

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

PROPUESTA DE UN MANUAL DE RECOBRO MEJORADO A TRAVÉS DE LA INYECCIÓN DE BACTERIAS EN YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

Tutor Académico: Prof. Evelyn Azuaje

Trabajo Especial de Grado
Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela por el
Br. Higuera Lizcano, Eyter Daniel para
optar al título de Ingeniero de Petróleo

CARACAS, Enero 2012

CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, 26 de Enero de 2012

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Eyter Daniel Higuera Lizcano, titulado:

“PROPUESTA DE UN MANUAL DE RECOBRO MEJORADO A TRAVÉS DE LA INYECCIÓN DE BACTERIAS EN YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran **APROBADO**.



Prof. Carlos Gil

Jurado Principal



Prof. Evelyn Azuaje

Tutora Académico



Prof. René Rojas

Jurado Principal



DEDICATORIA

Mi tesis la dedico con todo mi amor y cariño.

A ti mi DIOS que me diste la oportunidad de vivir y de regalarme una familia y una novia maravillosa.

Con mucho cariño principalmente a mis padres que me dieron la vida y han estado conmigo en todo momento. Gracias por todo papá y mamá por darme una carrera para mi futuro y por creer en mí, por apoyarme y brindarme todo su amor, por todo esto les agradezco de todo corazón el que estén conmigo a mi lado.

A mi novia Jessica que me ha apoyado siempre, a mis hermanos, profesores de la Escuela de Petróleo UCV y amigos.

Gracias a todos por haber fomentado en mí el deseo de superación y el anhelo de triunfo en la vida.

Mil palabras no bastarían para agradecerles su apoyo, su comprensión y sus consejos en los momentos difíciles.

A todos, espero no defraudarlos y contar siempre con su valioso apoyo, sincero e incondicional.

AGRADECIMIENTOS

El mayor agradecimiento en este caso va dirigido a Angela de Sisto, Miguel Freites del Instituto de Estudios Avanzados, al profesor Carlos Rocha de la USB, al ingeniero José Cordova, Ingenieros de yacimientos de Pdvsa Intevep, al personal de las bibliotecas de Pdvsa la campiña, Pdvsa Zulia, Pdvsa Intevep, Universidad del Zulia, Universidad de Oriente Núcleo Puerto la Cruz, a los profesores de la Escuela de Petróleo, Ingeniería Química y Estudiantes de la UCV, los profesores de la Escuela de Geoquímica UCV a Karla, Patricia, Liliana, Salvatore, al profesor Francisco Yáñez, a los profesores de Biología y Química de la UCV, les agradezco a todos por ayudarme en la asesoría de mi Trabajo de Grado y brindarme su apoyo incondicional.

A mi profesora Evelyn Azuaje, el interés que tiene por hacer de los ingenieros buenos metodólogos. Gracias por sus regaños cuando tenía algunos errores durante mi tesis, eso me hizo madurar conceptos.

Gracias a mi familia y a mi novia Jessica.

Gracias a Ronald Barrios que agradezco mucho por haberme dado ese tema de tesis y brindarme su apoyo.

Higuera L. Eyster D.

“PROPUESTA DE UN MANUAL DE RECOBRO MEJORADO A TRAVÉS DE LA INYECCIÓN DE BACTERIAS EN YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS”

Tutor Académico: Prof. Evelyn Azuaje. Tesis. Caracas, UCV. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. 2012, 283 pág.

Palabras Claves: Bacterias, Microbiología, Propiedades Petrofísicas del Yacimiento, Inyección de Bacterias, Mecanismos de Acción, MEOR, Bioproductos, Recuperación Mejorada, Manual de procedimientos.

La inyección de microorganismos (bacterias) es una técnica que es conocida como Microbiana de Recuperación Mejorada de Petróleo o Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR), esta técnica consiste en la inyección de ciertos microorganismos en el yacimiento y la posterior estimulación y transporte de sus productos metabólicos generados in situ a fin de obtener una reducción del petróleo residual dejado en el yacimiento. El Manual propuesto pretende convertirse en un instrumento de nivelación de conocimientos para estudiantes de pregrado y postgrado de la Escuela de Ingeniería de Petróleo, UCV. Para su elaboración se realizaron unas encuestas y entrevistas a estudiantes, profesores de la Escuela de Ingeniería Química, Petróleo y Geoquímica de la UCV y profesionales de PDVSA INTEVEP y el Instituto de Estudios Avanzados (IDEA). El producto de la investigación es un manual conformado por trece (XIII) tópicos principales: **I) ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN DEL MEOR; II) RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO; III) APLICACIÓN DE LA BIOTECNOLOGÍA; IV) LA TECNOLOGÍA DEL MEOR; V) MICROORGANISMOS; VI) MICROBIOLOGÍA DEL PETRÓLEO; VII) EL MEDIO AMBIENTE DEL SUBSUELO; VIII) DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE MICROORGANISMOS; IX) ENSAYOS DE CAMPOS; X) VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL MEOR; XI) PRODUCTOS MICROBIANOS PARA LA INDUSTRIA; XII) ASPECTOS ECOLÓGICOS Y AMBIENTALES DEL MEOR; XIII) COSTOS DEL MEOR**, y una sección de casos de estudio.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
ÍNDICE GENERAL	v
ÍNDICE DE TABLAS	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	viii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I: EL PROBLEMA	4
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	4
OBJETIVOS	6
OBJETIVO GENERAL	6
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	6
ALCANCES	7
JUSTIFICACIÓN	7
LIMITACIONES	8
APORTES.....	9

CAPÍTULO II: METODOLOGÍA	10
TIPO DE INVESTIGACIÓN	10
DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	12
POBLACION	14
MUESTRA	14
TÉCNICAS E INSTRUMENTO DE RECOLECCIÓN DE DATOS	15
MÉTODO	18
1. DETECCIÓN DE LOS TÓPICOS A INCLUIR EN EL MANUAL	18
2. IDENTIFICACIÓN DE LOS TÓPICOS EN LA BIBLIOGRAFÍA	43
3. ELABORACIÓN DEL ESQUEMA DE CONTENIDO	43
4. DISEÑO DE UNA ESTRUCTURA DE MANUAL DE RECOBRO	43
5. INTEGRACIÓN EN FORMATO DE MANUAL FÍSICO	44
CAPÍTULO III: RESULTADOS “MANUAL DE RECOBRO MEJORADO A TRAVÉS DE LA INYECCIÓN DE BACTERIAS EN YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS”	45
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	205
GLOSARIO	219
APÉNDICES	231
CONCLUSIONES	270
RECOMENDACIONES	271

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla II.1: Resultados alcanzados por la encuesta.....	20
---	----

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura II.1: Muestra encuestada.....	30
Figura II.2: Conocimiento que la muestra tiene sobre el tema	31
Figura II.3: Opinión de la muestra sobre la realización del manual	32
Figura II.4: Tópicos Particulares que la población total conoce relacionados al tema	35
Figura II.5: Tópicos que deberían ser considerados para el manual	37
Figura II.6: Tópicos que se consideran importantes para ser incluidos en el manual	40
Figura II.7: Fuentes Bibliográficas y Web	42

INTRODUCCIÓN

EL 85% de la producción mundial de crudo se obtiene actualmente por métodos de recuperación primaria y secundaria con un recobro promedio del 35% del petróleo *in situ*.^[108] Como esta recuperación es todavía baja, para incrementarla se han desarrollado nuevos métodos y técnicas de recobro mejorado de petróleo, los cuales en su mayoría involucran la inyección de un fluido, gas o líquido, dentro del yacimiento, sin embargo el recobro mejorado no siempre es usado como última alternativa y puede ser usado como primera alternativa dependiendo de la demanda de la producción de la rentabilidad económica de éste. Uno de dichos métodos de recobro mejorado aplicado en ingeniería de yacimientos es la inyección de bacterias. En la actualidad ésta tecnología es usada dependiendo de la compatibilidad entre la bacteria, el yacimiento y sus fluidos.

Actualmente, la tecnología de inyección de bacterias en ingeniería de yacimientos es usada con múltiples propósitos, de los cuales son limpiar el pozo, realizar estimulaciones, mejorar la movilidad del petróleo entre otros. El método que se estudiará es una técnica que emplea microorganismos y productos metabólicos para el aumento del factor de recobro de la producción de petróleo en ciertos yacimientos; la cual consiste en la inyección de microorganismos seleccionados dentro del yacimiento, la posterior estimulación y transporte de sus productos metabólicos generados "*in situ*" a fin de obtener una reducción del petróleo residual dejado en el yacimiento. Estos microorganismos pueden actuar como agentes movilizantes del petróleo residual o agentes tapón para aislar selectivamente zonas no deseadas.

Históricamente, el primer trabajo de recobro mejorado por bacterias en yacimientos de hidrocarburos fue realizado por Beck Mann en 1926. A pesar de ello, poco fue hecho hasta que ZoBell comenzó una serie de investigaciones sistemáticas de laboratorio en los años 40. Las ideas y resultados presentados en los artículos de ZoBell marcaron el comienzo de una nueva era en la investigación de la microbiología del petróleo. Su trabajo se centró en la factibilidad de separar petróleo del yacimiento mediante el uso de cultivos de bacterias enriquecidas. De hecho, demostró este concepto inyectando bacterias sulfo-reductoras de tipo anaeróbicas en una solución nutriente de lactato de sodio con la que saturó muestras de areniscas petrolíferas de Athabasca con una viscosidad del crudo del orden del millón de centi-poises (1000000 cp) en botellas de vidrio selladas. La multiplicación de bacterias fue acompañada con una separación gradual de petróleo del interior de la arenisca. ^[108]

Debido a que la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela no posee un documento de consulta en castellano o en inglés que aborde el tema del recobro mejorado a través de la inyección de bacterias en yacimientos de hidrocarburos ni de las asignaturas Ingeniería de Yacimientos I,II,III y IV , se propone el presente manual con la finalidad de ayudar a los estudiantes de pregrado en su proceso de aprendizaje y a los de postgrado e Ingenieros de Petróleo a nivelar sus conocimientos.

Los tópicos incluidos en el manual se obtuvieron a través de encuestas y entrevistas contando con el apoyo de estudiantes, docentes de la Escuela de Ingeniería Química, Escuela de Petróleo, Escuela de Geoquímica de la UCV y profesionales de PDVSA INTEVEP y el Instituto de Estudios Avanzados (IDEA).

El manual está estructurado en trece tópicos los cuales se presentan a continuación y se encuentran descritos en la Nota del Autor del Manual.

1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.
2. RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO.
3. APLICACIÓN DE LA BIOTECNOLOGÍA EN LA INDUSTRIA PETROLERA.
4. LA TECNOLOGÍA MICROBIANA DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (MEOR).
5. MICROORGANISMOS.
6. MICROBIOLOGÍA DEL PETRÓLEO.
7. EL MEDIO AMBIENTE DEL SUBSUELO.
8. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE MICROORGANISMOS.
9. ENSAYOS DE CAMPOS.
10. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA TECNOLOGÍA MICROBIANA DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (MEOR).
11. PRODUCTOS MICROBIANOS PARA LA INDUSTRIA.
12. ASPECTOS ECOLÓGICOS Y AMBIENTALES DE LA TECNOLOGÍA MICROBIANA DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (MEOR)..
13. COSTOS DE LA TECNOLOGÍA MICROBIANA DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (MEOR).

CAPÍTULO I:

EL PROBLEMA

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El objetivo del recobro mejorado en yacimientos de hidrocarburos consiste en aumentar el factor de recobro. Para tales fines, se han usado bacterias, las cuales son inyectadas en el yacimiento con la finalidad de aumentar la gravedad API, disminuir la viscosidad del petróleo y bloquear zonas selectivas de yacimiento.

Para lograr este propósito se usan dos tipos de bacterias: Las bacterias aeróbicas y las anaeróbicas. Por ejemplo: En Estados Unidos de América (EUA) se usaron bacterias aeróbicas dominadas *Bacillus* y *Clostridium* en los años 1979 y 1988 lográndose una gran eficiencia a través de la disminución de la viscosidad del crudo. Su aplicación no es muy amplia ni conocida en la industria actualmente, además hay carencia de fuentes bibliográficas que aborden este tema completamente, por esto surge la idea de realizar el manual con la finalidad de ayudar a los estudiantes de pregrado y postgrado para así cubrir estas carencias. Por tanto con este trabajo, se busca ampliar la información disponible del recobro mejorado a través de inyección de bacterias en yacimientos de hidrocarburos realizando una revisión bibliográfica y de artículos técnicos referentes al tema.

Esta investigación se realizará en función de la búsqueda de elementos que permitan estudiar y entender el recobro mejorado a través de la inyección de bacterias en yacimientos de hidrocarburos, se harán aportes a la industria del petróleo, a estudiantes de ingeniería de petróleo, postgrado y a estudiantes de carreras técnicas relacionadas con el área.

Actualmente, la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la UCV no posee ningún documento en castellano que sirva de material de consulta para estas personas, de tal manera que pueda enriquecer y fortalecer sus conocimientos y les sirva de ayuda para el futuro en la industria petrolera.

Con la finalidad de mejorar esta situación, en el marco de este Trabajo Especial de Grado se plantean las siguientes interrogantes: ¿Puede un manual de recobro mejorado a través de inyección de bacterias contribuir a enriquecer los conocimientos de los Ingenieros Geólogos, Ingenieros de Petróleo, químicos, Geofísicos y Licenciados en Geoquímica en cuanto a estos tópicos? ¿Puede además este manual convertirse en un material de consulta que facilite el proceso de aprendizaje a los estudiantes de pregrado de la Escuela de Ingeniería de Petróleo? Para cumplir estos objetivos, ¿cuáles deberían ser el formato y el contenido del manual?

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Propuesta de un manual de recobro mejorado a través de la inyección de bacterias en yacimientos de hidrocarburos dirigido a la formación adicional de los estudiantes de pregrado y postgrado de la Escuela de Ingeniería de Petróleo, UCV y carreras técnicas relacionadas con el área.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Detectar los tópicos a incluir en el manual
2. Identificar en la bibliografía la información especializada sobre recobro mejorado a través de la inyección de bacterias en yacimientos de hidrocarburos.
3. Elaborar el esquema de contenido tomando en cuenta la finalidad didáctica del manual.
4. Diseñar una estructura de manual de recobro
5. Integrar la información recopilada y ordenada en el formato del manual físico y digital.

ALCANCE

Este Trabajo Especial de Grado tiene como finalidad la realización de un “Manual” del recobro mejorado a través de la inyección de bacterias en yacimientos de hidrocarburos, servirá para tener una guía completa para la evaluación del recobro mejorado de petróleo a través de la inyección de bacterias dependiendo de las características del yacimiento y los fluidos contenidos en ésta.

JUSTIFICACIÓN

Se justifica la realización de este Trabajo Especial de Grado debido a que no hay disponibilidad de material bibliográfico especializado que aborde el tema del recobro mejorado a través de inyección de bacterias en yacimientos de hidrocarburos. El presente Trabajo Especial de Grado ampliará la información que se tiene acerca de la técnica antes señalada por medio de una revisión bibliográfica y artículos técnicos referentes al tema. Esta investigación se realizará en función de la búsqueda de elementos que permitan estudiar y entender el recobro mejorado a través de otras modalidades diferentes a las frecuentemente empleadas, así como también dar aportes a la industria petrolera, a estudiantes de pregrado y postgrado de la Escuela de Ingeniería de Petróleo y a estudiantes de carreras técnicas relacionadas con el área; se pretende responder las siguientes interrogantes sobre la inyección de bacterias, ¿Cómo se aplica?, ¿Qué bacterias se usan y para qué yacimientos?, ¿Cuál es su eficiencia dependiendo del tipo de yacimiento? Los aportes que dará el Trabajo Especial de Grado están dirigidos a soportar el conocimiento que se tiene sobre el recobro mejorado en yacimientos de hidrocarburos.

LIMITACIONES

La principal limitante que presenta el Trabajo Especial de Grado está relacionada con la obtención de fuentes bibliográficas y artículos técnicos actualizados.

APORTES

Este Trabajo Especial de Grado presenta un Manual de recobro mejorado a través de la inyección de bacterias en yacimientos de hidrocarburos, que esta constituido por trece (XIII) tópicos lo cual ofrecerá a los estudiantes de pregrado y postgrado de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la UCV y a estudiantes de carreras técnicas relacionadas con el área una bibliografía especializada referente a la Recuperación Mejorada de Petróleo Microbial (MEOR) ya que actualmente no se dispone de un material bibliográfico único de dicho tema.

La meta es hacer un manual, en físico y en digital, que presente una información completa y de bases elementales de manera que los usuarios no tengan la necesidad de hacer traducciones o ir a otras ciudades del país para buscar información sobre el tema ahorrando de esta manera costo y tiempo.

La bibliografía usada para la búsqueda de los tópicos del MEOR fue seleccionada con la finalidad de presentar información actualizada, especializada sobre el método de recobro mejorado a través de la inyección de bacterias en yacimientos de hidrocarburos, lo cual será requerido para las personas que estén interesadas sobre el tema.

