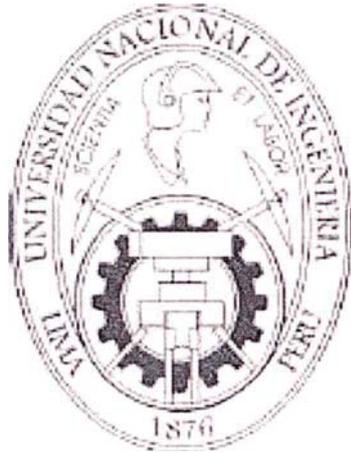


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

**FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO
GAS NATURAL Y PETROQUIMICA**



"SIMULACION NUMERICA DEL MECANISMO DE RECUPERACION
MEJORADA POR MICROORGANISMOS"

TESIS

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO DE PETROLEO

PRESENTADO POR:

EDWARD GONZALEZ RIOS

LIMA, PERU

2008

Dedicatoria

A mis padres y a mi familia por su apoyo incondicional en todo aspecto de mi vida, a mis profesores a quienes admiro, a mis amigos en los que confío.

TABLA DE CONTENIDOS

1.	INTRODUCCION	3
	1.1 Marco teórico	3
	1.1.1 Antecedentes experimentales	3
	1.1.2 Antecedentes matemáticos	4
2.	MECANISMO DE FUNCIONAMIENTO	5
	2.1 Efecto de los gases	5
	2.2 Efecto de los ácidos	7
	2.3 Efecto del alcohol	8
	2.4 Efecto de los biopolímeros	9
	2.5 Efecto de los biosurfactantes	9
	2.6 Efecto de la alteración de la mojabilidad	10
	2.7 Evidencia experimental de la recuperación de petróleo por Microorganismos	11
	2.7.1 Equipos Experimentales y Procedimientos	11
	2.7.2 Resultados de la evidencia experimental	14
	2.8 Comparación de mecanismos	19
3.	PROCESO DE TRANSPORTE DE LOS MICROORGANISMOS EN EL MEDIO POROSO	26
	3.1 Factores a tomar en cuenta	29
4.	MODELO MATEMATICO	33
	4.1 Modelos Matemáticos	33
	4.1.1 Formulación del modelo de petróleo negro.	34
	4.1.2 Componentes de la fórmula de transporte	38
	4.1.3 Crecimiento bacterial, generación metabólica de bio- productos y Formulación de la relación de consumo de nutrientes	42
5.	APLICACION EN CAMPOS MADUROS	44
	5.1. MEOR Comparado Con Otros Métodos de Recuperación	46
	5.2 Eficiencia del Rendimiento del MEOR	47
	5.3 Identificación de diversas variables que deben Ser consideradas antes de aplicar MEOR	48
	5.3.1 Selección del reservorio	48
	5.3.2 Seleccionar la bacteria adecuada	52
	5.3.3 Seleccionar los nutrientes para las bacterias	53
	5.3.4 Prueba piloto	54
	5.4 Aplicación de MEOR a proyectos y estrategias de campo	55
	5.4.1 Estudio de Factibilidad	56
	5.4.2 Estudio Experimental y prueba piloto	58

6.	SIMULACION DE UN RESERVORIO MODELO	64
	6.1 Descripción del proceso	65
	6.2 Resultados	65
7.	CONCLUSIONES	77
	BIBLIOGRAFIA	79
	INDICE DE ABREVIATURAS	81
	APENDICE A	82
	Archivos de entrada para correr el simulador	82
	Archivo de salida del simulador	83

CAPITULO 1

INTRODUCCION

En la actualidad es de suma importancia la necesidad del ser humano por mayores recursos energéticos, la búsqueda de nuevas reservas de hidrocarburos (particularmente petróleo).

En la búsqueda de mayores reservas, dos estrategias se están usando: a) Ubicar nuevos reservorios, b) extraer el petróleo que aun queda en los campos maduros con la ayuda de nuevas tecnologías y métodos de recuperación mejorada.

La recuperación mejorada de petróleo por microorganismos o MEOR* surge como respuesta a la búsqueda de métodos que se puedan aplicar a campos maduros para aumentar el factor de recuperación.

Se aplica la recuperación mejorada a campos maduros o marginales debido a que la recuperación del petróleo remanente se hace después de métodos de recuperación primarios y secundarios.

En el proceso MEOR, bacterias y nutrientes son inyectados en el medio poroso el cual contiene petróleo remanente. Los microbios consumen los nutrientes y producen biomasa a la vez que varios productos del metabolismo tales como gases, surfactantes, ácidos, alcoholes y polímeros. Algunos de estos productos pueden ayudar a movilizar el petróleo remanente.

Se pretende demostrar con el presente trabajo que la recuperación mejorada por microorganismos es técnicamente posible. Para ello se mostrara un conjunto de

* MEOR: del ingles "Microbial Enhanced Oil Recovery", o recuperación mejorada de petróleo por microorganismos

técnicas y el uso de un simulador de reservorios desarrollado por Chang¹, el cual está basado en el simulador de petróleo negro BOAST⁸. Este simulador resuelve la ecuación de difusividad para petróleo mediante técnicas de diferencias finitas a la vez que las ecuaciones que describen el comportamiento de los microbios en medios porosos.

Científicos alrededor del mundo vienen trabajando en la creación de nuevos modelos matemáticos que describan el comportamiento microbiano en los reservorios de hidrocarburos. En el presente trabajo se presentan estos modelos, y como intervienen en la simulación de reservorios.

También se señala donde y como se ha aplicado la técnica de MEOR y sus resultados.

Por lo tanto el propósito del presente trabajo es demostrar las siguientes hipótesis para la recuperación mejorada por microorganismos:

- 1) Podrían mantener la presión del reservorio.
- 2) Pueden aumentar la producción de petróleo de un campo maduro y de esta manera aumentar el factor de recuperación.

Se presentará un conjunto de avances y técnicas desarrolladas por la industria a la fecha para lograr la mejora en el factor de recuperación, la simulación de un reservorio en el cual se plantea aplicar MEOR. Todo esto en función de demostrar que las hipótesis planteadas son ciertas.

1.1 MARCO TEORICO

1.1.1 Antecedentes Experimentales

La recuperación mejorada por microorganismos fue primero estudiada por Beckman² 1926, quien descubrió que ciertos microbios cuando se desarrollan en la presencia de nutrientes pueden ayudar a liberar el petróleo de un medio poroso saturado con este hidrocarburo. Zobell², continuando el trabajo de Beckman, demostró experimentalmente que ciertas bacterias reductoras de azufre ayudan a liberar el petróleo de un medio poroso. Yarborough y Coty² reportaron que la primera prueba sobre el proceso de MEOR en un campo petrolero fue realizada por el laboratorio de investigación de Mobil en el año 1954. No se notaron significativas mejoras en el proceso de recuperación, pero se pudo obtener datos que ayudaron a los científicos a entender la interacción entre los diferentes tipos de microorganismos en el reservorio y la importancia de suficientes nutrientes. Desde allí, muchas pruebas en campo y estudios en laboratorio han sido realizados para estudiar el mecanismo y proceso de MEOR. Lazar² y Moses² presentaron análisis de los procesos aplicados en varios campos alrededor del mundo y analizaron las razones del éxito y fracaso de estos procesos.

Bacterias en el proceso

Diferentes bacterias son consideradas en el proceso de MEOR. Los análisis de Lazar² sobre pruebas en campo indicaron que la especies mayormente usadas para el proceso de MEOR fueron "Clostridia", "Pseudomonas" y "Bacillus". Marsh² estudio y comparo las propiedades de las bacterias "Clostridia" y "Bacillus". "Clostridia" es una bacteria muy buena en la producción de ácido y gas, mientras Bacillus es un buen productor de biosurfactante. Una cepa de las bacterias "Bacillus" llamada

"Bacillus licheniformis JF-2" produjo anaeróbicamente bio-surfactante que ayudó a bajar la tensión superficial entre el petróleo y agua.

1.1.2 Antecedentes Matemáticos

Zhang⁷, desarrollo un modelo de una dimensión que simula el crecimiento de biomasa, formación de productos metabólicos, y consumo de nutrientes en el proceso MEOR. El modelo usa una ecuación que describe el crecimiento de las bacterias cuando dos sustratos[†] están presentes, la reducción de la permeabilidad se asume que fue causada por el taponamiento de los poros debido al crecimiento de los microorganismos. Sarkar⁵, desarrollo un modelo de una dimensión, dos fases y tipo composicional para simular el transporte de bacterias en el proceso MEOR donde la causa principal de la recuperación de petróleo fue la presencia de bio-surfactantes y la subsecuente reducción de la tensión superficial. Islam⁶ presento una formulación matemática que describe el movimiento microbiano en un sistema multidimensional donde las ecuaciones de transporte de nutrientes y microorganismos se aplicaron en sistemas de dos fases.

Chang¹, incorporo las ecuaciones que gobiernan el transporte de microorganismos y nutrientes en un modelo "Black oil"[‡] en tres dimensiones,

[†] Sustrato: un tipo de nutriente para el metabolismo de los microorganismos

[‡] Black oil: se aplica este término a modelos de simulación de de petróleo negro, un sistema isotérmico compuesto por las fases gas, agua y petróleo.

CAPITULO 2

MECANISMO DE FUNCIONAMIENTO

Un adecuado entendimiento de los mecanismos de recuperación por microorganismos es de vital importancia para entender como actúan en la producción de petróleo, a continuación se exponen los mecanismos más relevantes que ayudan a mejorar la producción.

2.1 Efectos de los gases

Diferentes gases producidos durante el crecimiento microbiano son CO₂, CH₄, H₂ y N₂. La producción de gases de fermentación puede incrementar la presión del reservorio, mejorando la solubilidad del gas o del mecanismo de capa de gas, desplazamiento miscible de petróleo o el barrido de la fase de petróleo y la reducción de la fase de hidrocarburos.

De los experimentos de incremento de gas en un tubo de ensayo se encontró que 6.0 scf/bbl PV de gas fue producido⁵. Basándose en la información acerca del metabolismo del "Bacillus" se sabe que los gases de fermentación producidos son CO₂ y H₂.

Para un 1 % de solución de glucosa el límite teórico para la producción de gas es 39 SCF/BBL. Por otra parte, a 100 °F de temperatura y 1000 psi de presión la solubilidad del gas es de 150 SCF CO₂/BBL de agua. El inmenso monto de nutrientes que serian requeridos para un significativo incremento en la producción de CO₂ haría el proceso antieconómico. En estudios de laboratorio realizados sin

"back-pressure"* (Kyte, 1956), los gases producidos pueden crear gas atrapados los cuales reducen la saturación de petróleo residual. Pero, esta explicación no puede ser extendida al campo debido a que los gases tienden a migrar al tope y no quedan atrapados entre los poros de la formación de la zona donde se generaron.

Bajo condiciones anaeróbicas, los típicos microorganismos productores de CO₂ pueden formar alrededor de 1 mole de CO₂ por cada 12.5 gramos de células formadas (Gottschalk, 1983). Un simple cálculo revela que una gran cantidad de masa celular (aproximadamente 6% de biomasa húmeda por unidad de petróleo en peso) tendría que ser generado para producir la cantidad de CO₂ que se necesita para la adecuada recuperación de petróleo. Aparte de otras cosas, la generación de tan alta concentración de biomasa es causante de serios problemas de taponamiento. Asimismo, (Grist, 1984) realizó un simple análisis económico y concluyó que la producción in-situ de biogas no es económica debido a la gran cantidad de nutrientes que deberían ser inyectados.

Ha sido reportado por varios investigadores que el gas producido durante el proceso de crecimiento microbiano ayuda en el proceso de empuje de petróleo. Analizando los mecanismos siguientes: (a) empuje por gas en solución (b) empuje por capa de gas, puede ser claramente demostrado que el volumen de gas generado por los microorganismos no es suficiente para contribuir significativamente en el empuje. Sin embargo es posible tener pequeñas cantidades de gas en la región cercana al hueco del pozo. Pero no es claro el proceso de que esto ayude en la recuperación de petróleo.

* Back pressure: presión de empuje de los fluidos dentro del núcleo o testigo en el que se realiza el experimento

2.2 Efectos de los ácidos

Son varios los ácidos producidos durante el crecimiento microbiano incluyendo ácido acético, ácido fórmico, ácido láctico, etc. De estudios experimentales⁵ en fermentaciones, la máxima concentración de ácido acético es 1.5 g/L. El límite teórico para la producción de ácido es 9 g/L, un bajo valor de pH o altas concentraciones de ácido acético no se pueden obtener debido a que inhibiría el crecimiento microbiano.

El ácido solo podría reaccionar con lutita y dolomita y no con arenisca o sílice. El ácido acético tiene una baja constante de disociación y un 50 % del ácido no reacciona. A 0.5% de concentración el poder de disolución del ácido (Volumen de roca disuelta/ Volumen de ácido que reacciona) es 0.0016 para la lutita y 0.0014 para la dolomita. Los productos de la reacción del acetato de calcio y el acetato de magnesio son solubles en el ácido gastado. Se deduce, que la mejora en relación de permeabilidad del ácido acético solo (sin HF) será mucho menor y de la definición del número capilar esta baja mejora no puede causar ningún incremento en la magnitud del número capilar. Grist (1983) también concluyó en que la producción de ácidos orgánicos no es un mecanismo primario en la mejora en el flujo del petróleo. La mejora en la permeabilidad (k) debido a los agentes microbianos es muy pequeña para mejorar la productividad en un reservorio de arenisca. En reservorios de tipo carbonato, para pozos con problemas de corrosión, ácido acético en el rango de concentración de 50 a 100 g/L es algunas veces utilizado para procesos de

estimulación. No es posible generar tales concentraciones de ácido acético por los agentes microbianos. Por lo tanto la estimulación ácida microbiana es impráctica.

2.3 Efectos del alcohol

Los microorganismos producen alcoholes que pueden actuar como solventes para producir barrido del petróleo, reducir viscosidad del petróleo, bajar la tensión superficial, en combinación con un biosurfactante, actúa como cosurfactante para reducir la sensibilidad salina del biosurfactante, o desplaza al petróleo en una mezcla. La solubilidad al agua de los surfactantes comúnmente usados en inyección de surfactantes se incrementa con el incremento de la concentración de cosurfactantes de bajo peso molecular (n-butanol) y disminuye con un incremento en la concentración de cosurfactantes de alto peso molecular. Los cosurfactantes generalmente incrementan la óptima tensión superficial, pero se ha estudiado que la adición de n-pentanol a un biosurfactante producido por especies aeróbicas H-13 disminuyen significativamente la tensión superficial de 10^{-2} a 10^{-5} mN/m (Brown, 1986). Esto indica que un sistema particular de un surfactante y alcohol deberá estudiarse para determinar la tensión superficial final del sistema hacia el petróleo.

El límite teórico para la producción de butanediol (asumiendo ser el alcohol producido por los microorganismos) es 7 g/L. El butanediol es altamente soluble en agua y petróleo. Aunque el monto de alcohol producido es muy pequeño, éste no puede causar algún barrido de petróleo o reducción de la viscosidad, pero puede ser un potencial agente para la estimulación cercana al pozo.

2.4 Efectos de los biopolímeros

La eficiencia de barrido en el proceso de desplazamiento puede ser mejorada con un incremento en la viscosidad de la fase desplazante, o por la biomasa selectivamente taponada en las zonas de alta permeabilidad.

Se sabe que un buen control de movilidad se logra cuando el fluido desplazante tiene una viscosidad entre 10 a 50 cp y un radio de corte de 1 s^{-1} . Kapp (1987) encontró, que un biopolímero, el cual puede ser producido anaeróbicamente a 50 °C de temperatura y a una salinidad de 8% tiene el potencial de incrementar la viscosidad del cultivo a 4 cp a un radio de corte de 150 s^{-1} . Aunque también algunos de los biopolímeros extracelulares son agentes de taponamiento y pueden reducir la permeabilidad en 70% o más. La reducción selectiva de la permeabilidad e incremento de la viscosidad del fluido desplazante puede mejorar la eficiencia del desplazamiento y movilizar el petróleo residual de un reservorio heterogéneo.

2.5 Efectos de los biosurfactantes

Los biosurfactantes producidos durante la fase exponencial o estacionaria del crecimiento de los microorganismos puede reducir la tensión superficial entre el petróleo y el agua, un incremento en el número capilar causa una disminución en la saturación residual del petróleo. El aislamiento y estudio de los biosurfactantes producidos por el "Bacillus Lincheniformis JF-2" está actualmente bajo investigación. El más bajo nivel de tensión superficial en el caldo de cultivo ha sido de 0.03 mN/m. Asumiendo que una molécula de surfactante contenga 12 átomos de carbono y tenga un peso molecular de 300, el límite teórico para la producción de surfactante es de 7.5 g/L o 7500 ppm. Con un surfactante de buena calidad una

pequeña fracción de este monto puede ser suficiente para bajar la tensión superficial. Debido a que solo pequeñas cantidades de surfactante son requeridas para lograr un alto número capilar, este viene a ser el mejor agente promotor en la recuperación mejorada por microorganismos.

Se ha estimado (Lake, 1989), que la tensión superficial deberá ser disminuida entre 10^{-2} y 10^{-3} mN/m antes de que alguna recuperación significativa de petróleo sea lograda. Los biosurfactantes producidos anaeróbicamente, que pueden reducir el valor de la tensión superficial hasta tales valores han sido reportados (Brown, 1986). Además, la producción de surfactantes en el sitio donde más se necesita, minimizaría las pérdidas debido a la absorción de la roca.

2.6 Efectos de alteración de la mojabilidad

El crecimiento microbiano en la superficie de la roca puede causar alteración en la mojabilidad, lo cual puede movilizar petróleo si el cambio se da hacia lograr mayor mojabilidad al agua. Se ha demostrado usando una celda de flujo⁵, que la mezcla agua-petróleo logra mayor mojabilidad al agua y que el petróleo se emulsifica como resultado del uso de biosurfactantes, gas y aditivos. En el caso del "Bacillus Lincheniformis JP-2" (productor de biosurfactante) la alteración de la mojabilidad fue más prominente en un medio mojable al petróleo y la recuperación del petróleo fue escasamente más alta que en un medio mojable al agua. Con "Clostridia" (productor de CO_2), aunque el cambio de la mojabilidad fue casi el mismo la recuperación de petróleo realmente disminuyó de 16% a 12%. De estos resultados uno podría concluir que la reducción de la tensión superficial es más importante y que el efecto en la reducción de la mojabilidad no es del todo claro.

2.7 Evidencia experimental de la recuperación de petróleo por microorganismos

Se presenta en esta sección los experimentos realizados por Bryant, R.S y J. Douglas³ para evaluar si los mecanismos de recuperación de petróleo por microorganismos son realmente efectivos.

Las pruebas de desplazamiento de petróleo en núcleos limpios de los procesos de MEOR han sido usadas para evaluar las especies de *Bacillus*, *Clostridium* y otros géneros por sus habilidades de liberar petróleo crudo desde las rocas y sobrevivir en medios porosos. Los parámetros experimentales como el encapsulamiento de los núcleos, tipo de petróleo crudo, permeabilidad de las rocas y características microbianas han sido modificados y se relacionan con los efectos en la recuperación del petróleo crudo. Los resultados de estas investigaciones han sido comparados con las observaciones visuales en los micro-modelos para determinar los mecanismos de recuperación de petróleo con micro-organismos.

2.7.1 Equipos Experimentales y Procedimientos

Equipos para la inundación de núcleos: El equipo experimental es mostrado en la Figura 2.4. Los separadores de fluido son pistones usados para inyectar las soluciones microbianas y otros fluidos dentro de los núcleos y fueron diseñados para evitar que los fluidos corrosivos entren en contacto con las bombas. La tasa de avance frontal para los núcleos fue de 1 pie/día (0.3 m/d).

Micro modelos: En la Figura 2.5 se muestran los micro-modelos de vidrio usados en este experimento. La tasa de flujo fue regulada a 0.01 mL/min, lo que corresponde a aproximadamente 8 pies/D (2.5 m/d). Los micro-modelos fueron saturados con

salmuera, saturados con petróleo crudo Delaware-Childers[†], e inundados a la saturación de petróleo residual antes de la inyección microbiana.

Preparación del Núcleo. Se consiguieron bloques de arenisca tipo "Berea"[‡] que fueron cortados en núcleos cilíndricos de 10 pulgadas (25 cm) de largo y 1 pulgada (2.5 cm) de diámetro. Los núcleos fueron sometidos a temperatura de 800 °F (427°C) durante 24 horas para estabilizar las arcillas. Los núcleos fueron encapsulados en resina epóxica con válvulas de entrada y salida en los extremos o fueron colocados en mangas de jebe y colocados en recipientes para núcleos tipo Ruska de acero inoxidable. Luego los núcleos fueron vaciados e inundados con salmuera. Se usó la ley de Darcy para determinar la permeabilidad absoluta de cada núcleo. Se inyectó petróleo crudo en los núcleos hasta que no saliera agua adicional (aproximadamente 24 horas; la caída de presión fue < 1 psi [$< 6.9\text{kPa}$]), luego se hizo pasar salmuera a través del núcleo hasta que no saliera más petróleo crudo. Entonces los núcleos simulaban una condición de inundación definida como S_{orwf} .

Petróleo Crudo. Las muestras de petróleo crudo fueron obtenidas de la arena Bartlesville[§]. El petróleo de este campo tiene una densidad de 31° API (0.87 g/cm³).

Productos Químicos y Medios. La melaza usada en estos experimentos como nutriente fue "Mr. Blackstrap 87"; su composición era de 5% de proteína cruda; 0.5% de grasa cruda; 38% de azúcares totales y 56.5% de fibras. Fue disuelta en agua para tener una solución al 4% en peso y fue filtrada a través de gasa/estopilla para separar las partículas de fibras suspendidas.

[†] Delaware-Childers: Crudo del campo Delaware-Childers Oklahoma nor-oriental

[‡] Berea:

[§] Arena Bartlesville: Tipo de arena encontrada en el campo Delaware-Childers en Oklahoma nor-oriental

Micro-organismos. Los micro-organismos N12, N17, N18 y Tu6 son Gram-negativos, de bastones facultativamente anaeróbicos que producen CO₂ y ácidos cuando se fermenta la sacarosa. El *Bacillus A.* y *B.*, *Bacillus Licheniformis* (*Bacillus C*; ATCC #27811), y *Bacillus Licheniformis* (*Bacillus D*; ATCC #39307) son todos bastones facultativamente anaeróbicos que producen ácidos y cantidades variables de surfactantes cuando se fermenta sacarosa. El *Clostridium A* y *B* son especies anaeróbicas que producen CO₂ y ácidos cuando se fermenta sacarosa. El Sistema PS1 es una mezcla de micro-organismos estrictamente aeróbicos.

Todos los cultivos microbianos fueron mantenidos como cultivos de mantenimiento en un cultivo inclinado de TSA ("tripticosa-soya-ágar"); para la prueba fueron inoculados asépticamente en un caldo TSA, desarrollados por 48 horas a 86 o 99 °F (30 o 37°C) y luego inyectados en los núcleos.

Metodología. Los núcleos de arenisca que han sido inundados a condiciones de inundación, S_{orwf} son preparados para la inyección con micro-organismos.

El PV de estos núcleos varía de 53 a 60 mL. Los núcleos son inyectados con 0.2 PV de una solución de células bacterianas (a una concentración de aproximadamente 1×10^6 células/mL) en un caldo TSA y 0.3 PV de solución de melaza. Se deja que los núcleos incuben a 99°F (37°C) durante una semana. Se utiliza un medidor de presión en el núcleo para determinar el aumento de la presión mientras el núcleo está incubando.

