

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

**ESTUDIO, DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN MEDIDOR DE
FLUJO EN UN SISTEMA AVANZADO DE REGISTROS (ALS).**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
ELECTRÓNICA Y CONTROL**

RAFAEL EDUARDO ROMERO MORALES

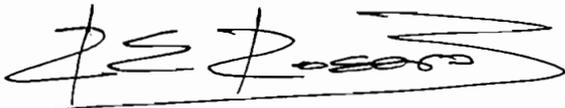
DIRECTOR: Dr. LUIS CORRALES

Quito, Julio 2004

DECLARACIÓN

Yo, Rafael Eduardo Romero Morales declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo los derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.



Rafael Eduardo Romero
Morales

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Rafael Eduardo Romero, bajo mi supervisión.



Dr. Luis Corrales
DIRECTOR DEL PROYECTO

CONTENIDO

RESUMEN

PRESENTACIÓN

CAPÍTULO 1

1 GENERALIDADES

OBJETIVOS

1.1 PROCESO DE PRODUCCIÓN

1.1.1 MÉTODOS DE PRODUCCIÓN

1.1.1.1 Flujo Natural

1.1.1.2 Métodos Artificiales

1.1.1.2.1 Bombeo Mecánico

1.1.1.2.2 Levantamiento Artificial por Gas (L. A. G.)

1.1.1.2.3 Bombeo Electro-Centrífugo

1.1.1.2.4 Bombeo Hidráulico

1.1.2 SELECCIÓN DEL MÉTODO ÓPTIMO DE PRODUCCIÓN

1.1.3 RECUPERACIÓN

1.1.4 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN

1.1.5 PRUEBAS DE SUPERFICIE

1.1.6 EQUIPO DE PRUEBA DE SUPERFICIE

1.1.6.1 Cabeza de Flujo

1.1.6.2 Múltiple

1.1.6.3 Data Headers

1.1.6.4 Calentador o Intercambiador de Calor

1.1.6.5 Separador

1.1.6.6 Tanques de Medida

1.1.6.7 Bomba de transferencia

1.1.6.8 Quemadores y Mecheros

1.1.7 INSTALACIÓN DEL EQUIPO

1.1.8 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE UNA PRUEBA DE SUPERFICIE

1.1.9 INSTRUMENTACIÓN DEL EQUIPO DE PRUEBA DE SUPERFICIE

1.1.9.1 Cabeza de Flujo

1.1.9.2 Choke Manifold

1.1.9.3 Calentador o Intercambiador de Calor

1.1.9.4 Separador

2.2.1.2 Características de alimentación

2.2.1.3 Características de salida

2.2.1.4 Características ambientales

2.2.1.5 Otros factores

AGRADECIMIENTOS

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Rafael Eduardo Romero, bajo mi supervisión.

Fuente: ...
... de ...
... de ...
... de ...
... de ...

[Handwritten signature]

Dr. Luis Corrales

DIRECTOR DEL PROYECTO

CONTENIDO

RESUMEN

PRESENTACIÓN

CAPÍTULO 1

1 GENERALIDADES

OBJETIVOS

1.1 PROCESO DE PRODUCCIÓN

1.1.1 MÉTODOS DE PRODUCCIÓN

1.1.1.1 Flujo Natural

1.1.1.2 Métodos Artificiales

1.1.1.2.1 Bombeo Mecánico

1.1.1.2.2 Levantamiento Artificial por Gas (L. A. G.)

1.1.1.2.3 Bombeo Electro-Centrífugo

1.1.1.2.4 Bombeo Hidráulico

1.1.2 SELECCIÓN DEL MÉTODO ÓPTIMO DE PRODUCCIÓN

1.1.3 RECUPERACIÓN

1.1.4 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN

1.1.5 PRUEBAS DE SUPERFICIE

1.1.6 EQUIPO DE PRUEBA DE SUPERFICIE

1.1.6.1 Cabeza de Flujo

1.1.6.2 Múltiple

1.1.6.3 Data Headers

1.1.6.4 Calentador o Intercambiador de Calor

1.1.6.5 Separador

1.1.6.6 Tanques de Medida

1.1.6.7 Bomba de transferencia

1.1.6.8 Quemadores y Mecheros

1.1.7 INSTALACIÓN DEL EQUIPO

1.1.8 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE UNA PRUEBA DE SUPERFICIE

1.1.9 INSTRUMENTACIÓN DEL EQUIPO DE PRUEBA DE SUPERFICIE

1.1.9.1 Cabeza de Flujo

1.1.9.2 Choke Manifold

1.1.9.3 Calentador o Intercambiador de Calor

1.1.9.4 Separador

2.2.1.1 Características de la magnitud a medir

2.2.1.2 Características de alimentación

2.2.1.3 Características de salida

2.2.1.4 Características ambientales

2.2.1.5 Otros factores

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Rafael Eduardo Romero, bajo mi supervisión.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Luis Corrales', is written over a horizontal line.

Dr. Luis Corrales
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios, a mis padres por su paciencia, a mis hermanos que son bastantes, al Dr. Luis Corrales por su acertada dirección, a Mario y a quienes estuvieron cerca de mi y me tendieron la mano mientras inicié y durante la ejecución de este proyecto. Rachel te agradezco a ti de manera especial.

RAFAEL

CONTENIDO

RESUMEN

PRESENTACIÓN

CAPÍTULO 1

1 GENERALIDADES

OBJETIVOS

1.1 PROCESO DE PRODUCCIÓN

1.1.1 MÉTODOS DE PRODUCCIÓN

1.1.1.1 Flujo Natural

1.1.1.2 Métodos Artificiales

1.1.1.2.1 Bombeo Mecánico

1.1.1.2.2 Levantamiento Artificial por Gas (L. A. G.)

1.1.1.2.3 Bombeo Electro-Centrífugo

1.1.1.2.4 Bombeo Hidráulico

1.1.2 SELECCIÓN DEL MÉTODO ÓPTIMO DE PRODUCCIÓN

1.1.3 RECUPERACIÓN

1.1.4 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN

1.1.5 PRUEBAS DE SUPERFICIE

1.1.6 EQUIPO DE PRUEBA DE SUPERFICIE

1.1.6.1 Cabeza de Flujo

1.1.6.2 Múltiple

1.1.6.3 Data Headers

1.1.6.4 Calentador o Intercambiador de Calor

1.1.6.5 Separador

1.1.6.6 Tanques de Medida

1.1.6.7 Bomba de transferencia

1.1.6.8 Quemadores y Mecheros

1.1.7 INSTALACIÓN DEL EQUIPO

1.1.8 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE UNA PRUEBA DE SUPERFICIE

1.1.9 INSTRUMENTACIÓN DEL EQUIPO DE PRUEBA DE SUPERFICIE

1.1.9.1 Cabeza de Flujo

1.1.9.2 Choke Manifold

1.1.9.3 Calentador o Intercambiador de Calor

1.1.9.4 Separador

- 1.2 PRUEBA DE PRODUCCIÓN DE SUPERFICIE MEDIANTE BOMBEO JET.
 - 1.2.1 BOMBAS HIDRÁULICAS TIPO JET
 - 1.2.1.1 Funcionamiento
 - 1.2.1.2 Ventajas y desventajas de las bombas Jet
 - 1.2.1.3 Selección de una bomba
 - 1.2.2 DESCRIPCIÓN DE UNA PRUEBA DE PRODUCCIÓN MEDIANTE BOMBEO JET
- 1.3 EL ALS DE PRODUCCIÓN
 - 1.3.1 DESCRIPCIÓN GENERAL
 - 1.3.2 CONFIGURACION DEL SISTEMA ALS DE PRODUCCIÓN
 - 1.3.3 SOFTWARE DEL ALS DE PRODUCCIÓN
 - 1.3.3.1 GEO 5000
 - 1.3.3.2 GEO 4000
 - 1.3.4 HARDWARE DEL ALS DE PRODUCCIÓN
 - 1.3.4.1 Sensores
 - 1.3.4.1.1 *Sensores de presión*
 - 1.3.4.1.2 *Sensor de temperatura*
 - 1.3.4.1.3 *Sensores de flujo*
 - 1.3.4.2 Panel de Adquisición de Señales (SAP)
 - 1.3.4.3 La Unidad de Conexiones (UTC)
- 1.4 PROPUESTA PARA INCORPORAR UN NUEVO SENSOR EN EL SISTEMA ALS DE PRODUCCIÓN

CAPÍTULO 2

2 IMPLEMENTACIÓN DEL MEDIDOR DE FLUJO DE TURBINA

- 2.1 EL MEDIDOR DE FLUJO DE TURBINA
- 2.2 SELECCION DEL MEDIDOR DE FLUJO DE TURBINA
 - 2.2.1 FACTORES A CONSIDERAR EN LA ELECCIÓN DEL MEDIDOR
 - 2.2.1.1 Características de la magnitud a medir
 - 2.2.1.2 Características de alimentación
 - 2.2.1.3 Características de salida
 - 2.2.1.4 Características ambientales
 - 2.2.1.5 Otros factores

- 2.2.2 ELECCIÓN DEL MEDIDOR
- 2.3 MEDIDOR DE TURBINA HALLIBURTON DE 2".
 - 2.3.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ANALIZADOR DE FLUJO MC- II
 - 2.3.1.1 Instalación
- 2.4 ACONDICIONADORES DE SEÑAL
 - 2.4.1 SELECCIÓN DEL ACONDICIONADOR DE SEÑAL
 - 2.4.2 SELECCIÓN DEL AISLADOR DE SEÑAL
 - 2.4.2.1 Transmisor UPAC ANALOG CC
- 2.5 PROCEDIMIENTO DE INSTALACIÓN DEL MEDIDOR DE FLUJO EN EL SISTEMA ALS
 - 2.5.1 INSTALACIÓN DEL MEDIDOR DE TURBINA
 - 2.5.2 CONEXIONES DEL MEDIDOR DE TURBINA Y DEL ACONDICIONADOR DE SEÑAL

CAPÍTULO 3

- 3 DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN Y TASA DE FLUJO DE PETRÓLEO**
 - 3.1 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA ALS PARA EL CÁLCULO DEL VOLUMEN PRODUCIDO
 - 3.2 TASA DE FLUJO Y VOLUMEN DE PETRÓLEO
 - 3.2.1 MEDICIÓN CON TANQUES
 - 3.2.2 MEDICION CON MEDIDORES DE FLUJO
 - 3.2.2.1 Factor de encogimiento
 - 3.2.2.2 Factor BSW
 - 3.2.2.3 Factor de corrección de medida de petróleo
 - 3.2.2.4 Gravedad específica Pantalla
 - 3.2.3 CÁLCULOS CON EL ALS DE PRODUCCIÓN
 - 3.3 MODIFICACIÓN DEL PROGRAMA DE APLICACIÓN
 - 3.3.1 ESTACION DE ADQUISICIÓN DE DATOS GEO 4000
 - 3.3.2 CALIBRACION DE SENSORES
 - 3.3.3 ADQUISICIÓN DE DATOS EN TIEMPO REAL
 - 3.3.4 ESTACION COLECTORA GEO 5000

CAPÍTULO 4

4 PRUEBAS Y RESULTADOS

4.1 PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ALS DE PRODUCCIÓN

4.2 PRUEBA EN CIRCUITO CERRADO USANDO EL MEDIDOR DE TURBINA

CAPÍTULO 5

5 CONCLUSIONES

5.1 CONCLUSIONES

5.2 RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFÍA

ANEXO 1

REPORTE FINAL DE UNA PRUEBA DE PRODUCCIÓN DE SUPERFICIE CON BOMBA JET

ANEXO 2

HOJA DE DATOS DEL CIRCUITO COMPARADOR DE VOLTAJE LM 311

RESUMEN

En este proyecto se ha desarrollado una solución para el Sistema Avanzado de Registros (ALS) de producción que permite evaluar el volumen de producción de un pozo de petróleo en una prueba de producción de superficie con bomba jet, modificando el sistema y añadiendo un medidor de flujo de turbina.

Para la adquisición de la señal de la etapa de inyección se empleó un medidor de flujo de turbina Halliburton de 2". La señal de salida del medidor de flujo se acondicionó a los niveles que maneja el sistema con la incorporación de un acondicionador de señal basado en el circuito operacional LM311 y además se añadió un dispositivo para aislar la señal, consiguiendo de esta manera proteger tanto a la tarjeta de interfaz de los medidores de flujo que forma parte del Panel de Adquisición de Señales (SAP) del sistema ALS de producción y al medidor de flujo de turbina.

Para el caso específico de la prueba de producción de superficie con bomba jet, aprovechando el sistema modular que ofrece el sistema ALS de Producción, se adoptó la configuración del sistema que utiliza dos separadores conectados a una estación GEO 4000, en la cual las dos estaciones están enlazados a una estación GEO 5000 en modo de colector y con conexión a una estación de trabajo, con la opción de añadir otras estaciones al sistema.

Una vez que se incorporó la señal de la etapa de inyección al sistema ALS de Producción y se dispuso al sistema con la configuración apropiada, el programa de aplicación se arregló de tal forma que la etapa de inyección corresponda a uno de los separadores conectados en paralelo y que la etapa de retorno corresponda al segundo separador.

Para determinar el volumen total producido se requirió tomar los datos de las etapas de inyección y de retorno. Para esto el sistema adoptado toma datos desde los medidores de flujo y, por medio del SAP, se los envía a las estaciones

para que el programa de aplicación realice los cálculos y los almacene en una base de datos que al final es aprovechado por el personal que elabora los reportes finales.

Pruebas realizadas con simuladores demostraron que el sistema ALS de Producción implementado para el caso de una prueba de producción con bomba jet resultó adecuado para el cálculo del volumen total de petróleo producido lo cual se desprende de la comparación de los valores finales de los volúmenes obtenidos después de 10 horas que duró una prueba y que corresponden a 966 barriles para la prueba real y 984 barriles para la prueba simulada, lo que arroja un error del $0.92 \% \pm 0.08$ que es un valor aceptable para este tipo de pruebas.

PRESENTACIÓN

La importancia económica que representa la utilización del petróleo en la actualidad hace que los procesos involucrados en su extracción sean de interés en el campo de la ingeniería, ya que para aprovechar de mejor manera los yacimientos se requiere de eficientes ejecuciones en la construcción de los pozos productores, así como de pruebas confiables que den un diagnóstico certero de la capacidad del yacimiento.

Para algunos de los pozos del Oriente ecuatoriano, debido a sus bajas presiones se utiliza como medio para la realización de las pruebas de superficie el método de bombeo jet, el cual trae consigo dificultades el momento de evaluar el volumen total de petróleo producido.

Este trabajo tiene como objetivo proporcionar a los técnicos de la empresa que posea el Sistema Avanzado de Registros de Producción (ALS) un recurso que posibilite utilizar toda la capacidad del referido sistema para los casos en que se encuentren con pozos de bajas presiones en los que se deba utilizar bombeo jet durante la prueba de producción de superficie. De tal manera los datos estarán disponibles durante cualquier instante de tiempo durante la prueba y facilitarán la realización del reporte final que debe ser entregado al cliente.

Para describir el trabajo realizado, se ha dividido al mismo de la siguiente forma:

CAPÍTULO 1: Generalidades. En esta primera etapa se realiza una introducción hacia el marco conceptual del proceso de producción, las pruebas de producción de superficie y los equipos que intervienen en las mismas, lo cual es indispensable para familiarizarse con las características de operación de los equipos, se describe también a la bomba jet su funcionamiento y su ubicación en la prueba de producción de superficie. Una segunda parte describe el funcionamiento del sistema ALS de Producción haciendo referencia tanto al software como al hardware que lo conforman. En una etapa final se presenta la

propuesta para incorporar la señal de la etapa de inyección para así optimizar la operación del sistema en conjunto.

CAPÍTULO 2: Implementación del medidor de flujo de turbina. Consta de dos partes: En la primera se hace referencia a los medidores de flujo de turbina y se menciona los factores preponderantes que se consideró para seleccionar el Medidor de flujo de turbina Halliburton de 2" como el indicado para este proyecto. En la segunda parte se refiere al acondicionamiento de la señal del medidor de flujo de turbina, adoptando para el efecto un acondicionador de señal conjuntamente con un aislador para protección del equipo.

CAPÍTULO 3: Determinación del volumen y tasa de flujo de petróleo. En primer plano se expone la configuración que debe adoptar el sistema ALS de Producción, ya que por ser modular dispone de diferentes alternativas. El cálculo de la tasa de flujo y volumen de petróleo es el siguiente tópico que se trata en este Capítulo haciendo una comparación de cuando se realiza el cálculo de manera manual y cuando se dispone de medidores de flujo. Por último se describe al programa de aplicación del ALS de Producción, indicando los parámetros que deben modificarse para que el sistema se adapte a las condiciones de una prueba de producción con bomba jet.

CAPÍTULO 4: Pruebas y Resultados. Aquí se expone los resultados de diferentes pruebas aplicadas, las cuales son: Prueba de Funcionamiento del Sistema ALS de Producción que se refiere a la respuesta del sistema a las modificaciones cuando se dan las condiciones de una prueba de producción de superficie con bomba jet. Prueba en circuito cerrado usando el medidor de flujo de turbina, evalúa que el medidor de flujo de turbina seleccionado se comporta de la misma forma que un medidor de flujo que es parte del sistema. Para los dos casos se analizan los errores que se presentan en las pruebas.

CAPÍTULO 5: Conclusiones y Recomendaciones. Dentro de las Conclusiones se indican todas aquellas que surgieron conforme se fue desarrollando el proyecto y en las Recomendaciones se presentan sugerencias y advertencias para la

correcta manipulación del sistema ALS de Producción en una prueba con bomba jet.

ANEXOS: El Anexo 1 muestra un reporte final en el cual se incluye todo el documento que se presenta al cliente. El Anexo 2 indica las características y especificaciones del circuito operacional LM311 que se utilizo para acondicionar la señal de salida del medidor de flujo de turbina.

CAPÍTULO 1

CAPITULO 1

GENERALIDADES

Este proyecto se presenta en un ámbito de primordial importancia para el desarrollo económico del Ecuador durante las últimas décadas, establecido por la producción de los campos de petróleo en amplias zonas del oriente. El conjunto de operaciones y procesos que se llevan a cabo para la exploración y extracción de hidrocarburos tienen particularidades propias en los pozos de campos ecuatorianos; una de las más relevantes y que es de interés en este estudio es la baja presión en la formación que impide que exista producción a flujo natural.

Una alternativa para realizar pruebas de producción y que la experiencia en pozos de bajas presiones ha brindado a los técnicos que operan en nuestro país, es la prueba de producción con bomba jet, la misma que consiste en colocar dentro del pozo una bomba hidráulica tipo jet que tiene como principio de funcionamiento el efecto Venturi, de esta manera al inyectar un fluido a alta presión se consigue que la formación produzca.

una prueba de pozos con bomba jet.

Para enfocar de mejor manera el desarrollo escrito del proyecto, en este Capítulo se abordarán los procesos y pruebas de producción, así como el funcionamiento de un sistema integrado de monitoreo en el proceso de pruebas de producción de petróleo, buscando identificar los componentes y su papel en el sistema ALS de producción.

¹ Corresponde a las siglas en inglés Advanced Logging Sistem

1.1 PROCESO DE PRODUCCIÓN.

Para comprender el propósito del proceso de producción, conviene empezar por una breve explicación del comportamiento de los yacimientos petrolíferos.

Los hidrocarburos no se suelen encontrar en la misma zona en la que se formaron hace millones de años, sino que, al ser más ligeros que el agua, han ido migrando hacia la superficie a través de estructuras porosas hasta topar con capas impermeables que impidieron su progresión. De no haber encontrado estas capas, hubiesen escapado a la atmósfera. Allí quedaron atrapados segregándose por densidades, de forma que la parte más baja está ocupada por agua, la intermedia por crudo y la superior por gas como se puede apreciar en la Figura 1.1.

Aunque en unos yacimientos predomine el petróleo y en otros el gas natural, en todos ellos se dan ambos tipos de hidrocarburos. La relación entre el gas y el petróleo, uno de los datos clave de todo yacimiento, se denomina GOR (Gas / Oil Ratio).

Al principio, la propia presión del yacimiento suele ser suficiente para que el petróleo fluya a la superficie, pero con el tiempo esa presión irá decayendo y, salvo en el caso de los campos con un GOR muy alto, en los que tarda mucho en decaer, será necesario algún medio adicional para su extracción.

La Producción dentro de la industria petrolera es la actividad en que se llevan a cabo todos los procesos necesarios para conducir el petróleo desde el yacimiento hasta el pozo y desde este hacia la superficie, tratando de extraer la mayor cantidad de fluido al menor costo posible.

Un pozo productor de petróleo es un arreglo formado por la tubería de producción, el revestimiento, el cabezal del pozo, el reductor, la línea de flujo y algunos accesorios a instalar en la tubería de producción.

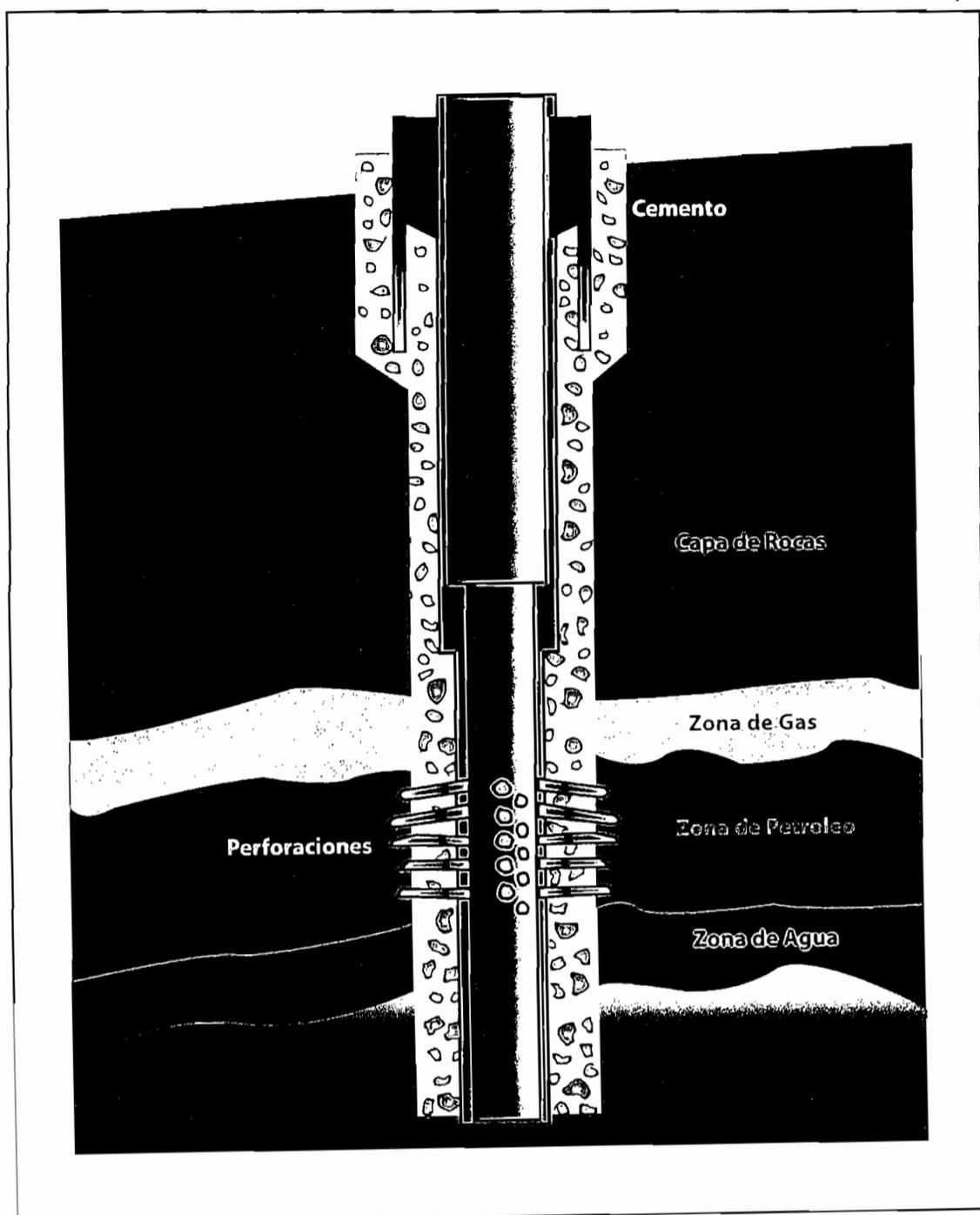


Figura 1.1 Estructura de una formación con una línea instalada

1.1.1.2.2 Levantamiento Artificial por Gas (L. A. G.)

Gas a alta presión es inyectado hacia la tubería de producción desde la superficie, a través del espacio anular entre el revestimiento y la tubería de producción (en la mayoría de los casos). La mezcla del gas con el petróleo crea un área de baja

1.1.1 MÉTODOS DE PRODUCCIÓN.

1.1.1.1 Flujo Natural.

Es el proceso en el cual el petróleo fluye a la superficie a causa de la energía (diferencia de presión entre el fondo del pozo y la superficie) suministrada por:

- El gas que se encuentra sobre la capa de petróleo en el yacimiento o el gas que se encuentra disuelto dentro de la capa de petróleo.
- Fuerza de empuje generada por la capa de agua ubicada debajo del petróleo.
- La compactación de las capas de tierra debido al proceso de explotación (a largo plazo puede generar el fenómeno de subsidencia)

Este es el método de producción más económico, y es por eso que una gestión adecuada de la producción del pozo de una manera natural maximizará la rentabilidad del yacimiento, para ello es recomendable la utilización de reductores o estranguladores en pasos del flujo natural para mantener la energía del gas y controlar la producción y la presión del pozo.

Con la presión propia del yacimiento no se suele poder extraer más de un tercio del crudo existente; pero con los procedimientos de recuperación secundaria o métodos artificiales, se puede doblar esta recuperación.

1.1.1.2 Métodos Artificiales.

El objetivo de éstos es crear una presión en la tubería de producción, tal que permita al pozo generar la tasa de flujo deseada, una vez que la energía natural del mismo ha disminuido.

1.1.1.2.1 Bombeo Mecánico.

Generalmente usado para la producción de petróleo viscoso y pesado. Un equipo de bombeo mecánico consta, principalmente, de una bomba reciprocante (de pistón) de subsuelo, la cual es accionada por un motor que transmite la energía a través de un balancín.

Características:

- Útil para trabajar a bajas presiones de fondo.
- Es un método simple y de fácil uso para los operadores.
- Permite el levantamiento de crudos a altas temperaturas.
- Permite controlar las tasas de producción de acuerdo al tipo de yacimiento
- Presenta problemas en pozos con alta producción de sólidos.
- Puede crear problemas en localidades urbanas.

1.1.1.2.2 Levantamiento Artificial por Gas (L. A. G.)

Gas a alta presión es inyectado hacia la tubería de producción desde la superficie, a través del espacio anular entre el revestimiento y la tubería de producción (en la mayoría de los casos). La mezcla del gas con el petróleo crea un área de baja presión que alivia la columna de fluidos, aumentando la tasa de producción de petróleo del pozo.

Las causas de este fenómeno son la expansión del gas al atravesar a altas velocidades la pared de la tubería de producción y la fuerza de empuje que este ejerce sobre el crudo. La inyección del gas puede realizarse de manera continua o intermitente.

Características:

- Diseñado para pozos con alto potencial de producción (índice de productividad).

- Está limitado por la profundidad del pozo.
- La producción de arena no dificulta la producción a través de L. A. G.
- La inyección se realiza usando válvulas reemplazables.
- Permite la utilización de completaciones desviadas.
- Puede ser de difícil uso en campos con baja presencia de gas.
- Pueden existir problemas de congelación de las líneas de flujo.

1.1.1.2.3 Bombeo Electro-Centrífugo.

Es un equipo que principalmente está formado por una bomba centrífuga por etapas colocada en el fondo del pozo (bombas sumergibles). La bomba es accionada por un motor colocado inmediatamente debajo de ésta. La energía eléctrica para el motor es llevada a través de un cable aislado, engrapado a lo largo de la tubería de producción.

Características:

- Se diseña para extraer altas tasas de producción de fluidos (más de 15.000 barriles diarios).
- Utilizado en yacimientos con altos contenidos de agua.
- Está limitado por la profundidad del pozo.
- De fácil operación.
- Bajos costos de levantamientos.
- Al momento de la producción se pueden usar tratamientos para la producción de sólidos (escamas, etc.)
- Limitado por la disponibilidad de energía eléctrica.
- Los cambios de equipo son muy costosos y los cables se deterioran con rapidez.
- Su operatividad es de difícil análisis.

1.1.1.2.4 Bombeo Hidráulico.

Utiliza una bomba hidráulica que es accionada por un fluido, generalmente agua, que a su vez ha sido bombeado desde la superficie. La energía del fluido bombeado es convertida en energía potencial o presión para fluidos producidos.

Características:

- Ideal para pozos a grandes profundidades.
- La bomba de subsuelo es fácilmente reemplazable.
- Puede utilizar gas o electricidad como fuente de energía.
- El fluido de trabajo puede ser agua o incluso petróleo.
- Altos costos de mantenimiento.
- Problemas para el análisis de las pruebas de producción.

1.1.2 SELECCIÓN DEL MÉTODO ÓPTIMO DE PRODUCCIÓN.

Para seleccionar el método que generará una tasa óptima de producción del crudo deben tomarse en cuenta los siguientes factores, tales como:

- Propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento (viscosidad, densidad, etc.)
- Posibilidad de producción de sólidos y / o arena en el pozo.
- Tipo de completación² seleccionada.
- Capacidad productiva del pozo.
- Porcentaje de agua presente en el pozo, con respecto al total de los fluidos.
- Profundidad del pozo.
- Planes de recuperación secundarias y terciarias a largo plazo.
- Facilidades de superficie.

² La completación de un pozo consiste en la instalación del sistema de comunicación entre el fondo del pozo y la superficie. Para profundizar en el diseño de completaciones referirse al texto de THOMAS O. ALLEN, ALAN P. ROBERTS, PRODUCTION OPERATIONS Vol 1., Well Completations, Workover and

- Disponibilidad de fuentes de energía.
- Perfil del personal de operaciones.
- Aspectos ambientales, económicos y otros.

Todo esto teniendo en cuenta que el método de producción en flujo natural será siempre el más rentable. El método artificial que más se asemeja al Flujo Natural es el L. A. G. y es por eso que muchos pozos productores operan con gas, aún cuando no han perdido la capacidad de producir de manera natural, lo que incluso puede aumentar la tasa de producción.

1.1.3 RECUPERACIÓN.

A medida que un yacimiento es explotado, la presión en su interior o presión estática va disminuyendo lentamente. Los pozos que inicialmente produjeron en flujo natural, requieren energía adicional, obtenida a través de métodos de levantamiento artificial, para mantener la producción activa. A estos métodos se los conoce como de recuperación secundaria.

Puesto que el porcentaje del petróleo extraído con los métodos de levantamiento no sobrepasa el 40%, se desarrollaron técnicas alternas para incrementar el crudo puesto en superficie. Uno de los principales procesos de recuperación secundaria consiste en la inyección de fluidos al yacimiento, mediante la utilización de pozos destinados para tal fin (o antiguos pozos productores reconvertidos). Con esto se logra elevar la presión estática y empujar los fluidos del yacimiento hacia los pozos productores. El gas, el agua y el vapor de agua son los fluidos que generalmente se inyectan. Más aún, con el uso de vapor de agua a altas temperaturas se disminuye la viscosidad del crudo, aumentando su movilidad.

Se utilizan otros métodos de recuperación para mejorar las propiedades físicas del yacimiento, como por ejemplo la permeabilidad en las proximidades del pozo.

Entre estos métodos destacan la acidificación, la fractura e incluso el bombeo de sustancias químicas u orgánicas (bacterias).

Después de extraer el petróleo del subsuelo, la siguiente etapa es transportarlo a los puntos de distribución o a las refinerías. Aunque parezca una etapa sencilla, hay muchos factores a considerar, como la seguridad para evitar derrames, la cercanía de poblaciones, la viscosidad del petróleo que puede dificultar su traslado, entre otros. De manera que una vez más se puede comprobar que en todas las etapas de la manipulación del petróleo, la optimización del proceso dentro de un marco de seguridad son objetivos importantes.

1.1.4 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN.

Las pruebas de producción son necesarias para conseguir información acerca de la reserva, los datos deben ser almacenados e interpretados para obtener con exactitud una proyección del estado de la reserva, lo que no se puede conseguir al realizar otro tipo de pruebas.

La secuencia en el proceso de producción se muestra en el esquema de la Figura 1.2 , los siguientes tópicos a tratar en este Capítulo permiten entender de mejor manera el esquema, a continuación se describe a breves rasgos el mismo. El yacimiento tiene conexión con el fondo del pozo, a continuación se tiene el pozo que esta formado tanto por la tubería de revestimiento así como por la tubería de producción, en la superficie se encuentran interconectados entre si: la cabeza del pozo o árbol de navidad a la salida del pozo, la línea de producción que esta formada por tubería y conduce el fluido hasta el lugar en que está instalado el equipo, la estación de flujo constituida por el *Choke manifold* el cual permite reducir la presión de salida que por lo general es elevada, el separador que es el equipo principal del proceso el cual proporciona salidas de petróleo, gas y agua, por ultimo los tanques de almacenamiento.

Las pruebas de producción son requeridas para contestar interrogantes críticas referentes a la reserva, en las cuales se hace mediciones de parámetros importantes bajo condiciones dinámicas.

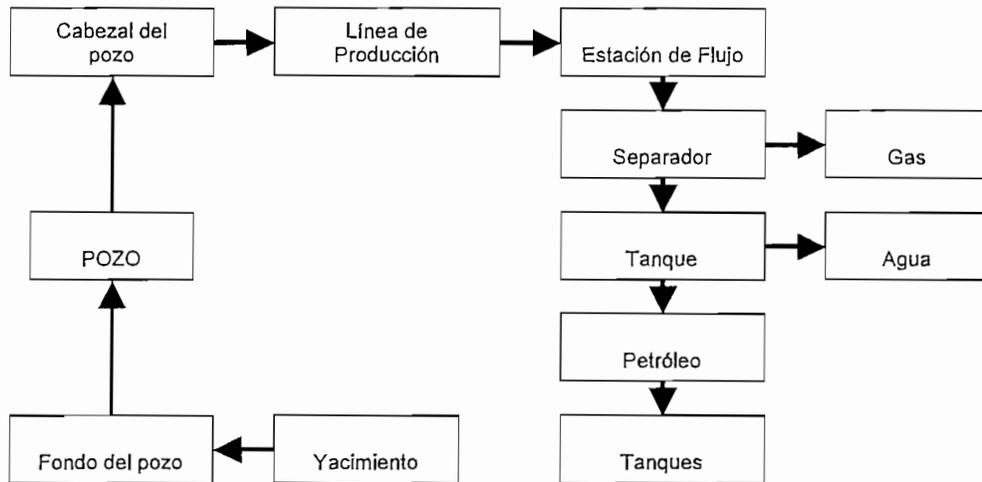


Figura 1.2 Esquema de una prueba de producción

Las interrogantes despejadas son:

- El Flujo de la reserva
- La cantidad de hidrocarburos existente en el lugar
- La calidad del hidrocarburo existente
- El tiempo de productividad
- El tiempo de vida útil

Las pruebas de producción en pozos de petróleo y gas son ejecutadas en distintas etapas de la vida de un pozo. Tradicionalmente las pruebas se realizan después de que los registros han finalizado y antes o después de que el pozo ha sido completado. También es común probar un pozo una o más veces durante su vida.

Durante la fase de adquisición de datos se recogen datos de:

Valores de Tasa de Flujo

Los valores de las tasas de flujo son obtenidos usando equipo de pruebas de superficie. Se debe llevar los fluidos del pozo a la superficie donde pueden ser manipulados y medidos con equipos de prueba de superficie. El flujo es

conducido necesariamente entre la reserva (fondo del pozo) y la superficie. Los caminos para transportar el fluido son a través de una completación permanente del pozo (tubing) o a través de una completación temporal llamada DRILL STEM TEST (DST)³.

Presión y temperatura

La conducta inicial de la presión y temperatura de la reserva son adquiridas del fondo del pozo como valores de presión (P) y temperatura (T). Estos valores son almacenados usando sensores de presión electrónicos o medidores (*gauges*) que están ubicados en la reserva, sea en la cuerda del DST o en un cable colgante (línea eléctrica).

Datos de PVT

El fluido de la reserva es identificado usando valores PVT (presión, volumen y temperatura). Los datos PVT se obtienen de muestras que son tomadas en superficie o en el fondo del pozo usando equipo y técnicas de muestreo. Los valores de PVT son obtenidos de los análisis de laboratorio de esas muestras.

Valores de Porosidad

Los valores de porosidad son obtenidos de los datos de registros eléctricos en hueco abierto o de estudios del "corazon " o en el centro del pozo (*wire line open-hole, cores*).

En la fase de interpretación, los datos adquiridos durante la prueba son usados para hacer evaluaciones. Al usar los parámetros adquiridos en la fase de adquisición de datos puede calcularse:

³ DST consiste en un método de completación temporal que se utiliza para determinar las características de productividad de una zona específica. Para mas detalles referirse a: THOMAS O. ALLEN, ALAN P. ROBERTS, PRODUCTION OPERATIONS Vol 1., Well Completations, Workover and Stimulation, OGC I Oil & Gas Consultants International, Inc. Tulsa, Oklahoma, tercera impresión , Marzo 1981 o a los manuales GEOSERVICES, WELL TESTING MANUAL, 1998

- Parámetros de la reserva:

Permeabilidad

Parámetros de heterogeneidad (λ , Ω , κ)

El parámetro de fractura hidráulica (X_f)

Presión inicial de la reserva (i)

- Parámetros del pozo:

Daño en la formación en hoyo abierto: factor superficial (S) (*Near well-bore formation damage*)

La relación de flujo (IPR) (*Inflow performance relationship*)

Coefficiente de almacenamiento de pozo (C) (*Wellbore storage coefficient*)

- Geometría y extensión de la reserva
- Cantidad de reserva
- Comunicación hidráulica entre pozos

La exactitud de estas evaluaciones durante la fase de interpretación está estrechamente relacionada a la exactitud y calidad de los datos recogidos durante la fase de adquisición de datos.

Las típicas pruebas de pozos son:

- Pruebas de exploración (petróleo y gas)
- Pruebas de productividad (petróleo y gas)
- Pruebas de inyección
- Pruebas de interferencia
- Pruebas de impulsos
- Pruebas de capas

Los principales servicios ejecutados en una prueba son:

- Pruebas de superficie
- Pruebas de fondo (DST)
- Muestreo
- Adquisición de datos (en superficie y en fondo)
- *Slickline*

1.1.5 PRUEBAS DE SUPERFICIE.

Para obtener resultados confiables de una reserva se deben realizar pruebas en la superficie y en el fondo del pozo. Debido a que la tecnología no siempre permite al equipo de prueba funcionar en un medio como el fondo del pozo se requiere equipo de prueba de superficie.

Una prueba de una reserva puede solo ser ejecutada bajo condiciones dinámicas. Esto significa que la reserva estará expuesta a perturbaciones causadas por cambios de presión de la reserva. Estas variaciones de presión son almacenadas e interpretadas a través de mediciones de tasas de flujo entregando información acerca del pozo y parámetros de geometría de la reserva.

La forma de crear perturbaciones de presión depende si la reserva esta cerrada o produciendo.

Si el pozo ha sido cerrado por un largo tiempo, la mejor forma de crear una perturbación de presión es hacer fluir a la reserva, esto se llama "*draw down*".

Si el pozo ha estado fluyendo por largo tiempo, una perturbación de presión se consigue cerrando el pozo; esto se llama un "*build up*". Una perturbación de presión también puede ser creada en un pozo que esta fluyendo provocando un incremento o decremento en la tasa de flujo.

En ingeniería de reservas, un periodo en el cual las condiciones de presión del pozo cambian es conocido como una presión transitoria. En la superficie, los fluidos producidos durante transitorios de presión deben ser manipulados usando equipo temporal. Esto se cumple porque, en la mayoría de los casos, la producción permanente aún no ha sido instalada.

El equipo de pruebas de superficie temporal ejecuta de manera segura y confiable un amplio rango de funciones entre las que se puede citar:

- Control rápido de presión y de la tasa de flujo en la superficie y en el cierre del pozo.
- Separar la emanación resultante en tres fluidos separados (petróleo, gas y agua) y medir exactamente esos fluidos.
- Recoger muestras de superficie.
- Disponer de los fluidos resultantes en una forma ambientalmente segura.

1.1.6 EQUIPO DE PRUEBA DE SUPERFICIE.

Para seleccionar los equipos de producción que se va a utilizar durante la prueba de superficie se debe considerar diversos aspectos entre los cuales se pueden citar:

- La necesidad del cliente, ya que el equipo que opera en una prueba es el que se estipula en el contrato. En muchos de los casos por cuestiones de reducir costos se puede hacer la prueba con equipos que tengan un menor costo de operación.
- Las facilidades que brindan las instalaciones del pozo, como por ejemplo la disponibilidad de tanques de almacenamiento.
- Las condiciones ambientales deben ser consideradas para la elección del equipo, ya que este debe cumplir con todas las normas de seguridad.

Una descripción de los principales equipos utilizados en una prueba de superficie y su funcionamiento se detalla a continuación.

1.1.6.1 Cabeza de Flujo

La cabeza de flujo (*flow head*), llamada también árbol de Navidad, se instala en la parte superior de la tubería y consiste de un arreglo de válvulas diseñado de manera que permite realizar el control del pozo. La mayor parte de los árboles de prueba de superficie consisten de cuatro válvulas dispuestas en forma de cruz a través de cuatro caminos de flujo, además de un actuador hidráulico o neumático y de un sistema de giro llamado *heavy-duty swivel*.

En la Figura 1.3 se indica la disposición de la válvula principal, la válvula de alivio superior y la válvula de matado o de control del pozo las cuales son válvulas de acción directa, mientras que la válvula ubicada en la línea de flujo con un actuador es de acción reversa

El actuador que puede ser de tipo hidráulico o neumático está colocado en la válvula de la línea de flujo de manera que pueda ser cerrada inmediatamente en caso de emergencia.

La válvula de matado o de control del pozo se conecta a unidades de bombeo exterior para matar o controlar el pozo bombeando hacia el fondo del pozo a través de la tubería de producción (*tubing*).

La válvula de alivio superior se utiliza en operaciones de "*wireline*". Estas operaciones permiten introducir y remover herramientas maniobrables con cable dentro del pozo mientras éste está fluyendo o si está cerrado con el *choke manifold*.

El *swivel* esta incorporado dentro de la cabeza de flujo. Este permite que la tubería de producción pueda girar para asentar el *packer* y realizar otro tipo de operaciones en el fondo que requieran de giro de la tubería de producción. El

packer no es mas que una empackadura que permite aislar la tubería de revestimiento de la tubería de producción.

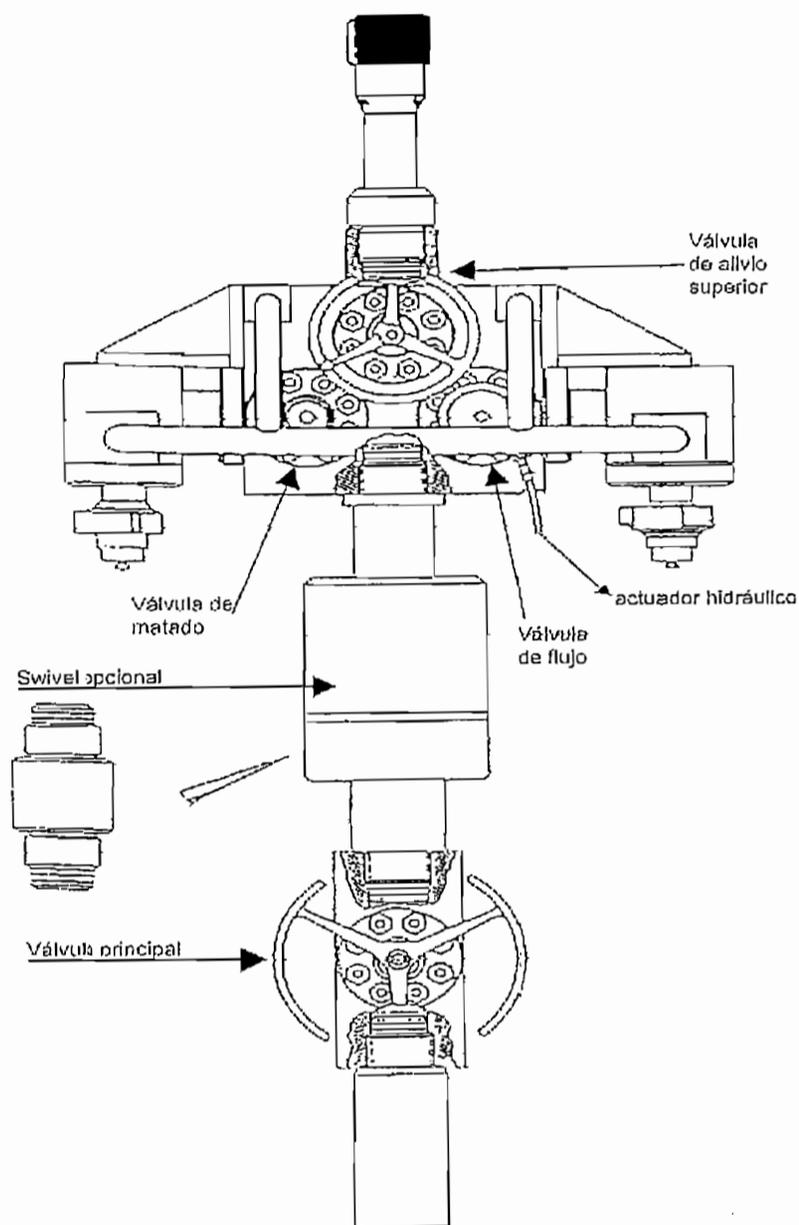


Figura 1.3 Partes de la cabeza de flujo

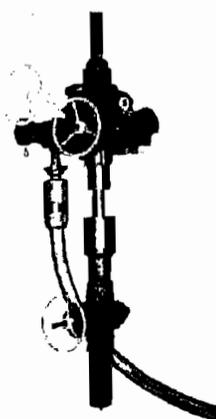


Figura 1.4 Cabeza de flujo

La válvula de seguridad hidráulica es una válvula que se abre cuando cierta presión es aplicada al actuador. La presión está normalmente en el rango de 2000 a 3000 psi. Si se presenta alguna condición que hace necesario cerrar el pozo rápidamente, como en el caso de un escape de presión después de la cabeza de flujo, se libera la presión del actuador y la válvula se cierra automáticamente.

En la Figura 1.4 se muestra una cabeza de flujo que se utiliza en pozos cuya presión de trabajo sea de máximo 690 bar (10000 psi).

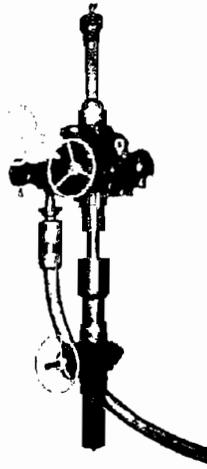


Figura 1.4 Cabeza de flujo

1.1.6.2 Múltiple

El Múltiple (*choke manifold*) consiste de un conjunto de válvulas dispuestas de tal manera que el flujo puede ser dirigido en una de dos direcciones con la finalidad de reducir la presión a la salida del mismo, como se observa en la Figura 1.5. Esta facilidad permite desviar el fluido a través de una de dos CAJAS CHOKE. Cada caja puede aceptar diferentes tipos de chokes: FIJOS y AJUSTABLES. Cuenta con una válvula de paso de compuerta, una válvula check, una válvula de tres vías y una válvula de compuerta.

En el lado fijo del *choke manifold*, se usan choques fijos calibrados. En la Figura 1.6 se muestra el corte de un choke fijo y su ubicación. Cada choke fijo esta

diseñado para un tamaño específico. Usualmente los choques están graduados en 64 vos de pulgada y son enroscados dentro de la caja choke.

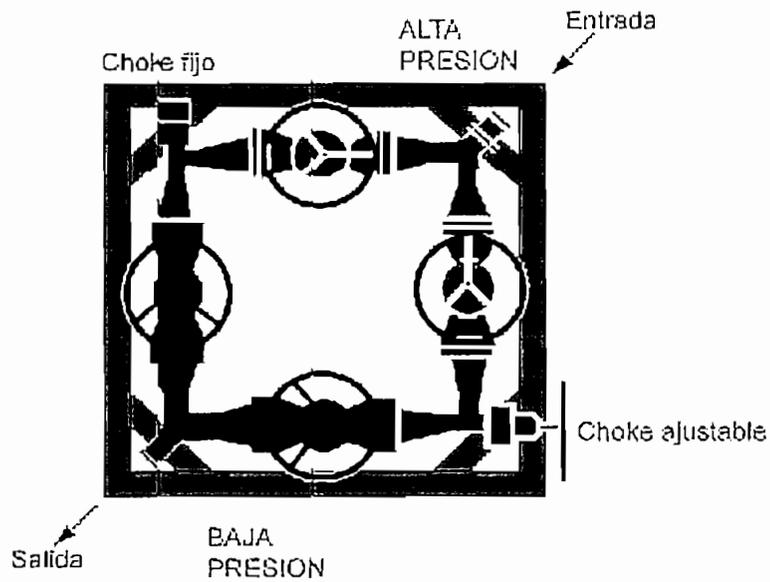


Figura 1.5 Partes del *Choke Manifold*

Esto significa que se puede especificar al cliente la tasa de flujo sobre un diámetro determinado de choke al final de la prueba.

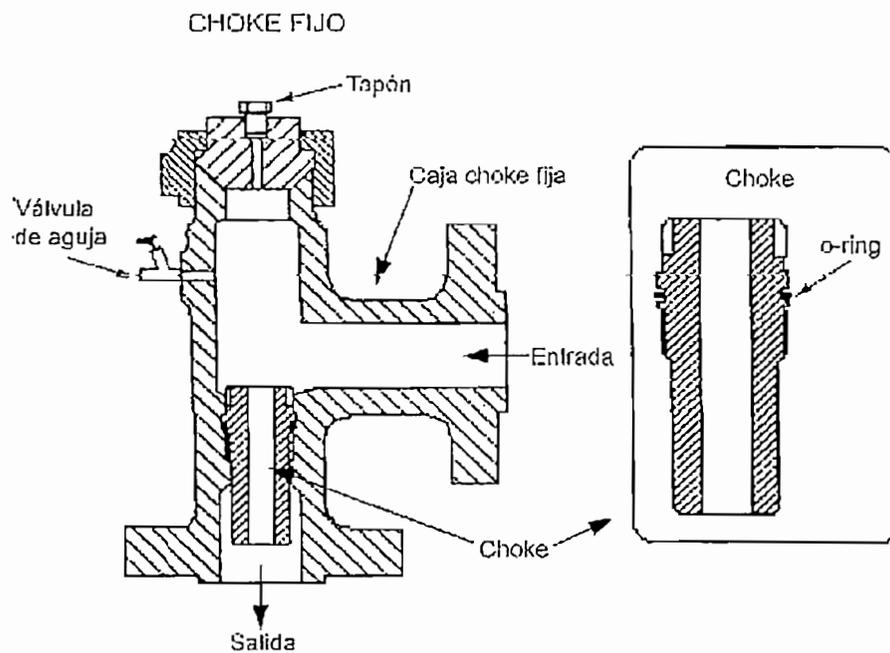


Figura 1.6 Choke fijo

En el otro lado del *Choke Manifold* está ubicado un choque ajustable, este permite reemplazar al choque fijo sin interrumpir el flujo. Permite también predecir las tasas de flujo y la disminución de la presión a través del *Choke Manifold* durante una limpieza del pozo.

El choque ajustable es en realidad un orificio de geometría variable y este es fácilmente variable sin necesidad de aislar la caja choke para realizar el cambio, como se observa en la Figura 1.7.

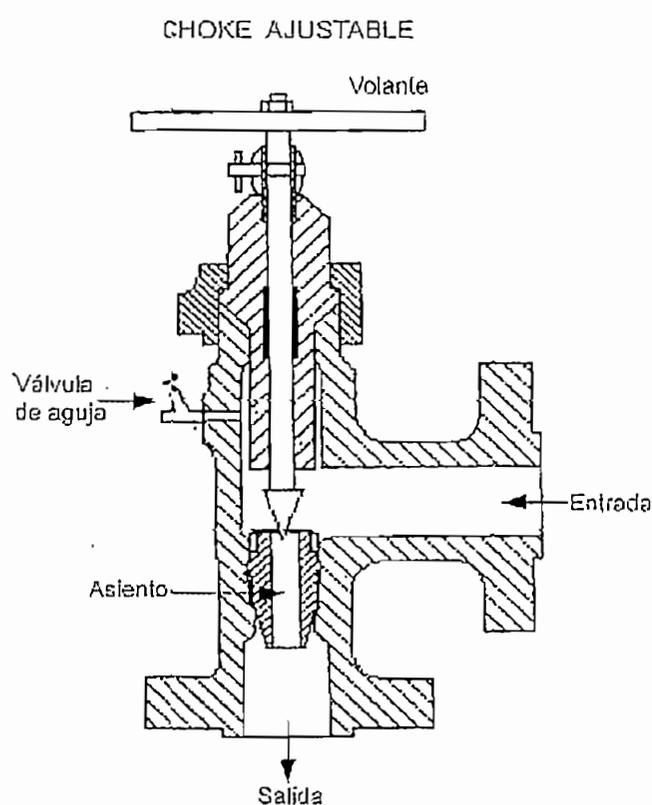


Figura 1.7 Choke ajustable

El control de flujo se obtiene girando el volante que abre o cierra las válvulas, la operación del *Choke Manifold* es manual y debe realizarla un operador a distintos tiempos de la prueba o cuando sea requerido. Este equipo es el encargado de distribuir adecuadamente el fluido a la etapa de separación así como de regular la presión que debe llegar al mismo. En la Figura 1.8 se tiene un *Choke manifold* que se utiliza en pruebas de superficie con una presión de trabajo que soporta

hasta 690 bar (10000 psi) y un rango de temperatura que oscila entre $-29\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $121\text{ }^{\circ}\text{C}$.

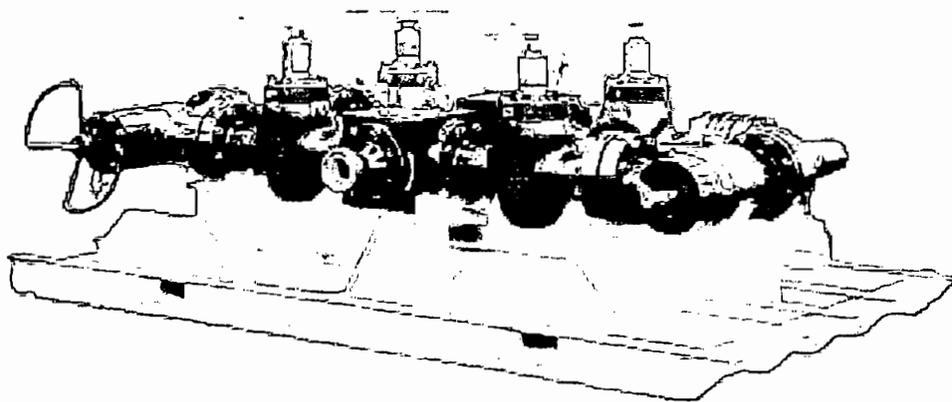


Figura 1.8 Choke manifold

1.1.6.3 Tubería de Muestras (*Data Headers*)

Es un ensamblaje que se emplea para recoger muestras de los parámetros de producción del pozo. Está formado por un tramo de tubería dotado de accesos y puertos para instalar medidores y sensores como se muestra en la Figura 1.9. Usualmente esta ubicado en el camino del flujo de producción entre la cabeza de flujo y el *Choke Manifold*.

Los puertos de entrada se pueden utilizar para instrumentos medidores de temperatura, presión, para inyección de químicos, sensores de ALS, detectores de arena, balanzas de peso muerto y un registrador de alta presión.

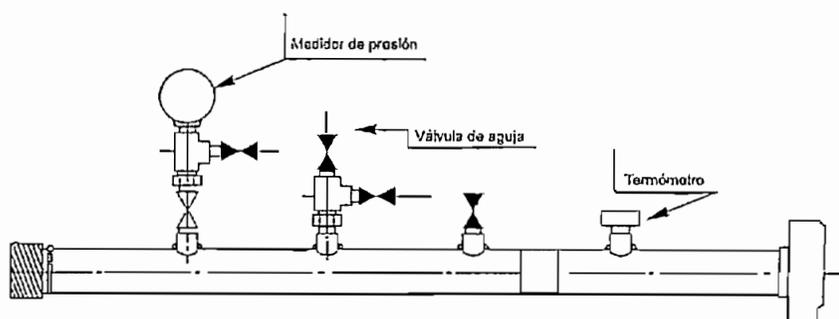


Figura 1.9 *Data header*

1.1.6.4 Calentador o Intercambiador de Calor

Los calentadores son usados para calentar el fluido de petróleo crudo con el fin de reducir su viscosidad y para ejecutar la separación de gas petróleo o de manera particular en emulsiones de petróleo agua. Otra razón para tener un calentador en el equipo de pruebas es para realizar pruebas en pozos de gas.

Cuando el gas a altas presiones se hace circular a través de un *choke* para reducir su presión, este se expande y se enfría. Si el enfriamiento es severo, este da como resultado una hidratación de la formación y desemboca en un bloqueo de todas las líneas de conexión, siendo esta una de las principales razones para que sea parte del equipo de una prueba de producción.

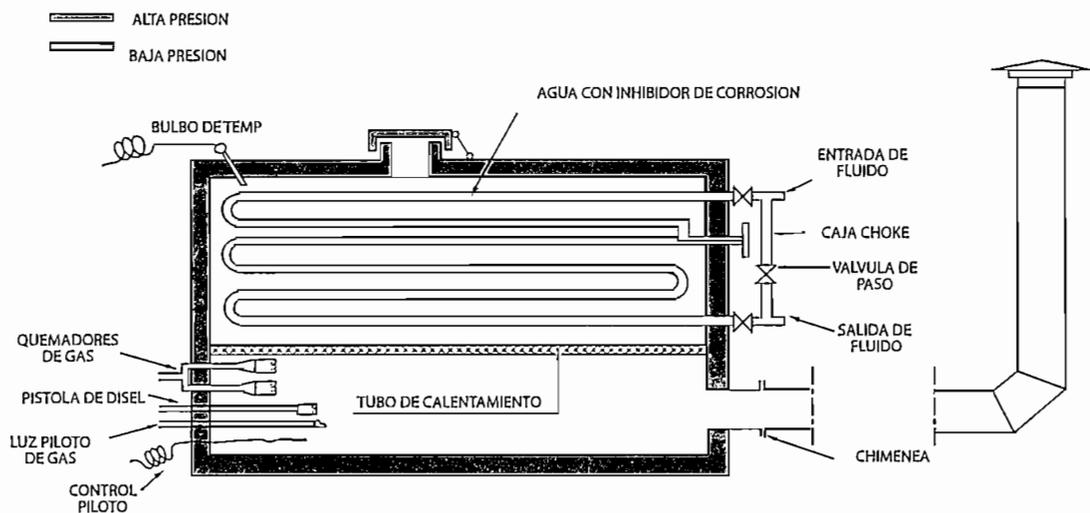


Figura 1.10 Intercambiador de calor

Usualmente el calentador indirecto consiste de un recipiente de agua sin presión que contiene dos serpentines a través de los cuales circula el fluido. El fluido del pozo en los serpentines es calentado indirectamente por el agua, la cual es calentada por el fuego que proviene de un quemador a diésel. El quemador a diésel está contenido dentro de un tubo de flama. Este sistema provoca que el agua transmita el calor a los serpentines, calentando así al fluido. No existe

contacto directo entre los tubos que llevan el fluido a ser calentado y la flama que es usada como fuente de calor. Este sistema presenta mas seguridad que el de un calentador directo ya que en los de este tipo la tubería que contiene el fluido del pozo tiene contacto directo con la flama.

Después que el fluido pasa a través de la primera sección de serpentines, un choke montado entre los serpentines permite realizar el control del pozo en lugar de un choke manifold. El calentador además está constituido por una entrada múltiple con tres válvulas de control de flujo y está provisto de un paso alterno de circulación del fluido. Para mantener una temperatura fija, el quemador de diesel es regulado por una válvula de control automática.

Actualmente los calentadores usan el principio de transferencia de calor en rangos que van desde 1.5 a 4 MMBTU/HR siendo los más populares de 2 MMBTU/HR. Para su fabricación se usan varios métodos, los más comunes son los calentadores de ignición a gas o diesel y los de vapor como el que se muestra en la Figura 1.11 el cual viene montado sobre una base deslizable o esquí con una estructura que sirve como protección.

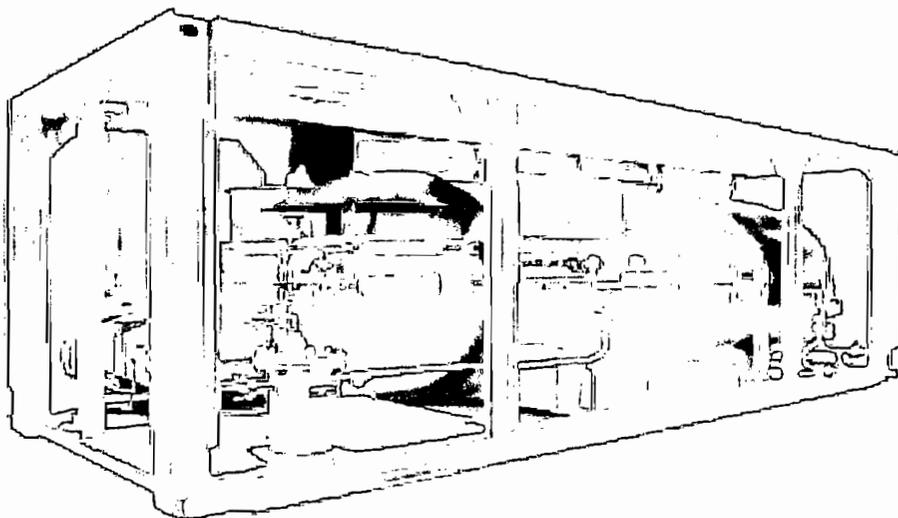


Figura 1.11 Calentador (*Heater*)

1.1.6.5 Separador

El separador es la pieza principal del equipo de prueba de superficie. Por esta razón se realiza una descripción más amplia que para el resto de equipos que intervienen en la prueba. Es el encargado de separar las tres fases del fluido las cuales pueden ser medidas y muestreadas individualmente.

