

# INYECCIÓN ALTERNADA DE AGUA Y GAS (WAG): GENERALIDADES TEÓRICAS, CASOS HISTÓRICOS, PROBLEMAS OPERACIONALES COMUNES Y SCREENING ESTADÍSTICO PARA SU APLICACIÓN

Robinson Jiménez Díaz<sup>1</sup>, Samuel Fernando Muñoz Navarro<sup>2</sup>, Juan Eduardo Rivera De La Ossa<sup>3</sup>

## RESUMEN

La inyección alternada de agua y gas (WAG, por las iniciales inglesas de Water Alternating Gas) es un método de recobro mejorado de petróleo difundido en varios países del mundo desde hace aproximadamente 50 años. La técnica consiste en inyectar al yacimiento baches alternados y sucesivos de agua y gas para lograr un mejor barrido de la zona de interés, mejorando así el factor de recobro.

En este trabajo, se presenta una descripción de los principales aspectos teóricos de este proceso EOR, un estado del arte teniendo en cuenta factores como los mecanismos de desplazamiento operantes, los gases empleados, los tipo de rocas objetivo y la ubicación geográfica de los proyectos. Se hace un recuento de los principales problemas operacionales que se presentan durante la implementación de la técnica. Finalmente, se entrega una guía de *screening* teniendo en cuenta la información de casos de campos recopilada.

**Palabras claves:** Recobro Mejorado de Petróleo, Inyección alternada de agua y gas, problemas operacionales, *screening*, casos de campo.

## ABSTRACT

Water Alternating Gas (WAG) injection is a Enhanced Oil Recovery method spread in several countries around the world since fifty years ago approximately. The technique consists in to inject inside a reservoir alternates and successive slugs of water and gas to achieve a best sweep efficiency of the interest zone; this fact will be seen reflected in an increase of the recovery factor.

---

<sup>1</sup> Ingeniero de Petróleos. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga. Colombia.

<sup>2</sup> M. Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos. Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga. Colombia.

<sup>3</sup> Ingeniero de Petróleos. Instituto Colombiano del Petróleo, ICP. Bucaramanga. Colombia.

A description of the main theoretical aspects of this EOR process is presented, as well as a state of the art taking into account factors such as dominant displacement mechanisms, used gases, type of objective rocks and geographical location of the projects. Important operational issues during technique implementation are discussed. Finally, a screening guide to apply this EOR process, keeping in mind gathered information of historical field cases, is showed.

**Keywords:** Enhanced Oil Recovery (EOR), Water Alternating Gas (WAG) Injection, operational issues, screening guide, field cases.

## INTRODUCCIÓN

Los métodos de Recobro Mejorado representan gran importancia en la industria de los hidrocarburos, debido a que con su implementación se posibilita una mayor extracción de petróleo de los yacimientos, previa evaluación de su viabilidad técnico-económica.

La Inyección Alternada de Agua y Gas (WAG) es un método de recobro mejorado que ha mostrado buenos resultados en un buen número de casos históricos a nivel mundial referenciados en la literatura, donde se ha reportado su aplicación.

El proceso WAG consiste en inyectar al yacimiento baches alternados y sucesivos de agua y gas, con la idea de desplazar un mayor volumen de petróleo remanente. Con este método, se pueden combinar las ventajas sobre el desplazamiento de petróleo que ofrecen el agua (alta eficiencia macroscópica) y el gas (alta eficiencia microscópica) y se complementan las desventajas de uno y otro (baja eficiencia microscópica para el agua y baja eficiencia macroscópica en el caso del gas). Esto debe verse reflejado en un aumento del factor de recobro.

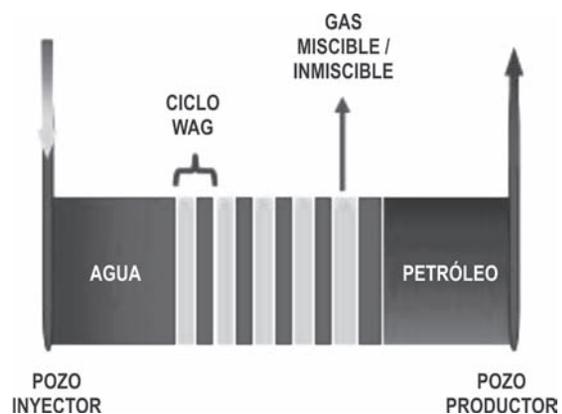
## GENERALIDADES DEL PROCESO DE INYECCIÓN WAG

El proceso WAG fue propuesto inicialmente como un método para mejorar la eficiencia

de barrido durante la inyección de gas. En la práctica este proceso consiste en la inyección de baches alternados de agua y gas por ciclos (un ciclo = un bache de agua + un bache de gas), con el objetivo de mejorar el factor de recobro de la inyección de agua o de la inyección de gas miscible o inmisible, si se utilizaran de forma independiente (Christensen et. al., 2001).

