																																									
56	575	563	11																																																																																																																																									
48	578	563	11																																																																																																																																									
40	575	564	12																																																																																																																																									
32	576	565	12																																																																																																																																									
24	577	566	12																																																																																																																																									
16	578	566	12																																																																																																																																									
8	578	567	12																																																																																																																																									
0	579	567	12																																																																																																																																									
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="background-color: #e0f0e0;">CURVA DE IPR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">  </td> <td style="text-align: center;">  </td> </tr> </tbody> </table>			CURVA DE IPR																																																																																																																																									
CURVA DE IPR																																																																																																																																												
																																																																																																																																												
ELABORADO POR:		APROBADO POR:																																																																																																																																										
<p>IP GENERADO CON LOS DATOS DE LAS MEMORIAS ELECTRONICAS CORREGIDAS A PROFUNDIDAD DE RESERVOIRIO C7 CONSIDERANDO UNA PRUEBA ESTABILIZADA DE 6 HORAS DE 371, BFFD CON PRESION DE INYECCION DE 1800 PSI GENERANDO UN DRAW DOWN DE 63,2 % , DE ACUERDO A ESTOS DATOS SE VERIFICA CON EL SOFTWARE CLAW DESDE EL INICIO E LA PRUEBA.</p>																																																																																																																																												

ANEXO B. REPORTES POZO STP-01, PRUEBA N° 2.

ANEXO 1B. REPORTE DE ACTIVIDADES

SECUENCIA DE OPERACIONES		
COMPANIA		
POZO		
RESERVOIRIO	CARBONERA C7	
<p>05070012</p> <p>10:00 Se instala bomba jet smart 2,81 11K.</p> <p>11:20 Inicia prueba de pozo con bombeo hidraulico.</p> <p>11:20-21:30 Realizando prueba de bombeo hidraulico a 460 psi de inyeccion.</p> <p>21:30-22:00 Se incrementa presion de inyeccion a 850 psi.</p> <p>22:00-24:00 Se incrementa presion de inyeccion a 870 psi.</p> <p>06070012</p> <p>00:00-09:30 Continua prueba de BH a presion de inyeccion a 870 psi.</p> <p>09:30-17:00 Se incrementa presion de inyeccion a 1420 psi.</p> <p>17:00-19:00 Se suspende bombeo hidraulico.</p> <p>19:00-24:00 Continua prueba de BH a presion de inyeccion a 1420 psi.</p> <p>07070012</p> <p>00:00-00:30 Continua prueba de BH a presion de inyeccion a 870 psi.</p> <p>00:30-10:00 Se incrementa presion de inyeccion a 1900 psi.</p> <p>10:00-11:00 Se suspende bombeo hidraulico.</p> <p>11:00-12:00 Continua prueba de BH a presion de inyeccion a 580 psi.</p> <p>12:00-13:30 Se incrementa presion de inyeccion a 595 psi.</p> <p>13:30-24:00 Continua prueba de BH a presion de inyeccion a 600 psi.</p> <p>08070012</p> <p>00:00-13:00 Continua prueba de BH a presion de inyeccion a 600 psi.</p> <p>13:00-24:00 Se incrementa presion de inyeccion a 950 psi.</p> <p>09070012</p> <p>00:00-13:00 Continua prueba de BH a presion de inyeccion a 950 psi.</p> <p>13:00-24:00 Se incrementa presion de inyeccion a 1420 psi.</p> <p>10070012</p> <p>00:00-20:00 Se suspende bombeo hidraulico.</p> <p>20:00-21:00 Realizando prueba de bombeo hidraulico a 950 psi de inyeccion.</p> <p>21:00-24:00 Se incrementa presion de inyeccion a 1420 psi.</p> <p>11070012</p> <p>00:00-09:00 Continua prueba de BH a presion de inyeccion a 1420 psi.</p> <p>09:00-24:00 Se incrementa presion de inyeccion a 1980 psi.</p> <p>12070012</p> <p>00:00-09:00 Continua prueba de BH a presion de inyeccion a 1980 psi.</p> <p>12070012 Continua Build Up de pozo Galitan 01.</p> <p>14000012 HASTA</p> <p>16:00 Se saca bomba jet Smart 2,81 11K. (considerar kit de reparacion de bomba Smart 2,81")</p>		

ANEXO 2B. RESUMEN DE EVALUACIÓN Y CIERRE DE POZO

RESUMEN DE LA EVALUACION Y CIERRE DEL POZO		
COMPAÑIA		
POZO		
RESERVOIRIO	CARBONERA C7	

PRUEBAS DE PRODUCCION

INTERVALO:	5885-5888 FT	*API:	23,5
NO-GO @:	5780,91 FT	GOR:	10 Std/Sib <i>estimado</i>
CAMISA @:	5746,93 FT	SALINIDAD:	5800 ppm Cl
PROFUNDIDAD MEMORY	5780,91		

FECHA	TIEMPO (Hrs)	CHP (Psi)	THP (Psi)	BFPD	BIPD	API a 60° F	BSW (%)
6-Jul-12	12	7	400		845	23,5	
6-Jul-12	0,5	7	850		780	23,5	
6-Jul-12	2	7	870	155,00	953	23,5	
8-Jul-12	9,5	7	870	155,00	953		
8-Jul-12	7,5	7	1420				
8-Jul-12	2						
8-Jul-12	5	7	1420		1507		
7-Jul-12	0,5	7	1420		1507		
7-Jul-12	9,5	7	1900	344,00	1787		5,60%
7-Jul-12	1						
7-Jul-12	1	7	580				
7-Jul-12	1,5	12	595				
7-Jul-12	10,5	18	1900				
7-Jul-12	13	14	600				
8-Jul-12	11	17	950	156,00	1308		
8-Jul-12	13	17	950	228,00	1308		10,00%
8-Jul-12	11	17	1420	358,00	1539		10,00%
10-Jul-12	20						
10-Jul-12	1	17	950				26,40%
10-Jul-12	3	12	1420				
10-Jul-12	9	12	1420	414,00	1539		9,20%
11-Jul-12	15	17	1980	495,00	1841		5,60%
12-Jul-12	9	17	1980	539,00	1841		8,50%
12-Jul-12	15						

Se deja en build up desde el 13/07/2012 HASTA 14/10/2012

14-Oct-12 Se saca bomba jet Smart con memorias para lectura de datos de prueba.

ANEXO 3B. REPORTE INDICE DE PRODUCTIVIDAD

INDICE DE PRODUCTIVIDAD

COMPANIA
POZO
RESERVOIRIO

RESERVOIRIO **CARRONERA C7**

**PRODUCTIVITY INDEX REPORT (IPR), METHOD: VOGUEL
TO RESERVOIR DEPTH**

CODE: GLOPRE.06
REV: 03
DATE: 2007-08-30

GENERAL INFO

COMPANY:	
REPRESENTATIVE:	
DATE:	
WELL:	
RESERVOIR:	C7

PVT DATA

Bubble Pressure (Pb):	50	psi	
GOR:	5	scf/bbl	
Water Specific Gravity:	1.03	adim.	
Gas Specific Gravity:	0.65	adim.	
Oil Specific Gravity:	0.91	adim.	
API:	23.5	*API	

Water Cut (BSW):	8.50	%	
Reservoir Temperature:	196	*F	
Reservoir Pressure:	2,429	psi	
Daily Production:	358	bpd	
Flowing Wellbore Pressure (Pwf):	1,299	psi	
Oil Production:	328	bopd	

IPR CURVE			
Pwf psi	Q Field bpd	Q Oil bopd	Q Water bopd
2,429	0	0	0
2,194	75	69	6
1,913	151	138	13
1,715	226	207	19
1,478	301	276	25
1,240	377	345	32
1,002	452	414	38
764	528	483	45
528	603	552	51
288	678	621	58
50	754	690	64
45	755	691	64
40	756	692	64
3.5	758	693	64
30	759	694	65
2.5	760	695	65
20	761	696	65
1.5	761	697	65
10	762	697	65
5	762	697	65
0	762	698	65

RESULTS			
IP VOGUEL		IP COMPOSED	
IP:	0.290	scf/day/psi	
Q Oil b:	690	bopd	
Q Oil max:	698	bopd	