El separador está diseñado para ejecutar múltiples tareas, los separadores de prueba no separan los fluidos de forma perfecta como lo hace el separador de una estación de producción, pero la separación que realiza es lo suficientemente efectiva para realizar las mediciones de los fluidos.

El separador de prueba es capaz de tratar muchos tipos de fluidos presentes en las formaciones encontrados en la exploración de pozos incluyendo; gas, gas condensado, petróleo liviano, petróleo pesado, petróleo con emulsión, agua con petróleo e impurezas y fluidos con contenido de H₂S.

En muchos casos el separador es la parte central del equipo en las instalaciones de la prueba de un pozo, es usado en todas las pruebas de exploración y algunas veces en pruebas de producción cuando el separador permanente no esta disponible o no ha sido instalado.

Funcionamiento

El separador manipula los flujos del fluido producido tomando ventaja de la diferencia de densidades que existe entre el gas, petróleo y agua.

Debido a las densidades relativas del gas y el líquido, su separación es rápida, y ocurre en unos pocos segundos. Algunos líquidos tienen la propiedad de mantenerse por algún tiempo en el gas en forma de una fina capa de niebla. Las densidades del agua y del petróleo siempre son muy cercanas por lo que su separación puede tomar algunos minutos.

Para el funcionamiento del separador se utiliza el principio de separación y se considera la capacidad del separador.

La fase de separación en un separador está basada en la gravedad así se tiene que:

- El gas es segregado del líquido y

Para el funcionamiento del separador se utiliza el principio de separación y se considera la capacidad del separador.

La fase de separación en un separador está basada en la gravedad así se tiene que:

- El gas es segregado del líquido y
- El petróleo es segregado del agua.

Además la separación debida a la gravedad solamente toma lugar cuando:

- El fluido a ser segregado no es soluble en el otro y
- Los fluidos tienen diferentes densidades.

La velocidad de la separación es una función de la gravedad relativa, por ejemplo:

$Gg/Gl = 1/20$ 95% de la separación se produce en unos pocos segundos.

$Gl/Gw = 0.75$ El proceso de separación requiere de unos pocos minutos.

Al analizar la capacidad del separador se determina que:

La capacidad de líquido es función de:

- Tiempo de retención $T = V_o/Q_o$ (usualmente un minuto).
- Volumen de petróleo en el separador (está dado por el nivel de líquido).

La capacidad del gas es función de:

- Presión del separador.
- Nivel de interfaz gas líquido.

El separador esta compuesto por un tanque que es donde se realiza la separación y por varios dispositivos externos que son los encargados de realizar el control y de donde se obtiene las muestra del proceso. A continuación se enumera las partes más importantes.

- Un medidor de orificio para medir la tasa de flujo de gas.
- Dos medidores de petróleo: un medidor de desplazamiento positivo para bajas tasas de flujo y un medidor para altas tasas de flujo.
- Un medidor de desplazamiento positivo para medir la tasa de flujo de agua.
- Un medidor de encogimiento para determinar el factor de encogimiento.
- Un controlador de presión para ajustar la presión del separador y mejorar la eficiencia de la separación.
- El tanque es protegido contra sobrepresión por dos dispositivos diferentes: una válvula de auxilio y un disco de ruptura.
- Varios puntos para tomas de muestras de petróleo, gas y agua.
- Componentes mecánicos que están dentro del tanque, mejoran el proceso de separación por gravedad y reducen el tiempo de retención las cuales se exhiben en la Figura 1.12 y se describen en las líneas siguientes.

El separador consta de un tanque en forma de un contenedor cilíndrico diseñado para resistir altas presiones, puede ser vertical u horizontal. El petróleo se acumula en la base del contenedor, mientras que el gas, siendo menos denso ocupa el espacio restante. Por tanto la separación gas / petróleo es producto de la gravedad.

Placa deflectora

Esta localizada frente a la entrada. Causa un rápido cambio en la dirección y velocidad de los fluidos, forzando a que el líquido caiga al fondo del tanque. La placa deflectora es responsable de la parte inicial del proceso de separación de líquidos y gas.

Placas de fusión

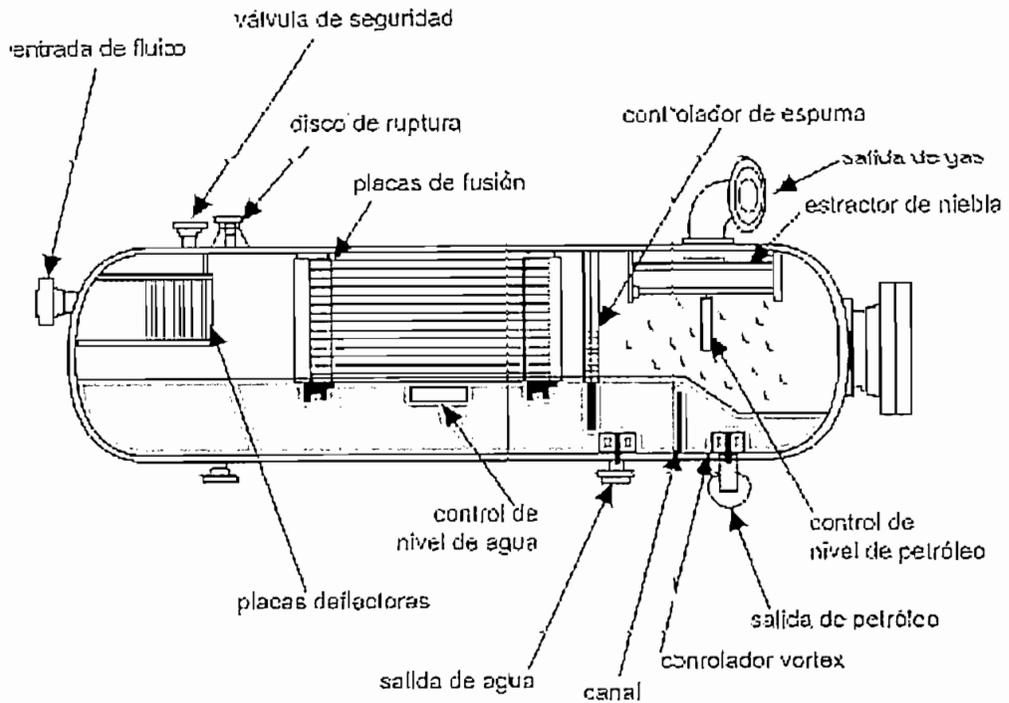


Figura 1.12 Partes de un separador

Placa deflectora

Esta localizada frente a la entrada. Causa un rápido cambio en la dirección y velocidad de los fluidos, forzando a que el líquido caiga al fondo del tanque. La placa deflectora es responsable de la parte inicial del proceso de separación de líquidos y gas.

Placas de fusión

Estas placas están ubicadas longitudinalmente a manera de una V invertida en la parte superior del separador. Las diminutas gotas de líquido que se encuentran en el gas chocan con las placas y las golpean. Mientras pasa mayor cantidad de gas a través de las placas, mas una mayor cantidad de pequeñas gotas se unen y forman grandes gotas que caen al fondo del recipiente.

Controlador de espuma

Esta pieza del equipo esta elaborada de una red de alambre, de manera parecida al extractor de niebla. Previene que partículas de petróleo en la espuma pasen a través del separador y abandonen el separador junto al gas.

Extractor de niebla

Esta pieza del equipo esta compuesta de una malla de alambre. Antes de abandonar el separador el flujo de gas pasa a través del extractor de niebla ocasionando que diminutas gotas de petróleo que se encuentran retenidas en el gas caigan.

Placa canal

Esta placa está localizada en el fondo del tanque, divide al separador en dos compartimentos: petróleo y agua. Hace posible que el nivel de agua sea controlado, esto permite solamente un desbordamiento de petróleo en el compartimiento de petróleo.

Controladores vortex

Estos controladores están ubicados en las salidas de agua y petróleo. Su función es interrumpir el efecto de turbulencia que puede suceder cuando el petróleo y el agua abandonan el separador por sus respectivas salidas. Los controladores vortex previenen que el gas sea absorbido hacia afuera con los líquidos.

Por lo general un separador horizontal es menos caro que el separador vertical para igual capacidad, por lo que comúnmente son mas utilizados.

Los separadores de tres fases son usados para pruebas de producción de pozos y son idénticos a los separadores de dos fases excepto por un compartimiento de agua con un control de nivel extra y una válvula de desfogue. En la Figura 1.13 se

muestra un separador de prueba horizontal de tres fases con capacidad de 15000 BPD para soportar presiones de 100 bar.

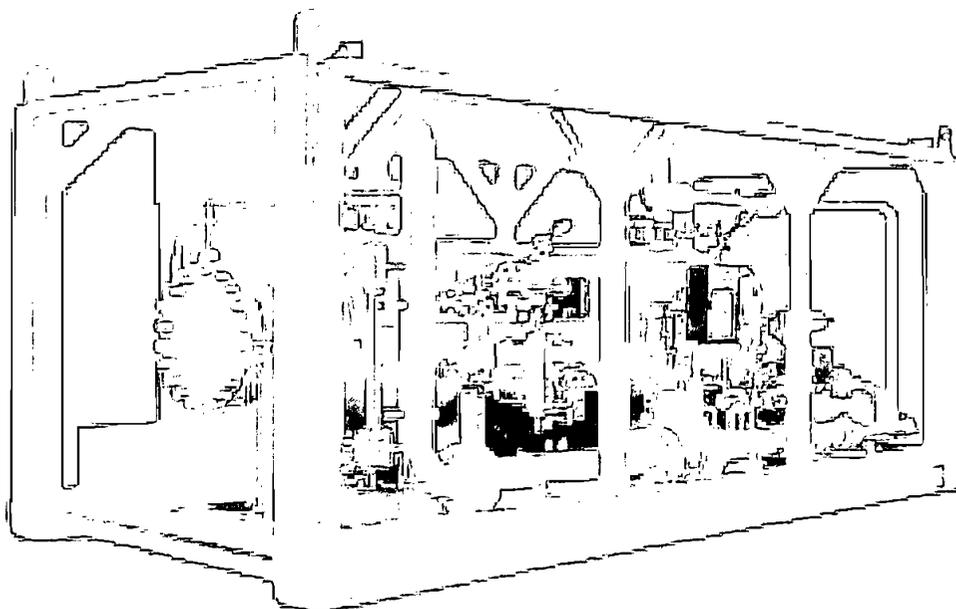


Figura 1.13 Separador

1.1.6.6 Tanques de Medida

Los tanques de medida son de dos tipos: tanques de medida atmosféricos y tanques de medida presurizados.

Los tanques de prueba sirven para los siguientes propósitos.

- Para calibrar los medidores del separador.
- Para medir la rata de flujo cuando la rata de flujo es menor que la mínima para los medidores del separador.
- Para medir el factor de medida de encogimiento (*shrinkage*).

Los tanques de medición que operan a la presión atmosférica (*gauge tank*). Normalmente tienen dos compartimentos de 50 bbls cada uno, con compuertas y

aberturas en el techo. Cuentan con dos compartimentos para que uno pueda ser vaciado mientras el otro es usado para realizar las mediciones de flujo.

Normalmente son de forma rectangular, vienen con visores de vidrio, una escala graduada y cuentan con un coeficiente de calibración que relaciona distancia y volumen.

Como desventajas esta el hecho de que no puede ser usado con H₂S, y no acepta presiones.

Los tanques de reposo (*surge tank*) pueden operar con presiones de 50 psi, normalmente están dispuestos de manera vertical y cuentan con un solo compartimiento de 100 bbls, es ideal para trabajar con H₂S. Cuenta con visores graduados para que los volúmenes puedan ser medidos. En la Figura 1.14 se aprecia un Tanque de medida con visores y una escala graduada para determinar el nivel, con dos compartimentos y una capacidad total de 100 barriles.

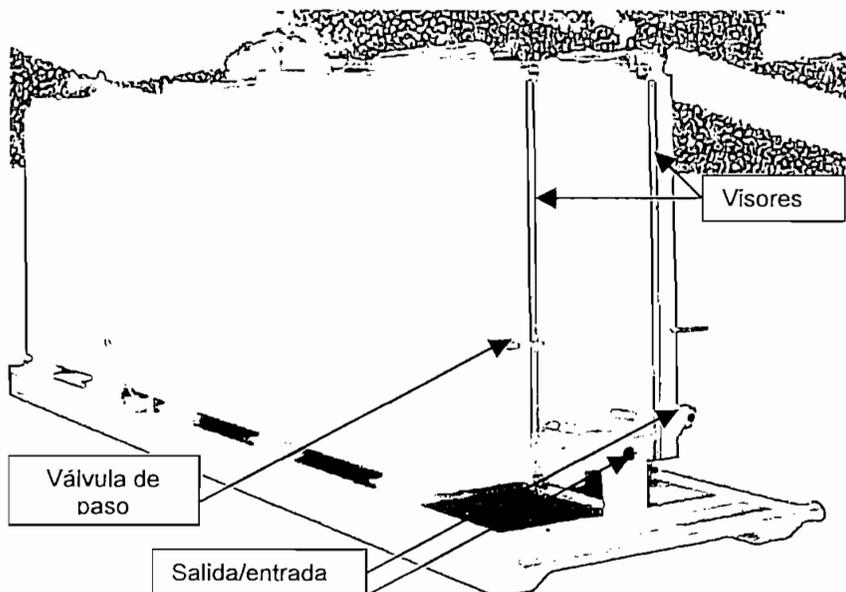


Figura 1.14 Tanque de medida

1.1.6.7 Bomba de transferencia

La bomba de transferencia es usada para vaciar un compartimiento de los tanques mientras el otro esta llenándose o simplemente para vaciar el tanque.

La entrada de la bomba generalmente se conecta al múltiple del tanque para seleccionar el compartimiento. La salida generalmente se conecta a un múltiple que permita el paso del líquido a los quemadores o al mechero a través del conducto normal.

Puede ser requerida para inyectar o reinyectar petróleo del separador en el sistema o la línea de producción.

Normalmente el tipo de bomba que se utiliza es de desplazamiento positivo y usa ruedas de engranajes para conducir el fluido de la entrada a la salida. La rotación de los engranes permite una transferencia constante de líquido sin pulsaciones o turbulencia.

En la Figura 1.15 se tiene una bomba de desplazamiento positivo con capacidad nominal de 5000 BPD con alimentación trifásica de 400/380 V, 50/60 Hz.

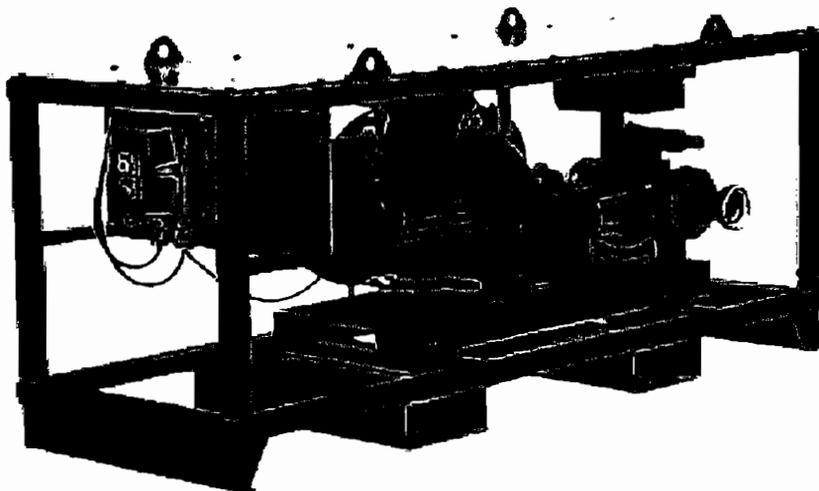


Figura 1.15 Bomba de transferencia

1.1.6.8 Quemadores y Mecheros

El quemador se ha diseñado para limpiar desechos de fluidos y petróleo.

Los quemadores y mecheros deben ser instalados en conjunto y lo que se persigue es que petróleo sea llevado hacia el quemador localizado al extremo de los mecheros para reducir las radiaciones de calor hacia la estructura de la instalación.

El gas es quemado de manera separada a través del quemador de gas localizado en el quemador de mechero.

1.1.7 INSTALACIÓN DEL EQUIPO

El conjunto de elementos del equipo de Pruebas de Superficie (SWT, *Surface Well Testing*) esta interconectado a través de una tubería de medida y presión adecuada. La tubería generalmente es flexible entre la cabeza del pozo y el *choke manifold* permitiendo movimientos de montaje y desmontaje de la cabeza del pozo durante la prueba.

Antes de armar el equipo para una prueba la disposición del equipo debe ser definida. El diagrama de localización define cuales piezas del equipo de prueba de superficie van a ser utilizadas y además identifica donde estará localizado el equipo (zonas y distancias recomendadas). La figura 1.16 ilustra la conexión de los equipos y muestra la disposición de la tubería.

La disposición para ejecutar una prueba de superficie varía de acuerdo con los siguientes factores:

- Localización (en tierra o en agua)
- Tipo de emanación del pozo (petróleo o gas)

- Características de la emanación del pozo (alta presión, alta rata de flujo, o alta viscosidad)
- Regulaciones de viscosidad (algunos equipos están restringidos a ciertas zonas), etc.

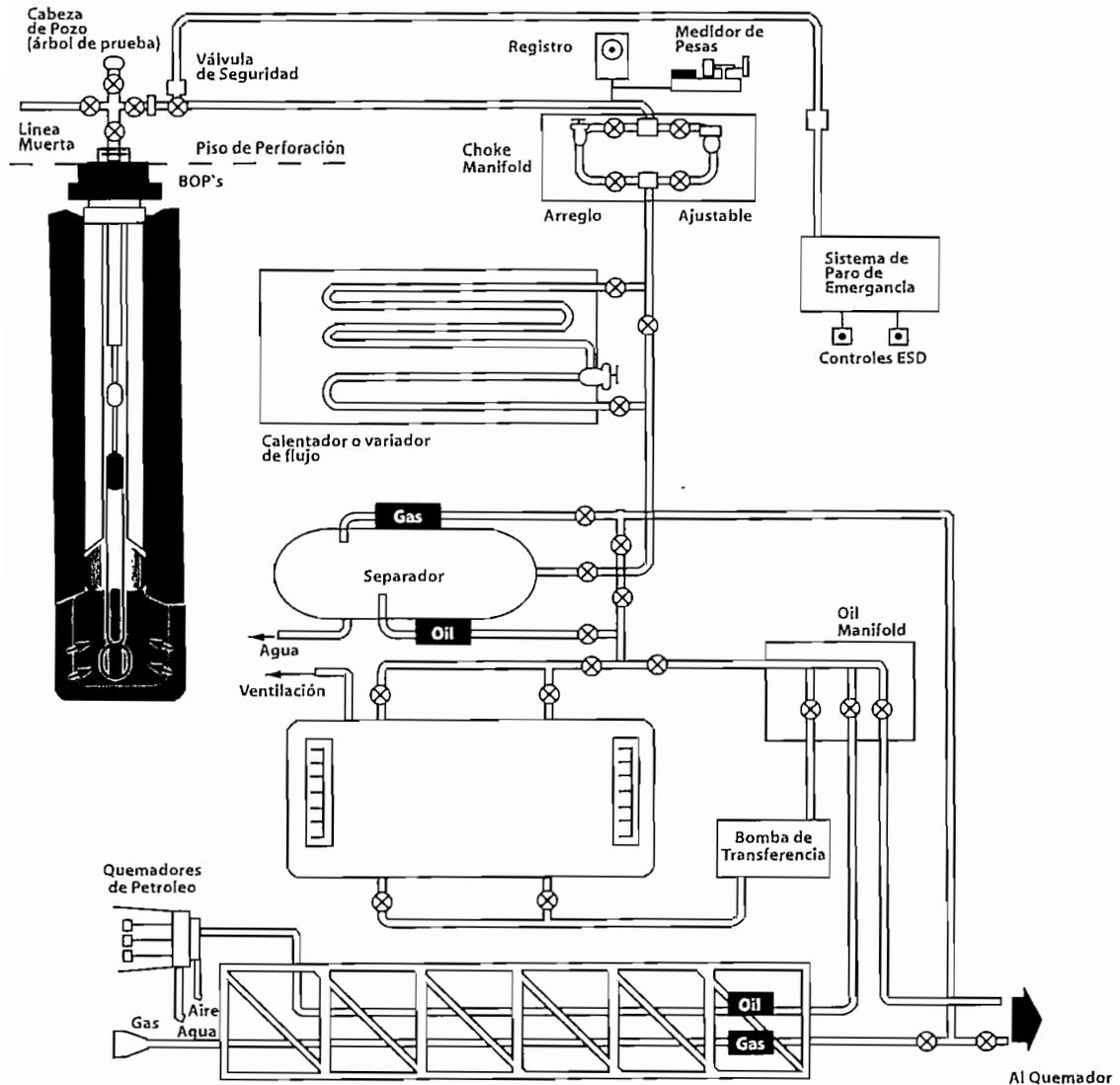


Figura 1.16 Conexión del equipo para una prueba de superficie.

1.1.8 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE UNA PRUEBA DE SUPERFICIE.

La Figura 1.17 permite explicar de mejor forma la secuencia de funcionamiento del equipo en el desarrollo de la prueba de superficie.

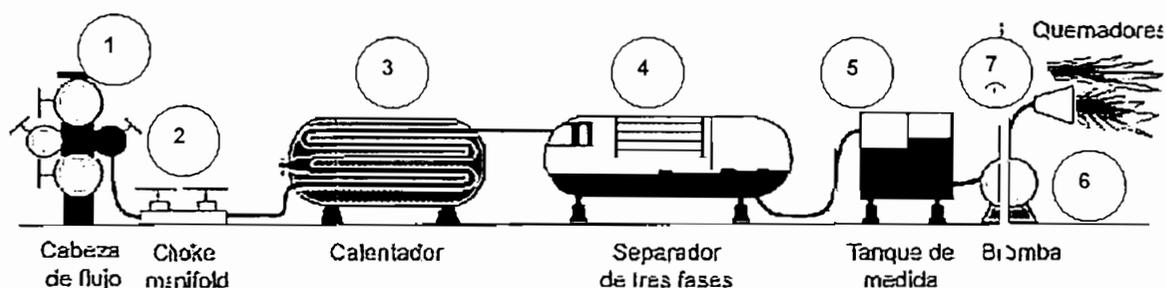


Figura 1.17 Proceso de una prueba de superficie.

El árbol de pruebas (1) en el pozo primario controla la presión que llega al equipo de pruebas.

El múltiple (2) regula el flujo, lo reduce a los niveles de operación del separador.

El calentador (3) es usado para aumentar la temperatura del fluido por sobre el punto de hidratación de la formación para reducir la viscosidad.

El separador (4) es la pieza principal del equipo de prueba de superficie. Este separa las tres fases del fluido las cuales pueden ser medidas y muestreadas individualmente.

Los tanques de medición (5) son usados para calibrar los medidores de flujo de líquido del separador, y para medir el flujo en caso de tener bajas tasas de flujo de petróleo.

La bomba de transferencia (6) provee energía al petróleo almacenado en los tanques para asegurar una atomización adecuada a las cabezas del quemador.

El petróleo es llevado hacia el quemador de petróleo(7) localizado al extremo de los mecheros para reducir las radiaciones de calor hacia la estructura de la instalación.

El gas es quemado de manera separada en el quemador de gas (7).

Una vez instalado el equipo en el campo siguiendo el procedimiento apropiado y practicando todas las medidas de seguridad se procede con la prueba de superficie. El primer paso consiste en hacer una limpieza del pozo que puede durar varias horas y de manera excepcional unos días.

Durante la prueba se realizan las siguientes operaciones:

- Al inicio de la prueba se debe registrar los valores iniciales de presión y temperatura de apertura de la reserva.
- Hacer fluir al pozo a una o varias ratas de flujo sucesivas.
- Tomar muestras representativas de fluido.

Los parámetros a ser medidos son:

- Tasas de flujo de petróleo, gas y agua
- Presión y temperatura de:
La cabeza del pozo
El separador y otras instalaciones de superficie.
- La gravedad específica del gas en el separador
- El factor *OIL SHRINKAGE* y *STO GRAVITY*

Para respaldar la prueba se debe elaborar un Reporte de prueba del pozo que consiste en el informe final del trabajo realizado por la empresa que presta el servicio. De este reporte se valen los ingenieros en reservas para diseñar la completación del pozo y determinar la producción en el futuro, teniendo como su principal propósito hacer que la formación produzca de la manera más rentable posible. Un reporte de una prueba de superficie se encuentra en el ANEXO 1.

El reporte debe contener:

- Procedimiento o programa de la prueba.
- Operaciones y condiciones de medida.
- Equipo utilizado.

- Datos de completación temporal del pozo.
- Secuencia de eventos.
- Mediciones y datos calculados.

1.1.9 INSTRUMENTACIÓN DEL EQUIPO DE PRUEBA DE SUPERFICIE.

Los parámetros de interés en una prueba de producción de superficie son registrados por medidores que están ubicados en algunos de los equipos mencionados con anterioridad.

1.1.9.1 Cabeza de Flujo

En el árbol de pruebas y *data header* se recoge datos de presión de la tubería de revestimiento (CSP) y se mide el contenido de H₂S que tiene el fluido.

1.1.9.2 Choke Manifold

En el *choke manifold* los datos de interés se encuentran a la entrada y la salida.

Se recogen muestras de fluido para ser analizadas en el laboratorio.

Se toma datos de presión y temperatura:

- Presión de la cabeza del pozo a la entrada del *choke manifold* (WHP)
- Temperatura de cabeza del pozo a la entrada del *choke manifold* (WHT)
- Presión después del choke a la salida del *choke manifold* (DCP)
- Temperatura después del choke a la salida del *choke manifold*
- Contenido de H₂S

1.1.9.3 Calentador o Intercambiador de Calor

Se obtiene valores de:

- Presión a la salida del intercambiador de calor (HOP)
- Temperatura a la salida del intercambiador de calor (HOT)
- Contenido de H₂S

1.1.9.4 Separador

Los datos de mayor interés están en el separador que para su operación cuenta con equipos de medida, con puntos para tomar muestras y con un equipo de control.

El equipo de medida viene instalado en las diferentes líneas de salida del fluido.

En la línea de petróleo se ubican medidores de turbina para evaluar el flujo y volumen.

En la línea de gas se dispone de un medidor de presión diferencial y temperatura..

En la línea de agua se tiene un medidor de turbina para determinar el volumen y el caudal.

Los puntos para la toma de muestras se ubican en las tres líneas.

Se cuenta con un equipo de control y con un sistema de emergencia como seguridad. Los principales dispositivos de control son: la válvula de control de presión a la salida del gas, válvula de control del nivel a la salida del petróleo, válvula de control de nivel a la salida del agua, un control de nivel de petróleo, un control de nivel de interfaz. Cuenta también con visores de nivel de interfaz y petróleo.

Los datos de interés en este equipo son:

- Presión del separador (P_{Sep})
- Presión diferencial (P_{diff})
- Temperatura del separador (T_{sep})
- Volumen de petróleo producido (V_s oil)
- Volumen de agua producida (V_s H_2O)
- Contenido de H_2S

En el diagrama de la Figura 1.18 se puede apreciar la ubicación de los dispositivos de medida y control en un separador.

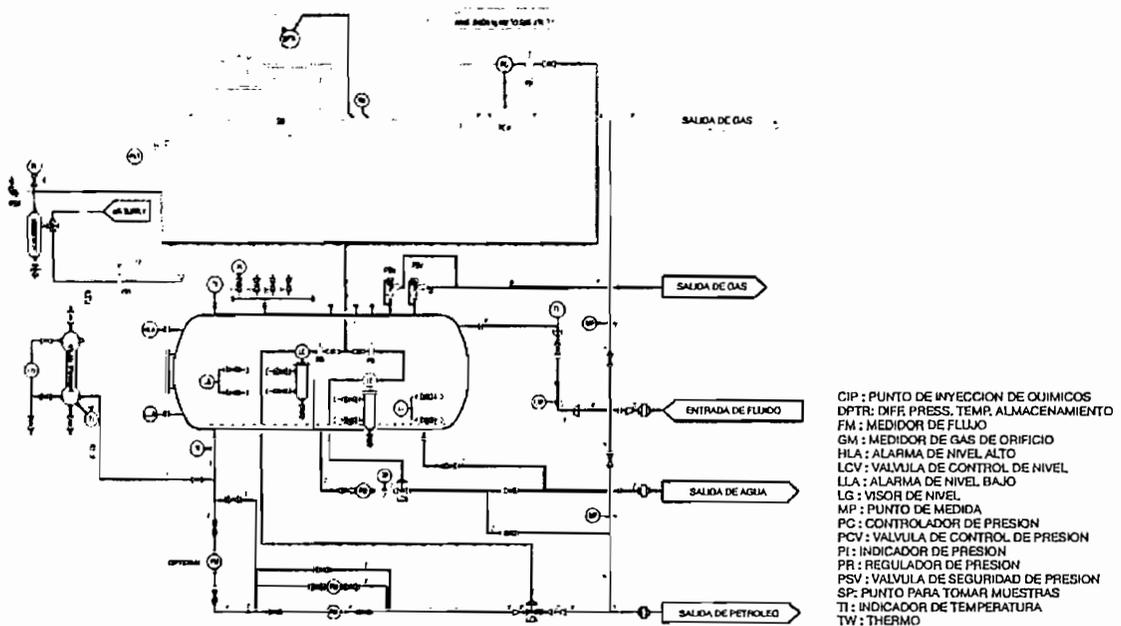


Figura 1.18 Instrumentación en un separador

1.2 PRUEBA DE PRODUCCIÓN DE SUPERFICIE MEDIANTE BOMBEO JET.

En el Oriente ecuatoriano para explotar los yacimientos hidrocarburíferos se tiene que perforar pozos profundos y que presentan bajas presiones en el fondo, lo que impide que la producción de petróleo llegue a la superficie de manera natural. El método recomendado por los técnicos consiste en utilizar una bomba hidráulica tipo jet, la misma que se describe a continuación.

1.2.1 BOMBAS HIDRAHULICAS TIPO JET.

Las Bombas Jet son miembros de la familia de bombas hidráulicas, en las cuales los caudales de producción de fluido en movimiento se controlan mediante una configuración de boquilla y tubo "venturi". Diferentes configuraciones geométricas se utilizan para controlar la luz o el espacio entre los orificios de la boquilla y el tubo de mezcla. Dependiendo de las parámetros calculados por el computador se determina la geometría exacta, para lograr los caudales deseados de producción.

1.2.1.1 Funcionamiento.

El fluido motriz se bombea a un caudal determinado (QN) hasta la bomba jet en el subsuelo, donde llega a una boquilla con una presión total que se designa como (PN). Este fluido a presión alta se dirige, entonces, a través de la boquilla, lo que hace que la corriente de fluidos tenga alta velocidad y baja presión estática. La Figura 1.19 permite entender el funcionamiento de una bomba jet.

La presión baja (PS) permite que los fluidos del pozo fluyan en la bomba y tubería al caudal de producción deseado (QS).

Entonces, se mezcla el fluido motriz, el mismo que se mueve con impulso muy fuerte, con la producción que tiene poco impulso, en un tubo de mezcla de área

constante. En este proceso de mezcla la energía se transfiere desde el fluido motriz a la producción.

Cuando los fluidos combinados llegan al final del tubo de mezcla tienen presión baja y velocidad alta.

Entonces el fluido sale de la bomba a través de una sección difusora que convierte el fluido en un estado de alta presión estática y velocidad baja. Esta alta presión de descarga (PD) debe ser suficiente para levantar los fluidos combinados al caudal deseado (QD) hasta la superficie.

Los componentes claves de la bomba jet son la boquilla y el tubo de mezcla. El área de las aperturas en estas piezas determina las características del rendimiento de la bomba. Estas áreas se designan como AN y AT.

La relación entre estas áreas, AN/AT, se conoce como la relación de áreas. Las bombas que tienen la misma relación de áreas tendrán también la misma curva de rendimiento.

El volumen de fluido motriz utilizado será proporcional al tamaño de la boquilla.

El área en la bomba que debe dar paso al caudal de producción es el espacio anular entre la boquilla y el tubo de mezcla.

1.2.1.2 Ventajas y desventajas de las bombas Jet

Las bombas jet son convenientes, especialmente si no cuentan con piezas móviles, debido a su bajo costo de mantenimiento, largos períodos de funcionamiento y al manejo de volúmenes altos o bajos de producción.

En el caso de existir fallas en la boquilla o en el tubo de mezcla, estos dispositivos se pueden reemplazar fácilmente inclusive si se está trabajando en un pozo de petróleo.

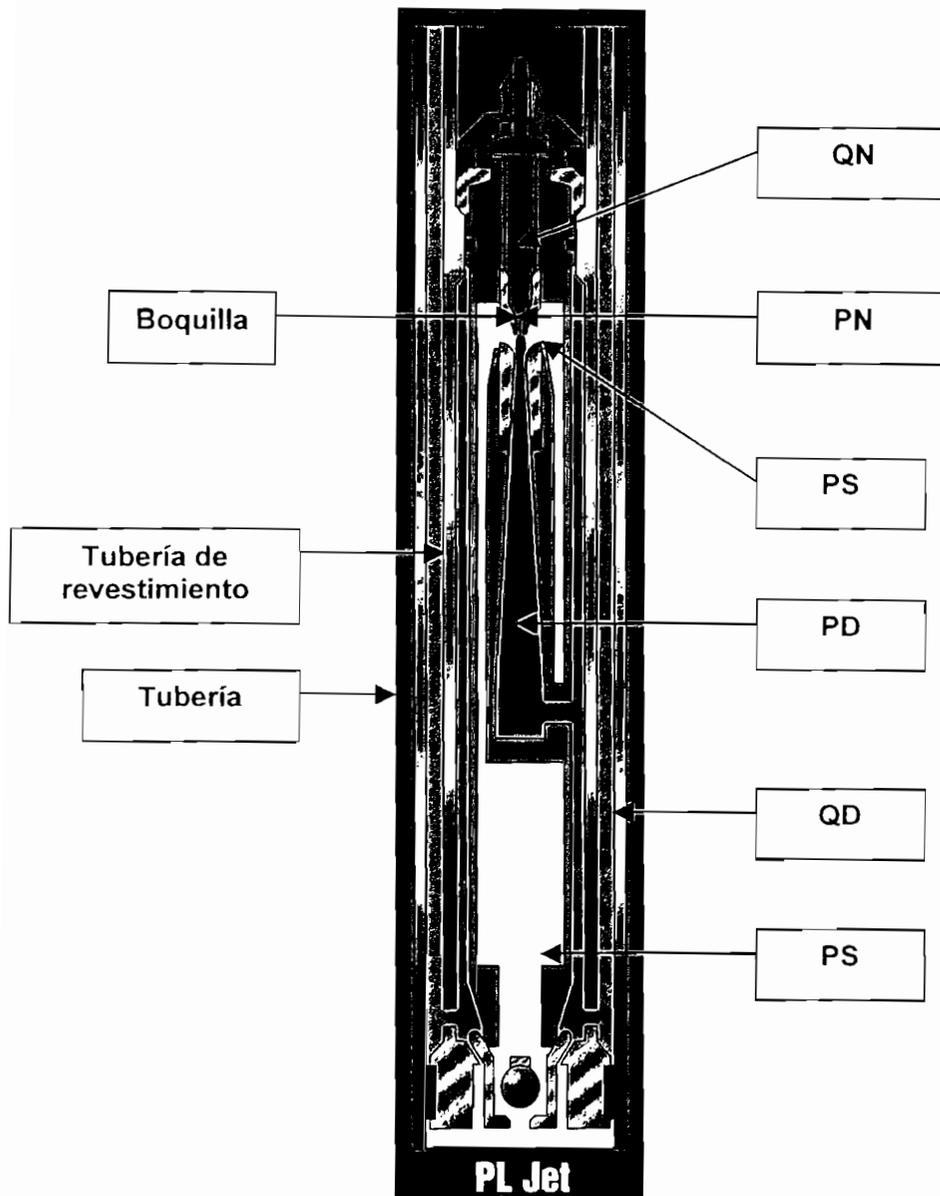


Figura 1.19 Partes de una Bomba Jet

Ofrece además las siguientes ventajas adicionales:

- Capacidad de manejar volúmenes altos, bombas de 2 " manejan volúmenes de 20 a 5000 BPD.
- Permite regulaciones para varios caudales de producción.
- Bajos costos de mantenimiento.
- Idoneidad para crudos de gravedad baja y alto punto de fluidez..
- Posibilidad de ser colocada en pozos curvos o direccionales.
- Capacidad de manejar producción con gas.
- Manejo de sólidos y fluidos corrosivos.
- Ideal para pozos a grandes profundidades.
- La bomba de subsuelo es fácilmente reemplazable.
- El fluido de trabajo puede ser agua o incluso petróleo.

Como desventajas se puede citar:

- Requieren de un sistema de inyección de fluido de alta presión.
- Problemas para el análisis de las pruebas de producción al determinar el volumen total de petróleo producido.
- Produce una emulsión difícil de romper lo que dificulta en general el normal desenvolvimiento de la prueba.

1.2.1.3 Selección de una bomba.⁴

La bomba jet seleccionada para hacer producir un pozo debe tener suficiente capacidad para lograr que el caudal de producción aproveche toda la capacidad del pozo. Al mismo tiempo se debe suministrar un sistema de inyección de fluido adecuado en la superficie.

La tarea de seleccionar la bomba jet apropiada exige determinar la geometría idónea que permita lograr el caudal de producción requerido, siendo a su vez

⁴ Para una mayor información, acerca de cómo seleccionar una bomba jet, remitirse al Manual "Introducción a los Sistemas de Bombeo hidráulico", Dresser Oil Tools.

capaz de operar dentro de los parámetros deseados de potencia, o sea en un nivel óptimo de fuerza.

Se debe tener presente que la eficiencia del sistema instalado cuando se utiliza bomba jet es de un valor máximo del 45%, siendo un valor del 32 % aceptable ya que es el que se obtiene por lo general en la práctica. Las pérdidas se manifiestan como consecuencia de la presencia en el sistema de la bomba jet, la bomba de inyección y las pérdidas por rozamiento en la tubería, entre las más importantes.

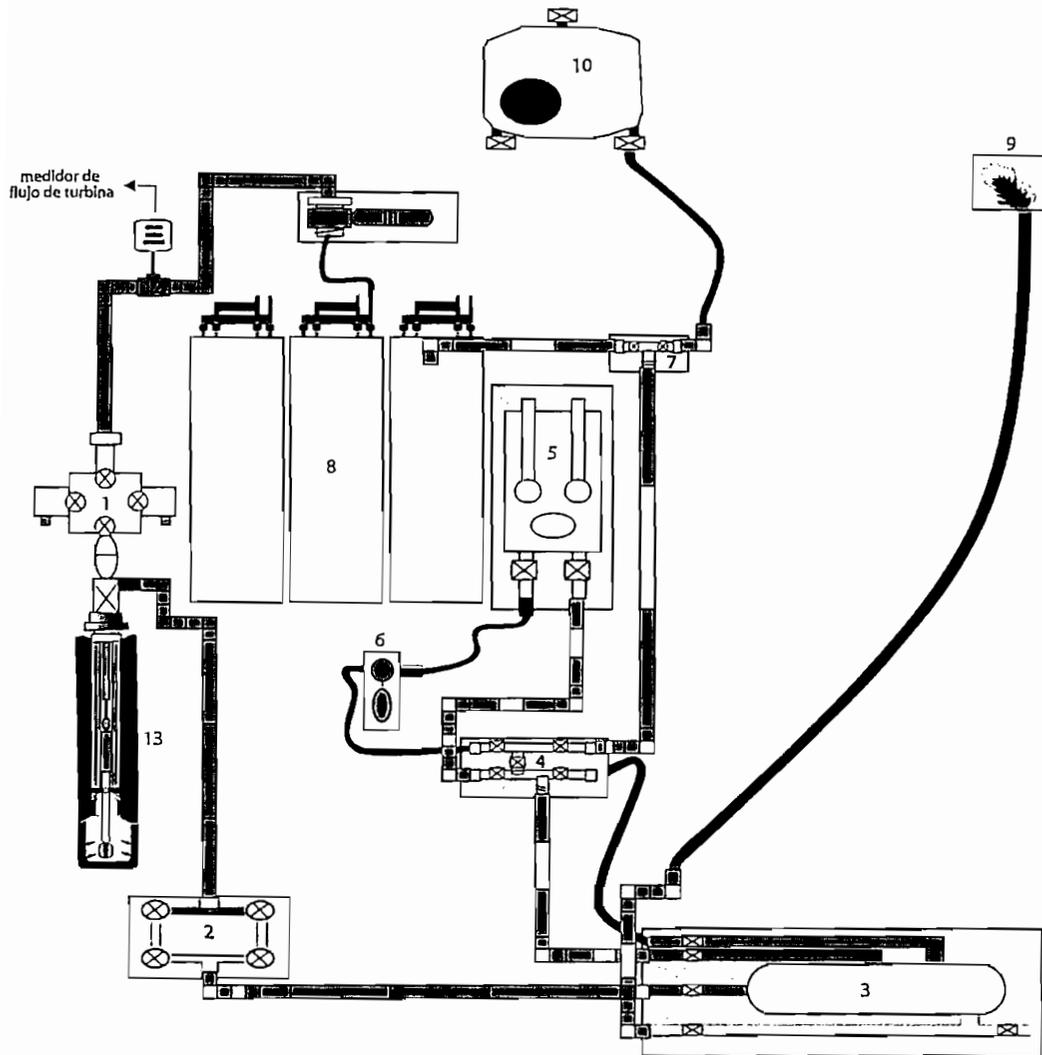
1.2.2 DESCRIPCIÓN DE UNA PRUEBA DE PRODUCCIÓN MEDIANTE BOMBEO JET

Las conexiones se realizan de forma similar a una prueba a flujo natural con la incorporación de una bomba para inyectar el fluido, tubería adicional y la bomba jet que se ubica dentro del pozo.

En este tipo de pruebas se recogen datos del proceso en las etapas de inyección y de retorno para determinar así la producción que se obtiene mediante cálculos.

Para la inyección se puede usar una bomba que suministre presiones altas, como la bomba de transferencia.

En la Figura 1.20 se muestra la disposición del equipo en una prueba de producción mediante bombeo Jet.



-  Tubería (weco union 602)
-  Tubería (weco union 1002)
-  Hose 300 psi
-  Tubería 3 1/2 inch
-  Tubería adicional

1. Cabeza de Flujo (X-mas tree)
1. Choke manifold 5K - 3K
1. Separador 600 psi
1. Oil manifold 5 direcciones
1. Gauge tank
1. Bomba de transferencia
1. Oil manifold 3 direcciones
1. Tanque (Rig tank)
1. Flare
1. Tanque (Boot tank)
1. Bomba de inyección
1. Medidor de flujo de turbina
1. Bomba jet

Figura 1.20 Prueba de producción con bomba jet

1.3 EL ALS DE PRODUCCIÓN.

Para recopilar la información que arroja una prueba de producción se utilizan métodos que emplean dispositivos mecánicos y dispositivos eléctricos.

En el caso de que se utilice dispositivos mecánicos, para obtener datos de presión y volumen se requiere la participación de operadores que estén verificando cada cierto tiempo las variaciones de los parámetros para almacenar la información. Por ejemplo, si lo que se desea es obtener datos de volumen se debe medir de manera manual el nivel en los tanques cada cierto tiempo, siendo estos datos de gran importancia en una prueba de producción.

Al utilizar sensores eléctricos, los datos de presión, temperatura y volumen se obtienen directamente en forma de una señal eléctrica que debe ser procesada para que sea de fácil interpretación.

Geoservices ha desarrollado el Sistema Avanzado de Registros para Pruebas de Producción (ALS), (Advanced Logging Sistem) el cual entrega resultados de la prueba de producción de una manera rápida, exacta y confiable.

1.3.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

La adquisición y procesamiento automático de datos entrega un grupo completo de datos que se almacenan en una base de datos, sin la molestia de realizar múltiples lecturas de diferentes mediciones y tablas.

El monitoreo de operaciones de producción a distancia permite ver exactamente lo que está pasando en el sitio de interés desde un lugar diferente, para lo cual, con modernos métodos de comunicación se podría llegar a gran distancia y a sitios muy diversos.

El uso de computadores provee gran flexibilidad para la configuración. Se pueden añadir y aumentar diferentes módulos al sistema en diferentes campos de aplicación.

Esto es esencial para ingenieros de reservas quienes conocen la importancia de obtener datos de prueba validos, exactos y completos para propósitos de evaluación. Los programas de simulación de campos de producción se basan frecuentemente en información recogida semanas o meses anteriores, ya que tomar decisiones basadas en estudios con datos erróneos puede ser costoso y catastrófico para el potencial de un pozo.

El equipo de prueba de producción no necesita ser instalado al mismo tiempo que los sensores. Además, el equipo ALS de producción puede ser montado en cualquier equipo de producción previamente instalado en el lugar como se muestra en la Figura 1.21.

Las estaciones y los paneles de adquisición de señales son manejados por el operador desde una cabina de control, donde los equipos están en condiciones de temperatura y ventilación adecuada, protegidos y alimentados por un UPS. En este espacio el operador tiene la suficiente comodidad para preparar los reportes y vigilar la prueba.

En su configuración básica, un sistema de ALS de producción puede llevar a cabo la adquisición de datos y los respectivos cálculos para uno o dos separadores en serie. También puede hacer lecturas de datos de superficie y de fondo del pozo mediante los medidores de presión y temperatura. Los medidores con memoria de fondo pueden ser leídos por el ALS de producción y ser comparados con los datos de superficie. Esta opción posibilita un reporte de la prueba completo integrando en el mismo mediciones de fondo y superficie siempre y cuando los medidores de memoria de fondo hayan sido usados durante la prueba.

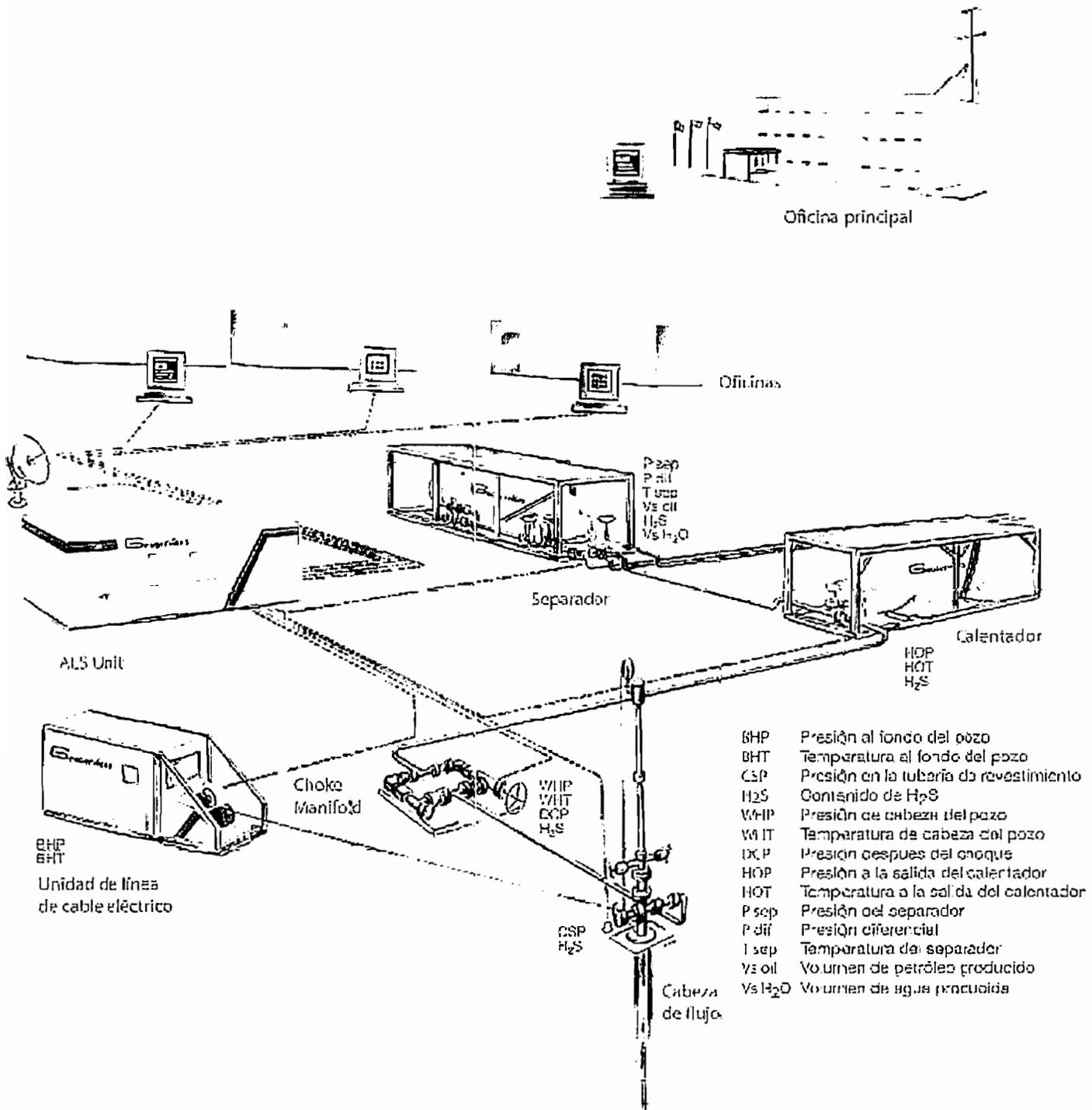


Figura 1.21 El ALS en una Prueba de Producción

Los principales parámetros pueden ser continuamente desplegados en pantallas numéricas y gráficas y en las unidades de medida a elegir. Un parámetro de especial interés puede ser seleccionado y estudiado cuidadosamente.

Un solo sistema ALS de producción puede ser usado para una o dos fases de separación y para el monitoreo utiliza los siguientes sensores (la ubicación de los sensores se aprecia en la Figura 1.21).

- 13 sensores análogos (presión del separador, temperatura del separador, etc.)
- 4 sensores de frecuencia (presión en la cabeza del pozo)
- 3 sensores digitales (Volumen de petróleo, gas y agua)
- 3 sensores de H₂S
- Un lector de superficie del medidor de presión y temperatura del fondo

La importancia de utilizar un sistema como el ALS de producción radica en que se puede realizar:

OPERACIONES EFICIENTES

Como herramienta es muy útil para tomar decisiones. Tiene opciones que permiten almacenar y recuperar información, interpretar datos de manera rápida y posee también un editor de funciones.

OPERACIONES SEGURAS

Los parámetros críticos son claramente observados en un monitor de tiempo real. Existen alarmas para indicar los niveles de concentración H₂S y para dar alertas de otros parámetros.

DESPLEGAR RESULTADOS

Los datos recogidos por los sensores se almacenan en una sola base de datos que permite un fácil acceso el momento de realizar reportes. Los resultados se despliegan de manera numérica y gráfica.

Se tiene 27 parámetros medidos y 31 calculados

Datos de prueba del pozo

Cálculos de flujo de gas para el separador 1

Cálculos de flujo de gas para el separador 2

Cálculos de flujo de petróleo

Señales de los sensores

Valores forzados y constantes

ENTREGAR REPORTES

Los reportes se entregan de manera impresa. El anexo 1 permite visualizar de manera específica un reporte de una prueba de producción de superficie con bomba jet.

Dos impresoras forman parte del sistema para imprimir los resultados, una para los datos numéricos en tiempo real y una para gráficos, con la opción de usar ambas al mismo tiempo.

Es posible rescatar la información de la base de datos en un disco y editar el reporte en cualquier tipo de programa de base de datos y gráficos como Excel, para entregar los reportes.

1.3.2 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA ALS DE PRODUCCIÓN.

Como se mencionó con anterioridad el sistema ALS de Producción cuenta con un diseño modular el cual posibilita un amplio rango de configuraciones de instalación. La configuración que ofrece mayor cantidad de recursos y que

permite monitorear la mayor cantidad de parámetros es la que se muestra en la Figura 1.22

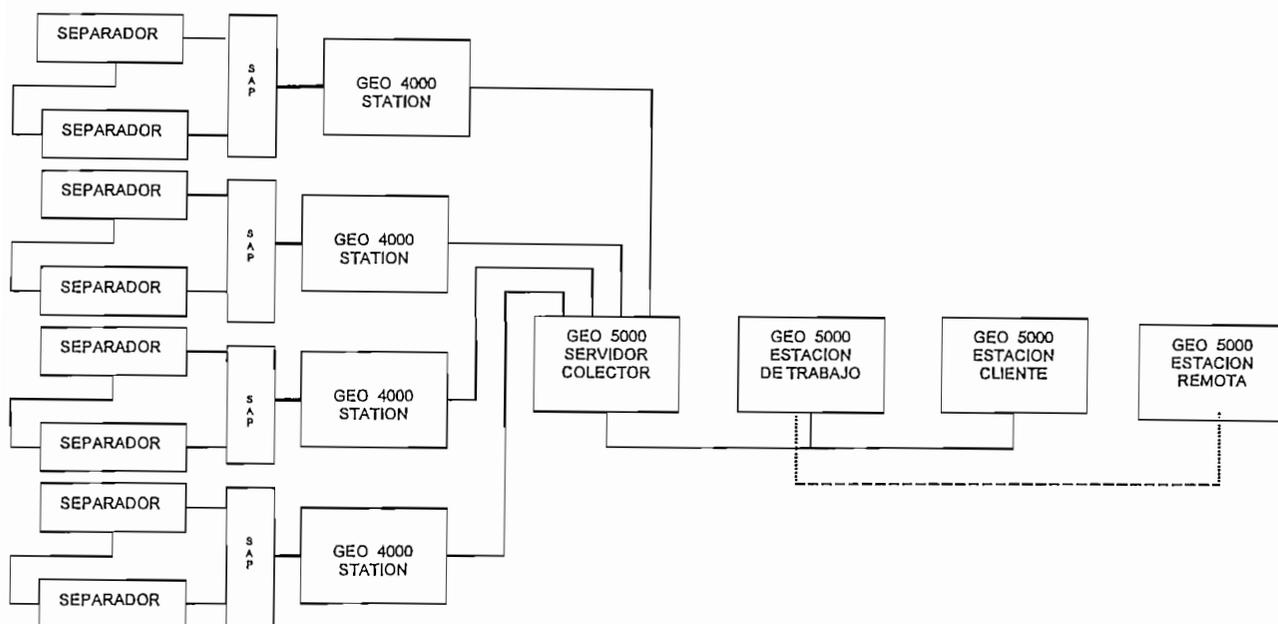


Figura 1.22 Diagrama de configuración

La configuración que se aprecia en la Figura 1.22 trabaja con más de cuatro canales paralelos, tiene la opción de dos separadores en serie para cada uno de los canales. Los sensores correspondientes a cada separador cuentan con una caja de conexiones y su correspondiente panel de adquisición de señales, el cual se conecta a una estación GEO 4000. Todas las estaciones GEO 4000 se enlazan a una estación GEO 5000 instalada como servidor - colector con conexión a una estación de trabajo (WTS/TDC) con enlace opcional vía modem a una estación cliente remota.

Las estaciones GEO 4000 y GEO 5000 tienen sus propios requerimientos de hardware y software los cuales son específicos para la aplicación en que se utilicen.

El sistema ALS de producción dispuesto en la configuración antes mencionada, puede monitorear dos separadores conectados en serie. La capacidad del sistema para este caso admite conectarse en red a más de 6 estaciones permitiendo monitorear 12 separadores. La flexibilidad del sistema posibilita un eficiente monitoreo de todo tipo de operaciones de producción.

Las principales funciones que se puede ejecutar en el sistema ALS de Producción son:

- Almacenamiento de datos en tiempo real en la estación GEO 4000 y en la GEO 5000.
- Tratamiento de datos en las estaciones GEO 5000 conectadas en red.
- Comunicación de datos opcional a una estación remota.

1.3.3 SOFTWARE DEL ALS DE PRODUCCIÓN

El software del ALS de producción se basa en dos programas el GEO 5000 que trabaja bajo plataforma D.O.S. y el GEO 4000 que emplea un sistema operativo propietario M.O.S.

EL programa GEO 5000 en su versiones 5.10 y 5.11 son las que se están utilizando. Una versión nueva del sistema ALS de producción que incluye un nuevo software se encuentra en fase de desarrollo y prueba. Para esta nueva aplicación la base de Ecuador ha sugerido que se incluya opciones en el sistema para pruebas con bomba jet.

El programa del sistema ALS de Producción (ALP) en su versión de GEO 4000 no tiene la posibilidad de trabajar sobre plataforma Windows de Microsoft como lo hacen la mayoría de paquetes computacionales en la actualidad. Sin embargo el programa se diseñó con sus propias ventanas para dar un ambiente de trabajo amigable y de fácil interacción con el usuario.

1.3.3.1. GEO 5000

Es el programa que ejecuta todas las funciones que ofrece el ALS de producción. Está diseñado para realizar pruebas de producción en un pozo de petróleo. Funciona bajo el sistema operativo D.O.S. y tiene la capacidad de conectarse formando una red con otras estaciones.

El programa del sistema ALS de Producción (ALP) en su versión de GEO 5000 5.10 y 5.11 se probó que tiene la posibilidad de trabajar sobre plataforma Windows de Microsoft sin embargo no se recomienda hacerlo ya que no fue diseñado para trabajar con dicho soporte.

El programa se encarga de:

- Adquirir y procesar los datos
- Almacenar los datos obtenidos en una base de datos
- Manipular las bases de datos
- Proporcionar los resultados de manera visual y grafica
- Controlar dos impresoras para entregar los resultados finales de interés para el cliente a manera de reporte
- Acceder a un archivo de diagnostico y ayuda.
- Conectar las estaciones en red de tal manera que dependiendo de las opciones de instalación pueda trabajar en diferentes configuraciones tales como:
 - Servidor.
 - Estación de trabajo.
 - Estación de cliente.
 - Estación remota.
 - Estación para el supervisor del pozo.
 - Estación fuera de red.
 - Estación de adquisición simple.

En el momento de la instalación de cada estación se debe decidir por uno de los tipos de configuración enunciados.

Al utilizar como colector a una estación GEO 5000 esta permite recolectar la información proveniente de varias estaciones GEO 4000 tal como se indica en la Figura 1.22.

El programa GEO 5000 en su versión 5.10 se desarrolló en los primeros años de la década de los 90 y por lo mismo no requiere de equipos que cuenten con microprocesadores de alta velocidad de procesamiento de información.

Las condiciones mínimas de requerimientos de hardware que deben tener las estaciones en que se instala el programa GEO 5000 para que este funcione y se pueda disponer de todos los recursos que ofrece se enumeran a continuación:

- Un computador 386 o 486 con 4Mb de memoria RAM.
- Un disco duro de 140 Mb
- Un drive de 1.44 MB, 3 1/2"
- Un disco duro de 40 Mb (tipo 22) o de 120 Mb (tipo 50)
- Pórticos serial RS 232.
- Pórticos paralelo .
- Una impresora matricial y una tipo inyección de tinta.
- Una copia de MS DOS versión 3.1 o 5.0 para cada computador, MS DOS 6.22 para la versión 5.11.
- Discos de instalación del Software de producción de Geoservices (Geoservices Production Software).
- Un requerimiento especial es una llave MICROPHAR, que consiste en una llave de código de seguridad que se coloca entre el computador y el pórtico paralelo de la impresora.
- Cables de conexión.

1.3.3.2 GEO 4000

El programa GEO 4000 trabaja bajo plataforma MOS, que es un sistema operativo propietario que permite realizar varias tareas al mismo tiempo.

La estación con el programa GEO 4000 permite realizar la adquisición y procesamiento de los datos cuando se utiliza la configuración de varios separadores en paralelo. Esta estación se conecta al panel de adquisición de señales y a la estación colectora GEO 5000 como se muestra en la Figura 1.22.

Un Sistema Operativo Multiusuario está diseñado para trabajar con muchos usuarios a la vez, haciendo algo distinto o semejante a los otros. Hay que aclarar que el sistema D.O.S. de Microsoft no es un sistema operativo multiusuario, es por esta razón que se utiliza el sistema operativo multiusuario PC-MOS.

MOS controla teclado, salidas para pantalla e impresión, accesos a discos, localizaciones de RAM, tiempos de chequeo, cambios de prioridad y mucho más para múltiples programas y usuarios, y todo esto al mismo tiempo.

Diferencias significativas entre un sistema operativo mono tarea y un multiusuario se puede apreciar cuando están funcionando varios programas al mismo tiempo. Si bien una sola aplicación aparece en la pantalla, se puede cambiar a otra aplicación empleando una combinación de teclas.

Las condiciones mínimas de requerimientos de hardware que deben tener las estaciones en que se instala el programa GEO 4000 – ALP para que este funcione y se pueda disponer de todos los recursos que ofrece son:

- Un computador 386.
- Un monitor de tipo EGA / VGA a color.
- Un drive de 1.44 MB, 3 _”.
- Un disco duro de 40 Mb (tipo 22) o de 120 Mb (tipo 50).