El uso del agua está justificado por el hecho de que ayuda a controlar la movilidad y estabilizar el frente de desplazamiento, reduciendo los efectos de digitación viscosa que presenta el gas.

La Figura 1 muestra un esquema típico de este proceso. La inyección de los baches de gas y agua es llevada a cabo en ciclos, inyectando ambos fluidos en el mismo pozo y desplazando con agua después de la inyección del volumen de gas total estimado.



**Figura 1.** Vista esquemática del proceso WAG. El gas inyectado puede ser miscible o inmisible con el fluido del yacimiento. Un ciclo corresponde a un bache de agua y uno de gas. (Sánchez, 1999).

## Factores que afectan la inyección WAG

Entre los principales factores que afectan el proceso de inyección WAG se tienen los siguientes (Surguchev y Krakstad, 1992):

- La heterogeneidad del yacimiento (estratificación y anisotropía).
- La mojabilidad del medio poroso.
- Propiedades de los fluidos inyectados y de formación.
- Condiciones de miscibilidad.
- Parámetros WAG como frecuencia de los ciclos, tamaño de los baches, relación agua / gas, tasa de inyección.

## Eficiencias microscópica y macroscópica

El Factor de Recobro en un proceso de recobro secundario o terciario, se define de la siguiente manera:

$$F_R = E_V * E_H * E_M \quad (1)$$

Donde  $E_V$  = Eficiencia de barrido vertical,  $E_H$  = Eficiencia de barrido horizontal (equivalente a la eficiencia areal) y  $E_M$  = eficiencia de desplazamiento microscópica (ó eficiencia de desplazamiento). Para simplificar, el producto de  $E_V$  y  $E_H$  se denomina eficiencia volumétrica o eficiencia de desplazamiento macroscópica.

El recobro puede ser optimizado mediante el incremento de alguna o de las tres eficiencias descritas. Al tener el agua una mayor eficiencia macroscópica y el gas una mejor eficiencia microscópica, el proceso WAG logra un aumento en el factor de de recobro.

## Mojabilidad y cambios en las permeabilidades relativas y en las saturaciones gas - agua - petróleo

Durante la inyección WAG, los cambios de saturación son cíclicos. La fase no mojante (gas) es dejada atrás -fenómeno conocido como by-pass- por la fase mojante (generalmente el agua),

quedando atrapada en un estado discontinuo. El incremento de volumen de la fase atrapada reduce la permeabilidad relativa del fluido inyectado. Una predicción real del comportamiento del yacimiento requiere un correcto tratamiento de los efectos de las tres fases en el medio poroso y la historia de saturación para los procesos de drenaje e imbibición (Surguchev y Krakstad, 1992).

La figura 2 muestra un diagrama de tres fases que indica el desempeño de dos ciclos de inyección de agua y gas en un proceso WAG. Durante el primer ciclo, que comienza a una saturación de agua  $S_{wi}^*$ , el gas es inyectado hasta alcanzar la  $S_{g1}$  a  $S_{wi}^*$ ; comienza entonces la inyección de agua desplazando el gas hasta alcanzar la  $S_{gr1}$  a la saturación de agua  $S_{w1}$ , finalizando así el primer ciclo. El segundo ciclo empieza a estas condiciones incrementando la saturación de gas hasta  $S_{g2}$  desplazando el agua hasta  $S_{w1}^*$ , se observa la reducción en la permeabilidad relativa al gas  $K_{rg}$  en este nuevo ciclo; durante la inyección de agua la saturación de gas es reducida hasta  $S_{gr2}$  incrementando la saturación de agua hasta  $S_{w2}$ , dejando un volumen de gas atrapado de aproximadamente de 20 a 30%. Este proceso se repite hasta alcanzar el número total de ciclos WAG que hayan sido programados (Sánchez, 1999).