CAPÍTULO II:

METODOLOGÍA

FUNDAMENTOS TEÓRICOS Y METODOLÓGICOS PARA EL DISEÑO DEL MANUAL

TIPO DE INVESTIGACIÓN

De acuerdo con los diferentes autores consultados en relación a los diferentes tipos de investigación, la presente puede ser considerada como una investigación descriptiva y explicativa, basado en lo expuesto a continuación:

- Canales (1996), las investigaciones descriptivas utilizan criterios sistemáticos que permiten poner de manifiesto la estructura o el comportamiento de los fenómenos en estudio, proporcionando de ese modo información sistemática y comparable con la de otras fuentes. Las mediciones y relevamientos que realizan los geógrafos son, por ejemplo, típicas investigaciones descriptivas. (pag.54).
- Morles (1994), toda investigación descriptiva es aquella que se orienta a recolectar información relacionada con el estado real de la persona, objetivo, situaciones o fenómeno, tal como se presentaron en el momento de su recolección, así mismo define el estudio documental los cuales son aquellos que se realizan sobre la base de documento o revisión bibliográfica. (pag.133).
- Pardinas (1991), la investigación descriptiva trabaja sobre las realidades, de hechos, su característica fundamental es la de presentarnos una interpretación correcta. Esta comprende la

descripción del registro y análisis e interpretación de la naturaleza actual de la composición o procesos de los fenómenos estudiados. (Pag.46).

- Hernández R; Fernández C; Baptista P (1991), los estudios explicativos van más allá de la descripción de conceptos o fenómenos o del establecimiento de relaciones entre conceptos; están dirigidos a responder a las causas de los eventos físicos o sociales. Como su nombre lo indica, su interés se centra en explicar por qué ocurre un fenómeno y en qué condiciones se da éste, o por qué dos o más variables están relacionadas. (pag.52).
- Morles (1994), los trabajos de investigación explicativa son aquellos trabajos donde nuestra preocupación se centra en determinar los orígenes o las causas de un determinado conjunto de fenómenos. Su objetivo, por lo tanto, es conocer por qué suceden ciertos hechos, analizando las relaciones causales existentes o, al menos, las condiciones en que ellos se producen. (pag.54).

Entonces, el presente Trabajo Especial de Grado se puede clasificar como descriptivo, ya que se orienta a recolectar información a través de una recopilación bibliográfica. También se puede clasificar como explicativa porque determina los diferentes tipos de bacterias que se utilizan en la Recuperación Mejorada de Petróleo Microbial (MEOR), la técnica de inyección de bacterias en yacimientos de hidrocarburos y también da respuesta a los problemas que estos representan. De igual manera se puede decir que la investigación es de carácter documental, debido a su naturaleza teórica que se basa en revisión de material bibliográfico.

DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

De acuerdo con los diferentes autores consultados en relación al diseño de la investigación, el presente Trabajo Especial de Grado puede ser considerado como no experimental, basado en lo expuesto a continuación:

Canales (1996), El diseño de la investigación podría definirse como una investigación que se realiza sin manipular deliberadamente variables. Lo que se hace en la investigación no experimental es observar fenómenos tal como se dan en su contexto natural, para después analizarlos. Para concluir la investigación no experimental son los estudios que se realizan sin la manipulación deliberada de variables y en los que sólo se observan los fenómenos en su ambiente natural para después analizarlos. En ellos el investigador observa los fenómenos tal y como ocurren naturalmente, sin intervenir en su desarrollo.

Los diseños transversales implican la recolección de datos en un solo corte en el tiempo, mientras que los diseños longitudinales reúnen datos en dos o más momentos. La aplicación de un diseño longitudinal es recomendable para el tratamiento de problemas de investigación que involucran tendencias, cambios o desarrollos a través del tiempo, o bien, en los casos en que se busque demostrar la secuencia temporal de los fenómenos. Los estudios de tendencias investigan un particular fenómeno en curso del tiempo, con base en la toma repetida de diferentes muestras provenientes de la misma población general. (pag.34).

De acuerdo a la cita textual Hernández, Fernández y Baptista (1997) expresan:

En realidad, las encuestas son diseños no experimentales que la mayoría de las veces resultan transversales, aunque si se repiten sistemáticamente desarrollan un formato longitudinal. Su alcance puede ser descriptivo o correlacional-causal:

1. Descriptivo. Se pretende caracterizar a la población en función de las variables seleccionadas. Adicionalmente, las encuestas descriptivas pueden ser útiles para:

- Proveer un perfil más o menos exacto del fenómeno, variables o planteamiento de interés.
- Mostrar las facetas o dimensiones de un fenómeno, sistema, proceso o mecanismo.
- Crear tipologías o categorías.
- Clarificar secuencias o conjuntos de etapas.
- Documentar información que confirme o contradiga datos previos sobre un fenómeno o planteamiento.

2. Correlacional-causal. Cuando se busca caracterizar relaciones entre variables en una población. También para:

- Encontrar información que estimule nuevas explicaciones.
- Determinar la validez de un principio.
- Vincular diferentes asuntos, tópicos o cuestiones en un ámbito o una proposición.
- Confirmar o construir teoría e hipótesis generadas por medio de otros diseños.
- Extender teoría e hipótesis a nuevas áreas de conocimiento o campos.

Incluso, al realizar una encuesta el investigador podría tener en mente ambos alcances. Las encuestas pueden recabar datos sobre diversas cuestiones, como preferencias, actitudes, opiniones, creencias, motivaciones, conocimientos, emociones, condiciones de vida, etc.

Usualmente su método de recolección de los datos lo constituye el cuestionario, que recordemos consiste en un conjunto de preguntas respecto a una o más variables a medir y puede aplicarse de diferentes formas: auto administrado de manera individual, auto administrado en grupos pequeños o medianos, auto administrado que se envía por correo tradicional, electrónico o mensajería, por entrevista telefónica o

mediante entrevista “cara a cara”, o que se inserta en una página web (en sus distintas modalidades) para ser respondido por quien lo desee.

Asimismo, las encuestas se efectúan en una muestra del universo (con excepción de los censos), que puede ser probabilística o no probabilística, la opción más conveniente es la primera si se pretenden generalizar estadísticamente los resultados de la muestra a la población. (pag.2).

POBLACIÓN Y MUESTRA

POBLACIÓN

“La población o universo se refiere al conjunto para el cual serán válidas las conclusiones que se obtengan, a los elementos o unidades (personas, instituciones o cosas) involucradas en la investigación.” (Morles, 1994).

La población involucrada en este estudio estuvo conformada por Profesores, Profesionales y Estudiantes y otros relacionados con el área de estudio y a quienes les resulta de interés el manual.

MUESTRA

“Por muestra entendemos el conjunto de operaciones que se realizan para estudiar la distribución de determinadas características de la totalidad de una población, a partir de la observación de una parte o subconjunto de la población.” (Morles, 1994).

En esta sección se describirá la población, así como el tamaño y forma de selección de la muestra.

La muestra involucrada en este estudio estuvo conformada por 17 Profesores la cual está distribuida entre las Escuelas de: Ingeniería de Petróleo, Ingeniería Química y Geoquímica, 30 estudiantes de la Escuela de

Ingeniería de Petróleo del 8^{vo} y 9^{no} semestre de la Universidad Central de Venezuela (UCV) y 6 Profesionales que están distribuidos entre ingenieros de yacimientos y Químicos de PDVSA INTEVEP y el Instituto de Estudios Avanzados (IDEA) lo cual representan un total de 53 individuos.

Con la ayuda de la muestra seleccionada y del autor del presente manual se dieron a conocer los tópicos sobre el recobro mejorado a través de inyección de bacterias en yacimientos de hidrocarburos y posteriormente se elaboró un esquema de contenido del manual, sugiriendo este contenido como un tópico deseable y que daría mayor relevancia al trabajo realizado.

TÉCNICAS E INSTRUMENTO DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Méndez (1997), define la técnica como “el conjunto organizado de procedimientos que se utilizan durante dicho proceso de recolección”.

Las técnicas empleadas para la recolección de datos en la investigación fueron: las encuestas, la revisión bibliográfica y la entrevista.

“En una encuesta las preguntas deben ser muy claras, ellas pueden ser de dos modalidades: abiertas y cerrada.” (Mendez, 1997).

Al respecto Hernández, R y Fernández, C (1998), nos comentan que las preguntas son: “cerradas cuando se contesta con un sí o un no. Y abiertas cuando se contestan a criterios y juicio al entrevistado.”

En esta investigación se utilizó una encuesta de tipo abierto y cerrado y fue realizada de una manera clara y sencilla de manera que sea comprendida con facilidad. Esta técnica facilitó la obtención de información de inyección de bacterias en yacimiento de hidrocarburos como método de recuperación terciaria logrando así los objetivos esperados con respecto al tema. En cuanto a la validez del instrumento fue favorablemente validado por el autor

en: contenido, metodología y diseño de instrumentos, antes de aplicarlos, para de esta manera tener la confiabilidad de la información recabada. En el apéndice Figura 19-A.1 se muestra la encuesta realizada y en la Tabla II.1 se muestra los resultados alcanzados con las encuestas para el diseño del manual.

Otra de las técnicas de recolección de datos empleada y que permitieron obtener información del problema en estudio fue la revisión bibliográfica, que según lo descrito por los autores Ruiz, C y Cardelle, M (1986), lo describen como “el análisis documental que permitieron la consulta de las fuentes bibliográficas y documentales para explorar y conocer lo que otros han hecho en relación al problema elegido”.

La revisión de fuentes bibliográficas, internet, seminario, entrevistas permite a los investigadores fundamentarse teóricamente para la justificación de los antecedentes y las bases teóricas del sistema en estudio. Estas técnicas facilitaron la obtención de información respecto a la inyección de bacterias en yacimientos de hidrocarburos.

Al respecto Arias (1997), explica que:

Un instrumento de recolección de datos es cualquier recurso, dispositivo o formato (en papel o digital), que se utiliza para obtener, registrar o almacenar información.

Son ejemplo de instrumentos:

- Una libreta en la que el investigador anota todo lo observado.
- Computadoras portátiles con sus respectivas unidades para almacenaje de información: disco duro, CD o disquetes.
(pag.56)

Finalmente, en esta investigación se empleó la entrevista estructurada, que según Pardinás, E (1991), se entiende como:

La entrevista estructurada o dirigida se emplea cuando no existe suficiente material informativo sobre ciertos aspectos que interesa investigar, o cuando la información no puede conseguirse a través de otras técnicas. Para realizar la entrevista estructurada es necesario contar con una guía de entrevista. Ésta puede contener preguntas abiertas o temas a tratar, los cuales se derivan de los indicadores que deseen explorarse.

Esta técnica facilitó la obtención de información veraz y completa en comparación con otros métodos y se solicitaron la opinión de sus integrantes con relación a la técnica de inyección de bacterias en yacimientos de hidrocarburos como método de recuperación terciaria teniendo un éxito con la obtención de conocimientos con respecto al tema logrando de esta manera los objetivos esperados.

De esta manera: los instrumentos utilizados en la entrevista estructurada fueron un grabador Mp3 y la libreta o cuaderno de notas donde se registran en forma de grabación, manual y escrita respectivamente, la información extraída de los entrevistados y concernientes al tema en estudio. (pag.45).

MÉTODO

La presente investigación descriptiva o explicativa, consiste en la elaboración de una propuesta, un plan, un programa o un modelo, como solución a un problema o necesidad de tipo práctico, a partir de un diagnóstico preciso de las necesidades del momento.

También se ocupa de cómo deberían ser las cosas, para alcanzar unos fines y funcionar correctamente. Ésta involucra creación, diseño, elaboración de planes, o de proyectos. La propuesta debe estar fundamentada en un proceso sistemático de búsqueda e indagación que requiere la descripción, el análisis, la comparación, la explicación y la predicción. A partir del estadio descriptivo se identifican necesidades y se define el evento a modificar.

Para la elaboración de este manual, la metodología utilizada constó de las siguientes etapas:

1. DETECCIÓN DE LOS TÓPICOS A INCLUIR EN EL MANUAL

Esta etapa se cumplió mediante la ejecución de las siguientes actividades:

1.1 Se aplicó una encuesta a Profesionales, Profesores y Estudiantes.

1.2 Verificación del conocimiento que la audiencia seleccionada tiene sobre el tema de inyección de bacterias en yacimientos de hidrocarburos.

1.3 Verificación del interés que tiene la audiencia seleccionada para la realización de un manual de recobro mejorado a través de la inyección de bacterias en yacimientos de hidrocarburos.

1.4 Selección de los tópicos de mayor relevancia relacionados al tema que la audiencia seleccionada conoce y recomienda para ser incluidos en el manual.

1.5 Jerarquización de los tópicos detectados de acuerdo a los siguientes criterios: Muy Relevante, Importante, Deseable, No Deseable, Sin Respuesta, tomando en cuenta las finalidades y usos esperados del manual.

1.6 Selección de los tópicos que según la audiencia seleccionada se consideren más relevantes para ser incluidos en el manual.

1.7 Revisión de fuentes bibliográficas, entrevistas, internet, PDVSA INTEVEP y seminario.

En la Tabla II.1 se muestran los resultados alcanzados por la encuesta. La encuesta elaborada puede verse en el apéndice A.

Tabla II.1: Resultados alcanzados por la encuesta

Encuestados:	53
PROFESORES:	17
PROFESIONALES:	6
ESTUDIANTES:	30

<i>PREGUNTA 1: ¿Conoce Ud. Aspectos relacionados con uso de bacterias como Método de Recuperación Terciaria?</i>	<i>PROFESIONALES</i>	<i>PROFESORES</i>	<i>ESTUDIANTES</i>	<i>TOTAL</i>
SI	6	10	21	37
NO	0	7	9	16
<i>PREGUNTA 2: ¿Considera Ud. Importante disponer de material bibliográfico especializado en el área de inyección de Bacterias como Método de Recuperación Terciaria?</i>	<i>PROFESIONALES</i>	<i>PROFESORES</i>	<i>ESTUDIANTES</i>	<i>TOTAL</i>
SI	6	17	28	51
NO	0	0	2	2

Continuación Tabla II.1: Resultados alcanzados por la encuesta

<i>PREGUNTA 3: Señale que tópicos particulares conoce relacionados con el tema</i>	<i>PROFESIONALES</i>	<i>PROFESORES</i>	<i>ESTUDIANTES</i>	<i>TOTAL</i>
FUNCIÓN DE LAS BACTERIAS	3	5	12	20
MÉTODO DE INYECCIÓN	1	3	6	10
TIPOS DE YACIMIENTOS A APLICAR	2	1	3	6
TIPOS DE BACTERIAS USADAS	0	2	2	4
MÉTODO DE MEOR	0	2	1	3
VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL USO DE BACTERIAS	1	1	1	3
MECANISMO DE ACCIÓN DE LAS BACTERIAS	0	2	0	2
APLICACIÓN EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO	0	0	1	1
EFECTO DE LA BIODEGRADACIÓN DEL CRUDO PESADO	0	0	1	1
CASO DE ESTUDIO EN VENEZUELA Y EL MUNDO	0	1	0	1
INYECCIÓN DE ENZIMAS		1		1
INYECCIÓN DE NUTRIENTES Y ADITIVOS DE BAJO COSTOS ASOCIADOS	0	1	0	1

Continuación Tabla II.1: Resultados alcanzados por la encuesta

<i>PREGUNTA 4: De los tópicos mencionados a continuación, indique Ud. Si deberían ser considerados para un Manual de recobro mejorado a través de la inyección de bacterias en yacimientos de hidrocarburos</i>	<i>PROFESIONALES</i>	<i>PROFESORES</i>	<i>ESTUDIANTES</i>	<i>TOTAL</i>
Tipos de bacterias, sus funciones y características				
MUY RELEVANTE	3	9	17	30
IMPORTANTE	0	5	11	16
DESEABLE	1	3	1	5
NO DESEABLE	0	0	0	0
SIN RESPUESTA	1	0	1	2
Bacterias usadas en el campo venezolano y el mundo				
MUY RELEVANTE	2	9	16	27
IMPORTANTE	2	6	14	22
DESEABLE	0	1	1	2
NO DESEABLE	0	0	0	0
SIN RESPUESTA	1	1	0	2

Continuación Tabla II.1: Resultados alcanzados por la encuesta

	<i>PROFESIONALES</i>	<i>PROFESORES</i>	<i>ESTUDIANTES</i>	<i>TOTAL</i>
Limitaciones de las bacterias en yacimientos				
MUY RELEVANTE	2	9	24	35
IMPORTANTE	2	8	6	16
DESEABLE	0	0	1	1
NO DESEABLE	0	0	0	0
SIN RESPUESTA	1	0	0	1
Tipo de yacimiento a aplicar				
MUY RELEVANTE	3	11	19	33
IMPORTANTE	1	6	10	17
DESEABLE	0	0	2	2
NO DESEABLE	0	0	0	0
SIN RESPUESTA	1	0	0	1

