

EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DEL PROCESO DE COMBUSTION IN SITU
EMPLEANDO CRUDO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

Ing. Néstor Alexis Hernández Estévez

Trabajo de Grado presentado a la ilustre
Universidad Central de Venezuela para optar por
el Título de Especialista en Gerencia Integrada
de Yacimientos de Hidrocarburos

Caracas, Octubre de 2003

RESUMEN

La Faja Petrolífera del Orinoco es la acumulación de crudo pesado más grande del planeta, y allí está contenida la mayor cantidad de reservas de petróleo de Venezuela. Ante esta realidad surge la necesidad de su explotación mediante el desarrollo de tecnologías de punta, entre las cuales destacan los métodos térmicos de recuperación mejorada como los mas recomendables (combustión *in situ* e inyección de vapor).

En este informe se presentan los resultados obtenidos en pruebas de simulación física de yacimientos en laboratorio, para el estudio del proceso de combustión *in situ* de crudos pesados. Se emplea como medio poroso un empaque de arena (inerte y de yacimiento), y se utiliza como fluido, crudo Hamaca re combinado con metano @ 60°C y 400 psig. Se realizan dos pruebas por duplicado, es decir, cuatro experiencias, donde el parámetro a evaluar es el efecto de la arena del yacimiento sobre el proceso de combustión.

Se concluye que el proceso de combustión *in situ* produce un porcentaje de recobro del 90%, similar para ambas arenas, bajo las condiciones ideales del laboratorio; con la arena del yacimiento se observa un incremento en la temperatura del frente de combustión y una disminución de la velocidad de avance; la alta viscosidad del crudo genera problemas operacionales al iniciar el calentamiento para la ignición; una fracción final de crudo recuperado presenta incremento en su gravedad API y descenso en la viscosidad; las reacciones de LTO ocasionan que una fracción del crudo recuperado sea de menor gravedad API y mayor viscosidad al crudo original. Se recomienda continuar con el estudio para evaluar la efectividad del proceso bajo otras condiciones de presión, flujo de aire y porcentaje de oxígeno; se recomienda mejorar el equipo en cuanto a: pérdidas de calor, automatización y monitoreo de los gases de combustión.

CONTENIDO

	Página
RESUMEN	iv
LISTA DE FIGURAS	viii
LISTA DE TABLAS	x
LISTA DE ANEXOS	xi
LISTA DE ABREVIATURAS	xii
INTRODUCCIÓN	1
MARCO TEÓRICO	2
Conceptos básicos de ingeniería de yacimientos.	2
Yacimiento	3
Porosidad	3
Permeabilidad	3
Saturación	4
Cociente de Movilidad	4
Métodos de extracción de petróleo	4
Métodos de extracción primarios	4
Métodos secundarios de extracción de petróleo	5
Antecedentes de los métodos térmicos	8
Importancia de los métodos térmicos	10
Necesidad de los procesos térmicos de extracción	10
Combustión <i>in situ</i> e inyección de aire	12
Tipos de combustión	12
Combustión progresiva seca	13
Combustión progresiva húmeda	14

Combustión en reversa	16
Mecanismo del proceso	18
Efecto de algunas variables	19
Pruebas sobre tubos empacados	23
Cálculos	25
DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO Y PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL	27
Caracterización del crudo y arena	28
Recombinación del crudo	32
Prueba de fuga del reactor	33
Recombinación del crudo	33
Transferencia y almacenamiento del crudo	35
Limpieza del reactor	38
Relación gas-petróleo (RGP)	38
Preparación de la celda	41
Empaque de la celda	41
Permeabilidad al nitrógeno	43
Saturación con agua y obtención del volumen poroso	48
Determinación de la permeabilidad al agua	51
Saturación con crudo	54
Determinación de la permeabilidad al crudo	58
Aislamiento de la celda	59
Prueba de combustión	60
Desmontaje y limpieza del equipo	66
Desempaque de la celda	67
Análisis de las muestras	68

Densidad y °API	68
Porcentaje de agua	71
Limpieza de arena	72
Porcentaje de coque	75
DISCUSIÓN DE RESULTADOS	77
Recobro de crudo	78
Tasas de producción	81
Perfiles de temperatura	82
Efecto de la arena y de la viscosidad del crudo sobre el flujo	85
Propiedades de los fluidos producidos	88
Composición de los gases de salida	90
CONCLUSIONES	92
RECOMENDACIONES	93
REFERENCIAS	94

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 1. Incremento en el recobro de crudo	6
Figura 2. Distribución esquemática por zonas y perfil de temperatura en un proceso de combustión seca	14
Figura 3. Distribución esquemática por zonas y perfil de temperatura en un proceso de combustión húmeda	15
Figura 4. Distribución esquemática por zonas y perfil de temperatura en un proceso de combustión reversa	17
Figura 5. Fotos del tamizador y tamices seleccionados para la prueba	29
Figura 6. Porcentaje de retenidos y acumulados de las arenas	31
Figura 7. Reactor Parr	32
Figura 8. Diagrama del equipo de recombinación	35
Figura 9. Diagrama del equipo para medir RGP	40
Figura 10. Diagrama del equipo para medir permeabilidad absoluta al N ₂	45
Figura 11. Equipo para medir permeabilidad al nitrógeno	45
Figura 12. Diagrama del equipo para saturación con agua	49
Figura 13. Panel de control de una bomba programable ISCO	50
Figura 14. Diagrama del equipo para evaluar la permeabilidad al agua	53
Figura 15. Diagrama del equipo para saturar con crudo el medio poroso	56
Figura 16. Diagrama de la celda empacada	59
Figura 17. Diagrama del equipo de combustión in situ	62
Figura 18. Diagrama del equipo utilizado para medir densidad	69
Figura 19. Equipo para limpieza de arena	73
Figura 20. Recobro para la prueba 2 (arena inerte)	78

Figura 21. Recobro para la prueba 4 (arena de yacimiento).	78
Figura 22. Recobro corregido para la prueba 4 (arena de yacimiento).	80
Figura 23. Producción de líquido para la prueba con arena inerte (prueba 2).	81
Figura 24. Producción de líquido para la prueba con arena de yacimiento (prueba 4).	81
Figura 25. Disposición de las termocuplas en la celda	82
Figura 26. Distribución de la temperatura para la prueba con arena inerte	83
Figura 27. Distribución de la temperatura para la prueba con arena de yacimiento	83
Figura 28. Presión diferencial y perfil de temperatura (arena inerte)	85
Figura 29. Presión diferencial y perfil de temperatura (arena de yacimiento)	85
Figura 30. Presión diferencial y flujo de gas de salida (arena inerte)	87
Figura 31. Presión diferencial y flujo de gas de salida (arena de yacimiento)	87
Figura 32. Propiedades físicas del fluido producido en la prueba con arena inerte	88
Figura 33. Propiedades físicas del fluido producido en la prueba con arena de yacimiento	88
Figura 34. Variación de la gravedad API en función del recobro	89
Figura 35. Composición del gas de salida para la prueba con arena inerte	90
Figura 36. Composición del gas de salida para la prueba con arena de yacimiento	90

LISTA DE TABLAS

	Página
Tabla 1. Plan de actividades	27
Tabla 2. Propiedades fisicoquímicas del crudo	28
Tabla 3. Resultados de la granulometría	30
Tabla 4. Condiciones experimentales	77
Tabla 5. Velocidad y temperatura del frente de combustión	84

INTRODUCCIÓN

La explotación de crudos pesados y extrapesados cada día cobra mayor importancia, en gran parte por el agotamiento de los yacimientos de crudo liviano, los cuales a su vez, son usados como disolventes naturales durante la extracción de los primeros. Los yacimientos de crudos pesados y extrapesados por excelencia se encuentran en la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en la Faja Petrolífera del Orinoco. En la explotación de estos yacimientos es necesario utilizar métodos de recuperación secundaria y/o terciaria a fin de aumentar la movilidad del crudo y así facilitar su extracción.

Debido a su alta viscosidad, los crudos pesados y extrapesados, han visto limitada su explotación, siendo la inyección alternada de vapor el único método de recuperación secundaria usado actualmente en Venezuela. No obstante, en el pasado se han llevado a cabo varios proyectos de combustión *in situ*, la cual ha probado ser una técnica aplicable en nuestros yacimientos. Una de las razones por las que este proceso no se ha mantenido operativo es debido a su alto grado de complejidad. Es por ello que se hace necesario mantener un desarrollo e investigación continuos en esta área. Estos estudios sumados a la obtención de un modelo detallado de yacimiento son la clave para el éxito de estas metodologías no tradicionales.

El objetivo de este trabajo es evaluar experimentalmente el proceso de combustión *in situ* para un crudo de la Faja Petrolífera del Orinoco, y comprobar la viabilidad de llevar a cabo esta técnica para las condiciones de temperatura y presión del área en estudio. Para esto se empleó una muestra de arena proveniente del yacimiento y una muestra de arena inerte, con el fin de determinar el efecto que tiene el tipo de arena sobre las diferentes variables del proceso.

MARCO TEÓRICO

La expresión “*in situ*” proviene del latín y significa “*en sitio*”, por lo tanto, el término combustión *in situ* se refiere a la quema del combustible presente en un yacimiento. La combustión *in situ* es un método de extracción térmica, y como tal se fundamenta en utilizar calor para promover la producción de crudo. Otros métodos térmicos son la inyección de vapor, la inyección de agua caliente o el uso de calentadores de fondo. Los métodos térmicos, forman parte de los denominados métodos de recuperación mejorada, que comprenden también a los métodos químicos y los métodos miscibles. Todos éstos métodos se han desarrollado para extraer el crudo remanente que no puede ser producido utilizando los métodos naturales o convencionales de extracción de crudo (National Petroleum Council, (1984).

Por lo tanto, no es conveniente estudiar la combustión *in situ* como un proceso aislado, sino como una posibilidad entre otros procesos de extracción de petróleo. En virtud de esto, es pertinente la descripción de los restantes procesos, de modo que sea posible insertar la combustión *in situ* dentro de un contexto definido.

En tal sentido, se utilizará una parte de este desarrollo teórico en la caracterización de los diferentes procesos de extracción haciendo énfasis en los métodos térmicos, y especialmente en la combustión *in situ*. Sin embargo, antes de iniciar tal descripción es prudente revisar algunos conceptos básicos de ingeniería de yacimientos que serán utilizados con frecuencia y que constituyen parte fundamental de la terminología utilizada en éste trabajo.

Conceptos básicos de ingeniería de yacimientos.

A continuación se presentan algunos conceptos, extraídos de CIED (1998), que serán utilizados durante el resto del informe. Se recomienda su lectura, especialmente si no se está familiarizado con el tema de yacimientos. Empezaremos con el concepto más elemental:

- **Yacimiento:** Es una unidad geológica de volumen limitado, cuyas características de permeabilidad y porosidad le permiten contener hidrocarburos líquidos y/o gaseosos. También se le conoce como reservorio. La ingeniería de yacimientos tiene como objetivos fundamentales cuantificar la cantidad de hidrocarburos contenido en el yacimiento y determinar la forma más eficiente de extraerlo. Para ello es necesario conocer ciertas propiedades tanto de la roca como del fluido que integran el yacimiento, algunas de éstas propiedades son: porosidad, permeabilidad, saturación, cociente de movilidad.
- **Porosidad:** Es la medida del espacio intersticial (espacio existente entre grano y grano) y se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca, donde el volumen poroso es el volumen total menos el volumen de granos o sólidos contenidos en la roca. Se suele expresar en fracción o porcentaje y se identifica con la letra ϕ .
- **Permeabilidad:** Es una característica inherente a la roca, y da una idea de la habilidad a dejar pasar un fluido a través de los canales que constituyen el volumen poroso interconectado; se expresa en una unidad arbitraria denominada Darcy.

Su expresión matemática es la siguiente:

$$V = \frac{Q}{A} = \frac{-K * dl}{\mu * dp} \quad (1)$$

Donde:

V: Velocidad aparente de flujo (cm/s)

Q: Tasa de flujo (ml/s)

A: Area perpendicular al flujo (cm²)

μ :Viscosidad (cP)

dp/dl: Gradiente de presión en la dirección del flujo (atm/cm)

K: Permeabilidad (Darcy).

- **Saturación:** Es la fracción de volumen poroso ocupado por los fluidos presentes en el yacimiento.
- **Cociente de Movilidad:** Es una relación que permite determinar si un fluido puede ser desplazado eficientemente por otro. Los valores óptimos del cociente de movilidad dependen directamente del caso en estudio, para casos unidimensionales los valores cercanos a uno muestran un comportamiento similar a un cilindro pistón; se define como:

$$M = \frac{\lambda_o}{\lambda_w} = \frac{\mu_o / ke_o}{\mu_w / ke_w} \quad (2)$$

Donde:

$\lambda_{o,w}$:movilidades de los fluidos

$\mu_{o,w}$:viscosidades

$ke_{o,w}$:permeabilidades efectivas de cada fluido

Es importante reconocer que las propiedades anteriormente descritas varían de un lugar a otro del yacimiento, por lo tanto no es posible obtener una descripción exacta del mismo. Sin embargo, el conocimiento parcial de tales propiedades permite una buena aproximación de la caracterización total del yacimiento.

Métodos de extracción de petróleo.

Son todos los métodos a través de los cuales se logra desplazar el crudo contenido en los yacimientos hacia la superficie. Se suelen dividir en naturales o primarios y secundarios.

- **Métodos de extracción primarios:** En los métodos de extracción primarios o métodos naturales de extracción, se utiliza la propia energía del yacimiento para lograr que el petróleo fluya desde el fondo hasta la superficie. El empuje que promueve el movimiento del crudo puede asociarse a varios efectos:

a) *Empuje hidráulico:* el cual se produce cuando la disminución de la presión del yacimiento origina la expansión de un acuífero adyacente al mismo.

b) *Empuje por gas en solución*: es el más común de los mecanismos y ocurre cuando los fluidos del yacimiento se encuentran en una sola fase o en dos fases uniformemente distribuidas. A medida que se avanza la producción en el yacimiento ocurre una disminución en la presión que permite la expansión de los fluidos liberándose hidrocarburos livianos disueltos en el petróleo que ocuparán el lugar del fluido producido.

c) *Empuje por capa de gas*: ocurre cuando el petróleo y el gas no están uniformemente distribuidos y la presión es menor que la de burbujeo. En estas condiciones existe una capa de gas sobre la zona de petróleo que se expande y desplaza el crudo hacia los pozos productores.

d) *Empuje por expansión líquida*: sucede cuando la presión del yacimiento es mayor que la de burbujeo, lo que impide la salida del gas, entonces la producción se debe únicamente a la expansión del crudo líquido.

e) *Empuje por gravedad*: ocurre cuando el yacimiento tiene alto buzamiento y favorece la segregación por gravedad del petróleo y gas. En esta segregación el gas fluye hacia arriba en dirección contraria al líquido que permanece abajo por la diferencia de densidades.

f) *Empuje combinado*: cuando actúan varios mecanismos de expulsión simultáneamente.

La eficiencia de recobro de los métodos naturales es generalmente baja para el caso del crudo pesado, debido a que la energía requerida es alta, y esta se agota rápidamente. Esto conduce a aplicar otros métodos que comprenden la adición de energía.

- **Métodos secundarios de extracción de petróleo**: Los métodos secundarios de extracción de petróleo son todos aquellos procesos en los cuales se adiciona energía al yacimiento e incluye los métodos convencionales de inyección de agua o gas a presión, y los métodos de recuperación mejorada (de inyección de químicos, de inyección de gas

miscible y los métodos térmicos). National Petroleum Council (1984).

Los métodos de extracción mejorada, conocidos internacionalmente por sus siglas en inglés EOR (*Enhanced Oil Recovery*), surgen dado que una cantidad cercana a los dos tercios de crudo original, permanece atrapada en los poros, luego de la extracción convencional, debido a fuerzas superficiales, capilares o la geometría de los mismos. Los EOR buscan mejorar la efectividad de remoción de ese crudo (eficiencia de desplazamiento) y aumentar el volumen de roca contactada por los fluidos inyectados (eficiencia de barrido). Para ello, utilizan efectos térmicos, químicos y de equilibrio de fases para eliminar las fuerzas capilares que atrapan al petróleo dentro de los poros, así como mejorar la movilidad en el desplazamiento de los fluidos.

Los métodos de recuperación mejorada pueden aplicarse en cualquier etapa en la vida del yacimiento, independientemente del método convencional aplicado. Para ello, existe una técnica mundialmente aceptada que permite reconocer y evaluar los beneficios de aplicar EOR, la cual consiste en determinar la diferencia o el incremento en la producción que se genera al utilizar EOR con respecto al que se esperaría si se hubiese mantenido la producción a través de los métodos convencionales (ver figura 1).

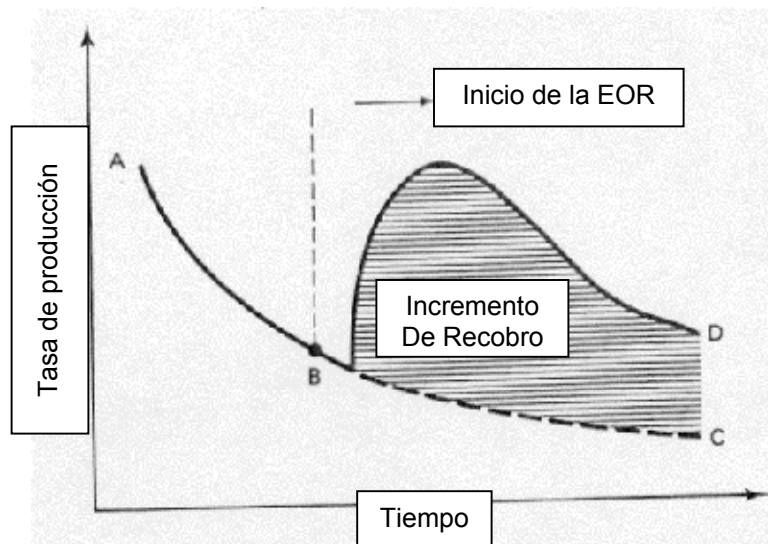
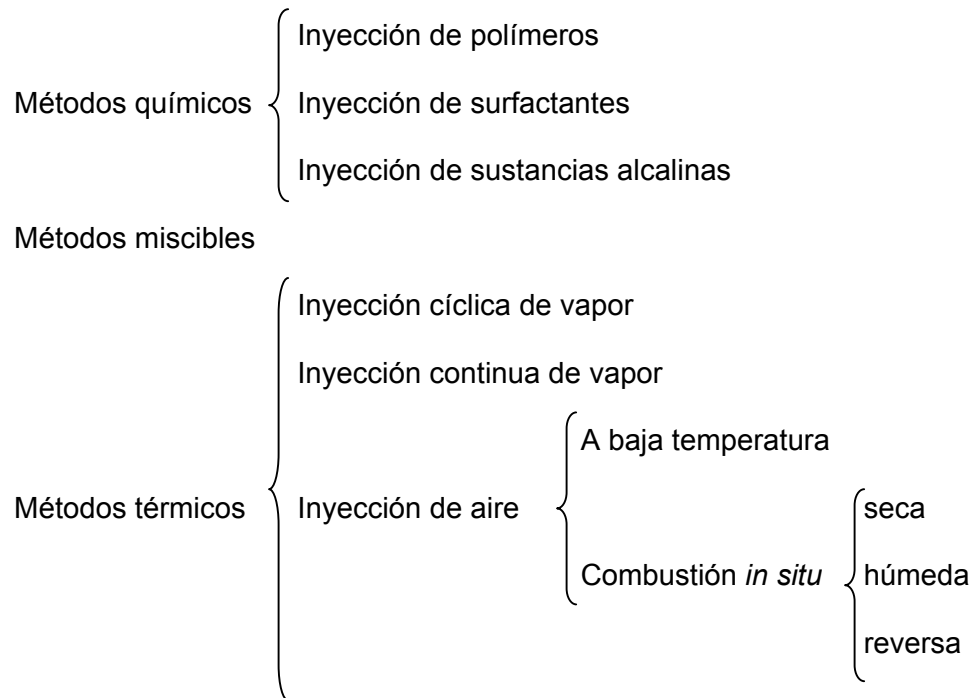


Figura 1. Incremento en el recobro de crudo

Esta técnica no es muy precisa, ya que la producción reportada al utilizar métodos convencionales proviene de una proyección, que tan sólo es un estimado y no necesariamente se ajuste en forma fiel a la realidad. Además, hay dificultad para reconocer con exactitud qué porción de crudo se produce por efecto de los EOR y no como consecuencia del método que se venía utilizando. Sin embargo, el incremento del recobro es generalmente tan marcado que continua siendo una forma de evaluar el éxito de los EOR y promover su uso.

Varios métodos han sido investigados tanto al nivel de campo como de laboratorio y se suelen clasificar en tres grupos de la siguiente forma:



a) *Métodos químicos*: Los métodos químicos consisten en agregar ciertas sustancias químicas al agua de inyección, con el objetivo de crear algunas propiedades en el fluido o condiciones interfaciales que favorezcan la producción de petróleo. Se consideran tres tipos de procesos: inyección de polímeros, de surfactantes y de sustancias alcalinas. La inyección de polímeros es conceptualmente simple y relativamente económica, es por ello que su uso comercial va en aumento a pesar de que el incremento que produce en la

recuperación no es muy amplio. La inyección de surfactantes es compleja y requiere de estudios detallados de laboratorio como soporte para emprender el diseño de un proyecto de campo. Sin embargo, recientes estudios han demostrado que es una excelente posibilidad para la extracción de crudos de viscosidades moderadas y bajas. La adición de sustancias alcalinas es utilizada únicamente en reservorios que contienen crudos altamente ácidos.

b) *Métodos miscibles*: Entre los métodos miscibles de extracción mejorada, el proceso de mayor potencial es la inyección miscible de CO₂ debido a su bajo costo y características de miscibilidad que lo favorecen frente al uso de otros gases. Sin embargo, bajo ciertas condiciones se utiliza nitrógeno y algunos hidrocarburos. El CO₂ también se utiliza en procesos inmiscibles.

c) *Métodos térmicos*: Los métodos térmicos de extracción mejorada comprenden la inyección de calor al yacimiento para reducir la viscosidad del crudo y/o vaporizarlo. En ambos casos, el crudo resultante, ahora con mejor movilidad, es conducido hacia los pozos productores. Existen dos tipos principales de procesos térmicos: la inyección de vapor y la inyección de aire. La inyección de vapor puede ser continua o cíclica, y la inyección de aire puede llevarse a cabo a bajas temperaturas (*low temperature oxygenation* o LTO) o a temperaturas altas (*high temperature oxygenation* o HTO), lo cual también se conoce como combustión *in situ*, debido a las reacciones que principalmente se asocian con este proceso. National Petroleum Council (1984).

Antecedentes de los métodos térmicos.

El método más antiguo conocido para introducir calor al reservorio es el de utilizar calentadores de fondo, el cual se atribuye a Perry y Warner en 1865. Estas aplicaciones afectan únicamente la parte productora del hoyo y su vecindad inmediata, por lo tanto están asociadas con los tratamientos de estimulación, de remedio y de prevención.

La combustión *in situ* probablemente ocurrió durante los procesos de inyección de aire a principios de siglo. En 1917, Lewis informó sobre la disminución en la concentración de oxígeno y la generación de dióxido de carbono en los gases de salida de procesos de inyección de aire. No obstante, la producción de calor en este caso resultó no ser intencional, ya que no era parte de los objetivos de la prueba. En 1920, Walcott y Howard consideraron la inyección de aire para quemar parte del crudo y generar calor para reducir su viscosidad y mejorar su desplazamiento, sus trabajos fueron reconocidos en patentes emitidas en 1923. Las primeras aplicaciones de campo asociadas a este tipo de procesos se realizaron en Rusia en 1934. En los Estados Unidos el método fue promovido por Hartman a partir de 1942. Pero el proceso de combustión *in situ*, tal como se conoce en la actualidad se desarrolló rápidamente en los Estados Unidos a partir de las investigaciones de laboratorio realizadas por Kuhn y Koch (1953) y las de Grant y Szasz (1954).

El uso de la inyección continua de vapor se inicia en Texas, EE.UU, en los años 1931-1932. Sin embargo, no existen registros del uso de la inyección de vapor hasta aproximadamente 20 años después. Los primeros proyectos a gran escala se realizaron en Schoonebeek, Holanda y Tía Juana, Venezuela.

La inyección cíclica o alternada de vapor se originó como consecuencia de un incidente ocurrido durante un proceso de inyección continua de vapor iniciado en Mene Grande, Venezuela. La presión de sobrecarga fue excedida, provocando cráteres acompañados por erupciones de vapor, agua y petróleo. Cuando se alivió la presión se observó sorprendentemente la producción de pequeñas cantidades de vapor y considerables cantidades de petróleo a través de los pozos inyectoros, los cuales nunca antes habían producido. Desde entonces, se practica la inyección cíclica de vapor, inyectando vapor por días o semanas antes de poner el pozo a producir. Prats (1987).

Importancia de los métodos térmicos.

Históricamente, los procesos térmicos de extracción de petróleo se han aplicado a crudos viscosos. Esto se debe a que no existe ningún otro método práctico *in situ* para extraer los crudos viscosos. Sin embargo, los métodos térmicos de extracción eventualmente, se pueden aplicar a cualquier tipo de crudo; no obstante, deben ser de aplicación técnica factible en el yacimiento escogido y ser competitivamente económicos con respecto a métodos alternos, especialmente en el caso de crudos de baja viscosidad.

Existen grandes depósitos de crudos viscosos, bitumen, carbón y lutitas petrolíferas en el mundo. Se pueden encontrar enormes yacimientos de petróleos pesados en Estados Unidos, Canadá y Venezuela y éstos, en gran medida, también son susceptibles a la aplicación de métodos térmicos. Prats (1987).

Necesidad de los procesos térmicos de extracción.

Considérense dos yacimientos completamente idénticos, excepto por la viscosidad del crudo. El desplazamiento lineal del petróleo mediante un volumen específico de agua resultará en una mayor saturación de petróleo en la zona barrida por el agua para el crudo de más alta viscosidad. Debido a su alta viscosidad, el crudo tiene mayor resistencia al flujo que el agua. El agua simplemente se mueve más rápido que el crudo dejando atrás cierta cantidad de crudo movable. Entonces, para el mismo volumen de agua inyectada, el frente de desplazamiento de petróleo, en el caso de un yacimiento de crudo pesado, se aproximaría más rápidamente al pozo productor. Esto significa que para crudos más viscosos, considerando la misma tasa de inyección de agua e igual volumen inyectado, al agua irrumpirá primero en el pozo productor, se manejará más agua más temprano en la vida del proyecto, y se producirá menos petróleo. Se continuará produciendo petróleo luego de la irrupción del agua, pero el porcentaje promedio de petróleo será mucho menor. Para los crudos de alta viscosidad, se requiere una inyección de agua equivalente a varios volúmenes

de los poros de la formación para reducir el petróleo remanente a una cantidad cercana a la irreductible.

Aunque esta discusión está basada en el desplazamiento del crudo por el agua, lo mismo es aplicable a cualquier otro fluido incondensable e inmisible que tenga una movilidad más baja que el petróleo. Los efectos son aún más pronunciados para el desplazamiento del petróleo por el gas, ya que la relación de viscosidad entre el fluido desplazante y el desplazado es mucho mayor. Por lo tanto, se puede concluir que el desplazamiento de un crudo viscoso por el agua o por un gas incondensable e inmisible es ineficiente.

Existen dos modos físicos básicos para reducir la viscosidad del crudo. Uno es mezclar el crudo con un solvente de baja viscosidad y el otro es aumentar la temperatura del crudo (lo cual, además, reduce las fuerzas capilares). Térmicamente, hay otra manera de alterar la viscosidad del crudo y es la descomposición térmica (viscorreducción, craqueo térmico o pirólisis). Mediante la pirólisis, el crudo en sí es destruido y los productos resultantes son pequeñas cantidades de residuos carbonáceos sólidos (coque), gas y una porción relativamente alta de líquido menos viscoso. La viscorreducción es una forma leve de pirólisis que disminuye la viscosidad sin cambiar significativamente otras propiedades de interés del crudo.

Hasta ahora los procesos térmicos han sido los únicos medios prácticos utilizados para mejorar la extracción de crudos viscosos. La inyección cíclica de vapor ha tenido éxito comercial desde su descubrimiento. La inyección continua de vapor y varios tipos de desplazamientos por combustión han logrado aceptación. Debido a su éxito, relativa simplicidad y bajo costo, el uso de calor para mejorar la extracción de petróleo ha ganado amplia aceptación en la industria petrolera. Prats (1987).

Combustión *in situ* e inyección de aire.

La combustión *in situ* y la inyección de aire permiten un incremento satisfactorio en la cantidad de crudo recuperado de los reservorios. Ambos procesos comprenden la inyección de aire en la formación, la cual se realiza a través de los pozos inyectoros. El oxígeno del aire oxida al crudo generando calor, monóxido de carbono, dióxido de carbono, hidrocarburos oxigenados y agua. Dependiendo de la reactividad del crudo y de las condiciones de la formación, las reacciones de oxidación a baja temperatura pueden promover la ignición del crudo. De otro modo, la ignición puede provocarse introduciendo calor a través de un agente externo (calentador). Durante un proceso de combustión, el frente de combustión avanza quemando parcialmente el crudo desde el pozo inyector, donde ocurre la ignición, hasta los pozos productores. El calor generado por la reacción exotérmica disminuye la viscosidad de crudo cercano al frente de combustión. El crudo calentado, ahora con mejor movilidad, es conducido delante del frente de combustión hacia los pozos productores por los gases de combustión. Parte del crudo, poco movable y no volátil, permanece como residuo y es utilizado como combustible en el avance del frente de combustión.

A continuación se presenta una exposición más amplia sobre la combustión *in situ*, que comprende sus tipos, mecanismos y el efecto de algunas variables sobre el proceso. Además, se incluyen referencias a investigaciones de laboratorio realizadas y los resultados obtenidos.

Tipos de combustión.

Cuando el frente de combustión avanza en la misma dirección que el aire inyectado, el proceso se conoce como combustión progresiva seca. Sin embargo, puede suceder que el frente se mueva en dirección contraria al flujo de aire, lo cual se logra encendiendo el crudo en el pozo productor, en este caso estamos en presencia de una combustión en reverso.

Finalmente, la inyección de agua durante el proceso puede ser útil para aprovechar mejor el calor de la zona quemada, lo cual se conoce como combustión húmeda. Estos son los tres principales tipos de combustión, su desempeño y características difieren levemente.

- **Combustión progresiva seca.**

Tiene altos niveles de temperatura que dependen de la cantidad de combustible quemado por volumen de yacimiento y afectan al desplazamiento, la destilación, el craqueo, la ebullición del crudo y la formación de combustible sólido corriente abajo del frente de combustión. Las temperaturas observadas tanto en campo como en laboratorio oscilan entre 350 y 800°C. A temperaturas moderadas la reacción es lo suficientemente lenta como para permitir la fuga de oxígeno en la dirección del flujo, lo cual aumenta el grosor de la zona de reacción. A bajas temperaturas puede ocurrir una reacción paralela con el aire rezagado, la cual genera calor y puede producir una ignición espontánea. Cuando el flujo de aire es muy alto se puede producir canalización aunque exista combustible y altas temperaturas.

Durante la combustión progresiva se suele quemar entre el 6 y el 12 % de la saturación de crudo, lo demás es desplazado. La temperatura permanece bastante alta, debido a que la capacidad calorífica del aire es demasiado baja como para transferir una cantidad importante de calor. Por ello se puede introducir agua al proceso para transferir más eficientemente el calor desde la zona quemada hasta donde está el crudo. En la figura 2 se distinguen las diferentes zonas en este proceso, comenzando desde el extremo de la inyección estas zonas son: (1) la zona quemada, llena de aire y puede contener hasta un 2% de combustible orgánico sólido no quemado, la temperatura aumenta con la distancia desde el inyector; (2) la zona de combustión, donde las temperaturas son mas altas, comúnmente se idealiza que todo el oxígeno es consumido en esta zona; (3) la zona de evaporación, donde el crudo es craqueado y destilado por la corriente de gas; (4) la zona

de condensación, que coincide con la zona de vapor (saturado) de agua, posee temperatura bastante uniforme, y desplaza la mayor parte del crudo móvil; (5) el banco de agua, con una temperatura intermedia entre la temperatura del yacimiento y la zona de vapor, y con saturaciones de agua superiores a (6) el banco de petróleo donde las temperaturas son mas bajas; y finalmente (7) la zona virgen, que todavía no ha sido afectada por el proceso. Prats (1987).

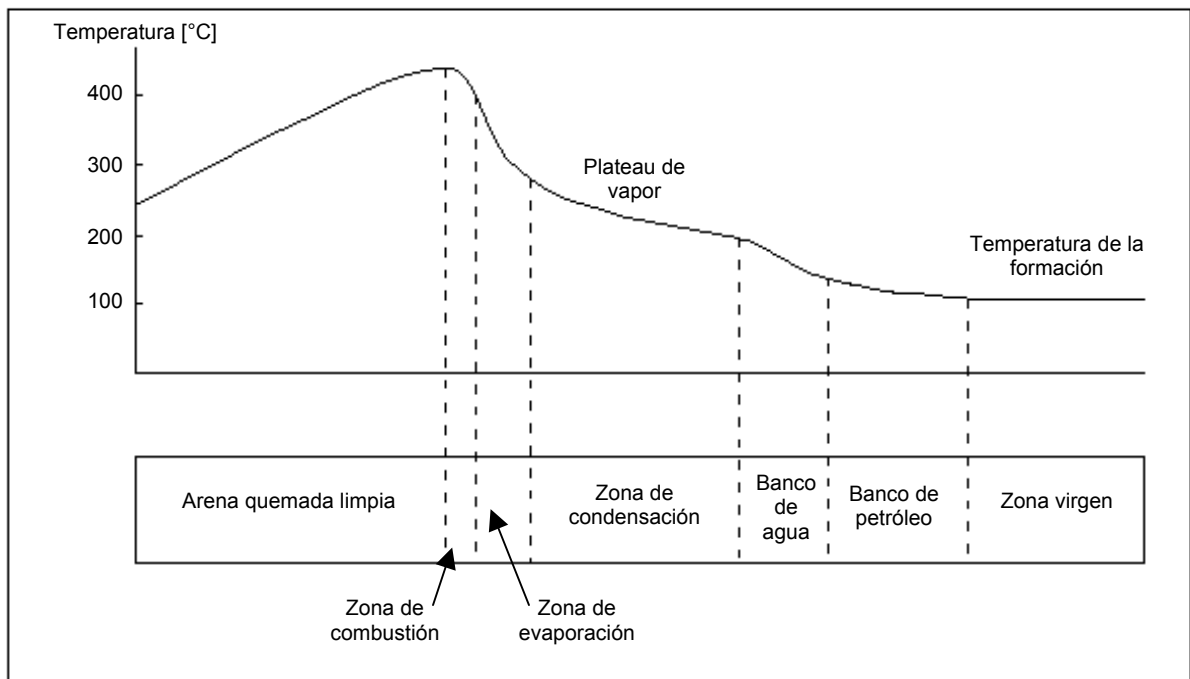


Figura 2. Distribución esquemática por zonas y perfil de temperatura en un proceso de combustión seca.

- **Combustión progresiva húmeda.**

La combustión húmeda y parcialmente apagada se obtiene al inyectar agua durante el proceso de combustión para aprovechar el calor de la zona quemada y los estratos adyacentes, de esta manera se controlan la velocidad del frente de combustión, el tamaño de la zona de vapor y la distribución de temperaturas, por lo tanto el barrido del yacimiento es más eficiente al caso de usar solo aire. En la figura 3 se observan las

zonas asociadas con un proceso casi óptimo, donde la diferencia principal en las distribuciones de saturación entre el proceso de combustión seca y el proceso de combustión húmeda es la identificación de una mayor zona de vapor entre el frente de combustión y el banco de agua.

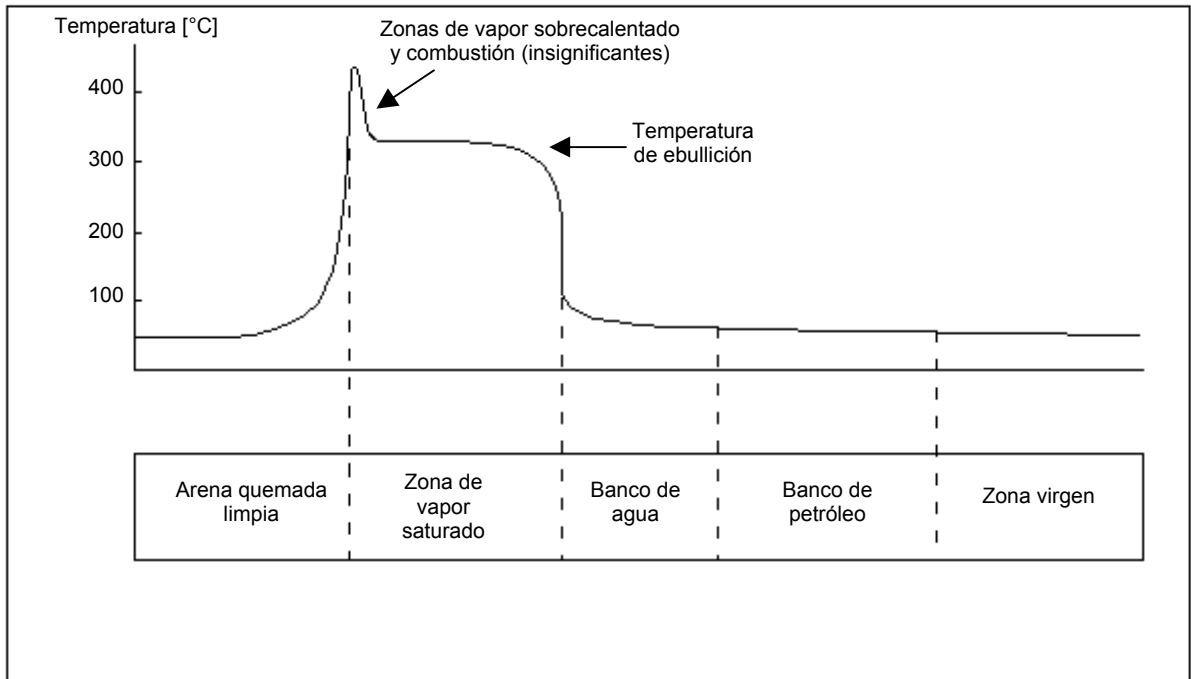


Figura 3. Distribución esquemática por zonas y perfil de temperatura en un proceso de combustión húmeda

En yacimientos de baja permeabilidad es difícil inyectar agua y aire simultáneamente, por lo cual la inyección se hace de forma alternada por varios días y debe controlarse de modo de obtener la relación agua/aire deseada. Esta relación afecta directamente la velocidad de avance del frente y la temperatura del proceso. Para relaciones muy bajas el agua llega al frente de combustión en forma de vapor, mientras que para relaciones altas puede llegar en forma líquida, lo cual puede reducir la temperatura a la correspondiente a la presión parcial del vapor en la mezcla vapor/gas.

La segregación por gravedad influye en el proceso de combustión húmeda, especialmente en sistemas dominados por la gravedad. En casos extremos, es posible

que el agua nunca alcance la parte superior de la arena, en cuyo caso sucedería una combustión seca, mientras que la parte inferior podría inundarse e impedir el proceso. En tal caso, la combustión húmeda sucedería en la zona intermedia a una relación agua/aire desconocida. Aún así, el proceso ha demostrado ser ventajoso. Prats (1987).

- **Combustión en reversa.**

En la combustión en reversa el frente de combustión se inicia en el pozo de producción y se mueve en dirección contraria al flujo de aire. Cuando el crudo y el frente de combustión se encuentran, tiene lugar un intenso craqueo que culmina con la formación de una cantidad relativamente grande de combustible sólido. En los procesos de combustión progresiva la cantidad de combustible formado es mucho menor, ya que tan sólo una fracción de crudo calentado se desplaza hacia el frente de combustión para ser craqueado. La mayor cantidad de combustible formado durante la combustión en reverso es la responsable de la mayor cantidad de crudo quemado que también caracteriza al proceso. Por ello, la cantidad de crudo desplazado es menor que para los procesos que ocurren en una sola dirección. Sin embargo se ha observado, como el trabajo de Reed, Reed y Tracht (1960), que la gravedad API de producto extraído aumenta apreciablemente debido al craqueo extenso dentro de las zonas quemadas y de combustión. Como los productos más volátiles creados por la pirólisis fluyen a través de la zona quemada caliente, no se crea ningún banco petrolífero y la resistencia al flujo es bastante baja.

En la figura 4 se muestra un diagrama esquemático del proceso en el cual se identifican cuatro zonas: (1) la zona quemada corriente abajo del frente de combustión, cuya temperatura se mantendrá cercana a la temperatura del frente de combustión dependiendo de las tasas de pérdida de calor a las formaciones adyacentes, por lo que en esta zona el petróleo se craquea y se destila; (2) la zona de combustión en la cual las

fracciones pesadas se convierten en residuo; (3) una zona de precalentamiento por conducción, el cual conduce a reacciones de oxidación a baja temperatura y a la generación de calor a tasas significativas; y (4) la zona virgen del yacimiento que no ha sido afectada por el proceso, excepto por el flujo de aire.

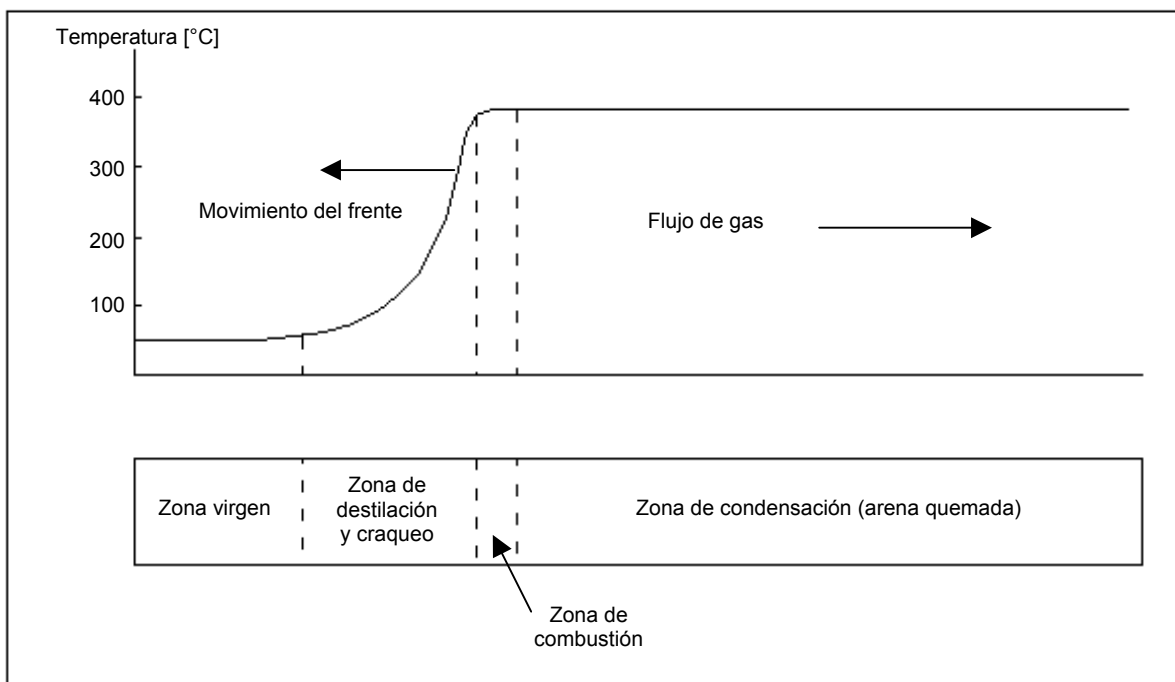


Figura 4. Distribución esquemática por zonas y perfil de temperatura en un proceso de combustión reversa

La principal dificultad que presenta este proceso es mantenerlo vivo, ya que la inyección continua de aire generalmente provoca la ignición espontánea en las cercanías del pozo inyector. Cuando esto ocurre, el oxígeno se agota y no llega al pozo productor, impidiendo que la combustión en reverso se mantenga. Por ello, este proceso tiene una duración máxima de algunas semanas, incluso días. Todo depende de la reactividad del crudo y de las condiciones del yacimiento que determinan cuanto puede requerir el crudo para provocar la ignición espontánea. También es frecuente la canalización y pérdida de aire hacia otras zonas del yacimiento. Prats (1987).

Mecanismo del proceso.

Cuando los procesos de inyección de aire se realizan a bajas temperaturas y bajos flujos de inyección, algunas reacciones de oxidación tienen lugar, consumiendo parte del oxígeno, pero sin promover la ignición e iniciar un proceso de combustión *in situ*, estos procesos son dominados por la oxidación a baja temperatura ó LTO (low temperature oxidation).

De esta forma se puede reconocer la relación entre los procesos de inyección de aire: LTO y combustión *in situ* (la cual es dominada por la oxidación a alta temperatura ó HTO). Esto puede entenderse mejor si se conoce el proceso de oxidación del crudo.

El mecanismo para la oxidación ha sido descrito en los trabajos de Shallcross y Kisler, (1997), quienes reconocen una competencia entre tres clases diferentes de reacciones de oxidación para el proceso de combustión de crudos medianos y pesados. Debido a la complejidad química del crudo, las reacciones son consideradas por grupos y no individualmente. Los grupos están formados por reacciones del mismo tipo.

La LTO comprende reacciones heterogéneas que ocurren entre la fase gas y la fase líquida, que tienen como resultado la formación de hidrocarburos oxigenados. Estos compuestos son generalmente más viscosos, densos y menos volátiles que el crudo original, como ácidos carboxílicos, aldehídos, cetonas, alcoholes y peróxidos. Durante la combustión *in situ*, es posible que ocurra LTO si hay oxígeno presente por delante del frente de combustión, bien sea debido a un flujo de inyección demasiado alto o por el *bypass* de una porción del flujo inyectado.

Durante el calentamiento, el proceso ocurre en etapas de reacciones que se solapan entre sí. Inicialmente, ocurre la destilación de los componentes volátiles de la fracción liviana del crudo. Después, el crudo experimenta una viscoreducción o craqueo leve. Esto comprende la pérdida de pequeños grupos y átomos de hidrocarburos de las cadenas carbonadas. La densidad y viscosidad del crudo son reducidas constantemente. Los hidrocarburos que permanecen son menos ramificados y más estables que los anteriores. La tercera etapa de

reacción es la coquificación. Un craqueo severo del crudo produce un combustible sólido (coque) que se deposita sobre la superficie de los granos de arena del yacimiento. Este residuo sólido es utilizado como combustible en la combustión. La viscoreducción y la coquificación son reacciones de pirólisis (descomposición térmica) las cuales también producen hidrocarburos livianos gaseosos. La oxidación de éstos hidrocarburos livianos es conocida como oxidación a temperaturas medias o MTO (*medium temperature oxidation*). Experimentalmente la MTO se reconoce como el consumo de oxígeno a temperaturas intermedias que está asociado a la producción de óxidos de carbono. La presencia de MTO indica que está ocurriendo la reacción de formación de combustible.

La quema del combustible sólido depositado durante el craqueo es conocida como oxidación a altas temperaturas o HTO (*high temperature oxidation*). Esta reacción heterogénea entre el gas y el sólido produce agua y óxidos de carbono, además conduce a la destrucción de cadenas de hidrocarburos.

Es importante destacar que el combustible consumido es diferente para cada clase de reacción de oxidación: para la LTO es el crudo sin reaccionar, para la MTO son los hidrocarburos livianos formados por el craqueo y para la HTO son los hidrocarburos sólidos depositados durante la pirólisis. Por lo tanto, el combustible para cada reacción depende de lo que haya ocurrido antes.

Efecto de algunas variables.

Las últimas investigaciones, como la de Shallcross *et al.*, (1997), han demostrado que la matriz juega un papel importante tanto en la formación de combustible como en la reacción de combustión, y que la presencia de arcillas y el área superficial de los granos de arena afectan la cinética de oxidación. En este sentido, encontraron que las reacciones de LTO presentan una mayor tendencia a desaparecer cuando la combustión ocurre sobre arenas de núcleos consolidados que sin ellos. La presión puede controlar la destilación y de allí tener

un efecto sobre la naturaleza del combustible formado. La presencia de ciertos aditivos metálicos influyen sobre la cinética de reacción, mejorando algunas reacciones e impidiendo otras.

Además de las variables mencionadas, que afectan directamente en la formación de combustible, también existen muchas otras variables que afectan significativamente el desempeño del proceso de combustión como tal. Algunas de estas variables de interés han sido estudiadas con detenimiento por algunos investigadores. Por ello, es conveniente presentar el resultado de algunas de éstas investigaciones.

Un trabajo bastante completo es el realizado por Martin *et al.*, (1958). que comprende resultados sobre muchas de las variables de interés del proceso, tales como: requerimiento de aire y combustible, velocidad de avance del frente, temperaturas de combustión, producción de crudo, formación de coque, etc. Durante la investigación se realizaron extensas pruebas de laboratorio modificando las condiciones experimentales para determinar la relación entre las distintas variables.

Entre las relaciones estudiadas se encuentra la tasa de inyección de aire contra la velocidad de avance del frente de combustión. Se encontró que a partir de un flujo de inyección de $30 \text{ scf/hr}\cdot\text{ft}^2$ ($274 \text{ m}^3/\text{h}\cdot\text{m}^2$) de aire, el incremento en la velocidad del frente es lineal, mientras que para flujos inferiores la velocidad cae rápidamente al disminuir el flujo. De tal forma, que es posible determinar el flujo óptimo de inyección si se traza la tangente de esta recta (flujo de aire contra la velocidad del frente) al origen, ya que este punto indica el mayor valor de la relación velocidad/flujo. Sin embargo, se debe reconocer que en aplicaciones de campo son las consideraciones de tipo económico y técnico, las que finalmente establecen cuál puede ser el flujo inyectado.

Otro resultado interesante es la relación entre la eficiencia en la combustión y el flujo de aire inyectado. La eficiencia se define como el cociente entre el oxígeno inyectado que reacciona y el oxígeno total inyectado. Se determinó que la eficiencia disminuye cuando la tasa de

inyección se incrementa. Esto se debe a que un mayor flujo implica un menor tiempo de residencia y por ende menores posibilidades de que el oxígeno se consuma en su totalidad. El recobro de crudo varía entre el 86,6 al 92,2% del crudo presente al momento de la ignición. La gravedad del crudo producido se incrementa gradualmente en las últimas etapas de cada corrida. Esto se debe a que los componentes pesados son utilizados como combustible y a la producción de hidrocarburos livianos mediante craqueo y destilación. La cantidad de crudo utilizado como combustible es en promedio para todas las corridas el 5,5% del volumen poroso.

Con respecto a la presión del sistema, este estudio concluye que su efecto es bastante pequeño cuando la combustión es muy eficiente y la cinética de reacción no controla el proceso. En tal sentido, Adewusi y Greaves (1991) realizaron experiencias donde verifican el efecto de la presión sobre la producción de crudo. Repitieron experiencias para tres presiones distintas y encontraron que el tiempo de inicio de la producción es proporcional a la presión. Es decir, la producción se inicia antes cuando la presión es menor. Esto se debe al incremento y estabilidad de la zona de vapor que permite un mejor calentamiento y empuje del banco de crudo. Por otro lado, el incremento en la presión determina un mayor consumo de combustible (se afecta la cinética de reacción) y por lo tanto, una disminución en el recobro final. Para presiones de 380, 690, y 1020 kPa se obtuvo una recuperación de 63, 61 y 58% del OOIP (*original oil in place*, es decir, del crudo original) respectivamente.

Pero el estudio de Adewusi y Greaves (1991) no se detiene en los efectos de la presión y analiza también otras variables como el uso de aire enriquecido (con mayor porcentaje de oxígeno) y la inyección de agua. El uso de aire enriquecido y la inyección de agua también aceleran la producción por el incremento del banco de vapor. Además, en la inyección de agua la producción también es afectada por la reducción en el consumo de combustible.

En este estudio también se caracteriza la producción de líquido durante la combustión seca. En las etapas iniciales del proceso se obtienen altos cortes de agua (mayores al 65% p/p), seguidos por un paulatino incremento en la producción.

Además, se verifica un cambio en las propiedades del crudo, ya que el mismo posee mayor gravedad API y menor viscosidad que el original.

Otra variable de interés en el proceso de combustión es el tipo de arena, Shalcross y Kisler, (1997) concluyen que las arenas de granos finos favorecen la deposición de combustible y por lo tanto, la reacción de combustión. De igual forma concluye el trabajo de Mamora y Brigham (1995), quienes además agregan que la presencia de arcillas tiene el mismo efecto. Estas partículas reducen la permeabilidad del empaque y también proporcionan una amplia superficie de reacción. De modo que en arenas finas, la presencia de combustible conduce a reacciones de combustión a altas temperaturas (combustión *in situ*), mientras que en arenas gruesas, la no disponibilidad de combustible impide la ignición y permite la oxidación a bajas temperaturas (LTO).

Sin embargo, a nivel de campo Moore *et al.*, (1997) encontraron que las probabilidades de éxito de los proyectos se incrementaban con el incremento de la porosidad y la permeabilidad. Es decir, permeabilidades demasiado bajas (menores de 100 mD) pueden producir el fracaso de un proyecto. Farouq Alí (1978), también reporta datos al respecto en una interesante gráfica donde muestra el éxito (técnico y económico) o fracaso de diversos proyectos señalando su profundidad y permeabilidad. Adicionalmente Moore (2002) señaló, en una reunión llevada a cabo en PDVSA Intevep, que la alta viscosidad del crudo pesado presenta problemas severos de inyectividad en el momento de la ignición, dado que el crudo ocupa el espacio del aire cuando comienza a moverse en el medio por efecto de la acción calórica, ocasionando el aumento brusco en la presión de inyección de aire. En algunos casos la baja saturación de aire genera la formación de peróxidos (productos de LTO). Estos peróxidos pueden ser causal de algunas explosiones reportadas en pruebas de campo.

Como se puede apreciar, la combustión *in situ* ha sido extensamente estudiada tanto en laboratorio como en campo, sin embargo, su aceptación no ha sido muy amplia debido al reducido éxito de sus aplicaciones en campo. No obstante, muchas de las fallas han resultado de la aplicación inapropiada del proceso o del desconocimiento parcial de la cinética de combustión. Las diferencias entre resultados obtenidos en el laboratorio y en campo indican que el proyecto no se comporta de la misma forma que en las pruebas realizadas, o que la interpretación de los resultados no se hizo en forma correcta. Sin embargo, las pruebas en tubos empacados continúan siendo la mejor forma de obtener datos para la evaluación de los procesos de combustión.

Pruebas sobre tubos empacados.

Pruebas de este tipo se han desarrollado en diversas partes del mundo, en la mayoría de los casos los autores se limitan a reportar sus resultados y conclusiones, prescindiendo de la descripción del equipo y metodología utilizada. Sin embargo, algunos de ellos presentan una descripción detallada de sus equipos. Esta información permite comparar el desempeño de los mismos y establecer mejoras en su diseño.

En este sentido, se ha trabajado en PDVSA Intevep durante los últimos años logrando significativas mejoras en el diseño, control y automatización de sus equipos. La principal modificación que se introduce en los mismos es la utilización de celdas pequeñas, en lugar de las celdas de grandes dimensiones que solían utilizarse.

En los trabajos reportados por Nelson y Mcneil (1961) se utilizaron celdas de 1 a 3 m de largo y de 10 a 20 cm de diámetro. Por otro lado, en las investigaciones de Martin *et al.*, (1958), Adewusi y Greaves (1991) y Mamora y Brigham (1995) también se utilizaron celdas de grandes dimensiones, con longitudes de 1,22; 0,88 y 0,99 m respectivamente.

No obstante, en PDVSA Intevep se realizan las pruebas sobre celdas de tan sólo 30 cm de longitud y sin sacrificar apreciablemente el resultado de las mismas. Esta simple

modificación se traduce en un mínimo requerimiento de espacio para los equipos, de personal para la manipulación de los mismos y de tiempo para la realización de las experiencias.

Otras consideraciones importantes en el diseño del equipo se refieren a la posición de la celda y a la dirección del flujo de aire inyectado. Tradicionalmente las pruebas se realizan con la celda en posición horizontal, sin embargo, puede suceder que por efecto de la gravedad parte del flujo de aire inyectado se canalice hacia el tope de la celda, y atraviese el empaque sin tener contacto con el crudo, lo que provocaría una disminución en la eficiencia en el proceso. Para solventar este problema se coloca la celda en posición vertical.

La dirección del flujo inyectado debe ser desde la parte superior de la celda hacia abajo, siguiendo las recomendaciones dictadas por Turta (1994) quien sostiene, en base a estudios realizados en campo, que la inyección de aire debe realizarse por la parte superior del yacimiento y promover su propagación hacia abajo y no en forma contraria. El autor explica que dada una eventual suspensión de la inyección de aire, si la misma se realizó desde la parte inferior del yacimiento, se produce un intenso craqueo como consecuencia del contacto del crudo que se desplaza hacia abajo por efecto de la gravedad con la zona baja que recientemente ha sido barrida y se encuentra a altas temperaturas. Este craqueo produce grandes cantidades de coque que provocan la obstrucción del yacimiento.

Para determinar las condiciones experimentales de la prueba se realizó una revisión del trabajo de Farouq (1978) donde se reportan las condiciones de más de veinte proyectos de combustión. De esta forma se consideró conveniente utilizar una temperatura de 60°C que es un valor aproximado a la temperatura característica de la mayoría de los yacimientos de la Faja del Orinoco. Se tomó una permeabilidad de aproximadamente 10 D, superior a la permeabilidad mínima recomendada por Farouq (1978) (100 mD). Como el efecto de la presión es relativamente pequeño para este tipo de procesos, Adewusi y Greaves (1991), la misma se fijó arbitrariamente en 400 psig.

Cálculos.

Como se ha mencionado anteriormente, las pruebas sobre tubos empacados constituyen la mejor forma de evaluar el posible comportamiento de un proyecto de combustión. Las mismas ofrecen información sobre las variables más importantes a considerar en este tipo de procesos, como lo son el flujo y volumen de aire requerido, la cantidad de crudo recuperado y la tasa a la cual se recupera, y la cantidad de crudo consumido como combustible, entre otras. La determinación de éstas y otras variables de interés no dependen de cálculos complicados, por el contrario, en su mayoría son consecuencia directa de simples balances de materia. La mayoría de los valores necesarios se obtienen por medición directa y los procedimientos para su determinación serán detallados durante la descripción del procedimiento experimental. A continuación se presentan una serie de expresiones, de carácter explicativo, que son consecuencia de los balances de masa y permiten obtener las variables que no se miden en forma directa. Tales expresiones se presentan en la misma forma en que lo hicieron Nelson y Mcneil (1961) en su trabajo.

Las siguientes variables deben conocerse u obtenerse del desarrollo de la prueba:

V_g = Volumen de gas producido (en s.c.f. a condiciones estándar)

N_{2a} = Composición de nitrógeno del aire inyectado (en % v/v)

O_{2a} = Composición de oxígeno del aire inyectado (en % v/v)

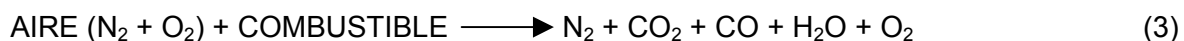
N_{2g} = Composición de nitrógeno del gas producido (en % v/v)

O_{2g} = Composición de oxígeno del gas producido (en % v/v)

CO_{2g} = Composición de dióxido de carbono del gas producido (en % v/v)

CO_g = Composición de monóxido de carbono del gas producido (en % v/v)

Una expresión general de la ecuación de combustión es la siguiente:



Asumiendo que el nitrógeno es inerte, es posible calcular la cantidad de materia envuelta en la expresión anterior de la siguiente forma:

$$N_2 \text{ producido} = (Vg * N_2g / 100) \text{ (en s.c.f.)} \quad (4)$$

$$N_2 \text{ inyectado} = N_2 \text{ producido} = (Vg * N_2g / 100) \text{ (en s.c.f.)} \quad (5)$$

$$O_2 \text{ inyectado} = (Vg * N_2g / 100) * (O_{2a} / N_{2a}) \text{ (en s.c.f.)} \quad (6)$$

$$CO_2 \text{ producido} = (Vg * CO_2g / 100) \text{ (en s.c.f.)} \quad (7)$$

$$CO \text{ producido} = (Vg * COg / 100) \text{ (en s.c.f.)} \quad (8)$$

$$O_2 \text{ sin reaccionar} = (Vg * O_2g / 100) \text{ (en s.c.f.)} \quad (9)$$

Carbono consumido como combustible =

$$= [(Vg * CO_2g / 100) + (Vg * Cog / 100)] * (12/379) = W_C \text{ (en lb)} \quad (10)$$

Agua formada por combustión =

$$= 2 * [(Vg * N_2g * O_{2a} / 100 N_{2a}) - (Vg * O_2g / 100) - \\ - (Vg * CO_2g / 100) - \frac{1}{2}(Vg * O_2g / 100)] * (18/379) = W_{\text{agua}} \text{ (en lb)} \quad (11)$$

Hidrógeno consumido como combustible =

$$= 2 * [(Vg * N_2g * O_{2a} / 100 N_{2a}) - (Vg * O_2g / 100) - \\ - (Vg * CO_2g / 100) - \frac{1}{2}(Vg * O_2g / 100)] * (2/379) = W_{\text{agua}} \text{ (en lb)} \quad (12)$$

$$\text{El peso total de combustible consumido o quemado} = W_C + W_H \quad (13)$$

Como se puede apreciar, a partir de las expresiones anteriores se puede obtener la cantidad de agua formada por combustión y la cantidad de crudo consumido como combustible. La determinación de otras variables de interés como la producción de crudo, así como la obtención de propiedades del medio como la porosidad y permeabilidad, ó del crudo como la densidad y viscosidad se encuentran en la descripción del procedimiento experimental.

DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO Y PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL

En la tabla 1, se muestra el plan de actividades donde se resumen las pruebas realizadas, y se especifican los objetivos propuestos para cada uno de estos pasos. Se ejecutaron dos pruebas por duplicado, es decir, cuatro pruebas. La única diferencia entre ambas pruebas fue el tipo de arena utilizado. En las dos primeras se empleo una arena de alto contenido de sílice, y en las otras dos pruebas se utilizó arena proveniente del yacimiento. Las restantes condiciones experimentales se mantuvieron constantes, esto es: presión de 400 psig y temperatura de yacimiento de 60°C.

Tabla 1. Plan de actividades

PRUEBAS	OBJETIVOS PROPUESTOS
(2) Con arena inerte (base)	Establecer la base de comparación
(2) Con arena de yacimiento	Identificar el efecto de la arena de yacimiento en la combustión

Realizar una prueba de combustión implica una extensa preparación previa que comprende diversos procedimientos. En tal sentido, es indispensable una descripción detallada de los procedimientos que acompañan a cada prueba. Estos son: la recombinación del crudo, la cual se realiza tan sólo una vez al inicio de las experiencias. La preparación de la celda, es el procedimiento más extenso e incluye el empaque de la misma, su caracterización y su aislamiento. Finalmente, después de realizada la prueba, o preferiblemente después de concluir una serie completa de pruebas, se debe realizar los respectivos análisis de las muestras, tanto del crudo producido como de la arena en sus condiciones finales.

A continuación se hace la descripción de todos los procedimientos mencionados, con sus respectivos equipos e instrumentación:

Caracterización del crudo y arena

Se procedió analizar el crudo proveniente de la faja del Orinoco, para ello se enviaron muestras al laboratorio de Química Analítica el cual pertenece al departamento de Análisis y Evaluación de PDVSA Intevep, ente certificado para la realización de los análisis presentados. En la tabla 2 se muestran los resultados. Se puede apreciar claramente que estamos en presencia de un crudo extrapesado típico de la faja del Orinoco. Estos crudos presentan como características principales una baja gravedad API, baja relación H/C, alto peso molecular y presencia de metales pesados como vanadio, hierro y níquel; el crudo sometido a estudio cumple con todas estas características principales de los crudos pesados Venezolanos, según lo descrito por Barberii (1998).

Tabla 2. Propiedades fisicoquímicas del crudo.

PROPIEDAD	VALOR
Gravedad API	9,5 °API
Deshidratación (% A y S)	4,29 % p/p
Fracción Pesada	10,5% p/p
Peso Molecular	522 g/mol +/-5%
Residuo Micro Carbón	13,9% p/p
Destilación simulada	Ver Anexo A
Relación C/H	C=84,2% p/p, H=10,4% p/p
Metales (Vanadio)	382 +/- 17 ppm
Metales (Níquel)	87 +/- 4 ppm
Metales (Hierro)	2,73 +/- 0,1 ppm
Azufre	3.86%
Valor P	2,7 +/- 0,1
Saturados (SARA)	15,2%
Aromaticos (SARA)	49,3%
Resinas (SARA)	25,9%
Asfaltenos (SARA)	9,6%

Las dos arenas usadas fueron sometidas a una prueba de análisis granulométrico por tamizaje, en un tamizador marca ATM SONIC SIFTER, modelo L3P, serie E, utilizando doce

tamices marca ATM Corporation de diferentes diámetros de mallas; en la tabla 3 se muestra cuales fueron los tamices seleccionados para esta medición, y a continuación se muestra una foto del equipo y los tamices y se describe el procedimiento experimental empleado, el cual fue hecho según lo descrito por Roa y Berthois (1975).

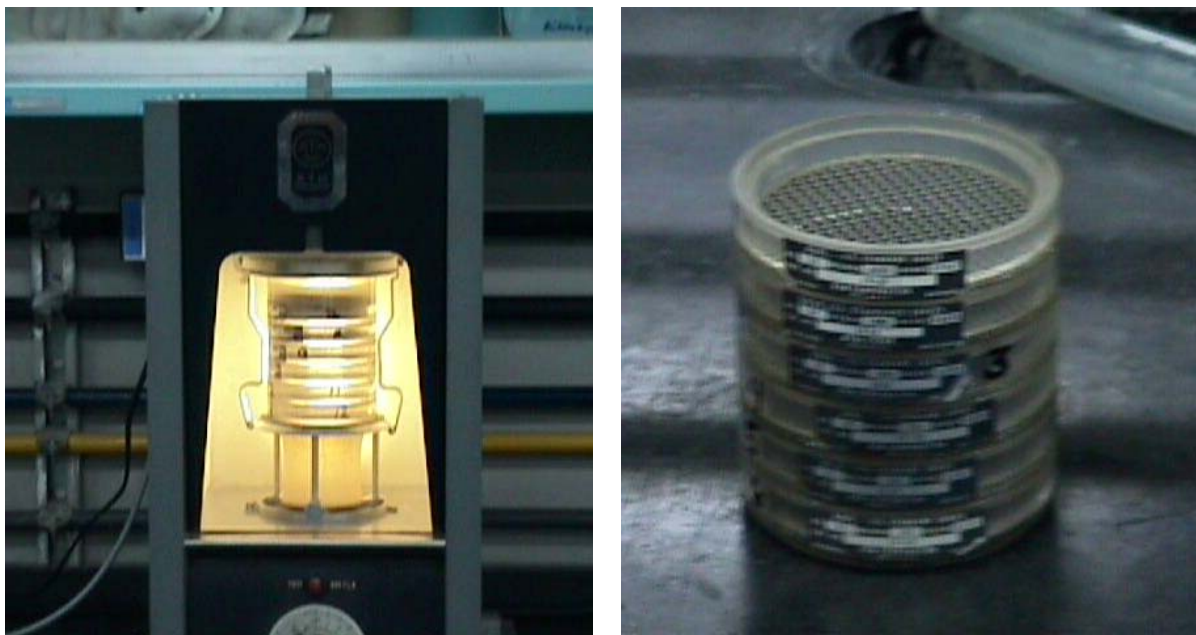


Figura 5. Fotos del tamizador y tamices seleccionados para la prueba

Procedimiento experimental:

1. Pesar 100 gramos de muestra (con el fin de simplificar los resultados que se expresaran en porcentajes).
2. Escoger 12 tamices en función de que las dimensiones de las mallas varíen siguiendo una progresión geométrica decreciente, esto con el fin de dar una distancia regular de las abscisas en una escala logarítmica y de permitir la representación de una gama dimensional extendida sobre un gráfico de largo normal.
3. Pesar cada tamiz vacío y anotar.
4. Ordenar los tamices de mayor tamaño a menor tamaño.
5. Colocar la muestra en la parte superior de los tamices.
6. Introducir los tamices en el equipo.

7. Encender el equipo en la modalidad de vibrar y golpear.
8. Dejar tamizando por 15 minutos.
9. Sacar los tamices y el fondo del equipo y apagar el equipo.
10. Limpiar en caso de que existieran botes de arena en el equipo.
11. Pesar cada tamiz y determinar por diferencia la cantidad de muestra retenida.
12. Realizar la gráfica de los porcentajes retenidos y acumulados.

Tabla 3. Resultados de la granulometría

Tipo grano	Diám	Diám (Phi)	Arena inerte		Arena de yacimiento	
			% retenido	% acum.	% retenido	% acum.
Grava	2	-1,00	0,00	0,00	2,04	2,04
Arena	1,4	-0,49	0,02	0,02	4,52	6,56
Muy gruesa	1	0,00	0,02	0,04	6,67	13,23
Arena	0,71	0,49	0,02	0,06	13,59	26,82
Gruesa	0,5	1,00	0,07	0,13	16,60	43,42
Arena	0,355	1,49	0,09	0,22	16,37	59,79
Media	0,25	2,00	2,84	3,06	17,68	77,47
Arena	0,18	2,47	66,01	69,07	11,45	88,92
Fina	0,125	3,00	23,66	92,73	6,67	95,59
Arena	0,09	3,47	3,75	96,48	1,42	97,01
Muy fina	0,063	3,99	2,25	98,73	1,58	98,59
	0,05	4,32	0,39	99,12	0,60	99,19
Limos	0,02	5,64	0,00	99,12	0,00	99,19
	0,002	8,97	0,00	99,12	0,00	99,19
Arcilla	<0,002	9,00	0,59	99,71	0,74	99,93

Donde:

Diam= diámetro del tamiz (mm)

Diam Phi= Es el resultado de aplicar el $-\log_2$ (Diam) al diámetro del tamiz

% retenido= Cantidad de arena retenida en el tamiz (porcentaje)

% acumulativo= Cantidad de arena total presente en cada tamiz de manera acumulativa (porcentaje)

Los resultados indicados en la tabla 3 se pueden verificar de manera gráfica a través de la figura 6 en donde se muestra la variación del porcentaje retenido y acumulado en función del diámetro de tamiz (Phi). En la tabla 3 se observa que en los tamices correspondientes a la arena fina, es donde se retiene la mayor cantidad de la muestra de arena inerte (más del 80 % en peso). Por su parte la arena de yacimiento muestra una distribución mas heterogenea del tamaño del grano (se distribuye casi equitativamente entre granos gruesos, medios y finos). Sin embargo se debe recordar que los resultados de los análisis granulométricos no pueden ser sometidos a reglas estrictas e inmutables.

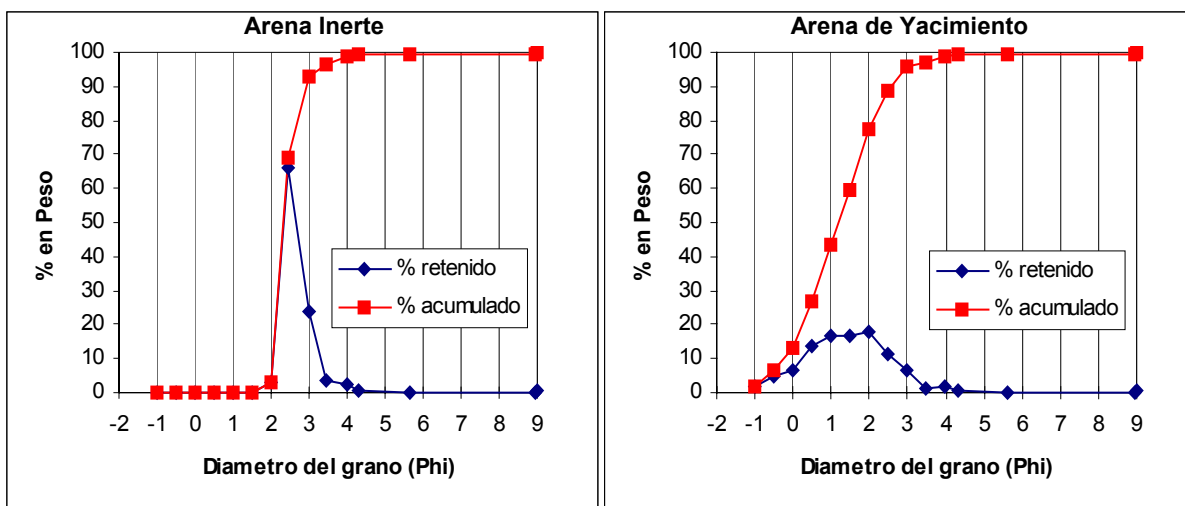


Figura 6. Porcentaje de retenidos y acumulados de las arenas.

Recombinación del crudo

El crudo es recombinado con gas metano a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento (60°C y 400 psig), debido a que el gas asociado se pierde de las muestras originales de crudo, producto de su extracción del pozo a temperatura ambiente y presión atmosférica. El proceso se realizó en un reactor por carga tanque agitado continuo con camisa de calentamiento y capacidad de un galón (3,78 l), marca Parr, serie 4550, modelo 4551, además se utilizaron dos bomba marca ISCO, modelo 500D tipo pistón con el fin de trasladar el crudo recombinado a un cilindro de almacenamiento de un litro de capacidad, así como un controlador de temperatura marca Watlow y una resistencia térmica utilizados para el calentamiento del cilindro de almacenamiento en el momento del traslado; en la figura 8 se muestra un diagrama del montaje necesario para la realización de este proceso.



Figura 7. Reactor Parr

Procedimientos Experimentales

- **Prueba de fuga del reactor**

1. Conectar una bomba a la parte inferior del reactor (válvula c).
2. Agregar agua al envase del reactor hasta que quede casi completamente lleno.
3. Cerrar el reactor utilizando un torquímetro graduado a 20 libra fuerza. Para garantizar un mejor sello de la tapa del reactor se deben cerrar los tornillos en forma diagonal, es decir apretar un tornillo primero y luego apretar el que se encuentra al frente.
4. Fijar caudal constante en la bomba (equipo 6), sacar todo el aire contenido en el reactor por las diferentes válvulas del reactor, esto se comprueba cuando empieza a salir agua por todas las válvulas que deben estar abiertas.
5. Cerrar todas las válvulas del reactor.
6. Subir la presión dentro del reactor hasta 1800 psi con la bomba (equipo 6) en modalidad de flujo constante y fijar la alarma de seguridad a la misma presión.
7. Verificar que el equipo no fugué por ninguna parte. Esto se logra con la bomba (equipo 6) en la modalidad de presión constante, se fija una presión de 1800 psi y se mantiene hasta que la bomba se estabilice en un caudal igual a cero. En caso contrario puede existir una fuga o puede haber presencia de aire en el reactor; de ser la primera hay que tratar de localizarla para corregirla, de ser la segunda extraer el aire del reactor inyectando agua.
8. Despresurizar el reactor aflojando una de las conexiones de la bomba al reactor.
9. Abrir el reactor y sacar toda el agua contenida y cuidar de secar bien el envase.

- **Recombinación del crudo**

1. Cargar el envase del reactor con el crudo muerto, con una cantidad de 3 litros aproximadamente.

2. Cerrar el reactor siguiendo el procedimiento descrito en el paso 3 de la sección anterior.
3. Fijar la presión de trabajo del gas metano con el regulador de la bombona en el cuarto de bombonas.
4. Conectar la línea de gas metano a la válvula que llega hasta la superficie del reactor (válvula a).
5. Regular la válvula de alivio (válvula f) a una presión mayor que la de trabajo (aproximadamente 200 psi) y conectarla a una línea de alivio dirigida a un recipiente contra derrame.
6. Presurizar el reactor a las condiciones preestablecidas con metano por la válvula de entrada del gas.
7. Cerrar la válvula de entrada del gas (válvula a).
8. Cambiar la conexión de la línea de metano a la válvula que llega hasta la mitad del reactor (válvula b).
9. Comenzar el calentamiento del reactor lento y progresivamente (equipo 2), en intervalos de 5°C desde la temperatura ambiente hasta la temperatura de recombinación.
10. Comenzar la agitación del reactor una vez alcanzada los 30° C de temperatura a una velocidad moderada.
11. Abrir la válvula de entrada del gas (válvula b) para que regrese a la presión de recombinación, cada vez que se registre una caída de presión; hacer esto las veces que sea necesario hasta que no se registre ninguna variación en la presión que es la que nos indica que el proceso a concluido.
12. Detener la agitación del reactor pero mantener el control en la temperatura.

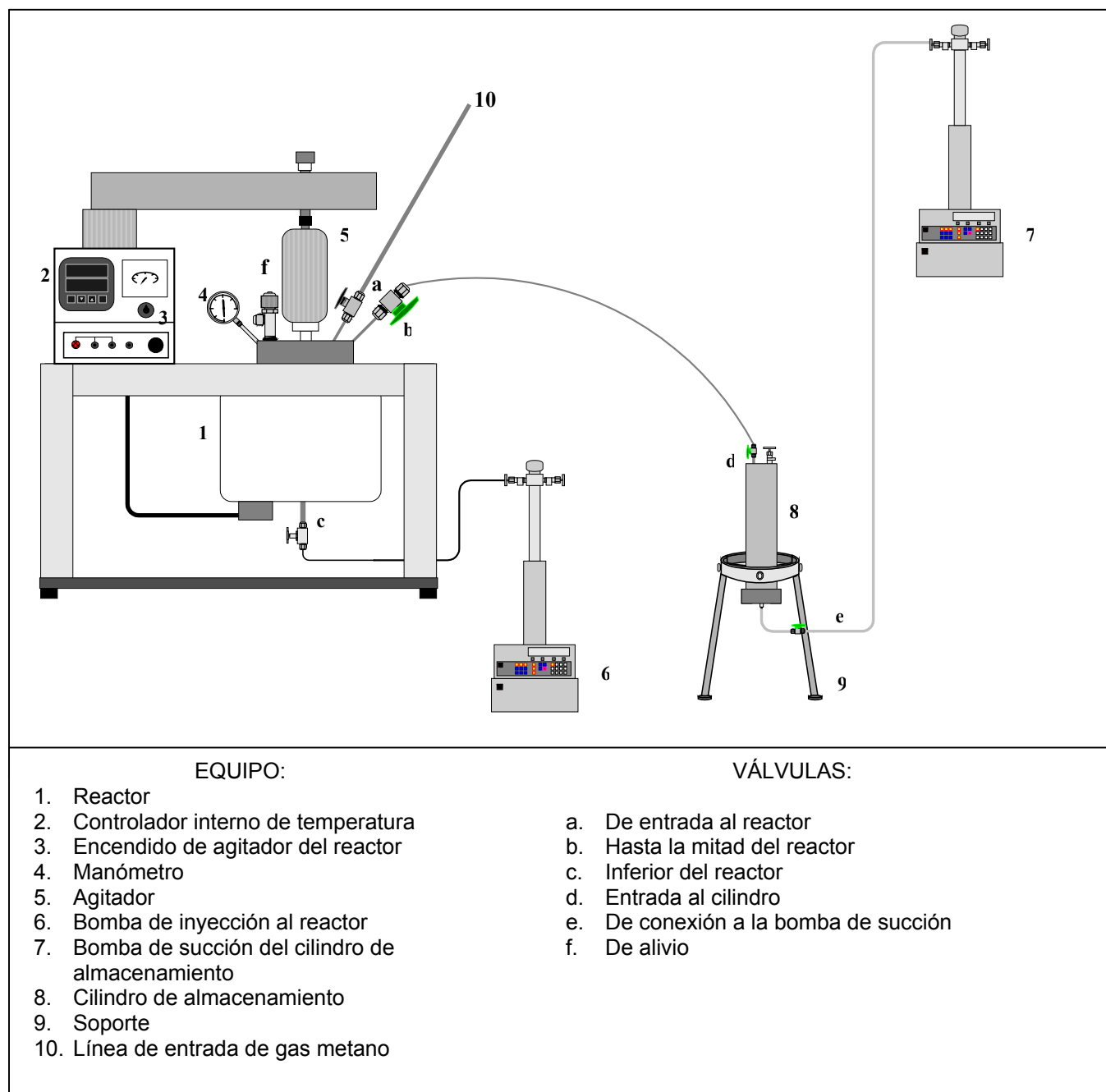


Figura 8. Diagrama del equipo de recombinación

- **Transferencia y almacenamiento del crudo**

1. Presurizar con flujo constante la línea que comunica a la bomba con la parte inferior del reactor a una presión mayor a la de las condiciones de operación de la prueba (aproximadamente 100 psig por encima de la recombinación).

2. Abrir la válvula que se encuentra en la parte inferior del reactor (válvula c).
3. Presurizar el reactor 100 psig por encima de la presión de recombinación con la bomba (equipo 6) en la modalidad de flujo constante (inyectando agua) y luego mantener esta presión con la bomba en modalidad de presión constante.
4. Conectar una manguera a la válvula de alivio (válvula f).
5. Abrir la válvula de alivio (válvula f) con cuidado para extraer la capa de gas metano.
6. Verificar que el caudal inyectado por la bomba (equipo 6) no exceda de 10 ml/min, el proceso se considera terminado cuando salga una pequeña cantidad de crudo por la válvula de alivio (válvula f).
7. Preparar un cilindro de almacenamiento (equipo 8) tipo pistón con el extremo inferior cargado de agua destilada y con el pistón en el tope de entrada del crudo.
8. Colocar el cilindro en posición vertical con el extremo de agua en la parte inferior, sostenerlo con un soporte (equipo 9).
9. Conectar una bomba (equipo 7) a la parte inferior del cilindro (el extremo que contiene el agua destilada).
10. Conectar una línea que comunique al reactor con el cilindro de almacenamiento.
11. Colocar una manta de calentamiento al cilindro y a la línea de transferencia y utilizando el controlador calentar lentamente en intervalos de 5°C hasta la temperatura de recombinación.
12. Abrir un poco la válvula del reactor (válvula a) que comunica a la línea de transferencia hasta notar que el flujo de inyección de la bomba tienda a cero.
13. Abrir una de las conexiones adyacente a la válvula del cilindro de almacenamiento para purgar el aire contenido en la línea, verificar con la salida de crudo.
14. Con la válvula abierta del reactor y el cilindro esperar a que se estabilice la presión en todo el sistema, deben quedar ambas presiones que registra las bombas en valores muy cercanos o iguales.

15. Anotar los volúmenes iniciales y finales registrados por ambas bombas.
16. Poner la bomba que se encuentra conectada al cilindro de almacenamiento en la modalidad de presión constante (verificar que no tenga mucho volumen) y encender mientras que la que se encuentra conectada al reactor ponerla en la modalidad de caudal constante y encender (como máximo fijar un caudal de 10 ml/min y verificar que tenga un volumen alto de agua), al cabo de unos segundos se debe notar que la otra bomba que se encuentra conectada al cilindro retira ese mismo caudal para mantener la presión constante.
17. Llenar la bomba conectada al reactor y vaciar la que se encuentra conectada al cilindro de almacenamiento las veces que sea necesario hasta que el cilindro se llene (esto se evidenciara con un aumento de la presión lo que nos indicara que el cilindro esta lleno).
18. Anotar y calcular el volumen contenido dentro del cilindro.
19. Apagar el controlador de temperatura para dejar el calentamiento y sin desconectar el cilindro de la bomba dejar que se enfríe a temperatura ambiente fijando previamente una presión de almacenamiento de 1000 psi por 12 horas mínimo.
20. Medir la RGP al crudo contenido en el cilindro (Ver procedimiento de determinación de la relación gas-petróleo).
21. Desconectar el cilindro y guardarlo con una etiqueta que describa la cantidad de crudo contenido, las condiciones de presión y temperatura tanto de la prueba como de almacenamiento.
22. Por el volumen de crudo calculado que se transfirió al cilindro determinar si se puede llenar otro cilindro.
23. Apagar el calentamiento del reactor una vez concluida todas las transferencias.
24. Cerrar todas las válvulas del reactor.

- **Limpieza del reactor**

1. Desconectar la línea que conecta a la bomba con el reactor.
2. Colocar un envase de alta capacidad debajo del reactor y abrir la válvula inferior para sacar toda el agua inyectada así como los residuos de crudos que no fueron transferido.
3. Aflojar la tapa del reactor y las conexiones para limpiarlas utilizando el solvente VQ-5.
4. Retirar con servilletas los residuos de crudos una vez que se disuelvan con el solvente.
5. Enjuagar con agua y secar bien.
6. Armar nuevamente el equipo.

Determinación de la relación gas-petróleo (RGP)

Este método permite cuantificar la cantidad de gas que se encuentra disuelto en una muestra determinada de crudo. En el procedimiento se emplea un vial que hace la función de separador, donde se recoge la muestra, el cual esta conectado a una línea dirigida a un gasómetro marca Ruska, donde se determina el volumen de gas asociado, y otra dirigida a un cilindro de almacenamiento de crudo; la cantidad de crudo se determina por diferencia en peso del vial antes y después de tomar la muestra de crudo, y el volumen del líquido se determina empleando la densidad de éste, para luego determinar el valor de la relación gas-petróleo.

Procedimiento experimental:

1. Lavar el Vial a utilizar con un solvente como el Diclorometano (Tomar las medidas necesarias para su uso y desecho por lo tóxico del mismo).
2. Pesarse el vial vacío y anotar.

3. Conectar las líneas de entrada al vial (de la salida del cilindro de almacenamiento) y salida del vial (hacia el gasómetro).
4. Verificar que el gasómetro se encuentre en cero.
5. Colocar la válvula del gasómetro en posición "Abierto".
6. Fijar presión constante a la bomba que se encuentra conectado al crudo recombinado.
7. Anotar el volumen inicial de la bomba.
8. Abrir la válvula de salida, el sistema experimentará una caída de presión lo que hace que la bomba comience a trabajar e inyecte agua para mantener la presión.
9. Recolectar la cantidad de muestra deseada dentro del vial (mínimo 10 ml) y cerrar la válvula de salida del cilindro y esperar a que el sistema se estabilice.
10. Anotar la cantidad de gas recolectado, en caso de que el volumen a recoger sea mayor al de la columna se debe cerrar la válvula de entrada al gasómetro y vaciar su contenido, y abrir nuevamente para contabilizar la cantidad de gas restante.
11. Tomar la lectura final en la bomba y el volumen registrado en el gasómetro y desconectar las líneas del vial.
12. Desconectar las líneas dirigidas hacia el vial y vaciar la columna donde se mide el volumen de gas.
13. Pesar en la balanza el vial con la muestra y anotar.
14. Desechar la muestra de crudo en su envase respectivo.
15. Calcular la relación Gas-Petróleo.

Muestra de cálculo:

La relación Gas-Petróleo se calcula a través de la ecuación 14; los datos necesarios se obtuvieron siguiendo el procedimiento experimental descrito anteriormente. Por ejemplo para un muestra la masa de crudo fue igual a 14,04 gramos y como la densidad del crudo es

conocida se pudo determinar el volumen de crudo recogido; el gas que estaba disuelto se leyó directamente del gasómetro y al sustituir los datos en la ecuación se tiene que:

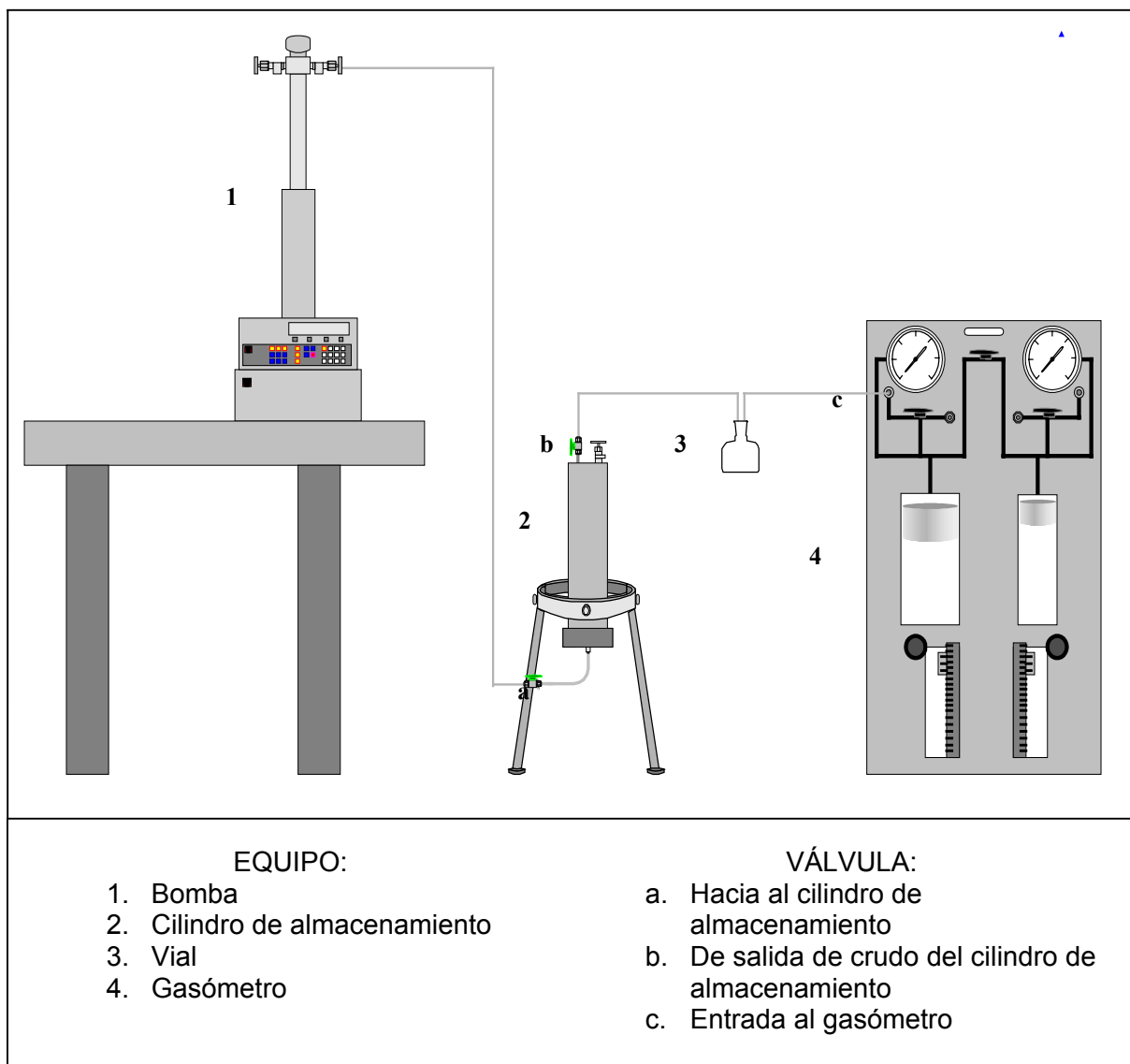


Figura 9. Diagrama del equipo para medir RGP

$$RGP = \frac{\text{Volumen de gas}}{\text{Volumen de crudo}} = \frac{PCN}{BN} \quad (14)$$

$$RGP = \frac{117 \text{ cm}^3 \text{ de gas}}{14.04 \text{ g de crudo} / 0.9993 \text{ g/cm}^3} * \frac{3,53 \times 10^{-5} PCN}{6,29 \times 10^{-6} BN}$$

$$RGP = 46,73 PCN/BN$$

Preparación de la celda

Fue el procedimiento más extenso de toda la prueba en general y comprendió varias: el empaque de la celda, su caracterización y aislamiento. La preparación de la celda constituye una parte fundamental de la ejecución de una prueba de combustión; comprendió varios procedimientos que dominaron el intervalo de tiempo que transcurrió entre pruebas consecutivas. Por lo general, este periodo de tiempo no excedió de una semana (4 o 5 días fueron suficientes para completar todas las etapas).

- **Empaque de la celda**

En esta etapa fue donde se reprodujeron las propiedades porosas del yacimiento, creando un lecho permeable, el cual se logró empacando arena en el interior de la celda, para esto se necesitaron aproximadamente 550 gramos de arena. El proceso consistió en tapar una de las caras de la celda dejando el otro extremo abierto para agregar la arena. A las tapas de la celda se le conectó una válvula de aguja marca Swagelok, modelo SS-4UW-HT respectivamente y la arena se agregó en medidas iguales y compactada con la ayuda de un martillo y un embolo. Se utilizó una bomba de vacío marca General Electric, modelo SKH36KN90BX, para asegurar una mejor compactación de la arena; se colocaron siete termocuplas internas marca Watlow tipo K correspondientes a cada tramo de la celda y al terminar el vaciado de la arena se cerró el otro extremo abierto. Para cerrar las tapas de la celda se utilizaron 20 tornillos de acero de 5/16" y grado 8, los cuales fueron cubiertos con sellador para tornillo marca Chemsearch.

Procedimiento experimental

1. Agregar 550 g de arena a un beaker vacío.
2. Escoger siete termocuplas tipo K

3. Verificar el funcionamiento de la termocuplas con el regulador de temperatura.
4. Colocar 2 mallas metálicas en cada tapa.
5. Pesar la celda, 2 tapas, 2 válvulas, 7 termocuplas y 20 tornillos y anotar.
6. Usar una prensa para sostener la celda.
7. Colocar la tapa en la entrada de la celda; para ello se enroscan los tornillos (engrasar estos con el sellador antes de ajustarlos), uno a uno de forma diagonal, para que el ajuste sea uniforme. Luego de enroscar todos los tornillos ajustar con el torquímetro, a 15 y luego a 20 libras fuerza, de forma diagonal.
8. Colocar una válvula en este extremo, de manera que el niple de entrada quede perpendicular a las termocuplas.
9. Sujetar la celda en la prensa con la entrada hacia abajo.
10. Conectar la bomba de vacío a la entrada de la válvula (verificar el nivel de aceite en la bomba y colocar una trampa de arena limpia a la entrada de la misma). Verificar que la válvula de la celda a la celda esté cerrada, luego encender la bomba y finalmente abrir la válvula.
11. Colocar teipe a todos los agujeros de los tornillos del otro extremo de la celda para evitar la entrada de arena a los mismos mientras se empaca, y a las conexiones de las termocuplas para evitar la salida de la arena.
12. Agregar la arena en cantidades iguales. Cada medida agregada debe recibir la misma cantidad de golpes con el embolo y el martillo. Detenerse cuando la arena llegue hasta la señal de asiento de la primera termocupla.
13. Quitar el primer teipe y limpiar la conexión para eliminar los granos de arena, luego se engrasa la conexión de la termocupla con grasa térmica se conecta a la celda y se ajusta muy bien la unión para evitar posteriores fugas.
14. Cuidar de no golpear la termocupla para no doblarla.

15. Golpear con el martillo de goma por la parte externa de la celda a medida que se empaca, para lograr un mejor reajuste de los granos.
16. Repetir los pasos del 12 al 15 hasta llegar a la última termocupla. Al agregar la última capa de arena se deja una separación del tope de la celda equivalente al espesor de la malla en la tapa (aproximadamente 2 mm), y luego se compacta con el émbolo corto y el martillo.
17. Cerrar la válvula de entrada de la celda para evitar que al apagar la bomba de vacío el controflujó de aire brusco saque la arena de la celda.
18. Apagar la bomba de vacío.
19. Colocar la tapa del extremo superior correspondiente a la salida de la celda.
20. Repetir el paso 7 para el ajuste de la tapa.
21. Pesar el beaker con el restante de arena y anotar.
22. Pesar la celda empacada.
23. Determinar la cantidad de arena empacada por el beaker y por el sistema (esto se logra restando el beaker con muestra y después del empaque, y para el sistema se logra restando el peso de toda la celda empacada menos el sistema vacío).

- **Permeabilidad al nitrógeno**

Este procedimiento se realizó con la finalidad de saber que tan permeable era el empaque creado dentro de la celda, en presencia de nitrógeno. Para ello se realizó un montaje como el mostrado en la figura 10, en el cual la celda se colocó en unos soportes y fue conectada a un cilindro de nitrógeno. Se le coloca un sensor de presión diferencial 5 psi, conectada a un transductor de presión marca Valadyne CD223, utilizado para medir el ΔP en porcentaje además de un manómetro de 0 a 15 psi que ayudó visualmente a regular la inyección de gas; adicionalmente se utilizó un medidor digital de

flujo volumétrico cuya función era mostrar la cantidad de flujo de gas de salida de la celda.

Procedimientos experimentales

Verificación de Fugas:

1. Realizar el montaje de la figura 10.
2. Verificar que todas las válvulas estén cerradas.
3. Abrir V1 para permitir el paso de flujo al sistema.
4. Abrir V2 manteniendo la presión en M2 entre 100 y 200 psi.
5. Abrir V9.
6. Abrir V3, V5 y V7.
7. Abrir lentamente V4 hasta que se alcance 5 psi en todo el sistema, verificando esto con M3.
8. Cerrar completamente V4.
9. Verificar que no existan fugas en todo el sistema empleando agua jabonosa en las conexiones.
10. Abrir V10 hasta liberar la presión, en caso de existir fugas corregirlas.
11. Repetir los pasos 7, 8, 9 y 10 hasta que no se detecten fugas.
12. Cerrar V10.

Calibración del Transductor:

1. Abrir V6.
2. Encender el transductor con B3.
3. Colocar B4 en posición low.
4. Ajustar el cero del transductor manipulando B1 (zero).
5. Colocar B4 en posición high.
6. Abrir V4 lentamente hasta que se alcance una presión de 5 psi en M3.

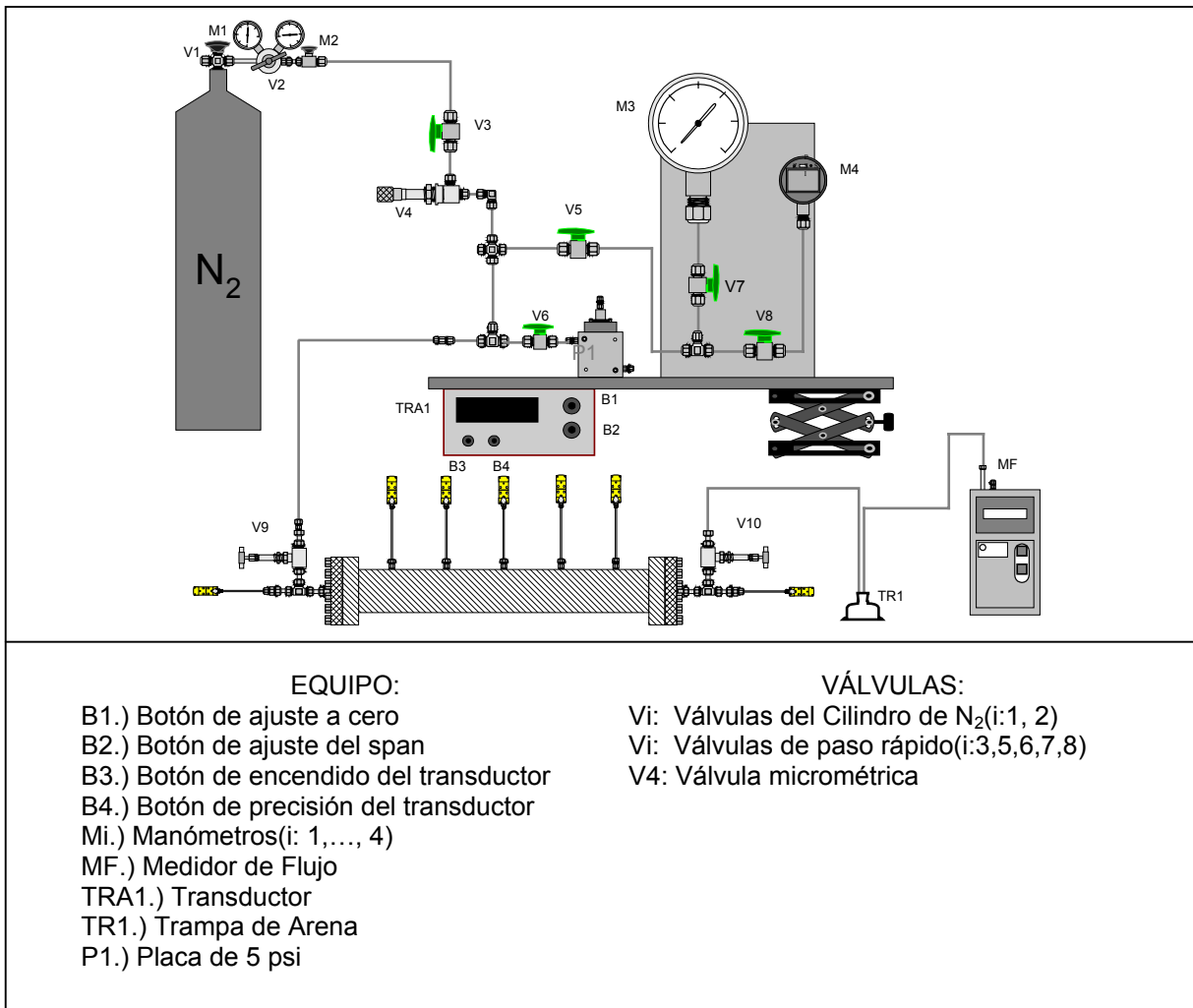


Figura 10. Diagrama del equipo para medir permeabilidad absoluta al N₂

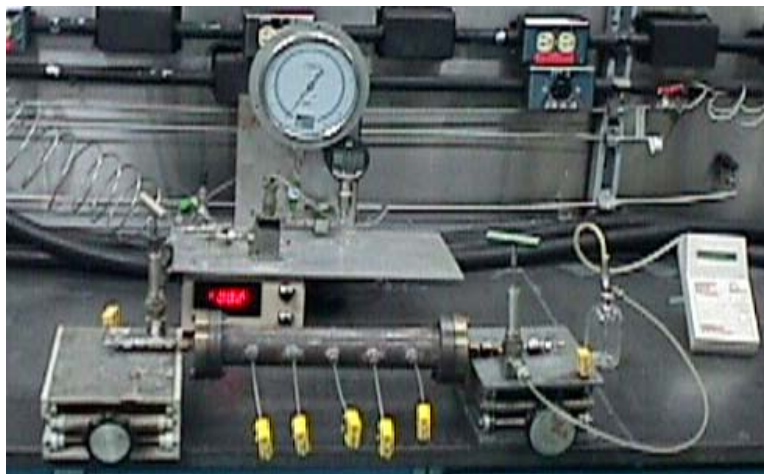


Figura 11. Equipo para medir permeabilidad al nitrógeno.

7. Cerrar V4.
8. Ajustar el span del transductor a 50 % manipulado B2.
9. Abrir V10 para liberar la presión.
10. Cerrar V10, V5 y V7.
11. Repetir del 1 al 9 para repetir los valores de 0 y 50%.

Toma de Datos:

1. Conectar un medidor de flujo con su respectiva trampa a V10.
2. Encender el medidor de flujo.
3. Abrir V10.
4. Cuidar de abrir lentamente V4 para no pasar el límite de capacidad del medidor de flujo volumétrico.
5. Esperar que se estabilice el valor reflejado en el transductor y el medidor de flujo y anotar el valor registrado.
6. En caso de ser notorio el desplazamiento de arena a la trampa corregir esto agregando más mallas a la salida de la celda.
7. Tomar nota de los valores reflejados en el transductor y en el medidor de flujo.
8. Aumentar el paso de flujo abriendo V4, verificando que el flujo no sea superior al máximo y que la lectura del transductor no sea mayor a 50 %.
9. Registrar por lo menos 5 valores del transductor y presión repitiendo los pasos del 4 al 7.
10. Cerrar V4, V5 y V6.
11. Desconectar la celda del sistema.
12. Cerrar V1 y V2.
13. Abrir V4 para liberar la presión de la línea.

Muestra de cálculo:

Una vez seguido el procedimiento descrito en la parte anterior se tomaron los datos suficientes para determinar la permeabilidad absoluta al nitrógeno. A continuación se muestra cuales fueron los cálculos necesarios para llegar a tener el valor de la permeabilidad. Por ejemplo si el valor reportado para el flujo volumétrico es $Q = 113 \text{ cm}^3/\text{min}$ y el ΔP registrado es igual 1,45%, al transformar el flujo a cm^3/s tenemos:

$$Q = (113 \text{ cm}^3/\text{min}) * (1 \text{ min} / 60 \text{ s})$$

$Q = 1,88 \text{ cm}^3/\text{s}$

Dado que el transductor esta calibrado a 10 psi que equivale a 100%, para determinar a cuanto equivale 1,45 % en atmósfera tenemos que:

$$\Delta P = (10 \text{ psi} * 1,45/100) * (1 \text{ atm} / 14,7 \text{ psi}) = 0,010 \text{ atm}$$

Una vez convertidos todos los datos, se procedió a graficar a Q en función del ΔP para obtener la pendiente de la mejor recta que pasa por los puntos, esto porque la ecuación de permeabilidad linealizada es:

$$Q = \frac{K * A}{\mu * L} * \Delta P \quad (15)$$

Donde: $Q =$ Flujo volumétrico (cm^3/s)

$K =$ Permeabilidad (mD)

$A =$ Área transversal al flujo (cm^2)

$\mu =$ Viscosidad del fluido (centipoise)

$L =$ Longitud (cm)

$\Delta P =$ Diferencial de presión (atm)

Al igualar a la pendiente de la recta con el coeficiente que acompaña al termino independiente de la ecuación nos queda:

$$m = \frac{K * A}{\mu * L} \quad (16)$$

Se tiene que la pendiente es igual a $m= 249,81$; se sabe que $L=30$ cm, $\mu= 0,017$ cP, $A=11,10$ cm², por lo tanto despejando a K de la ecuación 16 y sustituyendo los valores tenemos que la permeabilidad al nitrógeno para la celda empacada de la prueba fue:

$$K = \frac{m * L * \mu}{A}$$

$$K = \frac{249,81 * 30 \text{ cm} * 0,017 \text{ cP}}{11,10 \text{ cm}^2}$$

$KN_2 = 11,66 \text{ Darcies}$

- **Saturación con agua y obtención del volumen poroso.**

El equipo consta fundamentalmente de una bomba ISCO (B1) de 500 ml de capacidad, empleada para inyectar agua a través de todo el sistema y se caracteriza por poseer dos modos de operación, ya que se puede emplear para inyectar un flujo constante entre 0.001 ml/min y 100 ml/min o para mantener una presión constante en el sistema que puede oscilar entre 10 psig y 3500 psig. La bomba ISCO está conectada a través de un conjunto de tuberías de acero inoxidable de 1/8 de pulgada de diámetro externo y un conjunto de válvulas de paso rápido a la celda previamente empacada y a la que le a sido evaluada su permeabilidad al nitrógeno.

Procedimiento experimental:

1. Realizar el montaje de la figura 12.
2. Verificar que todas las válvulas estén cerradas.
3. Ajustar el cero de la bomba presionando el botón 4 del panel de control de B1.
4. Abrir V9 de forma que el fluido se desplace de B1 a V25.
5. Abrir V25 y V12.

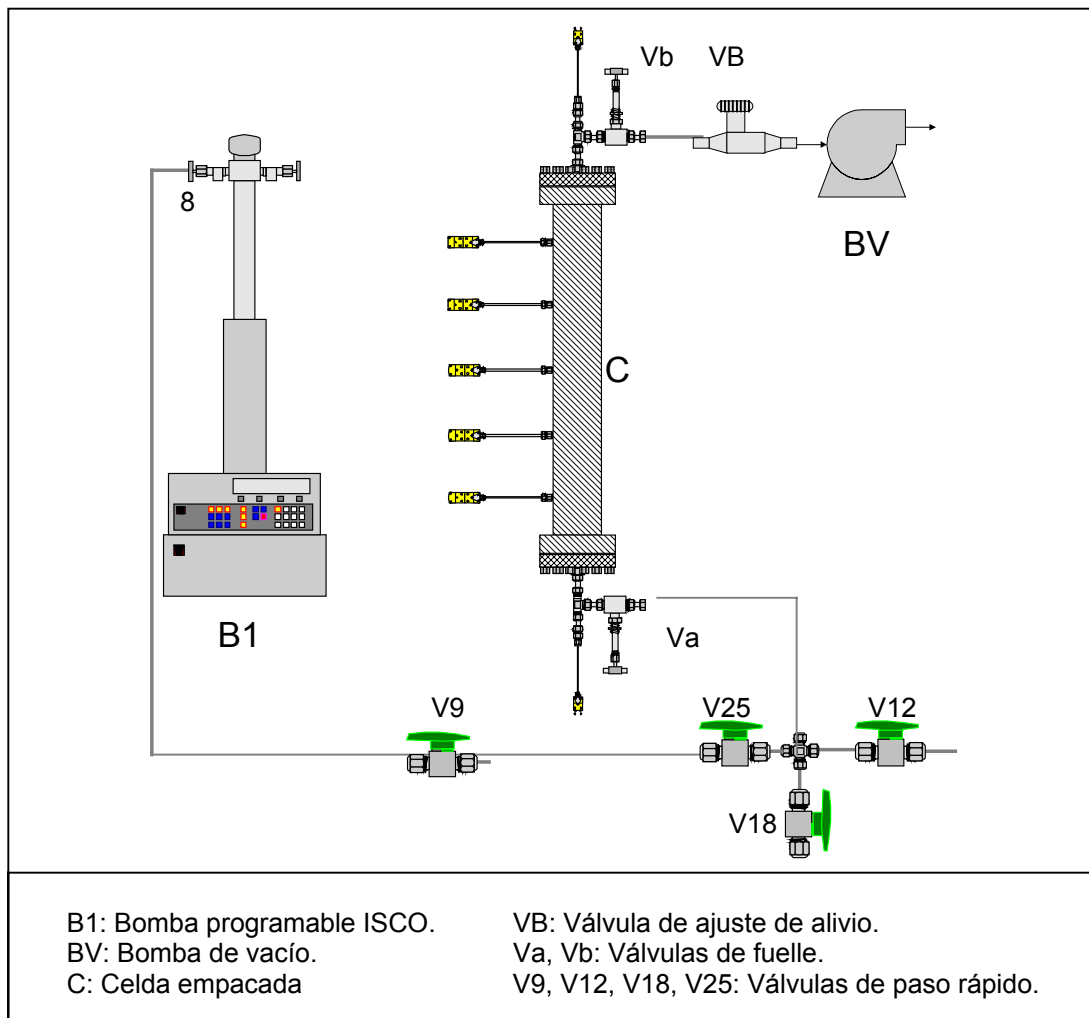


Figura12. Diagrama del equipo para saturación con agua

6. Presionar el botón 3 del panel de control de B1 para colocar la bomba a flujo constante, ajustar este flujo a 5 ml/min, presionar el botón 7. Inyectar este flujo aproximadamente por 3 min.
7. Presionar botón 6 del panel de control.
8. Cerrar V12
9. Conectar la bomba de vacío VB.
10. Abrir Vb y VB
11. Encender la bomba de vacío y dejarla en funcionamiento por 1 hora.
12. Cerrar Vb y VB.

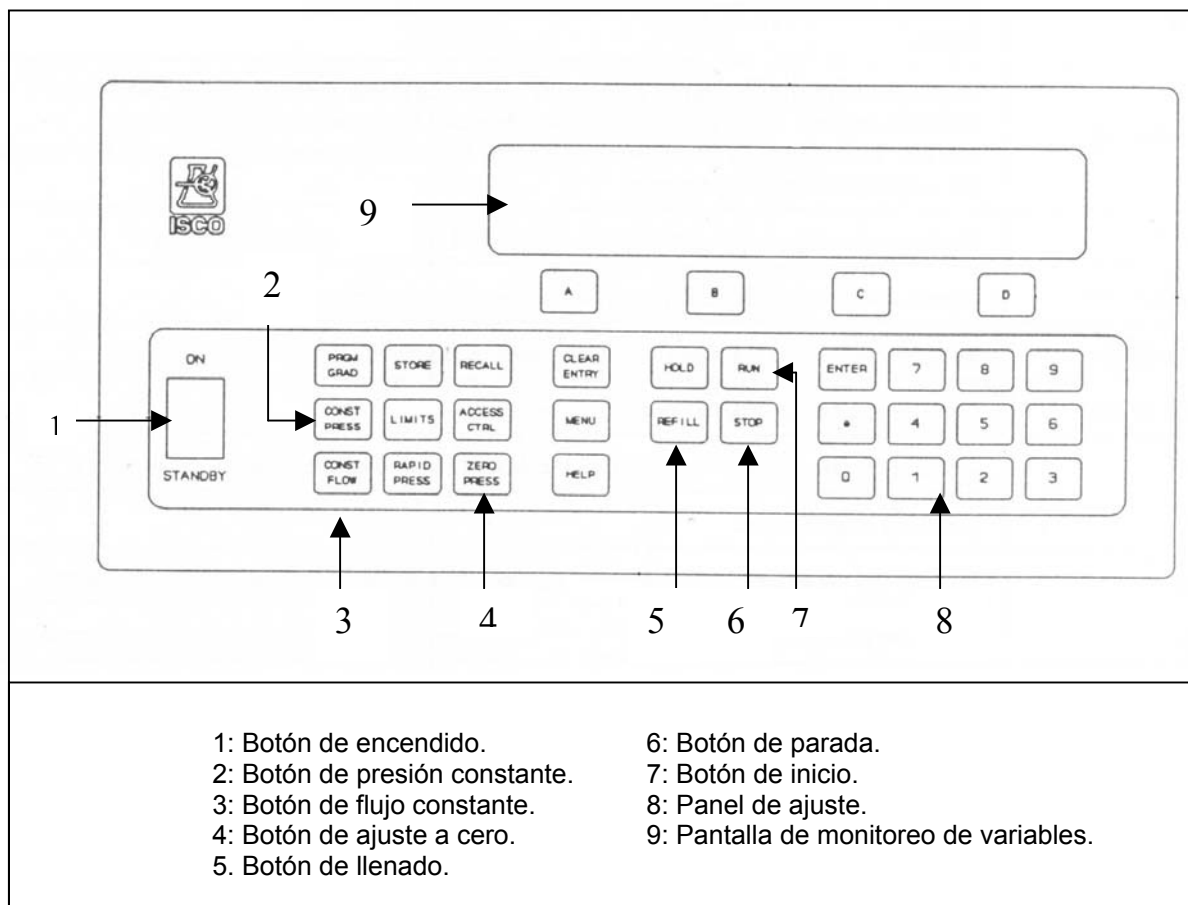


Figura 13. Panel de control de una bomba programable ISCO

13. Apagar la bomba de vacío.
14. Desconectar la bomba de vacío.
15. Tomar nota del volumen y presión de B1.
16. Abrir Va y Vb, verificar que la presión de B1 sea negativa por efecto del vacío.
17. Ajustar el flujo de inyección de B1 a 1ml/min.
18. Presionar el botón 7.
19. Presionar el botón 6 de la bomba al verificar en el panel de control que la presión aumenta.
20. Tomar nota del volumen y la presión de B1.

21. Tomar nota del volumen y la presión de B1.
22. Presionar el boton 7.
23. Presionar el boton 6 de la bomba al verificar en el panel de control que la presión sea 200 psi.
24. Tomar nota del volumen de B1.
25. Abrir VB, presionar el boton 7 y recolectar 30 ml de agua con el objetivo de desplazar el aire que pueda quedar dentro de la celda.
26. Presionar botón 6.
27. Cerrar VB.
28. Tomar nota del volumen y la presión de B1.
29. Repetir los pasos 28 y 29 pero a una presión de 1500 psi.
30. Verificar que la presión de B1 no decae.
31. Tomar nota del volumen de fluido requerido para alcanzar esta presión.
32. Abrir VB.
33. Repetir los pasos del 28 al 33 hasta que volumen para alcanzar la presión deseada no varíe significativamente.
34. Cerrar Va y Vb.
35. Pesar el Beaker y la VB.
36. Pesar la celda.

- **Determinación de la permeabilidad al agua**

Este parámetro se mide una vez saturada la celda con agua, para verificar que la permeabilidad del empaque no haya sufrido cambios por el proceso de saturación. Se realiza empleando los mismo equipos utilizados para saturar la celda con agua, y adicionalmente se utilizó un transductor de presión Validyne. Para este fin se modificó el montaje experimental anterior. Se registraron los valores de caída de presión para cada

flujo de agua utilizado. El ejemplo de cálculo es similar al caso con nitrógeno, con la excepción de que se debe usar la viscosidad del agua.

Procedimiento Experimental:

1. Realizar el montaje de la figura 14.
2. Verificar que todas las válvulas se encuentren cerradas.
3. Abrir las válvulas V12, V18, V19, V20, V23, V24.
4. Presionar el botón 3 del panel de control de B1, programar la misma para inyectar un flujo de 5 ml/min.
5. Presionar el botón 7, dejando circular este flujo durante aproximadamente 3 min.
6. Cerrar V12.
7. Presionar el botón 6 al alcanzar una presión de 1000 psig.
8. Verificar que no disminuye la presión del sistema.
9. Ajustar las conexiones en caso de que disminuya la presión, en caso contrario continuar con el paso siguiente.
10. Abrir V12.
11. Cerrar V12.
12. Cerrar V19.
13. Abrir V30.
14. Repetir los pasos del 5 al 11 manipulando V32 en los pasos 6 y 10.
15. Cerrar V23, V24 y V30.

Calibración del Transductor de Presión:

16. Abrir V8, V9, V18, V19, V25, V30, V32, Va, Vb.
17. Cerrar V20.

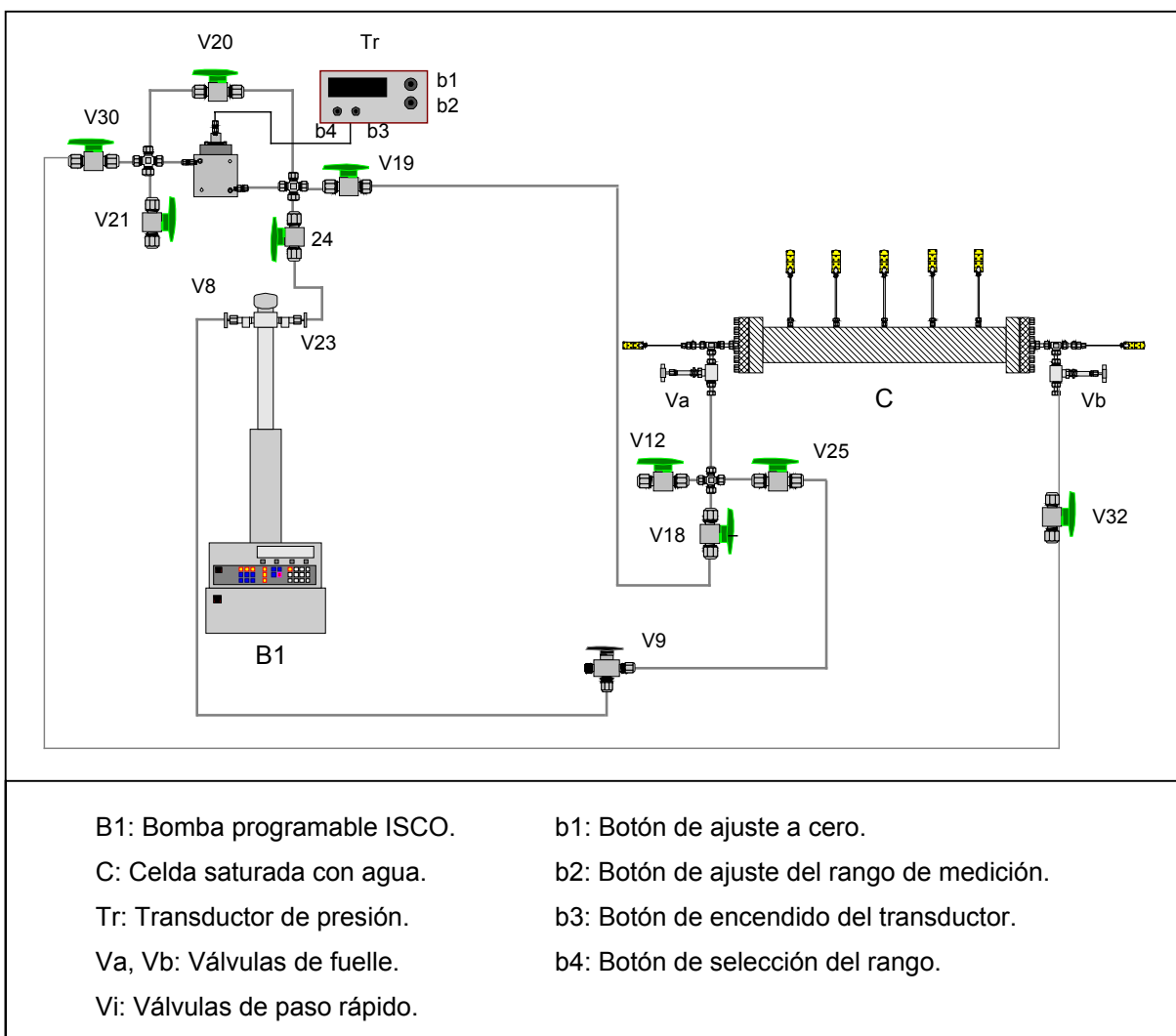


Figura 14. Diagrama del equipo para evaluar la permeabilidad al agua

18. Encender el transductor de presión a través de S1.
19. Ajustar el cero del transductor de presión manipulando botón b1 del mismo.
20. Cerrar Va y Vb.
21. Repetir los pasos 4 y 5 a un flujo de 1 ml/min.
22. Presionar el botón 6 al alcanzar una presión de 100 psi B1.
23. Ajustar el rango de medición del transductor manipulando el botón b2 del mismo.
24. Abrir V20 y V21.
25. Cerrar V20 y V21.

26. Tomar nota del volumen y la presión de B1.
27. Abrir Va y Vb.
28. Repetir los pasos 4 y 5 a un flujo de 1ml/min hasta desplazar 30 ml.
29. Variar el flujo por debajo de 1 ml/min desde 0.9 ml/min hasta 0.1 ml/min manipulando el panel de control de B1.

Toma de Datos:

30. Tomar nota de valores registrados en el transductor de presión al variar cada uno de los flujos.
 31. Presionar el botón 6.
 32. Desmontar la celda del montaje y pesarla.
- **Saturación con crudo.**

Este equipo esta conformado por dos bombas ISCO, una con capacidad de almacenar 500 ml (B1) y otra de 260 ml (B2). B1 es empleada para desplazar agua a través de las líneas la cual es alimentada a un cilindro pistón de almacenamiento (Cp) que contiene crudo que ha sido recombinado previamente con gas metano. Este cilindro es capaz de almacenar hasta 1000 ml de crudo y se caracteriza por poseer en su interior un pistón que es empujado por el agua inyectada por la zona inferior del mismo, este empuje genera que el crudo se desplace a la velocidad o presión con que se programe la bomba saliendo del cilindro a través de la válvula de fuelle (Vi) ubicada en su parte superior por donde es alimentado a la celda que ha sido previamente saturada con agua. B2 tiene como función principal presurizar y mantener la presión de operación del sistema de recolección de crudo ubicado aguas debajo de la celda. Este sistema esta integrado por un cilindro recolector (Cr) de acero inoxidable con una capacidad aproximada de 200 ml y un conjunto de tuberías y válvulas de paso rápido. Para lograr determinar la caída de

presión que presenta el crudo al pasar a través del medio poroso dentro de la celda se emplea un transductor de presión marca Validyne (Tr) constituido por una placa de medición de presión diferencial y un panel de control a través del cual se monitorea el desempeño de esta variable. Todos estos equipos están interconectados a través de tuberías de 1/8 de pulgada de diámetro capaces de soportar hasta 2000 psig. El cilindro pistón, la celda saturada con agua y el sistema de recolección se encuentran ubicados dentro de un horno industrial (H1) marca Memmert el cual es empleado para calentar el sistema al igual que el crudo, lo que facilitara su desplazamiento.

Procedimiento Experimental:

1. Realizar el montaje de la figura 15.
2. Verificar que todas las válvulas estén cerradas.
3. Abrir V38, V34 y V33.
4. Desconectar la línea conectada a V32.
5. Presionar el botón 3 del panel de control de B2 y programar la misma para inyectar un flujo de 20 ml/min.
6. Presionar el botón 7 del panel de control de B2.
7. Ajustar la línea de V32 al verificar la salida de agua a través de la conexión de V32.
8. Presionar el botón 6 del panel de control de B2 al verificar que la presión sea igual a 1500 psi.
9. Presionar el botón 2 del panel de control de B2 y programar B2 a 400 psig.
10. Verificar que no existan fugas , en caso de existir ajustar las conexiones entre B2 y V32.
11. Presionar el botón 5 del panel de control de B2 y programar B2 a 1ml/min.
12. Presionar el botón 6 del panel de control de B2 al verificar que la presión sea igual a 400 psig.

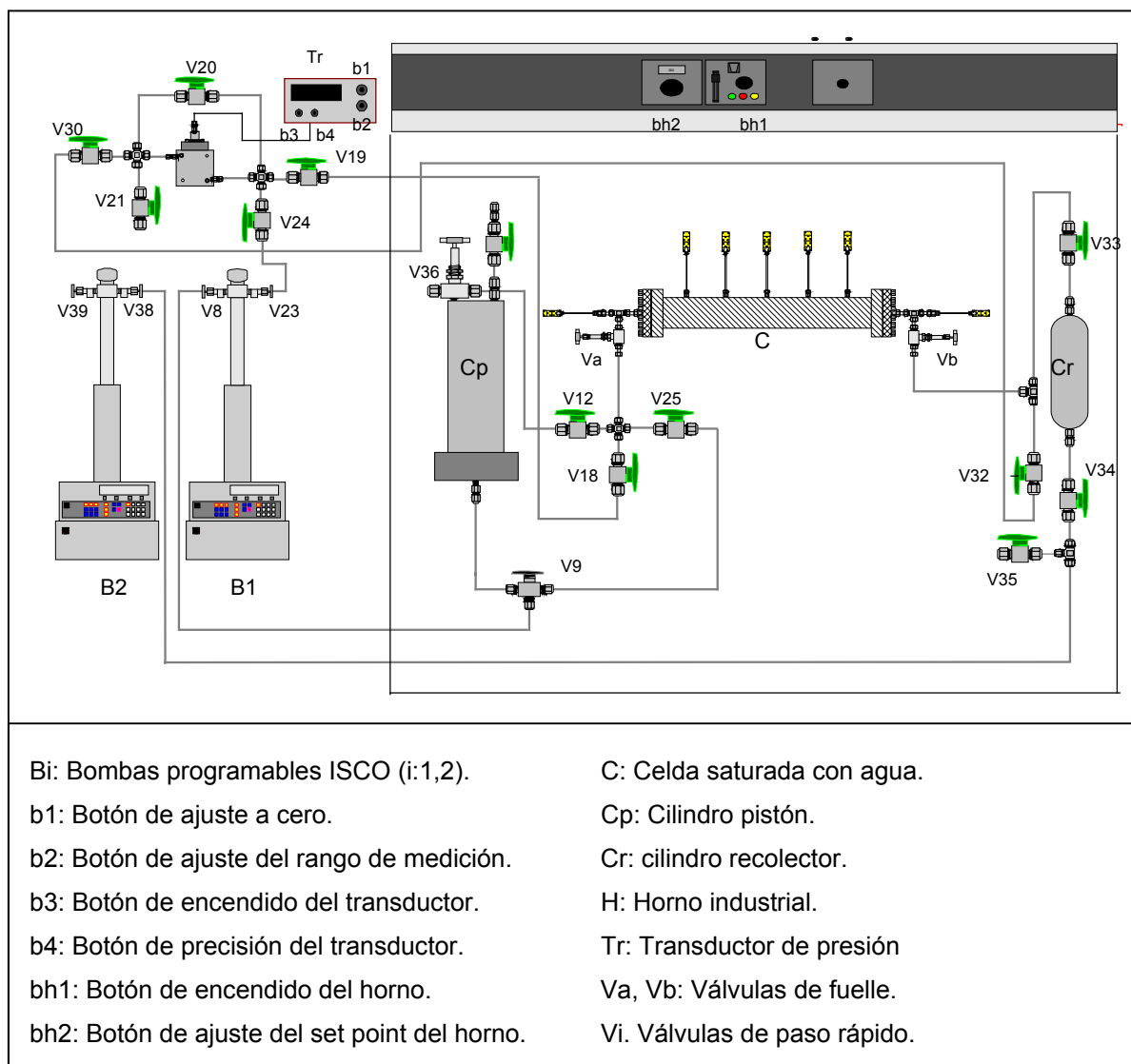


Figura 15. Diagrama del equipo para saturar con crudo el medio poroso

13. Abrir V23, V24, V20, V18, V30 y Va.
14. Repetir los pasos 5 y 6 a un flujo de 1 ml/min empleando B1.
15. Presionar el botón 6 del panel de control de B2 al verificar que la presión sea igual a la presión de trabajo 400 psig.
16. Cerrar V20, Va y V24.
17. Encender el transductor de presión manipulando S1.
18. Ajustar el cero del transductor manipulando b1.

19. Abrir V24.
20. Presionar el botón 2 del panel de control de B1 y programar la misma 100 psi por encima de la presión de trabajo.
21. Presionar el botón 7 del panel de control de B1.
22. Cerrar V24.
23. Presionar el botón 6 del panel de control de B1.
24. Ajustar el rango de medición del transductor de presión manipulando b2 a 500 colocando S2 en la posición de baja.
25. Abrir V24.
26. Repetir los pasos 11 y 12 empleando B1.
27. Abrir V20.
28. Cerrar V23.
29. Abrir V8.
30. Repetir los pasos 5 y 6 empleando B1.
31. Presionar el botón 6 del panel de control de B1 al verificar que la presión sea igual a 400 psig.
32. Abrir V9.
33. Verificar por equilibrio de presiones si el cilindro ha perdido presión.
34. Presionar el botón 2 del panel de control de B1 programar la misma a 400 psig.
35. Presionar el botón 7 del panel de control de B1.
36. Encender el horno colocando el botón bh1 en la posición I.
37. Ajustar el set point del horno girando el botón bh2 hasta 60°C.
38. Tomar nota del volumen de B1.
39. Supervisar el desempeño de B1 y tomar nota del volumen de B1 al verificar que esta se estabilice, dejando de retirar fluido al expandirse el crudo por efecto del calentamiento.

40. Aflojar la conexión de V12.
 41. Abrir V36 lentamente.
 42. Ajustar la conexión de V12 al verificar la salida de crudo por esta conexión.
 43. Abrir V12 al comprobar la estabilidad de B1.
 44. Repetir los pasos 11 y 12 empleando hasta una presión de 400 psig.
 45. Abrir Va, Vb y V12.
 46. Repetir los pasos 5 y 6 para B1 a 0.5 ml/min como flujo máximo, preferiblemente a un flujo que no genere una caída de presión mayor a 20 psig.
 47. Proseguir con el proceso de evaluación de la permeabilidad al crudo al verificar que ha hecho circular por la celda 50 ml más que el volumen poroso del lecho.
- **Determinación de la permeabilidad al crudo.**
 1. Ajustar el flujo de B1 a 0,025 ml/min manipulando el panel de control de la misma.
 2. Abrir V18 y V32 simultáneamente.
 3. Tomar nota de la lectura del transductor.
 4. Aumentar el flujo de B1 en 0.01 ml/min manipulando el panel de control, verificar que la lectura de transductor no sea mayor a 100 psig.
 5. Repetir los pasos 5 y 6 seis veces, verificar que el flujo no sea mayor a 1 ml/min ya que por encima de este flujo puede generar daños en el empaque.
 6. Cerrar V18, V32, Va y V36.
 7. Presionar el botón 2 de B1.
 8. Programar B1 a una presión de 400 psig.
 9. Colocar el botón bh1 en la posición "1".
 10. Desconectar la línea a V12.
 11. Pesar dos tapones de 1 pulgada.
 12. Cerrar Vb.

13. Presionar el botón 6 de B2.
14. Presionar el botan 5 de B2.
15. Presionar el botón 6 de B2 al verificar que la presión del sistema de recolección ha disminuido hasta 10 psig aproximadamente.
16. Desconectar las líneas unidas a la celda, y colocarle los tapones que han sido previamente pesados.
17. Pesar la celda y tomar nota de este valor.

- **Aislamiento de la celda**

Para mantener a la celda en condiciones pseudo adiabáticas durante la realización de la prueba, se le colocaron siete resistencias térmicas, las cuales fueron conectadas a controladores de temperaturas marca Watlow serie 965, regulados por siete termocuplas de pared tipo K, adicionalmente se cubrió toda la celda con un aislante para minimizar las pérdidas de calor. A continuación se describe el procedimiento:

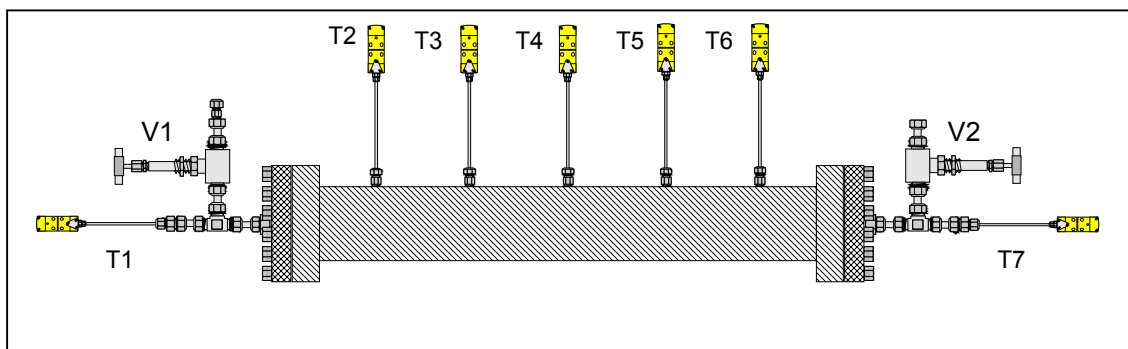


Figura 16. Diagrama de la celda empacada

Procedimiento experimental:

1. Seleccionar 7 termocuplas de pared y probar con un controlador de temperatura su funcionamiento.
2. Cubrir con cinta térmica la parte inferior de las termocuplas.

3. Conectar a la celda con ayuda de cinta térmica las 7 termocuplas en las mismas posiciones de las termocuplas internas. (ver figura 16).
4. Escoger siete resistencias y probarlas con ayuda de un tester.
5. Colocar las resistencias en la misma posición donde se ubican las termocuplas de pared y enumerarlas.
6. Cubrir toda la celda con el aislante.
7. Montar la celda en el horno.
8. Conectar las termocuplas e instalar los conectores de la resistencias a los controladores de temperatura.
9. Probar el funcionamiento de las resistencias, usando los controladores de temperatura, calentando y comprobando que aumente las temperaturas que registran las termocuplas internas y externas.

Prueba de combustión.

Una vez instalados todo los equipos y accesorios necesarios y la celda saturada se procedió a realizar la prueba. Las pruebas se realizaron en una celda de acero de forma cilíndrica, con una longitud de 30 cm y un diámetro interno de 3,81 cm, la cual fue empacada con arena creando un lecho permeable que permitió reproducir o simular el medio poroso del yacimiento, proceso realizado antes de la ejecución de las pruebas. Con el fin de medir la temperatura en los diferentes puntos del sistema se instalaron catorce termocuplas tipo K, se ubicaron siete en la dirección axial para determinar el perfil de temperatura descrito en la parte interna de la celda (ver figura 16), y siete termocuplas externas para determinar la temperatura de referencia de los controladores utilizados para mantener la celda bajo condiciones pseudo-adiabáticas mediante el uso de calentadores laterales. También se registró la presión diferencial entre la entrada y la salida de la celda. Para el registro de estos

datos de presión y temperatura se empleo un sistema de adquisición de datos basado en el software Labview 2.0, que trabaja con una computadora Macintosh Quadra 950, acoplada al respectivo hardware de instrumentación.

Durante la ejecución de la prueba se obtuvo una mezcla gas líquido la cual fue dirigida a un sistema de muestreo conformado por dos cilindros de recolección, dos válvulas cuatro vías marca Whitey y una válvula neumática controlada por el software de Labview, la cual permitió que los cilindros trabajaran de manera independiente, logrando la separación de la mezcla gas líquido; estos cilindros fueron presurizados a 400 psig con la ayuda de un gas inerte al proceso (helio) y una válvula de contrapresión marca Tescom, modelo 26-2920-282A calibrada previamente para operar entre la presión atmosférica y la presión del sistema. El líquido obtenido en la prueba se recogió en un vial, conectado a la salida del sistema de muestreo, al cual se le realizó un flash a condiciones atmosférica y se cuantificó su contenido de gas con un gasómetro marca Ruska. Una vez tomadas todas la muestras líquidas necesarias y concluida la prueba se procedió al desempaque de la celda para recoger las muestras de arenas. Todas las muestras fueron sometidas a posteriores análisis para verificar los cambios ocurridos tanto en el crudo como en el medio poroso.

Procedimiento Experimental:

1. Verificar el montaje de la figura 17.
2. Verificar que todas las válvulas estén cerradas.
3. Abrir V73, para permitir la entrada de helio al sistema, previamente se debe haber regulado la presión de salida del cilindro a 400 psig.
4. Abrir V62, lo que permitirá presurizar el cilindro aislado del sistema de recolección.
5. Cerrar V62.
6. Abrir V49, para presurizar la válvula de contrapresión.
7. Abrir V41, v39 y V54.

8. Cerrar V39 y V73.
9. Rociar con solución jabonosa las líneas por las que circula el gas y verificar si existen fugas.
10. Ajustar las conexiones en caso de existir fugas.

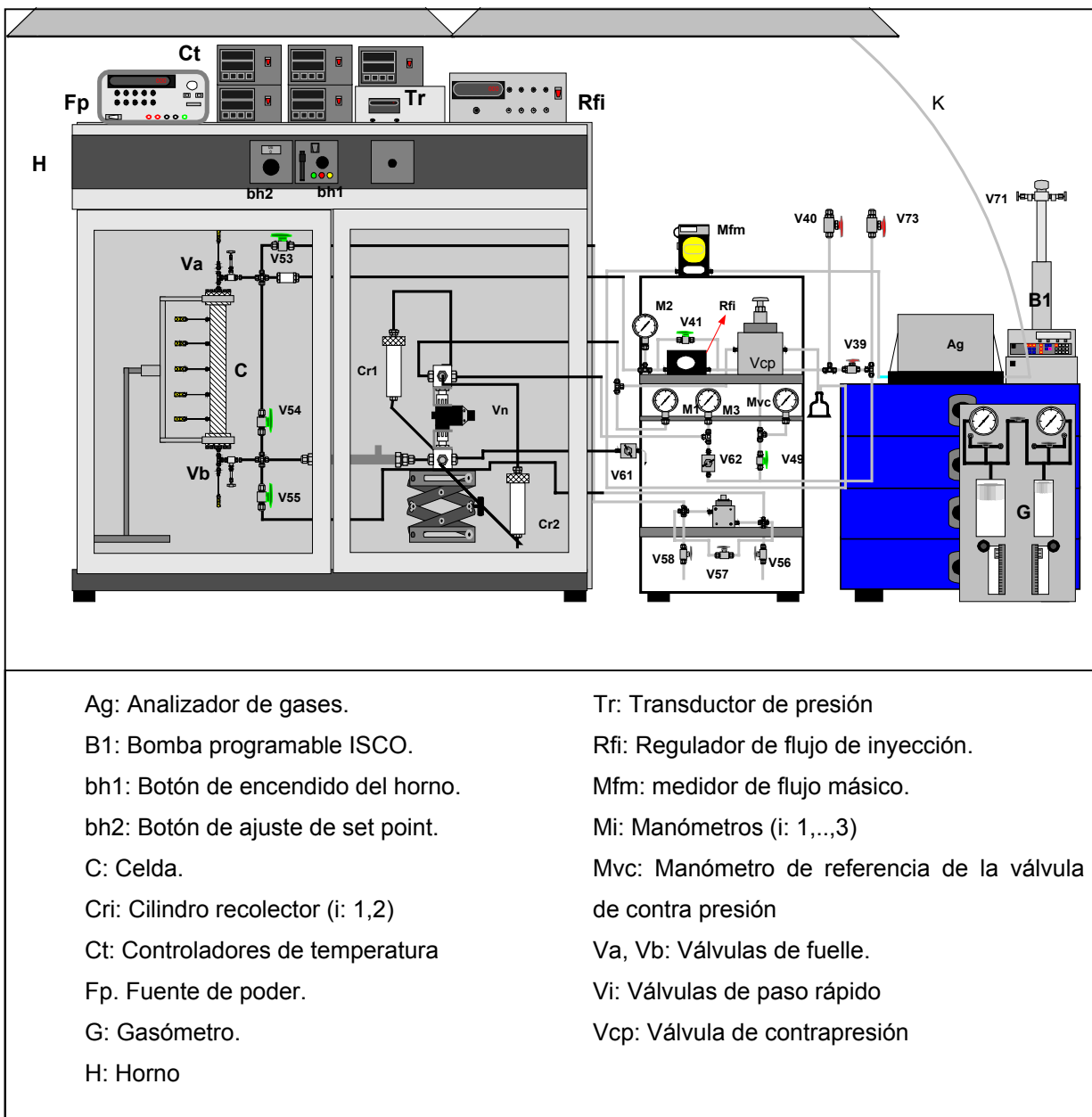


Figura 17. Diagrama del equipo de combustión in situ.

11. Desconectar la línea donde se conecta V54 para liberar la presión, ajustar la línea nuevamente.
12. Abrir V56, V58 y V71.
13. Desconectar las líneas conectadas a V53 y V55.
14. Presionar el botón 3 del panel de control de B1 y B2, programar las mismas a un flujo de 5 ml/min.
15. Presionar el botón 7 del panel de control de B1 y B2.
16. Ajustar las líneas de V53 y V55.
17. Presionar el botón 6 del panel de control de B1 y B2, al verificar que se alcanzo una presión de 1000 psi.
18. Abrir V57.
19. Presionar el botón 2 del panel de control de control de B1, y programarla a 400 psig.
20. Presionar el botón 7 del panel de control de control de B1.
21. Ajustar el cero del transductor de presión manipulando el botón b1.
22. Cerrar V57.
23. Repetir los pasos 19 y 20 empleando B2.
24. Programar B1 a una presión de 1250 psi.
25. Ajustar el rango de medición del transductor de presión manipulando el botón b2, ajustando el mismo a 250 psig.
26. Presionar el botón 6 del panel de control de control de B1.
27. Presionar el botón 5 del panel de control de control de B1.
28. Presionar el botón 6 del panel de control de control de B1 al alcanzar una presión de 400 psig.
29. Cerrar V56 y V58.

30. Verificar el funcionamiento de las conexiones de las termocuplas, conectando una termocupla y comprobar que se refleja el variable correctamente, bien sea en la computadora o en los controladores de temperatura.
31. Conectar cada una de las termocuplas y resistencias eléctricas de la celda a sus respectivas conexiones de acuerdo a su enumeración.
32. Encender el controlador 1.
33. Ajustar progresivamente el set point del controlador hasta llegar a 60°C, verificar su correcto desempeño.
34. Apagar el controlador.
35. Repetir los pasos 32,33 y 34 para el resto de los controladores.
36. Abrir V40, lo que permitirá la entrada de aire al sistema, previamente se debe haber ajustado la presión de salida del cilindro de aire a 400 psig.
37. Cerrar V54.
38. Encender el panel de control del regulador de flujo de inyección manipulando S1.
39. Ajustar a cero el flujo de aire manipulando el botón b2 del panel de control del regulador de flujo de inyección.
40. Encender la fuente de poder del medidor de flujo másico, verificar que en la pantalla del mismo al igual que en la computadora no se registra ningún flujo.
41. Abrir Vb.
42. Encender el horno, colocando el botón b1 del panel del mismo en la posición "1".
43. Ajustar el set point del horno a 60°C manipulando el botón b2.
44. Ajustar la alarma del horno a 63°C manipulando el botón b3.
45. Encender el medidor de gases.
46. Abrir Va.
47. Abrir V53 y V55 simultáneamente.
48. Tomar nota de la hora de inicio de la prueba.

49. Manipular el botón b2 del panel de control del regulador de flujo de inyección, hasta que se refleje en la pantalla el valor de 10%.
50. Esperar a que se establezca la lectura del transductor de presión.
51. Repetir los pasos 49 y 50 hasta alcanzara el porcentaje correspondiente al flujo de trabajo deseado.
52. Tomar nota de los valores reportados en el medidor de gases.
53. Encender los controladores de temperatura.
54. Activar un cronometro.
55. Ajustar el set point del controlador de temperatura 1 a 500°C, con los botones $\Delta \nabla$.
56. Activar la rampa de calentamiento del controlador 1 y ajustar la misma a 2 °C/min.
57. Conectar un vial previamente pesado e identificado a V61 y a la entrada del gasómetro.
58. Realizar el cambio de cilindro recolector manipulando la computadora.
59. Abrir V61 progresivamente.
60. Tomar nota de los valores reportados en el gasómetro.
61. Cerrar V61.
62. Abrir V62.
63. Ajustar el set point de cada uno de los controladores manipulando los botones $\Delta \nabla$, según las temperaturas reportadas por las termocuplas internas, las cuales se reflejan en la computadora, con esta acción se evitara las perdidas de calor al exterior de la celda.
64. Repetir los pasos 52, 57, 58 y 59 al observar que se ha alcanzado la máxima temperatura en la termocupla interna 2.
65. Apagar el controlador 1.
66. Repetir los pasos 64 y 65 para las termocuplas internas N° 3, 4, 5, 6 y los controladores 2, 3, 4, 5 y 6.

67. Cerrar el paso de aire al sistema manipulando el botón b2 del panel de control del regulador de flujo de inyección, al registrar la máxima temperatura en la termocupla interna 6.
68. Abrir V61.
69. Realizar el cambio de cilindro recolector manipulando la computadora.
70. Cerrar V61.
71. Apagar el horno colocando el botón b1 en posición "0"
72. Cerrar V40.
73. Apagar la fuente de poder del medidor de flujo.
74. Apagar el regulador de flujo de inyección.

Desmontaje y limpieza del equipo.

En esta fase se realizó el desmontaje de la celda así como la limpieza de las conexiones y tuberías que se llenaron de crudo durante la corrida de la prueba, es importante destacar que se debió esperar un mínimo de doce horas para poder realizar el desmontaje y la limpieza, tiempo en el cual se enfriaron todos los equipos y accesorios que fueron sometidos a calentamiento. Se utilizó solvente VQ5 para limpiar los botes de crudo dentro y fuera del horno así como para limpiar todas las conexiones sucias. El procedimiento que se siguió es mostrado en la próxima parte.

Procedimiento experimental:

1. Aflojar las conexiones que se encuentran en la entrada y salida de la celda (pesar unas servilletas para contabilizar el crudo que se derrame a la salida de la celda en caso de que sea necesario).
2. Quitar las conexiones de las termocuplas de la celda, tanto las internas como las externas y quitar las conexiones de las resistencias.

3. Sacar la celda del horno.
4. Parar la bomba de inyección al cilindro de almacenamiento y cerrar la válvula de entrada de agua al cilindro de almacenamiento.
5. Desmontar el cilindro de almacenamiento.
6. Desmontar el sistema de muestreo y pesarlo.
7. Limpiar el sistema de muestreo utilizando solvente VQ5.
8. Pesar el sistema de muestreo y anotar.
9. Instalar nuevamente el sistema de muestreo.
10. Abrir las válvulas del diferencial de presión y purgarles el crudo que pudiera contener. Esto se logra con ayuda de la bomba a la cual se coloca un flujo de inyección y hasta que el crudo contenido salga por la presión ejercida por el agua.

Desempaque de la celda

En esta última etapa de la prueba se desempacó la celda con el fin de obtener las muestras de arenas saturadas con crudo, producto de la corrida experimental. A continuación se muestra el procedimiento seguido en esta etapa.

Procedimiento experimental:

1. Retirar el material aislante de la celda, así como las resistencias y las termocuplas de pared.
2. Lavar la celda con agua, jabón y una esponja para quitar los restos de teipe térmico que estén presentes.
3. Secar bien con aire toda la celda.
4. Pesar la celda y anotar.
5. Etiquetar, pesar y enumerar seis envases de vidrio con sus respectivas tapas.
6. Rociar con spray para aflojar las termocuplas.

7. Quitar una de las tapas de la celda
8. Recoger la arena saturada con crudo en envases de vidrios; se deben recoger 6 muestras, enumeradas de 1 a 6 desde la entrada hasta la salida, recogiendo las muestra de la manera siguiente: desde T1 hasta T2 envase 1, desde T2 hasta T3 envase 2 y así sucesivamente hasta llegar a la ultima termocupla (ver figura 16).
9. Retirar el coque adherido a las paredes de la celda con el embolo y colocarlos en sus respectivos envases.
10. Pesar la celda, las válvulas y anotar.
11. Limpiar la celda con VQ5, así como las válvulas y las termocuplas internas.
12. Pesar la celda y los accesorios limpios.

Análisis de las muestras

En la parte final del desarrollo del proyecto se realizaron los diferentes análisis. Para esto se realizaron una serie de estudios basándose en normas ASTM y procedimientos propios de laboratorio; los análisis a los que fueron sometidas las muestras líquidas fueron la determinación de la densidad (para el cálculo de los °API), determinación de viscosidad, la determinación del % de agua y la determinación de fracción pesada; los análisis realizados a las arenas fueron limpieza de arena y la determinación del porcentaje de coque. En las secciones siguientes se muestra de manera detallada los procedimientos seguidos en cada prueba.

- **Densidad y °API**

Para realizar las mediciones de densidad a cada una de las muestras, se empleó un densímetro marca Paar con celda DMA-512 y una consola DMA-45, ilustrado en la figura 18, a este equipo se encuentra adaptado un baño termostático marca Neslab, modelo

RTE-111, el cual permite tomar medidas entre 0 y 100°C. El equipo realiza la medida basándose en el periodo de oscilación de un tubo interno en forma de U que posee la celda cuando es llenado con la muestra; a continuación se muestra cual es la relación matemática que existe entre la densidad y el periodo de oscilación del equipo, como lo dice el manual del equipo (Mellak, 1998):

$$\rho = A * (\tau^2 - B) \quad (17)$$

donde A y B son constantes instrumentales, τ es el período de oscilación y ρ la densidad de la muestra. Para la calibración del equipo hace falta calcular A y B las cuales se determinan por calibración con fluidos de densidades conocidas. Para la diferencia de densidades de dos muestras conocidas a partir de la ecuación 17 se tiene:

$$\rho_1 - \rho_2 = A * (\tau_1^2 - \tau_2^2) \quad (18)$$

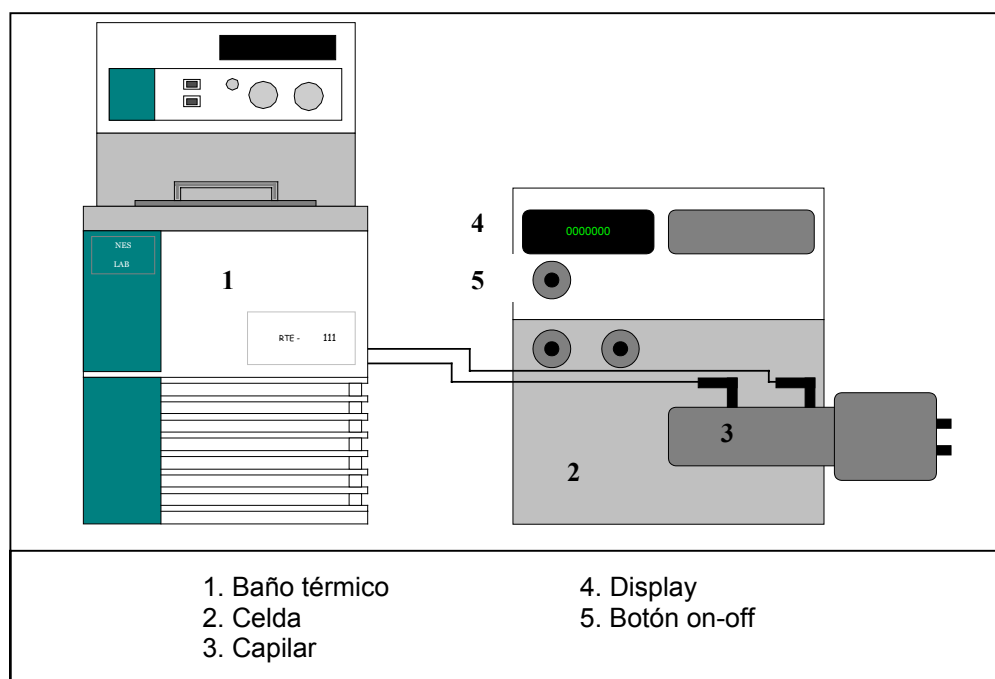


Figura 18. Diagrama del equipo utilizado para medir densidad.

Procedimiento experimental:

1. Encender el baño térmico (1) y graduar a la temperatura de 15,5°C.
2. Encender el equipo (3).

3. Abrir la entrada del capilar (4).
4. Purgar y limpiar la celda con diclorometano y nitrógeno.
5. Llenar el capilar (3) con agua destilada y leer el τ correspondiente en display (4).
6. Llenar en capilar (3) con nitrógeno y leer el τ correspondiente en display (4).
7. Determinar las constantes A y B del equipo con las densidades conocidas de las sustancias agua destilada y nitrógeno.
8. Llenar el capilar (3) con la muestra.
9. Cerrar la entrada del capilar (3).
10. Esperar la estabilización de la lectura en el display (4) anotar el valor de τ .
11. Limpiar el capilar con diclorometano.
12. Llenar el capilar con nitrógeno y esperar a que se registre nuevamente el valor de τ que fue reportado para este, de no lograrse limpiar nuevamente con diclorometano.
13. Calcular la densidad de la muestra.
14. Apagar el equipo (5) y el baño térmico (1).

Muestra de cálculo:

Para la calibración del DMA 512 se utilizaron dos sustancias de densidades conocidas las cuales fueron agua destilada y nitrógeno a la temperatura de 15,5°C, para agua destilada $\tau = 4,5832$ y para el nitrógeno $\tau = 4,3533$ al sustituir en la ecuación 18:

$$A = 0,4858$$

Y con la ecuación 17 tenemos:

$$B = 9,2470$$

A partir de esto se utilizó la ecuación 17 con una densidad conocida (la del nitrógeno), para determinar la desconocida (de la muestra):

$$\rho_1 = A * (\tau_1^2 - \tau_2^2) + \rho_2$$

Sustituyendo el valor $\tau_1=4,5530$ reportado por el densímetro, tenemos :

$$\rho = 0,8650 \text{ g/cm}^3$$

La °API se obtiene a partir de las ecuaciones 18 y 19. La densidad de referencia del agua a 15,5°C es igual a 0,999022 g/cm³ por lo tanto la *GE* es igual a:

$$GE = \frac{0,8650 \text{ g/cm}^3}{0,9999 \text{ g/cm}^3} \quad (18)$$

$$GE = 0,8650$$

La °API es igual:

$$^\circ API = \frac{141,5}{0,8650} - 131,5 \quad (19)$$

$$^\circ API = 32,08 \text{ }^\circ API$$

- **Porcentaje de agua**

La técnica que se explicará a continuación permite la determinación en laboratorio del contenido de agua y sedimentos en crudos por el método de centrifugación, aunque los resultados no son de todo satisfactorios, puesto que generalmente se reporta una cantidad menor a la contenida en la muestra, sin embargo se puede hacer una muy buena aproximación. Para la prueba se utiliza una centrifuga, en las cuales se introducen las muestras luego de haber sido mezcladas con Tolueno y un desemulsificante que favorezca la separación de agua de la muestra, como lo señala la Norma Covenin N°1014.

Procedimiento experimental:

1. Agregar en un tubo de ensayo 5 mililitros de tolueno, 5 ml de muestra y dos gotas de desemulsificante.
2. Calentar los tubos con la mezcla en un baño a 60°C por 10 minutos.

3. Secar bien los tubos y se ponen en la centrifugadora en lados opuestos del mismo y se hace girar por tiempo de 15 minutos mínimo.
4. Leer los mililitros de agua en el toma muestra.
5. Multiplicar el valor obtenido por dos, por tratarse de una dilución

- **Limpieza de arena**

Las arenas impregnadas de crudos fueron sometidas a un proceso de extracción y limpieza siguiendo la norma ASTM D5369 (2000), la cual describe el procedimiento para la limpieza de arena saturada con fluidos residuales. Este método de limpieza de también es conocido como Soxhlet, y se basa en la extracción–destilación continua de un solvente aplicado a arenas sueltas, núcleos consolidados y no consolidados.

El equipo permite que un solvente sea destilado y posteriormente condensado por la sustancia refrigerante para ser distribuido sobre la muestra, limpiarla y drenar nuevamente hacia el balón donde es continuamente destilado. Para esta prueba se utilizó un balón de un litro de capacidad, conectado a un portamuestra de vidrio marca Pirex de 25 cm de longitud y 5 cm de diámetro interno, con boca superior de 55/44” y boca inferior de tamaño 24/40”, y a un condensador marca Pirex de 62 cm de longitud y boca de tamaño 24/29”; el balón fue colocado sobre una manta de calentamiento con agitación magnética; las muestras se colocaron en dedales de extracción de celulosa con doble espesor de diámetro interno de 4,5 cm y de 12 cm de longitud (ver montaje en la figura 19). A continuación se presenta el procedimiento seguido en la realización de esta prueba.

Procedimiento experimental

1. Lavar el material de vidrio a utilizar en la prueba con solvente en el caso de existir trazas de crudo en el mismo, enjuagar con abundante agua y secar.

2. Llenar el balón con diclorometano hasta la mitad de su capacidad.
3. Colocar el balón dentro de la manta de calentamiento.
4. Pesar el dedal vacío.
5. Introducir la muestra de arena a limpiar con la ayuda de una espátula en el dedal de extracción procurando que no quede muy lleno.

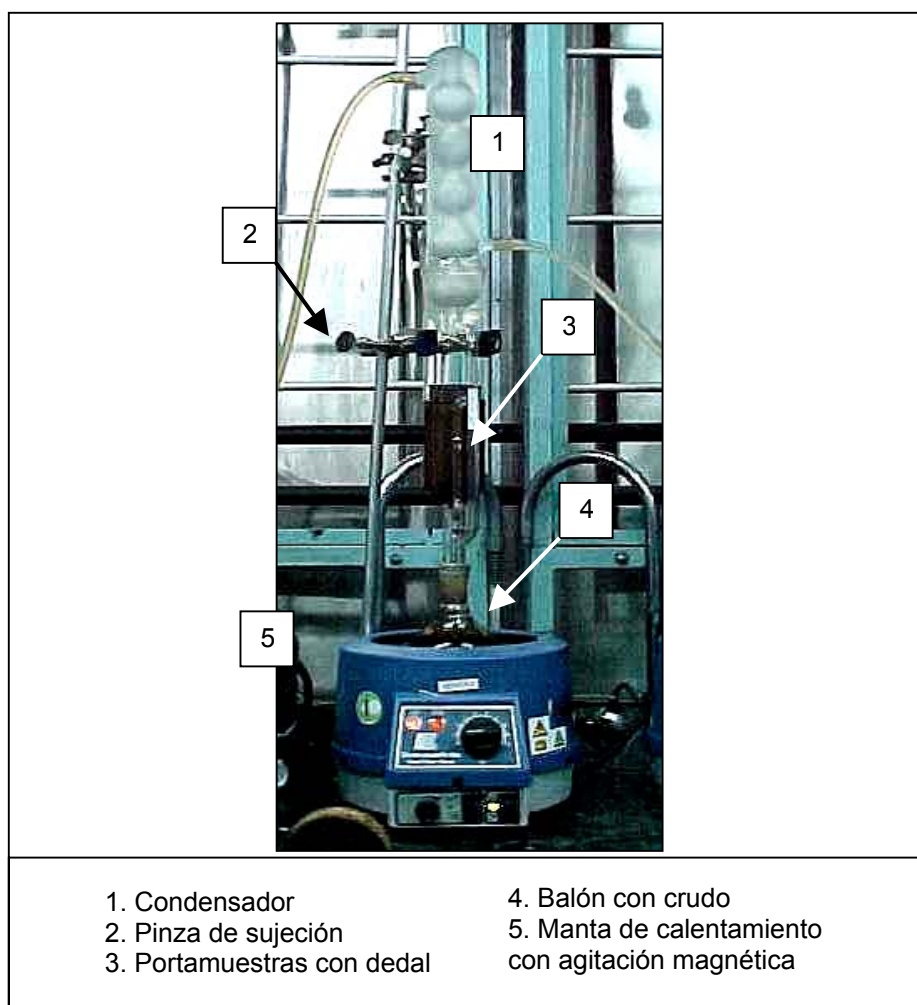


Figura 19. Equipo para limpieza de arena

6. Pesar el dedal con la arena impregnada y colocar el dedal dentro del portamuestras.
7. Sujetar el portamuestras con una pinza de sujeción.
8. Insertar la trampa de recolección en la parte superior del portamuestras.

9. Acoplar el condensador a la trampa calibrada asegurándolo con una pinza de sujeción.
10. Encender el recirculación de agua para el condensador.
11. Encender la manta de calentamiento.
12. Dejar el sistema en destilación – extracción continua hasta que el líquido que gotea de la muestra al balón sea cristalino.
13. Esperar hasta que el sistema se enfríe (temperatura ambiente).
14. Cerrar la llave de recirculación de agua.
15. Sacar el dedal de extracción del portamuestras con una pinza de sujeción y dejar en la campana de extracción por un mínimo de doce horas.
16. Desacoplar el balón del equipo y desechar el solvente en el recipiente respectivo.
17. Introducir el dedal en la estufa a 60°C por cuatro horas.
18. Pesar y anotar el dedal limpio.
19. Traspasar la arena limpia al envase original donde se encontraba.
20. Determinar la cantidad de crudo presente en las muestras.

Muestra de cálculo:

La cantidad de crudo presente en la arena se obtiene por simple resta del dedal sucio con el dedal limpio. A continuación se muestra un ejemplo de cálculo para la limpieza de arena:

$$\text{Masa de crudo} = \text{Dedal sucio} - \text{Dedal limpio} \quad (20)$$

$$\text{Masa de crudo} = 120,09 \text{ g} - 101,28 \text{ g}$$

Masa de crudo=18,81 g

- **Porcentaje de coque**

Para el presente estudio se utilizó una mufla y unos crisoles de cerámica, alimentando constantemente a la mufla con un flujo de aire durante el calentamiento. Las muestras a analizar provenían del desempaque de la celda contenidos en cada tramo, una vez que se les aplicó el procedimiento de limpieza de arena ya descrito. El procedimiento seguido en esta prueba es descrito a continuación.

Procedimiento experimental

1. Seleccionar los crisoles a utilizar en la prueba.
2. Introducir en la mufla con flujo interno de aire y encender la misma fijando una temperatura de incineración de 800°C.
3. Abrir la válvula para comenzar la inyección de aire.
4. Enfriar una vez se alcance la temperatura fijada.
5. Pesar cada uno de los crisoles limpios y anotar.
6. Agregar la muestra, pesar y anotar.
7. Introducir nuevamente en la mufla con flujo interno de aire y encender para llegar nuevamente hasta la temperatura de incineración 800°C.
8. Apagar la mufla y dejar enfriando.
9. Pesar nuevamente los crisoles y obtener la masa de coque por diferencia entre los crisoles con muestra antes y después de llegar a la temperatura de incineración.
10. Determinar el % de coque presente en la muestra.

Muestra de cálculos:

El porcentaje de coque se calculó utilizando la expresión matemática mostrada a continuación:

$$\% \text{ Coque} = \frac{\text{masa de coque}}{\text{masa de muestra}} * 100 \quad (21)$$

Se tiene que el porcentaje de coque es:

$$\% \text{ Coque} = \frac{0,0022 \text{ g}}{0,1331 \text{ g}} * 100$$

$$\% \text{ Coque} = 1,66 \%$$

También se calcularon para las pruebas dos parámetros descritos a continuación y que reciben los nombres de porcentaje de coque en base libre de crudo y porcentaje de coque total. Estos parámetros arrojan un solo resultado por cada prueba realizada ya que se miden tomando los totales que arrojan cada una de las muestra de las pruebas:

$$\% \text{ Coque libre de crudo} = \frac{\text{masa de coque}}{\text{masa de coque} + \text{masa de arena limpia}} * 100 \quad (22)$$

$$\% \text{ Coque total} = \frac{\text{masa de coque}}{\text{masa de coque} + \text{masa de arena} + \text{masa de crudo}} * 100 \quad (23)$$

Sustituyendo los valores correspondientes en las ecuaciones 22 y 23 se tiene que:

$$\% \text{ Coque libre de crudo} = \frac{14,38 \text{ g}}{14,38 \text{ g} + 513,69 \text{ g}} * 100$$

$$\% \text{ Coque libre de crudo} = 2,72\%$$

$$\% \text{ Coque total} = \frac{14,38 \text{ g}}{14,38 \text{ g} + 513,69 \text{ g} + 96,50 \text{ g}} * 100$$

$$\% \text{ Coque total} = 2,30 \%$$

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Como ya se mencionó, se ejecutaron 4 pruebas a condiciones de temperatura y presión similares (60°C y 400 psig). El crudo fue recombinado a estas mismas condiciones siguiendo los procedimientos del capítulo anterior. La única variable fue el tipo de arena empacada en la celda, en las pruebas 1 y 2 se uso arena inerte, proveniente de una cantera, con alto contenido en sílice, mientras que para las pruebas 3 y 4 se empleó arena de un yacimiento de la Faja Petrolífera del Orinoco. En la Tabla 4 se presenta un resumen de las condiciones experimentales de cada una de las experiencias realizadas.

Tabla 4. Condiciones experimentales.

	Pruebas			
	1	2	3	4
Tipo de arena	Inerte	Inerte	Yacimiento	Yacimiento
Volumen poroso [cm³]	152	155	118	112
Porosidad [%]	44.1	44.97	34.29	32.5
Permeabilidad N₂ [Darcy]	8.367	9.077	1.366	0.969
Permeabilidad H₂O [Darcy]	10.978	12.312	1.003	1.019
Permeabilidad crudo [Darcy]	4.646	11.445	0.863	1.075
So [%]	89.7	89.38	90.66	94.49
Sw [%]	9.77	10.62	9.34	5.51
Sg [%]	0.53	0.53	0.54	0.56

Se puede apreciar que los valores de permeabilidad y porosidad varían apreciablemente entre las dos arenas usadas, lo cual se debe a la diferencia en la granulometría. Se observa que la permeabilidad es un orden de magnitud mayor en el caso de la arena inerte, y que la porosidad es un 10% mas alta. La permeabilidad al crudo de la prueba 1 presentó un valor muy por debajo de lo esperado, debido a una obstrucción en una de las válvulas de la celda.

Asimismo se observa un incremento en el valor de saturación de crudo de la prueba 4, debido a un error experimental durante el proceso de saturación.

Dado que las pruebas se hicieron por duplicado con el solo fin de verificar reproducibilidad, en lo sucesivo serán mencionados solo los resultados de las pruebas 2 (arena inerte) y 4 (arena de yacimiento), con la finalidad de facilitar la comparación.

Recobro de crudo

A continuación se reportan los resultados relativos al recobro de crudo:

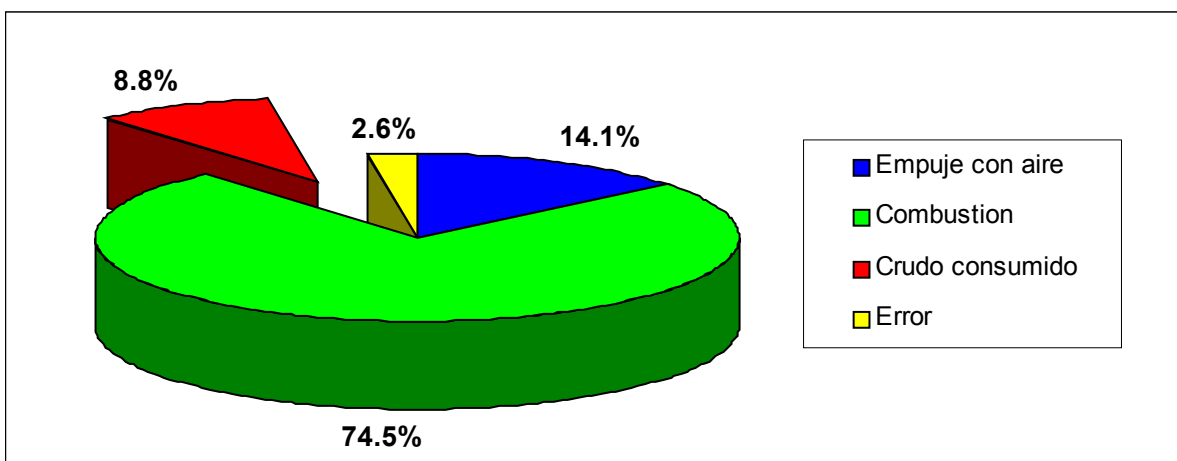


Figura 20. Recobro para la prueba 2 (arena inerte).

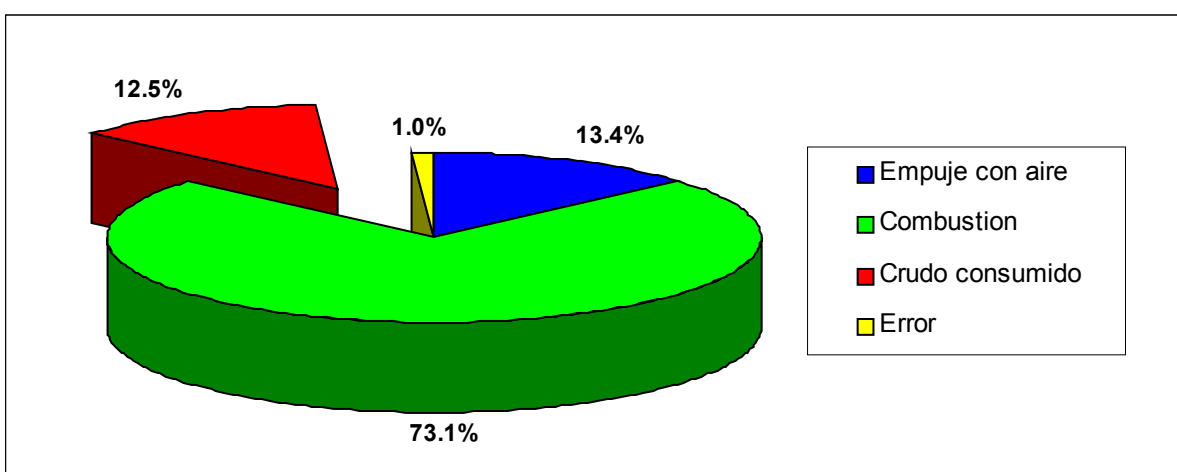


Figura 21. Recobro para la prueba 4 (arena de yacimiento).

En las figuras 20 y 21 observamos una distribución porcentual muy similar entre los dos casos estudiados, y se puede observar que la recuperación se distribuye en dos fracciones: recobro por empuje con aire y recobro por combustión. En todos los casos el recobro de crudo es muy próximo al 90% en volumen de la saturación inicial. Estos resultados concuerdan con los reportados en otras investigaciones como las de William Martín *et al.*, (1958), quienes realizaron una serie de doce pruebas sobre cinco crudos diferentes con gravedades comprendidas entre 10 y 35 °API, obteniendo una recuperación de 86,6 a 92,2 %. En términos generales, la mayoría de las investigaciones realizadas sobre procesos de combustión coinciden en valores de recuperación superiores al 80%, de aquí se deduce el enorme potencial atribuido a este proceso.

Se muestra que existe un recobro inicial aducido al empuje producido por el aire inyectado al principio de la prueba, que para ambas pruebas fue bastante similar, 14,1% para la arena inerte y 13,4% para la arena de yacimiento. El recobro debido al proceso de combustión también muestra valores bastante cercanos entre sí, 74,5% en la arena inerte y 73,1% en la arena de yacimiento.

Para el caso del crudo consumido se observa una diferencia importante, 8,8% para la arena inerte y 12,5% para la arena de yacimiento, es decir un incremento del 3,7%; en otros términos se puede decir que existe un incremento del 42% del crudo consumido al usar arena de yacimiento. No obstante la razón para tal comportamiento es consecuencia del método de cálculo empleado por Nelson y McNeil (1961); en la ecuación 2.10 del marco teórico se observa que el cálculo del crudo consumido es un balance en carbono e hidrógeno. Los datos para este cálculo se toman del análisis de los gases de salida (CO_2 y CO), que provienen de la combustión del crudo y del carbono presente originalmente en la arena, y dado que la arena de yacimiento posee cierta cantidad de carbono se produce la diferencia aparente en el crudo consumido. Tomando en cuenta esto, el valor de crudo consumido se acerca bastante (8,8% vs. 9,7%), como se observa en la figura 22.

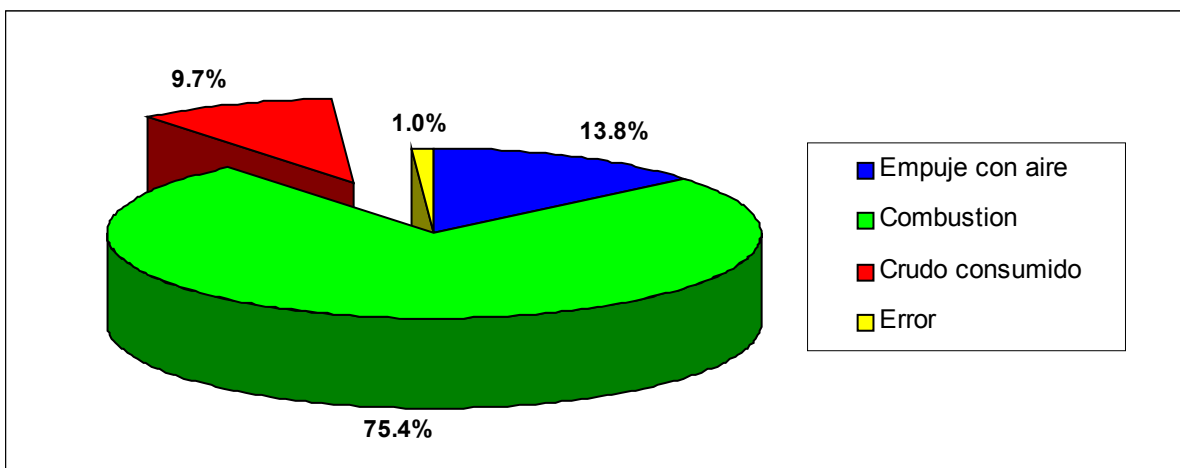


Figura 22. Recobro corregido para la prueba 4 (arena de yacimiento).

Estos valores también coinciden con los obtenidos por William Martin *et al.*, (1958) quienes reportan un promedio aproximado de 5,5% del volumen poroso, que a su vez representa entre 6 y 8 % de la saturación inicial, en nuestro caso particular. Sin embargo, muchos estudios han encontrado una relación entre la cantidad de crudo consumido y la gravedad del mismo. Tal es el caso de Farouq Alí (1978), quien incluso reporta una gráfica donde muestra la dependencia de la cantidad de combustible en función de la gravedad del crudo. Todos estos trabajos coinciden en que un crudo con menor gravedad API, es decir, más pesado, tiende a producir una mayor cantidad de combustible y viceversa.

Si revisamos los pasos y mecanismos que envuelven a un proceso de combustión, podemos reconocer que uno de los pasos fundamentales es el craqueo intenso o reacción de pirólisis, que no es más que la descomposición térmica o ruptura de grandes moléculas por efecto del calor y que trae como consecuencia la producción de gases de hidrocarburos livianos y un residuo sólido denominado coque. Este residuo sólido que se deposita sobre la superficie de la arena es el combustible utilizado durante la combustión. En consecuencia, es lógico pensar que un crudo que contenga una mayor fracción de componentes pesados, es decir, una mayor cantidad de grandes moléculas susceptibles a la descomposición térmica, tenga una mayor disponibilidad de combustible.

Adicionalmente se observa el valor del error para ambas pruebas. Este error se determina al "cerrar" el balance, por cuanto se dispone del dato de la cantidad de crudo inicial, y de la cantidad de productos a la salida. Se observa que los valores son bastante aceptables para pruebas con este grado de complejidad.

Tasas de producción

El recobro total resultó ser fundamentalmente el mismo. Asimismo, el comportamiento de las tasas de producción de líquido no difieren mucho entre ambas pruebas. Esto se puede apreciar en las siguientes figuras, donde se reportan la tasa de crudo producida, corte de agua y el acumulado de producción.

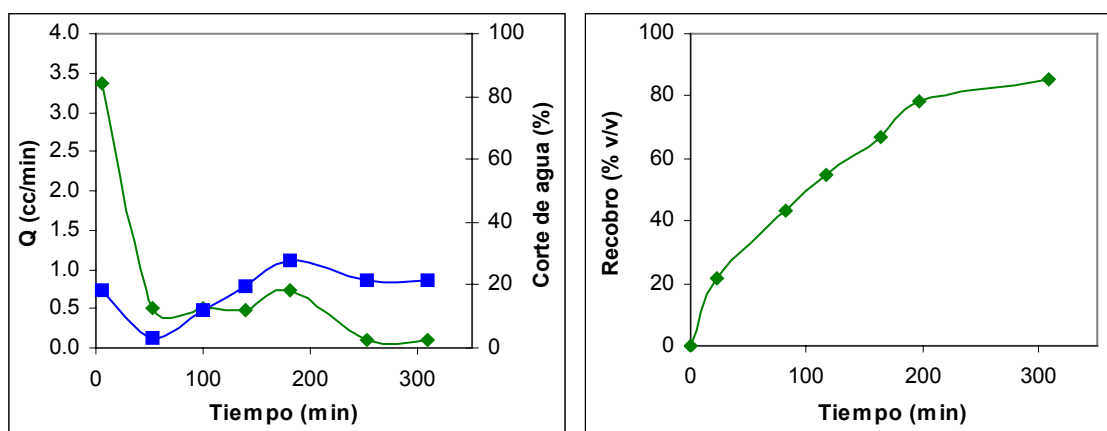


Figura 23. Producción de líquido para la prueba con arena inerte (prueba 2).

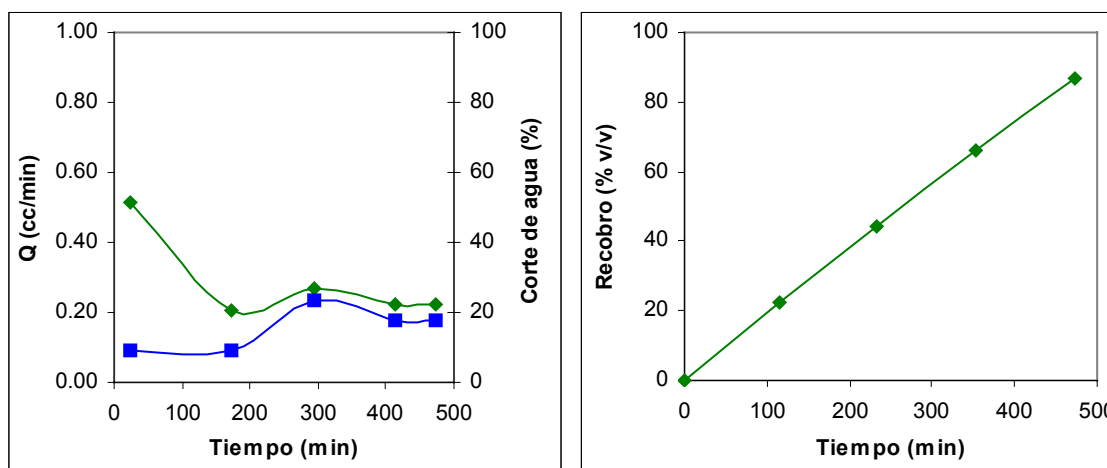


Figura 24. Producción de líquido para la prueba con arena de yacimiento (prueba 4).

En primera instancia se observa que para los dos casos, la tasa de crudo comienza en un valor alto, y luego cae a un plateau, donde se mantiene hasta el final de la prueba. Este pico de producción al inicio es consecuencia del empuje inicial del aire, el cual se abre paso rápidamente en el medio. Posteriormente la tasa está ligada a la velocidad del frente de combustión la cual fue fijada constante. Se puede observar, para ambos casos, que los cortes de agua (relación agua/crudo) se incrementan con el tiempo. Esto se debe a la baja saturación inicial de agua del medio (alrededor del 10% en volumen) que impide tener altos cortes de agua al inicio de la producción, de hecho los valores iniciales se acercan al 10%. Sin embargo, estos se incrementan al final como consecuencia de la producción de agua por la reacción de combustión. Este comportamiento difiere del descrito por Adewusi y Greaves (1991), quienes reportan una producción de líquido caracterizada por altos cortes al inicio de la producción que van disminuyendo conforme se desarrolla el proceso y se inicia la producción de crudo.

Perfiles de temperatura

En las figuras 26 y 27 se muestran los comportamientos de los perfiles de temperatura. A partir de estas gráficas, identificando los picos de temperatura, es posible determinar la temperatura del frente de combustión en las condiciones experimentales y la velocidad de avance del mismo a través de la celda.

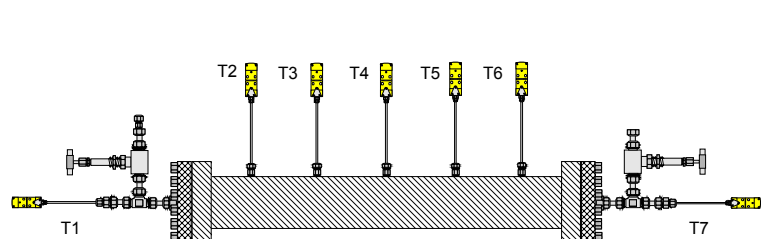


Figura 25. Disposición de las termocupas en la celda

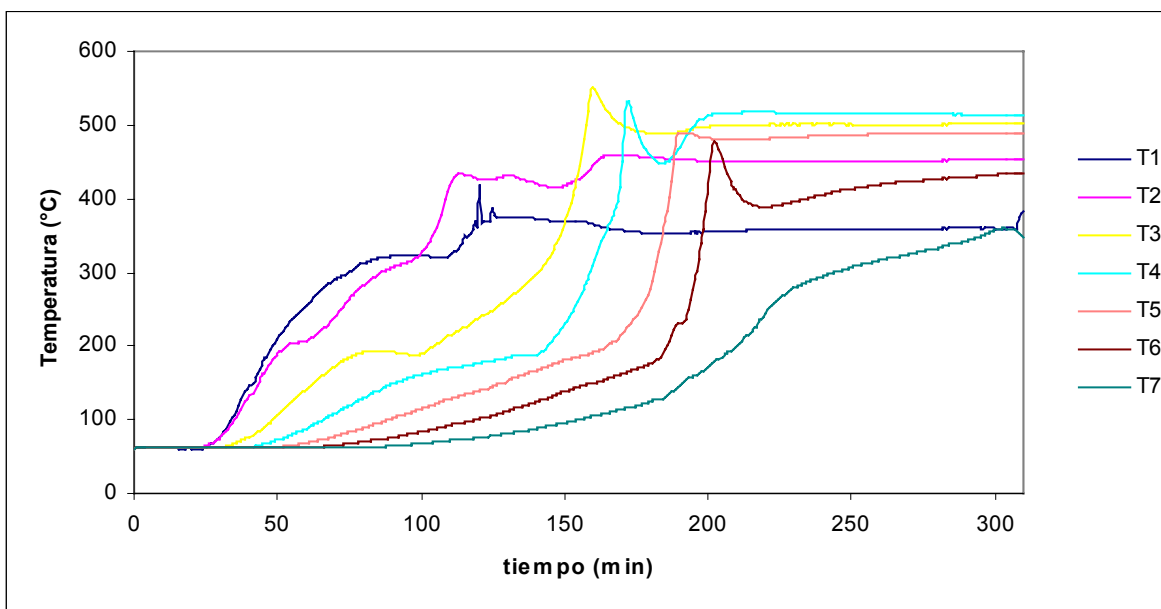


Figura 26. Distribución de la temperatura para la prueba con arena inerte.

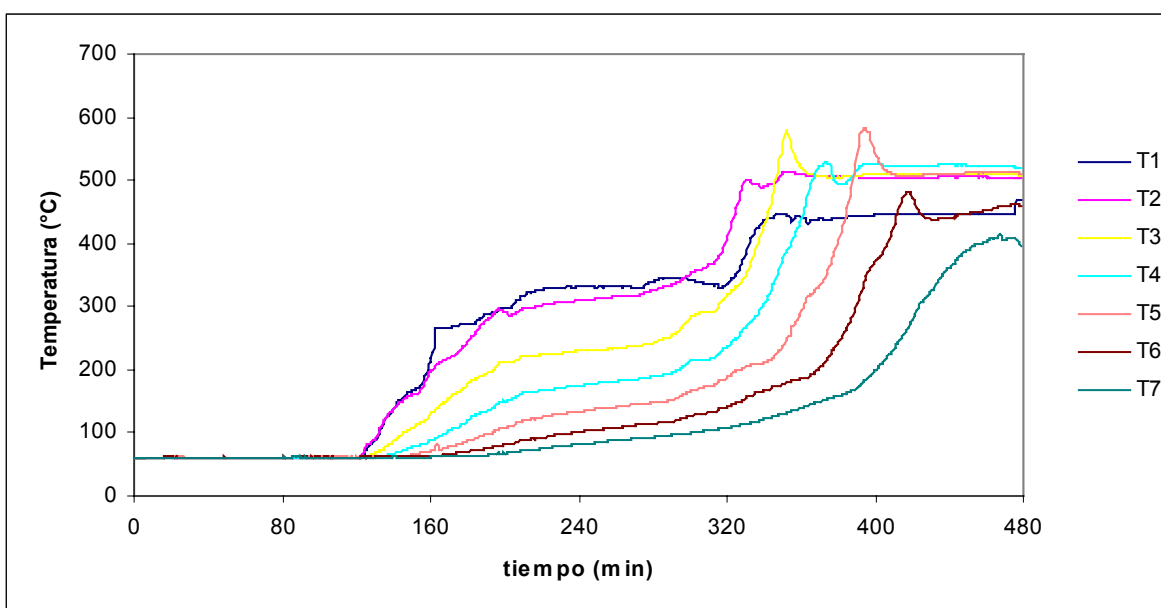


Figura 27. Distribución de la temperatura para la prueba con arena de yacimiento.

Se puede apreciar el comportamiento característico de los perfiles de temperatura en los procesos de combustión. La temperatura en un punto se incrementa hasta a un valor máximo, representado por el pico que se observa en la gráfica, con la llegada del frente y posteriormente disminuye hasta una temperatura constante mantenida por los controladores

de temperatura, de no ser así la temperatura continuaría su descenso. Por lo tanto, el pico observado representa la temperatura del frente de combustión a las condiciones de trabajo. Esta temperatura puede estar comprendida entre 350 y 600°C y depende del crudo y de las condiciones experimentales. Las variaciones de éstos picos se deben a la diferencia entre la tasa de calor generado por la reacción exotérmica y la tasa de disipación de éste a través de la celda por conducción y convección.

Una información importante que no se refleja en estas gráficas es la temperatura de ignición instantánea del crudo, es decir, la temperatura a la cual se debe llevar el crudo para iniciar la combustión. Esta temperatura es aproximadamente 330°C, por lo tanto, una vez que el crudo es llevado a ésta temperatura el proceso se mantiene por sí solo mientras que las pérdidas de calor no excedan a la generación producto de la reacción. De allí, la importancia de un buen aislamiento térmico de las pruebas que permita representar la mínima disipación de calor que se espera obtener en el subsuelo para evitar la extinción del frente.

Tabla 5. Velocidad y temperatura del frente de combustión

	Velocidad del frente (cm/h)	Temperatura del frente (°C)
Arena Inerte	21,0	505
Arena de yacimiento	13,5	532

Las velocidades promedio del frente de combustión para las cuatro pruebas se muestran en la tabla 5 y coinciden con las velocidades obtenidas por Mamora et al., (1995) en algunas de sus pruebas. Dado que existe mas combustible disponible para el caso de la arena de yacimiento, la temperatura del frente de combustión es mayor. Igualmente, como es de esperarse, una mayor cantidad de combustible con la misma cantidad de aire conlleva a una menor velocidad de avance del frente.

Efecto de la arena y de la viscosidad del crudo sobre el flujo

La alta viscosidad a condiciones de yacimiento de los crudos pesados y extrapesados, tiene un impacto notorio en el proceso de combustión, en especial durante la ignición. En las figuras 28 y 29 se observa el comportamiento de la caída de presión entre la entrada y salida de la celda, junto con el perfil de temperatura de la termocupla 3.

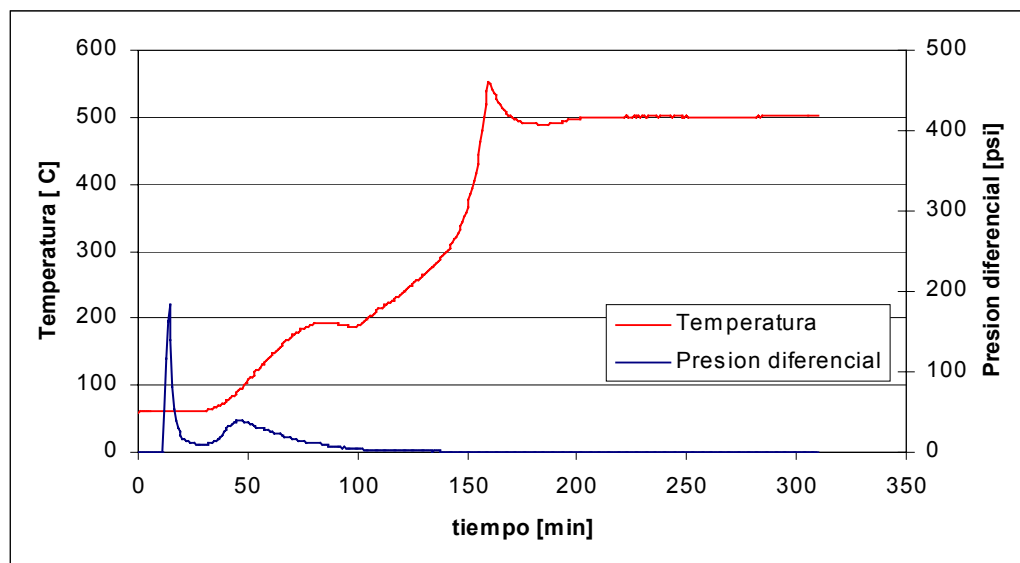


Figura 28. Presión diferencial y perfil de temperatura (arena inerte)

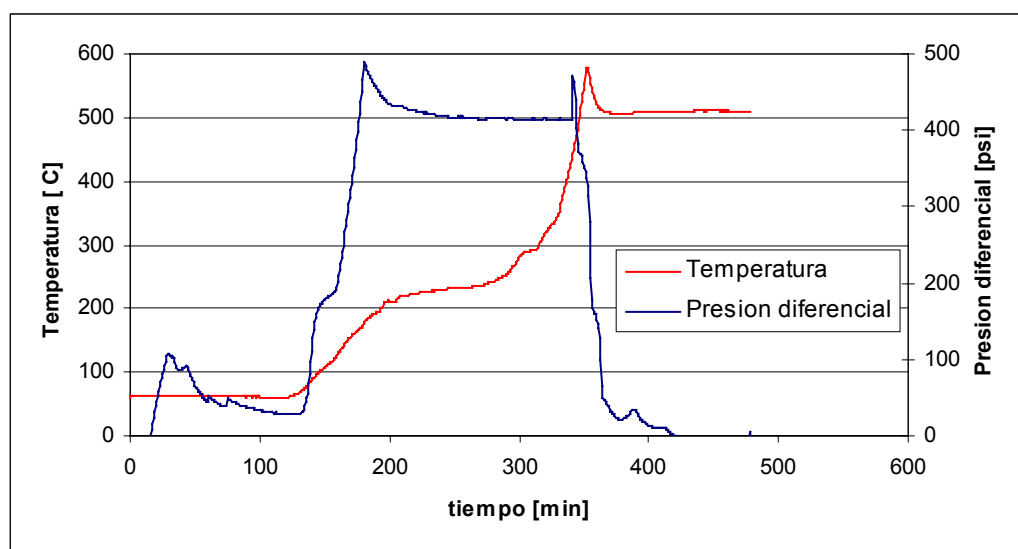


Figura 29. Presión diferencial y perfil de temperatura (arena de yacimiento)

Como se observa tanto para la arena inerte como para la arena de yacimiento, el comportamiento del perfil de temperatura es similar (curva roja), con la diferencia que en el primer caso se alcanza el pico de temperatura en un tiempo mucho menor (150 minutos aproximadamente), al logrado para el caso de arena de yacimiento (350 minutos aproximadamente). Este retardo se debe al problema de flujo de crudo viscoso a través de un medio de escasa permeabilidad, tal como lo señaló Moore (2002) en su disertación. Los perfiles de presión de las pruebas muestran un primer pico, generado por la inyección inicial del aire, con la finalidad de “abrir” el camino de flujo; este aumento de presión es temporal, puesto que no se puede mover una gran cantidad de crudo dada su alta viscosidad a las condiciones de yacimiento. Luego de establecer este canal de flujo se inicia el calentamiento de la primera sección de la celda, manteniendo el flujo de aire, para provocar la ignición (ver coincidencia con la curva roja), lo cual a su vez genera una disminución de la viscosidad por aumento de temperatura, produciendo que una gran fracción del crudo se comience a mover. Este crudo móvil satura rápidamente el “canal de flujo” por donde circulaba el aire, lo cual genera una obstrucción al paso del aire, y en consecuencia un aumento en la presión de inyección.

En el caso de la arena de yacimiento el efecto es más importante, debido a que su permeabilidad es un orden de magnitud menor. Esta restricción generó una reducción del flujo de inyección de aproximadamente un 80%, como se puede apreciar en la figura 31. Las consecuencia de esta falta de aire, es el retardo del inicio de la oxidación a alta temperatura (HTO), y una excesiva oxidación a baja temperatura (LTO), lo cual genera productos más viscosos que el crudo original (aldehídos, cetonas, alcoholes y ácidos carboxílicos). Esto no se produjo en la prueba con arena inerte, dado que su alta permeabilidad permitió al crudo y al aire moverse en conjunto, sin darse la competencia entre las fases, tal como se ve en la figura 30.

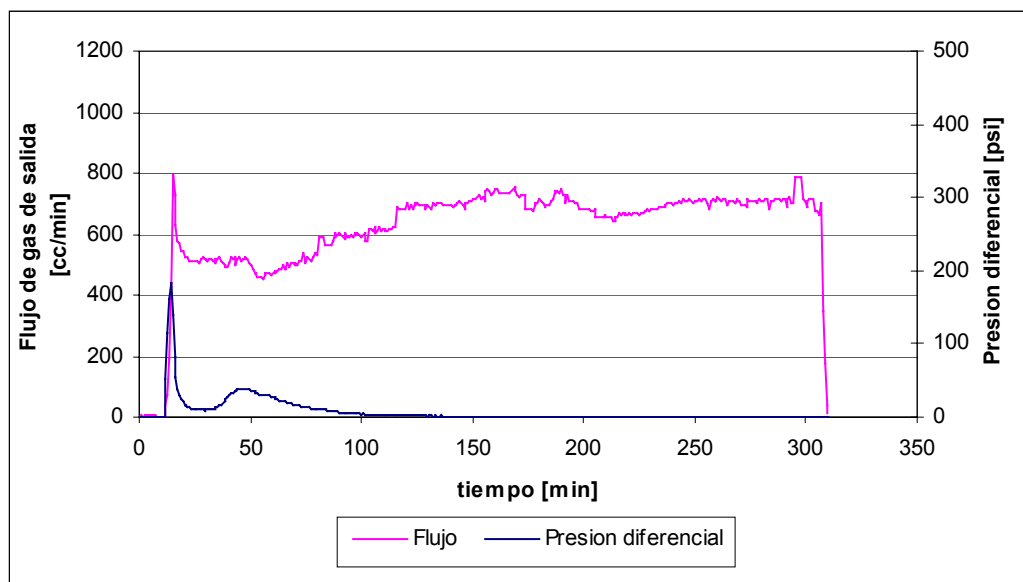


Figura 30. Presión diferencial y flujo de gas de salida (arena inerte)

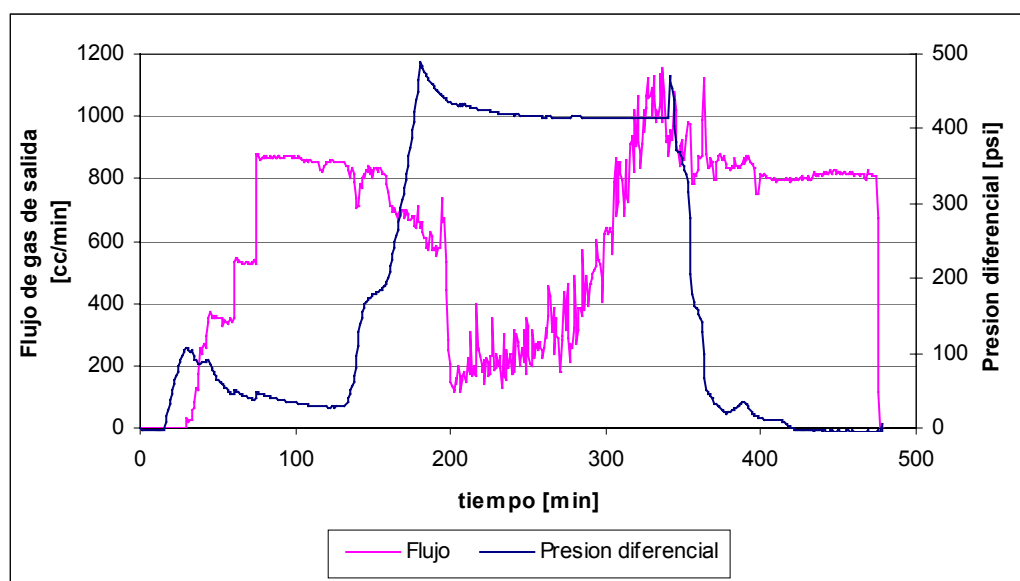


Figura 31. Presión diferencial y flujo de gas de salida (arena de yacimiento)

Es importante destacar que para el momento de la presentación de estos resultados ya se tiene una solución para este problema operacional, mediante el uso de una rampa de calentamiento para producir la ignición (reseñada en los procedimientos). El aumento lento y progresivo de la temperatura del punto de ignición permite suficiente tiempo al crudo para fluir sin sacrificar el flujo de inyección del aire.

Propiedades de los fluidos producidos

En un proceso de combustión se producen cambios en las propiedades del fluido producido, como lo son la gravedad API y la viscosidad. Por ello, se presentan a continuación los siguientes gráficos que permiten apreciar tales cambios.

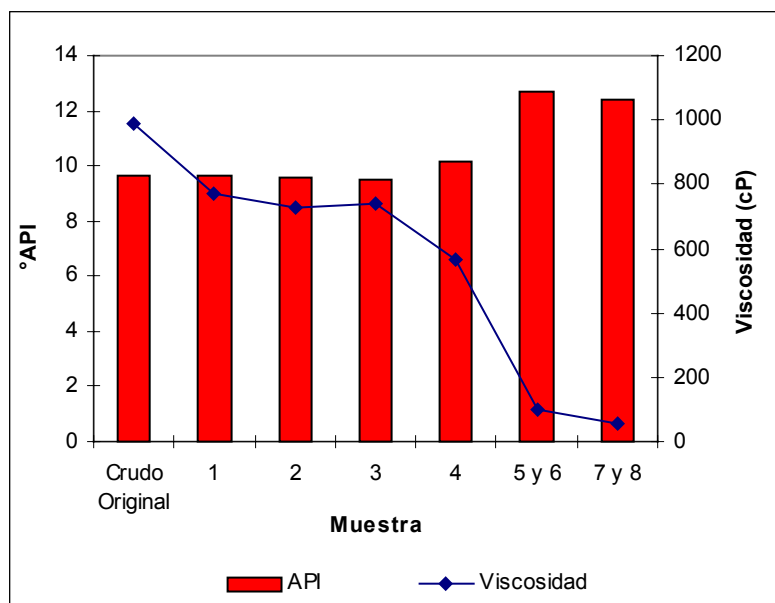


Figura 32. Propiedades físicas del fluido producido en la prueba con arena inerte.

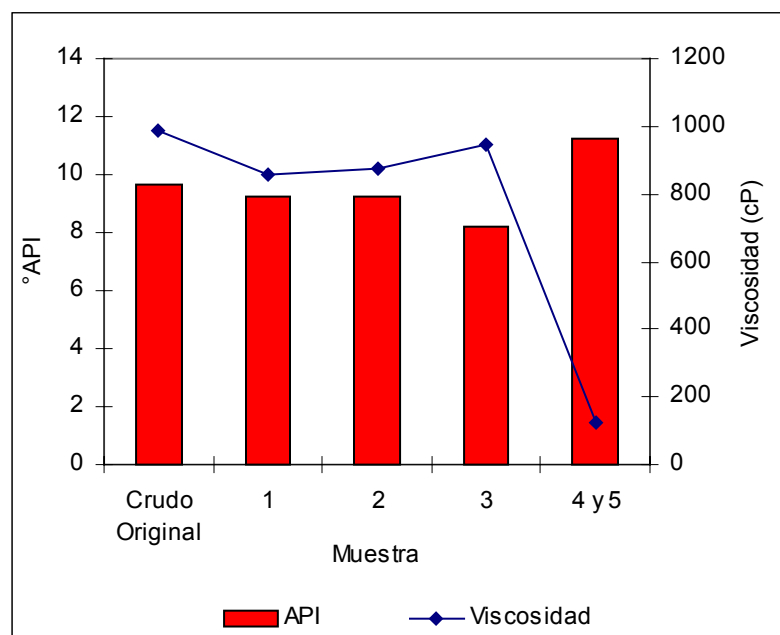


Figura 33. Propiedades físicas del fluido producido en la prueba con arena de yacimiento.

En términos generales, se puede apreciar un comportamiento constante en la primera parte de la prueba, y posteriormente un leve aumento de la gravedad API y una disminución de la viscosidad. Esto último es consecuencia del consumo de la fracción pesada del crudo por la combustión, además de la producción de hidrocarburos livianos por el craqueo y la destilación producto de los efectos térmicos. Por lo tanto, la fracción de crudo producida sin algún efecto térmico, es decir, la producción por empuje con aire, no debe presentar ningún tipo de cambio en sus propiedades. En la figura 34 se aprecia claramente esta situación.

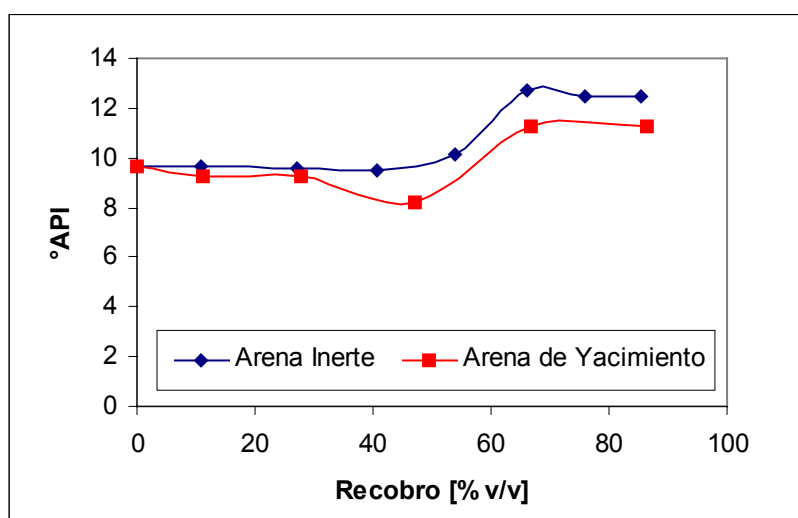


Figura 34. Variación de la gravedad API en función del recobro.

Por otra parte, en la muestra 3 de la prueba con arena de yacimiento se observa un leve incremento en la viscosidad y disminución en la gravedad API, lo cual es debido a las reacciones de oxidación a baja temperatura (LTO), que tienen lugar durante la inyección de aire, mientras no ha ocurrido la ignición. Estas reacciones producen compuestos oxigenados como ácidos carboxílicos, aldehídos, cetonas, alcoholes y peróxidos, que son más viscosos, más densos y menos volátiles que el crudo original. El hecho de que esto no concuerde con las observaciones de Shalcross *et al.*, (1997) y de Mamora *et al.*, (1995), se debe a que en la prueba con arena de yacimiento, se confrontaron problemas operacionales para encender el frente de combustión, lo cual provocó una exposición prolongada del crudo a una cantidad limitada de oxígeno, que no era suficiente para iniciar la combustión, produciéndose la LTO.

Composición de los gases de salida

Seguidamente, en las figuras 35 y 36, se observa que el comportamiento de las composiciones de los gases de salida para las dos pruebas es básicamente el mismo.

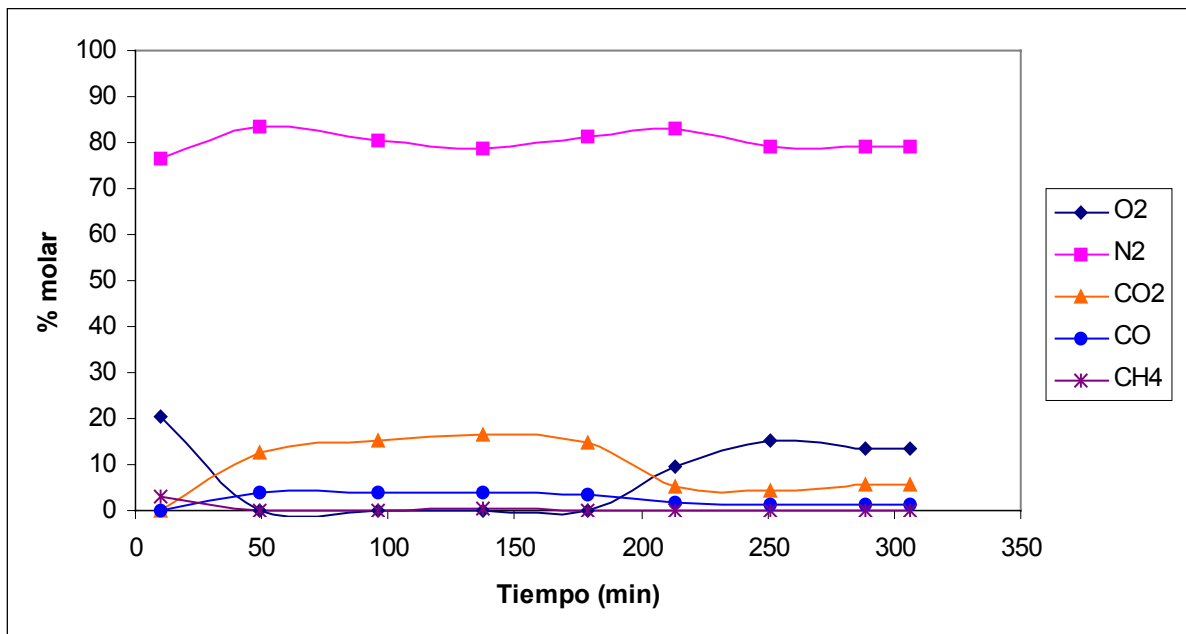


Figura 35. Composición del gas de salida para la prueba con arena inerte.

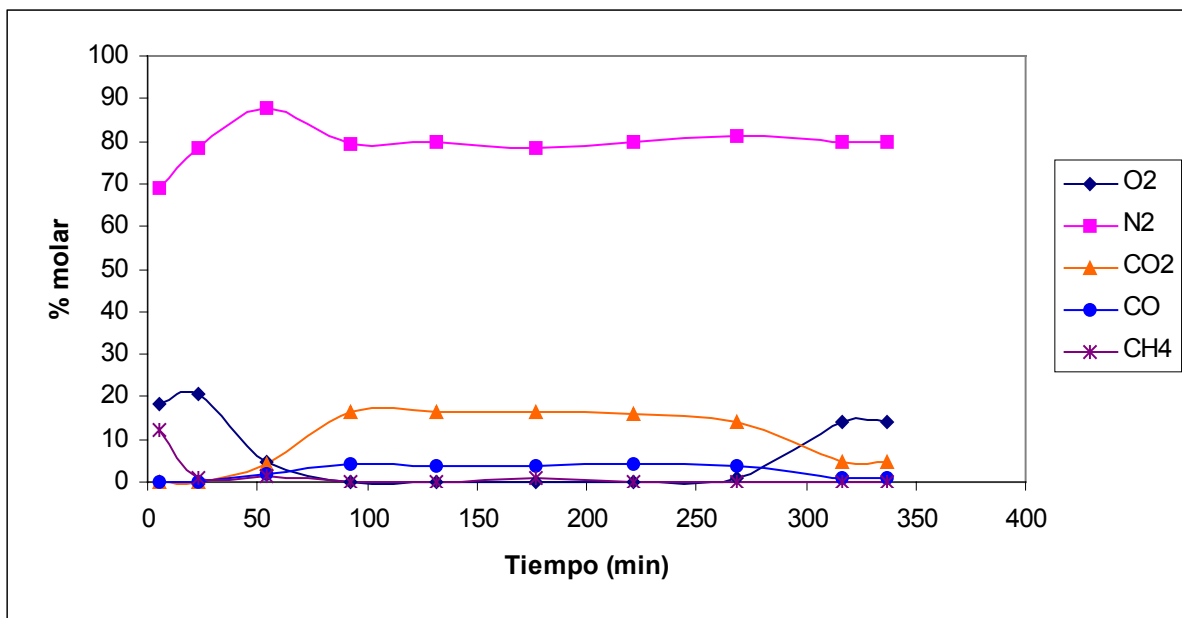


Figura 36. Composición del gas de salida para la prueba con arena de yacimiento.

El comportamiento de las distintas gráficas no varía significativamente. La composición del nitrógeno se mantiene relativamente constante, debido a que éste es un compuesto inerte. Mientras que la composición del oxígeno disminuye conforme aumenta la composición de dióxido y monóxido de carbono. Esto proporciona otra forma alternativa de identificar cuándo un proceso de combustión se ha iniciado, ya que se puede determinar por la simple inspección de la concentración del CO_2 en los gases de salida.

La baja concentración de oxígeno también revela que el proceso es bastante eficiente, ya que el oxígeno inyectado es consumido casi en su totalidad durante el desarrollo de la reacción.

También se aprecia un pequeño incremento en la concentración de nitrógeno al inicio de la prueba, en especial para el caso de la arena de yacimiento. Esto se produce como consecuencia de la LTO, puesto que dicha reacción consume parte del oxígeno inyectado, y no produce ningún gas, aumentando así la concentración relativa del nitrógeno en la corriente de salida. Una vez que se inicia la combustión, esta deficiencia es compensada por la producción de CO_2 y CO .

Como se puede observar, las pruebas de combustión ofrecen numerosas variables y relaciones que conducen a interesantes resultados para la evaluación del proceso, por lo que la exposición presentada puede parecer reducida. Sin embargo, algunas otras variables de interés y su equivalencia en unidades de campo se pueden apreciar en los apéndices.

CONCLUSIONES

En base a la discusión de resultados se obtienen las siguientes conclusiones:

1. El recobro de crudo mediante el uso del proceso de combustión *in situ* es similar al usar arena inerte y arena de yacimiento (alrededor del 90%).
2. Es importante tomar en consideración el carbono contenido en la arena del yacimiento al calcular la cantidad de crudo consumido durante el proceso de combustión *in situ*.
3. El comportamiento de las tasas de producción de crudo y agua es similar en las pruebas en arena inerte y arena de yacimiento.
4. Los perfiles de temperatura entre los dos casos estudiados, presentan grandes similitudes, sin embargo, la temperatura promedio del frente de combustión es mayor para el caso de la arena de yacimiento, mientras que la velocidad de avance del frente es menor.
5. La alta viscosidad del crudo a las condiciones de la prueba genera problemas operacionales en el momento del calentamiento del punto de ignición para el caso de la arena de yacimiento.
6. El comportamiento de las propiedades de los fluidos producidos durante las pruebas resultan ser bastante similares para ambas arenas. En las últimas muestras de cada prueba se obtiene un fluido de mayor gravedad API y menor viscosidad.
7. La oxidación a baja temperatura (LTO) afecta las propiedades de una fracción del crudo producido durante la prueba en arena de yacimiento, reduciendo su gravedad API y aumentando su viscosidad.
8. La composición de los gases de salida para ambos casos es muy parecida. En el caso de la arena de yacimiento se observa un descenso en la concentración de oxígeno al inicio de la prueba como producto de la oxidación a baja temperatura (LTO).

RECOMENDACIONES

Con la finalidad de mejorar la calidad de los resultados en futuras experiencias, y de ampliar los alcances de este estudio, se recomienda:

- Realizar mas pruebas variando otras condiciones de operación como la presión, con el fin de identificar posibles problemas operacionales al inyectar aire en yacimientos de alta presión.
- Considerar el uso de aditivos para disminuir el tiempo de ignición del crudo, y paralelamente mejorar la inyectividad del aire.
- Planificar un estudio para evaluar los cambios diagenéticos sufridos por la arena durante el proceso de combustión.
- Adquirir un nuevo equipo especializado en análisis de gas de combustión de manera de monitorear mas rápidamente esta variable.
- Automatizar el sistema de calentamiento externo de la celda con el fin de evitar errores en su manipulación.
- Mejorar el diseño mecánico de la celda, de manera de hacerla mucho mas adiabática. Adicionalmente se requiere de una mayor longitud para estudiar la estabilidad del frente de combustión en un período de tiempo mayor.

REFERENCIAS

- Adewusi V. y Greaves J.M. *Forward in situ combustion> oil recovery and properties*, Fuel, 70, pp. 503-508. 1991.
- Annual Book of ASTM Standards*, Editorial Staff, Volumenes 5.01 y 5.02, Estados Unidos de América. 2000.
- Barberii E. *El Pozo Ilustrado*. 4^{ta} edición, Ediciones FONCIED, Caracas. 1998.
- CIED. *Curso Básico de Ingeniería de Yacimientos*. CIED, San Tomé. 1998.
- Determinación del contenido de agua y sedimentos presentes en crudos*, Norma Covenin N°1014, Venezuela. 1987.
- Farouq Ali A. *A current appraisal of in situ combustion field test*, Journal of Petroleum Technology, pp.477-485. Abril 1978.
- Mamora D.D. y Brigham W.E. *The effect of low temperature oxidation on the fuel and produced oil during in situ combustion of heavy oil*. Marcel Decker, 19, pp.341-366. 1995.
- Martin W., Alexander J. y Dew J. *Process variables of in situ combustion*, Petroleum Transactions, 213, pp. 28-35. 1958.
- Mellak T. *Program Description and Manual user mpds 2000*, Austria. 1998.
- Moore R.G., Lareshen C.J., Belgrave J.D.M., Ursenbach M.G. Mentha S.A. *In-Situ Combustion in heavy-oil reservoirs: Problems and Perspectives*. In Situ, 21(1), 1-26. 1997.
- Moore R.G. Comunicación personal. PDVSA Intevep. 2002.
- National Petroleum Council. *Enhanced Oil Recovery*. National Petroleum Council Edition, Estados Unidos de América, pp. 5-30. 1984.
- Nelson T.W. y McNeil J.S. *In situ combustion project*, The Oil & Gas Journal, pp. 58-65. Junio, 1961.

Prats, M. *Procesos Térmicos de Extracción de Petróleo*, Ediciones Técnicas Intevep. Venezuela. 1987.

Roa P. y Berthois L. *Manual de Sedimentología (método para el estudio de los sedimento no consolidados)*, Editorial Sorocaima, Caracas. 1975.

Shallcross D.C., Kisler J.P. *An improved model for the oxidation process of light crude oil*. Trans IchemE, 75, pp. 392-402. 1997.

Turta A. *In situ combustion-From pilot to Commercial application*. Symposium on In Situ Combustion Practices-Past, Present and Future Applications. Tulsa Oklahoma. Abril 21-22. 1994.

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Como ya se mencionó, se ejecutaron 4 pruebas a condiciones de temperatura y presión similares (60°C y 400 psig). El crudo fue recombinado a estas mismas condiciones siguiendo los procedimientos del capítulo anterior. La única variable fue el tipo de arena empacada en la celda, en las pruebas 1 y 2 se uso arena inerte, proveniente de una cantera, con alto contenido en sílice, mientras que para las pruebas 3 y 4 se empleó arena de un yacimiento de la Faja Petrolífera del Orinoco. En la Tabla 4 se presenta un resumen de las condiciones experimentales de cada una de las experiencias realizadas.

Tabla 4. Condiciones experimentales.

	Pruebas			
	1	2	3	4
Tipo de arena	Inerte	Inerte	Yacimiento	Yacimiento
Volumen poroso [cm³]	152	155	118	112
Porosidad [%]	44.1	44.97	34.29	32.5
Permeabilidad N₂ [Darcy]	8.367	9.077	1.366	0.969
Permeabilidad H₂O [Darcy]	10.978	12.312	1.003	1.019
Permeabilidad crudo [Darcy]	4.646	11.445	0.863	1.075
So [%]	89.7	89.38	90.66	94.49
Sw [%]	9.77	10.62	9.34	5.51
Sg [%]	0.53	0.53	0.54	0.56

Se puede apreciar que los valores de permeabilidad y porosidad varían apreciablemente entre las dos arenas usadas, lo cual se debe a la diferencia en la granulometría. Se observa que la permeabilidad es un orden de magnitud mayor en el caso de la arena inerte, y que la porosidad es un 10% mas alta. La permeabilidad al crudo de la prueba 1 presentó un valor muy por debajo de lo esperado, debido a una obstrucción en una de las válvulas de la celda.

Asimismo se observa un incremento en el valor de saturación de crudo de la prueba 4, debido a un error experimental durante el proceso de saturación.

Dado que las pruebas se hicieron por duplicado con el solo fin de verificar reproducibilidad, en lo sucesivo serán mencionados solo los resultados de las pruebas 2 (arena inerte) y 4 (arena de yacimiento), con la finalidad de facilitar la comparación.

Recobro de crudo

A continuación se reportan los resultados relativos al recobro de crudo:

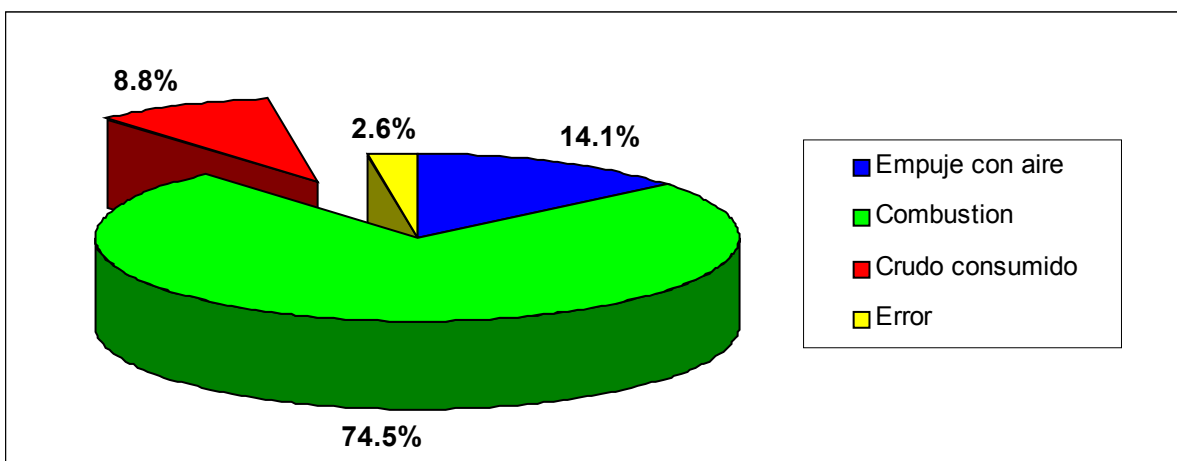


Figura 20. Recobro para la prueba 2 (arena inerte).

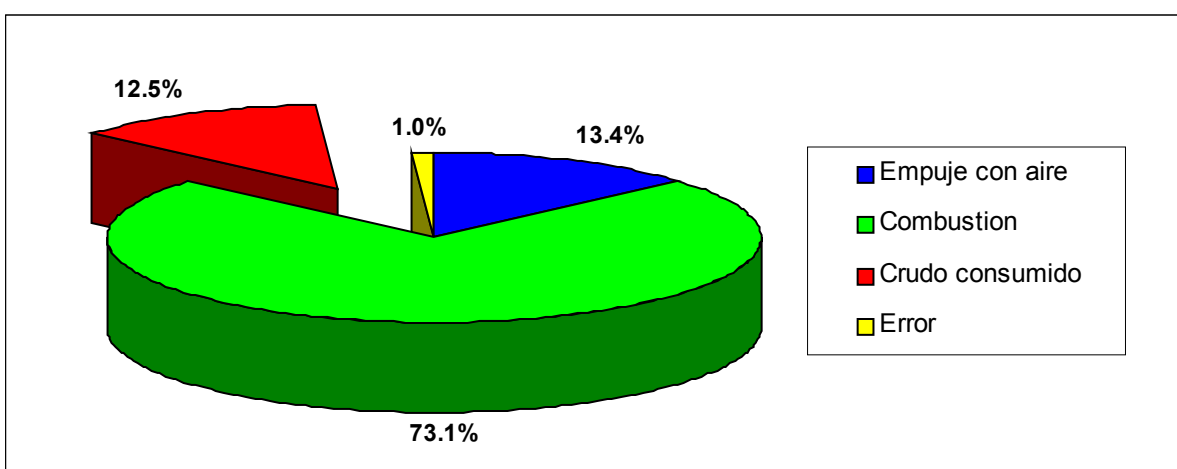


Figura 21. Recobro para la prueba 4 (arena de yacimiento).

En las figuras 20 y 21 observamos una distribución porcentual muy similar entre los dos casos estudiados, y se puede observar que la recuperación se distribuye en dos fracciones: recobro por empuje con aire y recobro por combustión. En todos los casos el recobro de crudo es muy próximo al 90% en volumen de la saturación inicial. Estos resultados concuerdan con los reportados en otras investigaciones como las de William Martín *et al.*, (1958), quienes realizaron una serie de doce pruebas sobre cinco crudos diferentes con gravedades comprendidas entre 10 y 35 °API, obteniendo una recuperación de 86,6 a 92,2 %. En términos generales, la mayoría de las investigaciones realizadas sobre procesos de combustión coinciden en valores de recuperación superiores al 80%, de aquí se deduce el enorme potencial atribuido a este proceso.

Se muestra que existe un recobro inicial aducido al empuje producido por el aire inyectado al principio de la prueba, que para ambas pruebas fue bastante similar, 14,1% para la arena inerte y 13,4% para la arena de yacimiento. El recobro debido al proceso de combustión también muestra valores bastante cercanos entre sí, 74,5% en la arena inerte y 73,1% en la arena de yacimiento.

Para el caso del crudo consumido se observa una diferencia importante, 8,8% para la arena inerte y 12,5% para la arena de yacimiento, es decir un incremento del 3,7%; en otros términos se puede decir que existe un incremento del 42% del crudo consumido al usar arena de yacimiento. No obstante la razón para tal comportamiento es consecuencia del método de cálculo empleado por Nelson y McNeil (1961); en la ecuación 2.10 del marco teórico se observa que el cálculo del crudo consumido es un balance en carbono e hidrógeno. Los datos para este cálculo se toman del análisis de los gases de salida (CO₂ y CO), que provienen de la combustión del crudo y del carbono presente originalmente en la arena, y dado que la arena de yacimiento posee cierta cantidad de carbono se produce la diferencia aparente en el crudo consumido. Tomando en cuenta esto, el valor de crudo consumido se acerca bastante (8,8% vs. 9,7%), como se observa en la figura 22.

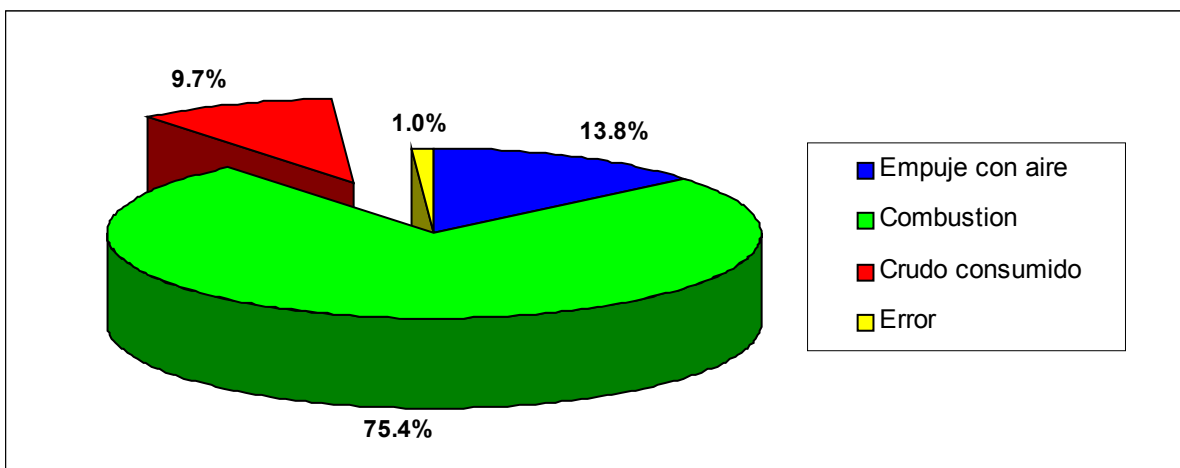


Figura 22. Recobro corregido para la prueba 4 (arena de yacimiento).

Estos valores también coinciden con los obtenidos por William Martin *et al.*, (1958) quienes reportan un promedio aproximado de 5,5% del volumen poroso, que a su vez representa entre 6 y 8 % de la saturación inicial, en nuestro caso particular. Sin embargo, muchos estudios han encontrado una relación entre la cantidad de crudo consumido y la gravedad del mismo. Tal es el caso de Farouq Alí (1978), quien incluso reporta una gráfica donde muestra la dependencia de la cantidad de combustible en función de la gravedad del crudo. Todos estos trabajos coinciden en que un crudo con menor gravedad API, es decir, más pesado, tiende a producir una mayor cantidad de combustible y viceversa.

Si revisamos los pasos y mecanismos que envuelven a un proceso de combustión, podemos reconocer que uno de los pasos fundamentales es el craqueo intenso o reacción de pirólisis, que no es más que la descomposición térmica o ruptura de grandes moléculas por efecto del calor y que trae como consecuencia la producción de gases de hidrocarburos livianos y un residuo sólido denominado coque. Este residuo sólido que se deposita sobre la superficie de la arena es el combustible utilizado durante la combustión. En consecuencia, es lógico pensar que un crudo que contenga una mayor fracción de componentes pesados, es decir, una mayor cantidad de grandes moléculas susceptibles a la descomposición térmica, tenga una mayor disponibilidad de combustible.

Adicionalmente se observa el valor del error para ambas pruebas. Este error se determina al "cerrar" el balance, por cuanto se dispone del dato de la cantidad de crudo inicial, y de la cantidad de productos a la salida. Se observa que los valores son bastante aceptables para pruebas con este grado de complejidad.

Tasas de producción

El recobro total resultó ser fundamentalmente el mismo. Asimismo, el comportamiento de las tasas de producción de líquido no difieren mucho entre ambas pruebas. Esto se puede apreciar en las siguientes figuras, donde se reportan la tasa de crudo producida, corte de agua y el acumulado de producción.

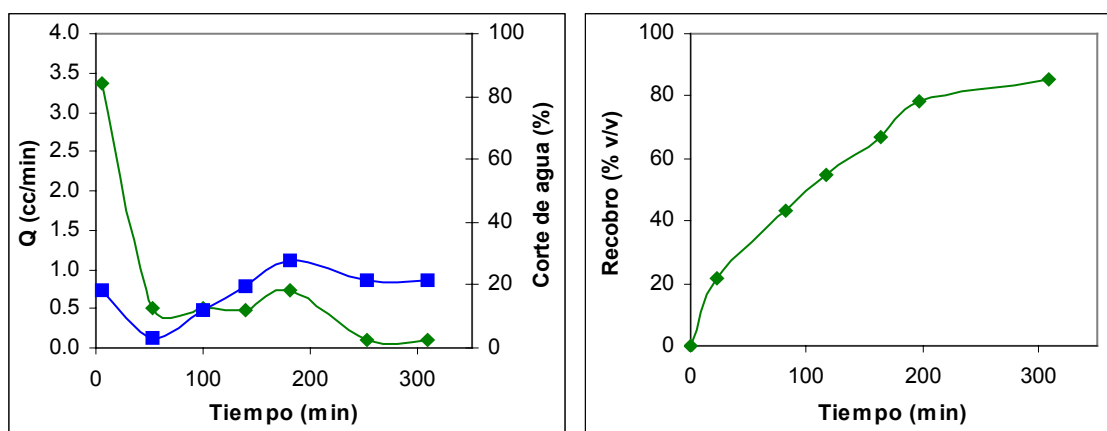


Figura 23. Producción de líquido para la prueba con arena inerte (prueba 2).

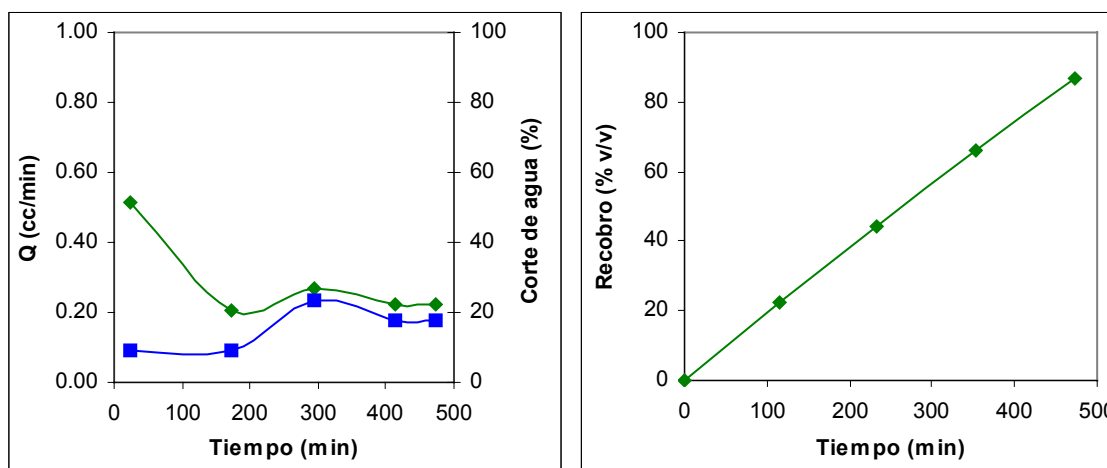


Figura 24. Producción de líquido para la prueba con arena de yacimiento (prueba 4).

En primera instancia se observa que para los dos casos, la tasa de crudo comienza en un valor alto, y luego cae a un plateau, donde se mantiene hasta el final de la prueba. Este pico de producción al inicio es consecuencia del empuje inicial del aire, el cual se abre paso rápidamente en el medio. Posteriormente la tasa está ligada a la velocidad del frente de combustión la cual fue fijada constante. Se puede observar, para ambos casos, que los cortes de agua (relación agua/crudo) se incrementan con el tiempo. Esto se debe a la baja saturación inicial de agua del medio (alrededor del 10% en volumen) que impide tener altos cortes de agua al inicio de la producción, de hecho los valores iniciales se acercan al 10%. Sin embargo, estos se incrementan al final como consecuencia de la producción de agua por la reacción de combustión. Este comportamiento difiere del descrito por Adewusi y Greaves (1991), quienes reportan una producción de líquido caracterizada por altos cortes al inicio de la producción que van disminuyendo conforme se desarrolla el proceso y se inicia la producción de crudo.

Perfiles de temperatura

En las figuras 26 y 27 se muestran los comportamientos de los perfiles de temperatura. A partir de estas gráficas, identificando los picos de temperatura, es posible determinar la temperatura del frente de combustión en las condiciones experimentales y la velocidad de avance del mismo a través de la celda.

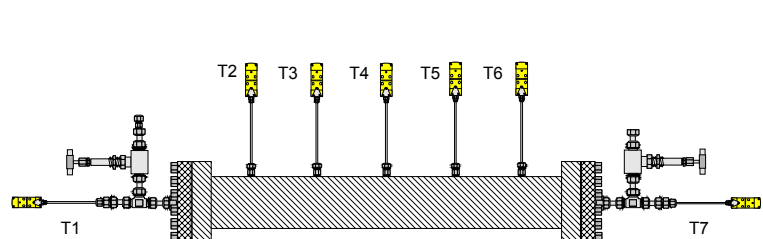


Figura 25. Disposición de las termocupas en la celda

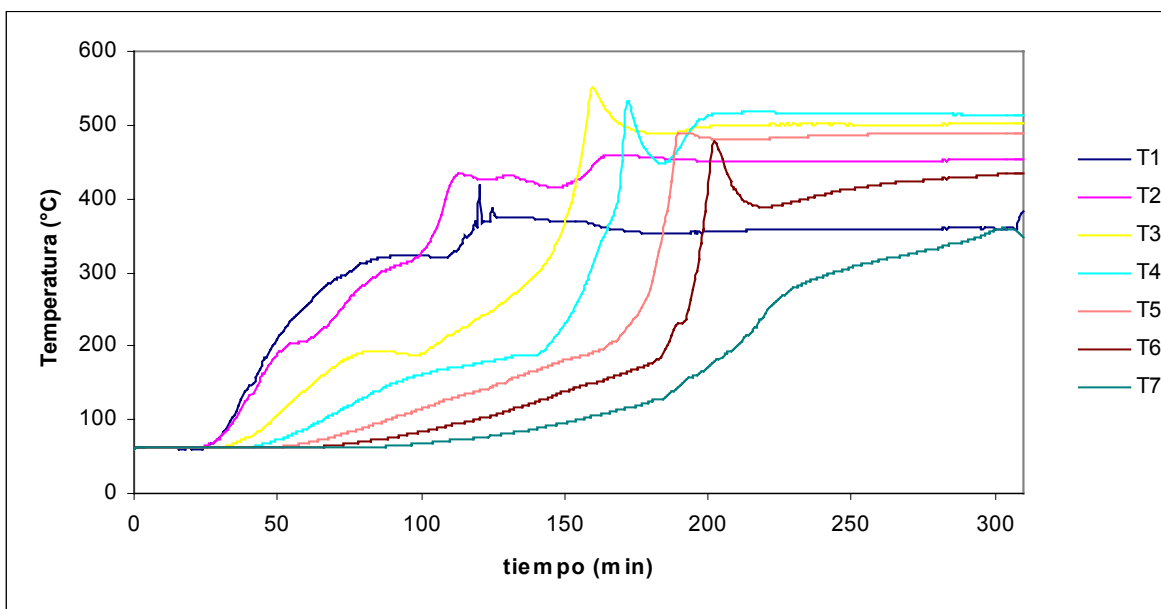


Figura 26. Distribución de la temperatura para la prueba con arena inerte.

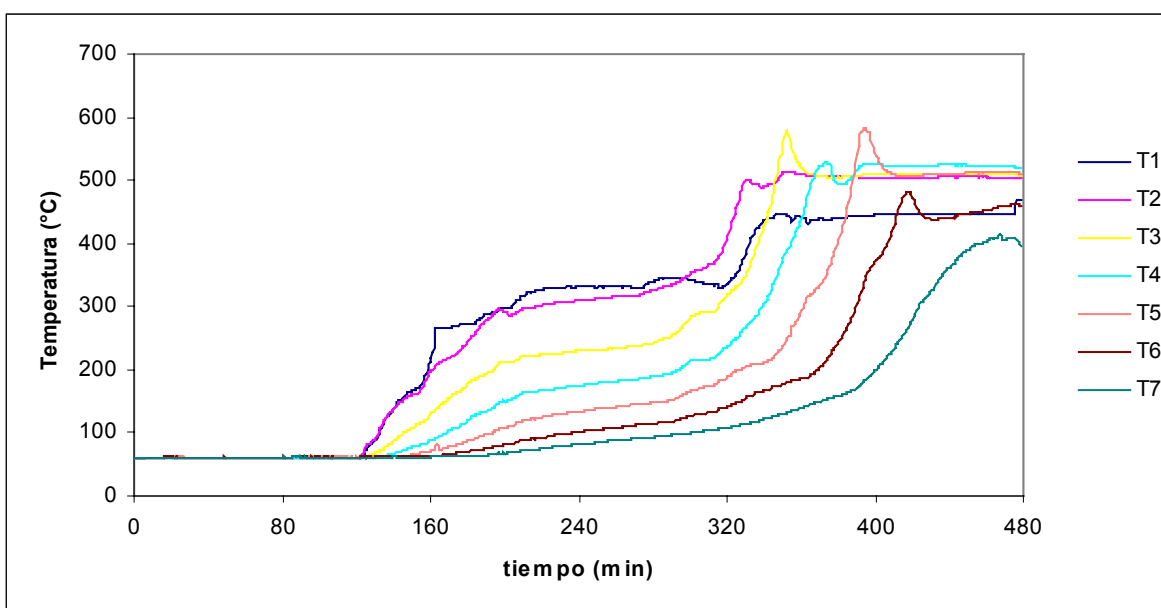


Figura 27. Distribución de la temperatura para la prueba con arena de yacimiento.

Se puede apreciar el comportamiento característico de los perfiles de temperatura en los procesos de combustión. La temperatura en un punto se incrementa hasta a un valor máximo, representado por el pico que se observa en la gráfica, con la llegada del frente y posteriormente disminuye hasta una temperatura constante mantenida por los controladores

de temperatura, de no ser así la temperatura continuaría su descenso. Por lo tanto, el pico observado representa la temperatura del frente de combustión a las condiciones de trabajo. Esta temperatura puede estar comprendida entre 350 y 600°C y depende del crudo y de las condiciones experimentales. Las variaciones de éstos picos se deben a la diferencia entre la tasa de calor generado por la reacción exotérmica y la tasa de disipación de éste a través de la celda por conducción y convección.

Una información importante que no se refleja en estas gráficas es la temperatura de ignición instantánea del crudo, es decir, la temperatura a la cual se debe llevar el crudo para iniciar la combustión. Esta temperatura es aproximadamente 330°C, por lo tanto, una vez que el crudo es llevado a ésta temperatura el proceso se mantiene por sí solo mientras que las pérdidas de calor no excedan a la generación producto de la reacción. De allí, la importancia de un buen aislamiento térmico de las pruebas que permita representar la mínima disipación de calor que se espera obtener en el subsuelo para evitar la extinción del frente.

Tabla 5. Velocidad y temperatura del frente de combustión

	Velocidad del frente (cm/h)	Temperatura del frente (°C)
Arena Inerte	21,0	505
Arena de yacimiento	13,5	532

Las velocidades promedio del frente de combustión para las cuatro pruebas se muestran en la tabla 5 y coinciden con las velocidades obtenidas por Mamora et al., (1995) en algunas de sus pruebas. Dado que existe mas combustible disponible para el caso de la arena de yacimiento, la temperatura del frente de combustión es mayor. Igualmente, como es de esperarse, una mayor cantidad de combustible con la misma cantidad de aire conlleva a una menor velocidad de avance del frente.

Efecto de la arena y de la viscosidad del crudo sobre el flujo

La alta viscosidad a condiciones de yacimiento de los crudos pesados y extrapesados, tiene un impacto notorio en el proceso de combustión, en especial durante la ignición. En las figuras 28 y 29 se observa el comportamiento de la caída de presión entre la entrada y salida de la celda, junto con el perfil de temperatura de la termocupla 3.

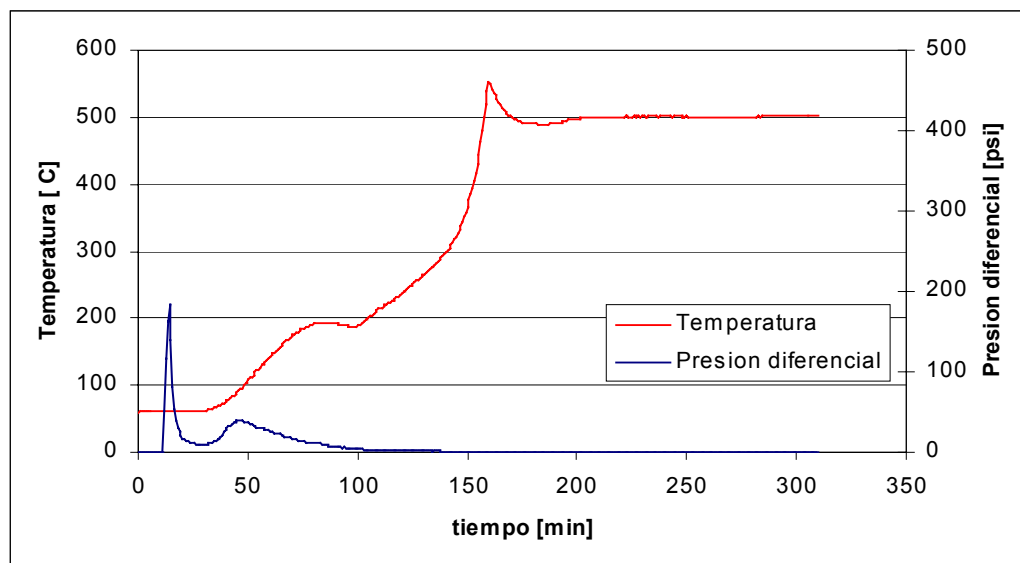


Figura 28. Presión diferencial y perfil de temperatura (arena inerte)

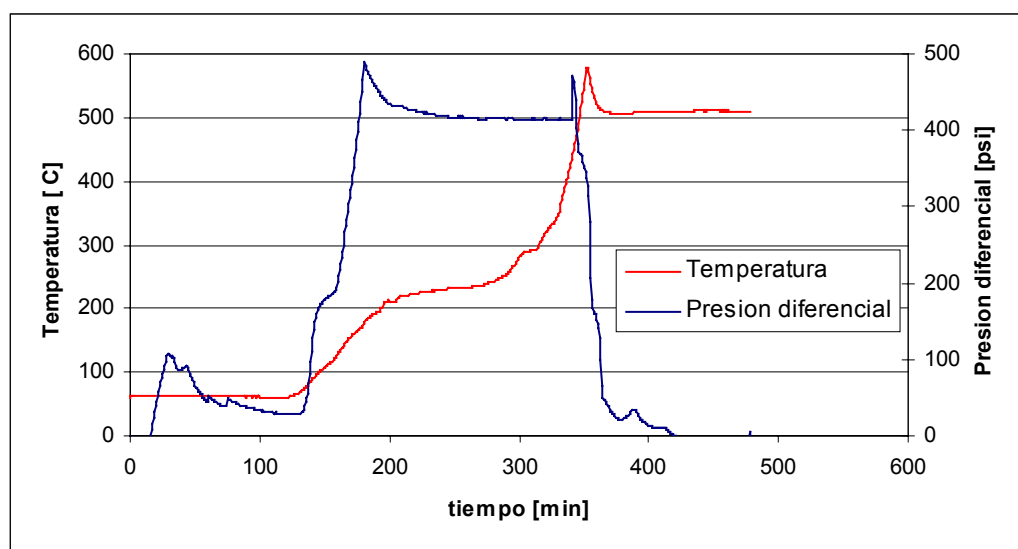


Figura 29. Presión diferencial y perfil de temperatura (arena de yacimiento)

Como se observa tanto para la arena inerte como para la arena de yacimiento, el comportamiento del perfil de temperatura es similar (curva roja), con la diferencia que en el primer caso se alcanza el pico de temperatura en un tiempo mucho menor (150 minutos aproximadamente), al logrado para el caso de arena de yacimiento (350 minutos aproximadamente). Este retardo se debe al problema de flujo de crudo viscoso a través de un medio de escasa permeabilidad, tal como lo señaló Moore (2002) en su disertación. Los perfiles de presión de las pruebas muestran un primer pico, generado por la inyección inicial del aire, con la finalidad de “abrir” el camino de flujo; este aumento de presión es temporal, puesto que no se puede mover una gran cantidad de crudo dada su alta viscosidad a las condiciones de yacimiento. Luego de establecer este canal de flujo se inicia el calentamiento de la primera sección de la celda, manteniendo el flujo de aire, para provocar la ignición (ver coincidencia con la curva roja), lo cual a su vez genera una disminución de la viscosidad por aumento de temperatura, produciendo que una gran fracción del crudo se comience a mover. Este crudo móvil satura rápidamente el “canal de flujo” por donde circulaba el aire, lo cual genera una obstrucción al paso del aire, y en consecuencia un aumento en la presión de inyección.

En el caso de la arena de yacimiento el efecto es más importante, debido a que su permeabilidad es un orden de magnitud menor. Esta restricción generó una reducción del flujo de inyección de aproximadamente un 80%, como se puede apreciar en la figura 31. Las consecuencia de esta falta de aire, es el retardo del inicio de la oxidación a alta temperatura (HTO), y una excesiva oxidación a baja temperatura (LTO), lo cual genera productos más viscosos que el crudo original (aldehídos, cetonas, alcoholes y ácidos carboxílicos). Esto no se produjo en la prueba con arena inerte, dado que su alta permeabilidad permitió al crudo y al aire moverse en conjunto, sin darse la competencia entre las fases, tal como se ve en la figura 30.

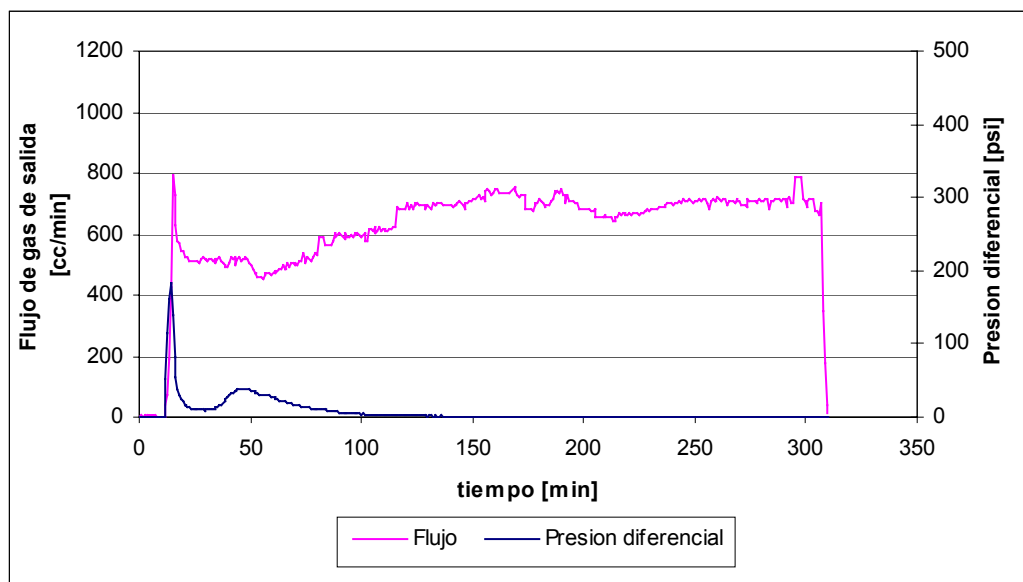


Figura 30. Presión diferencial y flujo de gas de salida (arena inerte)

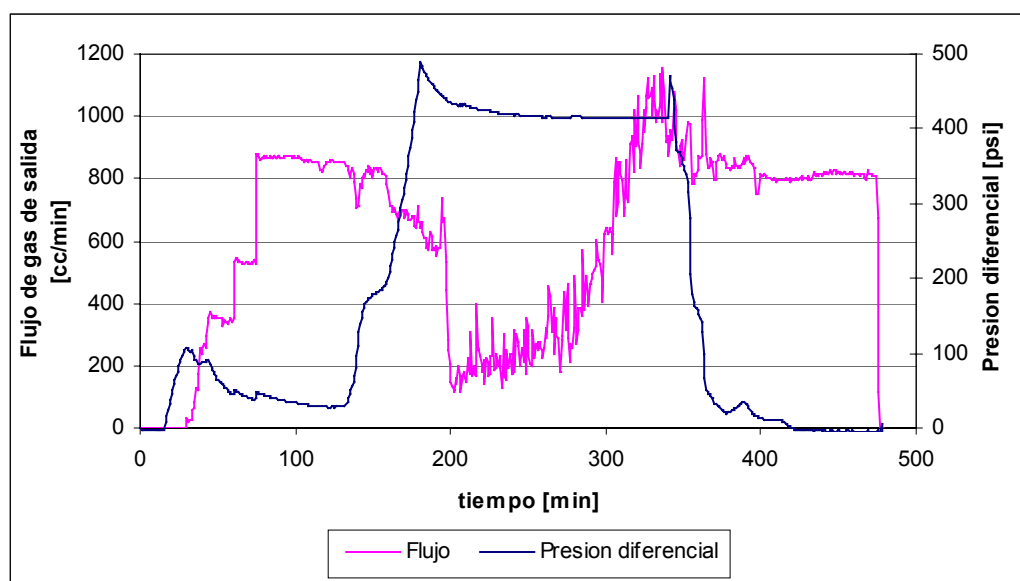


Figura 31. Presión diferencial y flujo de gas de salida (arena de yacimiento)

Es importante destacar que para el momento de la presentación de estos resultados ya se tiene una solución para este problema operacional, mediante el uso de una rampa de calentamiento para producir la ignición (reseñada en los procedimientos). El aumento lento y progresivo de la temperatura del punto de ignición permite suficiente tiempo al crudo para fluir sin sacrificar el flujo de inyección del aire.

Propiedades de los fluidos producidos

En un proceso de combustión se producen cambios en las propiedades del fluido producido, como lo son la gravedad API y la viscosidad. Por ello, se presentan a continuación los siguientes gráficos que permiten apreciar tales cambios.

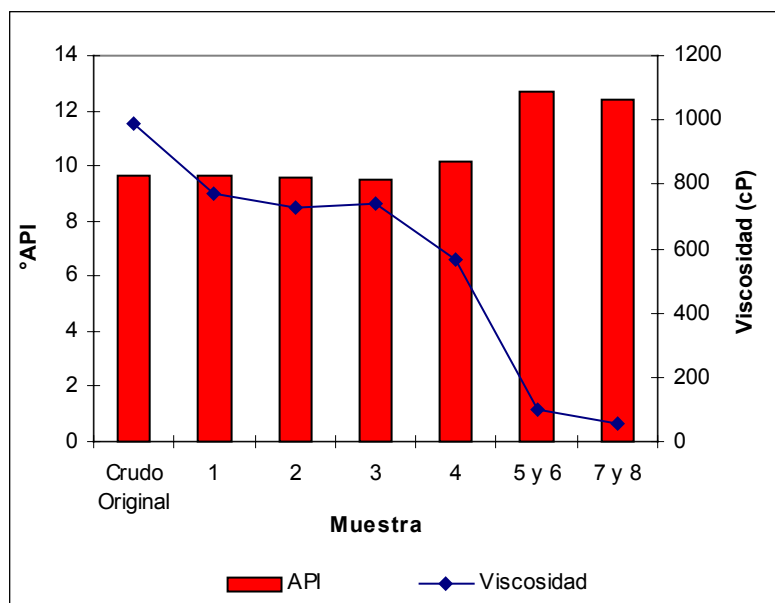


Figura 32. Propiedades físicas del fluido producido en la prueba con arena inerte.

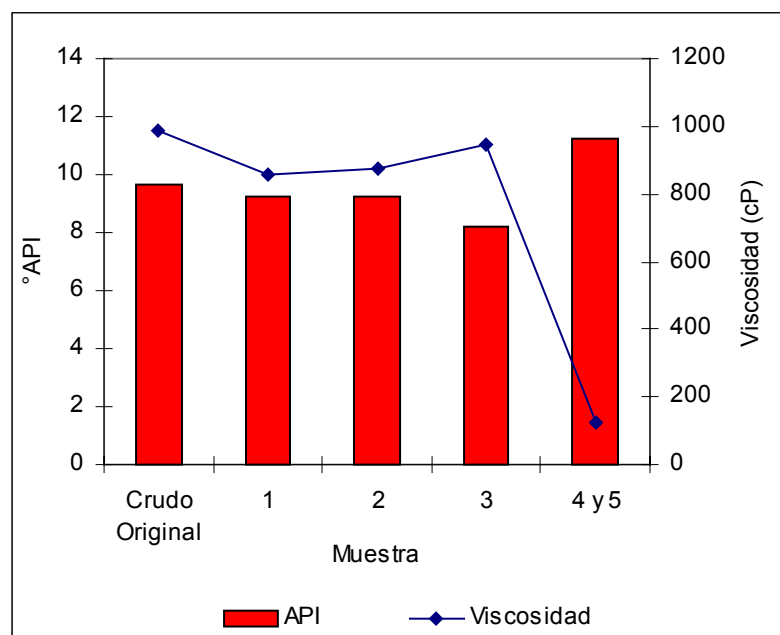


Figura 33. Propiedades físicas del fluido producido en la prueba con arena de yacimiento.

En términos generales, se puede apreciar un comportamiento constante en la primera parte de la prueba, y posteriormente un leve aumento de la gravedad API y una disminución de la viscosidad. Esto último es consecuencia del consumo de la fracción pesada del crudo por la combustión, además de la producción de hidrocarburos livianos por el craqueo y la destilación producto de los efectos térmicos. Por lo tanto, la fracción de crudo producida sin algún efecto térmico, es decir, la producción por empuje con aire, no debe presentar ningún tipo de cambio en sus propiedades. En la figura 34 se aprecia claramente esta situación.

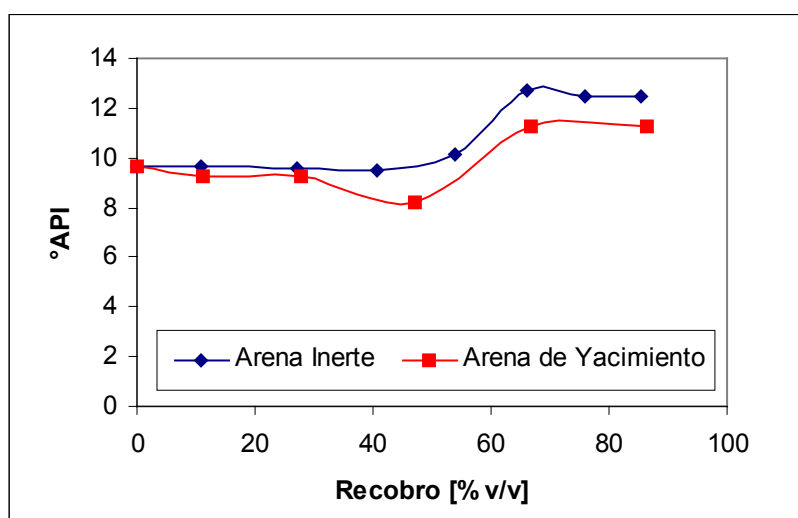


Figura 34. Variación de la gravedad API en función del recobro.

Por otra parte, en la muestra 3 de la prueba con arena de yacimiento se observa un leve incremento en la viscosidad y disminución en la gravedad API, lo cual es debido a las reacciones de oxidación a baja temperatura (LTO), que tienen lugar durante la inyección de aire, mientras no ha ocurrido la ignición. Estas reacciones producen compuestos oxigenados como ácidos carboxílicos, aldehídos, cetonas, alcoholes y peróxidos, que son más viscosos, más densos y menos volátiles que el crudo original. El hecho de que esto no concuerde con las observaciones de Shalcross *et al.*, (1997) y de Mamora *et al.*, (1995), se debe a que en la prueba con arena de yacimiento, se confrontaron problemas operacionales para encender el frente de combustión, lo cual provocó una exposición prolongada del crudo a una cantidad limitada de oxígeno, que no era suficiente para iniciar la combustión, produciéndose la LTO.

Composición de los gases de salida

Seguidamente, en las figuras 35 y 36, se observa que el comportamiento de las composiciones de los gases de salida para las dos pruebas es básicamente el mismo.

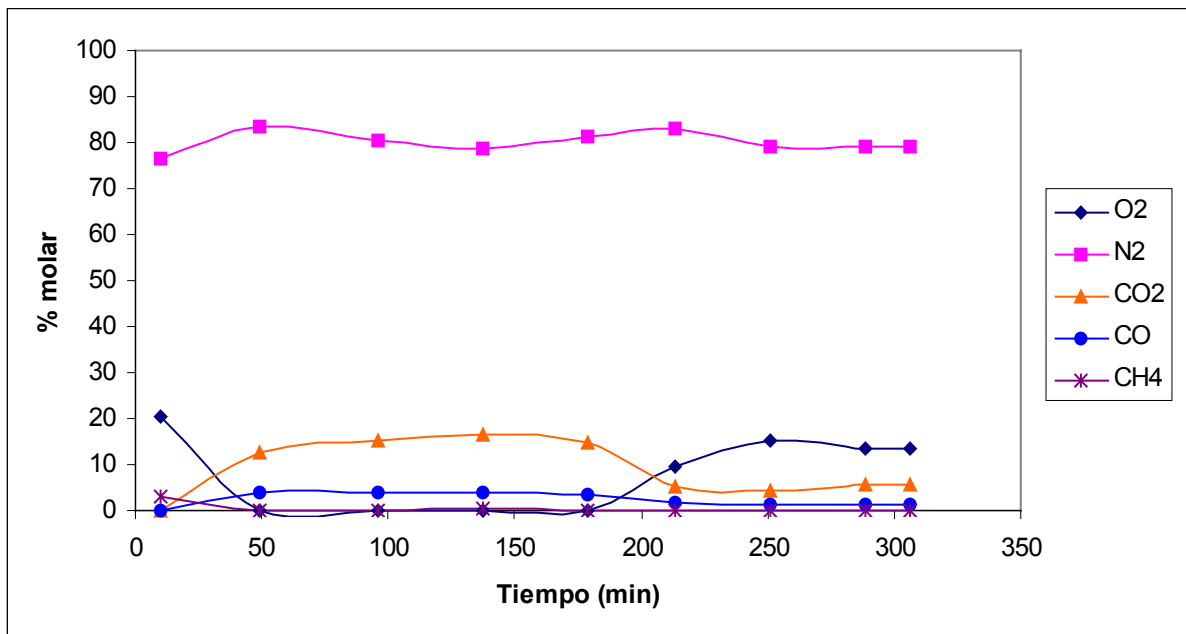


Figura 35. Composición del gas de salida para la prueba con arena inerte.

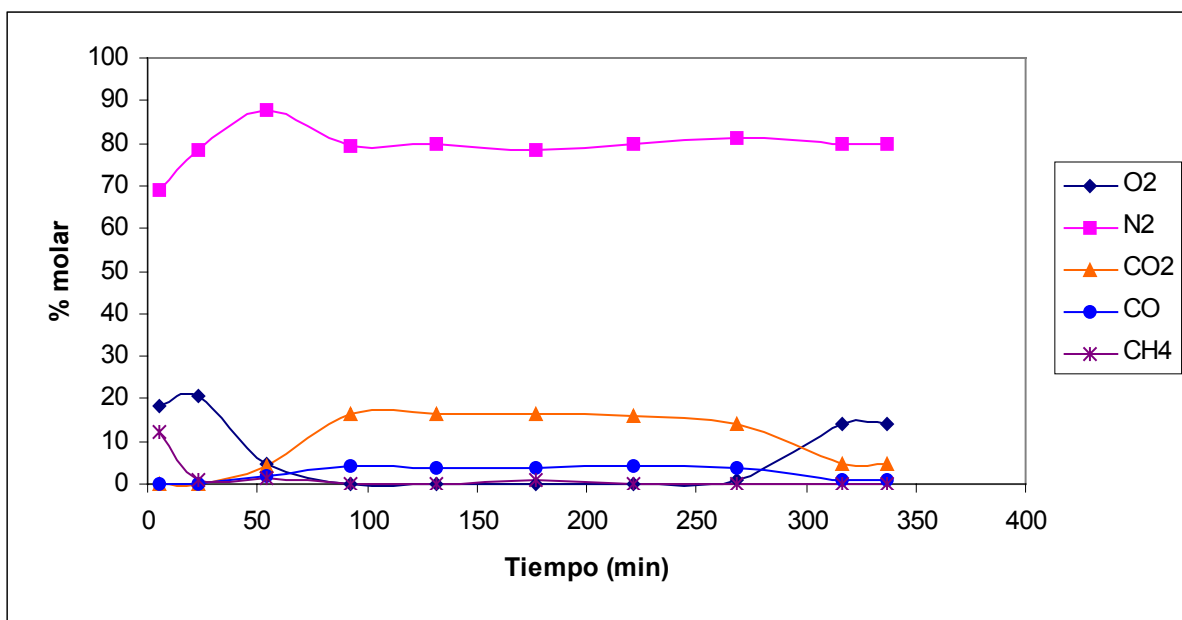


Figura 36. Composición del gas de salida para la prueba con arena de yacimiento.

El comportamiento de las distintas gráficas no varía significativamente. La composición del nitrógeno se mantiene relativamente constante, debido a que éste es un compuesto inerte. Mientras que la composición del oxígeno disminuye conforme aumenta la composición de dióxido y monóxido de carbono. Esto proporciona otra forma alternativa de identificar cuándo un proceso de combustión se ha iniciado, ya que se puede determinar por la simple inspección de la concentración del CO_2 en los gases de salida.

La baja concentración de oxígeno también revela que el proceso es bastante eficiente, ya que el oxígeno inyectado es consumido casi en su totalidad durante el desarrollo de la reacción.

También se aprecia un pequeño incremento en la concentración de nitrógeno al inicio de la prueba, en especial para el caso de la arena de yacimiento. Esto se produce como consecuencia de la LTO, puesto que dicha reacción consume parte del oxígeno inyectado, y no produce ningún gas, aumentando así la concentración relativa del nitrógeno en la corriente de salida. Una vez que se inicia la combustión, esta deficiencia es compensada por la producción de CO_2 y CO .

Como se puede observar, las pruebas de combustión ofrecen numerosas variables y relaciones que conducen a interesantes resultados para la evaluación del proceso, por lo que la exposición presentada puede parecer reducida. Sin embargo, algunas otras variables de interés y su equivalencia en unidades de campo se pueden apreciar en los apéndices.

CONCLUSIONES

En base a la discusión de resultados se obtienen las siguientes conclusiones:

1. El recobro de crudo mediante el uso del proceso de combustión *in situ* es similar al usar arena inerte y arena de yacimiento (alrededor del 90%).
2. Es importante tomar en consideración el carbono contenido en la arena del yacimiento al calcular la cantidad de crudo consumido durante el proceso de combustión *in situ*.
3. El comportamiento de las tasas de producción de crudo y agua es similar en las pruebas en arena inerte y arena de yacimiento.
4. Los perfiles de temperatura entre los dos casos estudiados, presentan grandes similitudes, sin embargo, la temperatura promedio del frente de combustión es mayor para el caso de la arena de yacimiento, mientras que la velocidad de avance del frente es menor.
5. La alta viscosidad del crudo a las condiciones de la prueba genera problemas operacionales en el momento del calentamiento del punto de ignición para el caso de la arena de yacimiento.
6. El comportamiento de las propiedades de los fluidos producidos durante las pruebas resultan ser bastante similares para ambas arenas. En las últimas muestras de cada prueba se obtiene un fluido de mayor gravedad API y menor viscosidad.
7. La oxidación a baja temperatura (LTO) afecta las propiedades de una fracción del crudo producido durante la prueba en arena de yacimiento, reduciendo su gravedad API y aumentando su viscosidad.
8. La composición de los gases de salida para ambos casos es muy parecida. En el caso de la arena de yacimiento se observa un descenso en la concentración de oxígeno al inicio de la prueba como producto de la oxidación a baja temperatura (LTO).

RECOMENDACIONES

Con la finalidad de mejorar la calidad de los resultados en futuras experiencias, y de ampliar los alcances de este estudio, se recomienda:

- Realizar mas pruebas variando otras condiciones de operación como la presión, con el fin de identificar posibles problemas operacionales al inyectar aire en yacimientos de alta presión.
- Considerar el uso de aditivos para disminuir el tiempo de ignición del crudo, y paralelamente mejorar la inyectividad del aire.
- Planificar un estudio para evaluar los cambios diagenéticos sufridos por la arena durante el proceso de combustión.
- Adquirir un nuevo equipo especializado en análisis de gas de combustión de manera de monitorear mas rápidamente esta variable.
- Automatizar el sistema de calentamiento externo de la celda con el fin de evitar errores en su manipulación.
- Mejorar el diseño mecánico de la celda, de manera de hacerla mucho mas adiabática. Adicionalmente se requiere de una mayor longitud para estudiar la estabilidad del frente de combustión en un período de tiempo mayor.

REFERENCIAS

- Adewusi V. y Greaves J.M. *Forward in situ combustion> oil recovery and properties*, Fuel, 70, pp. 503-508. 1991.
- Annual Book of ASTM Standards*, Editorial Staff, Volumenes 5.01 y 5.02, Estados Unidos de América. 2000.
- Barberii E. *El Pozo Ilustrado*. 4^{ta} edición, Ediciones FONCIED, Caracas. 1998.
- CIED. *Curso Básico de Ingeniería de Yacimientos*. CIED, San Tomé. 1998.
- Determinación del contenido de agua y sedimentos presentes en crudos*, Norma Covenin N°1014, Venezuela. 1987.
- Farouq Ali A. *A current appraisal of in situ combustion field test*, Journal of Petroleum Technology, pp.477-485. Abril 1978.
- Mamora D.D. y Brigham W.E. *The effect of low temperature oxidation on the fuel and produced oil during in situ combustion of heavy oil*. Marcel Decker, 19, pp.341-366. 1995.
- Martin W., Alexander J. y Dew J. *Process variables of in situ combustion*, Petroleum Transactions, 213, pp. 28-35. 1958.
- Mellak T. *Program Description and Manual user mpds 2000*, Austria. 1998.
- Moore R.G., Lareshen C.J., Belgrave J.D.M., Ursenbach M.G. Mentha S.A. *In-Situ Combustion in heavy-oil reservoirs: Problems and Perspectives*. In Situ, 21(1), 1-26. 1997.
- Moore R.G. Comunicación personal. PDVSA Intevep. 2002.
- National Petroleum Council. *Enhanced Oil Recovery*. National Petroleum Council Edition, Estados Unidos de América, pp. 5-30. 1984.
- Nelson T.W. y McNeil J.S. *In situ combustion project*, The Oil & Gas Journal, pp. 58-65. Junio, 1961.

Prats, M. *Procesos Térmicos de Extracción de Petróleo*, Ediciones Técnicas Intevep. Venezuela. 1987.

Roa P. y Berthois L. *Manual de Sedimentología (método para el estudio de los sedimento no consolidados)*, Editorial Sorocaima, Caracas. 1975.

Shallcross D.C., Kisler J.P. *An improved model for the oxidation process of light crude oil*. Trans IChemE, 75, pp. 392-402. 1997.

Turta A. *In situ combustion-From pilot to Commercial application*. Symposium on In Situ Combustion Practices-Past, Present and Future Applications. Tulsa Oklahoma. Abril 21-22. 1994.