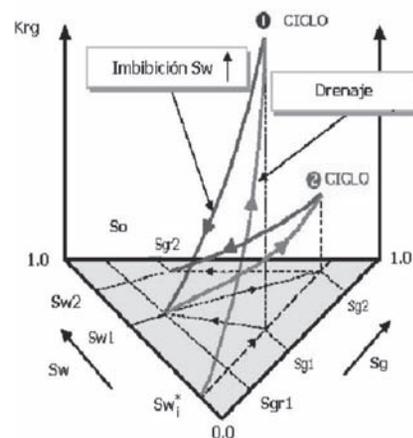


Figura 2. Comportamiento de permeabilidades relativas y saturaciones en un proceso de inyección WAG. (Sánchez, 1999).

Otro hecho que puede notarse en la figura 2, es la manera en que se va reduciendo la saturación de petróleo en la medida que se suceden los baches de agua y gas correspondientes a su respectivo ciclo.

## CASOS HISTÓRICOS DE PROCESOS DE INYECCIÓN WAG

Las figuras 3, 4, 5 y 6 resumen el análisis realizado a 65 casos históricos de inyección WAG. Se tuvieron en cuenta criterios como: mecanismo de desplazamiento, gases empleados, tipo de formaciones productoras y locación de los proyectos (costa adentro / costa afuera). En estas figuras se puede observar la clasificación de los procesos de acuerdo a los criterios reseñados.

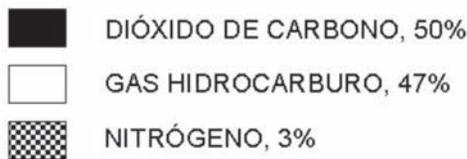


Figura 3. Tipo de gas inyectado en procesos WAG. (Jiménez, 2005).

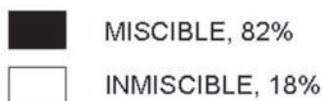


Figura 4. Mecanismo de desplazamiento operante en procesos WAG. (Jiménez, 2005).

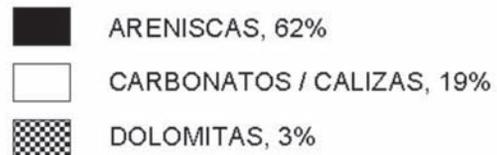


Figura 5. Tipo de formación objeto de procesos de inyección WAG. (Jiménez, 2005).



Figura 6. Tipo de locación donde se han llevado a cabo procesos WAG. (Jiménez, 2005).

## PROBLEMAS OPERACIONALES COMUNES DURANTE LA INYECCIÓN WAG

Debido a que en la inyección alternada de agua y gas los fluidos inyectados están siendo cambiados con relativa frecuencia, esta técnica de recobro mejorado se torna más compleja que la inyección de agua o la inyección de gas implementadas de manera independiente.

Los problemas operacionales reportados son básicamente los mismos para todos los casos de campo. A continuación se discuten algunos de ellos.

## Irrupción temprana del gas en los pozos productores

Este problema se atribuye a dos factores: la **digitación viscosa**, debido a que el gas es mucho más móvil que el crudo ( $\mu_g < \mu_o$ ), por lo cual toma canales preferenciales de flujo (*channeling*); y la **canalización** por el tope de la formación (*override*) del gas ya que éste tiende a irse por arriba dada su baja gravedad específica comparada con la del crudo y la del agua. La figura 7 muestra cómo la heterogeneidad del yacimiento puede también influir para que se presente esta situación.

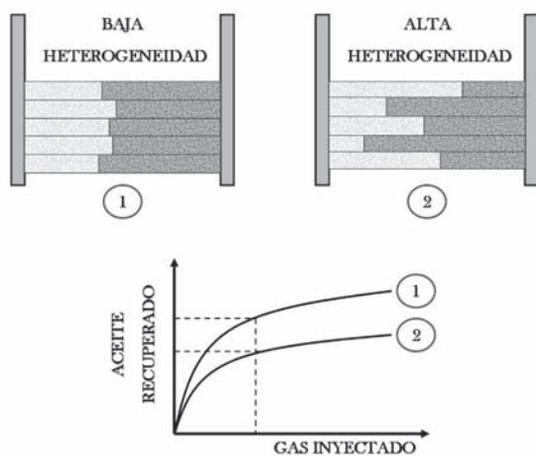


Figura 7. Efecto de la heterogeneidad en un proceso WAG (Jiménez, 2005).