Continuación Tabla II.1: Resultados alcanzados por la encuesta

	<i>PROFESIONALES</i>	<i>PROFESORES</i>	<i>ESTUDIANTES</i>	<i>TOTAL</i>
Objetivo de la inyección de las bacterias en el yacimiento				
MUY RELEVANTE	2	13	20	35
IMPORTANTE	2	4	9	15
DESEABLE	0	0	2	2
NO DESEABLE	0	0	0	0
SIN RESPUESTA	1	0	0	1
Tecnología que se aplica en el proceso de inyección de las bacterias en el pozo				
MUY RELEVANTE	2	11	18	31
IMPORTANTE	2	4	7	13
DESEABLE	0	2	6	8
NO DESEABLE	0	0	0	0
SIN RESPUESTA	1	0	0	1

Continuación Tabla II.1: Resultados alcanzados por la encuesta

	<i>PROFESIONALES</i>	<i>PROFESORES</i>	<i>ESTUDIANTES</i>	<i>TOTAL</i>
Mecanismo de acción de las bacterias en el yacimiento				
MUY RELEVANTE	3	10	18	31
IMPORTANTE	1	6	10	17
DESEABLE	0	1	3	4
NO DESEABLE	0	0	0	0
SIN RESPUESTA	1	0	0	1
Funciones de los bioproductos generados por las bacterias en el yacimiento				
MUY RELEVANTE	3	5	10	18
IMPORTANTE	1	10	12	23
DESEABLE	0	2	9	11
NO DESEABLE	0	0	0	0
SIN RESPUESTA	1	0	0	1

Continuación Tabla II.1: Resultados alcanzados por la encuesta

	<i>PROFESIONALES</i>	<i>PROFESORES</i>	<i>ESTUDIANTES</i>	<i>TOTAL</i>
Propiedades del crudo afectadas a través de la aplicación de las bacterias				
MUY RELEVANTE	2	13	15	30
IMPORTANTE	2	4	13	19
DESEABLE	0	0	3	3
NO DESEABLE	0	0	0	0
SIN RESPUESTA	1	0	0	1

Continuación Tabla II.1: Resultados alcanzados por la encuesta

<i>PREGUNTA 5: Mencione algunos tópicos que Ud. Considera importante para ser incluido en el manual</i>	<i>PROFESIONALES</i>	<i>PROFESORES</i>	<i>ESTUDIANTES</i>	<i>TOTAL</i>
VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL MÉTODO DE INYECCIÓN	3	7	10	20
CASOS DE ESTUDIO EN VENEZUELA Y EL MUNDO	2	4	4	10
COSTOS ASOCIADOS	0	3	5	8
ANTECEDENTES EN EL PAÍS Y EL MUNDO	1	1	5	7
FUNCIÓN DE LAS BACTERIAS	1	0	6	7
COMPARACIÓN DE ESTE MÉTODO CON OTROS MÉTODOS DE RECOBRO MEJORADO	0	3	3	6
TIPO DE YACIMIENTO A APLICAR	0	0	5	5
TIPOS DE BACTERIAS USADAS	2	1	2	5
¿DÓNDE SE OBTIENEN LAS BACTERIAS?	1	0	3	4
MECANISMO DE ACCIÓN DE LAS BACTERIAS	1	0	3	4
BIODEGRADACIÓN DEL PETRÓLEO	0	2	1	3
MÉTODO DE INYECCIÓN DE BACTERIAS	1	1	1	3

Continuación Tabla II.1: Resultados alcanzados por la encuesta

	<i>PROFESIONALES</i>	<i>PROFESORES</i>	<i>ESTUDIANTES</i>	<i>TOTAL</i>
FACTOR DE RECOBRO A NIVEL MUNDIAL CON ESTE MÉTODO	0	0	2	2
EFICIENCIA DE LA INYECCIÓN	0	0	2	2
ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA	0	2	0	2
BIOPRODUCTOS GENERADOS POR LAS BACTERIAS	0	2	0	2
MEDIOS DE CULTIVO	1	0	0	1
DEGRADACIÓN MECÁNICA DE LAS BACTERIAS	1	0	0	1
CARACTERÍSTICAS DE LAS BACTERIAS	0	1	0	1
MEDIO DE TRANSPORTE PARA TRANSPORTAR LAS BACTERIAS QUE SE VAN A USAR(NUTRIENTES)	0	1	0	1

Continuación Tabla II.1: Resultados alcanzados por la encuesta

<i>PREGUNTA 6: Podría Ud. Señalar si conoce algunas referencia bibliográfica o web donde se encuentre información del tema</i>	<i>PROFESIONALES</i>	<i>PROFESORES</i>	<i>ESTUDIANTES</i>	<i>TOTAL</i>
www.onepetro.org	6	5	4	15
www.petroleoamerica.com	0	0	11	11
Magdalena Paris	0	0	2	2
Informes técnicos de Gabriela Trebbau PDVSA INTEVEP	0	8	0	8
www.oilproduction.net	0	0	1	1
www.petroblogger.com	0	0	1	1
www.slb.com	0	0	1	1
www.comunidadpetrolera.com	0	0	1	1
PDVSA biblioteca	5	0	0	5
INTEVEP	0	7	0	7

RESULTADOS DE LA DISTRIBUCIÓN DE LOS RESULTADOS DE CADA PREGUNTA DE LA ENCUESTA

A) Área de Desempeño de las Personas Encuestadas

En la Figura II.1 se puede observar una población total repartidos entre Estudiantes, Profesores y Profesionales.

Se observa que hubo mayor población de encuestados que corresponde a estudiantes, obteniendo un 57%.

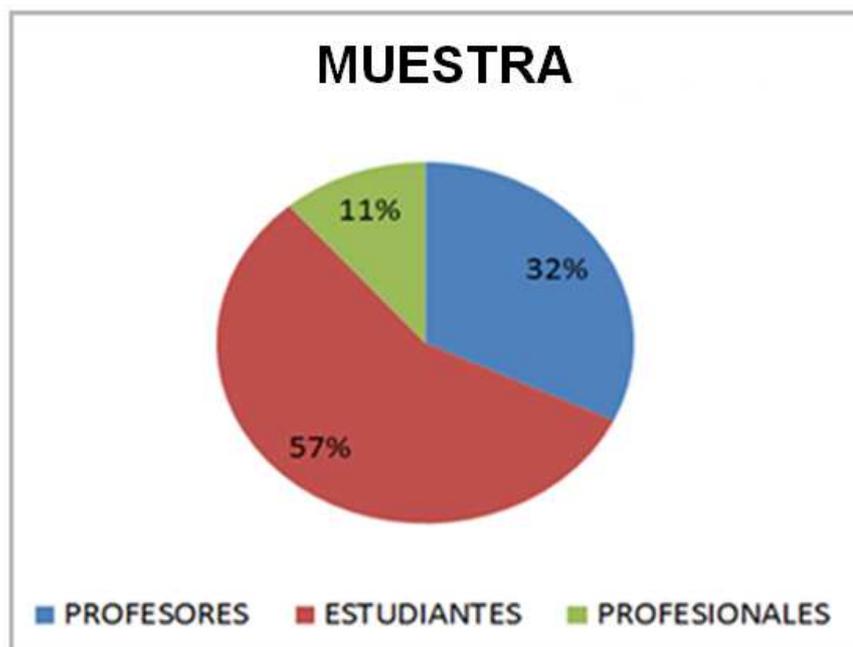


Figura II.1: Muestra encuestada

B) ¿Conoce Ud. Aspectos Relacionados con Uso de Bacterias como Método de Recuperación Terciaria?

De la Figura II.2 el 70% de la población encuestada tiene conocimientos sobre el tema de inyección de bacterias como método de recuperación terciaria. De un total de 53 personas, 37 indicaron conocer del área.

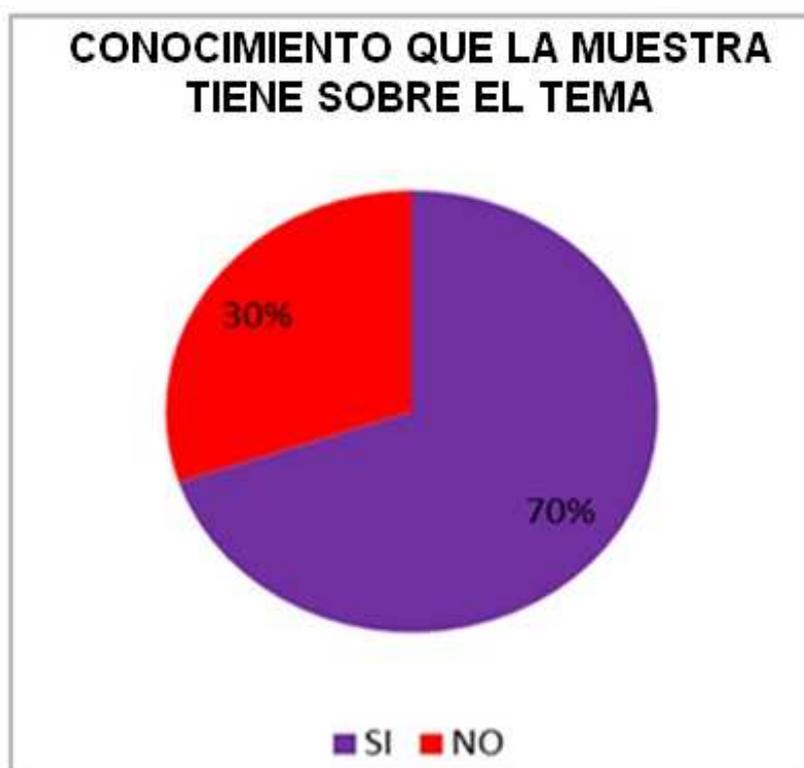


Figura II.2: Conocimiento que la muestra tiene sobre el tema

C) ¿Considera Ud. Importante Disponer de un Material Bibliográfico Especializado en el Área de Inyección de Bacterias como Método de Recuperación Terciaria?

De la Figura II.3 se observa que el 96% de la población encuestada está de acuerdo que se disponga de un material bibliográfico especializado en el área de inyección de bacterias como método de recuperación terciaria. Estos resultados permiten inferir que se justifica realizar un manual relacionado con el tópico.

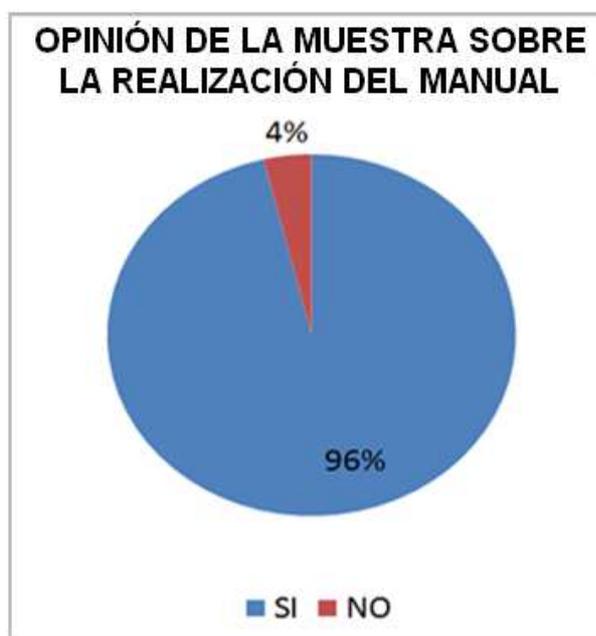


Figura II.3: Opinión de la muestra sobre la realización del manual

D) Señale que Tópicos Particulares Conoce Relacionados con el Tema

De acuerdo a la pregunta hecha a la población a través de la encuesta para la búsqueda de los tópicos a incluir en el manual se obtuvieron los siguientes resultados:

1. Función de las bacterias
2. Método de inyección de las bacterias
3. Tipos de yacimientos a aplicar
4. Tipos de bacterias usadas
5. Método de EOR
6. Ventajas y desventajas del uso de bacterias
7. Mecanismo de acción de las bacterias
8. Aplicación en la Faja Petrolífera del Orinoco
9. Caso de estudio en Venezuela y el mundo
10. Inyección de enzimas
11. Inyección de nutrientes y aditivos de bajo costo

En la Figura II.4 se puede observar los diferentes tópicos que la población total conoce respecto a inyección de bacterias como recobro mejorado. Los tópicos más relevantes fueron la función de las bacterias y método de inyección de bacterias. De un total de 53 personas, 20 personas eligieron por el primer tópico y 10 personas por el segundo tópico más relevantes, los tópicos restantes aunque en menor porcentaje de importancia, serían considerados en el manual en vista de que son relevantes para la inyección de bacterias.

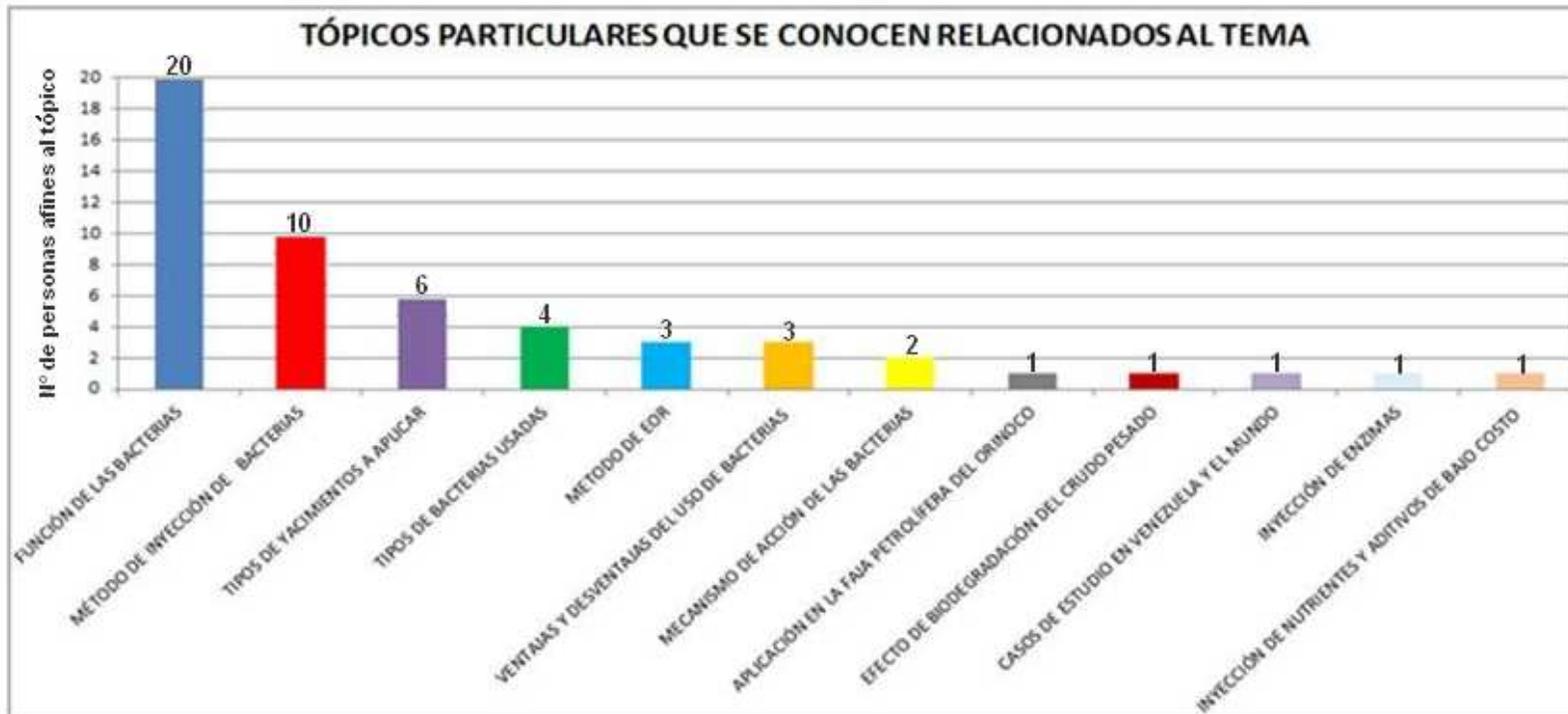


Figura II.4: Tópicos particulares que la población total conoce relacionados al tema

E) Indique Ud. Si Estos Tópicos Deberían ser Considerados para el Manual de Recobro Mejorado a Través de la Inyección de Bacterias en Yacimientos de Hidrocarburos

En la Figura II.5 se puede observar los tópicos que el encuestador consideró importante para ser incluido en el manual, donde la población indicó la importancia de cada uno de ellos.

Se puede observar en forma general que los tópicos seleccionados son muy importantes. Las respuestas *Muy Revelante* son las más representativas en cambio la *Deseable* y *No Deseable* no lo son y de un total de 53 personas por tópico 30, 27, 35, 33, 35, 31 y 30 personas indicaron que son *Muy Relevante*, se concluye entonces que los tópicos seleccionados pueden ser incluidos en el manual en vista que son complementarios para la inyección de bacterias como recobro mejorado.