Los núcleos son inundados con salmuera a una tasa de 1 a 2 pies³/día (0.3 a 0.6 m³/d) y se retiran fracciones del efluente del núcleo. Durante el flujo de la salmuera, se monitorea la caída de presión a través del núcleo, así como la presión de la

inyección. Se determina la cantidad de petróleo en cada fracción y se calcula el petróleo residual en el núcleo S_{orc} .

Se calcula la recuperación total del petróleo presente originalmente, así como la eficiencia de recuperación del proceso MEOR (expresado como un porcentaje del petróleo residual recuperado por inundación). El petróleo recuperado total es calculado como sigue:

Ecuación 2.1

$$\text{Petróleo total recuperado} = \frac{S_{orc} - S_{orc}}{S_{orc}} \times 100\%$$

Las fracciones de efluente del núcleo pasan por un conteo total en placas petri para determinar el número de micro-organismos y observar bajo microscopio de luz (ampliación 1,000X) su apariencia general y su morfología.

2.7.2 Resultados de la evidencia experimental

Estudio del Núcleo. Los resultados de los estudios de los núcleos de arenisca Berea muestran que la adición de micro-organismos al núcleo después de la inundación recuperó un promedio de 32.2% del petróleo residual. La eficiencia total promedio de recuperación de petróleo residual (inundación más MEOR) fue de 73.6%.

Los micro-organismos Tu6, N12 y N17 producen CO₂. Los *Bacillus B, C, D* y *Clostridium A y B* son géneros formadores de esporas que con frecuencia han sido usados en pruebas de campo de MEOR. Las bacterias formadoras de esporas tendrían una mejor posibilidad de supervivencia y propagación en un reservorio de petróleo

porque producen formas resistentes de ellas mismas (esporas) y las esporas son más pequeñas que las células de tamaño normal.

Estos experimentos con núcleos indican que mientras las eficiencias más elevadas de recuperación se presentan con microbios que forman esporas (Núcleo M68 y M69) las eficiencias de recuperación con las especies no formadoras de esporas eran mucho más consistentes y los resultados eran reproducibles bastante bien para los micro-organismos específicos. Cuando se comparan los datos de eficiencia de recuperación con la permeabilidad de los núcleos, hay una ligera tendencia de las bacterias formadoras de esporas para producir unas mayores eficiencias de recuperación en los núcleos de menor permeabilidad. Sin embargo, con las bacterias no formadoras de esporas, no existe una correlación real entre la eficiencia microbiana de recuperación de petróleo y la permeabilidad de las rocas dentro del rango usado en estos experimentos.

Durante el experimento de cada núcleo, se monitoreó la caída de presión a través del núcleo. En todos los casos, la caída de presión nunca excedió 4 psi (28kPa), mientras que la presión de inyección nunca superó de manera importante las 4 a 5 psi (28 a 34 kPa). Esto indica que no se presentó una obturación de la superficie del núcleo.

Se realizaron también estudios de los núcleos de arenisca Berea con dos petróleos pesados (17° API [0.95g/cm³] y 14° API [0.97g/cm³]). El micro-organismo N18 es un productor abundante de CO₂, mientras que el *Bacillus D* y el *Clostridium A* son productores de surfactantes. Aunque el Núcleo M106 tiene una permeabilidad muy alta comparado con la de los otros núcleos de arenisca Berea, no produjo tanto petróleo residual como hicieron los Núcleos M100 y M108 de baja permeabilidad.

Estas observaciones prestan apoyo a un mecanismo microbiano de recuperación de petróleo siendo de alguna manera mejorado por la eficiencia del barrido de área**.

Kianipey y Donaldson informaron de una mejoría de eficiencia del barrido de área al observar visualmente una cepa similar de *Bacillus Licheniformis*.

Las eficiencias de recuperación de algún modo más altas para dos de los núcleos de petróleo pesado que para los resultados de los petróleos livianos; sin embargo, el FR promedio es 57.9%, lo que significa que el tratamiento microbiano mejoró la recuperación por inundación en un promedio de 19.2% de petróleo adicional.

Observaciones del Micro-modelo. Se realizaron una serie de experimentos micro-modelos con una cámara registradora de video para documentar las observaciones clave. Una solución microbiana aeróbica, el Sistema PSI, fue inyectada en un micro-modelo saturado con petróleo residual. Después de 3 días de incubación, el modelo fue inundado. No se notó movimiento de petróleo durante la inundación después del tratamiento microbiano. El sistema PSI no aumenta la movilidad del petróleo del micro-modelo. Aunque el Sistema PSI produce un agente surfactante activo, no se observó una emulsión del petróleo.

Cuando se inyectó el *Bacillus D*, productor de surfactantes, a la melaza no estéril, literalmente todo el petróleo fue barrido por la subsiguiente inundación. Se observó la emulsión del petróleo residual por el *Bacillus D*.

Se usaron dos núcleos de arenisca Berea para proporcionar respaldo a estos datos.

Los resultados de los Núcleos PS5 y M94 muestran que la especie del Sistema PSI

** Areal sweep efficiency = porcentaje del reservorio o del volumen poroso que está dentro del área que es barrida de petróleo por la acción de un fluido de desplazamiento

produjo solo 7.5% más de petróleo crudo residual, mientras que el *Bacillus D.* produjo 20.7%.

Muchas especies microbianas pueden mejorar la recuperación de petróleo residual desde los núcleos de arenisca Berea. Todos los micro-organismos usados en estos experimentos fueron aislados originalmente de muestras de reservorios de petróleo o de áreas superficiales alrededor de los pozos petrolíferos.

Hasta que una buena fuentes de nutrientes esté presente, como azúcar a partir de la melaza, los micro-organismos relacionados pueden fermentar el azúcar y formar CO₂ y surfactantes. El único sistema microbiano no efectivo en la movilización del petróleo residual fue el Sistema PS1.

Estos micro-organismos son estrictamente aeróbicos, requiriendo oxígeno para el crecimiento y el metabolismo, y no se inyectaron nutrientes junto con ellos porque estos micro-organismos metabolizan el petróleo crudo.

Las bacterias que forman esporas son efectivas para la recuperación del petróleo, con eficiencias que van del 20.7 al 60.4%. Los otros micro-organismos no formadores de esporas presentaron eficiencias de recuperación de petróleo ligeramente más bajas, variando de 26.6 a 41.3%, pero los resultados fueron más consistentes que aquellos de los experimentos de núcleos con bacterias formadoras de esporas. Cuando se realizaron experimentos con núcleos duplicados con las mismas especies microbianas, las curvas de la proporción petróleo/agua comparadas con PV, y la disminución de ROS comparada con PV fueron similares. Cuando se examinó los efluentes de los experimentos con los núcleos microscópicamente y se realizaron los conteos en placa, se determinó que las especies bacterianas no formadoras de esporas sobrevivieron y crecieron muy bien durante un periodo de incubación de 1 semana.

Las bacterias formadoras de esporas, aunque fueron observadas en muchos de los efluentes de los núcleos, no parecieron ser tan sanas (las células eran amorfas y granulosa) como las bacterias no formadoras de esporas, ni estaban presentes en la misma concentración. Los experimentos previos habían demostrado que los microorganismos formadores de esporas pueden sobrevivir hasta 7 meses en núcleos de arenisca Berea, pero que en los experimentos de corta duración, no sobreviven tan bien como las bacterias no formadoras de esporas.

La permeabilidad absoluta, k , de la arenisca Berea no parece ser un parámetro importante para las eficiencias de recuperación del petróleo de ninguna de las especies bacterianas usadas. Se observó que las bacterias formadoras de esporas tienden a tener eficiencias de recuperación más altas en el rango bajo de las permeabilidades usadas en estos experimentos.

Aunque esto puede indicar alguna mejoría en la eficiencia del barrido de área, ni la caída de presión a través de los núcleos, ni los cambios de la presión de inyección pueden dar cuenta de manera significativa de que este sea el único mecanismo de una recuperación mejorada de petróleo.

El tratamiento microbiano parece ser bastante efectivo para los petróleos crudos pesados cuando se compara con los petróleos livianos y medianos. El petróleo pesado recuperado no disminuye de manera importante su densidad después del tratamiento con Micro-organismo N18, un productor de CO₂.

De manera interesante el productor de surfactante, *Bacillus D* (Núcleo M108), recuperó tanto petróleo crudo residual como el Micro-organismo N18, y esto puede indicar que la producción de gas y de surfactante son mecanismos igualmente importantes para la movilización del petróleo crudo. Sin embargo, se debe notar que

el Núcleo M108 tiene la permeabilidad más baja de todos los núcleos de petróleo pesado, y alguna mejora nuevamente puede ser como resultado de la eficiencia del barrido de área. No se observó ninguna emulsión de petróleo crudo en ninguno de los núcleos después del tratamiento bacteriano, aun cuando estuvo involucrada la producción de surfactantes.

Los estudios de los micro-modelos usando petróleo crudo han mostrado que las observaciones pueden ser correlacionadas con los datos de los experimentos de núcleos de arenisca Berea. Las eficiencias de recuperación de los experimentos de núcleos usando el Sistema PSI han sido siempre más bajas que las de cualquier otra especie microbiana. En el micro-modelo, cuando el sistema PSI es inyectado hasta la saturación del petróleo crudo residual, no se observó un aumento en la movilidad del petróleo, emulsión o movimiento desde los espacios porosos. Cuando se inyectó el *Bacillus D* en el mismo micro-modelo, sin embargo, todo el petróleo es expulsado de los espacios porosos y el petróleo se emulsiona.

2.8 Comparación de mecanismos

En conclusión los mecanismos por el cual la recuperación por microorganismos ocurre es:

Producción de CO₂ gaseoso

Producción de ácidos orgánicos y detergentes

Disolución de carbonatos en la roca

"Cracking" del petróleo.

Por lo tanto el uso de las bacterias en la recuperación involucra la formación de diferentes gases (CO₂, CH₄, H₂) en el reservorio, surfactantes, polímeros, alcoholes

y ácidos o la ruptura por enzimas de las moléculas de hidrocarburos. Estos productos microbianos tienen diferentes efectos sobre el reservorio que contiene petróleo y ayudan a mejorar la recuperación de petróleo como se muestra en la tabla 1.

La Fig. 2.1 muestra el crecimiento de las bacterias y el consumo de nutrientes como una función del tiempo durante el periodo de incubación en el medio poroso, en la presencia de fases de agua y petróleo. Se puede predecir de este gráfico que se consumirá todos los nutrientes. La concentración de bacterias crece exponencialmente en el inicio.

La Fig. 2.2 muestra el cambio en la concentración de los productos generados por los microorganismos durante la incubación, la mayor concentración es de biopolímeros y la menor concentración es de biosurfactantes.

La Fig. 2.3 muestra los cambios de la Tensión superficial versus la concentración de biosurfactantes durante la incubación.

Tabla 2.1

Efecto Microbiano	
Ácidos	Modificación de las propiedades de la roca mejorando la porosidad y permeabilidad. Produciendo CO ₂ el cual reacciona con los materiales calcáreos
Biomasa	Selectivo y no selectivo taponamiento por emulsificación a través de la adhesión a la degradación del petróleo y cambios en la mojabilidad de las superficies minerales. Reducción de la viscosidad del petróleo haciéndolo fluir. Desulfurización del petróleo.
Gases	Presurización del reservorio Barrido de petróleo Reducción de Viscosidad Incremento de la permeabilidad debido a la disolución de las rocas carbonatos por el CO ₂
Solventes	Disolución del petróleo
Surfactantes	Reducción de la tensión interfacial Emulsificación

Fig. 2.1 Crecimiento en medio poroso durante la incubacion

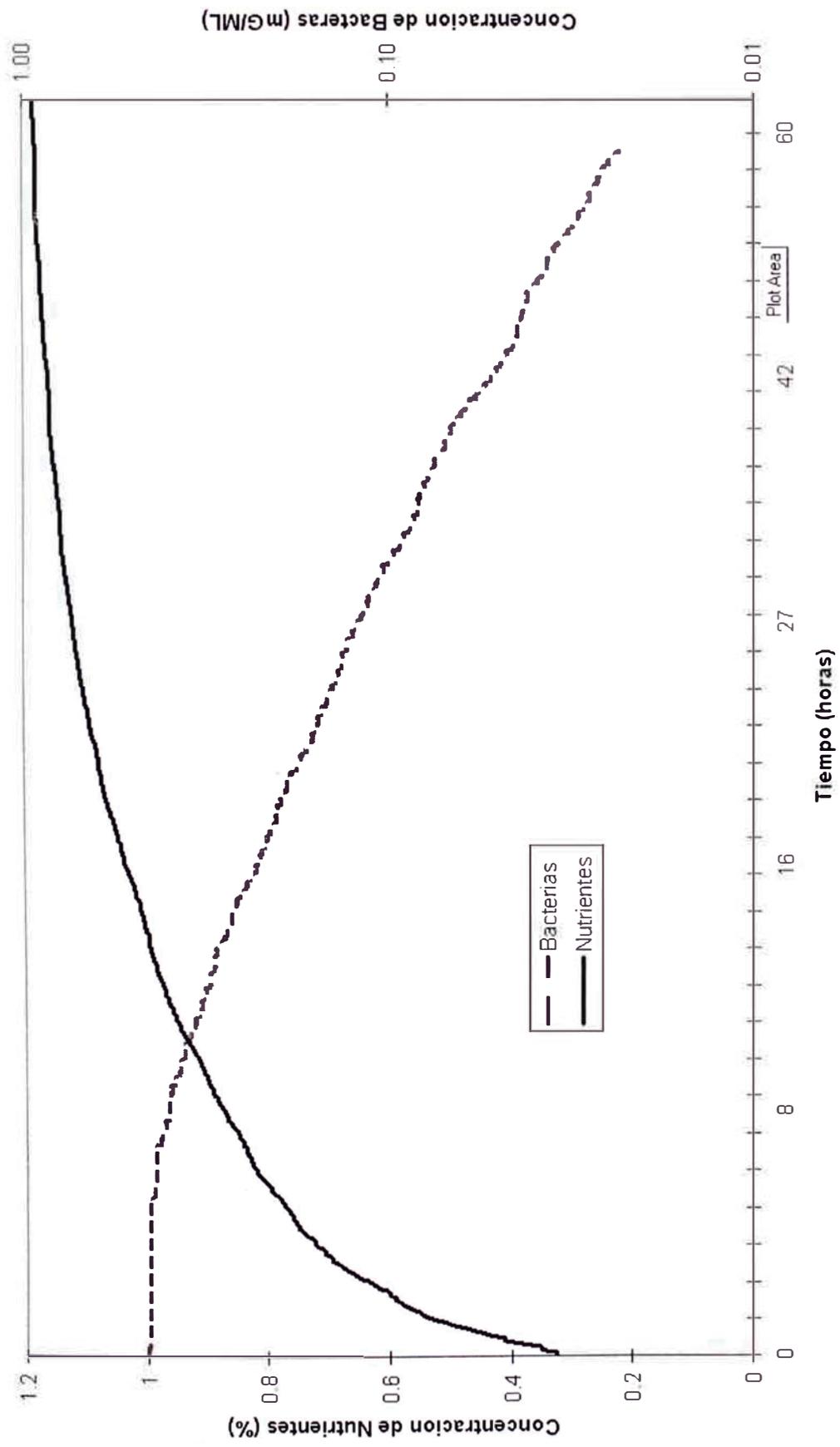


Fig. 2.2 Concentración de productos durante la incubación

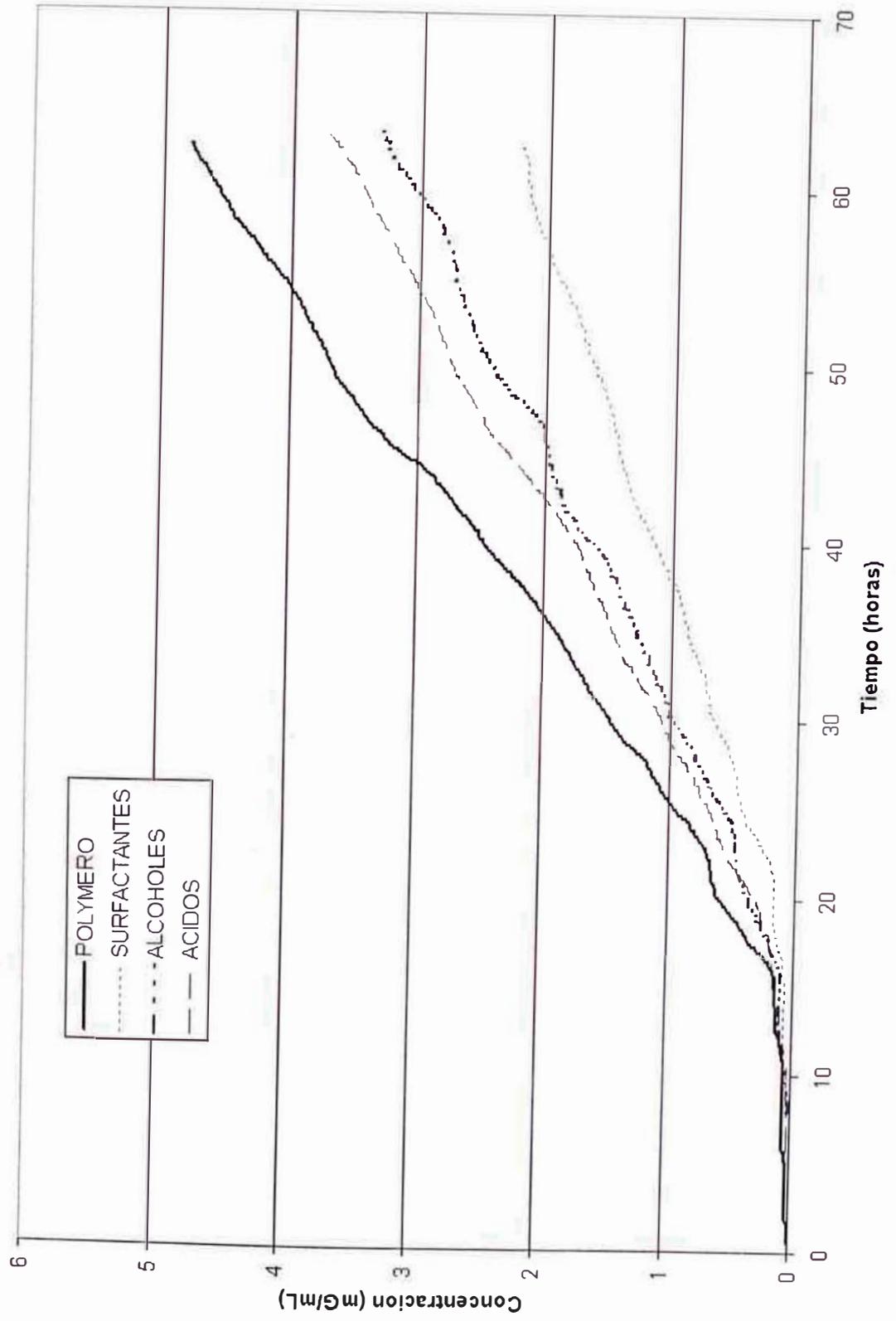
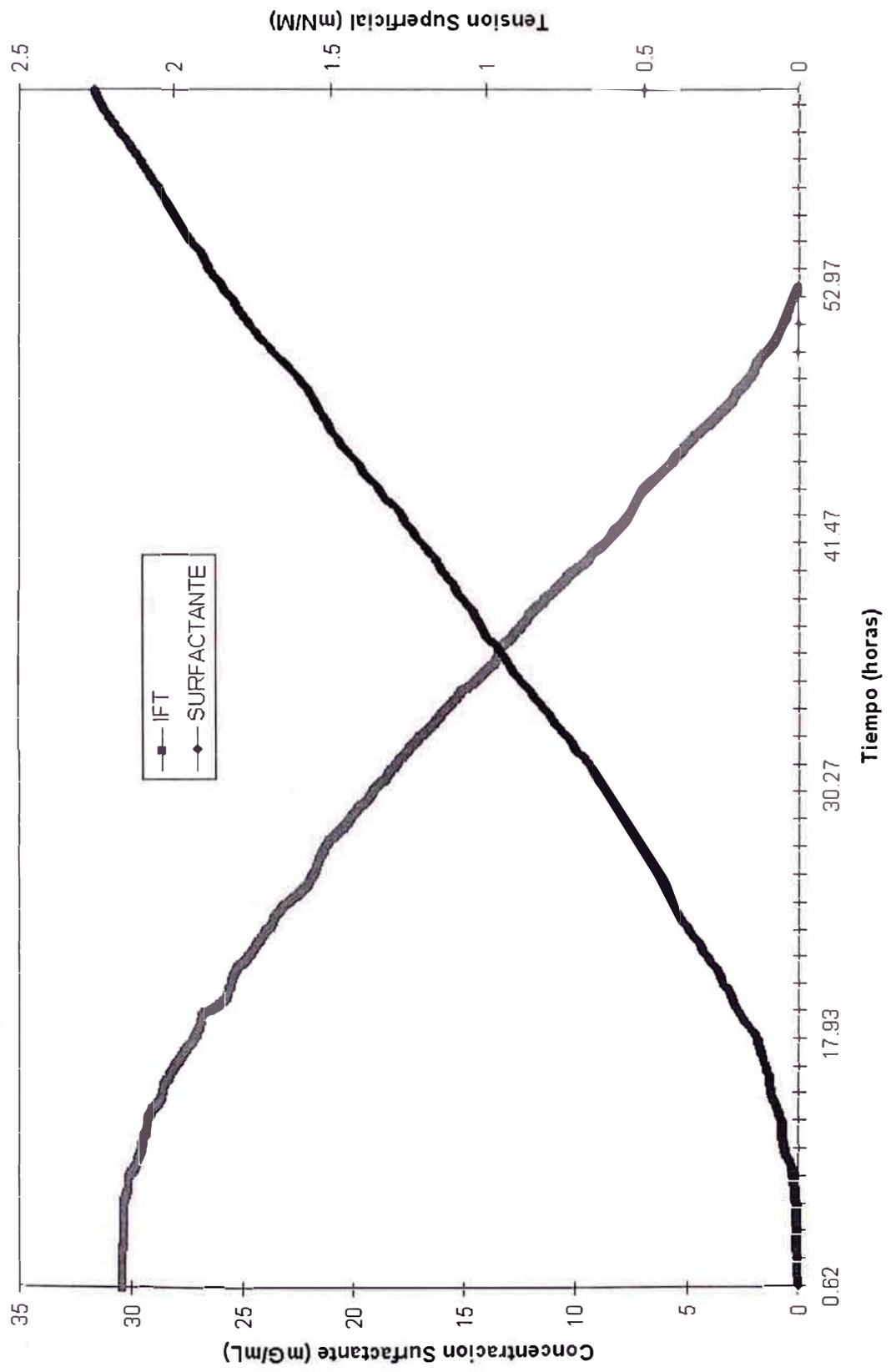