Este problema es de difícil solución y en algunos casos los pozos deben ser cerrados antes de lo previsto. En operaciones *offshore* este inconveniente es crítico debido al número limitado de pozos.

A modo de conclusión parcial, se puede decir que este problema se presenta en yacimientos altamente heterogéneos, con fuertes gradientes de permeabilidad horizontal, lo que hace que los fluidos de inyección (agua y gas) tiendan a irse por los estratos o zonas que le ofrezcan menor resistencia al flujo, es decir, las de mayor permeabilidad. También es común en yacimientos con espesores netos muy grandes, lo cual posibilita que el gas tome camino por el tope de la formación, fenómeno conocido como *override*.

Para solucionar este problema, por ejemplo, en el campo *Lick Creek* se emplearon trazadores radiactivos para determinar las zonas por las cuales se estaba canalizando el gas (dióxido de carbono) y el agua. Una vez encontradas tales zonas, se procedió a realizar tratamientos con geles y polímeros para controlar los perfiles de inyección y reducir la irrupción temprana de los fluidos inyectados (Reid y Robinson, 1981).

## Reducción en la inyectividad

La reducción en la inyectividad significa que menos gas o menos agua están siendo tomados por el yacimiento. Este hecho conlleva a que la caída en la presión del yacimiento sea más rápida, lo cual afecta la eficiencia del desplazamiento y, consecuentemente, el comportamiento de la producción. La causa de la reducción en la inyectividad se debe al cambio en las permeabilidades relativas consecuencia del flujo de tres fases en el medio poroso. Otro factor que causa reducción en la inyectividad es la precipitación de asfaltenos y/o hidratos cerca de la cara de los pozos inyectores (Christensen et. al., 2001).

Generalmente, la inyectividad del agua se reduce después de inyectar un bache de gas, mientras que la inyectividad del gas después de un bache de agua no sufre mayores alteraciones. Este fenómeno se debe al atrampamiento que sufre el gas una vez es dejado atrás por el agua.

## Corrosión

La corrosión es un problema común en los proyectos de inyección WAG. Se debe principalmente a que éste es un método de recobro terciario y, por tanto, los equipos y facilidades deben llevar un tiempo de uso relativamente alto.

Los problemas asociados a la corrosión se han resuelto mediante el uso de aceros de alta calidad, recubriendo las tuberías con materiales anticorrosivos y aplicando tratamientos a los

equipos. Se han empleado diferentes clases de acero inoxidable, como en el campo *Quarantine Bay*, en los EE.UU. (Christensen et. al., 2001), donde se presentó corrosión la tubería en algunos pozos inyectoros y productores; también se ha aplicado acero férrico, como se hizo en los campos *Wertz Tensleep* y *Purdy Springer*, los dos en EE.UU. (Christensen et. al., 2001), en los que se desgastaron las bombas de subsuelo debido a la corrosión. En el campo *Lick Creek* también se presentaron severos problemas de corrosión en los pozos productores luego de la irrupción del gas de inyección (Reid y Robinson, 1981).

La corrosión es el principal problema relacionado cuando se inyecta CO<sub>2</sub>, dadas las características de este gas como agente altamente corrosivo.

### **Formación de escamas**

La formación de escamas es también un problema asociado principalmente a los proyectos en los que el gas inyectado es el dióxido de carbono. Las escamas a medida que se van expandiendo pueden ejercer una fuerte presión sobre la tubería y ocasionar la falla de las mismas (Christensen et. al., 2001). Este inconveniente se reportó en el campo *East Vacuum* en los EE.UU. Cuando se inyecta CO<sub>2</sub>, el *casing* es recubierto, generalmente, con una capa protectora de anticorrosivo. Esta capa puede verse afectada con la presencia de las escamas, facilitándose la aparición de la corrosión.

En algunos casos, estos problemas han sido tan severos, que se ha requerido parar la producción mientras se repara el daño mediante el uso de algún tratamiento químico.

### **Formación de hidratos y asfaltenos**

Los asfaltenos y los hidratos pueden ocasionar problemas en el comportamiento de la producción, haciendo que esta disminuya. Aunque los problemas relacionados con las precipitaciones de estos dos agentes son básicamente los mismos, los factores que

influyen la formación son mejor conocidos para hidratos que para los asfaltenos. De esta manera, la formación de hidratos es controlada normalmente con tratamientos químicos empleando metanol. Para los asfaltenos, el problema se resuelve inyectando también algún tipo apropiado de solvente químico.