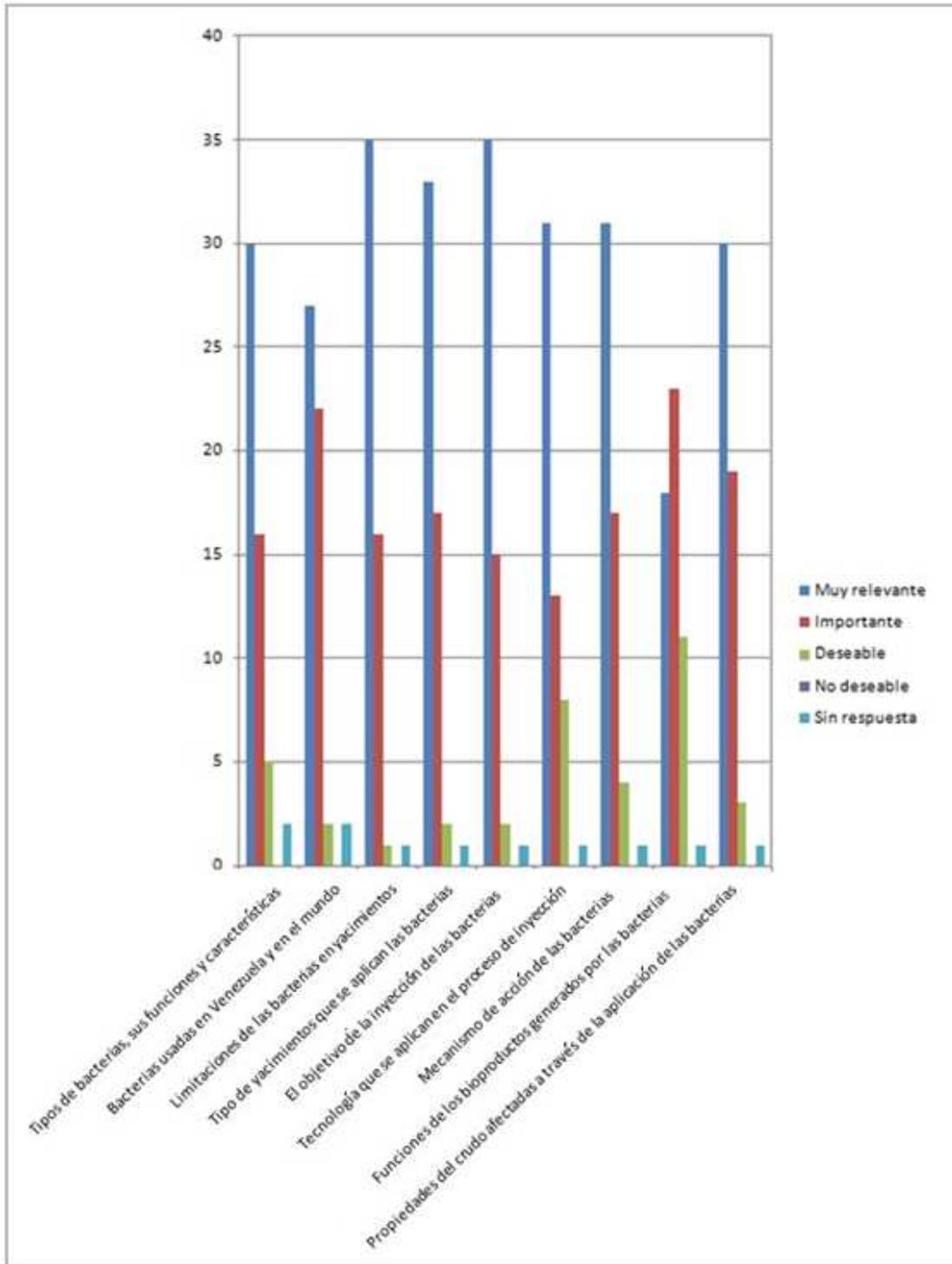


Figura II.5: Tópicos que deberían ser considerados para el manual

F) Mencione Algunos Tópicos que Ud. Considera Importante para ser Incluido en el Manual

De acuerdo a la pregunta hecha a la población a través de la encuesta para la búsqueda de los tópicos a incluir en el manual se obtuvieron los siguientes resultados:

1. Ventajas y desventajas del método de inyección
2. Casos de estudio en Venezuela y el mundo
3. Costos asociados
4. Antecedentes en el país y el mundo
5. Función de las bacterias
6. Comparación de este método con otros métodos de recobro mejorado.
7. Tipo de yacimiento a aplicar
8. Tipos de bacterias usadas
9. ¿Dónde se obtienen las bacterias?
10. Mecanismo de acción de las bacterias
11. Biodegradación del petróleo
12. Método de inyección de bacterias
13. Factor de recobro a nivel mundial con este método.

14. Eficiencia de la inyección
15. Análisis económico de la aplicación del método de recuperación mejorada.
16. Bioproductos generados por las bacterias
17. Medios de cultivo
18. Degradación mecánica de las bacterias
19. Características de las bacterias
20. Medio de transporte para las bacterias que se van a usar (Nutrientes)

En la Figura II.6 se puede observar los tópicos que la población consideró importante para ser incluidos en el manual. Los tópicos más relevantes fueron ventajas y desventajas del método de inyección, casos de estudio en Venezuela y el mundo y costos asociados obteniendo el mayor número de respuestas de 20, 10 y 8. De un total de 53 personas, 20 personas eligieron por el primer tópico, 10 personas por el segundo y 8 personas por el tercer tópico, los tópicos restantes aunque en menor porcentaje de importancia, serían considerados en el manual en vista de que son complementarios para el trabajo.

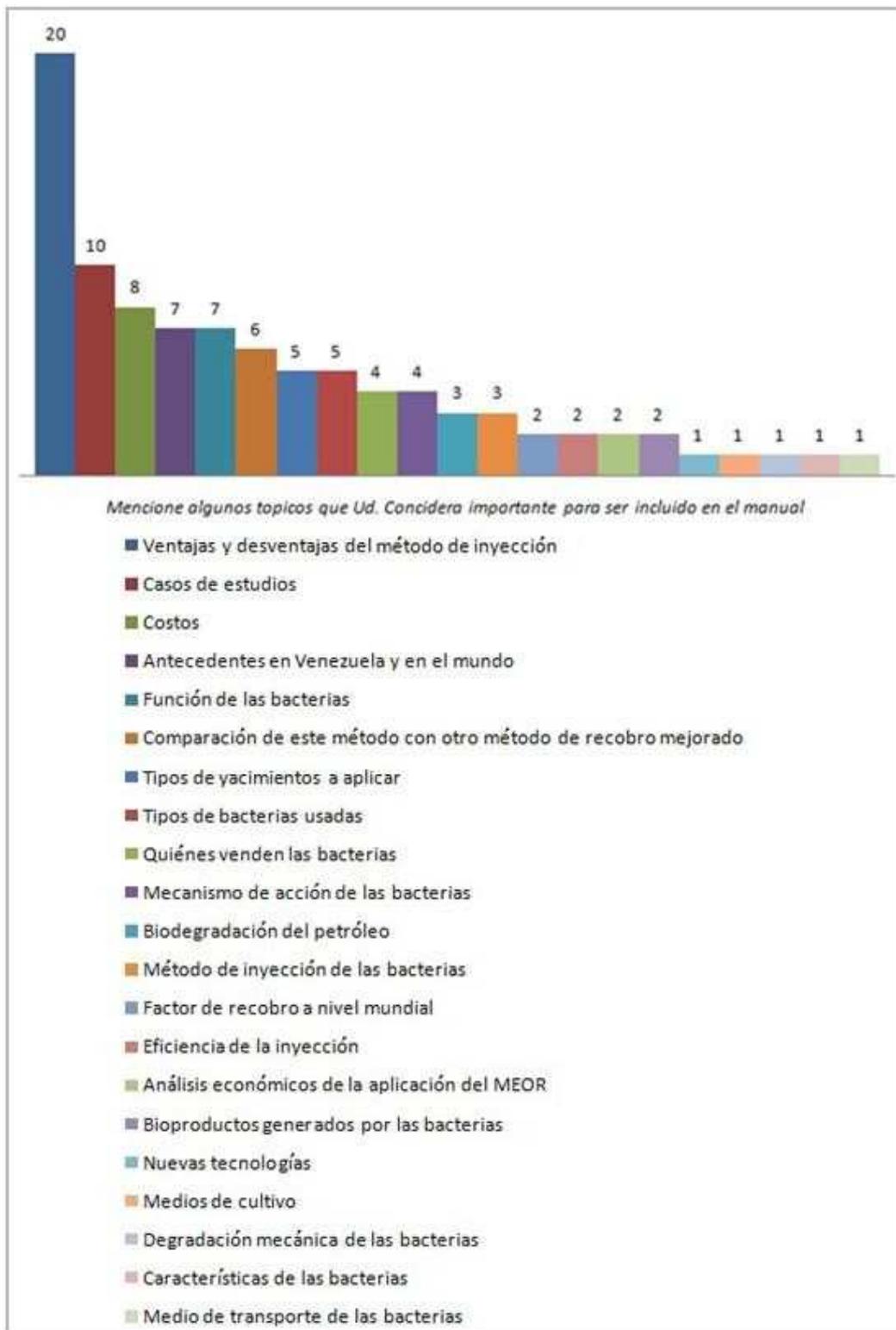


Figura II.6: Tópicos que se consideran importantes para ser incluidos en el manual

G) FUENTES BIBLIOGRÁFICAS

En la Figura II.7 se observa las fuentes bibliográficas y web donde se podría encontrar información sobre el tema que sugieren las personas encuestadas. Los profesores de la Escuela de: Ingeniería de Petróleo, Ingeniería Química y Geoquímica de la UCV sugieren que se investigue el tema en la web www.onepetro.org, en INTEVEP y en los informes técnicos de Gabriela Trebbau en PDVSA INTEVEP, por otro lado los profesionales de PDVSA INTEVEP y del Instituto de Estudios Avanzados (IDEA) recomiendan que se investigue en las bibliotecas de PDVSA y en la web www.onepetro.org y los estudiantes de la Escuela de ingeniería de Petróleo del 8^{vo} y 9^{no} semestre de la UCV sugieren la web www.onepetro.org y en www.petroleoamerica.com.

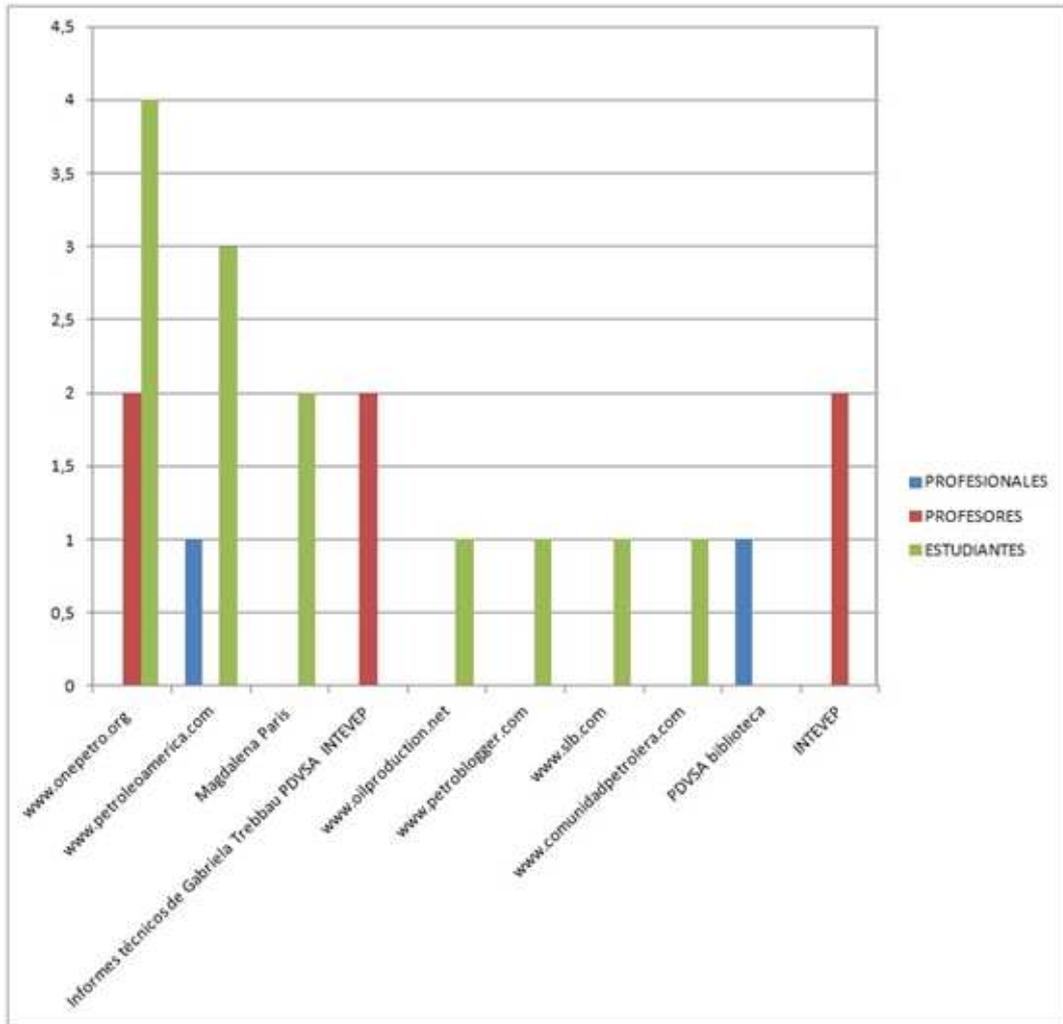


Figura II.7: Fuentes bibliográficas y web

2. IDENTIFICACIÓN DE LOS TÓPICOS EN LA BIBLIOGRAFÍA

Culminado el proceso de detección de los tópicos a incluir en el manual se procedió con lo siguiente:

2.1 Identificación en las referencias localizadas y disponibles, los tópicos a incluir en el manual.

2.2 Validación de los tópicos de mayor relevancia que la audiencia seleccionada conoce del tema.

2.3 Validación de los tópicos de mayor relevancia que la audiencia seleccionada considere más relevante para ser incluidos en el manual.

2.4 Depuración de los contenidos en base al juicio de la audiencia seleccionada y del autor.

2.5 Selección de las referencias bibliográficas o web que la audiencia seleccionada conoce.

3. ELABORACIÓN DEL ESQUEMA DE CONTENIDO

El esquema de contenido definitivo del manual se hizo con base en la validación de las encuestas, referencias bibliográficas, entrevista, internet, PDVSA INTEVEP, seminario y juicio del autor.

4. DISEÑO DE UNA ESTRUCTURA DE MANUAL DE RECOBRO

La estructura del manual de recobro está conformado por trece (XIII) tópicos principales referentes al MEOR, y se hizo con base en la validación de las encuestas, referencias bibliográficas, entrevista, internet, PVDVSA INTEVEP, seminario y juicio del autor.

5. INTEGRACIÓN EN FORMATO DE MANUAL FÍSICO

En esta etapa se definieron los aspectos de forma y fondo del manual a partir de los resultados obtenidos en las fases anteriores.

5.1 Con base a los resultados de las etapas 1, 2 y 3 se procedió a tomar decisiones en cuanto a la forma verbal, gráfica o verbal gráfica de exponer los contenidos en el manual.

5.2 Redacción de los contenidos verbales y gráfico-verbales.

5.3 Selección de los formatos gráficos y gráfico-verbales que acompañaron la exposición verbal de los contenidos.

5.4 Obtención de un documento físico, siguiendo las recomendaciones de formato para constituir un manual.

CAPÍTULO III:

RESULTADOS

En esta sección se presentan los resultados del presente Trabajo Especial de Grado que es el manual los cuales se obtuvieron a través de los análisis de los resultados de las encuestas y juicio del autor. El documento está estructurado en trece (XIII) tópicos.

En la NOTA DEL AUTOR se presenta la finalidad del manual, la elaboración de los tópicos del Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR) y las bibliografías más destacadas que se usaron para la realización del manual y en ORIENTACIONES PARA EL USO DEL MANUAL, se presenta una descripción de cada uno de los tópicos del MEOR para que los usuarios tengan una mejor facilidad de lo que trata cada uno de ellos. El manual posee un índice independiente al del Trabajo Especial de Grado con la finalidad de que las personas interesadas en el tema del MEOR puedan desplazarse con facilidad a través de los diferentes tópicos en la tabla de contenido.

Realizado por: Eyster D. Higuera L.

Tutor Académico: Prof. Evelyn Azuaje



2012

MANUAL DE RECOBRO MEJORADO A TRAVÉS DE LA INYECCIÓN DE BACTERIAS EN YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS



“En este manual de consulta encontrará las técnicas de inyección de bacterias en yacimientos de petróleo como recobro mejorado y las técnicas de estimulación de bacterias en yacimientos de petróleo, factores claves en un MEOR, propiedades que el yacimiento debe tener para aplicar la técnica de inyección, lavado de agua, biodegradación del petróleo, microbiología, entre otros. También se cuenta con ejemplos de casos de estudios que se han hecho en Venezuela y el mundo”

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO “PROPUESTA DE UN MANUAL DE RECOBRO MEJORADO A TRAVÉS DE LA INYECCIÓN DE BACTERIAS EN YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS”

NOTA DEL AUTOR

El manual que se presenta fue elaborado con la finalidad de que se pueda aprender sobre los tópicos más importantes sobre la técnica de inyección de bacterias, Mecanismos del Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR), Factores del MEOR, propiedades del yacimiento, Biodegradación del Petróleo, Microbiología, Interacciones entre la Bacteria Inyectada y la Bacteria Indígena, entre otros.