Fig. 2.3 Reduccion de tension superficial por bio-surfactante



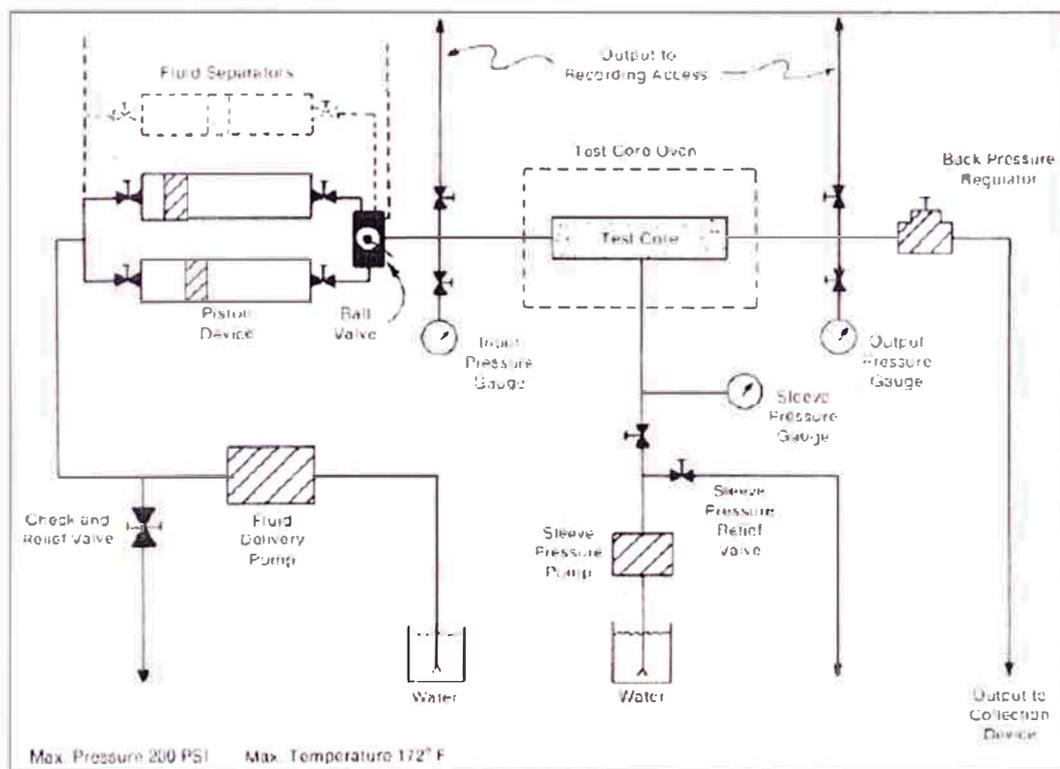


Fig. 2.4 Esquema del aparato para las pruebas de núcleos del proceso MEOR realizados por Bryant, R.S y J. Douglas³

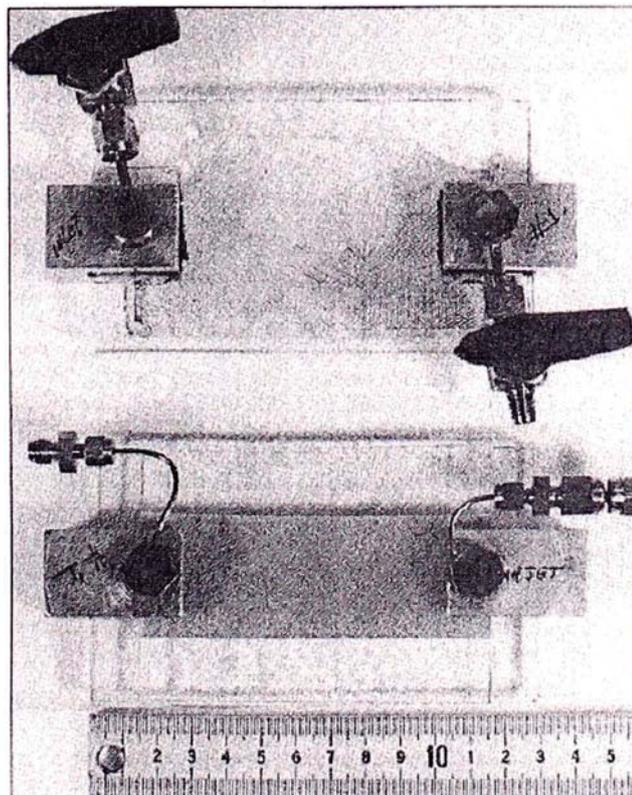


Fig. 2.5 Micromodelo de vidrio

CAPITULO 3

PROCESO DE TRANSPORTE DE LOS MICROORGANISMOS EN EL MEDIO POROSO

Se presenta en e ta capitulo las diferentes variables y factores a tomar en cuenta para llevar a cabo el transporte de los microorganismos en el medio poroso (reservorio). La mayor parte de los especialistas en MEOR definen el "transporte" bacteriano como la extensión de la penetración mientras se sigue inyectando la suspensión, un concepto derivado esencialmente de la inyección de productos químicos no-vivo en procesos de "waterflooding" convencionales.

Excepto por el uso propuesto de células microbianas y cienes extra-celulares para obturar selectivamente las zonas altamente permeables, los métodos de la recuperación microbiana mejorada del petróleo (MEOR) utilizan principalmente los metabolitos (bio-surfactantes, bio-polímeros, ácido orgánico y gas) generados localmente o externamente por las bacterias para mejorar la movilidad de la fase petróleo. Un ejemplo muy conocido del proceso MEOR externo es inyectar goma xantato separada del cultivo de crecimiento de las *Xanthomonas* para espesar el flujo de agua en un proceso de "waterflooding".

Puesto que el proceso de MEOR está orientado principalmente hacia el petróleo que ha quedado después de la producción primaria o secundaria, como muchos procesos de recuperación terciaria, su éxito depende grandemente, entre otros factores, de la penetración y de la estabilidad de los agentes de recuperación.

En otras palabras, para poner el petróleo retenido en contacto con las bacterias que tengan propiedades favorables para el desplazamiento del petróleo, los microbios

deben ser transportados de las bocas de los pozos a ubicaciones profundas dentro del reservorio¹².

Una primera investigación indicó que la penetración de la especie bacteriana seleccionada es más bien pobre¹⁴ puesto que la suspensión es inyectada de manera continua en una roca porosa limpia. Sin embargo, investigaciones recientes mostraron que la presencia de petróleo en el núcleo de arenisca puede facilitar la penetración bacteriana⁴.

Se encontró que las esporas bacterianas de *Bacillus subtilis* y de *Clostridium acetobutylicum* penetran más fácilmente que las células vegetativas⁴.

Algunos productos químicos agregados al medio de suspensión también pueden mejorar la penetración de las bacterias⁴.

Adicionalmente a la inundación pasiva con un medio de suspensión y siendo retenidas gradualmente por la matriz porosa, las células son capaces de propagar los nutrientes en el medio de suspensión. Algunas especies microbianas pueden utilizar el hidrocarburo del reservorio como fuente de carbono para su crecimiento. Por lo tanto, un aumento en la densidad de la población puede resultar en la migración y posterior crecimiento de las células en las zonas que no habían sido invadidas aun en ausencia de bombeo.

También las células de las especies con movilidad bacteriana son capaces de nadar por medio de la propulsión de los flagelos.

Recientemente, se han realizado algunos avances al usar un aparato de doble frasco para investigar exclusivamente la tasa de migración de la *Pseudomonas putida* y del *Bacillus subtilis* a través de un caldo nutriente estancado que llenaba el núcleo de arenisca Berea⁴.

Se encontró que el *B. subtilis* migraba más rápidamente (1.5 pulgadas/día) que la *P. putida* (0.7 pulgadas/día).

Se estima que este tipo de trabajos es esencial por el hecho que un estudio sistemático proporcionará el criterio cuantitativo que junto con otras consideraciones de las condiciones del reservorio, puede ser usado para predecir el rendimiento de un proceso MEOR.

Jang⁴ utilizó el Bastón Gram-positivo aeróbico *B. subtilis*, un productor de bio-surfactantes, para recuperar un crudo residual pesado a partir de medio porosos de arena. Se intentaron dos procesos de inundación continua y un proceso de ciclos "huff-puff"^{*} repetitivos.

Los procesos de inundación continua eran principalmente para investigar la eficiencia de la recuperación del petróleo por medio de bio-surfactantes y el efecto del crecimiento local. La discusión se enfocará en el así llamado proceso "huff-n-puff" que hace unos de una combinación de varios mecanismos de recuperación como la generación local de metabolitos, movimiento de solución gaseosa, e inundación de bio-surfactantes.

Se ha demostrado también el transporte bacteriano en varias etapas de la operación, por ejemplo la distribución inicial de las células durante la inoculación, la migración durante la incubación estática, siendo empujadas las células hacia la salida por el impulso de la solución gaseosa y el crecimiento y migración durante la adición de la inundación de nutrientes.

* Huff-puff: Migración de microorganismos y síntesis de productos del metabolismo así como la producción y recuperación de petróleo después del periodo de incubación

3.1 Factores a tomar en cuenta

Aunque la inundación continúa con un antiguo cultivo quimioestado[†] puede recuperar una cantidad considerable de petróleo, no es recomendable su aplicación. Ya que en primer lugar, los metabolitos[‡] son generados localmente y la actividad de las células inyectadas en el medio poroso es bastante baja. Por lo tanto, se requieren mucha inyección de cultivos bacterianos para alcanzar los resultados deseados. En segundo lugar, la inyección continua de la suspensión bacteriana a una densidad de 10^9 - 10^{10} células/ml puede tener un peligro potencial de obstruir la superficie de entrada (9) del agujero del pozo alrededor del cual la permeabilidad es normalmente mucho menor que la de la medio poroso de arena.

El proceso de ciclo repetido de “huff-puff”⁴ ha mostrado varias ventajas. Aunque se haya inoculado solo una pequeña cantidad de cultivo bacteriano y la distribución inicial de las células es limitada dentro de la región de alimentación/entrada, la siguiente penetración de los microorganismos puede lograr crecimiento y migración durante la incubación.

También es conocido que el *B. subtilis* es una especie con motilidad, capaz de nadar en el medio por la propulsión del flagelo que rodea la superficie bacteriana.

Durante la incubación los microorganismos migran a través del medio poroso y los nutrientes son convertidos gradualmente en metabolitos. Puesto que ambos extremos están sellados, el CO₂ generado en este periodo aumenta la presión del sistema y se cree que se disuelve rápidamente en el agua.

[†] Quimioestado: Microorganismos en estado natural y estable con el reservorio.

[‡] Metabolito: Productos producidos por los microorganismos.

Cuando se libera de improviso la presión al abrir la salida, los gases disueltos no solo empujan hacia afuera algo del petróleo residual sino que también las células fluyen hacia la salida. Definitivamente esto ayuda en gran medida la penetración de las células. La siguiente inundación de recuperación de nutrientes sirve para desplazar el petróleo liberado por los surfactantes durante la incubación estática y el petróleo es expulsado del extremo cerrado por el impulso de la solución de CO₂. Adicionalmente, la inundación de nutrientes desplaza los residuos metabólicos en el medio poroso y reanima la actividad de las células.

Por lo tanto, las células crecerán y migrarán aún más profundamente en el medio poroso. Por lo tanto, se pueden repetir varios ciclos de “huff-puff” seguidos por inundaciones de nutrientes para recuperar más petróleo residual.

Los procesos que se mencionan aquí incluyendo la selección de la especie bacteriana y del medio nutriente no deben ser aplicados directamente a un reservorio seleccionado. Muchos factores deben ser evaluados con mucha seriedad:

Primero: es imposible esterilizar el reservorio antes de inyectar la especie seleccionada. Por lo tanto, es necesario un estudio cuidadoso de la geo-microbiología para asegurar que las especies seleccionadas (o un grupo de varias especies) sea el dominante en las condiciones del reservorio y respecto al nutriente proporcionado.

Segundo: considerando la condición anaeróbica en el reservorio y la dificultad para alimentar oxígeno, debe ser más factible inyectar especies anaeróbicas como la *Clostridium acetobutylicum* en vez que especies aeróbicas.

Tercero: el medio nutriente usado que se menciona es un caldo de cultivo caro, rico en proteínas (0.5% peptona y 0.3% extracto de levadura) usado comúnmente por los microbiólogos para cultivar un amplio espectro de bacterias aeróbicas.

En la práctica, se puede querer seleccionar una fuente de nutrientes menos cara y menos concentrada como una solución de melazas diluidas.

Evidentemente, la tasa de crecimiento, los productos metabólicos y los mecanismos de recuperación pueden variar de campo a campo.

Las células de *B. subtilis* inyectadas en las medio porosos de arena crecen⁴ en el caldo nutriente (caldo de cultivo) proporcionado por el medio de suspensión. Se ha propuesto que, puesto que muchas especies bacterianas son capaces de crecer usando hidrocarburos del reservorio como única fuente de carbono, se necesita agregar solo minerales (como una fuente de nitrógeno y fosfatos) al medio de suspensión¹² si se introducen esas bacterias.

Las bacterias de este grupo pueden crecer y migrar en el reservorio tanto como alcance el hidrocarburo. Sin embargo, se ha hecho notar que este grupo de bacterias son principalmente aeróbicas⁴ y, por lo tanto, el enfoque local para la recuperación del petróleo puede enfrentar algunos problemas. Adicionalmente, esas bacterias usan principalmente las fracciones ligeras del petróleo.

Aunque los productos metabólicos (principalmente polímeros y bio-surfactantes) pueden mejorar la producción de petróleo, la calidad del petróleo puede ser degradada de manera grave¹². Se ha informado que los productos metabólicos también pueden hacer que la viscosidad del petróleo sea más alta.

No hay dudas que en los procesos de recuperación no biológicos, es necesaria una penetración completa de los productos químicos dentro del reservorio. Sin embargo, este no es el caso en todos los procesos MEOR.

En la producción local de surfactantes por el metabolismo de los nutrientes (o petróleo) una alta tasa de migración normalmente es acompañada por una alta tasa de producción de metabolitos. Sin embargo, puede ser suficiente para las bacterias penetrar solo por una parte del camino dentro del reservorio, el surfactante producido será llevado al resto del campo por el flujo del agua.

Otros posibles mecanismos como la eyección del petróleo desde los capilares cerrados por la generación local de gas, requerirán una penetración completa de parte de las bacterias¹².

CAPITULO 4

MODELO MATEMATICO

En este capítulo se describe el simulador numérico MEOR. Las fórmulas matemáticas son descritas inicialmente, para luego señalar las formulas numéricas de los modelos.

4.1 Modelos Matemáticos

La descripción de los modelos matemáticos comienza con la lista de fórmulas usadas por el algoritmo de petróleo negro para calcular la presión y las fases de saturación. Esto es seguido por el modelo de transporte que usa la ecuación de difusión por convección para calcular las concentraciones de los catorce componentes. Los mecanismos de recuperación del petróleo, la fase acuosa de la viscosidad de la solución del polímero y los efectos de salinidad. Finalmente el petróleo recuperado y los modelos de reducción de permeabilidad se discuten en conjunto con los componentes del modelo de transporte.

Un nuevo modelo MEOR multi-fase, multi-componente de petróleo negro fue modificado para añadir los efectos de salinidad, alcohol, reducción de permeabilidad por la retención del polímero durante el tratamiento microbiano. Las características incluidas en el simulador MEOR son:

1. Relación entre la concentración de bio-surfactante y la IFT^{*}
2. Adición de Clorito de Sodio y Calcio como componentes para la fase acuosa de salinidad y dureza.
3. Aumento del IFT agua - petróleo y absorción del surfactante debido a la salinidad.

^{*} IFT: Interfacial tension, tension superficial

4. Efecto de la salinidad de la salmuera y dureza en la viscosidad del polímero.
5. Reducción de la permeabilidad debido a la retención del polímero.
6. Uso del número de transporte en vez del número capilar para la movilización residual del petróleo.

4.1.1 Formulación del modelo de petróleo negro.

Las presiones y saturaciones multi -fases para el modelo MEOR fueron calculadas con un modelo de petróleo negro que empleó la formulación IMPES^{9,†}. Se consideraron tres fases, Petróleo (O) Agua (W) y Gas (G). La transferencia de masa entre la fase petróleo y la fase agua-vapor de petróleo dentro de la fase de gas no se incluyeron. El Balance básico de la masa y las ecuaciones de continuidad son:

(4.1)

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_l}{B_l} \right) = \nabla \cdot \left[\left(\frac{\vec{u}_l}{B_l} \right) \right] - Q_l \quad \text{for } l = o, w$$

(4.2) para gas

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right) \right] = \nabla \cdot \left(\frac{\vec{u}_g}{B_g} + \frac{R_{so} \vec{u}_o}{B_o} + \frac{R_{sw} \vec{u}_w}{B_w} \right) - (Q_g + R_{so} Q_o + R_{sw} Q_w)$$

Donde Q_o , Q_w y Q_g son variables de caudal de flujo volumétrico para pseudocomponentes petróleo, gas y agua:

† IMPES: Implicit Pressure explicit saturation, método para resolver la ecuación de difusividad de flujo multifásico en reservorios de petróleo negro

(4.3)

$$Q_l = \frac{\tilde{m}_l}{\rho_l B_l} \quad l = o, w, g$$

Donde \tilde{m}_l es el flujo másico de los componentes petróleo, gas y agua por unidad de volumen por tiempo. El flujo Darcy para las fases petróleo, agua y gas esta dado por:

(4.4)

$$\vec{u} = -\frac{\overline{\overline{K}} K_{rl}}{\mu_l} \nabla \left(P_l - \rho_l \frac{g}{g_c} h \right)$$

Donde $\overline{\overline{K}}$ es el tensor de permeabilidad diagonal, K_{rl} , μ_l , ρ_l son la permeabilidad relativa, la viscosidad por cada fase, la densidad, y la presión respectivamente. 'g' y 'gc' son la constante gravitacional y la constante de conversión, y 'h' es la distancia positiva bajo un plano referencial. Las densidades para las fases de petróleo agua y gas están relacionadas con el factor del volumen de formación y solubilidad de gas mediante:

(4.5)

$$\rho_l = \frac{1}{B_l} (\rho_{l,sc} + R_{s,l} \rho_{g,sc})$$

Para L=petróleo y agua

(4.6)

$$\rho_g = \frac{\rho_{g,sc}}{B_g}$$

El término "sc" en los escritos, significa a condiciones estándar. Las presiones de petróleo agua y gas, P_o , P_w y P_g , están relacionadas por la presión capilar:

(4.7)

$$P_{cow} = P_o - P_w$$

(4.8)

$$P_{cog} = P_g - P_o$$

Las siguientes ecuaciones fueron combinadas usando IMPES para escribir una simple ecuación en términos de la presión desconocida de la fase petróleo:

(4.9)

$$\phi C_t \frac{\partial P}{\partial t} = \sum_{l=o,w,g} \beta_l \left[\nabla \cdot (\psi_l \nabla P) + GC_l - \frac{q_l}{V_b} \right]$$

Donde C_t es la compresibilidad, B_l es el factor de volumen de formación de por cada fase l , ψ_l es la transmisibilidad por cada fase l , GC_l es el termino de compresión por gravedad y presión capilar para cada fase l , q_l el caudal de inyección por cada fase l .

(4.10)

$$C_t = \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial P} + \sum_{l=o,w} \left(-\frac{1}{B_l} \frac{\partial B_l}{\partial P} + \frac{B_g}{B_l} \frac{\partial R_{sl}}{\partial P} \right) S_l + -\frac{1}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} S_g$$

(4.11)

$$\beta_l = B_l - R_{sl} B_g \quad \text{Para } l = \text{petróleo y agua}$$

(4.12)

$$\beta_g = B_g$$

(4.13)

$$\psi_l = \frac{\overline{K}}{B_l \mu_l} K_{rl} \quad \text{Para } l = \text{petróleo y agua}$$

(4.14)

$$\psi_g = \frac{\overline{K}}{B_g \mu_g} K_{rg} + R_{so} \psi_o + R_{sw} \psi_w$$

(4.15)

$$GC_o = -\nabla \cdot \left[\psi_o \nabla \left(\rho_o \frac{g}{g_c} z \right) \right]$$

(4.16)

$$GC_w = -\nabla \cdot \left[\psi_w \nabla \left(\rho_w \frac{g}{g_c} z + P_{cow} \right) \right]$$

(4.17)

$$GC_g = -\nabla \cdot \left[\psi_g \nabla \left(\rho_g \frac{g}{g_c} z - P_{cog} \right) \right] + R_{so} GC_o + R_{sw} GC_w$$

(4.18)

$$q_l = Q_l V_b \quad \text{Para } l = \text{petróleo y agua}$$

(4.19)

$$q_g = Q_g V_b + R_{so} q_o + R_{sw} q_w$$

Las saturaciones son evaluadas luego de resolver la presión de las fases con las siguientes ecuaciones.

(4.20)

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_l}{B_l} \right) = \nabla \cdot (\psi_l \nabla P) + GC_l - \frac{q_l}{V_b} \quad \text{Para L=petróleo y agua}$$

(4.21)

$$S_g = 1 - S_o - S_w$$

4.1.2 Componentes de la fórmula de transporte

La ecuación de la difusión por convección con absorción y generación de productos que describen el mecanismo del modelo de MEOR a través del sistema se explica aquí. El transporte de los siguientes componentes es modelado: nutrientes, productos metabólicos, microorganismos, cloruro de sodio y iones de calcio. El transporte de los componentes ocurre bajo la influencia de las fuerzas de gravedad, viscosa, capilar y de dispersión. Se asume que todos los componentes solo son transportados a través de la fase de agua. Un balance material general para un componente “k” es:

(4.22)

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} C_k + \phi C_{k_s} \right) = -\nabla \cdot \left(\frac{\bar{u}_t}{B_w} C_k \right) + \nabla \cdot \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \bar{D}_k \nabla (C_k) \right) - Q_w C_k + \frac{\phi S_w}{B_w} R_k$$

donde C_k y C_{k_s} son las concentraciones de masa fluyente y absorbida a las condiciones de superficie para el componente “k”, ϕ es la porosidad de la roca, S_w , B_w y Q_w son saturación, el factor de volumen formación y el caudal volumétrico de

inyección/producción para la fase de agua, V_b es el volumen bruto del medio, \vec{u}_t es la corriente de velocidad total y es definida como la suma de las velocidades Darcy y bio-cinética para las bacterias y la velocidad Darcy para todos los otros componentes, el tensor físico de dispersión para el componente "k" en la fase del agua es representada por \vec{D}_k , y el crecimiento de bacterial biológico, la formación de productos y las variables del consumo de nutrientes por R_k .

Los dos términos en el lado izquierdo de la ecuación 4.22 representan la acumulación de la componentes "k" en la fase acuosa y la absorción del componente "k" en el espacio poroso. Los cuatro términos en el lado derecho de la ecuación son convección, dispersión, producción/inyección externa y la reacción metabólica del componente "k". El componente "k" puede ser bacterial (b), productos metabólicos (p) o sustratos/nutrientes(s). La velocidad \vec{u}_t , en el termino de convección de la ecuación 4.23 es definida como:

(4.23)

$$\vec{u}_t = \vec{u}_w + K_c \nabla(\ln C_s) \quad \text{Para bacterias}$$

(4.24)

$$\vec{u}_t = \vec{u}_w \quad \text{Para productos metabólicos, sustratos/nutrientes y componentes ionicos.}$$

Donde \vec{u}_w representa la velocidad de Darcy (flujo) para la fase de agua, K_c es el coeficiente bio-cinético y C_s es la concentración de nutrientes. El movimiento bio-cinético es definido como el movimiento de microorganismo hacia alguna atracción (generalmente un nutriente).

Los microorganismos pueden sentir un ambiente rico en nutrientes y moverse en esa dirección. La corriente de Darcy ocurre debido al aumento de presión mientras que la migración bio-cinética de la bacteria esta en forma proporcional al cambio exponencial en la concentración de nutrientes. El flujo de la corriente bio-cinética de las bacteria es mucho menor que el flujo de convención. Por lo tanto es importante solo cerca de las condiciones estáticas.

Los elementos del tensor de dispersión incluyen ambos la difusión molecular y la dispersión mecánica. Para un medio isotrópico, estos elementos son dados de la siguiente manera:

(4.25)

$$D_{kw,ij} = \frac{D_k}{\tau} + \frac{(\alpha_{lw} - \alpha_{rw}) u_{wi} u_{wj}}{\phi S_w} + \frac{\delta_{ij} \alpha_{rw} |\vec{u}_w|}{\phi S_w} \quad \delta_{ij} = 0 \text{ Cuando } i \neq j$$

donde D_k es el coeficiente de difusión molecular para el componente "k" en la fase acuosa, α_{lw} y α_{rw} son las dispersiones longitudinales y transversales, u_{wi} ($i = X, Y$ o Z) es el componente de la velocidad Darcy en las direcciones X-,Y y Z, $D_{kw,ij}$ ($i=X, Y$ O $Z, j=X, Y$ O Z) es el coeficiente de dispersión en la dirección "j" cuando la corriente esta en dirección "i", τ es complejidad en forma del medio poroso. La resultante "velocidad de darcy en fase acuosa" es:

(4.26)

$$|\vec{u}_w| = \sqrt{u_{wx}^2 + u_{wy}^2 + u_{wz}^2}$$

El fenómeno de dispersión física es caracterizado por el tensor de dispersión, en su forma completa:

(4.27)

$$\underline{\underline{D}} = \begin{bmatrix} D_{kw,xx} & D_{kw,xy} & D_{kw,xz} \\ D_{kw,yx} & D_{kw,yy} & D_{kw,yz} \\ D_{kw,zx} & D_{kw,zy} & D_{kw,zz} \end{bmatrix}$$

Si el eje de la X es alineado con la dirección del promedio de la velocidad, los coeficientes de dispersión que representan los términos de cruce $D_{kw,xy}$, $D_{kw,yx}$, $D_{kw,xz}$, $D_{kw,zx}$, $D_{kw,yz}$, $D_{kw,zy}$ se convierten en cero y el tensor de dispersión es:

(4.28)

$$\underline{\underline{D}} = \begin{bmatrix} D_{kw,xx} & 0 & 0 \\ 0 & D_{kw,yy} & 0 \\ 0 & 0 & D_{kw,zz} \end{bmatrix}$$

4.1.3 Crecimiento bacterial, generación metabólica de bio- productos y formulación de la relación de consumo de nutrientes

El crecimiento bacterial puede ocurrir ya sea en un sustrato de medio simple o complejo. El crecimiento puede ser inhibido por alcohol el cual es un producto metabólico. La relación del crecimiento versus la inhibición de los microorganismos por cada producto producido puede expresarse así:

(4.29)

$$\mu_b = \mu_{bm} \left(\frac{C_{s1}}{K_{b/s1} + C_{s1}} \right) \left(\frac{C_{s2}}{K_{b/s2} + C_{s2}} \right) \left(\frac{K_i}{K_i + C_i} \right)$$

Donde μ_{bm} es la razón máxima de crecimiento, C_{s1} y C_{s2} son las concentraciones de los sustratos 1 y 2. La variable de crecimiento específico de la bacteria es igual a la mitad de su valor máximo en estas constantes de saturación, K_i es la constante de inhibición y C_i es la concentración del inhibidor. Si el crecimiento de la inhibición no sucede y el crecimiento es controlado por un sustrato entonces la ecuación 4.29 se reduce a una ecuación donde la razón de multiplicación de biomasa en las fases bacterianas se expresan así:

(4.30)

$$\mu_b = \mu_{bm} \left(\frac{C_{s1}}{K_{b/s1} + C_{s1}} \right) (C_b + \sigma \rho_{b,sc})$$

Donde C_b es la concentración del flujo de bacterias, σ es la fracción del volumen poral ocupado por las bacterias adheridas a las superficies del poro, $\rho_{b,sc}$ es la densidad de la biomasa en las condiciones de superficie y es constante.

Una ecuación empírica es usada para calcular la razón de producción de productos:

(4.31)

$$R_p = \mu_{pm} \frac{C_s - C_{sc}}{K_{p/s} + C_s - C_{sc}} (C_h + \sigma\rho_h) \quad \text{Para } C_s > C_{sc}$$

Donde μ_{pm} es la razón de producción máxima, $K_{p/s}$ es la saturación constante para la producción del producto “p” por consumo del nutrientes “s”, C_{sc} es la concentración de nutrientes críticos para el metabolismo. Los productos metabólicos que son modelados son nitrógeno, dióxido de carbono, ácido, alcohol, bio-surfactantes y bio-polímeros.

El crecimiento microbiano, la producción metabólica y el mantenimiento de energía se dan por el consumo de nutrientes:

(4.32)

$$R_s = -\frac{R_{bf} + R_{bs}}{Y_{b/s}} - \left(\sum_p \frac{R_p}{Y_{p/s}} \right) - m_s (C_h + \sigma\rho_{b/c})$$

Donde R_s , R_{bs} , R_{bf} y R_p son variables del consumo de nutrientes, consumo de microorganismos entre sí, crecimiento de la corriente bacterial y producción metabólica respectivamente, $Y_{b/s}$ y $Y_{p/s}$ son coeficientes característicos de la biomasa y el producto, m_s es el coeficiente de mantenimiento de energía dado para provisto por el consumo de nutrientes.

CAPITULO 5

APLICACION EN CAMPOS MADUROS

En este capítulo se mostrará las aplicaciones del proceso de MEOR a campos maduros, sus implicancias y problemas, las diferentes variables que intervienen en el proceso y como cada una de ellas es crucial en el éxito de cualquier proyecto de MEOR. También se mostrará los pasos necesarios para realizar un estudio de viabilidad de la aplicación de esta tecnología, así como una referencia a su aplicación en el Perú.

MEOR ha sido aplicado con éxito en diferentes campos alrededor del todo el mundo. Se ha alcanzado el éxito en muchos casos y se han identificado los desafíos. Los productores más grandes han mejorado de una manera importante sus conocimientos y las técnicas usadas para implementar el MEOR en el campo.

Se han realizado con éxito muchas pruebas bajo observaciones cuidadosas. Como una en el campo Fuyu, en la provincia de Jilin, China (un proyecto de investigación de colaboración compartida entre la Japan National Oil Co. y Jilin Petroleum Group Co. Ltd.), estas pruebas se realizaron en 1996. El objetivo principal fue aumentar la recuperación del petróleo a partir de un reservorio poco profundo de arenisca que había sido inundado con agua durante más de 20 años. Ellos observaron reducciones importantes en el corte de agua y aumentos en la tasa de producción de petróleo en muchos pozos, y se sostuvo por más de 6 meses.

Estas pruebas también confirmaron la habilidad de los microbios para sobrevivir y propagarse en las condiciones del reservorio. Adicionalmente a esta evaluación del análisis y producción del fluido, los datos indicaron que los microbios en la

actualidad ayudan a aumentar la formación de viscosidad en el agua, un mejora del pH del agua y en la producción de gases, especialmente CO₂.

En la parte nor-occidental del Perú¹⁵, en la cuenca de Talara, los campos Providencia y Lobitos del Bloque Z-2, en el año 2003 produjeron 53,643 bbl y 24,343 bbl respectivamente. Se seleccionaron siete pozos en producción para evaluar MEOR para una recuperación mejorada de petróleo (EOR).

El EOR microbiano resultó en un aumento de 13,907 y 19,410 bbl de petróleo para los campos Providencia y Lobitos respectivamente. Después de realizar esta prueba, se llegó a la conclusión que, MEOR es igualmente factible para producción unitaria o combinada.

De manera similar se realizó un proyecto en los reservorios de los EAU¹⁶. En este proyecto se enfocaron inicialmente en el estudio de la tensión interfacial (IFT) entre los crudos de cuatro reservorios EAU diferentes (BH, UZ, St y UAD) y una solución de bacterias termófilas*. Las bacterias fueron obtenidas de tanques de agua locales. Los resultados de estas investigaciones experimentales muestran una reducción en la ITF[†] a alta salinidad y alta temperatura para todos los sistemas estudiados menos para el crudo St (que es rico en azufre). La IFT disminuye de 40 dinas/cm a 0.07 dinas/cm para muchos sistemas estudiados. También, las bacterias terciarias fluyendo a las condiciones del reservorio, en promedio, dieron como resultado una recuperación adicional de petróleo del 15 al 20% del volumen poroso.

Así pues, en la actualidad el uso de la bio-tecnología en la actividad petrolera es considerado como un proceso totalmente comprendido e integrado que ha producido

* Termófilas: bacterias que se desarrollan muy bien en presencia de calor.

† IFT: tensión superficial

beneficios tangibles mejorando la producción de reservorios agotados y marginales. MEOR es una técnica prometedora pero su desarrollo requiere el esfuerzo de microbiólogos, ingenieros de petróleo y geólogos. Adicionalmente se requiere investigación sobre la interacción entre los microbios y el reservorio y el trabajo de laboratorio para optimizar la producción de petróleo con menos pérdidas.

5.1. MEOR Comparado Con Otros Métodos de Recuperación

Los microbios ofrecen una variedad de posibles soluciones para ayudar a mejorar la producción o aumentar el petróleo final recuperable y hay muchos factores que hacen que los micro-organismos sean atractivos para una recuperación perfeccionada y/o mejorada. Los nutrientes requeridos para sostener su crecimiento son cotizados a niveles económicos en el actual sistema de precios del petróleo y pueden ser considerados como uno de los métodos potencialmente más prometedores. Los tres tipos básicos de procesos microbianos para la recuperación del petróleo son:

- A. Estimulación del Pozo, en la cual estimula la liberación del petróleo atrapado por los capilares y por la salmuera.
- B. Limpieza del agujero del Pozo, en el cual mejoran el drenaje del petróleo en el agujero del pozo al remover los depósitos parafinados y las incrustaciones.
- C. Flujo mejorado de Agua, en los cuales reducen las variaciones de permeabilidad y bloquean los canales de agua. Esto es especialmente cierto para la modificación del pozo de inyección donde los micro-organismos reducen la alta producción de agua a partir de las variaciones de permeabilidad. Sin embargo, el flujo de agua microbiana convencional

implica inyectar microbios en el reservorio, luego estimular su crecimiento con la inyección de los nutrientes.

Actualmente, aunque los métodos térmicos y de inyección de gas encuentran las mayores aplicaciones comerciales, las ventajas específicas del MEOR son:

1. Los microbios no consumen grandes cantidades de energía.
2. Su uso no depende del precio del crudo, al compararlo con otros procesos de EOR.
3. Los mecanismos múltiples trabajan simultáneamente durante el proceso microbiano mejorando por lo tanto la efectividad.
4. Se pueden usar microbios autóctonos haciendo posible superar parcialmente la adsorción y las pérdidas debidas a la degradación.

Entonces, desde un punto de vista económico, estos son los procesos más atractivos y cuentan con un potencial prometedor para la recuperación del petróleo a partir de las reservas que fueron consideradas anti-económicas debido a la ausencia de un método económicamente efectivo.

5.2 Eficiencia del Rendimiento del MEOR

Ahora, desde el punto de vista de rendimiento, aunque la inyección del agua o del gas (especialmente CO₂) son los métodos usados más ampliamente, la necesidad comparativa de equipos y de inversión los hace unos métodos costosos. Más aún, en el caso de inyección de gas, la absorción parcial del reservorio y el petróleo atrapado por las fuerzas capilares en las zonas invadidas representan los principales problemas. También se debe tener cuidado para evitar impurezas como H₂S, CO₂ y

O₂ que pueden causar corrosión en los equipos especialmente en presencia de agua. Más aún, también consumen grandes cantidades de energía que también es necesaria para los compresores de inyección y para el sistema de enfriamiento.

De otro lado, MEOR no solo minimiza el costo al reducir la necesidad de equipos como compresores y otros, sino que también lo hace en una forma eficiente. En el caso de flujos de agua con MEOR, se inyecta al reservorio el agua 'infectada' los micro-organismos y una fuente de sus alimentos (que pueden ser vitaminas, fosfatos, etc.). Usa petróleo como su fuente principal de carbono, comienza digiriendo petróleo y produce dióxido de carbono, hidrógeno y metano (como producto final) junto con ácidos orgánicos, acetonas y alcoholes.

5.3 Identificación de diversas variables que deben ser consideradas antes de aplicar MEOR

La aplicación de la tecnología MEOR se está realizando en todo el mundo, y solo se puede esperar que crezca, debido al decreciente desarrollo de nuevos campos y debido a la declinación de los más maduros. Los procesos MEOR se orientan a los mismos parámetros físicos que los procesos químicos mejorados de recuperación de petróleo (EOR); por lo tanto están sujetos a las mismas dificultades técnicas.

5.3.1 Selección del reservorio

La selección del reservorio para el proceso MEOR especialmente en el caso de campos marginales/maduros puede llegar a ser una tarea desafiante.

La selección del candidato para los procesos MEOR requiere la consideración de varios parámetros antes que se pueda implementar con éxito el MEOR. En el caso de campos maduros el MEOR in situ es orientado principalmente hacia el petróleo

residual dejado después de aplicar los métodos de producción principal y recuperación secundaria.

Los campos maduros después de pasar por varios ciclos y técnicas de producción requieren de un estudio profundo de varios parámetros que pueden haber sido alterados con el pasar del tiempo.

Los campos existentes alrededor del mundo que están en producción han mostrado señales de etapa madura, o sea de presión decreciente, y creciente producción de agua y gas. Este escenario necesita los actores para encontrar las maneras de extender la vida del campo más allá de las técnicas de recuperación principal y secundaria.

El MEOR aplicado e implementado con efectividad en los campos maduros, también puede mantener la presión del reservorio por medio de los procesos de degradación microbiana selectiva que pueden degradar los hidrocarburos a una fase gaseosa. El MEOR cuenta con el potencial de mantener las presiones del reservorio y mantener una producción estable.

Los siguientes son los factores comunes que deben ser considerados antes de aplicar el MEOR a determinados reservorios. Estos parámetros pueden variar en gran medida de reservorio a reservorio y en muchos casos también se deben considerar parámetros nuevos antes de implementar el MEOR.

a) Análisis Estructural

Los recursos marginales significan que no hay espacio, o lo hay muy reducido, para los errores.

Entonces se debe realizar un análisis estructural para contar con un plan óptimo antes de inyectar los microbios en la formación. Una región de

petróleo dejado atrás y/o áreas de alta permeabilidad, para la obturación de los poros de determinada formación, no puede ser identificada sin un análisis estructural. Usando un enfoque de análisis estructural, también pueden identificarse las inseguridades y los riesgos de la perforación.

Sin embargo, a veces, el análisis estructural puede ser un tema (complicado) y si una estructura es analizada inadecuadamente, hay una importante probabilidad que los microbios actúen como malos candidatos. La saturación inicial de agua, la distribución espacial de los cuerpos lenticulares de petróleo, la distribución espacial de las facies[‡] y la representación de las fallas son elementos necesarios antes de adoptar el MEOR.

b) Complejidad geológica

La complejidad geológica requiere de un estudio completo porque representa un rol vital en la inyección de los microbios en el reservorio y en la función que ellos realizan. Debido a varias razones como los cambios en la permeabilidad, la porosidad, la mojabilidad, etc., puede ser que los microbios no alcancen la zona objetivo.

c) Patrón de los pozos que se van a perforar en el reservorio

Este parámetro es nuevamente crítico en la inyección y en la producción de hidrocarburos. Entonces es necesario realizar un estudio detallado antes de decidir respecto a los inyectores y a los productores en las reservas marginales. Entonces, para un plan óptimo, es obligatorio seleccionar la

[‡] Facies: características litológicas y estratigráficas de una roca sedimentaria

manera correcta de perforación. Debido a factores económicos, si se considera una perforación horizontal, direccional, de alcance extendido, etc., entonces se debe estudiar un patrón adecuado de inyectores y de productores para una recuperación mejorada.

d) Análisis de Permeabilidad

Este factor es necesario para seleccionar la cepa de la bacteria y su técnica de supervivencia/alimentación y su composición.

e) Análisis Petrofísicos

PVT y otros análisis petrofísicos son importantes, así que se deben realizar comparaciones después de la aplicación del MEOR y se deben realizar otras investigaciones de laboratorio.

f) Temperatura

La temperatura es una parte muy importante y desarrolla un rol vital en el MEOR. A temperatura elevada, el crecimiento bacteriano y sus procesos metabólicos serán grandemente influenciados en el ambiente anaeróbico sin nutrientes del reservorio. Por lo tanto, la temperatura del reservorio debe estar de acuerdo con los micro-organismos para su supervivencia y crecimiento, y en los reservorios de altas temperaturas, el desarrollo de estos micro-

organismos que puede mantener y estimular su crecimiento, es un gran desafío.

g) Se puede alcanzar los nuevos objetivos de producción?

Decidir si la aplicación del MEOR ayudará a alcanzar los objetivos de producción requeridos. Esto se puede hacer por medio de pruebas piloto y pruebas de laboratorio en los núcleos de perforación.

Hay muchos otros factores que deben ser estudiados de manera que el crecimiento y la estimulación de los micro-organismos no sean afectados por la formación. Estos son:

- Saturación del petróleo remanente
- Evaluación de Fluidos. Análisis de composición de los hidrocarburos
- Profundidad del reservorio
- Salinidad del agua de la formación
- Análisis de muestras del agua de la formación
- Estimados del incremento neto de petróleo.
- Aspectos económicos.

5.3.2 Seleccionar la bacteria adecuada

Para el MEOR, la selección de las especies de microbios es crucial. Deben satisfacer las condiciones del reservorio y producir los productos requeridos. Las diferentes cepas de bacterias tienen diferentes habilidades de adaptación, por lo tanto hay que seleccionar la bacteria basándose en las condiciones del reservorio y en las propiedades del fluido. El ecosistema del reservorio proporciona la base para la respuesta positiva de las bacterias.

La colonización de los poros de parte de las bacterias y los productos elaborados a consecuencia por las bacterias también necesitan una atención especial. En pocas palabras las cepas más adecuadas de bacterias pueden ser definidas solo después de cuidadosos análisis y pruebas de los núcleos de perforación.

5.3.3 Seleccionar los nutrientes para las bacterias

La interpretación clásica de la recuperación mejorada de petróleo (MEOR) es introducir un micro-organismo junto con una fuente de alimentos para realizar un cambio positivo en el mecanismo de recuperación de un reservorio de petróleo. Los productos elaborados por las bacterias y su supervivencia dependen de los nutrientes con los cuales se alimentan.

También, para sostener y prolongar el máximo nivel requerido de recuento de bacterias, es deseable contar con una concentración óptima de nutrientes y con el tipo correcto de nutrientes. En efecto, los microbios pueden estar presentes en el reservorio pero solo sobreviviendo a un nivel metabólico muy bajo, esperando las condiciones adecuadas para revitalizarse.

La selección de los nutrientes puede ser hecha solo después de una investigación detallada y de un periodo de prueba. La prueba para los nutrientes adecuados es realizada después de un plan claramente trazado que incorpore todas las consideraciones de la producción. Los efectos del pH y trazas de otros minerales también son de primordial importancia para la selección de los nutrientes.

5.3.4 Prueba piloto

Los proyectos MEOR generalmente son efectuados por fases. En la fase inicial de desarrollo e investigación, se realizan extensas pruebas y análisis de laboratorio para entender los mecanismos del proceso y para identificar los parámetros importantes. Generalmente las diferentes tareas incluyen: (i) selección de los sistemas disponibles para la alimentación de los microbios que sean viables según las condiciones del reservorio en términos de compatibilidad, competitividad y habilidad para propagarse en medios porosos; (ii) investigación de sub-productos del proceso probable (polímeros, surfactantes y gases), y (iii) selección de los reservorios candidatos para la aplicación del MEOR.

La metodología para diseñar y optimizar las pruebas de campo del MEOR todavía tienen que ser establecidas, sin embargo, diferentes resultados han indicado que hay ciertos procedimientos necesarios que deben ser seguidos para una prueba piloto exitosa del proyecto. En las pruebas piloto los siguientes parámetros requieren de un análisis estricto:

- Producción de petróleo
- Resultados de las pruebas en los núcleos estándares
- Pruebas de ‘Huff-Puff’[§]
- Selección de los pozos
- Reservas incrementales
- Evidencia de petróleo nuevo en los fluidos de producción
- Distribución de los nutrientes en todo el reservorio

[§] Huff-puff: Migración de microorganismos y síntesis de productos del metabolismo así como la producción y recuperación de petróleo después del periodo de incubación

- Rendimiento de los pozos inyectores de nutrientes
- Medios de mantenimiento y de crecimiento
- Modelado de la recuperación mejorada microbiana de petróleo
- Costo de la producción incremental por barril.

5.4 Aplicación de MEOR a proyectos y estrategias de campo

La aplicación de los proyectos MEOR a los campos especialmente a las reservas marginales requiere de la aplicación de sólidas prácticas de ingeniería de reservorios así como para los otros métodos EOR pero con el conocimiento adicional de la microbiología. Un conjunto completo de metodologías y de buenas prácticas para los proyectos MEOR todavía no ha sido definido. Sin embargo, con las crecientes aplicaciones del MEOR a los campos maduros y marginales se pueden formular estudios confiables y se pueden definir los resultados respecto a las buenas prácticas para un proyecto MEOR.

La caracterización de los reservorios objetivo es importante al diseñar un tratamiento MEOR. Puesto que el objetivo principal de la aplicación del MEOR a los campos maduros y marginales, es aumentar el factor de la recuperación final, se requiere un análisis cuidadoso de las propiedades del reservorio, por ejemplo, en ciertos casos, algunas zonas de alta permeabilidad necesitan ser obturadas mientras que en otras zonas la permeabilidad debe ser mejorada. No obstante, la litología del reservorio también juega un rol vital en la aplicación exitosa del MEOR a los campos marginales/maduros.

El otro factor que necesita ser considerado es el crecimiento de los microbios. La supervivencia exitosa y la reproducción de los microbios necesitan que se den ciertas condiciones mínimas, por ejemplo la salinidad del reservorio, las propiedades del petróleo, el tipo de la formación, etc. Más aún se debe tener cuidado que la inyección de nutrientes con varios minerales disueltos pueda estimular el crecimiento de bacterias inactivas presentes en el reservorio como las bacterias reductoras de sulfatos. La calidad de los nutrientes inyectados para alimentar y sostener el crecimiento de las bacterias también representa un rol fundamental para lograr los resultados y los objetivos requeridos.

Por lo tanto, el tratamiento microbiano para la recuperación mejorada del petróleo es una opción favorable en el mercado petrolero altamente volátil y en tiempos financieramente difíciles. El aumento en la producción puede ser obtenida por la estimulación de pozos individuales.

La aplicación del MEOR a los campos marginales puede producir solo un aumento fraccional en la producción de un determinado reservorio. Sin embargo, la producción aumentada de una gran cantidad de reservorios maduros y marginales puede aumentar de manera importante la cantidad acumulada de petróleo recuperado.

5.4.1 Estudio de Factibilidad

Los beneficios de la aplicación del MEOR pueden ser alcanzados de diferentes maneras, por ejemplo se puede requerir reducir la viscosidad del petróleo, obturar los poros para tener una mejor eficiencia de absorción en los flujos de agua y otros.

Las herramientas como los estudios de simulación pueden proporcionar una de las soluciones más útiles y económicas para los estudios de factibilidad del MEOR. Al

efectuar los estudios de simulación, se pueden analizar los diferentes escenarios de implementación del MEOR para una recuperación optimizada. Con estos tipos de estudios se pueden determinar eficientemente:

- Si las condiciones predominantes son beneficiosas para el proceso microbiano o si no lo son. Es posible cambiar las condiciones prevalecientes en caso de reservas marginales para mejorar la recuperación o para recuperar petróleo atrapado en algunas regiones localizadas?
- Si la inyección continua o intermitente puede ser beneficiosa
- Que tipo de nutrientes serán beneficiosos y donde la inyección maximizará la recuperación, etc.

Economía

Mantenerse dentro del presupuesto objetivo de los gastos puede ser desafiante en la aplicación del MEOR a varios proyectos. Los factores económicos son los factores básicos en una estrategia que decide si este proyecto debe ser abandonado o si puede ser implementado.

La economía en un proyecto EOR puede llegar a ser un gran desafío especialmente en caso de campos marginales o maduros.

Por lo tanto, se debe realizar un análisis económico severo antes de dar el pase a un proyecto.

5.4.2 Estudio Experimental y prueba piloto

- A) Materiales: Los materiales, los nutrientes y los suplementos usados en el proceso de Modificación del Perfil Microbiano son una parte importante de la evaluación. Hay muchas fuentes de nutrientes como la sacarosa, las melazas,

el jarabe de maíz macerado, licor negro, suero de soya, suero de tapioca, etc. La combinación de los nutrientes con el nitrógeno, fósforo, minerales y proteínas es llamado en este documento como “el medio”.

- B) Microbios: La selección de los microbios es crucial para unos resultados exitosos del proyecto MEOR. Para este propósito la mejor estrategia será reunir un equipo multi-disciplinario formado por un microbiólogo, un geólogo y un ingeniero de petróleo y dibujar una estrategia de pruebas de núcleos y otras pruebas usando diferentes cepas de bacterias y luego seleccionar la mejor cepa sobre la base de la comparación de los resultados.
- C) Nutrientes: Para crecer, los microbios requieren fuentes de los principales elementos que forman las células – carbono, nitrógeno, fósforo, oxígeno, azufre, componentes menores como hierro, zinc, cobre, manganeso y una fuente de energía para el procesos de síntesis relacionado con el crecimiento. En el laboratorio, las bacterias pueden ser alimentadas con diferentes nutrientes y los subproductos resultantes pueden ser analizados. Los nutrientes que den los mejores subproductos y que actúen de la manera deseada sobre el petróleo, deberán ser los escogidos. Generalmente el agua es el medio de selección preferido. Sin embargo las propiedades del medio y su interacción con el petróleo y con la formación también deben ser estudiadas.

D) Agua: El análisis del agua de la formación para la salinidad, trazas de minerales y por todos los minerales disueltos en ella, es incorporado como parte de la experimentación. Las pruebas del agua de la formación revelan mucho respecto a la habilidad de los micro-organismos para sobrevivir en la formación y para reproducirse a la tasa requerida.

E) Pruebas/Ensayos: La prueba del proyecto MEOR para dar una orden de partida formal para la aplicación del MEOR en un campo variado incluye los siguientes pasos.

a) Selección de la ubicación

Por la selección de la ubicación se entiende la selección de un área adecuada del reservorio, que permita la diseminación y distribución de los microbios de una manera uniforme. Las áreas objetivo que deben ser tratadas usando la inyección de microbios o la estimulación de microbios que ya están presentes en el reservorio. El pozo de inyección debe estar en condiciones de inundar la región del reservorio requerida y la inyección de microbios debe ser realizada en un lugar donde producirá el resultado deseado. Los análisis y las interpretaciones geoquímicas, cuando sean integradas con las tendencias de presión y con un marco geológico y geofísico, proporcionan datos importantes para el desarrollo y para el planeamiento de la producción.

Los enfoques geoquímicos de la explotación son especialmente indicados para ayudar a determinar la continuidad o la segmentación de los

compartimientos del reservorio cuando los datos de la presión o los datos geológicos son ambiguos.

La comprensión de la continuidad del reservorio es crítica para optimizar el desarrollo del campo. También es importante la identificación de la segmentación del reservorio para una ubicación eficiente de los pares inyector/productor cuando se ha planeado el mantenimiento de la presión por inyección de agua.

Las diferencias en el nivel de bio-degradación a veces pueden indicar compartimientos segmentados. Los análisis geo-químicos también pueden detectar gradientes en las propiedades de los hidrocarburos dentro de reservorios continuos (por ejemplo causados por la segregación de la gravedad). El reconocimiento de estas gradientes es importante para los modelos del reservorio y para el planeamiento del campo. En campos de petróleo pesado, los análisis de los núcleos de las paredes laterales pueden ayudar a identificar las variaciones de calidad del petróleo para orientar la producción.

b) Muestreo y análisis de los fluidos de los pozos

Normalmente se realizan pruebas de compatibilidad para evaluar la supervivencia de los microbios en presencia de salmuera del reservorio, roca y nutrientes. Las pruebas de laboratorio bajo condiciones controladas como frascos de prueba, tubos de prueba y otras pruebas PVT con laboratorio de núcleos pueden ayudar a determinar cuidadosamente las propiedades del

fluido del reservorio. Algunos de los parámetros que deben ser considerados en el análisis del fluido son:

- pH
- Eh**
- Temperatura
- Gases disueltos
- Partículas de material inerte
- Geometría y tamaño físico de los poros
- Sistema multifásico (gas, petróleo, agua)
- Presión
- Iones, minerales y sales
- Flora microbiana – La flora microbiana existe en la mayoría de los reservorios de petróleo que actualmente están en producción. Aunque su número e influencia es generalmente muy pequeño. Se han planteado muchos argumentos a lo largo de los años respecto a su origen.

c) Selección de la formulación microbiana y pruebas de compatibilidad

La formulación microbiana y las pruebas de compatibilidad son uno de los factores más importantes de las pruebas. A partir de estas pruebas se puede estudiar la información relacionada con el “Tiempo de Residencia comparado con el Tiempo de Reacción” y su compatibilidad respecto a determinado reservorio bajo diferentes condiciones.

** Eh: Potencial de voltaje

Después de la inyección de los microbios, se requiere que transcurra un tiempo de espera para que los microbios puedan actuar en las diferentes áreas del reservorio y producir los resultados requeridos. Entonces también se debe formular el periodo de shut-in usando las pruebas de laboratorio predeterminadas (si es que hay alguna).

d) Seguimiento de la producción

El periodo de flujo de la producción es el periodo en el cual se realiza nuevamente la prueba después de un determinado periodo específico. Estas pruebas ayudan a determinar

- Cambios en la composición del petróleo
- Cambios en las propiedades físicas del petróleo, como la viscosidad
- Recuento microbiano en el reservorio y verificación si están actuando de la manera correcta
- Los nutrientes están alimentando las bacterias y están haciendo que se produzcan las bacterias correctas?
- Cambios en el reservorio y el estudio de los efectos peligrosos como la estimulación de las bacterias reductoras de azufre
- Los microbios están corroyendo o están estimulando la corrosión en las tuberías?
- Debemos seguir con la inyección de microbios y el proceso MEOR?
- Cual debe ser la frecuencia de la inyección del batch microbiano?
- Estudio del tiempo de residencia comparado con el tiempo de inyección
- Expansión del programa de inyección si es necesario

- Análisis microbiano
- Los pozos donde se realiza la inyección están transportando los microbios a los lugares requeridos o se deben cambiar los lugares de inyección?
- Hay estimulación de alguna flora autóctona debido a la inyección de nutrientes y cual es el efecto de la estimulación en esos microbios autóctonos?
- Estudio de las pruebas 'huff-puff'

Con lo expuesto se ha dado un punto de vista acerca de cómo aplicar la tecnología MEOR en campos maduros, y las variables involucradas para realizar cualquier estudio de viabilidad del uso de la tecnología de MEOR.

CAPITULO 6

SIMULACION DE UN RESERVORIO MODELO

Para probar que la recuperación mejorada por microorganismos es factible se hizo uso del simulador MTS* creado por el "National Institute for Petroleum and Energy Research". El simulador MTS es un simulador tridimensional, trifásico que permite el estudio del transporte de microorganismos y sus nutrientes en medio poroso. Los parámetros que se incorporan al MTS son: crecimiento y muerte de microorganismos, deposición microbiana, quimiotaxis†, difusión, dispersión, taponamiento y consumo de nutrientes. Las ecuaciones que gobiernan el comportamiento de los microorganismos y como interactúan con las variables del medio poroso se demuestran en el capítulo 4. En este capítulo demostrara mediante el simulador MTS el comportamiento de los microorganismos y como influyen los microorganismos en la recuperación de petróleo.

6.1 Descripción del modelo 3D

Para demostrar la influencia de los microorganismos en la recuperación mejorada y como modifica los regímenes de inyección se hizo uso de un modelo de reservorio (Tabla. 6.1) de 20x1x2 grillas en el eje x,y,z respectivamente, el cual se muestra en la Figura 6.1. Las propiedades de los fluidos se obtienen de las curvas PVT de un crudo de la selva peruana (Fig. 6.2 a 6.4) que tiene densidad API de 38.2°, la

* MTS: "Microbial transport simulator", simulador de transporte de microorganismos

† Quimiotaxis: intercambio de componentes químicos entre los microorganismos y el ambiente.

profundidad a la que esta el reservorio en estudio es de 1460 pies sobre el tope de la capa 1.

Los datos que entran al simulador se encuentran detallados en las Tablas 6.1 a 6.7.

6.1 Descripción del proceso

Se inicia la producción del reservorio en un proceso de waterflooding durante 30 días, en esta etapa se inyecta agua por el pozo INY a un régimen de 584 B/día a la vez que se produce por el pozo PROD según se muestra en la Fig. 6.5. A partir del día 31 se inyectan microorganismos (2.495 mg/mL) y nutrientes (1.875 mg/mL) durante cinco días. Luego durante veinte días se inyectan solo nutrientes (1.875 mg/mL). Después del periodo de inyección de microorganismos que hace un total de veinticinco días se continúa con la producción del campo con waterflooding durante 65 días más, haciendo un total de 120 días de simulación del reservorio.

6.2 Resultados

Los resultados se muestran en las figuras 6.5-6.8, en cada uno de estos gráficos se compara la simulación que se ha efectuado con un modelo de "black-oil" sin tratamiento de microorganismos. Con la tecnología MEOR hay un mantenimiento mejor de la presión, una mayor producción de petróleo y una menor producción de agua. Durante los 120 días que duró la simulación se produjo 4994 Barriles de petróleo con ayuda de la tecnología MEOR. Sin el uso de esta tecnología se produjo en el mismo intervalo de tiempo 4920 Barriles, lo que hace una diferencia de 74 barriles con el uso de la tecnología MEOR. Los costos de las bacterias es de 2.5\$ por kg, los de nutrientes alrededor de 0.67\$ por kg¹⁷. Las cantidades de bacterias y

nutrientes inyectados se muestran en la Tabla 6.8. En la Tabla 6.9 se muestra un flujo de caja en base a costos para los días 31 a 120 (un lapso de tiempo de 90 días a partir de la inyección de microorganismos y nutrientes al reservorio). La Figura 6.9 es un gráfico del precio del petróleo versus el VAN y el TIR para el reservorio modelo se está estudiando.

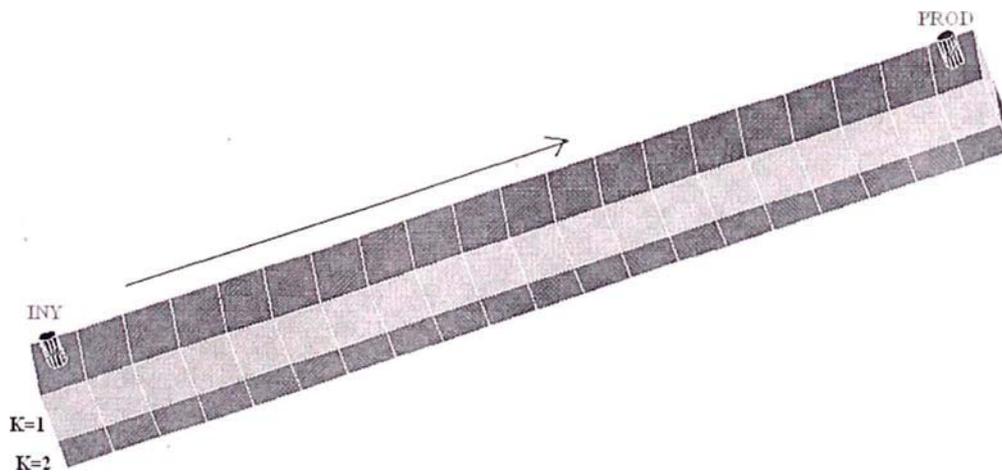
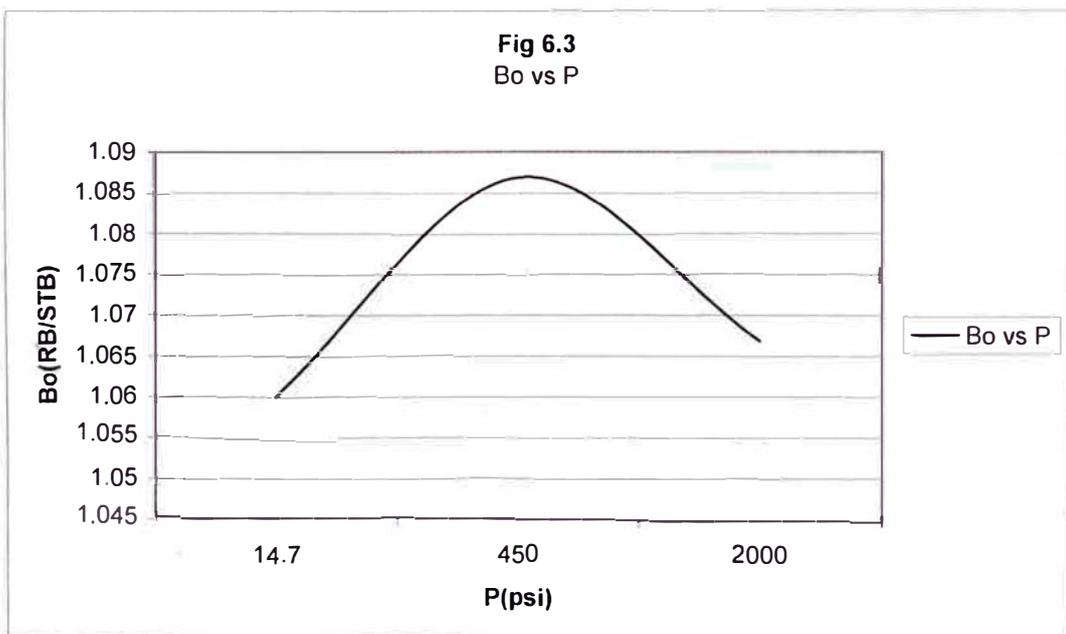
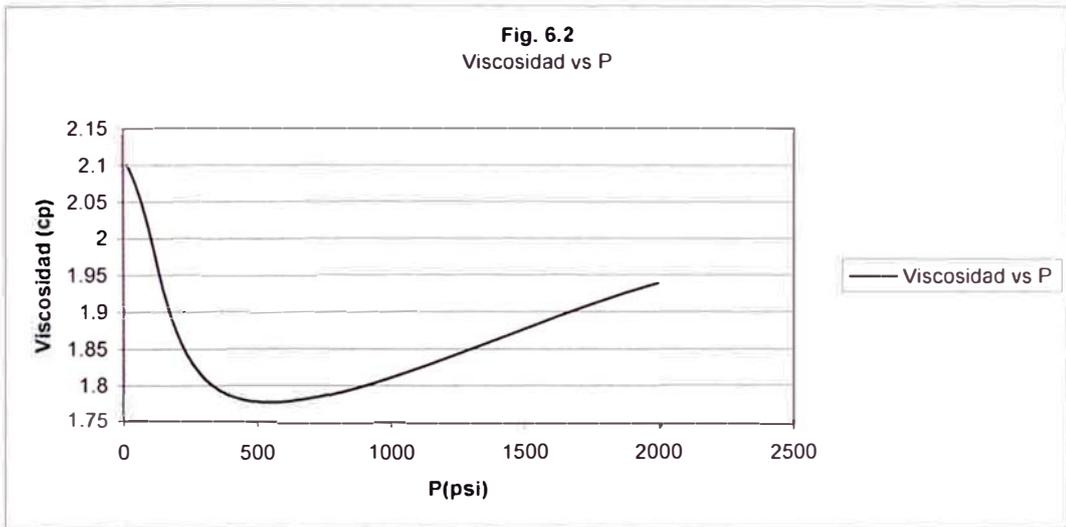


Figura 6.1 Modelo del reservorio a simular



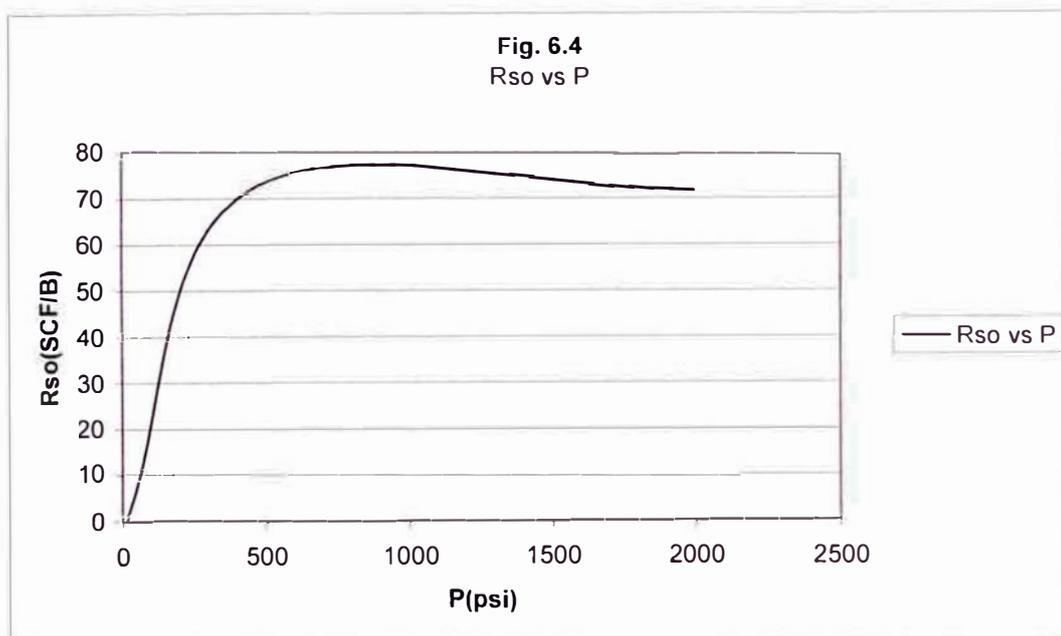


Tabla 6.1 Modelo del reservorio y parámetros usados a escala de un campo-modelo de la selva peruana.

Parámetro		Valor
Reservorio		
	Longitud, pies	234
	Ancho, pies	215
	Espesor capa 1 y 2, pies	24 y 11
Porosidad	%	20
Permeabilidad	Kx, Ky, Kz (capa 1) mD	150,525,20
	Kx, Ky, Kz (capa 2) mD	150,525,45
Saturación inicial de petróleo	%	30
Saturación inicial de agua	%	70
Concentración de microbios inyectados	mg/mL	30
Concentración de nutrientes inyectados	mg/mL	40

Tabla 6.2 Datos PVT

Presión de burbuja inicial	450 psia
Densidad del petróleo a condiciones Standard	52.19 lb/cu-ft
Densidad del agua a condiciones Standard	62.37 lb/cu-ft
Densidad del gas a condiciones Standard	0.04948 lb/cu-ft

Tabla 6.3 Pendientes PVT para el simulador

VSLOPE	Pendiente de las viscosidad versus la presión, arriba del punto de burbuja	0.0001287 cp/psi
BSLOPE	Pendiente del factor de volumen de formación del petróleo versus la presión, arriba del punto de burbuja	-0.000012968 RB/STB/psi
RSLOPE	Pendiente de la relación gas-petróleo versus la presión, arriba del punto de burbuja	0 SCF/STB/psi

Tabla 6.4 Propiedades PVT del petroleo

P(psia)	μ_o (cp)	B_o (RB/STB)	R_{so} (SCF/B)	Densi-oil(Lb/CF)
14.7	2.1	1.06	0	52.19
450.0	1.78	1.0869	72	52.19
2000.0	1.94	1.0668	72	52.19

Tabla 6.5 Propiedades PVT del agua

P(psia)	μ_w (cp)	B_w (RB/STB)	R_{sw} (SCF/B)	Densi-agua(Lb/CF)
14.7	0.32	1.03	0	62.37
450.0	0.32	1.0289	0	62.37
2000.0	0.32	1.0240	0	62.37

Tabla 6.6 Propiedades PVT del gas

P(psia)	μ_g (cp)	B_g (RCF/SCF)	Cr(psi ⁻¹)
14.70	0.0120	1.2385	0.000422532
500.0	0.0128	0.0349	0.000389539
700.0	0.0132	0.0245	0.000174806
900.0	0.0136	0.0188	0.000131901
1000.0	0.0138	0.0167	0.000114800
1250.0	0.0144	0.0132	0.000093631
1500.0	0.0150	0.0108	0.000080100
2000.0	0.0174	0.0079	0.000061342

Tabla 6.7 Presiones y elevaciones iniciales

Presión en el contacto agua-petróleo	1100 psia
Presión en el contacto gas-petróleo	1037 psia
Contacto agua-petróleo	1490 pies
Contacto gas-petróleo	1462 pies

Tabla 6.8 Cantidad de Bacterias y Nutrientes inyectados

	Volumen (Bbl)	Densidad Bacterias (kg/litro)	Peso Bacterias (kg)	Densidad Nutrientes (kg/litro)	Peso Nutrientes (kg)
1er. Inyeccion (día 31 a 35)	9419	0.0002495	341	0.0001875	256
2da. Inyeccion (día 36 a 55)	28496	0.0	0	0.0001875	774
Totales	37915	--	341	--	1030

Tabla 6.9 Flujo de caja en base a costos (90 días)

Precio por barril (\$/bbl)	55			
Ganancia por barril * (\$/bbl)	33			
Costo Bacterias(\$/kg)	2.5			
Costo Nutrientes(\$/kg)	0.67			
Tasa de interés	8			
Tasa de descuento	12			
		MES 1	MES 2	MES 3
Producción petróleo (bbl)		0	37	37
INGRESOS				
Ingresos por venta		0	1221	1221
EGRESOS				
Bacterias	-852.5			
Nutrientes	-690.1			
Otros Costos fijos	-800.0			
Intereses	-23.4			
Flujo Neto	-2342.6		1221	1221
Flujo Actualizado	-2366.0		1221	1221
VAN	-174.22			
TIR	2%			

* Es la ganancia por barril después de impuestos y regalías, así como otros costos operativos, se asume de 60% de ganancia por barril

Fig. 6.5 Curva de presion con MEOR y sin MEOR

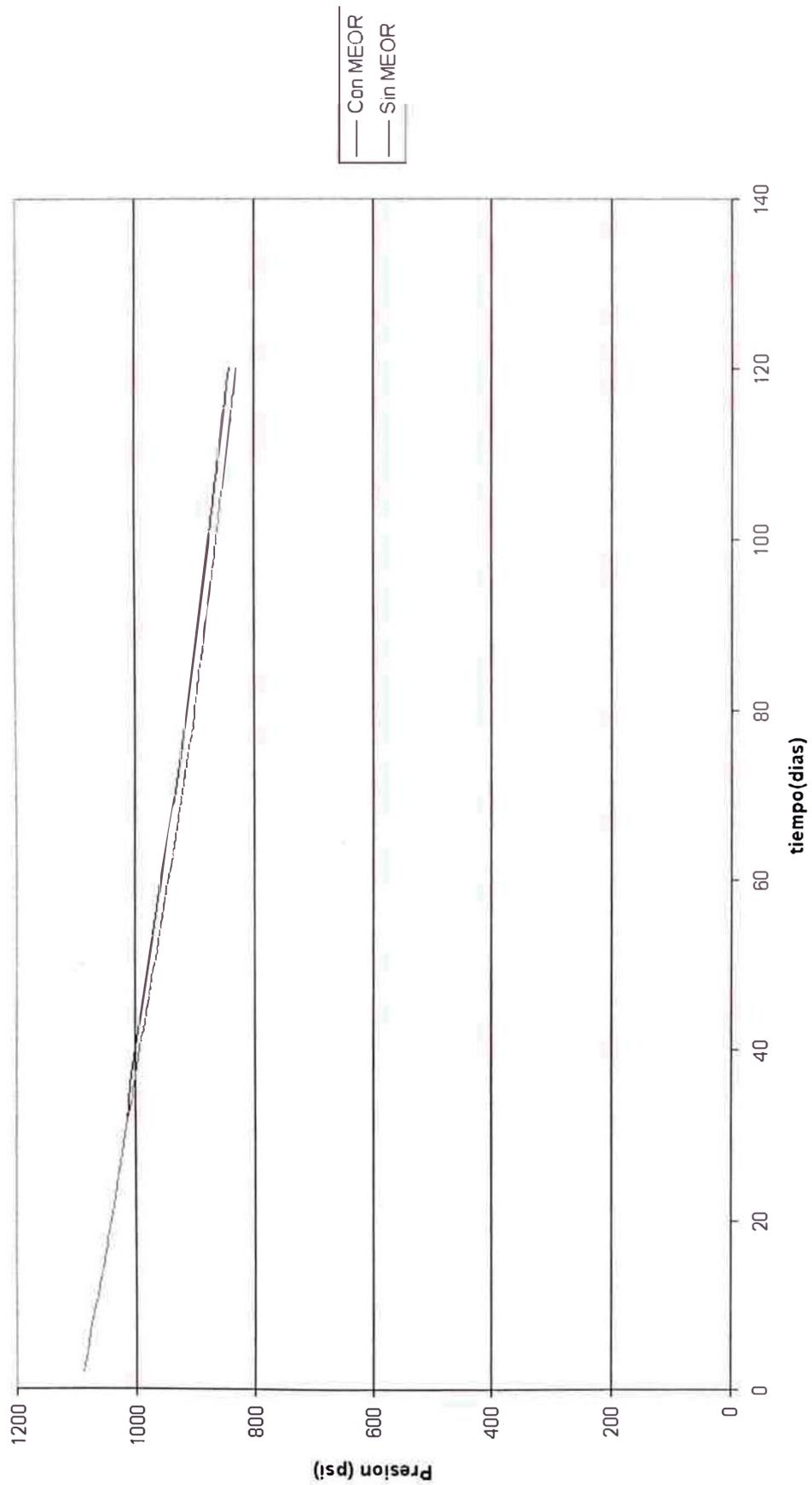


Fig 6.6 Curva de produccion de petroleo con MEOR y sin MEOR

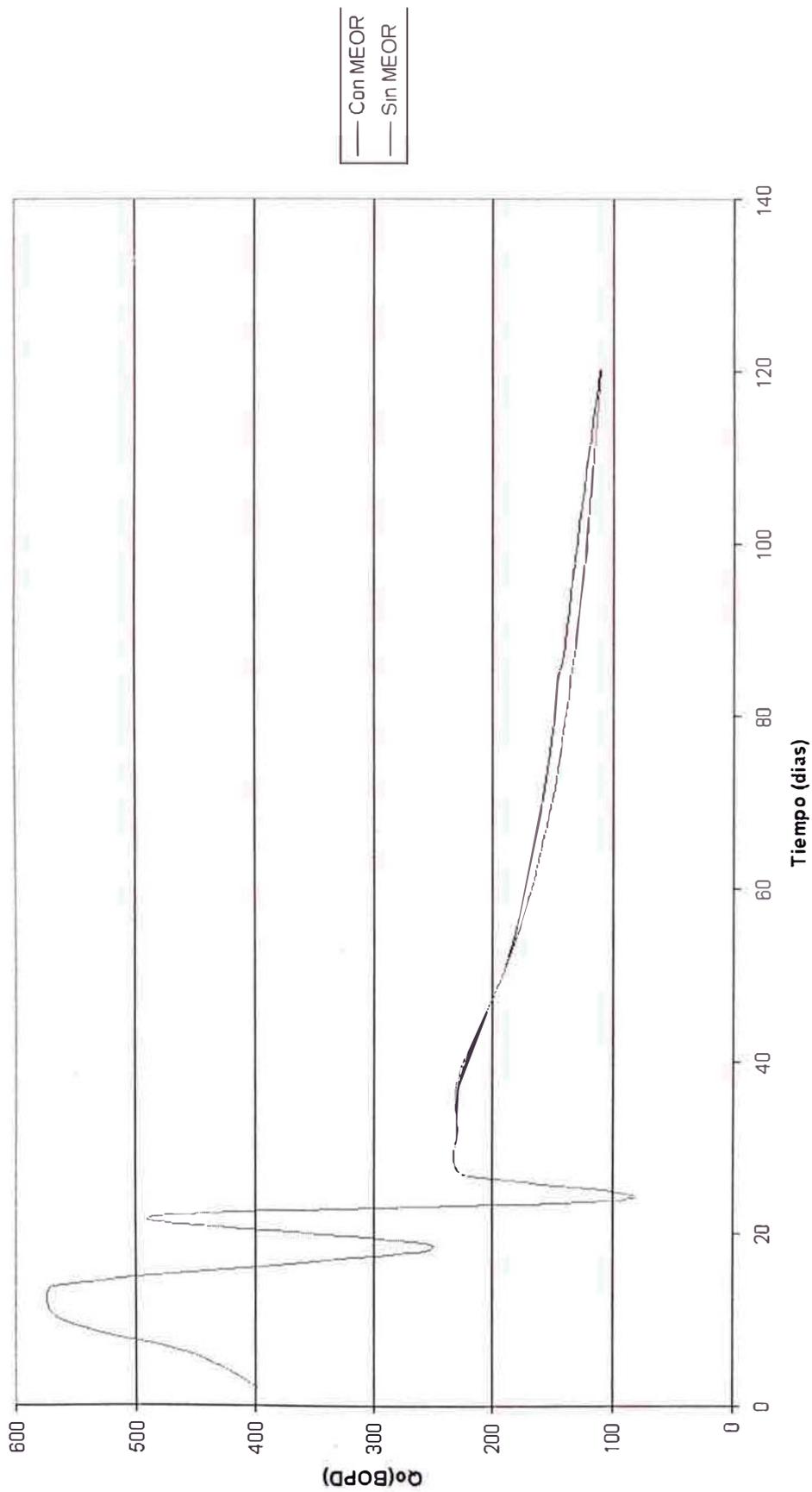


Fig 6.7 Curva de agua producida con MEOR y sin MEOR

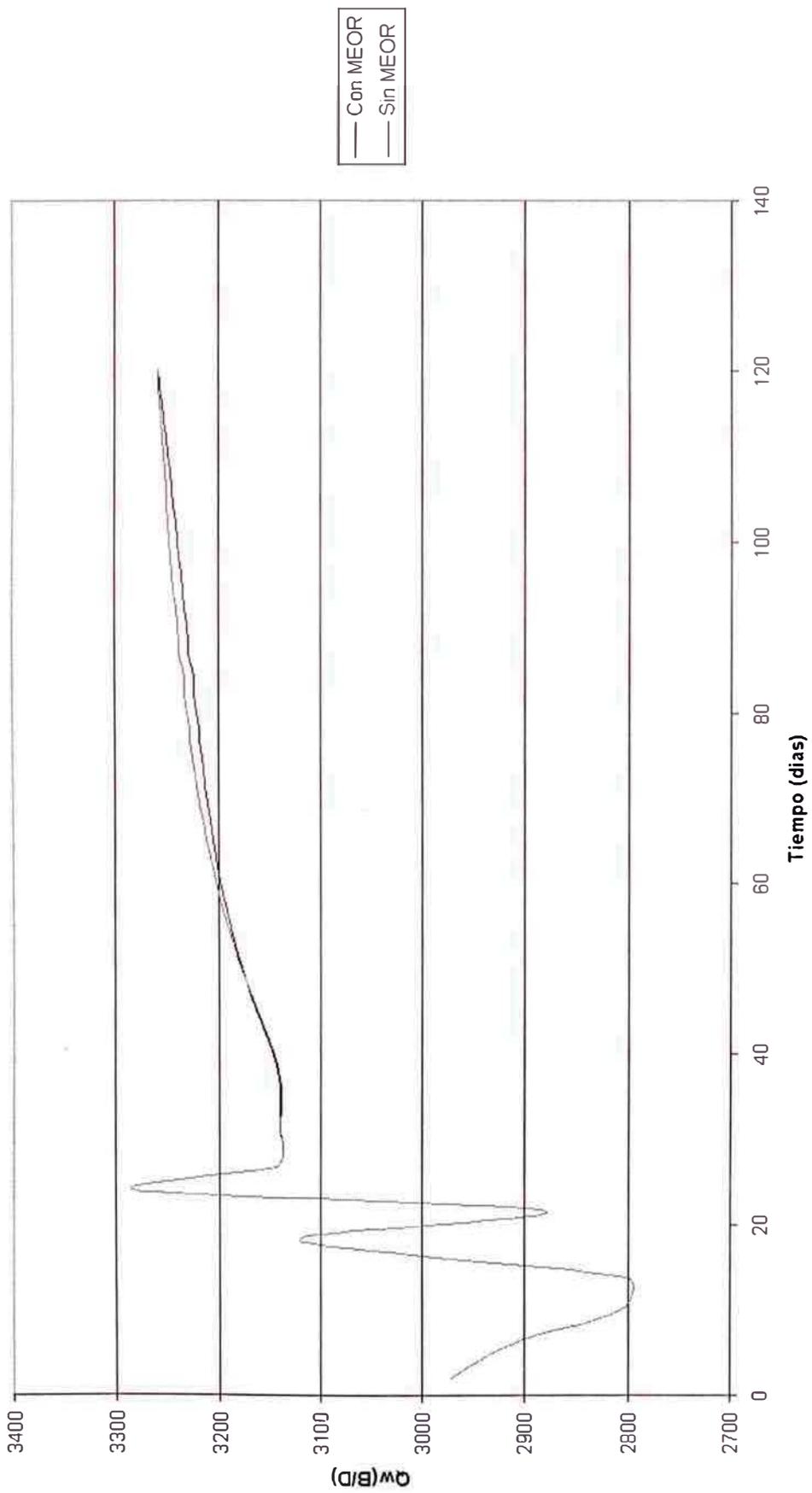


Fig 6.8 WOR con MEOR y sin MEOR

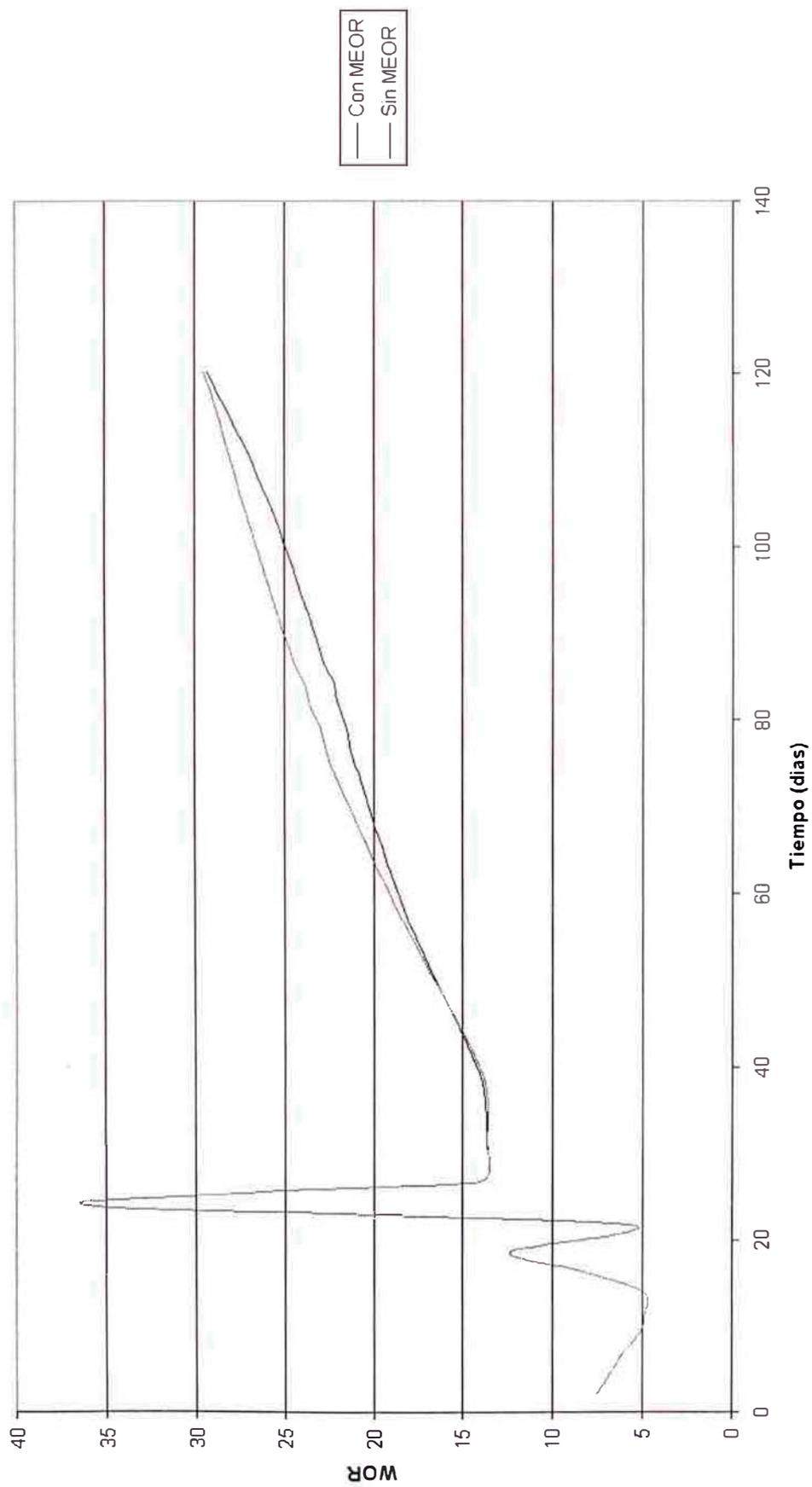
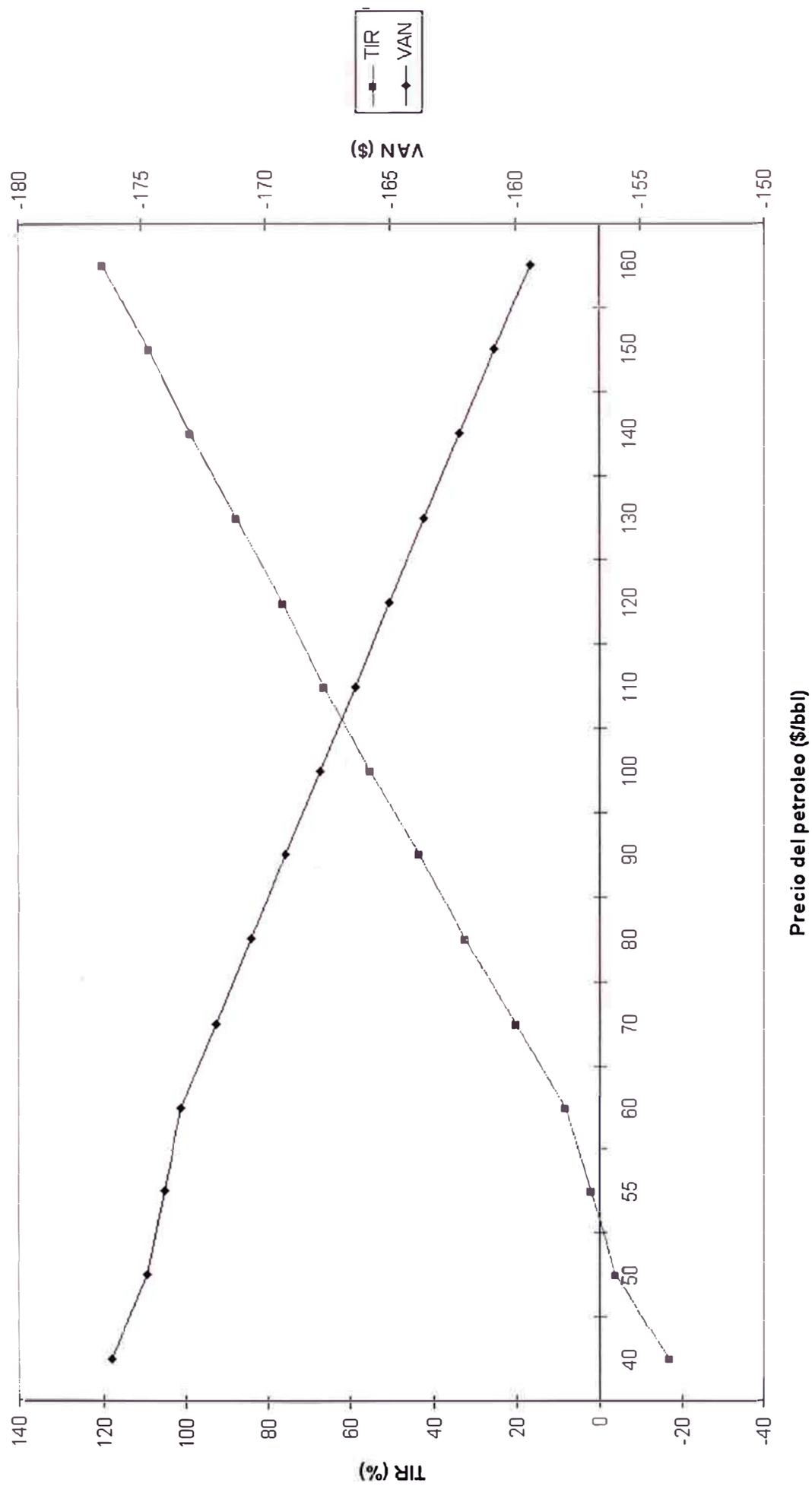


Fig 6.9 Precio del petróleo versus VAN y TIR del proceso MEOR para el reservorio modelo



CAPITULO 7

CONCLUSIONES

- El proceso por el cual la recuperación mejorada por microorganismos funciona es una combinación de varios mecanismos, ya que los productos liberados por los microorganismos actúan sobre muchos parámetros del reservorio ayudando a reducir la tensión superficial petróleo-agua, liberando gases que dan presión al reservorio, bajando la viscosidad del petróleo. Por lo tanto la aplicación y elección de determinada especie de microorganismo será definida por el tipo de mecanismo en que se evalué la mayor recuperación de petróleo.

- Las limitaciones para la aplicación de la recuperación mejorada por microorganismos esta circunscrita a las condiciones del reservorio, bacterias nativas presentes, propiedades de los fluidos, nutrientes adecuados y factores económicos.

- La presión del reservorio se incrementa ligeramente con la aplicación de la recuperación mejorada por microorganismos.

- El incremento en la producción de petróleo dependerá en mayor parte de con cuanta periodicidad se inyecten nutrientes en el reservorio, ya que después de un cierto tiempo de dejar de inyectar nutrientes la producción vuelve a retomar su régimen normal.

- Hay una reducción en la relación agua-petróleo al aplicar esta tecnología
- Se recomienda aplicar la recuperación mejorada por microorganismos en campos maduros con proyectos de waterflooding en ejecución, de esta manera se usa la infraestructura de inyección existente.
- La recuperación mejorada por microorganismos es sensible al precio del petróleo, en nuestro modelo es factible la aplicación de esta tecnología a un precio base de \$55 por barril, sin embargo se ha considerado un modelo de un campo teórico con dos pozos. Haciendo más pozos en un modelo real y un tipo de estructura apropiada, este precio base se reduciría.

BIBLIOGRAFIA

1. Chang, M.M., Chung, F.T.H., Bryant, R.S., Gao, H.W. and Burchfield, T.E, "Modeling and laboratory investigation of microbial transport phenomena in porous media", SPE 22845, publicación presentada en la 66^{ava} Conferencia anual de la SPE , Dallas, Texas, 6-9 de Octubre de 1991.
2. Saikrishna MaudGalya, "Experimental and numerical simulation study of microbial enhanced oil recovery using bio-surfactants", disertación de tesis para obtener el doctorado en filosofía de la Universidad de Oklahoma, Norman, Oklahoma, 2005, pag. 6-12.
3. Bryant, R.S y J. Douglas, "Evaluation of Microbial Systems in Porous Media for EOR", Conferencia SPE de Ingeniería de reservorios, Mayo de 1998, pag. 489-495
4. Jang, L., M.M. Sharma, and T.F Yen, "The transport of Bacteria in Porous Media and Its Significance in Microbial Enhanced Oil Recovery", SPE 12770, publicación presentada en la reunión regional de la SPE en Long Beach California, 11-13 de Abril de 1984.
5. Sarkar, A.K., M. M. Sharma, and G. Georgiou. "Compositional Numerical Simulation of MEOR Processes", Conferencia internacional de MEOR, Norman, Oklahoma, Mayo de 1990.
6. Islam, M. R. "Mathematical Modeling of Microbial Enhanced Oil Recovery", SPE 20480, publicación presentada en la 65^{ava} Conferencia anual de la SPE , New Orleans, Louisiana, 23-26 de Setiembre de 1990.
7. Zhang, X. y R. M. Knapp, "A Mathematical Model for Microbially Enhanced Oil Recovery Process", SPE 24202, publicación presentada en el 8^{avo} Simposio SPE sobre recuperación mejorada, Tulsa, Oklahoma, 22-24 de Abril de 1992.
8. Fanchi, J. R., K. J. Harpole, S. W. Bujnowski, and H. B. Carroll, Jr, "BOAST: A Three-Dimensional, Three-Phase Black Oil Applied Simulation Tool (Version 1.1).", Volumen 1, descripción técnica, Setiembre de 1982.
9. Aziz, K. and Settari, A, "Petroleum Reservoir Simulation", "Applied Science Publishers", Canada, 2002.
10. Jamal H. Abou-Kassem, S.M. Farouq Ali, M. Rafiq Islam, "Petroleum Reservoir Simulation A Basic Approach", "Gulf Publishing Company", Houston, Texas, 2006.
11. Babadagli Tayfun, "Applied reservoir engineering", "Canadian petroleum institute", Edmonton Alberta, Canada, 2007.

12. Moses, V, y Springham, D. G.: "Bacteria and the enhancement of Oil Recovery", Applied Science Publishers, Londres, Inglaterra 1982.
13. Yarbrough, H. F. y Coty, V. F.: "Microbially Enhanced Oil Recovery from the Upper Cretaceous Nacatoch Formation, Union County, Arkansas", publicación presentada en la Conferencia internacional sobre Recuperación mejorada por microorganismos, Sangri-La, Afton, Oklahoma, 16-21 de Mayo de 1982.
14. Hart, R. T., Fekete, T., y Flock, D. L.: "The Plugging Effect of Bacteria in Sandstone System", Conferencia sobre Ingeniería de minas y metalúrgica, Alberta, Canada Julio de 1960, Vol. 53, 495-501
15. Maura, A.A. Saldaña, A.R. Juarez, "Biotechnology Application to EOR in Talara Offshore Oil Fields, Northwest Peru", SPE 94934, publicación presentada en la Conferencia de la SPE sobre Ingeniería de Petróleo para Latinoamérica y el Caribe, Rio de Janeiro, Brasil, 20-23 de Julio del 2005.
16. A. Y. Zekri, R. A. Almehaideb y O. Chaalal, "Project of Increasing Oil Recovery from UAE Reservoirs Using Bacteria Flooding", SPE 56827, publicación presentada en la Conferencia y exhibición anual técnica de la SPE, Houston, Texas, 3-6 de Octubre de 1999
17. Saeid Mokhatab, Leo A. Giangiaco, "Microbial enhanced oil recovery techniques improve production; bacteria may be valuable in offering cost-effective and environmentally benign EOR", publicación presentada en la revista World Oil, Octubre de 2006

INDICE DE ABREVIATURAS

BBL:	Barriles
BOAST:	Black Oil Simulator (Simulador de petróleo creado por el departamento de energía de los Estados Unidos de América).
BOPD:	Barrels oil per day (barriles de petróleo por día).
BWPD:	Barrels water per day (barriles de agua por día).
EOR:	Enhanced Oil Recovery (Recuperación mejorada de petróleo).
FR:	Factor de recuperación.
IFT:	Interfacial tension (tensión superficial).
IMPES:	Implicit Pressure explicit saturation.
MEOR:	Microbial Enhanced Oil Recovery (Recuperación mejorada de petróleo por microorganismos).
PV:	Poral Volume (volumen poroso).
ROS:	Residual oil saturation (Saturación residual de petróleo).
TIR:	Tasa Interna de Retorno.
VAN:	Valor actual Neto.