IP:	0.317	scf/day/psi	
Q Field b:	754	bpd @ Pb	50
Q Field max:	762	bpd @ Pwf	0

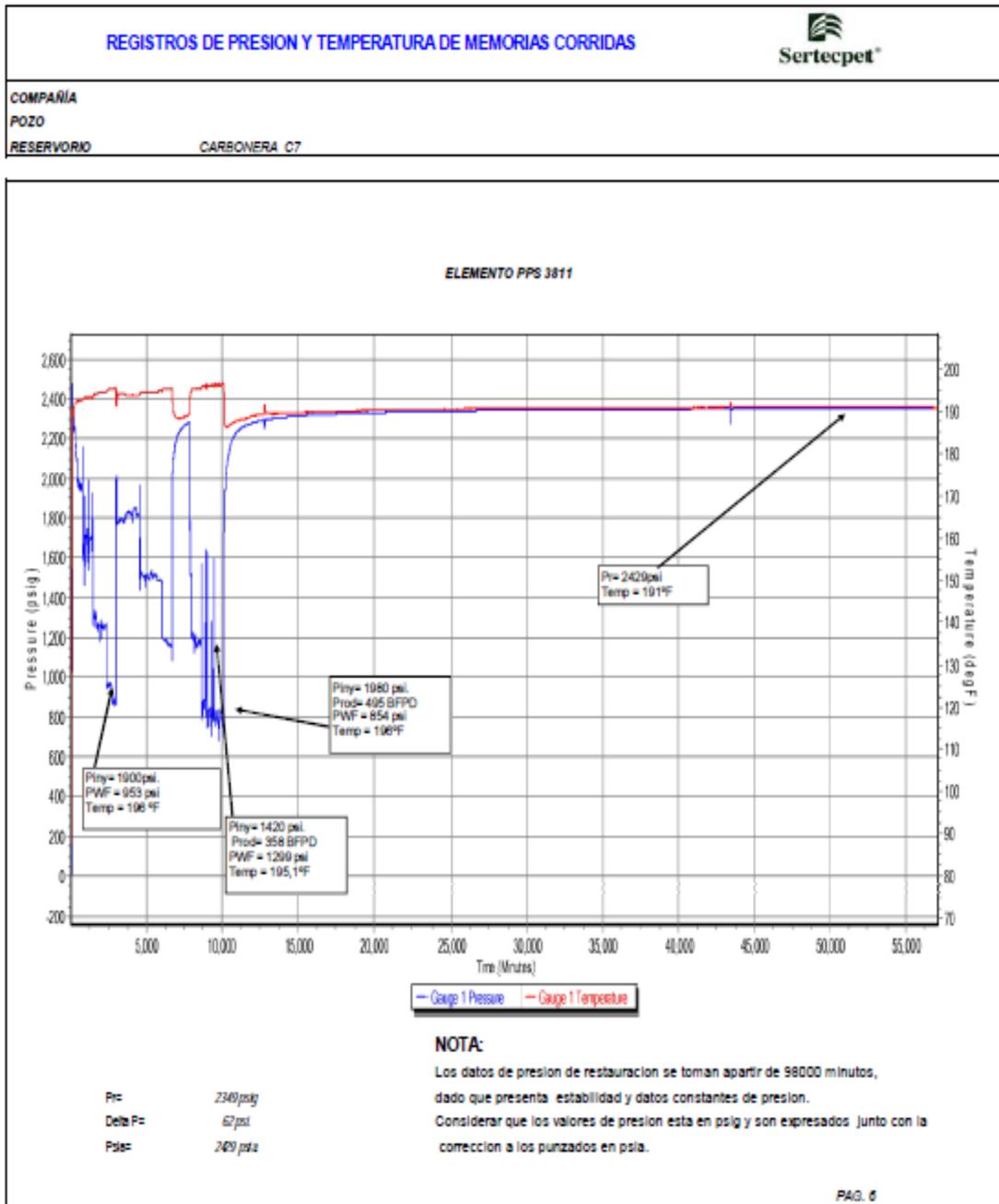
PREPARED BY:

APPROVED BY:

IP GENERADO CON LOS DATOS DE LAS MEMORIAS ELECTRONICAS CORREGIDAS A PROFUNDIDAD DE RESERVOIRIO C7
 SE CONSIDERO LOS INTERVALOS DE PRUEBA DONDE SE MUESTRA LOS PARAMETROS MAS ESTABLES Y DONDE SE TENGA
 UNA PRUEBA MAS EXTENSA, PUES LOS CAMBIOS DE PARAMETROS EN SUPERFICIE DE MANERA MUY CONTINUA IMPIDE
 REDUCIR EL MARGEN DE ERROR EN LOS DATOS TANTO DE FONDO COMO DE SUPERFICIE.

