

**EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA TEMPERATURA EN
PROCESOS DE ESTIMULACIÓN DE POZOS PARA REMOVER DAÑO A LA
FORMACIÓN MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA**

**ALVARO JOSÉ MOLINA BEJARANO
CAMILO ERNESTO PINEDA CERRA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2014

**EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA TEMPERATURA EN
PROCESOS DE ESTIMULACIÓN DE POZOS PARA REMOVER DAÑO A LA
FORMACIÓN MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA**

**ALVARO JOSÉ MOLINA BEJARANO
CAMILO ERNESTO PINEDA CERRA**

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos

Director(a)

**HELENA MARGARITA RIBÓN BARRIOS
Ingeniera de Petróleos, MS.c**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2014

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por brindarme salud, sabiduría, paciencia y voluntad para afrontar cada reto personal y profesional.

A mis padres ALVARO ALBERTO MOLINA DAZA y MARIA NUBIA BEJARANO MANOSALVA, por darme la oportunidad de vivir, por su amor incondicional, por apoyarme y acompañarme en los buenos y malos momentos a lo largo de esta carrera, por su esfuerzo y lucha constante, por ser mi ejemplo a seguir como persona y profesional. En gran parte es también su logro. Por estas y millones de razones más, agradecido hasta la eternidad.

A mis hermanos LAURA ISABEL, ALVARO RAFAEL, ALVARO ALBERTO y ALVARO JAVIER, y mi sobrino SAMUEL DAVID, por su cariño y apoyo en todo momento.

A mi tío JOSE NAHÚN BEJARANO MANOSALVA, quien me enseñó a interpretar el acordeón, ese maravilloso instrumento que me ha acompañado en momentos de tristeza y alegría en gran parte de mi vida, y que sin duda me ha colaborado en mi formación como persona y profesional, directa e indirectamente.

A la Ingeniera HELENA MARGARITA RIBÓN BARRIOS, por su apoyo y acompañamiento a lo largo de la realización de este proyecto.

A todos mis amigos, quienes me hayan acompañado a lo largo de esta carrera, por brindarme su amistad y apoyo incondicional.

A LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, por brindarme la oportunidad de formarme como persona y profesional.

“Tú eres lo que es el profundo deseo que te impulsa, tal como es tu deseo es tu voluntad, tal como es tu voluntad son tus actos, tal como son tus actos es tu destino”.

ALVARO JOSÉ MOLINA BEJARANO

AGRADECIMIENTOS

Al Dios de mis mayores a quien adoro y en quien confío.

A mi padre Custodio y mi madre Astrid por orientarme en el duro camino de la vida.

A mi tío Salomón su aporte espiritual y material fue fundamental en este logro.

A blanquita, mi tía Ena Luz verdaderas mecenas.

A mi hermano Juan Manuel ejemplo de valentía ante la adversidad.

A la Universidad UIS madre y maestra, de sus fuentes bebí el manantial del conocimiento en las diferentes áreas de la carrera.

CAMILO ERNESTO PINEDA CERRA

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA, FENÓMENOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR PRESENTES EN LA INYECCIÓN DE FLUIDOS Y DEFINICIONES	19
1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	19
1.1.2 Daño de la formación	19
1.1.2 Estimulación	20
1.1.2.1 Estimulación matricial.	21
1.1.2.2 Fluidos energizados.	21
1.1.2.3 Banco de condensados.	21
1.1.3 Temperatura del fluido de estimulación y eficiencia de remoción	22
1.2 FENÓMENOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR PRESENTES EN LA INYECCIÓN DE FLUIDOS	23
1.2.1 Mecanismos de Transferencia de calor	24
1.2.1.1 Transferencia de calor por conducción	24
1.2.1.2 Transferencia de calor por convección	25
1.2.1.3 Transferencia de Calor por Radiación	27
1.2.2 Mecanismos de Transferencia de calor	28
1.2.3 Fenómenos de transferencia de calor presentes en procesos de estimulación.	29
1.2.4 Flujo radial de calor.	31
1.2.5 Propiedades que influyen en la transferencia de calor.	31
1.2.5.1 Calor Sensible	31
1.2.5.2 Calor Específico	32
1.2.5.3 Capacidad Calorífica de Rocas Saturadas	34
2. MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA	35
2.1 GENERALIDADES DEL SIMULADOR DE PROCESOS TÉRMICOS STARS	35
2.2 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN	35
2.2.1 Caso Base	35
2.2.2 Flujo de trabajo en Builder	36

2.2.2.1 Construcción del Grid	36
2.2.2.2 Modelo de fluidos	40
2.2.2.3 Modelo Roca-Fluido	42
2.2.2.4 Condiciones iniciales y arreglos numéricos	45
2.2.2.5 Arreglo de pozo, fechas y condiciones de operación	46
3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE VARIABLES OPERACIONALES SOBRE LA TEMPERATURA	50
3.1 ESTIMULACIÓN MATRICIAL	51
3.1.1 Inyección fluido base agua	51
3.1.2 Inyección Fluidos Base Aceite	56
3.1.3 Fluidos Energizados	61
3.2 BANCO DE CONDENSADOS	63
3.3 INCIDENCIA DE LOS TRATAMIENTOS EN LA CAÍDA DE LA TEMPERATURA	64
4. CONCLUSIONES	66
BIBLIOGRAFÍA	67
ANEXOS	69

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Daño de formación en las cercanías al pozo durante la producción.	19
Figura 2. Incrustaciones y restricción del flujo de fluidos de formación.	20
Figura 3. Invasión del fluido de estimulación en la formación.	22
Figura 5. Diferencia de temperaturas entre la formación, tuberías y fluido de estimulación.	28
Figura 6. Esquema para la determinación del coeficiente de Transferencia de calor global desde la formación hasta el fluido.	30
Figura 7. Transferencia de calor de la formación hacia el fluido de estimulación.	31
Figura 8. Datos para la construcción del grid.	37
Figura 9. Vista en 2D del área superficial del grid.	37
Figura 10. Vista en 2D ampliada del área superficial del grid.	38
Figura 11. Selección de propiedades a ingresar al yacimiento.	39
Figura 12. Vista 3D Grid de simulación.	40
Figura 13. Modelo de fluidos generado en WINPROP.	42
Figura 14. Ingreso de valores de EndPoints roca-fluido.	44
Figura 15. Curvas de Permeabilidad relativa líquido-gas.	44
Figura 16. Curvas de Permeabilidad relativa agua-aceite.	45
Figura 17. Condiciones iniciales.	45
Figura 18. Arreglos Numéricos.	46
Figura 19. Bloques perforados y ubicación de zona cañoneada.	47
Figura 20. Restricciones de presión y tasa de aceite para pozo perforado.	48
Figura 21. Restricciones de presión y tasa de gas para pozo perforado.	48
Figura 22. Restricciones de presión y tasa de mezcla agua-gas para pozo perforado.	49
Figura 23. Temperatura de yacimiento vs tiempo.	51
Figura 24. Temperatura de yacimiento vs Temperatura de inyección.	52
Figura 25. Temperatura de Yacimiento vs Radio de observación (Tasa de 1.5 barriles por minuto).	53

Figura 26. Temperatura de Yacimiento vs Radio de observación (Tasa 3 barriles por minuto).	54
Figura 27. Temperatura de Yacimiento vs Radio de observación (Tasa de 4.5 barriles por minuto).	54
Figura 28. Temperatura de Yacimiento vs Radio de observación (temperatura de inyección constante).	55
Figura 29. Temperatura de Yacimiento vs Tasa de inyección.	55
Figura 30. Influencia del tipo de fluido en la caída de la temperatura.	57
Figura 31. Temperatura de yacimiento vs temperatura de inyección.	58
Figura 32. Temperatura de Yacimiento vs Radio de observación (Tasa de 1.5 barriles por minuto).	59
Figura 33. Temperatura de Yacimiento vs Radio de observación (Tasa de 3 barriles por minuto).	59
Figura 34. Temperatura de Yacimiento vs Radio de observación (Tasa de 4.5 barriles por minuto).	60
Figura 35. Temperatura de Yacimiento vs Radio de observación (temperatura de inyección constante).	60
Figura 36. Temperatura de Yacimiento vs Tasa de inyección.	61
Figura 37. Temperatura de Yacimiento vs Radio de observación para un fluido energizado (80% agua, 20% nitrógeno).	62
Figura 38. Temperatura de Yacimiento vs Radio de observación para un fluido energizado (50% agua, 50% nitrógeno).	63
Figura 39. Temperatura de Yacimiento vs Radio de observación para banco de condensados.	64
Figura 40. Incidencia del tipo de fluido en la caída de temperatura en el yacimiento.	65

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Propiedades del Yacimiento.	36
Tabla 2. Características zona de interés.	39
Tabla 3. Propiedades térmicas del yacimiento.	40
Tabla 4. Composición del fluido de yacimiento.	41
Tabla 5. Propiedades de los Componentes.	42
Tabla 6. Valores de End Points Roca-fluido.	43
Tabla 7. Parámetros Base.	50
Tabla 8. Configuración agua-nitrógeno y tasa de inyección.	61

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Construcción del modelo de fluidos a través de WINPROP.	69

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA TEMPERATURA EN PROCESOS DE ESTIMULACIÓN DE POZOS PARA REMOVER DAÑO A LA FORMACIÓN MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA*.

AUTORES: ALVARO JOSÉ MOLINA BEJARANO.

CAMILO ERNESTO PINEDA CERRA**.

PALABRAS CLAVE: Temperatura, estimulación, daño a la formación, modelo de simulación numérica, cercanías del pozo, análisis de sensibilidad.

DESCRIPCIÓN:

El objetivo principal de este trabajo de investigación es evaluar el comportamiento de la temperatura en procesos de estimulación de pozos para remover daño a la formación mediante simulación numérica. Inicialmente se presenta el planteamiento del problema, los procesos de remediación utilizados, los mecanismos de transferencia de calor que se presentan en dicho proceso (inyección de fluidos a temperatura ambiente) y la definición de las propiedades que más inciden en un proceso de transferencia de calor.

Posteriormente, se describe el modelo conceptual de simulación utilizado en este trabajo, compuesto por el "grid" o malla, el modelo de fluidos que se encuentran en yacimiento, el modelo roca-fluido, las condiciones iniciales, las configuraciones de pozo, los tiempos de operación y simulación, y el procedimiento para ingresar toda la información en el software empleado. Una vez completo dicho modelo, se define el caso base de simulación y las variables operacionales que serán modificadas en el análisis de sensibilidad realizado a la temperatura en el proceso.

Una vez realizado el análisis de sensibilidad de las variables operacionales sobre la temperatura, se analizan los resultados arrojados por el simulador, lográndose determinar que los fluidos base agua, en relación con los base aceite, producen mayor efecto en la caída de la temperatura de la formación, debido a que el agua posee una capacidad calorífica mayor, y que la caída de la temperatura en dichos procesos será más significativa, en cuanto aumenten las tasas o los tiempos de inyección. Estos resultados ayudarán a definir los parámetros convenientes para llevar a cabo un proceso de estimulación.

* Trabajo de Grado

** Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, M.Sc. Helena Margarita Ribón Barrios.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF THE BEHAVIOR OF THE TEMPERATURE IN WELL STIMULATION PROCESS TO REMOVE THE FORMATION DAMAGE BY NUMERICAL SIMULATION*.

AUTHORS: ALVARO JOSÉ MOLINA BEJARANO.

CAMILO ERNESTO PINEDA CERRA**.

KEY WORDS: Temperature, stimulation, formation damage, numerical simulation model, near wellbore, sensitivity analysis.

DESCRIPTION:

The main goal of this research is to evaluate the behavior of the temperature in well stimulation processes to remove formation damage by numerical simulation. Initially the problem statement is presented, the remediation processes used, the heat transfer mechanisms that occur in the process (injection of fluids at room temperature) y la and the definition of the properties that most affect the process of heat transfer.

Afterwards, is described the conceptual simulation model used in this work, composed of the “grid” or mesh, model fluids found in reservoir, rock-fluid model, the initial conditions, well configurations, operating and simulation times, and the procedure to enter all the information in the software used. Once complete the model, is defined the simulation base case and the operational variables to be modified in the sensitivity analysis performed to the temperature in the process.

Once performed the sensitivity analysis of the operational variables on the temperature, the results produced by the simulator are analyzed, achieving determine that water base fluids, relative to base oil, produce more effect in the fall of formation temperature, because water has a higher heat capacity, and that the fall of temperature in these processes will be more significant, as rates increase or injection times. These results help to define the appropriate parameters for performing a process of stimulation.

* Undergraduate Project

** Physic-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School, M.Sc. Helena Margarita Ribón Barrios.

INTRODUCCIÓN

Uno de los problemas que influyen de manera considerable en la productividad de los pozos, es la depositación de escamas orgánicas e inorgánicas. En el yacimiento, reducen la permeabilidad de la roca y obstruyen el paso de los hidrocarburos en la cara de la formación. Éste fenómeno se conoce como “daño a la formación”. Los depósitos de escamas resultan primariamente de los cambios en el medio durante la producción de los fluidos del pozo. Cuando la producción empieza, se presenta una caída de presión en cercanía de la cara de formación, permitiendo que los gases disueltos escapen de la solución. Esta acción destruye el estado de equilibrio, y los depósitos ocurren cuando las sales restablecen el equilibrio bajo las nuevas condiciones. En la industria petrolera, uno de los métodos utilizados para remover el daño a la formación ocasionado por estas escamas y restaurar la capacidad natural de producción del pozo, es la estimulación a través de inyección de tratamientos químicos.

Una alta eficiencia de remoción de los tratamientos químicos se garantiza si se logra una buena disolución de los depósitos que obstruyen la cara de la formación. Esta disolución dependerá de la temperatura con la que el fluido inyectado llega a fondo de pozo. Dicha condición (la temperatura a la cual actúa el tratamiento), dependerá de factores tales como el tipo de fluido, la temperatura de yacimiento, las características de la tubería, la profundidad, entre otros.

En este trabajo se evalúa mediante simulación numérica de yacimientos cómo varía el comportamiento de la temperatura durante el proceso de inyección de fluidos de estimulación en la formación, así como la incidencia de algunas variables operacionales sobre dicho comportamiento. También, se presenta el estado del arte de los mecanismos de transferencia de calor en el sistema, la

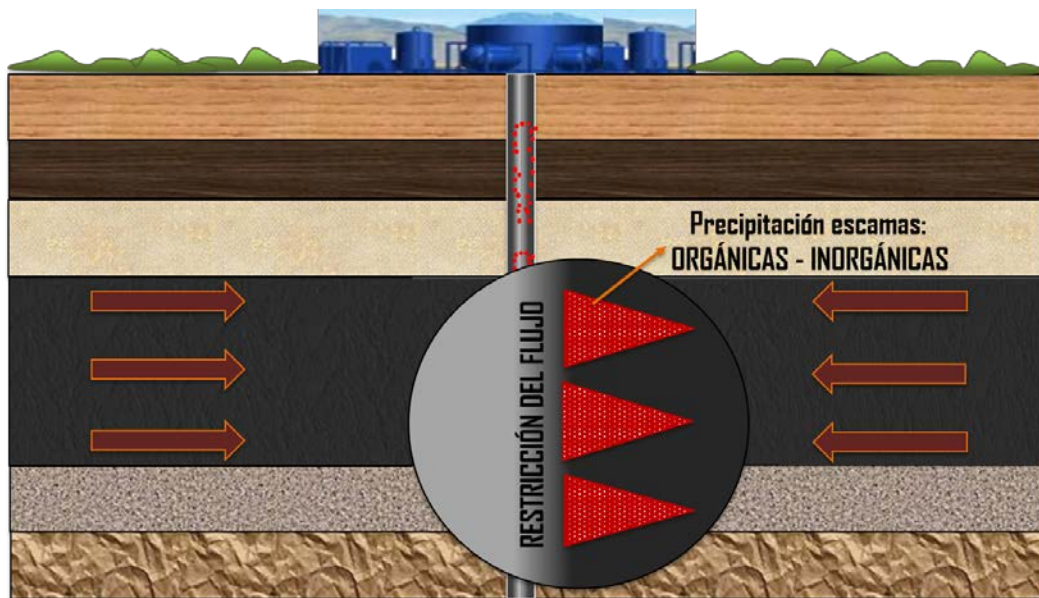
información y todos los procedimientos necesarios para desarrollar el modelo de simulación, así como el análisis de los resultados arrojados por el simulador.

1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA, FENÓMENOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR PRESENTES EN LA INYECCIÓN DE FLUIDOS Y DEFINICIONES

1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

1.1.2 Daño de la formación. Durante la etapa de producción de pozos es posible que se genere un fenómeno conocido como “daño de la formación”. Este daño reduce el flujo natural de los fluidos de la formación hacia el pozo debido a la disminución de la permeabilidad original de la formación¹ (Ver figura 1).

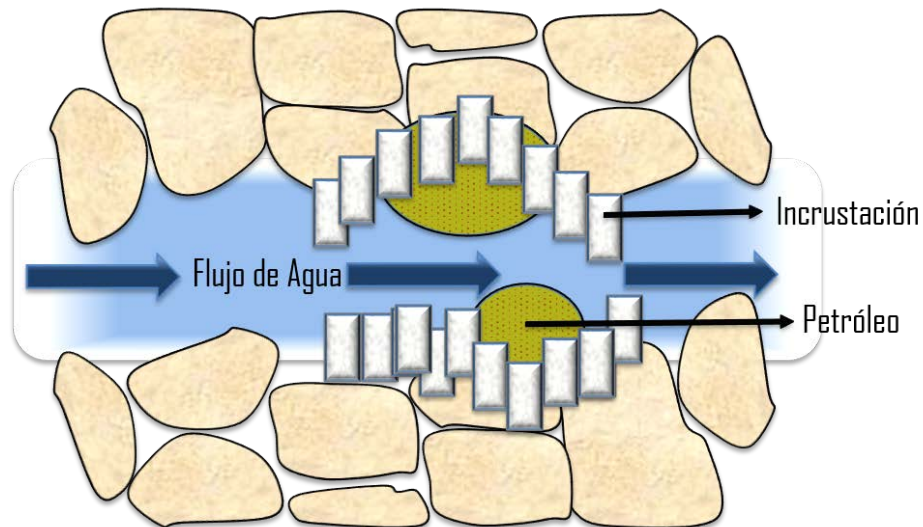
Figura 1. Daño de formación en las cercanías al pozo durante la producción.



¹ CARVAJAL, Belsy. "EVALUACIÓN DE LA ESTRATEGIA DE ESTIMULACIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO CUSIANA MEDIANTE LA TECNOLOGÍA SIGMA". Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga 2005.

Debido al efecto negativo que estas precipitaciones generan sobre la producción, evaluar, controlar y mitigar el daño de la formación son unos de los factores más importantes a tener en cuenta para la explotación eficiente de hidrocarburos.

Figura 2. Incrustaciones y restricción del flujo de fluidos de formación.



Fuente: CRABTREE Mike, ESLINGER David, FLETCHER Phil, MILLER Matt, JOHNSON Ashley & KING George. "La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención". OILFIELD REVIEW OTOÑO.1999. Pg 33., modificada por los autores

1.1.2 Estimulación. Se define como el proceso o técnica mediante la cual se busca restituir o crear un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento². Consiste en la inyección de fluidos tratamientos, por debajo y/o hasta la presión de fractura, con el objetivo de facilitar el flujo desde la roca al pozo o desde el pozo a la roca de ser necesario.

La estimulación permite aumentar la permeabilidad natural del yacimiento, lo que resulta en el incremento de las reservas recuperables, mejorando la producción de aceite y gas en dicho proceso.

² CARVAJAL, Belsy. "EVALUACIÓN DE LA ESTRATEGIA DE ESTIMULACIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO CUSIANA MEDIANTE LA TECNOLOGÍA SIGMA". Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga 2005.

1.1.2.1 Estimulación matricial. La estimulación matricial es un proceso de inyección de fluido en la formación, a presiones inferiores a la presión de fractura. Esto permite una penetración del fluido a la matriz, en forma radial circular, con un consecuente mejor contacto de la zona dañada cercana a la pared del pozo con el fluido de estimulación, lo que finalmente ayudará a mejorar la producción o la capacidad de flujo. Las tasas de inyección son aproximadamente de 1 a 3 barriles por minuto.

En cara de pozo pueden generarse diversos tipos de precipitaciones, ya sean inorgánicas (calcita, barita), u orgánicas (parafinas, asfaltenos, entre otros). De la misma manera se emplean diversos tipos de fluidos de estimulación. Para remover precipitaciones inorgánicas, se emplean fluidos base agua, y para remover las orgánicas, fluidos base aceite.

1.1.2.2 Fluidos energizados. Un fluido energizado hace referencia a un tratamiento al cual se le ha adicionado gas (en este caso, Nitrógeno). La inyección de esta mezcla de fluidos se realiza con el objetivo de facilitar el “Back Flow” o retorno de los fluidos, y aumentar el radio de invasión del tratamiento.

1.1.2.3 Banco de condensados. En los yacimientos de gas retrógrado, cuando la presión cae bajo el punto de rocío del fluido, se forma una fase líquida alrededor de la cara del pozo dando paso a una disminución de la permeabilidad efectiva al gas del pozo, restringiendo en última instancia el flujo de gas.

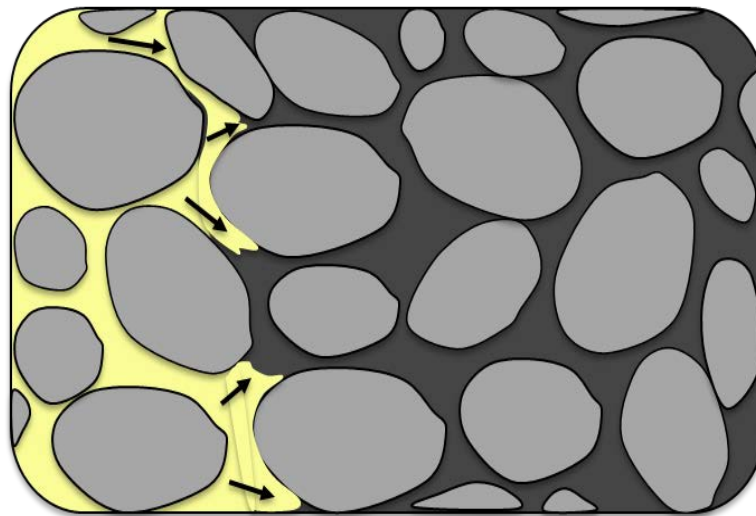
Este fenómeno, conocido como formación de bloque o banco de condensado, es el resultado de una combinación de factores, incluyendo las propiedades de las fases de fluidos, las características del fluido de la formación y de las presiones existentes en la formación y en el pozo.

Un gas condensado es un fluido monofásico en condiciones de yacimientos originales. Está compuesto principalmente de metano y de otros hidrocarburos de

cadena corta, pero también contiene hidrocarburo de cadena larga, denominado fracciones pesadas. Bajo ciertas condiciones de temperatura y presión, este fluido se separará en dos fases, una fase gaseosa y una fase líquida lo que se conoce como condensado retrógrado.

Para remediar este fenómeno se utilizan fluidos base diesel-alcohol. La tasa de trabajo es relativamente mayor con respecto a la estimulación matricial (17 barriles por minuto aproximadamente).

Figura 3. Invasión del fluido de estimulación en la formación.



1.1.3 Temperatura del fluido de estimulación y eficiencia de remoción.

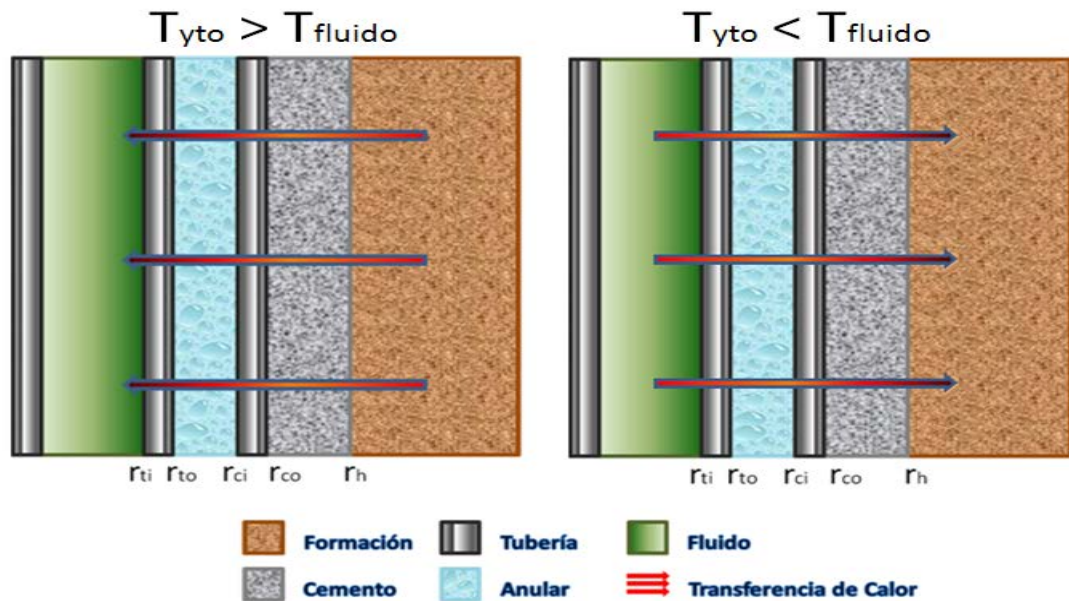
Durante el proceso de inyección de los fluidos de estimulación a la zona de interés, existe una transferencia de energía en forma de calor, desde un cuerpo de alta temperatura, hacia uno de menor temperatura. Cuando los fluidos son inyectados a temperatura ambiente, experimentan una ganancia en la temperatura debido a la transferencia de energía que realiza la formación. La eficiencia de remoción de las escamas indica de qué manera actuaron los fluidos inyectados en la formación. Una máxima eficiencia de disolución de las precipitaciones

dependerá de la temperatura a la cual lleguen los fluidos de inyección a la zona dañada. Por esta razón, es importante conocer los mecanismos de transferencia de energía que se presentan durante la inyección de estos fluidos, con el fin de monitorear su estado a lo largo del proceso

1.2 FENÓMENOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR PRESENTES EN LA INYECCIÓN DE FLUIDOS

Por definición, el calor es la energía que se transfiere como resultado de una diferencia o gradiente de temperatura. Matemáticamente es una cantidad vectorial, en el sentido que fluye de regiones de altas temperaturas a regiones de baja temperatura (Ver Figura 4). En un proceso de estimulación, ese flujo vectorial dependerá de la temperatura de la formación y la del fluido inyectado.