- Pórticos serial RS 232 (Com1, Com2).
- Pórticos paralelo Centronics (Lpt1, Lpt2).
- Una impresora a color de inyección a tinta, una impresora matricial.
- Dos cables RS 232
- Dos cables paralelo estándar
- Tarjetas opcionales: 1 Persyst, para aumentar puertos serial.
1 Ethernet, para comunicación en red

Dependiendo de las opciones de instalación una estación con el programa GEO 4000 tiene la opción de trabajar en las siguientes opciones de configuración:

- GEO 4000 estándar
- GEO 4000 con un colector
- GEO 4000 con conexión en red
- GEO 4000 con transferencia de datos vía HPIB

1.3.4 HARDWARE DEL ALS DE PRODUCCIÓN

En el apartado anterior se realizó una descripción únicamente de las estaciones y los programas del ALS haciendo una somera referencia a los otros componentes del sistema. A continuación se realiza una descripción del hardware de los demás componentes del sistema.

1.3.4.1 Sensores

Los sensores que se utiliza para las pruebas de producción están protegidos de manera segura en encapsulados robustos ya que están expuestos a condiciones de trabajo de campo. Los fabricantes los han diseñado de manera que se adapten perfectamente a las severas condiciones de los pozos sin comprometer la exactitud.

Existen tres tipos de medidores que son conectados al sistema ALS de Producción GEO 40000 / GEO 5000.

Transmisores análogos de 4 a 20 mA

Los transmisores análogos que entregan señales variables de 4 a 20 mA son analizados por el SAP cada 0.1 segundos. Se los utiliza para medir la presión, la temperatura y el contenido de H₂S del fluido en los equipos de superficie.

Transmisores digitales o de pulsos

Los sensores que suministran señales de pulsos están controlados a través de tres tarjetas en el SAP.

Los sensores conectados a la tarjeta contadora 0, leen la posición de las herramientas: Herramienta arriba y herramienta abajo.

Los sensores conectados a la tarjeta contadora 1, efectúan las lecturas de los 4 sensores de presión WHD que se conectan al SAP directamente.

Los sensores que se conectan a la tarjeta contadora 2, realizan la lectura de los 3 contadores de flujo (1 Rotron, 2 Floco y OIL SG)

Sensores o Medidores de fondo del pozo

Los sensores de fondo del pozo funcionan como medidores con memoria (registradores) que durante la prueba almacenan información concerniente a la presión y temperatura en el fondo del pozo. Luego de la prueba son conectados al ALS a través de una conexión serial RS232 para extraer los datos.

A continuación se trata por separado y de manera resumida a los sensores de temperatura, presión y flujo, que se utilizan en las pruebas de superficie.

1.3.4.1.1 Sensores de presión

Los elementos sensibles para medir presiones están protegidos de manera segura en encapsulados de acero inoxidable o en tubos de recubrimiento.

Los sensores de presión están ubicados en varias etapas de la prueba. La localización de los sensores y los parámetros que se desea evaluar están descritos a continuación:

- Presión en la cabeza del pozo (WHP), en el data header.
- Presión del Separador (Psep), en la línea de gas del separador.
- Presión diferencial del separador (Pdiff), en la línea de gas del separador.
- Presión Anular (CSP), en la entrada del *choke manifold*.
- Presión a la salida del Calentador (HOP), en la salida del calentador.
- Presión hacia abajo del Choque (DCP), en el *choke manifold*.
- Otras presiones, en los lugares de interés para la prueba de superficie donde exista la posibilidad de instalar los sensores de presión.

El ALS utiliza tres tipos de sensores de presión con diferentes principios de funcionamiento.

Presión estática del separador

Opera basado en un arreglo estándar de dos cables. La presión es medida por medio de un sistema piezo resistivo el cual contiene dos sensores en uno: un sensor de presión estática y un sensor de temperatura. El sensor se presenta en la Figura 1.23.a.

Presión diferencial

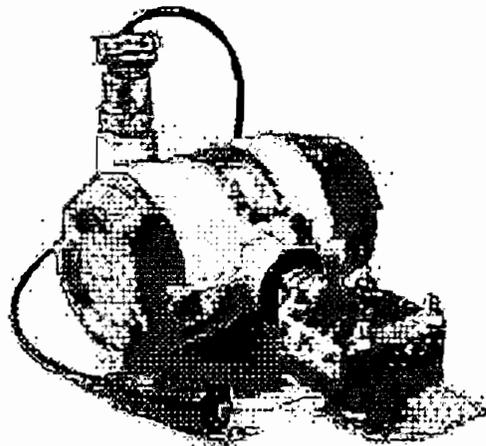
El sensor de presión diferencial opera basado en un arreglo estándar de dos hilos. La presión es medida por medio de un sistema piezo resistivo el cual contiene tres sensores en uno, que son: sensor de presión diferencial, sensor de presión

estática y sensor de temperatura. El tipo de sensor diferencial que utiliza el ALS de producción se ilustra en la Figura 1.23.b.

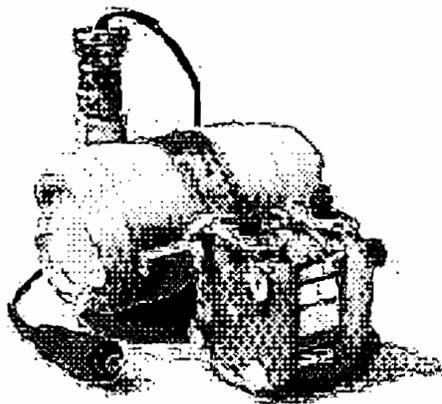
Sensor de alta presión

Con salida análoga: Contiene un medidor de tensión de una película fina sellado herméticamente en un tubo de recubrimiento de acero inoxidable, corresponde al que se tiene en la Figura 1.23.c.

Con salida digital: De alta precisión y con compensación de temperatura, el sensor de presión cuenta con un medidor de tensión instalado en un tubo de recubrimiento de acero inoxidable y es el que se presenta en la Figura 1.23.d.



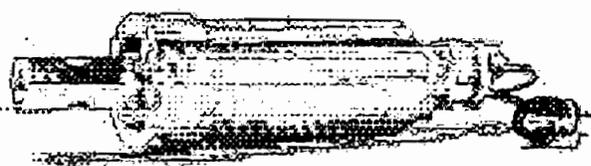
a. Presión estática del separador



b. Presión diferencial



c. Sensor de alta presión con salida analógica



d. Sensor de alta presión con salida digital

Figura 1.23 Sensores de presión

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

| | | Alta presión (análogo) | Alta presión (Digital) |
|-------------------------------|---|--|--|
| Tipo de sensor | Strain gauge | Strain gauge | Temperature compensated strain gauge |
| Rango | 0 – 3000 psi (static) 0 – 400" H ₂ O (differential) | 0 - 5000 psi 0 -10000 psi 0 - 15000 psi 0 - 20000 psi | 0 - 7500 psi 0 - 10000 psi |
| Repetibilidad | 1 x 10 ⁻³ FSR | 1 x 10 ⁻³ FSR | 2 x 10 ⁻⁴ FSR |
| Precisión | 15x10 ⁻⁴ calibrated span | 25 x 10 ⁻⁴ calibrated span | 2 x 10 ⁻⁴ FSR |
| Resolución | 1x10 ⁻³ calibrated span | 1 x 10 ⁻³ calibrated span | 1 x 10 ⁻⁶ FSR (sampling>5s) 3 x 10 ⁻⁵ FSR (sampling=1s) |
| Corriente de operación | Limited to 25 mA | Limited to 25 mA | 60 V |
| Señal de salida | 2 wire, 4 to 20 mA | 2 wire, 4 - 20 mA | Frequency 0 to 4500 Hz |
| Método de calibración | Deadweight tester | Deadweight tester | Deadweight tester |
| Seguridad standard | Intrinsically safe | EExd T6 | EExd 2C T4 |

Tabla 1.1 Especificaciones técnicas de los sensores de presión del ALS de Producción

1.3.4.1.2 Sensor de temperatura

Los sensores de temperatura están ubicados en varias etapas de la prueba. A continuación se indica las temperaturas que son de interés y en donde están instalados los sensores.

- Temperatura en la cabeza del pozo (WHT), en el *data header*.
- Temperatura a la salida del calentador (HOT), en la línea de salida del calentador
- Temperatura del separador (Tsep), en la línea de gas del separador.
- Otras temperaturas requeridas, en los lugares de interés donde exista la posibilidad de instalar los sensores.

El sensor de temperatura utilizado esta encapsulado y situado dentro de un tubo de acero inoxidable de paredes finas que contiene una resistencia de platino (Pt 100) como elemento de detección. Está diseñado para operar entre 0°F y 900°F. En la Tabla 1.2 se detallan las especificaciones técnicas de este tipo de sensor.

Entre sus características principales se puede mencionar: largos periodos de estabilidad, es resistente a vibraciones y shocks normales, posee electrónica de estado sólido y se requiere de una longitud de inmersión

La visualización de la salida y el almacenamiento de las mediciones es determinada por el ALS de acuerdo a la amplitud escogida y al rango de los formatos. En la Figura 1.24 se muestra el sensor de temperatura que utiliza el ALS de Producción.

ESPECIFICACIONES TECNICAS

| | |
|------------------------|--|
| Rango de medición | Within any 60 degree span or larger between 0° To 400 °F |
| Resolución | +/- 0.12°C a 100°C +/- 0.03°C a 0°C |
| Exactitud | 25x10 ⁻⁴ of calibrated span |
| Corriente de operación | Limited to 24 mA |
| Señal de salida | 2 wire, 4 to 20 mA |
| Método de calibración | Temperature regulated oven |
| Certificación | EEx dII CT6 |
| Lugar de instalación | Cabeza de pozo, separador, calentador |

Tabla 1.2 Especificaciones técnicas de los sensores de temperatura del ALS de Producción

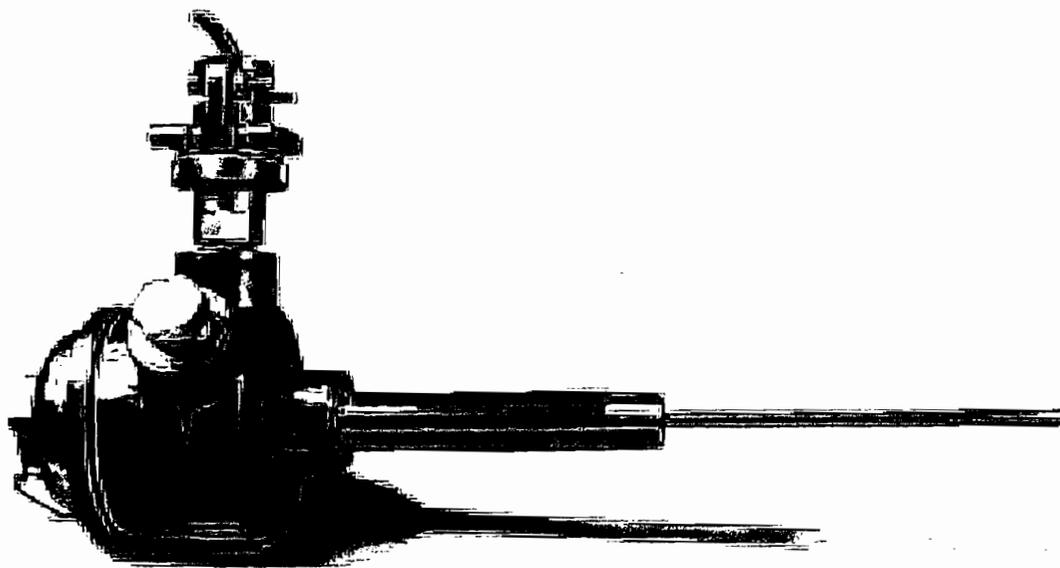


Figura 1.24 Sensores de Temperatura

1.3.4.1.3 Sensores de flujo

Los sensores de flujo se conectan a los medidores de flujo que están instalados en las líneas de salida de petróleo y de agua del separador. Los medidores son turbinas que se encuentran incorporadas a la tubería de cada línea. En la Figura 1.25 se puede ver el sensor usado por el sistema ALS de Producción.

Al circular el fluido por el medidor de flujo, hace girar a un disco ranurado el cual al rotar activa un interruptor de proximidad que produce pulsos de salida, de 100 a 400 pulsos por barril.

Las mediciones y su respectivo almacenamiento las realiza el ALS de producción, de acuerdo a la amplitud y rango de formatos que se haya escogido.

Las especificaciones del sensor se muestran en la Tabla 1.3

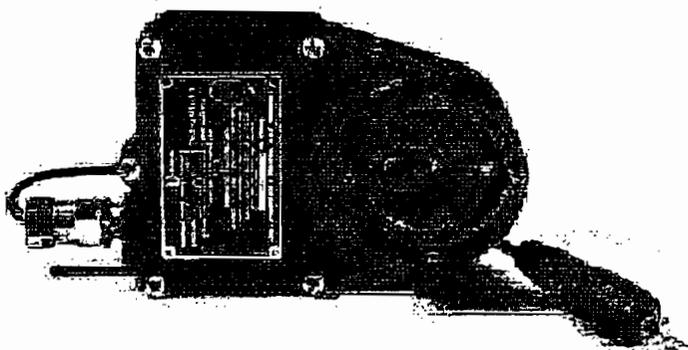
ESPECIFICACIONES TECNICAS.

| | |
|--|--|
| Corriente de Operación | Limite a 25 mA |
| Señal de salida | 4.5 mA pico a pico, onda cuadrada simétrica de 10 a 14.5mA |
| Rangos de operación de temperatura del fluido | 0°C (32°F) a 70° (160°F) |
| Método de calibración | Tanque de mediciones |
| Condiciones de seguridad | Circuito de protección propio |
| Lugar de instalación | Separador y líneas de petróleo y agua |

Tabla 1.3 Especificaciones técnicas de los medidores de flujo del ALS de Producción



a. Transmisor de pulsos para el medidor de flujo tipo rotrón



b. Transmisor de pulsos para el medidor de flujo tipo floco

Figura 1.25 Transmisores de señal de Flujo

1.3.4.2 Panel de Adquisición de Señales (SAP)

El Panel de Adquisición de Señales (SAP) tiene detrás un equipo modular constituido por varias tarjetas, cada una de las cuales cumple una tarea específica. Es el encargado de procesar todas las señales de los sensores antes de que la señal sea transferida al computador.

La adquisición de las señales análogas se realizan cada décima de segundo, la de los contadores cada segundo, y el FIS cada cinco segundos o la SFM (*Synchronous Frequency Measurement*) cada segundo.

El SAP funciona como un computador multitareas, controlado por cuatro programas almacenados en una tarjeta EPROM. Los cuatro programas trabajan en paralelo compartiendo la misma base de tiempo. Estos programas son los responsables de una interrelación de funcionalidad entre el software y el hardware del SAP .

Los datos de calibración de superficie son ingresados a través del computador y almacenados en el SAP.

El SAP es un módulo que esta constituido por tarjetas separadas, a continuación se enumera las tarjetas que lo forman.

De encendido

Fuente de alimentación A

Fuente de alimentación B

CPU

Interfaz de la presión de superficie

Medidor del sincronismo de frecuencia (S.F.M.)

Contadora 0

Contadora 1

Contadora 2

Memoria

Memoria EPROM

Memoria RAM

Fast analog

Interfaz serial

Interfaz de los medidores de flujo

Interfaz de los sensores análogos

1.3.4.3 La Unidad de Conexiones (UTC)

La Unidad de Conexiones (UTC) es un módulo de conexión que cuenta con varios terminales de entrada y uno solo de salida. En los terminales de entrada se conectan los sensores y el terminal de salida se conecta al SAP.

Su función consiste en direccionar las señales de los sensores a los respectivos terminales de adquisición de datos en el SAP.

Tiene capacidad para conectar 16 sensores, 14 de los terminales tienen asignado un sensor específico y dos se encuentran libres como se observa en los paneles laterales que se muestran en la Figura 1.26.

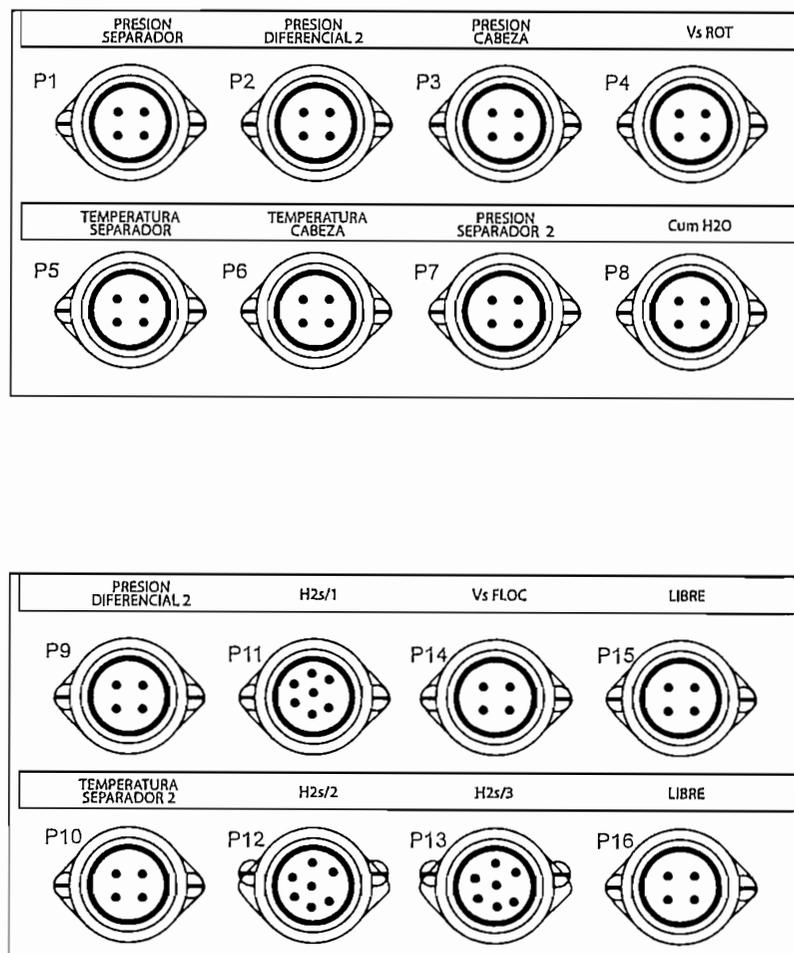


Figura 1.26 Paneles laterales del SAP.

La comunicación entre el SAP y la UTC es a través de un cable de 50 hilos que transporta la señal de los sensores que corresponden a los parámetros indicados en J1 de la Figura 1.27.

En la Figura 1.27 se aprecia la correspondencia entre cada parámetro que maneja el SAP y el tipo de señal eléctrica. Los números son los que están asignados a las conexiones internas de los terminales del UTC.

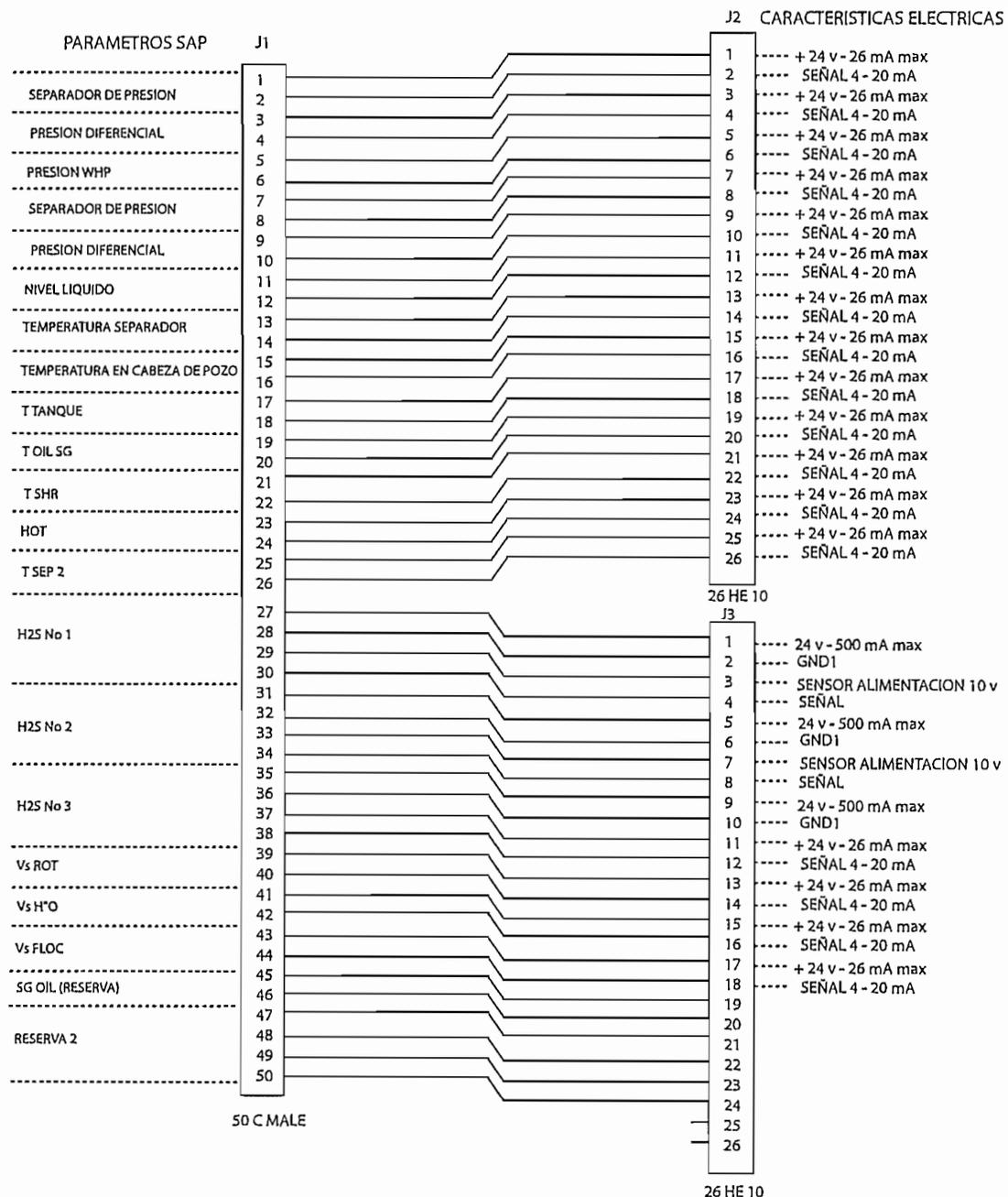


Figura 1.27 Disposición de la conexión de los terminales del UTC.

1.4 PROPUESTA PARA INCORPORAR UN NUEVO SENSOR EN EL SISTEMA ALS DE PRODUCCIÓN

Como ya se indicó al inicio, el objetivo de este proyecto consiste en la implementación de un sensor externo al sistema ALS de producción. Para lograr esto se deben considerar los siguientes aspectos:

1. La posibilidad física de colocar un sensor en la etapa adecuada del proceso.
2. La existencia en el mercado de un sensor con las características requeridas y a un precio razonable..

Teniendo presente estos aspectos, el desarrollo de la incorporación del sensor se propone hacerla de la siguiente forma:

- Seleccionar el sensor que mejor se ajuste a los requerimientos del sistema y a una prueba de superficie con bomba jet.
- Acondicionar los niveles de señal del sensor a los niveles que maneja el sistema.
- Modificar el programa para que acepte y procese la información entregada por el mismo sensor.

CAPÍTULO 2

CAPITULO 2

IMPLEMENTACIÓN DEL MEDIDOR DE FLUJO DE TURBINA

En este Capítulo se describen los criterios y pasos que se tomaron en consideración para seleccionar y añadir al sistema ALS de Producción el medidor de flujo de turbina. Para que se tengan argumentos que ayuden a entender el porque de la selección del medidor como el mas apropiado, se comienza por describir los medidores de flujo de turbina. Luego se describirá el procedimiento a seguir para la implementación del medidor de flujo en el sistema de pruebas de producción con bomba jet.

Una vez seleccionado el medidor el siguiente paso consiste en incorporar la señal de éste al sistema ALS de producción. En la Figura 2.7 se muestra el proceso a seguir para acondicionar la señal de salida del sensor a los valores estándar de corriente de 4 a 20 mA que maneja el sistema .

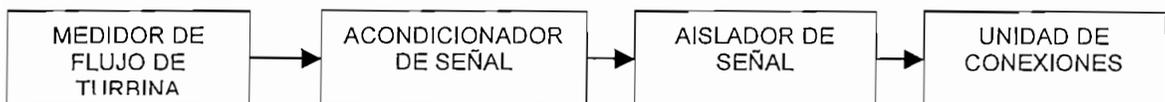


Figura 2.1 Diagrama de bloques para acondicionar la señal del medidor de flujo de turbina

2.1 EL MEDIDOR DE FLUJO DE TURBINA

El hecho de que los medidores de flujo de turbina sean los recomendados por sus fabricantes para ser usados en etapas de inyección así como en otras etapas de los procesos de producción se los consideró como la primera opción para el caso de la etapa de inyección en una prueba de producción con bomba jet, a continuación se describe de manera general a este tipo de medidores.

Los medidores de turbina consisten en un rotor que gira al paso del fluido con una velocidad directamente proporcional al caudal. La velocidad del fluido ejerce una fuerza de arrastre en el rotor; la diferencia de presiones debida al cambio de área entre el rotor y el cono posterior ejerce una fuerza igual y opuesta. De este modo el rotor está equilibrado hidrodinámicamente y gira entre los conos anterior y posterior sin necesidad de utilizar rodamientos axiales evitando así un rozamiento que necesariamente se produciría como se aprecia en la Figura 2.2.

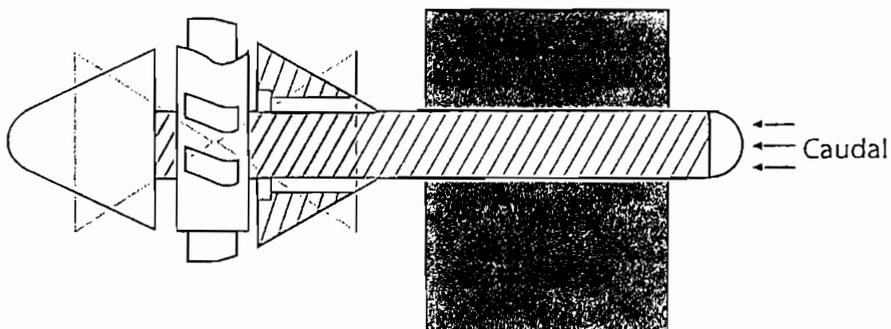
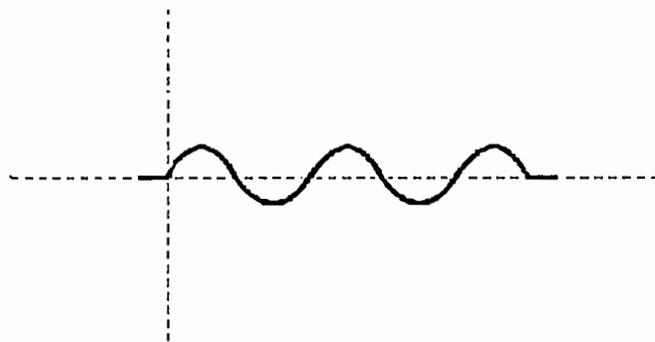


Figura 2.2 Rotor de un medidor de turbina

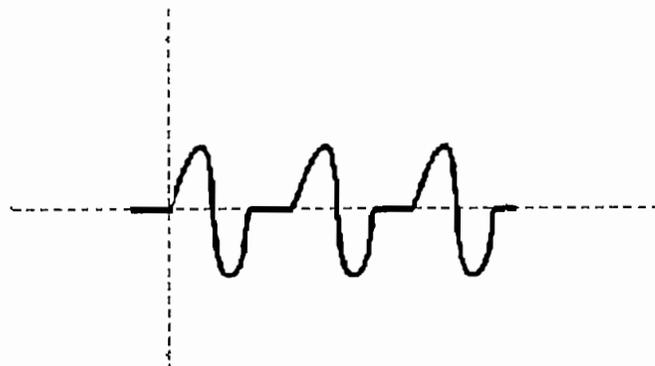
Existen dos tipos de convertidores para captar la velocidad de la turbina. En el de reluctancia la velocidad viene determinada por el paso de las palas individuales de la turbina a través del campo magnético creado por un imán permanente

montado en una bobina captadora exterior. El paso de cada pala varía la reluctancia del circuito magnético. Esta variación cambia el flujo induciendo en la bobina captadora una corriente alterna que, por lo tanto, es proporcional al giro de la turbina. La señal de salida se muestra en la Figura 2.3.a.

En el tipo inductivo el rotor lleva incorporado un imán permanente y el campo magnético giratorio que origina induce una corriente alterna en una bobina captadora exterior como la que se aprecia en la Figura 2.3.b.



a. Convertidor de reluctancia variable



b. Convertidor inductivo

Figura 2.3 Forma de onda de la señal de salida para los dos tipos de transductores

En ambos casos, la frecuencia que genera el rotor de turbina es proporcional al caudal siendo del orden de 250 a 1200 ciclos por segundo para el caudal máximo. Las curvas representadas en la Figura 2.4 permiten tener una idea de la respuesta de los medidores. Por ejemplo, si un rotor de seis palas gira a 100 revoluciones por segundo, genera 600 impulsos por segundo. El número de impulsos por

unidad de caudal es constante. La turbina esta limitada por la viscosidad del fluido, debido al cambio que se produce en la velocidad del perfil del líquido a través de la tubería cuando aumenta la viscosidad. En las paredes, el fluido se mueve mas lentamente que en el centro, de modo que las puntas de las palas no pueden girar a mayor velocidad. En general, para viscosidades superiores a 3-5 centistokes¹ se reduce considerablemente el intervalo de medida del instrumento.

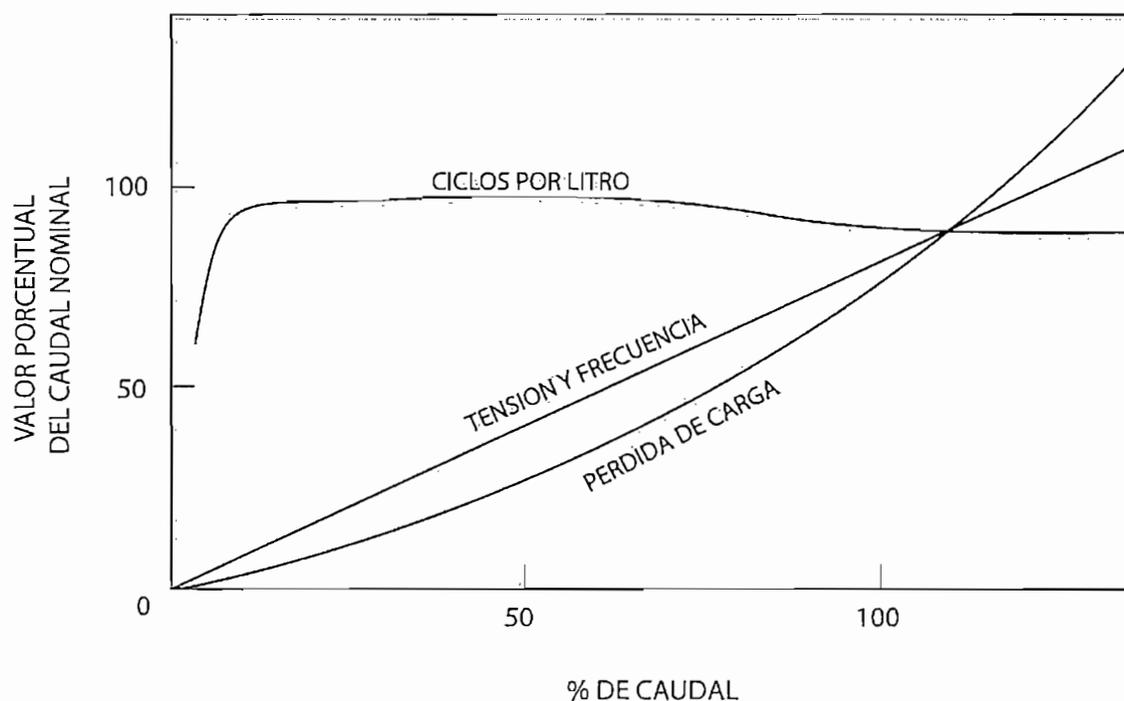


Figura 2.4 Curvas características del medidor de turbina²

La precisión es muy elevada, del orden de $\pm 0,3\%$. La máxima precisión se consigue con un régimen laminar instalando el instrumento en una tubería recta de longitudes mínimas de 15 diámetros aguas arriba y 6 diámetros aguas abajo.

¹ Una unidad de viscosidad cinemática, 1 centistoke = 0.01 stoke.

² La referencia para las curvas características proviene de INSTRUMENTACIÓN INDUSTRIAL, HAROLD E SOISSON, LIMUSA, MÉXICO 1990, tercera reimpresión a la primera edición.

El campo de medida llega hasta la relación 15 a 1 entre el caudal máximo y mínimo y la escala es lineal. El instrumento es adecuado para la medida de caudales de líquidos limpios o filtrados. Debe instalarse de tal modo que no se vacíe cuando cesa el caudal ya que el choque del agua a alta velocidad contra el medidor vacío lo dañaría seriamente. La sobre velocidad por exceso de caudal puede ser también perjudicial para el instrumento. La frecuencia generada por el medidor de turbina se transmite a un convertidor indicador o totalizador.

2.2 SELECCION DEL MEDIDOR DE FLUJO DE TURBINA

En aplicaciones de inyección de fluidos es recomendable utilizar medidores de flujo de turbina para determinar el flujo y el volumen total.

2.2.1 FACTORES A CONSIDERAR EN LA ELECCIÓN DEL MEDIDOR.

2.2.1.1 Características de la magnitud a medir

En primer lugar, previo a la selección, hay que abordar dos aspectos importantes que son: el tipo de fluido que se va a inyectar y el rango del flujo de inyección.

El fluido que se inyecta puede ser agua o petróleo muerto; es decir, petróleo que previamente ha sido sometido a un proceso de separación.

Tomando como referencia los valores en las pruebas de producción efectuadas en varios pozos del oriente ecuatoriano se establecen los valores de la tasa de flujo, de presión y de volumen para definir el margen de medida con el que se efectúa las pruebas, además para dimensionar y seleccionar el medidor de flujo.

Las presiones de inyección en una prueba con bomba jet son propios de cada pozo y normalmente se encuentran dentro del rango de 2500 a 4000 psi³.

³ Corresponde a valores de presión de inyección en reportes finales de pruebas con bomba jet.

Así también, las tasas de flujo de inyección en una prueba con bomba jet son particulares para cada pozo y normalmente se encuentran dentro del rango de 600 a 2500 BPD⁴ (barriles por día).

El valor de la tasa de flujo a la salida del pozo, o la tasa de retorno, normalmente es de un valor igual o más alto que el de la tasa de flujo de inyección, se encuentra en un rango de 2500 a 5000 BPD⁴.

Los niveles de producción de los pozos se encuentran entre 100 y 4000 BPD cuando se utiliza bomba jet.

El rango de trabajo del medidor de turbina seleccionado debe estar dentro de los valores que normalmente se presentan en las pruebas.

Los valores de volumen y el caudal del fluido que se inyecta son de interés desde el inicio de la prueba hasta que esta finaliza, por esta razón se requiere de estos valores durante todo el tiempo que dura la prueba.

También durante toda la prueba es necesario conocer el valor de la tasa de flujo de inyección; es decir, se requiere de una señal durante todo instante de tiempo que esté circulando fluido por el medidor.

Cuando se realiza las mediciones de manera manual se recoge los datos de inyección cada 15 o 30 minutos, dependiendo de la exigencia del cliente. Por esta razón el tiempo de respuesta del medidor no se convierte en un parámetro crítico.

Las características del fluido varían principalmente debido a los cambios en la presión y temperatura.

⁴ Corresponde a valores de tasa de inyección en reportes finales de pruebas con bomba jet.

⁴ Corresponde a valores de tasa de retorno en reportes finales de pruebas con bomba jet.

2.2.1.2 Características de alimentación

El SAP que es el módulo de adquisición de datos como se mencionó en el Capítulo 1, provee una señal continua de 24 V para la alimentación de los medidores de flujo del sistema. Esta señal es suministrada por la tarjeta de interfaz de los medidores de flujo.

Los medidores de flujo de turbina que generan una señal alterna que varía en frecuencia no necesitan ser alimentados.

2.2.1.3 Características de salida.

La señal de salida del medidor es del orden de milivoltios, varía en frecuencia y genera una señal como se muestra en la Figura 2.5.

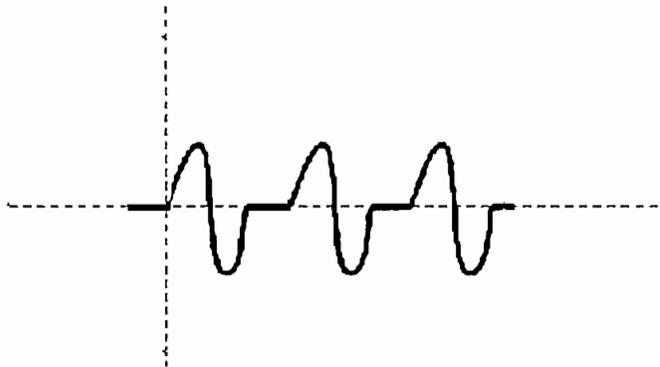


Figura 2.5 Forma de onda a la salida del medidor de flujo

2.2.1.4 Características ambientales.

El ambiente de trabajo se da dentro de una atmósfera explosiva, con alta humedad y temperatura.

Se debe verificar si el lugar para la instalación del medidor está sujeto a vibraciones y si está dentro de un entorno electromagnético.

2.2.1.5 Otros factores.

Para la selección del medidor se debe también considerar factores que faciliten su uso e instalación en el sistema como:

- Peso y dimensiones que se adecuen a los equipos de prueba.
- Larga vida útil.
- Costo de adquisición.
- Disponibilidad en el mercado.
- Corto tiempo de instalación.
- Longitud de cable necesaria para llegar a la cabina de control.
- Tipo de conector.
- Situación en caso de fallo.
- Costo de verificación.
- Costo de mantenimiento.
- Costo de sustitución

2.2.2 ELECCIÓN DEL MEDIDOR.

En el mercado se puede encontrar una gran variedad de medidores de flujo sean estos de turbina o que utilicen un principio de funcionamiento diferente, en la Tabla 2.1 se aprecian las principales opciones consideradas.

| MEDIDOR | Medida | Rango de flujo | | | Principio de funcionamiento | Presión | Rango de |
|---------------------------|--------|----------------|-----------------|------------|-----------------------------|---------|-------------|
| | | gal/min | Bbl/día | Pulsos/gal | | | Temperatura |
| | | | | | | PSI | °F |
| Halliburton | 2" | 40 – 400 | 1300 - 13000 | 55 | Medidor de Turbina | 10000 | -110 a 225 |
| Barton Turbine 8000 | 2" | 25 - 300 | 857 – 10285 | 138 | Medidor de Turbina | 5000 | -30 a 225 |

Tabla 2.1 Selección de Medidores de flujo por marca.

El medidor de turbina Halliburton cumple con los requerimientos para ser utilizado en pruebas de producción y además varias empresas que contratan los servicios para realizar las pruebas ya cuentan con estos medidores por lo que al analizar detenidamente las posibles opciones y tomando en consideración todos los aspectos indicados, la decisión fue por el medidor de turbina Halliburton de 2”.

Un punto importante que se debe tomar en consideración es que la salida de este medidor debe ser acondicionada para que pueda ser procesada por el panel de adquisición de señales con que cuenta el sistema, mas adelante en este capítulo se aborda el acondicionamiento de la señal.

Las características que hacen a este medidor ideal para trabajar en este tipo de aplicación además de lo indicado anteriormente son:

- ♣ Requiere de mínimo mantenimiento.
- ♣ Es de fácil instalación y
- ♣ Tiene larga vida útil trabajando en condiciones ambientales severas.
- ♣ Existencia de estos medidores en algunos campos que están en fase de producción.

Es importante señalar que este medidor ha sido diseñado para aplicaciones en las que se requiere hacer mediciones de inyección de líquidos así como en pruebas donde se utilice separadores de producción, entre otras.

Además el Medidor de flujo de turbina Halliburton de 2” se adquiere generalmente con su respectivo analizador de flujo, ya que en este se puede visualizar el caudal y el volumen de fluido que circulan por el medidor.

2.3 MEDIDOR DE TURBINA HALLIBURTON DE 2”.

El medidor de flujo de turbina Halliburton se utiliza para medir la tasa de flujo y el volumen total que circula a través de la línea de producción. En la Figura 2.6 a manera de ejemplo se aprecia medidores de turbina Halliburton de diferentes diámetros.

Las características, factores y propiedades mas relevantes del medidor de flujo se detallan en las siguientes líneas.

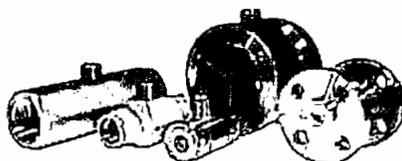


Figura 2.6 Medidores de turbina Halliburton de diferentes medidas

En la parte superior del medidor se ubica el captador magnético (Pick up), este dispositivo va enroscado en el medidor y viene con sellos y protecciones.

En el captador magnético se genera la señal alterna del orden de mV y una frecuencia que varía dependiendo del caudal del fluido. La señal del captador magnético se recoge a través de un cable blindado de dos hilos.

Se debe tomar en cuenta la posición en que se monta el medidor ya que tiene una indicación de sentido de flujo. La posición correcta es colocar a la entrada del medidor la bomba de inyección y a la salida del medidor la bomba jet.

El rango de temperatura de trabajo varía de -100 a 225°F

El rango de operación del medidor de 2", se indica en la Tabla 2.2.

| MEDIDOR | RANGO DE FLUJO | | | | Pulsos/gal |
|---------|----------------|----------|-------------|---------------------|------------|
| | gal/min | bbl/hr | Bbl/día | m ³ /día | |
| 2" | 40 – 400 | 54 - 540 | 1300 -13000 | 210 – 2100 | 55 |

Tabla 2.2 Características de los medidores de 2"

2.3.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ANALIZADOR DE FLUJO MC- II

El analizador de flujo modelo Halliburton MC – II que se muestra en la Figura 2.7 recibe un tren de pulsos de corriente alterna del medidor de flujo de turbina y provee un registro del flujo total además una indicación de la tasa de flujo mediante la utilización de un circuito basado en un microprocesador. El flujo total y la tasa de flujo son mostrados en dos visualizadores de cristal liquido (LCDs) de seis dígitos. Ambos visualizadores están debidamente marcados con sus respectivas unidades de medida.

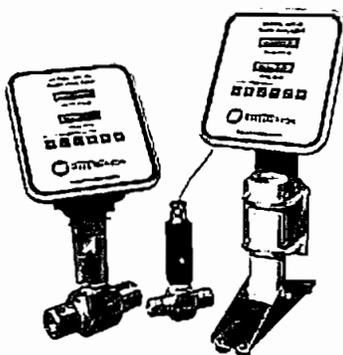


Figura 2.7 Analizadores de Flujo Halliburton

El MC – II tiene la ventaja de ser alimentado por baterías y de estar encapsulado en una caja no corrosiva y a prueba de agua, una combinación ideal para trabajar en lugares remotos.

2.3.1.1 Instalación

El modelo MC-II Flow Analyzer fue diseñado para ser montado, directamente en compañía del medidor de flujo o con accesorios adicionales como es el caso del presente proyecto, en una tubería horizontal de 2 plgs. En el montaje se debe tener especial cuidado para estar libres de vibración.

Cada MC-II está calibrado para operar con el medidor de flujo de fábrica, pero este puede ser recalibrado para otro medidor de flujo compatible.

2.4. ACONDICIONADORES DE SEÑAL

EL siguiente paso a seguir consistió en introducir la señal de la etapa de inyección proveniente del medidor de flujo de turbina al sistema.

Como es conocido los acondicionadores de señal, amplificadores o adaptadores, de manera general, son los elementos del sistema de medición que ofrecen, a partir de una señal de salida de un transductor electrónico, una señal apta para ser presentada o registrada o que simplemente permita un procesamiento posterior mediante un equipo o instrumento estándar.

2.4.1 SELECCIÓN DEL ACONDICIONADOR DE SEÑAL.

El sistema ALS de producción utiliza una señal estándar de corriente en el rango de 4 a 20 mA para determinar el volumen total y el flujo, mientras que la señal que entrega el medidor de turbina es una señal alterna del orden de mV y que varía en frecuencia generada por medio del captador magnético. Por esta razón es necesario acondicionar esta señal a los niveles que maneja el sistema.

En el mercado existen acondicionadores que cumplen con la función de captar la señal del medidor de turbina y transformarla en señal de pulsos estándar.

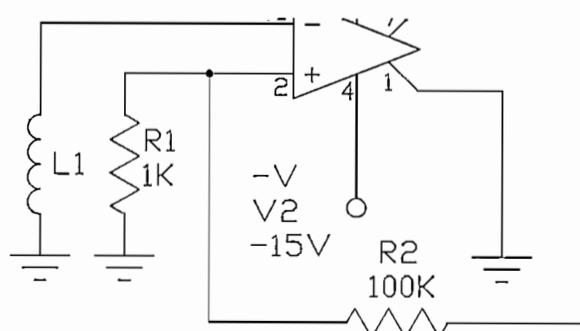


Figura 2.8 Circuito acondicionador de señal

El circuito de la Figura 2.8 muestra que su salida se comporta cómo si se tratara

Para realizar las pruebas en el proyecto se diseñó el circuito acondicionador de la Figura 2.8 el cual está basado en un comparador de precisión, LM 311, cuyas especificaciones se tiene en el ANEXO 2.

El comparador de precisión LM 311 sensa la señal que se genera en el captador magnético al pasar el fluido a través del medidor y actúa como un detector de cruce por cero.

El circuito diseñado es el que se muestra en la Figura 2.8.

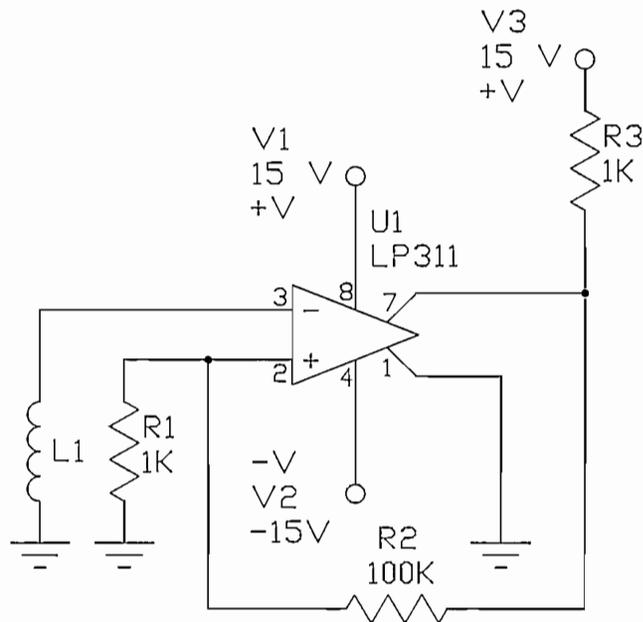


Figura 2.8 Circuito acondicionador de señal

El circuito de la Figura 2.8 muestra que su salida se comporta como si se tratase de un interruptor conectado entre el terminal de salida (7) y el terminal de tierra (1). El terminal de salida (7) se conecta a un voltaje positivo de 15 V.

Cuando en el terminal de entrada positivo (2), se tiene un valor más positivo que en el terminal de entrada negativo (3), el interruptor equivalente de salida está abierto entonces el voltaje a la salida equivale a 15 V.

Cuando la señal en la entrada positiva (2) es más negativa o está por debajo de la entrada negativa (3), el interruptor equivalente de salida se cierra y pone a tierra la terminal (7) de salida.

Las resistencias R2 y R1 aportan cerca de 50mV de histéresis para minimizar los efectos del ruido, de modo que el terminal (2) en esencia está a 0 V

En resumen, V_o esta a 0V (interruptor cerrado) para los medios ciclos positivos de E_i , V_o esta a +15V (interruptor abierto) para los medios ciclos negativos de E_i .

Los niveles de 0 y 15 voltios que se esta utilizando no corresponden a niveles tradicionales de señales digitales, si no a los que maneja el sistema.

Para este caso no se utiliza el terminal (6) de habilitación.

La forma de onda de una señal de entrada se indica en la Figura 2.9 y la correspondiente forma de onda a la salida del comparador se muestra en la Figura 2.10.

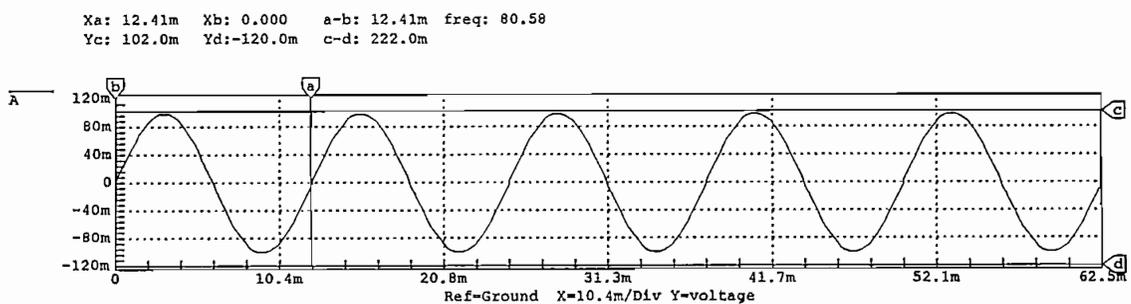


Figura 2.9 Forma de onda a la entrada del comparador

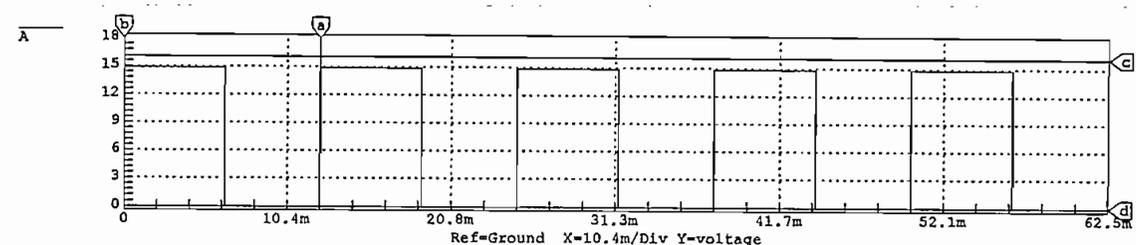


Figura 2.10 Forma de onda a la salida del comparador

2.4.2 SELECCIÓN DEL AISLADOR DE SEÑAL

corriente debidas a dispositivos sensoriales u otros valores de proceso en señales de tensión o de corriente correspondientes a valores estándar .

Dispone de un aislamiento de tres canales entre la entrada, la salida y el bloque de alimentación por tanto tiene la capacidad de adaptar señales análogas con exactitud, independientemente del potencial de puesta a tierra. Las características de conexión del aislador se exhiben en la Figura 2.11.

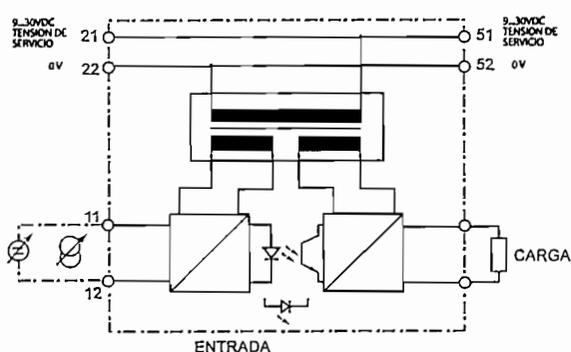


Figura 2.11 Características de conexión del convertidor Ultra slim pak dc

En la Figura 2.12 se presenta un Aislador UPAC.

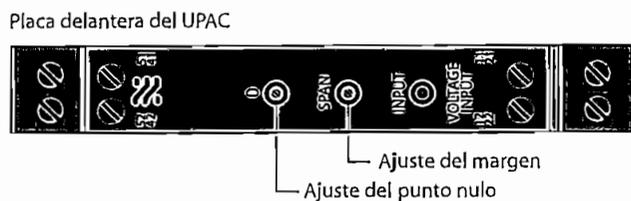


Figura 2.11 Características de conexión del convertidor Ultra slim pak dc

En la Tabla 2.3 se muestran las especificaciones y características del convertidor y aislador de señal.

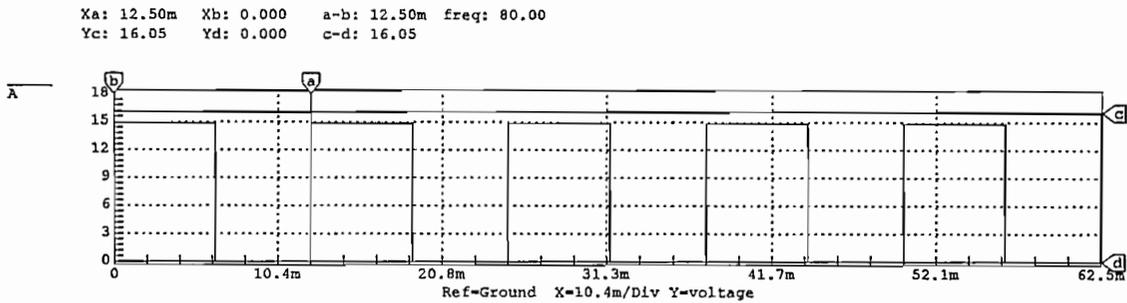


Figura 2.10 Forma de onda a la salida del comparador

2.4.2 SELECCIÓN DEL AISLADOR DE SEÑAL

Los sensores de pulsos del sistema son alimentados con 24 voltios por medio del Panel de Adquisición de señales (SAP), por esta razón la señal del acondicionador debe ser aislada.

Para aislar la señal se requiere de un dispositivo capaz de convertir las señales de tensión o de corriente, debidas a sensores y acondicionadores de señal, en otro tipo de señal de tensión o de corriente estándar, en este caso señales de corriente de 4 – 20 mA..

Un dispositivo que cumple con los requerimientos mencionados es el convertidor Ultra slim pak dc (UPAC) y es el que se escogió para el proyecto.

2.4.2.1 Convertidor ULTRA SLIM PAK DC CONVERTER

El convertidor Ultra slim pak dc converter es un dispositivo que se utiliza para la conversión de señales y además para hacer un aislamiento contra caminos de tierra.

Este dispositivo posee una entrada de tensión o de corriente continua y una salida de tensión o de corriente continua; es decir, convierte señales de tensión o de

| ENTRADA | |
|-----------------------------|---|
| Voltaje de entrada | Entre 0...20mA y 0...100Vcc ajustable unipolar o bipolar |
| Sobretensión máxima | 200 Vcc |
| Resistencia de entrada | $\geq 100\text{ K}\Omega$ para tensiones de entrada $>2\text{V}$ $\geq 10\text{ M}\Omega$ para tensiones de entrada $\leq 2\text{V}$ |
| Corriente de entrada | Entre 0...1mA á 0...100mAcc ajustable unipolar o bipolar |
| Sobretensión máxima | 60 Vcc |
| Sobreintensidad máxima | 170 mA |
| Resistencia de entrada | Tip. $20\ \Omega$ |
| Ajuste del punto nulo ("0") | 0...50% de la gama de entrada con el potenciómetro de ajuste |
| Ajuste del margen ("Span") | 100...50% de la gama de entrada con el potenciómetro de ajuste |
| SALIDA | |
| Corriente de salida | 0...20mA , 4...20mA. carga máxima $<600\Omega$, 0...1mA carga máxima $<7,5\text{ K}\Omega$ |
| Voltaje de salida | Salida unipolar: 0...5V, 0...10V Salida bipolar: -10...10V, -5...5V carga min. $>1\text{K}\Omega$ |
| Exactitud a 20 | Típ. $<\pm 0,1\%$, max. $\pm 0,2\%$, de la gama de medida (20mV y 2mA en la zona $<\pm 0,55$) |
| Estabilidad | $<0,025\%$ del valor final / °C |
| Tiempo de respuesta | Típ. 200ms, (max. $<400\text{ms}$) |
| DIAGNOSTICO | |
| LED de entrada | Verde aplicando corriente entrada $>110\%$: luminosa con 8Hz entrada $<-10\%$: luminosa con 4Hz |
| DATOS GENERALES | |
| Suministro de tensión | 9...30 Vcc, typ. 1,5W, max. 2,5W $<65\text{ mA}$ permanente, con 24Vcc 1800 Vcc entre entrada, salida y suministro de corriente |
| Corriente de servicio | $<65\text{ mA}$ permanente, con 24 Vcc |
| Tensión de aislamiento | 1800 Vcc entre ntrada, salida y suministro de corriente. |
| Temperatura de servicio | 0...+ 50 °C |
| Norma CEM | EN 50081-1/EN 50082-2 |
| Montaje | Caja 12.6mm para DIN guía soportes TS 35 o TS 32 |
| Técnica de conexión | Racor de rosca 0,5...2,5 mm ² |

Tabla 2.3 Datos técnicos de entrada y salida del convertidor Ultra slim pak dc

2.5 PROCEDIMIENTO DE INSTALACIÓN DEL MEDIDOR DE FLUJO EN EL SISTEMA ALS.

En las siguientes líneas se explica el método que se utilizó para incorporar la señal del medidor de flujo al sistema ALS, en el que se describe como deben ser instalados y conectados el medidor de flujo y el acondicionador de señal.

Las alternativas de conexión que se proponen a continuación se derivan de un análisis hecho durante la ejecución de este proyecto.

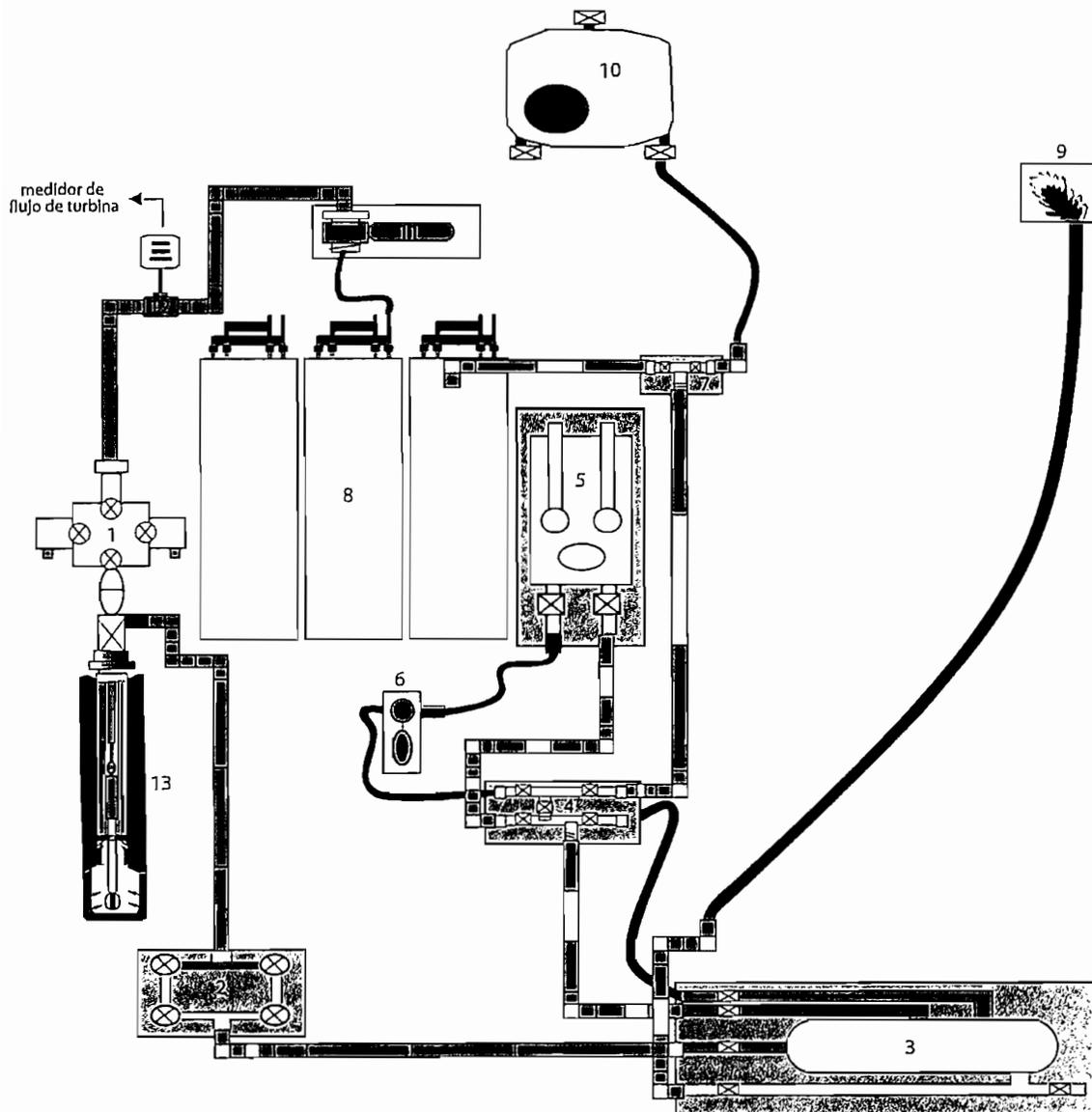
2.5.1 INSTALACIÓN DEL MEDIDOR DE TURBINA

Se debe seleccionar el lugar más apropiado para realizar la conexión física del medidor de turbina en la línea de inyección entre la bomba de transferencia y la bomba jet. De una adecuada instalación del medidor de turbina depende la calidad de los resultados de la prueba.

Los pasos que se siguieron para el montaje de la turbina son:

- Instalar el medidor de turbina en la línea de inyección de fluido. La turbina que se usó en el proyecto es de 2" por lo que se recomienda disponer de los acoples y reducciones necesarias para su colocación en la tubería.
- Tomar en cuenta la posición en que se monta el medidor ya que tiene una indicación de sentido de flujo. La posición correcta es colocar a la entrada del medidor la bomba de inyección y a la salida de flujo la bomba jet.
- Colocar en la parte superior del medidor de flujo el captador magnético o Pick up. Debe ser enroscado en el medidor de turbina y ajustado de manera manual.