### **Diferentes temperaturas de las fases inyectadas**

Es normal que las temperaturas de la fase agua y la fase gas sean diferentes durante la inyección. Esta diferencia de temperaturas tiene como efecto esfuerzos de tensión y compresión en la tubería de inyección que podrían llevarla al colapso (Christensen et. al., 2001). Este fue el caso de los campos *Rangely Weber* en los Estados Unidos y *Brage* en el Mar del Norte. En el caso del campo *Brage*, se hicieron algunos ajustes adicionales para permitir una ligera expansión del *tubing* y eliminar así este problema en otros pozos inyectoros. El campo *Quarantine Bay* es otro ejemplo en el que se diseñaron ajustes similares a los del campo *Brage* para prevenir los problemas ocasionados por la diferencia de temperatura de las fases inyectadas.

En la tabla 1 (ver apéndice) se hace un resumen de los problemas operacionales que se han presentado en algunos campos que han sido sometidos a procesos de inyección alternada de agua y gas, y la forma en la que tales problemas han sido resueltos.

## **SCREENING ESTADÍSTICO PARA INYECCIÓN WAG**

Con base en la información recopilada, se desarrolló un *screening* para inyección alternada de agua y gas, teniendo en cuenta parámetros tales como permeabilidad, porosidad, profundidad, espesor neto, temperatura de yacimiento, presión de yacimiento al inicio del proceso, saturación de crudo al inicio del proceso, gravedad del crudo y viscosidad del mismo.

Los resultados observados para el *screening* se sintetizan en la tabla 2 (ver apéndice).

## CONCLUSIONES

- Para entender el proceso de inyección WAG, se requiere el modelamiento de los efectos de tres fases, como presiones capilares, permeabilidades relativas y saturaciones, además de la heterogeneidad y mojabilidad del sistema.
- Es importante resaltar que mediante la implementación de la inyección WAG, el factor de Recobro puede incrementarse debido a los efectos combinados sobre las eficiencias microscópica y macroscópica ofrecidos por el gas y el agua respectivamente.
- En procesos de recobro terciario como la inyección WAG, los problemas operacionales son inherentes. En este caso, el más común resultó ser la canalización del gas por efectos de digitación viscosa, altas heterogeneidades y cabalgamiento (*override*) por diferencia de densidades entre el gas el agua y el crudo del yacimiento. Otro problema operacional común es la reducción de la inyectividad de alguna de las fases luego de la inyección del bache de la fase contraria, entendiendo por fases al agua y al gas.
- Otros problemas reportados han sido: corrosión en líneas y pozos, formación de escamas, presencia de hidratos y asfaltenos, y la diferencia en las temperaturas de las fases inyectadas que en algunas ocasiones ha originado fallas en las tuberías de inyección por efectos de esfuerzos de tensión y compresión.
- El *screening* sugerido, no debe considerarse estricto en cuanto al cumplimiento de los valores de los parámetros para algún yacimiento candidato a la inyección WAG en este caso; es simplemente una guía que muestra el comportamiento promedio de tales parámetros

en yacimientos que han sido sometidos a este método EOR. Los porcentajes de frecuencia de esos valores (tabla 2), muestran claramente que no en el 100 % de los casos se ha cumplido estos requerimientos, lo cual hace que el *screening* sea flexible.

## REFERENCIAS

1. Christensen, J., Stenby, E. and Skauge, A. Review of WAG Field Experience. *SPE 71203. SPE Reservoir Evaluation & Engineering* (April 2001). Págs. 97-106.
2. Jiménez, R. Análisis e Interpretación de Yacimientos Sometidos a Procesos de Inyección Alternada de Agua y Gas (WAG) mediante Analogías. UIS. (2005).
3. Reid, T. and Robinson, J. Lick Creek Meakin Sand Unit Immiscible CO<sub>2</sub>/ Waterflood Project. *SPE / DOE 9795 presented at the Second Joint Symposium on Enhanced Oil Recovery of the Society of Petroleum Engineers*, Tulsa, Oklahoma (April 5-8, 1981).
4. Sanchez, N. Management of Water Alternating Gas (WAG) Injection Projects. *SPE 53714 presented at the Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, Caracas (April 21-23, 1999).
5. Surguchev, L. and Krakstad, O. Screening of WAG Injection Strategies for Heterogeneous Reservoirs. *SPE 25075 presented at the European Petroleum Conference*, Cannes (November 16-18, 1992).
6. Tehrani, D., Danesh, A., Sohrabi, M. and Henderson, G. Enhanced Oil Recovery by Water Alternating Gas (WAG) Injection. *Department of Petroleum Engineering. Heriot-Watt University*, Edinburgh, U. K. (November 2001).