APENDICE A

ARCHIVO DE ENTRADA PARA CORRER EL SIMULADOR

MTSED2.DAT

MTSED2.OUT

MTSED2.RATE

CORRIDA DE DEMOSTRACION DEL MTS-TESIS

20 1 2

SO SHALE RESTART NGEL(MEOR) (SWITCHES)

0 0 0 1

GRID BLOCK LENGTHS

0 -1 0

8. 8. 12. 12. 12. 12. 12. 12. 12.

17. 17. 11. 11. 11. 10. 11. 12. 12. 10.

215.

24. 11.

GRID BLOCK LENGTH MODIFICATIONS

0 0 0 0

CAPROCK BASE DEPTHS TO TOP OF SAND

0

1460.

POROSITY AND PERMEABILITY DISTRIBUTIONS

-1 0 0 0

.20

150. 525.

150. 525.

20. 45.

POROSITY AND PERMEABILITY MODIFICATIONS

0 0 0 0 0

TRANSMISSIBILITY MODIFICATIONS

0 0 0 0

SAT	KRO	KRW	KRG	PCOW	PCGO
-----	-----	-----	-----	------	------

-0.1	0	0	0	0	0
------	---	---	---	---	---

0	0	0	0	0	0
---	---	---	---	---	---

0.02	0	0	0	0	0
------	---	---	---	---	---

0.1	0	0	0.018	0	0
-----	---	---	-------	---	---

0.2	0	0	0.056	0	0
-----	---	---	-------	---	---

0.3	0	0	0.11		0
-----	---	---	------	--	---

0.32	0	0	0.11		0
------	---	---	------	--	---

0.33	0	0	0.125	0	0
------	---	---	-------	---	---

0.36	0	0.2	0.125	0	0
------	---	-----	-------	---	---

0.37	0	0.2	0.125	0	0
------	---	-----	-------	---	---

0.5	0.01	0.55	0.125	1.387	0
-----	------	------	-------	-------	---

0.585	0.02	0.55	0.125	1.2028	0
-------	------	------	-------	--------	---

0.623	0.06	0.55	0.125	1.0925	0
-------	------	------	-------	--------	---

0.63	0.1	0.55	0.125	1.04	0
------	-----	------	-------	------	---

0.662	0.15	0.55	0.125	1.019	0
-------	------	------	-------	-------	---

0.677	0.3	0.55	0.125	0.9698	0
-------	-----	------	-------	--------	---

0.7	0.9	0.55	0.125	0.896	0
-----	-----	------	-------	-------	---

1.1	0.9	0.55	0.125	0.7	0
-----	-----	------	-------	-----	---

PBO	VSLOPE	BSLOPE	RSLOPE	PMAX	IREPRS
-----	--------	--------	--------	------	--------

10.	.0001287	-.0000012968	0.0	2000.	0
-----	----------	--------------	-----	-------	---

P	MUO	BO	RSO		
---	-----	----	-----	--	--

14.7	2.1	1.06	0		
------	-----	------	---	--	--

450	1.78	1.0869	72		
-----	------	--------	----	--	--

2000	1.94	1.0668	72		
------	------	--------	----	--	--

P	MUW	BW	RSW		
---	-----	----	-----	--	--

14.7	.32	1.03	0.0		
------	-----	------	-----	--	--

450.0	.32	1.0289	0.0		
-------	-----	--------	-----	--	--

8000.0	.32	1.0240	0.0		
--------	-----	--------	-----	--	--

P	MUG	BG	CR		
---	-----	----	----	--	--

14.70	0.0120	1.2385	0.000422532		
-------	--------	--------	-------------	--	--

500.0	0.0128	0.0349	0.000389539		
-------	--------	--------	-------------	--	--

700.0	0.0132	0.0245	0.000174806		
-------	--------	--------	-------------	--	--

900.0	0.0136	0.0188	0.000131901		
-------	--------	--------	-------------	--	--

1000.0	0.0138	0.0167	0.000114800		
--------	--------	--------	-------------	--	--

1250.0	0.0144	0.0132	0.000093631		
--------	--------	--------	-------------	--	--

```

1500.0          0.0150          0.0108          0.000080100
2000.0          0.0174          0.0079          0.000061342
RHOSCO          RHOSCW          RHOSCG          RHOROCK
52.19   62.37   .04948          143.585
-----CHEMICAL DATA FOR MEOR -----
62.37  0.5 0.15 (MICROB DENS, YIELD COEFFICIENT, GAS/NUTRIENT)
25. 37. 2. 0.2 25.2 (CLOG., DECLOG., AKDN, SIGMAX, K REDUCTION)
.1 6.23 8.4 (DECAY, HALF GROWTH, MAX GROWTH)
0. (CHEMOTAXIS COEFFICIENT)
0. 0. (DISPERSITIVITY - LONGI./TRANSV.)
.0 (TUMBLING COEFFICIENT)
.0083 .0083 .0083 (DIFF. COEFFICIENTS (X, Y, & Z) FOR NUTRIENT)
.0055 .0055 .0055 (DIFF. COEFFICIENTS (X, Y, & Z) FOR MICROBE)
EQUILIBRIUM PRESSURE INITIALIZATION/CONSTANT SATURATIONS
 0 0
1100. 1037. 1490. 1462.
.70 .30 .00
KSN1 KSM1 KCO1 KTR KCOF
 0 0 0 0 0
NMAX          FACT1  FACT2  TMAX  WORMAX          GORMAX          PAMIN  PAMAX
3000000          1.2    .5    120.  10000.          500000.          0.    10000.
KSOL  MITR  OMEGA  TOL  TOL1  DSMAX  DPMAX
 2    3000  1.2    .1    0.    .05    50.
RECURRENT DATA
2.
 1  1  0  0  0  0  0  0  0  0  0  364.  0
.1 0.001 1. 0. 0. 0.
RATES -- 1 POZO INYECTOR Y PRODUCTOR AL INICIO(30 DIAS)
 2  0  0
INJ
 1  1  1  2  2  0 -600.  0  0
 0.25  0. 0.
 0.25  0. 0.
PROD
20 1  1  2  1  0  0. 0  600.
 0.25  0. 0.
 0.25  0. 0.
 0  29  0  0  0  0  0  0  0  0  0  60.  0
 1  0.01  10. 0. 0. 0.
 0  1  1  1  1  1  0  0  0  0  120.  0
 1. 0.01  5. 0. 0. 0.
 1  50  0  0  0  0  0  0  0  0  2.  1
.1 0.01 .1 0. 0. 0.
RATES -- 1 INJ.(INYECCION DE MICROBIOS+NUTRIENTES) (5 DIAS)
 2  0  0
INJ
 1  1  2  1  2  0 -600.0  0  0
 0.25  0. 0.
 2.495  1.875
PROD
20 1  1  2  1  0  0. 0  600.
 0.25  0. 0.
 0.25  0. 0.
 1  1  1  1  1  1  0  0  0  1  1.  1
 1  0.001  2. 0. 0. 0.
RATES -- 1 INYECCION DE NUTRIENTES (20 DAYS)
 2  0  0
INJ
 1  1  1  2  2  0 -600.0  0  0
 0.25  0. 0.
 0.25  0. 0.
 0  1.875
PROD
20 1  1  2  1  0  0. 0  600.0
 0.25  0. 0.
 0.25  0. 0.
 0  100  0  0  0  0  0  0  0  1  15.  1
 0.1 0.01 0.1 0. 0. 0.
 0  1  1  1  1  1  0  0  0  1  20.  1
 0.1 0.01  2. 0. 0. 0.
 0  100  0  0  0  0  0  0  0  1  15.  1

```


GRID SIZE (DX) IN COLUMN 11 IS INITIALLY SET AT 17.00 FOR ALL NODES
 GRID SIZE (DX) IN COLUMN 12 IS INITIALLY SET AT 17.00 FOR ALL NODES
 GRID SIZE (DX) IN COLUMN 13 IS INITIALLY SET AT 11.00 FOR ALL NODES
 GRID SIZE (DX) IN COLUMN 14 IS INITIALLY SET AT 11.00 FOR ALL NODES
 GRID SIZE (DX) IN COLUMN 15 IS INITIALLY SET AT 11.00 FOR ALL NODES
 GRID SIZE (DX) IN COLUMN 16 IS INITIALLY SET AT 10.00 FOR ALL NODES
 GRID SIZE (DX) IN COLUMN 17 IS INITIALLY SET AT 11.00 FOR ALL NODES
 GRID SIZE (DX) IN COLUMN 18 IS INITIALLY SET AT 12.00 FOR ALL NODES
 GRID SIZE (DX) IN COLUMN 19 IS INITIALLY SET AT 12.00 FOR ALL NODES
 GRID SIZE (DX) IN COLUMN 20 IS INITIALLY SET AT 10.00 FOR ALL NODES

GRID BLOCK WIDTH (DY) IS INITIALLY SET AT 215.0000 FOR ALL NODES

GRID SIZE (DZ) IN LAYER 1 IS INITIALLY SET AT 24.00 FOR ALL NODES

GRID SIZE (DZ) IN LAYER 2 IS INITIALLY SET AT 11.00 FOR ALL NODES

***** NODE MIDPOINT ELEVATIONS *****

K = 1

1472. 1472. 1472. 1472. 1472. 1472. 1472. 1472. 1472. 1472. 1472. 1472. 1472. 1472. 1472. 1472. 1472. 1472. 1472. 1472.

K = 2

1490. 1490. 1490. 1490. 1490. 1490. 1490. 1490. 1490. 1490. 1490. 1490. 1490. 1490. 1490. 1490. 1490. 1490. 1490. 1490.

POROSITY (PHI) IS INITIALLY SET AT .2000 FOR ALL NODES

PERMEABILITY (KX) IN LAYER 1 IS INITIALLY SET AT 150.00 FOR ALL NODES

PERMEABILITY (KX) IN LAYER 2 IS INITIALLY SET AT 525.00 FOR ALL NODES

PERMEABILITY (KY) IN LAYER 1 IS INITIALLY SET AT 150.00 FOR ALL NODES

PERMEABILITY (KY) IN LAYER 2 IS INITIALLY SET AT 525.00 FOR ALL NODES

PERMEABILITY (KZ) IN LAYER 1 IS INITIALLY SET AT 20.00 FOR ALL NODES

PERMEABILITY (KZ) IN LAYER 2 IS INITIALLY SET AT 45.00 FOR ALL NODES

***** EMPIRICAL DATA TABLE *****

| SAT | KRO | KRW | KRG | PCOW | PCGO |
|--------|-------|-------|-------|------|------|
| -.1000 | .0000 | .0000 | .0000 | .00 | .00 |
| .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .00 | .00 |
| .0200 | .0000 | .0000 | .0000 | .00 | .00 |
| .1000 | .0000 | .0000 | .0180 | .00 | .00 |
| .2000 | .0000 | .0000 | .0560 | .00 | .00 |
| .3000 | .0000 | .0000 | .1100 | .00 | .32 |
| .3300 | .0000 | .0000 | .1250 | .00 | .00 |
| .3600 | .0000 | .2000 | .1250 | .00 | .00 |
| .3700 | .0000 | .2000 | .1250 | .00 | .00 |
| .5000 | .0100 | .5500 | .1250 | 1.39 | .00 |
| .5850 | .0200 | .5500 | .1250 | 1.20 | .00 |
| .6230 | .0600 | .5500 | .1250 | 1.09 | .00 |
| .6300 | .1000 | .5500 | .1250 | 1.04 | .00 |
| .6620 | .1500 | .5500 | .1250 | 1.02 | .00 |
| .6770 | .3000 | .5500 | .1250 | .97 | .00 |
| .7000 | .9000 | .5500 | .1250 | .90 | .00 |
| 1.1000 | .9000 | .5500 | .1250 | .70 | .00 |

| PBO | VSLOPE | BSLOPE | RSLOPE | PMAX | IREPRS |
|-------|----------|-----------|--------|---------|--------|
| 10.00 | .129E-03 | -.130E-05 | .00 | 2000.00 | 0 |

| P | MUO | BO | RSO |
|--------|--------|--------|-------|
| 14.7 | 2.1000 | 1.0600 | .00 |
| 450.0 | 1.7800 | 1.0869 | 72.00 |
| 2000.0 | 1.9400 | 1.0668 | 72.00 |

| P | MUW | BW | RSW |
|--------|-------|--------|-----|
| 14.7 | .3200 | 1.0300 | .00 |
| 450.0 | .3200 | 1.0289 | .00 |
| 8000.0 | .3200 | 1.0240 | .00 |

| P | MUG | BG | CR |
|--------|-------|----------|----------|
| 14.7 | .0120 | .124E+01 | .423E-03 |
| 500.0 | .0128 | .349E-01 | .390E-03 |
| 700.0 | .0132 | .245E-01 | .175E-03 |
| 900.0 | .0136 | .188E-01 | .132E-03 |
| 1000.0 | .0138 | .167E-01 | .115E-03 |
| 1250.0 | .0144 | .132E-01 | .936E-04 |
| 1500.0 | .0150 | .108E-01 | .801E-04 |
| 2000.0 | .0174 | .790E-02 | .613E-04 |

| RHOSCO | RHOSCW | RHOSCG | RHOROCK |
|---------|---------|--------|---------|
| 52.1900 | 62.3700 | .0495 | |

***** SLOPES FOR COMPRESSIBILITY CALCULATIONS *****

| P | BO | DBO/DP | RSO | DRSO/DP |
|-------|--------|-----------|------|-----------|
| 450.0 | 1.0869 | .6180E-04 | 12.8 | .2946E-01 |

2000.0 1.0668 -.1297E-04 12.8 .0000E+00

| P | BW | DBW/DP | RSW | DRSW/DP |
|--------|--------|------------|-----|-----------|
| 450.0 | 1.0289 | -.2527E-05 | .0 | .0000E+00 |
| 8000.0 | 1.0240 | -.6490E-06 | .0 | .0000E+00 |

| P | BG | DBGDP |
|--------|-----------|------------|
| 500.0 | .3490E-01 | -.2480E-02 |
| 700.0 | .2450E-01 | -.5200E-04 |
| 900.0 | .1880E-01 | -.2850E-04 |
| 1000.0 | .1670E-01 | -.2100E-04 |
| 1250.0 | .1320E-01 | -.1400E-04 |
| 1500.0 | .1080E-01 | -.9600E-05 |
| 2000.0 | .7900E-02 | -.5800E-05 |

*****MICROBIAL SYSTEM PARAMETERS*****

MICROBE DENSITY (LB/CU.FT.): 62.370
 CELL YIELD COEFFICIENT: 500
 GAS PRODUCED BY NUTRIENT (CU.FT./LB): .1500000

CLOGGING RATE CONSTANT (1/DAY): 25.000
 DECLOGGING RATE CONSTANT (1/DAY): 37.000
 DECLOGGING COEFFICIENT: 2.000
 PERMEABILITY-POROSITY REDUCTION FACTOR: 25.200

SPECIFIC DECAY CONSTANT (1/DAY): .100
 MONOD HALF GROWTH CONSTANT (MG/ML): 6.2
 MAXIMUM GROWTH RATE (1/DAY): 8.400

CHEMOTATIC COEFFICIENT: .000

LONGITUDINAL DISPERSIVITY (FT): .000
 TRANSVERSE DISPERSIVITY (FT): .000

TUMBLING COEFFICIENT (FT*FT/DAY): .000

DISPERSION COEFFICIENT (FT*FT/DAY) FOR NUTRIENT IN X, Y, & Z DIRECTIONS:
 .83000E-02 .83000E-02 .83000E-02

DISPERSION COEFFICIENT (FT*FT/DAY) FOR MICROBE IN X, Y, & Z DIRECTIONS:
 .55000E-02 .55000E-02 .55000E-02

MAXIMUM NUMBER OF TIME-STEPS =*****
 FACTOR FOR INCREASING DELT = 1.200000 WHEN DSMAX AND DPMAX NOT EXCEEDED.
 FACTOR FOR DECREASING DELT = .500000 WHEN DSMAX OR DPMAX IS EXCEEDED.
 MAXIMUM SIMULATION TIME = 120.000000
 MAXIMUM RESERVOIR WOR/TIME-STEP = 10000. STB/STB
 MAXIMUM RESERVOIR GOR/TIME-STEP = 500000. SCF/STB
 MINIMUM AVERAGE RESERVOIR PRESSURE/TIME-STEP = 0.
 MAXIMUM AVERAGE RESERVOIR PRESSURE/TIME-STEP = 10000.

SOLUTION METHOD IS LSOR:

MAXIMUM NUMBER OF ITERATIONS (MITR) = 3000
 INITIAL ACCELERATION PARAMETER (OMEGA) = 1.2000
 MAXIMUM PRESSURE RESIDUAL (TOL) = .1000
 PARAMETER FOR CHANGING OMEGA (TOL1) = .0000

AUTOMATIC TIME STEP CRITERIA:

MAXIMUM ALLOWED SATURATION CHANGE (DSMAX) = .0500
 MAXIMUM ALLOWED PRESSURE CHANGE (DPMAX) = 50.0000

WATER PRODUCTION RATE(STB/D)= 3138.4 CUM. WATER PRODUCTION (STB) = .1565E+05

GAS INJECTION RATE (MSCF/D) = .0 CUM. GAS INJECTION (MSCF) = -.1871E+01
 WATER INJECTION RATE (STB/D)= 583.4 CUM. WATER INJECTION (STB) = .1756E+05

PRODUCING WOR (STB/STB) = 13.611 CUM. WOR (STB/STB) = 6.505
 PRODUCING GOR (SCF/STB) = 0. CUM. GOR (SCF/STB) = 0.

***** RESERVOIR PRESSURE DISTRIBUTION *****

K = 1

1052. 1050. 1047. 1044. 1041. 1037. 1034. 1030. 1026. 1022. 1016. 1010. 1004. 999. 995. 990. 985. 980.
 974. 969.

K = 2

1060. 1058. 1055. 1052. 1048. 1044. 1041. 1037. 1032. 1028. 1022. 1016. 1010. 1005. 1000. 995. 990. 984.
 979. 974.

***** OIL SATURATION *****

K = 1

.578 .597 .614 .622 .626 .637 .641 .643 .645 .647 .649 .651 .652 .652 .653 .654 .654 .655 .656
 .657

K = 2

.498 .554 .580 .585 .587 .589 .593 .597 .601 .605 .611 .616 .619 .621 .623 .623 .622 .621 .620
 .620

 ***** END OF REPORT

RESERVOIR CONTAINS THE FOLLOWING RATE NODES (FOR VERTICAL WELLS)

| NODE | OIL(STBD) | WATER(STBD) | GAS(MCFD) | TOTAL(RBD) | BHFP(Psia) | PID |
|--------|-----------|-------------|-----------|------------|------------|-----|
| 1 1 2 | .00 | -600.00 | .00 | .00 | 8.533216 | |
| 20 1 1 | .00 | .00 | 600.00 | .00 | 5.318975 | |
| 20 1 2 | .00 | .00 | 600.00 | .00 | 8.532523 | |

BLOCK 1 1 2 CONTAINS A RATE SPECIFIED WATER INJECTION WELL
 BLOCK 20 1 1 CONTAINS A RATE SPECIFIED PRODUCING WELL
 BLOCK 20 1 2 CONTAINS A RATE SPECIFIED PRODUCING WELL

RESERVOIR CONTAINS THE FOLLOWING RATE NODES (FOR VERTICAL WELLS)

| NODE | OIL(STBD) | WATER(STBD) | GAS(MCFD) | TOTAL(RBD) | BHFP(Psia) | PID |
|--------|-----------|-------------|-----------|------------|------------|-----|
| 1 1 1 | .00 | -600.00 | .00 | .00 | 5.319407 | |
| 1 1 2 | .00 | -600.00 | .00 | .00 | 8.533216 | |
| 20 1 1 | .00 | .00 | 600.00 | .00 | 5.318975 | |
| 20 1 2 | .00 | .00 | 600.00 | .00 | 8.532523 | |

BLOCK 1 1 1 CONTAINS A RATE SPECIFIED WATER INJECTION WELL
 BLOCK 1 1 2 CONTAINS A RATE SPECIFIED WATER INJECTION WELL
 BLOCK 20 1 1 CONTAINS A RATE SPECIFIED PRODUCING WELL
 BLOCK 20 1 2 CONTAINS A RATE SPECIFIED PRODUCING WELL

***** WELL REPORT FOR ALL ACTIVE WELLS ELAPSED TIME = 36.100000 DAYS FROM
 BEGINNING OF SIMULATION *****

| WELL LOCATION | ----- RATE ----- | | | | --- CUMULATIVE --- | | | | WATER | OIL | GAS |
|---------------|------------------|--------|------|-----|--------------------|-----------|-------------|-----|-------|-----|-----|
| | WELL ID | LOC | TYPE | PI | OIL STB/D | GAS MCF/D | WATER STB/D | GOR | | | |
| INJ 1 1 1 | 1128. | 0.5319 | 0. | 0. | -495. | 0.000 | 0. | 0. | -6. | | |
| INJ 1 1 2 | 1136. | 0.8533 | 0. | 0. | -88. | 0.000 | 0. | 0. | -15. | | |
| PROD 20 1 1 | 885. | 0.5319 | 24. | 0. | 120. | 0.4928 | 1. | 0. | 3. | | |
| PROD 20 1 2 | 891. | 0.8533 | 16. | 0. | 440. | 0.26673 | 1. | 0. | 16. | | |
| TOTALS | | | | 41. | 0. | -24. | 3. | 0. | -2. | | |

```

.....
*
*
* SUMMARY REPORT: MICROBIAL TRANSPORT SIMULA*ION
*
*
*
.....

```

ELAPSED TIME (DAYS) = 36.10 TIME STEP NUMBER = 122 TIME STEP SIZE (DAYS) = 1.00

CURRENT AVG RES PRESSURE = 1009.7 PREVIOUS AVG RES PRESSURE = 1008.3 PRESSURE
 DPMAX(1, 1, 1) = 22.6
 OIL DSMAX(1, 1, 1) = -.4185E-02 GAS DSMAX(0, 0, 0) = .0000E+00 WATER DSMAX(1, 1, 2) =
 .3777E-01
 OIL MATERIAL BALANCE (%) = -.5072E-05 GAS MATERIAL BALANCE (%) = -.1324E+06 WATER
 MATERIAL BALANCE (%) = .5459E+01

OIL PRODUCTION RATE (STB/D) = 228.9 CUM. OIL PRODUCTION (STB) = .2652E+04
 GAS PRODUCTION RATE (MSCF/D) = .0 CUM. GAS PRODUCTION (MSCF) = .0000E+00
 WATER PRODUCTION RATE (STB/D) = 3140.1 CUM. WATER PRODUCTION (STB) = .1901E+05

GAS INJECTION RATE (MSCF/D) = .0 CUM. GAS INJECTION (MSCF) = -.1152E+02
 WATER INJECTION RATE (STB/D) = 583.4 CUM. WATER INJECTION (STB) = .2106E+05

PRODUCING WOR (STB/STB) = 13.718 CUM. WOR (STB/STB) = 7.169
 PRODUCING GOR (SCF/STB) = 0. CUM. GOR (SCF/STB) = 0.

***** RESERVOIR PRESSURE DISTRIBUTION *****

K = 1

1057. 1052. 1047. 1041. 1036. 1030. 1026. 1021. 1017. 1012. 1007. 1001. 996. 991. 986. 982. 977. 972.
 966. 961.

K = 2

1045. 1042. 1040. 1038. 1035. 1032. 1029. 1025. 1022. 1017. 1012. 1006. 1001. 996. 992. 987. 982. 977.
972. 967.

***** OIL SATURATION *****

K = 1

.574 .593 .609 .619 .623 .627 .637 .640 .642 .644 .646 .648 .649 .650 .651 .652 .652 .653 .654
.655

K = 2

.486 .542 .574 .584 .586 .587 .589 .592 .595 .598 .603 .608 .611 .614 .616 .618 .620 .622 .623
.623

**** CHEMICAL CONCENTRATION DISTRIBUTION ****

=== NUTRIENT CONCENTRATION (MG/ML) ===

| | | | | | | | | | | |
|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 1.122 | .407 | .106 | .028 | .007 | .002 | .001 | .000 | .000 | .000 | .000 |
| .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 |
| .000 | .000 | .000 | .000 | .057 | .184 | .165 | .105 | .053 | .025 | .007 |
| .002 | .001 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 |

=== MICROBE CONCENTRATION (MG/ML) ===

| | | | | | | | | | | |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 |
| .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 |
| .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 |
| .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 |

=== POROSITY REDUCTION (FRACTION) ===

| | | | | | | | | | | |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 |
| .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 |
| .0365 | .0008 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 |
| .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 |

***** END OF REPORT *****

***** WELL REPORT FOR ALL ACTIVE WELLS ELAPSED TIME = 46.200000 DAYS FROM
BEGINNING OF SIMULATION *****

| WATER | ----- RATE ----- | | | | | | | | | | --- CUMULATIVE --- | | | |
|-------|------------------|-------|------|-------|------|-------|-------|-------|-------|------|--------------------|-----|----|------|
| | WELL LOCATION | | CALC | SPEC | SPEC | OIL | GAS | WATER | GOR | WOR | OIL | GAS | | |
| | ID | I J K | BHFP | BHFP | PI | STB/D | MCF/D | STB/D | MSTB | MMCF | MSTB | | | |
| INJ | 1 | 1 | 1 | 1105. | 0. | 5.319 | 0. | 0. | -459. | 0. | .000 | 0. | 0. | -10. |
| INJ | 1 | 1 | 2 | 1112. | 0. | 8.533 | 0. | -2. | -124. | 0. | .000 | 0. | 0. | -17. |
| PROD | 20 | 1 | 1 | 870. | 0. | 5.319 | 22. | 0. | 131. | 0. | 5.957 | 2. | 0. | 5. |

| | | | | | | | | | | | | | | |
|--------|----|---|---|------|-----|-------|------|----|------|----|--------|-----|----|-----|
| PROD | 20 | 1 | 2 | 877. | 0. | 8.533 | 14. | 0. | 433. | 0. | 30.610 | 2. | 0. | 20. |
| TOTALS | | | | | 36. | -2. | -20. | | | 3. | 0. | -2. | | |

```

.....
*
*
* SUMMARY REPORT: MICROBIAL TRANSPORT SIMULA*ION
*
*
*
.....

```

ELAPSED TIME (DAYS) = 46.20 TIME STEP NUMBER = 224 TIME STEP SIZE (DAYS) = .10

CURRENT AVG RES PRESSURE = 987.6 PREVIOUS AVG RES PRESSURE = 987.9 PRESSURE DP MAX(1, 1, 2) = -.4
OIL DS MAX(1, 1, 1) = -.1749E-03 GAS DS MAX(0, 0, 0) = .0000E+00 WATER DS MAX(1, 1, 1) = .1738E-03
OIL MATERIAL BALANCE (%) = -.1627E-04 GAS MATERIAL BALANCE (%) = -.1324E+06 WATER MATERIAL BALANCE (%) = .5154E+00

OIL PRODUCTION RATE (STB/D) = 203.0 CUM. OIL PRODUCTION (STB) = .3043E+04
GAS PRODUCTION RATE (MSCF/D) = .0 CUM. GAS PRODUCTION (MSCF) = .0000E+00
WATER PRODUCTION RATE (STB/D) = 3166.0 CUM. WATER PRODUCTION (STB) = .2468E+05

GAS INJECTION RATE (MSCF/D) = -1.7 CUM. GAS INJECTION (MSCF) = -.2115E+02
WATER INJECTION RATE (STB/D) = 583.4 CUM. WATER INJECTION (STB) = .2695E+05

PRODUCING WOR (STB/STB) = 15.596 CUM. WOR (STB/STB) = 8.110
PRODUCING GOR (SCF/STB) = 0. CUM. GOR (SCF/STB) = 0.

***** RESERVOIR PRESSURE DISTRIBUTION *****

K = 1

1032. 1028. 1023. 1018. 1013. 1008. 1003. 999. 994. 990. 985. 979. 974. 969. 965. 961. 957. 952. 947. 942.

K = 2

1020. 1017. 1016. 1014. 1011. 1008. 1005. 1001. 998. 994. 989. 984. 979. 975. 971. 966. 962. 958. 953. 948.

***** OIL SATURATION *****

K = 1

.553 .584 .596 .607 .617 .622 .624 .627 .637 .640 .643 .645 .646 .648 .649 .649 .650 .651 .651 .652

K = 2

.483 .538 .577 .588 .590 .591 .592 .594 .595 .597 .599 .603 .604 .606 .608 .610 .612 .614 .616 .618

***** CHEMICAL CONCENTRATION DISTRIBUTION *****

=== NUTRIENT CONCENTRATION (MG/ML) ===

| | | | | | | | | | | |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1.215 | 1.214 | 1.293 | 1.267 | 1.096 | 1.036 | 1.112 | 1.403 | 1.399 | 1.497 | 1.136 |
| .636 | .421 | .261 | .147 | .085 | .043 | .020 | .007 | .007 | | |
| .121 | .005 | .001 | .020 | .012 | .014 | .031 | .039 | .082 | .046 | .016 |
| .062 | .086 | .119 | .133 | .136 | .123 | .101 | .067 | .050 | | |

=== MICROBE CONCENTRATION (MG/ML) ===

| | | | | | | | | | | |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 |
| .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 |
| .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 |
| .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 |

=== POROSITY REDUCTION (FRACTION) ===

| | | | | | | | | | | |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 |
| .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 |
| .0301 | .0003 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 |
| .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 |

.....
 END OF REPORT

***** WELL REPORT FOR ALL ACTIVE WELLS ELAPSED TIME = 56.300000 DAYS FROM
 BEGINNING OF SIMULATION *****

| WATER | WELL LOCATION | | ----- RATE ----- | | | | --- CUMULATIVE --- | | | | | | | |
|--------|---------------|--------|------------------|------|-------|-------|--------------------|-------|-----|--------|-----|-----|------|-----|
| | ID | I J K | BHFP | BHFP | PI | STB/D | MCF/D | STB/D | GAS | WATER | GOR | WOR | OIL | GAS |
| | INJ | 1 1 1 | 1075. | 0. | 5.319 | 0. | 0. | -466. | 0. | .000 | 0. | 0. | -15. | |
| | INJ | 1 1 2 | 1082. | 0. | 8.533 | 0. | 0. | -118. | 0. | .000 | 0. | 0. | -18. | |
| | PROD | 20 1 1 | 855. | 0. | 5.319 | 20. | 0. | 136. | 0. | 6.768 | 2. | 0. | 6. | |
| | PROD | 20 1 2 | 862. | 0. | 8.533 | 12. | 0. | 432. | 0. | 37.239 | 2. | 0. | 24. | |
| TOTALS | | | | | 32. | 0. | -15. | | 3. | 0. | -2. | | | |

.....
 *
 * SUMMARY REPORT: MICROBIAL TRANSPORT SIMULA*ION *
 *
 *

ELAPSED TIME (DAYS) = 56.30 TIME STEP NUMBER = 326 TIME STEP SIZE (DAYS) = .10

.0000 .0000 .0000 .0000 .0000 .0000 .0000 .0000 .0000
 .0244 .0001 .0000 .0000 .0000 .0000 .0000 .0000 .0000 .0000 .0000
 .0000 .0000 .0000 .0000 .0000 .0000 .0000 .0000 .0000

.....
 END OF REPORT

RESERVOIR CONTAINS THE FOLLOWING RATE NODES (FOR VERTICAL WELLS)

| NODE | OIL(STBD) | WATER(STBD) | GAS(MCFD) | TOTAL(RBD) | BHFP(PSIA) | PID |
|--------|-----------|-------------|-----------|------------|------------|-----|
| 1 1 1 | .00 | -600.00 | .00 | .00 | 5.319407 | |
| 1 1 2 | .00 | -600.00 | .00 | .00 | 8.533216 | |
| 20 1 1 | .00 | .00 | 600.00 | .00 | 5.318975 | |
| 20 1 2 | .00 | .00 | 600.00 | .00 | 8.532523 | |

BLOCK 1 1 1 CONTAINS A RATE SPECIFIED WATER INJECTION WELL
 BLOCK 1 1 2 CONTAINS A RATE SPECIFIED WATER INJECTION WELL
 BLOCK 20 1 1 CONTAINS A RATE SPECIFIED PRODUCING WELL
 BLOCK 20 1 2 CONTAINS A RATE SPECIFIED PRODUCING WELL

***** WELL REPORT FOR ALL ACTIVE WELLS ELAPSED TIME = 56.310000 DAYS FROM
 BEGINNING OF SIMULATION *****

| WELL | LOCATION | ----- RATE ----- | | | | --- CUMULATIVE --- | | | | |
|--------|----------|------------------|------|-------|-------|--------------------|-------|------|--------|------|
| | | WATER | OIL | GAS | GOR | WOR | OIL | GAS | | |
| ID | I J K | BHFP | BHFP | PI | STB/D | MCF/D | STB/D | MSTB | MMCF | MSTB |
| INJ | 1 1 1 | 1074. | 0. | 5.319 | 0. | 0. | -465. | 0. | 0. | -15. |
| INJ | 1 1 2 | 1082. | 0. | 8.533 | 0. | 0. | -118. | 0. | 0. | -18. |
| PROD | 20 1 1 | 855. | 0. | 5.319 | 20. | 0. | 136. | 0. | 6.776 | 2. |
| PROD | 20 1 2 | 862. | 0. | 8.533 | 12. | 0. | 432. | 0. | 37.301 | 2. |
| TOTALS | | | | 32. | 0. | -15. | | 3. | 0. | -2. |

.....
 *
 *
 * SUMMARY REPORT: MICROBIAL TRANSPORT SIMULATION *
 *
 *

ELAPSED TIME (DAYS) = 56.31 TIME STEP NUMBER = 327 TIME STEP SIZE (DAYS) = .01

CURRENT AVG RES PRESSURE = 965.7 PREVIOUS AVG RES PRESSURE = 965.8 PRESSURE
 DPMAX(1, 1, 2) = -.1
 OIL DSMAX(10, 1, 1) = -.1597E-04 GAS DSMAX(0, 0, 0) = .0000E+00 WATER DSMAX(10, 1, 1)
 = .1600E-04
 OIL MATERIAL BALANCE (%) = -.3126E-04 GAS MATERIAL BALANCE (%) = -.1324E+06 WATER
 MATERIAL BALANCE (%) = .5092E-01

 END OF REPORT

***** WELL REPORT FOR ALL ACTIVE WELLS ELAPSED TIME = 77.310000 DAYS FROM
 BEGINNING OF SIMULATION *****

| WELL LOCATION | ----- RATE ----- | | | | --- CUMULATIVE --- | | | | GOR | WOR | OIL | GAS | |
|---------------|------------------|------|------|-------|--------------------|-------|-------|-------|-------|------|--------|------|------|
| | WATER | CALC | SPEC | SPEC | OIL | GAS | WATER | MSTB | | | | | |
| ID | I | J | K | BHFP | BHFP | PI | STB/D | MCF/D | STB/D | MSTB | MMCF | MSTB | |
| INJ | 1 | 1 | 1 | 993. | 0. | 5.319 | 0. | 0. | -314. | 0. | .000 | 0. | -23. |
| INJ | 1 | 1 | 2 | 1001. | 0. | 8.533 | 0. | 0. | -269. | 0. | .000 | 0. | -22. |
| PROD | 20 | 1 | 1 | 817. | 0. | 5.319 | 18. | 0. | 147. | 0. | 8.205 | 2. | 9. |
| PROD | 20 | 1 | 2 | 824. | 0. | 8.533 | 9. | 0. | 426. | 0. | 46.688 | 2. | 33. |
| TOTALS | | | | | 27. | 0. | -10. | | 4. | 0. | -3. | | |

 *
 * SUMMARY REPORT: MICROBIAL TRANSPORT SIMULA*ION *
 *

ELAPSED TIME (DAYS) = 77.31 TIME STEP NUMBER = 529 TIME STEP SIZE (DAYS) = 1.00

CURRENT AVG RES PRESSURE = 917.2 PREVIOUS AVG RES PRESSURE = 919.1 PRESSURE
 DPMAX(7, 1, 2) = -1.9
 OIL DSMAX(12, 1, 1) = -.9320E-03 GAS DSMAX(0, 0, 0) = .0000E+00 WATER DSMAX(2, 1, 2) =
 .9883E-03
 OIL MATERIAL BALANCE (%) = .4268E-05 GAS MATERIAL BALANCE (%) = -.1324E+06 WATER
 MATERIAL BALANCE (%) = .5297E+01

OIL PRODUCTION RATE (STB/D) = 151.6 CUM. OIL PRODUCTION (STB) = .3994E+04
 GAS PRODUCTION RATE (MSCF/D) = .0 CUM. GAS PRODUCTION (MSCF) = .0000E+00
 WATER PRODUCTION RATE (STB/D) = 3217.4 CUM. WATER PRODUCTION (STB) = .4239E+05

GAS INJECTION RATE (MSCF/D) = 0 CUM. GAS INJECTION (MSCF) = -.2891E+02
 WATER INJECTION RATE (STB/D) = 583.3 CUM. WATER INJECTION (STB) = .4510E+05

PRODUCING WOR (STB/STB) = 21.227 CUM. WOR (STB/STB) = 10.615
 PRODUCING GOR (SCF/STB) = 0. CUM. GOR (SCF/STB) = 0.

***** RESERVOIR PRESSURE DISTRIBUTION *****

K = 1

951. 948. 945. 942. 938. 935. 931. 927. 923. 919. 914. 909. 904. 900. 897. 893. 890. 886. 881.
 877.

K = 2

951. 950. 948. 945. 942. 939. 936. 932. 929. 925. 920. 915. 911. 907. 903. 899. 895. 891. 887.
883.

***** OIL SATURATION *****

K = 1

.515 .566 .586 .591 .598 .606 .613 .619 .623 .624 .625 .629 .637 .640 .642 .643 .644 .645 .646
.647

K = 2

.462 .520 .566 .583 .586 .588 .589 .591 .593 .594 .596 .597 .598 .599 .600 .600 .601 .603 .604
.605

**** CHEMICAL CONCENTRATION DISTRIBUTION ****

=== NUTRIENT CONCENTRATION (MG/ML) ===

| | | | | | | | | | | |
|-------|------|-------|------|-------|------|-------|-------|-------|-------|------|
| .000 | .063 | .000 | .176 | .000 | .498 | .000 | 1.121 | .000 | 1.453 | .000 |
| 1.583 | .000 | 1.583 | .104 | 1.461 | .226 | 1.414 | .195 | 1.434 | | |
| .000 | .009 | .000 | .033 | .000 | .075 | .000 | .141 | .000 | .147 | .047 |
| .155 | .055 | .140 | .104 | .145 | .135 | .150 | .122 | .126 | | |

=== MICROBE CONCENTRATION (MG/ML) ===

| | | | | | | | | | | |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 |
| .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 |
| .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 |
| .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 |

=== POROSITY REDUCTION (FRACTION) ===

| | | | | | | | | | | |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 |
| .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 |
| .0029 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 |
| .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 |

END OF REPORT

***** WELL REPORT FOR ALL ACTIVE WELLS ELAPSED TIME = 84.310000 DAYS FROM
BEGINNING OF SIMULATION *****

| WELL LOCATION | ----- RATE ----- | | | | | --- CUMULATIVE --- | | | | |
|---------------|------------------|-------|-----|-------|-------|--------------------|------|------|------|--|
| | WATER | WATER | OIL | GAS | GOR | WATER | WOR | OIL | GAS | |
| ID I J K | BHFP | BHFP | PI | STB/D | MCF/D | STB/D | MSTB | MMCF | MSTB | |

| | | | | | | | | | | | | | | |
|--------|----|---|---|------|-----|-------|-----|----|-------|----|--------|----|----|------|
| INJ | 1 | 1 | 1 | 978. | 0. | 5.319 | 0. | 0. | -298. | 0. | .000 | 0. | 0. | -25. |
| INJ | 1 | 1 | 2 | 986. | 0. | 8.533 | 0. | 0. | -285. | 0. | .000 | 0. | 0. | -24. |
| PROD | 20 | 1 | 1 | 808. | 0. | 5.319 | 17. | 0. | 148. | 0. | 8.591 | 2. | 0. | 10. |
| PROD | 20 | 1 | 2 | 814. | 0. | 8.533 | 9. | 0. | 426. | 0. | 49.571 | 2. | 0. | 36. |
| TOTALS | | | | | 26. | 0. | -9. | | 4. | 0. | -3. | | | |

```

.....
*
*
* SUMMARY REPORT: MICROBIAL TRANSPORT          SIMULA*ION
*
*
*
.....

```

ELAPSED TIME (DAYS) = 84.31 TIME STEP NUMBER = 535 TIME STEP SIZE (DAYS) = 2.00

CURRENT AVG RES PRESSURE = 904.3 PREVIOUS AVG RES PRESSURE = 907.9 PRESSURE
 DPMAX(1, 1, 1) = -3.7
 OIL DSMAX(13, 1, 1) = -.2693E-02 GAS DSMAX(0, 0, 0) = .0000E+00 WATER DSMAX(13, 1, 1)
 = .2513E-02
 OIL MATERIAL BALANCE (%) = -.6120E-05 GAS MATERIAL BALANCE (%) = -.1324E+06 WATER
 MATERIAL BALANCE (%) = .1115E+02

OIL PRODUCTION RATE (STB/D) = 145.3 CUM. OIL PRODUCTION (STB) = .4178E+04
 GAS PRODUCTION RATE (MSCF/D) = .0 CUM. GAS PRODUCTION (MSCF) = .0000E+00
 WATER PRODUCTION RATE (STB/D) = 3223.7 CUM. WATER PRODUCTION (STB) = .4641E+05

GAS INJECTION RATE (MSCF/D) = .0 CUM. GAS INJECTION (MSCF) = -.2891E+02
 WATER INJECTION RATE (STB/D) = 583.3 CUM. WATER INJECTION (STB) = 4918E+05

PRODUCING WOR (STB/STB) = 22.193 CUM. WOR (STB/STB) = 11.109
 PRODUCING GOR (SCF/STB) = 0. CUM. GOR (SCF/STB) = 0.

***** RESERVOIR PRESSURE DISTRIBUTION *****

K = 1

937. 935. 932. 928. 925. 921. 918. 914. 910. 906. 901. 896. 891. 888. 884. 881. 877. 873. 869.
 865.

K = 2

938. 937. 935. 932. 929. 926. 923. 919. 916. 912. 907. 902. 898. 894. 890. 887. 883. 879. 875.
 871.

***** OIL SATURATION *****

K = 1

.510 .563 .585 .590 .596 .603 .611 .617 .622 .623 .624 .626 .629 .638 .640 .641 .642 .644 .645
 .646

K = 2

.456 .513 .561 .580 .585 .586 .588 .589 .591 .592 .594 .596 .597 .597 .598 .599 .600 .601 .602
 .603

***** CHEMICAL CONCENTRATION DISTRIBUTION *****

=== NUTRIENT CONCENTRATION (MG/ML) ===

| | | | | | | | | | | |
|-------|------|-------|------|-------|------|-------|------|-------|-------|------|
| .000 | .267 | .000 | .386 | .000 | .638 | .000 | .920 | .000 | 1.113 | .000 |
| 1.151 | .066 | 1.307 | .160 | 1.292 | .189 | 1.323 | .190 | 1.295 | | |
| .000 | .048 | .000 | .070 | .000 | .104 | .000 | .126 | .004 | .129 | .041 |
| .109 | .048 | .136 | .097 | .145 | .130 | .136 | .134 | .135 | | |

=== MICROBE CONCENTRATION (MG/ML) ===

| | | | | | | | | | | |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 |
| .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | | |
| .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 |
| .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | | |

=== POROSITY REDUCTION (FRACTION) ===

| | | | | | | | | | | |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 |
| .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | | |
| .0014 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 |
| .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | | |

 END OF REPORT

 *
 *
 * SUMMARY REPORT: MICROBIAL TRANSPORT SIMULATION *
 *
 *

ELAPSED TIME (DAYS) = 120.31 TIME STEP NUMBER = 571 TIME STEP SIZE (DAYS) = 1.00

CURRENT AVG RES PRESSURE = 841.1 PREVIOUS AVG RES PRESSURE = 842.8 PRESSURE
 DPMAX(1, 1, 1) = .0
 OIL DSMAX(13, 1, 1) = .0000E+00 GAS DSMAX(0, 0, 0) = .0000E+00 WATER DSMAX(13, 1, 1)
 = .0000E+00
 OIL MATERIAL BALANCE (%) = .2075E-04 GAS MATERIAL BALANCE (%) = -.1324E+06 WATER
 MATERIAL BALANCE (%) = .5236E+01

OIL PRODUCTION RATE (STB/D) = 111.1 CUM. OIL PRODUCTION (STB) = .4994E+04
 GAS PRODUCTION RATE (MSCF/D) = .0 CUM. GAS PRODUCTION (MSCF) = .0000E+00
 WATER PRODUCTION RATE (STB/D) = 3257.9 CUM. WATER PRODUCTION (STB) = .6719E+05

GAS INJECTION RATE (MSCF/D) = .0 CUM. GAS INJECTION (MSCF) = -.2893E+02
 WATER INJECTION RATE (STB/D) = 583.3 CUM. WATER INJECTION (STB) = .7018E+05

PRODUCING WOR (STB/STB) = 29.333 CUM. WOR (STB/STB) = 13.454
 PRODUCING GOR (SCF/STB) = 0. CUM. GOR (SCF/STB) = 0.

***** CHEMICAL CONCENTRATION DISTRIBUTION *****

=== NUTRIENT CONCENTRATION (MG/ML) ===

| | | | | | | | | | | |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| .000 | .562 | .000 | .573 | .000 | .579 | .022 | .553 | .042 | .556 | .053 |
| .561 | .063 | .550 | .081 | .535 | .087 | .553 | .117 | .574 | | |
| .000 | .063 | .011 | .060 | .005 | .071 | .031 | .060 | .038 | .066 | .046 |
| .077 | .065 | .071 | .065 | .075 | .078 | .089 | .088 | .090 | | |

=== MICROBE CONCENTRATION (MG/ML) ===

| | | | | | | | | | | |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 |
| .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 |
| .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 |
| .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 | .000 |

=== POROSITY REDUCTION (FRACTION) ===

| | | | | | | | | | | |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 |
| .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 |
| .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 |
| .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 | .0000 |

END OF REPORT