Los tópicos del MEOR fueron elaborados con la colaboración de los estudiantes, profesores de la Escuela de Ingeniería Química, Petróleo y Geoquímica de la UCV, PDVSA INTEVEP y el Instituto de Estudios Avanzados (IDEA) a través de los análisis de resultados de las encuestas y juicio del autor. Para el desarrollo de la tabla de contenido del capítulo III se empleó bibliografía especializada y actualizada de diferentes autores, entre los más destacados se encuentran: **LA UNIDAD DE EXPLOTACIÓN TÍA JUANA LAGO.** ^[17], **Donaldson, E.C. Chilingarian, G.V. y, Yen, T.F.** ^[29], **Izarra, L. Trebbau, G.** ^[44], **Manrique. E.** ^[53], **Microbac.** ^[55], **París de Ferrer, M.** ^[70] y **Salager, J.** ^[81] ^[82] y ^[83] entre otros.

ORIENTACIONES PARA EL USO DEL MANUAL

El presente manual se compone de trece tópicos principales que serán brevemente descritos a continuación, el mismo se propone como material de consulta para los estudiantes de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la UCV.

1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

En este capítulo se ofrece una descripción sobre:

- Reseña Histórica
- Antecedentes en PDVSA
- Antecedentes en PDVSA INTEVEP

2. RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO

En este capítulo se ofrece una descripción sobre:

- Recuperación Primaria
- Recuperación Secundaria
- Recuperación Terciaria o mejorada

3. APLICACIÓN DE LA BIOTECNOLOGÍA EN LA INDUSTRIA PETROLERA

En este capítulo se ofrece una descripción sobre:

- Trabajos Precedentes de Biotecnología Aplicada al Petróleo
- Conversión Bioquímica de los Crudos Pesados

- La Producción de Petróleo Pesado en Venezuela
- Reservas de Crudo en la Faja Petrolífera del Orinoco

4. LA TECNOLOGÍA MICROBIANA DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (MEOR)

En este capítulo se ofrece una descripción sobre:

- Resumen de la Tecnología del MEOR
- La Necesidad de Recuperación Mejorada de Petróleo Microbiana
- Preguntas Comunes de MEOR
- Principio de la Tecnología
- Características del Proceso MEOR
- Recuperación Mejorada de Crudo por Inyección de Microorganismos (MEOR)
- Mecanismos de Acción del MEOR
- Estimulación de Pozos con Microorganismos
- Tecnologías Actuales del MEOR
- Problemas Comunes en un Proceso de MEOR
- Factores Claves en un Proceso de MEOR

5. MICROORGANISMOS

En este capítulo se ofrece una descripción sobre:

- Bacterias
- Clasificación de las Bacterias
- Características de las Bacterias
- Medios de Cultivo
- Ciclo de Desarrollo de Cultivos Microbiológicos
- Crecimiento Bacteriano en los Cultivos
- Fases del Crecimiento Bacteriano

6. MICROBIOLOGÍA DEL PETRÓLEO

En este capítulo se ofrece una descripción sobre:

- Fisiología de las Bacterias en el Yacimiento
- Bacterias Indígenas o Autóctonas de Yacimientos Petrolíferos
- Bacterias Usadas en la Inyección de Pozos de Petróleo
- Bioproductos Generados por la Acción Bacterial
- Mecanismo de Acción de las Bacterias para el Control de Floculación de Asfaltenos

7. EL MEDIO AMBIENTE DEL SUBSUELO

En este capítulo se ofrece una descripción sobre:

- Ambiente de las Bacterias en el Subsuelo
- Influencia de los Parametros Fisicoquímicos del Yacimiento sobre los Microorganismos
- Limitaciones de la Acción Microbiana en el Yacimiento
- Dispersión de las Bacterias a Través del Yacimiento
- Factores que Pueden Influir en la Penetración de las Células en una Matriz Porosa
- Interacción de las Bacterias en el Yacimiento
- Metabolismo Bacteriano en el Yacimiento
- Efecto de la Actividad Biológica en la Permeabilidad del Yacimiento

8. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE BACTERIAS

En este capítulo se ofrece una descripción sobre:

- Criterios de Selección de Pozos Candidatos a Estimular con Bacterias
- Preparación de los Pozos para la Inyección de Microorganismos

- Procedimiento Operacional de Estimulación con Bacterias de los Pozos Seleccionados
- Evaluación de los Pozos después de la Inyección de Bacterias
- Resultados de la Estimulación con Bacterias

9. ENSAYOS DE CAMPO

En este capítulo se ofrece una descripción sobre:

- Ensayos de Campo
- Pruebas de Campo

10. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA TECNOLOGÍA MICROBIANA DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (MEOR)

En este capítulo se ofrece una descripción sobre:

- Ventajas del MEOR
- Desventajas del MEOR
- Limitaciones del MEOR

11. PRODUCTOS MICROBIANOS PARA LA INDUSTRIA PETROLERA

En este capítulo se describen:

- Los Productos Específicos para cada Problema que se Pudiera Presentar en el Pozo ya sea por Floculación de Asfaltenos
- Taponamiento de los Poros del Yacimiento por las Bacterias entre Otros

12. ASPECTOS ECOLÓGICOS Y AMBIENTALES DE LA TECNOLOGÍA MICROBIANA DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (MEOR)

En este capítulo se describen:

- Los Efectos Ambientales
- Las Aguas Subterráneas
- Las Aguas de Desecho
- Las Emisiones Atmosféricas
- Los Desechos Sólidos
- Los Efectos en la Salud Humana

13. COSTOS DE LA TECNOLOGÍA MICROBIANA DE RECUPERACIÓN

MEJORADA DE PETRÓLEO (MEOR)

En este capítulo se describen:

- Los Costos Operativos de la Técnica de Inyección de Bacterias

INDICE DE CONTENIDO DEL MANUAL

NOTA DEL AUTOR.....	1
ORIENTACIONES PARA EL USO DEL MANUAL	2
ÍNDICE DE CONTENIDO DEL MANUAL	7
ÍNDICE DE TABLAS	16
ÍNDICE DE FIGURAS Y GRÁFICOS	18
CONTENIDO	21
I. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN	
I.1 Reseña Histórica	21
I.2 Antecedentes en PDVSA	25
I.3 Antecedentes en PDVSA INTEVEP	27
II. RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO.....	30
II.1 Recuperación Primaria	30
II.2 Recuperación Secundaria	31
II.3 Recuperación Terciaria o Mejorada	32
III. APLICACIÓN DE LA BIOTECNOLOGÍA EN LA INDUSTRIA	
PETROLERA.....	36

III.1 Trabajos Precedentes de Biotecnología Aplicada al	
Petróleo.....	36
III.2 Conversión Bioquímica de los Crudos	
Pesados	37
III.3 La Producción de Petróleo Pesado en	
Venezuela	38
III.4 Reservas de Crudo en la Faja Petrolífera del Orinoco	39
IV. LA TECNOLOGÍA MICROBIANA DE RECUPERACIÓN	
MEJORADA DE PETRÓLEO (MEOR).....	41
IV.1 Resumen de la Tecnología del MEOR	41
IV.2 La Necesidad de Recuperación Mejorada de	
Petróleo Microbiana.....	42
IV.3 Preguntas Comunes de MEOR.....	43
IV.3.1 ¿Son relevantes los métodos de MEOR?.....	43
IV.3.2 ¿Cuál es el costo de las técnicas de MEOR?.....	43
IV.3.3 ¿Hay técnicas mejores que el MEOR?	43
IV.3.4 ¿Cuán bien entendidas son las técnicas	
de MEOR?	44

IV.3.5	¿Las técnicas de MEOR funcionan, son seguras y confiables?	44
IV.4	Principio de la Tecnología.....	45
IV.5	Características del Proceso MEOR	45
IV.6	Recuperación Mejorada de Crudo por Inyección de Microorganismos (MEOR)	47
IV.7	Mecanismos de Acción del MEOR	50
IV.8	Estimulación de Pozos con Microorganismos	54
IV.8.1	Tipos de proceso del MEOR.....	55
IV.8.1.1	Procesos “ <i>in – situ</i> ”	55
IV.8.1.2	Procesos “ <i>ex -situ</i> ”	56
IV.9	Problemas Comunes en un Proceso de MEOR	57
IV.10	Factores Claves en un Proceso de MEOR	60
V.	MICROORGANISMOS	66
V.1	Bacterias	66
V.2	Clasificación de las Bacterias	67
V.3	Características de las Bacterias	68
V.4	Medios de Cultivo	70

V.5 Ciclo de Desarrollo de Cultivos	
Microbiológicos	72
V.6 Crecimiento Bacteriano en los Cultivos	73
V.7 Fases del Crecimiento Bacteriano	76
VI. MICROBIOLOGÍA DEL PETRÓLEO	77
VI.1 Fisiología de las Bacterias en el Yacimiento	77
VI.1.1 Nutrición bacteriana	77
VI.1.2 Condiciones apropiadas para el crecimiento bacteriano	82
VI.1.2.1 Alimento	82
VI.1.2.2 Humedad	82
VI.1.2.3 Oxígeno	82
VI.1.2.4 Temperatura	82
VI.1.2.5 Presión	86
VI.1.2.6 Profundidad	87
VI.1.2.7 Acidez (pH)	87
VI.1.2.8 Salinidad	88
VI.1.2.9 Potencial de óxido-reducción	89
VI.1.2.10 Metales pesados	89

VI.1.2.11 organismos endógenos.....	90
VI.2 Bacterias Indígenas o Autóctonas de Yacimientos	
Petrolíferos	93
VI.3 Bacterias Usadas en la Inyección de Pozos de Petróleo....	95
VI.4 Bioproductos Generados por la Acción Bacterial	97
VI.4.1 Producción de gases	98
VI.4.2 Producción de ácidos.....	99
VI.4.3 Producción de biosurfactantes	99
VI.4.4 Producción de polímeros.....	100
VI.4.5 Producción de alcoholes	100
VI.4.6 Producción de biomasa	101
VI.5 Mecanismo de Acción de las Bacterias para el Control	
de Floculación de Asfaltenos	103
VII. EL MEDIO AMBIENTE DEL SUBSUELO	106
VII.1 Ambiente de las Bacterias en el Subsuelo	106
VII.2 Efecto de la Biodegradación del Petróleo	107
VII.3 Aumento de Producción en los Pozos a Través de	
Inyección de Bacterias y Nutrientes Alrededor del Pozo	109
VII.4 Relación entre la Roca del Yacimiento y las Bacteria.....	110

VII.5	Influencia de los Parámetros Fisicoquímico del	
	Yacimiento sobre los Microorganismos.....	110
VII.6	Limitaciones de la Acción Microbiana en el	
	Yacimiento	111
VII.7	Dispersión de las Bacterias a Través del	
	Yacimiento	113
VII.8	Factores que Pueden Influir en la Penetración	
	de las Células en una Matriz Porosa	116
VII.9	Interacción de las Bacterias en el Yacimiento.....	117
VII.10	Metabolismo Bacteriano en el Yacimiento	118
VII.11	Efecto de la Actividad Biológica en la Permeabilidad	
	del Yacimiento	120
VII.11.1	Acumulación de biomasa en los poros del	
	Yacimiento	120
VII.11.2	Taponamiento de los del yacimiento por los	
	ácidos orgánicos y CO_2	122
VII.11.3	Taponamiento de los poros del yacimiento por	
	las partículas de arcilla.....	123

VII.11.4 Mecanismos de taponamiento en los poros del	
yacimiento.....	123
VII.11.5 Requerimientos para que la inyección de	
Bacterias en yacimientos sea un éxito	125
VIII. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE	
BACTERIAS.....	127
VIII.1 Criterios de Selección de Pozos Candidatos a	
Estimular con Bacterias.....	127
VIII.1.1 Condición de yacimientos	127
VIII.1.2 Condición de producción	128
VIII.1.3 Estado mecánico del pozo	129
VIII.2 Preparación de los Pozos para la Inyección de	
Microorganismos	129
VIII.2.1 Pozos con bombeo mecánico.....	130
VIII.2.2 Pozos con levantamiento artificial por gas.....	130
VIII.3 Procedimiento Operacional de la Inyección de	
Bacterias a los Pozos Seleccionados	131
VIII.3.1 Pasos para aplicación de un proceso	
de inyección de bacterias	134

VIII.3.2 Procedimiento operacional de estimulación con bacterias en el campo Tia Juana Lago de Venezuela.....	140
VIII.3.3 Fases del crecimiento bacteriano en el yacimiento.....	142
VIII.4 Evaluación de los Pozos después de la Inyección de Bacterias.....	144
VIII.4.1 Pozos rápidos	144
VIII.4.2 Pozos lentos.....	144
VIII.5 Resultados de la Estimulación con Bacterias	145
IX. ENSAYOS DE CAMPO	146
IX.1 Pruebas de Campo.....	147
X. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA TECNOLOGÍA MICROBIANA DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (MEOR)	149
X.1 Ventajas del MEOR	149
X.2 Desventajas del MEOR.....	151
X.3 Limitaciones del MEOR.....	152

XI. PRODUCTOS MICROBIANOS PARA LA INDUSTRIA	
PETROLERA.....	154
XII. ASPECTOS ECOLÓGICOS Y AMBIENTALES DE LA	
TECNOLOGÍA MICROBIANA DE RECUPERACIÓN MEJORADA	
DE PETRÓLEO (MEOR)	157
XIII. COSTOS DE LA TECNOLOGÍA MICROBIANA DE	
RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO	
(MEOR).....	160
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	205
GLOSARIO.....	219
APÉNDICES	231
APENDICE A.....	231
APÉNDICE B.....	234
APÉNDICE C.....	242
APÉNDICE D.....	245
APÉNDICE E.....	253
APÉNDICE F.....	260
APÉNDICE G.....	268

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Métodos de recuperación mejorada	35
Tabla 2: Principales elementos de la célula	81
Tabla 3: Temperaturas de crecimiento mínima y máxima de especies representativas de bacterias	85
Tabla 4: Géneros bacterianos comúnmente utilizados en MEOR	97
Tabla 5: Efectos de los bioproductos sintetizados por las bacterias utilizadas en MEOR	102
Tabla 6: Principales aplicaciones de MEOR	103
Tabla 7-B.1: Materiales usados en el experimento	234
Tabla 8-B.2: Resultados. Recuperación de petróleo de bolsas de arena.....	235
Tabla 9-B.3: Químicos usados en el experimento.....	237
Tabla 10-B.4: Recuperación de petróleo desde un simulador de yacimiento	238
Tabla 11-B.7: Programa de inyección de bacterias en un campo de petróleo en Australia.....	240

Tabla 12-B.8: Completación del ensamblaje de fondo de la sarta de perforación de abajo hacia arriba..... 241

Tabla 13-B.9: Resultados obtenidos del recobro mejorado en el campo de petróleo en Australia 242

Tabla 14-.F.1: Desarrollo del MEOR en campos petroleros de China..... 266

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Las Regiones de Petróleo pesado en Venezuela	38
Figura 2: Faja Petrolífera del Orinoco	40
Figura 3: Proceso de inyección de las bacterias en un pozo productor	48
Figura 4: Proceso de inyección de las bacterias en un pozo inyector	49
Figura 5: Antes y después de un crudo pesado tratado con bacterias	53
Figura 6: Proceso de estimulación con microorganismos	55
Figura 7: Partes de una bacteria	67
Figura 8: Cultivos de bacterias	72
Figura 9: Ciclo de desarrollo bacteriano	73
Figura 10: Crecimiento bacteriano en una cápsula de Petri	75
Figura 11: Degradación microbial por los bioproductos	108
Figura 12: Taponamiento de los poros del yacimiento debido a la acumulación de materia orgánica	122
Figura 13: Taponamiento de los poros del yacimiento por bacterias	125
Figura 14-a: Proceso cíclico	135
Figura 14-b: Proceso cíclico	136
Figura 15-a: Proceso continuo	137

Figura 15-b: Proceso continuo.....	138
Figura 16: Proceso de estimulación con bacterias en un pozo productor. Proceso Cíclico	139
Figura 17: Proceso de inyección de bacterias en un pozo inyector. Proceso Continuo	139
Figura 18: Curva de crecimiento bacteriano	144
Figura 19-A.1: Modelo de encuesta aplicada	231
Figura 20-B.5: ALTON-3 Después de la inyección a la prueba de producción	239
Figura 21-B.6: Data de “ ALTON #3 TEST”	240
Figura 22-C.1: Núcleo impregnado con aceite (A) y después del proceso de recuperación por actividad microbiana (B).....	244
Figura 23-D.1: Pequeña plataforma de pozo de inyección en el Lago de Maracaibo	250
Figura 24-D.2: Bombas triplex usadas para la inyección de bacterias	250
Figura 25-D.3: Trabajadores introduciendo la mezcla de bacterias e inhibidor de corrosión dentro del tanque	251
Figura 26-D.4: Resultados de la aplicación de estimulación en los pozos	251
Figura 27-D.5: Características del yacimiento	252
Figura 28-D.6: Descripción del tratamiento de bacterias en los pozos	252
Figura 29-E.1: Inyección de bacterias en un pozo en Mar del Norte	254

Figura 30-E.2: Inicio del procedimiento de inyección de bacterias	254
Figura 31-E.3: Formación de la biomasa y desplazamiento del petróleo ..	255
Figura 32-E.4: Petróleo desplazado por la biomasa y agua hasta el pozo productor	255
Figura 33-G.1: Diagrama del equipo utilizado para pruebas de desplazamiento con bioproductos (biosurfactantes)	268
Figura 34-G.2: Diagrama del equipo utilizado para pruebas de desplazamiento con microorganismos	269

I. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

I.1 Reseña Histórica

El método que emplea microorganismos y sus productos metabólicos para la estimulación de la producción de petróleo, es conocido como recuperación asistida por bacterias (Microbial Enhanced Oil Recovery, MEOR). Este tipo de tratamiento biológico ha sido reportado como un buen método para incrementar la producción de petróleo probándose con resultados satisfactorios en más de 3000 pozos a nivel mundial. ^[103]

La recuperación mejorada de petróleo a través de microorganismos (MEOR) es un método que se comenzó a utilizar en la década de los años 40 y se ha estado desarrollando por más de 50 años. Desde sus comienzos el uso de microorganismos para la biodegradación y mejoramiento de crudos parafínicos ha demostrado ser una técnica viable; sin embargo, después de más de 50 años los mayores progresos se han registrado principalmente en laboratorio y son muy pocas las aplicaciones de campo. Mezclas de levaduras, melazas, cervezas, etc., han sido introducidas dentro de los pozos como un ensayo para resolver problemas de producción y/o mejorar la productividad del pozo ^[114]

El proceso de microorganismos en el campo petrolero tiene su data desde el año 1926 que fue cuando el científico Beckman sugirió por primera vez el uso de los microorganismos o bacterias como “fabricas químicas” o generadoras de químicos “*in situ*”, planteando la posibilidad de poner en contacto un cultivo de bacterias productoras de enzimas con el crudo remanente, para que las enzimas producidas pudiesen cambiar la viscosidad y la gravedad del crudo, provocando así que fluya más fácilmente ^{[6] y [119]}

A partir de 1940, se utilizaban microorganismos y nutrientes, tales como melaza, en la estimulación de pozos de petróleo. Desde entonces es una de las principales áreas de investigación en la microbiología.^[74]

Entre 1943 – 1953, Zobell liderizó por primera vez un proyecto de recobro de crudo con microorganismos, estableciendo varios principios de la tecnología MEOR (Microbial Enhanced Oil Recovery). Sugirió que el monóxido de carbono y otros gases producidos por bacterias sulfato-reductoras, permiten incrementar la porosidad de la roca mientras que la excreción de sustancias detergentes y biosurfactantes reducen la viscosidad del crudo y la tensión interfacial. En otro experimento, Zobell al fermentar carbohidratos anaeróbicamente introdujo la idea de usar bacterias útiles para la producción de gas y otros compuestos.^[74]

En 1958 Von Heningen, reportó resultados de dos pozos estimulados con microorganismos, en uno de los cuales utilizó bacterias del género *Betacocus dextranicus* en un medio de sacarosa – melaza con un contenido total de azúcar del 10%; obteniendo un incremento de 30% en la recuperación. Y en el otro utilizó una mezcla de cultivos formando una especie de lodo en un medio con 50% de melaza.^[110]

En 1961, Bond inyectó bacterias *desulfovibrio hidrocarbonoclusticus* en un medio que contenía sales minerales, lactato de calcio, ascorbato de calcio, extracto de levadura y agar ,bajo ciertas condiciones en un pozo, cerrándolo por tres meses, cuando la producción fue restablecida, la producción aumentó de 15 a 25 Bbl/D.^[74]

En 1963, Hitzman, estudiando la habilidad de una variedad de bacteria, apuntó sobre: “Problemas asociados a la inyección en la formación de celdas vegetativas vivas, junto con los nutrientes. Esto incluye la generación de productos en las vecindades de los nutrientes, taponando los intersticios de la formación rocosa, debido al excesivo crecimiento local, y la susceptibilidad

de organismos vegetativos a peligros ambientales cuando ellos son mantenidos metabólicamente inactivos”.^[74]

En Estados Unidos, entre 1977 y 1981, Johnson inoculó aproximadamente 150 pozos marginales (pozos con una producción promedio de 2 barriles por día), empleando una mezcla de *Bacillus* y *Clostridium*. Los yacimientos fueron de rocas carbonatadas en un intervalo de profundidad entre 60 y 300 m (200 a 100 pies) con una porosidad de 10 a 30%.^[47]

En 1980, Oppenheimer describió “El papel de los microorganismos en los ciclos ecológicos de petróleo en el ambiente. La revisión de la microbiología del hidrocarburo, revela que la bioquímica de los procesos puede ser empleada para liberar petróleo desde los yacimientos.”^[74]

Desde 1982, se celebran las Conferencias Internacionales MEOR cada 2 o 3 años.

En 1983, Hitzman reportó que la Petrogen Inc. utilizó el método Johnson en 24 pozos con profundidades entre 90 y 1500 m (300 a 4600 pies) y luego se determinó que los microorganismos producen dióxido de carbono, forman detergentes, producen gases, cambios en la concentración de hidrógeno y desplazan hidrocarburos de sistemas sedimentarios.^[39]

De nuevo, en los Estados Unidos, en 1986, se inició un proyecto de recuperación mejorada con bacterias en el campo Mink Unit, Oklahoma.^[107]

Esto se hizo con el propósito de determinar si la inyección de una formulación microbiana podía incrementar la producción en un proyecto activo de inyección de agua iniciado en 1935. Con este estudio se determinó que la inyección de microorganismos y melaza mejoró la tasa de producción en un 13%, asimismo, esta inyección disminuyó la relación agua – petróleo en todos los pozos hasta en un 35%. Las evidencias indicaron que los

microorganismos fueron capaces de diseminarse por todo el yacimiento hasta el pozo productor y no se observó ningún efecto adverso luego de la aplicación de los microorganismos. [68]

De 1954 a 1992, Asia, Europa y América aplicaron la tecnología MEOR, destacándose países como: Rusia, Gran Bretaña, Alemania y Estados Unidos. [74]

En 1992, se inició un programa de investigación sobre el mejoramiento de recobro de petróleo en el Mar del Norte, usando bacterias nitrato reductoras como agentes de taponamiento para bloquear las zonas de alta permeabilidad. [71]

Un proyecto con microorganismos fue realizado en 1992, en cuatro pozos de Alaska. Los microorganismos fueron elegidos basándose en su habilidad para metabolizar largas cadenas de C_{16} a C_{30} de hidrocarburos en componentes ligeros. Los resultados de la prueba confirmaron que los tratamientos con microbios pueden tener un efecto positivo sobre la productividad del pozo. Los cambios de composición en el crudo incluyeron un incremento en la gravedad API y una reducción en la viscosidad. Los cambios en las características del crudo provocan un mejoramiento de las tasas de producción y bajos costos de operación, así como una reducción de la concentración de azufre, parafinas y asfaltenos. [74]

En 1996 en China, en el campo de Shengli, se utilizó las técnicas de inyección de microorganismos para el control de la floculación de asfaltenos. El campo presentaba altos contenidos de asfaltenos y parafinas y el sistema de levantamiento artificial utilizado era por gas lift. Durante las etapas de pre-tratamiento (desde 7/7/96) y post – tratamientos (hasta 29/8/96), se observó una reducción del contenido de depósitos de asfaltenos del 55%, así como un aumento considerable de la producción de 121%. [74]

I.2 Antecedentes en PDVSA

La aplicación de microorganismos para estimular pozos petrolíferos se inicia en Venezuela en 1993 en el Distrito Tía Juana del Occidente del país, extendiéndose más tarde a otros Distritos como La Salina, Centro – Sur Lago, Bachaquero, Lagunillas, Mene Grande y la Concepción, siendo aproximadamente 200 los pozos tratados en esta región del país para ese entonces. ^[98]

En Venezuela, la primera experiencia se tuvo en 14 pozos productores del Mioceno, pertenecientes al yacimiento LGINF-03, en el Lago de Maracaibo, caracterizados por una gravedad API de 25°. Las bacterias se inyectaron entre noviembre de 1993 y diciembre de 1995 para mejoramiento del recobro de crudo residual con 57% de éxito. Los pozos fueron tratados con un producto bacteriano disponible comercialmente que contenía una mezcla de bacterias productoras de metabolitos (como biosurfactantes, gases y ácidos orgánicos). Dicho producto era diluido con agua del Lago filtrada y 1,6 % de cloruro de potasio para luego ser inyectado a una tasa promedio de 1 a 3 barriles por minuto. Los pozos se cerraban por siete días después de la inyección. Los resultados mostraron una tasa de éxito del 70% con incrementos en la producción en el rango de 30 a 400 barriles de petróleo por día. Los resultados fueron discretos, en general, aunque merecen especial mención tres pozos que experimentaron incrementos en las tasas de producción de más de 200% por periodos mayores a un año. La inyección de microorganismos es una actividad que ha venido ejecutándose con éxito en la Unidad de Explotación Tía Juana Lago como alternativa de estimular y recuperar aquel petróleo que se encuentra atrapado en los poros de las rocas por fuerzas capilares muy altas, por lo que no es posible obtenerlo por medio de mecanismos primarios y/o secundarios de recuperación. ^[106]

En 1996, se aplicó la tecnología Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR), en un proyecto piloto de recuperación mejorada en pozos marginales del Campo Mene Grande del estado Zulia. De los 17 pozos inyectados, 6 tuvieron tendencia positiva hacia el mejoramiento del recobro, se obtuvieron mejoras entre 180% y 280% en la producción de los pozos, destacando los pozos MG-444 y MG-521, cuyos efectos se prolongaron por más de un año, dos de los pozos presentaron tendencias negativas por daños en el sistema de levantamiento, no causado por los microorganismos. En cuatro pozos no hubo evidencias de mejoras en su tasa de producción y los cinco pozos restantes fueron abiertos a producción un mes después. ^[44]

En 1996, en el campo La Salina del Estado Zulia (VENEZUELA), se trataron 3 pozos (crudo de 18° API), utilizándose la técnica de inyección de microorganismos para el control de la floculación de asfaltenos, mostrando cambios en la composición del crudo, pero los datos obtenidos no son concluyentes. ^[44]

En 1997 fue llevada a cabo una estimulación microbiana por PDVSA Occidente en 33 pozos de 3 reservorios diferentes ubicados en Lagunillas Estado Zulia, Venezuela. Estos yacimientos producen petróleo con una gravedad API en un rango de 10° a 19°. Se evaluaron diferentes concentraciones de productos microbianos, con el propósito de reducir el tiempo de incubación (pozo cerrado). Los pozos estimulados se encontraban en el lago, y fueron inyectados usando un equipo de barcaza de propulsión de sí mismo, tanques mezcladores y bombas triples. La solución fue inyectada por la tubería hacia el yacimiento. Después de haber inyectado el pozo permaneció cerrado de 5 a 10 días, dependiendo de la concentración de bacteria, los resultados arrojaron un incremento de 50% a 200% en la producción. Lo cual indica que los microorganismos son una alternativa adicional al tratamiento convencional. ^[104]

En algunos campos del Estado Monagas de Venezuela se realizaron las primeras pruebas en el año 1997, donde se aplicaron microorganismos a nueve pozos de tres campos con diferentes características y tipo de crudo. Los resultados indicaron un incremento del 148% en la tasa diaria de producción de los pozos del campo Orocuai, y 89% en los pozos de los campos Pilón y Jobo, a pesar de que las condiciones de bajo corte de agua y baja gravedad API que estos presentaban eran consideradas como extremas. ^[33]

I.3 Antecedentes en PDVSA INTEVEP

En PDVSA INTEVEP se realizaron estudios experimentales en el área de MEOR durante la década de los noventa debido al auge de la tecnología en esa época. Gabriela Trebbau, realizó, aisló y caracterizó bacterias provenientes de aguas de formación de pozos del Lago de Maracaibo. El aislamiento de las bacterias fue realizado en forma anaeróbica con el fin de obtener anaeróbicos estrictos o facultativos, asegurándose de esta manera, que los microorganismos aislados fuesen capaces de resistir condiciones de muy baja concentración de oxígeno, condiciones presentes en los yacimientos estudiados. El medio nutritivo empleado fue un medio rico en componentes glucosados y en diversos tipos de aminoácidos y proteínas, lo que garantizó el crecimiento de cualquier tipo de bacteria heterótrofa. ^[69]

Gisela Sánchez (1993), realizó una evaluación experimental usando microorganismos para recuperar crudo residual en yacimientos a temperaturas elevadas. Determinó la factibilidad de utilizar microorganismos autóctonos para incrementar la producción de petróleo en un yacimiento venezolano caracterizado por poseer alta temperatura y presión, también realizó pruebas de desplazamiento en núcleos de Berea usando las bacterias aisladas del yacimiento.

Sánchez y Perdomo (1994), estudiaron la microflora autóctona del yacimiento Jobo, donde detectaron la presencia de bacterias en el agua de formación capaces de crecer a condiciones de yacimiento. Sánchez y Marin (1994), aislaron una cepa bacteriana productora de biosurfactante de suelos impactados con crudo en campos petroleros venezolanos. Evaluaron la capacidad de metabolitos producidos de disminuir tensiones interfaciales y de incrementar el recobro de crudo residual mediante pruebas de desplazamiento en núcleos de Berea.

En 1993 PDVSA INTEVEP pudo determinar y caracterizar la microflora autóctona en tres yacimientos. Los yacimientos que se evaluaron son C5VLA-8, EL 22-3 y EL 66-2, encontrándose en todos una microflora bacteriana, capaz de crecer y metabolizarse bajo condiciones de cada yacimiento.

Los metabolitos producidos bajo condiciones fueron principalmente gases, ácidos orgánicos y biomasas. Las pruebas de desplazamiento llevadas a cabo en el proceso de cultivo “*ex situ*” indican que con el caldo de cultivo libre de células se recupera un 21% del crudo residual, lo cual puede constituir una alternativa para aquellos yacimientos en los cuales la microflora autóctona no produce los metabolitos de interés.^[98]

La inyección de microorganismos es una actividad que ha venido ejecutándose con éxito en la Unidad de Explotación Tía Juana Lago, desde mediados de 1996 como alternativa para estimular el petróleo que se encuentra atrapado en los poros de la roca, producido por las fuerzas capilares muy altas, por lo que se dificulta su obtención mediante mecanismos primarios y/o secundarios de recuperación.

Hasta la fecha, se han inyectado bacterias en más de 500 pozos productores en los campos del Distrito Tía Juana del Occidente del país, Distrito La Salina, Centro – Sur Lago, Bachaquero, Lagunillas, Mene Grande y La

Concepción donde la mayoría son pertenecientes a yacimientos de edad mioceno, en los campos Tía Juana y Lagunillas del Lago de Maracaibo. Los volúmenes de petróleo adicionales se han estimado en aproximadamente 2,5 MMbbls con más de 500 pozos tratados desde 1996, no obstante, en la actualidad se está realizando un estudio con el INTEVEP para avalar esta cifra.

Los efectos que produce la tecnología Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR) se manifiesta principalmente mediante la producción de solventes y surfactantes naturales que disminuyan la tensión interfacial agua-petróleo y la tensión superficial Roca-Petróleo, mejorando la movilidad del crudo con respecto al agua; la generación de CO_2 que se disuelve en el crudo reduciendo su viscosidad e incrementando levemente la presión; y adicionalmente, se produce desplazamiento físico debido a la elevada tasa de reproducción de los microorganismos dentro de la formación. La consecuencia es el incremento en el factor de recobro (efecto dentro del yacimiento) y la eliminación o reducción del daño de formación (efecto en la cercanía del hoyo), mejorando la productividad del pozo e incrementando así su vida productiva.

Los productos bacterianos empleados por la Industria Petrolera Venezolana han sido desarrollados por los laboratorios Bio-Productores Inc, Biostar Technologies C.A.; (A-tech), Asistencia técnica W.Oil y Micro-Bac International Inc; en Estados Unidos de América (EUA).

En la actualidad la mayoría de los pozos inyectados se encuentran en un segundo y tercer ciclo de inyección, por lo que se está modificando la receta de inyección. ^[106]

II. RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO ^[2]

En la actualidad cerca del 95% de la producción mundial de petróleo, se obtiene a través de métodos convencionales de recuperación (primaria y secundaria), con los que se garantiza un recobro promedio del 35% del crudo en sitio. Debido a que la mayor parte del petróleo queda atrapado en la roca, la industria del petróleo dedica gran esfuerzo al desarrollo de métodos y técnicas que permitan incrementar el factor de recobro. Entre los métodos se encuentran los llamados térmicos (inyección de vapor y combustión en sitio), químicos (inyección de polímeros y surfactantes, etc), procesos de desplazamiento miscibles (inyección de gas enriquecido, inyección de CO_2), inyección de microorganismos.

II.1 Recuperación Primaria ^{[2], [82]}

La recuperación primaria está referida a los métodos que emplean la energía natural del yacimiento para la extracción de petróleo, a través de los pozos productores. Durante este período el petróleo es drenado, naturalmente hacia los pozos bajo el efecto del gradiente de presión existente entre el fondo de los pozos y el seno del yacimiento. En muchos yacimientos profundos la presión es mayor que la presión hidrostática, lo que hace que el petróleo llegue a la superficie con el solo aporte energético del yacimiento. A medida que se expanden los fluidos en el yacimiento, la presión tiende a bajar en forma más o menos rápida según los mecanismos involucrados.

En ciertos casos, puede existir un mecanismo de compensación natural que reduzca notablemente la velocidad de declinación de la presión, como la compactación de sedimento (subsistencia), la migración de un acuífero activo o la lenta expansión de una capa de gas.

Cuando la presión del pozo se ha reducido, se necesita un aporte externo de energía para extraer el crudo del fondo del pozo. Se puede bombear el crudo desde el fondo del pozo, o bien utilizar el método del levantamiento artificial con gas continuo; éste consiste en inyectar gas en el fondo del pozo de tal forma que el fluido producido sea una mezcla de gas y petróleo de densidad aparente suficientemente baja para llegar a la superficie.

El período de recuperación primaria tiene una duración variable. Esta finaliza cuando la presión del yacimiento ha bajado considerablemente, o cuando se están produciendo cantidades significativas de otros fluidos (gas, agua). El porcentaje de recuperación primaria del crudo originalmente en sitio está en promedio en el orden de 10-15 %, pero puede ser tan bajo como 5 % en yacimientos sin gas disuelto.

Antiguamente se explotaba el yacimiento en recuperación primaria hasta que los gastos de explotación se volvían prohibitivos, en cuyo momento se pasaba a los métodos de recuperación secundaria. Hoy en día se inician las operaciones de recuperación secundaria mucho antes de llegar a este punto, y la escogencia del método de explotación en un yacimiento o una parte de un yacimiento obedece a criterios de optimización.

II.2 Recuperación Secundaria ^[82]

La recuperación secundaria consiste en introducir energía al yacimiento, mediante la inyección de algún fluido inmisible con el petróleo o agua. Estos fluidos se inyectan por ciertos pozos (inyectores), y desplazan o arrastran una parte del petróleo hacia los otros pozos (productores).

Hasta el principio de los años 70, el bajo precio del crudo hacía que los únicos fluidos susceptibles de inyectarse económicamente eran el agua, y en ciertos casos el gas natural. El fluido drenado por agua permite elevar la

recuperación del crudo originalmente en situ hasta un promedio de 25-30 %, con variaciones desde 15 hasta 40 %.

II.3 Recuperación Terciaria y/o Mejorada de Petróleo ^[2]

Cuando la producción primaria y/o secundaria se acerca a su límite económico, es posible que sólo se haya extraído un pequeño porcentaje del crudo almacenado, que ningún caso supera el 35%. Por ello, la industria petrolera ha desarrollado metodologías para completar esta producción primaria, que utiliza fundamentalmente la energía natural del yacimiento. Las tecnologías de recuperación mejorada de petróleo crudo (Enhanced Oil Recovery, EOR) puede aumentar la recuperación de crudo, pero sólo con el costo adicional de suministrar energía externa al yacimiento.

La inyección de bacterias consiste en la inyección de microorganismos en los pozos inyectoros con la finalidad de estimular y recuperar aquel petróleo que es demasiado viscoso para fluir o que se encuentra atrapado en los poros de la roca por fuerzas capilares muy altas, por lo que no es posible obtenerlo por medio de mecanismos primarios y/o secundarios de recuperación.

El objetivo de la recuperación mejorada de petróleo a través de microorganismos (MEOR) es permitir una recuperación del 80 a 85 por ciento del petróleo que no pudo ser desplazado del yacimiento después de una aplicación de métodos de recuperación primaria y secundaria en determinado tipo de yacimientos.

Esto se debe a que la diferencia de los métodos de recuperación primaria y secundaria está limitada por dos factores:

- **A escala de poros**, el crudo alcanza una saturación residual suficientemente baja para encontrarse en forma de glóbulos discontinuos, atrapados por las fuerzas capilares.

- **A escala de yacimiento** existen ciertas zonas en las cuales el fluido inyectado durante la recuperación secundaria no penetra, por baja permeabilidad de estas zonas, porque siguen caminos preferenciales, o porque la geometría de implantación de los pozos no es favorable.

La recuperación mejorada es un término general que describe procesos diferentes a la recuperación primaria y/o secundaria. En general las tecnologías de recuperación mejorada de crudo actúan mediante la alteración de las propiedades físicas (porosidad y permeabilidad) y químicas de los fluidos y/o de la roca de yacimiento. En general, los procesos de recuperación mejorada se usan después de algún método de recuperación secundaria, por lo que comúnmente se les denomina recuperación terciaria.

La recuperación mejorada de petróleo se refiere a todos los procesos utilizados para recuperar más petróleo de un yacimiento del que se lograría por métodos primarios y secundarios.

En su mayoría consisten en inyección de gases o químicos líquidos y/o en el uso de energía térmica. Entre los primeros, los más utilizados son: los hidrocarburos gaseosos, el CO_2 , el nitrógeno y los gases de combustión. Entre los químicos líquidos se incluyen polímeros, surfactantes e hidrocarburos solventes, y, finalmente, los procesos térmicos típicos se refieren al uso de vapor o agua caliente, o bien, a la generación "*in situ*" de energía térmica mediante la combustión de petróleo en la roca yacimiento.

Los fluidos inyectados y los procesos de inyección complementan la energía natural presente en el yacimiento para desplazar el petróleo hacia un pozo productor. Además, los fluidos inyectados interactúan con el sistema roca/fluido, debido, posiblemente, a mecanismos físicos y químicos y a la inyección o producción de energía térmica, a fin de crear condiciones favorables para la recuperación del petróleo. Tales interacciones pueden, por ejemplo, dar lugar a una disminución de la tensión interfacial, hinchamiento

del petróleo, reducción de su viscosidad, modificación de la humectabilidad o comportamiento favorable de fases.

Los procesos de Recuperación Mejorada (EOR) se han usado como una continuación de la recuperación secundaria, por lo que se les ha denominado procesos de recuperación terciaria. Sin embargo, en el caso de petróleos muy viscosos y lutitas petrolíferas, con muy poca o ninguna recuperación primaria ni secundaria, EOR se referirá a las técnicas de recuperación de petróleo empleadas desde el comienzo de la vida productiva del yacimiento, es decir, que no se restringen a una fase particular: primaria, secundaria o terciaria.

En otras palabras, el término se utiliza para eliminar la confusión entre el mantenimiento de presión, la recuperación secundaria y la recuperación terciaria. El mayor atractivo de estos métodos es que en los yacimientos que se están explotando todavía queda más de la mitad o todo cuando no ha existido ninguna recuperación del petróleo original in situ. Sin embargo, su aplicación depende de los precios del petróleo y de las ganancias, debido a que la tecnología EOR es muy compleja y costosa con respecto al MEOR.

Los procesos EOR se clasifican en cuatro grandes grupos: térmicos, químicos, miscibles e inyección de microorganismos. Ver Tabla 1.

Tabla 1: Métodos de recuperación mejorada ^[2]

Método	Objetivos
Térmicos	
Inyección Cíclica de Vapor Inyección Continua de Vapor Combustión en Sitio Calentamiento a Fondo de Pozo	Proporcionar energía térmica al yacimiento con el fin de mejorar la eficiencia de barrido debido a la reducción de la viscosidad y expansión del crudo.
Químicos	
Polímeros Surfactantes Soluciones Alcalinas	Introducir aditivos químicos al yacimiento para cambiar las propiedades fisicoquímicas del fluido desplazado y desplazante con el fin de reducir las fuerzas capilares e interfaciales y optimar la relación de movilidad.
Miscibles o Parcialmente Miscibles	
Hidrocarburos CO_2 Gas Inerte (N_2)	Inyección de fluidos con alta solubilidad en el crudo, creando una mayor eficiencia de desplazamiento.
Microbianos	
Microorganismos	Inyección de bacterias o nutrientes que propicien la generación, en sitio, de gases polímeros y/o surfactantes.

III. APLICACIÓN DE LA BIOTECNOLOGÍA EN LA INDUSTRIA PETROLERA

III.1 Trabajos Precedentes de Biotecnología Aplicada al Petróleo ^[23]

Hoy, se reconoce la necesidad de introducir tecnologías limpias en el procesamiento del petróleo, reducir el consumo energético y disminuir la contaminación. Por ello la biotecnología empezó hace más de 60 años y se utilizó en proyectos de investigación que permitieron el bioprocesamiento del petróleo, disminuyendo la contaminación.

Por ejemplo, la remoción biológica de azufre por bacterias; la remoción de metales por enzimas y la transformación de asfaltenos en compuestos más ligeros por acción biológica. Se logra un doble propósito: el producto tiene mayor valor agregado y el bioproceso es más limpio y barato.

Otra área de la industria petrolera en la que se investiga y que utiliza procesos biológicos-aeróbicos y anaeróbicos es la biorremediación de efluentes, aguas residuales y sitios contaminados con hidrocarburos o subproductos petroleros, bioconversión de los crudos pesados para mejorar sus propiedades físico-químicas, recuperación mejorada, tratamientos biológicos de residuos oleosos, goma xanta, exploración geomicrobiológica del petróleo y biofiltración. También se ha empezado a utilizar la biorremoción de compuestos orgánicos tóxicos o desagradables, por medio de bacterias presentes en un filtro cuya actividad metabólica transforma y/o elimina estos compuestos.

La biorremediación de suelos contaminados con petróleo es desarrollada para limpiar o disminuir el contenido de hidrocarburos de diferentes niveles de toxicidad presentes en los suelos después de ocurrido un derrame.

Son numerosas las metodologías biológicas que se utilizan con este propósito, pero todas están basadas en la capacidad de los microorganismos

de biotransformar compuestos orgánicos, por lo general hacia productos menos tóxicos o de más fácil degradación.

III.2 Conversión Bioquímica de los Crudos Pesados ^[7]

Históricamente a condiciones de yacimiento y de superficie, el rol de los microorganismos era considerado predominantemente negativo, dirigido a formación de los crudos pesados debido a la biodegradación de los campos debido a la acción sulfato reductora de los microorganismos.

Sin embargo, estudios realizados de recuperación terciaria a través de bacterias han demostrado, que si se hace una selección adecuada de un grupo de microorganismos los efectos de éstas pueden dar resultados beneficiosos como disminuir la viscosidad en los crudos pesados permitiendo de esta manera una mejor movilidad del petróleo hacia los pozos productores y también eliminando los depósitos de resinas; asfaltenos y parafinas. Estos efectos incluyen la formación de gases, surfactantes, solventes y ácidos in situ, y juegan un papel importante en el desarrollo de la tecnología para mejorar el recobro. Análogamente el uso de biomarcadores (y otros parámetros geoquímicos) que se utilizan para el estudio en procesos de maduración y migración del petróleo, y marcadores químicos que son empleados para monitorear cambios químicos en el petróleo pesado; han sido ampliamente estudiados en laboratorios con el propósito de estudiar los posibles cambios en la composición del petróleo debido a un grupo seleccionado de microorganismos. Estos microorganismos producen conversión química en las principales fracciones del petróleo pesado tales como saturados, aromáticos resinas y asfáltenos son llamados biocatalizadores. Estas conversiones suceden en forma inter e intra molecular, involucrando a los componentes polares del crudo. El estudio de las moléculas modelo del crudo y sobre crudo muestran una complejidad entre las interacciones entre la bacteria y el crudo.

El uso de múltiples marcadores químicos ha permitido monitorear estas interacciones y para un determinado grupo de bacterias estas suelen ocurrir en los sitios de los heteroátomos ocasionando la redistribución de las principales fracciones del petróleo, así como una disminución del azufre, nitrógeno y trazas de metales.

III.3 La Producción de Petróleo Pesado en Venezuela ^[30]

Las reservas de crudo pesado están localizadas en dos áreas, al Oeste en la base del Lago de Maracaibo, y al Este al Norte del río Orinoco. (Ver Figura 1). Esta última es la llamada Faja Petrolífera del Orinoco que cuenta con 1,36 billones de barriles de petróleo original en sitio entrampados en yacimientos marinos marginales y fluviales de edad del Mioceno. En Venezuela existe una amplia variedad de yacimientos de petróleo pesado. Los yacimientos de petróleo pesado en el Lago de Maracaibo son arenas poco consolidadas y bastante homogéneas. Los yacimientos de las Faja son más complejos, heterogéneos, delgados, arenas no consolidadas y además presentan variaciones entre ellos debido a la extensión de la Faja.

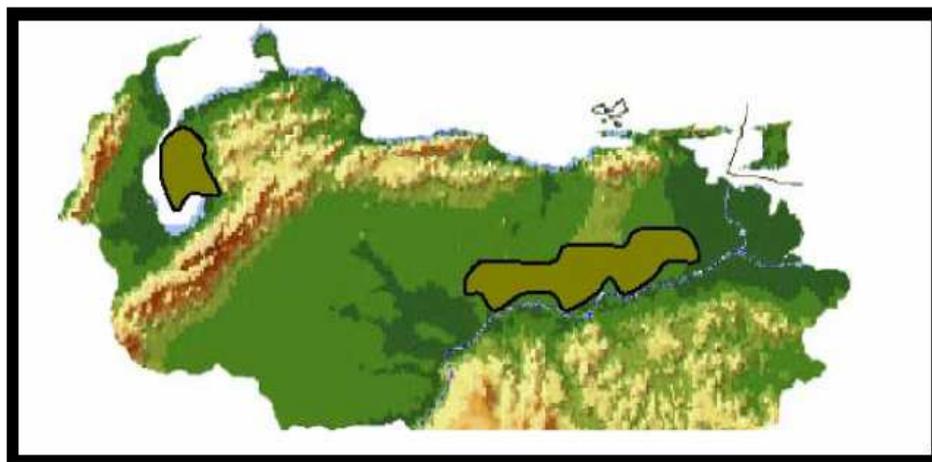


Figura 1: Las Regiones de Petróleo pesado en Venezuela ^[30]

Se han perforado y cementado pozos verticales desde que se descubrió el petróleo pesado en Venezuela. Pozos Verticales a hoyo abierto con revestidor y empaque de grava fue el diseño más utilizado en los 80'. Los pozos verticales cementados tuvieron una producción promedio de 100-250 BPD, y los de diseño a hoyo abierto una producción promedio de 400-600 BPD. Los diseños de hoyo abierto se usan todavía en el Lago de Maracaibo, especialmente en áreas con buenas condiciones de presión.

Pozos desviados de reentrada eran comúnmente perforados a partir de pozos verticales cementados ya existentes. Estos pozos de reentrada fueron colocados para drenar el petróleo remanente a través del arreglo vertical que ya existía. Alcanzando una tasa de producción promedio de 600-800 BPD.

Pozos altamente desviados y pozos horizontales fueron perforados en Venezuela desde principios de los 90. Para el año 1997, más de 500 pozos horizontales habían sido completados en Venezuela y aproximadamente la tercera parte de estos, estaban localizados en los reservorios de crudo pesado, en el Este del Lago de Maracaibo y en La Faja. Actualmente en la Faja del Orinoco hay 118 taladros activos de los 255 que están funcionando en Venezuela.

Los primeros pozos fueron construidos con un promedio de 1000 pies de hoyo abierto en la sección de producción usando revestidor. Este diseño todavía es usado en el Lago de Maracaibo.

III.4 Reservas de Crudo en la Faja Petrolífera del Orinoco ^[7]

La Faja Petrolífera del Orinoco, es la principal zona petrolera de Venezuela, ubicada en el margen izquierdo del río Orinoco. Comprende parte de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro. Posee una de las reservas de petróleo más grandes del mundo. En el año 2006, se inició una estrategia de valorización de las reservas de crudo extrapesado en esta Faja

Petrolífera, con el fin de posicionar al país como el mayor poseedor de reservas de crudo en el mundo. Tal estrategia, consistió en dividir esta zona petrolífera, abarcando cuatro grandes áreas: Carabobo, Ayacucho, Junín y Boyacá, la cual, incluye 29 bloques. Ver Figura 2.

Esto, para cuantificar y certificar las reservas existentes. Como avance de este esfuerzo, en el mes de marzo del año 2010, Venezuela se había ubicado en el segundo país con las mayores reservas probadas de petróleo en el mundo, con 212 Mil Millones de Barriles (MMMB). El proceso de certificación prosiguió, y a mediados de enero del 2011, se alcanzó la meta de aprobar 297 MMMB en Venezuela, lo cual colocó al territorio nacional, como el país con las mayores reservas de crudo en el planeta tierra.