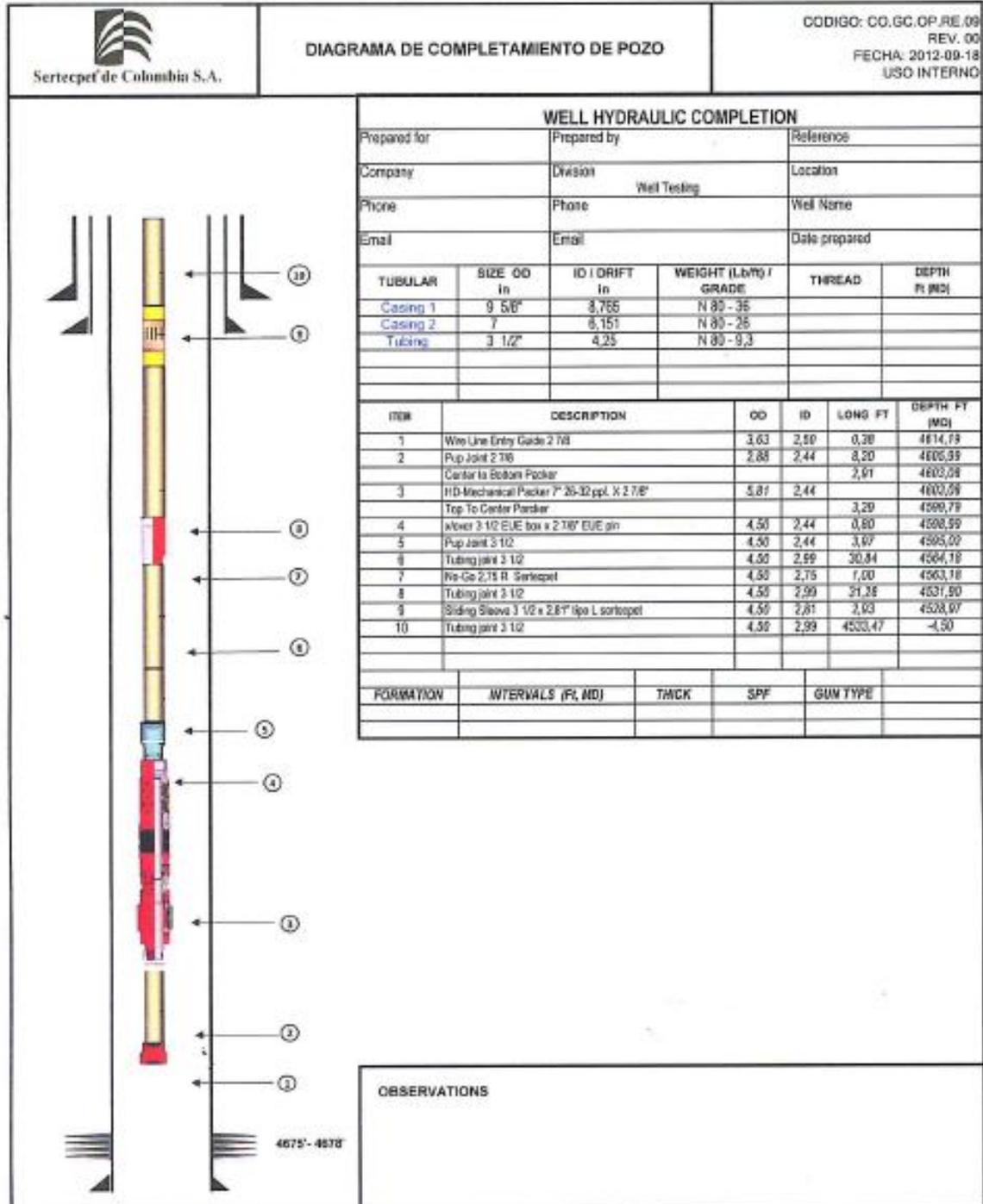
PAG. 6

ANEXO 4B. REGISTRO DE PRESIÓN Y TEMPERATURA DE MEMORIAS CORRIDAS



ANEXO C. REPORTES POZO STP-02, PRUEBA N° 1

ANEXO 1C. SARTA POZO



ANEXO 3C. REPORTES EVALUACIÓN HORA-HORA

Seriquest	REPORTE DE EVALUACION HORA -HORA															CODIGO: GCOP.RE.07	REV.04	FECHA: 2006-06-03
COMPAÑIA: REPRESENTANTE: TIPO DE BOMBA: KIYVERSA 10L TECNICO: FECHA: 30-Abr-12										POZO: ARENA: C7 INTERVALO: 4075 FT-4078 FT PROFUNDIDAD DE CAMBA: 4528 ft PROFUNDIDAD DE NO-GO: 4503 ft								
HORA	PRESIONES			PRODUCCION DE LA FORMACION <i>(volumen recuperado en superficie)</i>			RETORNO (FORMACION + INYECCION)			INYECCION			BSW			Perf Pg	%DD PSI	OBSERVACIONES
	INYECCION PSI	RETORNO PSI	SEPARADOR PSI	POR DIA BFPD	c/30 MIN BLS	TOTAL BLS	POR DIA BLS/DIA	DELTA 30 min.	TOTAL REC. BLS	BFPD	C/30 MIN BLS	TOTAL BLS	INYECC. %	RETOR. %	REAL %			
30 de Abril de 2012																		
0	11:00	1000	30															
	11:15	1000	30	30		8,70	8,70	1344,00	14,00	14,00	508,80	5,30	5,30	100	100	100,0		
	11:30	1000	30	30	652,80	6,80	16	1649,28	17,18	31,18	996,48	10,38	16	100	100	100,0		
1	12:00	1000	30	30	1243,20	25,90	41	3772,80	39,30	70,48	643,20	13,40	29	100	100	100,0	1942,2	4,1
	12:30	1000	30	30	1324,80	27,60	69	1944,96	40,52	111,00	620,16	12,92	42	100	100	100,0	1962,0	3,1
2	13:00	1000	30	30	710,40	14,80	84	1286,40	26,80	137,80	576,00	12,00	54	100	100	100,0		
2,5	13:30	1000	30	30	1171,20	24,40	108	1859,52	38,74	176,54	688,32	14,34	58	100	100	100,0	1900,0	6,2
3	14:00	1000	30	30	1233,60	25,70	134	1886,88	39,51	215,85	653,28	13,61	82	100	100	100,0	1926,0	4,9
3,5	14:30	1000	30	30	1348,80	28,10	162	2008,80	41,85	257,70	660,00	13,75	96	100	100	100,0	1972,0	2,6
4	15:00	1000	30	30	1353,60	28,20	190	2049,60	42,70	300,40	695,00	14,50	110	100	100	100,0	1974,0	2,5
4,5	15:30	1000	30	30	1276,80	26,60	217	1939,20	40,40	340,80	662,40	13,80	124	100	100	100,0	1942,0	4,1
5	16:00	1000	30	30	1300,80	27,10	244	2011,20	41,90	382,70	710,40	14,80	139	100	100	100,0	1953,0	3,6
5,5	16:30	1000	30	30	1281,60	26,70	271	1963,20	40,90	423,60	681,60	14,20	153	100	100	100,0	1944,0	4,0
6	17:00	1000	30	30	1305,60	27,20	298	2044,80	42,60	466,20	739,20	15,40	168	100	100	100,0	1955,0	3,5
6,5	17:30	1000	30	30	1209,60	25,20	323	1814,40	37,80	504,00	604,80	12,60	181	100	100	100,0		
7	18:00	1000	30	30	1296,00	27,00	350	1968,00	41,00	545,00	672,00	14,00	195	100	100	100,0		
7,5	18:30	1000	30	30	1392,00	29,00	379	2064,00	43,00	588,00	672,00	14,00	209	100	100	100,0		
8	19:00	1000	30	30	1344,00	28,00	407	2112,00	44,00	632,00	768,00	16,00	225	100	100	100,0		
8,5	19:30	1000	30	30	1344,00	28,00	435	2016,00	42,00	674,00	672,00	14,00	239	100	100	100,0		
9	20:00	1000	30	30	1296,00	27,00	462	1968,00	41,00	715,00	672,00	14,00	253	100	100	100,0		
9,5	20:30	1300	30	30	1440,00	30,00	482	2112,00	44,00	759,00	672,00	14,00	267	100	100	100,0		
10	21:00	1300	30	30	1776,00	37,00	529	2544,00	53,00	812,00	768,00	16,00	283	100	100	100,0		
10,5	21:30	1300	30	30	1440,00	30,00	559	2160,00	45,00	857,00	720,00	15,00	298	100	100	100,0		
11	22:00	1300	30	30	1536,00	32,00	591	2352,00	49,00	906,00	816,00	17,00	315	100	100	100,0		
11,5	22:30	1300	30	30	1488,00	31,00	622	2208,00	46,00	952,00	720,00	15,00	330	100	100	100,0		
12	23:00	1300	30	30	1536,00	32,00	654	2304,00	48,00	1000,00	768,00	16,00	345	100	100	100,0		
12,5	23:30	1300	30	30	1488,00	31,00	685	2208,00	46,00	1046,00	720,00	15,00	361	100	100	100,0	1901	6
13	00:00	1300	30	30	1536,00	32,00	717	2304,00	48,00	1094,00	768,00	16,00	377	100	100	100,0		Con promedio de produccion de 1504 BFPD
NOTA Los datos para el calculo del % de Draw Down se en base a datos de produccion obtenidos con una presion de inyeccion de 1000 psi.																		



REPORTE DE EVALUACION HORA -HORA

CODIGO: GC.OP.RE.07 REV:04 FECHA: 2006-08-15

COMPANIA:
REPRESENTANTE:
TIPO DE BOMBA: REVERSA 10L
TECNICO:
FECHA: 01-May-12

POZO:
ARENA: C7
INTERVALO: 4675 FT-4678 FT
PROFUNDIDAD DE CAMISA: 4528 ft
PROFUNDIDAD DE NO-GO: 4563 ft.

HORA	PRESIONES			PRODUCCION DE LA FORMACION (volumen recuperado en superficie)			INYECCION			BSW			Pwf Psi	%DD PSI	OBSERVACIONES	
	INYECCION PSI	RETORNO PSI	SEPARADOR PSI	POR DIA BPD	c/30 MIN BLS	TOTAL BLS	BFPD	C/30 MIN BLS	TOTAL BLS	INYECC. %	RETOR. %	REAL %				
1 de Mayo de 2012																
13	00:00	1300	30	30	1536,00	32,00	717	768,00	16,00	377	100	100	100,0			
13,5	00:30	1300	30	30	1584,00	33,00	750	768,00	16,00	393	100	100	100,0			
14	01:00	1300	30	30	1536,00	32,00	782	768,00	16,00	409	100	100	100,0			
14,5	01:30	1300	30	30	1536,00	32,00	814	720,00	15,00	424	100	100	100,0			
15	02:00	1600	30	30	1536,00	32,00	846	768,00	16,00	440	100	100	100,0			
15,5	02:30	1600	30	30	1824,00	38,00	884	864,00	18,00	458	100	100	100,0			
16	03:00	1600	30	30	1968,00	41,00	925	816,00	17,00	475	100	100	100,0			
16,5	03:30	1600	30	30	1824,00	38,00	963	768,00	16,00	491	100	100	100,0			
17	04:00	1600	30	30	1824,00	38,00	1001	768,00	16,00	507	100	100	100,0			
17,5	04:30	1600	30	30	1920,00	40,00	1041	768,00	16,00	523	100	100	100,0			
18	05:00	1600	30	30	1920,00	40,00	1081	816,00	17,00	540	100	100	100,0			
18,5	05:30	1600	30	30	1920,00	40,00	1121	768,00	16,00	556	100	100	100,0			
19	06:00	1600	30	30	1872,00	39,00	1160	768,00	16,00	572	100	100	100,0			
19,5	06:30	1600	30	30	1728,00	36,00	1198	816,00	17,00	589	100	100	100,0	1950,0	3,7	Con promedio de produccion de 1866 BFPD
20	07:00	1600	30	30	1296,00	27,00	1223	432,00	9,00	598	100	100	100,0			Finaliza prueba de pozo.
	07:30															
	08:00															
	08:30															
	09:00															
	09:30															
	10:00															
	10:30															
	11:00															
	11:30															
	12:00															
	12:30															
	13:00															
	13:30															
NOTA																