En la Figura 2.13 se muestra la ubicación del medidor de turbina en la prueba de superficie.



1. Cabeza de Flujo (X-mas tree)
2. Choke manifold 5K - 3K
3. Separador 600 psi
4. Oil manifold 5 direcciones
5. Tanque de medida
6. Bomba de transferencia
7. Oil manifold 3 direcciones
8. Tanque (Rig tank)
9. Flare
10. Tanque (Boot tank)
11. Bomba de inyección
12. Medidor de flujo de turbina
13. Bomba JET

Figura 2.13 Ubicación del medidor de flujo en una prueba de superficie con bomba jet

2.5.2 CONEXIONES DEL MEDIDOR DE TURBINA Y DEL ACONDICIONADOR DE SEÑAL

Una vez que se ha analizado y se ha escogido los componentes apropiados para incorporar la señal de inyección al sistema los pasos a seguir para realizar las conexiones son los que se menciona a continuación.

En la Figura 2.14 se aprecia las conexiones de los dispositivos que intervienen en la adquisición y acondicionamiento de la señal que entrega el captador magnético o pick up.

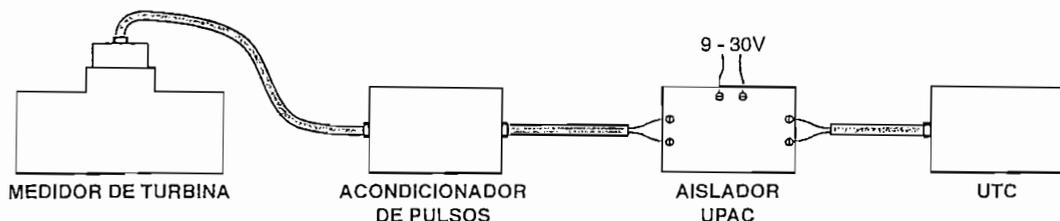


Figura 2.14 Diagrama de conexiones del medidor de turbina y acondicionadores.

- La señal del medidor de flujo de turbina se puede tomar directamente del captador magnético o a través del analizador de flujo si este está montado junto a la turbina y tiene conexión directa con el captador magnético..
- Se debe conectar la entrada del acondicionador de pulsos a los terminales del captador magnético o a los del analizador de flujo. El acondicionador de pulsos debe ser instalado en la cabina de supervisión de la prueba, para lo que se requiere de varios metros de cable para transportar la señal (100 metros de cable blindado de dos hilos con sus respectivos conectores).

- Para las conexiones se debe utilizar conectores de tipo militar que cumplan con las especificaciones de trabajo en lugares remotos.
- La salida del acondicionador de pulsos se acopla con el convertidor y aislador de señal UPAC. Es importante usar este dispositivo debido a que el SAP envía una señal regulada de 24 voltios para los sensores de pulsos del ALS a través de 2 hilos y a través de los mismos se recibe la señal de corriente de 4 a 20 mA.
- La salida del aislador de señal se convierte en una señal estándar de 4 a 20mA la cual se conecta en una de las entradas de la Unidad de terminales de Conexión (UTC). Para la prueba se usa el terminal Vs FLOC como entrada, usualmente en este terminal se conecta la señal de uno de los medidores de flujo propios del separador.

La instrumentación del proceso de inyección en una prueba de producción de superficie con bomba jet se desarrolló en este capítulo incorporando un medidor de flujo de turbina ajeno al sistema ALS de Producción y haciendo que la señal que se transmite desde el medidor hasta el ALS de Producción se ajuste a los niveles que maneja su unidad de adquisición de señales. Debido a que la señal del medidor de flujo de turbina ha sido incorporada como una señal de pulsos en el sistema, el tratamiento es similar al de las otras señales del mismo tipo, de aquí que en el siguiente capítulo se referirá entre otras cosas al manejo de la señal del medidor de flujo dentro del programa de aplicación.

CAPÍTULO 3

CAPÍTULO 3

DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN Y TASA DE FLUJO DE PETRÓLEO.

Se mencionó que el objetivo principal de este proyecto radica en evaluar el volumen total de petróleo producido en una prueba de bombeo jet utilizando el sistema ALS de Producción. Para conseguirlo se requería de cambios en la configuración del hardware del sistema y modificaciones en las aplicaciones del programa.

En este Capítulo se hace un estudio del cálculo de volumen total producido y de la tasa de flujo, para determinar la forma en que se debe modificar la aplicación (el programa computacional) que realiza dichos cálculos.

El objetivo es definir los pasos a seguir para obtener los resultados del volumen total de petróleo producido durante la prueba.

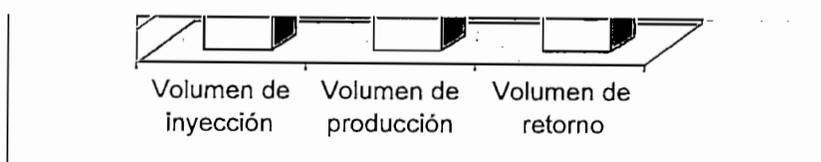


Figura 3.1 Balance del volumen de producción

$$V \text{ prod} = V \text{ rtn} - V \text{ iny} \quad (\text{Ecuación 3.1})$$

donde:

3.1 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA ALS PARA EL CÁLCULO DEL VOLUMEN PRODUCIDO

La producción total de petróleo de la formación en una prueba de superficie con bomba jet se determina haciendo una diferencia de volúmenes entre el fluido que sale de la formación y el fluido que es inyectado.

La Ecuación 3.1 calcula este valor y una representación gráfica se puede apreciar en la Figura 3.1.

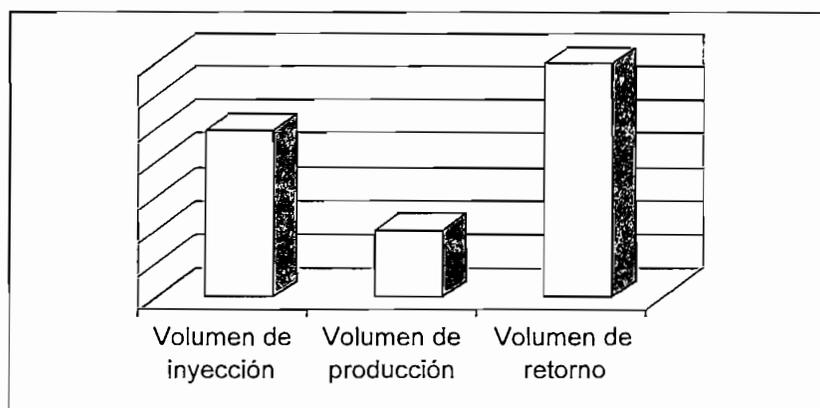


Figura 3.1 Balance del volumen de producción

$$V_{\text{prod}} = V_{\text{rtn}} - V_{\text{iny}} \quad (\text{Ecuación 3.1})$$

donde:

V_{prod} : Volumen de producción, corresponde al volumen total de petróleo producido por la formación

V_{iny} : Volumen de inyección, es el volumen de fluido inyectado.

V rtn: Volumen de retorno, es el petróleo que sale del pozo una vez que se ha inyectado el fluido.

El programa del ALS de producción es el encargado de realizar los cálculos de la tasa de flujo y volúmenes de gas, agua y petróleo que produce la formación.

- La tasa de flujo se obtiene usando los medidores de flujo de que dispone el sistema (FLOCO Y ROTRON). Cuando se considera extracción con bomba jet se incluye al medidor de flujo de turbina Halliburton en la etapa de inyección.

La configuración del hardware del sistema para una prueba de producción con bomba jet toma como base la configuración mostrada en la Figura 1.22. Esta configuración, gracias a que basa su operación en un sistema modular resultó ser un medio flexible que permite trabajar en las condiciones que presenta una prueba de producción con bomba jet.

El hardware del sistema para la prueba de producción con bomba jet se configuró con dos separadores conectados a una estación GEO 4000, ambos enlazados a una estación GEO 5000 en modo de colector con conexión a una estación de trabajo WTS/TDC, con la opción de incorporar otras estaciones al sistema dependiendo de los requerimientos del cliente. Esta configuración se muestra en la Figura 3.2 en un esquema de bloques.

El proceso que realiza la configuración adoptada para entregar los resultados de volumen y flujo de petróleo en una prueba de producción con bomba jet se resumen en las siguientes líneas.

El resultado de la tasa de flujo y volumen de fluido que sale del pozo se obtiene del cálculo que se realiza en la primera de las estaciones GEO 4000 que usa como dato la señal que entregan los medidores de flujo del sistema, los cuales se encuentran localizados en las líneas de salida del separador.

El resultado de la tasa de flujo y volumen de fluido inyectado se obtiene del cálculo que realiza la estación GEO 4000 (2). Para esto usa la señal del medidor de flujo de turbina Halliburton que esta ubicado en la línea de inyección y que debe estar debidamente acondicionada.

El cálculo del volumen total de petróleo que produce la formación se realiza en la estación GEO 5000. Esta contiene el programa que realiza la diferencia de los resultados de cada una de las estaciones GEO 4000.

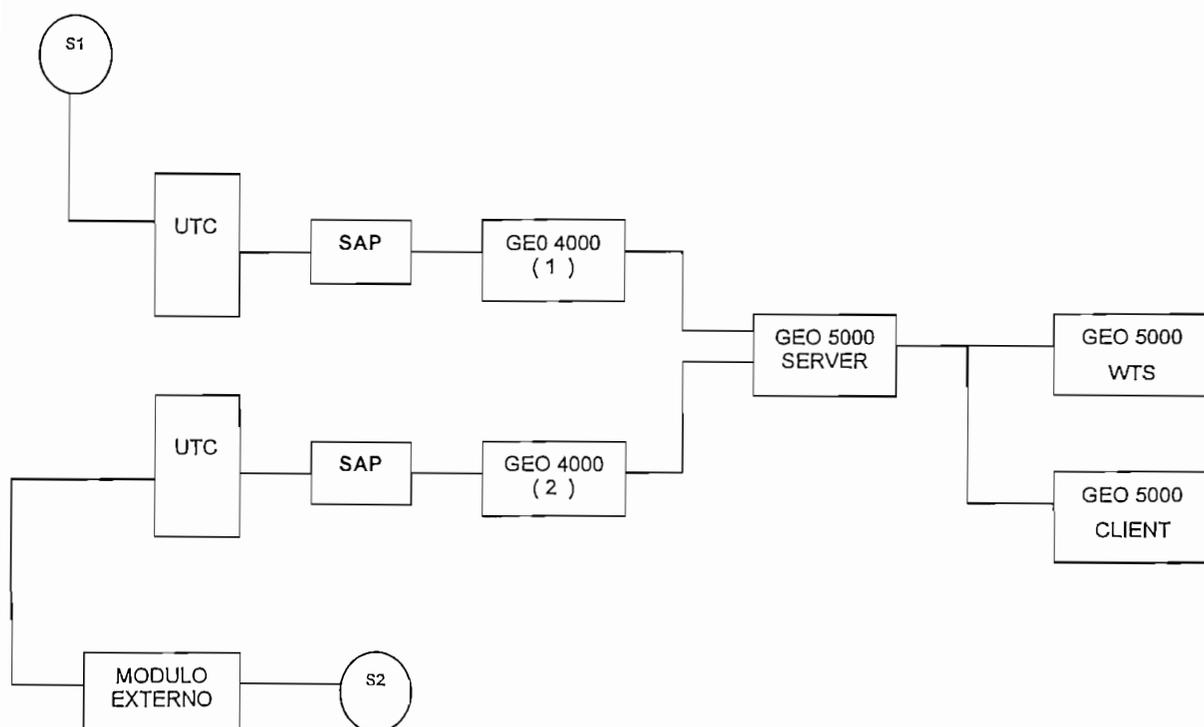


Figura 3.2 Diagrama de bloques de la configuración del ALS para una prueba de superficie con bomba jet

Las conexiones de los medidores de flujo se detallaron en el capítulo anterior. En la Figura 3.3 se muestra las conexiones de la configuración del hardware del sistema de los dispositivos que conforman el hardware del ALS de Producción.

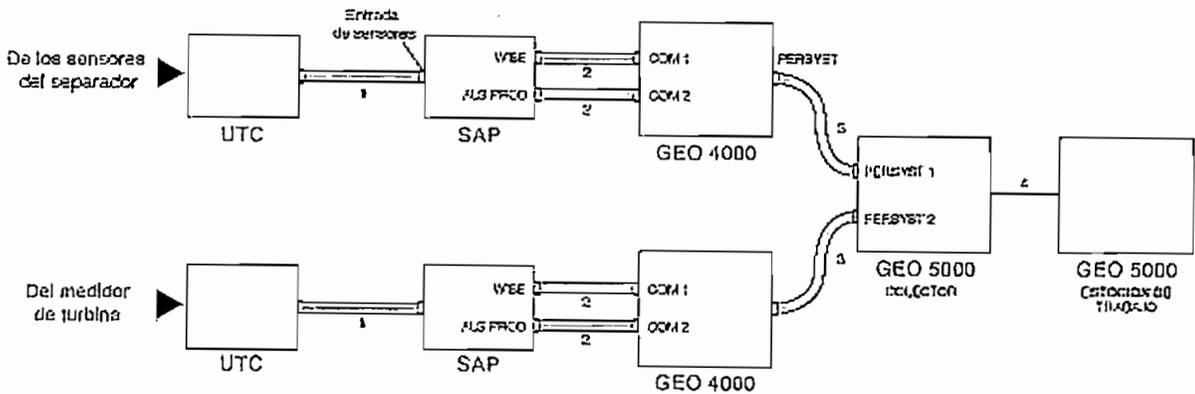


Figura 3.3 Diagrama de bloques de las conexiones del ALS para una prueba de superficie con bomba jet

Las señales provenientes de los sensores llegan a la Unidad de Terminales de Conexión (UTC) a través de cables de dos y cuatro hilos con conexión a tierra, de longitudes que van de 50 a 100 metros dependiendo de la localización de los equipos.

El enlace entre la Unidad de conexiones (UTC) y el Panel de Adquisición de datos de Superficie (SAP) se realiza a través de un cable de 50 hilos tipo DL50F/DL50M, se muestra en la Figura 3.3, corresponde al cable que se indica con el número 1.

La comunicación entre los SAP y la estación GEO 4000 es de tipo serial RS 232, a través de dos cables tipo DB25F/DB9M (2), corresponde al cable numero 2 en la Figura 3.3.

La comunicación entre las dos estaciones GEO 4000 y la estación colectora GEO 5000 es a través de un cable Persyst, se indica con el número 3 en la Figura 3.3 conocido como cable tipo pulpo.

La conexión de red que se realiza entre las estaciones GEO 5000 es a través de cable de red ethernet tipo coaxial, en la Figura 3.3 es el número 4.

Si existe la necesidad de realizar una comunicación remota, se la realiza vía modem.

3.2 TASA DE FLUJO Y VOLUMEN DE PETRÓLEO

Para determinar el volumen de petróleo producido se utiliza tanques de medida o medidores de flujo de turbina, en los dos casos los operadores realizan lecturas cada cierto tiempo en los respectivos dispositivos. Normalmente, el procedimiento a seguir consiste en medir manualmente el volumen en los tanques de prueba del fluido que se inyecta y del fluido que sale del pozo, la diferencia de estos valores corresponde al volumen producido por la formación.

A continuación se analiza el procedimiento a seguir para determinar el volumen y la tasa de flujo de producción de manera manual, con el afán de explicar de que tareas el sistema automatizado libera a los operadores que son quienes efectúan la operación de la prueba.

3.2.1 MEDICIÓN CON TANQUES.

Para una prueba con bomba jet los operadores deben tomar la lectura del volumen de fluido que se inyecta así como la lectura del volumen del fluido que se almacena en los tanques. Las mediciones se realizan cada 15 o 30 minutos dependiendo de los requerimientos de la prueba. Las lecturas se realizan directamente en las escalas graduadas de los visores de los tanques o mediante reglas que posean una escala graduada en centímetros. Cada tanque tiene un factor de conversión con el cual se determina a cuantos centímetros corresponde un barril.

El volumen de líquido que sale del tanque es igual al producto del factor de conversión y de la diferencia de lecturas en el tanque (Ecuación 3.2).

$$V_{\text{tanque}} = F_c \times \Delta \text{lectura} \quad (\text{Ecuación 3.2})$$

donde:

- V_{tanque} : Volumen de fluido que sale del tanque (bbl).
- F_c : Factor de conversión, cada tanque tiene su factor de conversión característico y sus unidades son cm/bbl.
- $\Delta \text{lectura}$: Lectura final - lectura inicial, las lecturas se hace en los tanques sus unidades son (cm).

Para determinar el volumen de salida neto de petróleo a 60 °C y a presión atmosférica usando los tanques de medida se utiliza la Ecuación 3.3.

$$V_o = V \times K \times (1 - \text{BSW}) \quad (\text{Ecuación 3.3})$$

donde:

- V_o : Volumen neto de petróleo a 60 °C y presión atmosférica.
- V : Volumen bruto medido en los tanques de medida.
- K : Factor de corrección de volumen aplicado a la temperatura del tanque entre los valores de la temperatura el instante de la medición y 60 °C .
- BSW : Factor de Base de sedimentos y agua

3.2.2 MEDICION CON MEDIDORES DE FLUJO

Para determinar el volumen neto de petróleo a 60 °C y presión atmosférica se usa los medidores de flujo instalados en las salidas del separador y en el caso de que los medidores no estén conectados al ALS de producción los operadores toman las lecturas cada 15 o 30 minutos.

El volumen se calcula dependiendo del método que se utiliza para obtener el factor de encogimiento. Los métodos que se utiliza en la práctica son:

- a) Factor de encogimiento obtenido con un medidor del factor de encogimiento (medidor de shrinkage). Para el cálculo se utiliza la Ecuación 3.4.

$$V_o = V_s \times f \times (1 - Shr) \times K \times (1 - BSW) \quad (\text{Ecuación 3.4})$$

Donde:

- V_o : Volumen neto de petróleo a 60 °C y presión atmosférica.
 V_s : Volumen bruto medido con los medidores de flujo del separador.
 f : Factor de corrección de medida = Volumen medido por el tanque / volumen medido por el medidor.
 Shr : Porcentaje de reducción del volumen entre el separador y el tanque.
 K : Factor de corrección de volumen aplicado a la temperatura del tanque entre los valores de la temperatura el instante de la medición y 60 °C .
 BSW : Base de sedimentos y agua.

- b) Factor de encogimiento obtenido con un tanque de medida. Para su calculo se usa la Ecuación 3.5.

$$V_o = V_s \times (1 - Shr') \times K \times (1 - BSW) \quad (\text{Ecuación 3.5})$$

V_o , V_s , K & BSW similar a la parte a)

- $(1 - Shr')$: Factor de encogimiento incluido el factor de corrección del medidor.

Para una mejor comprensión de los cálculos a continuación se describe los factores y constantes que se utilizó en las ecuaciones anteriores.

3.2.2.1 Factor de encogimiento.

El factor de encogimiento (SHR) corresponde a la reducción del volumen de petróleo debido a la emanación de gas disuelto en la solución que sale del separador.

Los volúmenes se reportan por lo general a “condiciones estándar” (14.73 psi, 60°F). El petróleo que deja el separador lo hace a presiones y temperaturas elevadas con un cierto contenido de gas disuelto. En el caso de que el petróleo sea tomado a condiciones atmosféricas, el gas puede ser liberado y por esta razón el volumen se reduce.

El valor del encogimiento se determina con cualquiera de los siguientes métodos: con un medidor de encogimiento, utilizando un tanque de medida o mediante tablas.

El método a ser utilizado depende del equipo disponible y los métodos existentes, que ya fueron mencionados, en orden de exactitud son:

Utilizando un tanque de medida.

Utilizando el medidor de encogimiento.

Utilizando tablas, este es un método aproximado.

La temperatura usada para determinar el factor K es la temperatura final de encogimiento en el tanque o en el medidor de encogimiento, y no se debe utilizar la temperatura del flujo en la línea de petróleo del separador.

El factor de reducción de volumen o de encogimiento debido a la temperatura, se lo conoce como factor “K”.

3.2.2.2 Factor BSW

El BSW es la base de sedimento y agua, representa la cantidad de agua y sedimentos presentes en el fluido del pozo. Es medido normalmente tomando muestras del flujo del pozo en el *choke manifold* y a la salida del separador. Una centrifuga es usada posteriormente para separar las partes constitutivas de la muestra. Los instrumentos están graduados de modo que el valor de BSW pueda ser leído a manera de un porcentaje. El BSW puede ser introducido al calculo de la tasa de petróleo ya que la tasa final calculada refleja la tasa de petróleo puro solamente.

Cuando se utiliza bombas hidráulicas como la bomba jet, el BSW es calculado de acuerdo al siguiente balance de masa, como se muestra en la Figura 3.4.

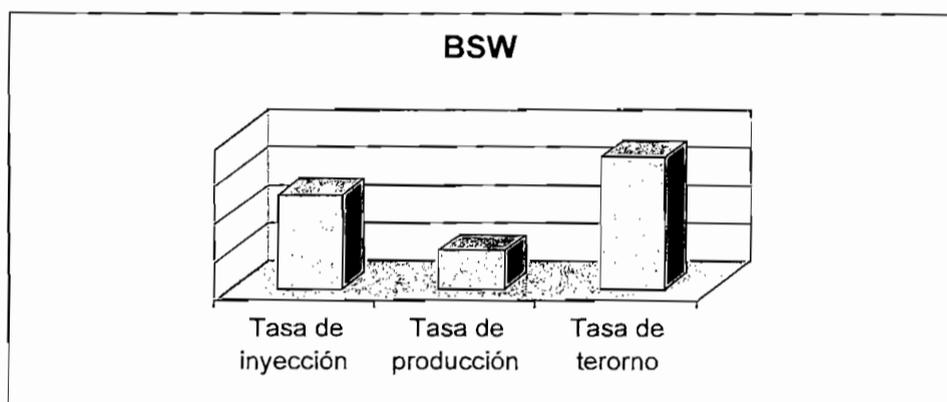


Figura 3.4 Balance de Masa

$$R_{\text{prod}} = R_{\text{rtn}} - R_{\text{iny}} \quad (\text{Ecuación 3.6})$$

$$R_{\text{inj}} \times \text{BSW}_{\text{inj}} + R_{\text{prod}} \times \text{BSW}_{\text{prod}} = R_{\text{ret}} \times \text{BSW}_{\text{ret}} \quad (\text{Ecuación 3.7})$$

$$\text{BSW} = (R_{\text{rtn}} \times \text{BSW}_{\text{rtn}}) - (R_{\text{iny}} \times \text{BSW}_{\text{iny}}) / R_{\text{prod}} \quad (\text{Ecuación 3.8})$$

Donde:

R_{rtn}: Tasa de retorno

BSW_{rtn}: Base de sedimentos y agua en la tasa de retorno (%)

3.2.2.3 Factor de corrección de medida de petróleo.

Todos los medidores tienen un error, es normal verificar este error antes de iniciar las pruebas. Esto se realiza bombeando agua a través de los medidores con una tasa que se aproxime a la esperada como tasa de flujo del pozo. El flujo es dirigido al tanque de medida donde la cantidad precisa de agua bombeada puede ser medida (20 –30 barriles mínimo).

| | |
|-----------|--|
| R iny: | Tasa de inyección |
| BSW iny: | Base de sedimentos y agua en la tasa de inyección (%) |
| R prod: | Tasa de producción |
| BSW prod: | Base de sedimentos y agua en la tasa de producción (%) |

3.2.2.3 Factor de corrección de medida de petróleo.

Todos los medidores tienen un error, es normal verificar este error antes de iniciar las pruebas. Esto se realiza bombeando agua a través de los medidores con una tasa que se aproxime a la esperada como tasa de flujo del pozo. El flujo es dirigido al tanque de medida donde la cantidad precisa de agua bombeada puede ser medida (20 –30 barriles mínimo).

El factor de medida se consigue realizando lecturas en los medidores de flujo y comparándolas con las lecturas del tanque.

Factor de medida = volumen del tanque / volumen del medidor.

3.2.2.4 Gravedad específica

La gravedad específica es un parámetro importante que debe ser considerado. Pese a que la gravedad específica no influye directamente en el cálculo de la tasa de flujo es necesario por ejemplo cuando se utiliza tablas para determinar el encogimiento. El valor correspondiente a la gravedad específica se incluye en las hojas de cálculo de petróleo. La gravedad específica SG es una expresión del “peso” del petróleo en relación al agua fresca, esta simple razón no tiene unidades. Su valor no debe ser confundido con la densidad.

Para medir la gravedad específica, se usan hidrómetros de vidrio y debe medirse la temperatura simultáneamente. El resultado de la SG debe ser corregido a 60°F.

3.2.3 CÁLCULOS CON EL ALS DE PRODUCCIÓN.

Para una prueba de producción con bomba jet es posible utilizar las mismas aplicaciones del ALS de Producción que se utiliza para una prueba normal, ya que su principal función consiste en ejecutar los cálculos y presentar los resultados de la producción de volumen acumulado de petróleo, tasa de flujo de petróleo, volumen acumulado de gas, flujo de gas, las relaciones GOR de flujo y GOR de volumen acumulado.

Los valores de los resultados se presentan a condiciones estándar es decir a 60 °C y a una atmósfera de presión.

Para realizar la tarea mencionada el programa utiliza:

- Valores correspondientes a las señales de los sensores instalados en el separador y demás equipos utilizados para la prueba, razón por la cual todos los sensores deben ser previamente calibrados, como por ejemplo el Vs Oil, T SHR, etc.
- Valores calculados por el programa, como los factores SHR y VCF.
- Valores de constantes que deben ser ingresadas por el usuario o valores que se derivan de análisis experimentales que se ejecutan de manera simultánea a la prueba.

Para el caso de una prueba con bomba jet, el fluido inyectado es analizado por una de las estaciones de adquisición de datos y el fluido recuperado después del separador es analizado por la segunda estación de adquisición de datos. La comparación de resultados y la determinación del volumen total de producción lo realiza la estación colectora la cual entrega los resultados finales de la prueba.

El sistema se diseñó para analizar volúmenes de producción en el separador, sin embargo en el presente proyecto se lo utiliza para analizar la señal que proviene

de una etapa de inyección. Para la etapa de inyección la aplicación del programa tiene que adaptarse a los requerimientos de una prueba de producción con bomba jet por lo que algunos parámetros deben ser ajustados a estas condiciones. Los parámetros correspondientes a la etapa de separación deben ser ingresados de manera normal.

La forma de aplicar el programa del ALS de Producción para una prueba de producción con bomba jet y las modificaciones efectuadas se detallan a continuación.

3.3 MODIFICACIÓN DEL PROGRAMA DE APLICACIÓN

Para determinar los parámetros de interés usando el programa del sistema ALS de producción se debe primeramente analizar el funcionamiento del programa, dentro de lo que es la adquisición de datos en tiempo real y calibración de sensores.

Los pasos a seguir una vez que esta todo el sistema ALS de Producción debidamente instalado son los que se menciona en las siguientes líneas.

3.3.1 ESTACION DE ADQUISICIÓN DE DATOS GEO 4000.

Al escoger esta opción el programa asume que la estación GEO 4000 se conecta a través de un enlace Persyst a una estación GEO 5000 en configuración de servidor, la cual tiene como función principal recoger los datos de la estaciones GEO 4000 y realizar la suma de todas las tasas de flujo con el propósito de determinar la producción total de petróleo.

En esta opción se tiene la posibilidad de efectuar tres tareas de manera simultanea y visualizar en el monitor a cada una de ellas usando las siguientes combinaciones de teclas:

- alt + 0 para tener acceso a la tarea 0 que consiste propiamente en el programa desplegando en la pantalla el menú principal.
- alt + 1 permite entrar a la tarea 1 que es la encargada de realizar la adquisición de datos en tiempo real, haciendo que se despliegue la pantalla de adquisición de datos.
- Alt + 2 que permite acceder a la tarea 2 la misma que se encarga de realizar la comunicación entre las estaciones GEO 4000 y la estación colectora GEO 5000, se despliega una pantalla de información del estado de la comunicación.

En la tarea 0 la aplicación del programa cuenta con las opciones de trabajo de: gráficos en tiempo real, manejo de base de datos, editor de unidades, calibración de sensores, configuración de impresoras, sistema de diagnóstico o ayuda y manejo de herramientas de fondo. En esta sección se abordará únicamente la aplicación de calibración de sensores. Para profundizar y conocer más de cerca las otras aplicaciones mencionadas se recomienda remitirse al manual de usuario del programa.

3.3.2 CALIBRACION DE SENSORES

La calibración de sensores es una aplicación de considerable importancia ya que de su correcta ejecución dependen los resultados finales de las pruebas.

La calibración debe realizarse para todos los sensores de superficie del ALS de producción que se utilice en una prueba. Como característica importante de esta aplicación cabe señalar que el programa solo permite ejecutar la calibración en unidades API.

Para manejar esta aplicación se hace una breve explicación y se expone la secuencia de pasos a seguir para la calibración del medidor de flujo de turbina en la prueba de producción de superficie con bomba jet.

- Seleccionar la opción de calibración de sensores que se tiene en la pantalla del menú principal de la Figura 3.5.

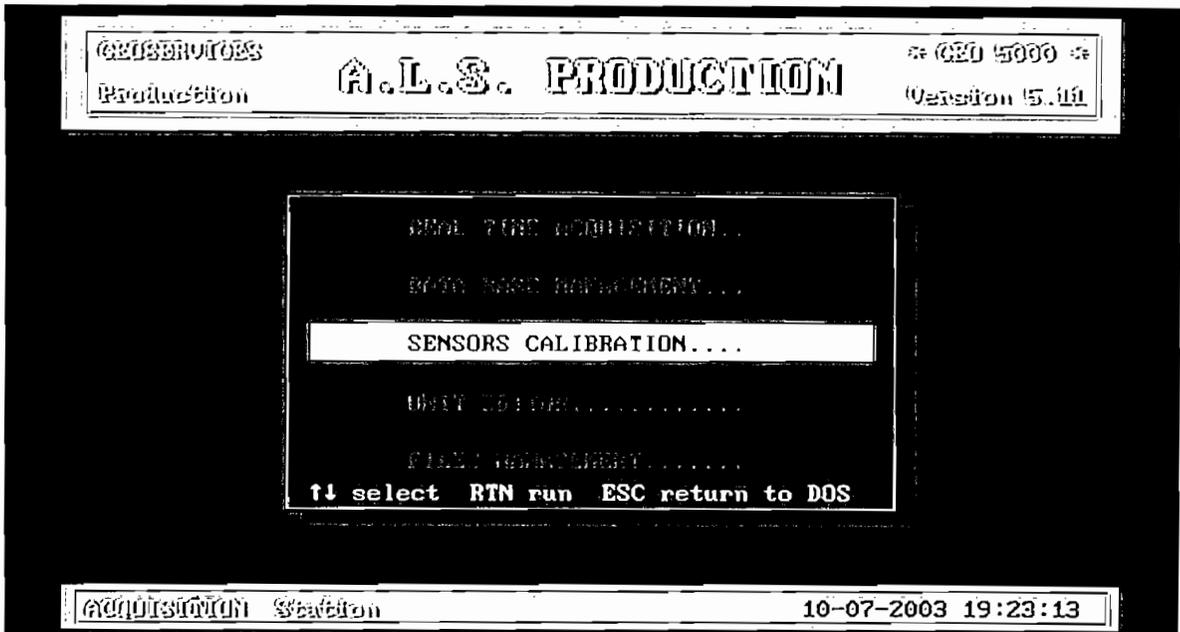


Figura 3.5 Pantalla principal de la tarea 0

En la Figura 3.6 se presenta la pantalla con el menú de calibración de sensores en la cual se distinguen las opciones de:

- Ingreso de nuevos datos, esta opción permite realizar nuevas calibraciones.
 - Transferencia completa, la cual permite transferir los datos de calibración de todos los sensores que se tiene almacenados en memoria al SAP.
 - Imprimir reportes.
- En la pantalla que corresponde a la Figura 3.6, seleccionar la opción de ingresar nuevos datos.

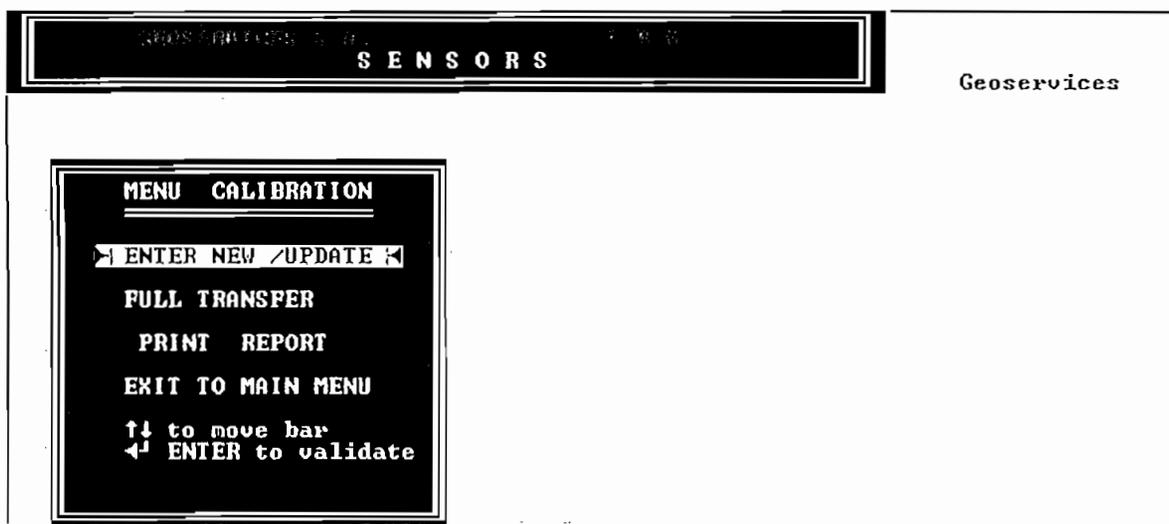


Figura 3.6 Pantalla del menú de calibración

En la Figura 3.7 se exhibe la pantalla de calibración que permite seleccionar el tipo de sensor y permite escoger una tabla de calibración en el caso de tener varias tablas de datos almacenadas en memoria.

- Seleccionar el sensor con el nombre Vs Rot, que es el que se usará para instalar el medidor de flujo de turbina.

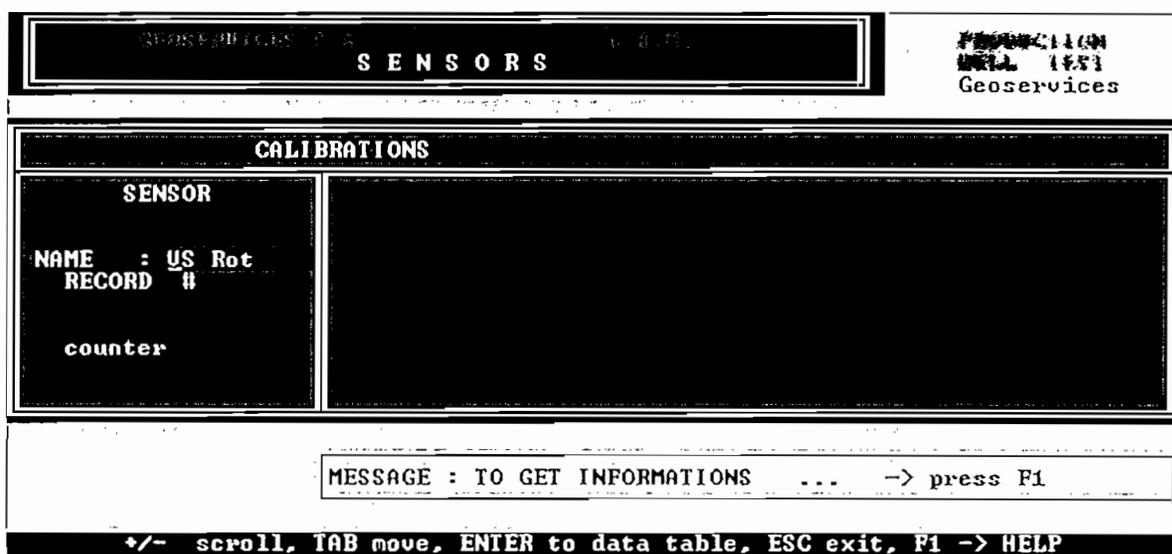


Figura 3.7 Pantalla de selección de sensores

Una vez que se ha seleccionado el sensor a ser calibrado, aparece en la pantalla la tabla de datos como se ve en la Figura 3.8 en la cual se tiene acceso a realizar modificaciones a los valores de señal y a su correspondiente valor físico.

Para los medidores de flujo la calibración que se realiza en el ALS permite únicamente utilizar como unidad pulsos/barril, esto quiere decir que en la tabla de calibración se debe colocar en la columna a la que corresponde el valor de la señal el número de pulsos y en la columna que corresponde al valor físico el número de barriles al que equivale.

Los resultados están estrechamente relacionados con la correcta calibración del equipo, en el caso de la calibración del medidor de flujo de turbina se tiene la opción de utilizar el factor que viene marcado de fábrica en el medidor de flujo de turbina. Para el medidor de turbina Halliburton de 2" un valor típico es de 55 pulsos por galón como se puede ver en la tabla 2.2, sin embargo se recomienda usar los tanques de medida como referencia para determinar la calibración en pulsos por barril correspondiente al medidor.

Para el resto de sensores la columna de los valores de señal representa el valor en milivoltios de las señales provenientes de cada uno de los sensores y la columna del valor físico representa los valores equivalentes en sus respectivas unidades.

La tabla de calibración consta de cinco valores y es recomendable colocar un valor promedio de señal para cada cantidad que se pone en la tabla.

- Colocar en la tabla de valores de la pantalla de la Figura 3.8 los valores de calibración.

| SENSORS | | Geoservices | |
|--------------|--|-----------------|-----------------|
| CALIBRATIONS | | | |
| SENSOR | | DAP SIGNAL | Average = |
| NAME : | | Signal= | Maximum = |
| RECORD # | | DATA TABLE | OPERATOR |
| | | SIGNAL VALUES | PHYSICAL VALUES |
| | | mVolts | |
| counter | | 1 0,0000 0,0000 | 1 0,0000 |
| | | 2 100,0000 | 2 100,0000 |
| | | 3 250,0000 | 3 250,0000 |
| | | 4 1000,0000 | 4 1000,0000 |
| | | 5 6000,0000 | 5 6000,0000 |

MESSAGE : USE ARROWS TO CHANGE ZONES / INFORMATIONS -> F1

TAB move, F1 -> HELP, ENTER transfer, F2 scan, F3 report, ESC exit

Figura 3.8 Pantalla de calibración para ingreso de datos

La pantalla de datos de calibración dispone de otras opciones:

- ♣ Escanear los valores de señal de los sensores.
- ♣ Transferir los datos de calibración.
- ♣ Imprimir un reporte de la tabla de calibración.

En la Figura 3.9 se ve la pantalla de calibración que permite examinar la señal del sensor, los datos aparecen en un cuadro sobre la tabla de datos de calibración. Esta opción no permite hacer modificaciones en la tabla, únicamente se puede visualizar el tiempo de adquisición, el valor de la señal del medidor en tiempo real, el valor máximo y el valor promedio. La opción para escanear las señales es bastante útil para calibrar los sensores.

| CALIBRATIONS | | Average = | |
|--------------|--|---------------|-----------------|
| SENSOR | | DAP SIGNAL | Maximum = |
| NAME : | | Signal= | |
| RECORD # | | DATA TABLE | OPERATOR |
| | | SIGNAL VALUES | PHYSICAL VALUES |
| | | mVolts | |
| fastdata | | 1 0,0000 | 1 0,0000 |
| | | 2 100,0000 | 2 100,0000 |
| | | 3 250,0000 | 3 250,0000 |
| | | 4 1000,0000 | 4 1000,0000 |
| | | 5 6000,0000 | 5 6000,0000 |

MESSAGE : press ESC to end signal scanning

Figura 3.9 Pantalla para escanear señales.

| SENSORS | | Geoservices | |
|--|-----------|-----------------|-----------|
| CALIBRATIONS | | | |
| SENSOR | | DAP SIGNAL | Average = |
| NAME : RECORD # | | Signal= | Maximum = |
| fastdata | | | |
| DATA TABLE | | OPERATOR | |
| SIGNAL VALUES | mVolts | PHYSICAL VALUES | |
| 1 | 0.0000 | 1 | 0.0000 |
| 2 | 100.0000 | 2 | 100.0000 |
| 3 | 250.0000 | 3 | 250.0000 |
| 4 | 1000.0000 | 4 | 1000.0000 |
| 5 | 6000.0000 | 5 | 6000.0000 |
| MESSAGE : press ESC to end signal scanning | | | |

Figura 3.9 Pantalla para escanear señales.

En la Figura 3.10 se presenta la pantalla que permite realizar el almacenamiento en memoria y la transferencia de la calibración del sensor al SAP.

- Guardar y transferir los datos de calibración

| SENSORS | | Geoservices | |
|---|--|-------------|-----------------------------|
| CALIBRATIONS | | | |
| TRANSFER / RECORD | | Average = | Maximum = |
| TRANSFER to DAP? EXIT | | mVolts | OPERATOR PHYSICAL VALUES |
| | | 1 | 0.0000 |
| | | 2 | 100.0000 |
| | | 3 | 250.0000 |
| | | 4 | 1000.0000 |
| | | 5 | 6000.0000 |
| MESSAGE : USE ARROWS TO CHANGE ZONES / INFORMATIONS -> F1 | | | |

Figura 3.10 Pantalla de transferencia y almacenamiento de datos.

Una vez que se ha hecho la transferencia de datos al SAP la calibración ha finalizado satisfactoriamente.

3.3.3 ADQUISICIÓN DE DATOS EN TIEMPO REAL

Como se mencionó con anterioridad, la tarea 1 a la cual se puede acceder mediante la combinación de teclas alt +1 es la que ejecuta la adquisición de datos en tiempo real cuando se utiliza una estación GEO 400.

Para el manejo de esta aplicación se hace una breve explicación y se presenta una secuencia de pasos a seguir para la adquisición de datos en una prueba de superficie con bomba jet.

Se oprime el arreglo de teclas alt +1 y aparece la pantalla principal de adquisición, en la cual se debe ingresar los datos de identificación del pozo y de sus características como se ve en la Figura 3.11.

```

GEOSERVICES production                               A.L.S.
COMPANY : GEOSERVICES S.A.
WELL    : L.B.M.
- W E L L   T E S T -

REAL TIME initialization
JOB NAME : PRUEBA          first record      last record
                        ↑↑↑ - No records - ↑↑↑
                        Key a NEW NAME to initiate a new job

BOTTOM HOLE SENSOR      : NO
- model                 :
- associated .CAL file  : .CAL
WELL HEAD SENSOR       : YES
- model                 : WHD1

LIQUID PRODUCTION RATE  oil meter / gauge tank / shinkage tester
measurement mode : 3  YES      NO      YES

GAS CALCULATION METHODE <SEPARATOR 1> : DANIEL ORIFICE METER
GAS CALCULATION METHODE <SEPARATOR 2> : NONE
if CONFIG = SEP2 SEP1

STATION CONNECTED TO COLLECTOR : NO

[↑][↓] to move, ENTER to validate, Esc to exit program

```

Figura 3.11 Pantalla de inicialización.

Los datos a completar son:

- ↪ Nombre de la compañía.
- ↪ Nombre del pozo.
- ↪ Nombre del trabajo

El nombre del trabajo no debe poseer mas de 8 caracteres y con ese nombre se crea una base de datos automáticamente.

- ↪ Sensor en el fondo del pozo.

Las opciones son si o no, se escoge no para la prueba de superficie con bomba jet, en el caso de escoger si, se debe indicar el modelo y la calibración de los sensores.

- ↪ Sensor en la cabeza del pozo.

Las opciones son si o no, en el caso de instalar un sensor se debe especificar el tipo de sensor.

- ↪ Tasa de producción de líquido.

Tres modos de cálculo estan disponibles:

MODO 1: Asume que un sensor de temperatura está instalado en la línea de salida de petróleo del separador lo cual permite realizar automáticamente el cálculo del factor de encogimiento.

MODO 2: Realiza el cálculo de volumen ingresando el valor de temperatura manualmente.

MODO 3: Efectúa el cálculo de volumen ingresando manualmente el dato de temperatura de encogimiento.

- ↪ Método para el cálculo del gas en el Separador 1.

Seleccionar de entre dos tipos de medidores.

- ↪ Método para el cálculo del gas en el Separador 2.

En caso de usar un segundo separador se debe seleccionar el tipo de medidor.

- ↪ Activar la conexión a una estación colectora.

Esta opción se activa para el caso de conectar una estación GEO 4000 a una estación colectora.

Una vez que se llena los datos de la pantalla principal el sistema esta listo para iniciar la adquisición de datos, y en la pantalla aparece el mensaje Inicialización aceptada.

A continuación se despliegan pequeñas ventanas en las que se debe ingresar datos de las propiedades y características de los parámetros del pozo.

- Alarma de concentración de H2S.

En el caso de estar conectado un sensor de H2S, se debe colocar el valor límite que active la alarma, como se indica en la pantalla de la Figura 3.12. Este valor lo fija la persona encargada de dirigir la operación de la prueba de superficie.

```

GEO-SERVICES production      A.L.S.
COMPANY : GEO-SERVICES S.A.
WELL    : L.B.M.
- W E L L   T E S T   -

REAL TIME initialization
JOB NAME : PRUEBA              first record      last record  !!!
Key a
CONCENTRATION : 1              ppm

BOTTOM HOLE SENS
- model
- associated .CAL file : .CAL
WELL HEAD SENSOR : YES
- model           : VHD1

LIQUID PRODUCTION RATE      oil meter / gauge tank / shinkage tester
measurement mode : 3      YES          NO          YES

GAS CALCULATION METHODE <SEPARATOR 1> : DANIEL ORIPICE METER
GAS CALCULATION METHODE <SEPARATOR 2> : NONE
STATION CONNECTED TO COLLECTOR : NO          if CONFIG ≡ SEP2 SEP1

Enter concentration above which you want a warning signal
  
```

Figura 3.12 Pantalla de concentración de H2S

Un valor de 10 ppm es aconsejable, ya que es una concentración que permite trabajar durante 8 horas sin ser gravemente afectados los operarios en el campo.

- Canal del sensor WHD.

Esta opción se utiliza para seleccionar el canal en el que se coloca el sensor WHD y se aprecia en la pantalla de la Figura 3.13.

```

GEOSERVICES production
COMPANY : GEOSERVICES S.A.
WELL   : L.B.M.
A.L.S.

- W E L L   T E S T -

REAL TIME initialization
JOB NAME : PRUEBA
Key a
first record
last record
SELECTION : WHD #1
BOTTOM HOLE SENS
- model
- associated .CAL file : .CAL
WELL HEAD SENSOR : YES
- model : WHD1
LIQUID PRODUCTION RATE oil meter / gauge tank / shrinkage tester
measurement mode : 3 YES NO YES
GAS CALCULATION METHODE <SEPARATOR 1> : DANIEL ORIFICE METER
GAS CALCULATION METHODE <SEPARATOR 2> : NONE
if CONFIG = SEP2 SEP1
STATION CONNECTED TO COLLECTOR : NO
  
```

Figura 3.13 Pantalla de selección de sensores de presión de fondo.

- Factor de atenuación de parámetros para los sensores de superficie.

Este factor se aplica para controlar el tiempo de muestreo, por ejemplo un valor de 5 permite escanear y entregar el promedio de un parámetro determinado para 5 ciclos. El valor máximo es de 30, es recomendable usar valores pequeños.

- Índice de inicio

Un índice de inicio igual a 2 significa que después de dos ciclos de lectura igual a cero de un parámetro por parte del SAP, se despliega en pantalla y se almacena ese valor como cero. El valor máximo para este factor es 10. En la Figura 3,14 se tiene la pantalla del índice de inicio y del factor de atenuación que son funciones que se aplica únicamente a los sensores de superficie

```

GEOSERVICES production A.L.S.
COMPANY : GEOSERVICES S.A.
WELL    : L.B.M.
- W E L L   T E S T   -

REAL TIME initialization
JOB NAME : PRUEBA
Key a NEW NAME to
BOTTOM HOLE SENSOR : N
- model :
- associated .CAL file :
WELL HEAD SENSOR : Y
- model : W
LIQUID PRODUCTION RATE
measurement mode : 3
oil meter / gauge tank / shinkage tester
YES NO YES
GAS CALCULATION METHODE (SEPARATOR 1) : DANIEL ORIFICE METER
GAS CALCULATION METHODE (SEPARATOR 2) : NONE
if CONFIG = SEP2 SEP1
STATION CONNECTED TO COLLECTOR : NO

first record last record
PARAMETER : WHT
DAMP FACTOR : 1
RESET INDEX : 1

[↑][↓] to move, [→] to scroll

```

Figura 3.14 Pantalla de ingreso de los factores de adquisición .

- Puesta en cero de los valores de volúmenes de fluido.

Esta opción permite poner en cero los volúmenes acumulados de petróleo agua y gas, como se ve en la pantalla de la Figura 3.15.

- Sincronización de la adquisición de datos en tiempo real.

En la pantalla de la Figura 3.16 se presenta la ventana de sincronización y se requiere de esta función para evitar que se presenten problemas entre los sistemas de reloj en la ejecución de trabajos largos. Para una prueba de superficie se debe habilitar esta opción para que trabaje automáticamente.

```

GEOSERVICES production                                A.L.S.
COMPANY : GEOSERVICES S.A.
WELL    : L.B.M.
- W E L L   T E S T   -

REAL TIME initialization
JOB NAME : PRUEBA                                     first record      last record
CUMUL RESET VALUE                                     ||| - No records - |||
Cum.Gas  0 mscf                                       Cum.Oil  0 bbl
Cum.H2O  0 bbl                                       US Oil   0 bbl
Tab. [↑][↓] to move - Esc to CANCEL - ENTER to validate
WELL HEAD SENSOR : YES
- model          : WHD1

LIQUID PRODUCTION RATE      oil meter / gauge tank / shinkage tester
measurement mode : 3  YES      NO      YES

GAS CALCULATION METHODE <SEPARATOR 1> : DANIEL ORIFICE METER
GAS CALCULATION METHODE <SEPARATOR 2> : NONE
if CONFIG = SEP2 SEP1

STATION CONNECTED TO COLLECTOR : NO
  
```

Figura 3.15 Pantalla para poner en cero los volúmenes acumulados

```

GEOSERVICES production                                A.L.S.
COMPANY : GEOSERVICES S.A.
WELL    : L.B.M.
- W E L L   T E S T   -

REAL TIME initialization
JOB NAME : PRUEBA                                     first record      last record
Key a                                         ds - |||
AUTOMATICALLY : OFF
DELTA T MAXI  : 30 min.
R9 -> IMMEDIATE SYNCHRONIZATION

LIQUID PRODUCTION RATE      oil meter / gauge tank / shinkage tester
measurement mode : 3  YES      NO      YES

GAS CALCULATION METHODE <SEPARATOR 1> : DANIEL ORIFICE METER
GAS CALCULATION METHODE <SEPARATOR 2> : NONE
if CONFIG = SEP2 SEP1

STATION CONNECTED TO COLLECTOR : NO
  
```

[+][-] to scroll, [↑][↓] to move, Enter to validate, Esc to CANCEL

Figura 3.16 Pantalla de sincronización.

- Menú de utilidades

Es posible acceder a esta aplicación en cualquier instante que se requiera durante la adquisición de datos en tiempo real. Las utilidades que ofrece el menú se puede ver en la pantalla de la Figura 3.17.

Se dispone de dos grupos de utilidades, el segundo grupo permite ingresar comentarios en las impresiones además de acceder a las pantallas descritas anteriormente en el caso de que se requiera modificar valores. Las utilidades del primer grupo están relacionadas con propiedades de muestreo, almacenamiento e impresión de datos, las cuales serán descritas brevemente.

→ Modo de muestreo

El modo de muestreo para las estaciones GEO 4000 se ubica automáticamente sin Buffer en el SAP y este modo no puede ser modificado.

→ Frecuencia de muestreo DAP – RT .

La frecuencia de muestreo debe ser la misma para todas las estaciones GEO 4000, por ejemplo 5 segundos, y debe ser mayor para la estación colectora GEO 5000, por ejemplo 10 segundos.

→ *Record 1 (local)*

Almacena los datos en un archivo local

→ *Record 2 (network)*

Almacena los datos en un archivo de la red en el caso de que exista.

→ Frecuencia de almacenamiento.

El valor mínimo es de 5 segundos, el dato que se almacena es el promedio de los datos muestreados DAP/RT, esta opción sirve para limitar el número de datos que se quiere almacenar.

→ Seleccionar impresora.

Para activar la impresión, habilita el puerto LPT2 para el caso de una estación GEO 4000.

→ Frecuencia de impresión.

Permite escoger el tiempo entre cada impresión, por ejemplo 5 segundos para zonas de interés y 1800 segundos durante periodos de estabilidad.

```

GEOSERVICES production                               A.L.S.
COMPANY : GEOSERVICES S.A.
WELL    : L.B.M.

- W E L L  T E S T -
  W E L L  H E A D  S E N S O R

REAL TIME inicializati
JOB NAME : PRUEBA
           Key a NEW N

BOTTOM HOLE SENSOR
- model
- associated .CAL f
WELL HEAD  SENSOR
- model

LIQUID PRODUCTION RAT
measurement no

GAS CALCULATION METHO
GAS CALCULATION METHO

STATION CONNECTED TO

DAP sampling mode      : G
Well:Surface sensors / buffered
DAP->RT sampling freq. : 5   sec.
Record #1 (local)     : ON
Record #2 (network)   : OFF
RT record frequency   : 25   sec.
Selected printer       : NONE
RT print frequency    : 10   sec.

Enter COMMENT         -> press F1
Set dampening factors -> press F2
Set H2S Alarm Treshold -> press F3
Set W.H.D. channel    -> press F4
Cum.H2O BSW Correction -> press F5
DAP/RT synchronization -> press F9
Modify cumul values   -> press F10
Esc CANCEL           ENTER validate

ord  ???
tester
EP2 SEP1

[+] to scroll, [↓][↑] to move, ENTER to validate, Esc to CANCEL

```

Figura 3.17 Pantalla de utilidades.

- Tabla de valores forzados y constantes.

En esta tabla se debe ingresar datos de constantes y parámetros específicos de la prueba que utiliza el programa para realizar los cálculos. Las constantes y los valores que pueden ser forzados se indican en la pantalla de la Figura 3.18.

Constantes:

- Diámetro del choque, normalmente en 64 avos de pulgada.
- Factor BSW, usado para el cálculo de la tasa de flujo de petróleo y de agua.
- Factor de CO₂, se obtiene como resultado del análisis PVT, el cliente es el encargado de suministrar el dato para la prueba. Los valores típicos se encuentran dentro del rango de 1 a 10.
- Diámetro de la tubería del separador 1
- Diámetro de la tubería del separador 2

- Factor WMCF (*water meter correction factor*), este factor debe ser ingresado antes de iniciar el trabajo, en el caso de no conocer su valor escoger 1.
- Diámetro ORF, se refiere al diámetro del orificio del medidor de gas y se deb efectuar el cambio en la tabla cuando se cambia el diámetro del orificio.
- OMCF (*Oil meter correction factor*), el factor de corrección del medidor de petróleo se debe fijar antes de empezar un trabajo.

El sistema como tal está diseñado para manejar volúmenes de producción en la fase de separación para los cuales el valor típico suele ser de 0.95 a 1.1; sin embargo, en el presente proyecto se lo utiliza para dar tratamiento a la señal que proviene de una etapa de inyección.

Al analizar detenidamente la aplicación del programa se establece que el procedimiento a seguir consiste en hacer de signo negativo a los volúmenes de inyección. Para lograr este propósito el factor de corrección de medida de petróleo (OMCF) debe ser colocado como un número negativo. El valor debe estar en el rango de -0.95 a -1.1.

| CONSTANT & FORCED values | |
|--|------------|
| Constant <input type="checkbox"/> | |
| CHK.id | 1 1/64 |
| PIP.id | 5.671 inch |
| BSW | 0 % |
| f.CO2 | 0 factor |
| PIP.id2 | 5.671 inch |
| Forced <input type="checkbox"/> | |
| BHP | 0 psig |
| WHP | 0 psig |
| Psep | 0 psig |
| SG Gas | 1 sg/air |
| SG Oil | 1 sg/H2O |
| SHR | 0 % |
| U var | 0 bbl |
| Psep2 | 0 psig |
| SG Gas2 | 1 sg/air |
| WMCF | 1 factor |
| ORF.id | 1.25 inch |
| OMCF | 1 factor |
| f.H2S | 0 factor |
| ORF.id2 | 0 inch |
| BHT | 0 deg.F |
| WHT | 0 deg.F |
| Isep | 0 deg.F |
| Pdiff | 0 "water |
| Toil SG | 0 deg.F |
| T SHR | 0 deg.F |
| I Tank | 0 deg.F |
| Isep2 | 0 deg.F |
| Pdiff2 | 0 "water |

Tab. (0) (0) to move = Esc to cancel = ENTER to validate

PRINT: RC1 RC2
NO YES NO

Figura 3.18 Pantalla de constantes y valores forzados.

- Factor de H₂S es un factor de corrección de volumen de gas, el dato por lo general lo entrega el cliente después de un análisis PVT. Los valores típicos se encuentran dentro del rango de 1 a 10.
- Diámetro ORF 2, se refiere al valor del orificio del medidor de gas del segundo separador.

Valores Forzados:

Los valores forzados representan valores fijos para ciertos parámetros. Su valor debe ser diferente de cero en el lugar donde no esta instalado un sensor. Su valor es cero si la señal del sensor está presente o si ese parámetro no es considerado en la prueba.

- Factor BSW.

En la pantalla de la Figura 3.17 se requiere del valor de la fracción de agua contenida en el BSW y su aplicación consiste en cambiar el porcentaje de sedimentos en el cálculo de la tasa de flujo de agua. Si el BSW contiene 40% de sedimentos entonces la fracción de agua será 0.6.

```

GEOSERVICES production                A.L.S.
COMPANY : GEOSERVICES S.A.
WELL    : L.B.M.
- W E L L   T E S T -

REAL TIME initialization
JOB NAME : PRUEBA                      first record      last record
Key a N                                     rds -          ↑↑↑
WATER FRACTION : 1.000

BOTTOM HOLE SENSO
- model
- associated .CAL file : .CAL
WELL HEAD SENSOR : YES
- model             : WHD1

LIQUID PRODUCTION RATE      oil meter / gauge tank / shinkage tester
measurement mode : 3  YES      NO      YES

GAS CALCULATION METHODE <SEPARATOR 1> : DANIEL ORIFICE METER
GAS CALCULATION METHODE <SEPARATOR 2> : NONE
if CONFIG = SEP2 SEP1

STATION CONNECTED TO COLLECTOR : NO

Type a value between 0 and 1, Enter to validate, Esc to CANCEL

```

Figura 3.19 Pantalla del BSW.

- Valores de offset para los sensores BHP y BHT

Esta opción permite ingresar valores de offset para la temperatura y presión en el fondo del pozo, no se utiliza en una prueba de superficie, y se muestra en la pantalla de la Figura 3.20.

```

GEO-SERVICES production A.L.S.
COMPANY : GEOSERVICES S.A.
WELL    : L.B.M.
- W E L L   T E S T -

REAL TIME initialization
JOB NAME : PRUEBA          first record      last record
                        ???                - No records -      ???
                        Key a NEW NAME to initiate a new job

BOTTOM HOLE SEN
- model          BHP          0          psig
- associated
WELL HEAD SEN
- model          BHT          0          deg.F

LIQUID PRODUCTION RATE      oil meter / gauge tank / shinkage tester
measurement mode : 3      YES          NO          YES

GAS CALCULATION METHODE <SEPARATOR 1> : DANIEL ORIFICE METER
GAS CALCULATION METHODE <SEPARATOR 2> : NONE
if CONFIG = SEP2 SEP1

STATION CONNECTED TO COLLECTOR : NO

Type new value, [↓,↑] move

```

Figura 3.20 Pantalla de Offsets

Dentro de la secuencia del programa, el siguiente paso consiste en transferir automáticamente los parámetros ingresados anteriormente al SAP y almacenarlos en el disco duro

- Pantalla de adquisición de datos en tiempo real.

En la Figura 3.21 se tiene la Pantalla de adquisición de datos en tiempo real. Se visualiza los valores de los parámetros de interés en la prueba de producción y corresponden a las señales recogidas por los sensores y expresadas en las unidades seleccionadas a condiciones estándar, en unos casos, y en otros corresponde a los resultados de los cálculos.

Esta pantalla permite verificar el estado de la impresora seleccionada, del almacenamiento de datos en la estación local y en la red.

Dispone de un menú que permite acceder a diferentes opciones para analizar los datos de gas y petróleo, permite chequear los sensores y regresar a la pantalla del menú de utilidades de la Figura 3.17.

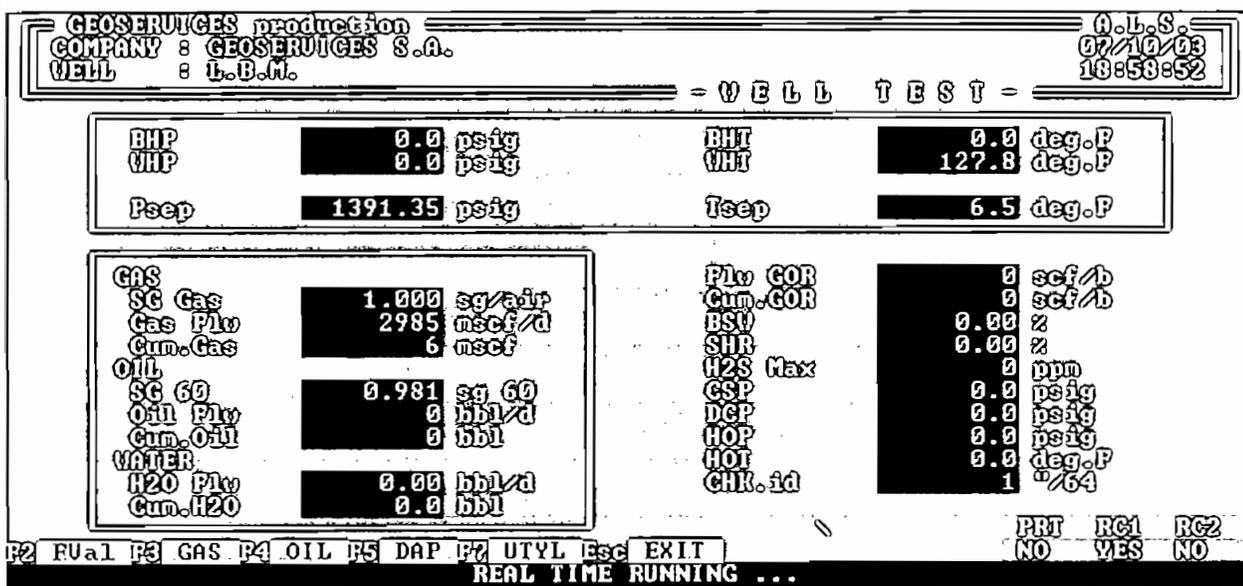


Figura 3.21 Pantalla de adquisición de datos en tiempo real.

- Calculo de gas.

Como se aprecia en la Figura 3.22, la pantalla se divide en datos de constantes, valores de medición, cálculos y resultados de flujo y volumen de gas.

| GEO-SERVICES production | | A.L.S. | |
|--|---------------|-----------------------|--------------|
| COMPANY : GEO-SERVICES S.A. | | 07/10/03 | |
| WELL : L.B.G. | | 19:13:04 | |
| = W E L L T E S T = | | | |
| GAS measurement data sheet | | | |
| Constants | | Measured | |
| ORP.id | 1.250 inch | Tsep | 6.5 deg.F |
| PIP.id | 5.671 inch | SG Gas | 1.000 sg/air |
| f.CO2 | 0.0000 factor | Pf | 1406.20 psia |
| f.H2S | 0.0000 factor | Hv | 44.77 "water |
| Computed | | Delta T | |
| | | 4.89 sec. | |
| $Q_b = R_b * Y * P_{cf} * f_g * P_{pv} * \sqrt{(H_{vs} * P_f)}$ | | | |
| 124388.4 | 315.02 | 1.0002 | 1.0561 |
| | | 1.0000 | 1.4898 |
| | | | 250.91 |
| Results | | | |
| GAS FLOW | | CUMULATIVE PRODUCTION | |
| 2985 mscf/d | | 29 mscf | |
| P1 RES P2 FVAL P4 OIL P5 DAP P7 UTYL Esc EXIT REAL TIME RUNNING ... | | | |
| | | PRT | RC1 |
| | | NO | YES |
| | | RC2 | NO |

Figura 3.22 Pantalla de resultados de gas.

- Medición y cálculo de petróleo.

La Figura 3.23 permite visualizar una pantalla dividida en tablas de constantes, mediciones, cálculos y resultados.

Los resultados que se presentan en esta pantalla obedecen a condiciones estandar y son los que usa la estación colectora para efectuar los cálculos finales.

Para la estación que maneja los datos de la fase de inyección los resultados van a ser de signo negativo, debido a la modificación realizada en el factor de corrección del medidor de flujo de petróleo.

| GEO-SERVICES production | | A.L.S. | |
|--|---------------|-----------------------|--------------|
| COMPANY : GEO-SERVICES S.A. | | 07/10/03 | |
| WELL : L.B.M. | | 19:05:47 | |
| - W E L L T E S T - | | | |
| OIL measurement data sheet | | | |
| Constants | | Measured | |
| BSU | 0.00 % | SG Oil | 1.000 sg/H2O |
| OMCF | 1.0000 factor | Toil SG | 0.0 deg.F |
| | | US Oil | 0.0 bbl |
| | | T SHR | 0.0 deg.F |
| Computed | | Delta T | 4.94 sec. |
| SG 60 | 0.981 sg 60 | | |
| SG API | 12.75 api | | |
| SHR | 0.00 % | | |
| UCF | 1.0215 factor | | |
| $Ucor = Uvar * (1-BSU) * (1-SHR) * OMCF * Ucf$ | | | |
| Ucor | 0.000 | Uvar | 0.000 |
| | | (1-BSU) | 1.0000 |
| | | (1-SHR) | 1.0000 |
| | | OMCF | 1.0000 |
| | | Ucf | 1.0215 |
| Results | | | |
| OIL RATE | | CUMULATIVE PRODUCTION | |
| 0 bbl/d | | 0 bbl | |
| | | GOR | 0 scf/b |
| | | Cum. GOR | 0 scf/b |
| - | | | |
| F1 RES F2 FUa1 F3 GAS F4 DAP F5 UTYL Esc EXIT | | PRT RC1 RC2 | |
| | | NO YES NO | |
| REAL TIME RUNNING ... | | | |

Figura 3.23 Pantalla de resultados de petróleo.

- Visualización de los datos del SAP

La pantalla de la Figura 3.24 permite al operador chequear las señales de los sensores. Las señales se ajustan a los datos de calibración del SAP, y corresponden a la señal de un sensor siempre y cuando el valor forzado sea igual a 0.

El parámetro Delta T corresponde a la variación del tiempo de adquisición para los cálculos de petróleo.

| GEO-SERVICES production | | A.L.S. | |
|---|--------------|-------------|--------------|
| COMPANY : GEO-SERVICES S.A. | | 07/10/03 | |
| WELL : L.B.M. | | 19:07:00 | |
| - W E L L T E S T - | | | |
| DAP SENSORS CHECKING | | | |
| DAP MODE : | C | Psep | 1391.58 psig |
| Date/Time | 31007 68820 | Pdiff | 44.80 "water |
| | | WHPpres | 75.39 psig |
| TOT DEPTH | 0.00 ft | Psep2 | 0.00 psig |
| BHP | 0.0 psig | Pdiff2 | 0.00 "water |
| BHT | 0.0 deg.F | U Tank | 0.0 bbl |
| WHPvhd | 0.0 psig | Tsep | 6.5 deg.F |
| CSP | 0.0 psig | WHT | 127.9 deg.F |
| DCP | 0.0 psig | I Tank | 0.0 deg.F |
| HOP | 0.0 psig | TOil SG | 0.0 deg.F |
| US Rot | 0.0 bbl | T SHR | 0.0 deg.F |
| Cum. H2O | 0.0 bbl | HOI | 0.0 deg.F |
| US Floc | 0.0 bbl | Tsep2 | 10.0 deg.F |
| SG Oil | 0.000 sg/H2O | H2S_1 | 0 ppm |
| | | H2S_2 | 0 ppm |
| Delta T | 5.10 sec. | H2S_3 | 0 ppm |
| - | | | |
| F1 RES F2 FUa1 F3 GAS F4 OIL F5 UTYL Esc EXIT | | PRT RC1 RC2 | |
| | | NO YES NO | |
| REAL TIME RUNNING ... | | | |

Figura 3.24 Pantalla de chequeo de sensores

- Salir del programa.

Para salir del programa se presiona la tecla Escape y aparece la pantalla de la Figura 3.25. Las opciones son salir y permanecer en el programa de adquisición, en el caso de seleccionar la opción de salir se regresa al menú principal.

```

GEOSERVICES production                A.L.S.
COMPANY : GEOSERVICES S.A.           07/10/03
WELL   : L.B.M.                      19:18:37
----- W E L L   T E S T -----
          GAS measurement data sheet

Constants          Measured
ORF.id            1.250 inch          Tsep            6.5 deg.F
PIP.id            5.671 inch          SG Gas           1.000 sg/air
f.CO2             0.0000 factor        PF              1406.11 psia
f.H2S             0.0000 factor        Hv              44.76 "water

EXIT TO GENERAL MENU  KEEP ON REAL TIME

Qh = Pb * V * F tf * fg * F pv * JIHv*Pf1
124370.3  315.02  1.0002  1.0561  1.0000  1.4897  250.88

Results
GAS FLOW          CUMULATIVE PRODUCTION
2985 mscf/d      41 mscf

F1 RES F2 FUAL F4 OIL F5 DAP F7 UTYL Esc EXIT
REAL TIME RUNNING ...
PRT RC1 RC2
NO YES NO
  
```

Figura 3.25 Pantalla de salida del programa

3.3.4 ESTACION COLECTORA GEO 5000

El procedimiento a seguir en la estación GEO 5000 que trabaja como colector es el siguiente:

Se enciende la estación GEO 5000 y aparece la pantalla de la Figura 3.26 que contiene el menú principal.

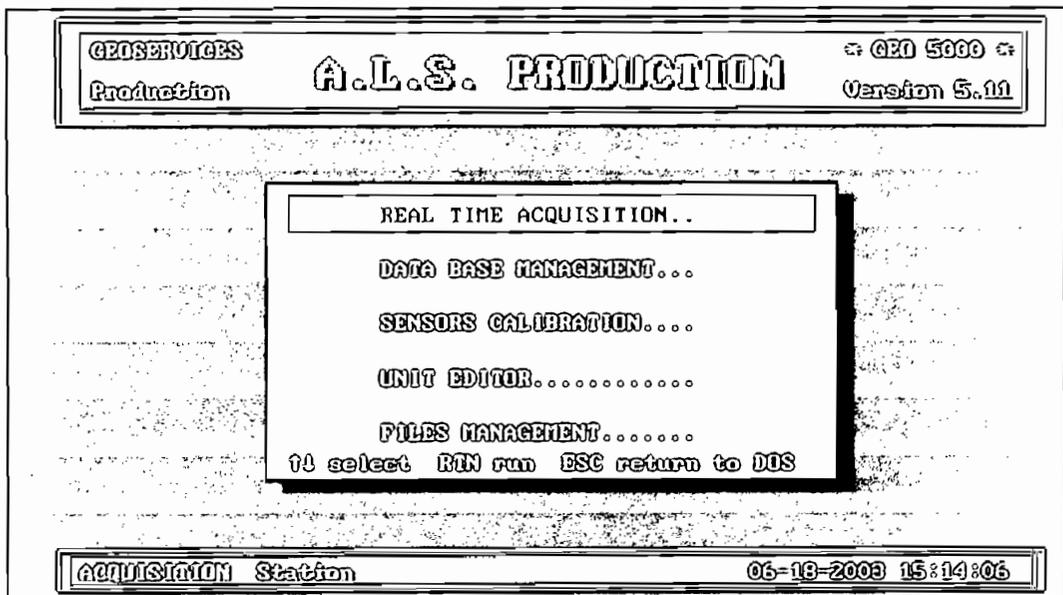


Figura 3.26 Pantalla del menú principal de la estación colectora.

- Se selecciona la opción de adquisición de datos en tiempo real.
- En la siguiente pantalla, que corresponde a la Figura 3.27, se debe seleccionar la opción de múltiples separadores.

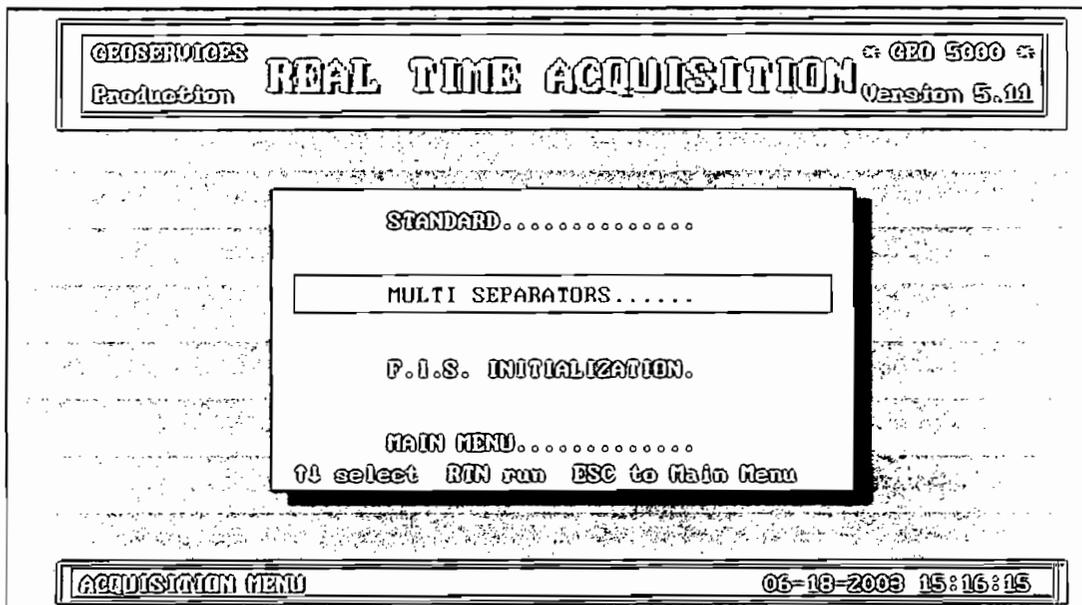


Figura 3.27 Pantalla del menú de opciones de adquisición en tiempo real.

- Numero de separadores y SAPs

Se despliega la pantalla de la Figura 3.28 del sistema de múltiples separadores, y los datos a completar son los siguientes:

- Ingresar datos de nombre de la compañía y nombre del pozo.
- Configurar el número de separadores y canales.

Ingresar el número de separadores que se utiliza en la prueba que es el equivalente al número de SAPs instalados.

Ingresar los pórticos PERSYST de comunicación utilizados para cada canal del separador.

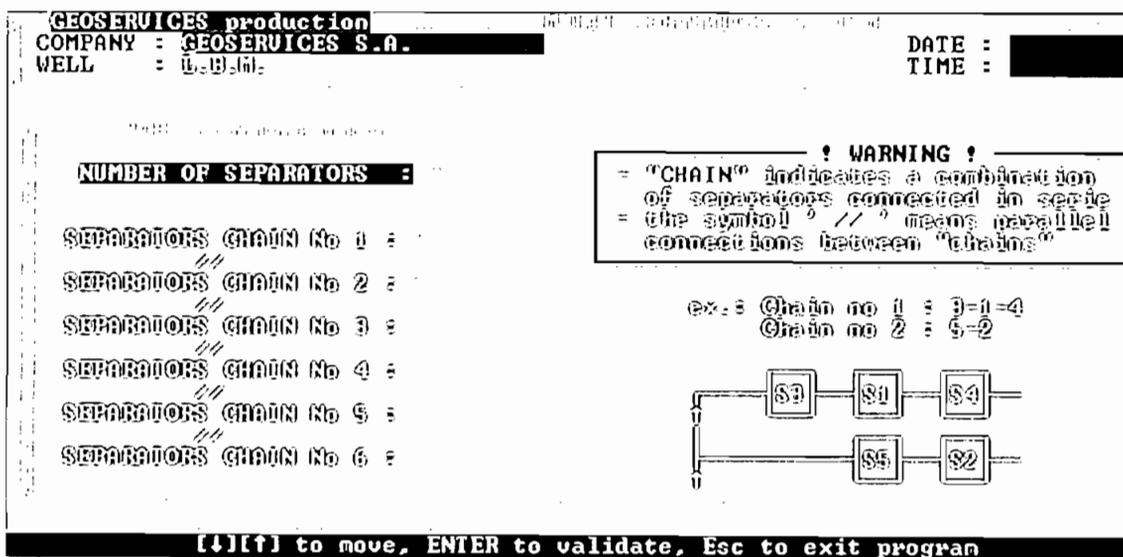


Figura 3.28 Pantalla de inicialización para la selección de canales y separadores.

- Pantalla de Inicialización.

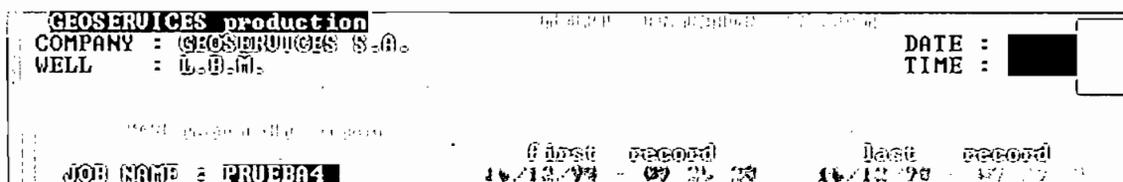
A continuación se despliega la pantalla de inicialización del sistema para múltiples separadores la cual se ve en la pantalla de la Figura 3.29.

El grupo de opciones que presenta esta pantalla está relacionado con propiedades de muestreo, almacenamiento e impresión de datos, las cuales serán descritas brevemente.

estaciones GEO 4000.

- Tiempo de almacenamiento de datos en el colector
Es un tiempo a definir dependiendo de la importancia de los resultados.
- Tiempo de impresión.
- Escoger un separador como referencia.

Consiste en elegir al separador donde se encuentran instalados la mayor cantidad de sensores.



- Ingresar un nombre para el trabajo
- Grabación de resultados en la base de datos.
Esta opción debe ser activada para almacenar los datos en la estación colectora.
- Estado de la impresora.
- Grabación de resultados en la base de datos.
Permite almacenar los datos de las estaciones GEO 4000 creando bases de datos para cada estación.
- Frecuencia de muestreo entre el colector y las estaciones GEO 4000.
Sirve para definir el tiempo para la transferencia de datos de las estaciones al colector, su valor debe ser mayor que el fijado en las estaciones GEO 4000.
- Tiempo de almacenamiento de datos en el colector
Es un tiempo a definir dependiendo de la importancia de los resultados.
- Tiempo de impresión.
- Escoger un separador como referencia.
Consiste en elegir al separador donde se encuentran instalados la mayor cantidad de sensores.

```

GEO-SERVICES production
COMPANY : GEOSERVICES S.A.
WELL   : L.B.G.
DATE : 
TIME : 

JOB NAME : PRUEBA4
Key a NEW NAME to initiate a new job

RESULTS DATA BASE recording :
Selected Printer :
STATIONS DATA BASE recording :

COL. ← STATIONS sampling freq. :
COLLECTOR record frequency :
COLLECTOR print frequency :

REFERENCE SEPARATOR No :

CONDITIONAL RECORD FLAG : 'ON' if you want to record only when
all sep. records have been collected

[+] to scroll, TAB to move, ENTER to validate, ESC to CANCEL

```

Figura 3.29 Pantalla de inicialización de parámetros de trabajo

- Procedimiento de inicio.

Antes de conectarse con las estaciones GEO 4000, la estación colectora realiza los procesos que se indican en la Figura 3.30.

- Prueba de los p \acute{o} rticos de comunicaci \acute{o} n, chequea que las estaciones GEO 4000 est \acute{e} n conectadas a los p \acute{o} rticos Persyst.
- Env \acute{o} de una se $\acute{n$ al de inicio, se env \acute{o} a una se $\acute{n$ al a cada estaci \acute{o} n GEO 4000 con la intenci \acute{o} n de sincronizar el proceso de adquisici \acute{o} n.
- Inicia el proceso de adquisici \acute{o} n y de almacenamiento de los datos.

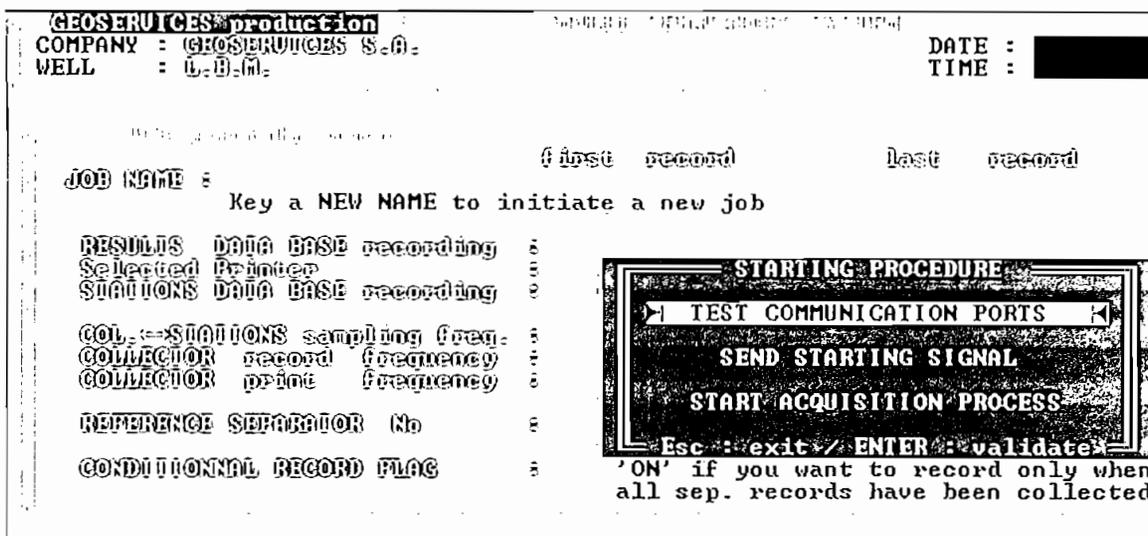


Figura 3.30 Pantalla de proceso de arranque

La adquisici \acute{o} n de datos para separadores m \acute{u} ltiples ofrece la opci \acute{o} n de ajuste del factor de amortiguamiento y del \acute{i} ndice de inicio, al igual que cuando se realiza adquisici \acute{o} n de datos simple.

- Pantalla de resultados totales de Petr \acute{o} leo, gas y agua.

La pantalla de la Figura 3.31 presenta los principales resultados de la prueba de producci \acute{o} n de superficie con bomba jet, que es el caso de estudio. Los resultados que se exhiben son:

- Presión y temperatura en la cabeza del pozo.
- Presión y temperatura en el fondo del pozo.
- Gravedad específica, flujo y volumen acumulado de gas.
- Gravedad específica, flujo y volumen acumulado de petróleo.
- Flujo y volumen de agua.
- Radio de flujo gas – petróleo.
- Radio de volumen acumulado gas-petróleo.

Aparece también un menú que permite acceder a nuevas pantallas, en las cuales se desglosa los resultados de forma detallada.

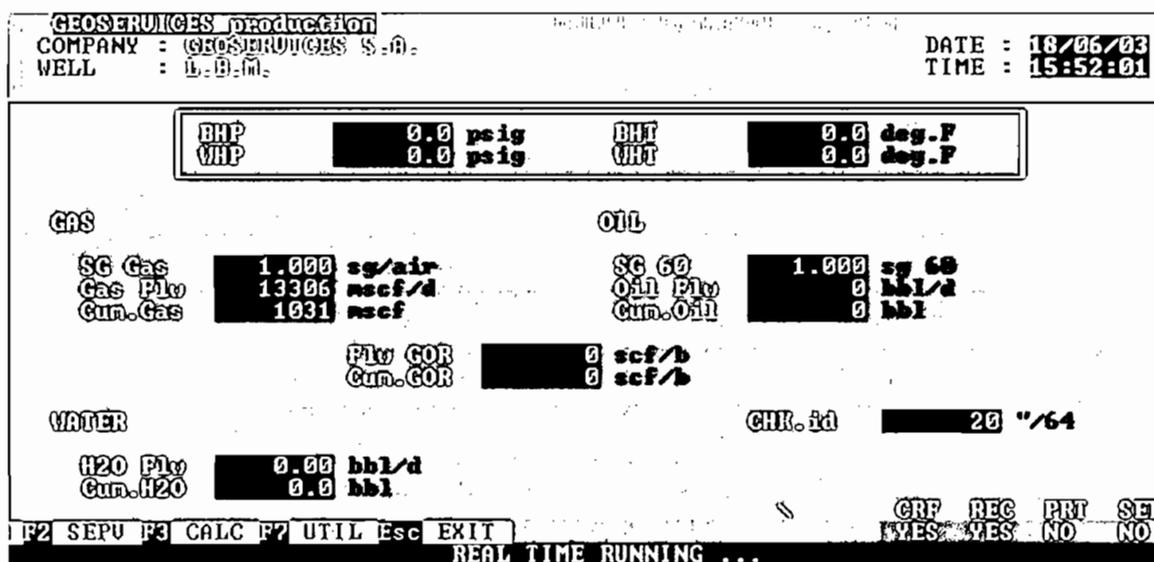


Figura 3.31 Pantalla de resultados totales de la adquisición de datos.

- Pantalla del SAP 1.

Corresponde a la pantalla de la Figura 3.30, permite visualizar los valores del SAP 1 y de una de las estaciones GEO 4000.

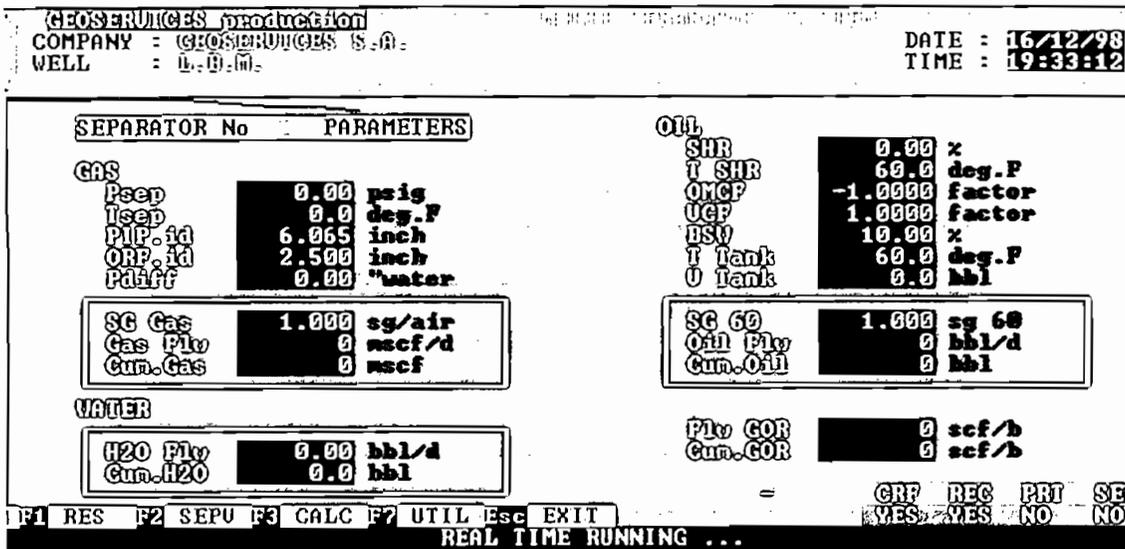


Figura 3.32 Pantalla de resultados de adquisición de la estación 1.

- Pantalla del SAP 2.

Corresponde a la pantalla de la Figura 3.33, permite visualizar los valores del SAP 2 y de la segunda estación GEO 4000.

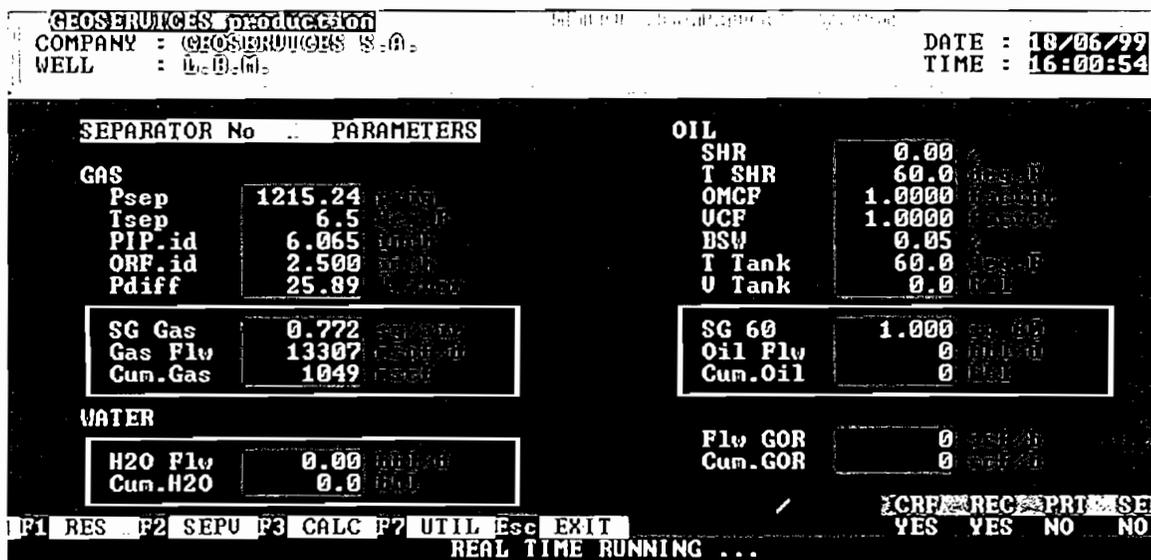


Figura 3.33 Pantalla de resultados de adquisición de la estación 2.

- Pantalla de cálculos.

| GOSERVICES production | | | | | | | DATE : 18/06/03 |
|---------------------------------|----------|----------|----------|-----------|----------|----------|----------------------------------|
| COMPANY : GOSERVICES S.A. | | | | | | | TIME : 16:02:42 |
| WELL : L.B.M. | | | | | | | |
| | SEP.No 1 | SEP.No 2 | SEP.No 3 | SEP.No 4 | SEP.No 5 | SEP.No 6 | TOTAL |
| GAS | | | | | | | |
| Gas Flw | 0+ | 13309+ | | | | | = 13309 mscf |
| Cum.Gas | 0+ | 1127+ | | | | | = 1127 mscf |
| OIL | | | | | | | |
| Oil Flw | 0+ | 0+ | | | | | = 0 bbl/c |
| Cum.Oil | 0+ | 0+ | | | | | = 0 bbl |
| Flw GOR = | | 0 scf/b | | Cum.GOR = | | 0 scf/b | |
| WATER | | | | | | | |
| H2O Flw | 0.00+ | 0.00+ | | | | | = 0.00 bbl/c |
| Cum.H2O | 0.0+ | 0.0+ | | | | | = 0.0 bbl |
| F1 RES F2 SEPU F7 UTIL Esc EXIT | | | | | | | CRF REC PRT SEP YES YES NO NO |
| REAL TIME RUNNING ... | | | | | | | |

Figura 3.34 Pantalla de cálculos y resultados totales.

La pantalla de la Figura 3.34 muestra el cálculo total de gas , petróleo y agua, en tiempo real, con la posibilidad de ver el valor la cantidad con la que aporta cada estación. Ya que esta opción permite visualizar el calculo de los volúmenes totales, es en donde se puede apreciar la diferencia de volúmenes; es decir, el resultado que interesa en la prueba de superficie con bomba jet.

- Menú con utilidades del programa.

| GOSERVICES production | | | | DATE : 18/06/03 |
|---------------------------|----------|----------|--|-----------------|
| COMPANY : GOSERVICES S.A. | | | | TIME : 16:06:55 |
| WELL : L.B.M. | | | | |
| | SEP.No 1 | SEP.No 2 | | TOTAL |
| GAS | | | | |
| Gas Flw | 0+ | 13309+ | | 3309 mscf |
| Cum.Gas | 0+ | 1139+ | | 1139 mscf |
| OIL | | | | |
| Oil Flw | 0+ | 0+ | | 0 bbl/c |
| Cum.Oil | 0+ | 0+ | | 0 bbl |
| Flw GOR = | | | | |
| WATER | | | | |
| H2O Flw | 0.00+ | 0.00+ | | 0.00 bbl/c |
| Cum.H2O | 0.0+ | 0.0+ | | 0.0 bbl |

RESULTS DATA BASE recording : ON

Selected Printer : NONE

STATIONS DATA BASE recording : OFF

COL.↔STATIONS sampling freq. : 10

COLLECTOR record frequency : 60

COLLECTOR print frequency : 20

REFERENCE SEPARATOR No : 1

CONDITIONNAL RECORD FLAG : ON

Test COMMUNICATION PORTS -> press F1

Enter COMMENTS -> press F2

Transfer TIME to STATIONS-> press F3

Change OIL FLOW DAMPENING-> press F4

Re-read UNIT.DAT -> press F5

| | | | | |
|---|--|--|--|----------------------------------|
| F1 RES F2 SEPU F7 UTIL Esc EXIT | | | | CRF REC PRT SEP YES YES NO NO |
| [+] to scroll, [AB] to move, ENTER to validate, Esc to CANCEL | | | | |

Figura 3.35 Pantalla de utilidades de la estación colectora.

Es posible acceder a esta aplicación presionando la tecla F7 durante la adquisición de datos en tiempo real, las utilidades que ofrece el menú se puede ver en la pantalla de la Figura 3.35.

Se dispone de dos grupos de utilidades, el primer grupo dispone de las mismas opciones que la pantalla de la Figura 3.29, el segundo grupo permite ingresar comentarios, chequear la conexión con las estaciones GEO 4000, sincronizar las estaciones con la estación colectora, cambiar los factores de atenuación y describir las unidades

- Salir del programa.

Para salir del programa se presiona la tecla Escape, aparece la pantalla de la Figura 3.36, se tiene las opciones de salir y permanecer en el programa de adquisición. En el caso de seleccionar la opción salir se regresa al menú principal.

```

GEO-SERVICES production
COMPANY : GEO-SERVICES S.A.
WELL   : L.B.O.
DATE   : 18/06/03
TIME   : 16:09:29

BHP    0.0 psig
WHP    0.0 psig
BHT    0.0 deg.F
WHT    0.0 deg.F

GAS                                OIL

EXIT TO GENERAL MENU  KEEP ON REAL TIME

Flow GOR  0 scf/b
Cum.GOR  0 scf/b

WATER                                CHR. rd  20 "/64

H2O Flow  0.00 bbl/d
Cum.H2O   0.0  bbl

F2 SERU F3 CALC F7 UTIL Esc EXIT
REAL TIME RUNNING ...
  
```

Figura 3.36 Pantalla de salida

El procedimiento a seguir para determinar el volumen total de petróleo producido durante la ejecución de una prueba de producción utilizando una bomba jet como herramienta para sacar el fluido hacia la superficie del pozo ha sido descrito en

los dos Capítulos anteriores, para lo cual se incorporó: un medidor de flujo de turbina para la etapa de inyección, un acondicionador y aislador de señal y para el procesamiento de las señales se utilizó el mismo sistema ALS de producción haciendo modificaciones en el programa de aplicación ya que este no consideraba el caso particular de utilizar una bomba jet. La familiarización con el programa de aplicación se constituyó en un tópico importante para determinar todo el potencial y la capacidad que brinda el programa para la obtención de resultados.

En este Capítulo se mostraron las pantallas del programa de aplicación que corresponden a cada una de las estaciones. Para cada una de las estaciones se debe cumplir con los pasos mencionados antes de empezar a ejecutar las pruebas, las cuales son el tema del siguiente capítulo. Para las pruebas se utiliza a la estación colectora para obtener los datos tanto de volumen total y tasa de flujo total, las estaciones GEO 4000 para obtener los datos de los parámetros correspondientes a la etapa de retorno del separador y a la etapa de inyección; por último, para la extracción de los resultados finales de toda la prueba se utiliza la estación de trabajo en cuya base de datos se almacenan los datos correspondientes a toda la prueba.

CAPÍTULO 4

CAPITULO 4

PRUEBAS Y RESULTADOS

Después de desarrollar la incorporación del medidor de flujo de turbina en la etapa de inyección así como de modificar el programa de aplicación del ALS de Producción, para automatizar la adquisición de datos en una prueba de producción con bomba jet, se procedió a diseñar pruebas y obtener resultados que verifiquen la correcta operación de todo el conjunto.

Una aspecto importante para la verificación de los resultados obtenidos con la incorporación de un sensor ajeno al sistema es la ejecución de pruebas con los diferentes dispositivos que constituyen el sistema ALS de producción y la comparación de los resultados con los modelos usados normalmente, por ejemplo cuando se usa el método de lecturas en los tanques; es, decir sin un medidor de flujo de turbina.

Las pruebas aquí descritas que se ejecutan en las diferentes etapas de funcionamiento del sistema ALS de producción y en condiciones relativamente similares a las de una prueba de producción con bomba jet.

Las pruebas que se ejecutaron son:

- Prueba de funcionamiento del sistema ALS de producción.
- Prueba del medidor de turbina en el sistema ALS de Producción en un circuito cerrado.

4.1 PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ALS DE PRODUCCIÓN.

La Prueba de funcionamiento del sistema ALS de Producción consiste en hacer una instalación en la cual se conectan simuladores en las etapas de inyección y de producción directamente a la unidad de conexiones UTC. Los valores a los que se ajustan los simuladores corresponden a valores que se han tomado en el campo, en pruebas de producción con bomba jet, en las que se ha recogido los datos de los medidores de manera manual.

Las pruebas se hicieron con el equipo siguiente:

- 6 simuladores de señal de presión y temperatura
- 2 simuladores de señales de flujo, generadores de pulsos de frecuencia variable
- 2 aisladores de señal UPAC
- 2 UTC
- 2 SAP
- 2 Estaciones GEO 4000
- 1 Estación GEO 5000, Colector
- 1 Estación GEO 5000 como terminal de trabajo
- 1 Fuente de alimentación para los simuladores
- 1 Fuente de alimentación para los aisladores de señal
- Cables de conexión y alimentación

Procedimiento.

El diagrama de bloques de la Figura 4.1 corresponde a la configuración escogida para incorporar la señal del medidor de flujo de turbina en el sistema ALS de Producción. Se puede apreciar los simuladores que se ubicaron en la etapa de inyección y en la etapa de producción durante la prueba.

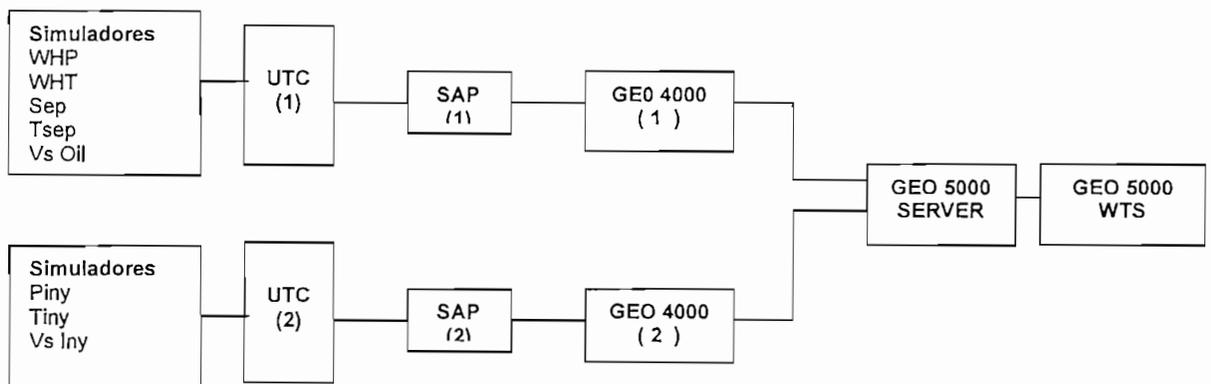
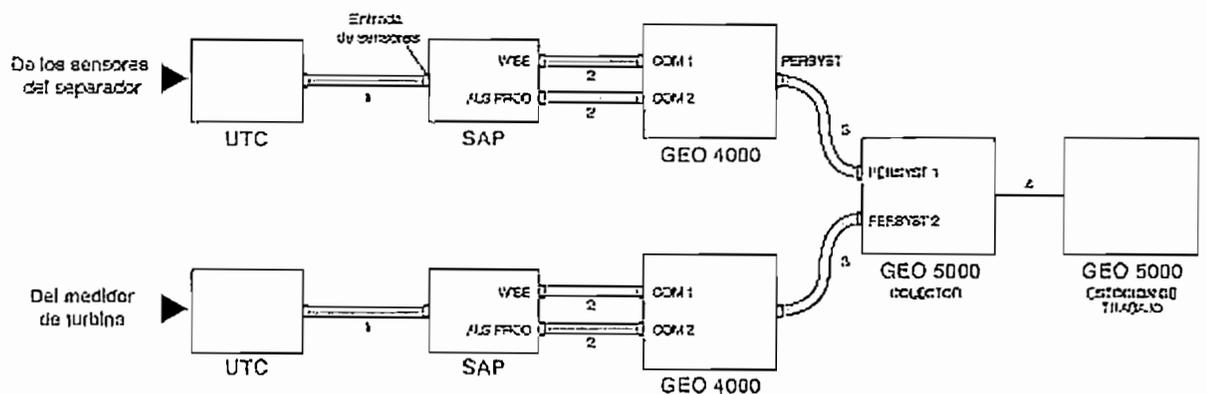


Figura 4.1 Diagrama de bloques

- Las conexiones que se hicieron se indica en el diagrama de la Figura 4.2



- (1) Cable de 50 hilos tipo DL50F/DL50M.
- (2) Cables tipo DB25F/DB9M.
- (3) Cable Persyst conocido como cable tipo pulpo.
- (4) Cable de red ethernet tipo coaxial de 50_.

Figura 4.2 Diagrama de conexiones

- Se conectaron los simuladores de presión y temperatura en los siguientes terminales del UTC 1.

P1 presión del separador (P sep)

P3 presión en la cabeza del pozo (WHP)

P5 temperatura del separador (T sep)

P6 temperatura en la cabeza del pozo (WHT)

- Luego se conectaron los simuladores de presión y temperatura en los siguientes terminales del UTC 2.

P1 presión del separador (Piny)

P5 temperatura del separador (T iny)

- Después se conectó un generador de pulsos en el terminal Vs Floc del UTC1 (Vs oil).
- Como el siguiente paso se conectó un simulador que genera pulsos en el terminal Vs Floc del UTC 2 (Vs iny).
- A continuación se cumplió con todos los pasos para la configuración y manejo del programa que realiza el calculo de volumen de petróleo producido en una prueba con bomba jet, como se explica en el Capítulo 3.

Los resultados se obtuvieron en las pantallas de resultados de la estación colectora y además en una de las impresoras del sistema a manera de reporte.

Para la presentación de los resultados se recurrió a las bases de datos de las estaciones de adquisición, así como de la estación colectora y se los editó en el Excel.

Los resultados de la prueba de simulación se presentan en la Tabla 4.1, con el formato de una hoja de adquisición de datos y cálculos que se obtiene cuando se usa medidores de flujo.

El formato utilizado en la Tabla 4.1 se ha diseñado para presentar los resultados de la prueba de simulación tomando como referencia los que corresponden a una prueba de producción en la que se utilizan medidores, en la tabla se incluyen los valores correspondientes a las etapas de inyección, retorno y producción que se ha estimado son los mas importantes y de mayor relieve para el presente caso, a continuación se menciona los parámetros considerados.

- Etapa de inyección:

Vr: Lectura del medidor de flujo

T: Temperatura

BSW: Factor BSW

Mcf: Factor del medidor de flujo

Flow Rate: Tasa de flujo

Cumul: Volu,men acumulado

- Etapa de retorno:

Choque: Medida del choque

Vr: Lectura del medidor de flujo del separador

T: Temperatura en el separador

SG: Gravedad específica

SG T: Temperatura a la cual se hace el cálculo de la GS

Mcf: Factor del medidor de flujo

1-SHR: Factor de Shrinkage

SHR T: Temperatura del Shrinkage

Vcf: Factor de corrección de volumen

1-BSW: Factor BSW

STP: Volumen de petróleo acumulado durante 5 min.

Flow rate: Tasa de flujo de petróleo

Cumul: Volumen de petróleo acumulado

Flow rate: Tasa de flujo de agua

Cumul: Volumen de agua acumulada

- Etapa de Producción:

STP: Volumen de petróleo acumulado durante 5 min.

Flow rate: Tasa de flujo de petróleo

Cumul: Volumen de petróleo acumulado

Flow rate: tasa de flujo de agua

Cumul: Volumen de agua acumulada

| Time | Injection | | | | | |
|-------|-----------|------|--------|------|-----------|-------|
| | Vr | T | BSW | Mcf | Flow Rate | Cumul |
| | h:mm | bbbl | deg F | | bbbl/d | STbbl |
| 11:30 | 2 | 89.3 | 100.00 | 1.00 | 1963.6 | 2 |
| 11:35 | 10 | 89.3 | 100.00 | 1.00 | 2093.6 | 10 |
| 11:40 | 17.2 | 89.4 | 100.00 | 1.00 | 1829.6 | 17.2 |
| 11:45 | 24.4 | 89.4 | 100.00 | 1.00 | 2419 | 24.4 |
| 11:50 | 31.6 | 89.4 | 100.00 | 1.00 | 1835 | 31.6 |
| 11:55 | 38.8 | 89.3 | 100.00 | 1.00 | 1978.5 | 38.8 |
| 12:00 | 46 | 89.3 | 100.00 | 1.00 | 1937.9 | 46 |
| 12:05 | 54 | 89.4 | 100.00 | 1.00 | 1654.5 | 54 |
| 12:10 | 61 | 89.3 | 100.00 | 1.00 | 1856 | 61 |
| 12:15 | 68.4 | 89.3 | 100.00 | 1.00 | 2434.9 | 68.4 |
| 12:20 | 75.6 | 89.3 | 100.00 | 1.00 | 2661 | 75.6 |
| 12:25 | 82.6 | 89.4 | 100.00 | 1.00 | 1952.8 | 82.6 |
| 12:30 | 90.6 | 89.4 | 100.00 | 1.00 | 1943.9 | 90.6 |
| 12:35 | 97.6 | 89.4 | 100.00 | 1.00 | 2035 | 97.6 |
| 12:40 | 104.8 | 89.4 | 100.00 | 1.00 | 2132.1 | 104.8 |
| 12:45 | 112 | 89.4 | 100.00 | 1.00 | 1835.7 | 112 |
| 12:50 | 119 | 89.4 | 100.00 | 1.00 | 1840.2 | 119 |
| 12:55 | 126.4 | 89.4 | 100.00 | 1.00 | 2524.7 | 126.4 |
| 13:00 | 134.4 | 89.4 | 100.00 | 1.00 | 2693.9 | 134.4 |
| 13:05 | 141.4 | 89.4 | 100.00 | 1.00 | 1845.6 | 141.4 |
| 13:10 | 148.6 | 89.4 | 100.00 | 1.00 | 1844.9 | 148.6 |
| 13:15 | 155.6 | 89.4 | 100.00 | 1.00 | 1958 | 155.6 |
| 13:20 | 162.8 | 89.4 | 100.00 | 1.00 | 1735.9 | 162.8 |
| 13:25 | 170.8 | 89.4 | 100.00 | 1.00 | 1851.2 | 170.8 |
| 13:30 | 178 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1846.6 | 178 |
| 13:35 | 185.2 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1852.4 | 185.2 |
| 13:40 | 192.4 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2532.5 | 192.4 |
| 13:45 | 199.4 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2057.5 | 199.4 |
| 13:50 | 206.6 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1835 | 206.6 |
| 13:55 | 214.6 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2337 | 214.6 |
| 14:00 | 221.8 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1965.5 | 221.8 |
| 14:05 | 229 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2670.7 | 229 |
| 14:10 | 236.2 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1964.8 | 236.2 |
| 14:15 | 243.4 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1982 | 243.4 |
| 14:20 | 250.6 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2323.2 | 250.6 |
| 14:25 | 257.6 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2123 | 257.6 |
| 14:30 | 264.8 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2648.9 | 264.8 |
| 14:35 | 272.6 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1844.5 | 272.6 |
| 14:40 | 279.8 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1823.9 | 279.8 |
| 14:45 | 287 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1724.3 | 287 |
| 14:50 | 294.2 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1940.3 | 294.2 |
| 14:55 | 301.2 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1949.3 | 301.2 |
| 15:00 | 308.6 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2440.4 | 308.6 |
| 15:05 | 315.6 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1853.4 | 315.6 |
| 15:10 | 323.6 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1861.8 | 323.6 |
| 15:15 | 330.6 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1655.2 | 330.6 |
| 15:20 | 338 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2414.5 | 338 |
| 15:25 | 345.2 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2515.1 | 345.2 |
| 15:30 | 352.2 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1831.3 | 352.2 |
| 15:35 | 359.4 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1836.8 | 359.4 |
| 15:40 | 366.6 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2726.4 | 366.6 |
| 15:45 | 374.4 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1956.2 | 374.4 |
| 15:50 | 381.6 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1849.9 | 381.6 |
| 15:55 | 388.8 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2685.1 | 388.8 |
| 16:00 | 395.8 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1823.6 | 395.8 |
| 16:05 | 402.8 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1964.7 | 402.8 |
| 16:10 | 410.8 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1820 | 410.8 |
| 16:15 | 418.2 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2453.8 | 418.2 |
| 16:20 | 425.4 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1847.4 | 425.4 |
| 16:25 | 432.6 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1852.1 | 432.6 |

Tabla 4.1 Resultados de la simulación de la fase de Inyección

| Time | Injection | | | | | |
|-------|-----------|------|--------|------|-----------|-------|
| | Vr | T | BSW | Mcf | Flow Rate | Cumul |
| | hh:mm | bbbl | deg F | | bbbl/d | STbbl |
| 16:30 | 439.8 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2526.2 | 439.8 |
| 16:35 | 446.8 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1956.8 | 446.8 |
| 16:40 | 454 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1834.6 | 454 |
| 16:45 | 461.2 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1822.3 | 461.2 |
| 16:50 | 468.2 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1772.5 | 468.2 |
| 16:55 | 476.2 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1871.9 | 476.2 |
| 17:00 | 483.2 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2151.3 | 483.2 |
| 17:05 | 490.4 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1860 | 490.4 |
| 17:10 | 497.6 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1836.1 | 497.6 |
| 17:15 | 504.8 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1949.7 | 504.8 |
| 17:20 | 512.6 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1951.9 | 512.6 |
| 17:25 | 519.8 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1824.3 | 519.8 |
| 17:30 | 526.8 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1854.8 | 526.8 |
| 17:35 | 534.2 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2662.6 | 534.2 |
| 17:40 | 541.2 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1648.2 | 541.2 |
| 17:45 | 548.4 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1884.3 | 548.4 |
| 17:50 | 555.8 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2429.2 | 555.8 |
| 17:55 | 562.8 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1761.3 | 562.8 |
| 18:00 | 570 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1860.3 | 570 |
| 18:05 | 578 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2107.7 | 578 |
| 18:10 | 585.2 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1847.1 | 585.2 |
| 18:15 | 592.2 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1960 | 592.2 |
| 18:20 | 599.4 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1979.2 | 599.4 |
| 18:25 | 606.6 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1836.3 | 606.6 |
| 18:30 | 614.4 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1945.6 | 614.4 |
| 18:35 | 621.6 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1937.7 | 621.6 |
| 18:40 | 628.8 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1847.4 | 628.8 |
| 18:45 | 636 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1837.3 | 636 |
| 18:50 | 643 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1971.6 | 643 |
| 18:55 | 650.2 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2652.7 | 650.2 |
| 19:00 | 658 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1844 | 658 |
| 19:05 | 665.2 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1961.6 | 665.2 |
| 19:10 | 672.4 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1757.8 | 672.4 |
| 19:15 | 679.6 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1949 | 679.6 |
| 19:20 | 686.8 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1948 | 686.8 |
| 19:25 | 694.2 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2626 | 694.2 |
| 19:30 | 701.4 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2435.1 | 701.4 |
| 19:35 | 708.6 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2424.6 | 708.6 |
| 19:40 | 715.8 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1862.5 | 715.8 |
| 19:45 | 723 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1836.3 | 723 |
| 19:50 | 731 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1741.5 | 731 |
| 19:55 | 738.4 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2434.1 | 738.4 |
| 20:00 | 745.4 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1957.6 | 745.4 |
| 20:05 | 752.6 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2544 | 752.6 |
| 20:10 | 759.6 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1839.8 | 759.6 |
| 20:15 | 767 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2450.3 | 767 |
| 20:20 | 774.2 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2429.4 | 774.2 |
| 20:25 | 781.2 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1839 | 781.2 |
| 20:30 | 789.2 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1850.3 | 789.2 |
| 20:35 | 796.4 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2128.7 | 796.4 |
| 20:40 | 803.6 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2154.4 | 803.6 |
| 20:45 | 810.8 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2689.1 | 810.8 |
| 20:50 | 817.8 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1954.5 | 817.8 |
| 20:55 | 825.8 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1767.1 | 825.8 |
| 21:00 | 833 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1940.3 | 833 |
| 21:05 | 840.2 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2577.3 | 840.2 |
| 21:10 | 847.4 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2472.9 | 847.4 |
| 21:15 | 854.6 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1855.7 | 854.6 |
| 21:20 | 861.8 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2648.7 | 861.8 |
| 21:25 | 868.8 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1872.3 | 868.8 |
| 21:30 | 876.8 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1833.1 | 876.8 |

Tabla 4.1 Resultados de la simulación de la fase de Inyección (continuación)

| Time | Injection | | | | | |
|-------|-----------|-------|--------|------|-----------|-------|
| | Vr | T | BSW | Mcf | Flow Rate | Cumul |
| hh:mm | bbf | deg F | | | bbf/d | STbbf |
| 21:35 | 884 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1849.5 | 884 |
| 21:40 | 891.2 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2124.7 | 891.2 |
| 21:45 | 898.4 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2327.1 | 898.4 |
| 21:50 | 905.6 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1962.2 | 905.6 |
| 21:55 | 912.6 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1949.3 | 912.6 |
| 22:00 | 920 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1846.2 | 920 |
| 22:05 | 927.4 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2433.3 | 927.4 |
| 22:10 | 935.2 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1827.7 | 935.2 |
| 22:15 | 942.2 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2129.8 | 942.2 |
| 22:20 | 949.4 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1843.3 | 949.4 |
| 22:25 | 956.6 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 2659.3 | 956.6 |
| 22:30 | 963 | 89.5 | 100.00 | 1.00 | 1968.8 | 963 |

Tabla 4.1 Resultados de la simulación de la fase de Inyección (continuación)

| Return | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------|-------|---------|-------|------|-----|---------|--------|--------|---------|------|-----------|-------|-----------|-------|--|
| | | Factors | | | | | | Oil | | | | Water | | | |
| Time | Vr | T | SG | SG T | Mcf | (1-SHR) | SHR T. | Vcf | (1-BSW) | STP | Flow Rate | Cumul | Flow Rate | Cumul | |
| hh:mm | Bbls | degF | | degF | | | degF | | | Bbls | BPD | BPD | BPD | Bbls | |
| 11:30 | 5.2 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 0 | 0 | 0 | 4783.21 | 5.1 | |
| 11:35 | 22.8 | 100.5 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 0 | 0 | 0 | 5884.90 | 22.5 | |
| 11:40 | 42.0 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 0 | 0 | 0 | 6109.65 | 41.4 | |
| 11:45 | 61.2 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 0 | 0 | 0 | 4543.36 | 60.4 | |
| 11:50 | 80.8 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 0 | 0 | 0 | 5877.90 | 79.7 | |
| 11:55 | 98.0 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 0 | 0 | 0 | 6176.84 | 96.7 | |
| 12:00 | 117.2 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 0 | 0 | 0 | 4780.86 | 115.6 | |
| 12:05 | 136.8 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 0 | 0 | 0 | 5893.88 | 134.9 | |
| 12:10 | 153.6 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 0 | 0 | 0 | 4787.49 | 151.5 | |
| 12:15 | 173.2 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 0 | 0 | 0 | 5907.35 | 170.8 | |
| 12:20 | 192.4 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 0 | 0 | 0 | 6123.53 | 189.8 | |
| 12:25 | 211.6 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 0 | 0 | 0 | 4774.43 | 208.7 | |
| 12:30 | 228.8 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 0 | 0 | 0 | 5904.01 | 225.7 | |
| 12:35 | 248.0 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 0 | 0 | 0 | 4541.73 | 244.6 | |
| 12:40 | 267.2 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 0 | 0 | 0 | 4776.59 | 263.6 | |
| 12:45 | 286.8 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 0 | 0 | 0 | 6142.56 | 282.9 | |
| 12:50 | 303.6 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 3 | 2611 | 3 | 2136.37 | 296.6 | |
| 12:55 | 322.8 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 10 | 3389 | 13 | 2772.78 | 305.2 | |
| 13:00 | 342.0 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 11 | 2615 | 24 | 2139.25 | 313.7 | |
| 13:05 | 361.2 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 10 | 2492 | 34 | 2039.12 | 322.2 | |
| 13:10 | 378.4 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 9 | 3235 | 43 | 2647.02 | 329.8 | |
| 13:15 | 397.6 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 11 | 2497 | 54 | 2043.39 | 338.3 | |
| 13:20 | 416.8 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 10 | 2483 | 64 | 2031.56 | 346.8 | |
| 13:25 | 434.0 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 10 | 2489 | 74 | 2036.48 | 354.5 | |
| 13:30 | 453.2 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 10 | 2480 | 84 | 2028.91 | 363.0 | |
| 13:35 | 472.4 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 10 | 2629 | 94 | 2150.68 | 371.5 | |
| 13:40 | 492.0 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 11 | 3369 | 105 | 2756.11 | 380.2 | |
| 13:45 | 508.8 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 9 | 2599 | 114 | 2214.12 | 387.7 | |
| 13:50 | 528.0 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 2443 | 124 | 2081.30 | 396.4 | |
| 13:55 | 547.2 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 11 | 2450 | 135 | 2086.68 | 405.1 | |
| 14:00 | 566.4 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 2584 | 145 | 2201.45 | 413.8 | |
| 14:05 | 583.6 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 9 | 2573 | 154 | 2191.90 | 421.6 | |
| 14:10 | 602.4 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 2791 | 164 | 2193.09 | 430.0 | |
| 14:15 | 621.6 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 11 | 2788 | 175 | 2190.27 | 438.4 | |

Tabla 4.1 Resultados de la simulación de la fase de retorno

| Return | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|------------|-----------|-------|--------------|-----|---------|----------------|--------|---------|-------------|------------------|--------------|------------------|---------------|
| Time hh:mm | Factors | | | | Oil | | | | Water | | | | | |
| | Vr Bbls | T degF | SG | SG T degF | Mcf | (1-SHR) | SHR T. degF | Vcf | (1-BSW) | STP Bbls | Flow Rate BPD | Cumul BPD | Flow Rate BPD | Cumul Bbls |
| 14:20 | 640.8 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 2671 | 185 | 2098.81 | 446.7 |
| 14:25 | 658.0 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 2665 | 195 | 2093.75 | 454.2 |
| 14:30 | 677.2 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 2647 | 205 | 2079.82 | 462.5 |
| 14:35 | 696.4 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 11 | 2611 | 216 | 2136.64 | 470.9 |
| 14:40 | 715.6 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 2616 | 226 | 2140.03 | 479.4 |
| 14:45 | 732.8 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 2634 | 236 | 2155.02 | 487.0 |
| 14:50 | 752.0 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 2606 | 246 | 2132.53 | 495.6 |
| 14:55 | 771.2 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 2505 | 256 | 2049.23 | 504.1 |
| 15:00 | 788.4 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 2494 | 266 | 2040.55 | 511.7 |
| 15:05 | 807.6 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 10 | 3201 | 276 | 2955.19 | 520.7 |
| 15:10 | 826.8 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 10 | 3059 | 286 | 2823.70 | 529.7 |
| 15:15 | 846.0 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 9 | 3174 | 295 | 2930.19 | 538.8 |
| 15:20 | 862.8 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 9 | 2478 | 304 | 2287.54 | 546.8 |
| 15:25 | 882.0 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 10 | 2480 | 314 | 2289.67 | 555.9 |
| 15:30 | 901.6 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 10 | 3173 | 324 | 2702.53 | 564.9 |
| 15:35 | 920.4 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 10 | 2578 | 334 | 2196.10 | 573.4 |
| 15:40 | 937.6 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 9 | 2586 | 343 | 2202.86 | 581.2 |
| 15:45 | 956.8 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 11 | 2571 | 354 | 2189.73 | 589.9 |
| 15:50 | 976.0 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 10 | 2452 | 364 | 2088.63 | 598.7 |
| 15:55 | 995.2 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 10 | 2464 | 374 | 2099.14 | 607.4 |
| 16:00 | 1012.4 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 9 | 3127 | 383 | 2773.21 | 615.3 |
| 16:05 | 1031.6 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 10 | 3253 | 393 | 2884.89 | 624.2 |
| 16:10 | 1050.8 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 10 | 3118 | 403 | 2764.78 | 633.1 |
| 16:15 | 1070.0 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 10 | 3269 | 413 | 2898.93 | 642.0 |
| 16:20 | 1086.8 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 9 | 2638 | 422 | 2338.94 | 649.8 |
| 16:25 | 1106.0 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 10 | 2404 | 432 | 2131.56 | 658.7 |
| 16:30 | 1125.2 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 10 | 2532 | 442 | 2245.43 | 667.6 |
| 16:35 | 1142.4 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 9 | 3123 | 451 | 2769.25 | 675.5 |
| 16:40 | 1161.6 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 10 | 3129 | 461 | 2775.00 | 684.4 |
| 16:45 | 1180.8 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 10 | 3140 | 471 | 2784.38 | 693.3 |
| 16:50 | 1200.0 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 10 | 3108 | 481 | 2756.47 | 702.2 |
| 16:55 | 1216.8 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 9 | 2542 | 490 | 2254.20 | 710.0 |
| 17:00 | 1236.0 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 10 | 2538 | 500 | 2250.33 | 718.9 |
| 17:05 | 1255.6 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 10 | 3124 | 510 | 2770.12 | 728.0 |
| 17:10 | 1274.4 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 10 | 2647 | 520 | 2347.77 | 736.7 |

Tabla 4.1 Resultados de la simulación de la fase de retorno (continuación)

| Return | | | | | | | | | | | | | | |
|--------|--------|---------|-------|------|-----|---------|--------|--------|---------|------|-----------|-------|-----------|--------|
| | | Factors | | | | | | Oil | | | | Water | | |
| Time | Vr | T | SG | SG T | Mcf | (1-SHR) | SHR T. | Vcf | (1-BSW) | STP | Flow Rate | Cumul | Flow Rate | Cumul |
| hh:mm | Bbls | degF | | degF | | | degF | | | Bbls | BPD | BPD | BPD | Bbls |
| 17:15 | 1291.6 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 9 | 2651 | 529 | 2350.79 | 744.6 |
| 17:20 | 1310.8 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 10 | 2490 | 539 | 2036.92 | 753.4 |
| 17:25 | 1330.0 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 10 | 2611 | 549 | 2136.00 | 762.0 |
| 17:30 | 1349.2 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 11 | 3262 | 560 | 2668.96 | 770.5 |
| 17:35 | 1366.0 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 9 | 2621 | 569 | 2144.25 | 777.9 |
| 17:40 | 1385.2 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 10 | 2609 | 579 | 2134.73 | 786.4 |
| 17:45 | 1404.4 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 11 | 2630 | 590 | 2151.88 | 795.0 |
| 17:50 | 1423.6 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 102.0 | 0.9857 | 1 | 10 | 3274 | 600 | 2592.11 | 803.5 |
| 17:55 | 1442.0 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 2620 | 610 | 2143.49 | 811.6 |
| 18:00 | 1459.2 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 2512 | 620 | 2055.58 | 819.2 |
| 18:05 | 1478.4 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 2507 | 630 | 2050.88 | 827.7 |
| 18:10 | 1497.6 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 2738 | 640 | 2240.25 | 836.2 |
| 18:15 | 1514.8 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 3256 | 650 | 2663.69 | 843.9 |
| 18:20 | 1534.0 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 3255 | 660 | 2663.10 | 852.4 |
| 18:25 | 1553.2 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 11 | 3359 | 671 | 2748.09 | 860.9 |
| 18:30 | 1572.4 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 3377 | 681 | 2763.12 | 869.4 |
| 18:35 | 1589.2 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 9 | 2617 | 690 | 2141.39 | 876.9 |
| 18:40 | 1608.4 | 100.8 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 2750 | 700 | 2250.12 | 885.4 |
| 18:45 | 1627.6 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 11 | 2734 | 711 | 2236.94 | 893.9 |
| 18:50 | 1647.2 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 11 | 3244 | 722 | 2654.54 | 902.6 |
| 18:55 | 1664.0 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 9 | 2485 | 731 | 2033.25 | 910.1 |
| 19:00 | 1683.2 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 2644 | 741 | 2163.21 | 918.6 |
| 19:05 | 1702.4 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 2656 | 751 | 2173.19 | 927.1 |
| 19:10 | 1721.6 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 11 | 2619 | 762 | 2143.22 | 935.7 |
| 19:15 | 1738.8 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 9 | 2634 | 771 | 2154.70 | 943.3 |
| 19:20 | 1758.0 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 11 | 2609 | 782 | 2134.61 | 951.8 |
| 19:25 | 1777.2 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 2641 | 792 | 2160.95 | 960.3 |
| 19:30 | 1794.4 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 9 | 2631 | 801 | 2152.71 | 968.0 |
| 19:35 | 1814.0 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 11 | 3260 | 812 | 2666.86 | 976.7 |
| 19:40 | 1832.8 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 2637 | 822 | 2157.17 | 985.0 |
| 19:45 | 1852.4 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 11 | 3269 | 833 | 2674.64 | 993.7 |
| 19:50 | 1869.2 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 9 | 2612 | 842 | 2137.18 | 1001.2 |
| 19:55 | 1888.8 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 11 | 3255 | 853 | 2663.40 | 1009.9 |
| 20:00 | 1908.0 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 2615 | 863 | 2139.16 | 1018.4 |
| 20:05 | 1927.2 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 2605 | 873 | 2131.17 | 1026.9 |

Tabla 4.1 Resultados de la simulación de la fase de retorno (continuación)

| Return | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------|------------|-----------|---------|--------------|-----|---------|----------------|--------|---------|-------------|------------------|--------------|------------------|---------------|
| Time hh:mm | Vr Bbls | T degF | Factors | | | | Oil | | | | Water | | | |
| | | | SG | SG T degF | Mcf | (1-SHR) | SHR T. degF | Vcf | (1-BSW) | STP Bbls | Flow Rate BPD | Cumul BPD | Flow Rate BPD | Cumul Bbls |
| 20:10 | 1944.4 | 100.7 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 2494 | 883 | 2040.40 | 1034.5 |
| 20:15 | 1963.6 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 2612 | 893 | 2137.03 | 1043.1 |
| 20:20 | 1982.8 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 11 | 2620 | 904 | 2143.57 | 1051.6 |
| 20:25 | 2000.0 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 9 | 2524 | 913 | 2065.26 | 1059.2 |
| 20:30 | 2019.2 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 2614 | 923 | 2138.34 | 1067.8 |
| 20:35 | 2038.4 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 11 | 2782 | 934 | 2275.96 | 1076.3 |
| 20:40 | 2058.0 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 3244 | 944 | 2654.49 | 1085.0 |
| 20:45 | 2075.2 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 3242 | 954 | 2652.61 | 1092.6 |
| 20:50 | 2094.4 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 3239 | 964 | 2650.16 | 1101.1 |
| 20:55 | 2113.6 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 11 | 3381 | 975 | 2765.89 | 1109.7 |
| 21:00 | 2132.8 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 2502 | 985 | 2047.36 | 1118.2 |
| 21:05 | 2150.0 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 9 | 3376 | 994 | 2762.36 | 1125.8 |
| 21:10 | 2169.2 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 11 | 2492 | 1005 | 2039.29 | 1134.3 |
| 21:15 | 2188.4 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 2638 | 1015 | 2158.10 | 1142.9 |
| 21:20 | 2207.6 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 11 | 2624 | 1026 | 2147.08 | 1151.4 |
| 21:25 | 2224.8 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 9 | 2516 | 1035 | 2058.73 | 1159.0 |
| 21:30 | 2244.4 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 11 | 3389 | 1046 | 2772.56 | 1167.7 |
| 21:35 | 2263.6 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 3254 | 1056 | 2662.63 | 1176.2 |
| 21:40 | 2280.8 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 9 | 3372 | 1065 | 2758.96 | 1183.9 |
| 21:45 | 2300.0 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 11 | 2622 | 1076 | 2145.35 | 1192.4 |
| 21:50 | 2319.2 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 2623 | 1086 | 2146.36 | 1200.9 |
| 21:55 | 2338.4 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 11 | 2631 | 1097 | 2152.51 | 1209.4 |
| 22:00 | 2355.6 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 9 | 2507 | 1106 | 2051.57 | 1217.1 |
| 22:05 | 2374.8 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 2509 | 1116 | 2052.48 | 1225.6 |
| 22:10 | 2394.0 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 11 | 2624 | 1127 | 2146.64 | 1234.1 |
| 22:15 | 2413.6 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 3375 | 1137 | 2761.00 | 1242.8 |
| 22:20 | 2430.8 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 3370 | 1147 | 2757.62 | 1250.4 |
| 22:25 | 2450.0 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 10 | 3357 | 1157 | 2746.27 | 1259.0 |
| 22:30 | 2467.2 | 100.6 | 1,000 | 60.0 | 1.0 | 1.0 | 100.0 | 0.9864 | 1 | 9 | 3248 | 1166 | 2657.83 | 1266.6 |

Tabla 4.1 Resultados de la simulación de la fase de retorno (continuación)

| Time | Production | | | | |
|-------|------------|-----------|--------|-----------|-------|
| | Oil | | | Water | |
| | STP | Flow Rate | Cumul | Flow Rate | Cumul |
| hh:mm | STbb/d | deg F | STbb/d | g/cm3 | bb/d |
| 11:30 | 0 | 0 | 0 | 4172.4 | 2.5 |
| 11:35 | 0 | 0 | 0 | 4044.7 | 13.7 |
| 11:40 | 0 | 0 | 0 | 3257.7 | 24.8 |
| 11:45 | 0 | 0 | 0 | 3368.1 | 36.0 |
| 11:50 | 0 | 0 | 0 | 2035.5 | 47.1 |
| 11:55 | 0 | 0 | 0 | 4341.7 | 58.5 |
| 12:00 | 0 | 0 | 0 | 2916.4 | 69.6 |
| 12:05 | 0 | 0 | 0 | 3621.5 | 81.1 |
| 12:10 | 0 | 0 | 0 | 2348.4 | 92.3 |
| 12:15 | 0 | 0 | 0 | 2100.3 | 103.2 |
| 12:20 | 0 | 0 | 0 | 4148.8 | 114.8 |
| 12:25 | 0 | 0 | 0 | 2245.4 | 125.5 |
| 12:30 | 0 | 0 | 0 | 3940.2 | 137.3 |
| 12:35 | 0 | 0 | 0 | 3387.5 | 148.4 |
| 12:40 | 0 | 0 | 0 | 2936.3 | 159.4 |
| 12:45 | 0 | 0 | 0 | 3975.5 | 170.9 |
| 12:50 | 3 | 2661 | 3 | -172.3 | 178.2 |
| 12:55 | 11 | 2985 | 14 | 417.8 | 179.3 |
| 13:00 | 10 | 3796 | 24 | 101.6 | 180.4 |
| 13:05 | 10 | 2947 | 34 | 197.2 | 181.4 |
| 13:10 | 10 | 3024 | 44 | 315.6 | 182.3 |
| 13:15 | 11 | 2964 | 55 | 814.3 | 183.4 |
| 13:20 | 10 | 3041 | 65 | 396.7 | 184.4 |
| 13:25 | 10 | 2924 | 75 | 179.4 | 185.3 |
| 13:30 | 10 | 3351 | 85 | 783.8 | 186.5 |
| 13:35 | 10 | 2610 | 95 | -282.0 | 187.2 |
| 13:40 | 10 | 2966 | 105 | -300.0 | 188.2 |
| 13:45 | 11 | 3336 | 116 | -323.2 | 189.3 |
| 13:50 | 8 | 3285 | 124 | 784.6 | 190.4 |
| 13:55 | 10 | 2949 | 134 | 614.6 | 191.6 |
| 14:00 | 10 | 2971 | 144 | 370.6 | 192.9 |
| 14:05 | 10 | 2941 | 154 | -437.4 | 193.8 |
| 14:10 | 10 | 3081 | 164 | 272.0 | 195.1 |
| 14:15 | 10 | 3784 | 174 | 740.4 | 196.0 |
| 14:20 | 10 | 3027 | 184 | 658.5 | 196.8 |
| 14:25 | 11 | 3094 | 195 | 40.5 | 197.6 |
| 14:30 | 10 | 3021 | 205 | 342.0 | 198.2 |
| 14:35 | 10 | 3041 | 215 | 703.5 | 199.3 |
| 14:40 | 10 | 3009 | 225 | 836.1 | 200.3 |
| 14:45 | 11 | 3792 | 236 | 426.1 | 201.2 |
| 14:50 | 10 | 2552 | 246 | -418.8 | 202.0 |
| 14:55 | 10 | 3032 | 256 | 809.0 | 203.3 |
| 15:00 | 10 | 3725 | 266 | 1018.7 | 204.5 |
| 15:05 | 10 | 2844 | 276 | 429.8 | 205.7 |
| 15:10 | 10 | 2744 | 286 | 407.3 | 207.2 |
| 15:15 | 9 | 2816 | 295 | 297.5 | 208.8 |
| 15:20 | 10 | 2412 | 305 | 552.9 | 210.4 |
| 15:25 | 9 | 2740 | 314 | 348.0 | 211.8 |
| 15:30 | 10 | 2982 | 324 | 14.0 | 213.3 |
| 15:35 | 10 | 2840 | 334 | -345.2 | 214.2 |
| 15:40 | 10 | 2973 | 344 | 152.3 | 215.6 |
| 15:45 | 10 | 3213 | 354 | 162.8 | 216.9 |
| 15:50 | 10 | 2961 | 364 | 285.7 | 218.0 |
| 15:55 | 10 | 2928 | 374 | 45.5 | 219.1 |
| 16:00 | 10 | 2553 | 384 | 327.1 | 220.5 |
| 16:05 | 10 | 2860 | 394 | 302.6 | 221.8 |
| 16:10 | 9 | 2918 | 403 | 372.6 | 223.3 |
| 16:15 | 10 | 2759 | 413 | -86.7 | 224.6 |
| 16:20 | 10 | 2859 | 423 | -164.3 | 225.9 |
| 16:25 | 10 | 2531 | 433 | 277.6 | 227.2 |

Tabla 4.1 Resultados de la simulación de la fase de Producción

| Time hh:mm | Production | | | | |
|---------------|------------|-----------|-------|-----------|-------|
| | Oil | | | Water | |
| | STP | Flow Rate | Cumul | Flow Rate | Cumul |
| STbb/d | deg F | STbb/d | g/cm3 | bb/d | |
| 16:30 | 10 | 2886 | 443 | 1032.0 | 228.9 |
| 16:35 | 7 | 2823 | 450 | -473.4 | 229.8 |
| 16:40 | 10 | 2551 | 460 | -191.6 | 230.9 |
| 16:45 | 10 | 2823 | 470 | 394.5 | 232.4 |
| 16:50 | 10 | 2926 | 480 | 413.5 | 233.9 |
| 16:55 | 10 | 2874 | 490 | 234.7 | 235.2 |
| 17:00 | 9 | 2920 | 499 | 817.3 | 236.7 |
| 17:05 | 10 | 2526 | 509 | 306.3 | 237.8 |
| 17:10 | 10 | 2866 | 519 | -411.0 | 239.2 |
| 17:15 | 10 | 2919 | 529 | 418.5 | 240.7 |
| 17:20 | 10 | 2962 | 539 | -393.7 | 241.9 |
| 17:25 | 10 | 3037 | 549 | 289.7 | 242.8 |
| 17:30 | 10 | 2927 | 559 | -371.7 | 243.8 |
| 17:35 | 10 | 3028 | 569 | 97.9 | 244.9 |
| 17:40 | 10 | 2951 | 579 | 302.7 | 245.9 |
| 17:45 | 10 | 3030 | 589 | 795.2 | 247.0 |
| 17:50 | 10 | 3649 | 599 | 915.8 | 247.9 |
| 17:55 | 11 | 2651 | 610 | 328.0 | 248.6 |
| 18:00 | 10 | 3344 | 620 | -391.0 | 249.8 |
| 18:05 | 10 | 2969 | 630 | -658.2 | 250.7 |
| 18:10 | 10 | 2971 | 640 | 289.0 | 251.7 |
| 18:15 | 10 | 2892 | 650 | -409.3 | 252.6 |
| 18:20 | 10 | 3382 | 660 | 120.5 | 253.6 |
| 18:25 | 11 | 2964 | 671 | 782.3 | 254.9 |
| 18:30 | 10 | 2621 | 681 | 1.9 | 255.7 |
| 18:35 | 10 | 2895 | 691 | 714.4 | 256.8 |
| 18:40 | 10 | 2653 | 701 | -291.6 | 257.5 |
| 18:45 | 10 | 2583 | 711 | 290.6 | 258.7 |
| 18:50 | 11 | 3039 | 722 | -391.0 | 259.6 |
| 18:55 | 10 | 3351 | 732 | 816.5 | 261.0 |
| 19:00 | 10 | 2660 | 742 | 791.5 | 261.7 |
| 19:05 | 10 | 3729 | 752 | 294.5 | 262.9 |
| 19:10 | 10 | 2977 | 762 | -196.4 | 263.8 |
| 19:15 | 11 | 3315 | 773 | 838.0 | 265.0 |
| 19:20 | 8 | 2654 | 781 | 179.9 | 265.5 |
| 19:25 | 10 | 2987 | 791 | 372.6 | 266.7 |
| 19:30 | 10 | 3031 | 801 | -412.7 | 267.4 |
| 19:35 | 10 | 2987 | 811 | 330.7 | 268.6 |
| 19:40 | 10 | 3043 | 821 | -37.8 | 269.7 |
| 19:45 | 10 | 2995 | 831 | -381.4 | 270.5 |
| 19:50 | 11 | 3010 | 842 | 815.2 | 271.8 |
| 19:55 | 10 | 2621 | 852 | 301.5 | 272.6 |
| 20:00 | 10 | 3001 | 862 | 45.7 | 273.7 |
| 20:05 | 10 | 2645 | 872 | 391.6 | 274.6 |
| 20:10 | 10 | 2942 | 882 | 40.0 | 275.6 |
| 20:15 | 11 | 3412 | 893 | 883.6 | 276.9 |
| 20:20 | 10 | 2938 | 903 | 777.3 | 277.7 |
| 20:25 | 10 | 3030 | 913 | -479.6 | 278.6 |
| 20:30 | 10 | 2962 | 923 | 700.1 | 279.8 |
| 20:35 | 10 | 3029 | 933 | 671.1 | 280.7 |
| 20:40 | 11 | 2953 | 944 | 19.0 | 281.9 |
| 20:45 | 10 | 3400 | 954 | 653.0 | 282.8 |
| 20:50 | 10 | 2962 | 964 | 699.5 | 284.0 |
| 20:55 | 10 | 2932 | 974 | -258.4 | 284.7 |
| 21:00 | 10 | 3004 | 984 | -281.6 | 285.7 |
| 21:05 | 11 | 2933 | 995 | 629.4 | 286.8 |
| 21:10 | 10 | 2659 | 1005 | 130.0 | 287.8 |
| 21:15 | 10 | 2893 | 1015 | 148.4 | 288.7 |
| 21:20 | 10 | 2659 | 1025 | 574.6 | 289.8 |
| 21:25 | 10 | 3796 | 1035 | -301.7 | 290.8 |
| 21:30 | 11 | 3032 | 1046 | 903.6 | 291.9 |

Tabla 4.1 Resultados de la simulación de la fase de Producción (continuación)

| Time | Production | | | | |
|-------|------------|-----------|--------|-----------|-------|
| | Oil | | | Water | |
| | STP | Flow Rate | Cumul | Flow Rate | Cumul |
| hh:mm | STbb/d | deg F | STbb/d | g/cm3 | bb/d |
| 21:35 | 10 | 2936 | 1056 | -168.9 | 292.9 |
| 21:40 | 10 | 3034 | 1066 | 304.1 | 293.8 |
| 21:45 | 10 | 2893 | 1076 | 1136.9 | 294.9 |
| 21:50 | 10 | 2997 | 1086 | 796.9 | 296.1 |
| 21:55 | 10 | 2610 | 1096 | 190.7 | 296.7 |
| 22:00 | 11 | 2933 | 1107 | 291.4 | 297.8 |
| 22:05 | 10 | 3038 | 1117 | 244.5 | 298.9 |
| 22:10 | 10 | 3008 | 1127 | 408.8 | 299.9 |
| 22:15 | 10 | 3041 | 1137 | 619.4 | 301.0 |
| 22:20 | 10 | 2924 | 1147 | -295.1 | 302.0 |
| 22:25 | 10 | 2650 | 1157 | -529.5 | 302.7 |
| 22:30 | 9 | 3009 | 1166 | 681.0 | 303.8 |

Tabla 4.1 Resultados de la simulación de la fase de Producción (continuación)

La comparación de datos se la realiza con los datos de la Tabla 4.2 que corresponden a la hoja de datos que forma parte de una prueba de producción con bomba jet que se realizó en un campo del Oriente ecuatoriano.

La hoja de datos de la prueba de producción que se muestra en la Tabla 4.2 corresponde a la hoja que se adjunta en el reporte final que se entrega al cliente, el formato utilizado es el que utiliza la empresa para reportar los resultados y en ella se detallan tanto el procedimiento que se ejecutó durante la prueba a un determinado tiempo así como los valores de los parámetros de interés durante la prueba que se reportan cada cierto tiempo. Para este caso los parámetros que se considera en la tabla son:

- En la cabeza del pozo

WHP: Presión en la cabeza del pozo

WHT: Temperatura en la cabeza del pozo

- Fase de inyección

Presión de inyección

Nivel inicial del tanque

Nivel final del tanque

Tasa de inyección

Factor BSW

Salinidad

- Fase de retorno

Nivel inicial del tanque

Nivel final del tanque

Temperatura

Tasa de retorno

Factor BSW

Salinidad

- Fase de Producción

Tasa de producción

Factor BSW calculado

Factor K

Volumen de producción total de petróleo

Tasa de producción de petróleo

Volumen acumulado de petróleo

Volumen de gas

Volumen de líquido acumulado (agua)

API

Valor de H₂S/CO₂

| | | WELLTESTING DATA SHEET | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------------------|-------|---|----------|-----------|-------|-------|----------|-------|----------|---------|-------|------|----------|------------|----------|----------|------------------|---------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|-------|
| Rig: Perforac # 47 | | Client | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Well Zone Interval 9980 - 10000' | | Well Zone Interval 9980 - 10000' | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Date | Time | WELL HEAD | | INJECTION | | | | | RETURN | | | | | PRODUCTION | | | | | | | | | | | | | |
| | | WHP Pvi | WHT degF | Pressure | TANK | | Rate | BSW * | Salinity | Initial | Final | Temp | Rate | BSW * | Salinity | Rate | BSW Calculated * | K | Vo | Rate | OIL | Rate | Rate | GAS | LIQUID | H2S / CO2 | |
| | | | degF | | cu | cu | BBls day | % | psi | cu | cu | degF | BBls day | % | ppm Cl- | BBls day | % | ppm Cl- | BBls day | ppm * |
| 22-Abr-00 | 18:30 | 227 | 106 | 3000 | 117.6 | 96.2 | 2144 | 100% | 3700 | 208.9 | 273.3 | 97 | 4637 | 46% | 5000 | 2493 | 0% | 0.983 | 51.3 | 2461 | 801 | 498,613 | 1,025 | | | | |
| 22-Abr-00 | 18:30 | Change flow to tank # 1 ; cle = 1.487 bbls/cm | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 22-Abr-00 | 19:30 | 227 | 106 | 3000 | 192.5 | 172.0 | 2048 | 100% | 3700 | 30.2 | 96.7 | 97 | 4747 | 43% | | 2699 | 0% | 0.983 | 55.4 | 2659 | 856 | 490,971 | 1,081 | | | | |
| 22-Abr-00 | 19:30 | 227 | 106 | 3000 | 172.0 | 152.0 | 1998 | 100% | 3700 | 96.7 | 161.6 | 97 | 4632 | 43% | | 2635 | 0% | 0.983 | 54.1 | 2595 | 910 | 490,971 | 1,136 | | | 15/80 | |
| 22-Abr-00 | 20:00 | 227 | 106 | 3000 | 152.0 | 129.9 | 2208 | 100% | 3700 | 161.6 | 229.9 | 97 | 4918 | 45% | | 2710 | 0% | 0.983 | 55.7 | 2673 | 966 | 490,971 | 1,193 | | | | |
| 22-Abr-00 | 20:03 | Close the well at choke manifold for BUILD UP ; WHP = 800 psi | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 22-Abr-00 | 20:04 | End of flow period. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Tabla 4.2 Resultados de una prueba de producción con bomba jet (continuación)

En la Tabla 4.3 se muestra los resultados de los volúmenes acumulados de la prueba real y de la prueba de simulación, junto a estos valores se tiene los valores correspondientes a los errores porcentuales en cada una de las lecturas y al final del cuadro se aprecia el error promedio.

| Tiempo | Vol Acumulado | Vol Acumulado | Valor medio | Desviación estandar | Error Absoluto | Error Relativo |
|--------|---------------|---------------|-------------|---------------------|----------------|----------------|
| | Simulación | Pba Real | | | | |
| hh:mm | Bbls | Bbls | Bbls | | Bbls | % |
| 12:15 | 0 | 0 | 0.00 | 0 | 0.00 | 0.00 |
| 12:45 | 0 | 0 | 0.00 | 0 | 0.00 | 0.00 |
| 13:15 | 55 | 54 | 54.44 | 0.56 | 1.12 | 1.03 |
| 13:40 | 105 | 107 | 105.77 | 0.77 | 1.55 | 0.73 |
| 14:05 | 154 | 158 | 156.00 | 2.00 | 4.00 | 1.28 |
| 14:35 | 215 | 213 | 213.97 | 1.03 | 2.07 | 0.48 |
| 15:00 | 266 | 268 | 266.81 | 0.81 | 1.63 | 0.30 |
| 15:25 | 314 | 319 | 316.47 | 2.47 | 4.94 | 0.78 |
| 15:55 | 374 | 371 | 372.41 | 1.59 | 3.19 | 0.43 |
| 16:25 | 433 | 427 | 429.98 | 3.02 | 6.03 | 0.70 |
| 16:50 | 480 | 479 | 479.53 | 0.47 | 0.95 | 0.10 |
| 17:15 | 529 | 532 | 530.41 | 1.41 | 2.82 | 0.27 |
| 17:45 | 589 | 586 | 587.61 | 1.39 | 2.77 | 0.24 |
| 18:10 | 640 | 644 | 641.86 | 1.86 | 3.72 | 0.29 |
| 18:40 | 701 | 697 | 698.77 | 2.23 | 4.45 | 0.32 |
| 19:05 | 752 | 750 | 750.85 | 1.15 | 2.30 | 0.15 |
| 19:30 | 801 | 801 | 800.99 | 0.01 | 0.02 | 0.00 |
| 20:00 | 862 | 856 | 859.19 | 2.81 | 5.62 | 0.33 |
| 20:25 | 913 | 910 | 911.73 | 1.27 | 2.54 | 0.14 |
| 20:50 | 984 | 966 | 975.07 | 8.93 | 17.85 | 0.92 |

Tabla 4.3 Comparación de resultados

En el país desde que se hace trabajos en la explotación petrolera, las pruebas de producción de superficie se las ha realizado usando la técnica de desplazar volúmenes y almacenarlos en tanques para determinar el volumen producido. Esta operación se la ha ejecutado de manera manual tomando lecturas cada cierto tiempo, generalmente cada 15 o 30 minutos, utilizando una cinta de medida. Los datos de volumen que se presentan en la Tabla 4.2 corresponden a los cálculos efectuados con los datos de nivel que se obtuvieron en una prueba ejecutada con esta técnica.

La validez de los resultados se sustenta en que la referencia utilizada para realizar la comparación de los volúmenes corresponde a un reporte de datos de una prueba de producción de superficie en un pozo del oriente ecuatoriano que se realizó hace algunos años.

Es importante resaltar que los reportes a que se hace mención, en los que se incluye el dato de tasa de flujo total y volumen de petróleo producido, son los documentos en que se basan los técnicos para la toma de decisiones acerca de la conveniencia o no de hacer producir a un determinado yacimiento y para seleccionar el método más adecuado para ejecutar esta tarea.

De lo señalado anteriormente, al analizar los resultados de esta prueba se puede resaltar los siguientes aspectos:

- Con esta prueba se verificó el funcionamiento del sistema ALS de Producción en su conjunto, al comparar los valores obtenidos con los de la prueba de superficie con bomba jet a que se hizo mención.
- Además, esta prueba permitió verificar que el programa es capaz de realizar la diferencia de volúmenes y que los resultados son coherentes; también se puede destacar que el sistema funciona con normalidad para este caso específico.

4.2 PRUEBA EN CIRCUITO CERRADO USANDO EL MEDIDOR DE TURBINA.

La prueba en circuito cerrado utilizando el medidor de turbina como parte del sistema ALS de Producción, consistió en hacer una instalación en la cual se conecta el medidor de flujo del sistema y el medidor de flujo de turbina Halliburton de tal manera que la diferencia de las lecturas de los dos medidores mencionados de cómo resultado un valor cercano a cero durante todo instante de tiempo que se estuvo desarrollando la prueba.

El equipo que se utilizó es el siguiente:

- Una bomba de transferencia
- Un tanque de medida de 100 bbls de dos compartimentos y visores con escala graduada
- Un medidor de turbina Halliburton de 2"
- Mangueras, acoples.
- Un analizador de flujo Halliburton MC – II
- Una válvula de control para variar el flujo.
- Un medidor de flujo del sistema

Procedimiento

- Se realizó las conexiones que se muestran en la Figura 4.3.

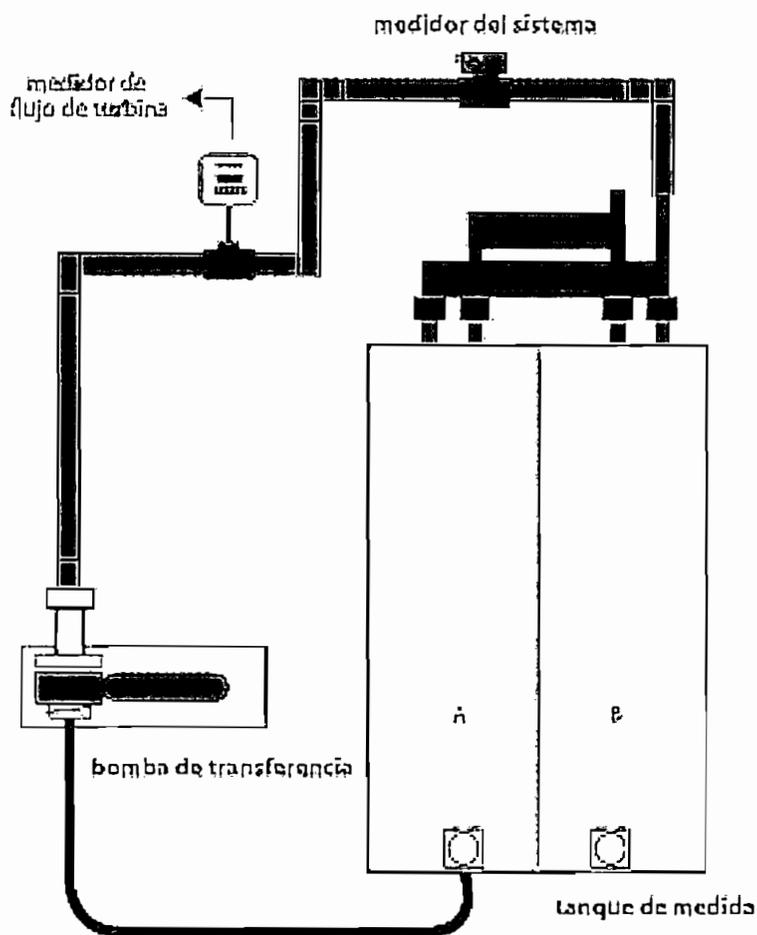


Figura 4.3 Conexiones en una prueba en circuito cerrado.

- Las señales provenientes de los dos medidores de flujo se conectaron al sistema de la siguiente forma:

Se conectó la señal del medidor de flujo Oil Gear YSH-AB30R que forma parte del sistema en el terminal Vs Floc del UTC1 (Vs oil).

Se conectó la señal del medidor de flujo de turbina Halliburton en el terminal Vs Floc del UTC 2 (Vs iny).

- Se cumplió con todos los pasos para la configuración, calibración de medidores y manejo del programa que realiza el cálculo de volumen de petróleo producido en una prueba con bomba jet, como se explica en el Capítulo 3.

Luego de realizar las conexiones y ajustar el programa para los requerimientos de esta prueba, se ejecutaron los pasos que se indican a continuación:

- Se llenó uno de los compartimentos del tanque de medida con agua.
- Se prepararon las válvulas de control del proceso para pasar el fluido del compartimento A al compartimento B.
- Se puso en funcionamiento el programa de aplicación del sistema ALS de Producción de tal manera que se arranque con el almacenamiento de datos.
- Luego se realizó la prueba con distintos valores de flujo, para lo cual cada 5 minutos se cambió la tasa de flujo cerrando la válvula de control.

Al igual que en la primera prueba ejecutada los resultados de volumen y flujo se obtienen en las pantallas de la estación colectora y además en una de las impresoras del sistema a manera de reporte.

Para la presentación del reporte con los resultados obtenidos se recurre a las bases de datos de las estaciones de adquisición así como de la estación colectora y se los editó en Excel.

Los resultados de la prueba se presentan en la Tabla 4.4, con un formato diseñado específicamente para este propósito.

| TIEMPO hhmmss | Medidor de flujo Halliburton | | Medidor de flujo Oil Gear | | Diferencia | |
|------------------|------------------------------|----------|---------------------------|----------|------------|----------|
| | Volumen | Flujo | Volumen | Flujo | Vol. Total | Flujo |
| | bbbl | bbbl/día | bbbl | bbbl/día | bbbl | bbbl/día |
| 130041 | 3 | 3569 | 4 | 3571 | -1 | -2 |
| 130142 | 7 | 3532 | 8 | 3550 | -1 | -18 |
| 130242 | 10 | 3496 | 9 | 3489 | 1 | 7 |
| 130341 | 12 | 3532 | 12 | 3536 | 1 | -4 |
| 130442 | 15 | 3532 | 15 | 3526 | 0 | 6 |
| 130543 | 17 | 3201 | 18 | 3218 | -1 | -17 |
| 130642 | 19 | 3238 | 19 | 3229 | 0 | 9 |
| 130744 | 21 | 3201 | 22 | 3210 | -1 | -9 |
| 130845 | 23 | 3238 | 23 | 3244 | 0 | -6 |
| 130945 | 25 | 3220 | 26 | 3231 | -1 | -11 |
| 131045 | 27 | 2502 | 27 | 2502 | 0 | 0 |
| 131146 | 29 | 2465 | 29 | 2473 | 0 | -8 |
| 131247 | 31 | 2539 | 31 | 2540 | 0 | -1 |
| 131347 | 33 | 2502 | 33 | 2511 | 0 | -9 |
| 131447 | 35 | 2524 | 34 | 2509 | 1 | 15 |
| 131547 | 36 | 2208 | 37 | 2220 | -1 | -12 |
| 131647 | 37 | 2171 | 37 | 2167 | 0 | 4 |
| 131747 | 40 | 2244 | 39 | 2237 | 1 | 7 |
| 131847 | 41 | 2208 | 41 | 2211 | 0 | -3 |
| 131947 | 42 | 2208 | 42 | 2206 | 0 | 2 |
| 132047 | 44 | 2097 | 44 | 2101 | 0 | -4 |
| 132147 | 45 | 2171 | 45 | 2168 | 0 | 3 |
| 132247 | 47 | 2134 | 47 | 2138 | 0 | -4 |
| 132348 | 49 | 2097 | 48 | 2091 | 1 | 6 |
| 132450 | 49 | 2125 | 49 | 2117 | -1 | 8 |

Tabla 4.4 Resultados de la prueba en circuito cerrado

Al examinar los resultados obtenidos en la prueba se puede decir que la misma permite verificar que los datos que se obtienen en la pantalla de resultados del programa de aplicación del ALS de producción tanto para el medidor de flujo del sistema así como para el medidor de flujo de turbina son bastante cercanos y que la diferencia entre estos es cero durante la mayor parte del tiempo.

CAPÍTULO 5

CAPITULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- La implementación de un medidor de turbina en el sistema ALS de producción para efectuar pruebas de superficie con bomba jet, ha servido como medio para ilustrar que es posible realizar modificaciones a aplicaciones de instrumentación en equipos de producción de petróleo por un estudiante de Ingeniería Electrónica y Control, quien debió aprender fundamentos mecánicos y de producción de pozos para afianzar conocimientos y poder resolver problemas en la industria del petróleo.
- La automatización de cualquier proceso industrial en cualquier campo de aplicación requiere de una considerable inversión económica; sin embargo, su implementación se justifica si a la larga resulta en beneficios para el sistema, como: facilidad en el manejo, seguridad y consistencia al momento de la entrega de resultados. Este trabajo permitió demostrar que lo indicado es posible.

- Para realizar las modificaciones que permiten realizar el cálculo del volumen de petróleo usando el programa del ALS de Producción, fue necesario conocer a fondo el funcionamiento y los alcances del programa de aplicación, así como familiarizarse con el mismo para adquirir destreza y poder manejarlo con habilidad.
- Se detectó que en la industria del petróleo, las compañías que prestan servicios, en la mayoría de los casos, utilizan tecnología desarrollada por ellos mismos, un ejemplo de ello es el caso del ALS de Producción.
- La implementación de un dispositivo en un sistema requiere de un estudio cuidadoso de las señales que intervienen en el proceso. Para el caso específico de este proyecto, como se trataba de incorporar una señal ajena al sistema, se tomó todas las precauciones añadiendo un aislador como seguridad tanto como para el medidor de flujo así como para las tarjetas de adquisición de señales.
- La modificación del sistema permitió obtener resultados válidos de una prueba de producción con bomba jet en tiempo real, permitiendo conocer los resultados en cualquier instante de tiempo durante las perturbaciones o variaciones dinámicas ejecutadas durante la prueba
- Puesto que en el sistema ALS de Producción los volúmenes de fluido acumulado son grandes, no resulta crítica la velocidad de adquisición de datos; por ende, registrar un dato cada segundo o más es suficiente para obtener las características intrínsecas del parámetro.
- Por tratarse de un sistema propietario los programas GEO 4000 y GEO 5000 no se adaptan fácilmente a los nuevos sistemas operativos y a los paquetes de manejo de datos que se utiliza actualmente; sin embargo, la habilidad del operador hace que los datos puedan ser editados en los paquetes computacionales con que se cuenta en la actualidad.

- Existen en el mercado medidores de flujo de turbina que vienen con sus respectivos analizadores y acondicionadores de señal con señales de salida de voltaje y corriente estandarizadas. La desventaja radica en su alto costo y su inexistencia en el País.
- Para obtener resultados aceptables en el presente proyecto, principalmente en la prueba con simulación, se realizó la prueba ciñéndose a condiciones que cumplan con los requerimientos mínimos impuestos por las referencias que se uso como medio de comparación, siendo esta una de las razones que justifica el error que se obtiene. Además, se debe considerar que los errores se presentan como consecuencia del margen de error propio de todos los equipos utilizados.
- Debe quedar claro que la prueba que utiliza métodos computacionales es el método en el que se incurre en un error menor debido a que los dispositivos electrónicos tienen un grado de precisión mayor al ser comparados con dispositivos de otro tipo en los que existe participación humana para su lectura.
- Durante la operación del sistema durante 10 horas, que fue el tiempo de la prueba real en el campo y el de la prueba con los simuladores, los márgenes de errores producidos se muestran en la Tabla 5.1.

| CARACTERÍSTICAS | VALOR PRUEBA REAL | VALOR PRUEBA SIMULADA | PORCENTAJE DE ERROR |
|------------------------|--------------------------|------------------------------|----------------------------|
| Volumen acumulado | 966 | 984 | 1.82 % |

Tabla 5.1 Cálculo de Errores.

Estos resultados permiten concluir que el sistema aquí reportado cumplió de manera satisfactoria su objetivo.

- La solución planteada en este proyecto, permite a la empresa que presta los servicios en una prueba de Producción con bomba jet ofertar a los posibles clientes un servicio completo de monitoreo durante la prueba en tiempo real incluyendo los datos de la etapa de inyección, de la etapa de retorno y los resultados de la producción, con la posibilidad de visualizar en cualquier instante de la prueba los valores del volumen total de petróleo producido y su correspondiente tasa de flujo, lo cual viene a ser una herramienta valiosa para quienes supervisan las actividades durante la prueba.
- La decisión final con respecto a la rentabilidad de un yacimiento es tomada por los técnicos utilizando como un parámetro primordialmente importante el dato de volumen y tasa de flujo total de petróleo obtenido durante las pruebas de producción.

5.2 RECOMENDACIONES

- Para pruebas de producción de superficie se recomienda utilizar sistemas computarizados como el ALS de Producción con medidores de considerable precisión en todas las etapas de la prueba ya que de esta manera se elimina los errores humanos en las mediciones; sin embargo, no es necesario desechar totalmente las lecturas que se efectúa de manera manual ya que de esta manera se tiene un recurso en caso de fallo del sistema.
- Para abaratar costos, en muchas ocasiones se prefiere no utilizar sistemas como el ALS de producción en las pruebas de producción con bomba jet, pero se recomienda hacerlo ya que es preferible garantizar los resultados utilizando herramientas confiables que se tiene al alcance. En este caso el ALS de Producción con la modificación para los casos en que el método es usando una bomba jet, ya que de la calidad de los resultados se derivan los procedimientos a seguir para la futura producción de los pozos de petróleo.
- Cuando se utiliza el sistema ALS de producción para pruebas de producción con bomba jet, se recomienda al operador introducir un factor negativo para la etapa de inyección y un valor positivo para la etapa de retorno ya que de esta manera la producción en caso de que el pozo produzca petróleo sea de signo positivo.
- Para la edición de resultados se recomienda contar con un computador adicional que no sea parte del sistema ya que al trabajar en una estación que no está en línea no se compromete el funcionamiento del sistema durante la prueba.

- Se recomienda no prescindir del convertidor de señal ya que este sirve como protección del medidor de flujo y del módulo de adquisición de señal (SAP) contra señales de sobrevoltaje, además de asegurarnos una señal estándar confiable a su salida.
- En el futuro se recomienda ofertar el servicio para una prueba de producción de superficie con bomba jet con el sistema ALS de Producción junto al recurso implementado en este proyecto, el limitante consiste en que es el cliente quien decide el tipo de equipo a ser utilizado.

- [5] SOISSON, Harold E. Instrumentación Industrial. Tercera reimpresión a la primera edición. Limusa, México. 1990
- [6] CREUS, Antonio. Instrumentación Industrial. Quinta Edición. Alfaomega & Marcombo. México. 1993
- [7] ANALOG DEVICES. Transducer Interfacing Handbook. Primera edición. U.S.A. 1980
- [8] GEOSERVICES. Well Testing Manual, 1998

BIBLIOGRAFÍA

- [1] ALLEN, Thomas O; ROBERTS Alan P. Production Operations Vol 1, Well Completations, Workover and Stimulation, OGCI Oil & Gas Consultants International. Tercera impresión. Inc. Tulsa, Oklahoma. Marzo1981
- [2] SCHLUMBERGER, Modern Reservoir Testing, Houston, Texas 1994.
- [3] LESTER, Charles Uren. Ingeniería de Producción de Petróleo, Explotación de los campos petroleros. Primera Edición Español. Compañía Editorial Continental. MEXICO 1965.
- [4] LESTER, Charles Uren. Ingeniería de Producción de Petróleo, Desarrollo de los campos petroleros. Segunda Edición Español. Compañía Editorial Continental, México 1969,
- [5] SOISSON, Harold E. Instrumentación Industrial. Tercera reimpresión a la primera edición. Limusa, México. 1990
- [6] CREUS, Antonio. Instrumentación Industrial. Quinta Edición. Alfaomega & Marcombo. México. 1993
- [7] ANALOG DEVICES. Transducer Interfacing Handbook. Primera edición. U.S.A. 1980
- [8] GEOSERVICES. Well Testing Manual, 1998
- [9] PALLAS ARENY, Ramon. Sensores y Acondicionadores de Señal. Tercera Edición. Ed Alfaomega & Marcombo. Impreso en México. 2001

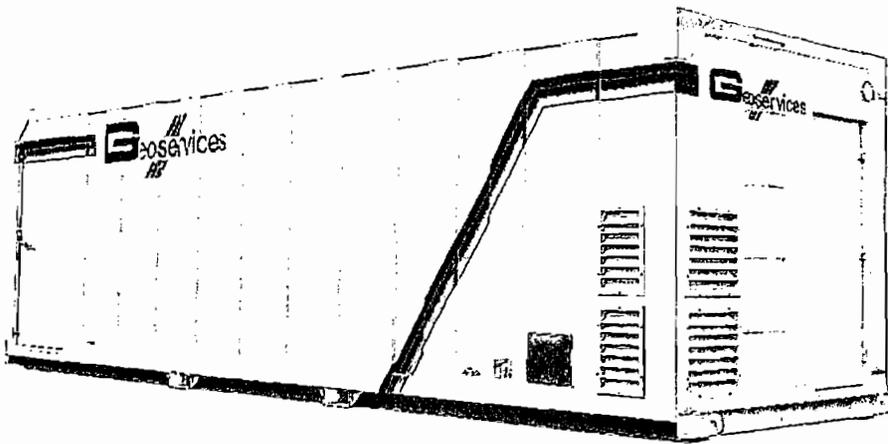
- [10] NATIONAL SEMICONDUCTOR, LINEAR/MIXED-SIGNAL Designer's Guide, 1999.
- [11] WWW.national.com
- [12] DRESSER OIL TOOLS. Introducción a los Sistemas de Bombeo Hidráulico. Dallas, Texas. 1991
- [13] GEOSERVICES, GEO 4000/ GEO 5000 ALP USERS MANUAL, 1993

ANEXO 1

HOJA DE DATOS DE UNA PRUEBA DE PRODUCCIÓN DE SUPERFICIE CON BOMBA JET



WELL TEST GAUGE SURVEY



JET PUMPING

Report No : GEO-ECU-WT

From : 16-Nov-2001

To : 30-Nov-2001



COMPAÑÍA
Pozo / Zona



16-Nov-01

Cover

Well Test Report

Date : 16-November-2001 / 30-November-2001
Service/Client Ref. : WELL TEST and GAUGE SURVEY
Company : 0
Field/Well/Zone : Diamante / Diamante # 1 / Hollin # 6
Rig/Installation : Geopet # 01
Job Number : GEO-ECU-WT-LUM-006

Contact Geoservices:

Ecuador Manager: Ing. Mario Ayala

Phone: 593-2-2243452 / 2243459

Fax : 593-2-2243463

Mobile: 593-9-9723070

Email : mario.ayala@geoservices.com

Co. Representative : Daniel Costescu
Geoservices Representative : Rafael Puebla

| | | |
|--------------------|-------------------------|--------------------|
| Geoservices | COMPAÑÍA Pozo / Zona | Geoservices |
| 16-Nov-01 | Contents | |

Table of Contents

| <u>Section No.</u> | <u>Section Name</u> | <u>No. of Pages</u> |
|---|----------------------|---------------------|
| 1 | Well information | 3 |
| 2 | Test Procedure | 2 |
| 3 | Main Results | 2 |
| 4 | Sequence of Events | 8 |
| 5 | Down Hole Equipment | 5 |
| 6 | Surface Layout | 2 |
| 7 | Well Test Data Sheet | 12 |
| 8 | Swabbing Data Sheet | |
| 9 | Gauge Survey | 12 |
| 10 | Nomenclature | 2 |
| Total Number of Pages in 10 Section(s) of Report # GEO-ECU-WT-LUM-006 | | 48 |



COMPAÑÍA

Pozo / Zona



16-Nov-01

Information

Well Information

Co. Representative : Daniel Costescu
Geoservices Representative : Rafael Puebla



COMPAÑÍA



Pozo / Zona

16-Nov-01

Information

Test and Equipment Information

GENERAL INFORMATION

| | |
|----------------------------|------------------------------|
| Service / client reference | WELL TEST and GAUGE SURVEY |
| Company | |
| Field / Well / Zone | |
| Country | Ecuador. |
| Latitude - Longitude | |
| Test Type | Natural Flow and Jet pumping |

OPERATION DATA

| | |
|------------------------|-------------------------------------|
| Test Date | 16-November-2001 / 30-November-2001 |
| Report number | GEO-ECU-WT |
| Region / distr. / base | ECU |
| Rig / Installation | Geopet # 01 |
| Co representative | Daniel Costescu |
| Geo. representative | Rafael Puebla |
| Unit system | U.S. OIL FIELD |

WELL DATA

| | |
|--------------------------|---|
| State before test | Newly drilled |
| Well type | Exploratory |
| Fluid type | Water and Oil |
| Completion date | 16-Nov-2001 / 24-Nov-2001 / 28-Nov-2001 / 29-Nov-2001 |
| Completion type | TCP / Temporary Jet pump / Packer / Packer |
| Minimum restriction | 1.99 inch / 2.44 inch / 2.44 inch / 2.44 inch |
| Vertical depth | 10104 ft. |
| Casing size/shoe | 7" / 10104 ft. |
| Tubing shoe at | 9725.29 ft / 9625.33 ft / 9634 ft / 9731 ft |
| Perforation shot density | 6 spf |
| Perforation gun type | 3 3/8" Gun Predator |
| Perforation conditions | Underbalance |
| Perforation interval (s) | |
| Test interval | 56 ft. |

DEPTH INFORMATION

| | |
|-----------------|---|
| Depth unit | Feet |
| Depth reference | Rotary table 13 ft. above ground level 1312 ft. |



COMPAÑÍA

Pozo / Zona



16-Nov-01

Information

| | |
|-------------------------|---|
| Log reference elevation | KB 1330 ft. |
| Drilling - total depth | 10100 ft. |
| Gauge M. P. set at | MQG-X # 465 @ 9472.56 ft. and MQG-X # 466 @ 9476.34 ft. |

DOWNHOLE EQUIPMENT

| | |
|------------------------|-----------------------------|
| Cable type | |
| Gauge | MQG-X # 465 and MQG-X # 466 |
| Length | 45.5 in |
| Maximum outer diameter | 1.25 in |
| Weight | 3.5 Kg (with battery) |

WELL - HEAD CHOKE

| | |
|-----------------------|-------------|
| Casing pressure gauge | Manometer |
| Tubing pressure gauge | Manometer |
| Temperature gauge | Thermometer |
| Choke type | |

SEPARATOR

| | |
|---------------------|--|
| Capacity | 600 psi |
| Gas gravimeter type | Ranarex |
| Oil gravimeter type | Thermodensitometer, digital densitometer DMA |

OTHER EQUIPMENT

| | |
|----------------------|--|
| Tank type / capacity | Gauge tank 100 Bbls (two compartments) |
| Transfer pump | |



COMPAÑÍA

Pozo / Zona



16-Nov-01

Overview

Test Procedure

Co. Representative : Daniel Costescu
Geoservices Representative : Rafael Puebla

| | | |
|---|-----------------------------|--|
|  | COMPAÑÍA Pozo / Zona |  |
| 16-Nov-01 | | Overview |

Test Procedure

In order to assess the potential of the well Diamante # 1, for Lumbaqui Oil Company, the intervals: 9650'-9690' / 9704'-9720' of Hollin sand 6 were tested.

With the test string was at the bottom, Baker Atlas correlated string @ depth and the packer was set @ 9440 ft.

Bar was dropped to fire the guns.

Well was monitoring during 2 hours 53 minutes and the flow does not arrive @ surface.

The client decided start with a first swabbing job during 58 hours 5 minutes, the total fluid recovered was 61.7 bbls. During this swabbing period there was oil and gas @ surface.

After that a jet pumping test string was RIH, once the string was at the bottom, and the packer set, 2 bottom hole records were RIH to read all test. After 27 hours 15 minutes of test with jet pump and the flow was just water, the client decided finish the test.

Continue with a second swabbing period during 12 hours 35 minutes, the total fluid recovered was 124 bbls of water.

After a third swabbing period was done during 22 hours 51 minutes, the total fluid recovered was 183.7 bbls of water.

Finally the packer was set between the intervals and the last swabbing period was done during 18 hours 15 minutes, the total fluid recovered was 145 bbls of water.

After the tubing string was POOH

END OF TEST

Co. Representative : Daniel Costescu
Geoservices Representative : Rafael Puebla



COMPAÑÍA

Pozo / Zona



16-Nov-01

Main

Main Results

Co. Representative : Daniel Costescu
Geoservices Representative : Rafael Puebla

| | | |
|---|--|---|
|  | COMPAÑÍA Pozo / Zona 9650' - 9690' / 9704' - 9720' |  |
| 16-Nov-01 | | Main Results |

SUMMARY OF RESULTS

| Flow Period | Duration hh:mm | WHP psi | WHT °F | BHP psi | BHT °F | Injection Pressure psi | Injection Rate Bbls/day | Oil Production Rate Bbls/day | Gas Production Rate mmscf/day | Water Production Rate Bbls/day | GOR scf/bbl | BSW % | Liquid Cumulative Bbls | H2S ppm | CO2 % |
|-------------|----------------|---------|--------|---------|--------|------------------------|-------------------------|------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|-------------|-------|------------------------|---------|-------|
| 1 | 24 - 45 | 26 | 98 | 2442 | 224 | 2700 | 1776 | 0 | 0 | 888 | N/A | 100 | 766 | N/A | N/A |
| 2 | 2 - 30 | 34 | 99 | 2214 | 225 | 2900 | 1920 | 0 | 0 | 869 | N/A | 100 | 886 | N/A | N/A |
| 3 | | | | | | | | | | | | | | | |

Maximum Bottom hole Temperature 225 °F Oil specific gravity N/A
 Initial Bottom Hole Pressure 4069 psi Gas specific gravity N/A

Remarks:
 All data values taken at the end of each flow period



COMPAÑÍA
Pozo / Zona



16-Nov-01

Events

Sequence of Events

Co. Representative : Daniel Costescu
Geoservices Representative : Rafael Puebla



COMPAÑÍA

Pozo / Zona
Intervalo



16-Nov-01

Events

Sequence of Events

| Date | Time | Event Code and Description |
|------------------|-------|---|
| 16-Nov-01 | | |
| 16-Nov-01 | 11:00 | Rigged up Geoservices equipment |
| 16-Nov-01 | 18:05 | Rigged up Baker BHA, guns and 7"x 2 7/8" packer (total guns 56ft) |
| 16-Nov-01 | 20:30 | RIH tubing string; filling with water each 10 stands, until stand 78 |
| 17-Nov-01 | | |
| 17-Nov-01 | 09:20 | Tubing String on depth |
| 17-Nov-01 | 09:25 | Rigged up Baker wireline tools |
| 17-Nov-01 | 10:40 | RIH Baker wireline tools to correlate depth |
| 17-Nov-01 | 11:24 | Baker wireline tools on depth |
| 17-Nov-01 | 11:37 | POOH Baker wireline tools |
| 17-Nov-01 | 12:20 | Baker wireline tools @ surface |
| 17-Nov-01 | 12:25 | Rigged down Baker wireline tools |
| 17-Nov-01 | 13:25 | Rigged down Geopet's BOP |
| 17-Nov-01 | 14:20 | Set Baker packer @ 9440 ft. |
| 17-Nov-01 | 14:22 | Rigged up x-Mass tree |
| 17-Nov-01 | 15:10 | Rigged up X-mass tree wing valve line to choke manifold |
| 17-Nov-01 | 15:28 | Test pressure annulus @ 700 psi to check the packer OK. |
| 17-Nov-01 | 15:30 | Drop bar to fire the guns |
| 17-Nov-01 | 15:32 | Guns fired |
| 17-Nov-01 | 15:33 | Monitoring the well with the choke manifold close |
| 17-Nov-01 | 16:13 | Open choke manifold full open to the gauge tank |
| 17-Nov-01 | 15:40 | Rigged up Geopet swabbing tools |
| 17-Nov-01 | 18:25 | RIH swabbing tools, start swabbing job |
| 17-Nov-01 | 22:32 | Stop swabbing Job to check if the level in the well increase (Recovered total fluid 3.5 bbls) |
| 18-Nov-01 | | |
| 18-Nov-01 | 5:15 | Restart swabbing job, RIH swabbing tools without cups to check level |
| 18-Nov-01 | 8:20 | Stop swabbing job due to in the runs 9th and 10th does not arrive fluid @ surface |
| 18-Nov-01 | 12:55 | Restart swabbing job |
| 18-Nov-01 | 13:30 | In the cups change appear traces of oil and gas @ surface |
| 18-Nov-01 | 13:57 | Swabbed 12th run, oil and gas @ surface, API = 29.3 |
| 18-Nov-01 | | |

|  | | COMPAÑÍA |  |
|---|-------|---|--|
| | | Pozo / Zona | |
| | | Intervalo | |
| 16-Nov-01 | | Events | |
| 18-Nov-01 | 15:15 | Stop swabbing job to recovered level fluid | |
| 18-Nov-01 | 17:00 | Restart swabbing job | |
| 18-Nov-01 | 17:40 | Stop swabbing job to check hold at 4180 ft. OK | |
| 18-Nov-01 | 18:15 | Restart swabbing job RIH tools 2-7/8" check hold, at 4700 Ft OK | |
| 18-Nov-01 | 19:00 | RIH swabbing tools to check hold, plugged @ 60 ft | |
| 18-Nov-01 | 19:45 | RIH tools 3-1/2" to check hold, plugged @ 500 ft | |
| 18-Nov-01 | 20:43 | RIH tools 3-1/2" to check hold, @ 4080 ft OK | |
| 18-Nov-01 | 21:33 | API = 28.21 | |
| 18-Nov-01 | 23:05 | Stop swabbing job to recovered level fluid | |
| 18-Nov-01 | 23:55 | Restart swabbing job | |
| 19-Nov-01 | | | |
| 19-Nov-01 | 2:30 | Stop swabbing job to recovered level fluid | |
| 19-Nov-01 | 4:00 | Restart swabbing job | |
| 19-Nov-01 | 4:26 | RIH tools 3-1/2" to check hold @ 5095 ft. Ok | |
| 19-Nov-01 | 5:10 | API = 28.03 | |
| 19-Nov-01 | 5:23 | Stop swabbing job to recovered level fluid | |
| 19-Nov-01 | 8:30 | Presence of gas @ surface: CO2 = 4% ; H2S = 1 ppm | |
| 19-Nov-01 | 9:37 | Restart swabbing job | |
| 19-Nov-01 | 15:10 | API = 28.39 | |
| 19-Nov-01 | 16:40 | Stop swabbing job to recovered level fluid | |
| 19-Nov-01 | 19:40 | Restart swabbing job | |
| 19-Nov-01 | 20:18 | API = 28.57 | |
| 19-Nov-01 | 21:20 | Stop swabbing job to recovered level fluid | |
| 19-Nov-01 | 23:00 | Restart swabbing job | |
| 19-Nov-01 | 23:32 | API = 28.21 | |
| 20-Nov-01 | | | |
| 20-Nov-01 | 0:15 | Stop swabbing job to recovered level fluid | |
| 20-Nov-01 | 3:10 | Restart swabbing job | |
| 20-Nov-01 | 3:20 | Run-38; does not recovered fluid @ surface | |
| 20-Nov-01 | 4:25 | Run-39; does not recovered fluid @ surface | |
| 20-Nov-01 | 4:30 | Stop swabbing job (Recovered total fluid 61.7 bbls) | |
| 20-Nov-01 | 7:50 | Rigged down swabbing tools Geopet | |
| 20-Nov-01 | 8:10 | Rigged down Geoservices line and Geopet X-mass tree | |
| 20-Nov-01 | 9:25 | Rigged up Geopet's BOP | |
| 20-Nov-01 | | | |
| 20-Nov-01 | 10:15 | Unset packer | |

|  | | COMPAÑÍA |  |
|---|-------|---|--|
| | | Pozo / Zona | |
| | | Intervalo | |
| 16-Nov-01 | | Events | |
| 20-Nov-01 | 10:25 | Start circulate casing - tubing with KCL to the rig tank. KCL weight = 8.5ppg | |
| 20-Nov-01 | 10:31 | Stop pumping (Recovered total fluid = 8.9 Bbls) | |
| 20-Nov-01 | 10:40 | Restart pumping to the gauge tank | |
| 20-Nov-01 | 11:05 | Stop pumping due to the tubing head was plugged | |
| 20-Nov-01 | 11:42 | Restart pumping to the gauge tank | |
| 20-Nov-01 | 12:03 | Stop pumping (Recovered total fluid = 57.9 Bbls) | |
| 20-Nov-01 | 12:10 | Restart pumping to the pitch | |
| 20-Nov-01 | 15:40 | End of pumping, 500 Bbls | |
| 20-Nov-01 | 16:50 | POOH tubing string | |
| 20-Nov-01 | 17:15 | Stop POOH; troubles in the rig | |
| 21-Nov-01 | | | |
| 21-Nov-01 | 6:00 | Waiting to fix troubles in the rig | |
| 22-Nov-01 | | | |
| 22-Nov-01 | 6:00 | Waiting to fix troubles in the rig | |
| 23-Nov-01 | | | |
| 23-Nov-01 | 6:00 | Waiting to fix troubles in the rig | |
| 23-Nov-01 | 15:30 | Problem in the rig fixed | |
| 23-Nov-01 | 15:40 | Restart POOH tubing string | |
| 23-Nov-01 | 22:40 | Tubing string @ surface | |
| 23-Nov-01 | 23:00 | Rigged down Baker guns and packer | |
| 24-Nov-01 | | | |
| 24-Nov-01 | 2:15 | Rigged up packer 7" x 2 -7/8" and No go | |
| 24-Nov-01 | 2:40 | Waiting sliding sleeve arrive to location | |
| 24-Nov-01 | 7:00 | Sliding sleeve arrive to location | |
| 24-Nov-01 | 7:30 | Test pressure sliding sleeve @ 3000 PSI in surface; OK. | |
| 24-Nov-01 | 7:55 | RIH tubing string | |
| 24-Nov-01 | 17:00 | Tubing string on depth | |
| 24-Nov-01 | 17:10 | Start circulate Casing-Tubing; | |
| 24-Nov-01 | 17:10 | Recovered mud, sand, pieces of metal and gravel @ surface, cleaned downhole | |
| 24-Nov-01 | 20:40 | Rigged down Geopet's BOP | |
| 24-Nov-01 | | | |
| 24-Nov-01 | 20:55 | Set the packer @ 9502.79 ft. and tubing hanger | |
| 24-Nov-01 | 21:15 | Filling annulus to test packer @ 500 psi, OK. | |
| 24-Nov-01 | 21:20 | Rigged up X-mass tree. | |



COMPAÑÍA

Pozo / Zona
Intervalo

16-Nov-01

Events

| | | |
|-----------|----------|---|
| 24-Nov-01 | 22:20 | Rigged up BJ's injection line |
| 24-Nov-01 | 23:00 | Test pressure BJ's injection line @ 4000 psi. OK. |
| 24-Nov-01 | 23:03 | Injectivity test with 5 bbls of water admitted 0,22 bbls/min @ 2800 psi |
| 24-Nov-01 | 23:20 | Stop pumping, check if the pressure decrease |
| 24-Nov-01 | 23:23 | Pressure decrease 700 psi in 2 minutes |
| 24-Nov-01 | 23:24 | Bleed off pressure |
| 24-Nov-01 | 23:30:35 | POT MQG-X # 465 |
| 24-Nov-01 | 23:34:45 | POT MQG-X # 466 |
| 24-Nov-01 | 23:36 | Rigged up Petrotech slick line tools |
| 24-Nov-01 | 23:39 | Rigged up Geoservices line from the annulus to the choke manifold |
| 24-Nov-01 | 23:42 | Connecting gauges and standing valve to slick line tools |
| 24-Nov-01 | 23:47 | RIH slick line tools to set standing valve with gauges |

25-Nov-01

| | | |
|-----------|------|---|
| 25-Nov-01 | 1:20 | POOH slick line tools with standing valve and gauges bad run |
| 25-Nov-01 | 1:52 | Slick line tools and gauges @ surface |
| 25-Nov-01 | 2:26 | RIH slick line tools to set standing valve with gauges second run |
| 25-Nov-01 | 3:25 | Slick line tools on depth |
| 25-Nov-01 | 3:28 | Set standing valve with gauges |
| 25-Nov-01 | 3:29 | POOH slick line tools |
| 25-Nov-01 | 3:58 | Slick line tools @ surface |
| 25-Nov-01 | 4:15 | Test pressure standing valve @ 3000 psi OK. |
| 25-Nov-01 | 4:33 | Bleed off pressure |
| 25-Nov-01 | 4:42 | RIH slick line tools to open sliding sleeve |
| 25-Nov-01 | 5:20 | Slick line tools on depth |
| 25-Nov-01 | 5:28 | Sliding sleeve opened |
| 25-Nov-01 | 5:30 | POOH slick line tools |
| 25-Nov-01 | 5:52 | Slick line tools @ surface |
| 25-Nov-01 | 6:00 | Rigged down slick line tools |
| 25-Nov-01 | 6:14 | Start circulate 15 bbls of water tubing - casing to check if the sliding sleeve is open |
| 25-Nov-01 | 6:28 | Drop Jet pump 10J |
| 25-Nov-01 | 6:32 | Safety meeting |
| 25-Nov-01 | 6:45 | Start Jet pump displacement |
| 25-Nov-01 | 7:11 | Jet pump set |
| 25-Nov-01 | 7:12 | Start Jet pumping (tubing-casing). Flow to the gauge tank |

25-Nov-01

| | | |
|-----------|-------|---|
| 25-Nov-01 | 9:18 | Stop jet pumping due to some problem in the BJ pump |
| 25-Nov-01 | 9:43 | Close master valve |
| 25-Nov-01 | 11:00 | Open master valve |
| 25-Nov-01 | 11:02 | Restart Jet pumping (tubing-casing).Flow to tank 1-1 cte=1.2335 bbls/cm |
| 25-Nov-01 | 11:30 | Restart readings |



COMPAÑÍA

Pozo / Zona
Intervalo

16-Nov-01

Events

| | | |
|-----------|-------|--|
| 25-Nov-01 | 13:30 | Change flow to tank # 1-B; cte = 0.6059 bbls/cm. |
| 25-Nov-01 | 14:30 | Change flow to tank # 1-A; cte = 1,2335 bbls/cm. |
| 25-Nov-01 | 16:30 | Change flow to tank 1-B; cte = 0,6059 bbls/cm |
| 25-Nov-01 | 17:45 | Change flow to tank # 1-A; cte = 1,2335 bbls/cm. |
| 25-Nov-01 | 20:00 | Change flow to tank 1-B; cte = 0,6059 bbls/cm |
| 25-Nov-01 | 20:30 | Change flow to tank # 1-A; cte = 1,2335 bbls/cm. |
| 25-Nov-01 | 21:30 | Change flow to tank 1-B; cte = 0,6059 bbls/cm |
| 25-Nov-01 | 22:30 | Change flow to tank # 1-A; cte = 1,2335 bbls/cm. |

26-Nov-01

| | | |
|-----------|-------|--|
| 26-Nov-01 | 0:00 | Change flow to tank 1-B; cte = 0,6059 bbls/cm |
| 26-Nov-01 | 1:00 | Change flow to tank # 1-A; cte = 1,2335 bbls/cm. |
| 26-Nov-01 | 2:30 | Change flow to tank 1-B; cte = 0,6059 bbls/cm |
| 26-Nov-01 | 3:30 | Change flow to tank # 1-A; cte = 1,2335 bbls/cm. |
| 26-Nov-01 | 5:00 | Change flow to tank 1-B; cte = 0,6059 bbls/cm |
| 26-Nov-01 | 6:00 | Change flow to tank # 1-A; cte = 1,2335 bbls/cm. |
| 26-Nov-01 | 7:30 | Increase the injection pressure to 3000 psi |
| 26-Nov-01 | 8:00 | Change flow to tank 1-B; cte = 0,6059 bbls/cm |
| 26-Nov-01 | 9:00 | Change flow to tank # 1-A; cte = 1,2335 bbls/cm. |
| 26-Nov-01 | 10:00 | Stop jet pumping |
| 26-Nov-01 | 10:02 | Close master valve |
| 26-Nov-01 | 10:05 | Rigged up slick line tools |
| 26-Nov-01 | 10:57 | Open master valve |
| 26-Nov-01 | 10:59 | RIH slick line tools to fish the Jet Pump |
| 26-Nov-01 | 11:22 | Slick line tools on depth |
| 26-Nov-01 | 11:28 | Jet Pump fished |
| 26-Nov-01 | 11:30 | POOH slick line tools with Jet Pump |
| 26-Nov-01 | 12:10 | Slick line tools @ surface |
| 26-Nov-01 | 12:11 | Close master valve |
| 26-Nov-01 | 12:55 | Open master valve |
| 26-Nov-01 | 12:56 | RIH slick line tools to fish standing valve and gauges |
| 26-Nov-01 | 13:25 | Slick line tools on depth |
| 26-Nov-01 | 13:48 | Standing valve and gauges fished |
| 26-Nov-01 | 13:49 | POOH slick line tools with standing valve and gauges |

26-Nov-01

| | | |
|-----------|-------|--|
| 26-Nov-01 | 14:33 | Slick line tools @ surface |
| 26-Nov-01 | 14:35 | Close master valve |
| 26-Nov-01 | 14:50 | Open master valve |
| 26-Nov-01 | 14:51 | RIH slick line tools to close sliding sleeve |
| 26-Nov-01 | 15:20 | Slick line tools on depth |
| 26-Nov-01 | 15:25 | Sliding sleeve closed |
| 26-Nov-01 | 15:30 | POOH slick line tools |



COMPAÑÍA

Pozo / Zona
Intervalo

16-Nov-01

Events

| | | |
|-----------|-------|--|
| 26-Nov-01 | 16:29 | Injectivity test with 5 bbls of water admitted 0,5 bbls/min @ 2800 psi |
| 26-Nov-01 | 17:15 | Slick line tools @ surface |
| 26-Nov-01 | 17:20 | Rigged down Slick line tools |
| 26-Nov-01 | 17:30 | Rigged up swabbing tools Geopet's |
| 26-Nov-01 | 17:35 | RIH swabbing tools, start swabbing job |
| 26-Nov-01 | 23:30 | Swabbed 21 runs; Recovered total fluid = 55.8 bbls. Level fluid = 1400 ft. |

27-Nov-01

| | | |
|-----------|-------|---|
| 27-Nov-01 | 4:25 | Swabbed 33 runs; Recovered total fluid = 101.1 bbls. Level fluid = 1380 ft. |
| 27-Nov-01 | 5:43 | Swabbed 39 runs; Recovered total fluid = 124 bbls. Level fluid = 1520 ft. |
| 27-Nov-01 | 6:10 | Stop swabbing job |
| 27-Nov-01 | 8:25 | Rigged down swabbing tools |
| 27-Nov-01 | 8:35 | Rigged down X-mass tree |
| 27-Nov-01 | 10:25 | Unset packer |
| 27-Nov-01 | 10:50 | Start circulate casing-tubing to the rig tank; recovered 1 bbl of oil and gas @ surface |
| 27-Nov-01 | 11:33 | Stop circulation; total fluid circulated 84 bbls |
| 27-Nov-01 | 12:03 | Restart circulation casing - tubing |
| 27-Nov-01 | 12:43 | Stop circulation; total fluid circulated 84 bbls |
| 27-Nov-01 | 14:42 | Rigged up Geopet's BOP |
| 27-Nov-01 | 15:00 | POOH 13 stands |
| 27-Nov-01 | 15:28 | Restart circulation casing - tubing |
| 27-Nov-01 | 16:08 | Stop circulation; total fluid circulated 84 bbls |
| 27-Nov-01 | 16:10 | POOH 10 stands |
| 27-Nov-01 | 19:28 | Restart circulation casing - tubing to fill casing |
| 27-Nov-01 | 19:50 | POOH tubing string |

28-Nov-01

| | | |
|-----------|------|--|
| 28-Nov-01 | 2:30 | Tubing string @ surface |
| 28-Nov-01 | 3:00 | Rigged down Baker packer |
| 28-Nov-01 | 3:38 | Rigged up new Packer Arrow C1X 7" x 2 -7/8" - No go and Sliding sleeve |
| 28-Nov-01 | 3:50 | RIH tubing string |

28-Nov-01

| | | |
|-----------|-------|--|
| 28-Nov-01 | 14:25 | Tubing string on depth |
| 28-Nov-01 | 14:40 | Rigged down Geopet's BOP |
| 28-Nov-01 | 15:23 | Set the packer @ 9600 ft. |
| 28-Nov-01 | 15:40 | Rigged up X-mass tree |
| 28-Nov-01 | 15:58 | Test pressure annulus @ 500 psi OK |
| 28-Nov-01 | 17:00 | Rigged up swabbing tools |
| 28-Nov-01 | 17:20 | Start swabbing job |
| 28-Nov-01 | 19:20 | Swabbed 8 runs; Recovered total fluid = 35,5 bbls. Level fluid = 1280 ft. |
| 28-Nov-01 | 20:54 | Swabbed 13 runs; Recovered total fluid = 54,3 bbls. Level fluid = 1400 ft. |



LUMBAQUI OIL

Pozo / Zona



16-Nov-01

BHA

Down Hole String

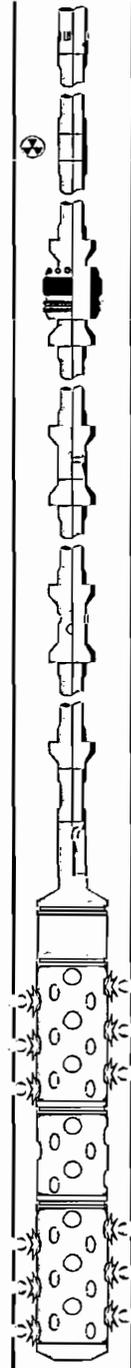
Co. Representative : Daniel Costescu
Geoservices Representative : Rafael Puebla

Tubing Conveyed Perforating

Length (Ft)

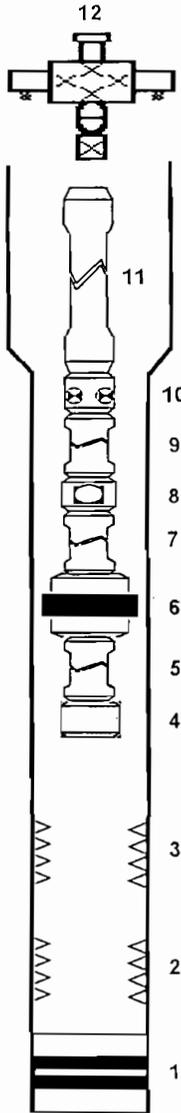
BOTTOM HOLE ASSEMBLY

| Company: | | Country: ECUADOR | | Field: BLOCK 11 | | |
|-----------------|--------------------------------------|------------------|-------------|------------------------------------|--------|------------|
| Formation: | | S.O. No: 28 | | Unit / Location: HL-6487 / ECUADOR | | |
| | | | | Date: 17-Nov-01 | | |
| No. | Description | Length (Ft) | I.D. (Inch) | O.D. (Inch) | B.H.A. | Depth (Ft) |
| 24 | 3-1/2" EUE TUBING TO SURFACE | 9,316.94 | 2,990 | 4,500 | | 0.00 |
| 23 | 3-1/2" EUE SLIDING SLEEVE | 2.93 | 2,810 | 4,500 | | 9,316.94 |
| 22 | TWO (2) 3-1/2" EUE JOINTS | 59.85 | 2,990 | 4,500 | | 9,319.87 |
| 21 | 3-1/2" EUE RADIOACTIVE MARK | 0.48 | 2,990 | 4,500 | | 9,379.72 |
| 20 | TWO (2) 3-1/2" EUE JOINTS | 59.23 | 2,990 | 4,500 | | 9,380.20 |
| 19 | X/O 2-7/8" EUE PIN @ 3-1/2" EUE BOX | 0.65 | 2,440 | 4,500 | | 9,439.43 |
| 18 | BAKER R-3 MECHANICAL PACKER | 8.32 | 2,440 | 5,950 | | 9,440.08 |
| 17 | X/O 3-1/2" EUE PIN @ 2-7/8" EUE BOX | 0.30 | 2,440 | 4,500 | | 9,448.40 |
| 16 | TWO (2) 3-1/2" EUE JOINTS | 59.07 | 2,990 | 4,500 | | 9,448.70 |
| 15 | X/O 2-7/8" EUE PIN @ 3-1/2" EUE BOX | 0.58 | | | | 9,507.77 |
| 14 | 7/8" EUE DRY TUBING SUB (W/GLASS DIS | 0.45 | 2,500 | 3,700 | | 9,508.35 |
| 13 | X/O 3-1/2" EUE PIN @ 2-7/8" EUE BOX | 0.64 | 2,440 | 4,500 | | 9,508.80 |
| 12 | THREE (3) 3-1/2" EUE JOINTS | 90.69 | 2,990 | 4,500 | | 9,509.44 |
| 11 | X/O 2-7/8" EUE PIN @ 3-1/2" EUE BOX | 0.78 | 2,440 | 4,500 | | 9,600.13 |
| 10 | 2-7/8" EUE CIRCULATION SUB | 0.56 | 2,750 | 3,700 | | 9,600.91 |
| 9 | X/O 3-1/2" EUE PIN @ 2-7/8" EUE BOX | 0.77 | | | | 9,601.47 |
| 8 | ONE (1) 3-1/2" EUE JOINT | 29.80 | 2,990 | 4,500 | | 9,602.24 |
| 7 | X/O 2-3/8" EUE PIN @ 3-1/2" EUE BOX | 0.49 | 1,990 | 4,500 | | 9,632.04 |
| 6 | 2-3/8" EUE PUP JOINT | 5.58 | 1,990 | 3,063 | | 9,632.53 |
| 5 | MECHANICAL FIRING HEAD | 0.34 | 0,000 | 3,063 | | 9,638.11 |
| 4 | FIRING HEAD ADAPTER | 0.25 | 0,000 | 3,375 | | 9,638.45 |
| 3 | SAFETY SPACER | 11.30 | 0,000 | 3,375 | | 9,638.70 |
| 2 | 3-3/8" GUN, PREDATOR, 6SPF | 70.00 | 0,000 | 3,375 | | 9,650.00 |
| 1 | BULL PLUG | 5.29 | 0,000 | 3,375 | | 9,720.00 |
| Bottom of BHA : | | | | | | 9,725.29 |



BHA LENGTH: 408.35
 TOTAL DE PARADAS A LLENAR: 78
 TOTAL DE TUBERIA - 11 FT ROTARIA = 9305.94 FT

PROPOSED WELL SCHEMATIC



| | | Insert Address Here Insert Phone here | | | | |
|-----------------------------------|-----------------------|--|-----------------------------------|----------------|---|--------|
| Operator | | BHP | BHT | | | |
| Company Rep. Eng. Daniel Costescu | | MAX.DEV. | ZONE DEV. | Page: 1 | | |
| Field | | SCREEN SIZE | | STARTING WELL | | |
| State SUCUMBIOS | | SAND SIZE | COMPLETION FLOW HEIGHT & SIZE 8.5 | COATING (TYPE) | | |
| Loading Dock | | PERFORATIONS | | | | |
| Rig Name | GEOPET # 01 | | SIZE | WEIGHT | GRADE | THREAD |
| Prepared by | Rafael Puebla | CASING | 9 5/8" | 53.5 | L - 80 | BTS |
| Date Submitted | 28-Nov-01 | LINER | 7.00" | 26 | N - 80 | BTS |
| Job Report # | Well Type Exploratory | TUBING | 3 1/2" | 9.3 | N - 80 | EUE |
| | | WRK.STR. | | | | |
| No | DEPTH | LENGTH | OD | ID | DESCRIPTION | |
| 12 | Surface | | | 3 1/8" | Christmas tree | |
| 11 | Surface | 9531 | 3.5 | 2.99 | 3 1/2" EUE Tubing surface | |
| 10 | 9531 | 2.94 | 4.5 | 2.81 | Sliding Sleeve "L" | |
| 9 | 9533.94 | 29.79 | 3.5 | 2.99 | 1 Joints 3 1/2" EUE | |
| 8 | 9565 | 2 | 3.5 | 2.75 | No-Go 3 1/2" EUE Nipple | |
| 7 | 9567 | 29.79 | 3.5 | 2.99 | 1 Joint 3 1/2 EUE | |
| 6 | 9600 | 8 | 5.98 | 2.44 | Middle of the rubbers | |
| 5 | 9604.2 | 30 | 3.5 | 2.99 | 1 Joints 3 1/2" EUE | |
| 4 | 9634 | 0.66 | 4.5 | 2.5 | Bar catcher 3 1/2" EUE box / 2 7/8" EUE pin | |
| 3 | 9690/9650 | 40 | N/A | N/A | Perforated interval | |
| 2 | 9720/9704 | 16 | N/A | N/A | Perforated interval | |
| 1 | 9746 | 1.95 | 5.67 | N/A | Drillable bridge plug | |



COMPAÑÍA

Pozo / Zona



16-Nov-01

Layout

Surface Layout

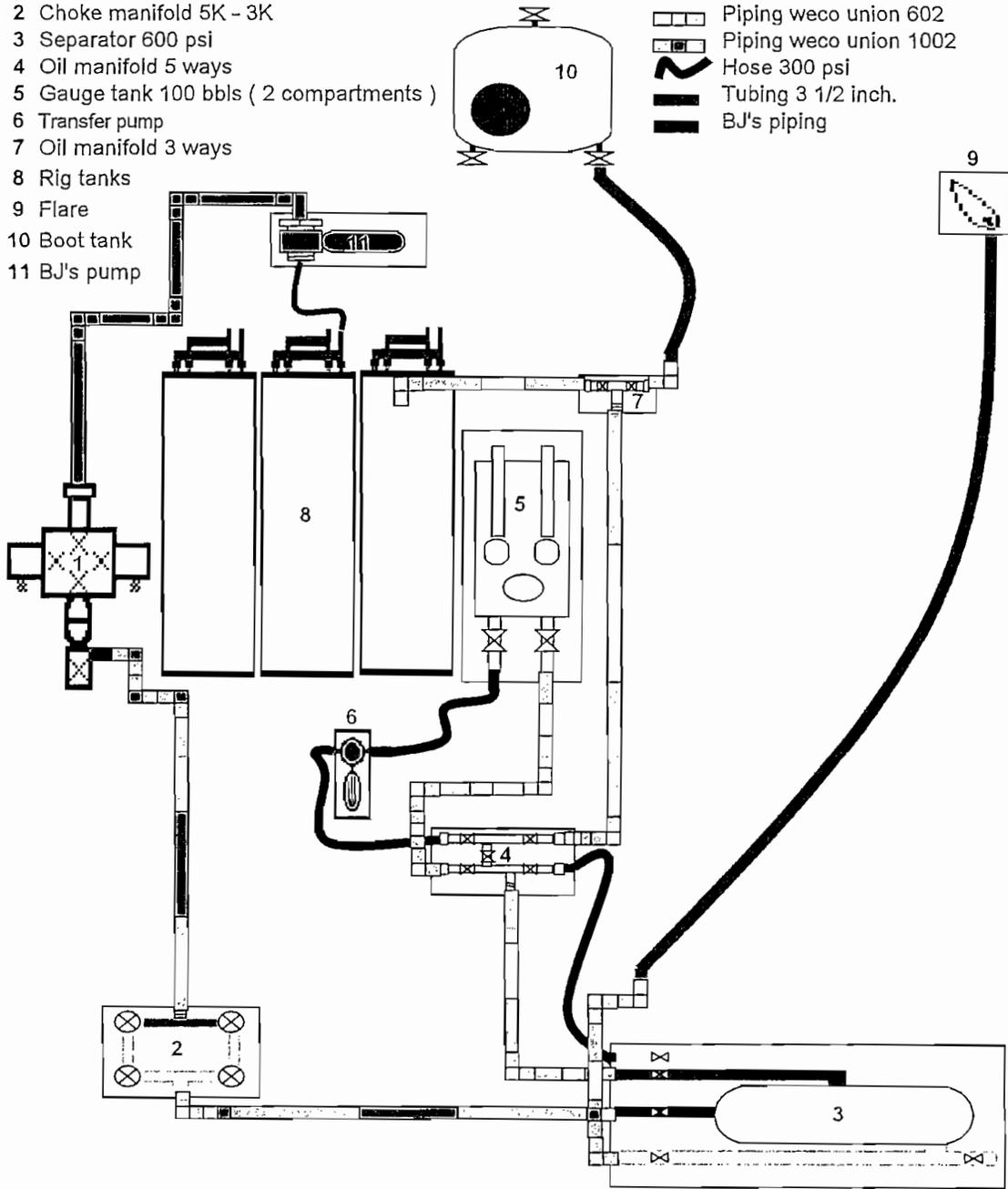
Co. Representative : Daniel Costescu
Geoservices Representative : Rafael Puebla

16-Nov-01

Layout

- 1 X-mas tree
- 2 Choke manifold 5K - 3K
- 3 Separator 600 psi
- 4 Oil manifold 5 ways
- 5 Gauge tank 100 bbls (2 compartments)
- 6 Transfer pump
- 7 Oil manifold 3 ways
- 8 Rig tanks
- 9 Flare
- 10 Boot tank
- 11 BJ's pump

-  Piping weco union 602
-  Piping weco union 1002
-  Hose 300 psi
-  Tubing 3 1/2 inch.
-  BJ's piping



Oil Calculation

Liquid Production Rate Measurement

1) MEASUREMENT WITH TANK

$$V_o = V * K * (1 - BSW)$$

- V_o : Net oil volume at 60 degF and atmospheric pressure
 V : Gross Oil volume measured by tank gauging
 K : Volume correction factor to be applied between the tank temperature during gauging measurement and 60 degF
 BSW : Basic sediment and water

1) MEASUREMENT WITH METERS

- a) Shrinkage factor performed with the shrinkage tester

$$V_o = V_s * f * (1 - Shr) * K * (1 - BSW)$$

- V_o : Net oil volume at 60 degF and atmospheric pressure
 V_s : Gross Oil volume measured by the separator meter
 f : Meter correction factor = measured volume by the tank / measured volume by meter
 Shr : Percentage of reduced volume in between separator and tank
 K : Volume correction factor to be applied between the tank temperature during gauging measurement and 60 degF
 BSW : Basic sediment and water

- b) Shrinkage factor performed with the tank.

$$V_o = V_s * (1 - Shr') * K * (1 - BSW)$$

- V_o, V_s, K & BSW = same as a)

$(1 - Shr')$ = Shrinkage factor including the meter correction factor

BS&W Calculation

Basic Sediments & Water

In hydraulic pumping the BS&W is calculated according to the following balance of mass:



Injection
Rate

Production
Rate

Return
Rate

$$R_{\text{prod}} = R_{\text{ret}} - R_{\text{inj}}$$

$$R_{\text{inj}} \times \text{BSW}_{\text{inj}} + R_{\text{prod}} \times \text{BSW}_{\text{prod}} = R_{\text{ret}} \times \text{BSW}_{\text{ret}}$$

$$\text{BSW}_{\text{prod}} = \frac{(R_{\text{ret}} \times \text{BSW}_{\text{ret}}) - (R_{\text{inj}} \times \text{BSW}_{\text{inj}})}{R_{\text{prod}}}$$

R_{ret} : Return rate

BSW_{ret} : Basic sediments and water in the return rate (percentage)

R_{inj} : Injection rate

BSW_{inj} : Basic sediments and water in the injection rate (percentage)

R_{prod} : Production rate

BSW_{prod} : Basic sediments and water in the production rate (percentage)



COMPAÑÍA
Pozo / Zona



16-Nov-01

Data sheet

Well Test Data Sheet

Co. Representative : Daniel Costescu
Geoservices Representative : Rafael Puebla



Client :
Well :
Zone :
Interval:

Rig : Geopet # 01



WELL TESTING DATA SHEET

| | | PRODUCTION | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------|-------|---|----------|-----------|----------|-----------|---------------|-------|-----|-----|---------|--------------------|-------------|-------------------|---------------|----------|
| Date | Time | WELL HEAD | | WATER | | | | | | OIL | | LIQUID CUMUL. Bbls | API 60 degF | H2S / CO2 ppm / % | | |
| | | WHP Psi | WHT degF | Na Cl ppm | Rw Ohm-m | Temp degF | Rate Bbls/day | BSW % | PH | K | Vo Bbls | | | | Rate Bbls/day | CUM Bbls |
| | | 17-Nov-01 1st Swabbing job | | | | | | | | | | | | | | |
| 17-Nov-01 | 18:25 | RIH swabbing tools, start swabbing job | | | | | | | | | | | | | | |
| 17-Nov-01 | 19:00 | - | - | 4000 | 1.50 | 92 | - | 100% | 7.0 | - | - | - | - | - | - | |
| 17-Nov-01 | 22:30 | - | - | 11000 | 1.60 | 82 | - | 70% | 8.0 | - | - | - | - | - | - | |
| 17-Nov-01 | 22:32 | Stop swabbing Job to check if the level in the well increase (Recovered total fluid 3.5 bbls) | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 18-Nov-01 | | | | | | | | | | | | | | |
| 18-Nov-01 | 5:15 | Restart swabbing job, RIH swabbing tools without cups to check level | | | | | | | | | | | | | | |
| 18-Nov-01 | 7:10 | - | - | 11000 | 1.8 | 78 | - | 84% | 8.0 | - | - | - | - | - | - | |
| 18-Nov-01 | 8:20 | Stop swabbing job due to in the runs 9th and 10th does not arrive fluid @ surface | | | | | | | | | | | | | | |
| 18-Nov-01 | 12:55 | Restart swabbing job | | | | | | | | | | | | | | |
| 18-Nov-01 | 13:30 | In the cups change appear traces of oil and gas @ surface | | | | | | | | | | | | | | |
| 18-Nov-01 | 13:57 | Swabbed 12th run, oil and gas @ surface, API = 29.3 | | | | | | | | | | | | | | 29.3 |
| 18-Nov-01 | 15:15 | Stop swabbing job to recovered level fluid | | | | | | | | | | | | | | |
| 18-Nov-01 | 17:00 | Restart swabbing job | | | | | | | | | | | | | | |
| 18-Nov-01 | 17:40 | Stop swabbing job to check hold at 4180 ft. OK | | | | | | | | | | | | | | |
| 18-Nov-01 | 18:15 | Restart swabbing job RIH tools 2-7/8" check hold, at 4700 Ft OK | | | | | | | | | | | | | | |
| 18-Nov-01 | 19:00 | RIH swabbing tools to check hold, plugged @ 60 ft | | | | | | | | | | | | | | |
| 18-Nov-01 | 19:45 | RIH tools 3-1/2" to check hold, plugged @ 500 ft | | | | | | | | | | | | | | |



Client :
Well :
Zone :
Interval:

Rig : Geopet # 01

WELL TESTING DATA SHEET



PRODUCTION

| Date | WELL HEAD | | WATER | | | | | PH | K | OIL | | | LIQUID | | H2S / CO2 ppm / % | |
|-----------------|-----------|------|-------|-------|------|----------|-------|-----|----------|------|----------|-------|--------|---------|----------------------|--------|
| | WHP | WHT | Na Cl | Rw | Temp | Rate | BSW | | | Vo | Rate | CUM | CUMUL. | API | | |
| | Psi | degF | ppm | Ohm-m | degF | Bbls/day | % | | | Bbls | Bbls/day | Bbls | Bbls | 60 degF | | |
| 18-Nov-01 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 18-Nov-01 20:43 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 18-Nov-01 21:33 | - | - | 10000 | 1.7 | 84 | - | 24% | 8.0 | 6% mud | - | - | 28.21 | - | - | - | - |
| 18-Nov-01 23:05 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 18-Nov-01 23:55 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 19-Nov-01 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 19-Nov-01 2:30 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 19-Nov-01 4:00 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 19-Nov-01 4:26 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 19-Nov-01 5:10 | - | - | - | - | - | - | 8% | - | 2% mud | - | - | 28.03 | - | - | - | - |
| 19-Nov-01 5:23 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 19-Nov-01 8:30 | | | | | | | | | | | | | | | | 1 / 4% |
| 19-Nov-01 9:37 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 19-Nov-01 10:00 | - | - | - | - | - | - | 0% | - | 2% mud | - | - | - | - | - | - | - |
| 19-Nov-01 10:50 | - | - | 10000 | 1.7 | 84 | - | 34.5% | 8.0 | 1.5% mud | - | - | - | - | - | - | - |
| 19-Nov-01 11:20 | - | - | 10000 | 1.7 | 86 | - | 25% | 8.0 | 3% mud | - | - | - | - | - | - | - |
| 19-Nov-01 11:50 | - | - | 11000 | 1.7 | 88 | - | 82% | 8.0 | 2% mud | - | - | - | - | - | - | - |
| 19-Nov-01 15:10 | - | - | 9000 | 1.5 | 92 | - | 10% | 8.0 | - | - | - | 28.39 | - | - | - | - |

| | | WELL HEAD | | | | PRODUCTION | | | | | | LIQUID CUMUL. | | API | |
|------------------|-------|---|-------------|--------------|-------------|--------------|----|---|------------------|----------|-------------|---------------|----------------------|-------|--|
| Date | Time | WHP Psi | WHT degF | WATER | | | PH | K | OIL | | CUM Bbls | Bbls | H2S / CO2 ppm / % | | |
| | | | | Na Cl ppm | Rw Ohm-m | Temp degF | | | Rate Bbls/dny | BSW % | | | | | |
| 19-Nov-01 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 19-Nov-01 | 16:20 | - | - | 9000 | 1.6 | 92 | | | | | | | | | |
| 19-Nov-01 | 16:38 | - | - | 9000 | 1.5 | 90 | | | | | | | | | |
| 19-Nov-01 | 16:40 | Stop swabbing job to recovered level fluid | | | | | | | | | | | | | |
| 19-Nov-01 | 19:40 | Restart swabbing job | | | | | | | | | | | | | |
| 19-Nov-01 | 19:55 | - | - | 9000 | 1.6 | 86 | | | | | | | | | |
| 19-Nov-01 | 20:18 | - | - | 9000 | 1.7 | 84 | | | | | | | | 28.57 | |
| 19-Nov-01 | 21:12 | - | - | 9000 | 1.8 | 86 | | | | | | | | | |
| 19-Nov-01 | 21:20 | Stop swabbing job to recovered level fluid | | | | | | | | | | | | | |
| 19-Nov-01 | 23:00 | Restart swabbing job | | | | | | | | | | | | | |
| 19-Nov-01 | 23:32 | | | 9000 | 1.7 | 84 | | | | | | | | 28.21 | |
| 19-Nov-01 | 23:50 | | | 9000 | 1.6 | 84 | | | | | | | | | |
| 20-Nov-01 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 20-Nov-01 | 0:15 | Stop swabbing job to recovered level fluid | | | | | | | | | | | | | |
| 20-Nov-01 | 3:10 | Restart swabbing job | | | | | | | | | | | | | |
| 20-Nov-01 | 3:20 | Run-38 Not recovered fluid @ surface | | | | | | | | | | | | | |
| 20-Nov-01 | 4:25 | Run-39 Not recovered fluid @ surface | | | | | | | | | | | | | |
| 20-Nov-01 | 4:30 | Stop swabbing job (Recovered total fluid 61.7 bbls) | | | | | | | | | | | | | |

Rig : Geopet # 01

| Date | Time | WELL HEAD | | | INJECTION | | | | RETURN | | | | PRODUCTION | | | | | | | | | | | | |
|-----------|-------|-----------|------|----------|-----------|-------|----------|----------|---------|---------|---------|------|------------|------------|---------|----------|-------|-------|----------|----------|------|---------|--------|---------|--|
| | | WHP | WHT | Pressure | Meter | Rate | BSW | Salinity | Initial | Final | Temp | Rate | BSW | Subsidiary | Rate | BSW | K | Vo | OIL | Rate | CUM | GAS | LIQUID | H2S/CO2 | |
| | | Psi | degF | degF | Initial | Final | Bbls/day | % | ppm KCL | cm bbls | cm bbls | degF | Bbls/day | % | ppm Cl- | Bbls/day | % | Bbls | Bbls/day | Bbls/day | Bbls | Scf/day | Bbls | ppm % | |
| 25-Nov-01 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 25-Nov-01 | 6:28 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 25-Nov-01 | 6:32 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 25-Nov-01 | 6:45 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 25-Nov-01 | 7:11 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 25-Nov-01 | 7:12 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 25-Nov-01 | 7:30 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 25-Nov-01 | 7:30 | 16 | 80 | 2500 | 20.7 | 62.0 | 1982 | 100% | 8000 | 0.0 | 52.1 | 2502 | 100% | 100000 | 519 | 100% | 1.000 | 0.0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| 25-Nov-01 | 8:00 | 15 | 82 | 2500 | 62.0 | 96.0 | 1632 | 100% | 8000 | 0.0 | 51.9 | 2489 | 100% | 100000 | 857 | 100% | 1.000 | 0.0 | 0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 18 | | |
| 25-Nov-01 | 8:30 | 14 | 82 | 2500 | 96.0 | 131.0 | 1680 | 100% | 10000 | 0.0 | 51.8 | 88 | 2485 | 100% | 100000 | 805 | 100% | 1.000 | 0.0 | 0 | 0.0 | 0.0 | 35 | | |
| 25-Nov-01 | 9:00 | 4 | 91 | 2500 | 131.0 | 165.0 | 1632 | 100% | 5000 | 0.0 | 47.0 | 92 | 2256 | 100% | 34000 | 624 | 100% | 1.000 | 0.0 | 0 | 0.0 | 0.0 | 48 | | |
| 25-Nov-01 | 9:18 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 25-Nov-01 | 9:43 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 25-Nov-01 | 11:00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 25-Nov-01 | 11:02 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 25-Nov-01 | 11:30 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 25-Nov-01 | 11:30 | 25 | 88 | 2600 | 2.0 | 28.0 | 1337 | 100% | 53000 | 15.0 | 40.2 | 90 | 1599 | 100% | 103000 | 261 | 100% | 1.000 | 0.0 | 0 | 0.0 | 0.0 | 53 | | |
| 25-Nov-01 | 12:00 | 23 | 87 | 2500 | 28.0 | 63.0 | 1680 | 100% | 51000 | 40.2 | 85.0 | 92 | 2653 | 100% | 106000 | 973 | 100% | 0.985 | 0.0 | 0 | 0.0 | 0.0 | 73 | | |
| 25-Nov-01 | 12:30 | 23 | 88 | 2500 | 63.0 | 98.0 | 1680 | 100% | 48000 | 85.0 | 128.0 | 92 | 2546 | 100% | 99000 | 866 | 100% | 0.985 | 0.0 | 0 | 0.0 | 0.0 | 91 | | |
| 25-Nov-01 | 13:00 | 20 | 88 | 2400 | 98.0 | 132.0 | 1632 | 100% | 47000 | 128.0 | 171.7 | 93 | 2587 | 100% | 97000 | 955 | 100% | 0.985 | 0.0 | 0 | 0.0 | 0.0 | 111 | | |
| 25-Nov-01 | 13:30 | 25 | 89 | 2600 | 132.0 | 166.0 | 1632 | 100% | 47000 | 171.7 | 214.6 | 94 | 2540 | 100% | 97000 | 908 | 100% | 0.984 | 0.0 | 0 | 0.0 | 0.0 | 130 | | |
| 25-Nov-01 | 13:30 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 25-Nov-01 | 14:00 | 19 | 90 | 2300 | 166.0 | 199.0 | 1584 | 100% | 96000 | 25.7 | 109.5 | 94 | 2437 | 100% | 97000 | 853 | 100% | 0.984 | 0.0 | 0 | 0.0 | 0.0 | 148 | | |
| 25-Nov-01 | 14:30 | 21 | 91 | 2400 | 199.0 | 234.0 | 1680 | 100% | 94000 | 109.5 | 195.2 | 94 | 2492 | 100% | 73000 | 812 | 100% | 1.000 | 0.0 | 0 | 0.0 | 0.0 | 165 | | |
| 25-Nov-01 | 14:30 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 25-Nov-01 | 15:00 | 22 | 91 | 2500 | 234.0 | 270.0 | 1728 | 100% | 94000 | 31.2 | 76.0 | 93 | 2653 | 100% | 52000 | 925 | 100% | 1.000 | 0.0 | 0 | 0.0 | 0.0 | 184 | | |
| 25-Nov-01 | 15:30 | 23 | 92 | 2500 | 270.0 | 305.0 | 1680 | 100% | 85000 | 76.0 | 120.0 | 96 | 2605 | 100% | 10000 | 925 | 100% | 1.000 | 0.0 | 0 | 0.0 | 0.0 | 203 | | |
| 25-Nov-01 | 16:00 | 22 | 94 | 2400 | 305.0 | 341.0 | 1728 | 100% | 85000 | 120.0 | 165.7 | 96 | 2706 | 100% | 13000 | 978 | 100% | 1.000 | 0.0 | 0 | 0.0 | 0.0 | 224 | | |
| 25-Nov-01 | 16:30 | 22 | 93 | 2500 | 341.0 | 376.0 | 1680 | 100% | 87000 | 165.7 | 209.1 | 95 | 2570 | 100% | 15000 | 890 | 100% | 1.000 | 0.0 | 0 | 0.0 | 0.0 | 242 | | |
| 25-Nov-01 | 16:30 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| Date | WELL HEAD | | | | INJECTION | | | | RETURN | | | | PRODUCTION | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------|--|------|----------|---------|-----------|----------|------|---------|----------|----------|------|---------|------------|------|----------|------------|---|------|----------|------|---------|--------|------|-----------|--|--|--|
| | WHP | WHT | Pressure | Meter | Initial | Final | Rate | BSW | Salinity | Temp | Rate | BSW | Subsity | Rate | BSW | Calculated | K | Yo | Oil | CUM | GAS | LIQUID | API | H2S / CO2 | | | |
| | Psi | degF | | Initial | Final | Bbls/day | % | ppm Cl- | degF | Bbls/day | % | ppm Cl- | Bbls/day | % | Bbls/day | % | | Bbls | Bbls/day | Bbls | Scf/day | Bbls | degF | ppm % | | | |
| 25-Nov-01 17:00 | 23 | 92 | 2400 | 376.0 | 412.0 | 1728 | 100% | 75000 | 96 | 2620 | 100% | 23000 | 892 | 100% | 1,000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 0 | 261 | | | |
| 25-Nov-01 17:30 | 21 | 93 | 2250 | 412.0 | 447.0 | 1680 | 100% | 56000 | 96 | 2492 | 100% | 36000 | 812 | 100% | 1,000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 0 | 278 | | | |
| 25-Nov-01 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 25-Nov-01 17:45 | 23 | 94 | 2500 | 447.0 | 465.0 | 1728 | 100% | | 96 | 2298 | 100% | | 570 | 100% | 1,000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 290 | | | | |
| 25-Nov-01 17:45 | Change flow to tank # 1-A; cte = 1,2335 bbls/cm. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 25-Nov-01 18:00 | 23 | 93 | 2500 | 447.0 | 483.0 | 1728 | 100% | 36000 | 95 | 2712 | 100% | 36000 | 984 | 100% | 1,000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 310 | | | | |
| 25-Nov-01 18:30 | 24 | 94 | 2600 | 483.0 | 517.0 | 1632 | 100% | 36000 | 95 | 2451 | 100% | 36000 | 819 | 100% | 1,000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 327 | | | | |
| 25-Nov-01 19:00 | 25 | 93 | 2600 | 517.0 | 554.0 | 1776 | 100% | 36000 | 96 | 2676 | 100% | 36000 | 900 | 100% | 1,000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 346 | | | | |
| 25-Nov-01 19:30 | 24 | 92 | 2500 | 554.0 | 590.0 | 1728 | 100% | 49000 | 96 | 2664 | 100% | 49000 | 936 | 100% | 1,000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 366 | | | | |
| 25-Nov-01 20:00 | Change flow to tank 1-B; cte = 0,6059 bbls/cm. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 25-Nov-01 20:00 | 25 | 94 | 2500 | 590.0 | 626.0 | 1728 | 100% | 49000 | 95 | 2708 | 100% | 49000 | 980 | 100% | 1,000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 386 | | | | |
| 25-Nov-01 20:30 | 25 | 95 | 2500 | 626.0 | 662.0 | 1728 | 100% | 49000 | 95 | 2341 | 100% | 49000 | 613 | 100% | 1,000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 399 | | | | |
| 25-Nov-01 20:30 | Change flow to tank # 1-A; cte = 1,2335 bbls/cm. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 25-Nov-01 21:00 | 23 | 96 | 2500 | 662.0 | 699.0 | 1776 | 100% | 35000 | 95 | 2487 | 100% | 35000 | 711 | 100% | 1,000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 414 | | | | |
| 25-Nov-01 21:30 | 24 | 96 | 2500 | 699.0 | 735.0 | 1728 | 100% | 35000 | 95 | 2546 | 100% | 35000 | 818 | 100% | 1,000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 431 | | | | |
| 25-Nov-01 21:30 | Change flow to tank 1-B; cte = 0,6059 bbls/cm. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 25-Nov-01 22:00 | 22 | 96 | 2500 | 735.0 | 770.0 | 1680 | 100% | 35000 | 95 | 2647 | 100% | 35000 | 967 | 100% | 1,000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 451 | | | | |
| 25-Nov-01 22:30 | 26 | 96 | 2500 | 770.0 | 805.0 | 1680 | 100% | 47000 | 97 | 2472 | 100% | 32000 | 792 | 100% | 1,000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 467 | | | | |
| 25-Nov-01 22:30 | Change flow to tank # 1-A; cte = 1,2335 bbls/cm. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 25-Nov-01 23:00 | 25 | 97 | 2500 | 805.0 | 842.0 | 1776 | 100% | 47000 | 98 | 2724 | 100% | 32000 | 948 | 100% | 1,000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 487 | | | | |
| 25-Nov-01 23:30 | 26 | 97 | 2500 | 842.0 | 879.0 | 1776 | 100% | 47000 | 98 | 2576 | 100% | 32000 | 800 | 100% | 1,000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 504 | | | | |
| 26-Nov-01 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 26-Nov-01 0:00 | 23 | 95 | 2500 | 879.0 | 915.0 | 1728 | 100% | 52000 | 97 | 2605 | 100% | 32000 | 877 | 100% | 1,000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 522 | | | | |
| 26-Nov-01 0:00 | Change flow to tank 1-B; cte = 0,6059 bbls/cm. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 26-Nov-01 0:30 | 23 | 91 | 2000 | 915.0 | 947.0 | 1536 | 100% | 52000 | 96 | 2298 | 100% | 32000 | 762 | 100% | 1,000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 538 | | | | |
| 26-Nov-01 1:00 | 23 | 94 | 2500 | 947.0 | 980.0 | 1584 | 100% | 52000 | 96 | 2181 | 100% | 39000 | 597 | 100% | 1,000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.0 | 0 | 0 | 550 | | | | |
| 26-Nov-01 1:00 | Change flow to tank # 1-A; cte = 1,2335 bbls/cm. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

WELL TESTING DATA SHEET

Client :
Well :
Zone :
Interval:

Rig : Geopet # 01

PRODUCTION

| Date | WELL HEAD | | WATER | | | | | OIL | | | LIQUID CUMUL. Bbls | API 60 degF | H2S / CO2 ppm / % | | | |
|-----------|--------------------------------------|---|-----------|-----------|-----------|---------------|-------|------|-----|---------|--------------------|-------------|-------------------|---------------|----------|---|
| | WHP Psi | WHT degF | Na Cl ppm | Rw Ohm-in | Temp degF | Rate Bbls/day | BSW % | PH | K | Vo Bbls | | | | Rate Bbls/day | CUM Bbls | |
| 26-Nov-01 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 2nd Swabing job | | | | | | | | | | | | | | | |
| 26-Nov-01 | 17:35 | | | | | | | | | | | | | | | |
| | RIH swabing tools, start swabing job | | | | | | | | | | | | | | | |
| 26-Nov-01 | 18:00 | - | - | 39000 | 0.48 | 86 | - | 100% | 8.0 | - | - | - | - | - | - | - |
| 26-Nov-01 | 23:30 | - | - | 35000 | 0.44 | 82 | - | 100% | 7.0 | - | - | - | - | - | - | - |
| 27-Nov-01 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 27-Nov-01 | 4:25 | - | - | 13000 | 1.40 | 82 | - | 100% | 7.0 | - | - | - | - | - | - | - |
| 27-Nov-01 | 6:10 | Stop swabing job (Recovered total fluid 124 bbls) | | | | | | | | | | | | | | |

| | | PRODUCTION | | | | | | | | | | | | | |
|------------------|-------|--|----------|-----------|------------|-----------|---------------|-------|-----|-----|---------------------|--------------------|-------------|-------------------|---------------|
| Date | Time | WELL HEAD | | WATER | | | | | K | OIL | | LIQUID CUMUL. Bbls | API 60 degF | H2S / CO2 ppm / % | |
| | | WHP Psi | WHT degF | Na Cl ppm | Rw Inch-in | Temp degF | Rate Bbls/day | BSW % | | PH | V _o Bbls | | | | Rate Bbls/day |
| 30-Nov-01 | | 4th Swabbing job | | | | | | | | | | | | | |
| 30-Nov-01 | 0:30 | RIH swabbing tools, start swabbing job | | | | | | | | | | | | | |
| 30-Nov-01 | 0:50 | - | - | 34000 | 0.46 | 78 | - | 100% | 7.0 | - | - | - | - | - | - |
| 30-Nov-01 | 3:30 | - | - | 32000 | 0.43 | 78 | - | 100% | 7.0 | - | - | - | - | - | - |
| 30-Nov-01 | 6:55 | - | - | 30000 | 0.48 | 88 | - | 100% | 8.0 | - | - | - | - | - | - |
| 30-Nov-01 | 8:13 | - | - | 30000 | 0.60 | 78 | - | 100% | 7.0 | - | - | - | - | - | - |
| 30-Nov-01 | 8:53 | - | - | 31000 | 0.49 | 77 | - | 100% | 7.0 | - | - | - | - | - | - |
| 30-Nov-01 | 9:49 | - | - | 29000 | 0.46 | 76 | - | 100% | 7.0 | - | - | - | - | - | - |
| 30-Nov-01 | 10:45 | - | - | 29000 | 0.48 | 78 | - | 100% | 7.0 | - | - | - | - | - | - |
| 30-Nov-01 | 11:30 | - | - | 32000 | 0.46 | 76 | - | 100% | 7.0 | - | - | - | - | - | - |
| 30-Nov-01 | 14:15 | - | - | 14000 | 1.60 | 76 | - | 100% | 7.0 | - | - | - | - | - | - |
| 30-Nov-01 | 15:00 | - | - | 11000 | 1.50 | 78 | - | 100% | 7.0 | - | - | - | - | - | - |
| 30-Nov-01 | 16:00 | - | - | 11000 | 1.60 | 80 | - | 100% | 7.0 | - | - | - | - | - | - |
| 30-Nov-01 | 16:50 | - | - | 11000 | 1.60 | 82 | - | 100% | 7.0 | - | - | - | - | - | - |
| 30-Nov-01 | 17:45 | - | - | 12000 | 1.50 | 81 | - | 100% | 7.0 | - | - | - | - | - | - |
| 30-Nov-01 | 18:15 | - | - | 11000 | 1.50 | 78 | - | 100% | 7.0 | - | - | - | - | - | - |
| 30-Nov-01 | 18:45 | - | - | 11000 | 1.60 | 79 | - | 100% | 7.0 | - | - | - | - | - | - |
| 30-Nov-01 | 18:45 | Stop swabbing job | | | | | | | | | | | | | |
| 30-Nov-01 | 18:45 | Rigged down swabbing tools | | | | | | | | | | | | | |
| 30-Nov-01 | 18:50 | END OF TEST | | | | | | | | | | | | | |



COMPAÑÍA

Pozo / Zona



16-Nov-01

Swabbing

Swabbing Data Sheet

Co. Representative : Daniel Costescu
Geoservices Representative : Rafael Puebla

SWABBING DATA SHEET

| TIME | RUN N' | FOUND LIQUID LEVEL [ft.] | SWABBING LEVEL [ft.] | TANK LEVEL [cm] | VOLUME [Bbl/run] | BSW [%] | CUM. VOLUME [Bbls] | REMARKS |
|------------------|---|--------------------------|----------------------|-----------------|------------------|---------|--------------------|------------------------|
| 17-Nov-01 | | | | | | | | |
| | 1st Swabbing job | | | | | | | |
| 18:25 | RIH swabbing tools, start swabbing job | | | | | | | |
| | | | | 32.8 | | | | |
| 19:00 | 1 | 4526 | 5048 | 38.6 | 1.2 | 100% | 1.2 | |
| 19:20 | 2 | 4400 | 4994 | 40.8 | 0.4 | 100% | 1.6 | |
| 20:45 | 3 | 4020 | 4500 | 42 | 0.2 | 100% | 1.8 | |
| 21:13 | 4 | 4415 | 4935 | 49.2 | 1.4 | 100% | 3.2 | |
| 21:36 | 5 | 4414 | 4910 | 49.2 | 0 | N/A | 3.2 | |
| 22:05 | 6 | 4000 | 4405 | 49.2 | 0 | N/A | 3.2 | |
| 22:30 | 7 | 4000 | 4380 | 50.7 | 0.3 | 70% | 3.5 | 30% mud |
| 22:32 | Stop swabbing job to check if the level in the well increase | | | | | | | |
| 18-Nov-01 | | | | | | | | |
| 5:15 | Restart swabbing job, RIH swabbing tools without cups to check level | | | | | | | |
| | | | | 49.5 | | | | |
| 7:10 | 8 | 3328 | 4000 | 55 | 1.1 | 84% | 4.6 | 16% mud |
| 7:30 | 9 | 3950 | - | 55 | 0 | N/A | 4.6 | |
| 7:50 | 10 | 4400 | - | 55 | 0 | N/A | 4.6 | |
| 8:20 | Stop swabbing job due to in the runs 9th and 10th does not arrive fluid @ surface | | | | | | | |
| 12:55 | Restart swabbing job | | | | | | | |
| | | | | 59.2 | | | | |
| 13:00 | 11 | 3863 | - | 59.2 | 0 | N/A | 4.6 | |
| 13:30 | In the cups change appear traces of oil and gas @ surface | | | | | | | |
| 13:57 | 12 | 2700 | - | 77 | 3.5 | - | 8.1 | Oil @ surface API=29.3 |
| 14:30 | 13 | 3000 | 3600 | 92.5 | 3 | - | 11.1 | Oil and gas @ surface |
| 14:50 | 14 | 3280 | 3900 | 104.5 | 2.3 | - | 13.4 | Oil and gas @ surface |
| 15:15 | Stop swabbing job to recovered level fluid | | | | | | | |
| 17:00 | Restart swabbing job | | | | | | | |
| | | | | 104.5 | | | | |
| 17:02 | 15 | 3500 | 4000 | 113.9 | 1.8 | - | 15.2 | Oil and gas @ surface |
| 17:28 | 16 | 3800 | - | 122.5 | 1.8 | - | 17 | Oil and gas @ surface |
| 17:40 | Stop swabbing job to check hold at 4180 ft. OK | | | | | | | |
| 18:15 | Restart swabbing job RIH tools 2-7/8" check hold, at 4700 Ft OK | | | | | | | |
| 19:00 | RIH swabbing tools to check hold, plugged @ 60 ft | | | | | | | |
| 19:45 | RIH tools 3-1/2" to check hold, plugged @ 500 ft | | | | | | | |
| 20:43 | RIH tools 3-1/2" to check hold, @ 4080 ft OK | | | | | | | |
| | | | | 122.5 | | | | |
| 21:33 | 17 | 3500 | - | 150.5 | 5.4 | 24% | 22.4 | 6% mud; API=28.21 |
| 21:52 | 18 | 3900 | - | 150.8 | 0.3 | - | 22.7 | Oil and gas @ surface |
| 22:40 | 19 | 3940 | - | 175.8 | 4.8 | - | 27.5 | Oil and gas @ surface |
| 23:04 | 20 | 4350 | - | 175.8 | 0 | - | 27.5 | |
| 23:05 | Stop swabbing job to recovered level fluid | | | | | | | |
| 23:55 | Restart swabbing job | | | | | | | |
| 19-Nov-01 | | | | | | | | |
| | | | | 175.8 | | | | |
| 0:36 | 21 | 4670 | - | 175.8 | 0 | - | 27.5 | |
| 2:21 | 22 | 4670 | - | 175.8 | 0 | - | 27.5 | |
| 2:30 | Stop swabbing job to recovered level fluid | | | | | | | |

SWABBING DATA SHEET

| TIME | RUN N' | FOUND LIQUID LEVEL [ft.] | SWABBING LEVEL [ft.] | TANK LEVEL [cm] | VOLUME [Bbl/run] | BSW [%] | CUM. VOLUME [Bbls] | REMARKS |
|----------------------------|---|--------------------------|----------------------|-----------------|------------------|---------|--------------------|---------------------|
| 4:00 | Restart swabbing job | | | | | | | |
| | | | | 175.8 | | | | |
| 4:12 | 23 | 4714 | - | 175.8 | 0 | - | 27.5 | |
| 4:26 | RIH tools 3-1/2" to check hold @ 5095 ft. Ok | | | | | | | |
| 5:10 | 24 | 4714 | - | 195 | 3.7 | 8% | 31.2 | 2% mud; API = 28.03 |
| 5:23 | Stop swabbing job to recovered level fluid | | | | | | | |
| 8:30 | Presence of gas @ surface: CO2 = 4% ; H2S = 1 ppm | | | | | | | |
| 9:37 | Restart swabbing job | | | | | | | |
| | | | | 179.6 | | | | |
| 10:00 | 25 | 3420 | 4160 | 201 | 4.2 | 0% | 35.4 | 2% mud |
| 10:15 | Empty swabbing tank | | | | | | | |
| | | | | 19.7 | | | | |
| 10:50 | 26 | 3500 | 4200 | 49 | 5.7 | 43.5% | 41.1 | 1.5% mud |
| 11:20 | 27 | 3820 | 4150 | 49.7 | 0.1 | 25% | 41.2 | 3% mud |
| 11:50 | 28 | 4015 | 4750 | 65 | 3 | 82% | 44.2 | 2% mud |
| | | | | 80.5 | | | | |
| 14:10 | 29 | 4400 | 5000 | 80.5 | 0 | N/A | 44.2 | |
| 15:10 | 30 | 4000 | 4700 | 97.3 | 3.3 | 10% | 47.5 | API = 28.39 |
| 16:20 | 31 | 4100 | 4600 | 106.2 | 1.7 | 22% | 49.2 | |
| 16:38 | 32 | 4350 | 5000 | 115 | 1.5 | 52% | 50.7 | |
| 16:40 | Stop swabbing job to recovered level fluid | | | | | | | |
| 19:40 | Restart swabbing job | | | | | | | |
| 19:55 | 33 | 3900 | 4600 | 129 | 2.7 | 16% | 53.4 | 0.5% mud |
| 20:18 | 34 | 3390 | 4490 | 150 | 4.0 | 25% | 57.4 | 1.0% mud API-28.57 |
| 21:12 | 35 | 4054 | 5054 | 152 | 0.3 | 20% | 57.7 | |
| 21:20 | Stop swabbing job to recovered level fluid | | | | | | | |
| 23:00 | Restart swabbing job | | | | | | | |
| 23:32 | 36 | 4446 | 4946 | 172 | 3.8 | 47% | 61.5 | 3% mud API-28.21 |
| 23:50 | 37 | 4796 | 4824 | 173.5 | 0.2 | 45% | 61.7 | 5% mud |
| 20-Nov-01 | | | | | | | | |
| 0:15 | Stop swabbing job to recovered level fluid | | | | | | | |
| 3:10 | Restart swabbing job | | | | | | | |
| 3:20 | 38 | 4780 | 4780 | 173.5 | 0 | N/A | 61.7 | |
| 4:25 | 39 | 4730 | 4730 | 173.5 | 0 | N/A | 61.7 | |
| 4:30 | Stop swabbing job (Recovered total fluid 61.7 bbls) | | | | | | | |
| 26-Nov-01 2nd Swabbing job | | | | | | | | |
| 17:30 | RIH swabbing tools, start swabbing job | | | 101.7 | | | | |
| 17:35 | 1 | 500 | 500 | 119.6 | 3.5 | | 3.5 | |
| 17:40 | 2 | 500 | 500 | 134.9 | 3.0 | | 6.5 | |
| 18:22 | 3 | 900 | 1400 | 146.6 | 2.3 | | 8.7 | |
| 18:30 | 4 | 1050 | 1050 | 146.6 | 0.0 | | 8.7 | |
| 18:44 | 5 | 1200 | 1700 | 149.4 | 0.5 | | 9.3 | |
| 19:00 | 6 | 1000 | 1500 | 150.5 | 0.2 | | 9.5 | |
| 19:30 | 7 | 700 | 1200 | 159.9 | 1.8 | | 11.3 | |
| 19:42 | 8 | 930 | 1450 | 159.9 | 0.0 | | 11.3 | |
| 19:56 | 9 | 800 | 1300 | 171.4 | 2.2 | | 13.6 | |
| 20:35 | 10 | 750 | 1270 | 182.6 | 2.2 | | 15.8 | |



CLIENT:
FIELD :
WELL :
ZONE :



SWABBING DATA SHEET

| TIME | RUN N' | FOUND LIQUID LEVEL [ft.] | SWABBING LEVEL [ft.] | TANK LEVEL [cm] | VOLUME [Bbl/run] | BSW [%] | CUM. VOLUME [Bbls] | REMARKS |
|-----------|--------------------------------------|--------------------------|----------------------|-----------------|------------------|---------|--------------------|---------|
| 20:47 | 11 | 900 | 1400 | 193 | 2.0 | | 17.8 | |
| 20:56 | 12 | 1000 | 1600 | 203.5 | 2.0 | | 19.8 | |
| 21:10 | 13 | 1050 | 1700 | 219.9 | 3.2 | | 23.0 | |
| | | | | 31.8 | | | 23.0 | |
| 21:56 | 14 | 860 | 1500 | 56.4 | 4.8 | | 27.8 | |
| 22:09 | 15 | 950 | 1600 | 72.6 | 3.2 | | 31.0 | |
| 22:34 | 16 | 1000 | 1600 | 93.4 | 4.1 | | 35.0 | |
| 22:46 | 17 | 1100 | 1700 | 108.5 | 2.9 | | 38.0 | |
| 22:57 | 18 | 1190 | 1800 | 124.3 | 3.1 | | 41.0 | |
| 23:17 | 19 | 1200 | 2200 | 152.1 | 5.4 | | 46.5 | |
| 23:30 | 20 | 1160 | 1800 | 169 | 3.3 | | 49.8 | |
| 23:45 | 21 | 1400 | 2200 | 200.3 | 6.1 | | 55.8 | |
| 27-Nov-01 | | | | 41.7 | | | | |
| 1:30 | 22 | 730 | 1300 | 62.7 | 4.1 | | 59.9 | |
| 1:42 | 23 | 960 | 1500 | 80.4 | 3.4 | | 63.4 | |
| 1:54 | 24 | 1120 | 1700 | 105.5 | 4.9 | | 68.3 | |
| 2:05 | 25 | 1300 | 1900 | 123.7 | 3.5 | | 71.8 | |
| 2:18 | 26 | 1290 | 1900 | 146.5 | 4.4 | | 76.3 | |
| 2:30 | 27 | 1300 | 1900 | 153.2 | 1.3 | | 77.6 | |
| 2:44 | 28 | 1200 | 1800 | 176.7 | 4.6 | | 82.1 | |
| 2:56 | 29 | 1370 | 1900 | 191 | 2.8 | | 84.9 | |
| 3:14 | 30 | 1230 | 1730 | 214.4 | 4.6 | | 89.5 | |
| | | | | 18.5 | | | | |
| 3:58 | 31 | 1020 | 1500 | 37.2 | 3.6 | | 93.1 | |
| 4:08 | 32 | 1150 | 1600 | 53.6 | 3.2 | | 96.3 | |
| 4:25 | 33 | 1380 | 1900 | 78 | 4.8 | | 101.1 | |
| 4:36 | 34 | 1300 | 1800 | 89.8 | 2.3 | | 103.4 | |
| 4:52 | 35 | 1300 | 1800 | 119.3 | 5.7 | | 109.1 | |
| 5:04 | 36 | 1370 | 1900 | 127.3 | 1.6 | | 110.7 | |
| 5:18 | 37 | 1200 | 1700 | 149.6 | 4.3 | | 115.0 | |
| 5:38 | 38 | 1380 | 1900 | 174 | 4.8 | | 119.8 | |
| 5:43 | 39 | 1520 | 2000 | 195.4 | 4.2 | | 124.0 | |
| 6:10 | Stop swabbing job | | | | | | | |
| 8:25 | Rigged down swabbing tools | | | | | | | |
| 28-Nov-01 | | | | | | | | |
| | 3rd Swabbing job | | | | | | | |
| 17:00 | Rigged up swabbing tools | | | | | | | |
| 17:20 | RIH swabbing job, start swabbing job | | | | | | | |
| | | | | 39 | | | | |
| 17:26 | 1 | 340 | 100 | 75.5 | 7.1 | 100% | 7.1 | |
| 17:37 | 2 | 540 | 1040 | 92 | 3.2 | 100% | 10.3 | |
| 17:45 | 3 | 800 | 1300 | 108.9 | 3.3 | 100% | 13.6 | |
| 17:58 | 4 | 1040 | 1540 | 139.1 | 5.9 | 100% | 19.5 | |
| 18:48 | 5 | 660 | 1160 | 161.3 | 4.3 | 100% | 23.8 | |
| 18:58 | 6 | 920 | 1500 | 182.6 | 4.1 | 100% | 28.0 | |
| 19:10 | 7 | 1160 | 1660 | 199.2 | 3.2 | 100% | 31.2 | |
| 19:20 | 8 | 1280 | 1850 | 221.2 | 4.3 | 100% | 35.5 | |
| | | | | 99 | | | | |
| 20:05 | 9 | 839 | 1300 | 116.2 | 3.4 | 100% | 38.8 | |
| 20:14 | 10 | 1030 | 1500 | 134.5 | 3.6 | 100% | 42.4 | |
| 20:28 | 11 | 1170 | 1750 | 156.2 | 4.2 | 100% | 46.6 | |



CLIENT:
FIELD :
WELL :
ZONE :



SWABBING DATA SHEET

| TIME | RUN N' | FOUND LIQUID LEVEL [ft.] | SWABBING LEVEL [ft.] | TANK LEVEL [cm] | VOLUME [Bbl/run] | BSW [%] | CUM. VOLUME [Bbls] | REMARKS |
|------------------|--------------------|--------------------------|----------------------|-----------------|------------------|---------|--------------------|---------|
| 30-Nov-01 | | | | | | | | |
| 4th Swabbing job | | | | | | | | |
| 0:30 | Start swabbing job | | | 26.3 | | | 0.0 | |
| 0:50 | 1 | 700 | 1300 | 57.5 | 6.1 | 100% | 6.1 | |
| 1:05 | 2 | 600 | 1000 | 57.5 | 0.0 | 100% | 6.1 | |
| 2:20 | 3 | 700 | 1000 | 68.4 | 2.1 | 100% | 8.2 | |
| 3:30 | 4 | 700 | 1000 | 79.7 | 2.2 | 100% | 10.4 | |
| 4:42 | 5 | 800 | 1200 | 90.7 | 2.1 | 100% | 12.5 | |
| 5:52 | 6 | 850 | 1350 | 103.4 | 2.5 | 100% | 15.0 | |
| 6:03 | 7 | 800 | 1300 | 111.2 | 1.5 | 100% | 16.5 | |
| 6:55 | 8 | 750 | 1250 | 117.8 | 1.3 | 100% | 17.8 | |
| 7:05 | 9 | 800 | 1300 | 125 | 1.4 | 100% | 19.2 | |
| 7:25 | 10 | 690 | 1190 | 128.5 | 0.7 | 100% | 19.9 | |
| 7:56 | 11 | 780 | 1380 | 148 | 3.8 | 100% | 23.7 | |
| 8:13 | 12 | 800 | 1300 | 168.5 | 4.0 | 100% | 27.7 | |
| 8:25 | 13 | 850 | 1350 | 185 | 3.2 | 100% | 30.9 | |
| 8:43 | 14 | 900 | 1400 | 201 | 3.1 | 100% | 34.0 | |
| 8:53 | 15 | 980 | 1480 | 218 | 3.3 | 100% | 37.3 | |
| | | | | 33 | | | | |
| 9:04 | 16 | 913 | 1413 | 52 | 3.7 | 100% | 41.0 | |
| 9:15 | 17 | 1090 | 1590 | 64 | 2.3 | 100% | 43.4 | |
| 9:35 | 18 | 1010 | 1500 | 85.2 | 4.1 | 100% | 47.5 | |
| 9:49 | 19 | 1185 | 1685 | 98 | 2.5 | 100% | 50.0 | |
| 10:00 | 20 | 1150 | 1750 | 107.3 | 1.8 | 100% | 51.8 | |
| 10:20 | 21 | 1070 | 1570 | 130 | 4.4 | 100% | 56.2 | |
| 10:45 | 22 | 1100 | 1600 | 148 | 3.5 | 100% | 59.7 | |
| 10:57 | 23 | 1150 | 1650 | 160 | 2.3 | 100% | 62.1 | |
| 11:05 | 24 | 980 | 1480 | 179 | 3.7 | 100% | 65.8 | |
| 11:20 | 25 | 1250 | 1750 | 198 | 3.7 | 100% | 69.5 | |
| 11:30 | 26 | 1300 | 1800 | 212 | 2.7 | 100% | 72.2 | |
| 11:40 | 27 | 1350 | 1850 | 226 | 2.7 | 100% | 74.9 | |
| | | | | 51 | | | | |
| 11:50 | 28 | 1400 | 1900 | 61 | 1.9 | 100% | 76.9 | |
| 12:43 | 29 | 1360 | 1860 | 84.5 | 4.6 | 100% | 81.5 | |
| 13:00 | 30 | 1100 | 1600 | 98 | 2.6 | 100% | 84.1 | |
| 13:30 | 31 | 850 | 1350 | 114.3 | 3.2 | 100% | 87.3 | |
| 13:45 | 32 | 800 | 1400 | 122 | 1.5 | 100% | 88.8 | |
| 14:00 | 33 | 900 | 1400 | 132.1 | 2.0 | 100% | 90.7 | |
| 14:15 | 34 | 1000 | 1500 | 136.2 | 0.8 | 100% | 91.5 | |
| 14:25 | 35 | 1100 | 1440 | 142.2 | 1.2 | 100% | 92.7 | |
| 14:36 | 36 | 1000 | 1800 | 160 | 3.5 | 100% | 96.2 | |
| 14:48 | 37 | 1100 | 1700 | 178.3 | 3.6 | 100% | 99.7 | |
| 15:00 | 38 | 1150 | 1750 | 180.4 | 0.4 | 100% | 100.1 | |
| 15:15 | 39 | 1020 | 1680 | 203 | 4.4 | 100% | 104.5 | |
| 30-Nov-01 | | | | | | | | |
| 15:30 | 40 | 1030 | 1660 | 211 | 1.6 | 100% | 106.1 | |
| 15:45 | 41 | 1000 | 1800 | 216 | 1.0 | 100% | 107.1 | |
| 16:00 | 42 | 930 | 1500 | 226 | 1.9 | 100% | 109.0 | |



COMPAÑÍA

Pozo / Zona



16-Nov-01

Survey

Gauge Survey

Co. Representative : Daniel Costescu
Geoservices Representative : Rafael Puebla.

Downhole Gauges Information

| | | |
|------------------------|-------------------|-------------------|
| GAUGE TYPE | MQG-X | MQG-X |
| VARIABLE NAME | BHP / BHT | BHP / BHT |
| TYPE OF DATA | DOWNHOLE | DOWNHOLE |
| SERIAL NUMBER | 465 | 466 |
| | | |
| SENSOR TYPE | Quartz Quartzdyne | Quartz Quartzdyne |
| PRESSURE RANGE | 0 - 10000 psi | 0 - 10000 PSI |
| ACCURACY | 0.02% FSR | 0.02% FSR |
| RESOLUTION | 0.0001 % FSR | 0.0001 % FSR |
| TEMPERATURE RANGE | 150 deg C | 150 deg C |
| TEMPERATURE ACCURACY | 1 deg C | 1 deg C |
| TEMPERATURE RESOLUTION | 0.02 deg C | 0.02 deg C |
| | | |
| MEMORY CAPACITY | 200000 data set | 200000 data set |
| SENSING POINT | Tubing | Tubing |
| | | |
| DEPTH (Ft MD.) | 9472.56 ft | 9476.34 ft |
| REF. OF DEPTH | Rotary table | Rotary table |
| | | |
| DELAY TIME | 0 | 0 |
| SCAN RATE | 5 Sec | 5 Sec |
| | | |
| POWER-ON DATE | 24-Nov-01 | 24-Nov-01 |
| POWER-ON TIME | 23:30:35 | 23:34:45 |
| | | |

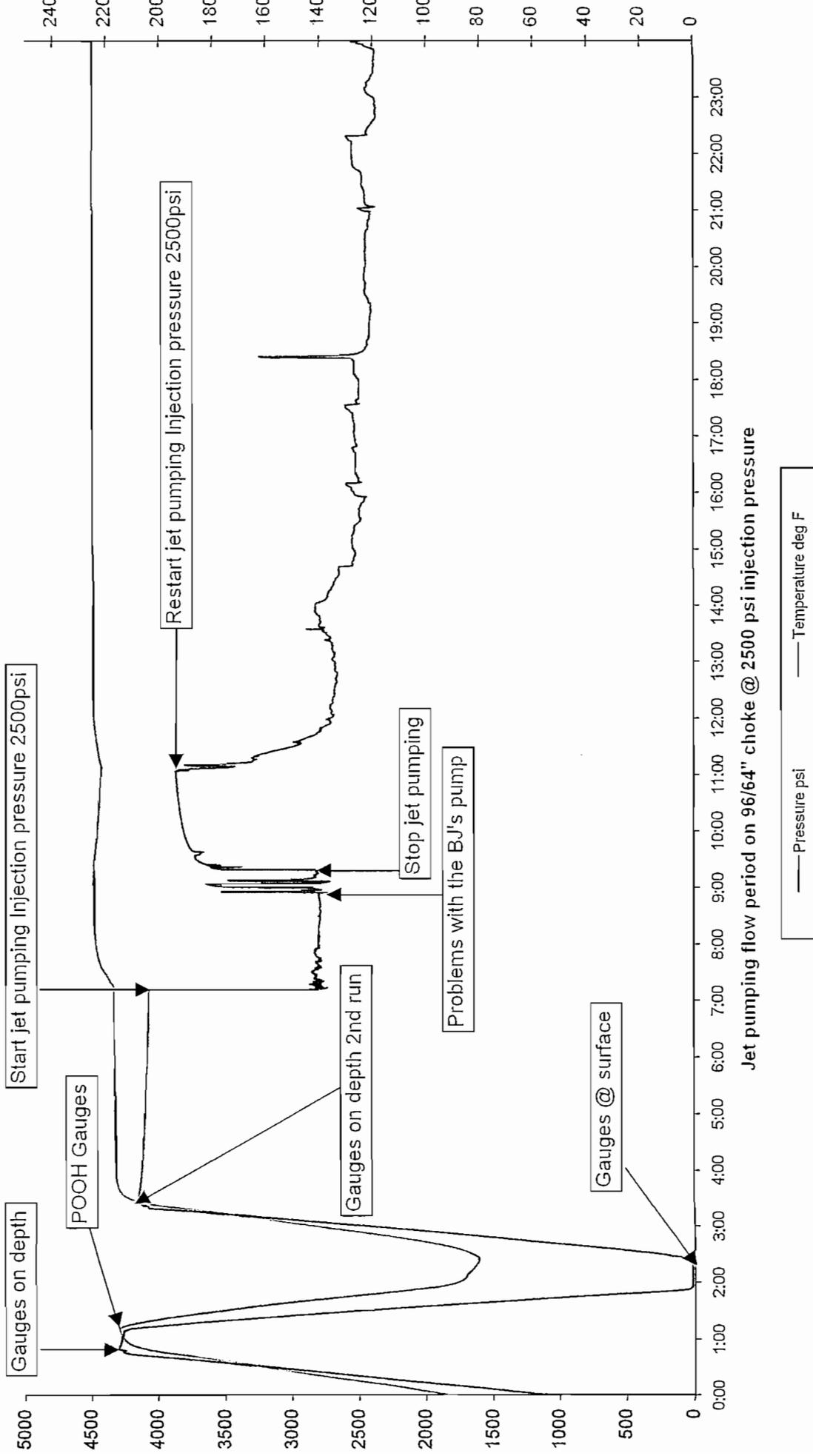
MQG-X 465



Client :
Field :
Well :

Rig : GeoPet #01
Test :

From : 25/11/01 00:00 am to 25/11/01 24:00 pm



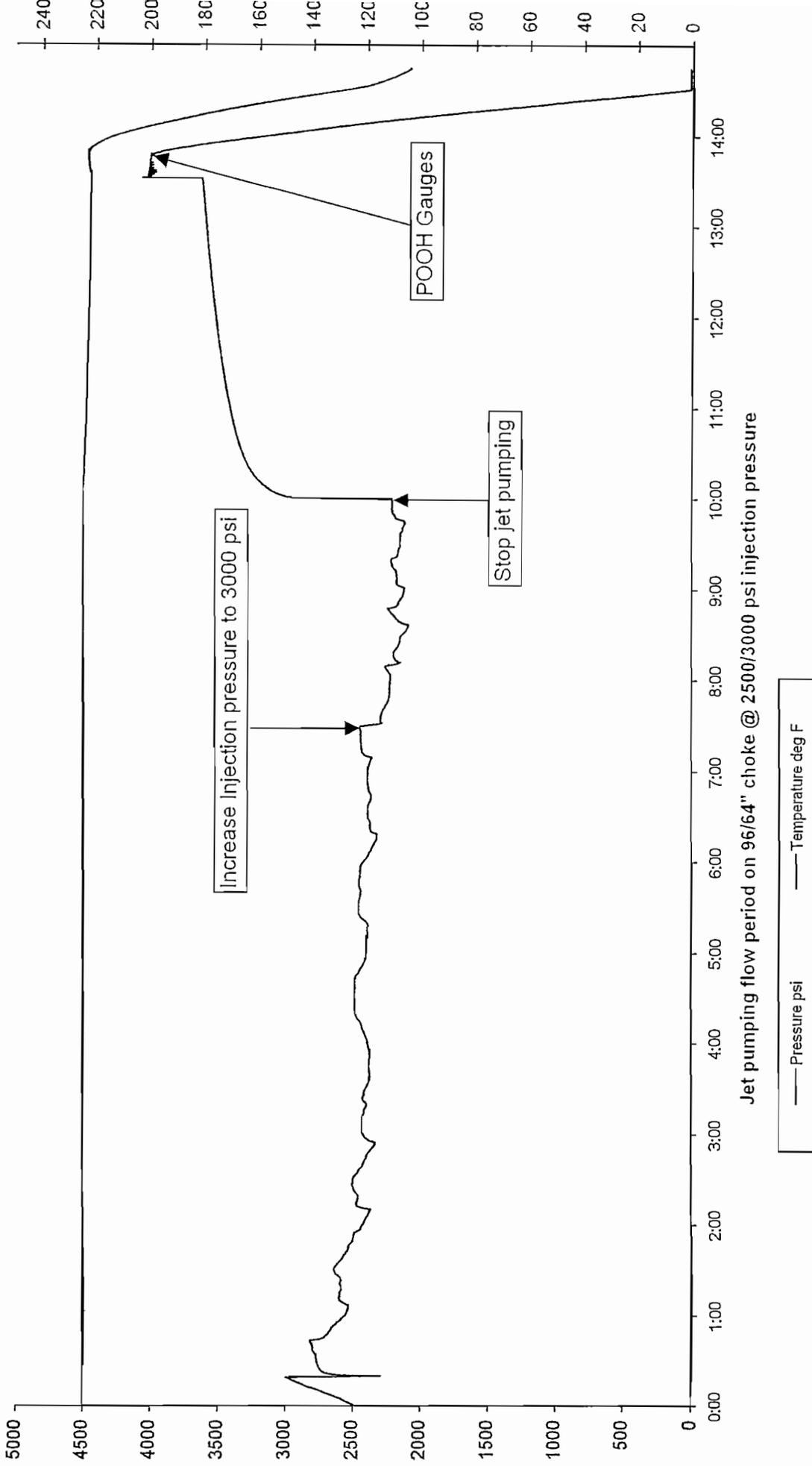
Jet pumping flow period on 96/64" choke @ 2500 psi injection pressure

MQG-X 465



Client :
Field :
Well :
Rig : GeoPet #01
Test :

From : 26/11/01 00:00 am to 26/11/01 15:00 pm



Jet pumping flow period on 96/64" choke @ 2500/3000 psi injection pressure

— Pressure psi
— Temperature deg F



COMPAÑÍA

Pozo / Zona



16-Nov-01

Nomenclature

Nomenclature

Co. Representative : Daniel Costescu
Geoservices Representative : Rafael Puebla

Nomenclature

| | |
|---------|---|
| BHA | Bottomhole Assembly |
| BHP | Bottomhole Pressure |
| BSW | Basic Sediments and Water in percentage |
| CHOKE | Well Head Choke diameter |
| ESP | Electrical Submersible Pump |
| GASGR | Separator Gas Gravity (air=1) |
| GASP | Downstream Orifice Gas Pressure |
| GASQ | Average Gas Volume Flow Rate at standard conditions |
| GAST | Orifice Meter Gas Temperature |
| GASV | Gas Volume at standard conditions |
| GWR | Gas Water Ratio |
| GOR | Gas Oil Ratio |
| Hw | Differential pressure in inches of water |
| JP | Jet Pump |
| OILQ | Oil Flow Rate at standard conditions |
| OILSG | Oil Specific Gravity at standard conditions |
| OILSG60 | Oil Specific Gravity at 60 degF |
| OILT | Oil Temperature |
| ORMD | Orifice Diameter |
| POOH | Pull out of hole |
| POT | Power on time |
| RIH | Run in hole |
| SHR | Shrinkage of the oil going from Separator Pressure to Standard Pressure. |
| SHRK | Shrinkage of the oil going from Temperature of the Shrinkage Tester to 60 degF when Shrinkage (SHR) is determined using a shrinkage tester or tank. |
| V | Gross volume measured by tank gauging |
| Vo | Net oil volume at 60 degF and atmospheric pressure |
| WATERQ | Water Flow Rate |
| WATERV | Water Volume |
| WHDCP | Well Head Down Choke Pressure |
| WHP | Well Head Pressure |
| WHT | Well Head Temperature |

ANEXO 2

HOJA DE DATOS DEL CIRCUITO COMPARADOR DE VOLTAJE LM 311

LM111/LM211/LM311 Voltage Comparator

General Description

The LM111, LM211 and LM311 are voltage comparators that have input currents nearly a thousand times lower than devices like the LM106 or LM710. They are also designed to operate over a wider range of supply voltages: from standard $\pm 15V$ op amp supplies down to the single 5V supply used for IC logic. Their output is compatible with RTL, DTL and TTL as well as MOS circuits. Further, they can drive lamps or relays, switching voltages up to 50V at currents as high as 50 mA.

Both the inputs and the outputs of the LM111, LM211 or the LM311 can be isolated from system ground, and the output can drive loads referred to ground, the positive supply or the negative supply. Offset balancing and strobe capability are provided and outputs can be wire OR'ed. Although slower than the LM106 and LM710 (200 ns response time vs

40 ns) the devices are also much less prone to spurious oscillations. The LM111 has the same pin configuration as the LM106 and LM710.

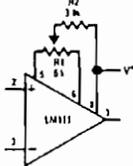
The LM211 is identical to the LM111, except that its performance is specified over a $-25^{\circ}C$ to $+85^{\circ}C$ temperature range instead of $-55^{\circ}C$ to $+125^{\circ}C$. The LM311 has a temperature range of $0^{\circ}C$ to $+70^{\circ}C$.

Features

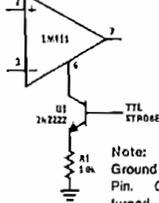
- Operates from single 5V supply
- Input current: 150 nA max. over temperature
- Offset current: 20 nA max. over temperature
- Differential input voltage range: $\pm 30V$
- Power consumption: 135 mW at $\pm 15V$

Typical Applications ^{††}

Offset Balancing

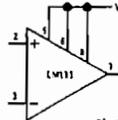


Strobing



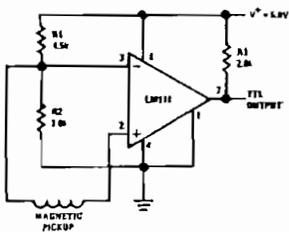
^{††}Note: Pin connections shown on schematic diagram and typical applications are for H08 metal can package.

Increasing Input Stage Current*

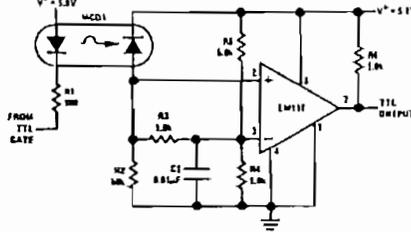


*Increases typical common mode slew from 7.0V/ μs to 18V/ μs .

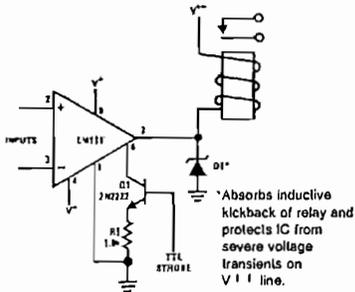
Detector for Magnetic Transducer



Digital Transmission Isolator



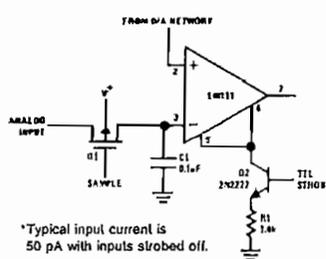
Relay Driver with Strobe



*Absorbs inductive kickback of relay and protects IC from severe voltage transients on V+ line.

Note: Do Not Ground Strobe Pin.

Strobing off Both Input* and Output Stages



*Typical input current is 50 pA with inputs strobed off.

Note: Do Not Ground Strobe Pin.

TL111/5704-1

LM111/LM211/LM311 Voltage Comparator

Absolute Maximum Ratings for the LM111/LM211

If Military/Aerospace specified devices are required, please contact the National Semiconductor Sales Office/Distributors for availability and specifications. (Note 7)

| | |
|--|----------------------------------|
| Total Supply Voltage (V_{B4}) | 36V |
| Output to Negative Supply Voltage (V_{74}) | 50V |
| Ground to Negative Supply Voltage (V_{14}) | 30V |
| Differential Input Voltage | $\pm 30V$ |
| Input Voltage (Note 1) | $\pm 15V$ |
| Output Short Circuit Duration | 10 sec |
| Operating Temperature Range LM111 | $-55^{\circ}C$ to $125^{\circ}C$ |
| LM211 | $-25^{\circ}C$ to $85^{\circ}C$ |

| | |
|---|----------------|
| Lead Temperature (Soldering, 10 sec) | $260^{\circ}C$ |
| Voltage at Strobe Pin | $V+ - 5V$ |
| Soldering Information | |
| Dual-In-Line Package | |
| Soldering (10 seconds) | $260^{\circ}C$ |
| Small Outline Package | |
| Vapor Phase (60 seconds) | $215^{\circ}C$ |
| Infrared (15 seconds) | $220^{\circ}C$ |
| See AN-450 "Surface Mounting Methods and Their Effect on Product Reliability" for other methods of soldering surface mount devices. | |
| ESD Rating (Note 8) | 300V |

Electrical Characteristics for the LM111 and LM211 (Note 3)

| Parameter | Conditions | Min | Typ | Max | Units |
|-------------------------------|---|-------|------------|------|---------|
| Input Offset Voltage (Note 4) | $T_A = 25^{\circ}C, R_S \leq 50k$ | | 0.7 | 3.0 | mV |
| Input Offset Current | $T_A = 25^{\circ}C$ | | 4.0 | 10 | nA |
| Input Bias Current | $T_A = 25^{\circ}C$ | | 60 | 100 | nA |
| Voltage Gain | $T_A = 25^{\circ}C$ | 40 | 200 | | V/mV |
| Response Time (Note 5) | $T_A = 25^{\circ}C$ | | 200 | | ns |
| Saturation Voltage | $V_{IN} \leq -5 mV, I_{OUT} = 50 mA$ $T_A = 25^{\circ}C$ | | 0.75 | 1.5 | V |
| Strobe ON Current (Note 6) | $T_A = 25^{\circ}C$ | | 2.0 | 5.0 | mA |
| Output Leakage Current | $V_{IN} \geq 5 mV, V_{OUT} = 35V$ $T_A = 25^{\circ}C, I_{STROBE} = 3 mA$ | | 0.2 | 10 | nA |
| Input Offset Voltage (Note 4) | $R_S \leq 50 k$ | | | 4.0 | mV |
| Input Offset Current (Note 4) | | | | 20 | nA |
| Input Bias Current | | | | 150 | nA |
| Input Voltage Range | $V+ = 15V, V- = -15V, Pin 7$ Pull-Up May Go To 5V | -14.5 | 13.8,-14.7 | 13.0 | V |
| Saturation Voltage | $V+ \geq 4.5V, V- = 0$ $V_{IN} \leq -6 mV, I_{OUT} \leq 8 mA$ | | 0.23 | 0.4 | V |
| Output Leakage Current | $V_{IN} \geq 5 mV, V_{OUT} = 35V$ | | 0.1 | 0.5 | μA |
| Positive Supply Current | $T_A = 25^{\circ}C$ | | 5.1 | 6.0 | mA |
| Negative Supply Current | $T_A = 25^{\circ}C$ | | 4.1 | 5.0 | mA |

Note 1: This rating applies for ± 15 supplies. The positive input voltage limit is 30V above the negative supply. The negative input voltage limit is equal to the negative supply voltage or 30V below the positive supply, whichever is less.

Note 2: The maximum junction temperature of the LM111 is $150^{\circ}C$, while that of the LM211 is $110^{\circ}C$. For operating at elevated temperatures, devices in the H08 package must be derated based on a thermal resistance of $165^{\circ}C/W$, junction to ambient, or $20^{\circ}C/W$, junction to case. The thermal resistance of the dual-in-line package is $110^{\circ}C/W$, junction to ambient.

Note 3: These specifications apply for $V_S = \pm 15V$ and Ground pin at ground, and $-55^{\circ}C \leq T_A \leq +125^{\circ}C$, unless otherwise stated. With the LM211, however, all temperature specifications are limited to $-25^{\circ}C \leq T_A \leq +85^{\circ}C$. The offset voltage, offset current and bias current specifications apply for any supply voltage from a single 5V supply up to $\pm 15V$ supplies.

Note 4: The offset voltages and offset currents given are the maximum values required to drive the output within a volt of either supply with a 1 mA load. Thus, these parameters define an error band and take into account the worst-case effects of voltage gain and R_S .

Note 5: The response time specified (see definitions) is for a 100 mV input step with 5 mV overdrive.

Note 6: This specification gives the range of current which must be drawn from the strobe pin to ensure the output is properly disabled. Do not short the strobe pin to ground; it should be current driven at 3 to 5 mA.

Note 7: Refer to RETS111X for the LM111H, LM111J and LM111J-8 military specifications.

Note 8: Human body model, 1.5 k Ω in series with 100 pF.

Absolute Maximum Ratings for the LM311

If Military/Aerospace specified devices are required, please contact the National Semiconductor Sales Office/Distributors for availability and specifications.

| | |
|--|-----------|
| Total Supply Voltage (V_{B4}) | 36V |
| Output to Negative Supply Voltage (V_{74}) | 40V |
| Ground to Negative Supply Voltage (V_{14}) | 30V |
| Differential Input Voltage | $\pm 30V$ |
| Input Voltage (Note 1) | $\pm 15V$ |
| Power Dissipation (Note 2) | 500 mW |
| ESD Rating (Note 7) | 300V |

| | |
|--------------------------------------|----------------|
| Output Short Circuit Duration | 10 sec |
| Operating Temperature Range | 0° to 70°C |
| Storage Temperature Range | -65°C to 150°C |
| Lead Temperature (soldering, 10 sec) | 260°C |
| Voltage at Strobe Pin | $V^+ - 5V$ |
| Soldering Information | |
| Dual-In-Line Package | |
| Soldering (10 seconds) | 260°C |
| Small Outline Package | |
| Vapor Phase (60 seconds) | 215°C |
| Infrared (15 seconds) | 220°C |

See AN-450 "Surface Mounting Methods and Their Effect on Product Reliability" for other methods of soldering surface mount devices.

Electrical Characteristics for the LM311 (Note 3)

| Parameter | Conditions | Min | Typ | Max | Units |
|-------------------------------|--|-------|-------------|------|-------|
| Input Offset Voltage (Note 4) | $T_A = 25^\circ C, R_S \leq 50k$ | | 2.0 | 7.5 | mV |
| Input Offset Current (Note 4) | $T_A = 25^\circ C$ | | 6.0 | 50 | nA |
| Input Bias Current | $T_A = 25^\circ C$ | | 100 | 250 | nA |
| Voltage Gain | $T_A = 25^\circ C$ | 40 | 200 | | V/mV |
| Response Time (Note 5) | $T_A = 25^\circ C$ | | 200 | | ns |
| Saturation Voltage | $V_{IN} \leq -10 \text{ mV}, I_{OUT} = 50 \text{ mA}$ $T_A = 25^\circ C$ | | 0.75 | 1.5 | V |
| Strobe ON Current (Note 6) | $T_A = 25^\circ C$ | | 2.0 | 5.0 | mA |
| Output Leakage Current | $V_{IN} \geq 10 \text{ mV}, V_{OUT} = 35V$ $T_A = 25^\circ C, I_{STROBE} = 3 \text{ mA}$ $V^- = \text{Pin } 1 = -5V$ | | 0.2 | 50 | nA |
| Input Offset Voltage (Note 4) | $R_S \leq 50K$ | | | 10 | mV |
| Input Offset Current (Note 4) | | | | 70 | nA |
| Input Bias Current | | | | 300 | nA |
| Input Voltage Range | | -14.5 | 13.8, -14.7 | 13.0 | V |
| Saturation Voltage | $V^+ \geq 4.5V, V^- = 0$ $V_{IN} \leq -10 \text{ mV}, I_{OUT} \leq 8 \text{ mA}$ | | 0.23 | 0.4 | V |
| Positive Supply Current | $T_A = 25^\circ C$ | | 5.1 | 7.5 | mA |
| Negative Supply Current | $T_A = 25^\circ C$ | | 4.1 | 5.0 | mA |

Note 1: This rating applies for $\pm 15V$ supplies. The positive input voltage limit is 30V above the negative supply. The negative input voltage limit is equal to the negative supply voltage or 30V below the positive supply, whichever is less.

Note 2: The maximum junction temperature of the LM311 is 110°C. For operating at elevated temperature, devices in the H08 package must be derated based on a thermal resistance of 165°C/W, junction to ambient, or 20°C/W, junction to case. The thermal resistance of the dual-in-line package is 100°C/W, junction to ambient.

Note 3: These specifications apply for $V_S = \pm 15V$ and Pin 1 at ground, and $0^\circ C < T_A < +70^\circ C$, unless otherwise specified. The offset voltage, offset current and bias current specifications apply for any supply voltage from a single 5V supply up to $\pm 15V$ supplies.

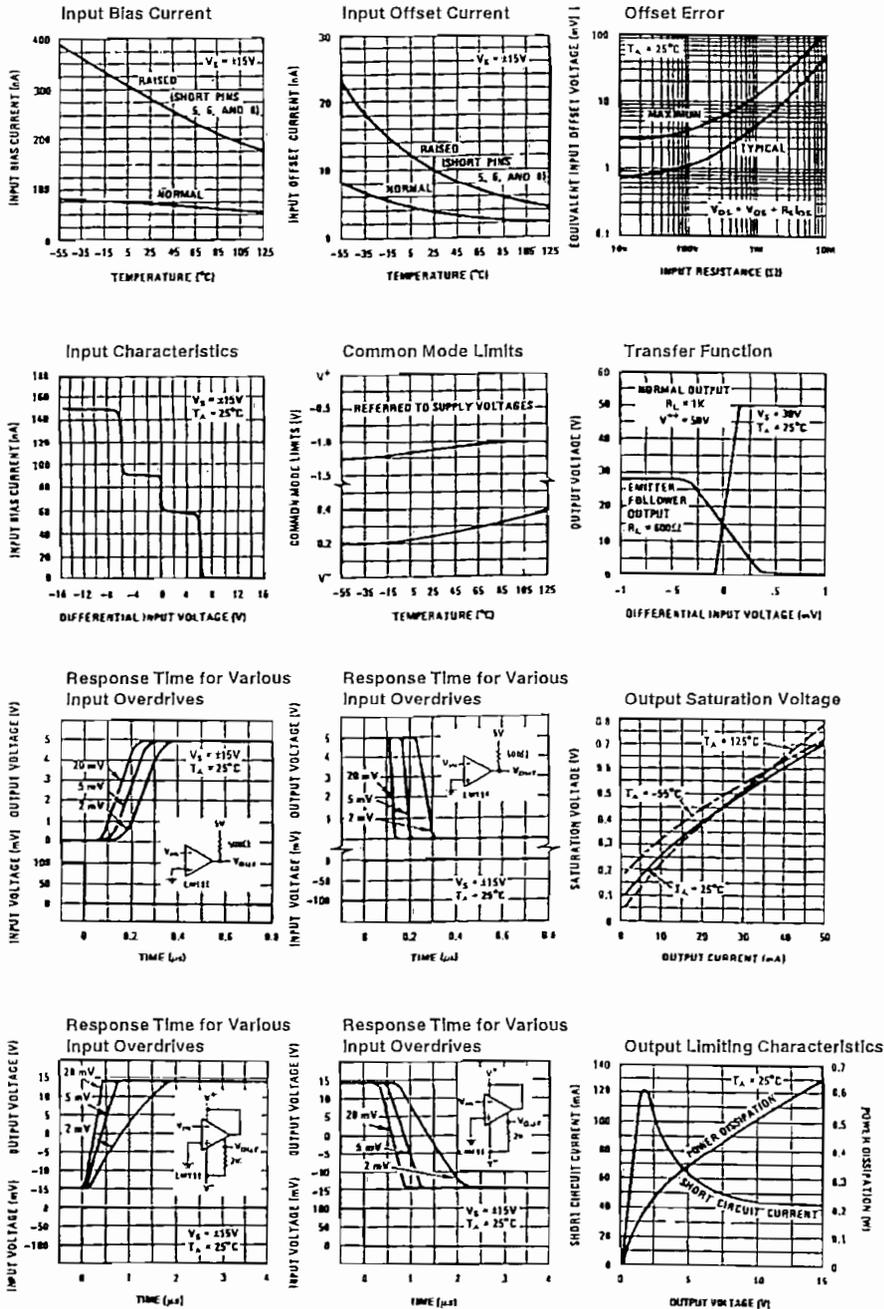
Note 4: The offset voltages and offset currents given are the maximum values required to drive the output within a volt of either supply with 1 mA load. Thus, these parameters define an error band and take into account the worst-case effects of voltage gain and R_S .

Note 5: The response time specified (see definitions) is for a 100 mV input step with 5 mV overdrive.

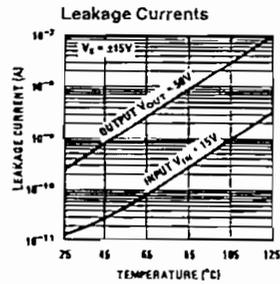
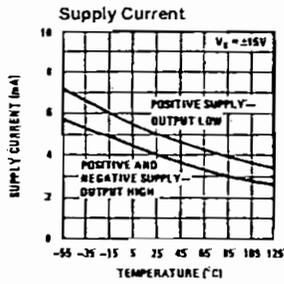
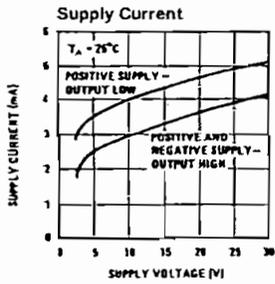
Note 6: This specification gives the range of current which must be drawn from the strobe pin to ensure the output is properly disabled. Do not short the strobe pin to ground; it should be current driven at 3 to 5 mA.

Note 7: Human body model, 1.5 k Ω in series with 100 pF.

LM111/LM211 Typical Performance Characteristics

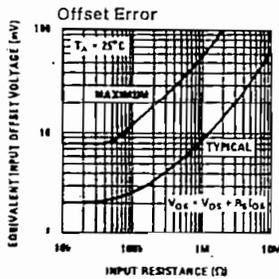
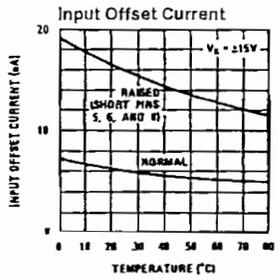
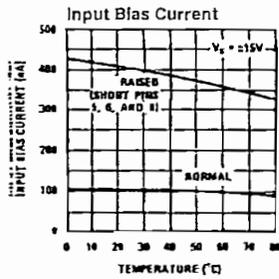


LM111/LM211 Typical Performance Characteristics (Continued)

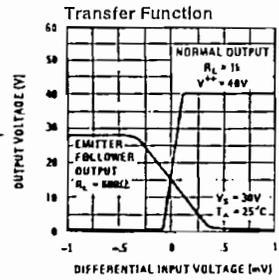
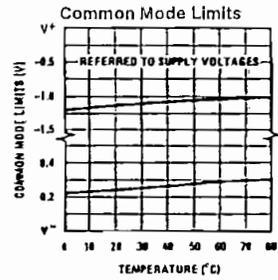
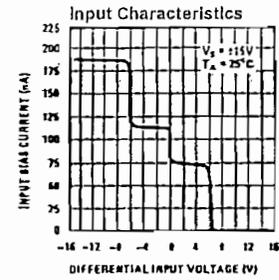


TL/H/5704-3

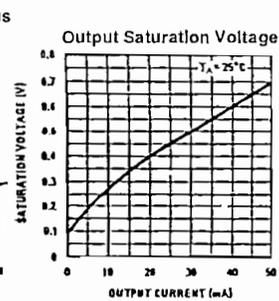
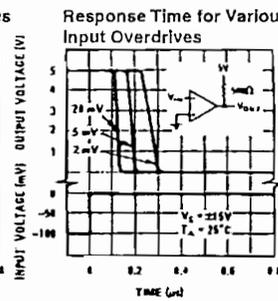
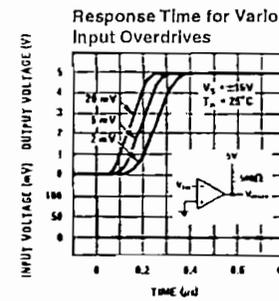
LM311 Typical Performance Characteristics



TL/H/5704-8



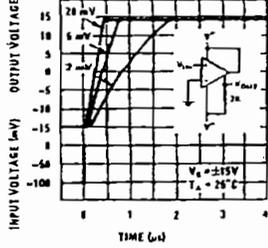
TL/H/5704-9



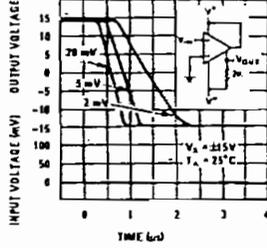
TL/H/5704-10

LM311 Typical Performance Characteristics (Continued)

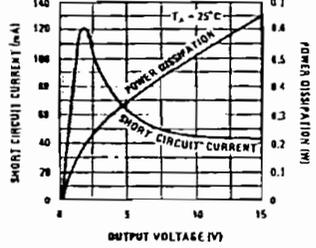
Response Time for Various Input Overdrives



Response Time for Various Input Overdrives

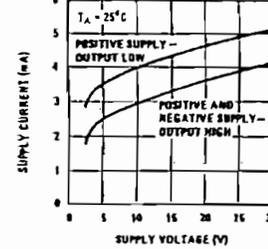


Output Limiting Characteristics

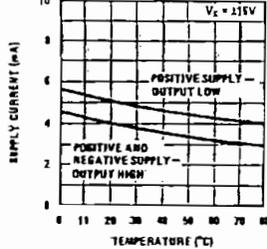


TL/H/5704-11

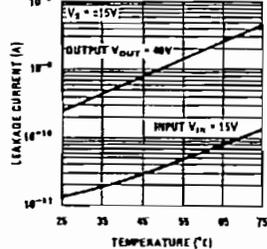
Supply Current



Supply Current



Leakage Currents



TL/H/5704-12

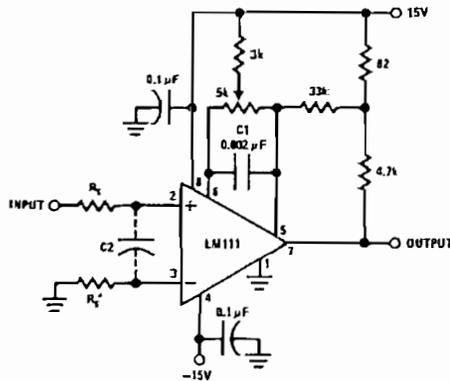
Application Hints

CIRCUIT TECHNIQUES FOR AVOIDING OSCILLATIONS IN COMPARATOR APPLICATIONS

When a high-speed comparator such as the LM111 is used with fast input signals and low source impedances, the output response will normally be fast and stable, assuming that the power supplies have been bypassed (with $0.1 \mu\text{F}$ disc capacitors), and that the output signal is routed well away from the inputs (pins 2 and 3) and also away from pins 5 and 6.

However, when the input signal is a voltage ramp or a slow sine wave, or if the signal source impedance is high ($1 \text{ k}\Omega$ to $100 \text{ k}\Omega$), the comparator may burst into oscillation near the crossing-point. This is due to the high gain and wide bandwidth of comparators like the LM111. To avoid oscillation or instability in such a usage, several precautions are recommended, as shown in *Figure 1* below.

1. The trim pins (pins 5 and 6) act as unwanted auxiliary inputs. If these pins are not connected to a trim-pot, they should be shorted together. If they are connected to a trim-pot, a $0.01 \mu\text{F}$ capacitor C1 between pins 5 and 6 will minimize the susceptibility to AC coupling. A smaller capacitor is used if pin 5 is used for positive feedback as in *Figure 1*.
2. Certain sources will produce a cleaner comparator output waveform if a 100 pF to 1000 pF capacitor C2 is connected directly across the input pins.
3. When the signal source is applied through a resistive network, R_S , it is usually advantageous to choose an R_S' of substantially the same value, both for DC and for dynamic (AC) considerations. Carbon, tin-oxide, and metal-film resistors have all been used successfully in comparator input circuitry. Inductive wirewound resistors are not suitable.
4. When comparator circuits use input resistors (eg. summing resistors), their value and placement are particularly important. In all cases the body of the resistor should be close to the device or socket. In other words there should be very little lead length or printed-circuit foil run between comparator and resistor to radiate or pick up signals. The same applies to capacitors, pots, etc. For example, if $R_S = 10 \text{ k}\Omega$, as little as 5 inches of lead between the resistors and the input pins can result in oscillations that are very hard to damp. Twisting these input leads tightly is the only (second best) alternative to placing resistors close to the comparator.
5. Since feedback to almost any pin of a comparator can result in oscillation, the printed-circuit layout should be engineered thoughtfully. Preferably there should be a groundplane under the LM111 circuitry, for example, one side of a double-layer circuit card. Ground foil (or, positive supply or negative supply foil) should extend between the output and the inputs, to act as a guard. The foil connections for the inputs should be as small and compact as possible, and should be essentially surrounded by ground foil on all sides, to guard against capacitive coupling from any high-level signals (such as the output). If pins 5 and 6 are not used, they should be shorted together. If they are connected to a trim-pot, the trim-pot should be located, at most, a few inches away from the LM111, and the $0.01 \mu\text{F}$ capacitor should be installed. If this capacitor cannot be used, a shielding printed-circuit foil may be advisable between pins 6 and 7. The power supply bypass capacitors should be located within a couple inches of the LM111. (Some other comparators require the power-supply bypass to be located immediately adjacent to the comparator.)



Pin connections shown are for LM111H in the H08 hermetic package

FIGURE 1. Improved Positive Feedback

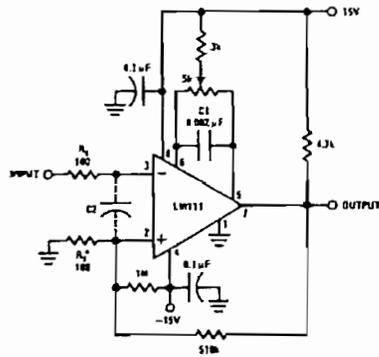
Application Hints (Continued)

6. It is a standard procedure to use hysteresis (positive feedback) around a comparator, to prevent oscillation, and to avoid excessive noise on the output because the comparator is a good amplifier for its own noise. In the circuit of *Figure 2*, the feedback from the output to the positive input will cause about 3 mV of hysteresis. However, if R_S is larger than 100Ω , such as $50\text{ k}\Omega$, it would not be reasonable to simply increase the value of the positive feedback resistor above $510\text{ k}\Omega$, the circuit of *Figure 3* could be used, but it is rather awkward. See the notes in paragraph 7 below.

7. When both inputs of the LM111 are connected to active signals, or if a high-impedance signal is driving the positive input of the LM111 so that positive feedback would be disruptive, the circuit of *Figure 1* is ideal. The positive

feedback is to pin 5 (one of the offset adjustment pins). It is sufficient to cause 1 to 2 mV hysteresis and sharp transitions with input triangle waves from a few Hz to hundreds of kHz. The positive-feedback signal across the 82Ω resistor swings 240 mV below the positive supply. This signal is centered around the nominal voltage at pin 5, so this feedback does not add to the V_{OS} of the comparator. As much as 8 mV of V_{OS} can be trimmed out, using the $5\text{ k}\Omega$ pot and $3\text{ k}\Omega$ resistor as shown.

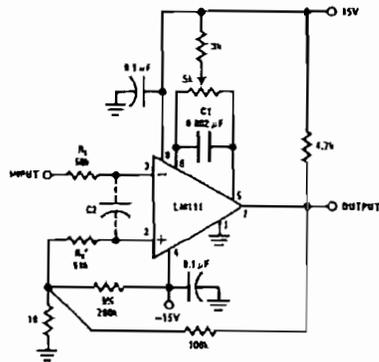
8. These application notes apply specifically to the LM111, LM211, LM311, and LF111 families of comparators, and are applicable to all high-speed comparators in general, (with the exception that not all comparators have trim pins).



TL/H/5704-30

Pin connections shown are for LM111H in the HO8 hermetic package

FIGURE 2. Conventional Positive Feedback

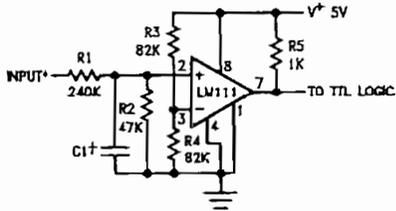


TL/H/5704-31

FIGURE 3. Positive Feedback with High Source Resistance

Typical Applications (Continued) (Pin numbers refer to H08 package)

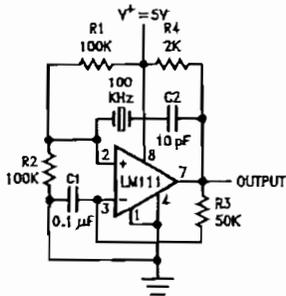
TTL Interface with High Level Logic



*Values shown are for a 0 to 30V logic swing and a 15V threshold.
†May be added to control speed and reduce susceptibility to noise spikes.

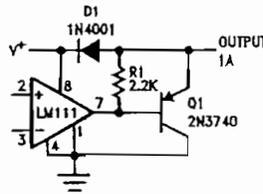
TL/H/5704-18

Crystal Oscillator



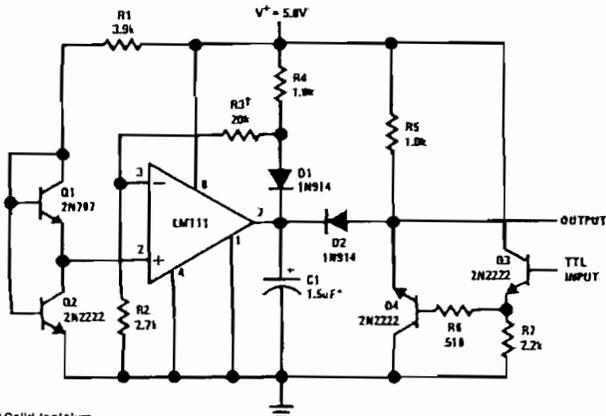
TL/H/5704-19

Comparator and Solenoid Driver



TL/H/5704-20

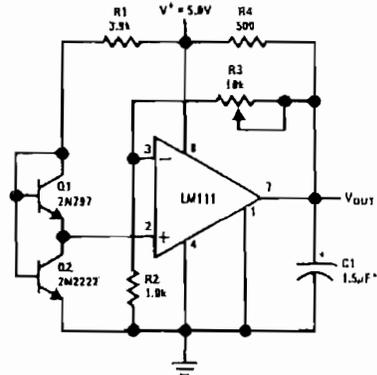
Precision Squarer



*Solid tantalum
†Adjust to set clamp level

TL/H/5704-21

Low Voltage Adjustable Reference Supply

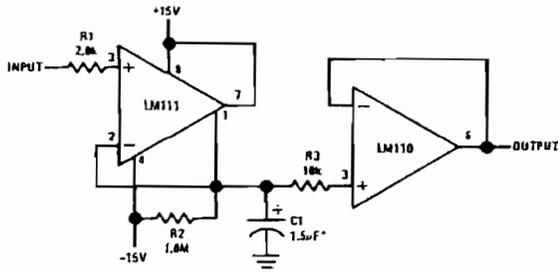


*Solid tantalum

TL/H/5704-22

Typical Applications (Continued) (Pin numbers refer to H08 package)

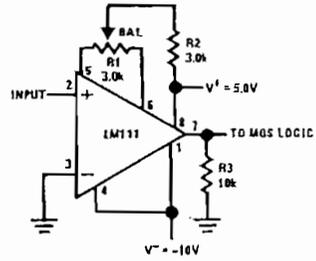
Positive Peak Detector



*Solid tantalum

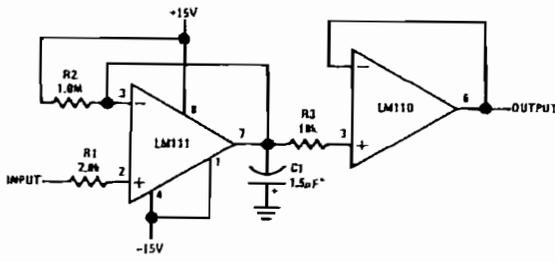
TL/H/5704-23

Zero Crossing Detector Driving MOS Logic



TL/H/5704-24

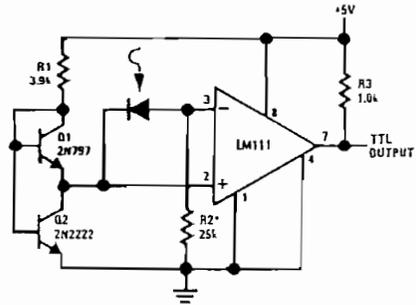
Negative Peak Detector



*Solid tantalum

TL/H/5704-25

Precision Photodiode Comparator

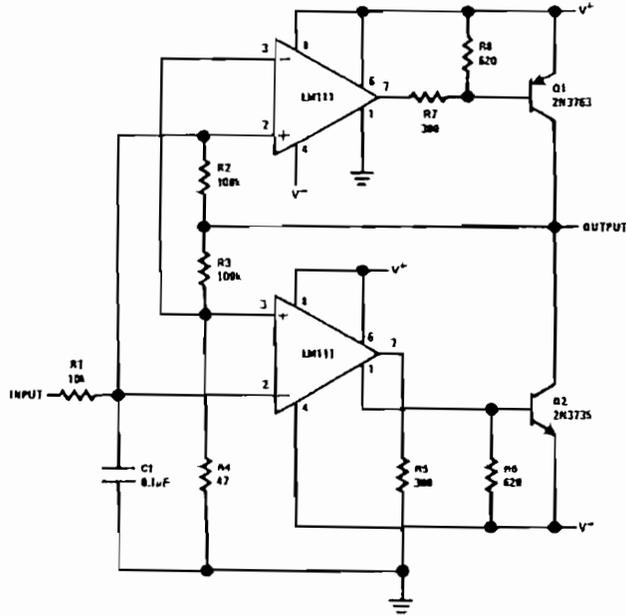


TL/H/5704-26

*R2 sets the comparison level. At comparison, the photodiode has less than 5 mV across it, decreasing leakage by an order of magnitude.

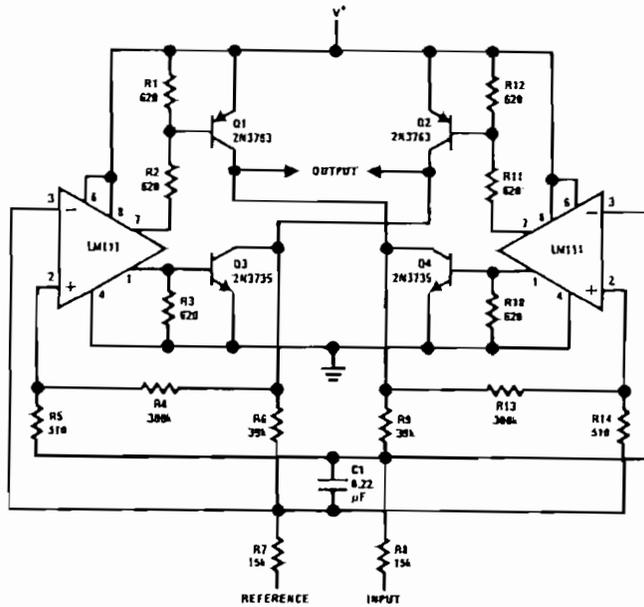
Typical Applications (Continued) (Pin numbers refer to H08 package)

Switching Power Amplifier



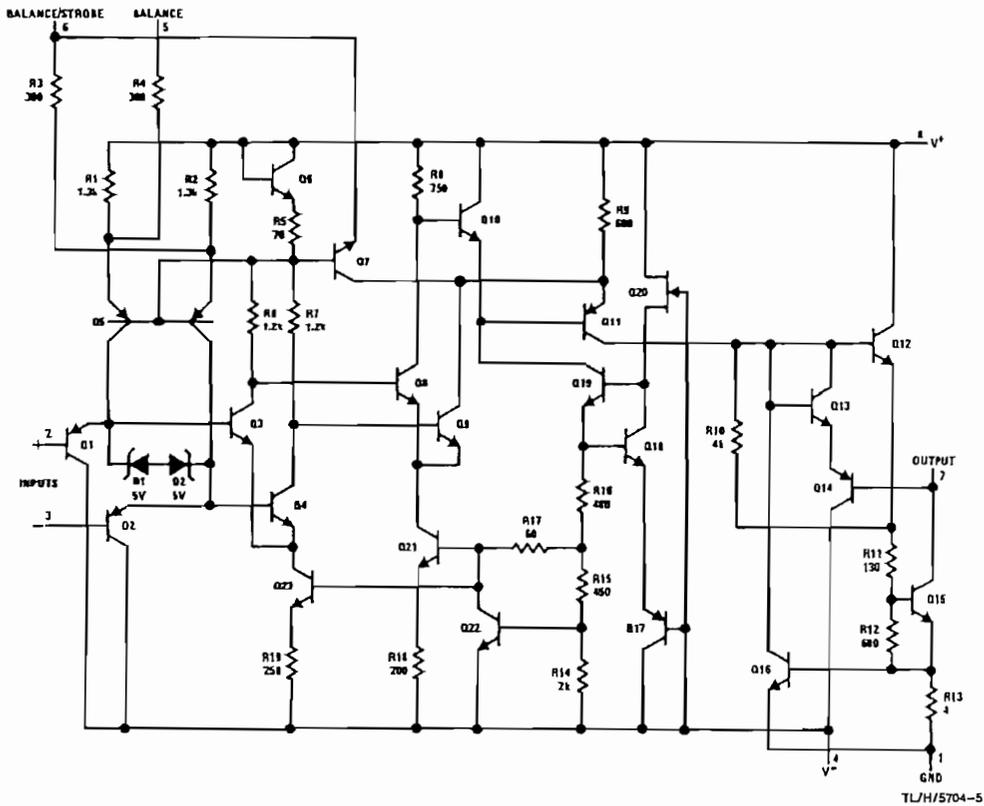
TL/H/5704-27

Switching Power Amplifier



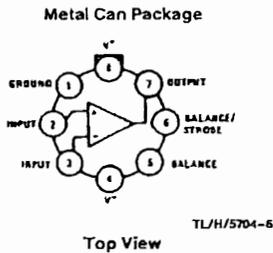
TL/H/5704-28

Schematic Diagram**



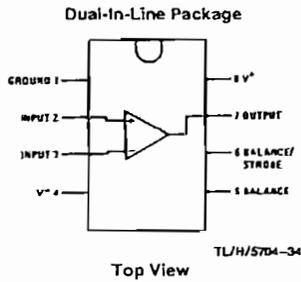
**Pin connections shown on schematic diagram are for H08 package.

Connection Diagrams*

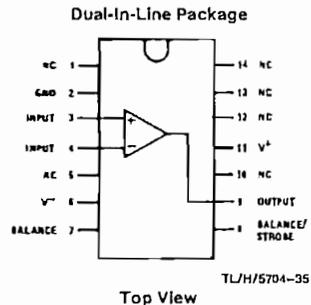


Note: Pin 4 connected to case

Order Number LM111H,
LM111H/883*, LM211H or LM311H
See NS Package Number H08C



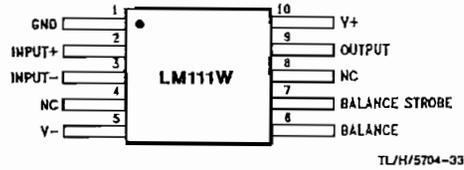
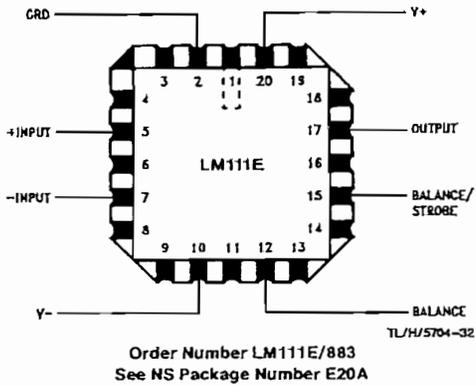
Order Number LM111J-8, LM111J-
8/883*, LM211J-8, LM211M,
LM311M or LM311N
See NS Package Number J08A,
M08A or N08E



Order Number LM111J/883* or
LM311N-14
See NS Package Number
J14A or N14A

*Also available per JM38510/10304

Connection Diagrams (Continued)

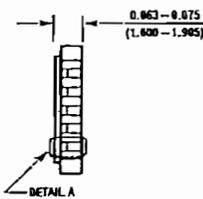


*Also available per JM38510/10004

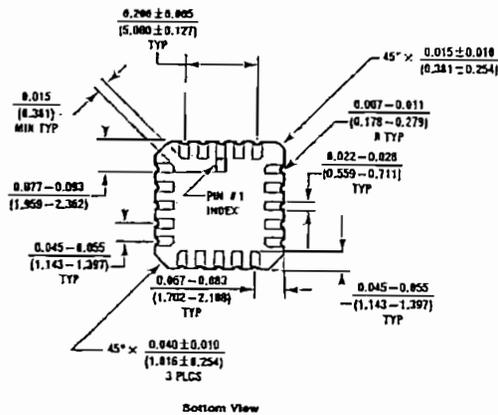
Physical Dimensions inches (millimeters)



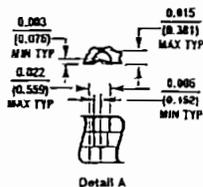
Top View



Side View



Bottom View

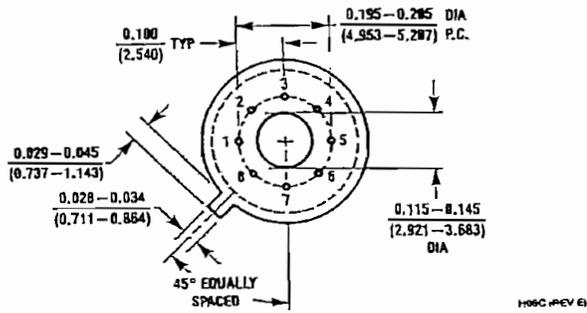
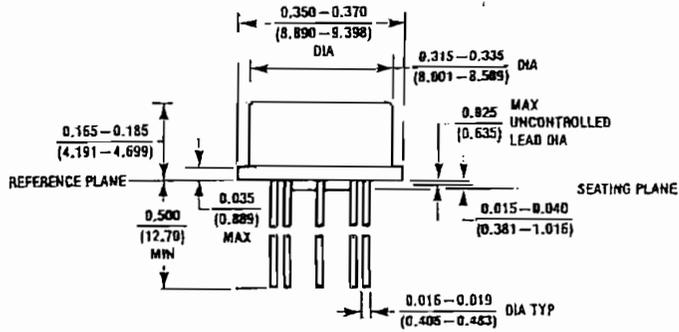


Detail A

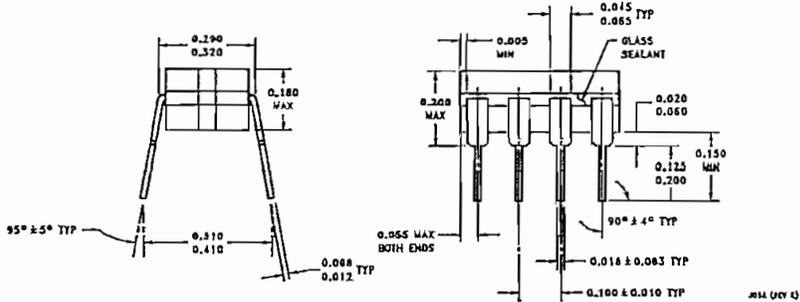
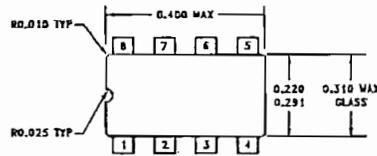
Order Number LM111E/883
NS Package Number E20A

L26A (REV D)

Physical Dimensions Inches (millimeters) (Continued)

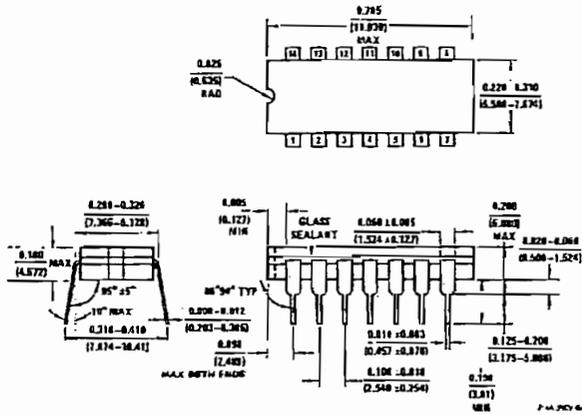


Metal Can Package (H)
Order Number LM111H, LM111H/883, LM211H or LM311H
NS Package Number H08C

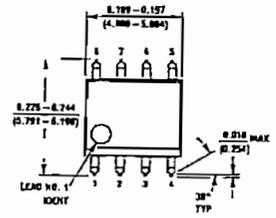


Cavity Dual-In-Line Package (J)
Order Number LM111J-8, LM111J-8/883 or LM211J-8
NS Package Number J08A

Physical Dimensions inches (millimeters) (Continued)



Dual-In-Line Package (J)
Order Number LM111J/883
NS Package Number J14A



Dual-In-Line Package (M)
Order Number LM211M or LM311M
NS Package Number M08A