Figura 4. Dirección del flujo de calor en un proceso de inyección.



En procesos de inyección de fluidos a temperatura ambiente, existe una ganancia de temperatura en el fluido a medida que avanza en profundidad e interactúa con la superficie adyacente.

1.2.1 Mecanismos de Transferencia de calor. Los mecanismos de transferencia de calor se pueden clasificar de acuerdo con la relación existente entre esta forma de energía y la sustancia de trabajo, en este caso, el fluido de estimulación. Estos mecanismos son: Conducción, Convección y Radiación. Dado a que para este trabajo los fluidos de inyección son generalmente fríos (cercanos a la temperatura ambiente), las ilustraciones utilizadas mostrarán el comportamiento basado en esta condición.

En muchas de las situaciones que se presentan en la naturaleza, el calor fluye no por uno, sino por varios de estos mecanismos que actúan en forma simultánea. En ingeniería es muy importante conocer la forma cómo interactúan los diferentes mecanismos de transferencia de calor, ya que en la práctica, cuando uno de ellos domina cualitativamente el proceso, los demás se pueden despreciar y de esta manera obtener soluciones aproximadas³.

1.2.1.1 Transferencia de calor por conducción. Es la transferencia de calor de una parte de un cuerpo a alta temperatura, a otra parte del mismo, a menor temperatura, o de un cuerpo a alta temperatura a otro cuerpo a menor temperatura, en contacto físico con él. Toda molécula, a una temperatura dada, vibra con cierta frecuencia. Si en el seno de una sustancia existen gradientes de temperatura, las moléculas más calientes vibran a una frecuencia mayor que las más frías. Las moléculas que vibran más rápidamente transferirán parte de su calor. Esta última, al aumentar su frecuencia, cederá parte de su nueva energía a

³ ARENAS, Naddia; ARTEAGA, Jaime. "SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LA TRANSFERENCIA DE CALOR EN UN OLEODUCTO TRANSPORTADOR DE CRUDO PESADO SOMETIDO A CALENTAMIENTO ELÉCTRICO RESISTIVO". Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga 2013.

la siguiente, originándose de esta manera el mecanismo de transferencia de calor en la dirección del gradiente de temperatura. Si las temperaturas de los cuerpos no cambian con el tiempo, (o sea, el proceso ocurre bajo condiciones de flujo continuo), la ley física que describe el calor por conducción se conoce como la primera Ley de Fourier y es equivalente a la ley de Darcy, y viene dada por:

$$\frac{Q_{cond}}{A} = -K_H \frac{\partial T}{\partial x} \quad (1)$$

Dónde:

Q_{cond} = Tasa de flujo de calor por conducción en BTU/h

A = Área a través de la cual ocurre el flujo en ft^2

$\frac{\partial T}{\partial x}$ = Gradiente de temperatura en F/ft

K_H = Conductividad térmica del material en

KH = Conductividad térmica del material en $\frac{BTU}{h-ft-F}$

$$1 \frac{BTU}{h-ft-F} = 4,136 \times 10^{-3} \frac{cal}{seg-cm-K}$$

El signo negativo indica que la transferencia de calor es en la dirección de menor temperatura.

Esta ecuación aplica para la conducción en sólidos, líquidos y gases, aunque como es de esperarse, el valor de KH es mayor para sólidos que para líquidos y gases.

1.2.1.2 Transferencia de calor por convección. Es un mecanismo por el cual el calor es transportado de un sitio a otro por un fluido. Puede ser por diferencias de densidad causados por expansión y pérdida de densidad, convección natural, o por desplazamiento del fluido impulsado por una energía mecánica (bombas, abanicos, etc.), convección forzada. Como la convección supone un proceso de

mezclas de la sustancia de trabajo más caliente con las más frías, este mecanismo de transferencia sólo es posible entre líquidos y/o gases. Cabe anotar que la diferencia fundamental con el mecanismo anterior es solamente en la forma como se transporta el calor. Mientras que en la conducción es un proceso que pudiéramos llamar estático, sin desplazamiento molecular, la convección es un proceso dinámico, que supone siempre el desplazamiento del fluido. A nivel molecular, la transferencia de calor sigue siendo por conducción.

La tasa de flujo de calor por convección es proporcional a la diferencia de temperaturas entre el líquido frío y caliente, y el área de transferencia. Se expresa de la siguiente manera:

$$Q_{conv} = hA(dT) \quad (2)$$

Dónde:

Q_{conv} = Tasa de transferencia de calor por convección, BTU/hr

A = Área de transferencia de calor, ft^2

h = Coeficiente de convección, BTU/ (hr - ft - F)

dT = Diferencia de temperatura, F.

La transferencia de energía por convección, desde una superficie (en este caso, la tubería) cuya temperatura es superior a la del fluido que lo rodea o lo contiene, se realiza en varias etapas. Primero, el calor fluirá por conducción desde la superficie hacia las partículas adyacentes del fluido. La energía así transferida servirá para incrementar la temperatura y la energía interna de esas partículas del fluido. Entonces, las partículas del fluido se moverán hacia una región del fluido con temperaturas más bajas, donde se mezclarán y transferirán una parte de su energía. Realmente la energía es almacenada en las partículas del fluido y transportada como resultado del movimiento de masa. Por su operación este mecanismo no depende únicamente de la diferencia de temperaturas y por lo tanto, no está estrictamente de acuerdo con la definición de transferencia de calor. Sin embargo, el efecto neto es un transporte de energía y, puesto que ocurre en la

dirección de un gradiente de temperatura, está clasificado como un modo de transferencia de calor y conocido como flujo de calor por convección⁴.

1.2.1.3 Transferencia de Calor por Radiación. Es el proceso por el cual el calor es transferido por ondas electromagnéticas. Los cuerpos calientes emiten radiaciones de origen electromagnético y como tal, se transmiten a través del vacío. La radiación es, esencialmente, un fenómeno de superficie. Cuando la superficie de un cuerpo radia toda la energía que recibe, se llama radiador ideal o cuerpo negro. De acuerdo con la ley de Stefan-Boltzman, un cuerpo negro es aquel que emite energía a una tasa.

La expresión correspondiente es la siguiente:

$$Q_{rad} = \sigma e_s A (dT)^4 \quad (3)$$

Dónde:

Q_{rad} = Tasa de transferencia de calor por radiación, BTU/hr

e_s = Coeficiente de emisividad. ($0 < e_s < 1$)

σ = Constante de Stefan-Boltzman, BTU/(hr - ft² - F)

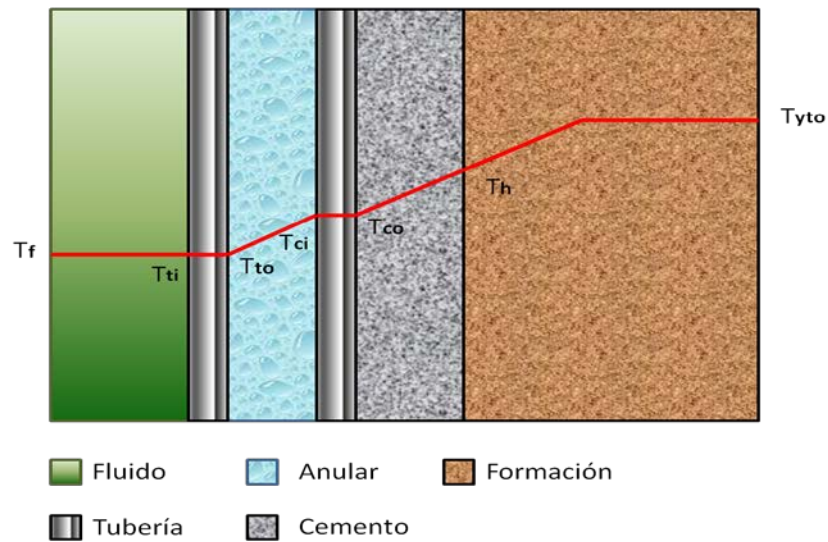
A = Área de transferencia de calor, ft²

dT = Diferencia de temperatura, F.

⁴ ARENAS, Naddia; ARTEAGA, Jaime. "SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LA TRANSFERENCIA DE CALOR EN UN OLEODUCTO TRANSPORTADOR DE CRUDO PESADO SOMETIDO A CALENTAMIENTO ELÉCTRICO RESISTIVO". Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga 2013.

1.2.2 Mecanismos de Transferencia de calor. En casi todo el proceso de transferencia están involucrados más de un mecanismo, varios medios transmisores, distintos cuerpos a la vez receptores y transmisores de calor. Como, generalmente, interesa el comportamiento de temperatura de la fuente térmica y del receptor final, se puede usar el concepto de transferencia de calor total, para eliminar las temperaturas intermedias, que no tienen ningún interés.

Figura 5. Diferencia de temperaturas entre la formación, tuberías y fluido de estimulación.



El coeficiente de transferencia de calor global es una combinación de los coeficientes de conducción y convección, de la conductividad térmica y de las geometrías del sistema.

En este caso, la transferencia de calor ocurre desde la formación hacia el fluido de estimulación (fluido frío).

Tomando como referencia el radio externo de la tubería de producción, la expresión del coeficiente de transferencia global es la siguiente:

$$U_{to} = \left[\frac{r_{to}}{r_{ti}h_f} + \frac{r_{to}\ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)}{k_s} + \frac{1}{h_c+h_r} + \frac{r_{to}\ln\left(\frac{r_{co}}{r_{ci}}\right)}{k_s} + \frac{r_{to}\ln\left(\frac{r_h}{r_{co}}\right)}{k_c} \right] \quad (4)$$

Dónde:

U_{to} = Coeficiente de transferencia de calor global, Btu/hr-ftpie²F

r_{to} = Radio externo del tubing, ft

r_{ti} = Radio interno del tubing, ft

r_{co} = Radio externo del casing, ft

r_{ci} = Radio interno del casing, ft

r_h = Radio del hueco, ft

k_s = Conductividad térmica del acero, ft

k_c = Conductividad térmica del cemento, ft

h_f = Coeficiente de película entre el fluido y la superficie interna del tubing, BTU/hr-ft²-F

h_c = Coeficiente de convección entre la superficie externa del tubing y la superficie interna del casing, BTU/hr-ft²-°F

h_r = Coeficiente de radiación entre la superficie externa del tubing y la superficie interna del casing, BTU/hr-ft²-°F

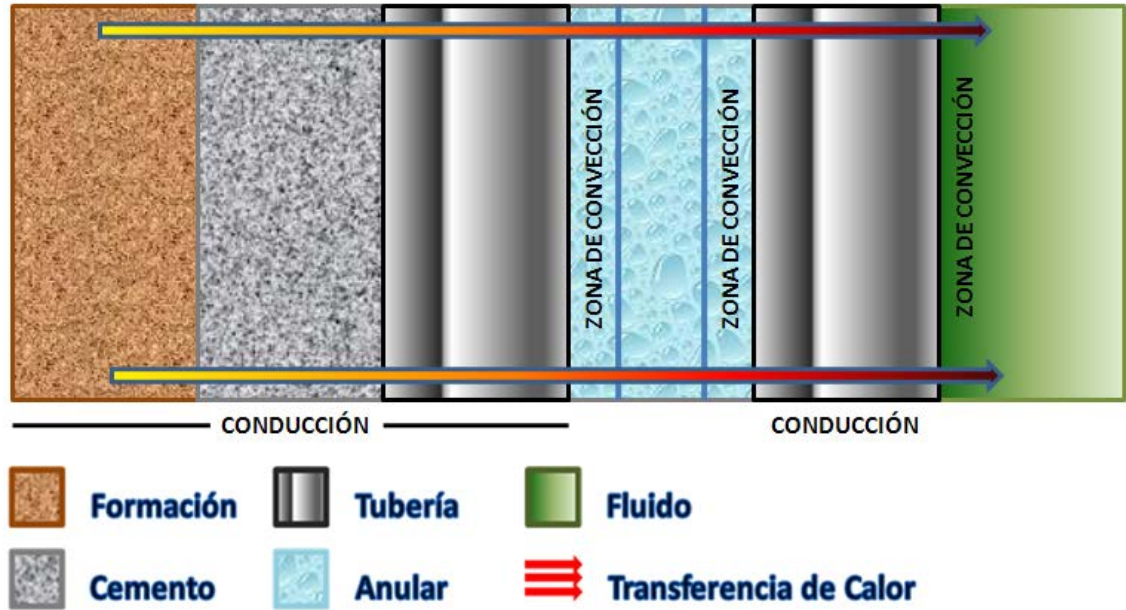
Dependiendo del caso, la expresión para el coeficiente de transferencia de calor global puede ser simplificada. Para un proceso de estimulación en particular, se pueden considerar valores altos de conductividad del acero y coeficiente de película del fluido de estimulación. En consecuencia, la expresión quedaría de la siguiente manera:

$$U_{to} = \left[\frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_h}{r_{co}}\right)}{k_{cem}} + \frac{r_{to}}{r_{ci} h_c} \right] \quad (5)$$

1.2.3 Fenómenos de transferencia de calor presentes en procesos de estimulación. Durante un proceso de estimulación de pozos, el fluido inyectado experimentará un aumento o una disminución en su temperatura debido a la

transferencia de energía que realiza o recibe, producto de la diferencia térmica en relación al medio por el que está transitando (Ver Figura 6).

Figura 6. Esquema para la determinación del coeficiente de Transferencia de calor global desde la formación hasta el fluido.



Según la figura 6 se presentan los siguientes fenómenos:

1. Conducción entre la formación y el cemento.
2. Conducción a través del cemento.
3. Conducción entre el cemento y la tubería de revestimiento.
4. Conducción entre el radio externo y el radio interno del Casing.
5. Convección de la superficie de la tubería de revestimiento a las partículas adyacentes del fluido.
6. Convección entre la región del fluido calentada y la región del fluido con temperaturas más bajas.
7. Convección de las partículas adyacentes del fluido a la superficie de la tubería de inyección o producción.

8. Conducción entre el radio externo y el radio interno de la tubería de inyección o producción.

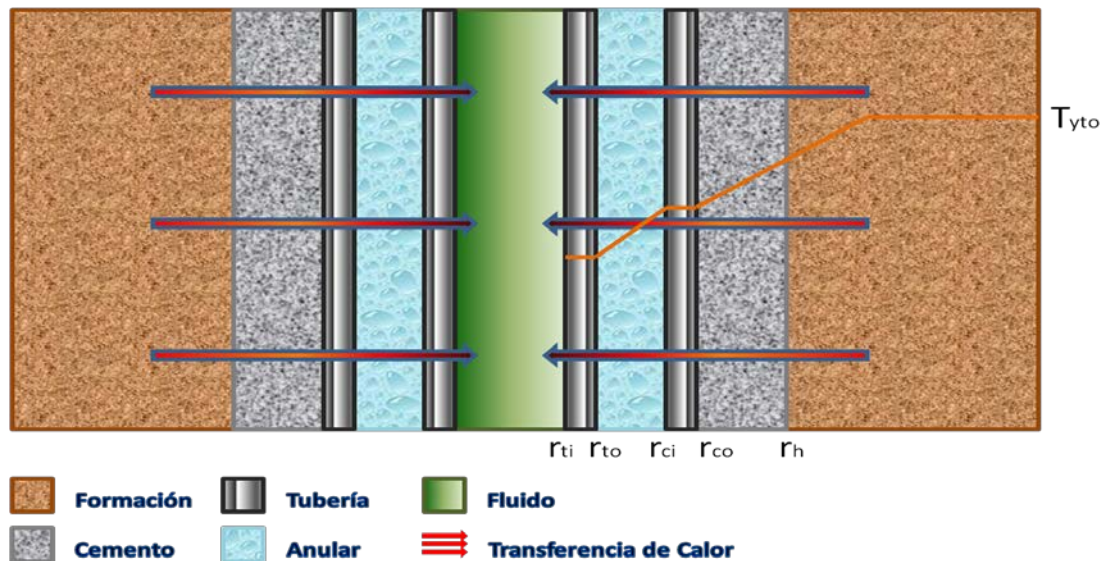
9. Convección de la superficie de la tubería de inyección o producción a las partículas adyacentes del fluido.

1.2.4 Flujo radial de calor. Cuando el flujo es radial, por ejemplo a lo largo de una tubería, las áreas a través de las cuales se lleva a cabo la transferencia de calor, por conducción, no son constantes. En este caso, se usa el concepto de área media logarítmica para la transferencia por conducción, definida como:

$$A_{ml} = \left[\frac{A_e - A_i}{\ln(A_e) - \ln(A_i)} \right] \quad (6)$$

En la cual A_e y A_i son el área externa e interna respectivamente.

Figura 7. Transferencia de calor de la formación hacia el fluido de estimulación.



1.2.5 Propiedades que influyen en la transferencia de calor.

1.2.5.1 Calor Sensible. Es aquel que recibe un cuerpo o un objeto y hace que aumente su temperatura sin afectar su estructura molecular y por lo tanto su

estado. En general, se ha observado experimentalmente que la cantidad de calor necesaria para calentar o enfriar un cuerpo es directamente proporcional a la masa del cuerpo y a la diferencia de temperaturas. La constante de proporcionalidad recibe el nombre de calor específico.

Para aumentar la temperatura de un cuerpo hace falta aplicarle una cierta cantidad de calor (energía). La cantidad de calor aplicada en relación con la diferencia de temperatura que se logre depende del calor específico del cuerpo, que es distinto para cada sustancia. El calor sensible se puede calcular en algunos casos simples:

Si el proceso se efectúa a presión constante:

$$Q_s = \Delta H = mC_p(T_2 - T_1) \quad (7)$$

En donde H es la entalpía del sistema, m es la masa del cuerpo, C_p es el calor específico a presión constante (definido como la cantidad de calor requerida para aumentar en un grado la temperatura de la unidad de masa de un cuerpo a presión constante), T_2 es la temperatura final y T_1 es la temperatura inicial del cuerpo.

1.2.5.2 Calor Específico. El calor específico de una sustancia es la capacidad calorífica por unidad de masa. Es en esencia una medida de cuán térmicamente insensible es una sustancia a la adición de energía. Se define como calor específico de una sustancia, a la cantidad de calor, requerida para aumentar en un grado la temperatura de la unidad de masa de la sustancia, específicamente de 60°F - 61°F. En general, depende de la temperatura aunque no muy marcadamente.

Gambill, presenta las siguientes ecuaciones para estimar el calor específico de líquidos, gases y rocas.

1. PARA HIDROCARBUROS LÍQUIDOS Y PETRÓLEOS:

$$C_o = \frac{(0.388+0.00045T)}{\sqrt{\gamma_o}} \quad (8)$$

Dónde:

C_o = calor específico, BTU/ lb – F

γ_o = gravedad específica

T = temperatura, F

2. PARA HIDROCARBUROS GASEOSOS:

$$c_g = 4 + 1.30n + 0.012T, \quad n > 3 \quad (9)$$

Dónde:

C_g = calor específico, BTU/ lb- mol-F

n = número de átomos de carbono/mol

T = temperatura, K

3. PARA AGUA SATURADA:

$$c_w = 1.0504 - 6.05 \times 10^{-4}T + 1.79 \times 10^{-6}T^2 \quad (10)$$

Dónde:

C_w = calor específico, BTU/ lb-F

T = temperatura, F (T ≤ 500 F)

4. PARA ROCAS:

$$c_r = 0.00006T + 0.18 \quad (11)$$

Dónde:

C_r = calor específico, BTU/ lb-F

T = temperatura, F

1.2.5.3 Capacidad Calorífica de Rocas Saturadas. Es la capacidad térmica de las rocas saturadas con uno o varios fluidos. De su valor depende de cuánto calor se debe suministrar para elevar la temperatura de la roca y los fluidos que ella contiene un determinado incremento.

La capacidad calorífica de una roca saturada con petróleo, agua y gas, está dada por:

$$M = (1 - \phi)\rho_r c_r + \phi(\rho_o c_o S_o + \rho_w c_w S_w + \rho_g c_g S_g) \quad (12)$$

Dónde:

M = Capacidad calorífica de la roca, BTU/ft³-°F

ϕ = Porosidad de la roca, fracción.

ρ = Densidad, lbm/ft³

c (c_r, c_o, c_w, c_g) = Calor específico, Btu/lbm- F

S (S_o, S_w, S_g) = Saturación de fluido, fracción.

Es de vital importancia conocer los mecanismos de transferencia de calor, y más específicamente, el cálculo del coeficiente global, ya que al estimar la cantidad de energía que la formación aportará en el proceso de inyección de fluidos de estimulación, podrá manipularse la temperatura de inyección de los fluidos para lograr una mayor eficiencia de remoción del daño a la formación.

2. MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA

Un modelo conceptual de simulación conserva las principales características petrofísicas, geológicas y de fluidos del modelo original. El tamaño y la configuración estructural de un modelo conceptual pueden diferir en comparación al modelo original, con el objetivo de agilizar el tiempo de cómputo del simulador.

2.1 GENERALIDADES DEL SIMULADOR DE PROCESOS TÉRMICOS STARS

STARS es un simulador térmico, trifásico, multi-componente, desarrollado por la compañía canadiense Computer Modelling Group (CMG). La herramienta es usada ampliamente en la simulación de procesos térmicos a nivel de yacimiento, tales como inyección de vapor, inyección de agua caliente, combustión in-situ, entre otros⁵.

2.2 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN

2.2.1 Caso Base. Para evaluar el comportamiento de la temperatura, y la incidencia de otras variables operacionales en los procesos de estimulación, se desarrolló un modelo conceptual de un yacimiento cartesiano 3D, con un pozo inyector que transportará los fluidos a la formación. Las características y dimensiones de este modelo conceptual se basan en la información de un campo Colombiano.

Las características del yacimiento se presentan en la Tabla 1.

⁵MERCADO, Diana; RICARDO, Jesús. "ESTUDIO DE SIMULACIÓN PARA LA EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA ROCA-FLUIDO DE UN YACIMIENTO DE CRUDO PESADO AL SER SOMETIDO A CALENTAMIENTO ELÉCTRICO RESISTIVO". Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga 2005.

Tabla 1. Propiedades del Yacimiento.

PROPIEDAD	VALORES
Presión	4500 psia
Temperatura promedio	276 F
Permeabilidad promedio	27.76847 md
Porosidad promedio	0.044
Profundidad Tope	13223 ft
Profundidad Base	15070 ft
Espesor Neto promedio por capa	50.26669 ft
Radio externo	1300 ft

Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP, modificada por los autores

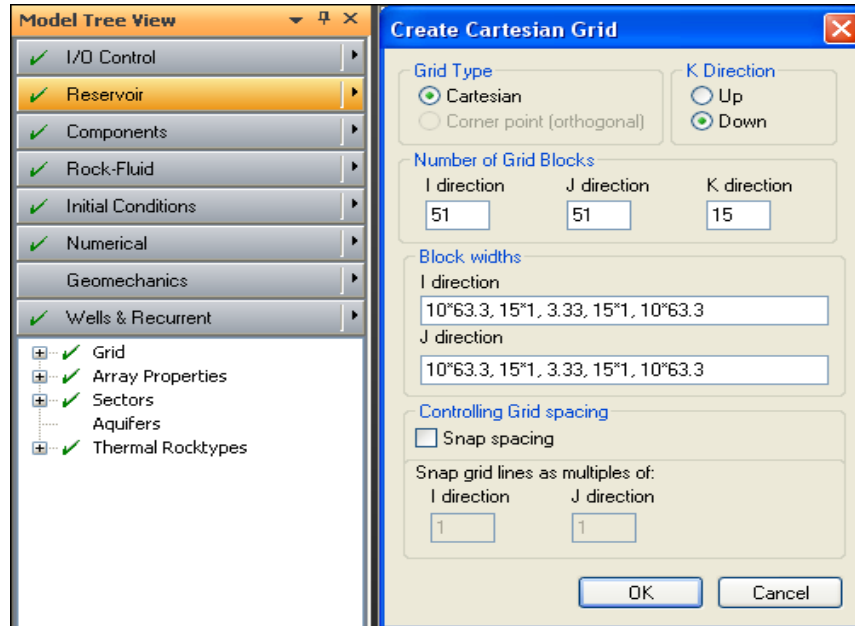
La simulación numérica inicia con la preparación e ingreso de los datos de propiedades y eventos del yacimiento. El ingreso se realiza mediante un programa con interfaz de Windows llamado Builder.

2.2.2 Flujo de trabajo en Builder. Para completar el modelo de simulación en Builder, deben ingresarse los datos mínimos que cada uno de los módulos requiere y obedeciendo el siguiente orden:

2.2.2.1 Construcción del Grid. En el módulo “Reservoir” se definen el tipo de grid, sus dimensiones, y algunas propiedades necesarias para la descripción del yacimiento.

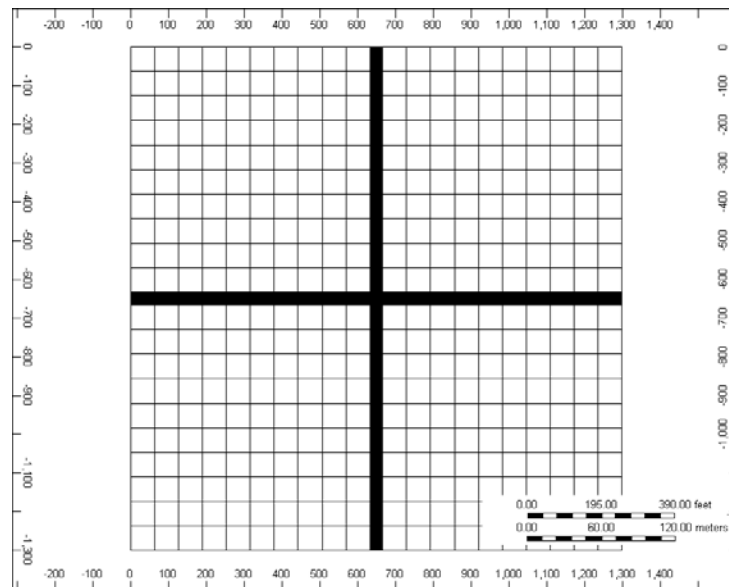
En la Figura 8 se muestra el cuadro donde se ingresan el número de bloques en dirección I, J y K, y el tamaño de los mismos. Las dimensiones que se asignen a cada bloque en direcciones I y J definirán el área superficial del yacimiento. En este caso se creó un yacimiento de 1300 ft de radio. El espesor del yacimiento estará distribuido en 15 capas en dirección K.

Figura 8. Datos para la construcción del grid.



Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

Figura 9. Vista en 2D del área superficial del grid.

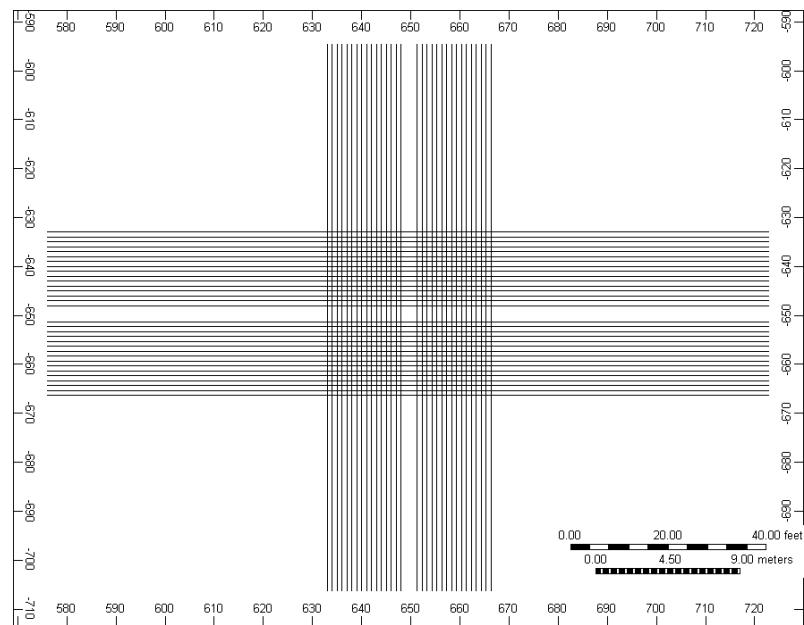


Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

Debido a que se quiere evaluar el comportamiento a escasos pies de la cara de pozo, ya que el radio de investigación de los fluidos de estimulación se encuentra

en near wellbore, se hizo necesario realizar un refinamiento en las cercanías del pozo para observar con mayor detalle los fenómenos en esta zona (Ver Figura 9). La Figura 10 muestra que los bloques situados a pocos pies del pozo (suponiendo que fue perforado en el centro del yacimiento) son de menor tamaño (63.3 veces más pequeños).

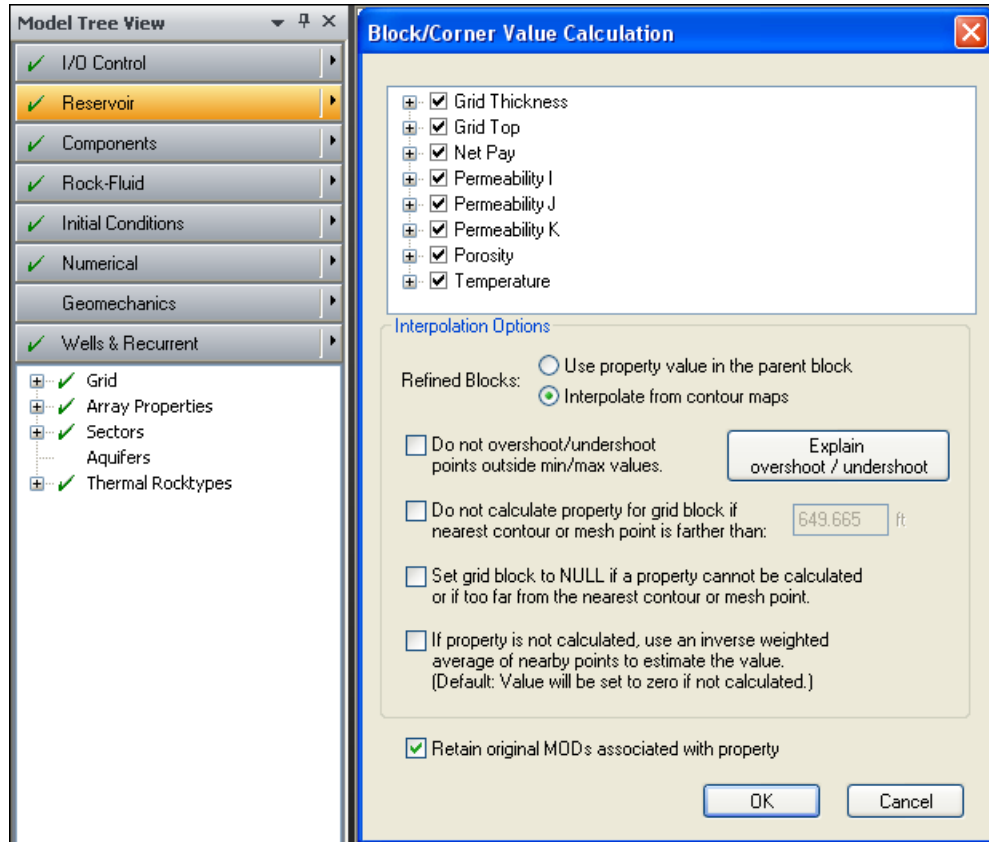
Figura 10. Vista en 2D ampliada del área superficial del grid.



Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

Luego de fijar las dimensiones del grid, se procede a introducir en la sección “Array Properties” las propiedades del yacimiento para cada capa en dirección K, tales como espesor, permeabilidad en tres direcciones, porosidad, espesor neto, entre otras (Ver Figura 11). La zona comprendida entre las capas 9 y 12 pertenece a la formación A, y va desde el tope de 14250 ft hasta la base ubicada a 14500 ft. Esta formación fue la escogida para realizar la evaluación del comportamiento de la temperatura en este trabajo. En la Tabla 2 se muestran los valores ingresados para la zona de interés.

Figura 11. Selección de propiedades a ingresar al yacimiento.



Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

Tabla 2. Características zona de interés.

CAPA	ESPESOR(ft)	POROSIDAD	PERM I (mD)	PERM J (mD)	PERM K (mD)	H NETO (ft)	TEMPERATURA (F)
9	90.67	0.05	10.507	10.507	10.507	82.5	275.092
10	76.2	0.05	10.507	10.507	10.507	55	276.007
11	83.1	0.05	10.507	10.507	10.507	30.5	277.003

Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP, modificada por los autores

En la sección “Thermal Rocktypes” se introducen los valores de conductividad térmica, capacidad calorífica y compresibilidad de la roca (Ver Tabla 3).

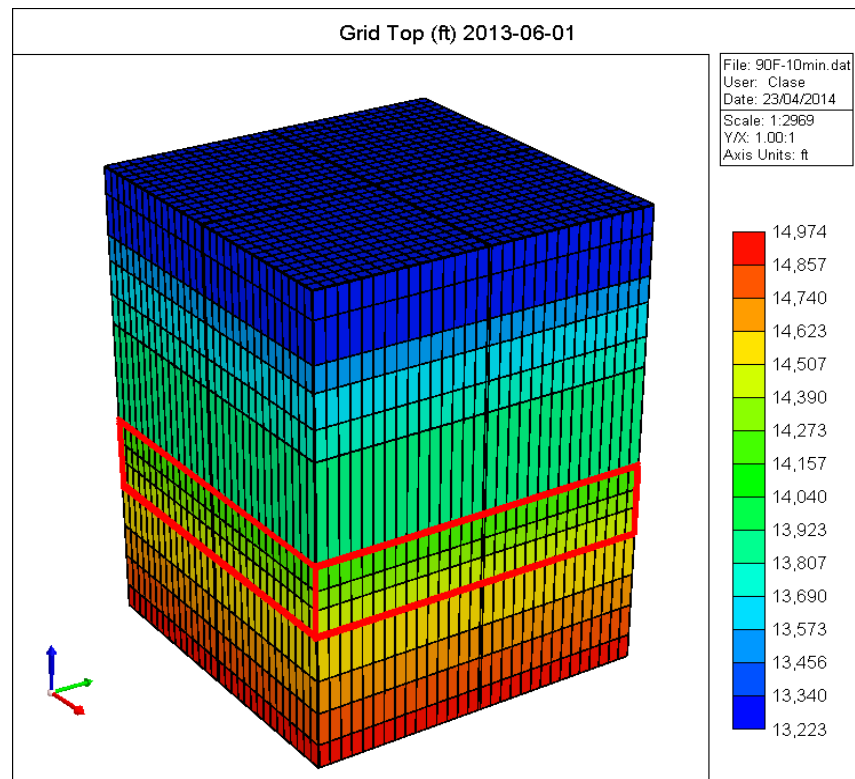
Tabla 3. Propiedades térmicas del yacimiento.

PROPIEDADES TÉRMICAS	VALOR
Capacidad Calorífica Roca Yacimiento	0.217 Btu/lb-F
Conductividad térmica Roca	1.5 Btu/hr-ft-F
Compresibilidad de la Roca	5e-5 1/psi

Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP, modificada por los autores

Al finalizar el ingreso de datos hasta este punto, el enmallado debe verse como el mostrado en la Figura 12. La zona encerrada pertenece a la zona que será inyectada (zona de interés).

Figura 12. Vista 3D Grid de simulación.



Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP, modificada por los autores

2.2.2.2 Modelo de fluidos. El modelo de fluidos es uno de los componentes de mayor relevancia en un modelo de simulación numérica, dado que este representa

el comportamiento de los fluidos hidrocarburos en yacimiento ante los cambios de presión, temperatura y volumen⁶.

En este modelo se utiliza un PVT construido en la plataforma del simulador WINPROP, de la compañía CMG, el cual es exportado posteriormente al simulador STARS, también de CMG, en la sección “Components”.

Para el caso case se importó un PVT de un aceite volátil. La composición del fluido se presenta en la Tabla 4.

Tabla 4. Composición del fluido de yacimiento.

COMPONENTE	COMPOSICIÓN
CO2	0.93
N2	0.21
C1	58.77
C2	7.57
C3	4.09
iC4	0.91
nC4	2.09
iC5	0.77
nC5	1.15
C6	1.75
C7+	21.76

Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP, modificada por los autores

⁶ PINTO, John. “DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA EN PROCESOS DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR A TRAVÉS DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS Y MÉTODOS ANALÍTICOS”. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga 2013.

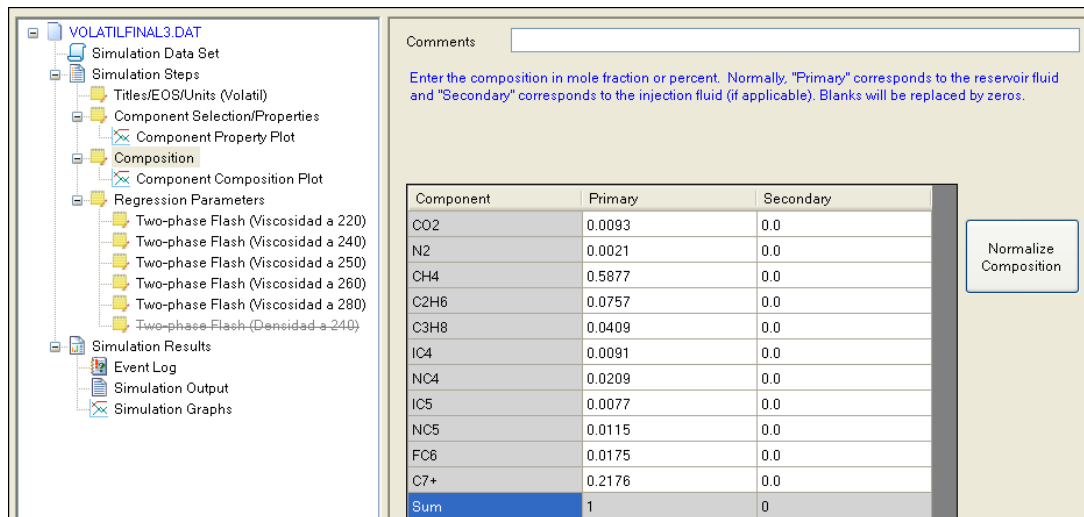
Tabla 5. Propiedades de los Componentes.

PROPIEDADES COMPONENTES	
Gravedad API	35
Densidad Aceite	23.57 Lb/ft3
Factor Volumétrico del Aceite	3.16184 BI/STB
Punto de Burbuja del Aceite	6468.8 psia
Viscosidad del Aceite a Tyto	0.08 cp

Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP, modificada por los autores

Además de la composición del fluido de yacimiento, deben ingresarse manualmente las propiedades de los componentes (Ver Tabla 5). En la Figura 13 se muestra la manera de introducir los datos de composición de manera manual en la sección “Composition” de Winprop.

Figura 13. Modelo de fluidos generado en WINPROP.



Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

2.2.2.3 Modelo Roca-Fluido. En este módulo, se crean las curvas de permeabilidad relativa y de movilidad del fluido con respecto a la roca, basados en los puntos finales o “Endpoints” (Ver Tabla 6), debido a que no se contó con

estudios petrofísicos puntuales. Las curvas son generadas por medio de las correlaciones que emplea el simulador (correlaciones de Hirasaki, en este caso)⁷.

Tabla 6. Valores de End Points Roca-fluido.

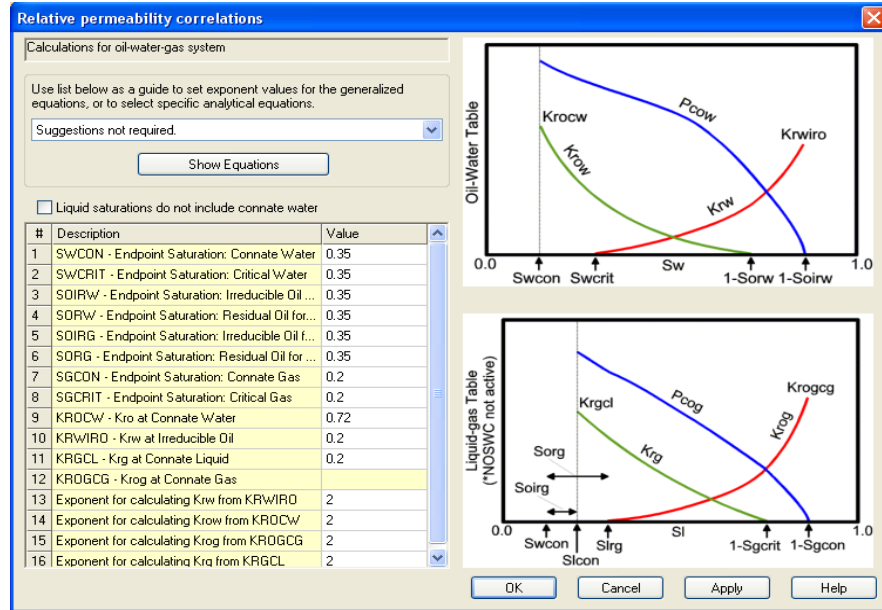
PROPIEDAD	VALOR
SWCON Saturación de agua connata	0.35
SWCRIT Saturación de agua critica	0.35
SOIRW Saturación irreducible de aceite para tablas agua aceite	0.35
SORW Saturación residual de aceite para tablas de agua aceite	0.35
SOIRG Saturación irreducible de aceite para tabla de gas liquido	0.35
SORG Saturación de aceite reducible para tabla de gas liquido	0.35
SGCON Saturación de gas connata	0.35
SGCRIT Saturación de gas critica	0.2
Nw	2
No	2
Ng	2

Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP, modificada por los autores

Luego de ingresar los end points en el módulo anterior, se generan las curvas de permeabilidad relativa, tal y como lo muestra las Figuras 14, 15 y 16.

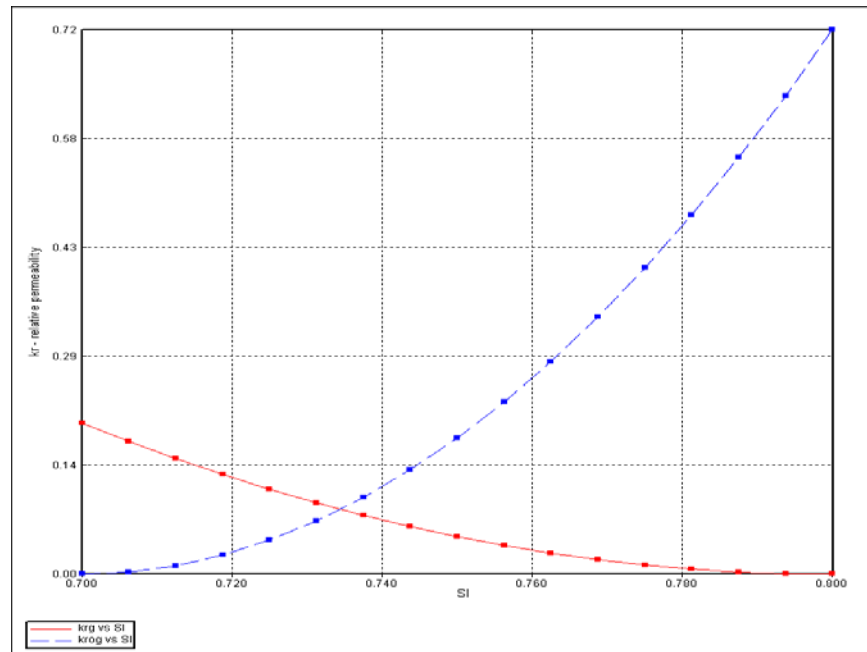
⁷ PINTO, John. "DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA EN PROCESOS DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR A TRAVÉS DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS Y MÉTODOS ANALÍTICOS". Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga 2013.

Figura 14. Ingreso de valores de EndPoints roca-fluido.



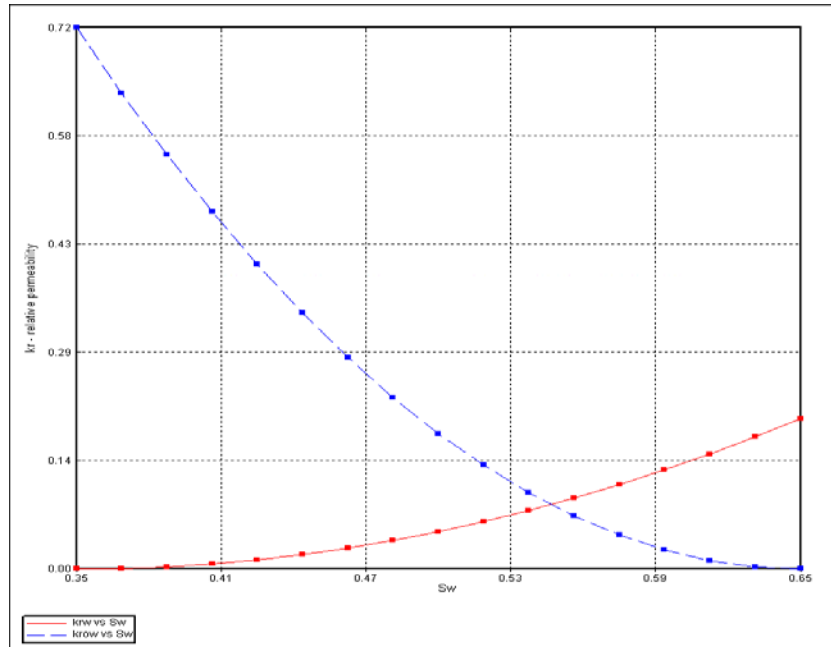
Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

Figura 15. Curvas de Permeabilidad relativa líquido-gas.



Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

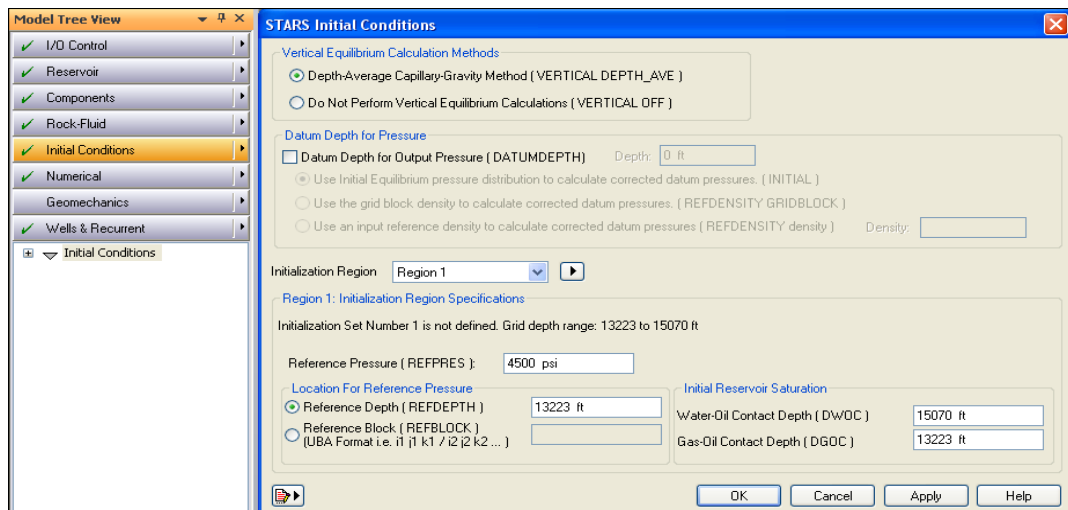
Figura 16. Curvas de Permeabilidad relativa agua-aceite.



Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

2.2.2.4 Condiciones iniciales y arreglos numéricos. En el módulo “Initial Conditions” (Ver Figura 17) se ingresan los valores de presión de formación, y las profundidades de los contactos agua-aceite (15070 ft) y gas-aceite (13223 ft).

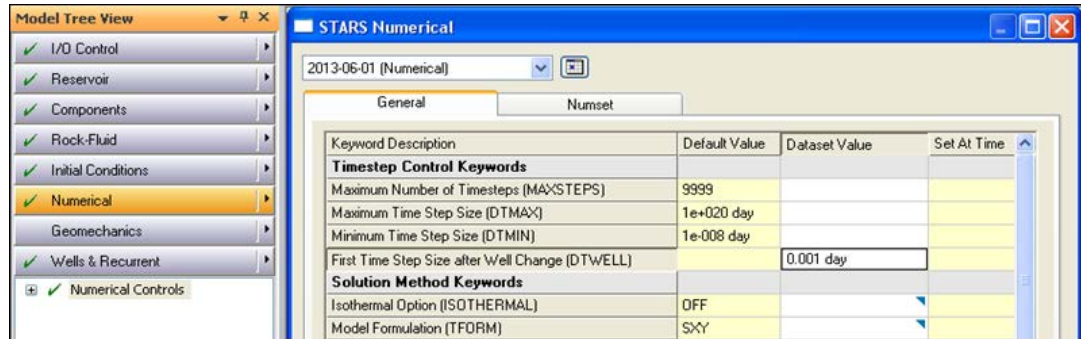
Figura 17. Condiciones iniciales.



Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

En el módulo “Numerical” (Ver Figura 18), se realizan los arreglos numéricos de la simulación para optimizar los tiempos y pasos de simulación.⁸

Figura 18. Arreglos Numéricos.



Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

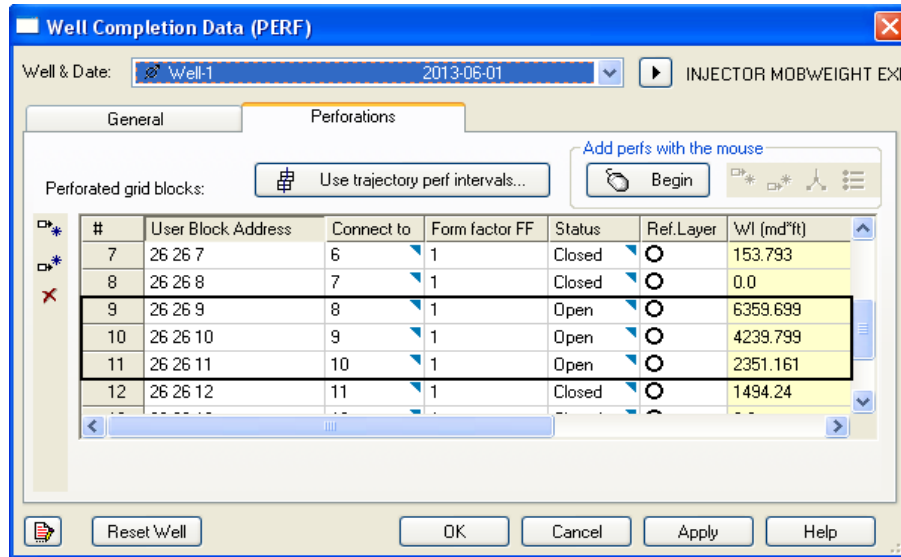
2.2.2.5 Arreglo de pozo, fechas y condiciones de operación. El módulo “Wells & Recurrent” define cada uno de los eventos establecidos dentro del programa de simulación. Un evento es una especificación de carácter operativo que depende del tiempo, por ejemplo, la producción o cierre de un pozo.

Las “Constraints” o restricciones de pozo varían dependiendo de los fluidos que van a ser inyectados. La restricción de presión depende de la presión de inyección del fluido.

Para garantizar que los fluidos sean inyectados en la zona de interés, solo se abren las capas 9, 10 y 11, en la sección “Perforations”. Esta acción es la representación de la zona cañoneada del pozo (Ver Figura 19).

⁸BARRERA, Jhon; ACEVEDO, Diego. “MODELAMIENTO DEL PERFIL DE TEMPERATURA EN UN PROCESO DE CALENTAMIENTO ELÉCTRICO POR NODOS RESISTIVOS EN FONDO EN UN POZO DEL CAMPO COLORADO”. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga 2013.

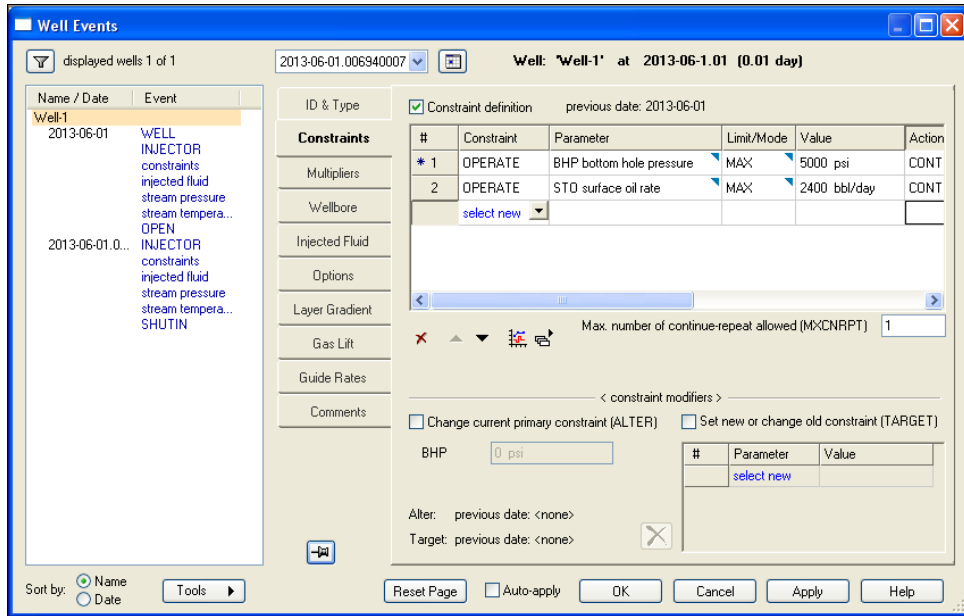
Figura 19. Bloques perforados y ubicación de zona cañoneada.



Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

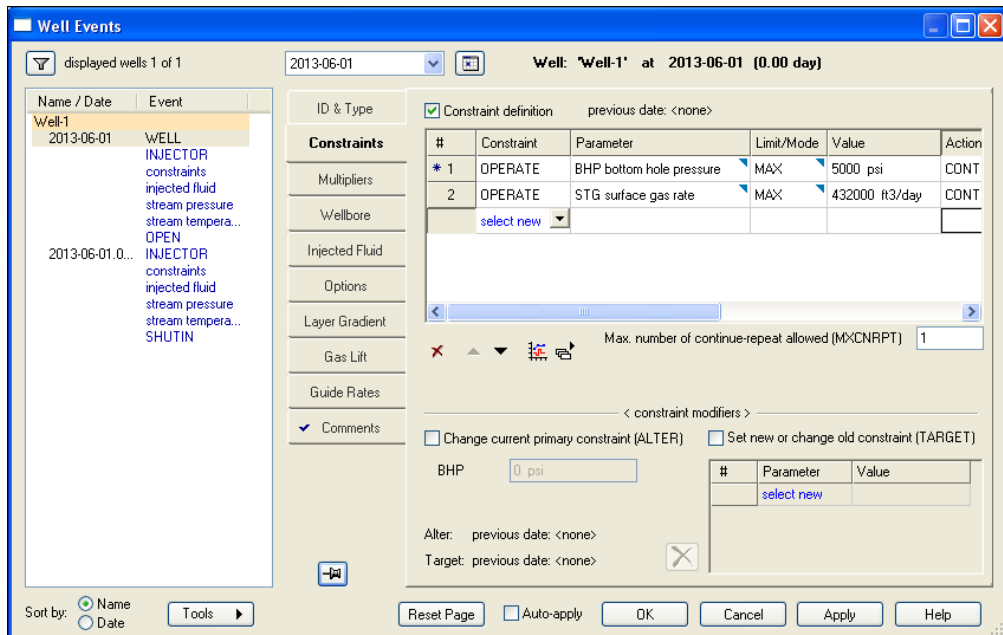
Los eventos que se crean en esta sección pueden ser monitoreados en intervalos de años, días o minutos. Mientras más cortos sean los intervalos de tiempo, el tiempo de simulación por corrida aumentará. Las Figuras 20, 21 y 22 ilustran las restricciones de presión y tasa de inyección establecidas para cada caso (inyección de fluido base aceite, base agua, gas y mezcla agua-gas).

Figura 20. Restricciones de presión y tasa de aceite para pozo perforado.



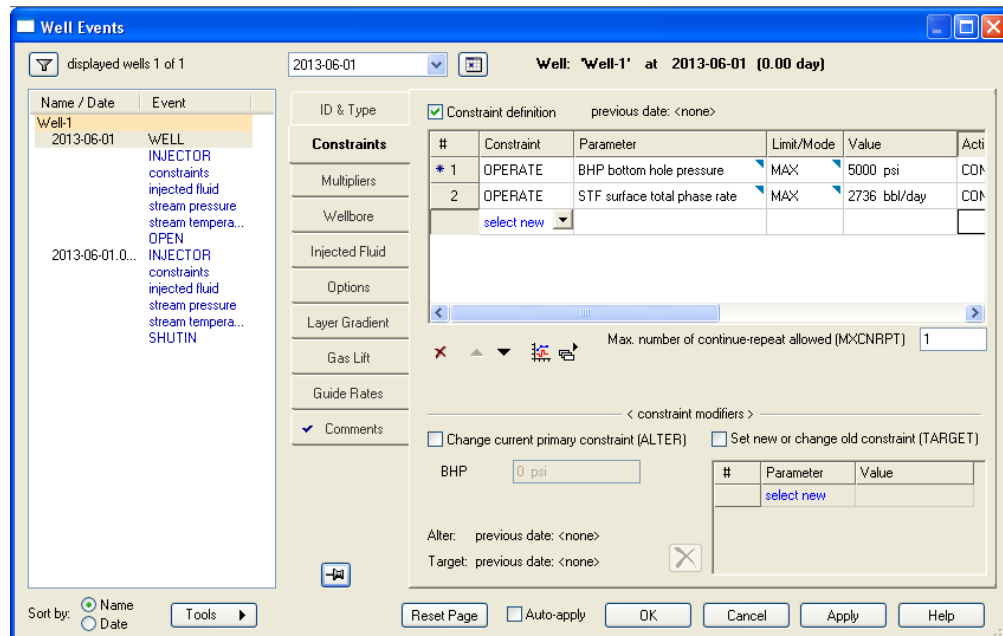
Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

Figura 21. Restricciones de presión y tasa de gas para pozo perforado.



Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

Figura 22. Restricciones de presión y tasa de mezcla agua-gas para pozo perforado.



Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

Los problemas de daño a la formación se presentan durante el proceso de producción de los hidrocarburos. La inyección del tratamiento químico se realiza a través del pozo productor una vez se haya detenido la producción. Para efectos de simulación, el pozo se considera como inyector. Por esta razón el caso base no tiene pozo productor.

Para el caso base, el tiempo de simulación es de 8 horas, en las cuales están incluidas las etapas de inyección y remojo del tratamiento químico.

3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE VARIABLES OPERACIONALES SOBRE LA TEMPERATURA

Luego de construir el modelo de simulación y fijar el caso base, se procede a realizar el análisis de sensibilidad de las variables operacionales sobre la temperatura, con el fin de representar todos los escenarios posibles en el proceso de estimulación. De esta manera se podrá medir la incidencia de cada variable en dicho proceso.

Obedeciendo a los parámetros que pueden ser manipulados en operaciones reales de este tipo, el análisis debe hacerse a las variables relacionadas al fluido de inyección (Ver Tabla 7). Otros parámetros pueden establecerse dependiendo del tipo de estimulación realizada.

Para el caso trabajado, se realizaron 1260 corridas de simulación, entre las que se hicieron variaciones de la matriz del tratamiento químico (oleosa u acuosa), periodo de inyección del fluido de estimulación a una tasa constante, la temperatura y la tasa de inyección.

Tabla 7. Parámetros Base.

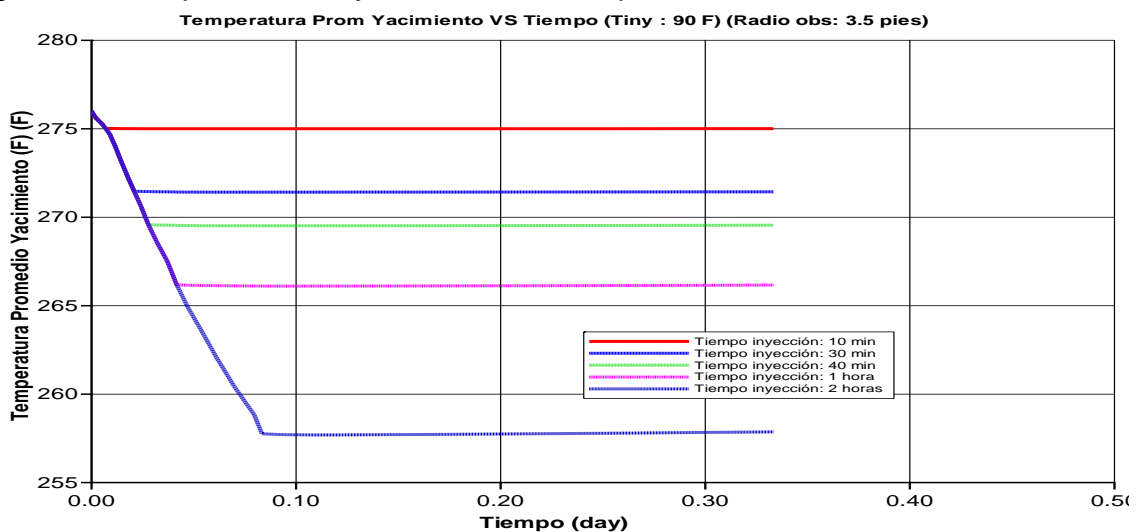
PARÁMETROS BASE	VALOR
Temperatura de Inyección	120 °F
Tiempo de inyección	30 minutos
Radio de observación	2.5 ft

3.1 ESTIMULACIÓN MATRICIAL

3.1.1 Inyección fluido base agua. Los tratamientos químicos para remover daño de formación usualmente se inyectan a temperatura ambiente. Evidentemente cuando lleguen a cara de pozo y se contacten con la formación (que para el caso base se encuentra a una temperatura aproximada de 276°F), se presentará una transferencia de calor. La formación se enfría a medida que el fluido se calienta. Este proceso se da hasta lograr el equilibrio. La figura 23 muestra que, en cuanto mayor sea el periodo de inyección (a una tasa constante, lo cual implica un mayor volumen total inyectado), el enfriamiento será mayor en el yacimiento. La primera caída de temperatura del yacimiento que se evidencia corresponde al período de inyección; el tiempo de remojo corresponde al comportamiento constante de las curvas.

Todas las corridas realizadas, incluyendo las de este tipo de inyección, fueron realizadas a tiempos de inyección de 10, 30, 40, 60, y 120 minutos.

Figura 23. Temperatura de yacimiento vs tiempo.

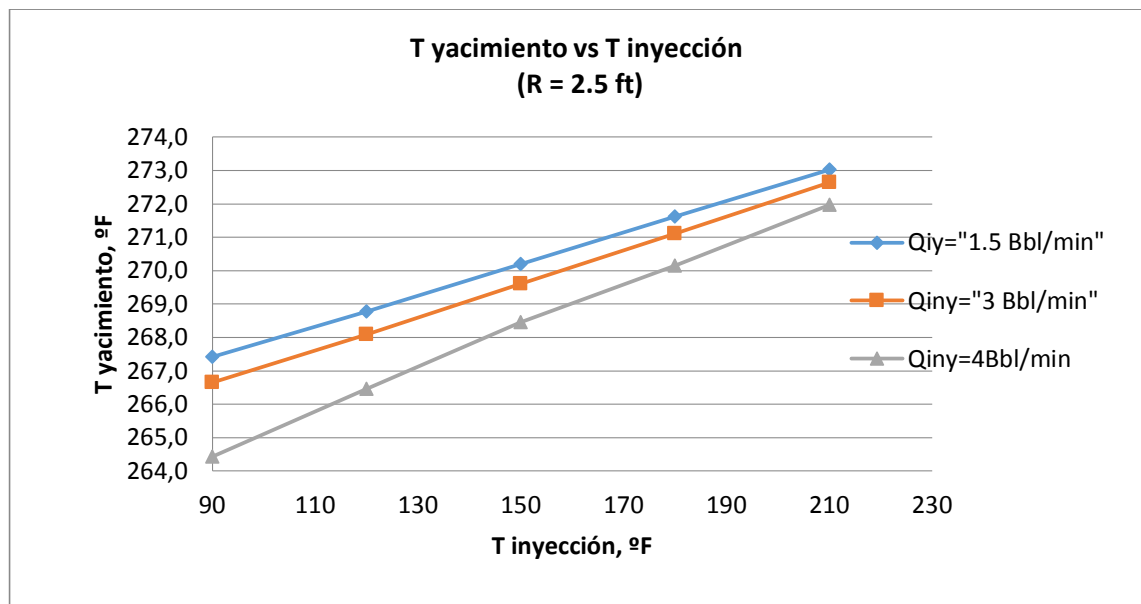


Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

A un tiempo de inyección fijo, y variando las tasas de inyección, se nota un comportamiento similar a la Figura 23, ya que a la temperatura del fluido al llegar al yacimiento (temperatura de inyección), la caída de temperatura del yacimiento será mayor a medida que la tasa de inyección aumente. Esto se debe a que es mayor la cantidad de masa que se encuentra en contacto con la formación, lo que demandará una transferencia de calor mayor hasta que se alcance el equilibrio termodinámico.

La Figura 24 muestra que la temperatura de yacimiento cae en mayor proporción cuando la tasa de inyección del fluido es mayor y cuando la temperatura de inyección es menor.

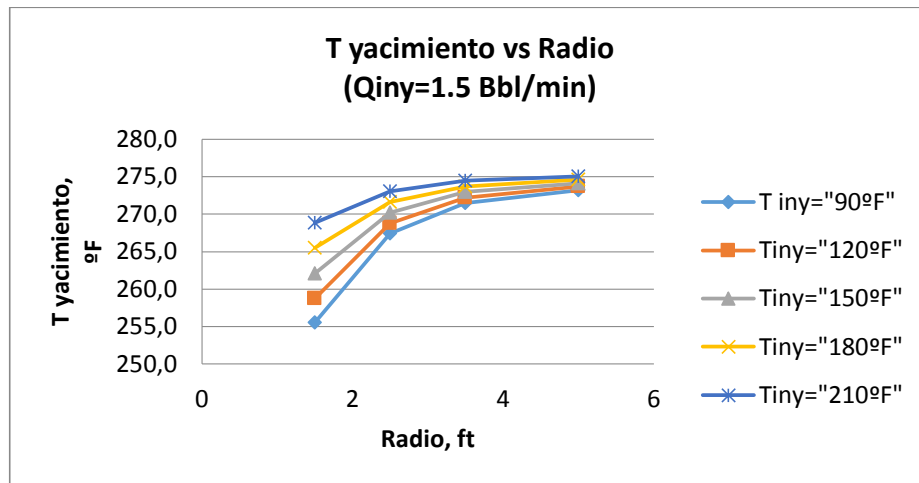
Figura 24. Temperatura de yacimiento vs Temperatura de inyección.



El radio de observación del proceso nos define el alcance radial que tuvo el tratamiento. Como era de esperarse, A escasos pies de la cara del pozo es donde se evidencia una caída de temperatura mayor debido a los pequeños radios de invasión. A medida que el radio de observación aumenta, se evidencia un

aumento de la temperatura (ya que el fluido contacta en menor medida o no ha invadido esta zona). A un radio de observación alejado de la cara del pozo, las curvas tienden a encontrarse en un mismo punto (tienden a la temperatura del yacimiento), debido a que en ese punto el fluido no invade esas zonas significativamente (Ver Figuras 25 a 28).

Figura 25. Temperatura de Yacimiento vs Radio de observación (Tasa de 1.5 barriles por minuto).



A una tasa de inyección constante, y a una temperatura de inyección baja, la caída de la temperatura del yacimiento en un radio pequeño, es alta (para el caso ilustrado en la Figura 25 es de aproximadamente 20 °F). A medida que el radio de observación y la temperatura de inyección aumentan, la caída de temperatura es menor, debido a que no ha invadido completamente a esas distancias.

Figura 26. Temperatura de Yacimiento vs Radio de observación (Tasa 3 barriles por minuto).

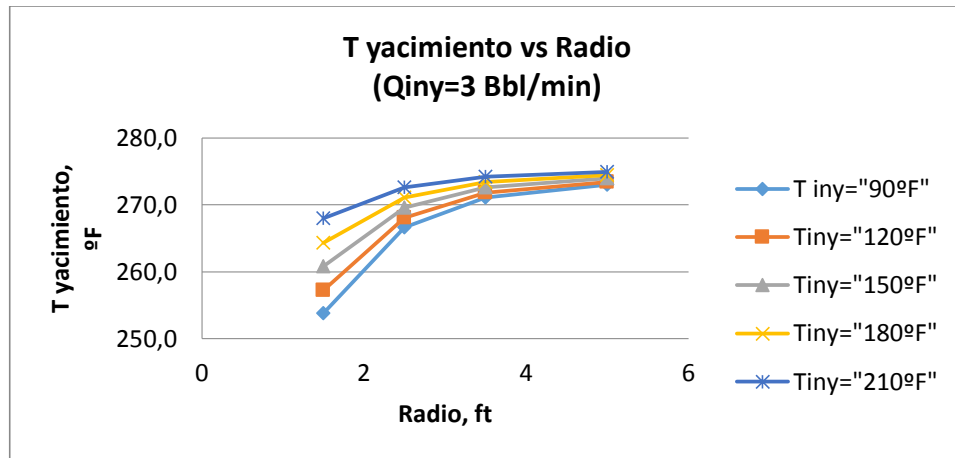
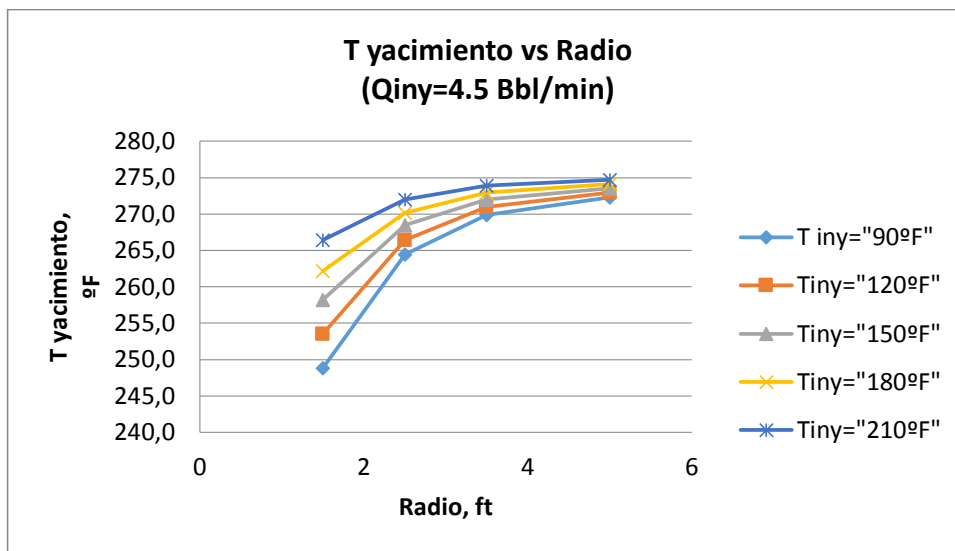


Figura 27. Temperatura de Yacimiento vs Radio de observación (Tasa de 4.5 barriles por minuto).



A medida que el radio aumenta, disminuye la incidencia del tratamiento representado con una menor caída de la temperatura de la formación en ese punto.

Figura 28. Temperatura de Yacimiento vs Radio de observación (temperatura de inyección constante).

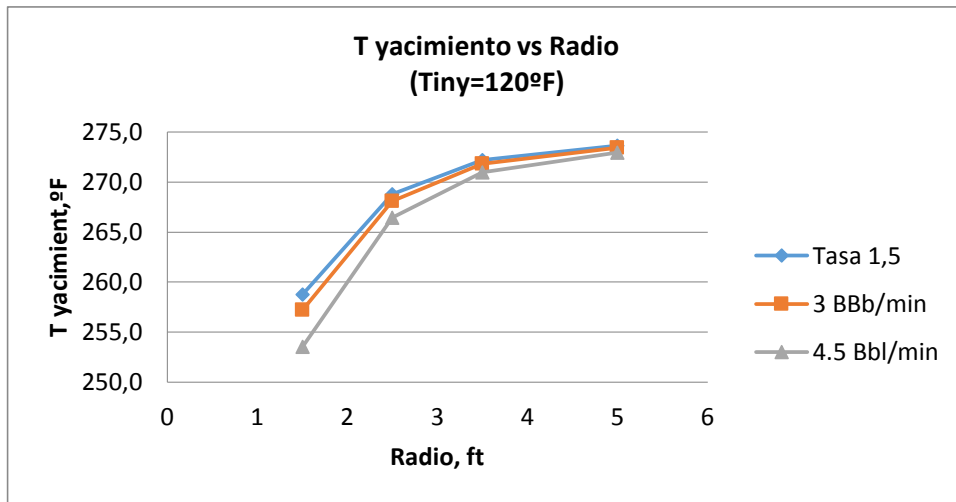
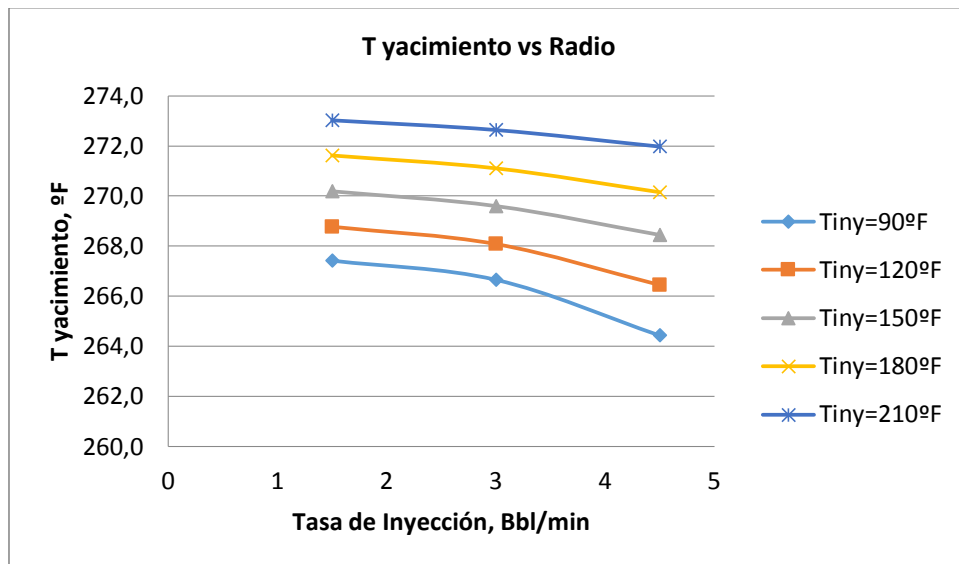


Figura 29. Temperatura de Yacimiento vs Tasa de inyección.

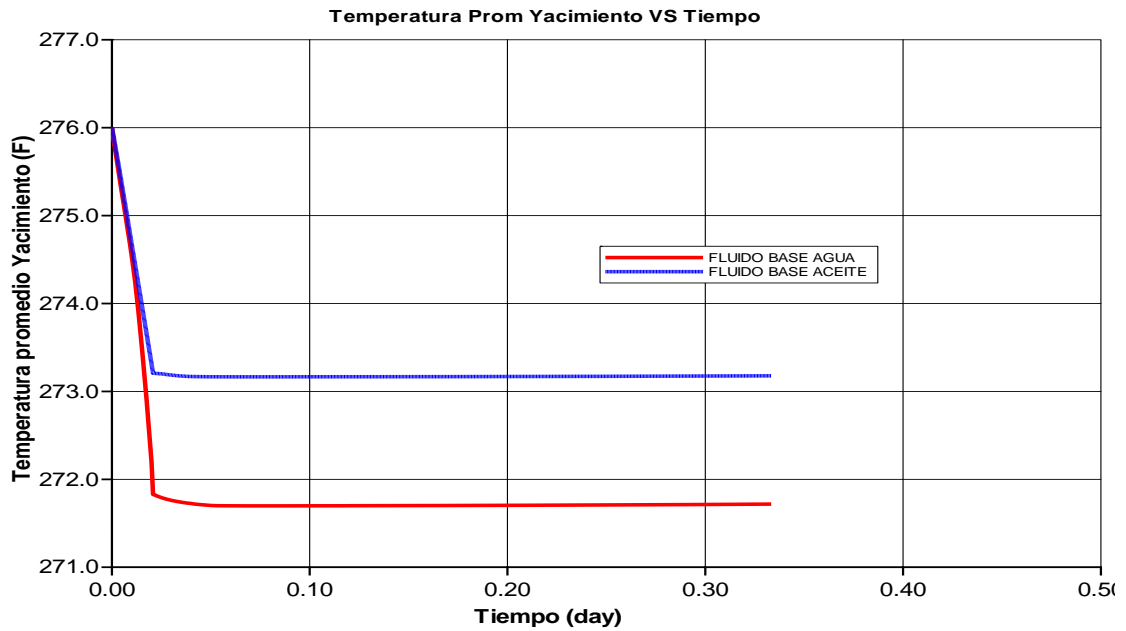


En la Figura 29 se ilustra el comportamiento de la temperatura final de yacimiento para distintas tasas de inyección del fluido de estimulación. Si se inyectan a tasas altas y a temperaturas relativamente bajas, la de temperatura del yacimiento caerá en mayor proporción. Si se inyecta el fluido a temperaturas cercanas a las de yacimiento, y a tasas bajas, el equilibrio en el sistema se logrará en menos tiempo.

3.1.2 Inyección Fluidos Base Aceite. Si se compara el efecto que tiene la inyección de un fluido base aceite con la de un fluido base agua, sobre la temperatura de la formación, a las mismas condiciones para los dos casos, se evidenciará que el fluido base aceite produce un cambio menor al que el agua puede producir. Esto se debe a que la capacidad calorífica del aceite es menor que la del agua, y por lo tanto, menos energía será transmitida desde el yacimiento al fluido.

Aunque la diferencia en cuanto a capacidad calorífica de cada fluido exista, el comportamiento sigue siendo muy similar entre estos dos tipos de fluidos (ver Figura 30). El fluido base aceite reúne mejores condiciones que el fluido base agua, si se desea tener una temperatura final del yacimiento mayor.

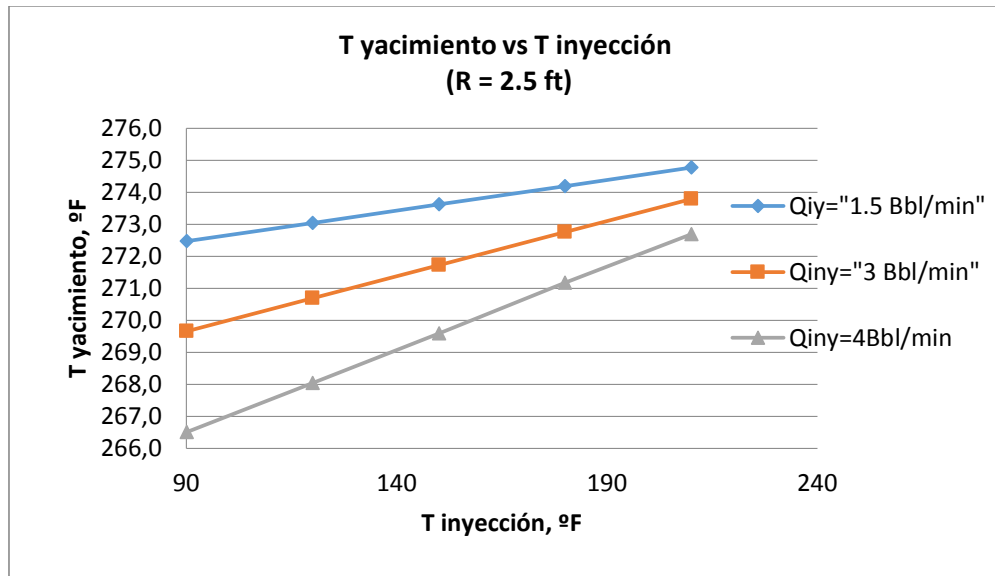
Figura 30. Influencia del tipo de fluido en la caída de la temperatura.



Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

La influencia de la tasa de inyección para este tipo de fluido no difiere significativamente en relación a la influencia sobre los fluidos base agua. En la Figura 31 se demuestra que a mayor tasa de inyección, mayor será la caída de la temperatura de la formación. Para un caso de estimulación matricial se evidencia que la caída de temperatura será menor a bajas tasas de inyección. No habrá una caída significativa en la temperatura del yacimiento si la temperatura de inyección del fluido es alta (cercana a la temperatura del yacimiento).

Figura 31. Temperatura de yacimiento vs temperatura de inyección.



A medida que el radio de observación es mayor, mayor será el área del yacimiento que no ha sido afectada por la invasión del fluido, teniendo en cuenta que para estimulaciones matriciales el valor estimado del radio de invasión del tratamiento es de aproximadamente 4 pies, si se manejan tasas de 1 a 3 barriles por minuto (ver Figuras 32 a 35).

Si el radio de observación es muy pequeño, se observará una temperatura de yacimiento mucho menor en comparación al caso anteriormente mencionado, ya que en esa posición (cerca de la cara del pozo) se ha garantizado la invasión del fluido, y por consiguiente, ya se ha producido una transferencia de calor considerable, debido a la cantidad de fluido que ya ha interactuado con la formación.

Figura 32. Temperatura de Yacimiento vs Radio de observación (Tasa de 1.5 barriles por minuto).

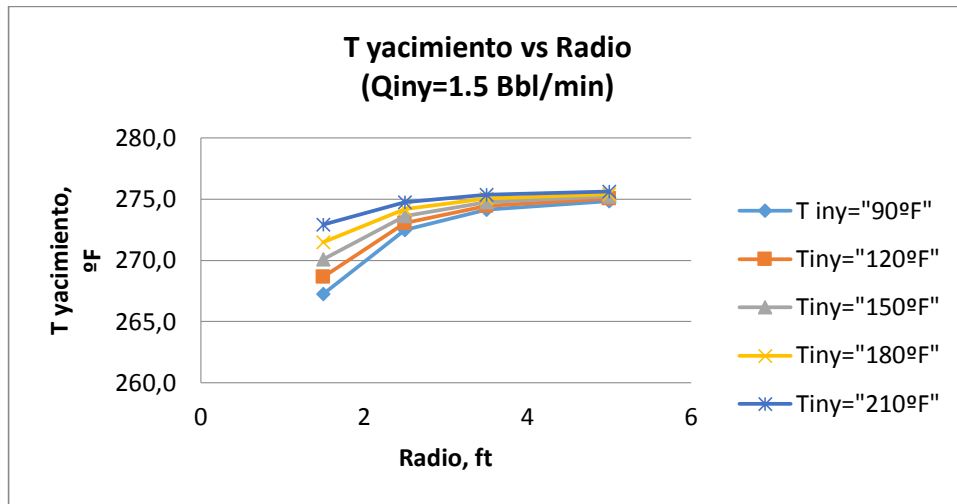


Figura 33. Temperatura de Yacimiento vs Radio de observación (Tasa de 3 barriles por minuto).

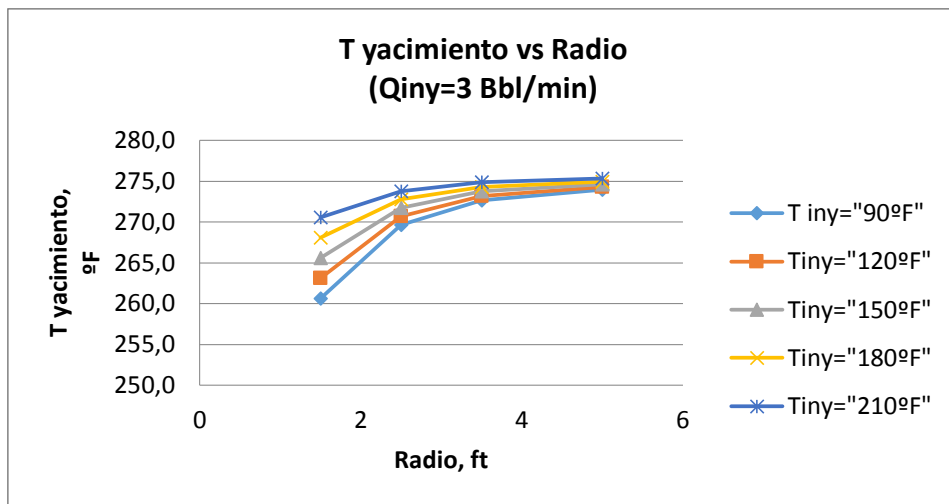


Figura 34. Temperatura de Yacimiento vs Radio de observación (Tasa de 4.5 barriles por minuto).

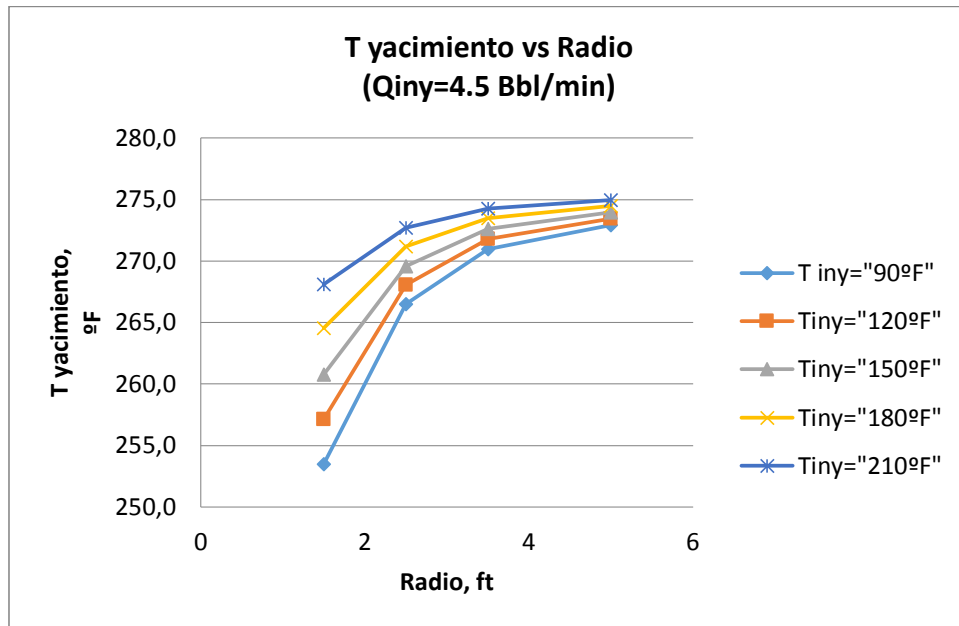


Figura 35. Temperatura de Yacimiento vs Radio de observación (temperatura de inyección constante).

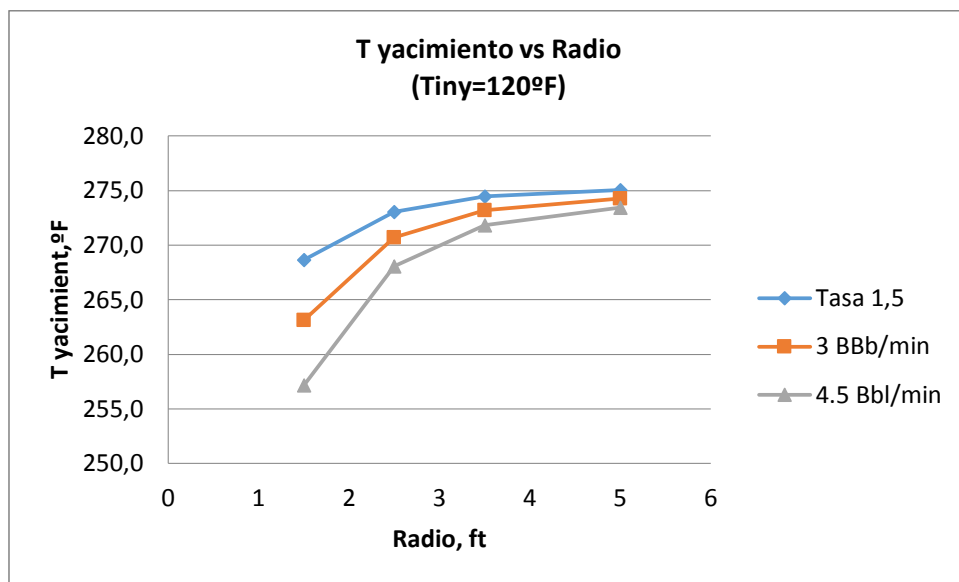
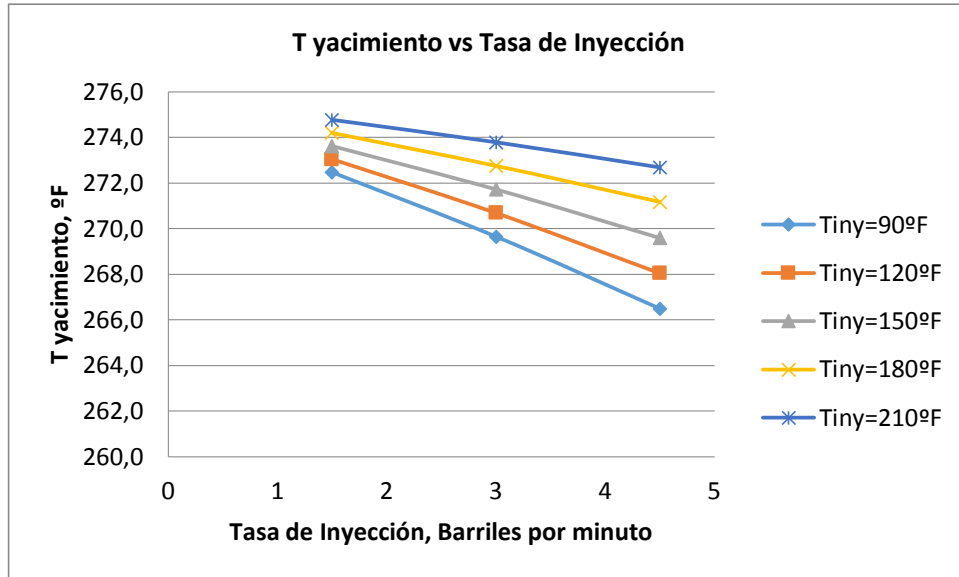


Figura 36. Temperatura de Yacimiento vs Tasa de inyección.



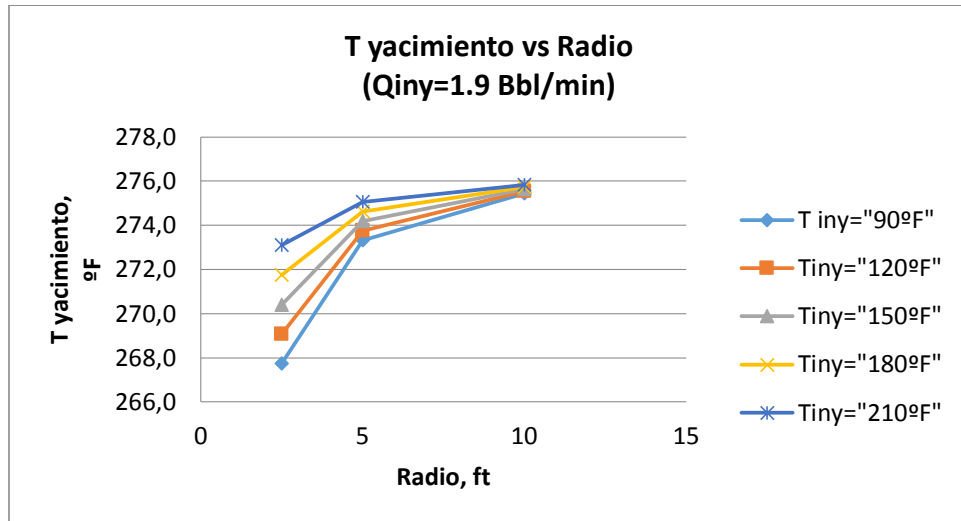
En la Figura 36, a diferencia de lo que sucede con el radio de observación, el comportamiento converge a medida que se disminuye la tasa de inyección, lo que significa que la temperatura de la formación no se verá afectada significativamente si las tasas de trabajo son moderadas.

3.1.3 Fluidos Energizados. Las configuraciones base agua-nitrógeno empleadas en el caso base son 50-50 y 80-20 volumen/volumen (Ver Tabla 8).

Tabla 8. Configuración agua-nitrógeno y tasa de inyección.

RELACIÓN AGUA-NITRÓGENO (VOL)	TASA DE INYECCIÓN VOL TOTAL
80-20	1.9 barriles por minuto
50-50	1.9 barriles por minuto

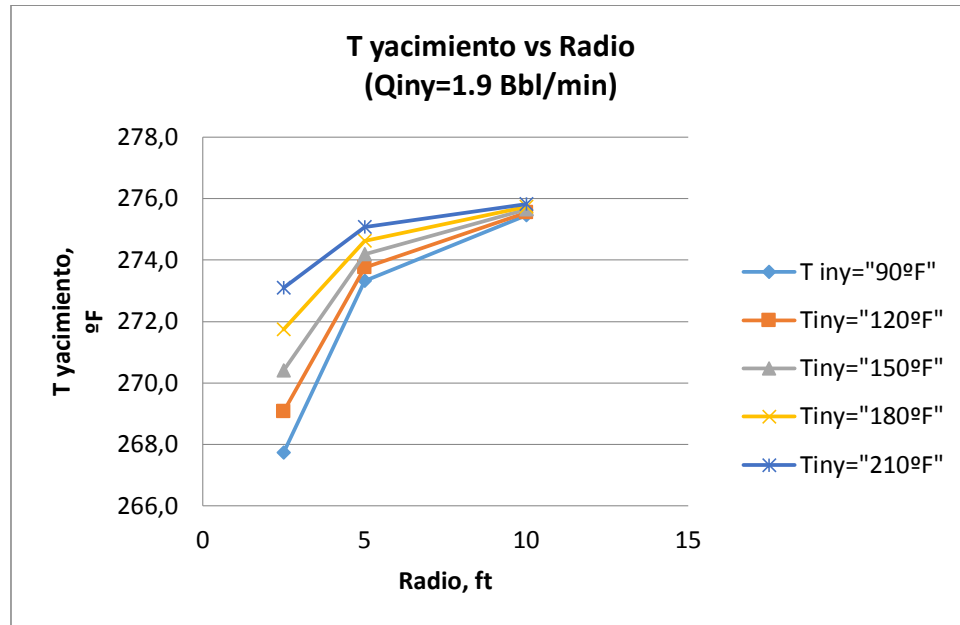
Figura 37. Temperatura de Yacimiento vs Radio de observación para un fluido energizado (80% agua, 20% nitrógeno).



Las Figuras 37 y 38, muestran que para un mayor radio de observación (10 pies), no hay variación significativa de la temperatura, lo que significa que el tratamiento no es capaz de invadir hasta tal distancia. El estudio del radio de observación ayuda a establecer la incidencia de una estimulación basada en el cambio de la temperatura de la formación.

A radios cercanos a la cara del pozo (aproximadamente 3 pies) la caída de temperatura de yacimiento es mayor, debido a que ese radio de investigación representa la zona invadida por el fluido. Por otra parte, a medida que el radio aumenta la temperatura también lo hace, ya que en esta zona predomina el volumen de formación que no ha sido invadido.

Figura 38. Temperatura de Yacimiento vs Radio de observación para un fluido energizado (50% agua, 50% nitrógeno).

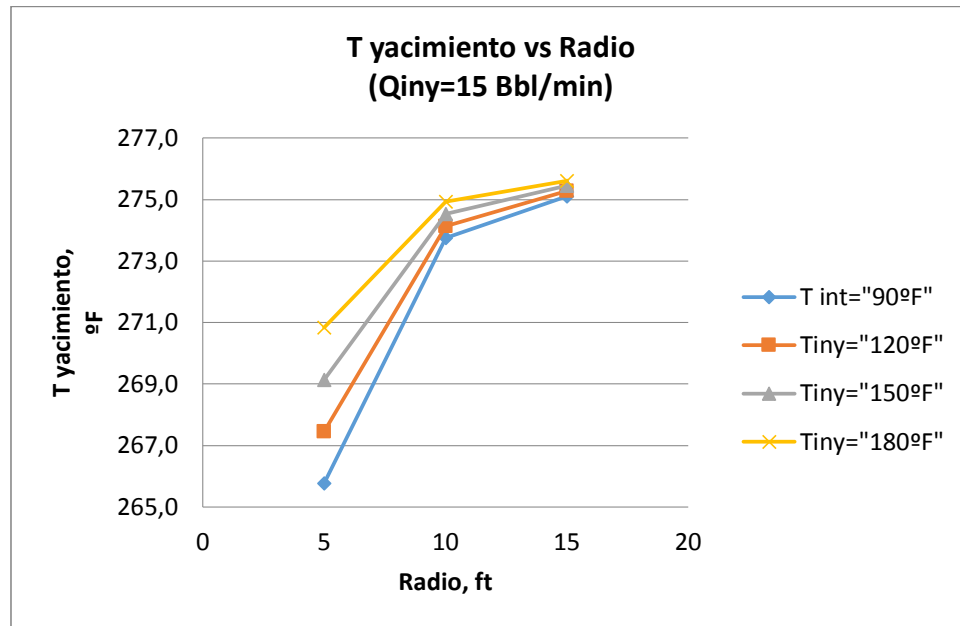


A diferencia del comportamiento de un fluido sin energizar, la inyección de un fluido energizado garantiza una mejor invasión en la formación. Para una tasa similar a la empleada para los fluidos sin energizar, se evidencia que para un radio de 5 pies la convergencia todavía no se ha alcanzado, lo que significa que los efectos del tratamiento aún son significativos a esa distancia.

3.2 BANCO DE CONDENSADOS

La Figura 39 demuestra que el radio de invasión es mayor en una estimulación para combatir banco de condensados, a diferencia de las estimulaciones matriciales, lo que garantizará para este caso un mayor alcance del tratamiento. Sin embargo, debido a la gran cantidad de fluido que está interactuando con la formación, la temperatura puede disminuir considerablemente, si se inyecta a temperaturas relativamente bajas.

Figura 39. Temperatura de Yacimiento vs Radio de observación para banco de condensados.

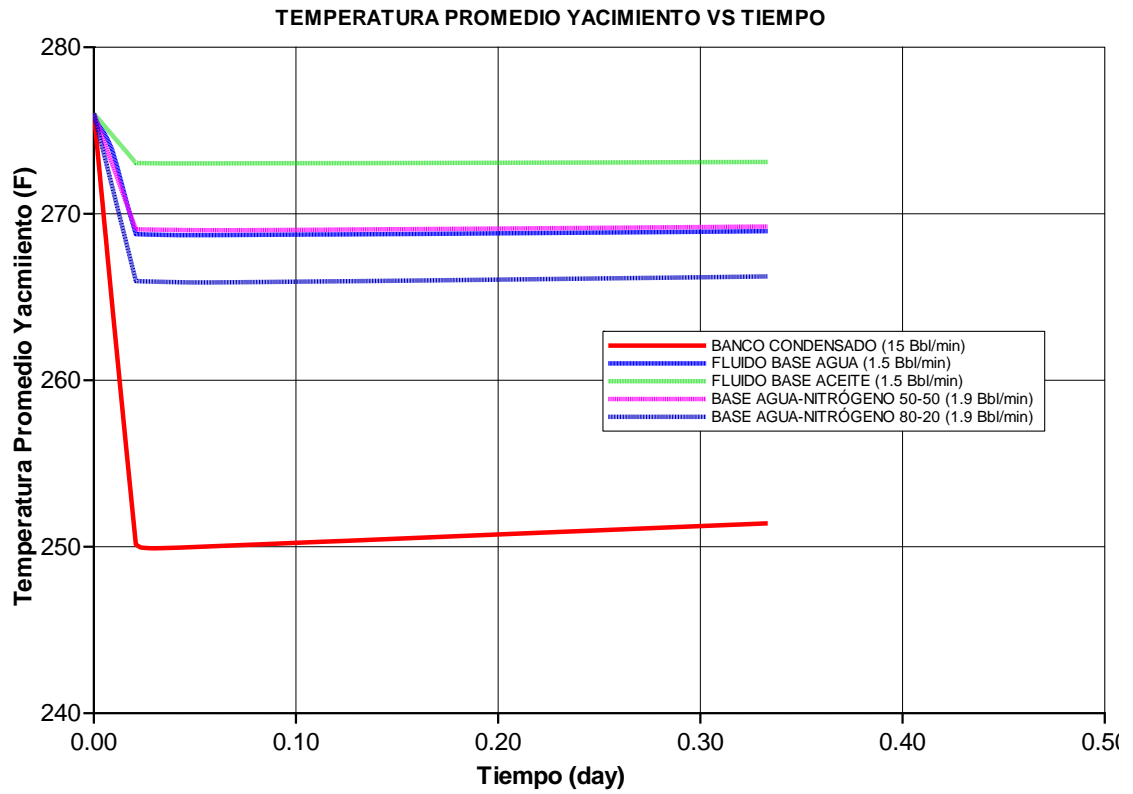


3.3 INCIDENCIA DE LOS TRATAMIENTOS EN LA CAÍDA DE LA TEMPERATURA

La Figura 40 agrupa el comportamiento de la temperatura del yacimiento, producto de la interacción con los fluidos de estimulación mencionados. Notoriamente el tratamiento para banco de condensados genera, ocasiona el mayor enfriamiento de la formación debido a que las tasas y los volúmenes de inyección son mayores que en los tratamientos matriciales.

Nuevamente se observa la diferencia entre el fluido base agua y el fluido base aceite. Si bien los dos fluidos guardan tendencias similares, el fluido base agua logra una caída de temperatura mayor.

Figura 40. Incidencia del tipo de fluido en la caída de temperatura en el yacimiento.



Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

4. CONCLUSIONES

- Es posible reproducir el proceso de inyección de los fluidos de estimulación mediante un modelo de simulación definido y evaluar el comportamiento de la temperatura en distintos escenarios planteados mediante un análisis de sensibilidad de las variables operacionales.
- El refinamiento del enmallado o grid de simulación permite observar y evaluar de manera más detallada los fenómenos que se presentan en el radio de investigación de los fluidos de estimulación que se encuentra a escasos pies de la cara de pozo.
- Los fluidos de estimulación base agua, en relación con los base aceite, producen mayor efecto en la caída de la temperatura de la formación, debido a que el agua posee una capacidad calorífica mayor a la del aceite.
- Llevar a cabo el proceso de estimulación con altas tasas de inyección, o aumentar el tiempo de inyección del fluido a una tasa constante asegura un mayor enfriamiento de la formación, debido a que será mayor el volumen de fluido que contactará con la formación, generando transferencia de calor.
- Llevar a cabo la estimulación a temperaturas de inyección bajas implica una mayor transferencia de energía de formación hacia el fluido para que se logre el equilibrio, ya que existe un diferencial de temperaturas mayor.
- Entre mayor sea la proporción de nitrógeno en un fluido energizado, mayor será la caída de la temperatura de la formación.
- El tratamiento usado en casos de banco de condensados es el que mayor efecto genera en la caída de la temperatura de la formación, debido a que las tasas de inyección son mucho mayores en relación a otros tipos de estimulación, como el matricial.

BIBLIOGRAFÍA

ALVARADO, D. A. y BANZÉR, C. Recuperación Térmica de Petróleo. 2002. 334 p.

ARNOLD, K. y STEWART, M. Surface Production Operations, Volume 2, Design of Gas-Handling Systems and Facilities. Second edition. Gulf Publishing Company, Houston, TX. 1999. 437 p.

BANZER, Carlos. "Correlaciones Numéricas P.V.T". Universidad de Zulia. Instituto de Investigaciones Petroleras, Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros. Maracaibo. Enero de 1996.138 p.

GÓMEZ, L. G., Recuperación mejorada de Hidrocarburos. Inyección cíclica y continua de vapor. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. 1989. 204p.

MERCADO, Diana; RICARDO, Jesús. "Estudio de simulación para la evaluación del comportamiento del sistema roca-fluido de un yacimiento de crudo pesado al ser sometido a calentamiento eléctrico resistivo". Tesis de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2005. 131 p.

PINTO, John. "Desarrollo de una metodología para la implementación de la administración de energía en procesos de inyección continua de vapor a través de la simulación numérica de yacimientos y métodos analíticos". Tesis de Grado. Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.. 2013. 133 p.

VALENCIA, H. "Transferencia de calor". Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. 1988. 438 p.

MILLS, Anthony. "Transferencia de Calor". McGraw Hill. España. 1997. 932 p.

CARVAJAL, Belsy. "Evaluación de la estrategia de estimulación de los pozos del campo Cusiana mediante la tecnología SIGMA". Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. 2005. 134 p.

WELTY, James. "Transferencia de Calor aplicada a la Ingeniería". México D.F.: Editorial Limusa, S.A Noriega Editores, 1981. 545 p.

ANEXOS

Anexo A. Construcción del modelo de fluidos a través de WINPROP.

El propósito de este ejercicio es construir mediante WinProp el modelo de fluidos necesario para completar el módulo "Components" en Builder(CMG). A continuación se presenta el procedimiento de construcción del modelo de fluidos de un gas seco, y a partir de este ejemplo, se definen las pautas para tener en cuenta en la construcción de los demás modelos, tales como gas húmedo, gas condensado, aceite volátil, y aceite negro.

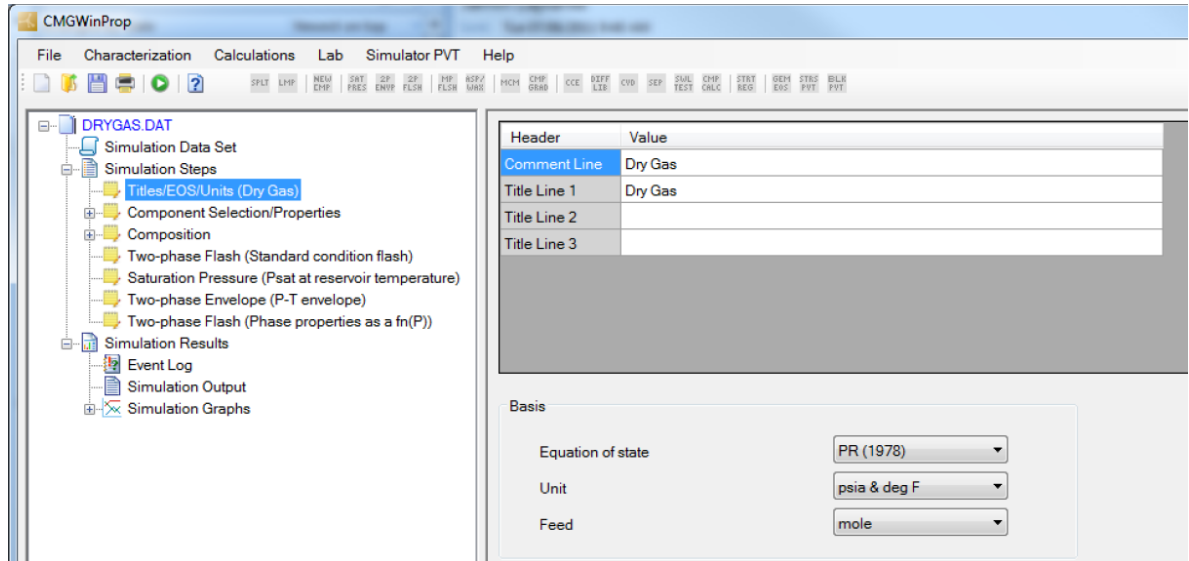
Configuración básica y creación del modelo de gas seco.

1. Haga doble clic en el icono "WinProp" en el "Launcher" y abra la interfaz "WinProp". Tenga en cuenta que las imágenes y descripciones del contenido de este ejercicio se basan en WinProp versión 2011.10 o posterior.

2. Abra Titles / EOS / Units y escriba "gas seco" o "Dry Gas" en la sección "línea de comentarios" o "Comment Line" y en la sección "Título Línea 1" o "Title Line 1". Para la construcción de los demás modelos de fluidos (gas húmedo, condensado de gas, etc), escriba el nombre correspondiente.

En la misma ventana, en la sección "Basis", seleccione PR 1978 como la ecuación de estado para ser utilizada en la caracterización del modelo de fluido, seleccione "psia y deg F" como las unidades y "Mole" en la sección "Feed" o "Alimento", tal como lo muestra la figura A-1.

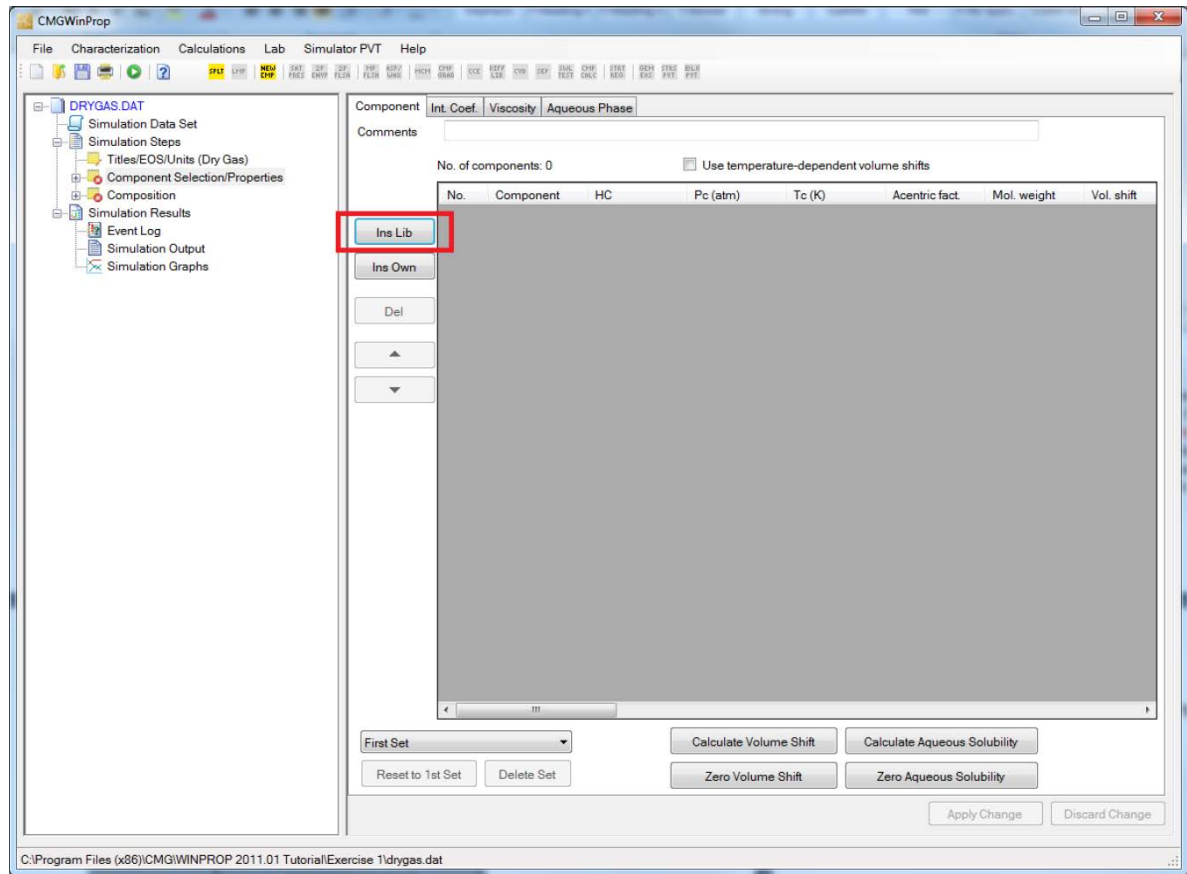
Figura A-1. Title/EOS/Units. Fijar título y ecuación de estado.



Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

3. Ir a la sección “Component Selection/Properties” e inserte los componentes de en el siguiente orden: CO₂, N₂, C₁, C₂, C₃, IC₄, NC₄, IC₅, NC₅, y FC₆. Para ello haga clic en el botón “Ins Lib” (Insert Component Library) como muestra la figura A-2 y seleccione los componentes de la biblioteca que desea insertar (puede seleccionar varios componentes a la vez presionando Shift o Control). Haga clic en la flecha hacia la derecha para agregar los componentes (Figura A-3), y haga clic en “Aceptar” para finalizar.

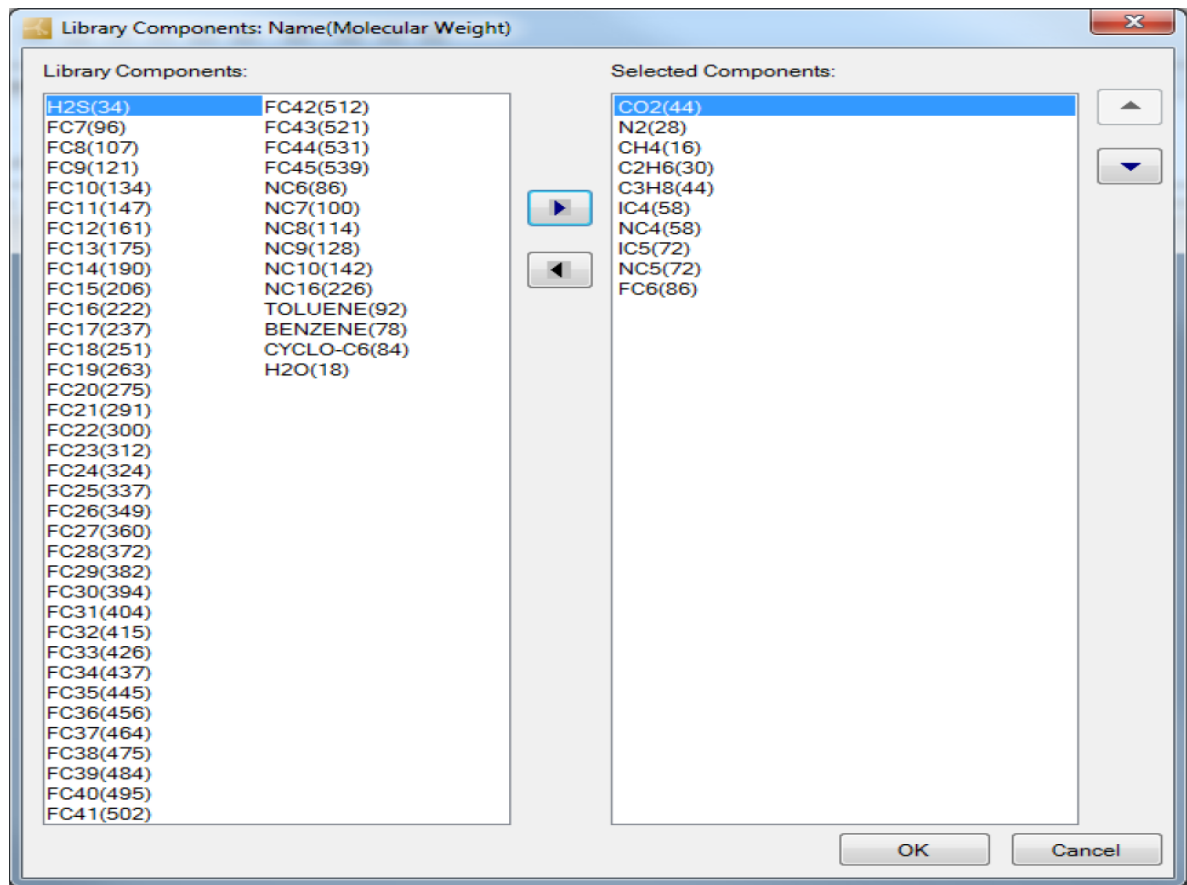
Figura A-2. Cómo insertar componentes de la biblioteca.



Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

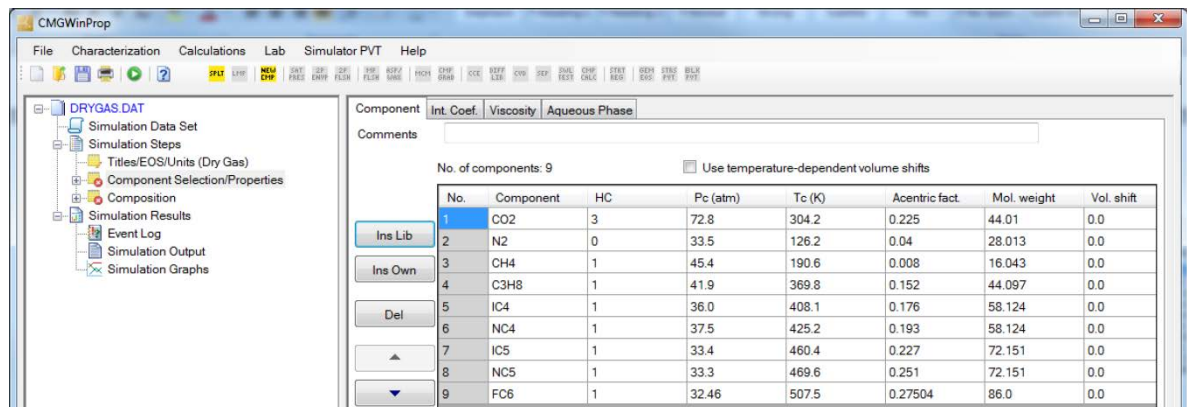
Si se necesita insertar un componente que se ha olvidado (Figura A-4), seleccione el componente anterior a la posición en la que desea insertar el nuevo componente (Figura A-5), y luego utilice “Ins Lib” para insertar el nuevo componente directamente debajo de la selección actual (para este ejemplo, el componente olvidado es C₂H₆).

Figura A-3. Selección de Componentes de la Biblioteca.



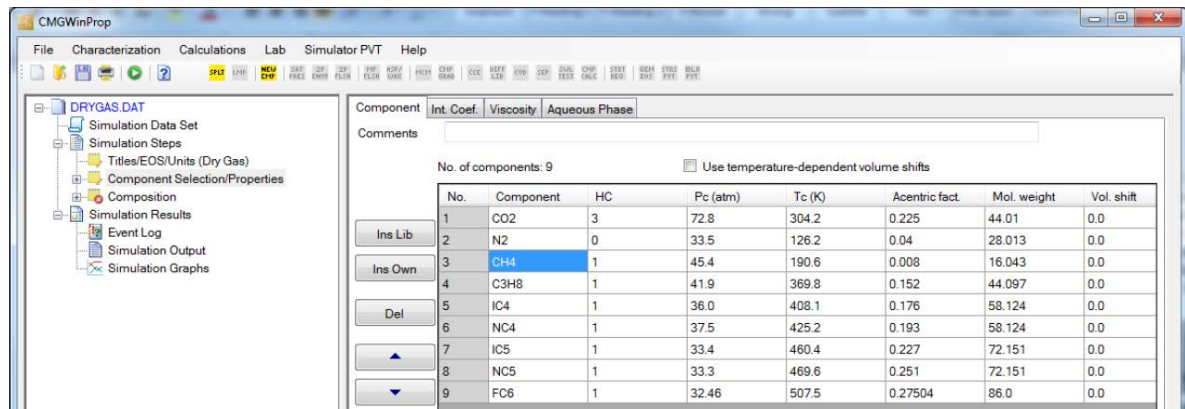
Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

Figura A-4. Definir el componente a agregar (C2H6).



Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

Figura A-5. Insertar el componente faltante desde la posición del componente inmediatamente anterior.



Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

4. En todos los casos, excepto para "gas seco", debe caracterizarse la fracción "C7+" como un pseudocomponente mediante la inserción de un componente definido por el usuario (Figura 6).

En la sección Component Selection/Properties, seleccione el último elemento de la lista, a continuación, haga clic en el botón "Ins Own". Haga clic en el botón "New Row", e introduzca el nombre del componente ("C7+" en este caso), la gravedad específica (SG) y el peso molecular (MW), como aparece en la figura A-6. Utilice las propiedades que figuran en la tabla A-1 para el componente "C7+". La tabla de componentes debe ser similar a la figura A-7 para el gas seco, y en el caso de otros tipos de fluidos, debe ser similar a la figura A-8. Haga clic en Aceptar para cerrar el formulario.

Tabla A-1. Ejemplos de composiciones para 5 tipos de fluidos.

Fracciones Molares					
Componente	Gas Seco	Gas Húmedo	Gas Condensado	Aceite Volátil	Aceite Negro
CO2	0,1	1,41	2,37	0,93	0,02
N2	2,07	0,25	0,31	0,21	0,34
C1	86,12	92,46	73,19	58,77	34,62
C2	5,91	3,18	7,8	7,57	4,11
C3	3,58	1,01	3,55	4,09	1,01
IC4	1,72	0,28	0,71	0,91	0,76
NC4	-	0,24	1,45	2,09	0,49
IC5	0,5	0,13	0,64	0,77	0,43
NC5	-	0,08	0,68	1,15	0,21
FC6	-	0,14	1,09	1,75	1,61
C7+	-	0,82	8,21	21,76	56,4

Figura A-6. Definición e ingreso de propiedades del C7+.

NOTE:
 (1) Component name (max 8 characters) has to be entered.
 (2) Enter, all of the following 4 properties, Pc, Tc, Acentric Factor, and MW;
 Or, at least two of the following 3 properties, MW, SG (water =1), and Tb (normal boiling point in deg. C).

No.	Component	HC	Pc (atm)	Tc (K)	Acentric fact.	MW	SG	Tb (deg C)	Vol. shift	Z (Rack)
1	C7+	1				274	0.92			

Physical Properties Correlation:
 Twu
 Goossens
 Riazi-Daubert

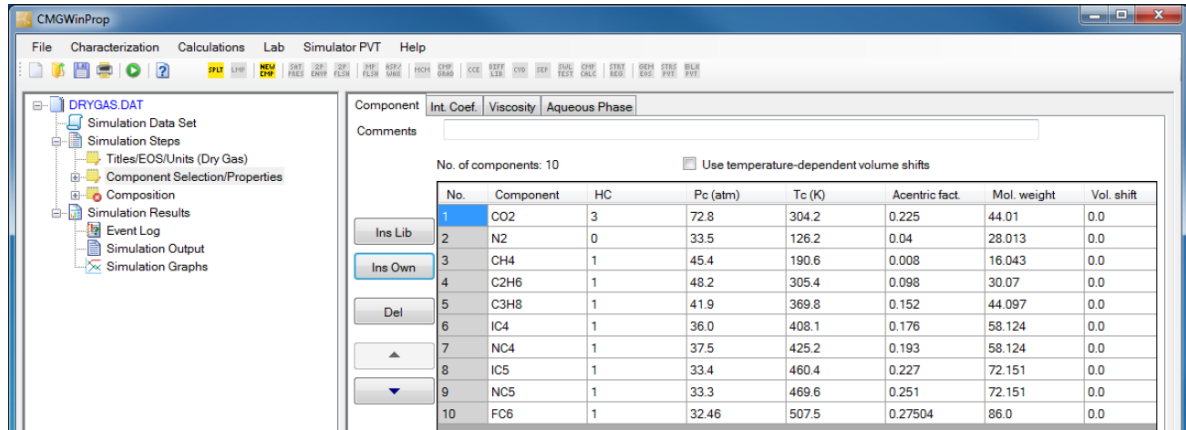
Critical Properties Correlation:
 Twu
 Lee-Kesler
 Riazi-Daubert

Acentric Factor Correlation:
 Lee-Kesler
 Edmister

Buttons: New Row, Del Row, OK, Cancel

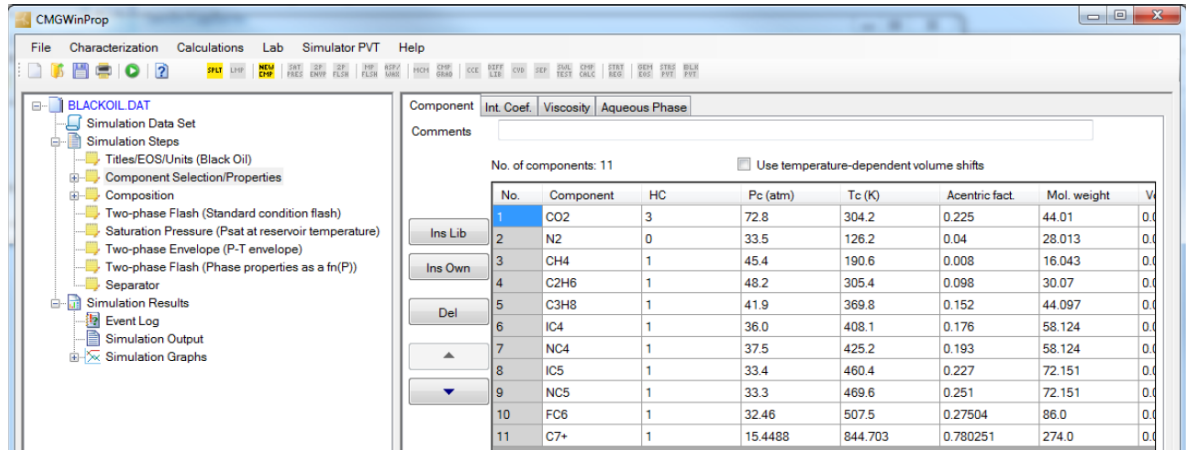
Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

Figura A-7. Ejemplo de definición de componentes para un gas seco.



Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

Figura A-8. Ejemplo de definición de componentes para un aceite negro.

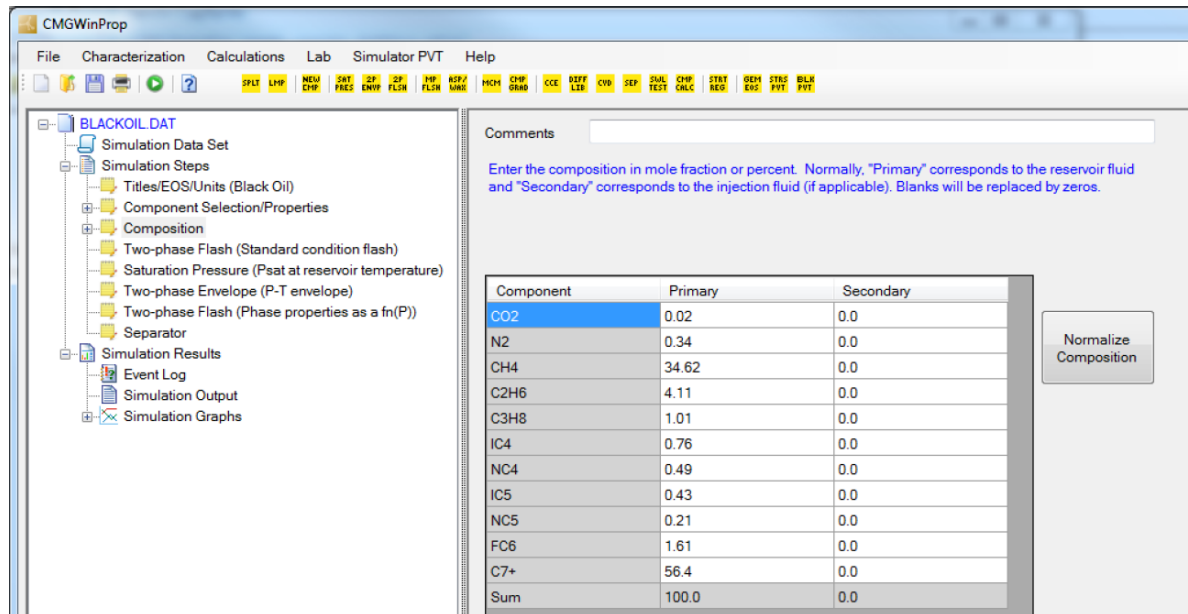


Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP


5. Abra la sección "Composition" e ingrese las fracciones molares en la lista de composición "Primary" (Tabla A-1). La figura A-9 ilustra cómo debe verse la ventana al cabo de ingresar los datos de composición. La columna "Secondary" corresponde a la composición del fluido de inyección (si es aplicable).

Es importante que se introduzca un valor de 0 (cero) para los componentes que no están presentes; de otra forma, un espacio vacío hará que el simulador genere un error, el cual no permitirá avanzar en el proceso de construcción del modelo.

Figura A-9. Ejemplo del ingreso de componentes de un aceite negro.

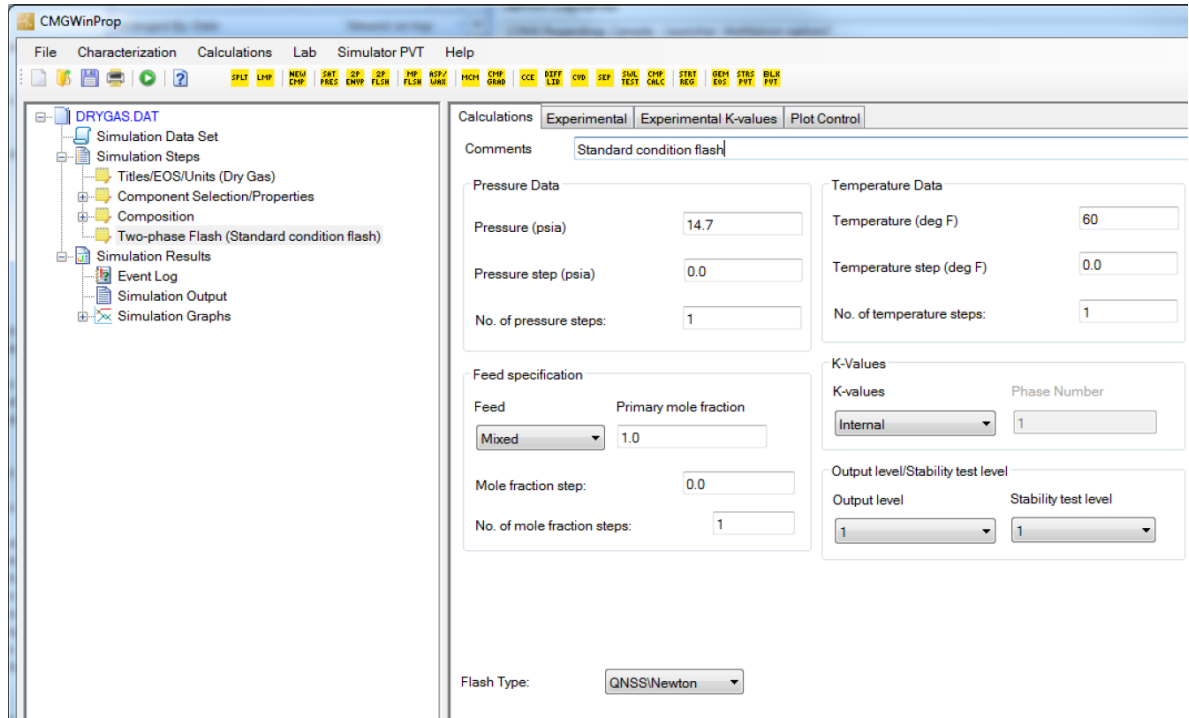


Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

6. Ubíquese en la sección "Composition". Desde allí inserte una sección "Two Fase Flash" () en la interfaz de WinProp.

Abra la sección que acaba de insertar haciendo clic sobre ella, y en la sección de comentarios escriba: "Standard condition flash". Se realizará un flash a 14.7 psia y 60 °F. Deje las opciones de cálculo por defecto. Para "Feed specification", escogemos la opción "Mixed" (Mixto, es decir, composición primaria y secundaria). La sección "Two Fase Flash" debe ser similar a como se muestra en la Figura A-10.

Figura A-10. Ejemplo de la sección “Two Fase Flash”.

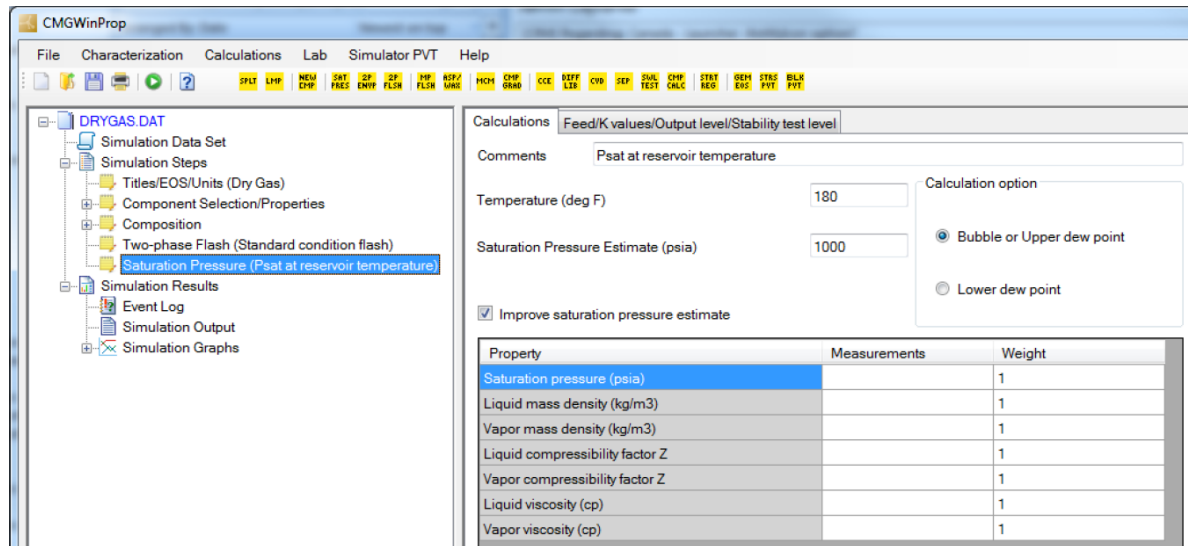


Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

7. Insertar una sección “Saturation Pressure” (**SAT PRES**) en la interfaz de WinProp para realizar un cálculo de presión de saturación a la temperatura de yacimiento.
8. Abra la sección de cálculo de la presión de saturación. En la sección de comentarios escriba "Psat at reservoir temperature". La temperatura del yacimiento y la presión de saturación se estiman en 180 ° F y 1000 psia respectivamente (para gas seco). En los demás casos, inserte la temperatura, tal como figura en la tabla A-1, pero se sigue utilizando una presión de 1.000 psia (Figura A-11).

El valor de entrada de "Saturation Pressure Estimate" se utiliza como una estimación inicial por WinProp durante los procesos de iteración para el cálculo de la presión de saturación real.

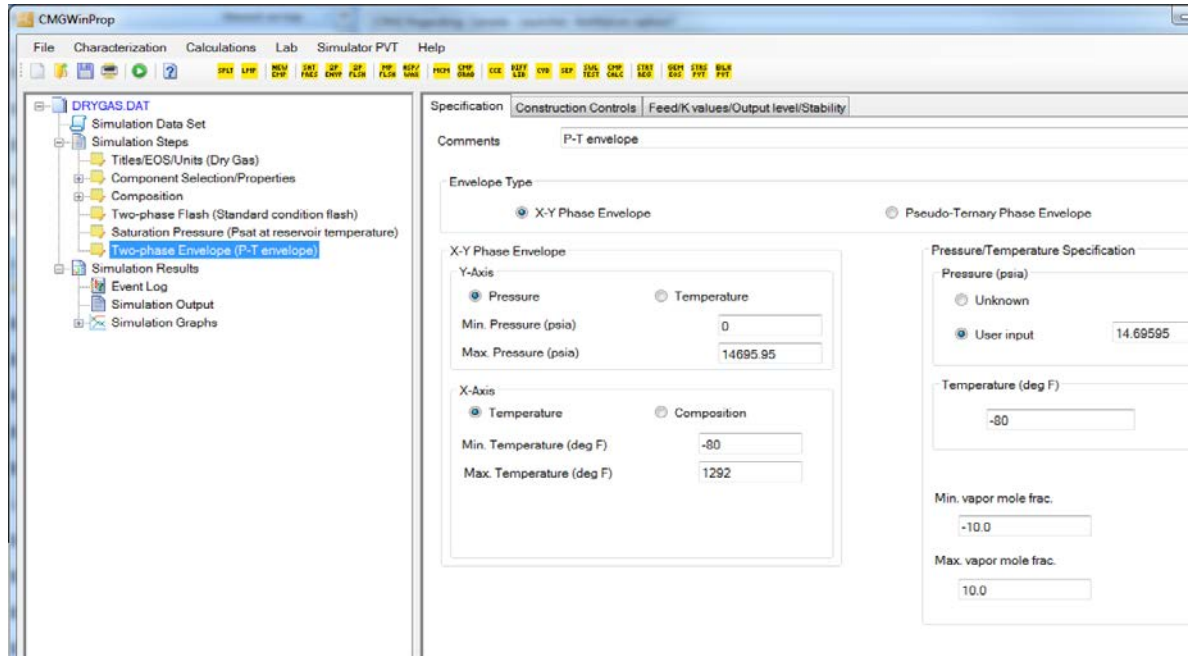
Figura A-11. Ejemplo de la sección de presión de saturación para gas seco.



Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

9. También queremos generar un diagrama de fases de presión-temperatura. Inserte la sección "Two-phase Envelope" (^{2P}ENVP). En la sección de comentarios escriba: " P-T Envelope". Introduzca los datos como se muestra en la Figura A-12.

Figura A-12. Ejemplo de la construcción de la sección “Two-Phase Envelope” para un gas seco.



Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

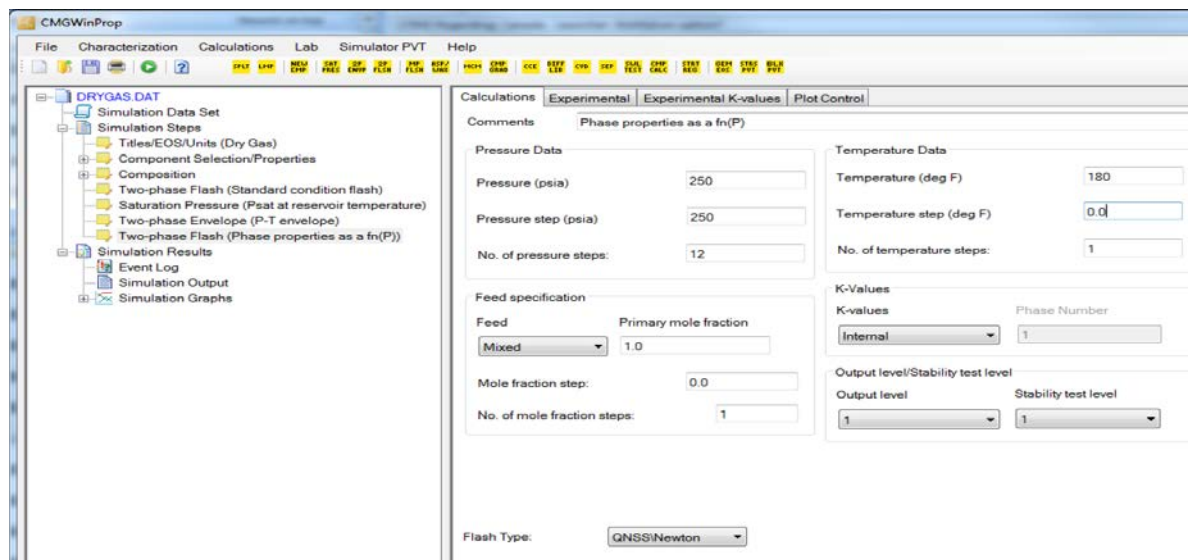
10. Utilizando el cálculo flash de 2 fases, pueden crearse curvas de propiedades de fase versus presión a la temperatura de yacimiento.

Las propiedades que pueden ser representadas son: factor Z, fracciones de fase, densidades, pesos moleculares, “K-values”, entre otros.

Esto puede hacerse mediante la adición de otra sección de cálculo “Two-Phase Flash”. En la sección de comentarios escriba: "Phase properties as a function of Pressure". Introduzca en la temperatura de yacimiento, 180 °F (para gas seco), en “Temperature Step (deg F)”, ingrese 0 (cero), y en “No. of temperature steps”, ingrese 1 (uno). Introduzca en la presión del yacimiento, 250 psia, en “Pressure

step”, ingrese 250 psia, “No. of pressure steps”, ingrese 12 para gas seco y los casos y gas húmedo, y 24 para gas condensado, aceite volátil y aceite negro (ver figura A-13). La temperatura de yacimiento también cambiará dependiendo del caso que está modelando, como se menciona en la tabla A-1.

Figura A-13. Ejemplo del cálculo “Two-Phase Flash” utilizado en la creación de curvas para un gas seco. Otros casos con diferentes temperaturas.



Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

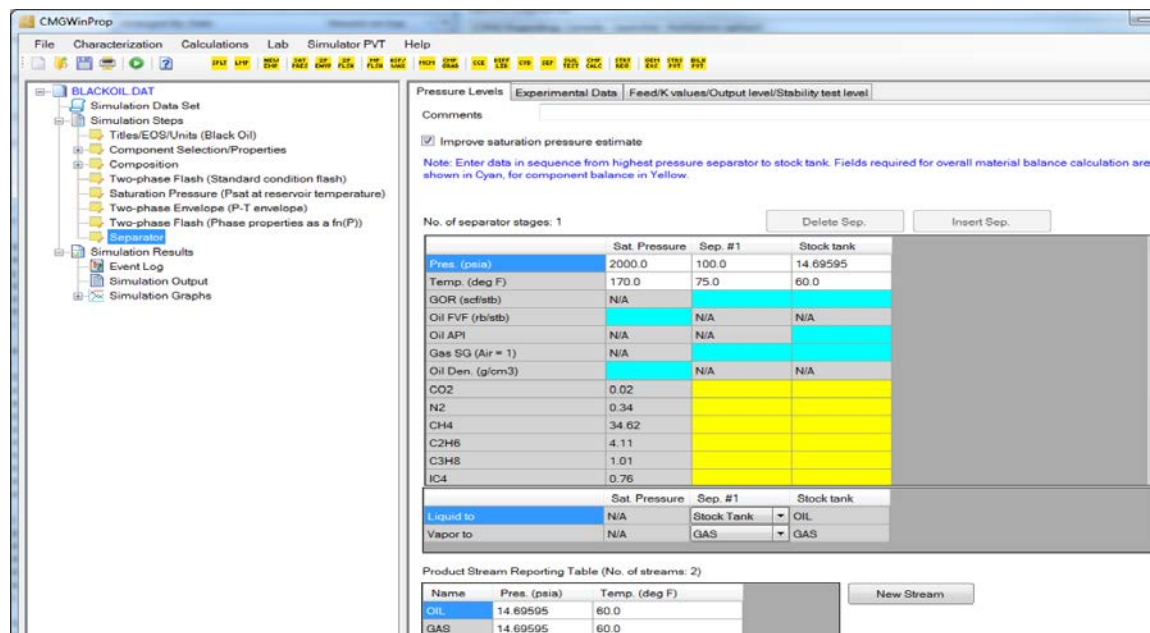
11 En la pestaña “Plot Control” del cálculo “Two-Phase Flash” se seleccionan las propiedades en función del caso (ver tabla A-2).

Tabla A-2. Propiedades a seleccionar dependiendo del caso trabajado.

No.	Caso	Propiedad
1	Gas Seco	Z compressibility factor
2	Gas Húmedo	Z compressibility factor
3	Gas Condensado, Aceite Volátil y Aceite Negro	Phase volume fraction, Z factor, K-values (γ/x)

12. Sólo para casos de aceite, se añade un cálculo de etapa de separador. Agrega la sección “Separator Calculation (SEP)” y posteriormente se ingresa una presión de separador de 100 psia y una temperatura de separador de 75 °F (ver figura A-14). Haga clic en cualquier lugar dentro de la tabla, esto permitirá que luego usted haga clic en el botón “Insert Sep.”. La presión de saturación es la correspondiente a su caso de fluido (en este caso, es 2000 psia), y la temperatura se ingresa dependiendo del tipo de fluido (ver tabla A-1), Finalmente, haga clic en Aceptar (Figura 14).

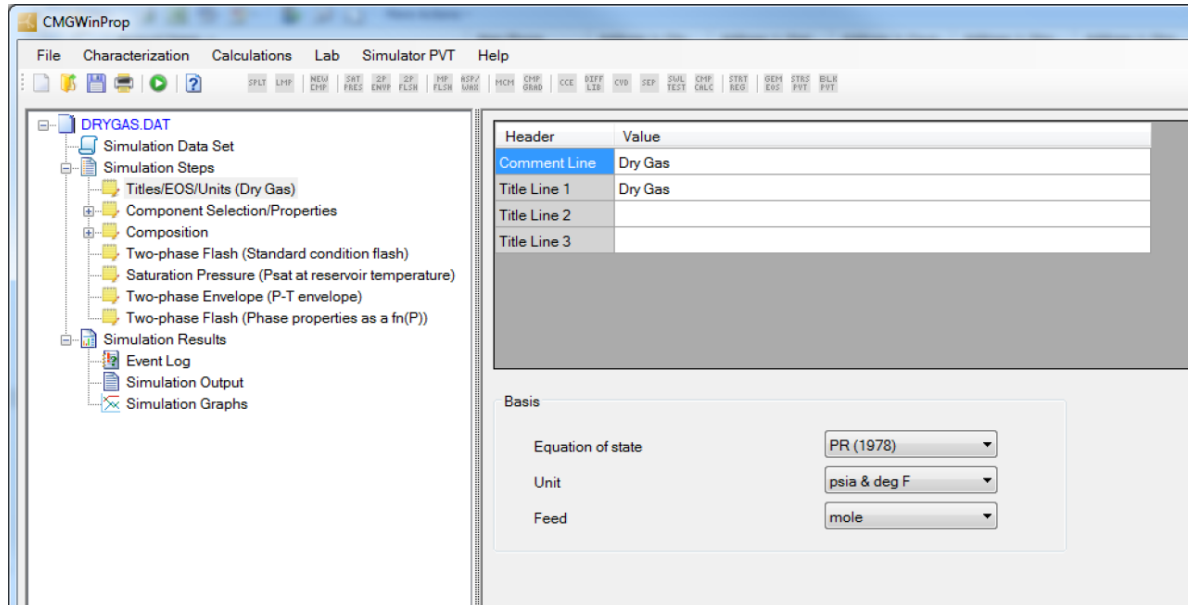
Figura A-14. Ejemplo de la sección “Separator” para aceite negro.



Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

13. La interfaz definitiva de WinProp debe ser similar a la mostrada en la figura A-15 para los casos de gases. Los casos aceite tendrán un cálculo “Separator” añadido después de la última sección “Two-Phase flash”.

Figura A-15. Interfaz de WinProp para modelar un caso de gas seco.

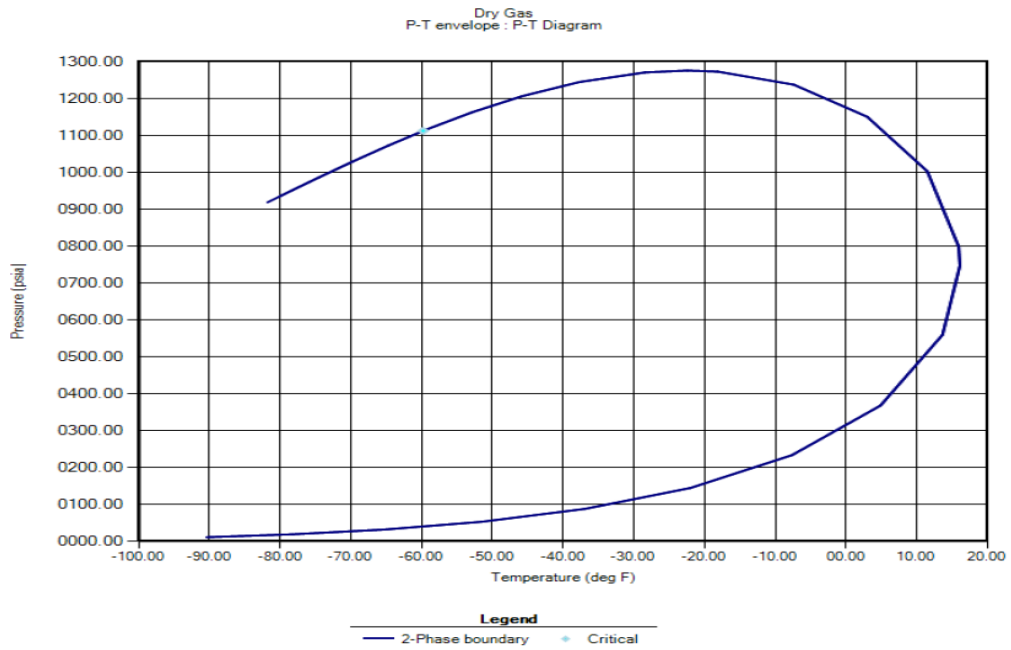


Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

14. Guarde el archivo WinProp como 'drygas.dat' y ejecútelo.

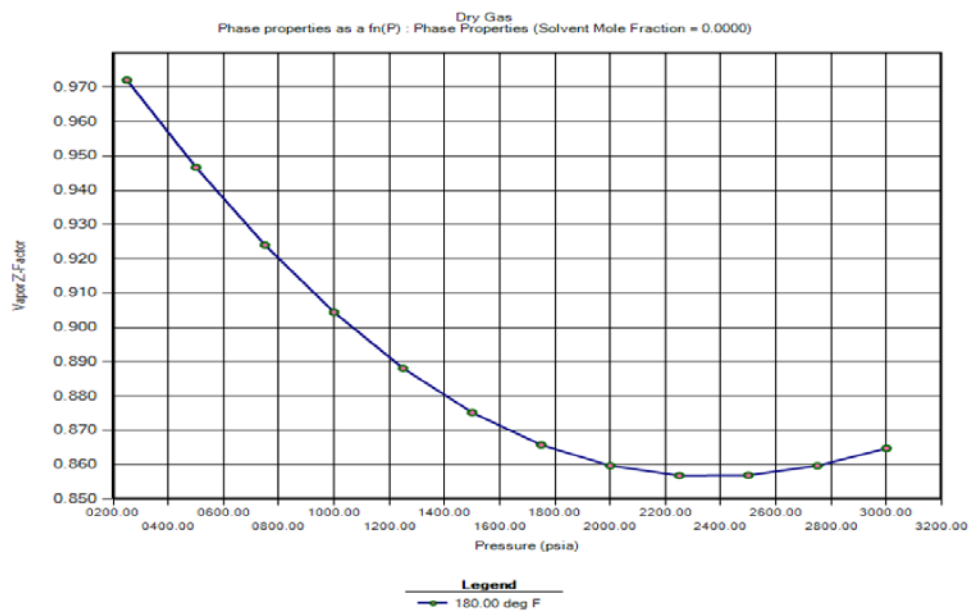
15. Repita los pasos 1 a 14 y para modelar los tipos de fluidos restantes. Guarde los archivos como 'blackoil.dat' 'wetgas.dat', 'gascondensate.dat', 'volatileoil.dat', y luego ejecute. Después de ejecutar estos modelos, pueden analizarse los resultados de la simulación de los diferentes casos. Estos se demuestran en las figuras A-16 a A-24.

Figura A-16. Diagrama de 2 fases P-T para un caso de Gas Seco.



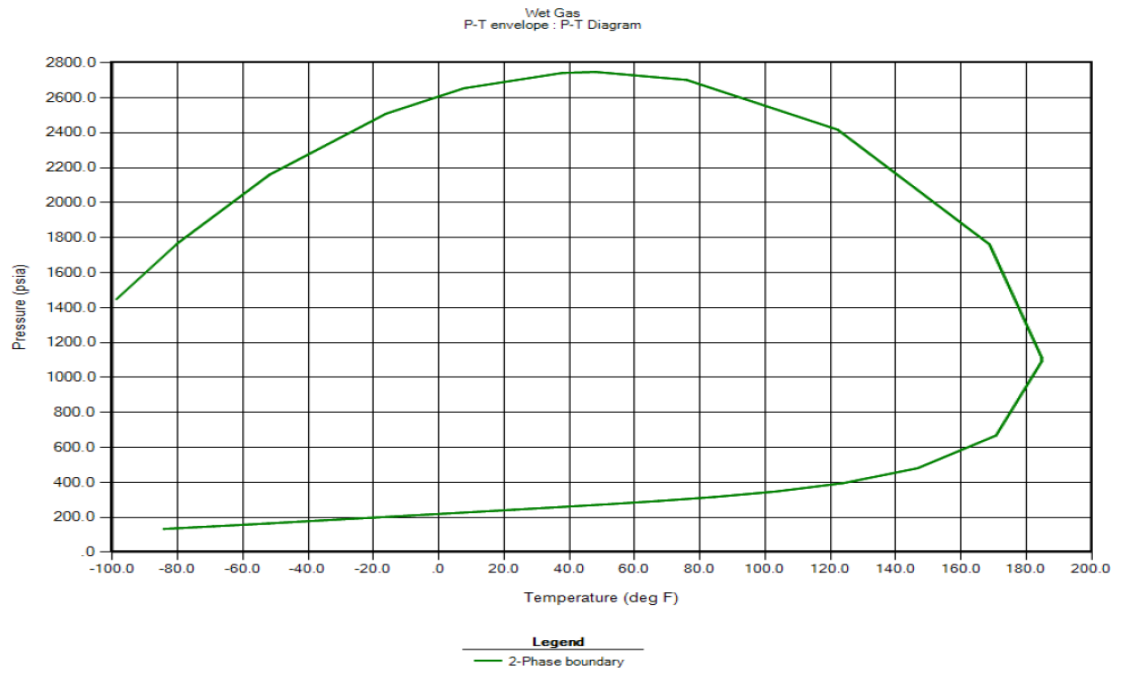
Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

Figura A-17. Factor Z de vapor para caso de Gas Seco.



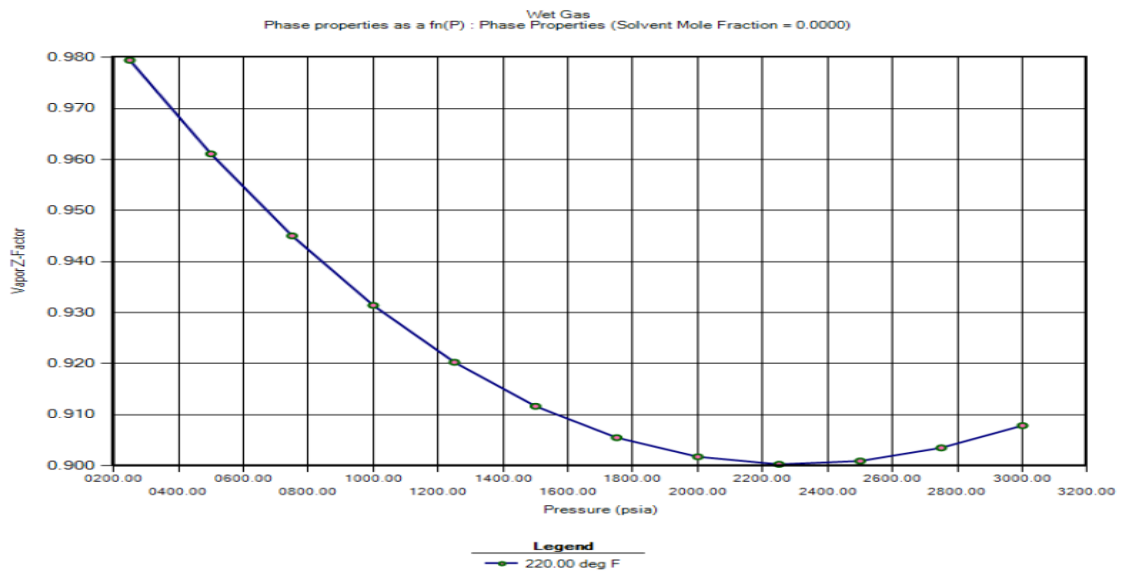
Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

Figura A-18. Diagrama de 2 fases P-T para un caso de Gas Húmedo.



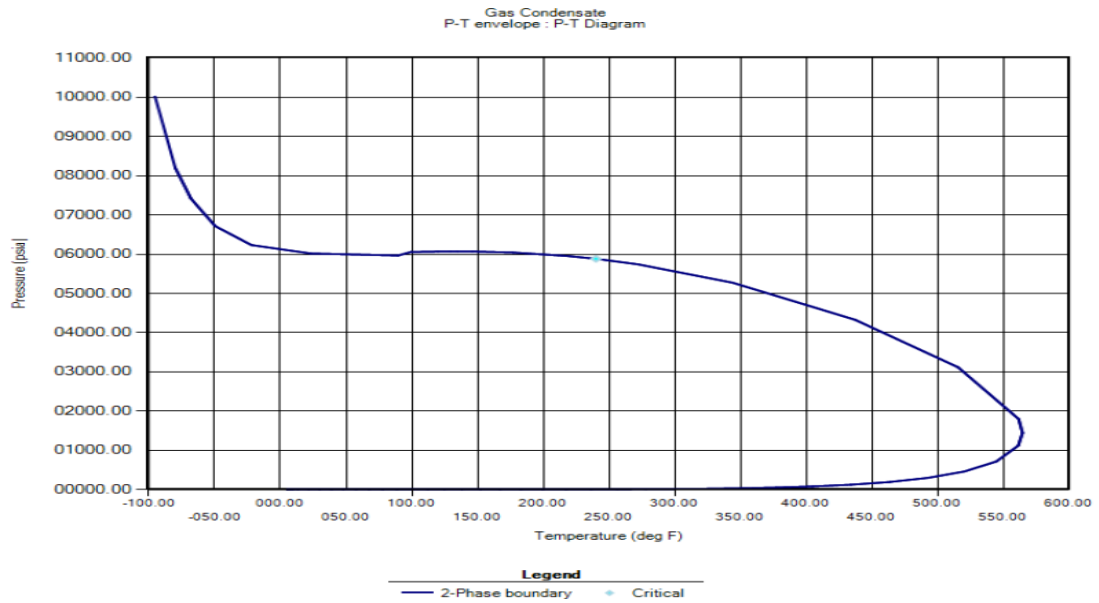
Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

Figura A-19. Factor Z de vapor para un caso de Gas Húmedo.



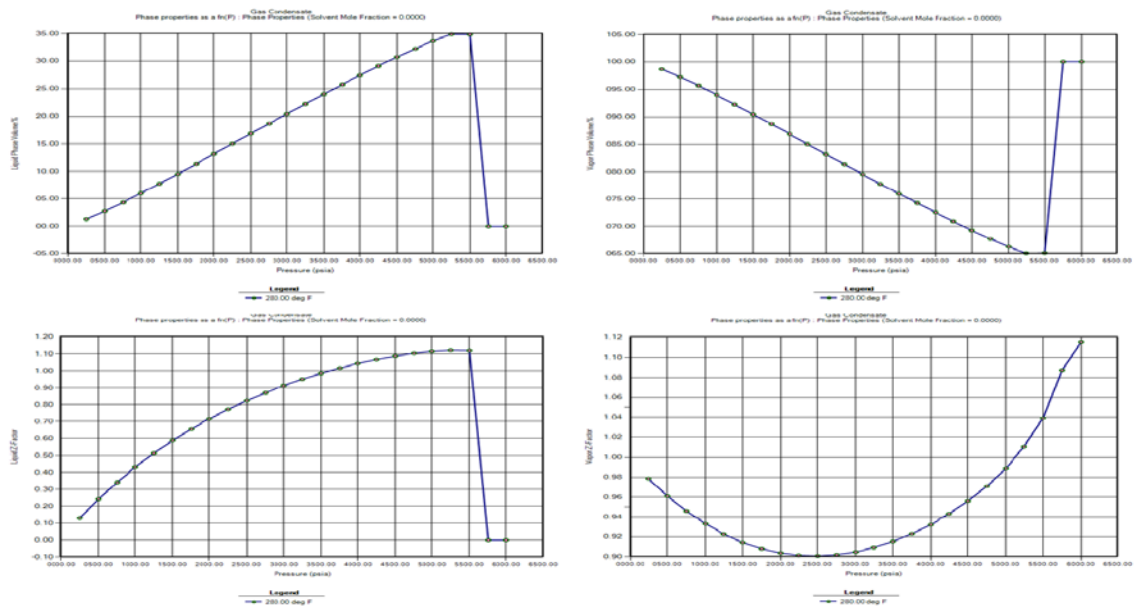
Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

Figura A-20. Diagrama de 2 fases P-T para un caso de Gas Condensado.



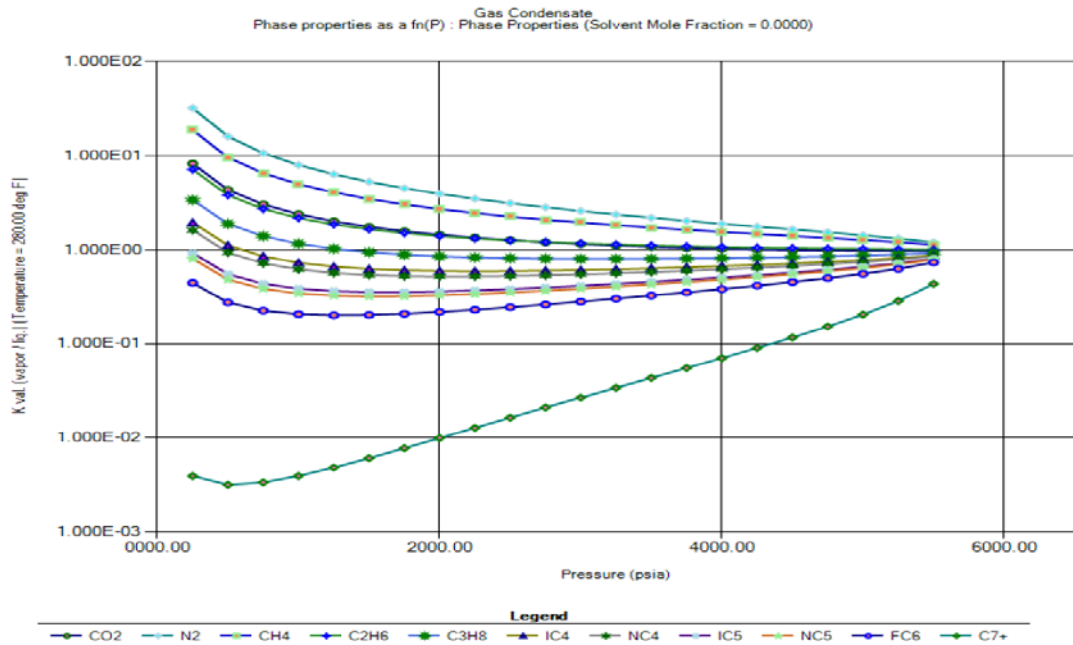
Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

Figura A-21. Fracciones volumétricas y Factor Z para un caso de Gas Condensado.



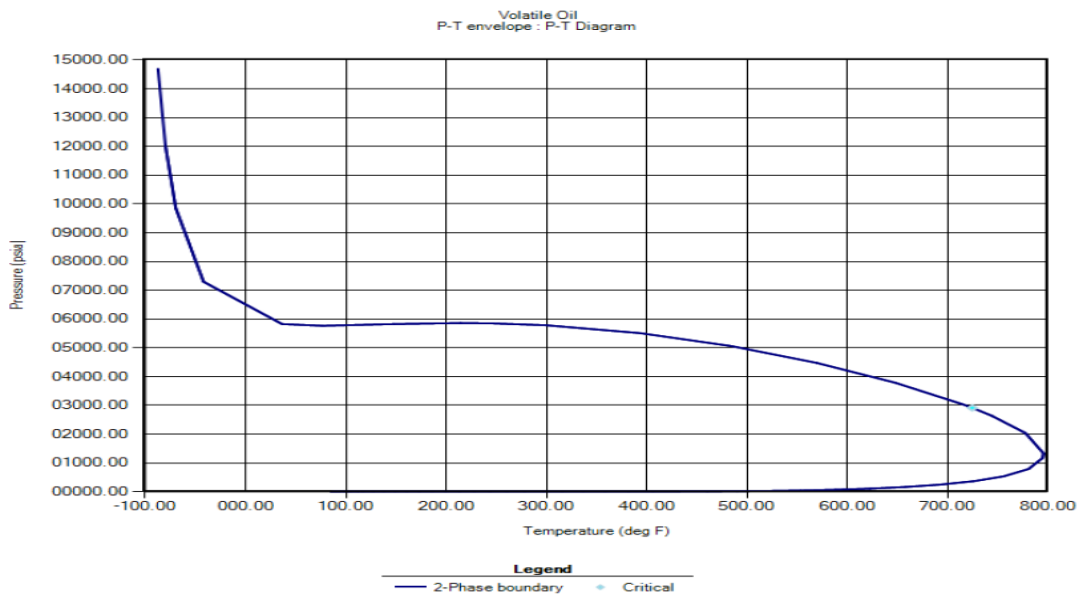
Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

Figura A-22. K-values para un caso de Gas Condensado.



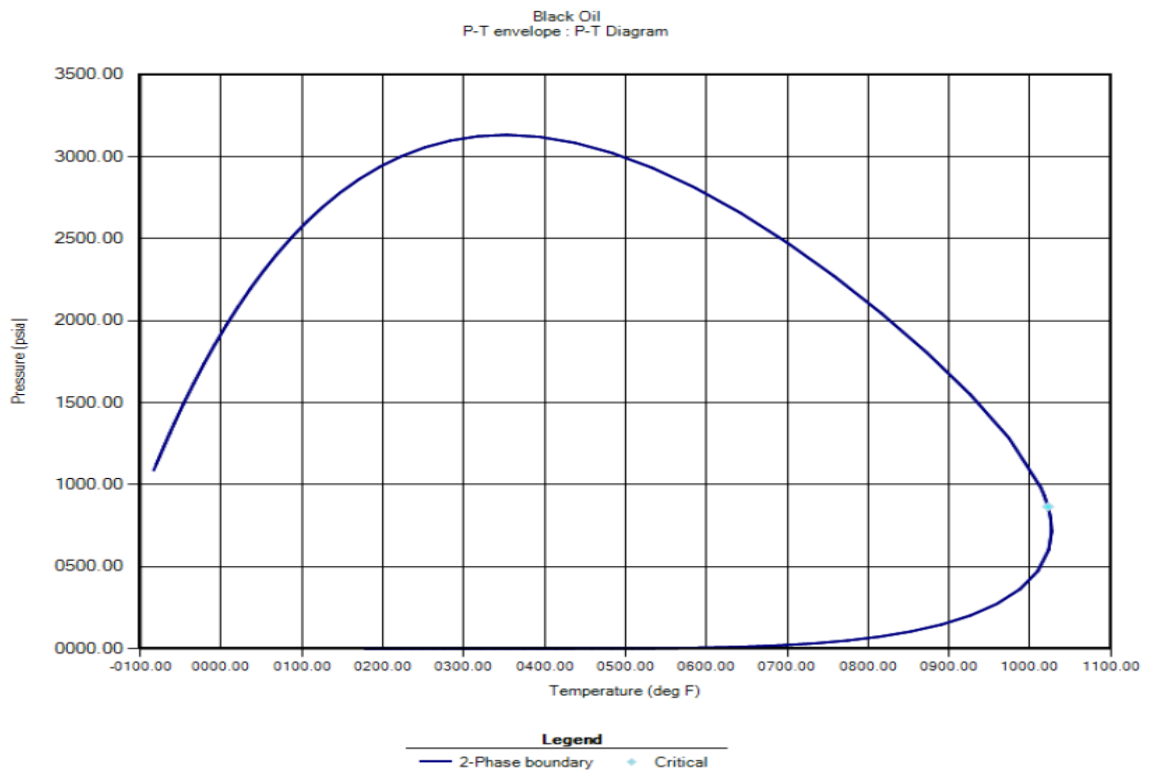
Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

Figura A-23. Diagrama de 2 fases P-T para un caso de Aceite Volátil.




Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

Figura A-24. Diagrama de 2 fases P-T para un caso de Aceite Negro.

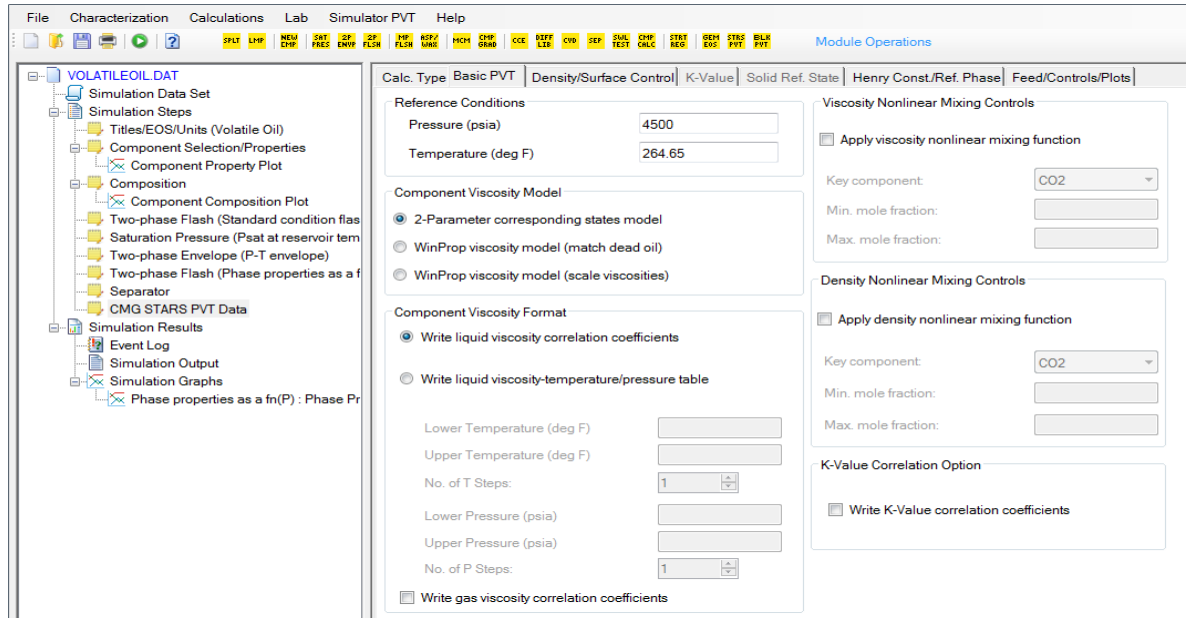


Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

16. Es momento de generar el modelo de fluidos para STARS. Ubíquese en la sección "Simulation Steps" y seleccione "Composition". Vaya a la opción "Simulator PVT" en el menú principal y seleccione "CMG STARS PVT Data", también puede acceder a esta opción a través del siguiente botón .

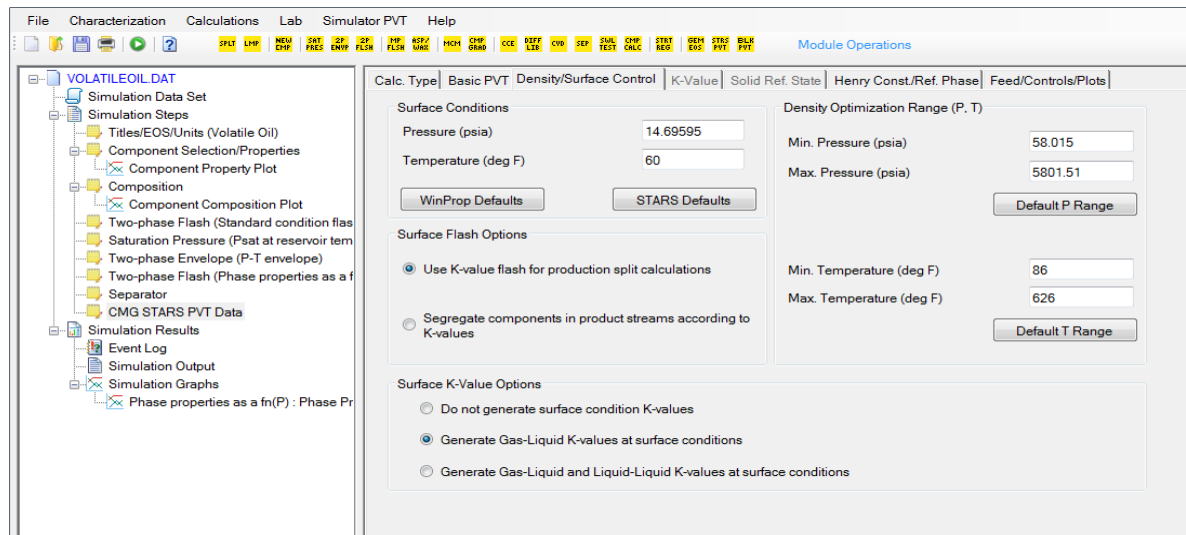
17. Haga clic sobre la casilla "CMG STARS PVT Data", seleccione "Basic PVT" e introduzca los valores mostrados a continuación, correspondientes a la presión y temperatura de referencia (Ver figura A-25). Posteriormente, se ingresan las condiciones de superficie en la sección "Density/Surface Control" (Ver figura A-26).

Figura A-25. Creación de data de fluidos para importar a STARS. Condiciones de referencia.



Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

Figura A-26. Creación de data de fluidos para importar a STARS. Condiciones de superficie.



Fuente: Software COMPUTER MODELLING GROUP

18. El modelo de fluidos ya está terminado. Salve el archivo y ejecútelo presionando el botón "Run". En la carpeta de origen del modelo de fluidos se generará un archivo ".str", el cual podrá ser importado desde el módulo "Components" en Winprop, en la opción "Import Winprop-generated Model". De esta manera se completa este módulo y puede proceder a completar los módulos restantes.