ANEXO 4C. REPORTE INDICE DE PRODUCTIVIDAD

Report Sharp-Shooter - unregistered

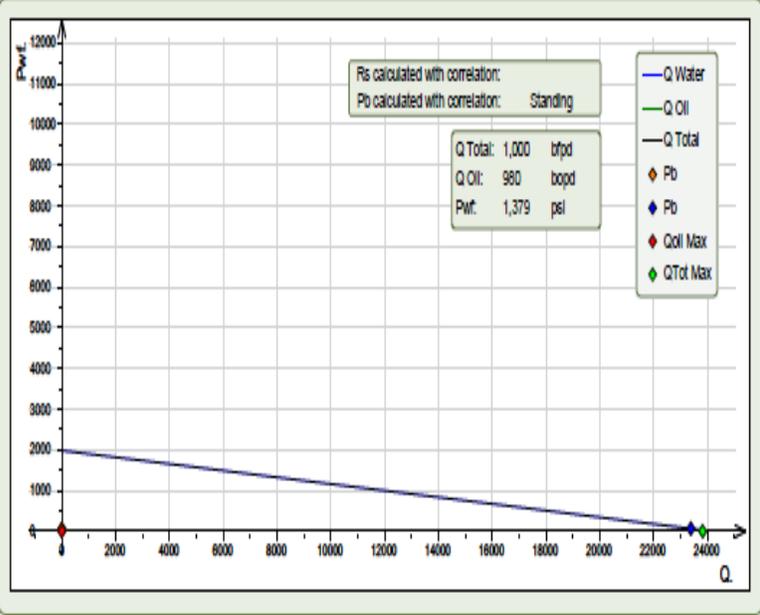


PRODUCTIVITY INDEX REPORT (IPR), METHOD: VOGUEL TO RESERVOIR DEPTH

CODE: GLOPRE.06
REV: 03
DATE: 2007-08-30

GENERAL INFO		PVT DATA					
COMPANY:		Bubble Pressure (Pb):	65	psi	Water Cut (BSW):	100.00	%
REPRESENTATIVE:		GOR:	4	scf/stbl	Reservoir Temperature:	182	°F
DATE:		Water Specific Gravity:	1.03	adim.	Reservoir Pressure:	1,981	psi
WELL:		Gas Specific Gravity:	0.65	adim.	Daily Production:	1,306	bfpd
RESERVOIR:	C7	Oil Specific Gravity:	1.00	adim.	Flowing Wellbore Pressure (Pwf):	1,874	psi
		API:	10.0	°API	Oil Production:	0	bopd

IPR CURVE				RESULTS						
Pwf psi	Q Fluid bfpd	Q OIL bopd	Q Water bwpd	IP VOGUEL		IP COMPOSED				
1,981	0	0	0	IP:	0.000	stb/day/psi	IP:	12.206	stb/day/psi	
1,789	2,339	0	2,339	Q Oil b:	0	bopd	Q Fluid b:	23,388	bfpd @ Pb	65
1,598	4,678	0	4,678	Q Oil max:	0	bopd	Q Fluid max:	23,828	bfpd @ Pwf	0
1,406	7,016	0	7,016							
1,215	9,355	0	9,355							
1,023	11,694	0	11,694							
831	14,033	(TRIAL)0	14,033							
640	16,372	0	16,372							
448	18,711	0	18,711							
256	21,049	0	21,049							
65	23,388	0	23,388							
58	23,464	0	23,464							
52	23,532	0	23,532							
45	23,594	0	23,594							
39	23,648	0	23,648							
32	23,696	0	23,696							
26	23,736	0	23,736							
19	23,770	0	23,770							
13	23,796	0	23,796							
6	23,815	0	23,815							
0	23,828	0	23,828							



Rs calculated with correlation: Standing
Po calculated with correlation: Standing

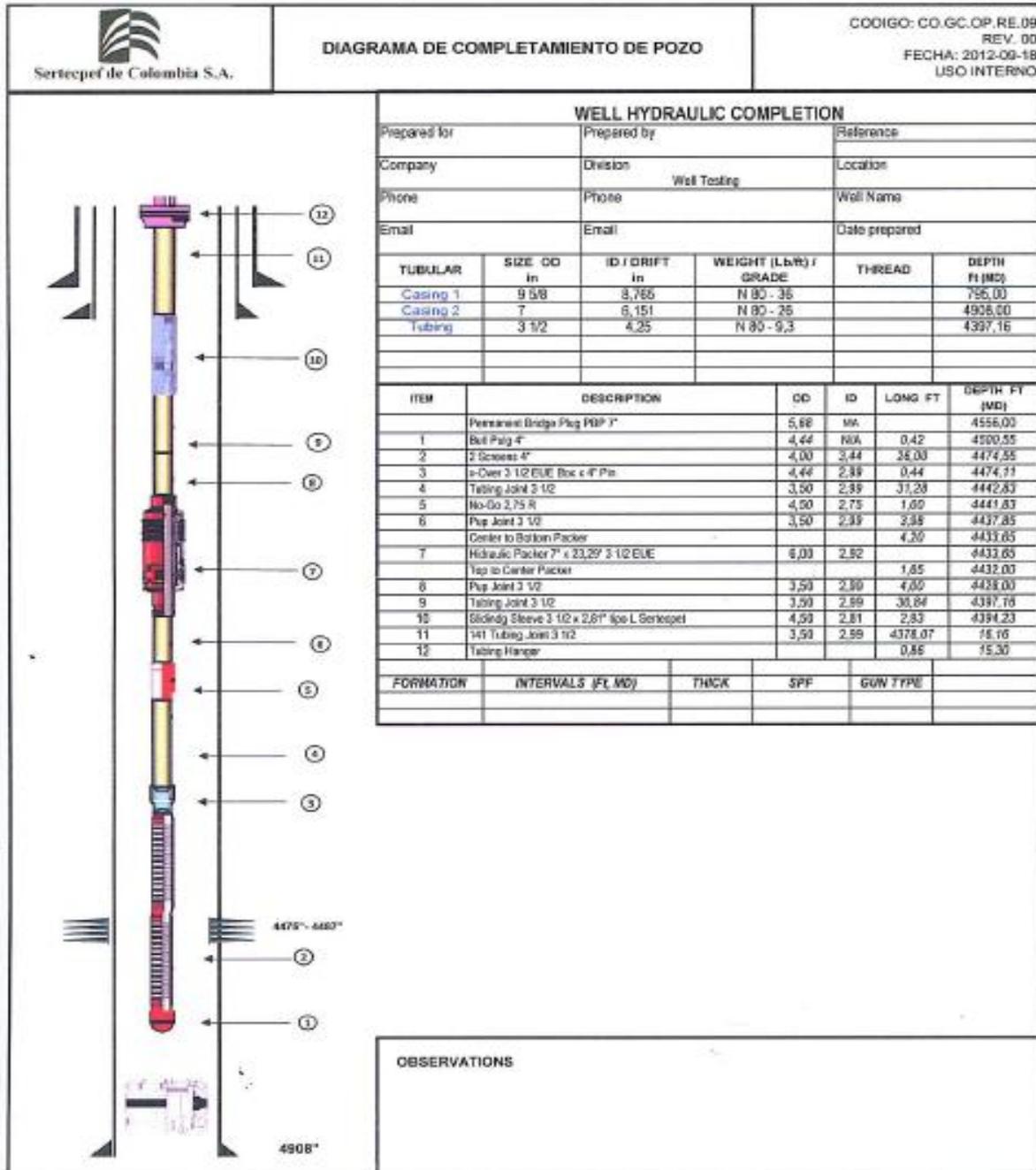
Q Total: 1,000 bfpd
Q Oil: 980 bopd
Pwf: 1,379 psi

PREPARED BY: STP

APPROVED BY:

ANEXO D. REPORTES POZO STP-02, PRUEBA N° 2

ANEXO 1D. SARTA POZO



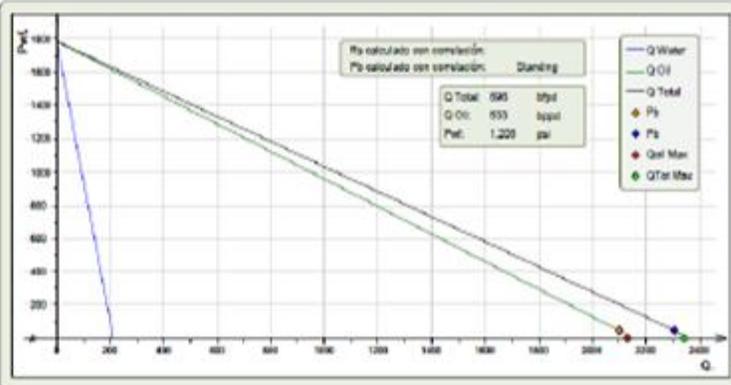
ANEXO 2D. REPORTE DE ACTIVIDADES

SECUENCIA DE OPERACIONES	
	
COMPAÑIA POZO RESERVORIO C7	
DETALLE HORA	ACTIVIDAD
miércoles, 09 de mayo de 2012	
00:00 - 04:00	Retirando BOP e instalando cabezal de producción
04:00 - 05:00	Tendiendo líneas de superficie y chara preoperativa Slick Line
05:00 - 07:00	Sacando standing valve 2.75 R, reparando e instalando memorias
07:00	SE PROGRAMA MEMORIAS PPS.
07:00 - 08:00	Bajando standing valve
08:00 - 09:00	Abriendo camisa
09:00 - 11:00	Asentado bomba jet claw reversa
11:00 - 11:30	Retimado unidad Slick Line
11:30 - 12:00	Adecuaciones del pozo en superficie para inicio de la prueba
12:00 - 18:30	Prueba de producción con bombeo hidráulico a 900 psi de inyección reversa 9L.
18:30 - 24:00	Prueba de producción con bombeo hidráulico a 1200 psi de inyección reversa 9L.
jueves, 10 de mayo de 2012	
00:00 - 11:00	Prueba de producción con bombeo hidráulico a 1200 psi de inyección reversa 9L.
11:00 - 24:00	Prueba de producción con bombeo hidráulico a 1500 psi de inyección reversa 9L.
viernes, 11 de mayo de 2012	
00:00 - 02:00	Prueba de producción con bombeo hidráulico a 1500 psi de inyección reversa 9L.
02:00 - 06:00	Prueba de producción con bombeo hidráulico a 2000 psi de inyección reversa 9L.
06:00 - 10:00	Prueba de producción con bombeo hidráulico a 1000 psi de inyección reversa 9L.
10:00 - 16:00	Cierre de pozo para restauración de presión (Build up)
16:00 - 18:00	S/line PTS baja recuperar bomba jet reversa 9L de camisa de circulación a 4394,23 ft. de profundidad y sale a superficie
18:00 - 19:30	S/line PTS baja recuperar standing valve acoplado memory gauge a 4441,83 ft. de profundidad y sale a superficie
19:30 - 20:00	Se descarga la información de las memory gauge 3643 y 3644
	Se libera personal y equipos de bombeo hidráulico, queda instalada las memorias con la standing valve y la bomba jet claw reversa 2,81 9L.

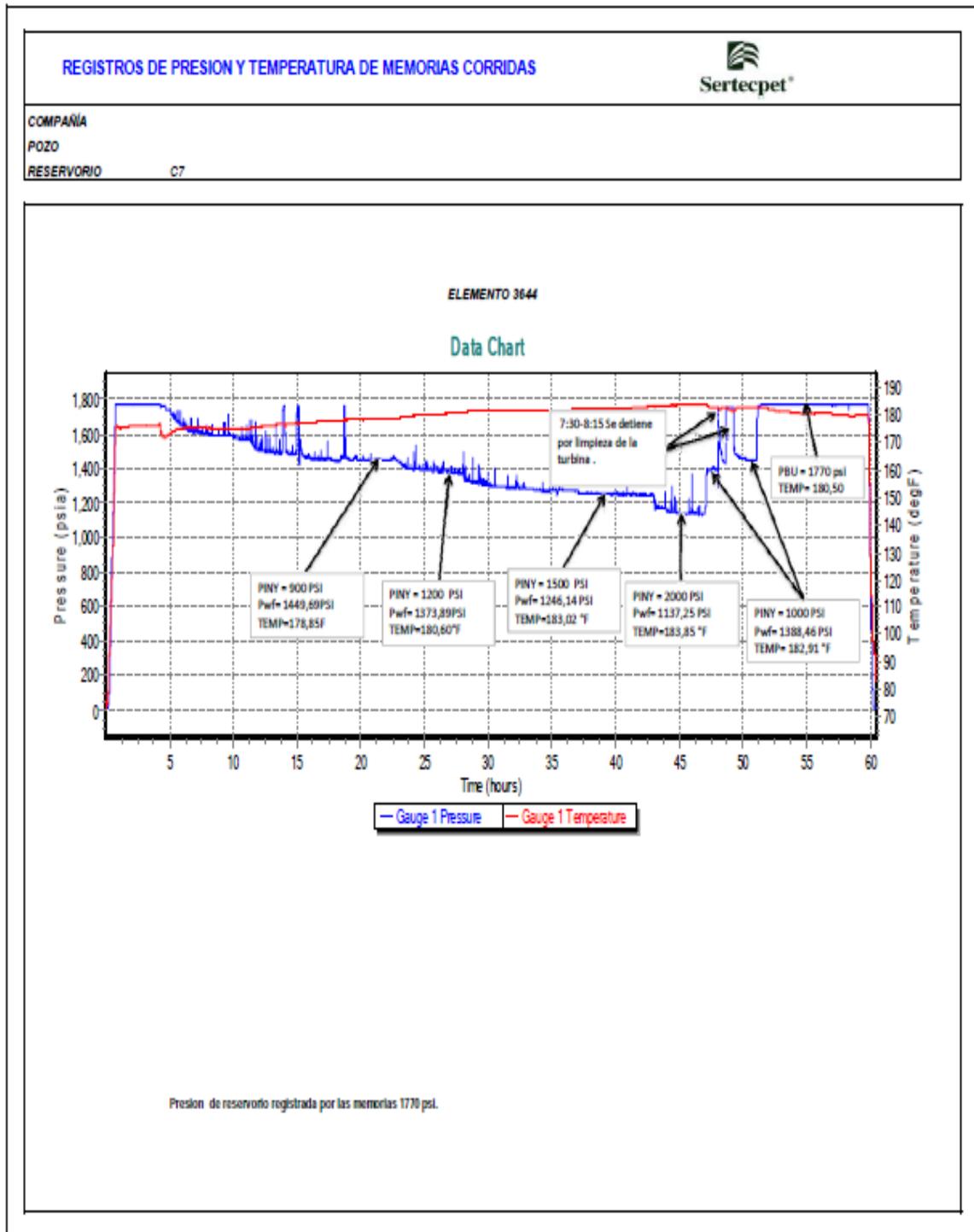
ANEXO 3D. RESUMEN DE EVALUACIÓN Y CIERRE DE POZO

RESUMEN DE LA EVALUACION Y CIERRE DEL POZO								
COMPANÍA POZO RESERVORIO C7								
<h3 style="color: blue;">PRUEBAS DE PRODUCCION</h3>								
INTERVALO:	4475 ft - 4487 ft	'API:	21,2 @ 60°F					
NO-GO @:	4441,83 ft	GOR:						
CAMBA @:	4394,23 ft	SALINIDAD:	56,8 ppm					
BOMBEO HIDRAULICO								
TIEMPO	BFPD	BSW (N)	BOPD	BWPD	API	PINY	Pwf	FECHA
1 12:00-18:00	401,50	69,00	124,47	277,04	23,00	900,00	1668,59	09/05/2012
2 18:00-24:00	545,76	52,00	261,96	283,80	23,00	1200,00	1497,16	09/05/2012
3 11:00-24:00	695,89	25,00	521,92	173,97	23,00	1500,00	1470,00	10/05/2012
4 02:00-05:30	785,38	9,00	714,70	70,68	23,00	2000,00	1001,37	11/05/2012
5 06:00-10:00	509,00	9,00	463,19	45,81	23,00	1000,00	1405,00	11/05/2012
Tiempo de restauración de presión								11/05/2012
10:00-16:00	BUILD UP							
<h3 style="color: blue;">CIERRE DE POZO</h3>								
Presión tubing inicial:	12 psi	Presión casing in	0 psi					
Presión tubing final:	16 psi	Presión casing fi	0 psi					
DELTA DE PRESION HORA HASTA LAS PERFORACIONES		15,20 psi						
PAG. 4								

ANEXO 4D. REPORTE INDICE DE PRODUCTIVIDAD

INDICE DE PRODUCTIVIDAD																																																																																																																	
COMPANIA POZO RESERVORIO C7																																																																																																																	
		REPORTE DEL INDICE DE PRODUCTIVIDAD (IPR), METODO: VOGUEL A PROFUNDIDAD DE RESERVORIO																																																																																																															
		CODIGO: GLCP.RZ.01 REV: 03 FECHA: 2007-08-30																																																																																																															
INFORMACION GENERAL		DATOS DE BUENA																																																																																																															
COMPANIA: REPRESENTANTE: FECHA: POZO: RESERVORIO: C7		<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td>Presión Burbuja (Pb):</td> <td>49</td> <td>psi</td> <td>Costo de Agua (BSW):</td> <td>0.00</td> <td>%</td> </tr> <tr> <td>GOR:</td> <td>5</td> <td>scf/stb</td> <td>Temperatura de Reservorio:</td> <td>181</td> <td>°F</td> </tr> <tr> <td>Grav. Especifica Agua:</td> <td>1.03</td> <td>adim.</td> <td>Presión de Reservorio:</td> <td>1,785</td> <td>psi</td> </tr> <tr> <td>Grav. Especifica Gas:</td> <td>0.65</td> <td>adim.</td> <td>(TRIAL)Producción de Fluido:</td> <td>696</td> <td>bbpd</td> </tr> <tr> <td>Grav. Especifica Petróleo:</td> <td>0.92</td> <td>adim.</td> <td>Presión Fondo Fluyente (Perf):</td> <td>1,261</td> <td>psi</td> </tr> <tr> <td>API:</td> <td>23.0</td> <td>*API</td> <td>Producción de Petróleo:</td> <td>635</td> <td>bbpd</td> </tr> </table>		Presión Burbuja (Pb):	49	psi	Costo de Agua (BSW):	0.00	%	GOR:	5	scf/stb	Temperatura de Reservorio:	181	°F	Grav. Especifica Agua:	1.03	adim.	Presión de Reservorio:	1,785	psi	Grav. Especifica Gas:	0.65	adim.	(TRIAL)Producción de Fluido:	696	bbpd	Grav. Especifica Petróleo:	0.92	adim.	Presión Fondo Fluyente (Perf):	1,261	psi	API:	23.0	*API	Producción de Petróleo:	635	bbpd																																																																										
Presión Burbuja (Pb):	49	psi	Costo de Agua (BSW):	0.00	%																																																																																																												
GOR:	5	scf/stb	Temperatura de Reservorio:	181	°F																																																																																																												
Grav. Especifica Agua:	1.03	adim.	Presión de Reservorio:	1,785	psi																																																																																																												
Grav. Especifica Gas:	0.65	adim.	(TRIAL)Producción de Fluido:	696	bbpd																																																																																																												
Grav. Especifica Petróleo:	0.92	adim.	Presión Fondo Fluyente (Perf):	1,261	psi																																																																																																												
API:	23.0	*API	Producción de Petróleo:	635	bbpd																																																																																																												
CURVA DE IPR		RESULTADOS																																																																																																															
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Per psi</th> <th>Q Fluido stb/d</th> <th>Q Pet. bbpd</th> <th>Q Agua bbpd</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1,785</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>1,632</td><td>231</td><td>230</td><td>21</td></tr> <tr><td>1,438</td><td>461</td><td>420</td><td>42</td></tr> <tr><td>1,264</td><td>692</td><td>630</td><td>62</td></tr> <tr><td>1,091</td><td>922</td><td>839</td><td>83</td></tr> <tr><td>917</td><td>1,158</td><td>1,040</td><td>104</td></tr> <tr><td>743</td><td>1,384</td><td>1,259</td><td>125</td></tr> <tr><td>570</td><td>1,614</td><td>1,469</td><td>145</td></tr> <tr><td>396</td><td>1,845</td><td>1,679</td><td>166</td></tr> <tr><td>223</td><td>2,076</td><td>1,889</td><td>187</td></tr> <tr><td>49</td><td>2,306</td><td>2,099</td><td>208</td></tr> <tr><td>44</td><td>2,312</td><td>2,104</td><td>208</td></tr> <tr><td>39</td><td>2,318</td><td>2,109</td><td>209</td></tr> <tr><td>34</td><td>2,323</td><td>2,114</td><td>209</td></tr> <tr><td>29</td><td>2,328</td><td>2,118</td><td>209</td></tr> <tr><td>25</td><td>2,332</td><td>2,122</td><td>210</td></tr> <tr><td>20</td><td>2,335</td><td>2,125</td><td>210</td></tr> <tr><td>15</td><td>2,338</td><td>2,127</td><td>210</td></tr> <tr><td>10</td><td>2,340</td><td>2,129</td><td>211</td></tr> <tr><td>5</td><td>2,341</td><td>2,131</td><td>211</td></tr> <tr><td>0</td><td>2,342</td><td>2,132</td><td>211</td></tr> </tbody> </table>		Per psi	Q Fluido stb/d	Q Pet. bbpd	Q Agua bbpd	1,785	0	0	0	1,632	231	230	21	1,438	461	420	42	1,264	692	630	62	1,091	922	839	83	917	1,158	1,040	104	743	1,384	1,259	125	570	1,614	1,469	145	396	1,845	1,679	166	223	2,076	1,889	187	49	2,306	2,099	208	44	2,312	2,104	208	39	2,318	2,109	209	34	2,323	2,114	209	29	2,328	2,118	209	25	2,332	2,122	210	20	2,335	2,125	210	15	2,338	2,127	210	10	2,340	2,129	211	5	2,341	2,131	211	0	2,342	2,132	211	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="2">IP VOGUEL</th> <th colspan="2">IP COMPUESTO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>IP:</td> <td>1,200</td> <td>scf-dia/psi</td> <td>IP:</td> <td>1,328</td> <td>scf-dia/psi</td> </tr> <tr> <td>Q Petróleo bc:</td> <td>2,099</td> <td>bbpd</td> <td>Q Fluido bc:</td> <td>2,306</td> <td>bbpd @ Pb 49</td> </tr> <tr> <td>Q Petróleo max:</td> <td>2,132</td> <td>bbpd</td> <td>Q Fluido max:</td> <td>2,342</td> <td>bbpd @ Perf 0</td> </tr> </tbody> </table>		IP VOGUEL		IP COMPUESTO		IP:	1,200	scf-dia/psi	IP:	1,328	scf-dia/psi	Q Petróleo bc:	2,099	bbpd	Q Fluido bc:	2,306	bbpd @ Pb 49	Q Petróleo max:	2,132	bbpd	Q Fluido max:	2,342	bbpd @ Perf 0
Per psi	Q Fluido stb/d	Q Pet. bbpd	Q Agua bbpd																																																																																																														
1,785	0	0	0																																																																																																														
1,632	231	230	21																																																																																																														
1,438	461	420	42																																																																																																														
1,264	692	630	62																																																																																																														
1,091	922	839	83																																																																																																														
917	1,158	1,040	104																																																																																																														
743	1,384	1,259	125																																																																																																														
570	1,614	1,469	145																																																																																																														
396	1,845	1,679	166																																																																																																														
223	2,076	1,889	187																																																																																																														
49	2,306	2,099	208																																																																																																														
44	2,312	2,104	208																																																																																																														
39	2,318	2,109	209																																																																																																														
34	2,323	2,114	209																																																																																																														
29	2,328	2,118	209																																																																																																														
25	2,332	2,122	210																																																																																																														
20	2,335	2,125	210																																																																																																														
15	2,338	2,127	210																																																																																																														
10	2,340	2,129	211																																																																																																														
5	2,341	2,131	211																																																																																																														
0	2,342	2,132	211																																																																																																														
IP VOGUEL		IP COMPUESTO																																																																																																															
IP:	1,200	scf-dia/psi	IP:	1,328	scf-dia/psi																																																																																																												
Q Petróleo bc:	2,099	bbpd	Q Fluido bc:	2,306	bbpd @ Pb 49																																																																																																												
Q Petróleo max:	2,132	bbpd	Q Fluido max:	2,342	bbpd @ Perf 0																																																																																																												
																																																																																																																	
ELABORADO POR: STP		APROBADO POR:																																																																																																															

ANEXO 5D. REGISTRO DE PRESIÓN Y TEMPERATURA DE MEMORIAS CORRIDAS



ANEXO 6D. REPORTES EVALUACIÓN HORA-HORA

Sertepet	REPORTE DE EVALUACION HORA -HORA															CODIGO: G.C.OP.RE.07			
																	REV.04	FECHA: 2006-06-15	
COMPAÑIA: REPRESENTANTE: TIPO DE BOMBA : REVERSA 9L TECNICO: FECHA : 09-may-12										POZO: ARENA : C7 INTERVALO : 4475 FT-4487 FT PROFUNDIDAD DE CAMISA : 4394 ft PROFUNDIDAD DE NO-GO :									
HORA	PRESIONES			PRODUCCION DE LA FORMACION (volumen recuperado en superficie)			RETORNO (FORMACION + INYECCION)			INYECCION			BSW			Pwf Pa	%DD PSI	OBSERVACIONES	
	INYECCION PSI	RETORNO PSI	SEPARADOR PSI	POR DIA BPD	c/30 MIN BLS	TOTAL BLS	POR DIA BLS/DIA	DELTA 30 min.	TOTAL REC. BLS	BFPD	C/30 MIN BLS	TOTAL BLS	INVECC. %	RETOR. %	REAL %				
9 de mayo de 2012																			
12:00	900	25	25			0	2726,40	56,80	1174,80			0							
13:00	900	25	30	774,30	32,26	32	2772,60	57,76	1232,56	612,00	25,50	25,50	35	35	35,0	1726,00	2,20		
14:00	900	25	30	437,63	18,23	80	2105,27	43,86	1276,42	615,00	25,63	51,13	80	80	80,0	1645,00	6,80		
15:00	900	25	30	371,41	15,48	66	1922,82	40,06	1316,48	590,00	24,58	75,71	80	80	80,0	1625,00	7,90		
16:00	900	25	30	365,33	15,22	81	1956,67	40,76	1357,24	613,00	25,54	101,25	80	80	80,0	1683,00	4,60		
16:30	900	25	30	306,99	6,40	88	917,99	19,12	1376,37	611,00	12,73	113,98	80	80	80,0	1660,00	5,40		
17:00	900	25	30	325,93	6,79	94	935,33	19,49	1395,86	609,40	12,70	126,68	70	70	70,0	1674,00	5,10		
17:30	900	25	30	284,33	5,92	100	917,93	19,12	1414,98	633,60	13,20	139,88	70	62	60	1597,00	9,50		
18:00	900	25	30	343,40	7,15	107	981,40	20,45	1435,43	638,00	13,29	153,17	70	59	55	1614,00	8,50		
18:30	1200	25	30	307,00	6,40	114	982,00	20,46	1455,88	675,00	14,06	167,23	70	58,5	55	1603,00	9,10		
19:00	1200	25	30	605,00	12,60	126	1312,00	27,33	1483,22	707,00	14,73	181,96	70	60	55	1560,00	11,60		
19:30	1200	25	30	584,00	12,17	139	1294,00	26,96	1510,18	710,00	14,79	196,75	60	60	60	1546,00	12,40		
20:00	1200	25	30	397,00	8,27	147	1109,00	23,10	1533,28	712,00	14,83	211,58	60	60	60	1483,00	15,90		
20:30	1200	25	30	440,00	9,17	156	1150,00	23,96	1557,24	710,00	14,79	226,38	60	60	60	1497	15,2		
21:00	1200	25	30	369,00	7,69	164	1080,00	22,50	1579,74	711,00	14,81	241,19	60	60	60	1474	16,5		
21:30	1200	25	30	419,00	8,73	172	1099,00	22,90	1602,63	680,00	14,17	255,35	60	60	60	1490	15,5		
22:00	1200	25	30	370,00	7,71	180	1055,00	21,98	1624,61	685,00	14,27	269,63	60	60	60	1477	16,3		
22:30	1200	25	30	277,00	5,77	186	957,00	19,94	1644,55	680,00	14,17	283,79	60	60	60	1447	18		
23:00	1200	25	30	341,00	7,10	193	1021,00	21,27	1665,82	680,00	14,17	297,96	60	60	60	1468	16,8		
23:30	1200	25	30	344,00	7,17	200	1027,00	21,40	1687,22	683,00	14,23	312,19	50	24,5	18	1481	17,2		
0:00	1200	25	30	342,00	7,13	207	1027,00	21,40	1708,61	685,00	14,27	326,46	50	27,5	20	1460	17,3		
NOTA																			

Serpent		REPORTE DE EVALUACION HORA - HORA												ORDEN OCUPACION		REV. 04		FECHA 2008	
COMPAÑIA: REPRESENTANTE: TIPO DE BOMBA: BIVERTICAL TECNICO: FECHA: 10-may-12										PUZO ARENA: C7 INTERVALO: 600 FT 600 FT PROFUNDIDAD DE CAMERA: 600 FT PROFUNDIDAD DE NO-GO:									
HORA	PRESIONES			PRODUCCION DE LA FORMACION (m³/día)			RETORNO (FORMACION + INYECCION)			INYECCION			ISW			Perf	%DD	OBSERVACIONES	
	INYECCION PSI	RETORNO PSI	SEPARADOR PSI	POR DIA EPD	m³/MEN RLJ	TOTAL RLJ	POR DIA RLJ/DIA	DELTA 30 min.	TOTAL REC RLJ	EPD	C/MEN RLJ	TOTAL RLJ	INYECC %	RETOR %	REAL %				
10 de mayo de 2012																			
0:00	1200	25	30	342,00	7,13	207	1027,00	21,40	1798,61	655,00	14,27	326,40	50	27,1	20	1460	17,3		
0:30	1200	25	30	345,00	7,60	215	1027,00	22,02	1736,63	652,00	14,42	340,00	50	28	20	1468	16,8		
1:00	1200	25	30	385,00	8,02	223	1090,00	22,50	1753,43	655,00	14,48	352,50	50	28	20	1474	16,5		
1:30	1200	25	30	455,00	9,48	232	1135,00	23,65	1776,79	680,00	14,17	369,50	50	28,1	20	1486	15,2		
2:00	1200	25	30	329,00	6,85	239	804,00	16,75	1793,13	475,00	9,90	379,42	3,5	17	23	1456	17,5		
2:30	1200	15		568,00	11,83	281	1045,00	21,71	1815,26	475,00	9,90	369,21	3,5	16	23	1531	13,2	Se cambia el fluido motor del separador al tanque de almacenamiento para inducir el ISW	
3:00	1200	15		505,00	10,48	282	1017,00	21,19	1856,45	514,00	10,71	400,02	3,5	16,5	23	1510	14,4		
3:30	1200	15		481,00	10,02	272	966,00	20,13	1856,67	485,00	10,10	410,13	3,5	16,5	23	1504	14,8		
4:00	1200	15		411,00	8,40	280	806,00	16,78	1873,26	405,00	8,40	418,52	4,6	20	28	1547	12,3		
4:30	1200	15		537,00	8,71	289	834,00	17,42	1899,79	418,00	8,71	427,23	6,1	25,1	35	1521	13,8		
5:00	1200	15		495,00	8,71	297	834,00	17,42	1908,29	418,00	8,71	435,84	10	30	40	1507	14,6		
5:30	1200	15		397,00	8,37	308	755,00	16,56	1924,76	398,00	8,29	444,23	10	30	40	1478	16,2		
6:00	1200	15		559,00	11,65	317	969,00	20,19	1944,95	439,00	8,54	452,77	10	29	40	1528	13,4		
6:30	1200	15		749,00	16,02	333	1229,00	25,60	1979,15	460,00	9,58	462,35	10	29	40	1596	9,5		
7:00	1200	15		538,00	11,21	345	958,00	20,81	1991,36	460,00	9,60	471,85	10	40	66	1521	13,8		
7:30	1200	15		748,00	15,58	360	1193,00	24,85	2016,21	445,00	9,27	481,23	10	40	58	1590	9,9		
8:00	1200	15		495,00	14,48	375	1132,00	23,58	2039,88	437,00	9,10	490,33	10	40	59	1573	10,8		
8:30	1200	15		705,00	14,69	389	1170,00	24,58	2064,47	465,00	9,69	500,02	10	40	60	1576	10,7		
9:00	1200	15		450,00	13,54	403	1131,00	23,56	2087,73	481,00	10,02	510,04	10	40	62	1559	11,6		
9:30	1200	15		881,00	18,33	421	1367,00	28,48	2136,21	486,00	10,13	520,16	10	40	57	1634	7,4		
10:00	1200	15		450,00	9,58	431	940,00	19,58	2155,89	490,00	10,21	530,37	10	40	71	1484	13,3		
10:30	1200	15		751,00	15,65	448	1186,00	24,71	2169,69	435,00	9,06	539,43	12	20	25	1590	9,8		
11:00	1200	15		787,00	16,40	463	1219,00	25,40	2185,90	432,00	9,00	548,43	12	20	24	1602	9,2	Se incrementa cantidad de inyeccion a 1000 gal.	
11:30	1200	15		591,00	12,31	475	1191,00	24,81	2218,71	600,00	13,50	560,03	12	20	28	1460	10,5		
12:00	1200	15		753,00	15,69	491	1367,00	28,48	2238,19	614,00	13,79	573,73	12	20	27	1463	11,1		
12:30	1200	15		796,00	16,58	507	1421,00	29,60	2260,88	625,00	13,02	588,75	12	20	26	1478	10,2		
13:00	1200	15		944,00	19,67	527	1573,00	32,77	2281,57	629,00	13,10	599,85	12	20	25	1533	11,1		
13:30	1200	15		641,00	15,77	541	1289,00	26,85	2328,42	628,00	13,08	612,83	8	20	31	1415	19,8		
14:00	1200	15		778,00	16,21	557	1411,60	29,41	2357,83	635,60	13,20	628,15	8	20	30	1456	17,5		
14:30	1200	15		612,00	12,71	570	1250,00	25,63	2383,45	618,00	12,88	639,01	8	20	32	1359	21		
15:00	1200	15		771,00	16,06	588	1411,00	29,40	2412,05	640,00	13,33	652,34	8	20	30	1453	17,6		
15:30	1200	15		657,00	13,27	599	1242,00	25,88	2438,73	605,00	12,60	664,85	6	20	33	1403	10,5		
16:00	1200	15		587,00	12,23	611	1206,00	25,13	2463,05	619,00	12,90	677,84	6	20	35	1386	11,4		
16:30	1200	15		696,00	12,63	624	1250,00	25,63	2489,48	624,00	13,00	690,84	8	10	12	1392	11,1		
17:00	1200	15		768,00	16,00	640	1397,00	29,10	2518,28	629,00	13,10	703,85	8	10	12	1452	17,7		
17:30	1200	15		817,00	17,02	657	1456,00	29,92	2548,58	619,00	12,90	718,84	8	10	12	1469	16,7		
18:00	1200	15		696,00	14,50	671	1308,00	27,25	2571,75	612,00	12,71	729,89	8	9	10	1427	19,1		
18:30	1200	15		626,00	13,04	684	1245,00	25,94	2601,69	619,00	12,90	742,49	8	9	10	1394	21		
19:00	1200	15		591,00	12,31	697	1206,00	25,13	2626,01	615,00	12,81	755,30	8	9	10	1382	21,7		
19:30	1200	15		693,00	14,44	711	1303,00	27,15	2653,95	630,00	13,71	768,01	8	9	10	1421	19,5		
20:00	1200	15		644,00	13,83	725	1294,00	26,96	2680,91	630,00	13,13	781,15	8	8	8	1411	20		
20:30	1200	15		580,00	12,68	737	1215,00	25,31	2706,23	635,00	13,23	794,36	8	8	8	1378	20,9		
21:00	1200	15		678,00	14,13	751	1308,00	27,25	2733,48	630,00	13,13	807,46	8	8	8	1416	19,7		
21:30	1200	15		689,00	14,35	766	1318,00	27,46	2760,81	629,00	13,10	820,59	9	9	9	1419	19,6		
22:00	1200	15		526,00	10,96	777	1161,00	24,19	2785,12	635,00	13,23	833,82	9	9	9	1360	22,9		
22:30	1200	15		694,00	12,58	789	1254,00	25,71	2809,83	630,00	13,13	846,85	9	9	9	1386	21,4		
23:00	1200	15		648,00	13,92	803	1303,00	27,15	2837,98	635,00	13,23	860,16	9	9	9	1412	20		
23:30	1200	15		827,00	17,23	820	1467,00	30,56	2868,54	640,00	13,33	873,51	9	9	9	1466	16,9		
0:00	1200	15		830,00	17,48	838	1484,00	30,92	2899,45	645,00	13,44	886,85	9	9	9	1470	16,7		
NOVA																			

SERVICIOS		REPORTE DE EVALUACION HORA - HORA										CODIGO: C-03P-RELP		REV: 04		FECHA: 2008.08.07		
COMPANIA: REPRESENTANTE: TIPO DE BOMBA: REVERSA NL TECNICO: FECHA: 11-may-12										POZO: ARENA: C7 INTERVALO: 600 P' GRIT# PROFUNDIDAD DE CAMA: 600 S. PROFUNDIDAD DE NO-GO:								
HORA	PRESIONES			PRODUCCION DE LA FORMACION <i>(equivalente en superficie)</i>			RETORNO (FORMACION + INYECCION)			INYECCION			ISW			Perf %	%DD %	OBSERVACIONES
	INYECCION PSI	RETORNO PSI	SEPARADOR PSI	POR DIA BPD	m ³ /MIN	TOTAL BLA	POR DIA BLA/DIA	DES. TA M ³ /min.	TOTAL REC. BLA	BPPD	C/W MIN BLA	TOTAL BLA	INYECC. %	RETOR. %	REAL %			
11 de mayo de 2012																		
0:00	1500	15		870.00	17.48	838	1484.00	30.02	2899.45	645.00	13.44	866.95	0	0	0	1470	16.7	
0:30	1500	15		633.00	13.60	851	1293.00	26.94	2836.39	640.00	13.33	800.28	0	0	0	1487	20.3	
1:00	1500	15		692.00	14.42	868	1362.00	28.28	2954.77	670.00	13.94	814.34	0	0	0	1420	19.5	
1:30	1500	15		441.00	9.19	875	1131.00	23.56	2976.33	690.00	14.58	828.81	0	0	0	1331	24.6	
2:00	2000	15		311.00	10.65	888	1206.00	25.13	3083.45	695.00	14.48	843.09	0	0	0	1355	23.2	Se incrementa presión de inyección a 2000 psi
2:30	2000	15		633.00	13.60	899	1455.00	30.31	3633.77	802.00	16.71	859.80	0	0	0	1178	33.2	
3:00	2000	15		1005.00	20.54	920	1788.00	37.22	3771.82	783.00	16.31	878.11	0	0	0	1321	25.1	
3:30	2000	15		978.00	20.79	941	1753.00	37.22	3886.37	785.00	16.54	882.88	0	0	0	1318	25.3	
4:00	2000	15		830.00	17.29	958	1627.00	33.90	3842.27	787.00	16.60	1008.28	0	0	0	1252	29.0	
4:30	2000	15		747.00	15.56	974	1558.00	32.46	3754.73	811.00	16.90	1028.43	0	0	0	1220	30.9	
5:00	2000	15		732.00	15.25	989	1524.00	31.72	3786.48	782.00	16.50	1042.88	0	0	0	1209	31.5	
5:30	2000	15		807.00	16.81	1006	1602.00	33.28	3729.85	785.00	16.54	1059.24	0	0	0	1243	29.6	Se cambia fluido motor del tanque de almacenamiento al separador
6:00	1000	15		599.00	10.60	1018	1399.00	27.27	3287.42	800.00	16.67	1075.90	0	0	0	1121	36.5	Se reduce la presión de inyección a 1000 psi
6:30	1000	15		413.00	8.60	1025	1021.00	21.48	3288.48	618.00	12.88	1088.78	0	0	0	1055	11.8	
7:00	1000	15		351.00	7.31	1033	948.00	20.10	3388.79	618.00	12.88	1101.85	0	0	0	1038	12.8	
7:30	1000	15		450.00	9.54	1043	1076.00	22.42	3331.28	618.00	12.88	1114.83	0	0	0			Se suspende operaciones para detapar tuberías.
8:00				0.00	0.00	1043	0.00	0.00	3331.28	0.00		1114.83						
8:30	1000	15		517.00	11.60	1053	1202.00	25.04	3356.25	645.00	13.44	1127.87				1088	9.4	
9:00	1000	15		329.00	11.02	1065	1167.00	24.21	3380.54	638.00	13.29	1141.28	0	0	0	1091	9.8	
9:30	1000	15		390.00	10.42	1075	1132.00	23.58	3484.34	632.00	13.17	1154.43	0	0	0	1080	10.4	
10:00	1000	15		384.00	8.00	1083	1032.00	21.30	3425.64	648.00	13.50	1167.83	0	0	0	1094	21	Finaliza operaciones de bombeo
10:30																		
11:00																		
11:30																		
12:00																		
12:30																		
13:00																		
13:30																		
14:00																		
14:30																		
15:00																		
15:30																		
16:00																		
16:30																		
17:00																		
17:30																		
18:00																		
18:30																		
19:00																		
19:30																		
20:00																		
20:30																		
21:00																		
21:30																		
22:00																		
22:30																		
23:00																		
23:30																		
0:00																		
NOTA: 10:00 CERRAR DE POZO POR WELD UP (REPARACION DE PRESION)																		