## APÉNDICE

Tabla 1. Dificultades y problemas reportados en algunos proyectos WAG

CAMPO	DIFICULTADES O PROBLEMAS REPORTADOS	SOLUCIÓN
JURALEVSKO (RUSIA)	Cierre prematuro de algunos pozos productores debido a la alta canalización del gas inyectado.	N. R.
KELLY SNYDER (EE.UU.)	Alta liberación de CO <sub>2</sub> (gas de inyección).	N. R.
ROCK CREEK (EE.UU.)	Insuficiente suministro de dióxido de carbono.	N. R.
LICK CREEK (EE.UU.)	Caída en los precios del petróleo. Canalización del CO <sub>2</sub> . Problemas en las válvulas de los compresores debido a la espuma que presentaba el crudo. Corrosión en pozos productores.	Uso de polímeros y geles para controlar irrupción temprana del gas
GRANNY'S CREEK (EE.UU.)	Ruptura del casing. Canalización del CO <sub>2</sub> .	N. R.
PURDY SPRINGER (EE.UU.)	Corrosión de las bombas de subsuelo.	Aplicación de acero férreo para contrarrestar la corrosión.
MALJAMAR (EE.UU.)	Corrosión en la tubería de inyección.	Uso de acero inoxidable.
JAY LEC (EE.UU.)	Reducción en la inyectividad.	N. R.
QUARANTINE BAY (EE.UU.)	Corrosión en pozos productores e inyectoras.	Utilización de un acero especial inoxidable.
SAN ANDRES (EE.UU.)	Reinyección del gas producido debido a consideraciones económicas.	N. R.
WASSON DENVER (EE.UU.)	Formación de hidratos que congelaron algunos cabezales de pozo.	Tratamiento con agentes químicos.
CAROLINE (CANADÁ)	Irrupción temprana del gas. Caída en los precios del petróleo.	N. R.
MITSUE (CANADÁ)	Deposición de asfaltenos causó daños en las bombas de subsuelo.	Se hizo necesario un lavado con xileno y tolueno para remover los asfaltenos.
DOLLARHIDE (EE.UU.)	Escamas y asfaltenos.	Tratamiento con químicos
RANGELY WEBER (EE.UU.)	Corrosión. Asfaltenos. Problemas en la inyección debido a la diferencia de temperatura en las fases inyectadas.	Recubrimiento de las tuberías con materiales anticorrosivos. Tratamiento químico contra asfaltenos.
EKOFISK (MAR DEL NORTE)	Hidratos ocasionaron problemas de inyectividad.	Tratamiento con químicos (metanol).

N.R.: No Reportada.

**Tabla 2.** *Screening* estadístico para inyección WAG

PARÁMETRO	RANGO ENCONTRADO	VALOR REPRESENTATIVO PARA SCREENING	FRECUENCIA DEL VALOR REPRESENTATIVO
Permeabilidad, md	[0.1 - 3000]	? 100	76,36 % (de 46 campos)
Porosidad, fracción	[0.0393 – 0.324]	? 0.2	78,27 % (de 46 campos)
Profundidad, pies	[1950 - 15400]	? 10000	89,58 % (de 46 campos)
Espesor neto, pies	[6 - 1570]	? 100	76,75 % (de 42 campos)
Presión de yto., psia	[790 - 6500]	? 4000	87,18 % (de 39 campos)
Temperatura de yto., ° F	[73 - 295]	? 100 - ? 200	69,05 % (de 42 campos)
Saturación crudo, fracción	[0.187 – 0.873]	No Crítico	Habría que conocer el OIP y el HCVP
Gravedad crudo, ° API	[17 - 51]	? 30	88,89 % (de 45 campos)
Viscosidad Crudo, cp	[0.18 - 160]	? 2	81,58 % (de 38 campos)
Tipo de formación		No Crítico	Areniscas, calizas, carbonatos y dolomitas