Figura 2: Faja petrolífera del Orinoco [7]

IV. LA TECNOLOGÍA MICROBIANA DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (MEOR)

IV.1 Resumen de la Tecnología del MEOR ^[29]

La técnica que emplea microorganismos y sus productos metabólicos para la estimulación de la producción de petróleo en ciertos reservorios candidatos es conocida como recuperación asistida por bacterias o en inglés "microbial enhanced oil recovery (MEOR) or microbial oil recovery enhancement (MORE)". Esta técnica consiste en la inyección de microorganismos seleccionados dentro del reservorio y la posterior estimulación y transporte de sus productos metabólicos generados in situ a fin de obtener una reducción del petróleo residual dejado en el reservorio. Estos microorganismos pueden actuar como agentes movilizantes de petróleo residual o agentes tapón para aislar selectivamente zonas no deseadas del reservorio.

Esta técnica ha evolucionado en etapas por más de 60 años y ahora está recibiendo un renovado interés alrededor del mundo, debido a que resulta una tecnología de bajo costo lo cual la hace particularmente compatible con los precios actuales del petróleo.

A pesar de que las investigaciones sobre MEOR han sido realizadas durante muchos años, estas han pasado prácticamente ocultas para la industria del petróleo debido a que la mayoría de los resultados fueron publicados en congresos y foros biológicos usando un punto de vista biológico y sin importar la visión del ingeniero de yacimientos, el operador o el dueño del yacimiento.

Actualmente, se están llevando a cabo estimulaciones de pozos individuales en diferentes yacimientos de la Argentina.

La reducción en la viscosidad y los incrementos documentados en la producción de petróleo indican que estas operaciones están siendo técnicamente exitosas.

IV.2 La Necesidad de Recuperación Mejorada de Petróleo

Microbiana ^[29]

Numerosas patentes y artículos sobre varios aspectos de la mejora microbiana de la recuperación de petróleo han aparecido desde el trabajo Zobell en la década de 1940. Sin embargo, hubo un descenso notable en el número de informes a mediados de los años 60. En ese momento, el petróleo estaba en aparente abundancia, y el precio del petróleo era demasiado bajo para justificar el uso de todos los procesos de recuperación terciaria. La mayoría de los microbiólogos del petróleo trabajado en otros proyectos, incluyendo la producción de una sola célula-proteína. El aumento de los precios de la OPEP y la escasez de energía en 1970 reafirmó la inevitable crisis a la que se enfrentaba la humanidad debido a la cantidad limitada de petróleo que quedaba en los yacimientos.

Con el aumento de los precios del petróleo, los procesos de recuperación terciaria parecían más viables y las actividades de estos procesos se empezaron a desarrollar en los campos petroleros. Esto llevó a un renovado interés en la posibilidad de que el uso de microorganismos en los procesos de recuperación in-situ. Una pregunta importante se alzó con el renovado interés en la mejora de microbios. Este se refería a la aplicación práctica del MEOR a la hora de considerar las limitaciones de las condiciones del yacimiento en el crecimiento de microorganismos. Es de esperar que se manifiesten después de leer las siguientes secciones que las condiciones del yacimiento varían mucho de una a otra.

IV.3 Preguntas Comunes de MEOR ^[62]

Comúnmente existen varias dudas generales sobre este tipo de tecnología. A continuación, se comenta algunas:

IV.3.1 ¿Son relevantes los métodos de MEOR?

Indudablemente sí. La tecnología de MEOR busca solucionar alguno de los mayores problemas de producción de petróleo que se encuentran en la industria. Hay personas que hablan acerca del MEOR como si fuese una tecnología individual, única y cercana a la magia. Pero lo cierto es que el MEOR representa una colección de metodologías y procesos, análogos de muchas maneras a aquellos métodos no-biológicos.

IV.3.2 ¿Cuál es el costo de las técnicas de MEOR? A pesar de que estas técnicas no han sido ampliamente usadas, los cálculos y las estimaciones que se han realizado en base a la experiencia sugieren que se trata de una tecnología de bajo costo. Los productos metabólicos generados *in situ* como polímeros y surfactantes, son significativamente menos costosos que los químicos equivalentes inyectados desde la superficie.

A pesar de que pocos ensayos de campo de MEOR han sido corridos el tiempo suficiente como para poder observar, si inesperados costos adicionales surgen de continuar la operación por largos períodos; los artículos publicados sobre estos ensayos no hacen mención a un incremento de costos a largo plazo.

IV.3.3 ¿Hay técnicas mejores que el MEOR? El MEOR es un conjunto de técnicas para generar varios tipos de químicos útiles para los yacimientos de petróleo a un bajo costo. Generalmente las opiniones sobre la eficacia de algunos químicos existentes para el petróleo difieren entre los usuarios y los proveedores.

Las ideas acerca del valor de los productos metabólicos generados *in situ* del yacimiento también difieren. Considerando todos los aspectos involucrados en un proyecto y aceptando la subjetividad de las opiniones, es sorprendente que exista una creencia generalizada entre los operadores a suponer que las técnicas de MEOR no tienen mucho valor para ofrecer.

IV.3.4 ¿Cuán bien entendidas son las técnicas de MEOR?

Generalmente, en el mejor de los casos del Ingeniero de Yacimientos u operador tiene una vaga idea acerca de lo que representa el MEOR. Para aquel que haya pasado toda su vida practicando microbiología, no parece obvio que un ingeniero en yacimientos que oiga una presentación de un método de MEOR no perciba inmediatamente todas las implicaciones de este enfoque novedoso. También, es raro que un hombre del petróleo tenga la oportunidad o inclinación para tratar de entender completamente el significado de las tecnologías de MEOR de la manera que un biólogo lo hace. Él debe con justa razón ser cuidadoso sobre la inyección de bacterias, una forma de vida que para su entender debe ser evitada por sus posibles peligros potenciales.

Por lo tanto, es frecuente que un Ingeniero de Yacimientos se sienta incómodo ante la posibilidad de realizar una decisión de emplear una tecnología sobre la cual tiene poco entendimiento y no posee experiencia directa.

IV.3.5 ¿Las técnicas de MEOR funcionan, son seguras y confiables? Existe una sobrada cantidad de información de laboratorio que sugiere que debería funcionar, pero todavía no hay suficiente información confiable e informativa de yacimiento, para saber en qué casos funciona o no. Este es, a juzgar por los autores, el principal problema que la investigación sobre esta tecnología debe enfrentar.

IV.4 Principio de la Tecnología MEOR ^[103] y ^[114]

Es la inyección de microorganismos y nutrientes al yacimiento, o la estimulación de las ya existentes en el mismo, así como los productos derivados de su crecimiento y metabolismo, que modifiquen las características del yacimiento y del crudo de una manera favorable, a fin de obtener una mayor recuperación residual. Los microorganismos pueden ser considerados como fábricas subterráneas, que producen una amplia variedad de productos que van desde compuestos químicos complejos hasta una diversidad de gases. Al ser aplicados, pueden estimular, prolongar y mejorar las características de los fluidos atrapados (petróleo y agua) o de las mismas rocas de yacimiento. En sus primeros tiempos esta tecnología se denominó recuperación mejorada asistida con microorganismos MEOR, pero su aplicación no se ha limitado solamente a desplazamiento, también se ha aplicado a estimulación de pozos, lo cual la convierte en la técnica más versátil.

IV.5 Características del Proceso MEOR ^[55]

- Los microorganismos son capaces de transportarse por ellos mismos, contactando las zonas de mayor saturación de petróleo *in situ*, el efecto producido en el yacimiento tendrá una duración mucho mayor que con los químicos convencionales.
- Existen varios mecanismos mediante los cuales los microorganismos y/o sus derivados, pueden mejorar la recuperación de crudo. La tecnología microbiana, como es sabido, es utilizada para la limpieza y estimulación de pozos, la producción en sitio de ácidos, gases, solventes y biosurfactantes, los cuales eliminan los depósitos de parafina y evitan la deposición escamas en el pozo o en las zonas cercanas al mismo y por ende mejoran el drenaje de petróleo hacia el interior del pozo.

- En los procesos de extracción de crudo por inyección de agua, que emplean técnicas basadas en la utilización de microorganismos, la producción de biosurfactantes y/o solventes en el yacimiento permite liberar el crudo que se encuentra atrapado en el mismo.
- La estimulación de pozos productores está diseñada para que su efecto sobre el crudo adicional perdure por más tiempo en comparación con los químicos convencionales.
- A diferencia de los procesos EOR con químicos convencionales que aumentan la tasa de producción bruscamente y luego disminuye rápidamente a su producción anterior, el proceso MEOR puede actuar de tres maneras distintas sobre el historial de producción de los pozos:
 - a) Aumenta la tasa de producción y este aumento se mantiene en el tiempo con la misma declinación que el pozo traía antes de ser inyectado con bacterias.
 - b) La tasa de producción no aumenta, pero la pendiente de la curva de declinación si se ve afectada positivamente, lo que incrementa la recuperación de crudo con el tiempo.
 - c) Aumenta tanto la tasa de producción, como mejora la pendiente de la curva de declinación.
- La tecnología MEOR debe comenzar a ser evaluada cierto tiempo después de ser aplicada, para permitir que las bacterias tengan el tiempo suficiente de actuar sobre el crudo (**tiempo de remojo**).
- Existen pozos donde la tecnología actúa de inmediato, estos son pozos que tenían un daño, el cual es removido por los productores bacterianos al igual que lo hacen los químicos convencionales.

- Los microorganismos son atractivos para incrementar la producción de crudo debido a varias razones: Las bacterias se auto replican, su aplicación es económica, y estas pueden producir muchos de los mismos compuestos químicos que se utilizan en otros procesos de recuperación mejorada. Los costos operativos de MEOR pueden ser tan bajos como los de un proyecto de desplazamiento con agua.

IV.6 Recuperación Mejorada de Crudo por Inyección de Microorganismos (MEOR) ^[107]

La recuperación mejorada de crudos con microorganismos (MEOR), es un proceso en el que se adapta y/o estimula un grupo de bacterias preseleccionadas, basándose en su capacidad de metabolizar hidrocarburos y generar productos tales como: surfactantes, ácidos, polímeros, solventes y gases que ayudan a mejorar las propiedades del crudo.

Estos microorganismos deben tolerar la presión, la temperatura y demás características del yacimiento.

En los pozos, las bacterias se reproducen y sintetizan el petróleo crudo lográndose a nivel del pozo y del yacimiento un incremento en la presión, ocasionado por los gases producto del metabolismo bacteriano, al igual que una reducción de la viscosidad, dispersión de las partículas de asfaltenos y por ende, mejoramiento en la calidad del crudo.

MEOR es una tecnología que permite mejorar la recuperación y producción de petróleo mediante programas de tratamiento basados en la aplicación de microorganismos, específicamente bacterias, dentro de la formación petrolífera.

Una vez inyectadas en el yacimiento, las bacterias se desplazan a través del agua intersticial y se congregan en el espacio poroso de la formación, en las

interfaces petróleo-roca y petróleo-agua, donde metabolizan cantidades muy pequeñas de hidrocarburos para producir bioproductos químicos, que aumentan la movilidad del petróleo en la formación.

En la Figura 3 se observa un ejemplo de la inyección de bacterias en un pozo productor y que posteriormente es cerrado de 2 a 7 días para que los microorganismos generen bioproductos para disminuir la viscosidad del crudo, eliminar los depósitos de parafinas, asfaltenos, escamas y corrosión en la tubería de producción y luego se abre el pozo para ponerlo en producción. Esta tecnología también es llamada Estimulación de Producción en Pozos Individuales.

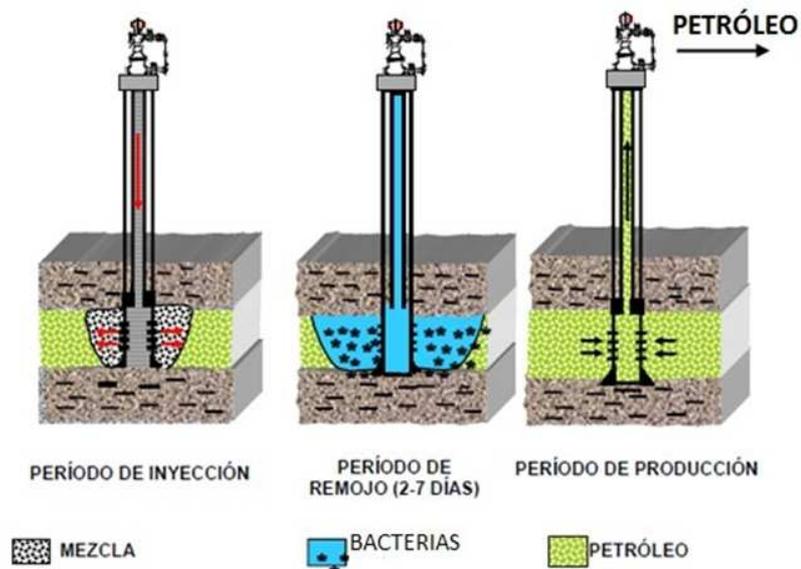


Figura 3: Proceso de inyección de las bacterias en un pozo productor ^[107]

En la siguiente figura 4 se observa otro ejemplo de inyección de bacterias, pero este se aplica en un pozo inyector, en el cual se inyecta una mezcla de agua, nutrientes y bacterias, después de un cierto tiempo las bacterias generan unos bioproductos que mejoran la movilidad del crudo a lo largo del yacimiento entre el pozo inyector y el productor y después se pondría en producción. Este método también es llamado inyección continua de agua, nutriente y microorganismos.

Para saber cuánto sería el costo de la operación se debe hacer una simulación del yacimiento a través de programas especializados. La realización de una simulación no es costosa en relación con los ensayos experimentales.

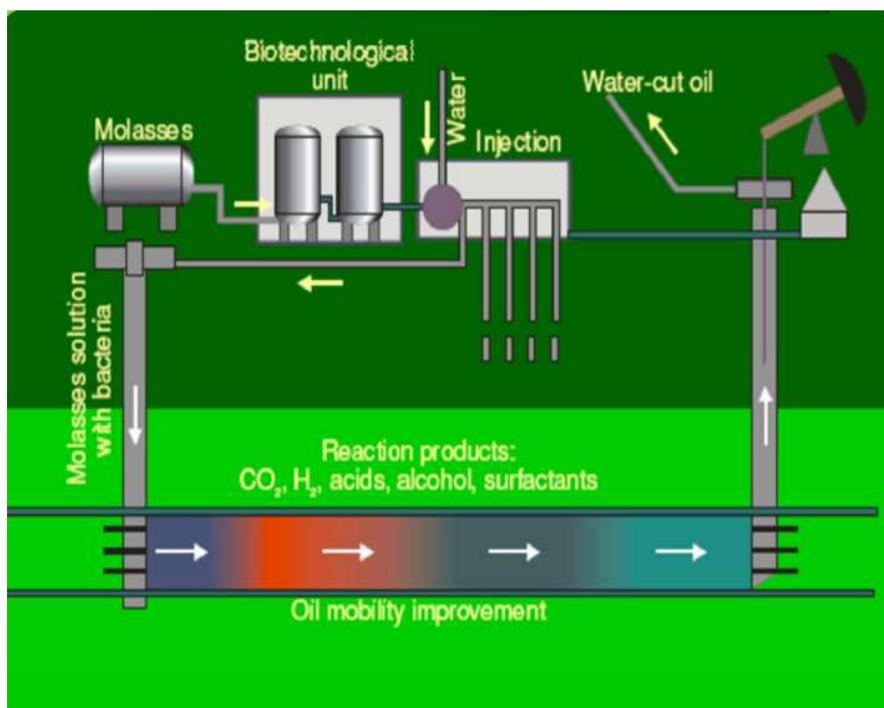


Figura 4: Proceso de inyección de las bacterias en un pozo inyector ^[107]

Cabe destacar que en ambos casos de inyección de bacterias como en la figura 3 y 4, se deben usar nutrientes como las melazas para mantener vivo a los microorganismos cabe destacar que las melazas son económicos y se usa agua para desplazar a las bacterias hasta llegar al yacimiento.

IV.7 Mecanismos de Acción del MEOR ^{[32], [116], [36] y [88]}

En el proceso de “fermentación bacteriana *in situ*” una combinación de mecanismos es la responsable de la estimulación de la producción o el mejoramiento en la recuperación de petróleo. Esta combinación de mecanismos depende básicamente de la aplicación, los cultivos y nutrientes seleccionados y las condiciones operacionales.

Los posibles mecanismos son:

- Mejoramiento de la movilidad relativa del petróleo con respecto al agua mediante biosurfactantes y biopolímeros.
- Re-presurización parcial del yacimiento por la liberación de gases como el CH_4 y el CO_2 .
- Aumento de la presión de fondo: Los gases generan un aumento en la presión de fondo, no en forma incipiente sino importante, especialmente en los yacimientos con muy baja presión.
- El gas ácido CO_2 ayuda a la producción o salida del petróleo de los poros.
- Generación de dióxido de carbono y otros gases, que disminuyen la viscosidad del petróleo por solubilización en el mismo.
- Formación del biogás: Disminuye la viscosidad del petróleo e incrementa la presión del yacimiento.
- Aumento en la gravedad API y reducción de la viscosidad: Cuando las bacterias reaccionan, rompen las cadenas de carbono haciéndolas más cortas, aumentando así el porcentaje de compuestos volátiles y

por ende la gravedad API. