

25
24

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA



METODOS DE RECUPERACION TERMICA

TRABAJO ESCRITO

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N :

RAUL	OLVERA	PAZ
FIDEL	ARANGO	SANCHEZ
GENARO	ARAMBURO	VEGA
OCTAVIO	STEFFANI	VARGAS



MEXICO, D. F.

1991

FALLA DE ORIGEN



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

INDICE

INTRODUCCION

Página

Capítulo 1

GENERALIDADES

1.1	Introducción	1
1.2	Antecedentes de la Recuperación Térmica	2
1.3	Pruebas Piloto	4
1.4	Importancia Potencial de la Recuperación Térmica	10
1.5	Unidades y Símbolos	12

Capítulo 2

FUNDAMENTOS FISICOS Y MATEMATICOS DE LA TRANSFERENCIA DE CALOR Y MASA EN MEDIOS POROSOS

2.1	Conceptos y Definiciones	16
2.2	Mecanismos de Transferencia de Calor	20
2.3	Balance General de Energía	23
2.4	Mecanismos de Transporte de Masa	25
2.5	Ecuación de Continuidad	29

Capítulo 3

CONCEPTOS DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS

3.1	Modelado del Yacimiento	47
3.2	Modelos de Avance Frontal y Modelos de Rebasamiento para Procesos de Desplazamiento	48
3.3	Bases para la Predicción del Comportamiento del Proyecto	56
3.4	Resistencia al Flujo entre Pozos	58
3.5	Diseño de Procesos Idealizados	62
3.6	Aceite Térmico	63

Capítulo 4

METODOS DE RECUPERACION TERMICA

4.1	Inyección de Agua Caliente	65
4.2	Inyecciones de Vapor	89
4.3	Combustión In-situ	117

Capítulo 5

PERDIDAS DE CALOR

5.1	Pérdidas de Calor en Líneas Superficiales	160
5.2	Pérdidas de Calor en el Pozo	162
5.3	Capacidad Volumétrica Efectiva de Calor de las Formaciones	165
5.4	Pérdidas de Calor hacia las Formaciones Adyacentes	168
5.5	Pérdidas de Calor a través de los Fluidos Producidos	184
5.6	Discusión	189

Capítulo 6

OPERACION

6.1	Instalaciones Superficiales	193
6.2	Instalaciones para la Inyección de Vapor	197
6.3	Instalaciones para la Combustión	198
6.4	Monitoreo	198
6.5	Problemas Operacionales y Control	204

Capítulo 7

ESTADO ACTUAL DE LA RECUPERACION TECNICA

7.1 Estado Actual de los Procesos	211
7.2 Problemas Actuales e Investigación	213
7.3 Otras Aplicaciones	215
7.4 Otros Métodos para Calentar Yacimientos	219

CONCLUSIONES

NOMENCLATURA

REFERENCIAS

INTRODUCCION

Desde el punto de vista económico, la explotación convencional de un yacimiento de aceite podría ser más redituable pues, en términos muy generales, sólo del 15 al 20% del total de los hidrocarburos originales se recupera por mecanismos de recuperación primaria.

Técnicamente, la recuperación térmica se presenta como una atractiva alternativa real para obtener una extracción adicional, siendo su principal objetivo los yacimientos que contienen crudo pesado. Económicamente, su implantación depende fuertemente del valor del petróleo en el mercado internacional. Por consiguiente, su eventual aplicación en un proyecto debe ser decidida cuidadosamente.

El propósito de este trabajo es divulgar los métodos más rápidos y sencillos para estimar, en forma práctica, los diferentes aspectos que influyen en la toma de decisiones de un proyecto de recuperación térmica. No se pretende que la fundamentación matemática presentada sea esencial para la adecuada comprensión del tema sino, más bien, una validación de dichos métodos. También se pretende ayudar a que el ámbito petrolero en México tenga presente que los procesos térmicos son una gran posibilidad para incrementar la recuperación de los yacimientos de aceite.

CAPITULO 1 GENERALIDADES

1.1 Introducción

La gran demanda actual de hidrocarburos en el mundo exige que las reservas que se tienen en este momento sean aumentadas o, por lo menos, mantenidas. La manera de conseguirlo esto es descubriendo nuevos yacimientos -lo cual es muy difícil, pues la reciente crisis económica actual y la caída de los precios del crudo han afectado adversamente la intensidad de las actividades de exploración y desarrollo de nuevos campos- o extrayendo más hidrocarburos de lo que la explotación primaria de un yacimiento puede lograr. Esto último alude a los procesos de Recuperación Secundaria^{1*}, que en nuestro país se ha limitado exclusivamente a la inyección de agua².

La Recuperación Térmica es una modalidad de la recuperación mejorada³, y generalmente se refiere a los procesos que emplean calor para la extracción del aceite de las formaciones subterráneas. El calor necesario es provisto por la inyección de cualquier fluido caliente dentro de la formación que contiene los hidrocarburos. Los fluidos más comunes son el agua caliente (tratada) o su vapor debido a la amplia disponibilidad de ellos en cualquier lugar. Pero el calor no sólo puede ser enviado desde la superficie, sino que también es posible generarlo dentro del yacimiento al provocar la ignición del oxígeno del fluido inyectado (generalmente aire frío), conduciendo al proceso conocido como combustión in-situ. En el proceso, el combustible es suministrado por el aceite original en el lugar. Los procesos térmicos más usados son las inyecciones de vapor y la combustión in-situ.

El propósito de todo proceso térmico es reducir la viscosidad del aceite para aumentar su movilidad y, por consiguiente, mejorar las eficiencias de desplazamiento y de recuperación. Actualmente, la principal aplicación de este tipo de extracción está en los crudos

* Hasta 1989 no se ha reportado ningún proyecto de inyección de gas, ni en operación ni en planes de desarrollo.

** Ver el pie de nota de la página 11.

viscosos.

Las características que debe poseer un yacimiento para poder ser un buen candidato a la recuperación térmica se dan en la tabla 1.1.

TABLA 1.1 - CARACTERISTICAS DE UN YACIMIENTO SUSCEPTIBLE A INYECCIONES DE VAPOR O A COMBUSTION

	Inyecciones de Vapor	Combustión
Profundidad, pies	160 a 5,000	180 a 11,500
Intervalo productor neto, pies	10 a 1,050	4 a 150
Echado, grados	0 a 70	0 a 45
Porosidad, %	12 a 39	16 a 39
Permeabilidad, md	70 a 10,000	40 a 10,000
Gravedad del aceite, °API	-2 a 44	9.5 a 40
Viscosidad del aceite a temperatura inicial, cp	4 a 10 ^b	0.8 a 10 ^b
Saturación de aceite al inicio, %	15 a 85	30 a 94
Aceite original in-situ al inicio, bl/acre-pie	370 a 2,230	430 a 2,550

1.2 Antecedentes de la Recuperación Térmica

El uso de calentadores de fondo, práctica que data del siglo pasado (alrededor de 1865), es el método más antiguo para incrementar la producción por medios térmicos. Las herramientas más comúnmente empleadas son los calentadores eléctricos y los quemadores de gas. Ambos han sido usados satisfactoriamente para incrementar los gastos de producción de aceite de yacimientos que contienen crudo viscoso o parafínico.

Los principales mecanismos que afectan la producción de aceite mediante calentadores de fondo son la reducción de la viscosidad del crudo y la redisolución (prevención de precipitados) de asfaltenos y otros sólidos orgánicos en el crudo.

La combustión in-situ de petróleo ocurrió probablemente durante los proyectos de inyección de aire empleados a principios del siglo para mejorar la extracción de petróleo.

En 1920, Wolcott¹ y Howard² consideraron algunos elementos clave de los procesos de combustión subsuperficial para yacimientos de aceite -incluyendo inyección de aire para quemar parte del crudo para generar calor y reducir su viscosidad, proporcionándole al mismo tiempo una

fuerza de desplazamiento. Estos mismos aspectos fueron reconocidos en patentes emitidas en 1923.

El primer registro de un proceso de inyección de gas caliente en un yacimiento de aceite es el propuesto por Lindaly³ en 1928. El reconoció que el crudo se podía someter a pirólisis y que los compuestos ligeros del crudo podían ser eliminados preferencialmente, y al condensarse aumentarían la gravedad API y disminuirían la viscosidad del crudo. La primera prueba de campo fue en la formación Chusov Township, en la URSS, en 1935⁴. Se inyectó una mezcla de por lo menos 20% de aire en gases calentados entre 842 y 932°F en una caliza somera y heterogénea de un espesor promedio de 340 pies.

La primera publicación sobre una operación de campo del proceso de combustión subsuperficial menciona las pruebas llevadas a cabo en la URSS en 1933⁵. Esas pruebas, sin embargo, fueron realizadas en vetas de carbón, y ahora se conocen como proceso in-situ para gasificación del carbón. El primer intento de aplicación a yacimientos de aceite ocurrió también en la URSS, en 1934⁶. Después de este intento inicial, la utilización del proceso no parece haber prosperado sino hasta una década después.

El uso del desplazamiento por vapor comienza en los años 1931-1932 cuando se inyectó vapor durante 235 días en una arena de 18 pies de espesor a una profundidad de 380 pies cerca de Woodson, Tx. Según Stovall⁷, la presión de inyección estuvo entre 150 y 200 lb/pg², y el gasto de inyección entre 35,000 y 52,500 lbm/día (100 a 150 bla/día). El vapor fue inyectado diariamente sólo durante cuatro horas en los últimos setenta días. No hay registro aparente de uso alguno de la inyección de vapor en los siguientes 20 años, hasta el proyecto piloto en Yorba Linda⁸. Los primeros proyectos de inyección de vapor en gran escala se realizaron en Schoonebeek⁹, Holanda, y Tía Juana¹⁰, Venezuela.

Una prueba piloto de empuje por vapor iniciada en el campo Mene Grande¹¹ jugó un papel de gran importancia en el desarrollo de los procesos de inyección cíclica de vapor:

"En octubre de 1959, la Cía. Shell de Venezuela suspendió una prueba piloto de inyección de vapor en las arenas bituminosas del campo Mene Grande... Durante la inyección de vapor en las arenas a una profundidad alrededor de 550 pies, se excedió la presión de sobrecarga. Alrededor de los pozos de inyección se produjeron cráteres acompañados por erupciones de vapor, agua y petróleo..."

Cuando la prueba se descontinúo, se decidió liberar la presión en los inyectores. Sorpresivamente, produjeron pequeñas cantidades de vapor y considerables cantidades de petróleo (100 a 200 bls/día), aunque nunca antes habían producido petróleo.

En la actualidad, la inyección cíclica de vapor (también conocida como estimulación con vapor o empuje por vapor) consiste en inyectar vapor por un periodo de días o semanas y esperar unos días antes de poner el mismo pozo a producción. Bajo condiciones apropiadas, el procedimiento, con un poco de retraso, permite al operador convertir el pozo inyector en productor que rinde volúmenes significantes de aceite estimulado. Los ciclos de inyección de vapor se pueden repetir, generalmente con menor éxito. Antiguas operaciones de inyección cíclica de vapor han sido convertidas en desplazamientos por vapor para recuperar el aceite remanente.

Lo siguiente es un resumen de los mayores eventos ocurridos en el desarrollo de los métodos de extracción térmica:

- 1931 Inyección de vapor en Woodson, Tx.
- 1949 Combustión seca iniciada en el campo Delaware-Childers, Ok.
- 1952 Combustión seca en el sur de Oklahoma.
- 1955 Combustión inversa empezada en Bellamy, Mo.
- 1958 Estimulación con vapor accidentalmente descubierta en las arenas bituminosas de Mene Grande, Ven.
- 1960 Estimulación con vapor iniciada en Yorba Linda, Cal.
- 1962 Fase combustión húmeda de una combustión empezada en Schoonebeek, Hol.

La utilización de las reglas de escalamiento¹² y de los modelos físicos a escala¹³ (pruebas piloto) desempeñó un papel importante en el desarrollo de los procesos de inyección continua y cíclica de vapor.

1.3 Pruebas Piloto

Como un objetivo general, una prueba piloto es usada para reducir los riesgos técnicos y económicos de una operación comercial propuesta. Las pruebas piloto son anteriores a los proyectos comerciales y no son necesariamente negocio en sí mismas. Por otro lado, las pruebas piloto también sirven para obtener respuesta a problemas específicos relacionados con la aplicación de un proceso en un yacimiento en

particular. El problema puede estar relacionado al yacimiento, al proceso, al aspecto económico, o a alguna interacción entre estos. En un caso, por ejemplo, puede ser necesario mostrar sólo que un frente de combustión puede propagarse en un yacimiento ya inundado con agua. En otro caso quisiera probarse que una modificación de un proceso de inyección de vapor trabaje como se predijo.

Algunos de los objetivos específicos más comunes de las pruebas piloto térmicas son (1) determinar el alcance vertical y areal, (2) determinar las pérdidas de calor, (3) determinar la fluidez y continuidad de un yacimiento, (4) evaluar los problemas de producción y la eficiencia de recuperación, (5) precisar el ritmo de avance de un frente de combustión o de vapor y los tiempos de respuestas de la producción, (6) determinar la cantidad de combustible quemado y los requerimientos de aire en las operaciones de combustión, o las relaciones aceite/vapor en flujos de vapor, (7) determinar la saturación remanente de aceite en zonas barridas por vapor, (8) determinar la inyectividad y su costo, y (9) determinar la distribución de temperaturas vertical y horizontal en el yacimiento.

Consideraciones Generales para el Diseño de una Prueba Piloto

En el diseño de una prueba piloto, las siguientes preguntas son representativas:

1. ¿Es el sitio seleccionado para la prueba piloto representativo del proyecto comercial?
2. ¿Podrían los mecanismos de recuperación estar presentes en las mismas proporciones en el proyecto piloto y en el principal?
3. ¿Podrían los gastos de producción y la eficiencia de recuperación del piloto ser comparables con los del proyecto principal?
4. ¿Qué datos deben obtenerse para evaluar el piloto?
5. ¿Hay necesidad de pozos nuevos?

Para información general sobre el diseño de proyectos piloto, Smith^{14,15} y Craig¹⁶ dan las mejores conclusiones, aunque toman en cuenta el empuje por agua. Faulkner¹⁷ expone los pasos para el diseño e implantación de una prueba piloto terciaria con gas miscible en pozos texanos.

Ubicación de la Prueba Piloto

En general, se debe realizar una piloto en una porción del yacimiento representativa del campo en total por las siguientes razones:

1. El espesor neto, la porosidad, y la saturación de aceite determinan el aceite in-situ y la cantidad recuperada.
2. El espesor total es una medida de la cantidad de calor requerido para calentar el aceite.
3. Las permeabilidades afectan los gastos de flujo.
4. Los casquetes originales de gas, el agua de fondo, y la estratificación afectan el lugar por donde fluyen los fluidos inyectados al yacimiento.
5. La continuidad de las lutitas afecta la facilidad con la cual se mueven los fluidos normalmente hacia las superficies de depósito del yacimiento y la separación por diferencia de densidades que pudiera haber.
6. El grado local de depresionamiento afecta la facilidad de la inyección.
7. La presencia de gas libre puede facilitar la formación de un banco de aceite.

Cuando el propósito primario de una piloto es probar un nuevo proceso (más que determinar cómo un proceso existente trabaja en un campo dado), puede ser más importante seleccionar una porción muy favorable del yacimiento para facilitar la evaluación del proceso.

Necesidad de Pozos Nuevos

Los pozos deben ser diseñados y seleccionados mas cuidadosamente en las operaciones piloto. Una prueba piloto implica falta de experiencia en la aplicación de un proceso a un campo nuevo. Esta falta de antecedentes debe prevenir al operador para que sea especialmente cuidadoso en todos los aspectos, particularmente en los pozos.

En operaciones térmicas, la vida productiva de los pozos que se calientan incide significativamente en el éxito del proyecto. Los pozos en este tipo de proyecto son casi siempre nuevos.

Los pozos de inyección de aire no se calientan, excepto cerca del intervalo de ignición. Un pozo en buenas condiciones, sin pérdidas y bien cementado en el fondo, es buen candidato a ser inyector de aire. En formaciones de gran espesor y en donde se usa la ignición

espontánea, se deben tomar los pasos apropiados para proteger la tubería de revestimiento (T.R. o revestidor o casing) del intervalo productor contra la retrocombustión. En la inyección de vapor, el revestidor en tal pozo probablemente se doblaría o se expandiría hasta llegar más allá del nivel de la superficie sometiendo a esfuerzos las conexiones superficiales a menos que tal expansión se considere y prevenga en el diseño. Si la inyección del vapor se suspende por alguna razón (y hay pocas operaciones que no se suspenden), el revestidor se tensa y enfría, partiéndose frecuentemente en una o más juntas. Para la inyección de fluidos calientes, pues, se usan pozos nuevos.

Lo contrario es generalmente cierto para los productores. El vapor producido estará a baja presión y, consecuentemente, a relativamente baja temperatura. Las fluctuaciones de temperatura a esos bajos niveles raramente causarán fallas en las tuberías de revestimiento bien cementadas. En consecuencia, los pozos productores viejos frecuentemente sirven como pozos productores en procesos de inyección de fluidos calientes.

Los productores en operaciones de combustión requieren atención especial por tres razones: Una razón es que pueden liberarse grandes cantidades de calor cuando el oxígeno entra al pozo y quema al aceite; la temperatura puede elevarse a niveles suficientemente altos y derretir o ablandar al revestidor. Para aliviar estos problemas, los liners (tuberías cortas) y las juntas de fondo se fabrican algunas veces con metales capaces de soportar temperaturas extremadamente altas. Los liners especiales se instalan en pozos bien cementados y en buenas condiciones, pero las juntas de fondo de metal especial requieren que el pozo sea nuevo. Algunas veces, los pozos se protegen con un sistema de monitoreo y control que detecta levantamientos bruscos o altos niveles de temperatura y automáticamente activa un sistema de enfriamiento. La interpretación de las concentraciones de oxígeno en el vapor producido requiere atención especial dado que parte del oxígeno que entra en el agujero puede reaccionar con el crudo del fondo.

Otra razón para poner atención especial a los pozos productores es que están sujetos a la corrosión, que es probablemente la causa de que la T.R. falle a menos que esté protegida de las corrientes y de las altas temperaturas. Aunque estos problemas también pueden solucionarse

con el uso de metales especiales, generalmente es suficiente con el simple uso de inhibidores y del agua de enfriamiento.

La tercera razón es la abrasión, producto de las altas velocidades a las cuales salen los gases de combustión de la formación y del pozo. La abrasión ha contribuido en forma importante a las fallas de fondo del pozo, de la cabeza y del equipo superficial. Las medidas especiales para aliviar la abrasión son: el control del arenamiento, los codos de tubería con un largo radio de curvatura, y el empleo de materiales especiales. Los problemas en los pozos productores por combustión son frecuentemente severos, especialmente en operaciones de combustión en seco a altos gastos. Por estas razones, se perforan y terminan especialmente para este propósito.

Un productor dañado puede tener consecuencias desastrosas en el ritmo de recuperación del aceite. La razón es que el aceite desplazado por el fluido inyectado puede ser empujado más allá del productor, especialmente en yacimientos depresionados que contienen saturaciones significativas de gas. Este desvío puede ocurrir en pozos fracturados o estimulados, aunque en menor grado. El desvío del aceite es especialmente severo en productores que están en o cerca de la periferia del área piloto. Por esto es común rodear al menos un productor con varios inyectores, lo cual ha sido llamado patrón o arreglo "normal"; lo contrario es llamado patrón "invertido", y ambos son ilustrados en la figura 1.1*.

La falla de un pozo mientras se prueba un nuevo proceso (debida a una mala elección o a un mal diseño y terminación) puede retrasar el desarrollo de tal proceso por varios años.

Recolección de Datos

El tipo de datos que puede obtenerse a partir de una prueba piloto, así como los medios usados para interpretar los resultados, viene directamente del propósito primario de la piloto. Los gastos de inyección y producción, las presiones y las temperaturas se miden rutinariamente. Las mediciones de presión y temperatura se obtienen generalmente en la cabeza del pozo y se corrigen para condiciones de fondo. Sin embargo, algunas veces se obtienen a profundidad cuando se usan manómetros para

* Todas las figuras aludidas en el texto se encuentran casi al final de

este trabajo, después de las conclusiones.

medir la presión y termopares para medir la temperatura. La calidad de los datos deseados, junto con su valor y el costo de adquirirlos, determinan finalmente el método a usar.

Otros tipos de datos que frecuentemente se miden incluyen (1) concentraciones de oxígeno y otros gases en muestras de la producción y de muestreo, (2) cambios en la composición del aceite y el agua producida, (3) distribuciones vertical y horizontal de saturaciones, presiones, temperaturas y composiciones, (4) cambios en las propiedades de la roca, (5) cambios en la viscosidad y densidad del crudo y en la salinidad y densidad del agua, (6) datos de corrosión obtenidos por testigos colocados en pozos y líneas superficiales, o en el examen de la tubería y en el trabajo de los inhibidores, (7) datos de la eficiencia de levantamiento obtenidos por medio de pruebas de bombeo, de flujo o de levantamiento de gas, (8) consumo de combustible, y (9) costos del tratamiento de los fluidos producidos e inyectados.

El tipo de pozos de los cuales se toman generalmente los datos, y el tiempo requerido, se ilustran esquemáticamente en la tabla 1.2. Normalmente se perforan pozos de muestreo y de observación y se terminan especialmente para este propósito.

La frecuencia con que se toman los datos varía ampliamente. Raramente se hacen mediciones continuas. Más comúnmente, parámetros clave -como la calidad del vapor en flujo de vapor y las temperaturas de producción y concentraciones de oxígeno del gas producido por procesos de combustión- se miden diaria o semanalmente. Dado que es difícil determinar la calidad del vapor con precisión, se estima frecuentemente. Los gastos totales de producción e inyección y los volúmenes acumulativos se obtienen diariamente. Debido a las limitaciones de las instalaciones de pruebas, los gastos individuales de los productores se miden frecuentemente; el resto del tiempo se mide el gasto total para un grupo de productores y se le da un gasto a cada uno de ellos basándose en su comportamiento previo. La automatización se utiliza extensivamente en algunos proyectos piloto para mejorar las operaciones de control y eficiencia, reducir los requerimientos de potencia y obtener datos en una manera sistemática.

Algunos elementos que sirven para seguir la evaluación de un proyecto piloto son: pozos para la observación de temperatura, pozos

testigos, pruebas de pozo y análisis matemáticos.

La predicción del comportamiento a gran escala de una prueba piloto térmica es una de las tareas más considerables de la ingeniería de yacimientos.

TABLA 1.2 - ORIGEN DE LOS DATOS REUNIDOS EN UNA PRUEBA PILOTO

Datos	Tipo de pozo				
	inyector	Productor	De Observación	De Muestreo	De Nucleo
Temperatura	A,D,P	A,D,P	A,D,P	-	P
Presión	A,D,P	A,D,P	A,D,P	A,D,P	P
Gasto de flujo	D	A,D	-	D(?)	-
Concentración ^a	D	D	-	D	-
Composición ^b	A,D,P	A,D,P	-	A,D,P	P
Distribución ^c	A,D,P	A,D,P	A,D,P	A,D,P	P
Propiedades de la roca ^d	?	?	A(?)	A(?)	P
Propiedades de los fluidos ^e	-	A,D,P	-	A,D,P	P
Corrosión	D(?),P	D,P	P(?)	P(?)	-
Eficiencia de levantamiento	-	D,P	-	-	-
Indice de inyectividad o productividad	A,D,P(?)	A,D,P	A,D,P(?)	-	-

A = antes de la prueba piloto

D = durante la operación de la prueba piloto

P = posterior a la prueba piloto

^a Puede incluir análisis de gas, rastreadores, salinidad, pH, y

^b contenido de ácidos orgánicos

^c Puede incluir gas, crudo, agua y componentes de las rocas antes, durante y después del proyecto

^d Puede incluir temperatura, saturaciones, concentraciones y composiciones

^e Puede incluir porosidad, permeabilidad y propiedades mecánicas

^f Puede incluir viscosidad, gravedad API, densidad y destilación

1.4 Importancia Potencial de la Recuperación Térmica

Además de los crudos viscosos, el carbón y las lutitas petrolíferas son los objetivos más indicados para la aplicación de estos procesos.

Existen vastos depósitos de crudos viscosos, bitumen, carbón y lutitas petrolíferas en todo el mundo.

De acuerdo con Johnson y colaboradores¹⁸, existen grandes reservas de energía en las arenas bituminosas de Venezuela y Colombia (de 1,000 a 1,800 x 10⁹ bl), de Canadá (900 x 10⁹ bl), y de Estados Unidos (30 x 10⁹ bl).

Otra razón que avala el gran potencial de la recuperación térmica es que puede ser usada para desplazar y recuperar crudos ligeros. Excepto posiblemente en donde no hay combustible suficiente para la combustión, o donde el vapor condensado causa daño a la formación, hay pocas razones técnicas conocidas para no considerar los procesos térmicos en la recuperación de cualquier clase de crudo. Por ejemplo, la profundidad es más un factor económico que técnico para el cual tenemos la tecnología necesaria para enviar alguna forma de calor a grandes profundidades. Generalmente, la recuperación térmica no ha sido usada en yacimientos con aceite ligero porque otros procesos (como la inyección de agua) dan una mayor tasa de rendimiento de inversión. El aceite remanente después de la inyección de agua es ahora considerado el objetivo para un tercer intento -el así llamado proceso de recuperación terciaria*.

Los hechos de que alguno de los otros procesos de recuperación mejorada no haya alcanzado la madurez de la recuperación térmica, las presiones que existen para incrementar la producción de aceite y el reconocimiento de que los procesos térmicos pueden ser usados hoy para complementar métodos primarios e incrementar la producción de aceite han acelerado el rápido uso comercial de la recuperación térmica en yacimientos con aceites ligeros.

*Declamo "así llamado" porque el término terciario, como primario secundario, indica actualmente sólo la posición secuencial de un proceso de recuperación relativo a los otros procesos aplicados en la vida del campo. El proceso en sí mismo, en una forma u otra, es usado antes o después en la secuencia de procesos, dependiendo de la circunstancia. Por ejemplo, la combustión todavía puede ser considerada por algunos como un proceso de recuperación secundaria -v.g., para ser usada después de la producción primaria y como un proceso terciario después de un inyección de agua. Sería más preciso y benéfico para el entendimiento general si el término de recuperación mejorada fuera usado consistentemente en lugar de recuperación primaria, secundaria y terciaria. Estos comentarios se aplican no solamente a la recuperación térmica, sino a todas aquellas formas de recuperación mejorada.

1.5 Unidades y Símbolos

Las unidades de campo usadas en esta monografía son las siguientes:

Permeabilidad	millidarcies (md)
Viscosidad	centipoises (cp)
Tiempo	días (día)
Distancia	pies (pie)
Volumen	
Yacimiento	acres-pie (acre-pie)
Líquidos	barriles (bl)
Gases	10^3 pies cúbicos estándar (Mpie ³)
Presión	libras de fuerza por pulgada cuadra (lb/pg ²)
Area	
Yacimiento	acres (acre)
Sección transversal	pies cuadrados (pie ²)
Gasto de flujo	
Líquidos	barriles por día (bpd)
Gases (excepto vapor)	10^3 pies cúbicos estándar por día (Mpie ³ /día)
Vapor	barriles equivalentes de agua (bl _g /día)
Flujo volumétrico	
Líquidos	pies cúbicos por pie cuadrado por día (pie ³ /pie ² -día)
Gases	pies cúbicos estándar por pie cuadrado por día (pie ³ /pie ² -día)
Velocidad	pies por día (pie/día)
Temperatura	grados Fahrenheit (°F)
Masa	libras (lbm)
Calor, energía	unidades térmicas británicas (Btu)

En los capítulos orientados a aplicaciones se presentan las ecuaciones en forma tal que los lectores puedan usarlas tanto con las unidades de campo utilizadas en muchas partes del mundo como con cualquier otro sistema consistente de unidades que se escoja. Para que la ecuación pueda ser aplicada a cualquier sistema de unidades se

introduce un factor de conversión apropiado, el cual se identifica por estar encerrado en paréntesis romboidal.

Aquéllos que deseen trabajar en un sistema de unidades consistentes deberán omitir el factor encerrado en el paréntesis.

Por supuesto, el factor en paréntesis es 1 cuando la ecuación es consistente en las unidades ordinarias de campo; en tales casos, los paréntesis no se utilizan. En caso de duda, use las unidades indicadas y omita (donde aparezca) el factor encerrado en paréntesis.

Los símbolos usados en las fórmulas para representar los conceptos se explican inmediatamente abajo de la fórmula en la que aparecen por vez primera y en la nomenclatura.

CAPITULO 2

FUNDAMENTOS FISICOS Y MATEMATICOS DE LA TRANSFERENCIA DE CALOR Y MASA EN EL MEDIO POROSO

Ciertas partes de este capítulo no están dirigidas a aquéllos que tienen pocos o nulos antecedentes matemáticos. El capítulo tampoco está dirigido a expertos, para quienes la presentación no sería lo suficientemente avanzada. Más bien, debe ser usado como una referencia rápida a las descripciones matemáticas y físicas de la transferencia de masa y calor en medios porosos.

La transferencia de calor y el flujo de fluidos en medios permeables son susceptibles de descripción física y de análisis matemático. Se necesita entender las leyes químicas y físicas que gobiernan la transferencia de calor para el apropiado diseño, implantación, o interpretación de los proyectos térmicos. Las soluciones numéricas de los problemas matemáticos representativos de la realidad física son esenciales, incluso si son sólo estimadas. En la práctica, los cálculos son necesarios para determinar el equipo y estimar la duración y el atractivo económico de los proyectos.

Este capítulo discute los principios físicos fundamentales relacionados a la transferencia de masa y energía y cómo sus modelos matemáticos son usados para desarrollar las ecuaciones diferenciales representativas de los balances de masa y energía. Una condición que generalmente se supone prevalece en todos los procesos del yacimiento es que cada punto dentro del yacimiento está en equilibrio termodinámico. Por ejemplo, la presión parcial de vapor está relacionada termodinámicamente a la temperatura de vapor a través de la relación conocida como ecuación de Clausius-Clapeyron:

$$P_v = P_v(T_v) \quad (2.1)$$

La presión parcial de vapor es también igual a la presión de la fase gas multiplicada por la fracción molar de la fase gas ocupada por el vapor. Aunque la presión y la temperatura varían de un lugar a otro dentro del yacimiento (de tal manera que, en general, no hay equilibrio

ni mecánico ni térmico), se supone que hay un equilibrio local, de modo que donde quiera que el vapor de agua y el agua estén presentes la presión parcial y la temperatura del vapor de agua están relacionadas por la ecuación de Clausius-Clapeyron. Podría pensarse que el equilibrio termodinámico, aunque se supone que existe en el yacimiento, no siempre ocurre. Un ejemplo frecuentemente citado es la sobresaturación de gas en solución, que a veces parece suceder durante la producción primaria. Esta y otras irregularidades aparentes del equilibrio termodinámico son probablemente debidas a fenómenos microscópicos esencialmente. Otra condición que generalmente se supone prevalece es que los fluidos y los minerales de la roca del yacimiento en cualquier elemento de volumen pequeño están a la misma temperatura. Esto esencialmente implica resistencia despreciable al flujo de calor entre los fluidos y los minerales. Obviamente, esta suposición puede ser sólo una aproximación cercana en casos donde el tamaño de los granos del mineral es relativamente pequeño. Que la temperatura de un fluido y la de sus granos adyacentes sean las mismas es una buena suposición en la mayoría de las aplicaciones de importancia práctica. Estudios especiales a veces requieren que ambas temperaturas sean consideradas.

2.1 Conceptos y Definiciones

Antes de discutir los mecanismos de transferencia de calor, es importante definir el significado físico de las propiedades térmicas y conceptos a ser usados.

El calor es una forma de energía. El contenido de calor de un material, también conocido como su entalpía, es la cantidad de energía térmica en una masa dada del material, arriba de una presión y temperatura de referencia. El contenido de entalpía (h) por unidad de masa de material también conocido como entalpía específica, es igual a su energía interna (e) por unidad de masa más un término de flujo de energía proporcional a la razón de la presión (p) a la densidad (ρ) :

$$h = e + p/(\rho J) - [e_r + p_r/(J\rho_r)] \quad (2.2)$$

donde J es el equivalente mecánico del calor y el subíndice r identifica cantidades evaluadas al estado de referencia. Dado que todas

las formas de energía se refieren a un estado arbitrario, la condición de referencia generalmente es omitida de una expresión para energías. Por ejemplo, cuando la energía (e) interna por unidad de masa de un fluido va a ser evaluada, se entiende que la unidad buscada es $e(T,p) - e(T_r,p_r)$. Pero las condiciones de referencia deben ser *siempre* dadas cuando los valores numéricos se presentan o se discuten.

La temperatura (T) es una manifestación de la energía cinética promedio de las moléculas del material debida a la agitación térmica. La temperatura no es energía; más bien, es una medida del contenido de energía térmica de un material. La temperatura de un material es generalmente medida por contacto con otro sistema (como el termómetro), cuyo grado de agitación térmica pueden ser relacionado a un cambio físico medible (tal como la expansión del mercurio en un capilar) después de que los dos sistemas han llegado al equilibrio térmico.

Capacidad calorífica a presión constante (C), también conocida como calor específico isobárico, es la cantidad de calor (o sea, el cambio de entalpía) requerida para aumentar la temperatura de una unidad de masa de material en un grado de temperatura mientras se mantiene una presión constante:

$$C = \left(\frac{\partial h}{\partial T} \right)_p \quad (2.3)$$

La capacidad de calor a volumen constante se define como:

$$C_v = \left(\frac{\partial e}{\partial T} \right)_v \quad (2.4)$$

Ya que la capacidad calorífica de una fase no es función fuerte de la temperatura (excepto cerca de la temperatura crítica), frecuentemente es conveniente expresar la entalpía específica y la energía interna como:

$$h = C(T - T_r) \quad (2.5)$$

y

$$e = C_v(T - T_r) \quad (2.6)$$

donde se entiende que las capacidades de calor representan valores promedio en el rango de temperatura de interés.

A veces es más conveniente expresar la capacidad calorífica de una

substancia por unidad de volumen en lugar de unidad de masa. Entonces es llamada capacidad volumétrica de calor M , la cual es igual al producto ρC , donde ρ es la densidad del material.

La *conductividad térmica* (λ) es una propiedad del material que indica la cantidad de calor transferida en una unidad de tiempo a través del material por unidad de área transversal a un gradiente unitario de temperatura, a condiciones de estado estacionario y en ausencia de cualquier movimiento de fluidos o partículas. La conductividad térmica está definida esencialmente por la ecuación 2.12. Los materiales que tienen altas conductividades térmicas son llamados conductores y los que tienen bajas conductividades son llamados aislantes. En general, la conductividad térmica de cualquier material varía con la presión y la temperatura. En muchos cálculos de ingeniería de yacimientos, los valores promedio a las condiciones esperadas son adecuados, a menos que haya un cambio de fase.

La *difusividad térmica* (α) está definida como la relación entre la conductividad térmica y la capacidad volumétrica de calor:

$$\alpha = \lambda / \rho C \quad (2.7)$$

El *calor latente de vaporización* (L_v) es la cantidad necesaria de calor para cambiar una unidad másica de líquido a su vapor sin cambio en la temperatura, y es igual numéricamente al calor latente de condensación. Cada componente del fluido tendrá una cierta cantidad de calor asociado con su cambio de fase, siendo su magnitud independiente de la dirección del cambio. Para mezclas, el calor latente de vaporización depende de la temperatura, presión y composición. Para componentes sencillos depende o de la temperatura o de la presión.

El *calor de reacción* (Δh_r) es la cantidad de calor liberado o absorbido durante una reacción química por unidad de masa del reactivo. Por ejemplo, la reacción de oxígeno y combustible durante la combustión libera calor. Tal reacción es llamada exotérmica. Un ejemplo de una reacción endotérmica, en la cual la adición de calor es requerida antes de que pueda proseguir, es la descomposición térmica de caliza y dolomita.

Energía potencial gravitacional es la energía por unidad de masa resultante de la posición de un elemento másico en el campo

gravitacional de la tierra por encima de un plano de referencia. Esto se da por:

$$\frac{gz_1}{Jg_c} \quad (2.8)$$

donde z es la distancia a algún plano de referencia elegido arbitrariamente, g es la constante de aceleración debida a la gravedad, y g_c es el factor de conversión de la ley de movimiento de Newton.

La contribución de la energía potencial a la energía total en un proyecto de recuperación térmica común es pequeño excepto donde el cambio en z entre la cima y la base del pozo puede ser grande. Esto no quiere decir que la contribución debida a la gravedad sea despreciable.

La energía cinética es la energía de un elemento de masa asociada con su movimiento. En términos de unidad de masa, es generalmente aproximada a

$$\frac{|u|^2}{2\phi^2 Jg_c} \quad (2.9)$$

donde $|u|$ es la magnitud del flujo volumétrico y ϕ es la porosidad. Las contribuciones de la energía cinética son generalmente las mayores cerca de la pared del pozo, donde las velocidades de los fluidos son las más grandes. Pero la contribución de la energía cinética al balance de energía de un yacimiento es, para propósitos prácticos, despreciable.

La energía total es la suma de las contribuciones previamente discutidas. Se puede considerar que en los procesos de recuperación térmica, la energía total por unidad de masa (e_t) está constituida por los componentes potenciales y entálpicos:

$$e_t = h + \frac{gz}{Jg_c} \quad (2.10)$$

Ya que la capacidad calorífica no es una función fuerte de la temperatura, es conveniente expresar la energía total como:

¹ A menos que se indique lo contrario, el sistema coordenado usado en este trabajo tiene la ordenada orientada verticalmente hacia arriba.

$$e_t = C(T-T_r) + \frac{gz}{Jg_c} \quad (2.11)$$

la cual viene de la definición de capacidad calorífica a presión constante dada por las ecuaciones 2.3 y 2.5. La totalización requeriría la inclusión de la energía cinética dada por la ecuación 2.9 en las ecuaciones 2.10 y 2.11.

2.2 Mecanismos de Transferencia de Calor

Sólo hay tres mecanismos para la transferencia de calor: conducción, convección y radiación. Cada uno de ellos puede ser descrito en términos físicos y matemáticos.

La *conducción de calor* es el proceso por el cual el calor es transferido a través de materiales no conductores por colisión molecular de una región de alta temperatura con una de baja temperatura. La ley física que describe la conducción de calor, conocida como la primera ley de Fourier, es expresada como:

$$u_{\lambda x} = -\lambda \frac{\partial T}{\partial x} \quad (2.12)$$

donde $u_{\lambda x}$ es el ritmo de transferencia de calor por conducción en la dirección positiva x por unidad de área de la sección transversal normal a la dirección x (también conocido como el flujo de calor conductivo en la dirección x), λ es la conductividad térmica del material, y $\partial T/\partial x$ es el gradiente de temperatura en la dirección x . El signo menos muestra que la transferencia es en la dirección de decremento de temperatura. Expresiones similares se aplican para la transferencia de calor conductivo en las direcciones y y z . *Convección de calor* es el nombre comúnmente usado para describir el proceso por el cual la energía es transferida por un fluido fluyendo. Considere un fluido caliente fluyendo a un flujo volumétrico u , con dirección de flujo no especificada. El flujo de calor convectivo asociado, cuya dirección siempre es paralela a la del flujo del fluido, generalmente es escrito como

$$u_r = u \rho C(T-T_r) \quad (2.13)$$

donde T_r es la temperatura de referencia. Esta expresión es una

proximación al flujo de energía convectivo dado por

$$u_T = u_p \left(h + \frac{gz}{Jg_c} + \frac{|u|^2}{2\phi^2 Jg_c} \right) \quad (2.14)$$

donde la expresión en el paréntesis representa la energía total del sistema por unidad de masa. Dado que las contribuciones de las energías cinética y potencial pueden ser convertidas a calor, pero no son calor en sí mismas, u_T es un flujo de energía convectivo más que un flujo de calor convectivo. La transferencia de calor convectiva tiene componentes en las direcciones x , y y z que son proporcionales a los componentes x , y y z del flujo de fluido.

El ritmo de avance de un frente de calor convectivo v_T resultante del flujo de un líquido caliente avanzando a una velocidad promedio v a través de una roca más fría de una porosidad ϕ es expresado por:

$$v_T = \frac{\phi v M_r}{M_r} \quad (2.15)$$

Aquí, M_r es la capacidad calorífica volumétrica de un yacimiento lleno de fluido y M_f es la capacidad calorífica volumétrica del fluido. La dirección del flujo nuevamente no es específica, y la dirección de la velocidad del frente de calor convectivo siempre es paralela al flujo de fluido. Como puede apreciarse de los valores de ϕ , M_r y M_f , la relación de velocidades v_T/v normalmente sería casi 1/3 para los procesos del yacimiento. Entonces, incluso donde no hay pérdidas de calor, la inyección de 1 volumen poroso de agua caliente sólo traería a casi un tercio del yacimiento barrido a la temperatura de inyección. Esto es esquemáticamente ilustrado en la figura 2.1, en la que se muestra que en ausencia de conducción no puede haber calor transferido más allá de la zona calentada convectivamente y que la zona calentada entera está a la temperatura de inyección. Dado que habría un gradiente de temperatura infinito en la superficie frontal de la zona calentada, la inclusión de la transferencia de calor por conducción suavizaría el perfil de temperatura, como lo indica la línea punteada.

La radiación es el proceso por el cual el calor es transferido por medio de ondas electromagnéticas. El ritmo de transferencia de calor

por radiación desde una superficie calentada por unidad de área de la superficie está dada por la ley de Stefan-Boltzmann:

$$u_r = \sigma \epsilon (460 + T)^4 \quad (2.16)$$

donde σ es la constante de Stefan-Boltzmann (1.713×10^{-9} Btu/pie²-hr-°R⁴), la temperatura T está dada en grados Fahrenheit, y ϵ es la emisividad de la superficie. Las emisividades son adimensionales, son iguales o menores a 1 y dependen fuertemente de las superficies. Hay poca radiación térmica a través de materiales opacos como las rocas; por consiguiente, no se considera un mecanismo de transferencia de calor importante en medios porosos. Las excepciones serían donde las superficies irradiantes están separadas ampliamente y el espacio entre ellas está ocupado por fluidos (particularmente gas). Dentro del yacimiento, tales situaciones rara vez se presentan, excepto quizás en la retorta in-situ de lutitas petrolíferas fragmentadas y en la gasificación de carbón.

La radiación es un mecanismo importante de transferencia de calor en calentadores y hervidores, y contribuye a las pérdidas de calor en algunos sistemas de flujo superficiales y subsuperficiales.

Con las definiciones anteriores y despreciando los efectos de radiación, el flujo de energía total debido al flujo de un fluido en la dirección x es la suma de los componentes convectivos y conductivos:

$$\begin{aligned} u_{s,x} &= u_{\lambda,x} + u_{T,x} \\ &= -\lambda \frac{\partial T}{\partial x} + u_x \rho_f h_f \end{aligned} \quad (2.17)$$

donde $u_{s,x}$ es el flujo de energía total en la dirección x, $u_{T,x}$ es el componente del flujo de energía convectiva en la dirección x, y u_x es el componente del flujo volumétrico en la dirección x. Las expresiones similares para el flujo de calor total en las direcciones y y z son:

$$u_{s,y} = -\lambda \frac{\partial T}{\partial y} + u_y \rho_f h_f \quad (2.18)$$

Y

$$u_{e,z} = -\lambda \frac{\partial T}{\partial z} + u_e \rho_f \left(h_f + \frac{gz}{Jg_c} \right) \quad (2.19)$$

2.3 Balance General de Energía

La primera ley de la termodinámica establece que la energía no puede ser ni creada ni destruida. Dado que la energía cinética y el trabajo mecánico realizado por la expansión térmica del yacimiento en sus contornos son generalmente despreciables, la primera ley puede ser establecida, por unidad de volumen, como:

$$\text{La energía neta transferida} + \text{la energía recibida de fuentes} = \text{ganancia en la energía interna} \quad (2.20)$$

En el desarrollo de la ecuación diferencial que describe la conservación de la energía (o balance de energía) se considera el paralelepípedo mostrado en la figura 2.2. Se usa un sistema de coordenadas cartesianas. Los lados de este elemento de volumen infinitesimal es de longitudes Δx , Δy y Δz . La energía es transferida a través de cada una de las seis caras. La energía total transferida hacia el elemento de volumen a través del área $\Delta y \Delta z$ en un período de tiempo Δt es $u_{e,x} \Delta y \Delta z \Delta t$, y la energía total transferida fuera del elemento de volumen que cruza la cara opuesta es $(u_{e,x} + \Delta u_{e,x}) \Delta y \Delta z \Delta t$. La energía neta transferida al elemento de volumen es obtenida agregando las contribuciones paralelas a los tres ejes coordenadas. Esto es

$$\begin{aligned} \text{transferencia neta de energía} &= (u_{e,x} \Delta y \Delta z + u_{e,y} \Delta x \Delta z + u_{e,z} \Delta x \Delta y) \Delta t \\ &- [(u_{e,x} + \Delta u_{e,x}) \Delta y \Delta z + (u_{e,y} + \Delta u_{e,y}) \Delta x \Delta z \\ &+ (u_{e,z} + \Delta u_{e,z}) \Delta x \Delta y] \Delta t \end{aligned} \quad (2.21)$$

$$= (\Delta u_{e,x} \Delta y \Delta z + \Delta u_{e,y} \Delta x \Delta z + \Delta u_{e,z} \Delta x \Delta y) \Delta t \quad (2.22)$$

El gasto de energía salida de las fuentes por unidad de volumen es \dot{Q} . En el período de tiempo Δt y el elemento de volumen $\Delta x \Delta y \Delta z$, la

cantidad de energía salida de las fuentes es expresada como:

$$\text{energía de las fuentes} = \dot{Q} \Delta x \Delta y \Delta z \Delta t \quad (2.23)$$

La energía interna del elemento de volumen en cualquier tiempo t está dada por $\rho e \Delta x \Delta y \Delta z$. Ya que el elemento de volumen es estacionario, la ganancia de energía interna dentro de él es independiente de las variables espaciales y es sólo una función del tiempo. La energía interna en un tiempo $t + \Delta t$ es $[\rho e + \Delta(\rho e)] \Delta x \Delta y \Delta z$, y en el período de tiempo Δt :

$$\text{ganancia en energía interna} = \Delta(\rho e) \Delta x \Delta y \Delta z \quad (2.24)$$

Substituyendo las ecuaciones 2.22, 2.23 y 2.24 en la ecuación 2.20 resulta:

$$\begin{aligned} & - (\Delta u_{e,x} \Delta y \Delta z + \Delta u_{e,y} \Delta x \Delta z + \Delta u_{e,z} \Delta x \Delta y) \Delta t \\ & + \dot{Q} \Delta x \Delta y \Delta z \Delta t = \Delta(\rho e) \Delta x \Delta y \Delta z \end{aligned} \quad (2.25)$$

Dividiendo entre $\Delta x \Delta y \Delta z \Delta t$ da:

$$- \left(\frac{\Delta u_{e,x}}{\Delta x} + \frac{\Delta u_{e,y}}{\Delta y} + \frac{\Delta u_{e,z}}{\Delta z} \right) + \dot{Q} = \frac{\Delta(\rho e)}{\Delta t} \quad (2.26)$$

Y, finalmente, tomando el límite cuando Δx , Δy , Δz y Δt tienden a cero resulta la ecuación diferencial de balance de energía:

$$\frac{\partial u_{e,x}}{\partial x} + \frac{\partial u_{e,y}}{\partial y} + \frac{\partial u_{e,z}}{\partial z} = - \frac{\partial(\rho e)}{\partial t} + \dot{Q} \quad (2.27)$$

Cuando n_p fases están presentes, la energía interna por unidad de volumen (ρe) está dada por:

$$\rho e = (1 - \phi) M_o \Delta T + \phi \sum_{i=1}^{n_p} S_i \rho_i e_i \quad (2.28)$$

donde M_σ es la capacidad calorífica volumétrica de los sólidos del yacimiento, S_i es la saturación de la fase i -ésima, ρ_i es su densidad, y e_i es su energía interna por unidad de masa. (Debe entenderse que las condiciones de referencia T_r , P_r , z_r , etc., son las mismas para todos los términos en las ecuaciones tales como la 2.28.) Los componentes totales del flujo de energía en las direcciones x , y y z son la suma del flujo de calor conductivo y de los flujos de energía convectiva por cada fase fluyente. Por ejemplo, el componente del flujo en la dirección z es:

$$u_{*,z} = -\lambda \frac{\partial T}{\partial z} + \sum_{i=1}^n u_{i,z} \rho_i [h_i + gz / (Jg_c)] \quad (2.29)$$

Expresiones similares representan el flujo de energía total en las direcciones x y y . En la ecuación 2.27, \dot{Q} (gasto total de calor transferido de las fuentes por unidad de volumen) está compuesto por contribuciones tales como el calor de los pozos inyectoros y productores, calor de combustión y reacción, y calor endotérmico de la descomposición mineral. Las fuentes de calor, en principio, pueden ser función de espacio y tiempo, tal como un frente de combustión en movimiento. La fuerza de cualquier fuente también puede ser afectada por las variables dependientes del sistema tales como la temperatura y concentración, y quizás varía con el tiempo (como ocurre, por ejemplo, con un gasto de inyección de calor).

La sustitución de las ecuaciones 2.28 y 2.29 en la 2.27 da la ecuación de balance de energía. Posteriormente se mostrarán tales sustituciones.

2.4 Mecanismos de Transporte de Masa

Un componente particular de un fluido puede ser transportado por difusión molecular y por flujo másico. Aunque la difusión sola puede causar movimiento del componente en un sistema sin flujo, generalmente la difusión y el flujo másico ocurren. El concepto de movimiento de un fluido o de un componente por medio de difusión y flujo másico se compara a la transferencia de calor por conducción y convección, respectivamente, en que la difusión y la convección resultan de interacciones moleculares, mientras que el flujo másico y la convección son fenómenos macroscópicos. Aunque es bien conocido que el flujo

másico de fluido en medios porosos permeables es gobernado por la ley de Darcy, es conveniente discutir el efecto de los gradientes de temperatura.

Para sistemas no isotérmicos, todavía tiene que ser definido un potencial (si verdaderamente existe) para el cual el gasto de flujo volumétrico por unidad de área transversal (o flujo volumétrico o velocidad Darcy) es proporcional al gradiente de potencial. No obstante, la forma generalizada de la ley de Darcy:

$$u_{i,x} = - \frac{k_i}{\mu_i} \frac{\partial p_i}{\partial x} \quad (2.30)$$

$$u_{i,y} = - \frac{k_i}{\mu_i} \frac{\partial p_i}{\partial y} \quad (2.31)$$

y

$$u_{i,z} = - \frac{k_i}{\mu_i} \left(\frac{\partial p_i}{\partial z} + \rho_i \frac{g}{g_c} \right) \quad (2.32)$$

es válida en presencia de un gradiente de temperatura, incluso cuando la permeabilidad efectiva k , la viscosidad μ y la densidad ρ de la fase i son función de la temperatura. Aquí, $u_{i,x}$ es el componente del flujo volumétrico en la dirección x para la fase i (y similarmente para $u_{i,y}$ y $u_{i,z}$), g es la constante de aceleración debido a la gravedad, g_c es el factor de conversión en la ley del movimiento de Newton, y p_i es la presión de la fase i .

Las modificaciones a la ley de Darcy para cuantificar la turbulencia y otros efectos de inercia también se consideran válidos en presencia de variaciones de temperatura.

Además del flujo másico, la transferencia de masa por difusión dentro de una fase es importante en algunos procesos de recuperación. El flujo de masa por difusión, o gasto de flujo másico, por unidad de área transversal, está dado por la ley de Fick:

$$u_{\eta,x} = - D \frac{\partial c}{\partial x} \quad (2.33)$$

la cual es considerada válida en presencia de variaciones de temperatura. Aquí, $u_{\eta,x}$ es el componente de flujo de masa difusivo en

la dirección x , D es el coeficiente de difusión, y c es la concentración del coeficiente de difusión. Por ejemplo, en o cerca de una interfase de combustión, el gradiente de concentración de oxígeno es generalmente grande. La difusión puede dar un flujo de oxígeno significativo a la zona de combustión. El flujo de masa de oxígeno total en la fase gas en la dirección x es

$$(u_{n,x})_{O_2} = -\frac{k_q}{\mu_q} \frac{\partial p_q}{\partial x} c_{O_2} - D \frac{\partial c_{O_2}}{\partial x} \quad (2.34)$$

donde la concentración de oxígeno está dada en masa de oxígeno por unidad de volumen de la fase gas, y $(u_{n,x})_{O_2}$ representa el componente x del flujo de masa de oxígeno. Expresiones similares se aplican para cada componente de fluido dentro de cualquier fase. Dado que los coeficientes de difusión para los gases son del orden de 100 a 1,000 veces mayores que los de los líquidos, sólo el transporte de masa por difusión en gases será considerado en este trabajo. Expresiones similares a la ecuación 2.34 pueden desarrollarse para flujos de masa por difusión en las direcciones y y z .

El coeficiente de difusión efectiva D que aparece en las ecuaciones 2.33 y 2.34 no es la difusividad molecular. Es más bien una difusividad efectiva afectada por porosidad, tortuosidad, tamaño promedio de poro o grano, grado de heterogeneidad y cementación de la roca y velocidad del fluido; más comúnmente llamado coeficiente de dispersión. Los datos de Perkins y Johnson¹, quienes presentan una discusión excelente sobre dispersión, muestran que el coeficiente de dispersión en la dirección del flujo, graficado en la figura 2.3, está dado por

$$D = \frac{D_n}{F_R \phi} + 0.5 \frac{u_{gr} F_i}{\phi} \quad (2.35)$$

donde F_R es el factor de resistividad eléctrica de la formación, D_n es la difusividad molecular para el componente en cm^2/s , u es el flujo volumétrico de la fase en cm/s , y r_{gr} es el radio del grano en cm ; el factor de heterogeneidad F_i está dado en el recuadro de la figura 2.3.

El proceso de difusión-dispersión descrito ocurre dentro de una

fase. Los procesos de difusión-dispersión también juegan un papel significativo en el transporte (transferencia) de masa entre fases diferentes, incluso en sistemas isotérmicos. Uno de los ejemplos más comunes del transporte de masa a través de una interfase afectado por difusión es la recirculación de gas seco en un yacimiento de gas condensado. Aquí, los componentes más ligeros en el condensado se difunden hacia la interfase con el gas pobre inyectado en un proceso isotérmico. Desde aquí se difunden en la fase gas. Entonces, el gas enriquecido fluye de acuerdo a la ley de Darcy, pero el transporte de los componentes en el condensado hacia la fase gas es estrictamente un proceso de difusión. Este proceso también es influenciado por la presión de vapor de los componentes; los más ligeros (que tienen la presión de vapor más alta) son desprendidos preferencialmente; los muy pesados muchas veces se quedan en el yacimiento. Dado que las presiones de vapor aumentan marcadamente con aumentos en la temperatura, el desprendimiento puede ser pronunciado en operaciones térmicas, especialmente en aquellas dirigidas a crudos ligeros.

El gas inyectado o desprendido reduce la presión parcial de otros vapores de hidrocarburos en equilibrio con el crudo. Estas presiones de vapor reducidas, a su vez, reducen la temperatura de ebullición de los componentes del crudo por debajo de sus puntos normales de ebullición.

Al alcanzar porciones más frías del yacimiento, algunos o todos los componentes en la fase vapor podrían condensarse. Los componentes de hidrocarburos condensados son miscibles con el crudo presente en el punto de condensación, un proceso controlado por difusión y dispersión. Lo importante es que en el frente de desplazamiento del vapor el aceite sería (después de un tiempo) mucho más ligero y menos viscoso que el crudo original. En un estado avanzado de inyección de vapor, el aceite residual atrapado por el frente de vapor, cuando es rico en fracciones ligeras, puede ser disminuido hasta una saturación de aceite residual muy baja.

La participación de cualquier componente entre las diferentes fases presentes es gobernada por las condiciones termodinámicas locales. Los factores de partición (conocidas como constantes de equilibrio, relaciones K , y valores K definidos en las ecuaciones 2.37 hasta 2.39) son función de las condiciones locales de presión, temperatura y composición.

Los efectos de solubilidad y adsorción pueden retardar el ritmo de

avance de un componente a través del yacimiento. Por ejemplo, en un proceso de combustión, la aparición del dióxido de carbono en pozos de producción distantes puede ser retrasada debido a su solubilidad en el agua y aceite. El dióxido de carbono se mostrará en los gases producidos cuando la partición de las fases haya sido satisfecha. Esta demora, diferente para componentes diferentes, algunas veces es referida como el efecto cromatográfico del yacimiento.

Un último mecanismo debe ser indicado: la compactación. Aunque no es común, es importante en muchos proyectos térmicos en la costa Bolívar, Venezuela, para forzar a los fluidos a salir de las rocas del yacimiento, la compactación redujo significativamente el volumen poroso, exprimiendo prácticamente el aceite del yacimiento.

2.5 Ecuación de Continuidad

Una descripción matemática del flujo de fluidos en un medio permeable es obtenida a partir de tres leyes o principios: (1) ley de conservación de la masa, (2) leyes que describen el transporte del fluido, como la de Darcy y Pick, y (3) ecuaciones de estado. La ley de conservación de la masa, cuando se aplica a un volumen arbitrario, requiere que:

$$\text{acumulación de masa} = \text{transferencia de masa neta} + \text{la masa que entra de las fuentes} \quad (2.36)$$

Esta ecuación debe ser cierta para cada componente de los fluidos del yacimiento. La mayoría de los yacimientos contienen fases de agua, aceite y gas, y cada una muestra solubilidad o miscibilidad limitada en las otras. Cada una de estas fases puede contener muchos componentes miscibles, hidrocarburos y no hidrocarburos. En algún grado, todos los componentes estarán presentes en las tres fases. Esto es, el número total de moléculas de cualquier componente en un volumen pequeño de yacimiento será dividido entre las fases de gas, aceite y agua. La fracción molar de cualquier componente j en las fases de gas, aceite y agua será denotada por y_j , $x_{o,j}$, y $x_{w,j}$, respectivamente, de modo que las condiciones de equilibrio pueden ser escritas como sigue:

$$y_j = x_{o,j} K_{o,j}(p, T, \text{ otros componentes}) \quad (2.37)$$

y

$$y_j = x_{w,j} K_{w,j}(p, T, \text{ otros componentes }) \quad (2.38)$$

$K_{o,j}$ es llamada la relación de equilibrio o factor K y representa la relación de la fracción molar del componente j en la fase gas y la fracción molar del componente j en la fase aceite. $K_{w,j}$ es la relación de equilibrio que representa la relación de la fracción molar del componente j en la fase gas y la fracción molar del componente j en la fase agua. A veces es conveniente eliminar y_j de las ecuaciones 2.37 y 2.38, lo cual da:

$$x_{o,j} = x_{w,j} \frac{K_{w,j}}{K_{o,j}} (p, T, \text{ otros componentes }) \quad (2.39)$$

Sólo dos de las tres relaciones de equilibrio son independientes.

Los grupos de componentes normalmente se tratan como un pseudocomponente para reducir el número de factores de equilibrio requeridos para el análisis.

Un ejemplo de los valores K para hexanos en un crudo de Oklahoma, tomado de Katz y Hachmuth,² está en la figura 2.6.

Para el vapor de agua es normal usar una relación de equilibrio derivada de la ley de Dalton de presión parcial:

$$x_w = p_w(T)/p_g \quad (2.40)$$

donde $p_w(T)$ es la presión de saturación de vapor (la cual es también la presión parcial de vapor a la temperatura T), y p_g es la presión de la fase gas. Una segunda condición de equilibrio para el componente agua es

$$y_w = x_{ow} K_{ow} \quad (2.41)$$

Como siempre hay una cantidad finita de agua en la fase vapor, se sigue que ($0 < y_w \leq 1$). Esto es cierto incluso cuando se supone que la solubilidad del agua en aceite es cero ($x_{ow} = 0$).

El flujo total de masa del componente j en la dirección x está dada por

$$\begin{aligned}
 (u_{n,x})_j = M_j \left(u_{g,x} \frac{\rho_g}{M_g} y_j + u_{o,x} \frac{\rho_o}{M_o} x_{o,j} \right. \\
 \left. + u_{w,x} \frac{\rho_w}{M_w} x_{w,j} - D_j \frac{\partial}{\partial x} \frac{\rho_g y_j}{M_g} \right) \quad (2.42)
 \end{aligned}$$

la cual viene directamente de la ecuación 2.34 y las definiciones de y_j , $x_{o,j}$, y $x_{w,j}$ y de la concentración del componente en la fase gas, c_j . Expresiones similares se aplican para los flujos del componente j en las direcciones y y z . En esta ecuación, $u_{i,x}$ es el componente x del flujo volumétrico de la fase i , D_j es el coeficiente de dispersión para el componente j en la fase gas, ρ_i es la densidad de la fase i ($i = g, o, w$), y M_j y M_g son los pesos moleculares del componente j y del gas, respectivamente. El c_j y y_j están relacionados por:

$$c_j = M_j \rho_g y_j / M_g \quad (2.43)$$

Un enfoque enteramente análogo al usado en la obtención del balance de energía (ecuaciones 2.20 a 2.27) da

$$- \left[\frac{\partial}{\partial x} (u_{n,x})_j + \frac{\partial}{\partial y} (u_{n,y})_j + \frac{\partial}{\partial z} (u_{n,z})_j \right] \quad (2.44)$$

como los términos de la ecuación diferencial que se origina del primer término de la ecuación 2.36.

La contribución debida a las fuentes de masa del componente j por unidad de volumen del yacimiento, correspondiente al segundo término de la ecuación 2.36 es expresada como:

$$w_j \quad (2.45)$$

Y la contribución representante de la acumulación de masa del componente j , el tercer término en la ecuación 2.36 es:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(M_j \phi \left(\rho_g S_g y_j / M_g + \rho_o S_o x_{o,j} / M_o + \rho_w S_w x_{w,j} / M_w \right) \right) \quad (2.46)$$

donde ϕ es la porosidad; ρ_i es la densidad de la fase i ($i = g, o, w$);

M_i es el peso molecular promedio de la fase i ; S_i es la saturación de la fase i ; $x_{o,j}$, y_j y $x_{w,j}$ son las fracciones molares del componente j en las fases aceite, gas y agua; M_j es el peso molecular del componente j .

La sustitución de las ecuaciones 2.30 a 2.32 y 2.44 a 2.46 en la 2.36 da las ecuaciones diferenciales que surgen de la ley de conservación de la masa para cada componente j :

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial x} \left(x_{o,j} \frac{k_o}{\mu_o} \frac{\rho_o}{M_o} \frac{\partial p_o}{\partial x} + D_j \frac{\partial}{\partial x} \frac{\rho_g y_j}{\mu_g} + y_j \frac{k_g}{\mu_g} \frac{\rho_g}{M_g} \frac{\partial p_g}{\partial x} + \right. \\ & \left. x_{w,j} \frac{k_w}{\mu_w} \frac{\rho_w}{M_w} \frac{\partial p_w}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(x_{o,j} \frac{k_o}{\mu_o} \frac{\rho_o}{M_o} \frac{\partial p_o}{\partial y} + D_j \frac{\partial}{\partial y} \frac{\rho_g y_j}{\mu_g} \right. \\ & \left. + y_j \frac{k_g}{\mu_g} \frac{\rho_g}{M_g} \frac{\partial p_g}{\partial y} + x_{w,j} \frac{k_w}{\mu_w} \frac{\rho_w}{M_w} \frac{\partial p_w}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left[x_{o,j} \frac{k_o}{\mu_o} \frac{\rho_o}{M_o} \right. \\ & \left. \left(\frac{\partial p_o}{\partial z} + \frac{g \rho_o}{g_c} \right) + D_j \frac{\partial}{\partial z} \frac{\rho_g y_j}{\mu_g} + y_j \frac{k_g}{\mu_g} \frac{\rho_g}{M_g} \left(\frac{\partial p_g}{\partial z} + \frac{g \rho_g}{g_c} \right) \right. \\ & \left. + x_{w,j} \frac{k_w}{\mu_w} \frac{\rho_w}{M_w} \left(\frac{\partial p_w}{\partial z} + \frac{g \rho_w}{g_c} \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(x_{o,j} \frac{\rho_o}{M_o} S_o \right. \right. \\ & \left. \left. + y_j \frac{\rho_g}{M_g} S_g + x_{w,j} \frac{\rho_w}{M_w} S_w \right) \right] - w_j / M_j \end{aligned} \quad (2.47)$$

Nótese que la difusión de los componentes ha sido considerada sólo en la fase gas. Cuando se justifique la difusión en los líquidos se suma a la ecuación 2.47. El término fuente w_j puede ser función de la posición, tiempo, temperatura, presión y composiciones, y puede representar la inyección de un componente en un pozo en reparación o la generación de un componente a lo largo de cualquier parte del yacimiento resultante de las reacciones in-situ. En las operaciones de combustión, por ejemplo, la desaparición del oxígeno en el yacimiento en la zona de combustión es tratada como una fuente negativa en movimiento (llamada sumidero), mientras que la inyección de oxígeno

puede ser tratada como una fuente fija.

Para el caso de un yacimiento con n_c componentes, hay n_c ecuaciones diferenciales del tipo de la ecuación 2.47, una por cada componente. En resumen, tenemos un balance de energía obtenido de las sustituciones de las ecuaciones 2.28 y 2.29 en la ecuación 2.27. Entonces tenemos un total de $n_c + 1$ ecuaciones diferenciales. También tenemos $2n_c$ ecuaciones independientes que representan las relaciones de equilibrio del tipo dado por las ecuaciones 2.37 a 2.39. Esto da un total de $3n_c + 1$ ecuaciones. Por otro lado, cada una de las ecuaciones de continuidad tiene 3 incógnitas: y_j , x_{oj} y x_{wj} . La temperatura, presiones y saturaciones de cada fase son incógnitas. Para las tres fases, el número total de incógnitas es entonces $3n_c + 7$. Las seis relaciones adicionales requeridas para permitir la determinación de todas las incógnitas son:

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (2.48)$$

$$P_{c,w,o} = P_o - P_w \quad (2.49)$$

$$P_{c,o,g} = P_g - P_o \quad (2.50)$$

$$\sum_{j=1}^{n_c} y_j = 1 \quad (2.51)$$

$$\sum_{j=1}^{n_c} x_{oj} = 1 \quad (2.52)$$

y

$$\sum_{j=1}^{n_c} x_{wj} = 1 \quad (2.52)$$

Aquí, $P_{c,w,o}$ y $P_{c,o,g}$ son las presiones capilares entre las fases de aceite y agua, y entre las fases de gas y aceite, respectivamente. Las presiones capilares generalmente son consideradas funciones de las saturaciones, pero también pueden depender de la temperatura y presión.

El desarrollo de la ecuación de continuidad seguido aquí es

conocido como composicional, ya que se aplica a cada componente de interés en el proceso del yacimiento considerado. Algunos ejemplos mostrarán la generalidad de la ecuación 2.47 y sus relaciones de soporte.

Debido a que no todos los hidrocarburos líquidos son miscibles entre sí, puede haber más de una fase aceite. En la tabla 2.1 se da el símbolo para la fracción molar de cualquier componente j en cualquier fase i . La última línea refleja las condiciones impuestas por las restricciones similares a las dadas por las ecuaciones 2.51 a 2.53. Esto es, para cualquier fase, la suma de las fracciones molares y sus componentes debe ser igual a la unidad. Note que el subíndice w es usado para denotar el componente del agua, en forma líquida o vapor. Debido al uso, el subíndice w también es usado para representar la fase agua, incluso cuando la fase agua pueda contener grandes concentraciones de materia disuelta.

El sistema de ecuaciones presentado hasta ahora, aunque idealizado para representar propiedades isotrópicas y difusión en la fase gas, únicamente, es formidable. Sin embargo, en muchos ejemplos de interés práctico, las ecuaciones pueden ser simplificadas considerablemente por reducción del número de mecanismos pertinentes a la transferencia de masa y calor o del número de componentes y fases o ambos. Excepto en los casos más simples, las ecuaciones generalmente sólo pueden resolverse con ayuda de computadoras digitales de alta velocidad.

TABLA 2.1.-FRACCION MOLAR DEL COMPONENTE j EN LA FASE i .

Componentes	Fase				
	i-g gas	i-o aceite	i=w agua	ith fase	n th fase
$j = 1 = w$ (agua)	Y_w	x_{ow}	x_{ww}	x_{1w}	$x_{n_p w}$
2	Y_2	x_{o2}	x_{w2}	x_{12}	$x_{n_p 2}$
j-ésimo	Y_j	x_{oj}	x_{wj}	x_{1j}	$x_{n_p j}$
n_c -ésimo	Y_{n_c}	x_{on_c}	x_{wn_c}	x_{1n_c}	$x_{n_p n_c}$
$\sum_{j=1}^{n_c}$	1	1	1	1	1

Ecuaciones de Continuidad para las Fases Aceite, Gas y Agua

En las ecuaciones de continuidad de "fase", las fases de gas y agua son tratadas como componentes y se considera que la fase aceite tiene gas disuelto en ella. Se considera que el gas tiene una composición fija y que la cantidad de gas disuelto en el aceite es una función conocida de presión y temperatura. La base para todos los balances de masa es el volumen de la fase aceite a condiciones de tanque. Una temperatura de referencia es de 60°F, pero la presión de referencia varía de un lugar a otro. Una vez que las condiciones de tanque son especificadas, los balances de volumen del aceite, gas y agua pueden ser convertidos a balances de masa a través de las densidades de las fases a condiciones de tanque. Dado que la fase aceite está compuesta de aceite y gas a condiciones de tanque, podemos escribir:

$$\frac{\rho_{o,r}}{M_{o,r}} + \frac{R_g \rho_{g,r}}{M_{g,r}} = B_o \frac{\rho_o}{M_o} \quad (2.54)$$

donde

$\rho_{o,r}$ = densidad de la masa de la fase aceite a condiciones de tanque,

$M_{o,r}$ = peso molecular de la fase aceite a condiciones de tanque,

R_g = volumen de gas disuelto en la fase aceite por unidad de volumen de aceite (ambos volúmenes están referidos a condiciones de tanque),

$\rho_{g,r}$ = densidad de la masa de la fase gas a condiciones de tanque,

$M_{g,r}$ = peso molecular de la fase gas a condiciones de tanque,

B_o = factor de volumen del aceite, definido como la relación entre el volumen de la fase aceite a cualquier presión y temperatura y el volumen que ocuparía a condiciones de tanque,

ρ_o = densidad de la masa de la fase aceite, y

M_o = peso molecular de la fase aceite.

Los primeros dos términos en la ecuación 2.54 son el número de moles del aceite y gas, respectivamente, presentes en una unidad de volumen de aceite en el tanque. El tercer término es el número de moles de la fase aceite por unidad de volumen de aceite a condiciones de tanque. La ecuación establece que el número de moles de la fase aceite es la suma de los números de moles de aceite y gas a condiciones de tanque. Esto puede reagruparse como:

$$\frac{1}{B_o} \frac{M_o}{M_{o,r}} \frac{\rho_{o,r}}{\rho_o} + \frac{R_w}{B_o} \frac{M_o}{M_{q,r}} \frac{\rho_{q,r}}{\rho_o} = 1 \quad (2.55)$$

donde ahora el primer término es la fracción molar del aceite a condiciones de tanque en la fase aceite, la cual ha sido definida como x_{oo} :

$$x_{oo} = \frac{1}{B_o} \frac{M_o}{M_{o,r}} \frac{\rho_{o,r}}{\rho_o} \quad (2.56)$$

Similarmente,

$$x_{oq} = \frac{R_w}{B_o} \frac{M_o}{M_{q,r}} \frac{\rho_{q,r}}{\rho_o} \quad (2.57)$$

y

$$x_{ow} = 0$$

La substitución de estas expresiones por x_{oo} , x_{oq} y x_{ow} , junto con $y_o = y_w = x_{wo} = x_{wq} = 0$ y $y_q = x_{wq} = 1$, en la ecuación 2.47 da:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{1}{B_o} \frac{k_o}{\mu_o} \frac{\partial p_o}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\frac{1}{B_o} \frac{k_o}{\mu_o} \frac{\partial p_o}{\partial y} \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[\frac{1}{B_o} \frac{k_o}{\mu_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial z} + \frac{g\rho_o}{g_c} \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi}{B_o} S_o \right) - \frac{w_o}{\rho_{o,r}} \quad (2.58)$$

para la fase aceite,

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{1}{B_w} \frac{k_w}{\mu_w} \frac{\partial p_w}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\frac{1}{B_w} \frac{k_w}{\mu_w} \frac{\partial p_w}{\partial y} \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[\frac{1}{B_w} \frac{k_w}{\mu_w} \left(\frac{\partial p_w}{\partial z} + \frac{g\rho_w}{g_c} \right) \right]$$

$$= \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi}{B_w} S_w \right) - \frac{w_w}{\rho_{w,r}} \quad (2.59)$$

para la fase agua, y

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{R_w}{B_o} \frac{k_o}{\mu_o} \frac{\partial p_o}{\partial x} + \frac{1}{B_g} \frac{k_g}{\mu_g} \frac{\partial p_g}{\partial x} \right) \\ & + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{R_w}{B_o} \frac{k_o}{\mu_o} \frac{\partial p_o}{\partial x} + \frac{1}{B_g} \frac{k_g}{\mu_g} \frac{\partial p_g}{\partial y} \right) \\ & + \frac{\partial}{\partial z} \left[\frac{R_w}{B_o} \frac{k_o}{\mu_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial z} + \frac{g\rho_o}{g_c} \right) \right. \\ & \left. + \frac{1}{B_g} \frac{k_g}{\mu_g} \left(\frac{\partial p_g}{\partial z} + \frac{g\rho_g}{g_c} \right) \right] \\ & = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi R_w}{B_o} S_o + \frac{\phi}{B_g} S_g \right) - \frac{w_g}{\rho_{g,r}} \quad (2.60) \end{aligned}$$

para la fase gas.

En el desarrollo de estas ecuaciones de continuidad de "fase", la suposición es que la composición de gas es constante, lo que significa que el peso molecular del gas es independiente de la presión y de la temperatura y que el factor de volumen de la formación para el gas está dado por

$$B_g = \rho_{g,r} / \rho_g \quad (2.61)$$

También nótese que el término M_1 que aparece en el denominador del último término de la ecuación 2.47 debe ser interpretado como el peso molecular de las fases a condiciones de tanque ($M_{1,r}$). Las ecuaciones de continuidad de fase (de la 2.58 a la 2.60) son las mismas desarrolladas por Muskat³, excepto que hemos considerado el caso en el que el gas no se disuelve en la fase agua. La solubilidad de los

componentes adicionales puede ser incluida por procedimientos similares a los usados al considerar el gas disuelto en la fase aceite.

EJEMPLO 2.1 - INYECCION DE VAPOR CON TRES FASES Y DOS COMPONENTES

Considere un proceso de inyección de vapor con fases de gas, aceite muerto y agua, y como componentes algunos hidrocarburos y agua. La difusión es despreciable.

Tenemos $n_p=3$ (tres fases) y $n_c=2$ (dos componentes). De acuerdo con esto, los valores de las fracciones molares son, siguiendo la forma de la tabla 2.1

Componente	F a s e		
	i=g (gas)	i=0 (aceite)	i=w (agua)
j=1=w (agua)	$y_w=1$	$x_{ow}=0$	$x_{ww}=1$
j=2=0 (aceite)	$y_o=0$	$x_{oo}=1$	$x_{wo}=0$
$\sum_{j=1}^2$	1	1	1

Dado que el único componente en la fase gas es vapor (el aceite está muerto), se deduce que $y_w=1$ y $y_o=0$. Ya que el aceite está muerto, no puede haber otro componente disuelto en él, por eso $x_{ow}=0$ y $x_{oo}=1$. La fase agua no tiene otros componentes por eso $x_{ww}=1$ y $x_{wo}=0$.

Para el componente de aceite ($j=0$), la ecuación 2.47 se reduce a

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{k_o}{\mu_o} \frac{\rho_o}{M_o} \frac{\partial p_o}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\frac{k_o}{\mu_o} \frac{\rho_o}{M_o} \frac{\partial p_o}{\partial x} \right] \\ & + \frac{\partial}{\partial z} \left[\frac{k_o}{\mu_o} \frac{\rho_o}{M_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial z} + \frac{g \rho_o}{g_c} \right) \right] \\ & = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{\rho_o}{M_o} S_o \right) - w_o / M_o \end{aligned}$$

y para el componente de agua ($j=w$), se reduce a:

$$\begin{aligned}
& \frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{k_g}{\mu_g} \frac{\rho_g}{M_g} \frac{\partial p_g}{\partial x} + \frac{k_w}{\mu_w} \frac{\rho_w}{M_w} \frac{\partial p_w}{\partial x} \right] \\
& + \frac{\partial}{\partial y} \left[\frac{k_g}{\mu_g} \frac{\rho_g}{M_g} \frac{\partial p_g}{\partial y} + \frac{k_w}{\mu_w} \frac{\rho_w}{M_w} \frac{\partial p_w}{\partial y} \right] \\
& + \frac{\partial}{\partial z} \left[\frac{k_g}{\mu_g} \frac{\rho_g}{M_g} \left(\frac{\partial p_g}{\partial z} + \frac{g \rho_g}{g_c} \right) \right. \\
& \left. + \frac{k_w}{\mu_w} \frac{\rho_w}{M_w} \left(\frac{\partial p_w}{\partial z} + \frac{g \rho_w}{g_c} \right) \right] \\
& = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(\frac{\rho_g}{M_g} S_g + \frac{\rho_w}{M_w} S_w \right) \right] - w_w / M_w
\end{aligned}$$

Note que $M_g = M_w$ y que M_o y M_w son constantes.

También tenemos

$$S_o + S_g + S_w = 1$$

$$P_{c,w} = P_o - P_w$$

y

$$P_{c,g} = P_g - P_o$$

Estas ecuaciones junto con el balance de energía, constituyen un sistema de seis ecuaciones con siete incógnitas (S_o , S_w , S_g , P_o , P_w , P_g y T). Donde no hay presencia de vapor, $S_g = 0$ y las 6 incógnitas pueden determinarse resolviendo las 6 ecuaciones. Donde hay vapor, la ecuación 2.40 es usada con $y_w = 1$ para obtener

$$P_g = P_g(T)$$

la cual proporciona la séptima ecuación. En el caso de vapor sobrecalentado, $S_w = 0$ y el número de ecuaciones también se reduce a seis.

Cuando las contribuciones debidas a la energía potencial son despreciables, las ecuaciones 2.27 a la 2.29 se combinan para llegar a

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial x} \left(-\lambda \frac{\partial T}{\partial x} + u_{o,x} \rho_o C_o \Delta T + u_{w,x} \rho_w C_w \Delta T + u_{g,x} \rho_g h_g \right) \\ & + \frac{\partial}{\partial y} \left(-\lambda \frac{\partial T}{\partial y} + u_{o,y} \rho_o C_o \Delta T + u_{w,y} \rho_w C_w \Delta T + u_{g,y} \rho_g h_g \right) \\ & + \frac{\partial}{\partial z} \left(-\lambda \frac{\partial T}{\partial z} + u_{o,z} \rho_o C_o \Delta T + u_{w,z} \rho_w C_w \Delta T + u_{g,z} \rho_g h_g \right) \\ & = - \frac{\partial}{\partial T} (\rho e) + \dot{Q} \end{aligned}$$

donde $\Delta T = T - T_r$, y T_r es la temperatura de referencia.

Estas son las siete ecuaciones resueltas por Costa y colaboradores⁴ en la simulación numérica de un empuje de vapor desplazando aceite muerto.

EJEMPLO 2.2 - INYECCION DE VAPOR CON TRES FASES Y CUATRO COMPONENTES

Considere un proceso de inyección de vapor de agua con fases de gas, aceite y agua y cuatro componentes. Los componentes son (1) una solución gaseosa de hidrocarburos que puede existir en la fase aceite o gas, (2) una porción destilable del aceite que puede existir en la fase aceite o gas, (3) un hidrocarburo no volátil, y (4) agua. La difusión es despreciable.

Tenemos $n_p = 3$ y $n_c = 4$ de acuerdo a los valores de las fracciones molares que están mostrados en la tabla (2.1).

Estas concentraciones molares dan origen a tres condiciones de equilibrio no triviales:

$$y_1 = x_{o,1} K_{o,1}(p_q, T)$$

$$y_2 = x_{o,2} K_{o,2}(p_q, T)$$

y

$$y_w = p_w(T) / p_q$$

F a s e

Componente	i=g (gas)	i=0 (aceite)	i=w (agua)
j=4=w (agua)	$y_w = \frac{P_w}{P_x}$	$x_{ow} = 0$	$x_{ww} = 1$
j=1 (gas en solucion)	y_1	x_{o1}	$x_{w1} = 0$
j=2 (hidrocarburos liquidos des- tilables)	y_1	x_{o2}	$x_{w2} = 0$
j=3 (hidrocarburos no volatiles)	$y_3 = 0$	x_{o3}	$x_{w3} = 0$
$\sum_{j=1}^4$	1	1	1

Para el componente 1, la ecuación 2.47 se reduce a

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial x} \left(x_{o1} \frac{k_o}{\mu_o} \frac{\rho_o}{M_o} \frac{\partial p_o}{\partial x} + y_1 \frac{k_g}{\mu_g} \frac{\rho_g}{M_g} \frac{\partial p_g}{\partial x} \right) \\ & + \frac{\partial}{\partial y} \left(x_{o1} \frac{k_o}{\mu_o} \frac{\rho_o}{M_o} \frac{\partial p_o}{\partial y} + y_1 \frac{k_g}{\mu_g} \frac{\rho_g}{M_g} \frac{\partial p_g}{\partial y} \right) \\ & + \frac{\partial}{\partial z} \left[x_{o1} \frac{k_o}{\mu_o} \frac{\rho_o}{M_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial z} + \frac{g\rho_o}{g_c} \right) + y_1 \frac{k_g}{\mu_g} \frac{\rho_g}{M_g} \right. \\ & \left. \cdot \left(\frac{\partial p_g}{\partial z} + \frac{\rho_g}{g_c} \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(x_{o1} \frac{\rho_o}{M_o} S_o \right. \right. \\ & \left. \left. + y_1 \frac{\rho_g}{M_g} S_g \right) \right] - w_1/M_1 \end{aligned}$$

Para el componente 2 se obtiene una ecuación similar en todos los

aspectos a la última, escribiendo (x_{o2}, y_2) para (x_{o1}, y_1) y w_2/M_2 para w_1/M_1 . Para el componente 3,

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial x} \left(x_{o3} \frac{k_o}{\mu_o} \frac{\rho_o}{M_o} \frac{\partial p_o}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(x_{o3} \frac{k_o}{\mu_o} \frac{\rho_o}{M_o} \frac{\partial p_o}{\partial y} \right) \\ & + \frac{\partial}{\partial z} \left[x_{o3} \frac{k_o}{\mu_o} \frac{\rho_o}{M_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial z} + \frac{g\rho_o}{g_c} \right) \right] \\ & = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi x_{o3} \frac{\rho_o}{M_o} S_o \right) - w_3 / M_3 \end{aligned}$$

Para el componente 4:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_w}{\mu_w} \frac{\rho_w}{M_w} \frac{\partial p_w}{\partial x} + y_w \frac{k_g}{\mu_g} \frac{\rho_g}{M_g} \frac{\partial p_g}{\partial x} \right) \\ & + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{k_w}{\mu_w} \frac{\rho_w}{M_w} \frac{\partial p_w}{\partial y} + y_w \frac{k_g}{\mu_g} \frac{\rho_g}{M_g} \frac{\partial p_g}{\partial y} \right) \\ & + \frac{\partial}{\partial z} \left[\frac{k_w}{\mu_w} \frac{\rho_w}{M_w} \left(\frac{\partial p_w}{\partial z} + \frac{g\rho_w}{g_c} \right) + y_w \frac{k_g}{\mu_g} \frac{\rho_g}{M_g} \right. \\ & \cdot \left. \left(\frac{\partial p_g}{\partial z} + \frac{g\rho_g}{g_c} \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(\frac{\rho_w}{M_w} S_w \right. \right. \\ & \left. \left. + y_w \phi \frac{\rho_g}{M_g} S_g \right) \right] - w_w / M_w \end{aligned}$$

Además, tenemos que

$$x_{o1} + x_{o2} + x_{o3} = 1$$

$$y_1 + y_2 + y_w = 1$$

$$P_{c..o} = p_o - p_w$$

y

$$P_{c..g} = p_g - p_o$$

El balance de energía, despreciando contribuciones potenciales, es idéntico en forma al que se obtuvo en el ejemplo 2.1.

La ecuación de energía, las nueve ecuaciones precedentes y las tres condiciones de equilibrio no triviales constituyen un sistema de trece ecuaciones con las incógnitas $x_{o,1}$, $x_{o,2}$, $x_{o,3}$, Y_1 , Y_2 , Y_w , S_g , S_w , S_o , p_g , p_w , p_o , y T . Las condiciones de equilibrio se usan para eliminar Y_1 , Y_2 y Y_w . Las presiones capilares se emplearon para eliminar p_g y p_w . S_o puede ser eliminada usando $S_g + S_o + S_w = 1$. Las siete ecuaciones y siete incógnitas resultantes $x_{o,1}$, $x_{o,2}$, $x_{o,3}$, S_g , S_w , p_o y T representan el sistema de ecuaciones resuelto por Coats en la simulación de una inyección continua de vapor con destilación y gas en solución.

EJEMPLO 2.3 - COMBUSTION INVERSA CON UNA FASE Y DOS COMPONENTES

Un ejemplo de un estudio de combustión in-situ revela formas adicionales de las ecuaciones de continuidad y balance de energía. Warren y colaboradores⁶ consideraron un sistema lineal adiabático, en el cual la saturación y la velocidad del gas fueron constantes en espacio y tiempo, y un sumidero de oxígeno (una fuente negativa) resultante de una reacción dependiente de la temperatura entre el oxígeno y una concentración baja de combustible residual, tan baja que su combustión no afectó la porosidad efectiva ni la velocidad del gas.

En este problema hay sólo una fase ($n_p=1$, la fase gas), y dos componentes ($n_c=2$, oxígeno y productos de reacción). Por consiguiente, los valores de las fracciones molares son como sigue:

Componente	F a s e i=g (gas)
j=1 (oxígeno)	Y_{g1}
j=2 (producto de combustión)	Y_{g2}
$\sum_{j=1}^2$	1

No pueden existir valores de equilibrio en un sistema de una fase.

El oxígeno es el único componente seguido, ya que la concentración de otro componente de gas es $y_2 = 1 - y_1$, y su determinación es trivial. Ya que

$$u_g = \frac{k_g}{\mu_g} \frac{\partial p_g}{\partial x}$$

y ϕ y S_g son constantes. La ecuación de continuidad (2.47) se reduce a

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial x} \left\{ D_1 \frac{\rho_g}{M_g} \frac{\partial y_1}{\partial x} - y_1 \frac{\rho_g}{M_g} u_g \right\} \\ = \frac{\partial}{\partial t} \phi S_g \left\{ y_1 \frac{\rho_g}{M_g} \right\} - w_1 / M_1 \end{aligned}$$

Nótese que aquí consideramos la difusión del oxígeno en la fase gas. La cantidad $y_1 \rho_g / M_g$ es la concentración de oxígeno en moles de O_2 por unidad de volumen de la fase gas, c_1 , lo cual lleva a:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left\{ D_1 \frac{\partial c_1}{\partial x} - u_g c_1 \right\} = \phi S_g \frac{\partial c_1}{\partial t} - w_1 / M_1$$

Debido a que el oxígeno está desapareciendo del sistema, la fuente w_1 es llamada entonces sumidero de masa. Así, el término w_1 / M_1 representa el ritmo de consumo de oxígeno en moles por día por unidad de volumen.

El balance de energía obtenido de las ecuaciones 2.27 a la 2.29 llega a ser:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial x} \left\{ \lambda \frac{\partial T}{\partial x} - u_g \rho_g h \right\} = \left[(1-\phi) \rho_o C_o + \phi S_g \rho_g C_{vg} \right] \frac{\partial T}{\partial t} \\ - \Delta h_{O_2} w_1 / M_1 \end{aligned}$$

El último término representa la fuente de calor como el producto del gasto másico del consumo de oxígeno por unidad de volumen del yacimiento (w_1 / M_1) y la cantidad de calor liberado por mole de oxígeno consumido (Δh_{O_2}).

CAPITULO 3 CONCEPTOS DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS

Es importante discutir diferentes tópicos que atañen directamente a la ingeniería de yacimientos, aplicables a todos los procesos de recuperación térmica. Esos tópicos incluyen el modelado del yacimiento, los efectos de la digitación o acanalamiento de los fluidos inyectados, las bases para predecir el comportamiento del proyecto, la estimación de la resistencia al flujo entre pozos, las consideraciones de diseño y una definición del aceite térmico.

3.1 Modelado del Yacimiento

Las descripciones de los yacimientos y el proceso usado para recuperar sus hidrocarburos siempre son idealizados. Estas idealizaciones llevan primero a modelos conceptuales. Cuando se necesitan respuestas cuantitativas, los modelos conceptuales son traducidos a modelos físicos o modelos matemáticos. Los métodos numéricos, análisis matemáticos y una amplia gama de computadoras y calculadoras son empleadas para obtener resultados con estos últimos modelos. El grado de idealización varía con las necesidades de estudio y con la capacidad y herramientas disponibles que tiene el ingeniero. Aún con las herramientas más sofisticadas, sólo podemos representar al yacimiento, su contenido y mecanismos de flujo por medio de burdas idealizaciones.

Para los ejemplos presentados en este trabajo se necesitan descripciones simplificadas (modelos) de los procesos. La evaluación de las expresiones matemáticas resultantes requiere no más de una calculadora de escritorio. La utilidad de los modelos más simples ha sido probada en las décadas pasadas en infinidad de formas. Para el flujo de agua, por ejemplo, se ha desarrollado extensa literatura para obtener respuestas de producción en yacimientos isotérmicos y homogéneos, de propiedades constantes y uniformes (incluyendo espesor de yacimiento, permeabilidad, porosidad y saturación inicial) que contienen fluidos incompresibles con propiedades uniformes y constantes en todo el yacimiento. Estas suposiciones fueron tomadas durante años para estudiar el efecto del patrón de los pozos y la relación de movilidad de un frente vertical (despreciando los efectos

gravitatorios) tipo pistón (despreciando capilaridad y gradientes de saturación) y han proporcionado una gran idea sobre los procesos de inyección. En análisis de pruebas de pozo, a menudo se hacen suposiciones similares acerca de los yacimientos y sus condiciones iniciales. El yacimiento usualmente se supone lleno con un solo fluido de propiedades uniformes y compresibilidad constante. Interpretaciones de datos de pruebas de pozos, a lo mucho válidos para distribuciones de fase relativamente uniformes, son extremadamente útiles en la determinación, no solamente de la presión promedio del yacimiento, sino también de su transmisibilidad¹ (Kh/μ) y la razón de difusividad hidráulica ($K/\phi\mu C$) al cuadrado del radio efectivo del pozo ($r_{e,}^2$).

3.2 Modelos de Avance Frontal y Modelos de Rebasamiento para Procesos de Desplazamiento

Existe únicamente una realidad en los procesos físicos, pero existen muchas formas de interpretarla y modelarla. Para describir los procesos de desplazamiento en el yacimiento se necesita de dos modelos: El modelo AF (de avance frontal) y el de rebasamiento. Originalmente se consideró que los frentes de desplazamiento, como los de combustión y condensación de vapor de agua, eran verticales y se extendían a lo largo del espesor de yacimientos horizontales. Cuando los yacimientos tenían cierto echado o pendiente, los frentes se supusieron normales al plano del yacimiento. Suposiciones similares también se hicieron acerca de la saturación y de los perfiles de temperatura: las isosuperficies se consideraron normales a la estratificación y extendidas a través del espesor del yacimiento. Los modelos con estas características son llamados de avance frontal (AF). Este nombre se usa para distinguirlos de los modelos de rebasamiento, considerados más reales pero más complicados de describir, tanto física como matemáticamente. En el modelo de rebasamiento, los frentes no son verticales. Las causas de rebasamiento incluyen heterogeneidades de las propiedades del yacimiento (como permeabilidad relativa y absoluta, capilaridad y porosidad), distribuciones de saturación inicial y presión, anisotropías del yacimiento, terminaciones parciales de pozo y fuerzas de flotación. Se necesita de un simulador numérico para describir de manera más real al yacimiento.

De las varias causas del rebasamiento, las fuerzas de flotación son las únicas que actúan consistentemente. Los fluidos más densos

siempre tienden a fluir hacia abajo y permanecer en el fondo del yacimiento, permitiendo a los fluidos más ligeros ocupar las partes superiores. La importancia de la flotación no puede ser subestimada en operaciones térmicas. De hecho, puede controlar el tipo de desplazamiento prevaecente en una operación de ese tipo. El grado al cual esto sucede será afectado por los otros factores que afectan el rebasamiento. En casos extremos, por ejemplo, donde existe una zona altamente permeable (zona ladrona) en la parte más baja del yacimiento, puede ser difícil observar el efecto de flotación debido al acanalamiento dramático a través de la zona ladrona. Asimismo, el efecto de flotación no será pronunciado donde el tiempo disponible para que los fluidos se separen bajo la influencia de la gravedad sea pequeño comparado con el tiempo que toma a los fluidos moverse de un inyector a un productor. De aquí que los efectos de flotación serán ligeros donde las velocidades de flujo horizontal son altas comparadas con las del flujo vertical.

El rebasamiento debido únicamente a la flotación se ilustra en la figura 3.1. que muestra el efecto de la relación entre las fuerzas de viscosidad y las de gravedad sobre la forma de un frente de desplazamiento radial de vapor cerca de un pozo de inyección. Se nota el efecto pronunciado que un pequeño cambio en el parámetro de flotación tiene sobre la forma de los frentes de desplazamiento de vapor.

Los efectos de flotación son más pronunciados en procesos de combustión e inyecciones de vapor que en inyecciones de agua debido a la mayor diferencia de densidad entre los vapores y los líquidos que entre agua y aceite. Incrementar el espacio entre pozos tiende a incrementar el tiempo disponible para la separación y a incrementar los efectos de flotación. Presiones de inyección bajas, económicamente ventajosas en cualquier proyecto, provocan bajas densidades de la fase gas y diferencias altas de densidad; éstas provocan, a su vez, flotación. El predominio de la gravedad en operaciones de combustión e inyección de vapor ha sido observada y también el subavance del agua inyectada debido a las fuerzas de flotación en flujo convencional y de agua caliente.

Debemos de considerar que la severidad de rebasamiento puede variar desde flujo no segregado hasta flujo completamente segregado. La discusión sobre los efectos del modelo de rebasamiento es más aplicable

mientras más severo sea el mismo; la discusión sobre los modelos de avance frontal es más aplicable mientras menor sea el rebasamiento. Es importante entender al menos la diferencia cualitativa del comportamiento resultante de los extremos en la severidad del rebasamiento. Las figuras utilizables son la 3.2 y la 3.3.

Resistencia de Calor

Para cualquier gasto de inyección de calor o generación del mismo en el yacimiento, el ritmo de avance del frente de la zona calentada siempre será más rápido donde exista rebasamiento. Aunque el frente de calor penetra más rápido, la temperatura promedio en el espesor completo de la formación y corriente arriba de la parte guía del frente de desplazamiento es menor que en el caso de avance frontal (AF). Dado que la extensión vertical de la zona calentada es más pequeña que el espesor de la formación, algo del calor perdido de la zona calentada está en la formación de interés. De aquí que la fracción del calor inyectado remanente en la formación es mayor bajo condiciones de rebasamiento que bajo condiciones de avance frontal AF. En yacimientos delgados, las porciones "rebasadas" del yacimiento están relativamente cerca de la zona calentada. Estas porciones rebasadas son calentadas por conducción y convección desde la zona calentada. El rompimiento de calor ocurrirá un poco antes bajo condiciones de rebasamiento. La figura 3.2 muestra estas diferencias en la distribución de temperatura donde la zona de rebasamiento está en la cima del yacimiento.

Resistencia al Flujo

Los procesos de desplazamiento térmico usualmente están asociados con la formación de un banco de aceite (y otras zonas) corriente abajo de un frente de calor característico. Este frente es diferente para cada proceso; generalmente es tomado como el frente de combustión en procesos de combustión y el frente de condensación de vapor en procesos de desplazamiento con vapor. En la figura 3.3 se indican bancos de aceite bien definidos, inmediatamente corriente abajo del frente de calor característico, aunque en algunos procesos de desplazamiento térmico existe algo de separación entre él y el banco de aceite. Para este caso supuesto, un balance de materia sobre el aceite proporciona un volumen del banco de aceite V_{ob} como

$$V_{ob} = \frac{S_{oi} - S_{or} - S_{of}}{S_{o,ob} - S_{oi}} V_d \quad (3.1)$$

donde V_d es el volumen desplazado o barrido por el frente de calor característico, $S_{o,ob}$ es la saturación de aceite en el banco (generalmente grande), S_{oi} es la saturación inicial de aceite, S_{or} es la saturación residual de aceite en el volumen barrido, y S_{of} es la saturación equivalente de aceite quemado en el volumen barrido. Generalmente se supone que S_{or} o S_{of} es cero. Cuando el banco de aceite ocupa toda la parte no barrida del yacimiento, se dice que el llenado del banco de aceite ya ocurrió. En el modelo AF, la mayor resistencia de flujo casi siempre ocurre al tiempo de llenado debido a que el aceite cercano al intervalo productor está esencialmente sin calentar (ver figura 3.2). Para crudos muy viscosos, la caída de presión requerida en un modelo AF para incrementar el volumen de la zona barrida a gastos prácticos puede obstaculizar un proyecto económicamente atractivo. En otros casos, el ritmo de crecimiento requerido podría no alcanzarse sin inyectar a presiones por arriba de las de iniciación y extensión de fractura.

Donde el rebasamiento esté presente existen tres efectos sobre la resistencia al flujo:

1.- La distancia desde la superficie delantera de la zona barrida hacia el productor es menor que bajo condiciones de AF (ver figura 3.4.), lo cual tiende a reducir la resistencia al flujo.

2.- La temperatura promedio en la parte no barrida del yacimiento es mayor donde ocurre rebasamiento, tendiendo a reducir la viscosidad del crudo y la resistencia al flujo entre los pozos.

3.- La superficie de la interfase entre la zona barrida y la no barrida bajo condiciones de rebasamiento es probablemente mayor, lo cual llevará a bancos de aceite más delgados. Para un volumen de banco de aceite dado, un área transversal más grande llevaría a una zona más delgada en la dirección del flujo. Y mientras el banco de aceite es más delgado, más baja es la resistencia al flujo asociada.

Cuando se reconoce que la mayoría del calor corriente abajo de la zona barrida está relativamente cerca del frente de desplazamiento, se puede observar que la temperatura promedio en un banco de aceite delgado es más alta que en un banco más grueso.

Desplazamiento de Fluidos

Considere cómo un líquido (o un componente en un líquido) puede ser transportado del punto A al punto B en el yacimiento. La figura 3.4 ilustra al mecanismo. Las fases (aceite, agua y gas) son transportados de acuerdo a la ley de Darcy. De aquí que un líquido puede ser movido del punto A al punto B mediante el flujo de la fase líquida. Los componentes dentro del líquido también pueden ser transportados por difusión (transporte interfacial). Pero un líquido (o un componente en un líquido, tal como heptano en el crudo) también puede moverse desde el punto A al punto B por otras dos rutas. Primera, el líquido puede formar una fase de vapor mediante evaporación y después ser transportado entre los puntos A y B, tal como es ilustrado por la ruta AA'B'B en la figura 3.4. Segunda, el líquido puede disolverse parcialmente en una segunda fase líquida, y ésta puede ser transportada entre los puntos. El reequilibrio entre las dos fases líquidas resultaría en un incremento en el contenido del líquidos de interés en el punto B, vía AA''B''B. De los mecanismos alternos, la transferencia a la fase gas es típicamente más importante para recuperación de aceite mediante métodos térmicos que la transferencia a cualquier otro líquido, aún en aceites muy viscosos. Mecanismos análogos existen para rutas de flujo múltiples para el transporte de un gas (o un componente gaseoso) entre dos puntos.

Ahora, bajo condiciones de rebasamiento hay siempre mayor área superficial entre las regiones barrida y no barrida que la existente bajo condiciones de avance frontal. En esos procesos de recuperación térmica en donde la zona barrida contiene una significativa cantidad de gas fluyente o vapor (excepto solamente en flujo o inyección de agua caliente), la transferencia de masa por destilación juega un papel importante dentro de la zona barrida y en una zona calentada pequeña inmediatamente corriente abajo de ella. Bajo condiciones de rebasamiento existe algo de transferencia de masa desde relativamente grandes volúmenes calentados inmediatamente adyacentes a las zonas barridas. En otras palabras, el aceite rebasado puede ser transportado desde el punto A al punto B mediante una combinación de transferencia de masa a la fase gaseosa y flujo global de la fase gaseosa. Descripciones similares se aplicarían al transporte de productos de combustión disueltos en las fases líquidas y de un líquido disuelto en otro.

El término "proceso de arrastre" es usado algunas veces para caracterizar un proyecto o proceso en el cual existe un pronunciado rebasamiento y en el que el fluido inyectado arrastra en lugar de empujar al aceite hacia los pozos productores. Aunque las palabras "arrastre" y "desplazamiento" evocan diferentes configuraciones de flujos multifásicos, la ley de Darcy describe ambos procesos de flujo. Pero donde el rebasamiento es severo, los gradientes de presión accesibles serían muy bajos para desplazar aceite a altos gastos.

Rompimiento

Una de las características de los modelos de rebasamiento es el pronto rompimiento de los frentes de calor y de desplazamiento en los pozos de producción. Una consecuencia benéfica del pronto rompimiento es que una trayectoria calentada (de relativamente baja resistencia al flujo), conecta un pozo inyector y un productor. El rompimiento generalmente provoca que la presión decline y que se caliente la vecindad del productor (suponiendo que no se ha hecho inyección cíclica de vapor u otra estimulación), que se incremente la movilidad del aceite. Algunas veces, sin embargo, el rompimiento es seguido por dificultades operativas.

Bajo condiciones de rebasamiento, el rompimiento ocurre únicamente sobre una porción limitada del intervalo productor. El calentamiento puede estar localizado y tener un impacto limitado sobre la producción de aceite. Asimismo, una reducción en el gradiente de presión en la vecindad de un productor anula los efectos benéficos del aumento de la movilidad del aceite. Después del rompimiento, el fluido inyectado tiende a circular o a fluir a través de la zona de yacimiento barrida. El uso ineficiente del fluido inyectado -caracterizado por la producción de grandes cantidades de vapor, de agua caliente o de oxígeno no utilizado- debe ser evitado mediante la reducción del gasto de inyección o incrementando la contrapresión del pozo afectado. De otra manera, parte del aumento de movilidad del aceite se ve anulado.

La abrasión de las herramientas del pozo por la arena de formación o finos acarreados en corrientes a alta velocidad de gas producido se acentúa cuando ocurre el rompimiento sobre un intervalo limitado; o sea, bajo condiciones de rebasamiento. Las altas velocidades de gas asociadas a un gasto de flujo másico dado en un intervalo limitado

también pueden conducir a una eficiencia ligeramente inferior de combustión en el yacimiento y puede originar un temprano rompimiento del oxígeno en operaciones de combustión.

En operaciones de combustión bajo condiciones de rebasamiento, el incremento de los flujos de oxígeno resultantes del flujo convergente en un productor puede formar un frente de combustión activo cerca del productor, diferente del frente de combustión primario cerca del inyector. Esto es ilustrado en la figura 3.5, donde las dos zonas de combustión activa están conectadas mediante una zona de combustión ineficiente, permitiendo el paso del oxígeno sin consumir. El frente de combustión secundario formado cerca del productor se comporta en mucho de la misma forma que el frente principal de rompimiento, excepto posiblemente por el hecho de que éste sería observado inesperadamente pronto en la vida del proyecto. El motivo del desarrollo de un frente de combustión secundario donde el flujo de oxígeno es alto es que los gastos locales de generación de calor exceden los gastos locales de pérdida de calor, llevando a tener altas temperaturas y consumos de oxígeno más eficientes.

El tiempo al cual el rompimiento ocurre, la proporción de fluido inyectado producido, el grado de abrasión, el oxígeno contenido en el gas producido, y la formación de frentes secundarios de combustión (estos dos últimos aspectos únicamente en proyectos de combustión) son todos afectados por el grado de rebasamiento en un proyecto.

TABLA 3.1 - DATOS DE ENTRADA TÍPICOS REQUERIDOS POR LOS SIMULADORES
TERMICOS DE YACIMIENTOS

Grupo	Propiedad	Requerimientos
	Valores principales de la permeabilidad absoluta y la conductividad térmica anisotrópicas, asignadas a las direcciones x, y y z	Tres valores de permeabilidad y conductividad
Yacimiento*	Porosidad y capacidad calorífica de la roca de yacimiento	Dos valores por cada bloque

		Permeabilidades relativas para cada fase	Una relación para cada fase en cada bloque de malla; cada relación es una función de las saturaciones y las temperaturas
		Presión capilar	Dos relaciones en función de las saturaciones; se permiten varios pares
		Geometría del yacimiento	Especificar sistema de coordenadas a usar y la localización de pozos y sus fronteras
Sobrecarga y bajocarga		Conductividad térmica y capacidad de calor	Al menos uno de cada uno para cada roca superior y basal
Valores iniciales		Saturaciones, presión, temperatura y composición	Un valor para cada variable en cada bloque de malla
		Densidad y viscosidad de cada fase; compresibilidad de la roca matriz	Una relación para cada fase; cada relación es función de la temperatura, presión y, posiblemente, de la composición
		Propiedades componentes y valores K	Relaciones en función de presión y temperatura
Fluidos		Calor latente de vaporización y presión de saturación	Calor latente de vaporización y relación presión / temperatura a una saturación para cada componente que sufre un cambio de fase

Entalpía y energía
interna de cada fase

Una relación para
cada cantidad por
cada fase en función
de temperatura,
presión y,
posiblemente,
composición

Condiciones de pozo
y de frontera

Rangos, presiones y
temperaturas

Valores máximo y
mínimo,
restricciones y
penalizaciones

* Las propiedades de los bloques de malla, incluyendo dimensiones y localizaciones, se usan para definir el yacimiento.

3.3 Bases para Predecir el Comportamiento de un Proyecto

La calidad y detalle de un estudio de predicción de desarrollo depende de los antecedentes y conocimientos del ingeniero que realiza el estudio; de las exigencias de la gerencia; del tiempo, fuerza humana, herramientas y dinero disponible para el estudio; y de la información disponible acerca del yacimiento y sus fluidos.

Los ingenieros jóvenes prefieren el uso de los simuladores numéricos para hacer sus predicciones, en tanto que aquellos ingenieros que adquirieron experiencia antes de la era de los simuladores prefieren métodos simples para predecir el desarrollo y enfatizar el análisis del comportamiento previo del yacimiento y las respuestas obtenidas de los proyectos térmicos en yacimientos similares bajo condiciones comparables. Cualquier enfoque puede ser válido, pero más importante es el ejercicio de un buen juicio de ingeniería. El segundo enfoque parecería justificado donde el riesgo de falla (tanto de dinero como de producción) es bajo y el éxito es probable. Para proyectos comercialmente grandes que involucran el compromiso de mucho dinero sería prudente basar las predicciones en análisis extensivos y simulaciones de yacimiento físicas y numéricas de resultados de pruebas piloto.

Este trabajo hace hincapié en los modelos y procedimientos relativamente simples para predecir la conducta del yacimiento de un proceso térmico. Los modelos simples son básicamente una combinación de balances de masa y de energía que relacionan el potencial de extracción

con el fluido acumulativo inyectado o con el calor o con ambos. Estos modelos proveen una idea de las características de cada uno de los procesos de recuperación térmica y a menudo son adecuados para evaluar el comportamiento del yacimiento, y los cálculos son descritos fácilmente ya que no requieren más que una calculadora de bolsillo.

Existen procedimientos para solucionar ecuaciones diferenciales que describen el transporte de calor y masa que son intermedios entre el uso de los modelos simples discutidos en este trabajo y el uso de simuladores numéricos de yacimiento disponibles en la industria. Tales procedimientos involucran programas de cómputo que simulan un fenómeno de un proceso en particular. Los simuladores de yacimiento difieren de los simuladores de proceso en que ellos: (1) acomodan un mayor número de bloques de malla, dimensiones (tres) y fases (tres), (2) pueden referir presiones a un plano de referencia común, (3) proveen una variedad de opciones descriptivas de flujo en el yacimiento dentro del pozo (llamados modelos de pozo), (4) pueden operar en tres dimensiones, en corte transversal (dos dimensiones) y en plano (dos dimensiones), y (5) proveen una manera fácil de entrada y salida de información. En resumen, un simulador numérico de yacimientos es un simulador de procesos altamente flexible, de propósito general, y orientado al usuario. Casi siempre, debido a sus límites en número de bloques de malla y duración en intervalos de tiempo, sacrifica cierta exactitud para reducir tiempo de máquina.

La tabla 3.1 sugiere la cantidad de información requerida por un simulador numérico de yacimientos. Específicamente, propiedades de yacimiento tales como permeabilidad y porosidad son datos de entrada en cada bloque de malla, y varios juegos de permeabilidad relativa y presión capilar se usan para describir el yacimiento. Se pueden utilizar transmisibilidades entre los bloques de malla para representar fallas permeables o completamente selladas. En otras palabras, el simulador requiere mayor información acerca de la distribución de propiedades en el yacimiento que las disponibles normalmente. Deben hacerse suposiciones acerca de la homogeneidad y tendencias de las propiedades del yacimiento. Las simulaciones normalmente no se hacen asignando propiedades diferentes de yacimiento en cada bloque de malla. Debe hacerse una decisión cuidadosa para especificar las propiedades que describen el yacimiento y sus fluidos para poder realizar análisis de sensibilidad. Y es aquí donde el ingeniero programador aplica sus

conocimientos y criterio para definir dichas propiedades.

En contraste, los modelos simples generalmente requieren la entrada de pocos datos, pero críticos. A menudo son limitados a flujo radial o lineal, y si no, el volumen total de barrido se supone independiente de las direcciones de flujo. Frecuentemente, el desplazamiento se supone de tipo pistón. Esto significa que existe una brusca diferencia en la saturación de aceite a través del frente de desplazamiento, dejando una cantidad de aceite uniformemente baja en la zona barrida. En algunos casos, sin embargo, se consideran las distribuciones de saturación y se usan en la predicción del comportamiento. El aceite desplazado de la zona barrida se supone producido, aunque frecuentemente se usa un factor de eficiencia de recuperación basado en la experiencia, correlaciones o estudios de laboratorio para explicar los efectos de rebasamiento (acanalamiento), rompimiento prematuro, desplazamiento no uniforme, retrasos en la producción resultantes de los requerimientos de llenado, y otros factores, dicho factor de eficiencia está en el rango de 0.5 a 0.7.

Uno de los resultados más difíciles de obtener con los modelos simples es la variación del gasto de producción. Muchas veces sólo se da un gasto promedio. Los gastos de producción son calculados con base en gastos de inyección y presiones supuestas. Estando basados en balances de energía y masa, sin embargo, dan resultados a menudo adecuados para análisis de selección.

Aunque menos precisos que los resultados de los modelos simples, otros resultados apropiados para análisis de selección son las correlaciones entre los parámetros de yacimiento y de operación y la recuperación.

3.4 Resistencia al Flujo entre Pozos

Para hacer estimaciones de inyección y gastos de producción posibles en procesos de desplazamiento de fluidos, es necesario tener información acerca de la resistencia al flujo entre pozos de interés. Hablando estrictamente, la resistencia al flujo está definida para sistemas de flujo en los que el contenido de fluido local por unidad de volumen no cambia con el tiempo; o sea, el sistema de fluidos debe ser incompresible o estar en un estado estacionario. Aquí discutiremos la resistencia al flujo de un yacimiento que contiene un sólo fluido de viscosidad constante.

La resistencia al flujo en estado estacionario entre pozos generalmente se da únicamente en yacimientos ideales, delgados y horizontales de permeabilidad uniforme e isotrópica, espesor uniforme, y sólo un fluido móvil. De este modo, la transmisibilidad del yacimiento $\bar{\delta} = (kh/\mu)$ se considera constante y uniforme en todo el yacimiento.

Para los patrones de pozos idealizados tales como los arreglos pentagonales, los ritmos de flujo a condiciones de yacimiento en todos los pozos se consideran iguales en magnitud. Cuando todos los radios de pozo son iguales, las caídas de presión entre las vecindades de los pozos inyectoros y productores son también iguales. La resistencia al flujo entre un inyector y cualquiera de sus cuatro productores próximos se llama entonces la resistencia al flujo del patrón pentagonal y está dada por:

$$\frac{1}{I} = \frac{1}{J} = \frac{\Delta p}{q} = \frac{\Delta p}{i} = <141.2 (2\pi) > \frac{F_c}{2\pi\bar{\delta}} \quad (3.2)$$

donde para un arreglo pentagonal repetido² de lado L' ,

$$F_c = 2 \left[\ln \frac{L'}{r_w} - 0.9640 \right] \quad (3.3)$$

Se nota que la resistencia al flujo entre dos pozos es igual al recíproco de la inyektividad $1/I$ y al recíproco de la productividad $1/J$.

Cuando todos los gastos de inyección y producción son iguales a condiciones de yacimiento, F_c es un factor geométrico que depende únicamente de la localización relativa de los pozos y de la relación característica de un gasto de inyección a un gasto de producción. De otro modo, F_c también depende del ritmo de flujo a condiciones de yacimiento en cada pozo. Las expresiones para el factor geométrico F_c correspondientes a otros arreglos de pozos son enlistados en la tabla 3.2. Muskat³ llama a la expresión

$$2\pi/F_c = <141.2(2\pi) > q / \bar{\delta} \Delta P \quad (3.4)$$

la capacidad de producción o capacidad de flujo de un arreglo de pozos.

La figura 3.6 grafica $10^4/141.2F_c = 70.82/F_c = 10^4 q/\Delta P$ para arreglos de pozos más comunes. Donde al factor $q/\Delta P$ se le refiere a veces como la inyectividad normalizada.

La resistencia al flujo entre cualquier inyector J y cualquier productor K en presencia de un número arbitrario de inyectores (n_i) y productores (n_p) puede determinarse mediante superposición de campos de presión resultantes de pozos individuales. La presión resultante de un pozo está dada por la ecuación 2.1. Puesto que el ritmo de flujo i_j en el inyector escogido J podría no ser igual en magnitud al ritmo de flujo q_k en el productor seleccionado K, la resistencia al flujo entre ellos se basa arbitrariamente en el ritmo de flujo q del productor. De nuevo, todos los ritmos son a condiciones de yacimiento:

$$\frac{1}{J_{j,k}} = \frac{\Delta p_{j,k}}{q} = <141.2 (2\pi) \frac{F_c}{2\pi D} \quad (3.5)$$

Para localizaciones arbitraria de pozos,

$$F_c = \frac{i_j}{q_k} \ln \left[\frac{L_{j,k}}{r_{w,j}} \right] - \sum_{j=1}^{n_i} \frac{i_j}{q_k} \ln \left[\frac{L_{j,j}}{L_{k,j}} \right] + \ln \left[\frac{L_{j,k}}{r_{w,k}} \right] + \sum_{v=1}^{n_p} \frac{q_v}{q_k} \ln \left[\frac{L_{j,k}}{L_{k,k}} \right] \quad (3.6)$$

donde:

$$L_{j,k} = \sqrt{(x_j - x_k)^2 + (y_j - y_k)^2} = L_{k,j} \quad (3.7)$$

es la distancia entre el inyector j localizado en las coordenadas (x_j, y_j) y productor k localizado en las coordenadas (x_k, y_k) . El símbolo \sum es usado para denotar que el inyector ($j=J$) o productor ($k=K$) en consideración están omitidos de la sumatoria. Sus contribuciones son representadas por los dos términos fuera de la sumatoria e incluye el efecto de los respectivos radios de pozo. El gasto de inyección en el j-ésimo pozo es indicado por i_j , y el gasto de producción en el k-ésimo productor es indicado por q_k . Todas las cantidades i_j y q_k son positivas, como lo es F_c . Siempre que los ritmos de flujo son los mismos en todos los pozos, sus relaciones serán unitarias y F_c es un

factor puramente geométrico. De manera práctica, un valor aproximado de resistencia al flujo entre dos pozos cualesquiera puede obtenerse de las ecuaciones 3.5 a la 3.7 considerando solamente aquellos pozos que están dentro de un radio característico desde el punto medio entre los dos pozos. El radio característico es alrededor de tres veces la distancia entre los dos pozos de interés.

De la ecuación 3.6 podemos observar que duplicando el gasto de únicamente uno de muchos pozos cambian las resistencias al flujo entre todos los pozos. Por otro lado, las resistencias al flujo no se alteran cuando todos los gastos son multiplicados por el mismo factor.

Puesto que los ritmos de flujos son expresados a condiciones de yacimiento, las ecuaciones 3.2 a la 3.7 también son aplicables a gas. Para gastos de gas expresados en miles de pies cúbicos estándar por día, la ecuación 3.5 se convierte en

$$\frac{1}{J_{j,k}} = \frac{\Delta(p^2)_{j,k} T_{sc}}{2p_{sc} q_j z T_{ab}} = \langle 2.516 \times 10^4 (2\pi) \rangle \frac{F_c}{2\pi} \quad (3.8)$$

donde p_{sc} es la presión a condiciones estándar, $\Delta(p^2)_{j,k}$ es la diferencia en el cuadrado de la presión entre los pozos J y K, T_{sc} es la temperatura a condiciones estándar, T_{ab} es la temperatura promedio del gas en el yacimiento, y z es el factor de supercompresibilidad del gas. Las presiones están en libras absolutas por pulgada cuadrada y las temperaturas en grados Rankine.

Durante las operaciones de recuperación térmica, las propiedades del fluido producido son generalmente muy diferentes de aquéllas del fluido inyectado. La resistencia al flujo entre dos pozos entonces depende también de la distribución de fluidos dentro del yacimiento. Y como las operaciones de desplazamiento de fluidos son dinámicas, la resistencia al flujo entre pozos cambia con el tiempo, aún cuando todos los fluidos son considerados incompresibles.

Modelos simples han sido usados en flujo de agua para estimar cómo la resistencia al flujo entre pozos varía durante una operación. Los factores que afectan el grado de inyectividad (o productividad) de una operación de inyección de agua incluyen el tamaño relativo, patrón y movilidad del fluido de la región inundada, el banco de aceite y la porción todavía no afectada del yacimiento.

Los modelos de rebasamiento, con inyectividades más altas que la de los modelos de avance frontal AF, son a menudo más representativos de las operaciones térmicas, especialmente para inyección de vapor y combustión.

Otra cantidad de interés es el índice de productividad, basado en la diferencia entre la presión promedio en el yacimiento y la presión de fondo del pozo. El índice de inyectividad está definido análogamente. Estos índices, medida de resistencia al flujo alrededor del pozo, usualmente son obtenidos por pruebas de pozo y son usados para determinar (1) tendencias en el comportamiento del pozo en operaciones establecidas y (2) gastos potenciales en nuevas operaciones y después de tratamientos de estimulación.

3.5 Diseño de Procesos Idealizados

La predicción del comportamiento, desde un punto de vista de ingeniería de yacimientos, enfatiza la determinación de la cantidad de aceite de recuperación y los gastos. El programa de gastos de producción con el tiempo es extremadamente importante en la economía de un proceso, pero éste puede ser estimado en forma burda con los modelos simples predictivos. Por supuesto, cualquier predicción del comportamiento debe ser justificable y autoconsistente.

La autoconsistencia se refiere a los balances internos dentro de las aproximaciones usadas para predecir el comportamiento. Ejemplos de autoconsistencia incluyen: (1) uso de gastos de inyección compatibles con las limitaciones de presión impuestas por las presiones de iniciación y de extensión de fracturas y con la resistencia al flujo del yacimiento, (2) verificar que los gastos de producción estimados calculados a partir de la producción acumulativa vs. tiempo puede ser alcanzados tomando en cuenta factores como las bombas, capacidad del pozo, resistencia al flujo del yacimiento, y la viscosidad del aceite a las condiciones esperadas a prevalecer cerca de los productores, y (3) cerciorarse que las características del yacimiento (como fracturas, estratificación, distribuciones de yacimiento, continuidad, y marco geológico), las localizaciones de los pozos y los métodos de terminación llevarán al comportamiento deseado.

El diseñador del proyecto debe ser capaz de respaldar su selección de datos de entrada y cálculos y de demostrar consistencia en los resultados. Sin embargo, el grado de respaldo y consistencia dependerá

de los objetivos del diseño. Un análisis de selección preliminar requerirá menos esfuerzo y detalle que el diseño de una expansión comercialmente cara. Pero se necesita un buen juicio ingenieril en todas las áreas de diseño, se trate de yacimientos, pozos, operaciones superficiales o aspectos económicos.

3.6 Aceite Térmico

No todo el aceite producido en un proyecto de recuperación térmica es necesariamente resultado de una operación térmica. La figura 3.7 muestra la historia de producción de aceite de un campo con una operación térmica iniciada en el punto B. Cierta producción se habría obtenido más allá del punto B aún si no hubiera sido implementada una operación térmica. Esta producción, dada por el área bajo el segmento BE, usualmente es determinada por extrapolación de la historia disponible (segmento AB). La extrapolación puede variar desde el ajuste visual de una curva de la historia existente hasta un estudio de simulación numérica a gran escala, en el cual el segmento AB es cotejado y el BE es predicho. La recuperación total de una operación térmica, dado por el área total bajo el segmento BD de la curva, puede ser apreciablemente mayor que la producción extrapolada en ausencia de la operación térmica. Notar que en este caso el límite económico es alcanzado más tarde en el caso de operación térmica (Punto D) que en el caso de que continuara la operación normal (Punto E).

El incremento de producción resultante de una operación térmica, llamado el aceite térmico incremental, puede definirse como la diferencia entre el área bajo el segmento BD y el área bajo el segmento BC. Debido a las incertidumbres en el segmento de curva extrapolado BC, existen, asimismo, incertidumbres en el valor de la producción incrementada térmicamente.

Notar que el aceite térmico incremental pudo haber sido producido por mecanismos presentes en el yacimiento antes de que las operaciones térmicas fueran iniciadas. Por ejemplo, una reducción en la viscosidad del aceite puede resultar en un mejor drenaje por gravedad y en incrementos en la producción significativos en pozos distantes. Se han hecho estimaciones de las contribuciones de varios mecanismos para el incremento de producción del aceite térmico. Algunos de esos mecanismos, como la compactación, no son en sí mismos térmicos, pero son promovidos o mejorados por los procesos térmicos.

TABLA 3.2 - FACTORES GEOMETRICOS PARA ARREGLOS SELECCIONADOS DE POZOS

Arreglo y Geometría	F_c
<p>ARREGLO DIRECTO ALTERNADO</p>	$2 \left(\ln \frac{L'}{r_w} - \ln 2x - 0.5 \ln \sqrt{1-m} \right)$
<p>ARREGLO PENTAGONAL como arriba con $L'' = L'$</p>	$2 \left(\ln \frac{L'}{r_w} - 0.9640 \right)$
<p>ARREGLO DIRECTO</p>	$2 \left(\ln \frac{L'}{r_w} - \ln 2x - 0.25 \ln m \right)$
<p>ARREGLO HEPTAGONAL</p>	$\frac{3}{2} \left(\ln \frac{L'}{r_w} - 0.5691 \right)$

ARREGLO ARBITRARIO

Ecuaciones 3.5 a 3.7

Notas:

- 1.- Los primeras 4 arreglos de pozos son repetidos. Los puntos y las cruces indican la localización de los pozos de inyección y producción.
- 2.- Para los arreglos de pozo directo y directo alternado, los valores de K y m se pueden encontrar con la siguiente tabla.

L''/L'	m	K	L''/L'	m	K
2.347	0.01	1.5757	0.4261	0.99	3.6956
1.994	0.03	1.5828	0.5015	0.97	3.1558
1.599	0.10	1.6124	0.6254	0.90	2.5781
1.360	0.20	1.6596	0.7352	0.80	2.2572
1.211	0.30	1.7139	0.8258	0.70	2.0754
1.097	0.40	1.7752	0.9117	0.60	1.9496
1.000	0.50	1.8541	1.000	0.50	1.8541

Valores adicionales de integral elíptica completa de la primera clase, $E(m)$, se pueden encontrar en varias tablas matemáticas

CAPITULO 4

METODOS DE RECUPERACION TERMICA

Este capítulo presenta los aspectos generales de los diferentes procesos de Recuperación Térmica, así como los mecanismos de desplazamiento que afectan a cada uno de ellos, los métodos más prácticos conocidos para predecir el comportamiento de la operación y, finalmente, algunos breves comentarios sobre las consideraciones a tomar en cuenta cuando se planea diseñar un proyecto a nivel comercial.

4.1 Inyección de Agua Caliente

En su forma más simple, la inyección o empuje con agua caliente implica el flujo de únicamente dos fases: agua y aceite. Es básicamente un proceso de desplazamiento en el cual el aceite es desplazado inmisciblemente tanto por agua fría como caliente. Exceptuando los efectos de la temperatura y el hecho de que generalmente son aplicados a crudos relativamente viscosos, las inyecciones de agua caliente tienen mucha semejanza con las inyecciones de agua fría.

En la figura 4.43 se muestra un diagrama esquemático del flujo del agua.

La parte delantera del frente de agua caliente inyectada pierde calor tan fácil que en poco tiempo alcanza la temperatura inicial del yacimiento. Por lo tanto, la movilidad del aceite es la misma del aceite sin calentar.

Mecanismos de Desplazamiento

Los mecanismos de desplazamiento en las inyecciones de agua caliente están afectadas por la presencia de una fase gaseosa. Estos 2 son algunos de los efectos que surgen:

1) Los gases disueltos en el aceite tienden a desprenderse cuando la temperatura aumenta, y

2) El aceite desplazado tiende a llenar el espacio inicialmente ocupado por el gas, lo cual demora o difiere la producción de aceite.

Esto ha sido sólo un comentario. En este capítulo sólo se tratará el desplazamiento de aceite por agua en ausencia de gas.

El mejoramiento en la recuperación de crudos viscosos mediante la

inyección de agua caliente en relación al desplazamiento normal con agua sin calentar se debe principalmente a (1) el mejoramiento de la movilidad del aceite como resultado de la reducción de su viscosidad y (2) la reducción de aceite residual a altas temperaturas.

Por conveniencia, la reducción del aceite residual con el incremento de la temperatura se trata en primer lugar.

La expansión térmica del crudo obviamente contribuye a la reducción del aceite residual a altas temperaturas. Una saturación de aceite residual S_{or} a la temperatura inicial del yacimiento T_1 ocupa un volumen $S_{or}[1 + B_o(T - T_1)]$ a una elevada temperatura T . (Aquí, B_o es el coeficiente de expansión térmica volumétrica del aceite). Digamos que la saturación residual medida a cualquier temperatura es constante. Cuando se permite que la formación retorne a su temperatura inicial T_1 , el volumen del aceite disminuirá. Si el mismo coeficiente de expansión térmica es aplicable durante el ciclo de enfriamiento y el de calentamiento (esto es, si el aceite no ha sido alterado), la saturación residual aparente habría sido reducida por una cantidad $S_{or} B_o (T - T_1)$.

En algunos casos, las reducciones en el aceite residual son significativamente más pronunciadas que lo que puede ser explicado por la expansión térmica solamente. La figura 4.1 muestra algunos resultados reportados por Poston et al.¹ que indican reducciones en las saturaciones de aceite residual de 50% y mayores. El punto de vista más común es el que las reducciones en aceite residual, arriba de aquéllas explicables por la expansión térmica, son debidas a cambios en las fuerzas superficiales de los fluidos a elevadas temperaturas. Estas fuerzas de superficie no solamente son las interfaciales entre las fases agua y aceite, sino también las fuerzas entre las superficies de los minerales y de los líquidos, especialmente aquéllos que puedan retener compuestos orgánicos complejos sobre la superficie mineral.

Estos cambios en las fuerzas superficiales no necesariamente reducen las fuerzas capilares, pues parece que algunos de los sistemas roca-fluidos estudiados se humectan más con el agua a medida que la temperatura aumenta. Existen cambios en las presiones capilares y permeabilidades relativas en la dirección en que se incrementa la mojabilidad por agua con el incremento de la temperatura, respectivamente. En la figura 4.2 y 4.3 se muestran resultados típicos, en los que el incremento de la mojabilidad por agua debido al

incremento de temperatura se indica por medio de los valores crecientes de la saturación irreductible de agua. Debido a que todas las curvas de permeabilidad relativa del agua tienden a desaparecer a saturaciones bajas, es difícil demostrar cómo cambian las saturaciones residuales de agua con la temperatura a partir de una gráfica convencional de permeabilidad relativa convencional como la figura 4.3. Sin embargo, estos cambios son fácilmente discernibles a partir de la saturación de agua a una permeabilidad relativa al aceite igual a la unidad.

La figura 4.4, adaptada de Combarous y Sourieau², muestra esquemáticamente cómo la expansión térmica, la reducción de viscosidad, la mojabilidad y la tensión interfacial aceite/agua afectan la eficiencia de desplazamiento de crudos de diferente densidad. Cualitativamente, la expansión térmica es más importante en crudos ligeros, considerando que en los crudos pesados la reducción de viscosidad y los cambios de mojabilidad son más importantes.

Hay dos formas físicas básicas para reducir la viscosidad del crudo. Una es mezclar el crudo con un solvente de baja viscosidad, y el otro es elevar su temperatura (lo que también reduce las fuerzas capilares).

Químicamente, la reducción se logra por descomposición térmica (reducción de la viscosidad, craqueo térmico o pirólisis). El crudo es destruido por pirólisis, y los productos son pequeñas cantidades de residuos sólidos carbonáceos (erróneamente llamados "coque"), gas y una fracción relativamente grande de un líquido menos viscoso.

Se puede concluir lo siguiente acerca de las inyecciones de agua caliente: (1) existen dos frentes de desplazamiento reconocibles, (2) el frente sobresaliente está a la temperatura inicial del yacimiento, (3) el frente de agua caliente está retrasado sustancialmente con respecto al frente de agua fría, (4) se pueden requerir grandes volúmenes de agua caliente inyectada para alcanzar la saturación residual de aceite, aún cerca de un pozo inyector, (5) el aceite es desplazado a través de toda la zona barrida por el agua inyectada, y (6) el efecto de las inestabilidades parece ser muy importante aún en formaciones homogéneas. Se espera que los incisos (4) al (6) sean más pronunciados a mayor viscosidad del aceite.

Predicción del Comportamiento

Existen tres diferentes métodos para estimar el comportamiento de una

inyección con agua caliente.

Uno de ellos hace uso del efecto de la viscosidad del aceite sobre la recuperación isotérmica. Este método requiere el cambio de una curva de relación de viscosidad a otra de menor valor en una forma correspondiente a los cambios en la temperatura promedio del yacimiento (la cual se incrementa con el tiempo). Al aplicar este procedimiento, la relación de viscosidad aceite/agua como una función de la temperatura, y la temperatura promedio del yacimiento como una función del tiempo son los principales elementos requeridos. El procedimiento, el cual puede ser inferido de la figura 4.5, claramente considera solamente los efectos de la viscosidad, aunque el efecto de la expansión térmica de los fluidos sobre la recuperación puede incluirse fácilmente.

El segundo método también es tomado de la tecnología de inyección de agua y está basado en las ecuaciones de desplazamiento isotérmico de Buckley-Leverett³. Formas modificadas de estas ecuaciones para la aplicación en estimulaciones con agua caliente fueron primeramente presentadas por Willmann et al.⁴ en 1961; han sido usadas frecuentemente como una forma muy simple para estimar el comportamiento de la recuperación en inyecciones de agua caliente en sistemas lineales y radiales. Se enfatiza que las estimaciones de las recuperaciones en sistemas de flujo lineal y radial deben ser reducidas para tener en cuenta el patrón del pozo y los efectos de heterogeneidad.

El tercer método es usar simuladores térmicos numéricos. Los simuladores son capaces de calcular más exactamente el comportamiento de recuperación de lo que pueden alcanzarse con los dos métodos más simples mencionados anteriormente. Sin embargo, tienen dos limitantes: alto costo (especialmente el de preparar los datos de entrada) y calidad de los datos de entrada (esto significa que los resultados no son mejores que los datos introducidos).

El método de Buckley-Leverett para estimar el aceite desplazado por el agua caliente se discute en la siguiente sección.

Desplazamientos por medio de Agua Caliente

El método propuesto por Willman et al.⁴ consiste en la discretización del yacimiento en n zonas, cada una a una temperatura T_j constante y uniforme, diferente de una zona a otra. La localización y tamaño de

estas zonas varía con el tiempo de una manera consistente con algunas consideraciones sobre el balance de energía. Dentro de cada una de las zonas de temperatura constante se aplican las ecuaciones de desplazamiento isotérmico de Buckley-Leverett y el ritmo de crecimiento del frente de saturación es una constante. Pero los ritmos de crecimiento del área circundada por los frentes de saturación cambia según se penetra cada nueva zona de temperatura. Para flujos lineales o radiales, el ritmo de crecimiento de los frentes de saturación a la temperatura T_j , está dado por

$$\frac{dA}{dt} = (1.289 \times 10^{-4} \text{ acre-pie/bl}) \frac{i}{\phi h_n} q(T_j) \frac{\partial f_w(S, T_j)}{\partial S} \quad (4.1)$$

donde

dA/dt = ritmo de crecimiento del área circundada por el frente de saturación que tiene una saturación de agua S , acres/día,

ϕ = porosidad,

h_n = espesor neto de la arena, pies,

f_w = flujo fraccional de agua, que en inyecciones de agua caliente depende tanto de la saturación como de la temperatura,

q = gasto del flujo a presión y temperatura promedio del yacimiento,

T_j = es el nivel de temperatura en la zona j -ésima, $^{\circ}F$.

Para las inundaciones convencionales de agua, donde se considera que la temperatura de yacimiento no cambia con el tiempo, la ecuación 4.1 se reduce a la siguiente forma familiar:

$$\frac{dA}{dt} = (1.289 \times 10^{-4} \text{ acre-pie/bl}) \frac{i}{\phi h_n} f'_w(S) \quad (4.2)$$

donde

$$f'_w(S) = \frac{\partial f_w(S, T_1)}{\partial S} \quad (4.3)$$

y T_1 es la temperatura original del yacimiento. Esta es la forma de la ecuación de desplazamiento de Buckley-Leverett que describe el ritmo de avance de un frente de saturación. Dado que la ecuación de Buckley-Leverett no es lineal, sus resultados no pueden ser

superpuestos.

Inherente a cualquier aplicación de la ecuación de desplazamiento de Buckley-Leverett es un requisito que los fluidos sean de densidad constante -esto es, no se permite un cambio en la densidad o una expansión térmica. En las aplicaciones térmicas, esta condición es aplicada dentro de cada zona de temperatura constante, pero se permite que las densidades difieran de una zona a otra.

Para fluidos de densidad constante y para efectos gravitacionales y capilares despreciables, el flujo fraccional de agua está dado por⁵:

$$f_w(S,T) = \frac{1}{1+[M(S,T)]^{-1}} \quad (4.4)$$

donde $M(S,T)$, la relación de movilidad de los fluidos confluyentes, está dada por

$$M(S,T) = \frac{k_{rw}}{\mu_w} \frac{\mu_o}{k_{ro}} \quad (4.5)$$

La relación de viscosidad del aceite al agua tiene una fuerte dependencia de la temperatura, especialmente para crudos viscosos. La relación de permeabilidad relativa, por conveniencia, usualmente es tomada únicamente como función de la saturación, aunque también depende de la temperatura.

El cálculo del área barrida por los frentes de saturación a partir de la ecuación 4.1 requiere información acerca de $\partial f_w / \partial S$ en un rango de saturación a cada temperatura T_j . Generalmente estas pendientes son determinadas a partir de una gráfica de flujo fraccional f_w contra la saturación S , en cuyo caso se requiere una gráfica diferente para cada T . A veces es posible abreviar el procedimiento. Cuando la relación de permeabilidad relativa se considera independiente de la temperatura, valores de $f_w(S)$ y $\partial f_w / \partial S$ a diferentes temperaturas pueden ser generados a partir de aquéllos a temperatura inicial de yacimiento por medio de las relaciones

$$f_w(S,T) = \frac{f_w(S)}{f_w(S) + F_M [1 - f_w(S)]} \quad (4.6)$$

y

$$\frac{\partial f_w(S,T)}{\partial S} = \frac{F_\mu f'_w(S)}{(f_w(S) + F_\mu [1-f_w(S)])^2} \quad (4.7)$$

donde

$$F_\mu = \left[\frac{\mu_o}{\mu_w} \right]_{T_1} / \left[\frac{\mu_o}{\mu_w} \right]_T \quad (4.8)$$

$$f_w(S) = f_w(S, T_1) \quad (4.9)$$

y f_w' está dado por la ecuación 4.3.

EJEMPLO 4.1 - CALCULO DEL CRUDO DESPLAZADO POR EL AGUA CALIENTE

Determinar el aceite desplazado de la zona calentada adyacente a un pozo de inyección de agua caliente, considerando flujo radial del fluido y la distribución de temperatura dada por las ecuaciones 5.33, 5.36 y 5.38 después de dos años de inyección de 250 bl_s/día (medida a 60°F). La temperatura de inyección es 392°F en el fondo del pozo. Los datos del yacimiento, la permeabilidad relativa y las propiedades del crudo se dan en las tablas 4.1 a 4.3. La temperatura de yacimiento es 117°F. Las curvas de permeabilidad relativa son dependientes únicamente de la saturación reducida S_r , la cual está definida en el pie de nota de la tabla 4.2.

La saturación residual de agua se incrementa y la saturación residual de aceite disminuye linealmente en 0.10 sobre el rango de temperatura desde 117 a 392°F. Por esto, $1-S_{or}-S_{iw}$ se mantiene constante. Los valores esperados de las propiedades del crudo y del agua son evaluados a niveles de temperatura seleccionados desde 117 a 392°F y están enlistados en la tabla 4.4.

El primer paso es dividir el rango de temperatura de 117 a 392°F en varias zonas de temperatura constante. Seleccionar cinco niveles de temperatura: 144, 200, 254, 310 y 364°F. Estas temperaturas fueron escogidas como el valor promedio de las zonas, las cuales tienen incrementos de 55°F. Los límites de estas zonas de temperatura constantes son las isoterms de 117, 172, 227, 282, 337 y 392°F cuya posición en tiempo se calcula con la ecuación 5.33. La localización

areal de las isoterms en función del tiempo están graficadas en la figura 4.6. Estas son calculadas usando las definiciones de distancia radial adimensional y tiempo adimensional dadas por las ecuaciones 5.38 y 5.17, las propiedades de la formación dadas en la tabla 4.1 y los parámetros de inyección de la siguiente manera:

La relación entre el área y la distancia adimensionales es

$$\begin{aligned}
 A &= \pi r^2 \\
 &= (1.289 \times 10^{-4} \text{ acre-pie/bl}) \frac{iM_w h_t M_R}{4\alpha_s M_s^2} x_D \\
 &= \left[(1.289 \times 10^{-4} \text{ acre-pie/bl}) (250 \text{ bpd}) (62.4 \text{ Btu/pie}^3\text{-}^\circ\text{F}) \right. \\
 &\quad \left. (33 \text{ pies}) (40.2 \text{ Btu/pie}^3\text{-}^\circ\text{F}) x_D \right] \\
 &\quad + \left[4 \left(\frac{24.2 \text{ Btu/pie-día-}^\circ\text{F}}{38.7 \text{ Btu/pie}^3\text{-}^\circ\text{F}} \right) (38.7 \text{ Btu/pie}^3\text{-}^\circ\text{F})^2 \right]
 \end{aligned}$$

$$A(\text{acres}) = 0.7121 x_D$$

Por simplicidad en los cálculos, esta relación entre A y x_D será considerada independiente de la temperatura.

La relación entre el tiempo real y el adimensional es

$$\begin{aligned}
 t &= \frac{h_t^2 M_R^2 t_D}{4\alpha_s M_s^2} \\
 &= \frac{(33 \text{ pie}^2) (40.2 \text{ Btu/pie}^3\text{-}^\circ\text{F})^2 t_D}{4 \left[\frac{24.2 \text{ Btu/pie-día-}^\circ\text{F}}{38.7 \text{ Btu/pie}^3\text{-}^\circ\text{F}} \right] (38.7 \text{ Btu/pie}^3\text{-}^\circ\text{F})^2}
 \end{aligned}$$

$$t = 469.8 t_D \text{ (días)}$$

TABLA 4.1 PROPIEDADES DE LA FORMACION PARA EL EJEMPLO 4.1

Saturación inicial de aceite S_{oi}

0.65

Saturación inicial de agua S_w	0.35
Saturación irreductible de agua, S_{w_i}	0.20
Saturación residual de aceite debida de la inyección de agua	0.30
Porosidad	0.243
Espesor total del yacimiento, pies	33
Espesor neto del yacimiento, pies	28
Permeabilidad absoluta, md	1300
Area del patrón, acres	1.8
Temperatura inicial del yacimiento T , °F	117
Echado, grados	0
Capacidad volumétrica de calor del yacimiento M (Btu/pie-día-°F)	40.2
Capacidad volumétrica de las formaciones adyacentes M , (Btu/pie ³ -°F)	38.7
Conductividad térmica de la sobrecarga λ , (Btu/pie-día-°F)	24.2

TABLA 4.2 DATOS DE PERMEABILIDAD RELATIVA Y FLUJO FRACCIONAL CALCULADO PARA EL EJEMPLO 4.1

Saturación de agua S	Saturación reducida S_r^{**}	k_{rw}/k_{ro}^*	M^{**}	f_w
0.20	0	0	0	0
0.21	0.02	2.00(-6)	8.23(-3)	8.16(-3)
0.25	0.10	2.57(-4)	1.06	0.0514
0.28	0.16	1.10(-3)	4.53	0.819
0.30	0.20	2.33(-3)	9.59	0.906
0.325	0.25	4.63(-3)	19.1	1.9250
0.35	0.30	8.61(-3)	35.4	0.973
0.36	0.32	1.08(-2)	44.5	0.978
0.37	0.34	1.34(-2)	55.2	0.982
0.38	0.36	1.66(-2)	68.3	0.986
0.39	0.38	2.03(-2)	83.6	0.988
0.40	0.40	2.47(-2)	102	0.990
0.42	0.44	3.61(-2)	149	0.993
0.44	0.46	5.22(-2)	215	0.995
0.45	0.50	6.25(-2)	257	0.996
0.50	0.60	1.53(-1)	630	0.998
0.55	0.70	3.97(-1)	1630	0.999
0.60	0.80	1.23	5060	1.00
0.61	0.82	1.61	6630	1.00
0.62	0.84	2.16	8890	1.00
0.63	0.86	2.98	12300	1.00
0.64	0.88	4.29	17700	1.00
0.65	0.90	6.51	26800	1.00
0.70	1.00	∞	∞	1.00

$(k_{rw}/k_{ro})'$	$(\log k_{rw}/k_{ro})'$	f_w'	k_{rw}
--------------------	-------------------------	--------	----------

0	=	0	0
6.04(-4)	695	2.45	2.40(-6)
1.61(-2)	145	15.7	3.00(-4)
4.48(-2)	94.0	6.05	1.23(-3)
7.49(-2)	77.4	2.98	2.40(-3)
1.50(-1)	64.5	1.33	4.69(-3)
0.211	56.4	0.654	8.10(-3)
0.253	53.9	0.503	9.83(-3)
0.302	51.8	0.394	1.18(-2)
0.361	50.2	0.310	1.40(-2)
0.428	48.6	0.247	1.65(-2)
0.508	47.4	0.199	1.92(-2)
0.712	45.4	0.131	2.56(-2)
1.00	44.2	8.85(-2)	3.32(-2)
1.19	43.8	7.33(-2)	3.75(-2)
2.92	44.0	3.02(-2)	6.48(-2)
8.37	48.6	1.29(-2)	0.103
32.9	61.5	5.27(-3)	0.154
46.3	63.3	4.34(-3)	0.165
67.8	72.3	3.53(-3)	0.178
104	80.1	2.84(-3)	0.191
169	90.7	2.23(-3)	0.204
299	106	1.72(-3)	0.219
=	=	0	0.300

TABLA 4.3 - PROPIEDADES DEL CRUDO PARA EL EJEMPLO 4.1

Gravedad API, grados	11.8
Viscosidad, cp	
a 117°F	2350
a 392°F	6.1
Calor específico, Btu/lbm, °F	0.48
Coefficiente de expansión térmica, °F ⁻¹	3.6x10 ⁻⁴
La densidad es independiente de la presión.	

Estas expresiones para A y t en términos x_0 y t_0 pueden usarse para encontrar las temperaturas correspondientes usando la ecuación 5.33 con $\Delta z=0$:

$$T = 117^\circ\text{F} + (275^\circ\text{F}) \operatorname{erfc} \left[\frac{1.404 A}{\sqrt{2 \cdot 1.29 \times 10^{-3} t - 1.404 A}} \right]$$

para valores dentro del radical ≥ 0 .

Las curvas de temperatura constante están dadas por las combinaciones de A y t que dan la temperatura constante deseada. Esto puede ser hecho, por ejemplo, al escoger un valor de A y después encontrar el valor de t que da la temperatura deseada. Tal

procedimiento de ensayo y error, de hecho, puede ser utilizado. La aproximación equivalente usada aquí fue para encontrar el valor de la cantidad

$$Z = \frac{x_D}{2\sqrt{t_D - x_D}}$$

para el cual erfc Z proporciona la temperatura deseada, dada en la última columna de la tabla 4.4. Con el valor de Z dado, pueden encontrarse valores de t para cualquier A a partir de

$$t = 659.7 A(1 + 0.3511 A/Z^2)$$

Los límites de las zonas de temperatura mostradas en la figura 4.6 fueron calculados usando ésta última ecuación. Por ejemplo, para $T=117^\circ\text{F}$, se encuentra de la tabla 4.4 que $Z=\infty$. Dado que $Z=\infty$, la posición del borde sobresaliente del frente de calor convectivo a 117°F se relaciona con el tiempo por

$$A(117) = t/659.7 \text{ acres}$$

Eso es, el borde sobresaliente del frente de calor convectivo a 117°F crece a un ritmo

$$\left. \frac{dA}{dt} \right|_{117} = 1.516 \times 10^{-3} \text{ acre/día}$$

TABLA 4.4 - PROPIEDADES DEL CRUDO Y DEL AGUA EN FUNCION DE LA TEMPERATURA PARA EL EJEMPLO 4.1

Temperatura (°F)	Viscosidad, del aceite (cp)	Densidad del aceite** (lbm/pie)	Viscosidad del agua* (cp)	Densidad, del agua** (lbm/pie)
117	2350	60.4	0.571	61.7
144	1030	59.8	0.448	61.3
200	231	58.5	0.300	60.1
254	62.2	57.3	0.223	58.7
310	23.1	56.1	0.176	57.0
364	9.33	54.9	0.146	55.1
392	6.10	54.3	0.136	54.0

μ_w/μ_o	F_μ	T_D	$Z = \text{erfc}^{-1} T_D$
2.43×10^{-4}	1.00	0.0	∞
4.35×10^{-4}	1.79	0.1	1.169
1.30×10^{-3}	5.34	0.3	0.7301
3.59×10^{-3}	14.8	0.5	0.4790
7.60×10^{-3}	31.3	0.7	0.2708
1.56×10^{-2}	64.2	0.9	0.0904
2.19×10^{-2}	90.3	1.0	0.0

Para la temperatura de inyección de 392°F, el valor de $Z = \text{erfc}^{-1} T_D$ encontrado en la tabla 4.4. es 0. De aquí que la ecuación que relaciona t y A muestra que toma un tiempo infinito mover la isoterma 392°F a cualquier distancia, lo que significa que únicamente el pozo de inyección está a la temperatura de inyección. La posición de las isotermas intermedias fue obtenida en una forma similar.

El segundo paso es determinar los valores de $\partial f_w/\partial S$ requeridos para evaluar la ecuación 4.1. Una forma de hacer esto involucra referirse a la tabla 4.2. La relación de movilidad $M(S,T)$ fue calculada a partir de esta definición, dada por la ecuación 4.5, usando valores de relación de permeabilidad relativa agua/aceite a saturaciones seleccionados y las viscosidades de fluidos dadas a la temperatura inicial de yacimiento. Estas relaciones de movilidad a 117°F están dadas en la cuarta columna de la tabla 4.2. Los valores correspondientes del flujo fraccional de agua, calculados con la ecuación 4.4, están en la quinta columna.

En principio, los valores de f_w' dados en la octava columna pudieron haber sido determinados gráficamente a partir de una gráfica de f_w' vs. S . La quinta columna, sin embargo muestra esos valores de f_w' obtenidos en tal modo que serían cero para saturaciones arriba de 0.55. Por lo tanto, los valores de f_w' fueron evaluados a partir de una representación equivalente alterna:

$$f_w' = \frac{M}{(1+M)^2} \left[k_{r_o}/k_{r_w} \right] \left[k_{r_w}/k_{r_o} \right]'$$

donde el signo prima (') indica la derivada con respecto a la saturación de agua S . Los valores de $(k_{r_w}/k_{r_o})'$ fueron obtenidos a partir de una gráfica de k_{r_w}/k_{r_o} contra S . Estos son listados en la

sexta columna de la tabla 4.2. La gráfica de k_{rw}/k_{ro} contra S necesitó ser suavizada para obtener las derivadas, y algunas porciones de la gráfica no tuvieron suficientes dígitos significativos para evaluar las pendientes.

Dado que

$$\left[k_{ro}/k_{rw} \right] \left[k_{rw}/k_{ro} \right]' = 2.303(\log(k_{rw}/k_{ro}))'$$

donde de nuevo los signos (') indican derivadas con respecto a S, una segunda gráfica fue hecha. Esta vez se graficó $\log k_{rw}/k_{ro}$ contra S, y las derivadas se obtuvieron gráficamente. Se comprobaron los valores de $(k_{rw}/k_{ro})'$ y $(\log k_{rw}/k_{ro})'$ para verificar su consistencia usando la última relación. Los valores aceptados de estas cantidades, obtenidos después de suavizar consistentemente los datos en ambas gráficas, se listan en la tabla 4.2 en la sexta y séptima columnas.

Teniendo valores de $\partial f_w/\partial S$ a 117°F ahora puede determinarse el valor de la saturación al cual el ritmo frontal de avance a T_1 es más rápido que el del frente de calor. El valor de $dA/dt|_{117}$ ya ha sido calculado. Usando este valor y la ecuación 4.2 se obtiene lo siguiente:

$$(1.289 \times 10^{-4} \text{ acre-pie/bl}) \frac{i}{\phi h_n} f_w'(S) = 1.516 \times 10^{-3} \text{ acre/día}$$

lo cual nos da:

$$f_w'(S) = (1.516 \times 10^{-3} \text{ acres/día})(0.243)(28 \text{ pie}) / \left[(1.289 \times 10^{-4} \text{ acre-pie/bl}) (250 \text{ bpd}) \frac{62.4 \text{ lbm/pie}^3}{6 \cdot 1.7 \text{ lbm/pie}^3} \right]$$

$$= 0.3165$$

Esto corresponde a $S = 0.379$ (por interpolación lineal entre las cifras en la tabla 4.2). Notar que al evaluar f_w' , el gasto de inyección fue ajustado al ritmo volumétrico equivalente de inyección a la temperatura original del yacimiento mediante la multiplicación de éste por la relación de densidades a 60 y 117°F.

Este resultado significa que la isoterma de 117°F. y el frente de saturación $S=0.379$ se mueven juntos. De aquí que la isoterma de 117°F

en la figura 4.6 es también una línea de saturación constante, siendo ésta 0.379. Todos los frentes de saturación para las cuales $S < 0.379$ viajan más rápido que el frente de calor convectivo. Su velocidad se calcula de la ecuación 4.2, a partir de la cual su posición con el tiempo ha sido calculada y graficada en la figura 4.6 para saturaciones de 0.35, 0.36 y 0.37.

El siguiente paso es considerar el ritmo de crecimiento de los frentes de saturación en regiones de diferente temperatura. El cálculo de la saturación característica para una zona de temperatura se muestra a continuación, habiéndose obtenido las otras saturaciones de un modo similar. La zona a 364°F es escogida para ilustrar el procedimiento. Iniciar con la temperatura más alta tiene su mérito porque permite la temprana determinación de la saturación (si realmente existe alguna) para la cual el ritmo de crecimiento excede al del frente de calor convectivo. Esto se logra evaluando la ecuación 4.1 a 364°F y haciendo $dA/dt = 1.516 \times 10^{-3}$ acre/día, valor del ritmo de crecimiento del frente de calor convectivo previamente obtenido.

Entonces,

$$(1.289 \times 10^{-4} \text{ acre-pie/bl}) \frac{q(364)}{\phi h_n} \frac{\partial f_w(S, 364)}{\partial S} = 1.516 \times 10^{-3} \text{ acre/día}$$

la cual -por sustitución de los valores de $q(364) = 283$ bpd, $\phi = 0.243$ y $h_n = 28$ pies- nos da:

$$\frac{\partial f_w / \partial S (S, 364)}{\partial S} = 0.283$$

A 364°F , la saturación característica que crece al mismo ritmo que el frente de calor convectivo es el valor de S con el que se satisface la última ecuación. Esta determinación es esencialmente un procedimiento de ensayo y error que puede ser acelerado sustancialmente por interpolación y extrapolación de suposiciones intermedias.

En este ejemplo, las saturaciones residuales de aceite y agua cambian en 0.10 en el rango de temperatura de 117°F a 392°F , mientras que $1 - S_{or} - S_{iw}$ se mantiene constante a 0.5. Ya que las saturaciones residuales de aceite disminuyen y las saturaciones de agua se

incrementan con el incremento de la temperatura, los datos de saturación en la tabla 4.2 se incrementan en 0.09 a una temperatura de 364°F, la cual es una cantidad proporcional al máximo cambio de 0.10 en las saturaciones residuales entre 117 y 392°F. Eso es, la saturación residual de agua residual será 0.29, y el último dato en la tabla será 0.79 en lugar de 0.70. Lo importante para nosotros es que a 264°F los valores de k_{rw}/k_{rs} pueden derivarse de los de la tabla 4.2 al incrementar las saturaciones en 0.09.

Las ecuaciones 4.3 y de la 4.5 a la 4.9 contabilizan los cambios en la relación de viscosidad del crudo. Después de algunos ensayos y errores, puede establecerse que el valor deseado de S cae entre 0.69 y 0.70. A $S = 0.69$ se encuentra que $\partial f_w / \partial S = 0.331$ y a $S = 0.70$ es 0.274. La interpolación para el valor deseado de 0.283 da una saturación de 0.698.

En efecto, a 364°F todas las saturaciones de agua menores a 0.698 tienden a viajar más rápido que el frente de calor. Estos frentes de saturación entran en regiones más frías donde su ritmo de su avance es reducido. Esto sucede inmediatamente luego de la inyección. Para determinar la posición del frente de saturación $S=0.698$, basado en la ecuación 4.1, se requiere que $\partial f_w(0.698, T_j) / \partial S$ sea calculado para varios niveles de temperatura. Donde el único efecto de la temperatura sobre la relación de permeabilidad relativa es un cambio en la escala de la saturación, como en el ejemplo, la ecuación 4.7 sirve para calcular los valores de

$$\frac{\partial f_w(0.698, T_j)}{\partial S} = \frac{F_{\mu} f_w'}{\{f_w - F_{\mu}(1 - f_w)\}^2}$$

donde ahora los argumentos de f_w y f_w' son

$$S = 0.698 - 0.1 \left[\frac{T_j - 117}{275} \right] \quad 0.2 \leq S \leq 0.7$$

Los valores de F_{μ} , $f_w(S)$, $f_w'(S)$, $S(T)$, $q(T)$ y da/dt se dan en la tabla 4.5. Los valores de F_{μ} fueron presentados previamente en la tabla 4.4. Los valores de $f_w(S)$ y $f_w'(S)$ se obtuvieron por interpolación lineal de las últimas dos entradas para estas cantidades en la table

4.2. Los valores de $q(T)$ se calcularon multiplicando el gasto de inyección de 250 bpd por la relación de las densidades del agua a 60°F y las temperaturas correspondientes en la tabla 4.4.

TABLA 4.5 - CALCULO DE LA VELOCIDAD DE AVANCE DEL FRENTE DE SATURACION
S=0.698 - EJEMPLO 4.1

j	T_j °F	$0.698 - 0.1 \left(\frac{T_j - 117}{275} \right)$	f_w	f_w'
1	364	0.608	1.00	4.53(-3)
2	310	0.0625	1.00	2.97(-39)

F_μ	$\frac{\delta f_w}{\delta S} \Big _{T_j}$	$\frac{62.4}{\rho_w} \Big _{T_j}$	$q(T_j)$ (bpd)	$\frac{dA}{dt} \Big _{T_j}$
64.2	2.83(-1)	1.13	283	1.56(-3)
31.3	9.30(-2)	1.09	272	4.79(-4)

El procedimiento para determinar la posición del frente de saturación $S=0.698$, correspondiente a 354°F, es iniciar dibujando una línea desde el origen de la figura 4.6 teniendo como pendiente el ritmo de avance del frente de calor. Los detalles de la construcción subsecuente en las vecindades del origen son dados en la figura 4.7. Como se estableció anteriormente, la velocidad del frente disminuye hasta la velocidad de la zona de temperatura adyacente (310°F) tan pronto como se aleja del pozo de inyección. Esto significa que el avance del frente tendería a seguir una trayectoria OAB. Al reentrar a la zona de 364°F se acelera, viajando por la ruta BC, repitiendo un desplazamiento en zig-zag hasta que puede viajar dentro de la zona de 310°F sin encontrarse con la frontera de la zona de 364°F. Como las trayectorias OA, AB, BC pueden ser tan pequeñas como se desee, el frente viajará a lo largo de la frontera entre las dos zonas de temperaturas hasta que su ritmo de avance iguale la pendiente de la frontera en el punto D. Esta construcción guía a la curva de saturación $S=0.698$ mostrada en la figura 4.6.

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

Cálculos similares son hechos para las saturaciones correspondientes a las temperaturas de cada zona y los resultados se presentan en la tabla 4.6. La determinación de la posición de los frentes de saturación es similar a la dada para $S=0.698$. Su posición está mostrada en la figura 4.7. Para cada zona de temperatura existe una saturación que tiende a moverse más rápido que el frente de calor pero su velocidad disminuye cuando entra en regiones más frías. Los

TABLA 4.6 - SATURACIONES Y VELOCIDADES DE AVANCE FRONTAL CARACTERISTICAS DE ZONAS DE TEMPERATURA - EJEMPLO 4.1

Temperatura, °F	144	200	254	310	364
Saturación	0.403	0.484	0.557	0.623	0.698
$\frac{dA}{dt} \Big _{T_{j-1}}$, acre/día	1.52(-3)	4.53(-4)	5.47(-4)	6.93(-4)	4.79(-4)
$f_w(S, T_{j-1})$				1.0	1.00

frentes de saturación son "atrapados" en la frontera de dos zonas de temperatura adyacentes hasta que el ritmo de avance de la frontera entre las dos zonas cae por debajo del ritmo de avance del frente de saturación a la temperatura de la zona más fría. Desde este punto (el punto de tangencia), los frentes se mueven en la zona más fría a la velocidad de avance correspondiente a la temperatura de la zona más fría hasta que alcanza la frontera de la siguiente zona más fría; en tal punto se utilizaría una construcción similar. En este ejemplo esta situación no se presenta. Pero se puede inferir de la figura 4.7 que la posición del frente de saturación $S=0.698$ dado por la línea punteada interceptaría eventualmente la frontera entre las zonas de 254 y 310°F. Para la zona a 144°F, la velocidad de avance de la frontera con su zona más fría es la del frente de calor, constante para las condiciones de nuestro ejemplo. Esto significa que la saturación correspondiente de 0.403 avanza al ritmo del frente de calor. Dado que a la temperatura original del yacimiento de 117°F la saturación de 0.379 también avanza a la velocidad del frente de calor, todas las saturaciones entre 0.379 y 0.403 (inclusive) viajan a la misma velocidad, originando un frente

de choque. Sin embargo, ese es un artificio del procedimiento de discretización. Por si una zona de temperatura más fría fuera considerada (entre 117 y 144°F), la saturación correspondiente sería menor que 0.403. En el límite no habría un salto de saturación ni de temperatura en este ejemplo.

Las saturaciones más altas que 0.698, correspondiente a la zona de más alta temperatura promedio, 364°F, son construidas en una forma ligeramente diferente. El procedimiento para la determinación de la posición del frente de saturación $S=0.75$ es dibujar una línea recta desde el origen de la figura 4.6 con pendiente igual al ritmo de avance a 364°F, el cual es

$$\frac{dA}{dt} = \frac{(1.289 \times 10^{-4} \text{ acre pie/bl})}{(0.243) (28 \text{ pies})} (283 \text{ bpd}) (64.1) (1.72 \times 10^{-3})$$

$$(0.8) = 4.74 \times 10^{-4} \text{ acres/día}$$

Esta línea de saturación $S=0.75$, mostrada en la figura 4.6, interseca la frontera de la zona de 364°F en 410 días; en este punto entraría en la zona de 310°F y su ritmo de avance disminuiría a 1.11×10^{-4} acre/día. Una línea con esta pendiente es dibujada desde el punto de intersección, a pesar de que la línea resultante está en la zona de 364°F. Las dos líneas punteadas conectadas dan la posición aproximada del frente de saturación $S=0.75$ con el tiempo. Esta aproximación "de rebote" también podría haber sido usada en la construcción de la saturación característica para cada zona de temperatura.

Para la saturación inicial de 0.35, el frente de saturación se determina con la ecuación 4.2. Este y todos los otros frentes que viajan más rápido que el frente de calor a 117°F son mostrados por líneas rectas sencillas en la figura 4.6.

Al fin de dos años (730 días), la saturaciones y las áreas barridas correspondientes se leen de la figura 4.6 (extrapolando o calculando resultados para bajas saturaciones cuando se requieren) y los resultados son graficados en la figura 4.8. Cálculos semejantes proporcionan la distribución de saturación debido a la invasión de agua, que también se muestra en la figura 4.8. El área sombreada representa el desplazamiento mejorado resultante de la inyección de agua caliente.

La estimación del aceite remanente en el yacimiento a los dos años es corregida por expansión térmica desde la temperatura inicial del yacimiento usando las densidades del aceite listadas en la tabla 4.4, obteniéndose el área de cada zona de temperatura a los dos años es de la figura 4.6. Los detalles de los cálculos y la saturación promedio de

TABLA 4.7 - ESTIMACION DEL ACEITE DESPLAZADO - EJEMPLO 4.1

T	A	ΔA	S _o (T)	$\frac{\rho_o(T)}{\rho_o(117)}$
364	0.275	0.275	0.232	0.909
310	0.490	0.215	0.303	0.929
254	0.665	0.175	0.385	0.949
200	0.812	0.147	0.480	0.969
144	1.11	0.298	0.560	0.990
117	1.80	0.69	0.633	1.000
		S _o (117)	Σ S _o (117) ΔA	Σ S _o (T) ΔA
		0.211	0.058	0.064
		0.281	0.118	0.129
		0.365	0.182	0.196
		0.465	0.251	0.267
		0.554	0.406	0.434
		0.633		

$$S_o(T) = \frac{0.434}{1.11} = 0.394$$

$$S_o(117) = \frac{0.416}{1.11} = 0.375$$

aceite en el área de cada zona de temperatura, determinada de la figura 4.8, se indican en la tabla 4.7. La saturación promedio de aceite en los 1.11 acres de la zona calentada es 0.394 y, cuando se refiere a la temperatura original del yacimiento de 117°F, se estima en 0.375. Por medios análogos, se puede determinar que la saturación promedio de aceite (referida a 117°F) en los 1.8 acres es 0.474, mientras que la resultante de la inundación de agua es 0.0595.

Dado que la saturación inicial de aceite es 0.65, el aceite desplazado de la zona calentada después de dos años está dado por

$$V_o = (7758 \text{ bl/acre-pie}) A \phi \Delta S_o h_n$$

$$= (7758 \text{ bl/acre-pie}) (1.11 \text{ acres}) (0.243) (0.65-0.375) (28 \text{ pies})$$

$$= 16,100 \text{ bl a } 117^{\circ}\text{F}$$

Este desplazamiento desde la región calentada está complementado por 619 barriles desplazados desde los 0.69 acres del volumen patrón barrido por el agua fría adelante del frente de calor. Así, la inyección de agua caliente desplazó 16,700 bl de aceite, comparado con 5,200 que podrían haber sido desplazados por la inyección de agua fría.

El ejemplo anterior ilustra un procedimiento para la estimación del aceite desplazado por una inyección de agua caliente y discute los efectos del espesor neto/bruto del yacimiento, expansión térmica del aceite, temperatura sobre la saturación residual, y la temperatura sobre el flujo fraccional. Se puede notar que se han despreciado los efectos de la evolución del gas del aceite cuando éste es calentado.

Comportamiento de la Producción

La cantidad de aceite desplazado en una inyección de agua caliente es invariablemente mayor que la cantidad producida. El aceite que es desplazado pero no producido es almacenado en proporciones no barridas del yacimiento. Especialmente en el caso de crudos viscosos, la relación de movilidad entre el aceite que avanza y cualquier gas o agua en el yacimiento es muy favorable. Esto significa que el crudo tendería a llenar las regiones del yacimiento inicialmente llenadas con gas móvil y agua antes de que sea producido. Donde se forma un banco de aceite, la consideración de estos efectos permite una estimación de la historia de la recuperación a partir de estimados de la historia del desplazamiento del aceite.

Aunque no existen métodos simples para la predicción de la recuperación del aceite por inyección de agua caliente, es propuesta una aproximación que (1) está basada en la tecnología de inyecciones de agua convencionales, (2) aparenta tener algunos de los elementos necesarios para describir inyecciones de agua caliente, y (3) considera únicamente los efectos de las variaciones de permeabilidad y de la relación de movilidad. Este es de ningún modo un método probado y es

ofrecido meramente como un ejemplo de cómo puede ser posible adaptar la tecnología existente de un campo relacionado cuando no existe otro método para hacer la estimación deseada de la recuperación de aceite.

Como se hace generalmente en la aplicación de métodos sencillos para predecir el comportamiento de inyecciones de agua⁶, se supone aquí que la recuperación del crudo no es sensible al patrón del pozo. Y es supuesto también que el método desarrollado por Dykstra y Parsons⁷ para las predicciones del comportamiento de inyecciones de agua ser modificado para inyecciones de agua caliente.

Las correlaciones desarrolladas por Dykstra y Parsons mostrados en las figuras 4.9 a la 4.12 están basadas en cálculos de modelos estratificados de flujo lineal sin flujo cruzado. La información básica sobre el comportamiento de un estrato sencillo se basó en resultados de pruebas de flujo y valores medidos de saturaciones de líquido iniciales, relaciones de movilidad basadas en el desplazamiento a una saturación irreductible, recuperaciones de aceite fraccionales, y fracciones de agua producida. Todo el trabajo experimental fue realizado con muestras de núcleos de campos de California, y las distribuciones de permeabilidad se basaron en dichas muestras. No obstante, los resultados han sido usados extensivamente para predecir el comportamiento de la inyección de agua en otras partes. El valor de E_n en estas figuras representa la recuperación fraccional del aceite inicial in-situ calculado como se ha mostrado previamente. Para usar estas figuras es necesario tener valores de la relación de movilidad M y de las variaciones de permeabilidad V .

La variación de la permeabilidad es determinada mediante el ordenamiento, en orden descendente, de los valores de permeabilidad para el yacimiento de interés y el cálculo y graficación del porcentaje del número total de datos que excedan el valor de cada dato. Un ejemplo de dicha gráfica, que debe ser graficada en papel semilogarítmico de probabilidad, se muestra en la figura 4.13. La variación de permeabilidad V es calculada así:

$$V = \frac{\bar{k} - \bar{k}_\sigma}{\bar{k}} \quad (4.10)$$

donde k es el valor de permeabilidad excedido por 50% de las muestras y k_σ el valor de la permeabilidad excedido por 84.1% de las muestras.

Craig⁶ definió la relación de movilidad como la movilidad del agua desplazante a la saturación promedio de agua de la región corriente arriba del frente de desplazamiento de agua dividida por la movilidad del aceite desplazado justo corriente abajo del frente de desplazamiento de agua:

$$M_{w.o} = \frac{k_{rw}}{\mu_w} (\bar{S}) / \frac{k_{ro}}{\mu_o} (S_{wc}) \quad (4.11)$$

Con esta definición de relación de movilidad, la movilidad del aceite no es afectada por la temperatura, mientras que la del agua es incrementada porque la viscosidad del agua es reducida por el incremento en la temperatura y porque existe un incremento en la permeabilidad relativa del agua asociado con la mayor saturación promedio dentro de la zona barrida. Eso es, la relación de movilidad es más grande (más desfavorable) para inyecciones de agua caliente que para inyecciones de agua convencionales.

Como lo ilustra Craig⁶, la recuperación de crudo a la relación agua/aceite de abandono (WOR) es obtenida por medio de graficar valores de recuperación (como una frcción del aceite inicial in-situ) calculados a valores de WOR iguales a 1, 5, 25 y 100, utilizando de la figura 4.9 a 4.12. A causa de la más desfavorable relación de movilidad en inyecciones de agua caliente, una cifra de recuperación calculada en esta forma daría resultados más pobres que para inyección de agua. La eficiencia de desplazamiento mejorada de las inyecciones de agua caliente es tomada en cuenta (pero sólo aproximadamente) mediante la multiplicación de la recuperación fraccional de la inyección de agua obtenible de la figura 4.9 a la 4.12 por la relación de la saturación promedio de aceite en la zona afectada por el agua inyectada bajo condiciones de inyecciones de agua caliente y convencional:

$$E_{Rhw} = E_R \frac{\bar{S}_{o, wf}}{S(\bar{T}_o)} \quad (4.12)$$

donde

E_{Rhw} = recuperación fraccional de aceite in-situ por inyección de agua caliente, E_R = recuperación fraccional de aceite in-situ por inyección de agua fría dada en las figuras 4.9

a la 4.12,

$S_{o,wf}$ = saturación promedio de aceite en la zona barrida en una inyección convencional de agua, y

$\bar{S}_o(\bar{T}_1)$ = saturación promedio de aceite en la zona barrida en una inyección de agua caliente, referida a las condiciones existentes en el yacimiento antes de la inyección.

Se enfatiza que E_R (y, por tanto, E_{Rhw}) no incluye los efectos de eficiencia areal de barrido, flujo cruzado, efectos de heterogeneidad diferentes a la estratificación, flujo subyacente del agua debido a la flotación, o factores de captura. Estos efectos, deben estimarse separadamente, como en la inyección de agua convencional.

Los valores de $S_{o,wf}$ pueden ser determinados usando el método de Buckley-Leverett⁵. El procedimiento descrito arriba no ha sido probado, pero aparentemente es razonable. Además, no parece haber cualquier otro método relativamente simple para estimar la recuperación que considera la relación de movilidad y las permeabilidades no uniformes.

Muchas veces es suficiente considerar únicamente la cantidad de aceite desplazado por la inyección de agua caliente. Si esta cantidad (o cualquier otra) es intractablemente baja no son necesarios más cálculos porque la recuperación resultante de una inyección de agua caliente es siempre menor que la cantidad desplazada. Cantidades estimadas del aceite desplazado pueden ser convertidas a estimaciones del aceite producido mediante el uso de factores basados en la experiencia, resultados de operaciones análogas en yacimientos similares, o sobre estimaciones de barrido o eficiencias de recuperación^{1,7,8}.

Un método sencillo propuesto por Craig⁶ estima la recuperación final de una inyección convencional de agua mediante la multiplicación de la recuperación máxima posible por un factor $(1-V^2)/M$. El usar la relación de movilidad dada por la ecuación 4.11 parece dar recuperaciones finales para inyecciones de agua caliente menores a las obtenidas con la ecuación 4.12. Las recuperaciones finales de una inyección de agua caliente pueden estar gobernadas más por la temperatura final en el yacimiento (la cual puede aproximarse a la temperatura de inyección) que por la temperatura al inicio de la operación. Usar la temperatura de inyección para definir la viscosidad en la relación de movilidad parece producir estimaciones de

recuperaciones finales irrealmente altas.

Diseño

Los mismos aspectos deben ser considerados en el diseño de inyección de agua caliente y de cualquier otro proyecto de inyección de fluidos. Algunas de las principales cosas a considerar son la posibilidad del uso de pozos existentes tan pronto como se encuentren disponibles o después de que han sido reacondicionados, la necesidad de pozos adicionales para reducir el espaciamiento o para mejorar la recuperación, el efecto de la profundidad e inyectividad promedio del yacimiento sobre la duración y economía del proyecto, el tipo y localización de las instalaciones superficiales, la disponibilidad y tratamiento del agua, las restricciones ambientales sobre el uso de combustible y la evacuación de desecho. En proyectos de recuperación térmica, las principales consideraciones adicionales incluyen un mayor consumo de combustible, la necesidad de enfriamiento de las corrientes calientes de salida y el efecto de la temperatura sobre el equipo de superficie y de fondo de pozo.

El diseño del proyecto, desde el punto de vista del yacimiento, comienza con un modelo del comportamiento de la recuperación en función del espaciamiento, gasto de inyección de calor, temperatura del fluido inyectado, niveles de presión y cualquier otra condición de operación controlable por el ingeniero. Las diferencias de presión y la inyectividad deben ser lo suficientemente grandes para asegurar gastos de inyección que sean suficientemente altos para efectuar una vida del proyecto razonablemente corta y una adecuada eficiencia térmica. El poco espaciamiento de pozos tiende a acortar la duración y reducir las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes. La decisión final de los parámetros de operación está determinada por aspectos económicos y a menudo está grandemente influenciada por el número y localización de los pozos disponibles en el campo para el proyecto. Hoy día se diseñan grandes proyectos con la ayuda de simuladores numéricos térmicos o (cada vez menos) con modelos físicos a escala. El diseño inicial se revisa con técnicas como las descritas en este capítulo.

Aplicaciones de Campo

La inyección de agua caliente no ha sido un proceso de recuperación térmica popular. Únicamente unas cuantas piloto de campo y operaciones

de tamaño comercial han sido descritas.

El comportamiento en Schoonebeek se ilustra en la figura 4.14.

4.2 Inyecciones de Vapor

Las inyecciones de vapor son el proceso de recuperación térmica que más recuperación de aceite proporciona. Esta ventaja se explica por la presencia y efectos de la condensación del vapor de agua. La presencia de la fase gaseosa causa que los componentes ligeros del crudo sean destilados y acarreados. Cuando el vapor se condensa, los componentes hidrocarburos condensables lo hacen también, reduciendo la viscosidad del crudo en el frente de condensación. Además, la condensación del vapor hace al proceso de desplazamiento más eficiente y mejora la eficiencia de barrido.

Las inyecciones tanto de vapor como de agua caliente mejoran la movilidad del aceite mediante la reducción de la viscosidad y reducen el aceite residual a altas temperaturas.

Por supuesto, todos los fenómenos en los desplazamientos con agua caliente también se hallan en los desplazamientos con vapor. Esto no es únicamente porque la llegada del frente de condensación está precedido por una cantidad caliente (el vapor condensado) sino también porque una fase de agua caliente está presente todo el tiempo con el vapor. Sin embargo, la magnitud de tales fenómenos puede ser diferente debido a la fase vapor.

En la figura 4.44 se muestra un diagrama esquemático del flujo del aire desde su compresión hasta su reciclamiento o desecho.

4.2.1 Inyección (Continúa) de Vapor o Desplazamiento con Vapor

Este proceso tiene una recuperación mayor que la estimulación con vapor (tratada en la siguiente subsección). Requiere por lo menos dos pozos, uno funcionando como inyector y el otro como productor.

Un fenómeno adicional importante que afecta el desplazamiento en las inyecciones de vapor -reconocido por primera vez por Willman et al.⁹- es la destilación del vapor de las fracciones relativamente ligeras en el crudo. La destilación causa que fase vapor esté compuesta no solamente de vapor de agua sino también de vapores de hidrocarburos condensables. Algunos vapores de hidrocarburos se condensarán junto con el vapor de agua, mezclándose con el crudo original e incrementando la cantidad de fracciones relativamente ligeras en el aceite residual

atrapado por el agua condensada que avanza por delante del frente. La dilución por las fracciones ligeras provoca que algo del aceite atrapado sea desplazado por el agua condensada. El resto es despojado por el vapor de todas las fracciones ligeras, dejando residuos, pero más pesados. Los componentes más ligeros eliminados del aceite rebasado ayudan a regenerar y mantener un banco de "solvente" justamente corriente abajo del frente de condensación. Este caso puede verse en la figura 4.15, la cual muestra resultados experimentales de Willman y colaboradores⁷ sobre el contenido de destilables del crudo producido como una función del aceite producido acumulativo. El crudo producido no cambió en su composición hasta que la zona de vapor estuvo relativamente cerca; en este punto, el contenido de volátiles se incrementó marcadamente. Aparentemente, las fracciones ligeras en el vapor de agua contribuyen al alto contenido de volátiles del aceite (incluyendo hidrocarburos condensados) producido después del rompimiento del vapor.

La destilación del crudo rebasado por el frente de condensación que avanza puede resultar en saturaciones de aceite residual finales muy bajas en la zona barrida por el vapor. En principio, las saturaciones residuales de aceite pueden ser esencialmente cero donde el crudo original ha sido diluido con grandes volúmenes de condensados de hidrocarburos. La figura 4.16, tomada de Volek y Pryor¹⁰, muestra la variación del aceite residual en un experimento de laboratorio de desplazamiento con vapor en un tubo sobre un crudo de 24°API. La arena empacada de 20 pulgadas inicialmente fue inundada por agua fría hasta una saturación residual de aceite de 0.25. Como puede observarse, la saturación de aceite dentro de la mayor parte de la zona barrida por vapor es muy baja, en el rango de 0.01 a 0.03. Cerca del frente de condensación, pero todavía dentro de la zona de vapor, la saturación residual de aceite tiene el mucho mayor valor de 0.16, sugiriendo que el vapor está al menos casi "saturado" con vapores de hidrocarburos. Esto es, la destilación no fue muy pronunciada bajo las condiciones que prevalecieron en el intervalo entre 24 y 30 pulgadas desde el punto de inyección.

La inyección de vapor a través de empacamientos granulares que contengan aceite crudo bajo condiciones tales que únicamente la recuperación de la fase vapor del aceite es posible, muestra que la destilación es también importante para crudos pesados, si bien a un

grado menor. La figura 4.17 muestra que aún un crudo de 9°API contiene alrededor del 5% en volumen de componentes destilables con vapor a 20 lb/pg².

La concentración de componentes ligeros cerca del frente de condensación de vapor como un resultado de la destilación y la subsecuente condensación podría tener una pronunciada influencia sobre la viscosidad del crudo encontrada por un frente de vapor en su avance. Únicamente una pequeña cantidad de diluyente es requerida para reducir significativamente la viscosidad de crudos pesados, especialmente crudos muy pesados. Este crudo enriquecido de relativa baja viscosidad es lo que es encontrado por el frente de avance del vapor. Justamente en el lado corriente abajo del frente de condensación, los gradientes de presión son significativamente más bajos que si el crudo original estuviese presente, hecho que se tomará por cierto en la siguiente sección.

El ritmo de transporte de los componentes ligeros disueltos en el crudo dejado dentro de la zona de vapor y moviéndose hacia la fase vapor es controlado por la difusión y el flujo convectivo dentro de la fase aceite y es reducido al ritmo que la viscosidad del crudo se incrementa. Siendo todo lo demás igual, la cantidad de un componente ligero específico recuperado en un intervalo de tiempo sería más grande mientras más volátil es el crudo. Aquí, por supuesto, estamos disociando solamente los componentes disueltos en la fase aceite.

Para desarrollar saturaciones de aceite residual muy bajas (≈ 0.0 a 0.05) en crudos pesados desplazados con vapor se requiere la generación de un banco de solvente adecuado. Dichas saturaciones residuales, por consiguiente, no deberían ser esperadas muy cerca de los inyectores de vapor. Este efecto crea preguntas acerca de la determinación de la saturación de aceite residual en experimentos de laboratorio en tubos cortos.

Valores bajos de saturaciones de aceite residual han sido reportados en operaciones de campo. Blevins¹¹ reportó un intervalo de núcleo de 10 pies en el campo Kern River con una saturación promedio de casi 0.03. Volek y Pryor¹⁰ reportaron varios intervalos de núcleo de 10 pies en el campo Brea de crudo ligero con "saturaciones de aceite prácticamente igual a cero". Queda claro que la eficiencia de desplazamiento en inyecciones de vapor puede ser muy alta.

Estabilidad de los Frentes de Vapor

El desplazamiento de vapor es un proceso estable; es decir, no conduce a la formación y crecimiento de interdigitaciones viscosas. Los dedos de vapor pequeños, si son formados, tienden a perder calor a gastos relativamente altos, resultando finalmente en la condensación y desaparición del vapor y, por consiguiente, del dedo. A pesar de que tan simples argumentos físicos para la estabilidad del desplazamiento del vapor han sido sostenidos por años, sólo en los últimos años es que se dispone de fundamentos matemáticos, siendo el primero el de Miller¹², aunque considerando solamente desplazamiento de agua con vapor. Los análisis de estabilidad de sistemas con contenido de aceite podrían no llevarnos a conclusiones radicalmente diferentes.

Un parámetro comúnmente usado en la ingeniería de yacimientos como una medida de la estabilidad de un frente de desplazamiento en ausencia de fuerzas de capilaridad y de gravedad es la relación de gradientes de presión $\partial p / \partial n$, normal y corriente abajo del frente de desplazamiento con respecto al gradiente corriente arriba. De la ley de Darcy, esta relación de gradientes de presión puede expresarse como

$$(\partial P / \partial n)_u / (\partial p / \partial n)_a = (u / \lambda)_a / (u / \lambda)_u \quad (4.13)$$

Aquí, $(u / \lambda)_a$ es el flujo volumétrico u normal al frente dividido por la movilidad λ de cualquier fase presente fluyendo corriente abajo del frente de desplazamiento y, similarmente, corriente arriba. Las cantidades corriente arriba y corriente abajo del frente son identificadas por los subíndices u y a , respectivamente. La elección de las fases no tiene influencia sobre la relación de gradientes de presión, y diferentes fases pueden (y algunas veces deben) ser usadas en lados opuestos del frente de desplazamiento. En el cálculo de la distribución de presión en problemas que involucran una zona barrida y una no barrida separadas por un frente de desplazamiento, se debe especificar la relación de los gradientes de presión normal al frente. Los ejemplos fueron dados por Muskat¹³. Debido a que la relación de gradientes de presión fue usada primero en la inyección de agua, en la cual se supuso que únicamente agua fluye corriente arriba del frente de desplazamiento y únicamente aceite corriente abajo, se tiene que $u_u = u_a$, y la ecuación 4.13 se reduce a

$$(\partial p / \partial n)|_d / (\partial p / \partial n)|_u = \lambda_u / \lambda_d \quad (4.14)$$

La relación de gradientes de presión entonces está dada por el valor numérico de la relación de movilidad del único fluido fluyente en la zona barrida (agua) entre la del único fluido fluyente en la zona no barrida (aceite). Debido a la gran importancia de la inyección de agua en el desarrollo inicial de los procesos de desplazamiento, la relación de los gradientes de presión viene a ser sinónimo de la relación de movilidad M, donde

$$M = \frac{\lambda_u}{\lambda_d} = (k_r / \mu)_u / (k_r / \mu)_d \quad (4.15)$$

A través de los años, el uso de la relación de movilidad se arraigó tanto que llegó a ser el número que determinó la estabilidad de un proceso de desplazamiento (como verdaderamente es para procesos que no se caracterizan por el fenómeno de condensación) que perdimos de vista el hecho que es el valor de la relación de gradientes de presión la que controla el comportamiento del frente de desplazamiento. Por lo tanto, en la aplicación del uso acostumbrado de la relación de movilidad en el frente de desplazamiento del vapor se obtienen valores muy grandes de la relación de movilidad, generalmente por la baja viscosidad del vapor, la cual aparece en el denominador de la ecuación 4.15. Valores grandes de la relación de movilidad M corresponden a desplazamientos inestables. Como se estableció anteriormente, todas las evidencias indican que el desplazamiento con vapor es un proceso relativamente estable. Y esto ha llevado a una paradoja: el desfavorable desplazamiento por el vapor calculado y el favorable desplazamiento observado.

Consideramos la ecuación 4.13 para el caso del vapor. Si escribimos M_{eq} para la relación de gradientes de presión y llamamos a esto la relación de movilidad equivalente para concordar con el uso pasado (y actual), la relación de movilidad equivalente de inyecciones de vapor podría expresarse como

$$M_{eq} = (\partial p / \partial n)_d / (\partial p / \partial n)_u \quad (4.16)$$

$$= (u_w \mu_w / k_{rw})_d (k_{rs} / u_s \mu_s)_u \quad (4.17)$$

$$= \frac{(u_w \rho_w)_d}{(u_s \rho_s)_u} \frac{v_{w,d}}{v_s} \frac{k_{rs}}{k_{rw,d}} \quad (4.18)$$

donde v es la viscosidad cinemática,

$$v = \mu / \rho \quad (4.19)$$

μ es la viscosidad del fluido, k_r es la permeabilidad relativa, los subíndices s y w identifican propiedades relacionadas al vapor y al agua, y el subíndice d es usado para indicar que una propiedad es evaluada corriente abajo del frente de desplazamiento/condensación. En el desarrollo de la ecuación 4.18 se ha supuesto que la permeabilidad absoluta es la misma en ambos lados del frente de desplazamiento. Si este no es el caso, entonces el lado derecho de la ecuación 4.18 debería incluir un factor

$$k_{a,u} / k_{a,d}$$

Expresiones para la relación de movilidad equivalente idénticas con la ecuación 4.18 han sido presentados por Hagoort¹⁴ y Combarous y Sourieau¹⁵. Ningún estudio considera el efecto de una fase aceite moviéndose, aunque Hagoort considera la presencia de una saturación de aceite residual.

Predicción del Comportamiento

Para inyecciones de vapor, donde las saturaciones de aceite en las zonas de vapor barridas son bajas y las relaciones de movilidad efectivas son favorables, ha sido fácil desarrollar métodos simples para la predicción de la recuperación de aceite. En estos métodos simples, las variaciones en las saturaciones de aceite residual dentro de la zona de vapor generalmente son despreciadas. En otras palabras, los valores de la saturación de aceite residual usados en los cálculos son los determinados de experimentos sencillos de flujo de vapor, o los

supuestos con base en la experiencia. Saturaciones de aceite residual obtenidas experimentalmente incluyen efectos de destilación, pero generalmente no incluyen los efectos totales de la condensación de solventes. Si se piensa que los fenómenos de condensación y destilación reducen el residuo dejado por la inyección de vapor medido en el laboratorio, se podrían estimar las correcciones para este efecto. Todos los métodos de predicción sencillos usan un sólo valor de saturación de aceite residual en la zona barrida por vapor.

El primer paso en los cálculos es determinar el volumen de la zona de vapor y la cantidad de aceite desplazado de ella. Cuando el volumen bruto de la zona de vapor V_v es conocido, la cantidad de aceite producido es

$$N_p = (7,758 \text{ bl/acre-pie}) \phi \frac{h_n}{h_t} (S_{oi} - S_{or}) E_c V_v \quad (4.20)$$

donde h_n es el espesor neto del yacimiento, h_t es el espesor bruto del yacimiento, S_{oi} es la saturación inicial de aceite, S_{or} es la saturación residual de aceite, y E_c es la fracción producida del aceite desplazado de la zona de vapor (algunas veces llamado factor de captura).

El volumen de la zona de vapor V_v puede determinarse por métodos tal como el propuesto por Mandl y Volek¹⁶. Su método difiere de los usados por Farouq Ali¹⁷, Newman¹⁸, Marx y Langenheim¹⁹ y Willman et al.⁹ en que identifica un tiempo crítico más allá del cual la zona corriente abajo del frente de condensación que avanza es calentada por agua caliente moviéndose a través del frente de condensación. Antes del tiempo crítico t_c , todo el calor en el yacimiento está dentro de la zona de vapor, y los resultados de Mandl y Volek son los mismos que los de Marx y Langenheim¹⁹. El concepto de tiempo crítico es una contribución significativa. Su deducción está basada en tres suposiciones: (1) No hay rebasamiento por gravedad en la zona de vapor, (2) todos los puntos del frente de condensación avanzan a la misma velocidad, y (3) el ritmo de inyección de calor es constante. Partir de estas suposiciones -que en la práctica *siempre* lo hace uno hasta cierto punto- causará que el tiempo crítico t_c sea más pequeño que el dado por Mandl y Volek. Otros autores^{17,20} consideran la presencia de agua caliente corriente abajo del frente vertical de condensación desde el

momento de la inyección. Aunque Willman et al.²⁰, Farouq Ali¹⁷ y otros consideran el desplazamiento de aceite por el agua caliente condensada corriente abajo del frente de condensación, Myhill y Stegemeier²⁰ ignoran la contribución por ser pequeña. Newman¹⁸ aparentemente considera la presencia de una zona de agua caliente debajo de las zonas de vapor afectadas por el rebasamiento de la gravedad.

Un método aproximado desarrollado por van Lookeren²¹ y basado en principios de flujo segregado es el único que considera los efectos del echado, la relación de las fuerzas de gravedad a las de viscosidad, y el nivel de líquido en el pozo de inyección sobre la respuesta de producción. El aporta resultados tanto para flujo radial como lineal y hace uso de la relación de movilidad equivalente dada por la ecuación 4.18. El método da también la forma aproximada de las zonas de vapor bajo la influencia de fuerzas de flotación.

Myhill y Stegemeier²¹ adoptaron y modificaron los volúmenes de la zona de vapor calculados por Mandl y Volek¹⁶ de modo que el volumen de la zona de vapor se desvanezca si no se inyecta vapor. El volumen de la zona de vapor siempre puede relacionarse a la fracción del calor inyectado presente en la zona de vapor, $E_{h,s}$, por

$$V_v = < \frac{\text{acre-pie}^3}{43,560} > \frac{Q_i E_{h,s}}{M_R \Delta T} \quad (4.21)$$

M_R representa el contenido total de calor de la zona de vapor por volumen unitario, y Q_i es el calor acumulativo inyectado, calculado del gasto de inyección de calor \dot{Q}_i :

$$\dot{Q}_i = w_i (C_w \Delta T + f_{vdh} L_{vdh}) \quad (4.22)$$

donde w_i es el gasto másico de inyección dentro del yacimiento, ΔT es el incremento de temperatura de la zona de vapor arriba de la temperatura inicial de yacimiento (supuestamente igual al incremento de temperatura en el fondo del pozo, ΔT_f), f_{vdh} y L_{vdh} son la calidad del vapor y el calor latente de vaporización ambos a condiciones de fondo, respectivamente, y C_w es el calor específico promedio en el rango de temperatura correspondiente a ΔT . La función $E_{h,s}$ ha sido llamada eficiencia térmica de la zona de vapor y desaparece cuando no se inyecta vapor. Para un gasto constante de inyección de calor, ésta es

dada

$$E_{h,v} = \frac{1}{t_D} \left[G(t_D) + (1-f_{hv}) \frac{U(t_D - t_{cD})}{\sqrt{\pi}} \left[2\sqrt{t_D} - 2(1-f_{hv})\sqrt{t_D - t_{cD}} \right. \right. \\ \left. \left. - \int_0^{t_{cD}} \frac{e^x \operatorname{erfc}\sqrt{x}}{\sqrt{t_D - x}} - \sqrt{\pi} G(t_D) \right] \right] \quad (4.23)$$

El tiempo adimensional t_D es dado por

$$t_D = 4 \left(\frac{M_S}{M_R} \right)^2 \frac{\alpha_S}{h_t^2} t \quad (5.21)$$

la función $G(t_D)$ es dada por

$$G = 2\sqrt{t_D/\pi} - 1 + e^{t_D} \operatorname{erfc}\sqrt{t_D} \quad (5.27)$$

el tiempo crítico adimensional es definido por

$$e^{t_{cD}} \operatorname{erfc}\sqrt{t_{cD}} = 1 - f_{hv} \quad (4.24)$$

f_{hv} , la fracción del calor inyectado en forma latente, es dada por

$$f_{hv} = (1 + C_u \Delta T / f_{adh} L_{vdh})^{-1} \quad (4.25)$$

y la función unitaria $U(x)$ es cero para $x < 0$ y uno para $x > 0$.

$E_{h,v}$, la eficiencia térmica de la zona de vapor, es graficada como una función del tiempo adimensional en la figura 4.18 para varios valores del parámetro f_{hv} , la fracción de calor inyectado en forma latente. Debido a las pérdidas de calor a las formaciones adyacentes, la fracción del calor inyectado presente en forma útil dentro de la zona de vapor disminuye con el tiempo. Para un gasto constante de inyección de calor (a una calidad de vapor constante), el volumen de la zona de vapor calculado por la ecuación 4.21 continuaría creciendo con el tiempo. Pero a tiempos largos, el ritmo de crecimiento de la zona de vapor sería muy lento. Cuando todo el calor es inyectado como calor sensible ($f_{hv} = 0$), la eficiencia térmica de la zona de vapor es cero. La

máxima eficiencia térmica de la zona de vapor es obtenida como la fracción del calor inyectado en forma latente que se aproxima a la unidad y es la misma que la dada por Marx y Langenheim. Notar que debido al calor sensible del vapor de la corriente el valor de f_{hv} puede acercarse a la unidad solamente en aplicaciones prácticas.

Una cantidad que es indicativa del éxito de una inyección de vapor y que cambia lentamente con el tiempo durante un proyecto es la relación del volumen equivalente de vapor inyectado (como condensado) por volumen de aceite producido. Esta cantidad es conocida como la relación vapor/aceite y es denotada por el símbolo F_{vo} . (La cantidad recíproca F_{ov} , la relación aceite/vapor, también es usada ampliamente). De acuerdo con esto, la relación vapor/aceite F_{vo} está dada por

$$F_{vo} = \frac{W_{s,eq}}{N_p} \quad (4.26)$$

donde $W_{s,eq}$ es una medida del vapor usado, expresada como volúmenes equivalentes de agua.

Las bases para determinar $W_{s,eq}$ incluyen el vapor inyectado, el vapor generado, el agua de alimentación pasada a través del generador, y el contenido de energía equivalente. En algunos casos, el calor inyectado es reportado sin considerar las cantidades en forma sensible y latente. En otros, barriles de agua de alimentación son reportados a una calidad de vapor específica. Es esta la razón por la que no existe un estándar dentro de la industria para informar de la relación vapor/aceite dada por la ecuación 4.26. Dado que nosotros proponemos usar el método de predicción de la recuperación presentado por Myhill y Stegemeier²¹, usaremos su definición de volumen equivalente de vapor usado.

Myhill y Stegemeier²¹ convirtieron la entalpía del vapor a la salida del generador (en relación a la temperatura ambiente del agua de alimentación) a un volumen equivalente de vapor inyectado equivalente $W_{s,eq}$ basado sobre una entalpía de referencia de 10^3 Btu/lbm. Cuando se expresa en términos del calor inyectado Q_i , su relación viene a ser

$$W_{s,eq} = (2.853 \times 10^{-6} \text{ bl/Btu}) \left[\frac{C_w(T_{sb} - T_A) + f_{sb} L_{vb}}{C_w(T_{ldh} - T_1) + f_{sdh} L_{vdh}} \right] Q_i \quad (4.27)$$

Aquí, T_A es la temperatura ambiente de la caldera de agua de alimentación, y los subíndices b y ca representan las condiciones a la salida de la caldera y a fondo de pozo, respectivamente. Notar que como el volumen equivalente de vapor inyectado es una medida de la energía térmica inyectada dentro del yacimiento, no se haría cero aún cuando la calidad de vapor sea cero. Dado que sólo se han considerado gastos constantes de inyección de calor en este capítulo, el calor acumulativo inyectado que aparece en la ecuación 4.21 y en la 4.27 es igual al producto del gasto de inyección de calor por el tiempo de inyección. En realidad, gastos constantes de inyección de calor nunca son alcanzados, así que en principio (1) el vapor acumulativo inyectado debe basarse en el gasto promedio de inyección de vapor, (2) el volumen equivalente acumulativo de vapor inyectado también debe considerar variaciones en temperatura a la entrada y salida de la caldera y en el fondo del pozo de inyección, y (3) la eficiencia térmica de la zona de vapor dada por la ecuación 4.23 debe ser obtenida por superposición o procedimientos equivalentes.

La figura 4.19 compara las relaciones vapor/aceite calculadas usando las ecuaciones 4.20 a 4.27 con las obtenidas en proyectos de campo. Los cálculos fueron basados en la suposición de que los gastos de inyección de calor fueran constantes en la vida de los proyectos y se usó un factor de captura de 100%. El factor de captura es la fracción del aceite desplazado que es producido. Como varios de estos proyectos de campo ya tuvieron producción primaria al tiempo que la inyección de vapor empezó, se hace la comparación con las relaciones de campo asociadas con la producción de aceite que resulta de la inyección de vapor.

La relación adicional vapor equivalente/aceite para los proyectos de campo fue basada en la diferencia entre la recuperación total y la recuperación de la producción primaria.

Las tablas 4.8 y 4.9 resumen las condiciones sobre las cuales están basadas las relaciones vapor equivalente/aceite calculadas.

Tres campos -Yorba Linda, Coalinga, y Brea- tienen valores cercanos a los calculados. Esos tres campos tienen un alto potencial para drenaje por gravedad. Tienen o grandes echados o cuerpos masivos de arena verticalmente continuos y más o menos alta permeabilidad. De los ocho campos restantes, sólo uno (Tatums) tiene un echado significativo, pero su permeabilidad es baja. La relación promedio de

la relación vapor/aceite de campo a la calculada (relación vapor/aceite) para el más reciente grupo de campos es aproximadamente 1.5, y es 0.9 para los tres campos con buen drenaje por gravedad. Por esto, la correlación mostrada en la figura 4.19 indica que las relaciones vapor/aceite promedio de los proyectos de campo varían desde 1.5 a 0.9 de los valores calculados, el más reciente valor prevaleciente en yacimientos con buen drene por gravedad. Como las relaciones vapor/aceite calculadas están basadas en un factor de captura de 100%, estos resultados indican que el factor de captura E_c requerido para tener los resultados de acuerdo cae entre 0.66 y 1.1, el último valor prevaleciente en yacimientos con buen drene por gravedad. Factores de captura mayores de 1.0 significan que más aceite es producido que el desplazado de la zona de vapor. Esto es posible donde hay fuerzas naturales, como la gravedad, que tienen una fuerza significativa sobre la producción de aceite fuera de la zona de vapor.

TABLA 4.8 - PROYECTOS DE CAMPO DE INYECCION DE VAPOR - RESUMEN DE CONDICIONES²¹

Campo	Referencia	Número de Inyectores	Propiedades Térmicas T _i (°F)	A (acres/pozo)
Brea (arena "B")	2	4	175	10
Coalinga (sección 27, zona 1)	16	40	96	9.2
El Dorado (arregio nororiental)	17	4	70	1.6
Inglewood	18	1	100	2.6
Kern River	19	85	90	2.5
Schoonebeek	20	4	100	15
Slocum (fase 1)	21	7	75	5.65
Smackover	22	1	110	10
Tatums (empuje de vapor Hefner)	23	4	70	10
Tía Juana	24	7	113	12
Yorba Linda (arena "F")		2	110	35

Propiedades Petrofísicas				Parámetros del vapor				
h_t	h_n/h_t	ϕ	ΔS^{**}	f_{sb}	f_{sdh}	P_s	f_s	t
(pies)						(lb/pg ³)		(años)
300	0.63	0.22	0.40	0.75	0.54	2000	500	8
35	1.0	0.31	0.37	0.7	0.55	400	500	4
20	0.85	0.26	0.40	0.75	0.45	500	200	1
43	1.0	0.37	0.40	0.75	0.7	400		1
55	1.0	0.32	0.40	0.7	0.5	100		5
83	1.0	0.30	0.70	0.85	0.7	600		6
40	1.0	0.37	0.34	0.8	0.7	200		2.5
50	0.5	0.36	0.55	1.0	0.8	390		1
66	0.56	0.28	0.55	0.7	0.6	1300		5
200	1.0	0.33	0.50	1.0	0.8	300	1400	5.3
32	1.0	0.30	0.31	0.8	0.7	200		4.5

* $M_R = 35 \text{ Btu/pie}^{-3}\text{-}^\circ\text{F}$, $M_S = 42 \text{ Btu/pie}^{-3}\text{-}^\circ\text{F}$, $\lambda_S = \text{Btu/pie-hr-}^\circ\text{F}$

** ΔS = saturación de aceite al inicio de la vaporización menos el cambio en la saturación de aceite de la estimada al principio durante el periodo de inyección de vapor menos 0.15. El término 0.15 representa un valor promedio de la saturación de aceite residual después de la inyección.

TABLA 4.9 - COMPARACION DE LOS RESULTADOS DE CAMPO²¹

Campo	Cantidad de vapor inyectado W_{sd}	Tamaño de zona de vapor ** V_{sd}	Relación aceite equivalente adicional calculada (vol/vol)	Relación aceite equivalente adicional de campo (vol/vol)
Brea	0.5	0.15	0.13	0.14
Coalinga	0.94	0.45	0.16	0.18
El Dorado	1.6	0.315	0.05	0.02
Inglewood	1.26	1.256	0.41	0.27
Kern River	1.92	1.139	0.32	0.26
Schoonebeek	0.95	0.617	0.43	0.35
Slocum	1.41	1.202	0.29	0.18
Smackover	1.23	0.756	0.27	0.21
Tatums	1.54	1.397	0.13	0.10
Tía Juana	0.47	0.551	0.59	0.37
Yorba Linda				
"F"	0.54	0.280	0.16	0.17

* $W_{sd} = W_{s,eq} / (7750 A h_t)$

** $V_{sd} = V_s / (7750 A h_t \phi)$

EJEMPLO 4.2 - ESTIMACION DE LA HISTORIA DE LA RECUPERACION POR INYECCION DE VAPOR

El gasto de agua de alimentación dentro de un generador de vapor es 1,000 bpd, referido a una temperatura de 60°F. La temperatura a la entrada del agua de alimentación promedia 80°F, y la temperatura a la salida y la calidad del vapor promedian 565°F y 0.78. La calidad del vapor que entra al yacimiento es de 0.73, y la temperatura del fondo del agujero es también 565°F. Las propiedades pertinentes del yacimiento están dadas en la tabla 4.10. Estimar la historia aproximada de recuperación debida a la inyección de vapor usando el método de Myhill y Stegemeier¹⁴.

TABLA 4.10 - PARAMETROS DE YACIMIENTO PARA EL EJEMPLO 4.2

Porosidad	0.18
Espesor neto, pies	34.0
Espesor bruto, pies	41.0
Saturación promedio de aceite	0.66
Saturación residual de aceite	0.17
Temperatura del yacimiento, °F	93
Capacidad volumétrica de calor* del yacimiento calentado, Btu/pie ³ -°F	38.1
Capacidad volumétrica de calor de las formaciones adyacentes, Btu/pie ³ -°F	41.8
Difusividad térmica de las formaciones adyacentes, pie ² /día	0.70

* Calculada de la ecuación 4.3 para incluir el calor latente de condensación en la zona de vapor y la capacidad calorífica del intervalo no productor:

$$M_R = [h_n M_{R,pay} + (h_l - h_n) M_{R,nonpay}]$$

TABLA 4.11 - PROPIEDADES DE FONDO DEL FLUIDO PARA EL EJEMPLO 4.2

Temperatura de inyección, °F	565
Calor latente de condensación, Btu/lbm	615.4
Calidad del vapor	0.73
Calor específico del agua, °Btu/lbm-°F	1.08
Densidad del agua, lbm/pie ³	45.0

* Calculada de la diferencia en la entalpía del agua líquida saturada a 575 y 93°F dividida por (565-93)°F.

La fracción del calor inyectado en forma latente f_{hv} se calcula con la ecuación 4.25:

$$f_{hv} = \left[1 + \frac{(1.08 \text{Btu/lbm-}^\circ\text{F})(565-93)^\circ\text{F}}{(0.73)(615.4 \text{Btu/lbm})} \right]^{-1} = 0.47$$

Los valores de las propiedades del fluido que aparecen en esta ecuación son dadas en la tabla 4.11. El valor $f_{hv}=0.47$ es usado para entrar a la figura 4.18 para calcular la eficiencia de calor de la zona de vapor como una función del tiempo. Para valores de tiempo adimensional menores que el valor crítico, la eficiencia de calor de la zona de vapor está dada por la parte curva superior de la figura 4.18. El valor del tiempo crítico adimensional definido por la ecuación 4.24 puede encontrarse de la tabla 4.2 para el valor de t_D para el cual:

$$e^{t_D} \text{erfc} \sqrt{t_D} = 0.53$$

o $t_D = t_{Dc} = 0.49$, como fue obtenido por medio de interpolación lineal. Después del tiempo crítico, la eficiencia de calor de la zona de vapor seguiría la curva correspondiente a $f_{hv}=0.47$ en la figura 4.18. Más que para interpolar entre las curvas para $f_{hv}=0.5$ y 0.33 en la figura 4.18, la curva por $f_{hv}=0.5$ es usada para estos cálculos.

La relación entre el tiempo real y el adimensional es encontrada a partir de la ecuación 5.6 y es

$$t = \frac{(38.1 \text{ Btu/pie}^3 - ^\circ\text{F})^2 (41.0 \text{ pies})^2 t}{(4)(0.70 \text{ pie}^2/\text{día})(41.8 \text{ Btu/pie}^3 - ^\circ\text{F})^2}$$

$$t = 499 t_D \text{ (días)}$$

$$t = 1.37 t_D \text{ (en años)}$$

Los valores de la eficiencia de calor de la zona de vapor han sido calculados a varios tiempos seleccionados y son listados en la tabla 4.12.

El gasto de inyección de calor dentro del yacimiento, Q_i , el cual viene de la ecuación 4.22, es

$$Q_i = (1,000 \text{ bpd})(62.4 \text{ lbm/pie}^3)(5.615 \text{ pie}^3/\text{bbl})\{(1.08 \text{ Btu/lbm-}^\circ\text{F})(565-93)^\circ\text{F} + (0.73)(615.4 \text{ Btu/lbm})\}$$

$$Q_i = 3.36 \times 10^8 \text{ Btu/día}$$

El calor inyectado acumulativo también es listado en la tabla 4.12. El volumen de la zona de vapor entonces es calculado como una función del tiempo a partir de la ecuación 4.21:

$$V_v = \{(3.36 \times 10^8 \text{ Btu/día}) t E_{h,v}\} / \{(43,560 \text{ pie}^3/\text{acre-pie})(38.1 \text{ Btu/pie}^3 - F)(565 - 93)^\circ\text{F}\} = 0.429 t E_{h,v}$$

Los valores de V_v , también listados en la tabla 4.12, representan el volumen neto de la zona de vapor en el yacimiento, y son expresados en acre-pie cuando t está en días.

La extensión areal de la zona de vapor está dada por:

$$A(\text{en acres}) = V_v / (41.0 \text{ pies})$$

cuyos valores están listados en la tabla 4.12.

La producción acumulativa de aceite, la cual es proporcional al volumen de la zona de vapor, es calculada a partir de la ecuación 4.20 y está dada por

$$N_p = (7,758 \text{ bl/acre-pie})(0.18)(34.0 \text{ pie}/41.0 \text{ pie})(0.66-0.17)(0.7)V_v$$

$$N_p = 397 V_v \text{ (en barriles)}$$

Finalmente, la relación vapor/aceite acumulativa es calculada a partir de la producción acumulativa y el vapor equivalente acumulativo inyectado (expresado como condensado), todo lo cual está dado en la tabla 4.12. La inyección equivalente acumulativo de vapor es calculada usando la ecuación 4.23:

$$\begin{aligned}
 W_{s,eq} &= (2.853 \times 10^{-6} \text{ bl/Btu}) \left[(1.08 \text{ Btu/lbm}^{-\circ}\text{F}) (565 - 80)^{\circ}\text{F} \right. \\
 &\quad \left. + (0.78) (615.4 \text{ Btu/lbm}) \right] / \left[(1.08 \text{ Btu/lbm}^{-\circ}\text{F}) (565 - 93)^{\circ}\text{F} \right. \\
 &\quad \left. (565 - 93)^{\circ}\text{F} + (0.73) (615.4 \text{ Btu/lbm}) \right] Q_1 \\
 &= 2.99 \times 10^{-6} Q_1
 \end{aligned}$$

donde $W_{s,eq}$ está en barriles. La relación vapor/aceite es calculada usando la ecuación 4.23.

TABLA 4.12 - COMPORTAMIENTO ESTIMADO - EJEMPLO 4.2

Tiempo adimensional	Tiempo (años)	Eficiencia térmica de la zona de vapor (fracción)	Calor acumulativo inyectado (btu)	Volumen bruto de la zona de vapor V (acre-pié)
0.05	0.068	0.855	8.34×10^9	9.10
0.10	0.147	0.805	1.68×10^{10}	17.3
0.20	0.273	0.742	3.35×10^{10}	31.7
0.50	0.683	0.642	8.38×10^{10}	68.7
1.00	1.37	0.539	1.68×10^{11}	115
2.0	2.73	0.427	3.35×10^{11}	183
5.0	6.83	0.300	8.38×10^{11}	321
10	13.7	0.225	1.68×10^{12}	483
20	27.3	0.165	3.35×10^{12}	706

Extensión areal de la zona de vapor A (acres)	Producción acumulativa de aceite N (bl)	Vapor equivalente inyectado W (bl)	Relación aceite/vapor F ^o
0.222	3.62×10	2.50×10^4	6.8
0.422	6.87×10	5.00×10^4	5.2
0.775	1.26×10^2	1.00×10^5	7.9
1.68	2.73×10	150×10^5	9.4
2.82	4.58×10	5.00×10^5	11
4.46	7.26×10	1.00×10^6	14
7.84	1.27×10^2	3.50×10^6	19
11.8	1.92×10^2	5.00×10^6	26
17.2	2.81×10^2	1.00×10^7	35

Los resultados mostrados en la tabla 4.12 indican que después de un año las relaciones vapor/aceite predichas serán mayores de 10 bl de vapor equivalente por barril de aceite producido. Si un factor de

captura de 100% pudiera ser alcanzado en lugar del 70% usado aquí, las relaciones vapor/aceite predichas serían menores en 43%. A pesar de la alta saturación inicial de aceite, la relación vapor/aceite es alta en este ejemplo, principalmente por la relativamente baja porosidad de 0.18 y el hecho de que 17% de la zona productora es lutita, la cual también es calentada a la temperatura del vapor sin contribución a la producción de aceite. Otros factores que hubieran resultado en menores relaciones vapor/aceite incluyen una calidad del vapor inyectado y una mayor temperatura de vapor menor. Tal como lo muestra la ecuación 4.21, el volumen de la zona de vapor es inversamente proporcional a la diferencia entre la temperatura del vapor y la temperatura inicial del yacimiento. Para la misma cantidad de vapor inyectado, el vapor a baja temperatura ocupa un volumen mayor que el vapor a alta temperatura y resulta en un volumen mayor de la zona de vapor y una cantidad más grande de aceite desplazado y producido.

Este ejemplo ilustra que (1) un contenido inicial alto de aceite no garantiza una relación vapor/aceite atractiva, (2) una porosidad baja y una baja relación de espesor neto/bruto de arena puede incrementar significativamente la relación vapor/aceite, (3) temperaturas de vapor más altas (o presiones de inyección) resultan en volúmenes de la zona de vapor y recuperaciones de aceite más bajas y relaciones altas vapor/aceite, (4) la relación vapor/aceite se incrementa con el tiempo entre el llenado y el rompimiento de vapor, y (5) debido a las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes, el ritmo de crecimiento del vapor disminuye con el tiempo. Probablemente no podría realizarse el punto 4 cuando el rebasamiento por gravedad es de importancia.

El efecto de las temperaturas de vapor más altas que resultan en menores volúmenes de la zona de vapor, recuperaciones de aceite, y relaciones aceite/vapor pueden ser obviadas. Generalmente es deseable inyectar a un alto gasto para acortar tanto la fase de inyección (para una cantidad dada de calor inyectado) como la operación entera. Esto reduce no solamente los costos de operación sino también las pérdidas de calor fraccionales, tanto del pozo como del yacimiento. Pero más altos gastos de inyección resultan en presiones de inyección más altas,

que en el caso de vapor son traducidas a temperaturas y densidades de inyección más altas. Y presiones de vapor más altas resultan en volúmenes de zona de vapor más pequeños. Se ha inyectado más calor más rápidamente, pero esto no ha mejorado la recuperación. Sino completamente lo contrario. Algunas veces, sin embargo, es posible inyectar a un gasto alto al principio y después reducir la presión de inyección (y temperatura) para permitir a la zona de vapor expandirse más rápidamente. En el caso de gastos de inyección variables, el volumen de la zona de vapor puede ser calculado por superposición.

Un método intermedio en complejidad entre el discutido aquí y la simulación térmica numérica es descrito por Davies y colaboradores²².

4.2.2 Estimulación con Vapor

En la inyección cíclica de vapor -nombre con el que más comúnmente se le conoce (huff'n'puff en Estados Unidos)- el vapor es inyectado intermitentemente, permitiéndosele al yacimiento producir después de cada inyección. En este proceso, la principal fuerza de empuje para el desplazamiento la da la presión del yacimiento, la fuerza gravitacional, la expansión de la roca y del fluido y, posiblemente, la compactación de la formación. Claramente, el propósito es reducir la resistencia al flujo exclusivamente en las cercanías del pozo, pero también ayudar al mecanismo de expulsión al causar que el gas disuelto en el aceite sea menos soluble conforme la temperatura aumenta, e incrementar la capacidad de retención de agua en el yacimiento a través de una combinación de cambios en la mojabilidad inducidos por la temperatura.

Después de varios ciclos de inyección y producción, las regiones vecinas al pozo que tienen poco o no tienen echado están tan "exprimidas" de aceite que más inyecciones de vapor resultan inútiles. En este caso se deben perforar pozos en un espaciamento muy cerrado para obtener una alta recuperación de aceite.

Mecanismos

Los mecanismos involucrados en la producción de aceite durante la inyección cíclica de vapor son diversos y complejos. No hay duda que la reducción en la viscosidad del crudo en la zona calentada cerca del pozo afecta bastante la respuesta de producción. Los cambios en las fuerzas superficiales con el incremento de la temperatura probablemente

juegan un papel en la retención preferencial del agua condensada en el yacimiento antes que el aceite más viscoso, un hecho que ha sido notado en varios estudios^{23,24}. Otros factores, como las diferentes compresibilidades de las fases y la vaporización instantánea del agua (reduciendo la permeabilidad relativa al agua), también pueden favorecer la retención del agua. La retención del agua condensada puede ser estimada de datos de comportamiento de producción. Otro mecanismo está asociado con la generación de una fase gaseosa no condensable. Esta puede resultar del hecho de que la solubilidad de los gases en los líquidos de formación decrece con el incremento de temperatura, pero también pueden resultar de reacciones químicas. Las reacciones químicas que generan gases incluyen (1) decarboxilación del crudo (descomposición de radicales $-CO$ para formar CO_2), (2) formación de H_2O de radicales que contienen azufre en el crudo, (3) formación de H_2 , CO , CH_4 y CO_2 por reacciones entre el agua y el crudo y (4) formación de CO_2 por descomposición y reacciones de minerales que contienen carbonatos y bicarbonatos disueltos. Análisis de gas publicados antes y después de la inyección cíclica de vapor son esencialmente inexistentes. Pero se han publicado cambios en la composición del gas en empujes de vapor, y se infirió que el mismo mecanismo ocurre al menos durante la fase de inyección de un proyecto de inyección cíclica de vapor. Este gas adicional suministra una fuerza de empuje extra para producir aceite durante la fase de producción del proyecto. Aún si la solubilidad reducida de los gases a las más altas temperaturas no genera gas libre, el efecto de la expansión del gas en solución será realizado, y todos los líquidos se expandirán calentándose. Además, algo del agua entre los granos del mineral y la fase aceite puede cambiar a vapor conforme se reduce la presión durante la producción cíclica; de este modo se adiciona a la fuerza de empuje.

Por lo general, debe de estar presente una fuerza de empuje en el yacimiento inicialmente para que la inyección cíclica de vapor tenga éxito. En otras palabras, no es suficiente reducir la resistencia al flujo en el yacimiento. El drene por gravedad y el empuje por gas en solución son muchas veces muy importantes en el suministro de fuerza durante la fase de producción. Y durante el empapamiento y producción, la condensación de vapor tiende a reducir la presión cerca del pozo, promoviendo el flujo.

Predicción del Comportamiento

El comportamiento de una operación de inyección cíclica de vapor es sensible a los mecanismos de producción que actúan, a las propiedades del yacimiento y fluidos cerca del pozo, y a las variables operacionales. La aplicabilidad de los métodos de predicción depende de la propia representación de las propiedades del yacimiento y crudo, aún considerando que la interacción total entre las variables operacionales y el yacimiento están propiamente tomadas en cuenta. Una propiedad del yacimiento que no es reconocida precisamente, pero que afecta significativamente a la respuesta de producción de las operaciones de inyección cíclica de vapor, es la permeabilidad relativa a los fluidos fluyendo. Coats et al.²⁵ reportaron que las permeabilidades relativas requieren correcciones por histéresis (es decir, son diferentes durante la inyección y el retroflujo) para poder cotejar el comportamiento en una operación multicíclica. Las permeabilidades relativas, especialmente con efectos de imbibición/drene/temperatura, no están disponibles normalmente. Así que es muy cuestionable si una predicción de comportamiento en una área donde no ha habido inyección cíclica de vapor es moderadamente exacta. Donde la producción por inyección cíclica de vapor ya existe, los valores posibles de las propiedades del yacimiento y del crudo pueden ser determinadas a través de procedimientos de cotejos de la historia de producción²⁵. Esto puede ser usado para predecir el comportamiento de ciclos de inyección subsecuentes en el mismo pozo, o para predecir el desarrollo de pozos cercanos bajo diferentes condiciones de operación.

TABLA 4.13 - DATOS DE INYECCION Y PRODUCCION DE UNA INYECCION DE VAPOR EN POZO TIPICO - BUENA FE FEE LEASE, MIDWAY SUNSET FIELD²⁶

	CICLO	
	Primero	Segundo
Inyección de vapor, bls	6,332	6,179
Tiempo de inyección, días	11	15
Gasto de inyección, bpd	453 a 666	118 a 536
Temperatura de inyección, °F	350	298 a 334
Presión de inyección, lb/pg ²	115 a 125	50 a 95
Tiempo de mojamiento, días	8	3
Producción de aceite por ciclo, bls	5,585	8784
Producción de agua por ciclo, bls	1,854	3,074
Tiempo total, días	120	216
Aceite acumulativo producido, bls @ c.e.	5,585	14,369

Inyección acumulativa de agua, bls	6,332	12,511
Producción acumulativa de agua, bls	1,854	4,928
Producción/inyección de agua	0.293	0.394
Tiempo acumulativo, días	120	336
Gasto promedio por ciclo, bpd	55.3	44.3
Relación aceite/vapor, vol/vol	0.88	1.42
Relación vapor/aceite, vol/vol	1.13	0.70

Tercero	Cuarto	Quinto	Sexto	Séptimo
5,170	4,592	5,618	5,420	5,664
12	8	9	12	7
275 a 497	514 a 600	522 a 729	200 a 633	709 a 791
307 a 338	298 a 327	307 a 324	298 a 307	378 a 415
60 a 100	50 a 90	60 a 80	50 a 60	175 a 275
3	3	6	3	2
5,702	5,898	7,218	5,137	7,393
2,800	3,185	4,576	4,382	3,940
162	192	298	262	640
20,071	25,969	33,187	38,324	45,717
17,681	22,273	27,891	33,311	38,975
7,728	10,913	15,849	19,871	23,811
0.437	0.490	0.555	597	0.11
498	694	992	1,254	1,594
38.8	31.9	25.5	20.8	22.3
1.10	1.28	1.28	0.95	1.31
0.91	0.78	0.78	1.06	0.77

Los métodos predictivos más simples están basados en modelos específicos de cómo trabaja la inyección cíclica de vapor. Owens y Suter²⁴, por ejemplo, consideran que la relación gasto de producción antes y después de la inyección de vapor es

$$\frac{q_{oh}}{q_o} = \frac{\mu_o(T_1)}{\mu_o(T)} \quad (4.28)$$

donde la viscosidad del aceite cambia con el tiempo conforme se pierde calor. Ellos no predijeron cómo se incrementa la viscosidad durante el tiempo de producción; supusieron que la temperatura afecta a la viscosidad, declinando de la misma manera que declina la temperatura en la cabeza del pozo, de tal modo que unas pocas mediciones proporcionarían bases para predecir y extrapolar las subsecuentes temperaturas y la respuesta de producción.

El modelo de Boberg y Lantz²⁷ abarca elementos clave adicionales. Ellos consideraron la distribución de temperatura en el yacimiento después de la inyección de vapor, la cual la representaron por una función. Su método puede ser usado para estimar la respuesta de

producción de aceite cuando el vapor inyectado penetra varios intervalos de arena. El caso donde el calor penetra un sólo intervalo será discutido aquí. El área del volumen calentado está dada por la ecuación 5.25, y se considera que el área más allá de ella permanece a la temperatura inicial del yacimiento T_i . La temperatura dentro de la zona calentada decrece por conducción vertical y horizontal y por remoción de energía por medio de los fluidos producidos. La figura 4.20 muestra la geometría para un intervalo sencillo de producción. La temperatura promedio dentro de la zona calentada, la cual se considera que no cambia en tamaño, está dada por

$$\bar{T} = T_i + (T_s - T_i) \left[f_{vD} f_{hD} (1 - f_{pD}) - f_{pD} \right] \quad (4.29)$$

donde la temperatura del vapor inyectado está medida a condiciones de fondo del pozo, f_{hD} y f_{vD} son cantidades adimensionales dependientes del tiempo y que cuentan para las pérdidas de conducción en el yacimiento y en un plano normal a él, respectivamente, y f_{pD} es una cantidad adimensional dependiente del tiempo y que representa la energía removida por medio de los fluidos producidos. Las cantidades f_{vD} y f_{hD} para un sólo intervalo calentado están dadas en forma gráfica en la figura 4.21. Note que Boberg y Lantz consideran que las capacidades caloríficas volumétricas son las mismas en las arenas con aceite y en las lutitas de alrededor, y que el tiempo adimensional está definido diferente para cada una de esas dos cantidades. Para pérdidas de calor verticales, el tiempo adimensional t_D está dado por la ecuación 5.21 con $M_R = M_S$. Las pérdidas de calor verticales dependen de las propiedades térmicas del yacimiento y su formación adyacente. Por otro lado, las pérdidas radiales de calor dependen sólo de las propiedades térmicas del yacimiento.

La relación entre la función f_{pD} y la energía removida por medio de los fluidos producidos es

$$f_{pD} = \frac{1}{2Q_{\max}} \int_0^t Q_{p,sh} dt \quad (4.30)$$

donde el gasto de remoción del calor $Q_{p,sh}$ del yacimiento debe ser

medido o estimado a condiciones de fondo de pozo y el calor contenido del yacimiento al final de la inyección de vapor, $Q_{p, dh}$, se determina de la ecuación 5.22.

El tiempo de producción t_p es medido a partir de la terminación de inyección de vapor. $Q_{p, dh}$ está relacionado a los gastos de producción y temperaturas promedio de la zona calentada por medio de

$$Q_{p, dh} = \left[(5.615 \text{ pie}^3/\text{bl}) \left(q_{oh} M_o + q_{wh} M_w + q_g M_g + \frac{q_s \rho_w L_v}{\bar{T} - T_1} \right) + (10^3 \text{ pie}^3/\text{Mpie}^3) \right] (\bar{T} - T_1) \quad (4.31)$$

El subíndice h en los gastos de producción es usado para distinguir la producción calentada de la no calentada. Todos los gastos están a condiciones subsuperficiales. Los gastos de aceite y gas en el fondo no son difíciles de estimar a partir de los superficiales. Pero los gastos de producción de agua y vapor deben ser corregidos con respecto a los superficiales para contar las pérdidas de calor. Los contenidos de agua, gas y vapor de los gastos de producción no son predichos con este modelo. Los valores para estas cantidades deben estar disponibles para otros pozos, o ciertas tendencias deben ser establecidas a partir de la primera respuesta del pozo. La relación del gasto de aceite de producción después de la producción de vapor al del gasto antes de la inyección está dada por

$$\frac{q_{oh}}{q_o} = \frac{J_h}{J} \quad (4.32)$$

donde la relación de productividad estimulada a la no estimulada (o el recíproco de la relación de resistencia al flujo) está dada por

$$\frac{J_h}{J} = \frac{1}{(\mu_{oh} / \mu_o) F_1 + F_2} \quad (4.33)$$

donde F_1 y F_2 son constantes que surgen de la geometría de flujo radial y del tipo de flujo considerado, y la viscosidad del aceite está evaluada a la temperatura promedio de la zona calentada. Boberg y Lantz dan expresiones para F_1 y F_2 para condiciones de estado estacionario y semiestacionario en la tabla 8.2.

En estas expresiones, el factor de daño después de la estimulación con vapor, S_h , está diferenciado de aquél antes de la estimulación, S . Debido a que la temperatura promedio en la zona calentada decrece durante la producción, la relación de aceite también decrece con el tiempo. Las predicciones del comportamiento de una operación de inyección cíclica de vapor puede ser calculada de forma manual si unos pocos intervalos de tiempo son suficientes para describir el problema. Primero, los factores f_{vD} y f_{hD} son determinados de la figura 4.21 al final del período de mojado con vapor. Además, como no hay producción, $f_{pD} = 0$. La ecuación 4.29 se usa para calcular la temperatura promedio en la zona calentada, a partir de la cual el gasto de producción de aceite se calcula con las Ecs. 4.32 y 4.33. Este gasto de producción de aceite es usado durante el próximo período para calcular la cantidad de energía removida por medio de la producción de fluidos. Al final del intervalo de tiempo seleccionado, los valores de f_{vD} y f_{hD} son calculados otra vez y el proceso se repite.

El modelo de Boberg y Lantz supone que antes de la estimulación el yacimiento tiene energía capaz de producir algo de aceite a la temperatura inicial T_i del yacimiento. Se supone también que la energía del yacimiento causa que el aceite se mueva dentro de la zona calentada, donde su resistencia al flujo se ha reducido. Este modelo es básicamente un modelo de estimulación, cuya respuesta está controlada básicamente por la relación de productividad dada por las Ecs. 4.32 y 4.33, y por la tabla 4.14. La figura 4.22 muestra la relación del gasto de producción de aceite después de la estimulación a la del gasto antes de la estimulación para el caso límite donde la viscosidad del aceite calentado se aproxima a cero, lo cual se da para el caso donde la relación de productividad es igual a $1/F_2$. Obviamente, esto produce la máxima respuesta obtenible.

Debido a que no hay resistencia al flujo dentro de la zona calentada en este caso, las relaciones de estimulación mostradas en la figura 4.22 no dependen de S_h . Los resultados están presentados para

tres valores de daño: $s = -5, 0$ y 5 . Los resultados para $s = -5$ requieren cierta discusión debido a que la relación de estimulación en

TABLA 4.14- EXPRESIONES PARA F_1 Y F_2 EN LA EC. 4.33 -FLUJO RADIAL

CONDICIONES DE FLUJO	F_1	F_2
ESTADO ESTACIONARIO	$\ln \left(\frac{r_h}{r_w} \right) + S_h$	$\ln \left(\frac{r_e}{r_h} \right)$
ESTADO ESTACIONARIO	$\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S$	$\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S$
ESTADO SEMI-ESTACIONARIO	$\ln \left(\frac{r_h}{r_w} \right) - \frac{r_h^2}{2 r_w^2} + S_h$	$\ln \left(\frac{r_e}{r_h} \right) - 1/2 + \frac{r_h^2}{2 r_w^2}$
ESTADO SEMI-ESTACIONARIO	$\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 1/2 + S$	$\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 1/2 + S$

estado estacionario, para este caso, es menor que uno para un radio calentado menor que $0.074 r_w$. Para valores bajos de μ_{oh} / μ_o , la ecuación 4.33 puede dar relaciones de estimulación menores a uno cuando el radio de la zona calentada r_h sea menor que el radio efectivo del pozo, r_{we} . Este último está relacionado al verdadero radio del pozo y al factor de daño por

$$r_{we} = r_w e^{-s} \quad (4.34)$$

De este modo, la ecuación 4.33 puede investigar la extensión de la zona calentada que produciría relaciones de estimulación adecuadas. Esto es especialmente importante en pozos que inicialmente tienen valores de daño negativos, donde relaciones de estimulación significantes pueden ser difíciles de obtener. Comentarios similares se aplican a condiciones de estado semiestacionario. Note que la relación de estimulación bajo condiciones de estado semiestacionario es algo mayor que para estado estacionario en casos de interés general -es

decir, para relaciones de estimulación mayores a uno. También note que la relación de estimulación es mayor que el mayor valor positivo de factor de daño. Naturalmente si las viscosidades realistas del aceite caliente (es decir, viscosidades mayores que cero) son consideradas, las relaciones de producción estimuladas dadas en la figura 4.22 serían menores.

El calor remanente en el yacimiento al principio de un nuevo ciclo de inyección de vapor es considerado como calor inyectado equivalente durante ese ciclo. La ecuación 4.29 calcula las temperaturas promedio remanentes en la formación.

TABLA 4.15 - MODELOS DE LOS PROCESOS DE INYECCION CICLICA DE VAPOR

Modelo	Dirección de fluido	Régimen de flujo	Cálculos adicionales ¿?	Extensión vertical de la zona caliente
Owens y Suter ³	r	i	No	Total
Boberg y Lantz ⁷	r	i,sss	No	Total
Martin ⁹	r	i,sss	Sí	Total
de Haan y van Lookeren ²	r	transitorio	No	Total ⁺
Seba y Perry ¹⁰	r,z	i + drene	No	Total
Closmann et al. ¹¹	r,z	por gravedad i	Sí	Parcial

Perfil de temperatura radial

Uniforme
Escalonado
Complejo

Escalonado
Constante < r_h
Variable > r_h

Complejo

³ r = radial; z = vertical
¹ = flujo incompresible; sss = estado semiestacionario (típicamente de declinación de la presión es el mismo en cualquier lugar).
⁺ El método representa el rebasamiento del vapor en términos del flujo radial equivalente.

Según escribió Burns²⁸ acerca del proceso de inyección cíclica de vapor, el modelo de Owens y Suter es consistente con el de Boberg y Lantz sólo cuando los radios de la zona calentada coinciden con los límites externos del volumen drenado del pozo.

Martin²⁹, de Haan y van Lookeren²³, Seba y Perry³⁰, y Closmann et al.³¹ han desarrollado diferentes modelos para informar sobre el comportamiento de un proceso de inyección cíclica de vapor. Para simplificar los cálculos, todos estos modelos y los dos primeros discutidos complementan alguna aproximación sobre la naturaleza del calor y flujo de fluidos. Note que estos estudios precedieron la disponibilidad de simuladores numéricos térmicos de yacimiento. Hoy en día, sin embargo, estos modelos ofrecen indispensable apreciación al proceso y pueden ser usados para hacer estudios de sensibilidad o proyectos de predicción. La tabla 4.15 resume las principales características de los modelos. Los de Martin²⁹ y Closmann et al.³¹ pueden requerir cálculos adicionales sustanciales. Sorpresivamente, solamente de Haan y van Lookeren intentaron informar sobre efectos transitorios: la mayoría de los modelos consideran flujos de fluidos radial solamente, pero los de Seba y Perry³⁰ y Closmann et al.³¹ consideran flujo radial y vertical. En todos los casos, solamente yacimientos horizontales son considerados. Sólo Seba y Perry³⁰ tratan el drene por gravedad como un mecanismo de producción.

Diseño

La inyección cíclica de vapor es relativamente fácil y barata de implantar, y por costumbre es examinada directamente en el campo. Cuando un operador tiene resultados de experiencias previas, el objetivo no es probar el proceso, pero sí optimizarlo. La optimización generalmente es hecha en el campo, algunas veces auxiliada por modelos tales como los que se discutieron o, más raramente, por simuladores numéricos.

La optimización requiere algunos datos base para estimar la interrelación de la cantidad de calor y vapor inyectado, la duración de la fase de mojamiento y la respuesta de producción para una secuencia de inyección de vapor y ciclos de producción. La mayoría de esta información se obtiene en el campo. La optimización es más difícil donde el número de pozos es más pequeño. Un simple pozo no puede suministrar información para su operación óptima, aunque el

conocimiento del análisis del comportamiento de un primer ciclo puede indicar cambios en las operaciones de ciclos subsiguientes posiblemente para mejorar los resultados de producción. Donde hay respuesta de un gran número de pozos para formaciones similares sobre un rango de variables operacionales, es costumbre clasificar la respuesta de producción por categorías. Estas categorías pueden incluir (1) características del yacimiento (por ejemplo, permeabilidad, porosidad, espesor de la arena, espesor neto de la arena, y viscosidad del aceite a condiciones iniciales del yacimiento); (2) inyección acumulada de vapor; (3) calidad de vapor promedio; (4) duración de la fase de mojamiento y (5) número del ciclo.

Las respuestas típicas entonces están asignadas para cada una de las categorías, y una operación de inyección cíclica de vapor optimizada es calculada usando el criterio del operador, y aplicada a cada pozo tomando en consideración su localización en el yacimiento. Los procedimientos más sofisticados de optimización requerirían la optimización del desarrollo de cada ciclo para refinar los procesos. La tabla 8.1 muestra respuestas típicas de pozo por ciclo obtenidas en el campo Midway Sunset y comentadas por Rivero y Heintz³².

4.3 Combustión In-situ

La combustión in-situ es simplemente la quema del combustible donde existe en el yacimiento. El término es aplicado a procesos de recuperación en los cuales aire, o en general un gas que contenga oxígeno, se inyecta al yacimiento, donde reacciona con los combustibles orgánicos. El calor generado es utilizado para ayudar a recuperar el crudo no quemado.

Origen del Combustible

El combustible verdaderamente quemado en la combustión progresiva in-situ no es el aceite crudo del yacimiento. Más bien, el combustible es principalmente residuos ricos en carbón resultado de un rompimiento térmico y destilación del crudo residual cercano al frente de combustión. Si existe carbón natural en la roca, también puede contribuir como combustible. La cantidad de combustible presente por unidad volumétrica de yacimiento es un parámetro muy importante en las operaciones de combustión porque generalmente determina el aire requerido para quemar una unidad volumétrica del yacimiento. En

operaciones de combustión húmeda, sin embargo, la adición suficiente de agua puede reducir la temperatura al punto que el combustible no se queme completamente. Donde la combustión de todo el combustible es innecesaria, la combustión incompleta puede ser una ventaja para reducir la cantidad de aire requerido para quemar completamente una unidad volumétrica del yacimiento. Este proceso también puede ser llevado a cabo bajo condiciones parcialmente apagadas, de tal modo que una fracción media del crudo es quemada u oxidada a bajas temperaturas. El proceso de combustión inversa también consume una fracción media del aceite crudo in-situ.

La manera usual de determinar el combustible quemado en un yacimiento dado es la experimentación. Esto se hace mediante pruebas de combustión en laboratorio usando una arena empacada o núcleo simulando condiciones del yacimiento. La arena o el núcleo y el aceite crudo deben ser del yacimiento que está siendo considerado. Idealmente, el núcleo es calentado para simular el avance de la temperatura en el frente y el aire se inyecta cuando la temperatura de combustión es alcanzada. En ese punto la combustión ocurre y el frente de combustión avanza a través del núcleo debido a la inyección continua de aire. El combustible quemado es determinado por la cantidad de oxígeno consumido y por la velocidad del frente de combustión.

El consumo de aire está afectado no sólo por las reacciones con los combustibles orgánicos sino también por las reacciones entre el oxígeno y algunos minerales en el yacimiento, como la pirita. Cuando el mineral reacciona, se requiere especial cuidado para determinar la cantidad de combustible quemado. Experimentalmente se determinan las variaciones del combustible quemado (variaciones que pueden ser correlacionadas con muestras de yacimientos de zonas de diferente litología y mineralogía) que merecen especial interpretación. Estas variaciones deben ser comparadas con aquéllas debidas a la reproducción del proceso experimental y analizadas para detectar un posible significado estadístico. Esto raramente se hace.

Al combustible quemado en el yacimiento también se le conoce como contenido de combustible, consumo de combustible o disponibilidad de combustible. Aunque se supone que todo el crudo no quemado es desplazado de la zona quemada, análisis de la matriz de la roca muestran residuos orgánicos. Este residuo orgánico es despreciable generalmente cuando la combustión ocurre a altas temperaturas.

También se encuentran residuos orgánicos después de una extracción convencional de núcleos.

Las correlaciones pueden ser usadas en ausencia de valores experimentales para el combustible quemado en el campo bajo estudio. Esto, sin embargo, exhibe gran desviación debido a las variaciones de las propiedades del crudo y de la roca. El efecto de la matriz de la roca se puede ver en la figura 4.23, y el efecto de la gravedad del crudo se muestra en la figura 4.24 y 4.25. Note que los datos de consumo de combustible de Alexander et al.⁷⁴ (figura 4.25) exhiben mucho más dispersión que los de Showalter⁷³, que se muestran en la figura 4.25. También note que estos autores muestran el consumo de combustible en diferentes unidades. La tendencia, sin embargo, es la misma; hay menor consumo de combustible quemado cuando la gravedad API se incrementa. En 1965, Wohlbiel⁷⁴ publicó un análisis completo de los resultados disponibles acerca de la cantidad de combustible quemado. La figura 4.26, tomada de su trabajo, muestra la gran variación en el combustible quemado reportada por varios investigadores. Estos resultados muestran que la gravedad API y la densidad del crudo no son parámetros satisfactorios para hacer una estimación correcta del combustible consumido.

La correlación entre el combustible quemado y el consumo de aire es generalmente excelente para combustión a altas temperaturas, como lo muestra la figura 4.27. A temperaturas más bajas, alguna fracción del oxígeno consumido generalmente reacciona con el crudo sin generar gases de óxido de carbono o agua. Este tipo de reacción de oxidación incrementaría los requerimientos de aire mayores a 18 pie³ de aire por libra de combustible quemado obtenido de la pendiente de la figura 4.27. No hay una temperatura específica que separe el comportamiento de alta temperatura ejemplificado por la figura 4.27 de la reacción de oxidación a más baja temperatura. Pero una temperatura aproximada de 650°F es consistente con las observaciones. Esta temperatura se define como la temperatura mínima de combustión activa, que aún cuando no ha sido definida exactamente podría ser unos cuantos grados menor o mayor a 650°F.

Las variables operacionales también afectan la cantidad de combustible disponible para la combustión. A bajos flujos de aire, la temperatura de combustión activa puede no ser alcanzada. Entonces, algo de oxígeno pasa a través de la zona de combustión y se combina con el

crudo. Se sabe (véase figura 4.28) que a bajas temperaturas de oxidación del crudo se incrementa el combustible disponible para la combustión a altas temperaturas. A flujos muy grandes de aire, el tiempo de residencia del oxígeno en la zona de reacción de alta temperatura es tan reducido que no todo el oxígeno puede reaccionar. Aunque el tiempo de residencia en la región de oxidación a baja temperatura sería relativamente grande, los gastos de reacción son lo bastante bajos para permitir que el oxígeno sin reaccionar pase a través del gas efluente, específicamente en experimentos de laboratorio en tubos cortos. La figura 4.29 de Martin et al.³⁵ muestra que los requerimientos de aire inyectado tienen un mínimo de 240 pie³/pie³ de arena para un flujo de aire de 480 pie³/día-pie². El efecto del incremento de la presión sobre el contenido de combustible (figura 4.30) es incrementar ligeramente el contenido de combustible. La adición de agua a la corriente de inyección enfría el combustible y reduce la cantidad de combustible quemado; esto también genera vapor adicional y, de este modo, mejora la eficiencia de barrido y de desplazamiento (figura 4.31 tomada de Garon y Wygal³⁶).

Nelson y McNiel³⁷ propusieron una corrección para la cantidad de combustible quemado en el laboratorio cuando la porosidad del material en el tubo de experimentos, ϕ_c , es diferente de la porosidad del yacimiento considerado, ϕ . Esta corrección está dada por

$$m_R = \frac{1 - \phi}{1 - \phi_c} m_E \quad (4.35)$$

donde m_R es la masa de combustible quemado por unidad de volumen del yacimiento, y m_E es la masa del combustible quemado por unidad de volumen en el laboratorio.

Esta corrección está basada en la observación de que la cantidad de combustible requerido para calentar un volumen unitario de la matriz a una temperatura dada se incrementa conforme se incrementa la cantidad de materia inorgánica (la cual es proporcional a $(1-\phi)$).

La saturación equivalente de aceite quemado puede ser expresado en términos del combustible quemado (dado en masa por unidad de volumen) por

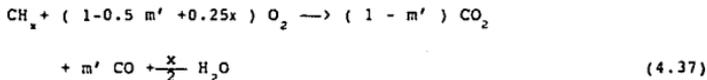
$$S_{or} = \frac{m_R}{\phi \rho_o} \quad (4.36)$$

donde ρ_o es la densidad del aceite.

Interacciones Oxígeno/Combustible

A temperaturas de más de 650°F, las reacciones entre el oxígeno y los combustibles orgánicos derivados del crudo dan como resultado la formación de CO₂, CO y H₂O como productos principales de la reacción. Estas reacciones remueven el carbono del combustible, rompiendo la cadena del carbono combustible. A menos de 650°F, el agua y los compuestos orgánicos oxigenados son los productos principales de la reacción. Estos productos parcialmente oxidados generalmente consisten en ácidos carboxílicos, aldehídos, cetonas, alcoholes e hidroperóxidos y son categorizados (por Burger y Sahuquet³⁹) como el resultado de oxidación a baja temperatura (OBT).

La estequiometría del proceso de oxidación a alta temperatura (OAT) está dada por



cuando los contenidos de sulfuro, nitrógeno y oxígeno del combustible son ignorados. Aquí, x es el número promedio de átomos de hidrógeno por átomo de carbono, conocido como relación atómica H/C, y m' es la relación molar del CO con respecto a (CO₂ + CO).

Los análisis de gas producido en operaciones de campo han mostrado, junto con los gases de hidrocarburos, la presencia de N₂, CO₂, CO, O₂, H₂, A, y H₂S. Como ya se dijo, se considera que los procesos de combustión del nitrógeno, oxígeno y argón vienen del aire inyectado; que los óxidos de carbono son los productos de la oxidación a alta temperatura; que el hidrógeno se libera por un rompimiento térmico del crudo en una zona deficiente en oxígeno corriente abajo de la región de combustión; y que cualquier cantidad de azufre en exceso asociada con la existencia natural del ácido sulfhídrico es un aumento de las reacciones de desulfuración en zonas deficientes en oxígeno. Los análisis de óxidos de carbono y oxígeno libre producidos son usados frecuentemente para determinar el tipo y la cantidad de combustible que ha sido quemado. Frecuentemente se supone que los minerales y el agua en el yacimiento son inertes. Pero no lo son. Poettmann et al.³⁹

mostraron que la presencia de pirita incrementa los requerimientos de aire. Los carbonatos y sulfatos de existencia natural se descomponen a altas temperaturas y reaccionan con productos ácidos formados por la oxidación a baja temperatura. Los análisis de gases producidos por la inyección de vapor muestran la presencia de óxidos de carbono (algunas veces en concentraciones muy grandes para ser atribuidas al contenido de oxígeno del crudo), ácido sulfídrico e hidrógeno, lo cual sugiere reacciones entre el vapor y el crudo. Hay muy pocas interpretaciones publicadas sobre la composición de gases producidos en operaciones de campo, especialmente cuando quizá son afectadas por minerales o reacciones de agua-crudo. Pero a menos que se desee una interpretación más cuidadosa (la cual raramente está justificada en operaciones de campo), es razonable suponer que los minerales y el agua son inertes donde hay cantidades insignificantes de carbonatos y pirita. La solubilidad de productos de reacción en los líquidos del yacimiento también afectaría la composición del gas efluente, especialmente al inicio.

Aunque la estequiometría dada por la ecuación 4.37 sólo aproxima las reacciones que involucran oxígeno, carbono e hidrógeno por no tomar en cuenta (1) reacciones OBT (2) reacciones que involucran minerales y (3) reacciones agua/combustible orgánico, es generalmente usada como base para estimar la relación H/C equivalente del combustible quemado. La relación hidrógeno a carbono del combustible quemado (relación H/C) puede ser expresada como una relación atómica o como una relación molar. Cuando la estequiometría dada en la ecuación 4.37 es válida, el valor de x es determinado midiendo la relación molar de CO con respecto a $CO+CO_2$, denotada m' , y la relación molar del total de oxígeno reaccionado al CO_2 generado, denotado por \hat{n} . Entonces, cuando la reacción continúa, x está dada por

$$x = 4 (1 - m') \hat{n}^c + 2m' - 4 \quad (4.38)$$

Pero es difícil, aún bajo condiciones de laboratorio, determinar la cantidad de oxígeno que reaccionó y la cantidad de óxidos de carbono e hidrógeno proveniente solamente de la reacción oxígeno/combustible. Esto, en principio, requiere balances de materia cuidadosos para O_2 , H_2 y C presentes en el sistema reactivo, incluyendo el oxígeno contenido

en el crudo despreciado frecuentemente y las contribuciones resultantes de las alteraciones minerales. En la práctica, estas contribuciones usualmente son ignoradas y la relación molar del total de oxígeno reaccionado al CO_2 generado, \hat{n}_c , es determinada por un simple balance de oxígeno y la suposición de que no hay acumulación de estos gases en el sistema. Para aire,

$$\hat{n}_c = \frac{0.21 i_a - q c_{\text{O}_2}}{q c_{\text{CO}_2}} \quad (4.39)$$

donde 0.21 es la fracción molar (o volumen) de oxígeno contenido en el aire, i_a es el gasto de inyección de aire, q es el volumen de gas producido (ambos a condiciones secas), y c es la concentración en fracción molar (o volumen) en la salida. Los subíndices O_2 y CO_2 se refieren al oxígeno y bióxido de carbono. Como el nitrógeno y el argón, los cuales esencialmente componen el 0.79 del aire, se pueden considerar inertes:

$$0.79 i_a = q c_{\text{N}_2} \quad (4.40)$$

Con estas suposiciones, entonces, la relación atómica equivalente H/C del combustible quemado puede ser calculada con

$$x = 4(1-m') \left[\frac{0.27 c_{\text{N}_2} - c_{\text{O}_2}}{c_{\text{CO}_2}} \right] + 2m' - 4 \quad (4.41)$$

Esta ecuación es esencialmente la misma que la ecuación 4.38 de Dew y Martin⁴⁰, excepto que aquí no se supone que el gas seco efluente contiene sólo nitrógeno, oxígeno y óxidos de carbono.

Moss et al.⁴¹ han indicado que la relación atómica H/C del combustible quemado es función de cómo es operado el proceso. Si pocos o no residuos carbonosos permanecen dentro o cerca de la zona quemada, lo cual es indicativo de las reacciones de oxidación a alta temperatura, el valor de x es relativamente bajo. Conforme aumenta la contribución de las reacciones a baja temperatura (reacciones que

pueden ser causadas por flujos bajos de oxígeno o por incremento en los gastos de pérdida de calor) el valor de x se incrementa.

En el laboratorio y en el campo, el valor de x está en un rango entre 1 y 2, aunque se han reportado valores arriba de 2^{42,43}. Los valores de m' parecen estar relacionados con el tipo de combustión que tiene lugar (OBT u OAT), la cual puede ser indicada por la concentración de oxígeno en la corriente efluente. Los valores de m' vs. fracción de oxígeno utilizada están graficados en la figura 4.33; los datos fueron tomados del resumen de Wohlbier³⁴. Note que los proyectos de campo típicamente exhiben concentraciones más bajas de monóxido de carbono en el gas efluente que los estudios de laboratorio hechos.

Nelson y McNeil³⁷ han explicado cómo la composición del gas efluente puede ser usada para determinar la cantidad de combustible quemado y la cantidad de agua generada en el proceso de combustión. Hay muchos reportes sobre la cantidad de combustible quemado. La cantidad de agua generada en el proceso de combustión, la cual generalmente no se reporta, puede ser determinada a partir de la estequiometría de la reacción OAT. Expresada como una saturación de agua equivalente en la zona quemada, está dada por

$$S_{*F} = \frac{0.319 \times a_R}{(4 - 2m' + x) \phi} \quad (4.42)$$

donde a_R es el volumen de aire a condiciones estándar requerido para quemar una unidad de volumen del yacimiento en miles de pie³/pie³. La masa de agua producida por unidad volumétrica es directamente proporcional a la masa de combustible quemado. Una corrección para las diferencias entre las porosidades del laboratorio y del campo puede ser aplicada como se indica en la figura 4.23. Como regla de mano, el volumen de agua generado durante la combustión es igual al volumen equivalente de crudo quemado.

Requerimientos de Aire

Una vez lograda la relación atómica equivalente H/C del combustible quemado, el volumen de aire requerido para quemar 1 lbm de combustible se encuentra con la ecuación 4.37, de acuerdo a la cual (1-0.5m'+0.25x) moles de oxígeno reaccionan con un mol de combustible. Un mol de gas

ocupa 0.379 Mpie^3 y una mole de combustible pesa $12 + x \text{ lbm}$. Por lo tanto, el volumen de aire requerido para quemar completamente un pie^3 del yacimiento, a_R se calcula con

$$a_R = \left\langle 10^{-3} \text{ Mpie}^3/\text{pie}^3 \right\rangle \frac{451 m_R}{(12 + x)} \cdot (4 - 2m' + x) \text{ pie}^3/\text{pie}^3 \quad (4.43)$$

donde m_R es el combustible quemado por unidad volumétrica del yacimiento en lbm/pie^3 .

Como lo indicaron varios investigadores^{37,40,41}, el valor del requerimiento de aire a_R es uno de los parámetros más importantes que afectan el diseño y economía de un proyecto de combustión. La ecuación 4.43 está representada en la figura 4.33. Los requerimientos de aire resumidos por Wohlbier³⁴ de investigaciones de laboratorio y campo están incluidos en esta gráfica.

Aunque se define como la cantidad de aire requerido para quemar una unidad volumétrica de la formación, el requerimiento de aire es, de hecho, una medida del aire inyectado para quemar una unidad volumétrica de formación. Algo de aire es almacenado en el volumen quemado. El aire almacenado es proporcional a la densidad promedio del aire en la zona quemada. La presión ahí es a menudo aproximada por la presión de inyección, p_{inj} , pero la temperatura promedio generalmente no es bien conocida. El aire inyectado requerido para quemar completamente la unidad volumétrica está dada por

$$a_R^* = \left[a_R + \left\langle 10^{-3} \text{ Mpie}^3/\text{pie}^3 \right\rangle \frac{T_{sc,ab}}{\bar{T}_{ab}} \cdot \frac{p_{inj,ab}}{p_{sc,ab}} \phi \right] \cdot E_{O_2} \quad (4.44)$$

donde p_{sc} y T_{sc} son la temperatura y presión a condiciones estándar, el subíndice ab indica valores absolutos, y E_{O_2} es el consumo de oxígeno o eficiencia de utilización. A falta de mejor información, la relación de temperatura puede aproximarse a 0.5

Calor de Combustión

El calor liberado por la reacción indicada en la ecuación 4.37 está dado, después de Burger y Sahuquet³⁸, por

$$\Delta h_a = \frac{94.0 - 67.9m' + 31.2x}{1 - 0.5m' + 0.25x} \text{ Btu/pie}^3 \text{ aire} \quad (4.45)$$

cuando el agua de combustión se condensa. Los resultados están graficados en la figura 4.34 para varios valores del parámetro β , el cual es la relación molar monóxido de carbono/bióxido de carbono del gas efluente. (El parámetro β es el recíproco del parámetro m introducido por Dew y Martin¹⁰ para describir la reacción de combustión). En el rango de valores típicos ($1 < x < 2$, $0 < \beta < 1$), el valor promedio de Δh_a está cercano a 100 Btu por pie cúbico estándar de aire reaccionado, lo cual es una buena regla de dedo para estimar la cantidad de calor generado. El valor de 100 Btu por pie cúbico estándar de aire reaccionado es también una buena aproximación ($\pm 10\%$) para el calor generado bajo condiciones OBT, excepto cuando se forman cantidades significativas de alcoholes, y especialmente hidroperóxidos. La cantidad de calor liberado por combustión de una libra de combustible se obtiene multiplicando la ecuación 4.45 por a_R/m_R (aire requerido para quemar una libra de combustible), lo cual da

$$\Delta h_r = \frac{1,800}{12 + x} (94.0 - 67.9m' + 31.2x) \text{ Btu/lbm} \quad (4.46)$$

y está graficada en la figura 4.35. En las figuras 4.34 y 4.35 y en las ecuaciones 4.45 y 4.46 se ha supuesto que el agua formada durante la combustión se ha condensado.

Cinética

Casi todo el oxígeno consumido a altas temperaturas puede ser contabilizado mediante los gases de óxido de carbono producidos.

Las reacciones OAT generalmente se encuentran durante el avance frontal en el frente de una combustión seca. Es probable encontrar reacciones a fuego lento (1) bajo condiciones de rebasamiento, (2) en procesos de combustión húmeda, y (3) en operaciones de combustión seca

conducidas en arenas delgadas o para bajos gastos de inyección de aire.

El principal interés en el estudio de la cinética de la combustión in-situ es determinar las condiciones requeridas para alcanzar la ignición y mantener la combustión.

TABLA 4.16 - PARAMETROS CINETICOS PARA OXIDACION Y COMBUSTION DE CRUDOS

Crudo (°API)	A_c ($\text{seg}^{-1} \text{atm}^{-n}$)	E (Btu/lbm mol)	Rango de Temperatura		Referencia
			n	(°F)	
N.R	3080	31600	0.46*	140 a 250	46
N.R	925	30800	0.57	140 a 250	46
N.R	498	31600	0.79	140 a 300	46
N.R	84800	36600	0.48	140 a 250	46
N.R	1210	30900	0.45	140 a 250	46
N.R	7380	33800	0.31	140 a 250	46
18	16580	36400	0.6	174 a 284	42
22	1200	30400	0.6	122 a 284	42
19.9	**	30300	0.5	270 a 475	44
27.1	**	31350	0.75	250 a 450	44
27.1	**	31360	0.75	250 a 450	44

* Para crudo de South Belridge⁴⁴.

** No disponible en estas unidades.

El volumen de oxígeno reaccionado por unidad de masa de combustible, K, se puede escribir como

$$-\frac{1}{m_o} \frac{dm_{O_2}}{dt} = K = p_{O_2}^n A_c e^{-E/RT_{ab}} \quad (4.47)$$

donde m_{O_2} es la masa de oxígeno consumido por unidad volumétrica de yacimiento, m_o es la masa de aceite por unidad volumétrica del yacimiento, p_{O_2} es la presión parcial del oxígeno (atm), E es la energía de activación (Btu/lbm mol), R es la constante universal de los gases (= 1.986 Btu/°R-lbm mol), T_{ab} es la temperatura absoluta (R), A_c es la constante pre-exponencial ($\text{seg}^{-1}\text{atm}^{-n}$), y n es el orden de la reacción con respecto al oxígeno. Durante la oxidación a baja temperatura, es probable que el combustible sea el mismo crudo.

Los valores reportados de las constantes A_c , n y E obtenidos experimentalmente para temperaturas arriba de 450 °F han sido resumidos

por Burger y Sahuquet⁴². La tabla 4.16 lista estos valores y otros reportados para temperaturas bajas e intermedias.

Datos cinéticos adicionales son reportados por Thomas entre otros⁴⁵.

Ignición Espontánea

Antes de iniciar un proyecto de combustión en un campo, generalmente se inyecta aire para determinar o incrementar la inyectividad. Es indeseable que el crudo se encienda espontáneamente antes de lo previsto. La primera tentativa para determinar el tiempo al cual ocurre la ignición espontánea después de que la inyección de aire empezó fue dada por Tadema y Weijdema⁴⁶. Ellos despreciaron toda la transferencia de calor, de tal modo que el balance de materia obtenido de despreciar las derivadas espaciales en la ecuación 2.27 se reduce a

$$\frac{dT}{dt} = <86,400 \text{ seg/día}> \frac{\phi S_o \rho_o \Delta h_{O_2} A_c p_{O_2}^n}{M_R} e^{-E/RT_{ab}} \quad (4.48)$$

donde Δh_{O_2} es el calor liberado por unidad de masa de O_2 reaccionado, S_o y ρ_o son las saturación y densidad del aceite en el yacimiento, y M_R es la capacidad de calor volumétrica del yacimiento. Como lo reportaron Tadema y Weijdema⁴⁶, el tiempo que se retrasa la ignición (medido desde que se inicia la ignición de aire) puede ser estimado a partir de la aproximación analítica:

$$t_{14} = \left[2.04 \times 10^{-7} M_R T_{abi}^2 (1 + 2RT_{abi}/E) \text{Re}^{E/RT_{abi}} \right] \left[\frac{\Delta h_a \phi S_o \rho_o A_c E p_{O_2}^n}{\dots} \right] \quad (4.49)$$

En esta ecuación, T_{abi} es la temperatura absoluta inicial del yacimiento. Se ha considerado la inyección de aire y el hecho de que Δh_{O_2} es proporcional a Δh_a .

Los tiempos de ignición son muy sensibles al valor de E/RT_{abi} . Como se indica en el ejemplo 4.3, un error de 1 °F en la temperatura

del yacimiento resultaría en un error de varios puntos porcentuales en el tiempo de ignición estimado.

EJEMPLO 4.3 - ESTIMACION DEL TIEMPO DE IGNICION

Estimar el tiempo requerido para obtener la ignición espontánea en el campo South Belridge (Gates y Ramey⁴⁷) dado lo siguiente:

Temperatura de formación T_i , °F	85
Presión de inyección del aire p_{inj} , lb/pg ²	210
Calor de oxidación Δh_a , Btu/pie ³	100
Porosidad ϕ	0.37
Saturación de aceite S_o	0.60
Densidad del aceite ρ_o , lbm/pie ³	60.7
Tiempo de ignición observado t_{iq} , días	106
Capacidad volumétrica de calor del yacimiento M_R , Btu/pie ³ -°F	40

A partir de estos datos, obtenemos

$$T_{abi} = 460 + 85 = 545^\circ R$$

y

$$p_{O_2} = (0.209)(210 + 14.7) / (14.7) = 3.20 \text{ atm}$$

De la tabla 4.16 obtenemos

$$n = 0.46$$

$$A_c = 3080 \text{ s}^{-1} \text{ atm}^{-0.46}$$

y

$$E/R = 15900^\circ R$$

De la ecuación 4.49,

$$t_{iq} = \left[(2.04 \times 10^{-7})(49)(545)^2 \left\{ 1 + 2(545)/15900 \right\} (4.68 \times 10^{-12}) \right] / \left[(0.37)(0.60)(60.5)(100)(3080)(3.20)^{0.46}(15900) \right]$$

= 108 días

El valor calculado de 108 días concuerda con el valor observado de 106 días. Note que un °F (0.6 °C) de diferencia en la temperatura usada para el yacimiento daría un cambio de 5.5 días en el resultado del tiempo de ignición calculado.

Relación entre Flujo de Aire y Velocidad del Frente de Combustión

Tenemos de la definición de requerimiento de aire a_R^* que la relación entre el rango de avance en el frente de combustión v_b y el flujo de aire u_a (en la misma dirección) es

$$v_b = E_{O_2} u_a / a_R^* \quad (4.50)$$

donde E_{O_2} es la eficiencia de consumo del oxígeno. El requerimiento de aire a_R^* es proporcional a la cantidad de combustible quemado por unidad de volumen del yacimiento (ver ecuación 4.43 o figura 4.33) cuyo ritmo de combustión está controlado por la temperatura ambiental (ver ecuación 4.47).

Para flujos suficientemente grandes, el gasto al cual la energía se libera en el frente de combustión es grande comparado con el gasto al cual el calor se pierde cerca del yacimiento y formaciones adyacentes. Las temperaturas, hasta aquí, permanecerán altas en el frente de combustión que avanza, asegurando un alto ritmo de reacción entre el combustible y el oxígeno y un vigoroso proceso continuo. Para flujos de aire menores, sin embargo, el gasto al cual el calor es generado es correspondientemente bajo. Y para ritmos muy bajos, es posible que el gasto de calor perdido a la masa circundante exceda al gasto al cual está siendo generado. Esto provocaría una reducción en la temperatura y además un descenso en el ritmo de reacción y calor liberado. Hasta aquí debemos entender que hay un flujo de aire mínimo debajo del cual la combustión no puede mantenerse. Este flujo de aire es muy difícil de determinar ya que es muy sensible a la geometría del flujo, a la historia térmica previa del proyecto y a las características de oxidación a baja temperatura del combustible en

contacto con el oxígeno en el yacimiento. No obstante, parece haber el consenso de que la combustión activa OAT no puede ser soportada para flujos de aire promedio menores de $20 \text{ pie}^3/\text{día-pie}^2$, cuando la utilización de oxígeno es completa^{34,37}.

4.3.1 Combustión Seca hacia Adelante

La forma usada más común para el proceso de combustión es la simple inyección de aire. Esta es llamada combustión seca para distinguirla de la combustión húmeda, en la cual se inyecta aire y agua al yacimiento simultáneamente.

Modelo del Proceso

El modelo conceptual que se usa comúnmente para describir, entender y calcular la recuperación mediante el proceso de combustión seca hacia adelante es el modelo de avance frontal (AF). Dentro de un yacimiento horizontal, todos los fenómenos y desplazamientos son independientes de la posición vertical. En el modelo AF, el frente de combustión ocupa la extensión vertical del yacimiento y el transporte del fluido es horizontal. Ya que las temperaturas en el banco de aceite no son muy altas (la superficie corriente abajo del banco de aceite se mueve más rápido que los frentes de temperatura), el crecimiento del banco de aceite incrementa la resistencia al flujo. En el caso de altas saturaciones iniciales de crudo viscoso, la resistencia al flujo puede ser lo bastante grande para reducir el volumen de aire de inyección al punto en que las pérdidas de calor excedan el gasto de calor que está siendo generado por la combustión. El enfriamiento resultante sólo agrava la situación. El sistema comienza a ser taponado. Debemos recordar que el taponamiento no siempre ocurre en el modelo AF. Pero la resistencia al flujo en el modelo AF es más grande que en cualquier otro modelo.

La localización de las diferentes zonas en un proceso de combustión seca relacionadas entre sí y al inyector se puede describir como en la Fig 4.35, la cual representa un modelo de AF. Se reconocen siete zonas en esta figura, tomada de Tadema⁴⁸. Comenzando por el extremo de entrada éstas son (1) zona quemada, (2) zona de combustión, (3) zona de evaporación (de rompimiento), (4) zona de condensación, (5) banco de agua, (6) banco de aceite, y (7) zona virgen. Estas zonas se mueven en la dirección del flujo de aire. Así que alcanzan cualquier

punto dentro del yacimiento en orden contrario. Los perfiles de saturación y temperatura para estas zonas también están dados en la figura 4.36.

La zona quemada característicamente está llena con aire y puede contener hasta el 2% de combustible orgánico sólido sin quemar (como una saturación de crudo equivalente). Generalmente, a mayor temperatura de combustión, menor cantidad de combustible no quemado presente. La presencia de este residuo orgánico no es necesariamente obvia en un examen visual.

Debido a las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes y a la entrada de aire relativamente frío, la temperatura en la zona quemada se incrementa con la distancia al inyector.

Es en la zona de combustión donde las temperaturas son las más altas. Aquí, la combinación de oxígeno, combustible y temperaturas altas permiten las reacciones rápidas y exotérmicas. Generalmente está idealizado que en las reacciones a altas temperaturas todo el oxígeno reacciona dentro de la zona de combustión. Los gases de combustión (óxidos de carbono) son considerados generados dentro de la zona de combustión, empezando en su frontera corriente arriba. Como se ha establecido, el combustible quemado es rico en hidrógeno, y se supone que el combustible permanece sólido durante la combustión. El agua generada en la combustión generalmente está presente como vapor sobrecalentado y fluye a lo largo con los otros vapores dentro y a través de la zona de evaporación.

En la zona de evaporación, la materia orgánica es considerada líquida (aunque diferente del crudo original). Varias cosas le suceden al crudo en esta zona. Es roto térmicamente (pirolizado), destilado por medio de la corriente de gas, y decarboxilado (grupos $-CO$ se rompen en un calentamiento suave liberando CO_2). Los hidrocarburos y gases orgánicos se desprenden, la relación atómica hidrógeno/carbono de la materia orgánica remanente se reduce, y el resto de la materia orgánica se encoge. Aunque las temperaturas son más bajas que en la zona de combustión, son suficientes para que el agua permanezca en el estado de vapor supercalentado.

La extensión de la zona de condensación coincide con la zona de vapor (saturada). Debido a que el abatimiento de presión y a que los cambios en la composición de la fase gaseosa no son grandes dentro de esta zona, la temperatura es más o menos uniforme y conduce a lo que

comúnmente se llama planicie de vapor. Algunos de los vapores de hidrocarburos que entran a esta zona se condensan y se disuelven en el crudo; esto reduce su viscosidad. La decarboxilatación y la reducción térmica de viscosidad también pueden ocurrir en esta zona, dependiendo de su temperatura. El aceite in-situ es desplazado por el avance de la zona de vapor, así que en la zona de evaporación sólo se "ve" el aceite remanente en la zona de vapor.

Adelante del frente de la zona de condensación de vapor (límite de la zona de condensación corriente abajo) hay un banco de agua a una temperatura intermedia entre la temperatura inicial del yacimiento y la de la zona de vapor. El banco de agua está caracterizado por la saturación de agua un poco mayor que la del banco de aceite. Se piensa que la mayor saturación de agua es el resultado del hecho de que la movilidad del aceite es mayor en esta zona que en la zona virgen, de acuerdo con la relación de flujo fraccional. Algo del aceite es desplazado del banco de agua y todo el aceite que ha sido desplazado de las zonas corriente arriba (excepto la fracción presente como gases de hidrocarburos) se acumula en los bancos de agua y aceite, con las saturaciones de aceite más altas alcanzadas en el banco de aceite, donde las temperaturas son las más bajas.

Corriente abajo del banco de aceite se encuentra la parte del yacimiento que aún no ha sido afectada (excepto por la solución de CO_2 y el flujo de gases de combustión) y marcada en la figura 4.36 como formación virgen. Si hay saturación inicial de agua móvil en el sistema, el aceite en el banco de aceite desplazará el agua y formará un segundo banco de agua (no identificado en la figura 4.36) entre el banco de aceite y el yacimiento virgen.

Esta descripción sugeriría que las zonas están marcadamente divididas y fácilmente identificables, lo cual no ocurre en todas las situaciones. Existe transición entre todas las zonas, y aunque generalmente es posible identificar el fenómeno predominante dentro de ellas, los mecanismos varían gradualmente a través de las zonas de transición entre zonas adyacentes.

Donde ocurre rebasamiento, la secuencia de las zonas generalmente es diferente a lo descrito arriba. Las diferencias surgen principalmente debido a que los flujos convectivos de oxígeno, fluido y flujos de calor son diferentes en varios puntos de la superficie de combustión. Una descripción general no es posible, pero la importancia

relativa de las diferentes zonas que se muestran en la figura 4.36 puede ser muy diferente en varios puntos del mismo proyecto. Por ejemplo, dentro de una arena homogénea, los fluidos más densos tienden a fluir y acumularse cerca del fondo, y los fluidos más ligeros cerca de la cima. La zona de condensación entonces, tiende a ser más grande cerca de la cima que cerca del fondo de la arena. En casos extremos, no habría esencialmente un banco de agua o de aceite cerca de la cima ni zona de vapor cerca del fondo de la arena. Pero cada caso es diferente.

Requerimientos de aire

En una operación de campo continua, el requerimiento de aire por unidad de volumen de yacimiento quemado puede ser determinado de la información respecto al aire acumulativo requerido para quemar un volumen de yacimiento conocido. Aunque el aire inyectado acumulativo sea conocido, el correspondiente volumen quemado debe ser estimado de las respuestas de temperatura en pozos cercanos o de pruebas de pozo diseñados para esos propósitos. Los núcleos obtenidos del área de proyecto algunas veces son usados para ayudar a determinar la extensión de la zona quemada. El tiempo de llegada del frente de combustión al pozo también puede ser usado para estimar la velocidad del frente de combustión, de la cual los requerimientos de aire pueden ser estimados a partir de la ecuación 4.50. Una vez que el requerimiento de aire a_R^* es obtenido por este medio, la correspondiente cantidad de combustible quemado, m_R , es estimada de las ecuaciones 4.443 y 4.44 y de la composición del gas efluente. El consumo de combustible puede ser derivado a partir del análisis de respuestas de temperatura en pozos de observación y por análisis de corte de agua en los fluidos producidos⁴⁹. El consumo de combustible y el requerimiento específico de aire también puede ser determinado de experimentos de laboratorio. Frecuentemente, las soluciones de campo y laboratorio son usadas para auxiliar los análisis y complementar y dar apoyo a las interpretaciones.

La solución experimental también puede ser usada en proyectos que están en planeación o bien en correlaciones como las que se dan en las figuras 4.23 a 4.27.

Una vez que el requerimiento específico de aire ha sido aceptado, el total de aire de inyección requerido para quemar una unidad volumétrica de yacimiento V_{RB} está dada por

$$G_a = \left[43.56 \text{ Mpie}^3/\text{acre-pie} \right] a_R^* V_{Rb} / \bar{E}_{O_2} \text{ MMpie}^3 \quad (4.51)$$

donde \bar{E}_{O_2} es la eficiencia promedio del consumo de oxígeno. Generalmente, antes de que el frente de combustión llegue a los productores, los valores de \bar{E}_{O_2} están en el rango de 0.95 a 1.0.

La cantidad de aire inyectado acumulativo por unidad de volumen de aceite producido se denota por $F_{a.o.}$, y está dado por

$$F_{a.o.} = \left[10^3 \text{ Mpie}^3/\text{MMpie}^3 \right] G_a(t) / N_p(t) \text{ MMpie}^3/\text{bl} \quad (4.52)$$

donde N_p es la producción acumulativa de aceite. Un modelo sencillo para estimar la producción acumulativa de aceite requerida se da después.

Respuesta de Producción

Métodos empíricos³⁷, analíticos⁵⁰, numéricos^{34, 51-53}, correlativos⁵⁴ e híbridos^{49, 50} están disponibles para estimar las recuperaciones esperadas de las operaciones de combustión.

Un método empírico se discute aquí para estimar la última respuesta de producción. El modelo derivado del de Nelson y McNiel³⁷, es esencialmente un balance de masa tipo tanque, y es fácil de aplicar. Proporciona solamente la producción acumulativa de aceite y agua al final del proyecto, los ritmos promedio y la duración de la operación.

Método de Nelson y McNiel³⁷. La producción total de aceite y agua está dada por

$$N_p = \langle 7,758 \text{ bl/acre-pie} \rangle \phi \left[V_{Rb} (S_{oi} - S_{of}) + 0.4 (V_p - V_{Rb}) S_{oi} \right] \quad (4.53)$$

y

$$W_p = \langle 7,758 \text{ bl/acre-pie} \rangle V_{Rb} \phi (S_{wi} - S_{wf}) \quad (4.54)$$

donde S_{oi} es la saturación inicial de aceite, V_{Rb} es el volumen de la

zona quemada, V_p es el volumen del arreglo de pozos, S_{oF} es la saturación equivalente de aceite quemado, S_{wF} es la saturación equivalente de agua (basada en el volumen de la zona quemada), resultado del proceso de combustión. Los valores de S_{oF} están relacionados con los valores reportados de combustible quemado por unidad volumétrica en la ecuación 4.36, y los valores de S_{wF} pueden ser encontrados de la composición del gas efluente en un proceso de combustión usando la ecuación 4.42. Nelson y McNeil también han demostrado cómo obtener el combustible quemado por unidad de volumen a partir de la composición del gas efluente.

En la ecuación 4.53, la cantidad $\phi V_{Rb}(S_{o1} - S_{oF})$ representa el aceite desplazado de la zona quemada. El último término en la ecuación representa la contribución a la producción de aceite resultante de aquellas partes del patrón de pozo que están fuera de la zona quemada. Se supone que el 40% del aceite original in-situ será producido del volumen patrón no quemado. "Análisis de núcleo en experimentos de campo muestran que, en yacimientos de aceite pesado, más de la mitad del aceite en aquellas porciones del patrón de pozo que se desvió verticalmente o no se alcanzó por el frente puede ser producido por una combinación de empujes de gas caliente y drene por gravedad. Para el propósito de este diseño se supone que la eficiencia promedio de recuperación es del 40% para la porción no quemada del yacimiento"³⁷. Esto podría ocurrir solamente después de un calentamiento sustancial del yacimiento, así que la ecuación 4.53 sólo se aplicaría a una fracción sustancial del arreglo de pozos que ha sido quemada.

La producción de agua está compuesta por el agua inicial en la zona quemada y la formada como resultado de la combustión.

La recuperación acumulativa de aceite puede ser usada junto con los requerimientos de aire dados por la ecuación 4.51 para estimar la relación aire inyectado/aceite producido, como lo indica la ecuación 4.52. Las relaciones de producción aceite/agua se obtienen directamente de las ecuaciones 4.53 y 4.54. Los gastos permanecen constantes a lo largo de la vida del proyecto y son obtenidos dividiendo la recuperación acumulada entre la vida del proyecto. La vida del proyecto se determina dividiendo el requerimiento total de aire entre el gasto de inyección de aire. El factor que debe ser estimado para obtener todos estos resultados es el tamaño del volumen de la zona quemada al final del proyecto.

El método de Nelson y McNeil se puede representar como en la figura 4.37. La línea punteada muestra los resultados para una saturación inicial de aceite de 0.55 y una saturación de aceite quemado de 0.08. La línea punteada se muestra sólo para valores grandes del volumen quemado, que es el rango aplicable. Como se puede esperar, las recuperaciones obtenidas con el método empírico de Nelson y McNeil concuerdan con las obtenidas con el método de Gates et al.^{47,49,55} sólo para bajas saturaciones iniciales de gas.

Donde el predominio de la gravedad es significativo, el espesor quemado generalmente es de 2 a 10 pies del volumen quemado. El volumen quemado al final del proyecto puede variar de un poco porcentaje a casi 50% del volumen de proceso.

Diseño

Los procesos de desplazamiento en la combustión seca son alternativos a los empujes de vapor. Las condiciones que se recomendarían para usar la combustión antes que el vapor incluyen: (1) alta presión en el yacimiento -por ejemplo, mayor de 2,000 lb/pg², (2) excesivas pérdidas de calor de los pozos inyectoros -por ejemplo, en yacimientos más profundos de 4,000 pies, (3) ausencia de abastecimiento de agua fresca o costos por tratamiento de agua que hacen el uso del vapor muy caro, (4) serios problemas de hinchamientos de arcillas debido a los condensados de agua fresca, y (5) uso inatractivo o prohibido de cualquier combustible para encender los generadores de vapor. Como en cualquier proceso desplazante, la continuidad de la arena entre los inyectoros y productores es un requerimiento absoluto.

El diseño de un proyecto de combustión, como cualquier otra operación de inyección, debe considerar cómo afecta al gasto de inyección la resistencia del yacimiento al flujo y las limitaciones en la presión de inyección impuestas por prácticas prudentes de operación. Como el ritmo de crecimiento de la zona quemada es proporcional al gasto de inyección, el máximo gasto de inyección de aire determina la vida mínima del proyecto. Si la vida mínima del proyecto es inaceptablemente larga desde el punto de vista económico, se deben considerar otros caminos para incrementar prudentemente la presión de inyección o reducir la resistencia al flujo de aire, o ambas. La resistencia al flujo de aire puede reducirse incrementando la saturación de gas antes de la ignición, usualmente mediante la

inyección de aire por semanas o meses antes de la ignición, reduciendo el espaciado entre pozos o a través de tratamientos convencionales de estimulación térmica. Si el aire es inyectado por un largo período antes de la ignición, hay riesgo de que ésta ocurra antes de que sea establecida una resistencia al flujo de aire adecuadamente baja. El aumento en la movilidad del aceite resultante de la combustión puede mover el aceite dentro de canales del flujo de gas y reducir el gasto de aire de inyección. Algún incremento en la resistencia al flujo puede ocurrir de cualquier modo una vez que el proyecto está propiamente empezado, especialmente donde el predominio de la gravedad no es considerable. Puede ser un detrimento para el proyecto si el taponamiento parcial ocurre antes de que el operador haya sido capaz de establecer una resistencia al flujo de aire adecuadamente baja antes de la ignición.

Un factor adicional que debe ser considerado en las operaciones de combustión es el concepto de flujo mínimo de aire. De acuerdo a este concepto, una combustión vigorosa no puede ocurrir por mucho tiempo cuando las pérdidas de calor excedan el ritmo de generación de calor. Aquí, la combustión vigorosa está asociada con las reacciones a alta temperatura descritas por la ecuación 4.37. Ya que en cualquier patrón de pozos hay regiones esencialmente sin flujo, se sigue del concepto de flujo mínimo de aire que nunca es posible quemar completamente un yacimiento. Nelson y McNiel³⁷ han proporcionado algo de información sobre la eficiencia de barrido real en un arreglo pentagonal al tiempo en que el frente de avance alcanza a los productores (es decir, al rompimiento), y en ausencia del predominio de la gravedad. Sus resultados representan una relación de movilidad infinita y están reproducidos en la tabla 4.17. La fracción del patrón quemada en el rompimiento se incrementa conforme se incrementa el gasto de inyección adimensional i_D de aire. Este gasto de inyección adimensional se define como sigue.

$$i_D = i_a / L u_{in} \quad (4.55)$$

donde i_a es el gasto de inyección de aire, L es la distancia entre el productor y el inyector en un patrón pentagonal, h es el espesor de la formación y u_{in} es el flujo mínimo de aire. Debe mencionarse, sin embargo, que aunque se espere la tendencia de mayores eficiencias de

barrido al rompimiento al incrementarse i_a , el máximo valor de eficiencia de barrido registrado por Nelson y McNeil es aproximadamente 20% mayor que los valores promedio reportados por otros⁵⁶. El propósito, sin embargo, es informativo.

Con base en estudios de laboratorio y campo, Nelson y McNeil concluyeron que el flujo mínimo de aire es el que da una velocidad del frente de combustión de 0.125 pies/día. De la ecuación 4.50:

$$u_{\min} = 0.125 a_R^* / E_{O_2} \quad (4.56)$$

donde a_R^* es el aire requerido para quemar una unidad de volumen de formación, y E_{O_2} es la eficiencia de consumo de oxígeno.

TABLA 4.17 - EFECTO DEL GASTO SOBRE EL VOLUMEN QUEMADO AL ROMPIMIENTO

i_D	Eficiencia de Barrido Areal en Arreglo de Pozo Pentagonal al Rompimiento (%)
3.39	50.0
4.77	55.0
6.06	57.5
α	62.6

4.3.2 Combustión Húmeda

Combustión húmeda es el nombre dado a los procesos en los cuales se inyecta agua alternativamente con aire.

El proceso siempre ha sido aplicado a la combustión hacia adelante, y fue desarrollado para aprovechar el calor dejado atrás de la zona de combustión. Debido a su alta capacidad calorífica y a su calor latente de vaporización, el agua es capaz de mover el calor a través del frente de combustión, ayudando a desplazar el aceite que se encuentra ahí. El agua que entra a la zona de combustión quizá está en fase líquida o vapor, o en ambas.

Idealmente, el agua se inyecta junto con el aire cuando la resistencia al flujo para las dos fases cerca del pozo inyector es muy grande para alcanzar los gasto de inyección deseados.

La aplicación está limitada exclusivamente para aceites viscosos.

Modelo del proceso de Combustión Húmeda

La descripción más completa de las situaciones que se pueden presentar en los procesos de combustión húmeda (y una que es matemática) es la de Beckers y Harmsen⁵⁶. Esta descripción es muy idealizada y realiza los aspectos de la recuperación del proceso de combustión húmeda. Para una descripción teórica de los mecanismos de transferencia de calor predominantes bajo un amplio rango de relaciones agua/aire, referirse a Beckers y Harmsen⁵⁶; para una representación descriptiva y gráfica del proceso de combustión húmeda, referirse a Dietz⁵⁷.

Aunque la adición de agua al proceso de combustión modifique su comportamiento en forma práctica y significativa, no hay nuevos mecanismos que afecten el desplazamiento. El control del proceso de combustión húmeda es alcanzado a través de la relación agua/aire inyectada, F_{wa} . En esta sección describiremos primero el proceso de combustión húmeda en términos de un modelo de avance frontal; entonces discutiremos algunas consecuencias del rebasamiento.

La figura 4.38 ilustra esquemáticamente la temperatura, la zona de vapor y las saturaciones de aceite resultantes de varias relaciones agua/aire inyectadas. La figura 4.38a representa el caso básico (combustión seca), donde no hay inyección de agua. A bajas relaciones agua/aire inyectada, el agua inyectada se convierte en vapor conforme se mueve hacia el frente de combustión. La parte del agua inyectada que no es almacenada en la creciente zona quemada entra al frente de combustión como vapor sobrecalentado. En tales casos, el agua inyectada no recupera todo el calor de la zona quemada, como se muestra en la figura 4.38b. A una relación óptima agua/aire, esencialmente todo el calor es transferido de la zona quemada y a través del frente de combustión avanzando (figura 4.38c).

A relaciones agua/aire grandes, representadas en la figura 4.38d, el agua que entra a la zona de reacción está en estado líquido, y su efecto de enfriamiento reduce la temperatura pico al punto en que sólo ocurren reacciones a baja temperatura. A relaciones agua/aire suficientemente grandes, sólo las reacciones a baja temperatura ocurrirán a lo largo de una amplia zona de reacción. La figura 4.38d muestra que la zona de reacción es tan extensa como la zona de vapor; sin embargo, el tamaño de la zona de reacción está gobernada por la disponibilidad de oxígeno. En el lado corriente arriba, el enfriamiento debido al agua impide el consumo completo de combustible, y por esta

razón es llamada combustión "parcialmente apagada". Dietz²⁷ fue uno de los primeros en proponer la combustión parcialmente apagada.

Como se puede ver de las figuras 4.38a a 4.38d, el tamaño de la zona de vapor se incrementa conforme se incrementa la relación agua/aire, así como la cantidad de calor recuperado de la zona quemada. El incremento en el tamaño de la zona de vapor da como resultado una mayor rapidez en el desplazamiento de aceite, así que se requiere menor cantidad de aire inyectado para obtener una cantidad dada de aceite que cuando no se inyecta agua. Cualquier reducción en el combustible quemado resultante de la inyección de agua también reducirá los requerimientos de aire con tal de que el gasto de generación de calor sea lo bastante alto para mantener las reacciones necesarias. En estas figuras se observa que la pendiente corriente abajo de la temperatura se reduce conforme se incrementa la relación agua/aire inyectada y da como resultado mayores gastos de transferencia de calor convectiva. Es costumbre, como se muestra en la figura 4.39, representar el perfil de temperatura como una onda cuadrada, donde la zona de alta temperatura corresponde a la zona de vapor.

Cualquier aumento en la temperatura debido a la combustión del combustible es sumado a la temperatura base corriente abajo del frente de combustión -es decir, la temperatura de la zona de vapor. Los efectos de la presión alta sobre el proceso de combustión húmeda incluyen (1) incremento en los gastos de reacción (ver ecuación 4.47) y (2) más altas temperaturas de vapor⁵⁸ y menores volúmenes de la zona de vapor, por lo cual para gastos de inyección fijos de agua y aire se pueden obtener mayores temperaturas pico que las obtenidas a bajas presiones. Esta quizá sea la razón de las temperaturas pico relativamente altas observadas por Ejiogu et al.⁵⁹ en experimentos de laboratorio realizados a casi 1,000 lb/pg².

La figura 4.39 (tomada de Parrish y Craig⁶⁰) muestra las zonas asociadas con un proceso de combustión húmeda casi óptimo y muestra la distribución de temperatura y saturación. La principal diferencia en la distribución de saturaciones entre el proceso de combustión seca (figura 4.36) y el proceso de combustión húmeda es la identificación de una significativa zona de vapor entre el frente de combustión y la zona de tres fases, una zona lo bastante grande que su contribución no puede despreciarse.

Antes del rompimiento de calor, la recuperación y redistribución

que resulta de la inyección de agua no cambia el gasto total de pérdida de calor hacia las rocas supra y subyacentes en los sistemas AF. Esto se indica en el trabajo de Prats⁶¹, donde se demuestra que las pérdidas reducidas de calor hacia (y aún el calor recuperado de) la roca supra y subyacente de la zona quemada son exactamente compensadas por las pérdidas de calor aumentadas desde las zonas ubicadas corriente abajo. Si el calor en el yacimiento estuviera completamente dentro de la zona de calor corriente abajo del frente de combustión, entonces el tamaño de la zona de vapor sería exactamente el dado por Marx y Langenheim⁶². Como lo presentan Holst y Karra⁶³, el tamaño de la zona de vapor es más pequeño que el dado por Marx y Langenheim si una cantidad significativa de calor permanece corriente arriba del frente de reacción.

Requerimientos de Aire y Agua

La cantidad de aire requerido para que el frente de combustión avance a través de 1 pie³ de yacimiento está afectada por la relación agua/aire inyectada. La figura 4.40 da valores experimentales de los requerimientos de aire a_R^* vs. relación agua/aire inyectada F_w , mencionada en cuatro estudios. Los valores reportados por Garon y Wygal³⁶ y por Burger y Sahuquet⁶⁴ están graficados como se señaló. Los valores atribuidos a Dietz y Weijdema⁶⁰ se obtuvieron suponiendo una equivalencia entre los requerimientos de aire a_R^* y la relación de flujo aire/velocidad del frente de combustión u_a/v_b . Los valores atribuidos a Parrish y Craig⁴⁴ se obtuvieron suponiendo que el requerimiento de aire es igual al producto de la relación aire inyectado/aceite producido $F_{w,0}$ por el aceite producido por unidad volumétrica de roca. Hay diferencias en los requerimientos de aire publicados para combustión húmeda, como los hay para combustión seca. Los datos de Burger y Sahuquet y de Dietz y Weijdema, los cuales son muy similares entre sí, están conectados por una curva dibujada entre ellos. Una curva punteada, más que la primera, ha sido dibujada con los datos de Parrish y Craig. El aire requerido para quemar una unidad de volumen del yacimiento es proporcional a la cantidad de combustible quemado, como se ve en la figura 4.27 para combustión seca. Las razones de que menos aceite se quema conforme se incrementa la relación agua/aire son: (1) menor aceite es encontrado por el avance del frente de combustión como un resultado del desplazamiento más eficaz y al despojamiento mejorado de las zonas más

grandes de vapor y (2) el agua apaga las reacciones a relaciones agua/aire más grandes.

Hay dos relaciones útiles que involucran los requerimientos de aire a_R^* . Una es la ecuación 4.50, la cual indica que el frente de combustión se mueve más rápido (a un gasto continuo de inyección de aire) que el valor más bajo de a_R^* . Esto significa que menos aire es requerido para producir un yacimiento dado conforme se incrementa la relación agua/aire, a condición de que ese aire naturalmente reaccione, por supuesto, con el combustible para generar calor a gastos prácticos. La segunda relación obtenida de la ecuación 4.52 y de una generalización de la ecuación 4.53, es

$$F_{w,a} E_{cb} = < 5.615 \text{ pie}^3/\text{bl} > \frac{a_R^*}{\phi (S_{o1} - S_{oF}) E_{O_2}} \quad (4.57)$$

donde E_{cb} es la recuperación de aceite expresada como una fracción del aceite desplazado de la zona quemada. E_{cb} es la pendiente de la línea que parte del origen a cualquier punto de la curva en la figura 4.37, y puede ser mayor a uno.

Esta segunda relación indica que el producto de la relación aire/aceite por la eficiencia de recuperación de aceite en un yacimiento dado es directamente proporcional al requerimiento de aire. Esto muestra que para la misma eficiencia de recuperación de aceite, la relación aire/aceite disminuye por el uso de combustión húmeda. En el rango de $F_{w,a} = 0.5$ a $1.0 \text{ bl}/\text{Mpie}^3$, la reducción en la relación aire/aceite es aproximadamente 50% más grande que la obtenida de la combustión seca.

Además de la reducción de la cantidad de aire requerido para mover un frente de combustión a través de una unidad de volumen del yacimiento, el proceso de combustión húmeda también genera una zona de vapor significativa delante del frente de combustión. Esta zona de vapor usualmente deja un aceite residual en su trayectoria de barrido, así que generalmente es antieconómico continuar un proyecto de combustión húmeda una vez que la respuesta de la zona de vapor se vuelve inactiva. Esto significa que la inyección de aire puede ser detenida más tempranamente que en la combustión seca.

El tamaño de la zona de vapor en experimentos de laboratorio

generalmente es alcanzado bajo condiciones tales que las pérdidas de calor del equipo experimental son bajas. Kuo⁶⁶ y Holst y Karra⁶³ proporcionan información para estimar el tamaño de la zona de vapor en una operación de combustión húmeda. Ambos toman en cuenta las pérdidas de calor de la zona de vapor hacia las formaciones adyacentes usando modelos en los cuales no hay variación en la temperatura dentro del yacimiento en sentido normal al plano de flujo de fluidos. Sus resultados son aplicables a flujo lineal y radial. Los resultados de Kuo son analíticos. Los de Holst y Karra (mostrados en la figura 4.41) fueron obtenidos numéricamente. Estas figuras muestran que el volumen dimensional de vapor dado por la coordenada vertical alcanza un valor fijo a tiempos grandes, por lo menos para valores de $f_0 < 0.8$, donde f_0 es la relación de calor total generado que ha pasado corriente abajo a través del frente de combustión avanzando. Es una cantidad que se supone permanece constante durante toda la operación.

Kuo da el calor corriente abajo del frente de combustión avanzando resultante de una transferencia de calor convectiva. Si este calor estuviera solamente en la zona de vapor, su volumen equivalente estaría dado por

$$\begin{aligned}
 < 43,560 \text{ pie}^3/\text{acre-pie} > \frac{M_R V_v \Delta T t_D}{Q_1} \\
 &= e^{t_D} \operatorname{erfc} \left[(2F_v - 1) \sqrt{\frac{t_D}{4F_v(F_v - 1)}} \right] - 1 \\
 &+ (2F_v - 1) \operatorname{erf} \sqrt{\frac{t_D}{4F_v(F_v - 1)}}
 \end{aligned} \tag{4.58}$$

El tiempo dimensional t_D está dado por

$$t_D = 4 \frac{M_s^2}{M_R^2} \frac{\alpha_s t}{h_t^2} \tag{5.21}$$

y el parámetro adimensional

$$F_v = v_f/v_b \tag{4.59}$$

es la relación entre la velocidad del frente de calor convectivo y la velocidad del frente de combustión. La ecuación 4.58 también conduce a valores fijos de volúmenes adimensionales de la zona de vapor para tiempos grandes para todos los casos, excepto $F_v = \infty$.

Con cierto análisis, es posible demostrar que cuando los valores de F_v y f_0' están relacionados por

$$8(F_v - 1) = \pi f_0'^2 / (1 - f_0') \quad (4.60)$$

los resultados de Kuo⁶⁶ y Holst y Karra⁶³ coinciden a tiempos grandes.¹ La evaluación de la ecuación 4.58 para valores de F_v correspondientes a valores de f_0' usados en la figura 4.41 muestran que son indistinguibles uno de otro. De este modo, en el rango de parámetros mostrados en la figura 4.41, los resultados de Kuo y de Holst y Karra son esencialmente los mismos. Para valores de tiempo adimensional menores a 1 y valores de f_0' menores de 0.9, sin embargo, hay diferencias perceptibles. Estos no se muestran, pero pueden ser comprobados por los resultados en los primeros tiempos dados por Holst y Karra vs. los dados por la ecuación 4.58. La cantidad f_0' aquí usada representa la cantidad $1 - \bar{B}$ usada por Holst y Karra.

El acuerdo entre los resultados de los modelos da apoyo a las suposiciones de que, a tiempos largos, una fracción constante del calor generado pasa a través de la zona de combustión en un proceso de combustión húmeda. A tiempos cortos, la aproximación no parece ser tan buena. Así que la ecuación 4.60 debe ser una relación relativamente buena entre F_v y f_0' a tiempos largos ($t_D > 1$).

De las definiciones de v_T (ver ecuación 2.15) y la suposición de que las relaciones agua/aire inyectadas y fluyentes fueron iguales, tenemos que

$$F_v = \left\langle 10 \text{ pie}^3 / \text{Mpie}^3 \right\rangle \frac{a_R^*}{E_{O_2}} \frac{M_w}{M_R} \cdot \left[\left\langle (5.615 \cdot 10^{-3}) \text{ Mpie}^3 / \text{bl} \right\rangle F_{wa} + M_a / M_w \right] \quad (4.61)$$

¹ Este resultado fue obtenido por D.G. Whitten, Shell Development Co., Houston (1970).

donde M_a y M_v son la capacidad calorífica volumétrica del aire y del agua, respectivamente. De este modo, los parámetros adimensionales F_v y f_0 requeridos para determinar el tamaño de la zona de vapor a partir de la ecuación 4.58 y figura 4.41 pueden ser calculados a partir de los parámetros relacionados al proceso de combustión. Note que el efecto de F_{w_a} sobre a_R^* es tal (figura 4.40) que v_b se incrementa más rápido que v_t conforme se incrementa la relación agua/aire -es decir, F_v decrece conforme F_{w_a} se incrementa.

En los casos de interés práctico, donde el rebasamiento del gas inyectado generalmente ocurre debido a la segregación gravitacional o a través de zonas de permeabilidad efectiva relativamente alta, el agua inyectada puede no transferir el calor de la zona quemada tan eficientemente como se describió para el modelo de AF. Como se describió anteriormente, la separación por gravedad entre el agua y aire inyectados puede causar que la combustión sea seca cerca de la parte superior de la arena y completamente apagada cerca del fondo. Aunque estos extremos pueden ocurrir, la evidencia experimental⁶⁷ es que la combustión húmeda en modelos físicos tridimensionales a escala con cierta segregación por gravedad continúa teniendo todas las ventajas del proceso descrito por el modelo de AF. Las comparaciones de campo entre la combustión seca y húmeda también indican que los procesos de combustión húmeda ofrecen mejores resultados⁶⁸. La pregunta es cuánto el rebasamiento afecta a las correlaciones y resultados teóricos disponibles del modelo AF.

Predicción del Comportamiento

A partir de la saturación en las zonas quemada y de vapor indicadas en la figura 4.39, el aceite producido N_p en un proyecto de combustión húmeda puede ser expresado como

$$N_p = \langle 7,758 \text{ bl/acre-pie} \rangle \left[V_{Rb} (S_{oi} - S_{or}) \phi + V_w (S_{oi} - S_{or}) \phi \right] \frac{h_n}{h_t} E_c \quad (4.62)$$

donde el primer término representa el aceite desplazado del volumen quemado, y el segundo término representa el aceite desplazado de la zona de vapor. A partir de la comparación entre la recuperación

calculada y observada para empuje de vapor que se muestran en la figura 4.19 se estima que la eficiencia de captura para el proceso de combustión húmeda es, en promedio, menor de 70%. La figura 4.37 sugiere que E_c es menor mientras mayor sea la saturación de gas inicial o donde se desarrolle un banco de aceite pronunciado.

El volumen quemado puede ser relacionado con el aire inyectado acumulativo por

$$V_{Rb} = < 0.0230 \text{ acre-pie}/\text{Mpie}^3 > G_a \bar{E}_{O_2} / a_R^* \quad (4.63)$$

y el volumen de la zona de vapor puede encontrarse con la figura 4.41 ó la ecuación 4.58. Es realista considerar que la inyección de aire no se continúe más allá del tiempo al cual el volumen de la zona de vapor y el de la zona quemada es igual al del patrón:

$$V_{Rb} + V_v = V_p \quad (4.64)$$

Los elementos adicionales de la predicción del comportamiento de la combustión húmeda son ilustrados por medio de un ejemplo

TABLA 4.18 - DATOS PARA EL EJEMPLO 4.4

Espesor bruto de la arena, pies	20
Relación arena neta/bruta	0.9
Porosidad	0.33
Permeabilidad, md	600
Saturación inicial de aceite	0.65
Viscosidad del aceite a 75°F, cp	2000
Profundidad, pies	650
Presión del yacimiento, lb/pg ² man	125
Temperatura del yacimiento, °F	75

TABLA 4.19 DATOS DE DISEÑO DE COMBUSTION HUMEDA PARA EL EJEMPLO 4.4

Máxima presión de inyección de aire, lb/pg ² man	465
Capacidad del compresor por inyector, Mpie ³ /día	385
Presión promedio de la zona de vapor, lb/pg ²	200
Temperatura promedio de la zona de vapor, °F	382
Aire requerido para quemar un volumen de yacimiento, Mpie ³ /pie ³	0.127
Saturación de aceite quemado	0.05

Saturación residual de aceite al flujo de vapor	0.10
Permeabilidad relativa al aire	0.10
Permeabilidad relativa al agua	0.15
Difusividad térmica de la roca suprayacente, pies ² /día	0.8
Conductividad térmica de la roca suprayacente, Btu/pie ² -°F-día	24
Capacidad volumétrica de calor del yacimiento, zona de vapor y formaciones adyacentes, Btu/pie ³ -°F	39
Calor generado por pie ³ de aire reaccionado, Btu/pie ³	10 ²
Area del patrón, acres	5.5
Relación agua/aire, bl/Mpie ³	0.7
Radio del pozo, pies	1/3
Eficiencia de consumo de oxígeno, %	100

TABLA 4.20 COMPORTAMIENTO ESTIMADO PARA EL PROYECTO DE COMBUSTION HUMEDA
- EJEMPLO 4.4

Gasto de inyección de aire, Mpie ³ /día	385
Gasto de inyección de agua, bl/día	270
Volumen máximo de la zona de vapor, acre-pie	24.7
Volumen quemado de la zona de vapor, acre-pie bruto	85.3
acre-pie neto	76.8
Relación aire/aceite del proyecto, Mpie ³ /bl	4.1
Duración del arreglo, años	3.02
Inyección de aire acumulativa, MMpie ³	425
Inyección de agua acumulativa, bl	268000
Gasto promedio de producción de aceite, bl/día	95
Aceite producido acumulativo, bl	104000
Producción promedio de agua, bl/día	221
Producción acumulativa de agua, bl/día	243000
Fracción promedio de aceite, bl de aceite por bl bruto	0.30
Eficiencia de recuperación de aceite	0.63

EJEMPLO 4.4 - ESTIMACION DEL COMPORTAMIENTO DE UN PROYECTO DE COMBUSTION HUMEDA

Los datos del yacimiento están dados en la tabla 4.18 y los datos operacionales de combustión aplicables al yacimiento están en la tabla 4.19. La estimación del comportamiento final está resumida en la tabla 4.20. Los detalles de los cálculos seleccionados están dados en los párrafos siguientes para un desplazamiento frontal (no hay rebasamiento) en un arreglo pentagonal de pozos.

Volumen de la Zona de Vapor en Estado Estacionario. De la ecuación 4.61, de los datos dados en la tabla 4.18 Y 4.19, de la definición de capacidad calorífica volumétrica, y de datos provistos en referencias, encontramos que

$$\begin{aligned}
 F_v &= (10^3 \text{ pie}^3/\text{Mpie}^3) \left\{ (0.27 \text{ Mpie}^3 \text{pie}^3) \right. \\
 &\quad (55.4 \text{ Btu}/\text{pie}^3\text{-}^\circ\text{F}) \left[(0.005615 \text{ Mpie}^3/\text{bl}) \right. \\
 &\quad \left. \left. \cdot (0.7 \text{ bl}/\text{Mpie}^3) + \frac{(0.5 \text{ Btu}/\text{pie}^3\text{-}^\circ\text{F})}{(55.4 \text{ Btu}/\text{pie}^3\text{-}^\circ\text{F})} \right] \right\} \\
 &\quad / 39 \text{ Btu}/\text{pie}^3\text{-}^\circ\text{F} \\
 &= 2.34
 \end{aligned}$$

Para la relación agua/aire de 0.7 bl/Mpie³, la cual está en un rango óptimo para la combustión húmeda (ver figura 4.38c), encontramos (de la ecuación 4.60) que casi el 81% de todo el calor generado es transportado adelante del frente de combustión. En estado estacionario, el tamaño (máximo) de la zona de vapor se encuentra evaluando la ecuación 4.58 cuando $t_D \rightarrow \infty$, lo cual da

$$\begin{aligned}
 (43,560 \text{ pie}^3/\text{acre-pie}) \left(\frac{M_R V_* \Delta T_* t_D}{Q_1} \right)_{**} \\
 = 2(\sqrt{F} - 1) = 2.68
 \end{aligned}$$

Usando $Q_1 = Q_1 t$, la definición de t_D dada en la ecuación 5.21, y los datos dados en las tablas 4.18 y 4.19, el volumen de la zona de vapor en estado estacionario es

$$\begin{aligned}
 V_{v,**} &= \left\{ 2.68(385 \times 10^3 \text{ pie}^3/\text{día})(100 \text{ Btu}/\text{pie}^3) \right\}, \\
 &\quad / \left[(39 \text{ Btu}/\text{pie}^3\text{-}^\circ\text{F})(307^\circ\text{F})(43,560 \text{ pie}^3/\text{acre-pie}) \right]
 \end{aligned}$$

$$\left. (8 \times 10^{-3} \text{ día}^{-1}) \right\} = 24.7 \text{ acre-pie}$$

La constante $8 \times 10^{-3} \text{ día}^{-1}$ que aparece en el numerador es el factor de conversión entre el tiempo adimensional y el real. Note que en este cálculo se ha supuesto que el gasto de inyección de aire está limitado solamente por la capacidad del compresor. El cálculo del volumen de la zona de vapor en estado estacionario necesitaría ser redeterminado si los gastos de inyección se encuentran limitados por la inyectividad.

Tiempo Requerido para alcanzar el 90% del Volumen de la Zona de Vapor en Estado Estacionario. En principio, toma una cantidad infinita de tiempo alcanzar el volumen máximo de la zona de vapor. En la práctica, una gran parte del volumen máximo de la zona de vapor se logra en un tiempo razonable. Debido a que el valor adimensional del volumen máximo de la zona de vapor es 2.68, se aprecia que el volumen adimensional de la zona de vapor correspondiente al 90% de su máximo valor es 2.41. A partir de la ecuación 4.58 se puede encontrar por ensaye y error que esto ocurre en un tiempo adimensional de 4.4, que corresponde a un tiempo real dado por

$$t = \frac{(20 \text{ pie})^2 (4.4)}{4(0.8 \text{ pie}^2/\text{día})} = 550 \text{ días ó 1.5 años}$$

De esta manera, el tiempo requerido para desarrollar un volumen completo de zona de vapor es un poco corto y no afectará la vida del proyecto.

Volumen Quemado. La operación termina cuando los volúmenes de la zonas quemada y de vapor son iguales al del arreglo de pozos. A partir de esto, el volumen total de la zona quemada al abandono puede ser encontrado por

$$\begin{aligned} (V_{\text{RD}})_{\text{max}} &= (5.5 \text{ acres})(20 \text{ pie}) - 24.7 \text{ acre-pie} \\ &= 85.3 \text{ acre-pie} \end{aligned}$$

Requerimientos de Aire y Agua. Puesto que toma 0.127 Mpie³ de aire quemar un pie cúbico de yacimiento y el volumen quemado es 85.3 acre-pie, el requerimiento total de aire es

$$G_a = (0.127 \text{ Mpie}^3/\text{pie}^3)(43,560 \text{ pie}^2/\text{acre-pie})(85.3 \text{ acre-pie}) \\ \cdot (18 \text{ pie}/20 \text{ pie}) \\ = 425,000 \text{ Mpie}^3$$

donde sólo los acre-pies netos de la zona quemada ciertamente fueron quemados. El requerimiento de agua será

$$W_1 = (425,000 \text{ Mpie}^3)(0.7 \text{ bl/Mpie}^3) \\ = 298,000 \text{ bl}$$

Debido a que el agua no se adiciona hasta la combustión, la cantidad verdadera de agua puede ser 10% menor, o casi 268,000 bl. Esto es equivalente a 1.06 del volumen poroso (PV) neto del patrón.

Duración del Proyecto. De la ecuación para flujo de gas en un arreglo pentagonal (ecuaciones 3.3 y 3.8), puede encontrarse que el gasto de inyección de aire en estado estacionario es alcanzable donde la permeabilidad relativa al gas es 0.1:

$$i_a = (1.352 \times 10^{-6}) \frac{(600 \text{ md})(0.1)(18 \text{ pie})(520 \text{ }^\circ\text{R})}{(2)(0.02 \text{ cp})(800^\circ\text{R})} \\ \left[\frac{(479.7 \text{ lb/pg abs}^2) - (64.7 \text{ lb/pg}^2\text{abs})}{\ln \frac{\sqrt{(5.5 \text{ acres})(43,560 \text{ pie}^2/\text{acre})}}{(1/3 \text{ pie})} - 0.964} \right] \\ = 845 \text{ Mpie}^3/\text{día}$$

Esto excede con mucho la capacidad disponible del compresor de 385 Mpie³/día por pozo que planea usar el operador. Por consiguiente, la vida del proyecto estimada es

$$t = \frac{425,000 \text{ Mpie}^3}{385 \text{ Mpie}^3/\text{día}} = 1,100 \text{ días} = 3.02 \text{ años}$$

El correspondiente gasto de inyección de agua es

$$i_w = (385 \text{ Mpie}^3/\text{día})(0.7 \text{ bl/Mpie}^3) \\ = 270 \text{ bpd}$$

ó 15 bpd por pie neto del intervalo de inyección. Usando las ecuaciones 3.2 y 3.3 y una permeabilidad relativa para el agua de 0.15, encontramos que el gasto de inyección de agua en estado estacionario es

$$i_w = (7.08 \times 10^{-3}) \frac{(600 \text{ md})}{(2)(1 \text{ cp})} \cdot (0.15)(18 \text{ pie}) \\ \frac{(465 - 50) \text{ lb/pg}^2 \text{ abs}}{6.33} \\ = 376 \text{ bpd}$$

de manera que no se esperarán problemas de inyectividad.

Recuperación de Aceite. La recuperación de aceite estimada es

$$N_p = (7,758 \text{ bl/acre-pie}) \left[(85.3 \text{ acre-pie})(0.65 - 0.05) \right. \\ \left. + (0.33) + (24.7 \text{ acre-pie})(0.65 - 0.10)(0.33) \right] \\ (18 \text{ pies}/20 \text{ pies})(0.7) = 104,000 \text{ bl}$$

a un gasto promedio de

$$q_o = \frac{104,000 \text{ bl}}{1,100 \text{ días}} = 94.6 \text{ bpd}$$

La eficiencia de recuperación de aceite es

$$E_R = (104000) / \left[(7758 \text{ bl/acre-pie}) \cdot (99 \text{ acre-pie netos})(0.33)(0.65) \right] = 0.63$$

Relación aire/aceite. La relación aire/aceite estimada es

$$F_{ao} = \frac{425,000 \text{ Mpie}^3}{104,000 \text{ bl}} = 4.1 \text{ Mpie}^3/\text{bl}$$

Producción de Agua. La producción de agua se estima suponiendo un incremento en la saturación final de agua en el yacimiento de 0.1 a 0.4. El resultado es

$$W_p = 268,000 - (7,758 \text{ bl/acre-pie})(110 \text{ acre-pie}) \cdot (0.33)(0.10)(18 \text{ pie}/20 \text{ pie}) = 243,000 \text{ bl}$$

o una fracción promedio de aceite de

$$f_o = \frac{104,000 \text{ bl}}{104,000 \text{ bl} + 243,000 \text{ bl}} = 0.30$$

El gasto promedio de producción de agua es de 221 bpd. Si el agua retenida en el yacimiento incrementa su saturación en más de 0.1, entonces la producción de agua sería menor y el porcentaje de aceite mayor.

Las capacidades del gasto de agua y aire para el patrón del pozo han sido calculadas suponiendo que los mismos fluidos están siendo producidos -requerimiento impuesto por la condición de estado estacionario considerada en los cálculos. Puesto que (1) el aceite está siendo producido junto con el agua y el gas de combustión, (2) el aceite es significativamente más viscoso que el agua fría aún a la temperatura de vapor y (3) el gasto total promedio de la producción de líquidos es 311 bpd, entonces es probable que algunos fluidos puedan no ser producidos a un gasto lo suficientemente rápido para mantener el programa de inyección previsto, a menos que algún trabajo de

rehabilitación como la inyección cíclica de vapor, sea aplicado a los productores.

TABLA 4.21 - MAYORES PROYECTOS DE COMBUSTION HUMEDA SELECCIONADOS

Proyecto	Operador	Fecha de inicio	Referencias
Schoonebeek, Holanda	Shell	1962	58
Iola, KS	Layton	1964	70
E. Tía Juana, Venezuela	Shell	1965	58,71
Sloss, NE	Amoco	1967	72,73,74
Bellevue, LA	Getty	1969	75,76,77
Suplacu, Rumania	Ministero de Minas, del Petróleo y Geología Rumana	1973	78

Este ejemplo ilustra (1) cómo determinar el tamaño de la zona de vapor en estado estacionario y el tiempo requerido para lograrlo (2) que el tamaño de la zona de vapor puede ser una fracción significativa del volumen del patrón de pozos, (3) cómo determinar la recuperación y comportamiento del proyecto, (4) que la productividad puede ser un problema que puede necesitar atención durante la vida del proyecto.

Aunque los gastos promedio pueden ser representativos del comportamiento real, los valores máximos de los gastos y su duración no están dados por estos simples cálculos.

Diseño

La combustión húmeda debe ser considerada como una alternativa a la combustión seca en todos los casos, puesto que podría reducir los requerimientos de aire y acelerar la respuesta de producción. Sin embargo, no debería ser usada en formaciones donde la resistencia al flujo es marginalmente aceptable para la combustión seca debido a que la adición de agua incrementará la resistencia un poco más. Tampoco debe ser usada donde el agua inyectada interactúe adversamente con arcillas de la formación u otros minerales que reduzcan la inyectividad del yacimiento. La eficacia de los procesos de combustión húmeda disminuye donde se espera que la segregación gravitacional sea

importante, especialmente en intervalos gruesos que tengan buena conductividad vertical y alta permeabilidad.

En arenas delgadas, donde existe significativa pérdida de calor hacia las formaciones adyacentes, los procesos de combustión húmeda deberían ser considerados. El efecto del agua inyectada en la recuperación de calor de la zona quemada y zonas adyacentes a ella es particularmente importante donde las arenas son delgadas. En tales casos, un proceso de combustión a alta temperatura pueden no ser sostenible.

Además de considerar los temas discutidos en la sección de diseño para combustión seca, debe darse especial atención a la capacidad de flujo de los pozos usados en la operación. La adición de agua al aire reduce la permeabilidad relativa para los dos fluidos. Por consiguiente, la resistencia al flujo se incrementa en la zona quemada, especialmente cerca de los inyectores. Similarmente, la producción incluirá una mayor proporción de agua (es decir, el porcentaje de agua se incrementará). Puesto que la adición de agua puede reducir la vida del proyecto, el gasto promedio de producción de aceite tiende a incrementarse. Los gastos de producción de aceite y fracciones de agua relativamente altos también tienden a incrementar los gradientes de presión cerca de los productores. Además, la adición de agua reduce la temperatura en los productores -una de las ventajas de a combustión húmeda. Sin embargo, esto está acompañado por un ligero incremento en la viscosidad del crudo y, por consiguiente, en la resistencia al flujo. Este incremento en la resistencia al flujo es una razón para preferir una relación más alta de productores a inyectores, aún más alta que en operaciones de combustión seca.

La resistencia al flujo puede ser lo bastante alta en algunos casos que requiera estimulación de inyectores y productores y aún la inyección alternada de baches de agua y aire para reducir el flujo en dos fases cerca de los pozos inyectores⁶⁹.

El equipo en los inyectores puede ser adaptado especialmente para reducir la separación en el fondo del aire y agua. A causa de las más bajas temperaturas en los pozos y a aguas menos ácidas originadas por el menor consumo de combustible y por el incremento de la dilución por el agua inyectada, la corrosión de los pozos productores no es tan severa en los proyectos de combustión húmeda. Esta corrosión disminuida puede permitir el uso de más pozos que los que sería posible si no se

añadiera agua.

Por otro lado, el problema de eliminación del agua se incrementará en los proyectos de combustión húmeda.

En los yacimientos donde pueden surgir problemas arcilla/agua, la inyección de agua debe considerarse con cuidado. Si la zona quemada se sujeta a temperaturas suficientemente altas (por ejemplo, 1200°F), las arcillas a menudo son quemadas al punto de que no se hincharán mucho al contacto con el agua. Pero en un proceso de combustión húmeda, las temperaturas resultantes pueden ser tan bajas que la hinchazón de las arcillas no se puede evitar a menos que se inyecte agua compatible con la formación. Aunque poco se sabe acerca del efecto del agua sobre el hinchamiento de arcillas en la zona de vapor corriente abajo de la zona de combustión, no se han reportado consecuencias adversas.

4.3.3 Combustión Inversa

En la combustión inversa, el frente de combustión se mueve en contra de la dirección del flujo de aire. La combustión se inicia en el pozo productor y el frente de combustión se mueve en contra del flujo de aire.

A pesar de que no se ha realizado ningún proyecto de este tipo a nivel comercial, puede ofrecer alguna esperanza en la recuperación de crudos altamente viscosos o de alquitrán.

En un modelo de desplazamiento frontal, el crudo que es desplazado debe pasar a través de la zona de combustión activa y a través de la zona quemada caliente. Un diagrama esquemático del proceso se da en la figura 4.42, donde se identifican cuatro zonas. La zona quemada en esta figura (tomada de Burger y Sahuquet¹²) muestra una zona caliente inmediatamente corriente abajo del frente de combustión. La extensión de la región de alta temperatura en la zona quemada depende (entre otras cosas) de los gastos de pérdida de calor a las formaciones adyacentes. Como el crudo es desplazado a través del frente de combustión, sufre descomposición térmica; los componentes ligeros se vaporizan y los pesados se convierten en residuo. Conforme los vapores se aproximan a secciones más frías de la zona quemada, ocurre algo de condensación, y aceite y agua líquida pueden existir cerca de la salida. La región corriente arriba de la zona de combustión se calienta por conducción de calor, lo cual conduce a reacciones de oxidación a

baja temperatura y a la generación de calor a gastos significantes. Corriente arriba de esta zona está la zona inicial, no afectada por el proceso, excepto por el flujo de aire.

Debido a que no se crea un banco de aceite, la resistencia total al flujo de este proceso puede sólo disminuir con el tiempo. Por esta razón, el proceso es particularmente conveniente para crudos muy viscosos, donde la formación de un banco de aceite incrementaría la resistencia al flujo significativamente. Debemos mencionar dos fenómenos que alteran la aplicabilidad de la combustión inversa. Uno de estos es la posibilidad de la ignición espontánea. Dietz y Weijdem⁷⁰ han mencionado que raras veces es factible evitar la ignición espontánea por mucho tiempo, a menos que la temperatura del yacimiento sea excepcionalmente baja. La reactividad natural de los crudos, junto con las temperaturas que rodean al yacimiento en la mayoría de los casos, se combina para realizar la ignición espontánea en cuestión de meses. Por supuesto, una vez que esto sucede, el oxígeno sería consumido cerca del punto de inyección y no estaría disponible para mantener la combustión inversa. Hay excepciones a esto -esto es, cuando la vida del proyecto es más corta que el tiempo de ignición.

El segundo fenómeno es la inestabilidad inherente a la combustión inversa. Un estudio reciente por Gunn y Krantz⁷¹ concluye que el diámetro de los canales de combustión tiende a estar limitados a unos pocos pies, dependiendo de las propiedades del yacimiento y del crudo y de las condiciones de operación. Es probable que la dimensión preferida de la zona quemada sea más grande que la de los tubos de combustión en los cuales el proceso ha sido estudiado experimentalmente^{42,72,73}, y puede ser casi 6 pies.

La formación de canales angostos en la combustión inversa no significa que la combustión inversa no pueda ser satisfactoria. Pero sí significa que (1) el modelo de desplazamiento frontal no es aplicable, (2) deben tomarse medidas para retardar la ignición (por ejemplo, inhibiendo la lenta reacción de oxidación), y (3) se requiere trabajo adicional para determinar cómo usar estos canales quemados en una operación a gran escala.

CAPITULO 5

PERDIDAS DE CALOR

Es recomendable para calentar el yacimiento eficientemente estar consciente de que no todo el calor inyectado dentro o generado en un yacimiento permanece en él. Parte de dicho calor es perdido en las líneas superficiales, en el pozo, a través de las formaciones de sobrecarga y bajocarga adyacentes, y a través de los fluidos producidos.

Las pérdidas de calor en las líneas superficiales o en el pozo se estiman a condiciones de flujo estable en las operaciones de campo. El ritmo en flujo estable de las pérdidas de calor por unidad de longitud de tubería es directamente proporcional a la diferencia de temperaturas e inversamente proporcional a la resistencia térmica específica total del sistema. Normalmente se conoce la diferencia de temperaturas, por lo menos en la superficie. La alta temperatura es usualmente la del fluido inyectado (o producido); la baja es la ambiental en la superficie.

Cuando el calor perdido a las formaciones adyacentes es controlado mediante la transferencia de calor por conducción (usualmente es el caso), éste puede ser estimado rápidamente. La cantidad de calor perdido por el yacimiento a través de los fluidos producidos es generalmente difícil de pronosticar sin la ayuda de simuladores numéricos o físicos.

La distribución de temperatura en el yacimiento, por otro lado, es bien dependiente del proceso térmico y de las condiciones de operación. Excepto en los modelos más sencillos, las distribuciones de temperatura pueden ser descritas únicamente con la ayuda de simuladores numéricos o físicos. Aunque esto es útil para conocer la cantidad y la distribución de calor en el yacimiento, tal información generalmente debe ser complementada por cálculos de recuperación para determinar el atractivo de los proyectos de recuperación térmica.

Las dos primeras secciones del capítulo determinan las pérdidas de calor en las líneas superficiales y en el pozo. La tercera sección examina cuán sensible es la capacidad volumétrica de calor del

yacimiento a las variaciones en el contenido de fluidos y a la porosidad típica encontrada en operaciones de recuperación térmica. Las siguientes secciones discuten métodos para la estimación de pérdidas de calor en el yacimiento, la estimación del tamaño y ritmo de crecimiento de las zonas calentadas, y las pérdidas a través de los fluidos producidos.

Aunque las temperaturas de inyección y los ritmos de inyección de calor usualmente se suponen constantes, los ritmos variables también son considerados.

5.1 Pérdidas de Calor en Líneas Superficiales

Aunque estas pérdidas de calor en operaciones de inyección de fluidos calientes puede ser una pequeña fracción del calor total inyectado, generalmente es útil utilizar el aislamiento para reducir las pérdidas y ahorrar combustible y dinero. Estos ahorros pueden ser significantes.

Los ritmos de pérdida durante los periodos de transición pueden ser varias veces mayores que en flujo estable. Los efectos de transición normalmente se desprecian en los cálculos de las pérdidas en líneas térmicas dado que la fase de transición es normalmente de corta duración (del orden de menos de un día); serían más importantes en operaciones de mojado con vapor con ciclos cortos de inyección. Con el propósito de estimar las pérdidas se recomienda el uso de las condiciones de flujo estable en las fases de inyección y producción de vapor. Para mejores estimaciones de las pérdidas bajo condiciones de transición, refiérase a McAdams¹.

Las líneas de conducción de vapor están aisladas en la mayoría de los proyectos.

Las pérdidas de calor en líneas superficiales están definidas por la siguiente ecuación:

$$Q_1 = 2\pi r_{in} U_{cl} (T_s - T_{at}) \Delta L \quad (5.1)$$

donde

r_{in} = radio externo de la superficie aislante, pies

T_s = temperatura del vapor, °F

T_{at} = temperatura atmosférica, °F

ΔL = longitud de la tubería, pies .

U_{ti} es el coeficiente total de transferencia de calor (basado en el radio externo de la tubería), expresado en Btu/hr-pie²-°F, y puede ser calculado como sigue:

$$U_{ti} = \left[\frac{r_{in} \ln \frac{r_{in}}{r_{to}}}{\lambda_{hin}} + \frac{1}{h + 1} \right] \quad (5.2)$$

donde r_{to} es el radio externo de la tubería (pies), y λ_{hin} es la conductividad térmica del aislante (Btu/hr-pie²-°F).

El coeficiente de transferencia de calor por convección, h (Btu/hr-pie²-°F), puede ser calculado de la siguiente manera²:

$$h = 0.75 v_w^{0.6} / r_{in}^{0.4} \quad (5.3)$$

donde v_w es la velocidad del viento (millas/hr). Esta ecuación no es aplicable cuando la velocidad del viento cae a cero.

Dado que la temperatura en la mayoría de las líneas aisladas es baja, la radiación es insignificante y no se toma en cuenta.

El aislamiento siempre está protegido. Las resistencias térmicas introducidas por medio de una funda protectora alrededor del aislamiento tampoco se incluyen en la ecuación. Aumentar el aislamiento no necesariamente reduce el ritmo de pérdida de calor posteriormente.

Otro método usado algunas veces para aislar la tubería superficial es enterrarla en el suelo. En estos casos, el cálculo de la transferencia de calor se vuelve más complicado debido a la ausencia de flujo radial de calor en la tubería. Roshenow y Hartnett³ dan una aproximación de la resistencia térmica aproximada para tuberías enterradas.

El ritmo de pérdida al arranque es apreciablemente mayor para tuberías enterradas que para tuberías suspendidas. Por esto no se recomienda el enterramiento como un método de aislamiento cuando la inyección de fluidos calientes es de relativamente corta duración (como en algunos proyectos cíclicos de vapor), en donde las pérdidas en flujo estable calculadas indican una operación casi marginal o cuando hay cambios frecuentes y significativos en el contenido de humedad del suelo.

En ausencia de aislamiento, la transferencia de calor por

radiación a la atmósfera contribuye significativamente. Si este es el caso, $r_{1o} = r_{1n}$, y

$$U_{11} = h \quad (5.4)$$

Si es vapor sobrecalentado, T_v varía en la tubería según el calor se pierde a la atmósfera. Cuando la tubería es larga, necesita ser dividida en segmentos para que el cálculo de pérdida sea realizable:

$$T_{v2} = T_{v1} - Q_1 / w_v C_v \quad (5.5)$$

donde

T_{v1} , T_{v2} = temperaturas del vapor al principio y al fin del segmento, °F,

Q_1 = pérdida de calor a lo largo del segmento, Btu/hr,

w_v = gasto másico de vapor, lbm/hr, y

C_v = capacidad calorífica del vapor, Btu/lbm-°F.

Si el vapor es saturado, las pérdidas de calor reducirán la calidad del vapor.

$$f_{v2} = f_{v1} - Q_1 / w_v L_v \quad (5.6)$$

f_{v1} y f_{v2} son la calidad del vapor al principio y al fin del segmento de tubería (expresadas en fracción), y L_v es el calor latente del vapor, Btu/lbm.

Para inyección de vapor es adecuado considerar el aislamiento como la única resistencia térmica que afecta el ritmo de pérdida. Este puede no ser el caso para agua y gas calientes.

5.2 Pérdidas de Calor en el Pozo

Estas pérdidas nunca alcanzan un flujo estable. Como escribieron Ramey⁴ y Willhite⁵, los pozos alcanzan un flujo cuasiestacionario en el cual el ritmo de pérdida es una función monótona decreciente del tiempo. Esta función es una medida de qué tan rápido puede la tierra conducir el calor lejos del pozo.

La temperatura ambiental es, en este caso, la temperatura geotérmica y, por tanto, una función de la profundidad.

Aquí se asumirá el caso más general: la corriente entra al pozo siendo vapor sobresaturado, se convierte en saturado con una calidad en disminución, y finalmente se enfría después de su completa condensación en agua caliente.

Vapor Sobresaturado

Se supone que cuando la profundidad D es 0, la temperatura del vapor es T_s y varía con el tiempo, y que existe un gradiente geotérmico lineal:

$$T_r = g_c D + T_{su} \quad (5.7)$$

siendo T_r la temperatura de formación. Suponga que se desea empezar con la temperatura de vapor a una profundidad D_1 y que se desea calcular la temperatura a la profundidad D_2 . Dado que la temperatura de formación a la profundidad D es $g_c D + T_{su}$, la ecuación de Ramey para el caso gas^s es

$$T(D_2, t) = g_c D_2 + T_{su} - g_c A - AB + [T(D_1, t) - g_c D_1 - T_{su} + g_c A + AB] e^{-\Delta D/A} \quad (5.8)$$

A se define como

$$A = \frac{w C_p \{ \lambda_{hf} + r_{ti} U_{ti} f(t) \}}{2\pi r_{ti} U_{ti} \lambda_{hf}} \quad (5.9)$$

Y

$$B = \frac{1}{778 C_p} \quad (5.10)$$

donde

λ_{hf} = conductividad térmica de la formación, Btu/día-pie-°F,

r_{ti} = radio interno de la T.P., pies

U_{ti} = coeficiente total de transferencia de calor para el espacio anular entre la T.P. y la T.R., basado en r_{ti} , Btu/día-pie-°F,

$f(t)$ = conducción de calor en régimen transitorio en función del tiempo para la tierra, adimensional

C_s = capacidad calorífica del vapor, Btu/lbm-°F,
 g_c = gradiente geotérmico, °F/pie, y
 T_{su} = temperatura superficial, °F.

Para $t > 7$ días,

$$f(t) = \ln \frac{2\sqrt{\alpha t}}{r_{co}} - 0.29 \quad (5.11)$$

α es la difusividad térmica (pie²/día), y r_{co} es el radio externo de la T.R. (pie).

Vapor Saturado

En este caso, las pérdidas causarán cambios en la calidad del vapor mientras T_s permanece constante. Si la calidad a D_1 es $f_1 = f_1(D_1, t)$, la calidad a D_2 se calcula con la ecuación de Satter⁷:

$$f_1(D_2, t) = f_1(D_1, t) + \frac{A'B' + aD_1 + b - T_s}{A'} \Delta D \quad (5.12)$$

En la ecuación 5.12,

$$A' = \frac{w_s L_s [\lambda_{hf} + r_{t1} U_{t1} f(t)]}{2\pi r_{t1} U_{t1} \lambda_{hf}} \quad (5.13)$$

y

$$B' = \frac{1}{778L_s} \quad (5.14)$$

Agua Caliente

Para el enfriamiento del agua caliente se aplica la ecuación de Ramey para la fase líquida⁶. De la profundidad D_1 a D_2 ,

$$T(D_2, t) = g_c D_2 + T_{su} - g_c \Delta + [T(D_1, t) - g_c D_1 + T_{su} + g_c \Delta] e^{-\Delta D / \alpha} \quad (5.15)$$

Cuando hay vapor presente, la temperatura en un pozo somero de

inyección de vapor es esencialmente constante.

Como una alternativa para el uso de un empacador para impedir que el vapor entre al espacio anular, algunas veces se inyecta lentamente gas natural al mismo.

5.3 Capacidad Volumétrica Efectiva de Calor de las Formaciones

La eficiencia calorífica de una formación, definida como la fracción del calor inyectado que permanece en ella, normalmente es independiente del proceso térmico empleado.

Además de considerar yacimientos homogéneos con propiedades uniformes (incluyendo el espesor), los siguientes métodos también consideran que las propiedades globales del yacimiento son independientes de las variaciones en las saturaciones de fluidos.

En consecuencia, un factor importante de determinar es qué tan sensible a las variaciones en el contenido de fluidos es la capacidad calorífica isobárica efectiva de una formación cuyos poros se encuentran llenos. La cantidad de calor Q requerida para incrementar la temperatura de un cierto volumen de formación V_R en una cantidad ΔT , y a presión constante, es

$$Q = < 43,560 \text{ pie}^3/\text{acre-pie} > V_R M_R \Delta T \quad (5.16)$$

donde M_R es la capacidad volumétrica calorífica isobárica del yacimiento (lleno de fluidos). Esto es, M_R es simplemente la cantidad de calor requerida para elevar una unidad de volumen másico en un grado de temperatura y es igual al producto de la densidad efectiva por la capacidad calorífica isobárica específica de la formación. El contenido de calor de este volumen másico es también igual a la suma de los contenidos de calor individuales de sus componentes.

Para una formación de porosidad ϕ llena con aceite no volátil, agua y una fase gaseosa en forma de vapor y gas no condensable, el contenido de calor puede ser descrito mediante:

$$\begin{aligned}
 Q = & \langle 43,560 \text{ pie}^3/\text{acre-pie} \rangle V_R \left\{ (1 - \phi) M_G \Delta T \right. \\
 & + \phi S_o M_o \Delta T + \phi S_w M_w \Delta T + \phi S_g \left[f M_g \Delta T \right. \\
 & \left. \left. + (1 - f) (\rho_v L_v + \rho_w C_w \Delta T) \right] \right\} \quad (5.17)
 \end{aligned}$$

donde f es la fracción de volumen de gas no condensable en la fase vapor; M_G , M_o , M_w y M_g son las capacidades caloríficas isobáricas volumétricas de las fases sólido, aceite, agua y gas, respectivamente; S_o , S_w y S_g son las saturaciones de las fases de los fluidos; L_v es el calor latente de vaporización del agua; ρ_v es la densidad del vapor, y C_w es la capacidad calorífica isobárica del agua por unidad de masa.

Igualando las dos expresiones nos da la capacidad calorífica volumétrica efectiva de la formación en términos de las propiedades de la roca y los fluidos :

$$\begin{aligned}
 M_R = & (1 - \phi)M_G + \phi S_o M_o + \phi S_w M_w + \phi S_g \left[f M_g + \right. \\
 & \left. + (1-f) \left\{ \frac{\rho_v L_v}{\Delta T} + \rho_w C_w \right\} \right] \quad (5.18)
 \end{aligned}$$

Como puede verse, existe una contribución de cada una de las cuatro fases presentes: sólido, aceite, agua y gas. La contribución de la fase gaseosa está integrada por dos partes: una contribución surge de la capacidad volumétrica de calor M_g del gas no condensable y la otra se debe a la densidad del vapor ρ_v . La contribución del vapor tiene dos términos, uno debido al calor latente de vaporización L_v , y el otro debido al calor perceptible.

En un desarrollo más general, la entalpía de todos los componentes podría ser considerada de una manera similar a aquella usada para considerar la entalpía del agua. Por ejemplo, si algunos componentes en el aceite cambian de fase por el cambio de temperatura, esto sería conveniente incluir los calores latentes de vaporización en la ecuación 5.17. Aunque el calor latente por unidad de masa de algunos componentes hidrocarburos podría ser tan alto como un 20% de la vaporización del agua, su contribución a la capacidad de calor volumétrica efectiva de la formación podría ser pequeña. El motivo puede discernirse de la

figura 5.1. Si el caso del vapor tiene sólo un cambio de 15% en la relación de capacidad de calor volumétrica corriente arriba/corriente abajo, el efecto de un aceite volátil podría ser apreciablemente menor.

La figura 5.1 muestra la variación en la capacidad volumétrica de calor efectiva de la formación resultante de grandes cambios en la saturación de fluido. Muestra esta variación para proyectos de agua caliente, vapor, combustión seca y húmeda con porosidades hasta de 0.35. La tabla 5.1 proporciona las propiedades y condiciones consideradas para estos casos. Los valores de saturación considerados en la zona corriente arriba y corriente abajo de un desplazamiento frontal podrían ser algo extremos para el proceso. Esto permite el efecto de las diferencias de saturación entre estas dos zonas para tener un efecto notable sobre las correspondientes capacidades de calor volumétricas. Excepto para la combustión húmeda, únicamente se consideró un componente en la fase gas de cualquier proceso, y se usaron valores típicos de capacidades volumétricas de calor para minerales y fluidos. La temperatura corriente arriba depende del proceso. Las densidades del aire fueron supuestas para comportamiento ideal.

Estos comentarios no deben ser interpretados para dar a entender que un valor promedio aritmético necesariamente debe ser usado en el cálculo de la distribución de calor dentro del yacimiento. El valor a ser usado debe ser seleccionado con cuidado después de que el problema ha sido considerado. Por ejemplo, si el modelo a ser usado supone que todo el calor en el yacimiento está en la zona barrida por el vapor, la capacidad volumétrica de calor a ser usada en los cálculos debe ser la de la zona de vapor (corriente arriba de la condensación o desplazamiento frontal) en vez del promedio de los valores corriente arriba y abajo del frente de condensación.

Aunque los efectos de la variación de saturación y porosidad normalmente son tomados en cuenta cuando los problemas térmicos multifásicos son resueltos con computadoras de alta velocidad, la influencia de estas variables sobre la capacidad volumétrica de calor del yacimiento es apenas lo suficiente como para que valores promedio constantes puedan ser usados en métodos analíticos para desarrollar algún conocimiento dentro del calentamiento del yacimiento. Además, el error inducido por el uso de valores promedio podría ser pequeño donde la mayor parte del calor almacenado en el yacimiento está dentro de una

región claramente definida.

TABLA 5.1 - CONDICIONES CONSIDERADAS EN LA ELABORACION DE LA FIG. 4.1

PROPIEDAD	PROCESO *			
	AGUA CALIENTE	VAPOR	COMBUSTION SECA	COMBUSTION HUMEDA
CORRIENTE ARRIBA				
S_o	0.3	0.2	0	0
S_v	0.7	0.3	0	0.3
S_g	0	0.5	1.0	0.7
S_a	0	0.5	0	0.35
$T, ^\circ F$	350	550	900	550
$M_\sigma, \text{Btu/pie}^3\text{-}^\circ F$	39.7	41.2	46.0	41.2
$M_o, \text{Btu/pie}^3\text{-}^\circ F$	30.8	33.1	--	33.1
$M_v, \text{Btu/pie}^3\text{-}^\circ F$	58.7	60.4	--	60.4
$M_s, \text{Btu/pie}^3\text{-}^\circ F$	--	3.1	--	3.1
$M^{s..}, \text{Btu/pie}^3\text{-}^\circ F$	--	0.71	0.55	0.51
$\rho_s L_v / \Delta T, \text{Btu/pie}^3\text{-}^\circ F$	--	4.32	--	4.32
CORRIENTE ABAJO				
S_o	0.7	0.7	0.5	0.45
S_v	0.3	0.3	0.3	0.35
S_g	0	0	0.2	0.2
$T, ^\circ F$	150	150	150	150
$M_\sigma, \text{Btu/pie}^3\text{-}^\circ F$	35.2	35.2	35.2	35.2
$M_o, \text{Btu/pie}^3\text{-}^\circ F$	27.6	27.6	27.6	27.6
$M_v, \text{Btu/pie}^3\text{-}^\circ F$	61.3	61.3	61.3	61.3
$M^{s..}, \text{Btu/pie}^3\text{-}^\circ F$	1.15	1.15	1.15	1.15

* Las condiciones para flujo de agua fría difieren de aquéllas para empuje con agua caliente sólo en que la temperatura corriente arriba es 150^oF.

** Evaluada a 1000 lb/pq² abs.

5.4 Pérdidas de Calor hacia las Formaciones Adyacentes

Bajo Gasto Constante de Inyección de Calor

A partir del estudio de Linsdly en 1928, varios autores han estado interesados en el efecto de las pérdidas de calor hacia las capas

superiores e inferiores del yacimiento sobre el tamaño de la zona calentada. Los resultados de Marx y Langenheim⁸, en particular, son útiles para presentar algunos rasgos importantes acerca del calentamiento del yacimiento. Ellos consideraron inyección de fluido caliente dentro de un pozo a temperatura y gasto constante. Aunque reconocieron la presencia de una zona de transición de temperatura radial (ver figura 5.2), supusieron que la temperatura de la zona calentada era en todos lados igual a la temperatura en el fondo del pozo del fluido inyectado $T_{i,da}$ y que la temperatura de yacimiento afuera de la zona caliente era igual a la inicial T_i . En su desarrollo, no existe variación de temperatura dentro del volumen calentado del yacimiento, ya sea vertical u horizontalmente. Un balance de masa hecho sobre un yacimiento horizontal de propiedades constantes y uniformes proporciona:

$$\dot{Q}_1 = < 43,560 \text{ pie}^2/\text{acre} > M_R h_t \Delta T_i \frac{dA}{dt} + \dot{Q}_1 \quad (5.19)$$

En esta ecuación, la cantidad $M_R h_t \Delta T_i$ representa la cantidad de calor requerida para llevar un volumen de yacimiento de un área dada A , espesor h_t , y capacidad de volumétrica de calor M_R a una temperatura ΔT_i arriba de la temperatura inicial de referencia de yacimiento. \dot{Q}_1 es el gasto constante de inyección de calor, \dot{Q}_1 es el gasto total de calor perdido hacia las capas adyacentes superior e inferior, y dA/dt es el ritmo de crecimiento de la extensión areal de la zona calentada.

Tal como Marx y Langenheim⁹ señalaron posteriormente, la forma del área calentada es general, aún cuando su ejemplo ilustrativo inicial (ver figura 5.2) discute una zona cilíndrica calentada expandiéndose en forma simétrica.

El gasto total de calor perdido \dot{Q}_1 se incrementa con el tiempo según la zona calentada crece. Marx y Langenheim suponen que las pérdidas de calor del yacimiento horizontal son únicamente por conducción vertical dentro de las formaciones adyacentes. Sus resultados dan un gasto total de pérdida de calor hacia las formaciones adyacentes, el cual es:

$$\dot{Q}_1 = \dot{Q}_1 (1 - e^{-D} \operatorname{erfc} \sqrt{t_D}) \quad (5.20)$$

donde t_D es un tiempo adimensional dado por

$$t_p = 4 \left[\frac{M_s}{M_k} \right]^2 \frac{a_s}{h_t^2} z \quad (5.21)$$

En esta ecuación, a es la difusividad térmica y el subíndice s se refiere a las formaciones adyacentes (superior e inferior), supuestamente con las mismas propiedades térmicas. Farouq Ali¹⁰ ha demostrado que cuando las propiedades térmicas de las formaciones adyacentes difieren se deben usar valores promedio para M_s , a_s en la ecuación 5.21.

Los resultados obtenibles del desarrollo de Marx y Langenheim son los siguientes:

1. El calor remanente en el yacimiento es

$$Q = \frac{\dot{Q}_i M_k h_t^2}{4 a_s M_s^2} G \quad (5.22)$$

2. La pérdida de calor acumulativa hacia las formaciones adyacentes es

$$Q_1 = \dot{Q}_i t - Q \quad (5.23)$$

3. La fracción del calor inyectado remanente en el yacimiento, una cantidad que ha sido llamada la eficiencia de calor del yacimiento, es

$$E_s = Q/Q_1 = G/t_p \quad (5.24)$$

4. La extensión areal de la zona calentada equivalente es

$$A = \left(\frac{\text{acre/pie}^2}{43,560} \right) \frac{\dot{Q}_i M_k h_t}{4 \Delta T_s a_s M_s^2} G \quad (5.25)$$

5. El ritmo de crecimiento de la zona calentada equivalente es

$$\frac{dA}{dt} = \left(\frac{\text{acre/pie}^2}{43560} \right) \frac{\dot{Q}_i}{\Delta T_s a_s h_t} e^{1/2} \operatorname{erfc} \sqrt{\frac{z}{t_p}} \quad (5.26)$$

La función G que aparece en algunas de estas expresiones es

$$G = 2 \sqrt{\frac{t_D}{\pi}} - 1 + e^{t_D} \operatorname{erfc} \sqrt{t_D} \quad (5.27)$$

así que las cinco cantidades dadas arriba varían con el tiempo. Valores de E_h , G , $e^{t_D} \operatorname{erfc} \sqrt{t_D}$, y de la función error complementaria $\operatorname{erfc} t_D$ son presentados en la tabla 5.2 en el rango de valores de tiempo adimensional t_D de interés práctico.

TABLA 5.2 - FUNCIONES AUXILIARES

t_D	E_h	G	$e^{t_D} \operatorname{erfc} \sqrt{t_D}$	$\operatorname{erfc} t_D$
0.0	1.0000	0	1.0000	1.0000
0.01	0.9290	0.0093	0.8965	0.9887
0.0144	0.9167	0.0132	0.8778	0.9837
0.0225	0.8959	0.0202	0.8509	0.9746
0.04	0.8765	0.0347	0.8090	0.9549
0.0625	0.8399	0.0524	0.7704	0.9295
0.09	0.8123	0.0731	0.7346	0.8987
0.16	0.7634	0.1221	0.6708	0.8210
0.25	0.7195	0.1799	0.6157	0.7237
0.36	0.6801	0.2448	0.5678	0.6107
0.49	0.6445	0.3158	0.5259	0.4883
0.64	0.6122	0.3918	0.4891	0.3654
0.81	0.5828	0.4721	0.4565	0.2520
1.0	0.5560	0.5560	0.4275	0.1573
1.44	0.5087	0.7326	0.3785	0.0417
2.25	0.4507	1.0143	0.3216	0.0015
4.0	0.3780	1.5122	0.2554	0.0000
6.25	0.3251	2.0318	0.2108	
9.0	0.2849	2.5641	0.1790	
16.0	0.2282	3.6505	0.1370	
25.0	0.1901	4.7526	0.1107	
36.0	0.1629	5.8630	0.0928	
49.0	0.1424	6.9784	0.0798	
64.0	0.1265	8.0907	0.0700	
81.0	0.1138	9.2177	0.0623	
100.0	0.1034	10.3399	0.0561	

Los hechos de que (1) la temperatura es uniforme a lo largo de la zona calentada y es igual a la temperatura del fluido de inyección y (2) todo el calor del yacimiento está en la zona calentada, indican que los resultados dados por las ecuaciones 5.20 y 5.22 a 5.27 son más aplicables a empujes con vapor que a cualquier otro proceso térmico. Esto es sin duda cierto para la extensión areal, ritmo de crecimiento,

y contenido de calor de la zona calentada.

Aunque no sea evidente de los resultados de Marx y Langenheim, las expresiones para el ritmo de pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes y la eficiencia de calor del yacimiento tienen una aplicación general a cualquier proceso de recuperación térmica.

Prats¹¹ demostró que para las propiedades ideales de un yacimiento consideradas por Marx y Langenheim⁸ y Lauwerier¹², la distribución del calor entre el yacimiento y las formaciones adyacentes dada por la ecuación 5.24 debería ser una excelente aproximación cuando no hay variación de la temperatura verticalmente dentro del yacimiento. Esto se aplica aún si la temperatura de inyección o el gasto másico varían, con tal de que el gasto neto de entrada de calor sea constante. Por medio del gasto neto de entrada de calor se conoce la diferencia entre el gasto total al cual el calor es generado en o es inyectado dentro del yacimiento a través de un número de pozos y el gasto total al cual el calor es retirado del yacimiento por medio de la producción de fluidos calientes de algunos pozos. Debido a que las pérdidas de calor conductivo a través de los límites laterales del yacimiento no son consideradas en el desarrollo, la ubicación de los pozos de inyección y producción no afecta este resultado con tal de que no estén muy cerca de los límites laterales del yacimiento. Por lo tanto, la distribución de calor entre el yacimiento y las formaciones adyacentes no es afectada por la geometría de flujo antes del rompimiento de calor o por el proceso usado para introducir el calor dentro del yacimiento. Esto explica el por qué Marx y Langenheim⁸, Lauwerier¹², Malofeev¹³, Rubinshtein¹⁴ y otros llegaron a los mismos resultados para la distribución de calor inyectado entre el yacimiento y las formaciones adyacentes.

El trabajo de Prats¹¹ también muestra que las ecuaciones 5.25, 5.22 y 5.24 son válidas para las condiciones de transferencia de calor no tan restrictivas como aquéllas usadas por algunos autores de los ya citados. Las mismas expresiones son válidas (1) cuando la transferencia de calor en el plano del yacimiento es no sólo por convección sino también por conducción y aún por radiación y (2) cuando la transferencia de calor en las formaciones adyacentes es por conducción tridimensional. De aquí que la expresión de eficiencia de calor dada por la ecuación 5.24 es más aplicable que las indicadas por las condiciones bajo las cuales ésta fue obtenida por primera vez. En

particular, ésta es aplicable a cualquier tipo de proceso de recuperación térmica.

La eficiencia de calor definida por la ecuación 5.24 está dibujada en la figura 5.3 como una función del tiempo adimensional t_D . La función G definida por la ecuación 5.27, la cual es requerida para determinar el área del volumen calentado y su contenido de calor, puede encontrarse en la figura 5.3 al multiplicar E_h por t_D .

La fracción de calor remanente inyectado en el yacimiento (la eficiencia de calor E_h) no depende de la temperatura de inyección, del gasto de inyección del fluido, o del gasto de inyección de calor. Para un gasto constante de entrada de calor, ésta es una función del tiempo adimensional únicamente. Las pérdidas de calor acumulativas hacia las formaciones adyacentes se incrementan al ritmo que se incrementa la temperatura de inyección, pero esto hace que el calor permanezca en el yacimiento. A altos gastos de inyección de fluidos, la zona calentada es muy grande y la pérdida de calor acumulativo de la zona calentada incrementada en tamaño es mayor. Pero la cantidad de calor remanente en el yacimiento como resultado del alto gasto de fluido de inyección es también grande. Estos efectos de nuevo se cancelan, de modo que la eficiencia de calor, otra vez, es una función únicamente del tiempo adimensional. De la definición de tiempo adimensional, dada por la ecuación 5.21, se concluye que la mayor variable es el espesor del yacimiento h . Por supuesto, las propiedades térmicas varían algo, dependiendo del contenido de fluido y de minerales, pero el rango de variación es bastante limitado comparado con las variaciones en el espesor del yacimiento. Nótese que el espesor del yacimiento aparece como un cuadrado. Si un yacimiento tiene el doble de espesor que otro, entonces se requiere un período de inyección cuatro veces más largo para retener la misma fracción de calor inyectado. Si la duración del período de calentamiento es el mismo en ambos yacimientos, el tiempo adimensional del yacimiento más delgado es cuatro veces mayor que el del otro yacimiento. Como puede verse en la figura 5.3, un factor de cuatro en el tiempo adimensional tiene un efecto significativo sobre el valor de la eficiencia de calor.

La relación de las propiedades térmicas del yacimiento a aquéllas de las formaciones adyacentes aparece en el tiempo adimensional (ecuación 5.21). Aunque el rango de variación de los factores involucrados en estas propiedades es relativamente pequeño comparado

con el rango en el espesor bruto del yacimiento, su contribución puede ser lo suficientemente grande para afectar la duración de la operación, o la eficiencia de calor, por cantidades operacionalmente importantes⁴.

Bajo Gasto Variable de Inyección de Calor

Para un gasto de entrada de calor variable, el calor remanente en yacimiento puede ser calculado usando los resultados dados por la ecuación 5.22. La estimación del calor en el yacimiento para condiciones de gasto variable está basada en la suposición de que el gasto variable de entrada de calor puede ser representado por una serie de N pasos que ocurren en una secuencia de N tiempos: $t_1, t_2, t_3, \dots, t_n, \dots, t_N$, con $t_1=0$.

Por ejemplo, la figura 5.4 muestra una curva continua de inyección de calor vs. tiempo. Esta curva puede ser aproximada por una serie de N pasos discretos en \dot{Q}_1 ; la figura muestra también cómo la curva continua puede ser discretizada. Durante el n intervalo de tiempo, el gasto de inyección de calor está representado por

$$\dot{Q}_1(t) = \sum_{j=1}^n U(t-t_j) \Delta \dot{Q}_j \quad (5.28)$$

donde $\Delta \dot{Q}_j$ es el cambio en el gasto de inyección de calor en t_j . Note que $\Delta \dot{Q}_j$ es positiva cuando el gasto de inyección de calor aumenta en t_j , y es negativo cuando ocurre lo contrario. La función unitaria $U(t-t_j)$ es 0 ó 1. Es 1 cuando $t > t_j$, y 0 cuando $t < t_j$. También note que en el enésimo intervalo de tiempo,

$$t_n < t < t_{n+1} \quad (5.29)$$

La inyección de calor acumulativa a cualquier tiempo durante el enésimo intervalo de tiempo es aproximada a partir de:

$$Q_1(t) = \sum_{j=1}^n U(t-t_j) \left[(t-t_j) \Delta \dot{Q}_j \right] \quad (5.30)$$

Una representación gráfica de esta cantidad contra el tiempo tiene

diferentes pendientes para tiempos mayores o menores que el valor de t_j . Una curva continua puede ser dibujada a través de las secciones segmentadas de la gráfica $Q_1(t)$ vs. t , un procedimiento que es el inverso del procedimiento de discretización usado para convertir la curva inicial Q_1 vs. t en la figura 5.4 a una secuencia de distintos intervalos.

Como señaló Ramey¹⁵, el calor remanente en el yacimiento a cualquier tiempo durante el n -ésimo intervalo de tiempo puede ser obtenido por superposición y está dado por

$$Q(t) = \left(\frac{M_R}{M_S} \right)^2 \frac{h^2}{4\alpha_S} \sum_{j=1}^n U(t-t_j) \cdot \Delta \dot{Q}_j G(t_D - t_{Dj}) \quad (5.31)$$

Obviamente, la pérdida hacia las formaciones adyacentes implica la resta del valor que arroje la ecuación 5.31 al valor de la ecuación 5.30.

Los valores de G requeridos para los cálculos pueden ser obtenidos a partir de la tabla 5.2, figura 5.3, o de la definición de G (ecuación 5.27). Los valores de G son evaluados como una función de $t_D - t_{Dj}$, la cual está relacionada a $t - t_j$ por la siguiente expresión:

$$t_D - t_{Dj} = 4 \left(\frac{M_S}{M_R} \right)^2 \frac{\alpha_S}{h^2} (t - t_j) \quad (5.32)$$

Entonces, las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes cuando el calor está siendo inyectado a gastos variables se obtiene restando el valor que arroje la ecuación 5.31 de la cantidad total de calor inyectado al yacimiento, que es un dato conocido.

La extensión areal de la zona calentada equivalente se encuentra sustituyendo el producto $Q_1 G$ en la ecuación 5.25 por la sumatoria en la ecuación 5.31. (Debe entenderse que el valor de ΔT_1 en la ecuación resultante podría variar con el tiempo). Y la eficiencia térmica del yacimiento ahora se determina mediante la sustitución de las expresiones para el calor en el yacimiento (ecuación 5.31) y la ecuación del calor inyectado acumulado (ecuación 5.30) en la ecuación 5.24.

Pero la aplicabilidad de los resultados obtenidos o indicados para gastos variables de inyección de calor necesita una discusión adicional. El calor remanente en el yacimiento, las pérdidas de calor acumulativas y la eficiencia calorífica del yacimiento son generalmente aplicables en un rango bastante amplio de condiciones y procesos. La extensión areal de la zona calentada, por otro lado, podría no ser representativa de una zona de vapor donde el frente de condensación retrocede con el tiempo. En la inyección de vapor cíclica, por ejemplo, la zona calentada equivalente podría ser mucho más grande que la zona de vapor verdadera. Por otro lado, para el crecimiento del volumen de las zonas de vapor, se espera que la equivalencia sea buena, siempre y cuando la cantidad de calor almacenada en el yacimiento fuera de la zona de vapor sea pequeña. Las condiciones para que éste sea el caso, las cuales son válidas para tiempos más pequeños que el tiempo crítico definido por Mandl y Volek¹⁶, serán discutidas con más detalle en el capítulo "Métodos de Recuperación Térmica".

Los resultados de esta sección para gastos variables de inyección de calor son válidos para cualquier modo de introducción o sustracción de calor a través de pozos. Notar que la variabilidad en el gasto de inyección de calor puede ser debido a cambios en el gasto de inyección de masa o en la entalpía, o en cualquier otro modo de introducción de energía térmica al yacimiento.

EJEMPLO 5.1 - CALCULO DE LAS PERDIDAS DE CALOR DEL YACIMIENTO HACIA LAS FORMACIONES ADYACENTES

Como un ejemplo para estimar las pérdidas de calor hacia las formaciones superiores e inferiores adyacentes, considerar un proyecto de combustión en el cual el gasto de inyección de aire dentro de un pozo fue duplicado a 2 MMpie³/día después de 6 meses, mientras que el gasto de inyección de aire en cada uno de otros los dos pozos se mantuvo a 1 MMpie³/día. El consumo de oxígeno es completo. Hay indicaciones de que la combustión ocurre en toda la arena petrolífera de 10 pies de espesor y 30% de porosidad. Estimar la pérdida de calor hacia las lutitas masivas adyacentes un año después de la ignición. No existen indicaciones de incrementos de temperatura en ninguno de los siete pozos productores. La presión de inyección es 1500

lb/pg². Las propiedades dadas son:

$$M_{\sigma} = 49.5 \text{ Btu/pie}^3\text{-}^{\circ}\text{F}$$

$$M_{\gamma} = 2.12 \text{ Btu/pie}^3\text{-}^{\circ}\text{F}$$

$$\alpha_s = 0.725 \text{ pie}^2/\text{día} , \text{ y}$$

$$\lambda_s = 20.2 \text{ Btu/pie-día-}^{\circ}\text{F}$$

Note en la ecuación 5.23 que para determinar la pérdida de calor acumulativa se requiere información sobre el calor inyectado acumulativo y sobre el calor remanente en el yacimiento. Para gastos variables, estas cantidades están dadas por las ecuación 5.30 y 5.31, respectivamente. La función G que aparece en la ecuación 5.31 va a ser evaluada a tiempos adimensionales definidos por la ecuación 5.32.

Puesto que únicamente dos cambios en el gasto son indicados (uno al principio y otro a los 6 meses), $N=2$. El valor de t_1 es siempre cero, y t_2 es 6 meses.

Puesto que el consumo de oxígeno es completo, usamos la regla de dedo de que aproximadamente 100 Btu son generados por cada pie cúbico estándar de aire usado. Por todo esto, el valor de ΔQ_1 (al comienzo del proyecto) es

$$\begin{aligned} \Delta Q_1 &= (3 \text{ MMpie}^3\text{c.s./día})(100 \text{ Btu/pie}^3) \\ &= 3 \times 10^8 \text{ Btu/día} \end{aligned}$$

Asimismo, el valor de ΔQ_2 (a los 6 meses) correspondiente al incremento en 1 MMpie³/día en el gasto de inyección de uno de los tres pozos es

$$\begin{aligned} \Delta Q_2 &= (1 \text{ MMpie}^3/\text{día})(100 \text{ Btu/pie}^3) \\ &= 1 \times 10^8 \text{ Btu/día} \end{aligned}$$

La ecuación 5.30 entonces es usada para obtener la inyección acumulativa de calor a los 365 días:

$$Q_1(365) = (1 \text{ año} - 0 \text{ año})(365 \text{ días/año})(3 \times 10^8 \text{ Btu/día})$$

$$\begin{aligned}
 & + (1 \text{ año} - 0.5 \text{ año})(365 \text{ días/año})(1 \times 10^9 \text{ Btu/día}) \\
 & = 1.28 \times 10^{11} \text{ Btu}
 \end{aligned}$$

En operaciones de combustión seca, la mayoría del calor en el yacimiento está en la parte que ha sido quemada. Ahí, las saturaciones líquidas son despreciables y la capacidad volumétrica de calor efectiva está dada por la ecuación 5.18 como

$$\begin{aligned}
 M_R &= (1-\phi)M_G + \phi M_S \\
 &= (1 - 0.30)(49.5 \text{ Btu/pie}^3\text{-}^\circ\text{F}) + 0.30(2.12 \text{ Btu/pie}^3\text{-}^\circ\text{F}) \\
 &= 35.3 \text{ Btu/pie}^3\text{-}^\circ\text{F}
 \end{aligned}$$

También,

$$\begin{aligned}
 M_S &= \lambda_S / \alpha_S \\
 &= (20.2 \text{ Btu/pie-día-}^\circ\text{F}) / (0.725 \text{ pie}^2/\text{día}) \\
 &= 27.9 \text{ Btu/pie}^3\text{-}^\circ\text{F}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 t_D &= 4 \left(\frac{27.9 \text{ Btu/pie}^3\text{-}^\circ\text{F}}{35.3 \text{ Btu/pie}^3\text{-}^\circ\text{F}} \right)^2 \cdot \frac{(0.725 \text{ pie}^2/\text{día})(365 \text{ días})}{(10 \text{ pies})^2} \\
 &= 6.6
 \end{aligned}$$

$$t_{D2} = 3.3$$

Y

$$t_{D1} = 0$$

Los valores de G correspondientes a los valores de $t_D - t_{Dj}$ son encontrados a partir de la curva etiquetada como $E_h = G/t_D$ en la figura 5.3:

$$\begin{aligned}
 G(t_D - t_{D1}) &= G(6.6) = 6.6 E_h \Big|_{t_D=6.6} \\
 &= 6.6(0.32) = 2.1
 \end{aligned}$$

y, similarmente,

$$G(t_D - t_{D2}) = 3.3(0.40) = 1.3$$

El calor remanente en el yacimiento a los 365 días es calculado a continuación con la ecuación 5.31:

$$Q = \left(\frac{35.3 \text{ Btu/pie}^3 \cdot \text{°F}}{27.9 \text{ Btu/pie}^3 \cdot \text{°F}} \right)^2 \cdot \frac{(10 \text{ pies})^2}{(4)(0.725 \text{ pie}^2/\text{día})(365 \text{ días})} \\ \cdot \left[(3 \times 10^8 \text{ Btu/día})(2.1) + (1 \times 10^8 \text{ Btu/día})(1.3) \right] \\ = 4.2 \times 10^{10} \text{ Btu}$$

de la cual la pérdida de calor acumulativa hacia las formaciones adyacentes es, a partir de la ecuación 5.23,

$$Q_1 = 12.8 \times 10^{10} \text{ Btu} - 4.2 \times 10^{10} \text{ Btu} \\ = 8.6 \times 10^{10} \text{ Btu}$$

De aquí que la pérdida de calor llegue al 67% del calor generado durante el proceso de combustión.

Este ejemplo está destinado a mostrar que (1) los cálculos de pérdidas de calor obtenibles a partir de los resultados de Marx y Langenheim resultan ser también aplicables a procesos de combustión, (2) los resultados son aplicables para cualquier geometría de flujo involucrando cualquier número de pozos de inyección y producción, (3) es necesario conocer temperaturas de yacimiento para calcular pérdidas de calor, excepto para estimar propiedades térmicas, y (4) el uso de la superposición para considerar gastos variables de inyección de calor.

EJEMPLO 5.2 - CALCULO DEL RITMO DE CRECIMIENTO DE LA ZONA CALENTADA

El vapor es inyectado a 208 bpd de agua equivalente dentro de un yacimiento de arenisca limpia que contiene crudo de 10 °API y un espesor bruto (y neto) de 25 pies, una porosidad de 0.30, y una temperatura de 103 °F. Los cálculos indican que la presión de inyección de fondo del pozo en el punto medio del intervalo de inyección perforado es de 995 lb/pg² man y que la calidad de vapor es de 73%. Se supone que no existe un gradiente significativo de temperatura vertical

dentro del yacimiento, que el volumen calentado está a la temperatura de inyección del vapor, y que las saturaciones de aceite residual y de agua en la zona calentada son de 0.2 y 0.4, respectivamente. Calcular el ritmo de crecimiento de la zona calentada equivalente después de 7 meses de inyección continua para el caso en que ambas formaciones adyacentes son (1) lutitas y (2) calizas densas ($\phi = 0.02$). Se dan las siguientes propiedades térmicas:

$$M_G = 42.2 \text{ Btu/pie}^3\text{-}^\circ\text{F}$$

$$\lambda_{sh} = 23.4 \text{ Btu/pie-D-}^\circ\text{F}$$

$$\alpha_{sh} = 0.74 \text{ pie}^2/\text{día}$$

$$\rho_w = 64.3 \text{ lbm/pie}^3 \text{ a } 60^\circ\text{F}$$

$$M_{\text{calculita}} = 33.8 \text{ Btu/pie}^3\text{-}^\circ\text{F} \text{ y}$$

$$\alpha_{\text{caliza}} = 1.2 \text{ pie}^2/\text{día}$$

Nótese que para determinar el crecimiento de la extensión areal de la zona calentada equivalente dado por la ecuación 5.26 se requiere que determinemos el ritmo al cual el calor es inyectado dentro del yacimiento, varias propiedades térmicas, y una función $e^{b \operatorname{erfc} \sqrt{\frac{t}{D}}}$ que depende del tiempo adimensional dado por la ecuación 5.21. Primero obtenemos las propiedades intermedias requeridas para la estimación del ritmo de crecimiento de la zona calentada. Puesto que únicamente el vapor está presente en la fase vapor dentro del yacimiento, $f = 0$ (ver ecuación 5.18). La presión absoluta es $995+14.7 = 1010 \text{ lb/p}^2$ y la interpolación lineal de datos de vapor en tablas¹⁷ nos da la siguiente información:

$$T_s = 546 \text{ }^\circ\text{F} \quad h_s = 1192 \text{ Btu/lbm} \quad \rho_s = 2.27 \text{ lbm/pie}^3$$

$$L_v = 648 \text{ Btu/lbm} \quad h_v = 544 \text{ Btu/lbm} \quad \rho_w = 46.2 \text{ lbm/pie}^3$$

La densidad del aceite correspondiente a 10 °API es 62.4 lbm/pie³ a 60 °F.

La capacidad calorífica del aceite es estimada como el promedio aritmético de las capacidades caloríficas a las dos temperaturas usando

la ecuación siguiente:

$$C_o = (0.388 + 0.00045 T) / \sqrt{T_o}$$

Entonces,

$$C_o = \left[0.388 + 0.00045(103 + 546)/2 \right] / \sqrt{T}$$
$$= 0.534 \text{ Btu/lbm-}^\circ\text{F}$$

La capacidad calorífica del agua en el rango de temperatura es estimado de

$$C_w = \frac{h_w(546^\circ\text{F}) - h_w(103^\circ\text{F})}{546^\circ\text{F} - 103^\circ\text{F}}$$
$$= (544 \text{ Btu/lbm} - 70.1 \text{ Btu/lbm}) / (443^\circ\text{F})$$
$$= 1.07 \text{ Btu/lbm-}^\circ\text{F}$$

Se considera que el agua inicialmente en el yacimiento es remplazada efectivamente por condensado fresco, así que la salinidad de la salmuera a 60°F podría no tener sentido en el cálculo de la capacidad de calor del yacimiento. El aceite se expande térmicamente. Su densidad en la zona calentada es estimada con la ayuda de las gravedades específicas presentadas en las referencias¹⁷. Entonces,

$$\rho_o(546 \text{ }^\circ\text{F}) = (62.4 \text{ lbm/pie}^3) (0.835)$$
$$= 52.1 \text{ lbm/pie}^3$$

la cual es ligeramente más densa que el agua condensada a la misma temperatura.

A partir de las propiedades disponibles, las capacidades volumétricas de calor del yacimiento y de las formaciones adyacentes requeridas para cálculos subsiguientes son obtenidos como sigue:

$$M_w = C_w \rho_w$$
$$= (1.07 \text{ Btu/lbm-}^\circ\text{F}) (46.2 \text{ lbm/pie}^3)$$

$$= 49.2 \text{ Btu/pie}^3\text{-}^\circ\text{F}$$

$$M_o = C_o \rho_o$$

$$= (0.534 \text{ Btu/lbm-}^\circ\text{F}) (52.1 \text{ lbm/pie}^3)$$

$$= 27.8 \text{ Btu/lbm/pie}^3\text{-}^\circ\text{F}$$

$$M_{sh} = (\lambda/a)_{sh}$$

$$= (23.4 \text{ Btu/pie-D-}^\circ\text{F}) / (0.74 \text{ pie}^2/\text{D})$$

$$= 31.6 \text{ Btu/pie}^2\text{-}^\circ\text{F}$$

$$M_{is} = (1 - 0.02)(33.8 \text{ Btu/pie}^3\text{-}^\circ\text{F}) + (0.02)(49.4 \text{ Btu/pie}^3\text{-}^\circ\text{F})$$

$$= 34.4 \text{ Btu/pie}^3\text{-}^\circ\text{F}$$

$$M_R = (1 - 0.3)(42.2 \text{ Btu/pie}^3\text{-}^\circ\text{F}) + 0.3(0.2)(27.8 \text{ Btu/pie}^3\text{-}^\circ\text{F})$$

$$+ 0.3(0.4) \{ (49.4 \text{ Btu/pie}^3\text{-}^\circ\text{F}) + (648 \text{ Btu/lbm}) / (546^\circ\text{F} - 103^\circ\text{F})$$

$$+ (1.07 \text{ Btu/lbm-}^\circ\text{F})(2.27 \text{ lbm/pie}^3) \}$$

$$= 37.6 \text{ Btu/pie}^3\text{-}^\circ\text{F}$$

El tiempo adimensional requerido para obtener la función G ahora puede calcularse para el caso en que las formaciones adyacentes son lutitas.

$$t_D = 4 \left[\frac{31.6 \text{ Btu/pie}^3\text{-}^\circ\text{F}}{37.6 \text{ Btu/pie}^3\text{-}^\circ\text{F}} \right]^2$$

$$\frac{(0.74 \text{ pie}^2/\text{día})(7 \text{ meses})(30.4 \text{ días/mes})}{(25 \text{ pie})^2}$$

$$= 0.712$$

así, mediante interpolación en la tabla 5.2 se tiene

$$e^{0.712} \operatorname{erfc} \sqrt{0.712} = 0.475$$

En una manera similar, para la caliza obtenemos:

$$t_D = 4 \left[\frac{34.4 \text{ Btu/pie}^3 \cdot \text{oF}}{37.6 \text{ Btu/pie}^3 \cdot \text{oF}} \right]^2 \frac{(1.2 \text{ pie}^2/\text{día})(212.8 \text{ días})}{(25 \text{ pie})^2}$$

$$= 1.38$$

y

$$e^{1.38} \operatorname{erfc} \sqrt{1.38} = 0.385$$

Al calcular el gasto de calor que se inyecta al yacimiento, note que el gasto másico total de inyección es encontrado por:

$$w_t = (5.615 \text{ pie}^3/\text{bl})(208 \text{ bl/día})(62.4 \text{ lbm/pie}^3)$$

$$= 72,900 \text{ lbm/día}$$

siendo el 73% vapor seco, o

$$w_v = (0.73)(72900 \text{ lbm/día})$$

$$= 53,000 \text{ lbm/día}$$

El gasto de calor que entra al yacimiento se obtiene entonces como sigue:

$$Q_1 = w_t \left[h_w(546 \text{ oF}) - h_w(103 \text{ oF}) \right] + w_v L_v$$

$$= (72,900 \text{ lbm/día})(544 \text{ Btu/lbm} - 70.1 \text{ Btu/lbm})$$

$$+ (53,200 \text{ lbm/día})(648 \text{ Btu/lbm})$$

$$= 6.90 \times 10^7 \text{ Btu/día}$$

El ritmo de crecimiento del área calentada (en pies²/día) es obtenida de la ecuación 5.26 para el caso en que la rocas superior e

inferior sean lutitas

$$\frac{dA}{dt} = \frac{(6.90 \times 10^7 \text{ Btu/día})(0.475)}{(443.F)(37.6 \text{ Btu/pie}^3 - .F)(25 \text{ pie})}$$
$$= 79 \text{ pies}^2/\text{día}$$

En el caso que sean calizas,

$$\frac{dA}{dt} = \frac{(6.90 \times 10^7 \text{ Btu/día})(0.385)}{(443.F)(37.6 \text{ Btu/pie}^3 - .F)(25 \text{ pie})}$$
$$= 64 \text{ pies}^2/\text{día}$$

Este problema ilustra (1) cómo considerar la temperatura inicial del yacimiento para calcular el gasto de inyección de calor, (2) algunos usos de las tablas de vapor, (3) cómo evaluar las propiedades térmicas de la formación y (4) la interpolación de las propiedades térmicas de la formación sobre el ritmo de crecimiento de la zona calentada.

5.5 Pérdidas de Calor a través de los Fluidos Producidos

Actualmente, las variaciones con el tiempo en la temperatura de fluidos producidos puede ser predicha con aproximación únicamente a menos que un simulador físico o numérico sea usado. Los métodos aproximados para la estimación de la respuesta de la temperatura de fondo de pozo a una distancia en particular del pozo de inyección (métodos sujetos a cálculos con la ayuda de gráficas y calculadoras de bolsillo) se limitan a los de Lauwerier¹² para sistemas lineales, la extensión de Malofeev¹³ de este trabajo para sistemas radiales, y a los resultados de Gringarten y Sauty¹⁴ de un proyecto piloto de dos pozos. Se enfatiza que la temperatura de los fluidos discutida en este capítulo es a condiciones de fondo de pozo, las cuales son las de interés en la determinación del gasto al cual el calor es removido del yacimiento a través de los fluidos producidos.

Lauwerier¹² es reconocido como el primero en basar firmemente los

cálculos aproximados de la distribución de temperatura en el yacimiento. Lauwerier consideró inyección de agua caliente a un flujo constante u y el aumento de temperatura ΔT_1 sobre la temperatura de yacimiento dentro de un yacimiento horizontal lineal de propiedades constantes y uniformes, mostradas esquemáticamente en la figura 5.4. La transferencia de calor hacia la formación adyacente es por conducción vertical únicamente. La distribución de temperatura dentro del yacimiento se supone independiente de la posición vertical y el flujo de calor dentro del yacimiento es por convección únicamente. La distribución de temperatura según Lauwerier en el yacimiento y las formaciones adyacentes está dada por:

$$T_D = \frac{\Delta T}{\Delta T_1} = U(t_D - x_D) \operatorname{erfc} \left(\frac{x_D + \Delta z_D}{2\sqrt{t_D - x_D}} \right) \quad (5.33)$$

donde

$$x_D = \frac{4\alpha_s M_s^2 x}{u h_t^2 M_r M_R} \quad (5.34)$$

t_D está definido por la ecuación 5.21, M_r es la capacidad volumétrica de calor del fluido caliente inyectado,

$$\Delta z_D = \frac{2 M_s}{h_t^2 M_R} \Delta z \quad (5.35)$$

y Δz es la distancia (siempre positiva) dentro de una de las formaciones adyacentes medida desde su frontera común con el yacimiento. Es así que Δz no está definida dentro del yacimiento. Por lo tanto:

$$\Delta z_D = 0 \quad (5.36)$$

cuando la ecuación 5.33 es usada para calcular temperaturas dentro del yacimiento.

La figura 5.5 presenta una configuración de los perfiles de la temperatura adimensional en el yacimiento dados por la ecuación 5.33. Note que debido a la función unitaria $U(t_D - x_D)$ no existe incremento de

temperatura para valores de x_D más grandes que t_D , o $x > tuM_f/M_R$. Reconocemos uM_f/M_R como la representación para la velocidad de la transferencia de calor por convección v_T . La ausencia del incremento de temperatura para $x_D > t_D$, un resultado que no depende de las propiedades de las formaciones adyacentes, muestra que el calor no puede ser transferido por convección a un ritmo de avance frontal mayor que:

$$v_T = u M_f / M_R \quad (5.37)$$

Esta expresión es válida para cualquier sistema de flujo convectivo, donde el flujo u podría variar en el espacio y tiempo. Por supuesto, la velocidad de la transferencia de calor convectiva v_T es siempre en la misma dirección del flujo del fluido u .

Malofeev mostró que la expresión de temperatura (ecuación 5.33) de Lauwerier es también válida para flujo radial cuando x_D está definida por

$$x_D = \frac{4\pi r^2}{M_f h_t i} \frac{\alpha_s M_s^2}{M_R} \quad (5.38)$$

donde r es la distancia radial desde el pozo de inyección e i es el gasto de inyección.

Se ha encontrado que el calor remanente en el yacimiento es idéntico¹⁹ al dado por la ecuación 5.22, para el flujo lineal paralelo considerado por Lauwerier y para el flujo radial considerado por Malofeev. De esta manera, la eficiencia de calor y el calor remanente en el yacimiento son iguales a los encontradas a partir de los resultados de Marx y Langenheim. Esto es cierto aún cuando las geometrías del flujo son diferentes y la temperatura del yacimiento dada por las ecuaciones 5.33 a 5.36 varía gradualmente con la distancia a la cara de inyección.

La temperatura en el yacimiento dada por las ecuaciones 5.33 a la 5.36 puede ser usada para evaluar el cambio de temperatura con el tiempo a una distancia fija de la cara de inyección. Para flujo lineal paralelo, el incremento de temperatura con el tiempo a una cierta distancia x de la cara de inyección puede ser considerada como la temperatura del fluido producido cuando el valor de $x=L$ representa la distancia al pozo "productor". La figura 5.6 muestra el incremento de

temperatura adimensional como una función del tiempo adimensional para una infinidad de valores de flujo de fluido adimensional obtenido evaluando $1/x_D$ de la ecuación 5.34 a $x=L$. El rompimiento del calor ocurre antes a medida que la velocidad del fluido se incrementa, como puede verse en la figura 5.6. De aquí que la proporción de calor remanente en el yacimiento es más grande a mayores velocidades, implicando que la temperatura promedio del yacimiento entre el inyector y el productor sea también más alta. En efecto, a velocidades de flujo más altas, la temperatura aumenta más rápido una vez que el rompimiento de calor ocurre (ver figura 5.6).

Estos comentarios son aplicables también a flujo radial desde un inyector, pero aquí la presencia de un productor concéntrico con el inyector no tiene contraparte práctica. Los resultados son válidos, sin embargo, para flujo radial hacia un productor a $r=0$ cuando existe un incremento de temperatura constante ΔT_1 arriba de la temperatura inicial del yacimiento en un cilindro a una distancia r_1 del productor y x_D es redefinida como

$$x_D = \frac{4\pi (r_1^2 - r_2^2) \alpha_s M_5^2}{M_R M_f h_t q} \quad (5.39)$$

donde q es el gasto de producción.

En los resultados de Lauwerier, tanto en los casos de flujo lineal paralelo y flujo radial plano, el incremento de temperatura es el mismo a la misma distancia del inyector a lo largo de todas las líneas de flujo, así que no puede existir transferencia de calor entre las líneas de flujo. Cuando las líneas de flujo no son simétricas con respecto al inyector, sin embargo, existirán gradientes de temperatura normales a la dirección de flujo originando transferencia de calor conductivo. Gringarten y Sauty¹⁸ supusieron que (1) las líneas de flujo podrían no cambiar con el tiempo y (2) la transferencia de calor por conducción normal a las líneas de flujo podría ser despreciada en el cálculo de la respuesta de temperatura entre un inyector y un productor en un acuífero uniforme y homogéneo de extensión areal infinita. Bajo la suposición de que no existe transferencia de calor entre las líneas de flujo, Gringarten y Sauty fueron capaces de hacer un balance de calor a lo largo de una línea arbitraria de corriente que conectaba un inyector y un productor, representados en la figura 5.7, y obtuvieron una

distribución de temperatura en función del tiempo a lo largo de esta trayectoria de corriente en una forma análoga a la de Lauwerier. La ecuación de Gringarten y Sauty de temperatura a lo largo de la trayectoria de corriente es idéntica en forma a la obtenida por Lauwerier y dada por la ecuación 5.33. Por supuesto, la definición de x_D es ahora diferente. No solamente eso, sino que x_D ahora tiene que depender de la trayectoria de corriente, la cual es denotada por ψ . En los resultados generalizados de Gringarten y Sauty el factor $x/h_t u$ que aparece en la ecuación 5.34 es remplazado por la cantidad A_ψ/q_ψ :

$$\frac{x}{h_t u} = \frac{A_\psi}{q_\psi} \quad (5.40)$$

donde A_ψ es el área acumulada a lo largo de un tubo de corriente limitado por las trayectorias de corriente $\psi \pm \Delta\psi/2$, y q_ψ es el gasto volumétrico de flujo dentro del tubo.

Para flujo radial desde un inyector, por ejemplo, el gasto de inyección por ángulo unitario es $1/2\pi$. Dado que el flujo es simétrico,

$$q_\psi = \frac{\Delta\psi}{2\pi} i \quad (5.41)$$

donde, para flujo radial, $\Delta\psi$ es igual al incremento del ángulo entre dos líneas de flujo. Además, el área acumulada desde el inyector entre dos líneas de flujo que subtienden el ángulo $\Delta\psi$ es :

$$A_\psi = \frac{r^2}{2} \Delta\psi \quad (5.42)$$

Así que

$$\frac{x}{h_t u} = \pi r^2/i \quad (5.43)$$

independiente del canal de flujo. La substitución de $\pi r^2/i$ por $x/h_t u$ en la ecuación 5.34 inmediatamente da la extensión de Malofeev para flujo radial desde un inyector, dada por la ecuación 5.38. Para otros casos que no sean de flujos lineal o radial, sin embargo, A_ψ/q_ψ dependerá de las trayectorias de corriente.

Gringarten y Sauty evaluaron la temperatura de fluido producido en un arreglo de dos pozos aislados resultante de las diferentes contribuciones a la temperatura a lo largo de cada tubo de corriente. Los resultados dados en la figura 5.8, son funciones de dos parámetros:

un gasto de inyección de calor adimensional y un tiempo adimensional, dados por la ecuación 5.21. El gasto adimensional de inyección de calor es definido como

$$Q_{1D} = \frac{M_f M_R h_t i}{4\alpha_s M_S^2 L^2} \quad (5.44)$$

donde L es la distancia entre el inyector y el productor. El calor acumulada inyectado es entonces

$$\begin{aligned} Q_{1D} &= \dot{Q}_{1D} t_D \\ &= \frac{M_f i t}{M_R L^2 h_t} \end{aligned} \quad (5.45)$$

Note que un valor $Q_{1D}=1$ significa que la cantidad acumulada de calor inyectado es igual a la cantidad de calor requerida para obtener que un volumen de yacimiento $L^2 h$ alcance la temperatura de inyección. Estos resultados se comportan como las del caso lineal mostrado en la figura 5.6 en el sentido de que la temperatura de inyección aumenta más rápido mientras mayor sea el gasto de inyección de calor.

5.6 Discusión

La cantidad de calor perdido hacia las formaciones adyacentes puede ser estimada mediante estos procedimientos cuando los gradientes de temperatura vertical dentro del yacimiento son pequeños. Los resultados discutidos indican que una distribución de temperatura vertical dentro del yacimiento provocada por las pérdidas de calor da origen a solamente un ligero incremento en el calor remanente en el yacimiento. Pero es posible que el calor en el yacimiento sea apreciablemente diferente si la falta de uniformidad vertical de la temperatura es el resultado de estratos de permeabilidad diferente o del predominio de la gravedad.

Previo al rompimiento de calor, el rebasamiento del mismo calor en situaciones prácticas llevará a más altas eficiencias caloríficas en el yacimiento que las que podrían ser estimadas usando los procedimientos discutidos anteriormente. Las figuras 5.9 a la 5.11 muestran las distribuciones de temperatura en sistemas de laboratorio de flujo lineal y flujo radial con rocas de casquete y basales simuladas. La

figura 5.9 compara las temperaturas observadas y numéricamente simuladas resultantes del flujo lineal inclinado de agua caliente a 170°F desplazando agua sin calentar con los resultados obtenidos por Lauwerier. Las temperaturas observadas y numéricas concuerdan muy bien una con otra y aceptablemente con las obtenidas por Lauwerier, excepto cerca del borde del frente de calor. Estas diferencias son debidas a la conducción térmica, un importante factor cerca del borde de un frente de calor por convección²³.

Las figuras 5.10 y 5.11 dan perfiles de temperatura verticales para inyección horizontal de vapor a ritmos de inyección diferentes. El efecto de la gravedad es notable en ambos casos, más aún en el ritmo de inyección más lento (figura 5.11). Ambas figuras también muestran precalentamiento adelante del frente de vapor, lo cual está justificado ampliamente por estudios teóricos¹⁹ y numéricos²¹. Isotermas después de 40 minutos de inyección son dadas en la figura 5.12 para un tercer experimento²². La figura claramente muestra el precalentamiento dentro del yacimiento, adelante y debajo de la zona de vapor, resultante de un flujo de agua caliente a través del frente de condensación (representado aproximadamente por la isoterma de 340 °F). En la figura 5.13 se grafican temperaturas en el centro del intervalo de inyección, obtenidas por simulación numérica contra la distancia radial y exhiben un precalentamiento corriente abajo del frente de condensación.

La figura 5.14 muestra isotermas típicas para el proceso de combustión en el cual el frente de combustión se supone vertical. Note que la región de alta temperatura está cerca del frente de combustión, con la mayor parte del calor del yacimiento almacenado corriente arriba en la región quemada. Con rebasamiento por gravedad, las temperaturas calculadas en un sistema con un frente radialmente simétrico son relativamente bajas en el frente de combustión, que puede arder no activa sino lentamente porque el oxígeno no utilizado en el aire inyectado se desvía a lo largo de la parte superior (ver figura 5.15).

Métodos alternativos para calentamiento de una sección de aceite en un yacimiento con insuficiente inyectividad incluyen calentamiento a través de una zona "ladrona", de casquetes de gas, de zonas de fondo con agua²³, o a través de fracturas. Si las fracturas son usadas, entonces se prefieren las horizontales^{24,25}. Las distribuciones de temperatura que dentro del yacimiento resultan de tales calentamientos poco uniformes pueden ser estimadas aproximadamente usando los

resultados de Lauwerier. En estos casos, se emplea el espesor de la zona calentada (la cual se debe mantener razonablemente constante en tiempo y distancia) en lugar del espesor total de la formación. La distribución de temperatura arriba y abajo del intervalo de inyección puede entonces estimarse de la ecuación 5.33, teniendo cuidado en escoger las propiedades del casquete y de la roca base para representar las propiedades de las formaciones inmediatamente arriba y abajo del intervalo de inyección.

Cuando el calentamiento procede muy rápidamente a través de una zona horizontal de alta permeabilidad, se podría hacer la suposición de que la zona está a una temperatura razonablemente uniforme a lo largo de una distancia considerable. Dentro de esta distancia la temperatura, es esencialmente la que existe en la cara de inyección. Debido a que (dentro de ciertos límites) no existe dependencia de la posición dentro del intervalo de inyección, x_0 puede ser valorado en cero en la ecuación 5.33 para estimar la temperatura en las formaciones adyacentes. La ecuación resultante es

$$\Delta T = \Delta T_1 \operatorname{erfc} \left(\frac{\Delta z}{2\sqrt{\alpha_s t}} \right) \quad (5.46)$$

que proporciona la distribución de temperatura debido a la conducción de calor lineal desde un plano mantenido a una temperatura constante ΔT_1 y representa una de las soluciones fundamentales en la transferencia de calor por conducción²⁶.

CAPITULO 6 OPERACION

Este capítulo describe las instalaciones necesarias para la realización de un proyecto térmico; la vigilancia o monitoreo del proyecto; los problemas que normalmente surgen en el transcurso del programa, y la manera de remediarlos.

Los reportes de Gates y Holmes¹ y los de Giusti², Burkhill y Leal³, y Rincón⁴ -que aparecen en los *Proceedings* del Heavy Oil Symposium llevado a cabo en Maracaibo en julio de 1974- son fuentes ricas en información acerca de las técnicas subsuperficiales y de terminación de pozos. Noran⁵ da un pequeño resumen del equipo especial y procedimientos usados en las operaciones térmicas.

6.1 Instalaciones Superficiales

Separación

A partir de la cabeza del pozo, la corriente producida usualmente fluye en primer lugar a un separador o recipiente para separar el agua libre. Esta unidad está diseñada para separar también el gas del aceite. Otro procedimiento podría ser necesario antes de que el aceite satisfaga los requerimientos mínimos especificados para su venta (o para ir a refinería). El gasto de separación de las fases es aproximadamente proporcional a su diferencia de densidades e inversamente proporcional a la viscosidad del crudo. La viscosidad de los crudos pesados puede reducirse por medio de calentamiento, lo cual incrementa el gasto de separación. Puede requerirse calentamiento del separador si la corriente de producción no está lo suficientemente caliente. Las diferencias de densidad entre el agua y los crudos también se incrementan por medio del calentamiento; de este modo, las temperaturas incrementadas tienen un efecto benéfico doble sobre la separación. Otra manera de reducir la viscosidad de la fase aceite es mediante la adición de diluyentes, ya sea en el separador o en el pozo. El efecto de los diluyentes sobre las diferencias de densidad regularmente es pequeño a menos que se usen grandes concentraciones. Otra forma de

incrementar la diferencia de densidad entre las fases agua y aceite es adicionar sal al agua producida (excepto si el agua va a ser utilizada en la generación de vapor). Debido a las grandes diferencias en las densidades de líquido y gas, el gas puede ser separado rápidamente. Para cuestiones de eficiencia, el uso de antiespumantes puede ser ideal.

El tiempo de residencia de la corriente de producción en el separador es otro factor que controla la eficiencia de separación de la fase libre. En cualquier caso, la separación sencilla es muy efectiva para fluidos libres y emulsiones gruesas.

Deshidratación-Desemulsificación

La corriente de crudo de los separadores primarios probablemente contiene agua en emulsiones en grandes cantidades. Dicha corriente es pasada a través de una segunda serie de recipientes para remover el agua remanente. El agua presente en esta etapa es más difícil de separar debido a que las gotas pequeñas están más finamente dispersas. Para unir estas gotas y facilitar su remoción, se han usado varios métodos⁶⁻⁸:

1.- Adicionar productos químicos (desemulsificantes) para reducir las fuerzas que tienden a estabilizar la emulsión,

2.- Incrementar el ritmo de contacto entre las gotitas para mejorar la rapidez de coalescencia y su eventual remoción. Esto se logra agitando el fluido, forzando a los fluidos a través de estratos empacados de materiales que provocan el esparcimiento del agua sobre sus superficies, y creando campos eléctricos para inducir una atracción dipolar entre las gotitas⁹.

3.- Adicionar diluyentes, químicos y calor para incrementar el contraste de densidad entre las fases y la movilidad de las gotitas por medio de la reducción de la viscosidad del crudo.

Las vasijas de tratamiento llamadas calentadores-tratadores o tanques de lavado combinan la mayoría de estas técnicas^{6,10,11}. Estas vasijas pueden diseñarse para que una de tipo sencillo pueda manejar la producción de la mayoría de los campos.

El grado de dificultad para remover el agua del crudo a niveles aceptables está relacionado con la estabilidad de las emulsiones, la cual está fuertemente controlada por las propiedades del crudo. Pero las emulsiones producidas en las operaciones de combustión son

apreciablemente más difíciles de romper que las obtenidas en los procesos de vapor. Bertness¹² enlista los siguientes factores que contribuyen a los problemas de emulsión de los procesos de combustión.

1. La oxidación a baja temperatura, la cual antecede al inicio del frente de combustión, aumenta la actividad superficial de los componentes del crudo que forman películas.

2. El dióxido de carbón generado por combustión puede causar precipitación o crecimiento de coloides asfálticos y resinas en el aceite crudo.

3. Los hidrocarburos oxidados, asfaltenos y resinas se adhieren a arcillas y limos y promueven el transporte de estos efectivos emulsificadores con el flujo de aceite dentro del pozo.

4. Los sulfuros de hierro se producen como productos de corrosión que estabilizan las emulsiones agua-aceite.

5. El vapor condensado delante del frente combustión en la formación o en los medios de producción puede ser estabilizado en gotas del tamaño de micras y submicras por medio de los agentes emulsificantes presentes o generados en el crudo. La ausencia de sales solubles en el agua puede ayudar a la estabilidad de la película interfacial.

6. Los ácidos generados en los procesos de combustión forman emulsificadores al reaccionar con el crudo.

7. El incremento de energía en el levantamiento de líquidos por gas en régimen de flujo turbulento crea emulsiones estabilizadas por la multitud de agentes emulsificantes formados en los procesos de combustión. Parece que la acción ineficiente de la bomba debida a la interferencia de gas comúnmente lleva a la formación de emulsiones.

Evacuación

Como en cualquier operación de campo, sólidos, agua y gases deben ser evacuados apropiadamente. Se espera que el propio vapor de agua de desecho contenga algunos sólidos, aceite y gas. Los sólidos, casi siempre contaminados con aceite, tienen arenas y sedimentos de sal, incrustaciones inorgánicas, herrumbre y complejos compuestos metalorgánicos¹³. La corriente de gas de desecho puede contener hidrocarburos, productos de combustión, y componentes de azufre y nitrógeno. Los únicos problemas anormales de evacuación relativos a las

operaciones térmicas son aquéllos que resultan de la prevalesencia del sulfuro de hidrógeno y de los considerables volúmenes de contaminantes potenciales que tienen que ser manejados. El tratamiento varía marcadamente de una zona a otra, siendo afectado por los requerimientos legales y prácticas locales.

Para gases, los procedimientos acostumbrados son la condensación, la incineración y el depuramiento. La condensación puede ser efectiva en cuanto a costos si hay suficientes hidrocarburos líquidos recuperables. La incineración se usa para convertir el sulfuro de hidrógeno a dióxido de sulfuro, así como para quemar los gases de hidrocarburos. El quemar las corrientes de gas puede ser imposible o no resultar en la combustión completa de los componentes si el valor calorífico del aceite es demasiado bajo. En tales casos se adiciona gas combustible a la corriente para alcanzar la temperatura necesaria y ejecutar la combustión. Finalmente, la depuración del gas antes de ventilarlo a la atmósfera puede reducir el dióxido de sulfuro en la corriente de gas a niveles aceptables. Altas chimeneas pueden ser necesarias para asegurar un bajo nivel de concentración de contaminantes. Donde hay gran cantidad de gases de hidrocarburos pueden construirse plantas de separación para recuperarlos.

El método del tratamiento del agua de desecho depende de la concentración de contaminantes y de su destino final en la superficie o en la subsuperficie. La evacuación subsuperficial puede requerir que el agua sea filtrada, que el aceite haya sido removido y que se usen químicos tales como los bactericidas para evitar el taponamiento de los pozos de inyección. Además no debe inyectarse ningún chorro donde hay probabilidad de que haya fuentes de contaminación de agua potable. El aceite y los sólidos pueden ser removidos del vapor de agua mediante el uso de filtros^{14,15}, celdas de flotación y depósitos de retención. El sulfuro de hidrógeno puede removerse del agua mezclándolo con gas natural haciéndolo reaccionar con el oxígeno en presencia de catalizadores¹⁶, y por espumación^{17,18}. Algunas veces se trata el agua de desecho para su uso como agua de alimentación en los generadores de vapor¹⁹.

Los sólidos se tiran en presas o vasijas de retención. Dependiendo de la cercanía a las fuentes de agua potable y del carácter de los sólidos, estos depósitos pueden recubrirse para impedir o prevenir

filtraciones, derramamiento y derrumbes por lluvia. Una buena práctica es cubrirlos cuando están llenos o fuera de uso para restaurar la tierra cuando el proyecto sea terminado.

6.2 Instalaciones para la Inyección de Vapor

Generación e Inyección de Vapor

La mayoría de los proyectos de inyección de vapor emplean generadores de vapor superficiales. La mayor diferencia entre generadores de vapor de campos de aceite y los hervidores industriales multitubos es la capacidad de trabajar con agua de alimentación salada con un tratamiento mínimo. Otras características son la operación automática, la portabilidad, la resistencia a todo clima y la facilidad de reparación. La capacidad de usar una amplia variedad de combustible es también un aspecto importante. La capacidad de los generadores normalmente varía de 12 a 50×10^6 Btu/hr.

Con los generadores superficiales, el vapor va del generador a los pozos de inyección a través de las líneas superficiales, comúnmente aisladas. El vapor es repartido en varios inyectores por medio de un sistema de estranguladores que ocasionan el flujo crítico. Este procedimiento permite que el vapor alcance la velocidad del sonido, la cual implica una caída de presión de casi 55% a través del estrangulador. El gasto de flujo será independiente de la presión actual de inyección en la cabeza del pozo si se cumple esa caída de presión (o si es mayor).

Un desarrollo reciente es el uso de generadores instalados dentro del pozo para eliminar las pérdidas de calor en los pozos profundos. Hay dos diseños básicos, los cuales difieren en el método de transferencia de calor de los gases calientes de combustión para producir calor²⁰. En un diseño, el gas de combustión se mezcla directamente con el agua de alimentación y la mezcla resultante gas/vapor se inyecta en el yacimiento. Debido a esto, los procesos de combustión se llevan a cabo a la presión de inyección. En el otro diseño no hay contacto directo entre el gas de combustión y el agua. El gas de combustión regresa a la superficie para ser liberado después de dejar mucho del calor para generar vapor. Una presión menor a la de inyección es aceptable en este caso.

Un modelo aún más nuevo es la cogeneración de vapor y

electricidad²¹. El gas efluente del combustor entra a una turbina de gas, la cual maneja un generador eléctrico. Los gases de salida de la turbina sirven para que otros generadores produzcan vapor.

Tratamiento del Agua

El tratamiento del agua de alimentación consiste principalmente en su ablandamiento. Algunas veces se requiere filtración para remover el hierro; otras veces se necesita cloruro de potasio para controlar el hinchamiento de arcillas y clorina para combatir las bacterias. También se podrían necesitar instalaciones para la separación de aceite si el agua producida se reciclara como agua de alimentación para generar vapor.

6.3 Instalaciones para la Combustión

Ignición

En muchos campos, la temperatura de yacimiento es tan alta que la ignición espontánea ocurriría pocos días después de empezar la inyección de aire. En otros proyectos, al contrario, se adiciona vapor, crudo reactivo o cualquier otro combustible para ayudar a la ignición.

Muchos otros campos necesitan instrumentos para la ignición artificial como calentadores eléctricos, quemadores de gas y sistemas de ignición catalítica. Strange²² ha publicado los varios métodos de ignición.

Compresores de Aire

Estos compresores pueden funcionar con motores de gas o eléctricos. Dependiendo del gasto total de inyección que se necesita suministrar y de la presión de salida requerida, la capacidad de los compresores varía de 1.0 a 20.0 x 10⁶ pie³/día, y la potencia de 300 a 3,500 hp.

6.4 Monitoreo

Gastos de Producción e Inyección

Es importante reconocer que en la mayoría de los casos, y especialmente en los proyectos comerciales, la producción de líquidos de varios pozos se mezcla antes de ser medida. Se acostumbra medir los pozos individualmente en un periodo -que va de días a semanas- y entonces asignar una fracción de la producción en bloque a cada uno de los pozos

con base en sus pruebas de producción.

Cuando la salida de un generador sirve a más de un pozo, no hay una buena forma de determinar el gasto de inyección y la calidad del vapor inyectado en cada pozo. Las causas de esta dificultad son que la corriente contiene líquido y vapor, que la cantidad de agua líquida se incrementa según se condensa el vapor debido a las pérdidas de calor, que es difícil medir gastos de flujo bifásico y que un cabezal que divide una corriente de vapor hacia dos o más pozos puede no dividir equitativamente el vapor y el líquido^{23,24}. Sin embargo, se asume frecuentemente que la calidad del vapor proveniente del cabezal que entra en cada rama es la misma. Entonces, si tomamos esta suposición, se pueden usar los medidores de orificio para determinar el gasto másico de flujo de vapor en cada rama y, por ende, en cada pozo. Cuando toda la corriente de vapor se inyecta en un sólo pozo, la calidad del vapor que está siendo inyectado en el cabezal puede calcularse como se describe en las referencias 25 y 26.

Los cambios en el gasto de producción o inyección de un pozo (por unidad de caída de presión) son indicativos de los cambios en la resistencia al flujo, probablemente causado por daño o falta de limpieza alrededor del pozo, por la redistribución de los fluidos (bancos de aceite o canalizaciones) en el yacimiento, o por problemas mecánicos (fallas de la tubería de producción -también llamada T.P. o tubing-, T.R. o empacador). Los cambios en las relaciones agua producida-aceite y gas-aceite son afectados por la canalización, efectos de permeabilidad relativa y cambios en la temperatura y presión de fondo.

Además de los volúmenes y gastos de cada fase, la composición de cada fase puede proporcionar información muy significativa. Los análisis de gas dan información de la eficiencia de combustión en el yacimiento, de los posibles riesgos al bienestar y a la seguridad. En lo proyectos de vapor, los análisis de gas dan información sobre la posible importancia de la expulsión de gases como un mecanismo de producción. Los cambios en la cantidad de los componentes ligeros son indicativos de los fenómenos de craqueo, destilación y condensación. Los cambios en la composición del agua producida anuncian la llegada del agua inyectada. El arribo de la combustión y otros frentes es precedido algunas veces por cambios en los requerimientos para romper las

emulsiones y separar los fluidos, en el color y olor de la corriente producida, en el pH y salinidad del agua producida, en el número ácido y otras propiedades del aceite crudo, y en el incremento del contenido de oxígeno^{27,28}.

Esta discusión ha considerado casos con sólo un inyector o un productor. Las diferencias en el comportamiento de pozos cercanos se pueden atribuir a (1) diferencias locales en las características del yacimiento y contenido inicial de fluidos, (2) anisotropía en las propiedades (a causa, quizás, de una orientación preferente de fractura), (3) efectos de echado, (4) diferencias en la terminación, operación y daño a los pozos y (5) diferencias en la localización del frente de fluidos en el yacimiento.

Temperaturas

Las temperaturas superficiales y subsuperficiales se miden en las operaciones térmicas para obtener (1) la cantidad de calor inyectado y el volumen calentado del yacimiento, (2) información del ritmo de avance y distribución del calor en el yacimiento (cuando se mide en un pozo que no es de inyección), (3) información acerca de los esfuerzos a los que está sujeto el equipo y (4) estimaciones de la eficiencia térmica de los generadores de vapor y de los equipos superficiales.

En operaciones comerciales raramente se miden las temperaturas del pozo. En proyectos de campo pilotos y experimentales, especialmente en operaciones de combustión, frecuentemente se obtienen medidas continuas y puntuales.

Se usan termopares fijos y removibles para medir temperaturas de pozo. Raramente se usan termorresistores debido a sus limitaciones en temperatura. La resistencia al contacto y la conducción de calor de tuberías cercanas afectan la medición de temperatura del pozo²⁹, las cuales tienden a estropear los perfiles nítidos que pudieran existir en el yacimiento, reduciendo la significancia de las lecturas. Los perfiles son estropeados también por cualquier convección libre de fluidos en el pozo. La convección libre en termopozos cerrados puede ser reducida usando fluidos especiales de alta viscosidad y baja expansión térmica que se descomponen lentamente a la temperatura esperada. Cualquier cantidad insignificante de calor resultará en temperaturas iguales a aquéllas del vapor saturado a la presión que

prevalezca en el pozo. De hecho, los incrementos en las lecturas de temperatura cuando un termopozo cerrado es puesto bajo presión son indicativos de la presencia de agua. El circular gas seco a través de una tubería flexible (o varillas succionantes huecas) después de que se quita el montaje de la línea del termopar eliminará este problema, al menos temporalmente.

Los perfiles verticales de temperatura en proyectos activos son excelentes indicadores de la zona en la que se mueve el fluido; pueden indicar si el rebasamiento por gravedad es importante en operaciones de combustión y de vapor y revelan zonas ladronas. Los cambios con el tiempo son particularmente sugerentes de el progreso de la operación térmica del yacimiento. También dan el tiempo de arribo del frente de calor en varios pozos y, de esta manera, indican desbalances en el ritmo de calentamiento en varias direcciones y pueden sugerir cambios para promover un flujo más balanceado.

Un uso menos frecuente de los perfiles de temperatura es para determinar el perfil de inyección en los proyectos de combustión³⁰.

Presiones

Las mediciones de presión se usan durante las operaciones térmicas para proporcionar (1) información sobre la inyectividad y productividad de pozos y resistencia al flujo en el yacimiento, (2) seguridad de que el equipo y los pozos están siendo operados a la presión de diseño y dentro de los límites de seguridad de presión, (3) información sobre la entalpia de los fluidos y (4) información acerca de las propiedades y condiciones existentes en el yacimiento a través del uso de pruebas en pozos de diagnóstico y observaciones continuas de presión.

Las presiones se miden rutinariamente en la cabeza del pozo y en las líneas superficiales con manómetros de Bourdon, que pueden registrar también en cintas o cartas circulares. Las presiones a condiciones de pozo en operaciones térmicas no se miden rutinariamente. A bajas presiones, un método comprobado para medir presiones de pozo es introducir una tubería de diámetro pequeño a través de la cabeza del pozo hasta la profundidad deseada. En un método, se inyecta una pequeña cantidad de gas y se anota la presión estabilizada. El proceso se repite hasta que las lecturas estabilizadas se repitan, indicando que el gas ha llenado toda la tubería introducida. La presión al final de

la tubería es la presión estabilizada leída en la superficie más una corrección debida al peso de la columna de gas. A profundidades someras, a las cuales corresponden bajas presiones, la corrección es pequeña. Debido a que el gas en la tubería se encuentra estático, no hay pérdidas de presión debidas a la fricción.

Evaluación Petrofísica y Registros

El nucleo debe hacerse bajo condiciones controladas, lo cual significa que el intervalo debe ser enfriado hasta niveles seguros de operación. Las pérdidas de fluidos hacia la formación pueden afectar las saturaciones cerca del fondo del pozo, y la invasión por lodo o fluido también puede afectar la saturación en los núcleos.

La información obtenida por medio del nucleo en el curso del proyecto puede proporcionar (1) la saturación residual de aceite, (2) el barrido vertical del vapor inyectado, o volumen quemado, (3) el barrido areal del frente de vapor, o frente de quema, (4) la distribución areal y vertical de las temperatura máxima, (5) la permeabilidad efectiva de la roca, y (6) la certeza de que se formaron o no depósitos que pudieran haber reducido la capacidad de flujo.

El uso práctico de los registros eléctricos se ve afectado por las limitaciones en temperatura de las herramientas de registro, cerca de los 350°F para las herramientas estándar. Sin embargo, hay unos cuantos modelos para altas temperaturas (hasta casi 500°F) en la mayoría de las herramientas de registro. Los registros radiactivos que se corren más comúnmente son los registros de neutrones, los cuales proveen estimaciones de los perfiles de saturación de gas cerca del fondo del pozo. Si la salinidad del agua de formación permanece alta (50,000 ppm o más), se pueden obtener datos significativos de saturación de aceite con un registro de pulsación de neutrones a través de la tubería de revestimiento. A más bajas salinidades se deben usar técnicas especiales de interpretación para distinguir señales a partir del ruido de fondo. Los registros de carbón-oxígeno, que se corren a través de la tubería de revestimiento y no son afectados por las concentraciones de salmuera²¹, pudieran proporcionar información sobre el contenido de hidrocarburos. Los registros de resistividad, que requieren agujero abierto o el uso de tubería no conductora, normalmente no pueden ser corridos excepto cuando la formación está bien consolidada y puede ser

terminada a agujero abierto o durante el periodo entre el nucleo y la terminación de los pozos de reemplazo³². La figura 6.1 compara la respuesta del registro neutrón tomada en una operación de empuje de vapor con otras respuestas de registro obtenidas antes de que el proyecto empezara. Las comparaciones deben ser, de preferencia, entre registros del mismo tipo.

Otro registro que comúnmente se corre, especialmente en pozos de inyección, es el de molinete. Este registro indica las cantidades relativas de la corriente inyectada entrando a un intervalo de inyección como una función de la profundidad. La figura 6.2 muestra los registros de molinete en un pozo de inyección de vapor terminado en dos zonas separadas³³. Normalmente, el significado de los registros de molinete es altamente cuestionable para determinar las cantidades relativas de fluido entrando a varias zonas donde es probable la separación de líquidos y vapores en el pozo. Los registros radiactivos y de temperatura también han sido usados para determinar los perfiles de inyección y producción³⁰. Los registros trazadores radiactivos son más comunes que los de molinete.

Pruebas de Pozos

Las pruebas de pozo en pozos de producción calientes se han limitado a intentos para determinar las condiciones bajo las cuales se puede obtener la máxima producción de aceite. Este tipo de prueba sería aplicable en pozos con temperaturas de producción lo suficientemente altas como para convertir el agua en vapor si la presión de fondo es demasiado baja. Esta conversión tiende a reducir la temperatura y la permeabilidad al líquido y a incrementar la viscosidad del crudo. De esta manera se incrementan la resistencia al flujo y la caída de presión. En este tipo de pozos se buscan las mejores condiciones de levantamiento para obtener la mejor productividad. Pocas veces se llevan a cabo pruebas de pozos más convencionales^{34,35} en pozos que han respondido térmicamente, probablemente por las dificultades asociadas para ejecutar apropiadamente la prueba y su interpretación.

SCAN

Una parte integral de muchos proyectos térmicos es un sistema

automático para el monitoreo y despliegue de los datos medidos, analizándolos para indicar el estado de pozos individuales, programando las pruebas de producción, sonando alarmas, y hasta tomando acciones correctivas cuando ocurre un malfuncionamiento. Este tipo de sistema, conocido popularmente como SCAN (*sample, control and alarm network* por sus siglas en inglés), es especialmente recomendable en proyectos que tienen un gran número de pozos y piezas de equipo que atender³⁶.

6.5 Problemas Operacionales y Control

Problemas Comunes a Inyección de Vapor y Combustión

La producción de crudos altamente viscosos puede ser extremadamente baja antes de la llegada del frente de vapor o combustión. El gasto de producción puede mejorarse inyectando aceite ligero como diluyente o aceite caliente, por inyección cíclica de vapor, o por combustión en los productores.

Cuando la temperatura del productor excede a 250°F, la eficiencia de la bomba disminuye bastante porque los fluidos calientes producidos se evaporan o porque el gas inyectado rompe directamente. El mejor remedio es taponar la zona caliente y redireccionar el vapor o el gas a la sección de aceite antes de que entre al pozo.

En los desplazamientos por vapor, las emulsiones algunas veces pueden ser fácilmente rotas químicamente. El problema puede crecer si la emulsión se complica con los sólidos producidos y con la naturaleza tan cambiante de los fluidos producidos.

En los procesos de combustión, las emulsiones pueden estar formadas de aceite pesado, fracciones ligeras craqueadas, agua de invasión y de formación, sólidos y, probablemente, productos de corrosión. En el peor de los casos se requerirá costosos rompedores de emulsión.

Problemas Exclusivos de los Procesos de Vapor

La falta de control sobre la trayectoria del vapor es un problema mayor en productores terminados con liner. Por tanto, se debe evitar esta situación.

La desigual repartición de una corriente bifásica puede causar diferencias significantes en la calidad del vapor en dos diferentes inyectores. Esto puede corregirse modificando la estructura del sistema

de ramificación de las líneas de corriente.

Problemas Exclusivos de los Procesos de Combustión

Varias sustancias pueden minar la capacidad de los inyectores de aire. Si se identifican, estos problemas pueden remediarse con los medios apropiados. El taponamiento del inyector por óxido de hierro puede reducirse inyectando aire en la T.R. y extrayéndolo a través del tubing. La depositación de asfaltenos se puede reducir lavando con solventes. Las emulsiones formadas in-situ se solucionan con rompedores de emulsión. La formación de incrustaciones promovida por el sulfato de bario y el de strontium se reduce con un fosfato orgánico. La inyección de NuTri™ (triclorometileno) y la acidificación son útiles para mejorar la inyectividad.

La corrosión puede ser leve o severa y es causada por la inyección simultánea de aire y agua; por la producción de ácidos, azufre, oxígeno y CO₂. Regularmente se necesitan inhibidores de corrosión.

Para minimizar los riesgos de explosión en los sistemas de inyección de aire, se debe usar un lubricante a prueba de explosiones.

Fallas de la Tubería de Revestimiento y de la Tubería de Producción

La tubería de revestimiento (T.R.) y la de producción (T.P.) pueden fallar por varias razones, entre ellas (1) pandeo, (2) tensión, (3) erosión, (4) corrosión, y (5) derretimiento.

El evitar el pandeo, cizallamiento y fallas por tensión (lo cual generalmente ocurre al enfriar pozos calientes) a través de un propio diseño se discutió en la sección 6.2. De Haan y van Lookeren³⁷ han mencionado las fallas de la T.P. debidas a la compresión y tensión en las operaciones de inyección cíclica de vapor. También han sido mencionados casos de T.R. partidas.

Las fallas por erosión están relacionadas con el control inadecuado de arena y pueden ser particularmente severas en operaciones de combustión. En tales proyectos, el gas entra al pozo a bajas presiones y, consecuentemente, a altas velocidades. Este es especialmente el caso en donde el intervalo que produce gas es limitado (v.g. debido al rebasamiento por gravedad o donde sólo unas cuantas perforaciones se encuentran abiertas al flujo de gas). La medida preventiva aceptada para reducir los cortes por arena es el

empacamiento de grava, aunque el problema puede persistir.

La corrosión en las operaciones térmicas es más severa en las operaciones de combustión en pozos productivos, especialmente a elevadas temperaturas y en condiciones erosivas. La corrosión es afectada por las condiciones y variables de operación, incluyendo la concentración de dióxido de carbono, oxígeno y sulfuro de hidrógeno del gas saliente, la naturaleza de la corriente líquida, la temperatura y presión del sistema, y los gastos de flujo. Burger y Sahuquet³⁸ han escrito acerca de las reacciones de combustión que llevan a ambientes corrosivos.

En pozos de inyección, la corrosión es significativa sólo en operaciones de combustión húmeda^{4,27,39}. Algunas soluciones son el uso de sartas separadas para la inyección de aire y agua (o para la inyección alternada de estos fluidos), la eliminación de la humedad en el aire inyectado, la inyección de agua libre de oxígeno, y la adición de inhibidores de corrosión en el agua.

Generalmente la corrosión no es un factor de peso en los proyectos de inyección de vapor. En casos raros, sin embargo, el agrietamiento causado por el sulfuro puede debilitar la tubería al extremo de que no pueda soportar los cambios de las fuerzas térmicas causadas por la inyección cíclica de vapor. A altas temperaturas (mayores a 1,200°F, rango mínimo para el calor rojo), la resistencia mecánica de la T.P. se reduce enormemente y frecuentemente falla. En pozos inyectoros, estas altas temperaturas resultan invariablemente de la combustión del crudo en el agujero durante o aún después de la ignición. Las medidas de prevención para reducir la probabilidad de la combustión del crudo en los pozos inyectoros son, entre otras:

1. Inyectar automáticamente agua de enfriamiento (con o sin aire) al sentir un determinado nivel de temperatura agujero abajo⁴⁰.
2. Inyectar vapor para desplazar el volumen de crudo en la vecindad del agujero y proveer agua líquida que tendería a mantener una temperatura similar a la del vapor saturado.

Las altas temperaturas en los pozos de producción resultan de la combustión en el yacimiento y en el pozo. Dado que es difícil evitar que reaccionen el oxígeno libre y el crudo caliente, la solución es inyectar agua agujero abajo para reducir la temperatura y enlentecer la reacción. Otro problema operacional es la falla de la T.R., que puede

resultar, por ejemplo, en la fuga de vapor hacia atrás de la T.R. y hacia la superficie. Esto puede ocurrir en pozos viejos que no han sido cementados a la superficie y que penetran arenas someras agotadas. Tales fugas pueden ser difíciles de controlar. Un adecuado diseño de cabezal, bombas y T.P. puede ayudar a mantener el control del pozo en tales circunstancias. Pero las fallas de la T.R. deben ser corregidas. Por supuesto, las pérdidas inadvertidas de vapor a arenas someras agotadas pueden reducir severamente la eficiencia térmica total de un proyecto.

Control de Arena y Producción

La producción de arena es uno de los problemas más comunes y costosos asociados con los proyectos de recuperación térmica. En cualquier formación, la arena y los finos de formación desprendidos del yacimiento por los fluidos producidos pueden (1) perjudicar la producción al llenar el pozo, (2) reducir la producción al impedir que las bombas de fondo trabajen apropiadamente, (3) requerir el reemplazamiento del equipo por causa de la erosión y (4) requerir reparaciones costosas. En las operaciones térmicas, cualquier trabajo de pozo (como el reemplazamiento de bombas usadas) y reparación requiere enfriar al menos la vecindad inmediata del pozo. Las temperaturas reducidas pueden ocasionar la reducción temporal en el gasto de producción de aceite.

Fazio y Banderob¹¹ han explicado cómo son seleccionadas las técnicas de control de arena antes de que se inicien los proyectos de inyección cíclica de vapor. Su estudio discute el manejo de los pozos existentes, tuberías de revestimiento y terminación con liner en pozos nuevos, tamaño de la tubería, tipos de ranura para liners, el uso de las juntas de expansión, y algunas ventajas y desventajas de las terminaciones con empacamientos de arena.

Se han publicado informes sobre las bombas subsuperficiales diseñadas para manejar contenidos relativamente altos de arena en los líquidos producidos^{41, 42, 43}.

Aunque el control de arena es molesto y caro, puede llevar años encontrar un método razonable para llevarlo a cabo, especialmente cuando no hay experiencia en operaciones similares. Holke y Huebner⁴⁴ describen métodos que se intentaron antes de que se encontrara uno

aceptable para el control de arena en proyectos de estimulación con agua caliente. Beakley⁴⁵ informa de esfuerzos similares en operaciones de inyección cíclica de vapor.

Daño a la Formación

En pozos de inyección, el agua de alimentación que entra a los calentadores y generadores de vapor pudo haber sido filtrada indebidamente; los disparos pueden estar obstruidos con arena (esto puede agravarse por lo cambios de presión que resultan de los ajustes temporales en los gastos de flujo); el control inadecuado de la arena durante los cierres puede ocasionar la entrada de arena; y las altas temperaturas, la corrosión, o el incorrecto diseño o colocación puede hacer que falle un sistema de control, permitiendo que la arena entre al pozo.

El tratamiento se ajusta a la fuente o causa del daño. Las medidas preventivas incluyen el uso de trampas de condensación, otros métodos de separación, y filtros en las líneas de inyección de aire; limpiar la tubería antes de que inicie la inyección; y, en proyectos de combustión húmeda^{27,39}, el uso de inhibidores en el agua de inyección. Se pueden necesitar ácidos, lavados con solventes²⁷ y reparaciones cuando el daño se ha manifestado. Los lavados con ácido deben ser planeado cuidadosamente para evitar efectos colaterales indeseables que pudieran ocasionar daños posteriores⁴⁰.

En los pozos de producción, el daño resulta principalmente cuando algunas partículas taponan el yacimiento cerca del pozo, las perforaciones o aberturas en la T.P., el empacamiento de grava, o el pozo. Estas partículas incluyen precipitados orgánicos^{12,13,39}, finos sueltos por el flujo, incrustaciones que resultan cuando el agua se convierte a vapor, carbonatos precipitados, y coque resultante de la pirólisis del crudo a alta temperatura. La pérdida del control de arena debido a la corrosión o a las altas temperaturas puede conducir arenamiento del pozo. Nuevamente, los remedios estándar son los lavados con ácidos y solventes y las reparaciones. Los pasos preventivos incluyen el diseñar y terminar propiamente los pozos y mantenerlos relativamente fríos en las operaciones de combustión. Un banco altamente saturado de aceite frío viscoso cerca de un productor puede también causar una reducción en los gastos de producción. Esta

declinación en la productividad puede frecuentemente corregirse mediante estimulaciones con vapor.

Una declinación en el gasto de producción no implica necesariamente deterioro del flujo. La declinación puede surgir por la disminución de la eficiencia de levantamiento y cambios en la permeabilidad relativa de tres fases, según cambian las condiciones en y cerca del pozo con el tiempo. Esto sucede cuando aumenta la temperatura de producción o cuando disminuye la presión de producción en el pozo y ocurre conversión de agua caliente a vapor en el yacimiento o en la bomba.

Además de tratar y corregir el problema, también pueden usarse las técnicas convencionales de estimulación tales como el fracturamiento hidráulico.

CAPITULO 7 ESTADO ACTUAL DE LA RECUPERACION TERMICA

Este capítulo resume el estado actual de los procesos de recuperación térmica, y discute algunos de los mayores problemas actuales y las necesidades de investigación.

7.1 Estado Actual de los Procesos

Las únicas estadísticas completas disponibles para los procesos de recuperación térmica en una región limitada son las de California^{1,2}. La figura 7.1, que muestra el incremento total de la producción en California debido a la recuperación térmica, se basa en la Ref. 1. La mayoría de la información general disponible en cuanto a las aplicaciones de la recuperación térmica es la provista cada 2 años más o menos por *Oil and Gas Journal*^{3,6} como parte de sus estudios en todo el mundo sobre los procesos de recuperación mejorada. Pero la presentación más exhaustiva y actualizada en proyectos de recuperación mejorada de aceite en todo el mundo, incluyendo los térmicos, es la de Dafter^{7,8}.

De la producción diaria de aceite de Estados Unidos (tabla 7.1) proveniente de procesos de recuperación mejorada, 76.9% viene de la inyección de vapor y 2.7% de la combustión in-situ. Las inyecciones de químicos combinados apenas alcanzan el 1.2%.

La distribución geográfica de los proyectos de inyección de vapor se muestra en la tabla 7.2.

La producción diaria de aceite por combustión in-situ se muestra en la tabla 7.3.

La tabla 7.4 lista los datos de 1981 para algunos de los más grandes proyectos de cada tipo de proceso de recuperación.

TABLA 7.1 - PRODUCCION EN E.U. POR RECUPERACION MEJORADA (1982)

	bpd	%
Vapor	288,396	76.9
Combustión	10,228	2.7
Total (métodos térmicos)	298,624	79.6
Micelares/polímeros	902	0.2
Polímeros	2,587	0.7
Cáusticos	580	0.2
Otros químicos	340	0.1
Total (métodos químicos)	4,409	1.2
CO ₂ miscible	21,953	5.9
Otros gases	49,962	13.3
Total	71,915	19.2
Gran Total	374,948	100.00

TABLA 7.2 - PRODUCCION DE ACEITE POR MEDIO DE INYECCION DE VAPOR (1982)

	bpd	%
Estados Unidos	288,396	71.7
Canadá (Alberta)	12,180	3.0
Brasil	1,920	0.5
Trinidad	3,450	0.9
Venezuela	28,030	7.0
Congo	2,500	0.6
Francia	360	0.1
Alemania	3,264	0.8
Indonesia	62,000	15.4
	402,100	100.0

TABLA 7.3 - PRODUCCION POR COMBUSTION IN-SITU (1982)

	bpd	%
Estados Unidos	10,228	40.0
Canadá	5,690	22.1
Brasil	284	1.1
Venezuela	2,799	10.8
Rumania	6,699	26.0
	25,760	100.0

TABLA 7.4 - MAYORES PROYECTOS ACTIVOS DE INYECCION DE VAPOR (1981)

Operador	Campo	Gasto Promedio de Aceite Extra (bl/día)
<u>Empuje con Vapor</u>		
Getty	Kern River, CA	52250
Caltex	Duri, Indonesia	40000
Texaco	San Ardo, CA	22500
Shell	Mount Poso, CA	20000
Maraven	Tia Juana Este, Venezuela (M-6)	15000
<u>Inyección Cíclica de Vapor</u>		
Getty	Kern River, CA	52250
Maraven	Lagunilla (T-6), Venezuela	40850
Caltex	Duri, Indonesia	22000
Santa Fe Energy	Midway Sunset, CA	20000
<u>Combustión</u>		
Mobil	Battrum No.1, Saskatchewan	2900
Cities Service	Bellevue, LA	2800
<u>Combinación de Procesos</u>		
Kenridge	Belridge, CA	45000

En México, la recuperación mejorada se ha limitado a la inyección de agua. "A la fecha¹ se encuentran en operación 23 proyectos de esta naturaleza, estimándose en un estudio presentado en 1986 que para fines de 1987 se estarían inyectando 775 mil barriles de agua diariamente; además, se encuentra en fase construcción el proyecto integral de los campos Abkatún y Pol, que es el más importante de la industria petrolera nacional y que tendrá una capacidad de inyección de un millón de barriles diarios⁴¹. No se reporta ningún proyecto de inyección de gas, ni en operación ni en los planes de desarrollo"⁴⁰.

7.2 Problemas Actuales e Investigación

El principal problema que encara la recuperación térmica es el económico; esto es, debe competir con procesos alternativos. Esta

¹ Febrero de 1990, fecha de publicación de la referencia.

competencia se da a pesar del gran incremento en los costos del combustible usado en la superficie y en los costos para encarar las imposiciones ambientales. Estos, junto con el costo de tratamiento del agua para la generación de vapor, parecen ser los únicos que tienen un peso específico en las operaciones de recuperación térmica. La metalurgia especial y las reparaciones más o menos frecuentes a los pozos pueden también afectar el costo de algunos proyectos. También afecta a la economía de la recuperación térmica el hecho de que se aplica frecuentemente a crudos pesados, los cuales tienen generalmente alto contenido de azufre. La baja gravedad API del aceite y el alto contenido de azufre del aceite promedio térmicamente producido reducen su valor y, por tanto, los ingresos de la operación. Estas presiones económicas llevan a una investigación continua para mayor eficiencia, a métodos efectivos para encarar las imposiciones ambientales y las necesidades operacionales en una manera socialmente aceptable. Se han dedicado esfuerzos continuos para desarrollar métodos de remoción de partículas, hidrocarburos, azufre y componentes nocivos de corrientes residuales de gas en proyectos térmicos; para mejorar la metalurgia y los inhibidores de corrosión; para mejorar los procedimientos de desemulsificación y los químicos; para desarrollar más equipo de generación de vapor efectivo a un costo atractivo; para reducir pérdidas de calor en los pozos y en las líneas superficiales; y para desarrollar tratamientos de agua a bajo costo y maneras para usar combustibles más baratos, tal como el carbón para encender generadores de vapor.

Todos estos esfuerzos están asociados al mejoramiento del equipo o procedimientos usados fuera del yacimiento. Esto no quiere decir que no hay problemas asociados con los propios procesos del yacimiento. Aunque los procesos de recuperación térmica son ampliamente usados, es importante incrementar la producción de aceite por unidad de energía consumida. El último mejoramiento significativo en esa área fue la combustión húmeda. Los esfuerzos actuales incluyen el control de la movilidad usando espumas para mejorar la eficiencia de barrido en yacimientos en donde la digitación es excesiva^{9,10}, usando otros químicos para mejorar la eficiencia de desplazamiento en el manejo del vapor^{10,11} y averiguando el potencial de la inyección de oxígeno en los proyectos de combustión para reforzar los efectos benéficos del CO₂

mientras se reducen los costos de compresión y los efectos adversos del $N_2^{12,13}$ no condensable. El mejoramiento de la efectividad de los procesos de recuperación térmica es actualmente el objetivo de las secciones de investigación y operación de la industria petrolera, y es frecuentemente financiado por los gobiernos.

Desde un punto de vista microscópico queda mucho por aprender, por ejemplo, acerca de la eficiencia de desplazamiento que resulta de un frente de condensación de vapor (no el hecho de que ocurre, sino cuándo y cómo); acerca del efecto de la digitación en el combustible quemado a lo largo del rastro de la superficie de combustión; acerca de la manera en que la condensación continua de los componentes ligeros afecta a los procesos de desplazamiento; acerca del papel de los gases no condensables; acerca del flujo de espumas y líquidos burbujosos; y acerca de la importancia de la matriz de la roca, permeabilidad relativa multifásica, y muchos otros fenómenos. La falta de un entendimiento completo de las muchas facetas de la recuperación térmica no impide ciertamente su uso. Pero conocimientos adicionales llevarían a mejoras seguramente.

La experiencia ha probado la utilidad de los métodos más o menos simples y razonablemente exactos para predecir el desarrollo en general de un yacimiento. Ahora, con la disponibilidad de simuladores de yacimiento, los ingenieros son menos dependientes de los modelos simples para tratar con yacimientos o situaciones complejas. Pero nosotros necesitamos mejores maneras para representar apropiadamente cómo las reacciones químicas, la digitación de los fluidos y las mezclas afectan la conducta macroscópica (al nivel de matriz de roca), y necesitamos también mejorar la efectividad de los costos y la capacidad general de los simuladores térmicos de yacimientos.

Parece que los procesos y su uso pueden ser mejorados a través de un completo entendimiento de los fenómenos que ocurren en el yacimiento durante la recuperación térmica. Tales mejoramientos resultarían probablemente en recuperaciones más altas, costos reducidos, condiciones extendidas bajo las cuales los procesos pueden ser comercialmente aplicables, o una combinación de todas estas.

7.3 Otras Aplicaciones

La recuperación térmica también se ha empleado para extraer combustible

a partir del carbón y de las lutitas.

Para las lutitas con aceite, los esfuerzos en campo datan desde al menos 1953, cuando se usó la combustión in-situ en un afloramiento somero fracturado hidráulicamente¹⁴.

El *Cameron Synthetic Fuels Report* es publicado trimestralmente e incluye un sumario de todos los tópicos concernientes al desarrollo de esta faceta de la recuperación in-situ.

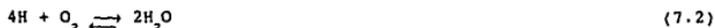
Recuperación In-situ de Combustibles Provenientes del Carbón

El método in-situ más avanzado para convertir carbón en combustible líquido, y que actualmente se está investigando intensamente, es la gasificación subterránea de carbón. Elder¹⁵, Gregg et al.¹⁶ y Schrider y Whieldon¹⁷ han hecho estudios de dicho proceso.

El calor para la gasificación es generada por medio de la reacción del oxígeno inyectado (usualmente como aire, algunas veces mezclado con productos reciclados de gas) con el carbón. Las reacciones generadoras de calor son idealizadas como



y



como es indicado esquemáticamente en el extremo derecho de la figura 7.2. Dado que el carbón no está mezclado con una roca matriz (la porosidad equivalente se aproxima al 100%), el calor generado incrementa la temperatura global de la superficie reactiva del carbón (T_s) y de los productos de vapor (T_v) a valores muy altos, lo suficiente para formar escoria con las cenizas de carbón. Para controlar dichas temperaturas se pueden ajustar las concentraciones de oxígeno y los gastos de inyección en la corriente inyectada. Pero se requieren altas temperaturas (más de 1600°F) para reducir el dióxido de carbono y el vapor de agua. En la zona de reducción de alta temperatura corriente abajo del frente de combustión, las reacciones de reducción son las siguientes:



y



Algunas veces, la última reacción es conocida como la reacción de gasificación y es un elemento importante en todo el proceso.

El hidrógeno y el monóxido de carbono formados en la zona de reducción se mezclan con los gases producidos por el carbón (tales como hidrógeno, metano y gases hidrocarburos ligeros) formados en la zona de destilación o de carbonización para proporcionar un gas combustible que contenga un valor combustible relativamente bajo por volumen unitario.

El valor combustible del producto gaseoso está en el rango de 50 a 200 Btu/pie³, el cual requeriría un mejoramiento para ser un gas sintético aceptable de casi 1,000 Btu/pie³. El mejoramiento incluiría cambios en el gas y reacciones de metanización y se llevaría a cabo en plantas superficiales en presencia de catálisis bajo condiciones controladas de temperatura y presión, condiciones que requieren enfriamiento y purificación de la corriente producida de gas. Además, también sería necesario remover agua y líquidos orgánicos y comprimir el gas. Debido al más bien alto costo de fabricar este gas sintético natural (GSN) a partir del producto gaseoso de bajo Btu obtenido de la gasificación del carbón alimentada por aire, se están considerando usos alternativos en el sitio o cerca del sitio de producción. Una posibilidad es usar el gas producido como combustible para plantas generadoras de electricidad^{18,19}.

La gasificación in-situ del carbón está afectada por las propiedades del carbón (espesor, profundidad, contenido de agua, presión, inclinación, permeabilidad), por las propiedades de colapso del techo y de filtración del estrato adyacente y por el método usado para alcanzar y mantener la comunicación entre pozos.

Otra fuente de información sobre las propiedades del carbón está en el *Synthetic Fuels Data Handbook*²⁰.

Además de los procesos de gasificación de carbón, otros procesos in-situ para la recuperación de productos del carbón se están estudiando. Algunos de estos, como la licuefacción²¹ y la formación de lechadas de carbón mediante el uso de productos químicos^{21,22,23} son viables para hacer combinaciones de procesos de recuperación química y térmica.

La gasificación del carbón es esencialmente un tipo de combustión in-situ. Los pozos son usados para producir combustión del combustible en el lugar, para generar el calor requerido para los procesos y para inyectar y producir fluidos. Estos son los elementos que tienen en común las diferentes tecnologías. Pero también existen grandes diferencias en los procesos, siendo las más obvia la gasificación del combustible en el caso del carbón.

Recuperación In-situ a partir de Lutitas de Aceite

Otra tecnología naciente es el uso de métodos térmicos para recuperar fluidos combustibles a partir de las lutitas petrolíferas in-situ. La materia orgánica en ellas es el kerógeno, un sólido que debe ser descompuesto térmicamente para extraer combustibles líquidos y gaseosos. El *Synthetic Fuels Data Handbook*²⁸ es una buena fuente de información sobre las propiedades de las lutitas petrolíferas.

El método de recuperación más probado iniciado por la Occidental Oil Shale Inc., "consiste de tres etapas básicas: (1) una cantidad limitada de minería convencional, (2) la voladura de la capa superior de la lutita para formar la retorta, y (3) el retortamiento en el lugar, normalmente usando aire y combustión subterránea²⁶. Debido a que el proceso está vinculado a la tecnología minera para obtener la fragmentación necesaria y la permeabilidad de la lutita y a la tecnología de la retorta similar a la usada en procesos superficiales^{20,24}, éste ha sido referido como un proceso modificado in-situ (MIS). Pero debido a que hace uso de pozos para inyectar fluidos y recuperar combustible del subsuelo, también tiene todos los elementos de una operación de recuperación de aceite.

Este proceso es una combinación entre la minería y la recuperación in-situ y ofrece ciertas ventajas y desventajas de ambas. Alrededor de un 15% a un 20% del volumen de la retorta es removido para dar acceso a la colocación de cargas explosivas y crear para el apilamiento de la lutita fragmentada. Luego se usan las técnicas más recientes de voladura, incendio y fragmentación para lograr una zona permeable y resquebrajada de volumen y forma predeterminada²⁵. Cuando es usado donde esencialmente no hay canales permeables en la lutita, la retorta puede ser operada a baja presión como una unidad sellada. Los compresores son grandes, pero debido a que solamente se requieren bajas

presiones, no necesitan ser muy potentes. El proceso in-situ modificado es atractivo porque sólo pequeñas cantidades de sólidos necesitan ser removidos en la fase minera, la retorta resultante es grande, la presión requerida para el proceso es baja, y se necesita relativamente poca agua.

Una representación esquemática de la operación en conjunto se muestra en la figura 7.3. La figura 7.4 ilustra la retorta de la lutita y su recuperación resultante de la combustión hacia abajo. El gas reciclado es usado para controlar los niveles de temperatura y la transferencia convectiva de calor en la retorta. Las pruebas de campo empezaron en 1972 con retortas relativamente pequeñas.

7.4 Otros Métodos para Calentar Yacimientos

Son métodos no convencionales en cuanto a que no requieren de la inyección de fluidos para introducir calor al interior del yacimiento. De los dos agentes involucrados (electricidad y energía nuclear), únicamente se ha usado la electricidad en los yacimientos de aceite.

Calentamiento Eléctrico

La disipación de energía eléctrica en un yacimiento causa un calentamiento del mismo (incrementa la temperatura). Dicha energía puede disiparse por medio de una resistencia o por medio de absorción. El calentamiento con resistencia ocurre cuando una corriente eléctrica pasa a través de un elemento resistivo sometido a un gradiente de voltaje, controlado por leyes análogas a las que gobiernan el flujo de fluidos en un medio poroso. Debido a esta analogía, es posible usar los métodos presentados en los otros capítulos para obtener resultados aplicables al flujo de corrientes directas. La analogía entre el flujo de fluidos y la electricidad, fuerzas de empuje, resistencias y otras propiedades se enlistan en la tabla 7.5.

TABLA 7.5 - ANALOGIA ENTRE EL FLUJO DE FLUIDOS Y LA CONDUCCION ELECTRICA

Cantidad	Flujo de fluidos	Conducción eléctrica
Flujo	u	u_e
Gasto	q	I
Fuerza de empuje	p o ϕ	V_e
Resistividad	λ^{-1}	σ^{-1}
Resistencia	$\frac{l}{J} = \frac{\Delta p}{q}$	$R_e = \frac{\Delta V_e}{I}$
Potencia	q^2/J	$P = I^2 R_e$ $= I \Delta V_e$ $= (\Delta V_e)^2 / R_e$

En la figura 7.5 se grafica la potencia disipada entre el pozo y un radio r , dada por la ecuación 7.5, esta gráfica indica que la mayoría de la potencia se disipa cerca del pozo. Dado que la disipación de la potencia es el gasto de energía liberada en la formación en forma de calor, es claro que el calentamiento eléctrico provocaría que se desarrollaran las temperaturas más altas cerca del pozo²⁶.

$$P(r) = 2\pi\sigma h(\Delta V_e)^2 \frac{\ln^2(r/r_w)}{\ln^3(r_e/r_w)} \quad (7.5)$$

Debido al efecto de calentamiento cerca del pozo y a la ausencia de una fuerza de empuje externa para producir fluidos, excepto posiblemente por electro-ósmosis, el calentamiento eléctrico es considerado primordial en una estimulación.

Es claro que los fluidos que fluyen hacia el pozo llevan calor perceptible, de tal forma que la zona efectivamente calentada cerca del pozo es algo más pequeña de la que sería estimada basándose solamente en la disipación de potencia.

Es indispensable recordar que (1) la conductividad eléctrica de las lutitas y arenas con agua es apreciablemente mayor que la de las

rocas con aceite altamente saturadas, (2) las corrientes eléctricas no serán radiales, y (3) las resistividades eléctricas de la formación están afectadas por la temperaturas y saturaciones. Aunque en las vecindades del pozo el efecto de calentamiento es real, la distribución cuantitativa de la disipación de potencia con la distancia desde el pozo dada por la figura 7.5 debe ser considerada estrictamente ilustrativa. A partir de la primera forma de la expresión de la disipación de potencia en la tabla 7.5 ($P=I^2R_e$) debe hacerse notar que poca potencia se disipa donde la conductividad eléctrica es alta, aún cuando las corrientes sean grandes.

La figura 7.6 es una representación esquemática de los procesos electrotérmicos. La figura 7.7 ilustra algunas técnicas de terminación especiales asociadas con el proceso, incluyendo el uso de la tubería de producción como un conductor, el uso de aislante eléctricos de fondo, y la colocación de electrodos en forma de disco llenos con bolitas de acero y/o pelotitas de grafito relacionadas en las zonas de alta resistividad eléctrica, determinadas por los registros eléctricos.

Las corrientes directas²⁷ y alternas de alta frecuencia^{20,29} también han sido propuestas para el calentamiento de yacimientos de aceite y lutitas petrolíferas, pero parece ser que pocas pruebas de campo se han publicado³⁰. Tanto la corriente directa como la alterna de baja frecuencia disipan potencia a través de pérdidas de resistencia. Cuando las pérdidas de impedancia eléctrica son pequeñas, normalmente a bajas frecuencias, la tabla 7.5 se puede usar también para *estimar* las necesidades de corriente alterna.

El calentamiento por disipación de potencia eléctrica directamente en el yacimiento tiene algunas ventajas:

- 1.- El calor es generado instantáneamente a través de los elementos del yacimiento. No existe tiempo de espera para que la energía sea transmitida por fluidos calientes o conducida a través del yacimiento, a pesar de que pueda tomar algún tiempo el hecho de que la temperatura del yacimiento se incremente significativamente en la distancia media entre los pozos.

- 2.- La generación de calor, que no recae en la inyección de fluidos, es esencialmente independiente de la permeabilidad de los fluidos de yacimiento y de las limitaciones de presión de inyección.

De esta manera, el método puede ser ventajoso en los casos donde

la fracción del calor inyectado remanente en el yacimiento fuera demasiado baja debido a los largos tiempos de calentamiento resultantes de bajos gastos de inyección de calor y de fluidos.

Los métodos de calentamiento eléctrico también tienen sus desventajas:

1.- La potencia eléctrica es costosa comparada con las fuentes convencionales de calentamiento de los proyectos térmicos; por esto, los métodos son económicamente atractivos únicamente cuando el incremento en la eficiencia térmica (energía) es lo suficientemente grande para compensar el alto costo de la energía eléctrica.

2.- La vida activa del equipo de fondo disponible es inadecuada para operar sin problemas; el equipo necesita más modernización.

Energía Nuclear

La energía nuclear para la recuperación térmica no se ha probado en el campo; sin embargo, al menos tres diferentes tipos de aplicación se han propuesto.

En una aplicación, una explosión nuclear contenida podría ser detonada subterráneamente en o ligeramente debajo de una columna gruesa del yacimiento objetivo, el cual puede ser de lutitas petrolíferas o de arenas alquitranadas. El propósito principal de la detonación es fracturar y fragmentar la fuente, tornándola permeable y conveniente para la recuperación in-situ. Junto a la detonación ocurren incrementos en la temperatura de poco efecto, excepto posiblemente en las arenas. Se ha propuesto la detonación de cargas repetidas en el mismo volumen fragmentado para incrementar la temperatura a niveles más satisfactorios, pero el uso de la energía nuclear para la recuperación de combustibles no ha sido aprobada por ningún gobierno. En la figura 7.8 se muestra esquemáticamente un proceso de una sola carga.

Otros usos propuestos de la energía nuclear incluyen (1) reducir la viscosidad del aceite haciendo uso del calor liberado de los desperdicios radioactivos almacenados en formaciones adyacentes y (2) construir un generador de vapor subsuperficial alimentado con energía nuclear para inyectar vapor directamente dentro del yacimiento.

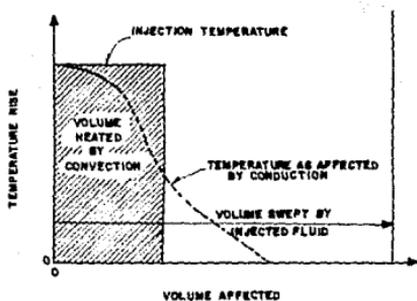


FIG.2.1 PERFILES DE TEMPERATURA RESULTANTES DE LA CONVECCION Y CONDUCCION 7

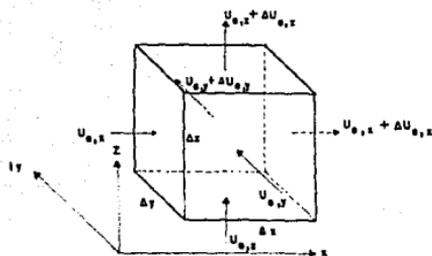


FIG. 2.2 ELEMENTO DE VOLUMEN PARA LA DERIVACION DEL BALANCE DE ENERGIA.

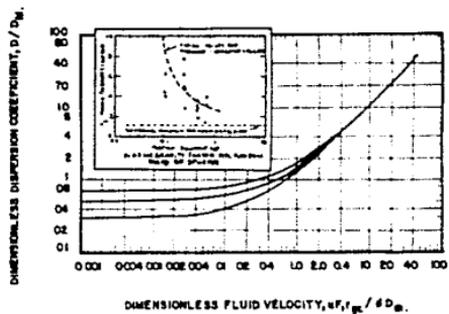


FIG. 2.3 COEFICIENTE DE DISPERSION EN LA DIRECCION DE FLUJO ¹

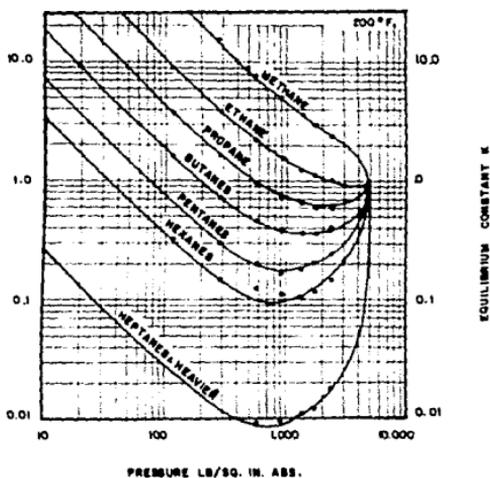


FIG.2.4 VARIACIONES DE LAS CONSTANTES DE EQUILIBRIO CON PRESIONES A 200°F. (DESPUES DE KATZ Y HACHMUTH ⁶).

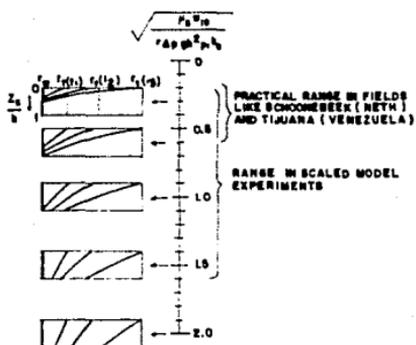


FIG.3.1 EFECTO DE LA RELACION DE LA FUERZAS VISCOSAS Y LAS DE GRAVEDAD EN LOS FRENTE DE DESPLAZAMIENTO DE VAPOR.⁴

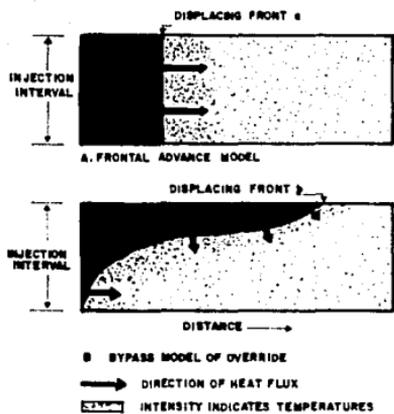


FIG. 3.2 IDEALIZACION DE LA DISTRIBUCION DE TEMPERATURAS EN AVANCE FRONTAL Y MODELOS DE DESVIACION DE FLUJO ⁵

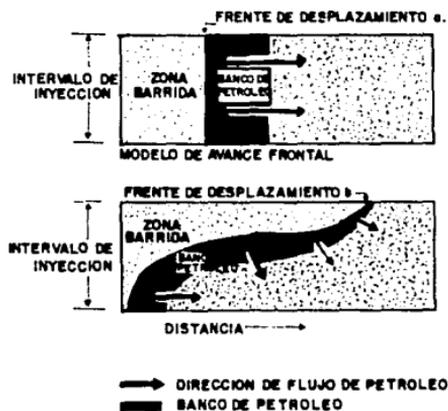


FIG.3.3 IDEALIZACION DE LA DISTRIBUCION DEL BANCO DE ACEITE EN AVANCE FRONTAL Y MODELOS DE DESVIACION DE FLUJO

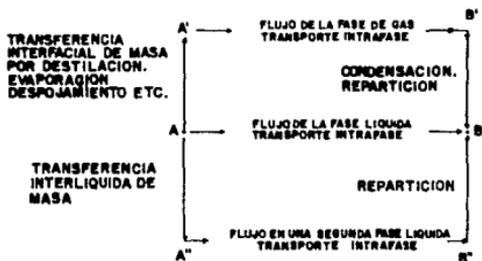


FIG.3.4 REPRESENTACION ESQUEMATICA DE COMO UN COMPONENTE PUEDE SER TRANSPORTADO DEL PUNTO A AL PUNTO B EN UN YACIMIENTO.

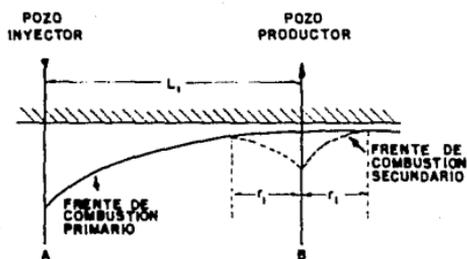


FIG. 3. 6 CONDUCTA DEL FREENTE DE COMBUSTION CERCA DE LOS POZOS DE PRODUCCION ⁶

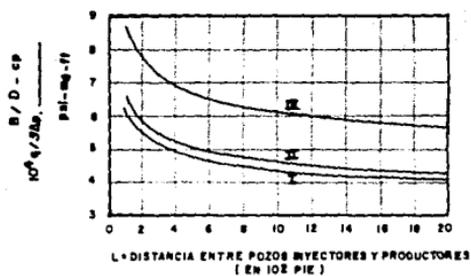


FIG. 3.6A VALORES DE LA CAPACIDAD DE FLUJO PARA PATRONES SELECCIONADOS DE POZOS. LA CURVA I ES UN MANEJO EN LINEA DIRECTA CON $L'' = 2L'$. LA CURVA II ES UN ARREGLO HEPTAGONAL (REPIERASE A LA TABLA 3.2 PARA EL SIGNIFICADO DE L' Y L'' ; $r_w = 0.25$ PIES EN TODOS LOS CASOS).³

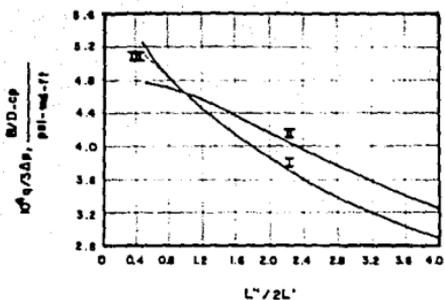


FIG. 3.6B VALORES DE LA CAPACIDAD DE FLUJO PARA PATRONES SELECCIONADOS DE POZOS. LA CURVA I ES MANEJO EN LINEA DIRECTA CON L' FIJO A 600 PIES, LA CURVA II ES UN MANEJO EN LINEA DIRECTA CON L' FIJO A 300 PIES Y LA CURVA III ES UN MANEJO EN LINEA ESCALONADA CON L' Y L'' ; $r_w = 0.26$ PIES EN TODOS LOS CASOS 1.³

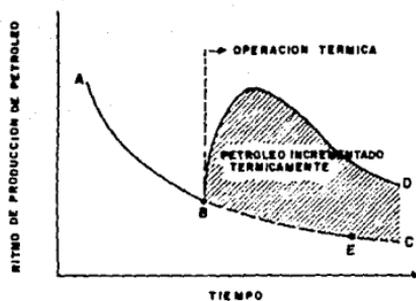


FIG. 3. 7 PETROLEO INCREMENTADO TERMICAMENTE

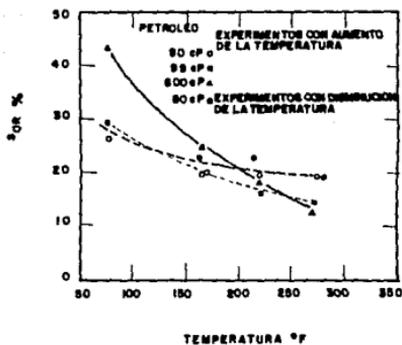


FIG.4.1 SATURACION RESIDUAL DE ACEITE VS. TEMPERATURA PARA LAS ARENAS DEL CAMPO HOUSTON 2

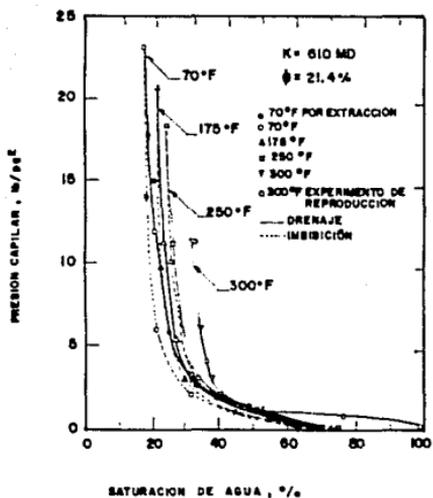


FIG. 4.2 PRESION CAPILAR VS. SATURACION DE AGUA EN UN NUCLEO DE ARENA DEL CAMPO BEEEA 4

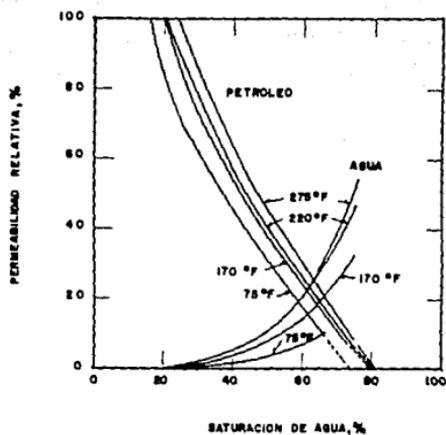
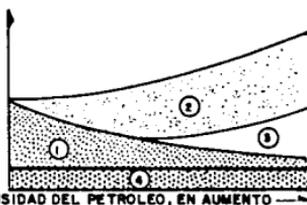


FIG.4.3 PERMEABILIDAD RELATIVA DEL AGUA Y ACEITE VS. SATURACION DE AGUA DE UNA ARENA DEL CAMPO HOUSTON PARA ACEITE DE 60 cp. ²

**EFICIENCIA DEL
DESPLAZAMIENTO**



DENSIDAD DEL PETROLEO, EN AUMENTO —>

- ① EXPANSION TERMICA
- ② REDUCCION DE LA VISCOSIDAD
- ③ HUMECTABILIDAD
- ④ TENSION INTERFACIAL PETROLEO-ASUA

FIG.4.4 CONTRIBUCIONES RELATIVAS DE LOS MECANISMOS EN LA EFICIENCIA DEL DESPLAZAMIENTO DEL ACEITE POR AGUA CALIENTE ⁸⁴

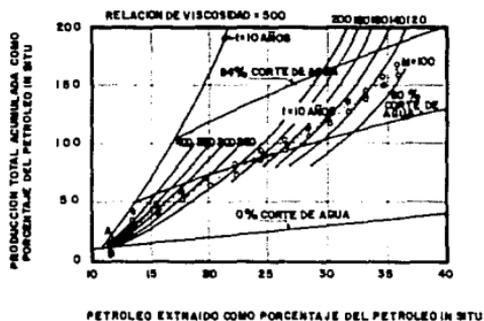
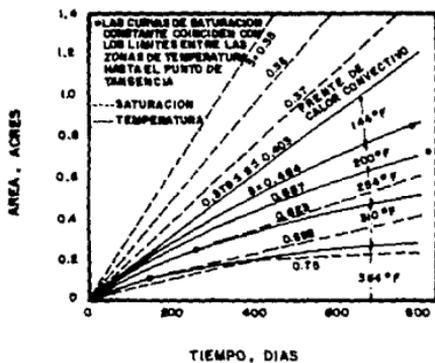


FIG. 4.5 PRODUCCION BRUTA ACUMULATIVA VS. RECUPERACION DE ACEITE ⁸⁵



**FIG. 4.8 AREA CUBIERTA POR LINEAS SELECCIONADAS DE TEMPERATURA Y SATURACION
 CONSTANTE VS. TIEMPO, EJEMPLO 1. LAS CURVAS DE SATURACION CONSTANTE
 COINCIDEN CON LOS LIMITES ENTRE ZONAS DE TEMPERATURA HASTA EL PUNTO
 DE TANGENCIA, DESIGNADO POR EL SIMBOLO.**

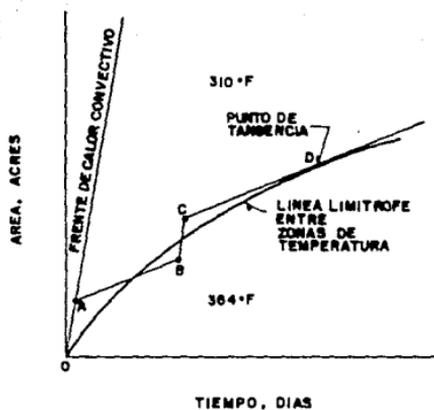


FIG. 4.7 CONSTRUCCION ESQUEMATICA DE LA LINEA OABCD DE SATURACION CARACTERISTICA A 364°F, EJEMPLO 4.1

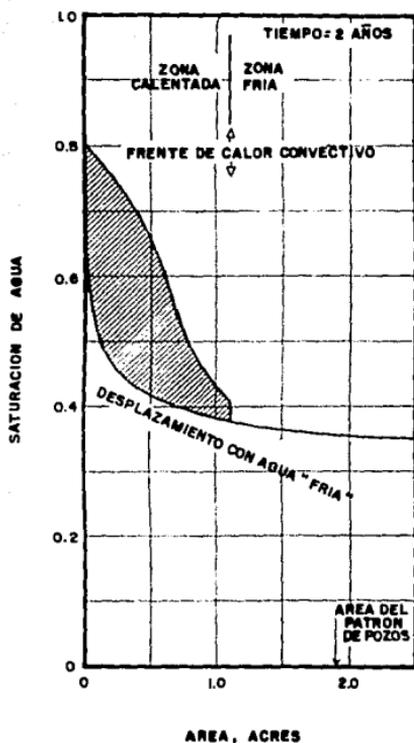


FIG. 4.8 COMPARACION DE LA DISTRIBUCION DE SATURACION EN FLUJOS DE AGUA FRIA Y CALIENTE, EJEMPLO Q.1

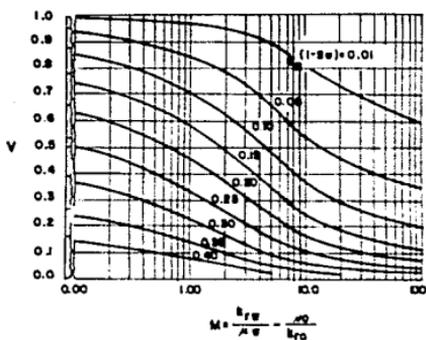


FIG. 4.9 VARIACION DE LA PERMEABILIDAD GRAFICA CONTRA LA RELACION DE MOVILIDAD, MOSTRANDOSE LINEAS DE $k_{rw} / (1 - S_w)$ CONSTANTE PARA UNA RELACION AGUA ACEITE = 1

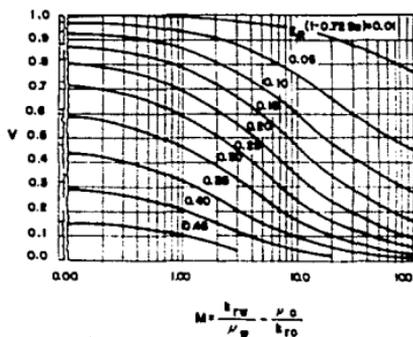


FIG.4.10 VARIACION DE LA PERMEABILIDAD GRAFICA CONTRA LA RELACION DE MOVILIDAD, MOSTRANDOSE LINEAS DE E_{R1} (1-0.725 E_{R2}) CONSTANTE PARA UNA RELACION AGUA - ACEITE = 5

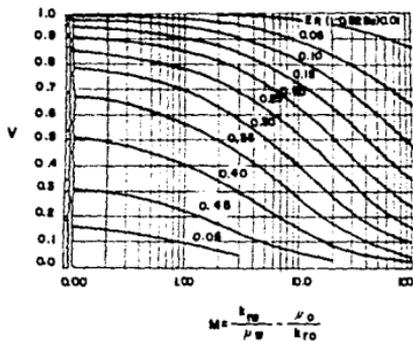


FIG. 4.11 VARIACION DE LA PERMEABILIDAD GRAFICA CONTRA LA RELACION DE MOVILIDAD, MOSTRANDOSE LINEAS DE $E_R (1-0.525)$ CONSTANTE PARA UNA RELACION AGUA - ACEITE = 25

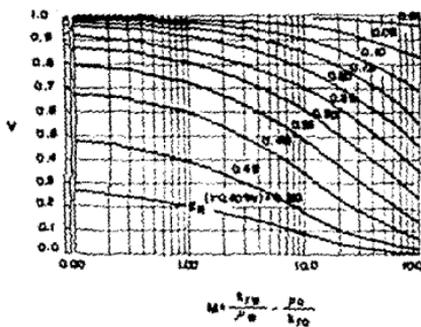


FIG. 4.12 VARIACION DE LA PERMEABILIDAD GRÁFICA CONTRA LA RELACION DE MOVILIDAD, MOSTRANDOSE LINEAS DE E_R (1-0.405) CONSTANTE PARA UNA RELACION AGUA - ACEITE = 100

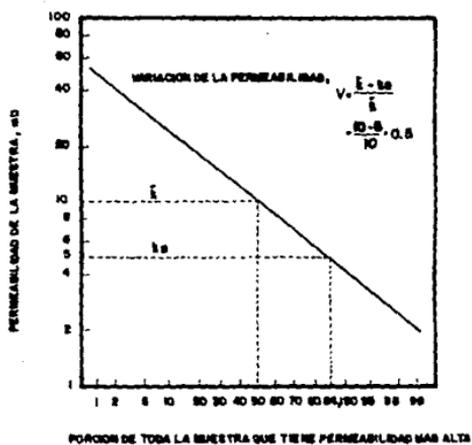


FIG. 4.13 DISTRIBUCION DE LA PERMEABILIDAD LOGARITMO NORMAL

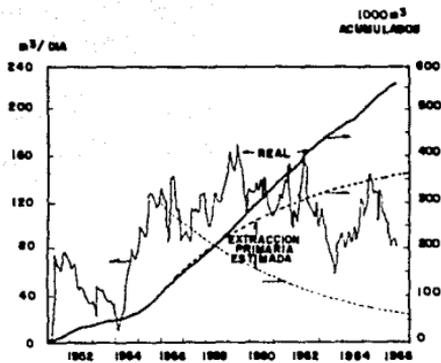


FIG. 4.14 DESARROLLO DEL YACIMIENTO DEBIDO AL FLUJO SCHOONEBEEK DE AGUA CALIENTE 56

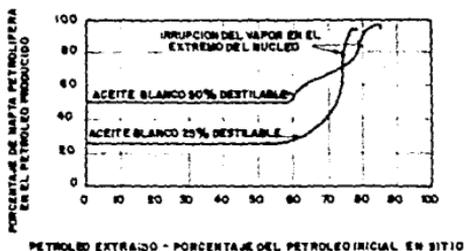


FIG. 4.15 COMPOSICION DEL ACEITE PRODUCIDO DURANTE LA INYECCION DE VAPOR EN UN NUCLEO QUE CONTENIA INICIALMENTE AGUA CONGENITA Y DOS ACEITES BLANCOS DESTILABLES POR VAPOR

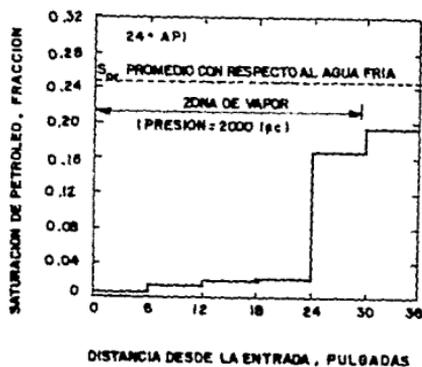


FIG. 4.16 SATURACION RESIDUAL DE ACEITE DESPUES DE INYECCIONES DE VAPOR

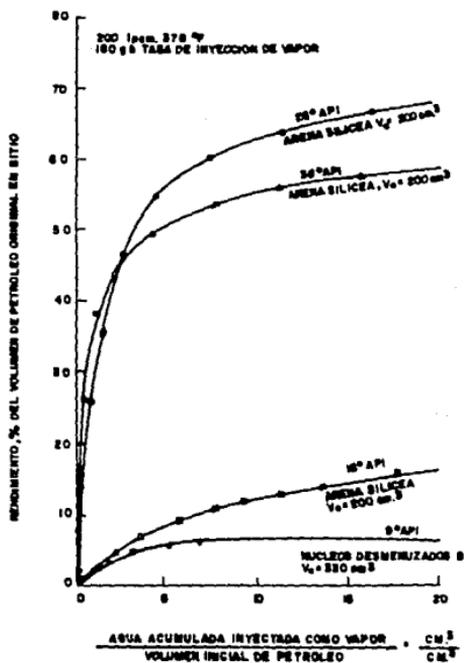


FIG. 4.17 YIELD DE LA DESTILACION DEL VAPOR DEL ACEITE CRUDO

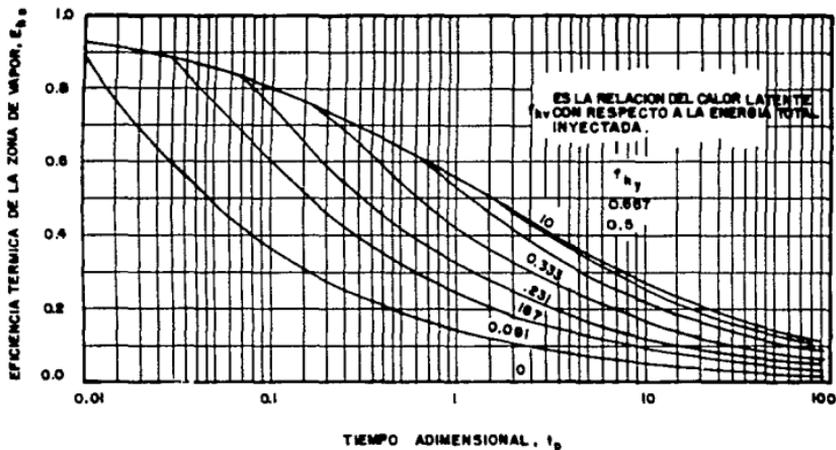


FIG.4B FRACCION DEL CALOR INYECTADO EN EL PLUJO DE VAPOR REMANENTE EN LA ZONA DE VAPOR (f_{hv} ES LA RELACION DE LA ENERGIA LATENTE A LA ENERGIA TOTAL INYECTADA)

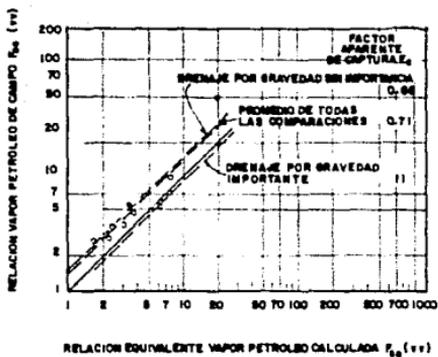


FIG.4.19 COMPARACION DE LAS RELACIONES ACEITE - VAPOR CALCULADA Y OBSERVADA PARA PROYECTOS DE CAMPO (DATOS DE LA TABLA 4.9)

LAS FLECHAS INDICAN LAS PERDIDAS DE CALOR DESDE LA ZONA CALENTADA.

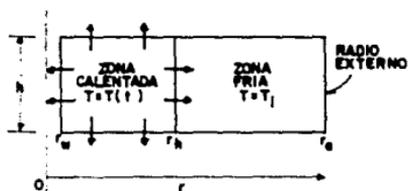


FIG.4.20 REPRESENTACION ESQUEMATICA DEL MODELO TERMICO DE BOBERG Y LANTZ PARA EL PROCESO DE INYECCION ALTERNADA DE VAPOR PARA UN SOLO INTERVALO.

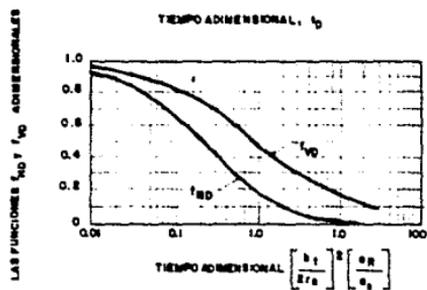


FIG. 4.21 FUNCIONES PARA LAS PERDIDAS DE CALOR HORIZONTAL Y VERTICAL PARA EL CASO DE UNA SOLA ARENA CON UNA IGUAL CAPACIDAD CALORIFICA VOLUMÉTRICA EN LA ARENA Y EN LAS FORMACIONES ADYACENTES

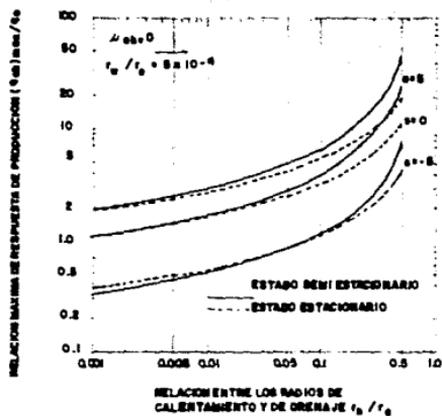


FIG. 4.22 INFLUENCIA DE LA ZONA CALENTADA SOBRE LA MAXIMA PRODUCCION OBTENIBLE MEDIANTE LA INYECCION ALTERNADA DE VAPOR.²⁷

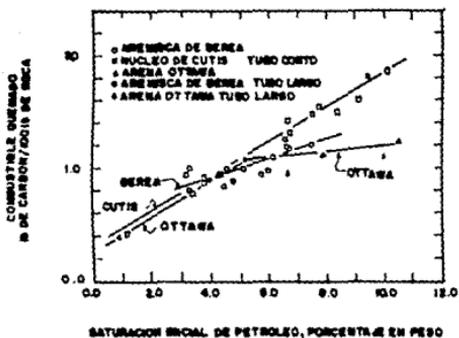


FIG.4.65 EFECTO DE LA SATURACION INICIAL DE PETROLEO SOBRE EL COMBUSTIBLE QUEMADO ⁸³

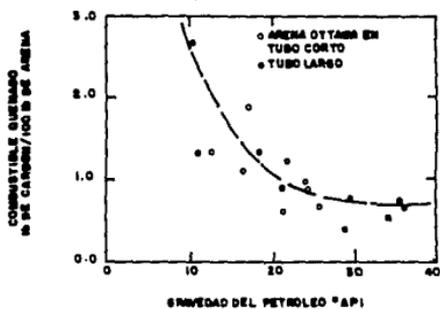


FIG. 4.24 CORRELACION DEL COMBUSTIBLE QUEMADO CON LA GRAVEDAD DEL PETROLEO CRUDO ²³

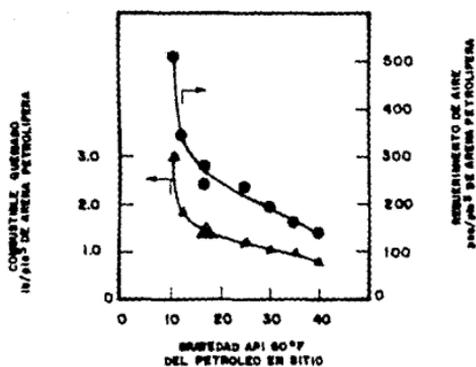


FIG. 4.26 COMBUSTIBLE QUEMADO Y REQUERIMIENTO DE AIRE EN LA COMBUSTION IN SITU VS. GRAVEDAD API DEL ACEITE ³³

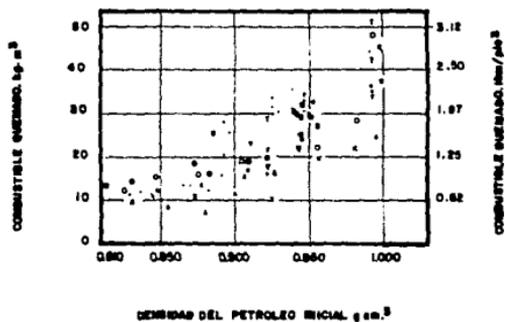


FIG. 4.26 COMBUSTIBLE QUEMADO EN FUNCION DE LA DENSIDAD DEL PETROLEO INICIAL ³⁴

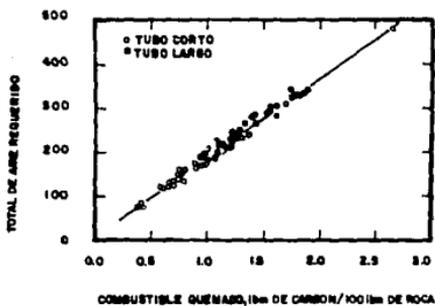


FIG. 4.27 EFECTO DEL COMBUSTIBLE QUEMADO EN LOS REQUERIMIENTOS TOTALES DE AIRE ⁸³

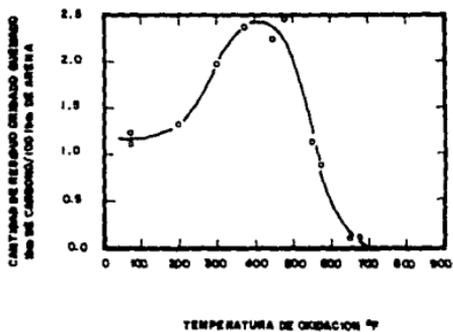


FIG. 428 EFECTO DE LA OXIDACION A BAJA TEMPERATURA SOBRE EL COMBUSTIBLE QUEMADO A 800 ° F. 83

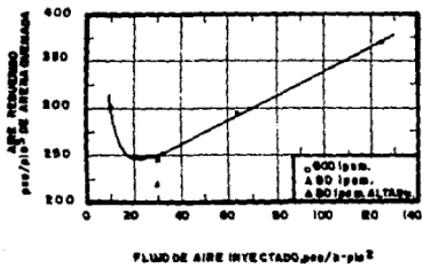


FIG. 429 EFECTO DEL FLUJO DE AIRE INYECTADO SOBRE EL AIRE REQUERIDO POR PIE CUBICO DE ARENA QUEMADA ³⁶

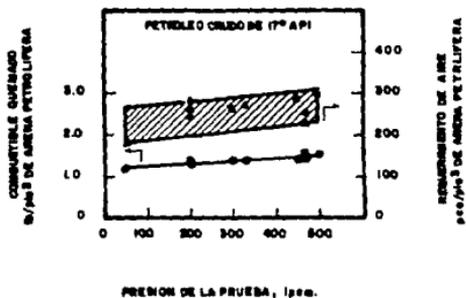


FIG.4.30 COMBUSTIBLE QUEMADO Y REQUERIMIENTO DE AIRE EN LA COMBUSTION VS. PRESION DE PRUEBA ⁵⁵

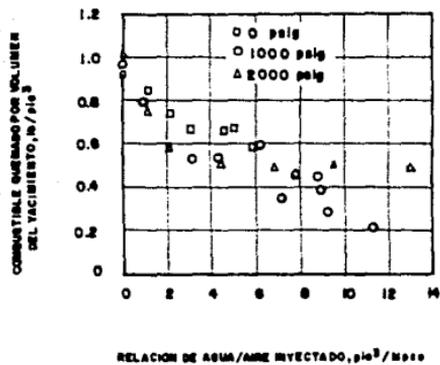


FIG. 3.3 COMBUSTIBLE QUEMADO EN FUNCION DE LA RELACION AGUA-AIRE PARA CRUDO H 36

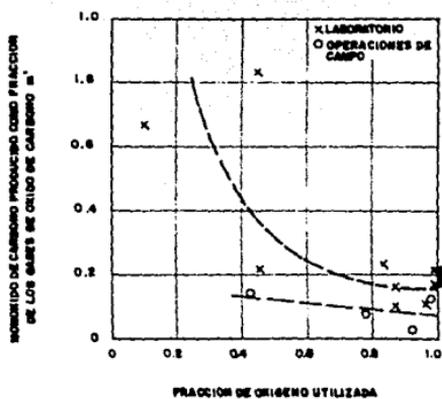


FIG. 4.32 VARIACION DE m' CON LA UTILIZACION DE OXIGENO (BASADA EN DATOS DE WOHLBIER) ³⁴

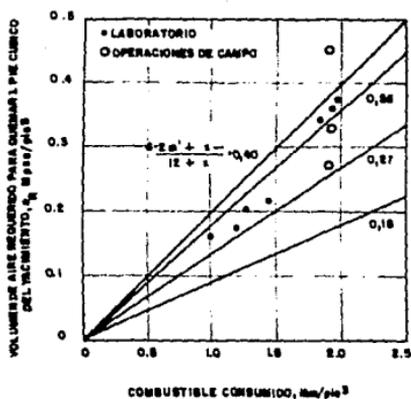


FIG.4.33 ESPECTRO DEL COMBUSTIBLE QUEMADO Y COMPOSICION SOBRE LOS REQUERIMIENTOS DE AIRE (BASADO EN DATOS DE WOHLBIER) ³⁴

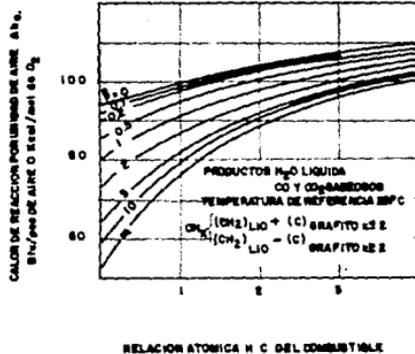


FIG. 4.34 CALOR LIBERADO (KCAL/MOL O₂ • BTU/PIES³ DE AIRE) COMO FUNCION DE LA RELACION H/C DEL COMBUSTIBLE Y DE LA RELACION CO/CO₂ EN LOS BASES PRODUCIDOS 18

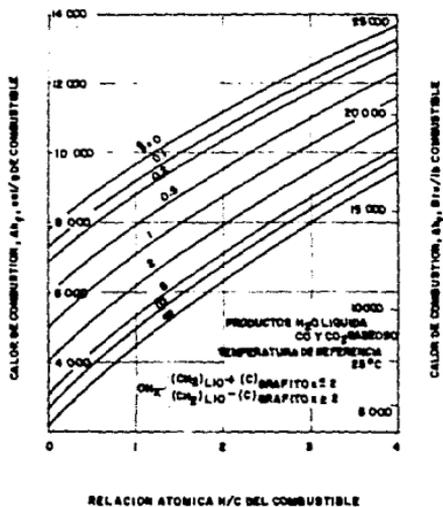


FIG. 4.36 CALOR DE COMBUSTION (CAL/GM Y BTU/LB CH_2) COMO FUNCION
 DE LA RELACION H/C DEL COMBUSTIBLE Y DE LA RELACION CO/CO_2
 EN LOS GASES PRODUCIDOS ³⁸

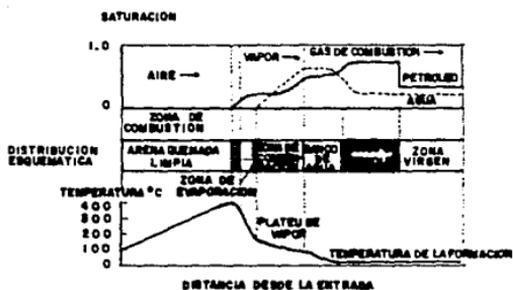


FIG. 4.36 DISTRIBUCION ESQUEMATICA DE LA SATURACION Y TEMPERATURA EN LOS PROCESOS DE COMBUSTION EN SECC. 4^o

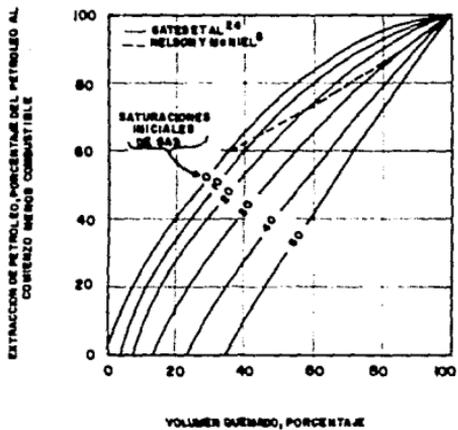


FIG. 437 RECUPERACION ESTIMADA DE ACEITE VS. VOLUMEN QUEBROZADO (BASADA EN DATOS DE LAS REFERENCIAS 37 Y 49).

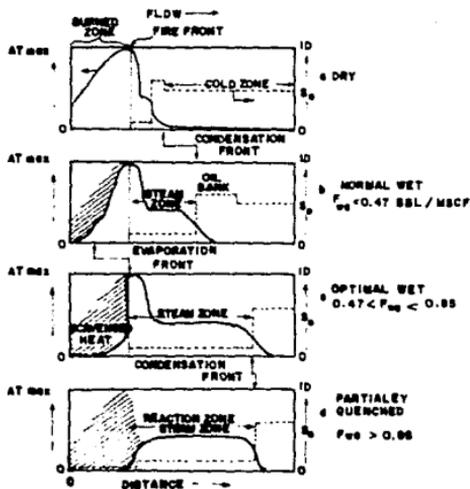


FIG. 4.38 REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LOS PROCESOS DE COMBUSTION

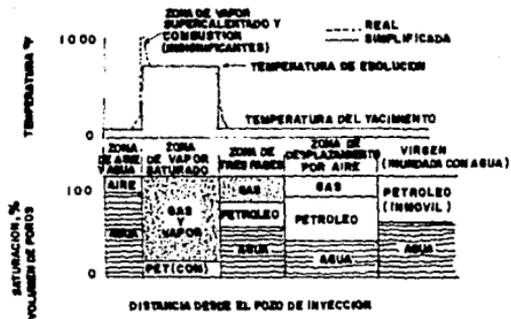


FIG.4.39 DIBUJO ESQUEMATICO DE LA SATURACION COFCAM Y PERFILES DE TEMPERATURA 68

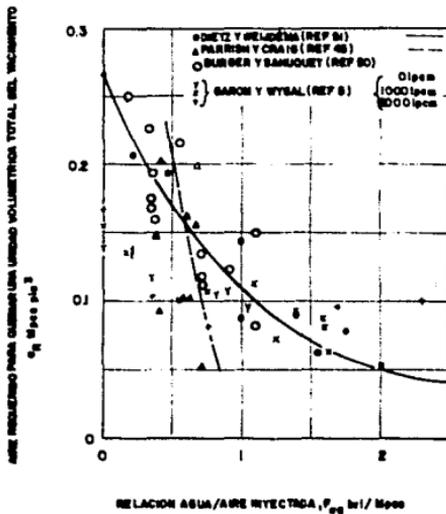


FIG. 4.40 EFECTO DE LA RELACION AGUA INYECTADA-ACEITE SOBRE EL AIRE REQUERIDO PARA QUEMAR UN VOLUMEN UNITARIO DE YACIMIENTO (BASADO EN DATOS DE LAS REFERENCIAS 36, 61, 65 Y 66).

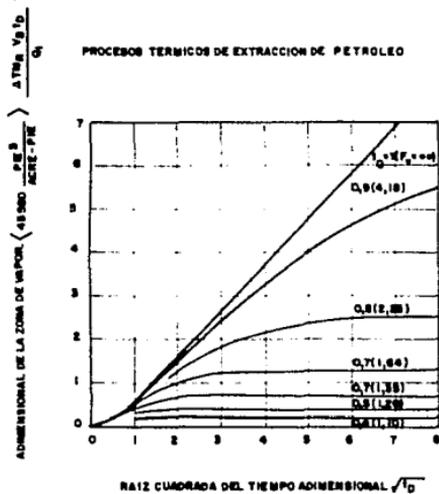


FIG. 4.41 VOLUMEN ADIMENSIONAL DE LA ZONA DE VAPOR CORRIENTE ABAJO DEL FRENTE HUMEDO DE COMBUSTION 64

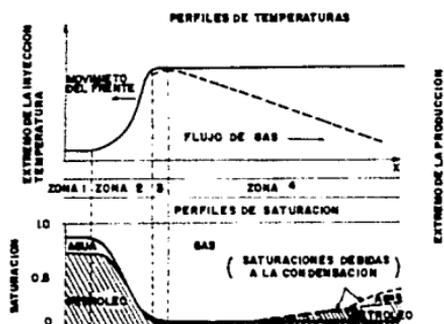


FIG.4.46 REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LOS PERFILES DE TEMPERATURA Y SATURACION DURANTE LA COMBUSTION INVERSA

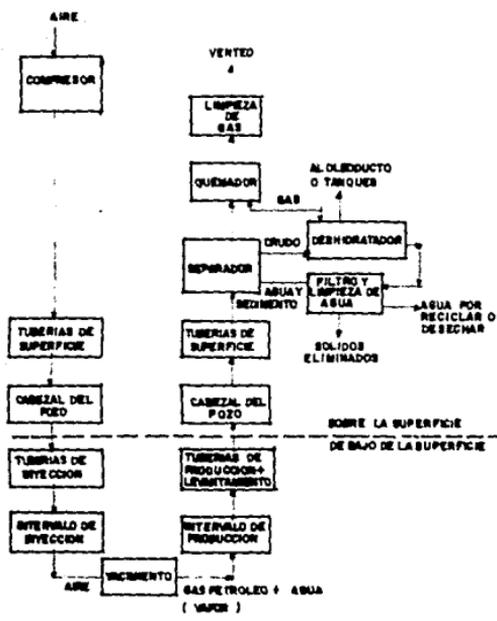


FIG. 4, 43 DIAGRAMA ESQUEMATICO DE FLUJO DE AIRE

RELACION DE LA CANTIDAD CALORICA VOLUMETRICA
EFECTIVA CORRIENTE ARRIBA Y CORRIENTE ABAJO

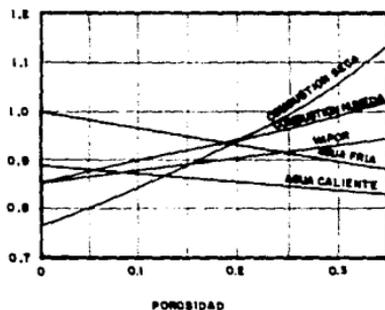


FIG. 8.1 RELACION DE LAS VOLUMETRICAS DE CALOR EN FORMACIONES
CORRIENTE ARRIBA Y CORRIENTE ABAJO PARA VARIOS METODOS DE
RECUPERACION TERMAL.

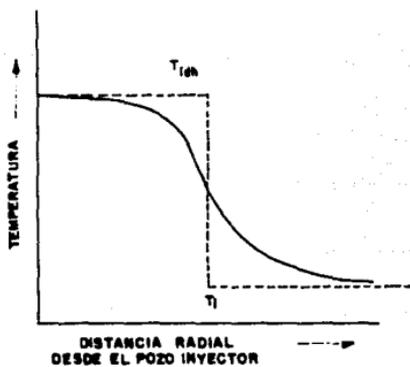


FIG. 5.2 COMPARACION CUALITATIVA ENTRE LA DISTRIBUCION VERDADERA DE TEMPERATURAS EN EL YACIMIENTO Y UNA APROXIMACION *



FIG. 5.3 DISTRIBUCION DEL CALOR ENTRE EL YACIMIENTO Y LAS FORMACIONES ADYACENTES

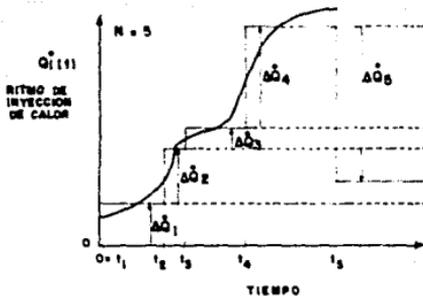


FIG. 6.4 BASTO VARIABLE DE INYECCION DE CALOR EN PASOS ESCALONADOS

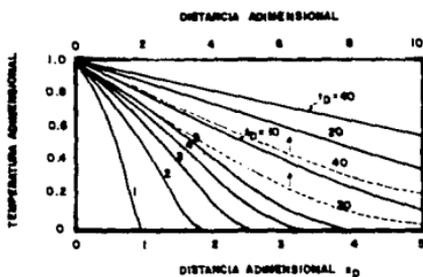


FIG. 8.6 PERFILES DE TEMPERATURA DE YACIMIENTO QUE RESULTAN DE LA INYECCION DE FLUIDO CALIENTE NO CONDENSABLE.

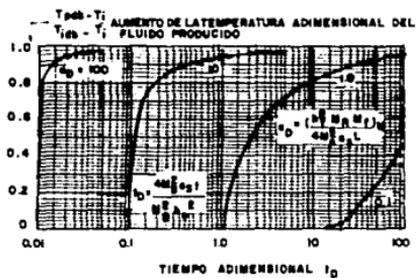


FIG. 5.6 INCREMENTO DE LA TEMPERATURA DE FLUIDOS PRODUCIDOS COMO FUNCION DEL TIEMPO ADIMENSIONAL.

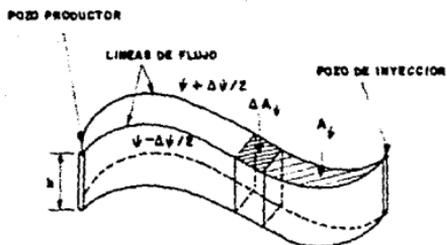


FIG. 5.7 VISUALIZACION DE UN CANAL DE FLUJO.¹⁶

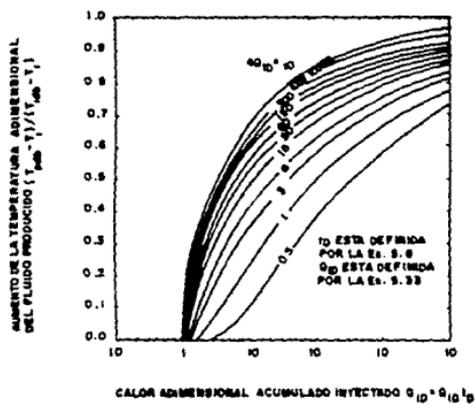


FIG. 5.8 TEMPERATURA ADIMENSIONAL EN UN POZO DE PRODUCCION DE ARREGLO DIAGONAL AISLADO.¹⁶

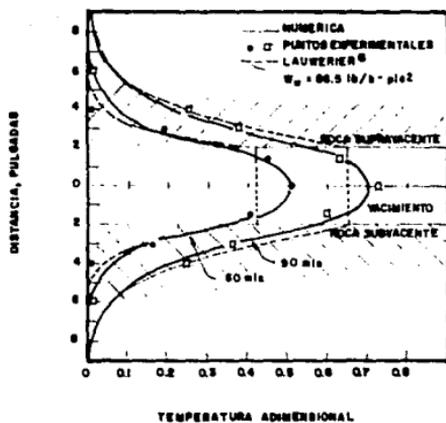


FIG. 5.0 SECCION TRANSVERSAL DE UN PERFIL DE TEMPERATURA DE AGUA CALIENTE A 10 PULGADAS DE LA ENTRADA 25

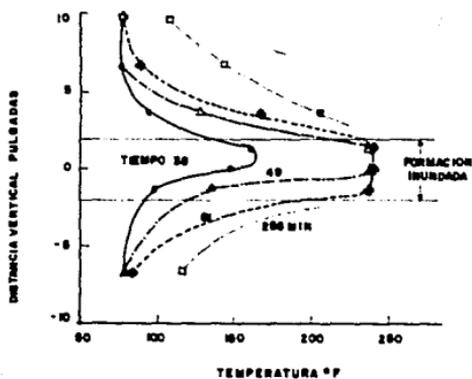


FIG. 5.10 PERFILES DE TEMPERATURA SOBRE UNA LINEA VERTICAL DE 21 P9.
 A PARTIR DEL MODELO DE POZO DE INYECCION (CON UN GASTO DE IN-
 YECCION DE VAPORES DE 0.48 lbm/mia). 20

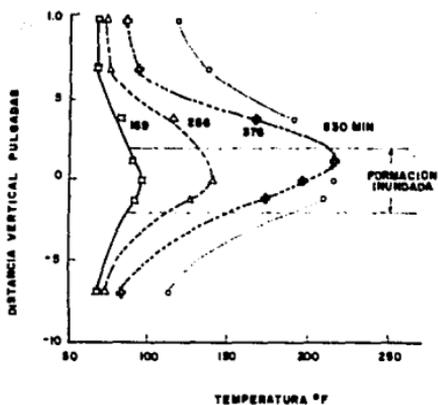


FIG. 9.11 PERFILES DE TEMPERATURA SOBRE UNA LINEA VERTICAL DE 21 PG. A PARTIR DEL MODELO DE POZO DE INYECCION (CON UN GASTO DE INYECCION DE VAPOR DE 0.18 lbm / min)²⁰

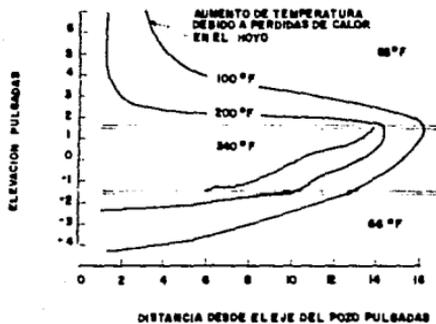


FIG. 5.12 PERFILES MODELO DE TEMPERATURA DESPUES DE 40 MINUTOS DE INYECCION (PRESION DE INYECCION, 103 PSIG; GASTO DE INYECCION DEL VAPOR, 0.44 (bm/ ml) 20

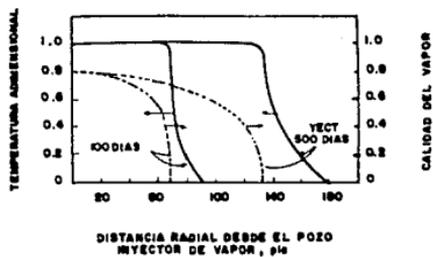


FIG. 5.13 DISTRIBUCION DE LA CALIDAD DEL VAPOR Y LA TEMPERATURA (AL CENTRO DE LA ZONA PETROLIFERA) ¹⁹

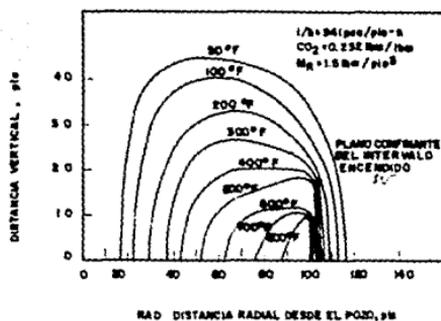


FIG. B-14 ISOTERMAS TÍPICAS ARRIBA DE LA TEMPERATURA INICIAL DE YACIMIENTO EN UN PROCESO DE COMBUSTION 29

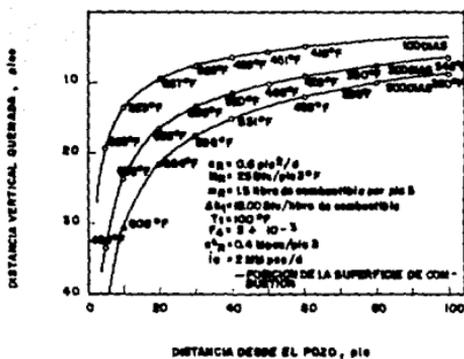


FIG. 6.16 TEMPERATURAS EN SUPERFICIES DE COMBUSTION BAJO CONDICIONES SIMULADAS DE GRAVEDAD DESPRECIABLE 25



FIG. 6.1 DELINEACION DE LA ZONA DE VAPORES MEDIANTE EL REGISTRO DE NEUTRONES.

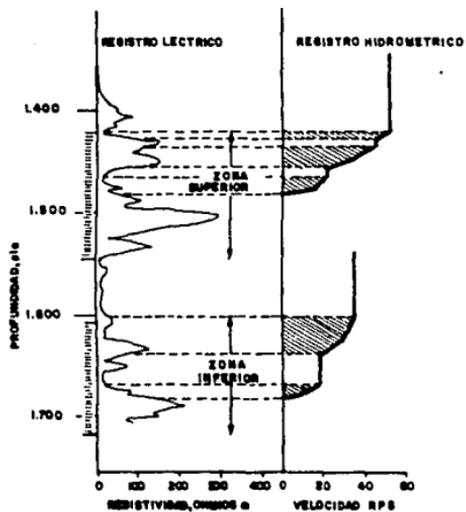


FIG. 8.2 PERFILES TÍPICOS DE INYECCION DE VAPORES.¹⁰

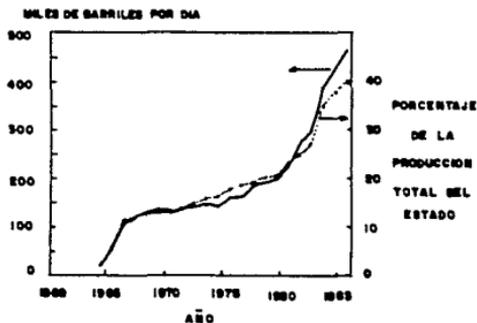


FIG. 7.1 AUMENTO DE LA PRODUCCION TOTAL DE CALIFORNIA MEDIANTE LOS PROCESOS TERMICOS DE EXTRACCION.

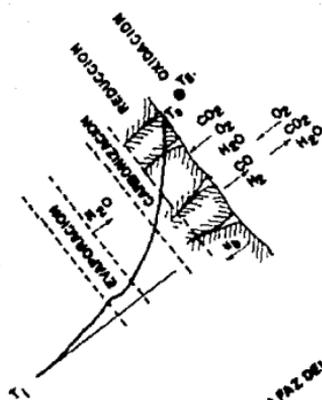


FIG. 7.2 MODELO DE LAS CONDICIONES DE LA PAZ DEL CARBON DURANTE LA SUBSTITUCION

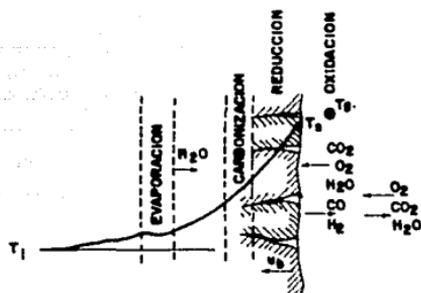


FIG. 7.2 MODELO DE LAS CONDICIONES DE LA FAZ DEL CARBON DURANTE LA GASIFICACION.

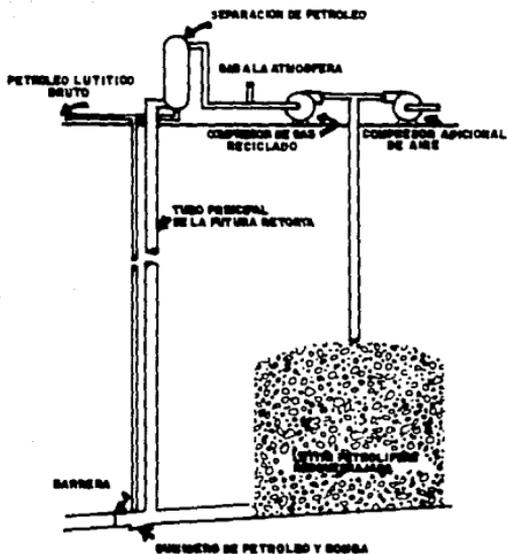


FIG. 7.3 REPRESENTACION ESQUEMATICA DE FUNCIONAMIENTO DEL PROCESO MIB PARA LUTITAS PETROLIFERAS.

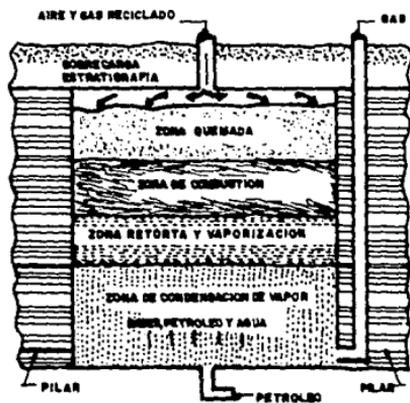
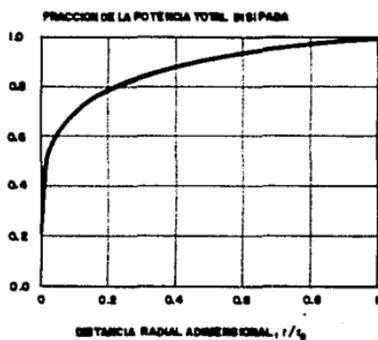


FIG. 7.4 REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LA TECNOLOGIA DE RETORTA IN SITU PARA LUTITA PETROLIFERA.



$r_0 = 0.88$ pies, $r_w = 0.00$ pies

FIG. 7.6 POTENCIA DISIPADA EN FUNCION DE LA DISTANCIA DEL POZO.

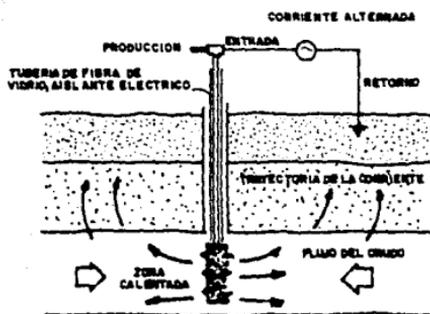


FIG. 7. 6 EL PROCESO ELECTROTÉRMICO. ³⁰

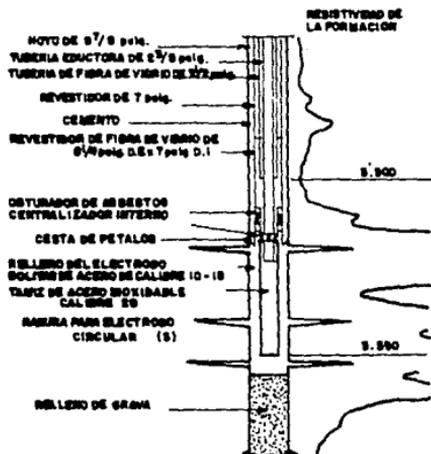


FIG. 7.7 TECNICA ESPECIAL DE TERMINACION PARA EL PROCESO ELECTROTHERMICO.³⁹

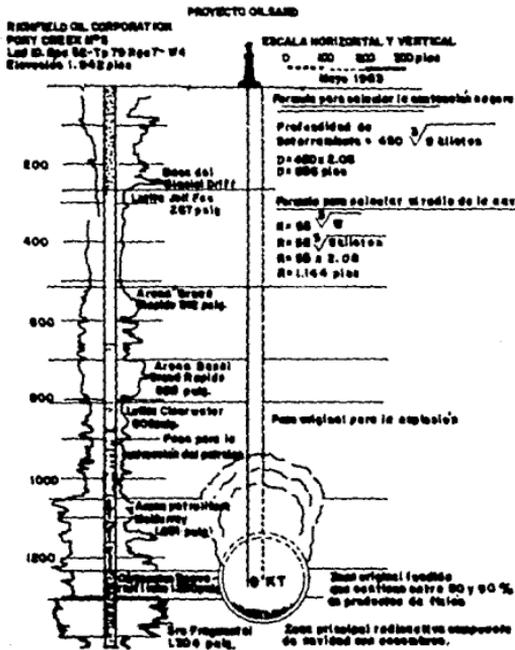


FIG. 28 PRUEBA NUCLEAR PROPUESTA PARA LA EXTRACCION DE BITUM. 24

CONCLUSIONES

El mayor impacto benéfico del aceite térmico es su contribución al provisionamiento de combustibles líquidos que se necesitan en un mercado competitivo.

Aunque la cantidad de aceite térmico producido es pequeña comparada con la cantidad total del aceite producido en todo el mundo, es una parte importante de la economía en donde quiera que haya una industria desarrollada. Venezuela y California, por ejemplo, son dos áreas en donde la producción térmica afecta actualmente la economía local. El efecto de cualquier industria sobre la economía de un área depende por supuesto del tamaño de otras industrias. A un nivel muy local (un pueblo pequeño), el efecto de la producción térmica puede ser crítico para la solvencia financiera y el futuro de la comunidad.

Asociadas con alguna actividad humana, industrial o cualquier otra, hay consecuencias periféricas que afectan la calidad de vida de la comunidad. La generación y disposición de productos residuales, y la contaminación térmica, visual y por ruido son factores familiares que afectan a la sociedad. La eliminación o mejoramiento de factores como esos fijan imposiciones sobre el uso de la recuperación térmica e incrementan su costo. La industria petrolera generalmente no sólo cumple los requerimientos mínimos legales, sino que también responde a las necesidades actuales y futuras de la comunidad.

En un sentido más amplio, la recuperación térmica también puede afectar a la comunidad a través de las consecuencias de la tecnología en ciertos balances globales tales como los de CO_2 y energía. Hay preocupación en cuanto a que los programas de combustible sintético expandidos (en la superficie e in-situ) podrían incrementar el contenido de CO_2 en la atmósfera de la tierra, la cual a su vez podría crear cambios climáticos más dramáticos. La relación de energía, que para nuestros propósitos es una medida de la cantidad de energía extraída en forma de combustible por unidad de energía consumida, es también importante. El punto que concierne a la sociedad es impedir la implementación de procesos de extracción de energía que tengan una

relación de energía menor que la unidad, dado que tales esfuerzos se autoanularían desde un punto de vista de conservación de la energía. Aunque todos los procesos de recuperación térmica son de intensa energía y aunque han sido propuestas varias interpretaciones sobre cómo evaluar numéricamente la relación de energía, ésta es, sin embargo, significativamente mayor que la unidad a pesar de que en promedio es menor para otros procesos de recuperación. Las relaciones de energía y los balances globales se han vuelto herramientas populares para derivar información sobre la cual se basan las decisiones que afectan el desarrollo de los procesos de recuperación mejorada de aceite y de combustibles sintéticos.

REFERENCIAS

THERMAL RECOVERY, Michael Pratts, SPE, Segunda Edición, 1985
PETROLEUM ENGINEERING HANDBOOK, SPE, Capítulo 46, Chieh Chu
REVISTA DE INGENIERIA PETROLERA, AIPM, Febrero de 1989

A continuación se mencionan algunos artículos que pudieran servir de apoyo bibliográfico en cada uno de los capítulos de este trabajo.

CAPITULO 1

1. Voicatt, E.R.: "Method of Increasing the Yield of Oil Wells," U.S. Patent No. 1,457,479 (fiel. Eng. 12, 1920; issued Jun. 5, 1923).
2. Howard, F.A.: "Method of Operating Oil Wells," U.S. Patent No. 1,473,349 (fiel. Agov. 9, 1920; issued Nov. 6, 1923).
3. Lindsly, B.E.: "Recovery by Use of Heated Gas" Oil and Gas J. (Dec. 20, 1928) 27.
4. Duvrovai, E.E., Shelman, A.B., Sokorin, N.A., Sacks, C.L., Pronin, V.I. and Charugin, M.M.: "Experiments of Thermal Recovery in the Chusovsk Town," Pet. Economy (Nov. 5, 1936).
5. Eider, J.L.: "The Underground Gasification of Coal," Chemistry of Coal Utilization, Supplementary Volume. H.H. Lowry (ed), John Wiley and Sons Inc., New York City (1963) 1023-1040.
6. Shelman, A.B., Malofeev, G.E. and Sergeev, A.I.: "The Effect of Heat on Underground Formations for the Recovery of Crude Oil-Thermal Recovery Methods of Oil Production," Nedra, Moscow (1969); Marathon Oil Co. translation (1973)166.
7. Stovall, S.L.: "Recovery of Oil from Depleted Sands by Means of Dry Steam," Oil Weekly (Aug. 13, 1934) 17-24.
8. Stokes, D.D. and Doacher, T.M.: "Shell Makes A Success of Steam Flood at Yorba Linda," Oil and Gas J. (Sept. 2, 1974) 71-76.
9. Van Dijk, C.: "Steam-Drive Project in the schoonebeek Field, The Netherlands," J. Pet. Tech. (March 1968) 295-302; Trans., AIME, 243.
10. de Haan, H.J. and Schenk, L.: "Performance and Analysis of a Major Steam Drive Project in the Tia Juana Field, Western Venezuela," J. Pet. Tech. (Jan. 1969) 111-119; Trans., AIME, 246.
11. Glusti, L.E.: "CSV Makes Steam Soak Work in Venezuela Field," Oil and Gas J. (Nov. 4, 1974) 88-93.
12. Geertsma, J., Cores, G.A. and Schwartz, N.: "Theory of Dimensionally Scaled Models of Petroleum Reservoirs," Trans., AIME, (1956) 207, 118-123.
13. Stegemeier, G.L., Laumbach, D.D., and Volek, C.W.: "Representing Steam Processes With Vacuum Models," Soc. Pet. Eng. J. (June 1980) 151-174.
14. Smith, C.R.: "Good Pilot Flood Design Boosts Field Project Profit," World Oil (Nov.-Dec. 1973; Jan.-July 1974) Parts 1 through 9.

15. Selth, C.R.: "Mechanics of Secondary Oil Recovery, Reinhold Publishing Corp., New York City (1966).
16. Craig, F.F. Jr.: "The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding," Monograph Series, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1971) 3, 97-100.
17. Johnson, L.A., Jr. et al.: "An Echoing In-Situ Combustion Oil Recovery Project in the Utah Tar Sand", J. Pet. Tech. (Feb. 1980) 295-304.
18. Parrish, D.R., Pollock, C.B., Hess, N.L. y Craig, F.F. Jr.: "A Tertiary CO₂-N₂ Pilot Test in the Glass Field, Nebraska," J. Pet. Tech. (June 1974) 981-986; Trans., AIME, 257.

CAPITULO 2

1. Perkins, T.K. and Johnson, D.C.: "A Review of Diffusion and Dispersion in Porous Media," Soc. Pet. Eng. J. (Marzo 1963) 70-81; Trans. AIME 228.
2. Katz, D.L. and Wachsmuth, E.H.: "Vaporization Equilibrium Constants in a Crude Oil-Natural Gas System," Ind. Eng. Chem (1937) 29 No. 9
3. Muskat, M.: "Physical Principles of Oil Production," McGraw-Hill Book Co. Inc., New York City (1949) 302.
4. Coats, E.H., George, W.D., Chu, C., and Marcus, B.E.: "Three-Dimensional Simulation of Steamflooding," Soc. Pet. Eng. J. (Dic. 1974) 573-592; Trans., AIME 274.
5. Coats, E.H. "Simulation of Steamflooding with Distillation and Solution Gas," Soc. Pet. Eng. J. (Oct. 1976) 235-247.
6. Warren, J.E., Reed, R.L. and Price, H.S.: "Theoretical Considerations of Reverse Combustion in Tar Sands," Trans. AIME (1960) 219, 109-123.
7. Bia, P. and Combarous, H. "Transfert de Chaleur et de Masse," Revue de l'Institut Français du Pétrole (Jun. 1975) 361-376.
8. Nelson, W.L.: "Petroleum Engineering, fourth edition, McGraw-Hill Book Co. Inc. New York City (1958)

CAPITULO 3

1. Ramey, N.J. Jr.: "Commentary on the Terms Transmissibility and Storage," J. Pet. Tech (Marzo 1975) 294-295.
2. Prats, M., Matthews, C.S., Jewett, R.L., and Baer, J.D.: "Prediction of Injection Rate and Production History for Multifluid Five-Spots Floods," J. Pet. Tech. (May. 1959) 98-105; Trans. AIME, 216.
3. Muskat, M.: "Physical Principles of Oil Production," McGraw-Hill Book Co. Inc., New York City (1949).
4. Van Lookeren, J.: "Calculation Methods for Linear and Radial Steam Flow in Oil Reservoirs," Soc. Pet. Eng. J. (Junio 1983) 427-439.
5. Martin, W.L., DewJ.M., and Steves, H.B.: "Results of a Tertiary Hor Waterflood in a Thin Sand Reservoir," J. Pet. Tech. (July 1968) 739-750; Trans., AIME, 243.
6. Prats, M., Jones, R.F. and Truitt, W.E.: "In-situ Combustion Away from Thin, Horizontal Gas Channels," J. Pet. Tech (Marzo 1968) 18-32.

CAPITULO 4

1. Poston, S.W., Yasael, S.C., Hosain, A.I.M.S., Montgomery, E.F.III and Ramsey, H.J. Jr.: "The Effect of Temperature on Irreducible Water Saturation and Relative Permeability of Unconsolidated Sands," Soc. Pet. Eng. J. (June 1970) 171-180; Trans., AIME 249.
2. Combarous, M. and Sourieau, P.: "Les Methodes Thermiques De Production Des Hydrocarbures," Revue, Inst. Français du Pétrole (July-Aug. 1976) Chap. 3,543-577.
3. Buckley, S.E. and Leverett, M.C.: "Mechanism of Fluid Displacement in Sands," Trans., AIME (1942) 146, 107-116.
4. Willman, B.T., Valleroy, V.V., Rumberg, G.W., Cornelius, A.J. and Powers, L.W.: "Laboratory Studies of Oil Recovery by Steam Injection," J. Pet. Tech. (July 1961) 681-690; Trans., AIME 222.
5. Dystra, M. and Parsons, H.L.: "The Prediction of Oil Recovery by Waterflooding," Secondary Recovery of Oil in the United States, second edition, API, New York City (1950) 160-174.
6. Craig, F.F. Jr.: The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding, Monograph series, Soc. Pet. Eng., Dallas (1971) 3.
7. Jordan, J.E., Rayne, J.R. and Marshall, S.W.III: "A Calculation Procedure for Estimating the Production History During Hot Water Injection in Linear Reservoirs," paper presented at the Twentieth Technical Conf. on Petroleum Production, Pennsylvania State U., University Park, May 9-10, 1957.
8. Farouq Ali, A.M.: Oil Recovery by Steam Injection, Producers Publishing Co. Inc., Bradford, PA (1970).
9. Willman, B.T., Valleroy, V.V., Rumberg, G.W., Cornelius, A.J., and Powers, L.W.: "Laboratory Studies of Oil Recovery by Steam Injection," J. Pet. Tech. (July 1961) 681-690; Trans., AIME, 222.
10. Volek, C.W. and Pryor, J.A.: "Steam Distillation Drive Brea Field, California," J. Pet. Tech. (Aug. 1972) 899-906.
11. Blevins, T.R. and Billingley, R.H.: "The Ten-Pattern Steamflood, Kern River Field, California," J. Pet. Tech. (Dec. 1975) 1505-1514; Trans. AIME, 259.
12. Miller, C.A.: "Stability of Moving Surfaces in Fluid Systems With Heat and Mass Transport; III. Stability of Displacement Fronts in Porous Media," AIChE J. (May 1975) 474-479.
13. Muskat, M.: The Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Media, J.W. Edwards Inc. Ann Arbor, MI (1946) 458-465.
14. Hagort, J. Leijne, A. and van Poelgeest, F.: "Steam-Strip Drive: A Potential Tertiary Recovery Process," J. Pet. Tech. (Dec. 1976) 1409-1419.
15. Mandl, G. and Volek, C.W.: "Heat and Mass Transport in Steam-Drive Processes," Soc. Pet. Eng. J. (March 1969) 59-79; Trans., AIME, 246.
16. Farouq Ali, S.M.: Oil Recovery by Steam Injection, Producers Publishing Co. Inc. Bradford, PA (1970).
17. Neuman, C.H.: "A Mathematical Model of The Steam Drive Process-Applications," Paper SPE 4757 presented at The 1975 SPE California Regional Meeting, Ventura, April 2-4.
18. Marx, J.W. and Langenhelm, R. H. : "Reservoir Heating by Hot-Fluid Injection," Trans., AIME (1959) 216,312-315.
19. Nyhili, N.A. and Stegemeser, G.L.: "Steam Drive Correlation and Prediction," J. Pet. Tech. (Feb. 1978) 173-182.
20. Van Lookeren, J.: "Calculation Methods for Linear and Radial Steam Flow in Oil Reservoirs," Soc. Pet. Eng. J. (June 1983) 427-439.

22. Davies, L.G., Silberberg, I.H., and Caudle, B.N.: "A Method of Predicting Oil Recovery in a Five-Spot Steamflood," J. Pet. Tech. (Sept. 1968) 1050-1058; Trans., AIME, 243.
23. De Haan, M.J. and van Lookeren, J.: "Early Results of the First Large-Scale Steam Soak Project in the Tia Juana Field, Western Venezuela," J. Pet. Tech. (Jan. 1969) 102-110; Trans., AIME, 246.
24. Owens, W.D. and Suter, V.E.: "Steam Stimulation-Newest Form of Secondary Petroleum Recovery," Oil and Gas J. (April 26, 1965) 82-87, 90.
25. Coats, K.H.: "In-situ Combustion Model," Soc. Pet. Eng. J. (Dec. 1980) 533-554.
26. Rivero, R.T. and Heinz, R.C.: "Resteaming Time Determination-Case History of a Steam Soak Well in Midway Sunset," J. Pet. Tech. (June 1975) 665-671.
27. Boberg, T.C. and Lentz, R.B.: "Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well," J. Pet. Tech. (Dec. 1966) 1613-1623; Trans., AIME, 237.
28. Burns, J.: "A Review of Steam Soak Operation in California," J. Pet. Tech. (Jan. 1969) 25-34.
29. Martin, J.C.: "A Theoretical Analysis of Steam Stimulation," J. Pet. Tech. (March 1967) 411-418; Trans., AIME, 240.
30. Seba, R.D. and Perry, G.E.: "A Mathematical Model of Repeated Steam Soak of Thick Gravity Drainage reservoirs," J. Pet. Tech. (Jan. 1969) 87-94; Trans., AIME, 246.
31. Clomann, P.J., Ratliff, N.W., and Truitt, M.E.: "A Steam Soak Model for Depletion-Type Reservoirs," J. Pet. Tech. (June 1970) 757-770; Trans., AIME, 246.
32. Rivero, R.T. and Heinz, R.C.: "Resteaming Time Determination-Case History of a Steam Soak Well in Midway Sunset," J. Pet. Tech. (June 1975) 665-671.
33. Showalter, W.E.: "Combustion Drive Test," Soc. Pet. Eng. J. (March 1963), 53-58; Trans., AIME, 228.
34. Wohlbier, R.: "Theoretical Studies of Petroleum Recovery Operations with Forward Combustion, Based on a Computer Model for a Linear System," Erdol-Erdgas-Z (1965) No. 11, 435-463.
35. Martin, W.L., Alexander, J.D., and Dew, J.N.: "Process Variables of In-Situ Combustion," Trans., AIME (1958) 213, 28-35.
36. Garon, A.M. and Mygal, R.J. Jr.: "A Laboratory Investigation of Wet Combustion Parameters," Soc. Pet. Eng. J. (Dec. 1974) 537-544.
37. Nelson, T.W. and McNeil, J.S. Jr.: "How to Engineer an In-Situ Combustion Project," Oil and Gas J. (June 5, 1961) 58-65.
38. Burger, J.G. and Sahuquet, B.C.: "Chemical Aspect of In-Situ Combustion - Heat of Combustion and Kinetics," Soc. Pet. Eng. J. (Oct. 1972) 410-422; Trans., AIME, 253.
39. Poetmann, F.H., Schilson, R.E., and Surkalo, H.: "Philosophy and Technology of In-Situ Combustion in Light Oil Reservoirs," Proc., Seventh World Pet. Cong., Mexico City (1967) 3-487.
40. Dew, J.N. and Martin, W.L.: "Air Requirements for Forward Combustion," Pet. Eng. (Dec. 1964) 82-86.
41. Moss, J.R., White, P.D., and McNeil, J.S. Jr.: "In-Situ Combustion Process-Results of a Five-Well Field Experiment in Southern Oklahoma," J. Pet. Tech. (April 1959) 55-64; Trans., AIME, 216.
42. Burger, J. and Sahuquet, B.: Les Methodes Thermiques de Production des Hydrocarbures, Revue IFP (March-April 1977) Chap. 5, 141-180.
43. Buesses, H.: "Experimental Investigations of Fuel Recovery by Underground Partial Combustion of Petroleum Reservoirs," Erdol, Erdgas A. (1971) 87, No. 12, 414-427 (English translation).

44. Dabbous, M.K. and Fulton, P.F.: "Low-Temperature Oxidation Reaction Kinetics and Effects on the In-situ Combustion Process," Soc. Pet. Tech. J. (June 1974) 253-262.
45. Thomas, G.W., Butnol, A.P., and Allag, O.: "An Experimental Study of the Kinetics of Dry, forward Combustion," Fossil Energy Rep. No. BEIC-1820-1, U.S. DOE (Feb. 1979).
46. Tadema, H.J. and Weijdem, J.: "Spontaneous Ignition of Oil Sands," Oil and Gas J. (Dec. 14, 1970) 77-80.
47. Gates, C.F. and Reaney, H.J. Jr.: "Field Results of South Belridge Thermal Recovery Experiment," Trans., AIME (1958) 213,236-244.
48. Tadema, H.J.: "Oil Production by Underground Combustion," Proc., Fifth World Pet. Cong., New York (1959) Sec. II.
49. Gates, C.F., Jung, K.D., and Surface, R.A.: "In-situ Combustion in the Tulare Formation, South Belridge Field, Kern County, California," J. Pet. Tech. (May 1978) 798-806; Trans., AIME, 265
50. Wilson, L.A., Wyal, R.J., Reed, D.W., Gergins, R.L., and Henderson, J.H.: "Fluids Dynamics During an Underground Combustion Process," Trans., AIME (1958) 213, 146-154.
51. Crookston, R.B., Cushman, W.E., and Chen, W.H.: "A Numerical Simulation Model for Thermal Recovery Process," Soc. Pet. Eng. J. (Feb. 1979) 37-58; Trans., AIME, 267
52. Coats, K.H.: "In-situ Combustion Model," Soc. Pet. Eng. J. (Dec. 1980) 533-554.
53. Acharya, U.K. and Somerton, W.H.: "Theoretical Study of In-situ Combustion in Thick Inclined Oil Reservoirs," paper SPE 7967 presented at the 1979 SPE California Regional Meeting, Ventura, April 18-20.
54. Brigham, W.E., Selman, A., and Soliman, M.Y.: "A Recovery Correlation for Dry in-situ Combustion Processes," J. Pet. Tech. (Dec. 1980) 2131-2138.
55. Gates, C.F. and Sklar, I.: "Combustion as a Primary Recovery Process Midway-Sunset Field," J. Pet. Tech. (Aug. 1971) 981-986; Trans., AIME, 251.
56. Craig, F.F. Jr.: "The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding," Monograph Series, Society of Petroleum Engineers, Dallas (1971) 3.
57. Dietz, D.N.: "West Underground Combustion, State of the Art," J. Pet. Tech. (May 1970) 605-617; Trans., AIME; 249.
58. Selman, A., Brigham, W.E., and Reaney, H.J. Jr.: "An Investigation of Steam Plateau Phenomena," paper SPE 7965 presented at the 1979 California Regional Meeting, Ventura, April 18-20.
59. Ejlou, G.J., Bennion, D.W., Moore, R.G. and Donnelly, J.K.: " Wet Combustion -A Tertiary Recovery Process for the Pembina Cardium Reservoir," J. Cdn. Pet. Tech. (July-Sept. 1979) 58-65.
60. Parrish, D.R. and Craig, F.F. Jr.: "Laboratory Study of a Combination of Forward Combustion and Waterflooding -The COFCAW Process," J. Pet. Tech. (June 1969) 753-761 Trans., AIME, 246.
61. Prata, M.: "The Heat Efficiency of Thermal Recovery Processes," J. Pet. Tech. (March 1969) 323-332; Trans., AIME, 246.
62. Marx, J.W. and Langenheim, R.H.: "Reservoir Heating By Hot Fluid Injection," Trans., AIME (1957) 216, 312-315.
63. Holst, P.H. and Karra, P.S.: "The Size of the Steam Zone in Wet Combustion," Soc. Pet. Eng. J. (Feb. 1975) 13-18.
64. Burger, J.G. and Sauquet, B.C.: "Laboratory Research in Wet Combustion," Soc. Pet. Eng. J. (Feb. 1975) 13-18.

65. Dietz, D.M. and Weijde, J.: "Wet and Partially Quenched Combustion," J. Pet. Tech. (April 1963) 411-415; Trans., AIME, 243.
66. Kuo, C.K.: "A Heat Transfer Study for the In-situ Combustion Process," paper SPE 2651 presented at SPE 44th Annual Meeting, Denver, Sept. 28-Oct. 1, 1969.
67. Binder, G.G., Jr. Elzinga, E.R., Taray, B.L., and Wilman, B.T.: "Scaled Model Test of In-situ Combustion in Massive Unconsolidated Sands," Proc., Seventh World Pet. Cong., Mexico City (1977) 3, Paper Pd-12(4), 477-485.
68. Joseph, C. and Pusch, W.H.: "A Field Comparison of Wet and Dry Combustion," J. Pet. Tech. (Sept. 1980) 1523-1528.
69. Gabelle, C.P. et al.: "Heavy-Oil Recovery by In-situ Combustion - Two Field Cases in Romania," J. Pet. Tech. (Nov. 1981) 2057-66.
70. Dietz, D.M. and Weijde, J.: "Reverse Combustion Seldom Feasible," Prod. Monthly (May 1968) 10.
71. Gunn, R.D. and Krantz, W.B.: "Reverse Combustion Instabilities in Tar Sands and Coal," Soc. Pet. Eng. J. (Aug. 1980) 267-277.
72. Reed, R.L., Reed, D.W., and Tracht, J.H.: "Experimental Aspects Of Reverse Combustion in Tar Sands," Trans., AIME (1960) 219, 99-108.
73. Wilson, L.A., Reed, D.W., Cley, R.R., and Harrison, M.H.: "Some Effects of Pressure on Forward and Reverse Combustion," Soc. Eng. J. (Sept. 1963) 127-137.
74. Alexander, J.D., Martin, W.L., and Dew, J.W.: "Factors Affecting Fuel Availability and Composition During In-Situ Combustion," J. Pet. Tech. (Oct. 1962) 1154-1164; Trans., AIME, 225.

CAPITULO 5

1. McAdams, W.H.: Heat Transmission, third edition, McGraw-Hill Book Co. Inc., New York City (1954).
2. McAdams, W.H.: "Heat Transmission", third edition, McGraw Hill Book, Co. Inc., New York City (1954) 261.
3. Rohsenow, W.M. y Hartnett, J.P.: Handbook of Heat Transfer, McGraw-Hill Publishing Co. Inc., New York City (1973) 3-121.
4. Ramey, H.J. Jr.: "Wellbore Heat Transmission," J. Pet. Tech. (April 1962) 427-440; Trans., AIME, 225.
5. Willhite, C.P.: "Over-all Heat Transfer Coefficients in Steam and Hot Water Injection Wells," J. Pet. Tech. (May 1967) 607-615.
6. Ramey, H.J. Jr.: "Wellbore Heat Transmission", J. Pet. Tech. (April 1962) 427-435.
7. Satter, A.: "Heat Losses Durin Flow of Steam Down a Wellbore", J. Pet. Tech. (July 1965) 845-851.
8. Marx, J.W. and Langenhelm, R.H.: "Reservoir Heating by Hot Fluid Inyection," Trans., AIME (1959) 216, 312-315.
9. Marx, J.W. and Langenhelm, R.H.: "Authors Replay to H.J. Ramey, Jr., in Response to "Further Discussion of Paper Published in Transaction Volume 216," Trans., AIME (1959) 216, 365.
10. Farouq Ali, S.R.: Oil Recovery by Steam Inyection, Producers Publishing Co. Inc., Bradford, PA (1970).
11. Prats, M.: "The Heat Efficiency of Thermal Recovery Processes," J. Pet. Tech., (March 1969) 323-332 Trans., AIME 246.
12. Lauverier, H.A.: "The Transport of Heat in an Oil Layer Caused by Inyection of Hot Fluid," Applied Scientific Research (1955) 'AS, 145-50.

13. Malofeev, G.E.: "Calculation of the Temperature Distribution in a Formation When Pumping Hot Fluid into a Well," *Neft i Gaz* (1960) 3, No.7, 59-64.
14. Rubinshtein, L.L.: "The Total Heat Losses in Injection of a Hot Liquid into a Stratum," *Neft i Gaz* (1959) 2, No.9, 41-48.
15. Ramey, H.J. Jr.: "Discussion of Reservoir Heating by Hot Fluid Injection," *Trans., AIME* (1959) 216, 364-365.
16. Mandl, G. and Volek, C.W.: "Heat and Mass Transport in Steam-Drive Processes," *Soc. Pet. Eng. J.* (March 1969) 59-79; *Trans., AIME*, 246
17. Pratts, Michael: "Thermal Recovery", 2nd Edition, 1985, Appendix B
18. Gringarten, A.C. and Sauty, J.P.: "A Theoretical Study of Heat Extraction from Aquifers with Uniform Regional Flow," *J. Geophys. Research* (Dec. 1975) 80 No.35, 4956-4962.
19. Ramey, H.J. Jr.: "How to Calculate Heat Transmission in Hot Fluid Injection," *Pet. Eng.* (Nov. 1964) 110-120.
20. Baker, P.E.: "Heat Wave Propagation and Losses in Thermal Oil Recovery Processes," *Proc. Seventh World Petroleum Cong., Mexico City* (1967) 3, 459-470.
21. Satter, A. and Parrish, D.R.: "A Two-Dimensional Analysis of Reservoir Heating by Steam Injection," *Soc. Pet. Eng. J.* (June 1971) 185-197; *Trans., AIME*, 251.
22. Baker, P.E.: "Effect of Pressure and Rate of Steam Zone Development in Steamflooding," *Soc. Pet. Eng. J.* (Oct. 1973) 274-284; *Trans., AIME*, 255.
23. Dillabough, J.A. and Pratts, M.: "Proposed Pilot Test for the Recovery of Crude Bitumen from the Peace River Tar Sands Deposit - Alberta, Canada," *Proc., Simposio Sobre Crujos Pesados, Instituto de Investigaciones Petroleras, U. del Zulia, Maracaibo, Venezuela* (1974).
24. Terwilliger, P.L.: "Fireflooding Shallow Tar Sands - A Case History," paper SPE 5568 presented at the 1975 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Sept. 28 - Oct. 1.
25. Giguere, R.J.: "An In-Situ Recovery Process for the Oil Sands of Alberta," paper presented at the 26th Canadian Chemical Engineering Conference, Toronto, Oct. 3-6, 1976.
26. Clossmann, P.J.: "Steam Zone Growth During Multiple Layer Steam Injection," *Soc. Pet. Eng. J.* (March 1967) 1-10.
27. Chapplear, J.E. and Volek, C.W.: "The Injection of a Hot Liquid into a Porous Medium," *Soc. Pet. Eng. J.* (March 1969) 100-114; *Trans., AIME*, 246.14.
28. Baker, P.E.: "An Experimental Study of Heat Flow in Steam Flooding," *Soc. Pet. Eng. J.* (March 1969) 89-99; *Trans., AIME*, 246.
29. Thomas, G.W.: "A Study of Forward Combustion in a Radial System Bounded by Permeable Media," *J. Pet. Tech.* (Oct. 1963) 1145-1149; *Trans., AIME*, 228.
30. Pratts, M. Jones, R.F. and Truitt, M.E.: "In-Situ Combustion Away from Thin, Horizontal Gas Channels," *Soc. Pet. Eng. J.* (March 1968) 18-32; *Trans., AIME*, 243.

CAPITULO 6

1. Gates, C.F. y Holmes, B.G.: "Thermal Well Completion and Operation," *Proc., Seventh World Pet. Cong., Mexico, City* (1967) 419-429.

2. Giusti, L. E.: "Experiencias de la C.S.V. con la inyección alternada de vapor en la costa Bolívar, estado Zulia," Proc. Simposio sobre crudos pesados, Inst. de Investigaciones Petroleras, U. del Zulia, Maracaibo, July 1-3 1974.
3. Burkhill, G.C.C. y Leal, A.J.: "Aspectos Operacionales de la Inyección Selectiva de Vapor en Pozos de la C.S.V. de la Costa Bolívar, Estado Zulia." Proc. Simposio Sobre Crudos Pesados, Inst. de Investigaciones Petroleras, U. del Zulia, Maracaibo, Julio 1-3 1974.
4. Rincon, A.: "Proyectos Pilotos de Recuperación Térmica en la Costa Bolívar, Estado Zulia," Proc., Simposio Sobre Crudos Pesados, Inst. de Investigaciones Petroleras, U. del Zulia, Maracaibo, July 1-3, 1974.
5. Moran, D.: "Enhanced Recovery Requires Special Equipment," Oil and Gas J. (July 12, 1976) 50-56.
6. Lucas, R.W.: "Dehydration of Heavy Crudes by Electrical Means," paper SPE 1506 presented at the 1966 SPE Annual Meeting, Dallas, Oct. 2-5.
7. Bansbach, P.L.: "The How and Why of Emulsions," Oil and Gas J. (Sept. 7, 1970) 87-93.
8. Bansbach, P.L.: "Treating Emulsions Produced by Thermal Recovery Operations," paper SPE 1328 presented at the 1965 SPE California Regional Meeting, Bakersfield, Nov. 4-5.
9. Burris, D.R.: "Dual Polarity Oil Dehydration," Pet. Eng. (Aug. 1977) 30-41.
10. Reed, M.G.: "Gravel Pack and Formation Sandstone Dissolution During Steam Injection," J. Pet. Tech. (June 1980) 941-949.
11. Fazio, P.J. and Banderob, L.D.: "Thermal Well Problems and Completion Techniques in the Midway-Sunset Field," Prod. Monthly (Nov. 1966) 10-15.
12. Batness, T.A.: "Thermal Recovery: Principles and Practices of Oil Treatment," paper SPE 1266 presented at the 1965 SPE Annual Meeting, Denver, Oct. 3-6.
13. Hall, A.L. y Bowman, R.W.: "Operation and Performance of Slocum Field Thermal Recovery Project," Thermal Recovery Techniques, Reprint Series, SPE, Dallas (1972) 10,144-157.
14. Evers, R.H.: "Mixed Media Filtration of Oily Waste Waters," J. Pet. Tech. (Feb. 1975) 157-163.
15. "Continuous Steam Injection, Heat Scavenging Spark Kern River," Oil and Gas J. (Jan. 27, 1975) 127-147.
16. Snavely, E.S. Jr. and Blount, F.E.: "Rates of Dissolved Oxygen with Scavengers In Sweet and Sour Brines," Proc., NACE25th Annual Conf. (1969) 397-404.
17. Bheda, M. and Wilson, D.B.: "A Foam Process for Treatment of Sour Water," Water-1969, Chem. Eng. Prog. Symposium Series (1969) 274.
18. Martin J.D. and Levanas, L.D.: "Air Oxidation of Sulfide in Process Water," Oil and Gas J. (June 11, 1962) 1184-1187.
19. Hull, R.J.: "The thermosludge Water Treating and Steam Generation Process," J. Pet. Tech. (Dec. 1967) 1537-1540.
20. Fox, R.L., Donaldson, A.B. and Mulac, A.J.: "Development of Technology for Downhole Steam Production", paper SPE9776 presented at the 1981 SPE/DOE Joint Symposium on Enhanced Oil Recovery, Tulsa, April 5-8.
21. Carraway, P.N., Kloth, T.L., and Bull, A.D.: "Co-Generation: A New Energy System to Generate Both Steam and Electricity", paper SPE9907, presented at the 1981 California Regional Meeting, Bakersfield, March 25-26.

22. Stange, L.K.: "Ignition: Key Phase in Combustion Recovery", Pet. Eng. (Nov. 1964) 105-109; (Dec. 1964) 97-106.
23. Foude, A.E., Gregory, G.A., Rhodes, E., and Scott, D.S.: "Problems of Two-Phase Flow in Networks and Metering of Quality Mass Flow and Void Fraction," The Oil Sands of Canada-Venezuela, CIM(1977) Special Vol.17,663-671.
24. Hong, K.C.: "Two-Phase Splitting at a Pipe Tee," J. Pet. Tech. (Feb. 1978) 290-296; Trans. AIME, 265.
25. Palm, J.W., Kirkpatrick, J.W., y Anderson, M.: "Determination of Steam Quality Using an Orifice Meter," J. Pet. Tech. (June 1968) 587-591.
26. Hodgkinson, R.J. y Hugli, A.D.: "Determination of Steam Quality Anywhere in the System," The Oil Sands of Canada-Venezuela, CIM (1977) Special Vol. 17,672,675.
27. Parrish, D.R., Pollock, C.B., y Craig, F.F. Jr.: "Evaluation of COFCAW as a Tertiary Recovery Method, Sloss Field, Nebraska," J. Pet. Tech. (June 1974) 676-686; Trans. AIME, 257.
28. Emery, L.W.: "Results from a Multi-Well Thermal Recovery Test in Southeastern Kansas," J. Pet. Tech. (June 1962) 671-678, Trans. AIME, 225.
29. Clossmann, P.J., Jones E.R., y Vogel, E.A.: "Effect of Heat-Conducting Well Casing on the Temperature Distribution in an Observation Well," Trans., ASME, 101, 20-27.
30. Barber, R.M.: "Trix Liz Fireflood Looks Good," Oil and Gas J. (Jan. 1, 1973) 36-39.
31. Hefling, J.D., Lawrence, T.D., Oliver D., y Koenn, L.: "California Applications of the Continuous Carbon/Oxygen Long, paper presented at 1977 API Meeting, Bakersfield, CA, Oct. 25-27.
32. Gates, C.F. y Ramey, H.J. Jr.: "Field Results of south Belridge Thermal Recovery Experiment," Trans., AIME. (1958) 213, 236-244.
33. de Haan, H.J. y Schenk, L.: "Performance Analysis of a Major Steam Drive Project in the Tia Juana Field, Western Venezuela," J. Pet. Tech. (Jan. 1969) 111-119; Trans., AIME, 246.
34. Matthews, C.S. y Russell, D.G.: Pressure Buildup and Flow Test in Wells, Monograph Series, SPE, Dallas (1967) 1.
35. Earlougher, R.C. Jr.: Advances in Well Test Analysis, Monograph Series, SPE, Dallas (1977) 5.
36. Shore, R.A.: "The Kern River SCAN Automation System-Sample Control, and Alarm Network," paper SPE 4173 presented at the 1972 SPE California Regional Meeting, Bakersfield, Nov. 8-10.
37. de Haan, M.J. y van Lookeren, J.: "Early Results of the First Large-Scale Steam Soak Project in the Tia Juana Field; Western Venezuela," J. Pet. Tech. (Jan. 1969) 101-110; Trans., AIME, 246.
38. Burger, J.G. y Sahuquet, B.C.: "Chemical Aspects of In-Situ Combustion-Heat of Combustion and Kinetics," Soc. Pet. Eng. J. (Oct. 1972) 410-422; Trans., AIME, 253.
39. Dietz, D.M.: "Met Underground Combustion, State of the Art," J. Pet. Tech. (May 1970) 605-617; Trans., AIME, 249.
40. Showalter, M.E., and MacLean, N.A.: "Fireflood at Brea/Olinda Field, Orange County, California," paper SPE 4763 presented at the 1974 SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, April 22-24.
41. Gates, C.F. y Brewer, S.W.: "Steam Injection Into the D. and E Zones, Tulare Formation, South Belridge Field, Kern County, California," J. Pet. Tech. (March 1975) 343-348.
42. Yonde, T.R.: "Specialized Pumping Techniques Applied to a Very Low-Gravity, Sand-Laden Crude-Cat Canyon Field, California," J. Pet. Tech. (Sept. 1982) 1951-1957.

43. Cato, B.V. and Frnka, W.A.: "Results of an Ins-Situ Combustion Pilot Project," Prod. Monthly (June 1968)20-24.
44. Holke, D.C. and Hushner, W.B.: "Thermal Stimulation y Mechanical Techniques Permit Increased Recovery from Unconsolidated Viscous Oil Reservoir," paper SPE 3671 presented at the 1971 SPE California Regional Meeting, Los Angeles, Nov. 4-5.
45. Blakley, W.B.: "Steamed Wells Need Good Completions," Oil and Gas J. (April 4, 1966) 136-138.
46. Van Ginneken, A.J.J. y Klein, J.P.: "The Desulphurization and Purification of Gases," Proc., Ninth World Pet. Cong., Tokyo(1975) 6,107-116.

CAPITULO 7

1. Annual Review of California Oil and Gas Productions, Conservation Committee of California Oil Producers, Los Angeles (yearly through 1979).
2. Summary of Operations of California Oil Fields, California Div. of Oil and Gas, San Francisco (yearly since1915).
3. Moran, D.: "Growth Marks Enhanced Oil Recovery", Oil and Gas J. (March 27, 1978) 113-140.
4. Bleakely, W.B.: "Journal Survey Shows Recovery Projects Up", Oil and Gas J. (March 25 1974) 69-76.
5. Moran, D. y Franco, A.: "Production Reports", Oil and Gas Journal (April 5 1977) 106-138.
6. Matheny, S.L. Jr.: "EOR Methods Help Ultimate Recovery", Oil and Gas J. (March 31 1980) 79-124.
7. Dafter, R.: "Scraping the Barrel -The Worldwide Potential for Enhanced Oil Recovery", Financial Times, London (1980).
8. Dafter, R.: "Winning More Oil", Financial Times, London (1981).
9. Elson, T.D. y Maraden, S.S.: "The Effectiveness of Foaming Agents at Elevated Temperatures over Extended Periods of Time", paper SPE 7116 presented at the 1978 SPE California Regional Meeting, in SPE de 1978, San Francisco, 12-14 de April.
10. Kuznesa, V.A., Hammershalm, E.C. y Doscher, T.H.: "Improved Steam Flooding by Use of Additives", U.S. DOE, Oakland, Ca. (Dec. 1979).
11. Robinson, R.J., Bursell, C.C. y Restine, J.L.: "A Caustic Steamflood -Kern River Field, California", paper SPE 6523 presented at the 1977 SPE California Regional Meeting, Bakersfield, April 13-15.
12. Cady, G.V. y Moss, J.T.: "The Design and Installation of an Oxygen Supported Combustion Project in the Lindbergh Field, Alberta, Canada", paper presented at the 1981 World Oil and Gas Show, Dallas, Dec. 14-17.
13. Moss, J.T. y Cady, G.V.: "Laboratory Investigation of the Oxygen Combustion Process for Heavy Oil Recovery", paper SPE 10706 presented at the 1982 SPE California Regional Meeting, San Francisco, March 24-26.
14. Grant, B.F., "Retorting Oil Shale Underground-Problems and Possibilities," Quarterly, Colorado School of Mines, Golden (July 1974)39-46.
15. Elder, J.L.: "The Underground Gasification of Coal," Chemistry of Coal Utilization, Supplemtary Volume, H.H. Lowry (ed), John Wiley & Sons Inc., New York City (1963).

16. Gregg, D.W. Hill, R.W. y Oiness, D.U.: "An Overview of the Soviet Effort In Underground Coal Gasification," UCRL-52004, Lawrence Livermore Natl. Laboratory, Livermore, CA(Jan.29,1976).
17. Schrider, L.A. y Whieldon, C.E.: "Underground Coal Gasification-A Status Report," J. Pet. Tech. (Sept.1977).1179-1185.
18. Synthetic Fuels, Cameron Engineers Inc., Denver (March.1978)4-2.
19. Stewart, R.E.D.: "Utilization of Low BTU Gas From In-Situ Coal Gasification for On-Side Power Generation," Proc., Second Annual Underground Coal Gasification Symposium, Morgantown Energy-Research Center, U.S. DOE, Morgantown WV(1976)MERC/SP-76/3.
20. Synthetic Fuels Data Handbook, Cameron Engineers Inc., Denver (1975).
21. Wieber, P.R. y Sikri, A.P.: "The 1976 ERDA In-Situ Coal Gasification Program," Proc., Second Annual Underground Coal Gasification Symposium, Morgantown Energy Research Center, U.S. DOE, Morgantown, WV(1976)MERC/SP-76/3.
22. Datta, R.: "An Ammonia Injection Scheme for Fracturing and Permeability Enhancement of Coal Beds," Proc., Second Annual Underground Coal Gasification Symposium, Morgantown Energy Research Center, U.S. Doe, Morgantown, WV(1976)MERC/SP-76/3.
23. Drinkard, G., Prats, M., y O'Brien, S.M.: "Coal Disaggregation by Basic Aqueous Solution for Slurry Recovery," U.S. Patent No. 4,023,193(June 1977).
24. Synthetic Fuels, Cameron Engineers Inc., Denver (June 1977)4-11 y 4-14.
25. Ricketts, T.E.: "Occidental's Retort 6 Rubblizing y Rock Fragmentation Program," Proc. 13th Oil Shale Symposium, Colorado School of Mines, Golden (1980)46-61.
26. Todd, J.C. y Howell, E.P.: "Numerical Simulation of In Situ Electrical Heating To Increase Oil Mobility," Oil Sands of Canada-Venezuela, CIM(1977) Special Vol. 17,19.
27. Bell, C.W. y Titus, C.H.: "Electro-Thermal Process for Promoting Oil Recovery," Canada Patent 932-657 (Aug.28,1973).
28. Abernethy, E.R.: "Production Increase of Heavy Oil by Electromagnetic Heating," J. Cdn. Pet. Tech. (July.Sept.1976)91-97.
29. Bridges, J.E., Tafione, A., y Snow, R.M.: "Met Energy Recoveries for the In-Situ Dielectric Heating of Oil Shale," Proc., 11th Oil Shale Symposium, Colorado School of Mines, Golden(1978)311-330.
30. "Petro-Canada Uses Electricity Before Steam," Enhanced Recovery Week (sept. 14,1981)2.
32. Rodriguez Nieto, R.: "Programa de Recuperacion Secundaria de Hidrocarburos", Revista Ingenieria Petrolera (Febrero 1989), Pag 19.
33. "AC Current Heats Heavy Oil for Extra Recovery," World Oil (May1970) 83-86.
34. Matland, N.L.: "Project Oil Sand," Athabasca Oil Sands: A Collection of Papers, N.A. Carriqum (ed.), Research Council of Alberta, Edmonton, Canada (1963)143-155.

NOMENCLATURA

SIMBOLO	DESCRIPCION	UNIDADES USUALES
a_R	Aire requerido para quemar a través de la formación	$Mpie^3 c.s./pie^3$
a^*_R	Aire inyectado para quemar a través de la formación	$Mpie^3 c.s./pie^3$
A	Area	pie^2
A_p	Area del arreglo de pozos	acres
A_ψ	Area acumulativa a lo largo de un tubo de flujo	acres
B_v	Factor de volumen del gas de formación	bl c.y./ $pie^3 c.s.$
B_o	Factor de volumen del aceite de formación	bl c.y./bl c.s.
B_w	Factor de volumen del agua de formación	bl c.y./bl c.s.
$c_{o,w,g}$	Compresibilidad (aceite, agua, gas)	$(lb/pg^2)^{-1}$
c	Concentración	lbm/ pie^3 peso % volumen % lbm mol/ pie^3 lbm/lbm-mol
c_{oa}	Compresibilidad aparente del aceite	$(lb/pg^2)^{-1}$
c_{pr}	Compresibilidad pseudoreducida	-----
c_{wa}	Compresibilidad aparente del agua	$(lb/pg^2)^{-1}$
C	Calor especifico isobárico	Btu/lbm-°F
C_v	Capacidad calorífica a volumen constante	Btu/lbm-°F
C_σ	Calor especifico isobárico de los sólidos en la matriz del yacimiento	Btu/lbm-°F
d	Diámetro del grano	cm
D	Coefficiente de dispersión	$pie^2/día$
D	Profundidad	pie
D_c	Profundidad a la cual la calidad del vapor es cero en un pozo	pie

	inyector	
D_M	Difusividad molecular	pie ² /día
e	Energía interna por unidad másica	Btu/lbm
e_t	Energía total por unidad másica	Btu/lbm
E	Energía de activación	Btu/lbm-mol
E	Eficiencia	-----
E_{cb}	Fracción de aceite desplazado del volumen quemado producido durante la combustión húmeda	-----
E_c	Fracción de aceite desplazado producido	-----
E_{comp}	Eficiencia volumétrica de compresión	-----
E_h	Eficiencia calorífica, fracción del calor inyectado presente en el yacimiento	-----
$E_{h,s}$	Eficiencia calorífica de la zona de vapor, fracción del calor inyectado presente dentro de la zona de vapor	-----
$E_{s,v}$	Eficiencia del barrido vertical de la zona de vapor	-----
E_R	Eficiencia de la extracción de aceite	-----
E_{Rhw}	Fracción potencial de extracción del aceite original debido a una inyección de agua caliente	-----
E_{O_2}	Eficiencia del consumo de oxígeno	-----
E_{O_2}	Eficiencia promedio del consumo de oxígeno	-----
f	Fracción del volumen de gas no condensable en la fase gaseosa	-----
f_{cy}	Espacio libre del cilindro	-----
f_{hv}	Fracción del calor inyectado en forma de vapor	-----
f_{HD}	Función que representa la pérdida	-----

	horizontal de calor desde la zona de vapor durante la inyección cíclica de vapor	
f_o	Fracción de una corriente multifásica que es aceite	-----
f_{PD}	Función que representa la pérdida de calor mediante los fluidos producidos	-----
f_q	Contenido de cuarzo en la arena como fracción volumétrica de los sólidos	-----
f_s	Calidad del vapor o la fracción del peso de vapor seco en una mezcla de agua	-----
f_{adh}	Calidad del vapor inyectado a condiciones de fondo	-----
f_{sb}	Calidad del vapor a la salida de la caldera	-----
$f(t_D)$	Función del tiempo que refleja el cambio efectivo de la resistencia térmica de la tierra	-----
f'_0	Fracción del calor generado in-situ y transferido corriente abajo del frente de combustión	-----
f_{VD}	Función que representa el calor perdido verticalmente desde la zona de vapor durante la inyección cíclica de vapor	-----
f_w	Fracción de una corriente multifásica que es agua	-----
f'_w	Derivada de la curva f_w vs. S_w	-----
F_{ao}	Aire inyectado por unidad de aceite producido, relación aire/aceite	Mpie ³ c.s./bl
F_{comp}	Relación de compresión total	-----
F_C	Factor geométrico	-----
F_i	Factor de heterogeneidad	-----
F_o	Volumen de aceite desplazable, como	-----

	fracción del volumen total del yacimiento	
F_{os}	Aceite producido por unidad de vapor inyectado o relación aceite/vapor	bl/bl
F_R	Factor de resistividad de formación	-----
F_{sc}	Relación de compresión por etapa	-----
F_{so}	Vapor inyectado por unidad de aceite producido o relación vapor/aceite	bl/bl
F_v	Relación de la velocidad del frente de convección con respecto a la del frente de combustión	-----
F_{wa}	Relación agua aire	bl/Mpie ³ c.s.
$F_{\Delta h}$	Relación de entalpía de vapor/yacimiento	-----
F_{μ}	Relación de viscosidades	-----
F_{η}	Relación del flujo vertical dispersivo de oxígeno con respecto al flujo horizontal convectivo del calor	-----
g	Constante de aceleración de la gravedad	32.17405 pie/s ²
g_c	Factor de conversión en la segunda Ley de movimiento de Newton	32.17405 lbm-pie/lbf-seg ²
g_c	Gradiente de temperatura geotérmica	°F/pie
G_a	Total de aire inyectado	MMpie ³ c.s.
ΔG_a	Cambio en G	-----
h	Entalpía por unidad másica	Btu/lbm
h	Coefficiente de transferencia de calor	Btu/pie ² dia-°F
h	Espesor del yacimiento	pie
h_d	Coefficiente de la transferencia de calor debido a la suciedad o escama	Btu/pie ² dia-°F
h_f	Entalpía del fluido	Btu/lbm .
h_i	Entalpía de la fase i	Btu/lbm

h_n	Espesor neto del yacimiento	pie
h_{Tc}	Coficiente de la transferencia de calor debido a la radiación y convección naturales	Btu/pie ² ·día-°F
$h_{Tcf,an}$	Coficiente de la transferencia anula de calor debido a la radiación y convección forzada	Btu/pie ² ·día-°F
$h_{Tc,an}$	Coficiente de la transferencia anula de calor debido a la radiación y convección	Btu/pie ² ·día-°F
h_s	Entalpía del vapor seco	Btu/lbm
h_t	Espesor bruto del yacimiento	pie
i	Gasto de inyección	bl/día
i_D	Gasto adimensional de inyección	
I	Corriente eléctrica	A
I	Inyectividad o capacidad de flujo entre pozos	bl/lb/pg ² -día
I_D	Inyectividad adimensional	
J	Equivalente mecánico del calor	778 pie lbf/Btu
J	Productividad o capacidad de flujo entre pozos	bl/lb/pg ² -día
J_h	Productividad después de la estimulación térmica	bl/lb/pg ² -día
k	Permeabilidad	md
k_a	Permeabilidad absoluta	md
$k_{a,d}$	Permeabilidad absoluta corriente abajo del frente de desplazamiento	md
$k_{a,u}$	Permeabilidad absoluta corriente arriba del frente de desplazamiento	md
k_e	Permeabilidad efectiva	md
k_r	Permeabilidad relativa	-----
k_{rg}	Permeabilidad relativa al gas	-----
k_{ro}	Permeabilidad relativa al aceite	-----
k_{rs}	Permeabilidad relativa al vapor	-----
k_{rw}	Permeabilidad relativa al agua	-----
$k_{rw,d}$	Permeabilidad relativa al agua corriente abajo del frente de	-----

	desplazamiento	
K	Gasto de oxígeno que ha reaccionado por unidad de combustible	lbm/día-lbm
K_{o_2}, K_{v_2}	Relaciones de equilibrio	lbm mol/lbm mol
L	Distancia entre pozos	pie
L	Longitud	pie
L_v	Calor latente de vaporización	Btu/lbm
L_{vb}	Calor latente de vaporización a la salida de la caldera	Btu/lbm
L_{vdh}	Calor latente de vaporización a condiciones de fondo	Btu/lbm
m	Masa	lbm
m	Relación molar CO_2/CO	-----
m'	Relación molar $CO/(CO+CO_2)$	-----
m_E	Masa del combustible quemado por unidad de volumen en ensayos de laboratorio	lbm/pie ³
m_A	Masa del combustible quemado por unidad de volumen del yacimiento	lbm/pie ³
M	Relación de movilidad de fluidos confluyentes	-----
M	Peso molecular	-----
M	Capacidad calorífica isobárica volumétrica (ρC)	Btu/pie ³ -°F
M_{rq}	Relación de movilidad equivalente por desplazamiento de fluidos condensables	-----
M_f	Capacidad calorífica volumétrica del fluido	Btu/pie ³ -°F
M_R	Capacidad calorífica volumétrica del yacimiento	Btu/pie ³ -°F
M_{Res}	Capacidad calorífica volumétrica efectiva de la zona de vapor, despreciando las contribuciones debido al vapor	Btu/pie ³ -°F
M_s	Capacidad calorífica volumétrica de las formaciones adyacentes a la	Btu/pie ³ -°F

	zona calentada	
$M_{w,o}$	Relación de movilidad agua/aceite	-----
M_G	Capacidad calorífica volumétrica de los sólidos del yacimiento	Btu/pie ³ -°F
$(M\bar{v})_u$	Valor promedio de $M\bar{v}$ en las formaciones que rodean a la zona de vapor	Btu/pie ² -día ^{1/2}
n	Orden de la reacción	-----
n_C	Número de componentes	-----
n_{CS}	Número de etapas de compresión	-----
n_i	Número de inyectores	-----
n_P	Número de productores	-----
n_P	Número de fases	-----
n_{str}	Número de emboladas por minuto	1/min
n_T	Número de zonas de temperatura	-----
h	Relación de moles de oxígeno que han reaccionado con el CO ₂ generado	-----
N_{Gr}	Número de Grashof	-----
N_P	Producción de aceite acumulada	bl
N_{Pr}	Número de Prandtl	-----
N_{Re}	Número de Reynolds	-----
p	Presión	lb/pg ²
p_{ab}	Presión absoluta	lb/pg ² abs
$p_{ab,dia}$	Presión de descarga de la etapa de compresión	lb/pg ² abs
$p_{ab,fin}$	Presión final de compresión	lb/pg ² abs
$p_{ab,int}$	Presión de entrada en la etapa de compresión	lb/pg ² abs
$p_{ab,suc}$	Presión de entrada en la primera etapa de compresión	lb/pg ² abs
p_b	Presión del punto de burbujeo	lb/pg ² abs
$p_{c,j}$	Presión crítica del componente j	lb/pg ² abs
p_i	Presión inicial	lb/pg ²
p_{idh}	Presión de inyección en el fondo del agujero	lb/pg ²
p_{inj}	Presión de inyección	lb/pg ²
p_p	Presión de producción	lb/pg ²

P_{pc}	Presión pseudocrítica	lb/pg ² abs
P_{pdh}	Presión de producción en el fondo del agujero	lb/pg ²
P_{pr}	Presión pseudoreducida	lb/pg ²
P_{Rs}	Presión estática del yacimiento	lb/pg ²
P_v	Presión parcial del vapor, presión del vapor saturado	lb/pg ² abs
P_{sc}	Presión a condiciones estándar	lb/pg ² abs
P_{O_2}	Presión parcial del oxígeno	lb/pg ² abs
P_r	Presión de referencia	lb/pg ² abs
$\Delta p/\Delta n$	Gradiente de presión normal al frente de desplazamiento	lb/pg ² /pie
P	Potencia	kW
P_r	Potencia en la ubicación de referencia	kW
q	Gasto de producción, gasto de flujo	bl/día
q_{gh}	Gasto de producción de gas después de la estimulación térmica	bl/día
q_k	Gasto de producción del pozo K	bl/día
q_o	Gasto de producción de aceite	bl/día
q_{oh}	Gasto de producción de aceite después de la estimulación térmica	bl/día
$(q_{ch})_{max}$	Gasto máximo de producción de aceite después de la estimulación térmica	bl/día
q_{sc}	Gasto de flujo a condiciones estándar	bl/día
q_{wh}	Gasto de producción de agua después de la estimulación térmica	bl/día
q_w	Gasto de flujo dentro de un tubo de análisis	bl/día
Q	Cantidad de calor en el yacimiento	Btu
Q_i	Calor acumulativo inyectado	Btu
Q_{id}	Calor acumulativo inyectado, adimensional	-----
Q_l	Cantidad de calor perdido	Btu
Q_{ls}	Calor perdido por unidad de	Btu/pie

	longitud	
\dot{Q}_{max}	Calor en el yacimiento al final del ciclo de inyección de vapor	bl/día
\dot{Q}_1	Gasto de energía utilizada de las fuentes	Btu/día
\dot{Q}_{10}	Gasto de inyección de calor	Btu/día
	Gasto adimensional de inyección de calor	----
$\dot{Q}_{1,N}$	Gasto de inyección de calor después del N-ésimo paso de cambio	Btu/día
\dot{Q}_l	Gasto de pérdida de calor	Btu/día
\dot{Q}_{ls}	Gasto de pérdida de calor por unidad de longitud	Btu/día-pie
$\dot{Q}_{p,dh}$	Gasto de retiro de calor del yacimiento mediante los fluidos producidos	Btu/día
\dot{Q}_v	Gasto de inyección de calor latente	Btu/día
r	Radio	pie
r_B	Distancia radial hasta el fondo de la zona de vapor	pie
r_{ci}	Radio interno del revestimiento	pie
r_{co}	Radio externo del revestimiento	pie
r_e	Radio externo	pie
r_{Es}	Radio alterado en la tierra alrededor del agujero	pie
r_{gr}	Radio del grano (de roca)	pie
r_h	Radio de la zona calentada o de la zona de vapor	pie
r_H	Radio hidráulico equivalente, definido como dos veces el área transversal para el flujo dividido por el perímetro total con el que hace contacto el fluido	pie
r_{ins}	Radio externo del recubrimiento	pie

	aislante	
r_i	Radio interno	pie
r_o	Radio externo	pie
r_r	Distancia radial hasta el tope de la zona de vapor	pie
r_w	Radio del pozo	pie
r_{w_e}	Radio aparente del pozo	pie
r_i	Radio específico	pie
R	Constante universal del gas	1.9858 Btu/°R-lbm-mol
R_e	Resistencia eléctrica	Ω
R_h	Resistencia térmica específica completa	°F-pie-día/Btu
R'_h	Resistencia térmica específica completa del agujero	°F-pie-día/Btu
R_s	Relación gas disuelto/aceite	Mpie ³ c.s./bl
R_{s_w}	Cantidad de gas disuelto en el agua	Mpie ³ c.s./bl
s	Daño periférico	-----
s_h	Daño periférico después de la estimulación térmica	-----
S	Saturación	-----
S_g	Saturación de gas	-----
S_{g^i}	Saturación inicial de gas	-----
S_i	Saturación de la fase i	-----
S_{i_w}	Saturación de agua irreductible	-----
S_o	Saturación de aceite	-----
S_{o_f}	Saturación de aceite quemado	-----
S_{o^i}	Saturación inicial de aceite	-----
$S_{o,ob}$	Saturación de aceite en el banco de aceite	-----
S_{o_r}	Saturación de aceite residual	-----
S_r	Saturación reducida	-----
S_s	Saturación del vapor	-----
S_w	Saturación de agua	-----
$S_{w,d}$	Saturación de agua corriente abajo del frente de desplazamiento	-----
S_{w_f}	Saturación de agua resultante de la combustión	-----

S_{wi}	Saturación inicial de agua	----
\bar{S}	Saturación promedio	----
$\bar{S}_{o,wr}$	Saturación promedio de aceite en la zona barrida en una inyección de agua corriente	----
$\bar{S}_o(T_1)$	Saturación promedio de aceite en la zona barrida en una inyección de agua caliente	----
\bar{S}_w	Saturación promedio de agua	----
t	Tiempo	día
t_{cD}	Tiempo crítico adimensional	----
t_D	Tiempo adimensional	----
t_{iq}	Tiempo de ignición	día
t_j	Tiempo al cual ocurre el cambio del paso j-ésimo	día
t_{min}	Tiempo mínimo requerido para alcanzar el estado estacionario	día
t_p	Duración de la producción	día
T	Temperatura	°F
	Transmisividad (kh/ μ)	md-pie/cP
	Transmisividad efectiva de la fase i	md-pie/cP
	Transmisividad efectiva del vapor	md-pie/cP
	Transmisividad de la fase i	md-pie/cP
T_A	Temperatura del ambiente	°F
T_{ab}	Temperatura absoluta	°R
$T_{ab,dis}$	Temperatura de descarga	°R
$T_{ab,int}$	Temperatura de succión	°R
T_{abi}	Temperatura absoluta inicial	°R
T_b	Temperatura del fluido	°F
T_{ci}	Temperatura en la pared interna de la TR	°F
T_{cj}	Temperatura crítica del componente j	°R
$T_c(z)$	Temperatura de las tierras no afectadas a profundidad z	°F

T_i	Temperatura inicial	°F
T_{ldh}	Temperatura de fondo durante la inyección de vapor	°F
T_{inj}	Temperatura de inyección	°F
T_{ins}	Temperatura en la superficie exterior del recubrimiento aislante de la tubería	°F
T_j	Temperatura en la zona j-ésima	°F
T_{pc}	Temperatura pseudocrítica	°R
T_{pdh}	Temperatura de fondo durante la producción del pozo	°F
T_{pr}	Temperatura pseudoreducida	-----
T_r	Temperatura de referencia	°F
T_v	Temperatura del vapor	°F
T_{sb}	Temperatura del vapor a la salida de la caldera	°F
T_{sc}	Temperatura a condiciones estándar	°R
T_s	Temperatura superficial	°F
\bar{T}	Temperatura promedio	°F
\bar{T}_{en}	Temperatura promedio en el espacio anular	°F
u	Flujo volumétrico, gasto por sección transversal	pie ³ /pie ² -día
u_a	Flujo de aire	pie ³ c.s./pie ² -día
u_d	Flujo volumétrico corriente abajo del frente de desplazamiento	pie ³ /pie ² -día
u_D	Flujo adimensional	-----
u_e	Flujo de carga eléctrica o densidad de la corriente	A/pie ²
u_e	Flujo total de energía	Btu/pie ² -día
u_h	Flujo de calor	Btu/pie ² -día
u_i	Flujo volumétrico de la fase i	pie ³ /pie ² -día
u_m	Flujo másico total	lbm/pie ² -día
u_{m1x}	Flujo mínimo de aire	pie ³ c.s./pie ² -día
u_r	Flujo de calor por radiación	Btu/pie ² -día
u_s	Flujo de vapor	pie ³ /pie ² -día
u_t	Flujo de calor convectivo	Btu/pie ² -día

u_u	Flujo volumétrico corriente arriba del frente de desplazamiento	pie ³ /pie ² -día
u_w	Flujo de agua	pie ³ /pie ² -día
u_η	Flujo másico difusivo	lbm/pie ² -día
u_λ	Flujo de calor conductivo	Btu/pie ² -día
U	Coefficiente total de transferencia de calor	Btu/pie ² -día-F
$U(x)$	Función unitaria, igual a cero para $x < 0$, igual a 1 para $x > 0$.	-----
v	Velocidad del fluido (u/ϕ)	pie/día
v_b	Ritmo de avance del frente de combustión	pie/día
v_T	Ritmo de avance del frente de calor convectivo	pie/día
v_w	Velocidad del viento	millas/hr
V	Variación de la permeabilidad	-----
V	Volumen	pie ³
V_d	Volumen total desplazado	Mpie ³ c.s. pie ³ c.s.
V_e	Voltage	acre-pie
$V_{e,w}$	Voltage en el agujero	v
V_o	Volumen de aceite	bl
V_{ob}	Volumen del banco de aceite	acre-pie
V_{oi}	Volumen inicial de aceite	bl
V_p	Volumen poroso	pie ³
V_P	Volumen del patrón de pozos	acre-pie
V_R	Volumen del yacimiento	acre-pie
V_{Rb}	Volumen quemado del yacimiento	acre-pie
$(V_{Rb})_{max}$	Volumen máximo quemado del yacimiento	acre-pie
V_s	Volumen de la zona de vapor	acre-pie
V_{sD}	Volumen adimensional de la zona de vapor	-----
$V_{s,ss}$	Volumen de la zona de vapor en estado estacionario	acre-pie
$(V_s)_{max}$	Volumen de la zona al final de la	acre-pie

	inyección de vapor	
V_{str}	Volumen máximo desplazado por un pistón	pg^3
w	Gasto másico	lbm/día
w_i	Gasto másico de inyección	lbm/día
$w_{i,v}$	Gasto másico de inyección de vapor	lbm/día
w_j	Gasto de la fuente másica del componente j	lbm/día
w_s	Gasto másico de flujo de vapor seco	lbm/día
w_t	Gasto másico total	lbm/día
w_w	Gasto másico del agua	lbm/día
W_i	Agua inyectada acumulativa	bl
$W_{i,0}$	Agua inyectada acumulativa adimensional	-----
W_p	Producción acumulativa de agua	bl
$W_{v,0}$	Volumen adimensional de vapor inyectado	-----
$W_{v,eq}$	Volumen equivalente de vapor inyectado	bl
x	Átomos de hidrógeno por átomo de carbono en el combustible quemado	-----
x	Distancia a lo largo de la ordenada x	pie
x'	Variable de integración	-----
$ x $	Magnitud de x	pie
x,y,z	Distancias desde el origen y a lo largo de los ejes x,y,z	pie
x_D	Distancia adimensional	-----
$x_{o,j}$	Fracción molar del componente j en la fase aceite	lbm-mol/lbm-mol
$x_{w,j}$	Fracción molar del componente j en la fase agua	lbm-mol/lbm-mol
y	Distancia a lo largo de la coordenada y	pie
y_j	Fracción molar del componente j en la fase gas	lbm-mol/lbm-mol
z	Distancia a lo largo de la	pie

	ordenada vertical, positiva hacia arriba a menos que se indique lo contrario	
z	Factor de supercompresibilidad	-----
z_D	Distancia vertical adimensional	-----
z_{fin}	Supercompresibilidad en la descarga de la última etapa de compresión	-----
Δz_s	Espesor de la zona de vapor	pie
z_{suc}	Supercompresibilidad en la succión de la primera etapa de compresión	-----
Z	Cantidad real igual a $x_D/2\sqrt{t_D - x_D}$	-----
α	Difusividad térmica	pie ² /día
α_e	Coefficiente de la absorción de la potencia electromagnética	1/pie
α_E	Difusividad térmica de la tierra	pie ² /día
α_{in}	Difusividad térmica de la caliza	pie ² /día
α_R	Difusividad térmica del yacimiento	pie ² /día
α_S	Difusividad térmica de las formaciones adyacentes a la zona calentada	pie ² /día
α_{sh}	Difusividad térmica de la lutita	pie ² /día
β	Relación molar de CO/CO ₂	lbm-mol/lbm-mol
β_g	Coefficiente de expansión volumétrica del gas	térmica 1/°F
β_o	Coefficiente de expansión volumétrica del aceite	térmica 1/°F
γ	Gravedad específica	-----
γ_g	Gravedad específica del gas	-----
γ_o	Gravedad específica del aceite	-----
Δh_A	Calor de combustión por unidad de volumen de aire que ha reaccionado	Btu/pie ³ c.s.
Δh_f	Calor de combustión por masa de combustible	Btu/lbm
Δh_{O_2}	Calor de la reacción por unidad de oxígeno	Btu/lbm
Δh_r	Calor de reacción	Btu/lbm

Δp	Caída de presión	lb/pg ²
Δp^2	Diferencia del cuadrado de las presiones	(lb/pg ²) ²
Δp_D	Caída adimensional de presión	-----
$\Delta p_{j,k}$	Caída de presión entre los pozos J y K	lb/pg ²
ΔQ_j	Paso j-ésimo en el cambio del gasto de inyección de calor	Btu/día
Δr	Distancia radial	pie
ΔS_o	Saturación de aceite desplazado	-----
Δt	Tiempo transcurrido desde que el vapor al punto donde Δz_j debe ser calculada	día
ΔT	Aumento de la temperatura	°F
ΔT_D	Aumento adimensional de la temperatura	-----
ΔT_i	Temperatura de inyección por encima de la temperatura inicial del yacimiento	°F
ΔT_{max}	Aumento máximo de la temperatura	°F
ΔT_{pdh}	Temperatura de los fluidos producidos, por encima de la temperatura inicial del yacimiento	°F
ΔT_{te}	Aumento de la temperatura a la cual la sarta de TR está en tensión	°F
ΔT_{yp}	Aumento de temperatura a la cual la sarta de TR bajo compresión llega a su punto cedente	°F
ΔV_o	Caída de voltage	V
Δz	Incremento en z	pie
Δz_D	Cambio en la distancia vertical, adimensional	-----
$\Delta \rho$	Diferencia de densidad	lbm/pie ³
$\Delta \psi$	Incremento en la función de flujo	-----
c	Emisividad	-----
c_i	Emisividad de la pared interna de la TR	-----

ϵ_o	Emisividad en la superficie externa de la TR	-----
η_n	Fracción del calor generado por los calentadores de fondo que entra en la formación	-----
θ_c	Angulo de contacto	grado (°)
θ	Angulo de buzamiento	grado (°)
λ	Movilidad del fluido	md/cP
λ	Conductividad térmica	Btu/pie-día-°F
λ_a	Conductividad térmica del aire	Btu/pie-día-°F
$\lambda_{a,an}$	Conductividad térmica del aire en el espacio anular	Btu/pie-día-°F
λ_{cem}	Conductividad térmica del cemento	Btu/pie-día-°F
λ_E	Conductividad térmica de la tierra	Btu/pie-día-°F
λ_{Ea}	Conductividad térmica de la tierra en la zona alterada alrededor del agujero	Btu/pie-día-°F
λ_{ins}	Conductividad térmica del recubrimiento aislante	Btu/pie-día-°F
λ_l	Conductividad térmica del líquido	Btu/pie-día-°F
λ_p	Conductividad térmica de la tubería	Btu/pie-día-°F
λ_R	Conductividad térmica del yacimiento	Btu/pie-día-°F
$\lambda_{R,d}$	Conductividad térmica de la formación seca	Btu/pie-día-°F
$\lambda_{R,l}$	Conductividad térmica de la formación saturada	Btu/pie-día-°F
$\lambda_{R,o}$	Conductividad térmica del yacimiento en ausencia del flujo de fluidos	Btu/pie-día-°F
λ_s	Conductividad térmica de las formaciones adyacentes en la zona calentada	Btu/pie-día-°F
λ_{sh}	Conductividad térmica de la lutita	Btu/pie-día-°F
λ_w	Conductividad térmica del agua	Btu/pie-día-°F
μ	Viscosidad	cP
μ_a	Viscosidad del aire	cP

μ_g	Viscosidad del gas	CP
μ_{ga}	Viscosidad del gas a 1 atm.	CP
μ_l	Viscosidad de la fase l	CP
μ_o	Viscosidad del aceite	CP
μ_{oh}	Viscosidad del aceite después de la estimulación térmica	CP
μ_v	Viscosidad del vapor	CP
μ_w	Viscosidad del agua	CP
ν	Viscosidad cinemática	cSt
ν_v	Viscosidad cinemática del vapor	cSt
ν_w	Viscosidad cinemática del agua	cSt
$\nu_{w,d}$	Viscosidad cinemática del agua corriente abajo del frente de desplazamiento	cSt
ρ	Densidad	lbm/pie ³
ρ_f	Densidad del fluido	lbm/pie ³
ρ_g	Densidad del gas	lbm/pie ³
ρ_l	Densidad de la fase l	lbm/pie ³
ρ_{wh}	Densidad del agua a condiciones de inyección en el fondo	lbm/pie ³
ρ_o	Densidad del aceite	lbm/pie ³
ρ_v	Densidad del vapor seco	lbm/pie ³
ρ_w	Densidad de la fase agua	lbm/pie ³
ρ_σ	Densidad de los sólidos en la formación	lbm/pie ³
σ	Conductividad eléctrica	mho/m
σ	Tensión interfacial	dina/cm
σ	Constante de Stefan-Boltzmann	4.13×10^{-8} Btu/pie-día-°R ⁴
ϕ	Porosidad	-----
ϕ	Porosidad en laboratorio	-----
ϕ	Potencial del fluido	varias
ψ	Función de la corriente (flujo)	varias

NOTA: EL PIE CUBICO ESTANDAR (PIE³) Y EL BARRIL (BL) SON MEDIDOS A 60°F Y 14.696 LB/PG² ABS; EL METRO CUBICO ES MEDIDO A 15°C Y A 100 MPA (10 BAR).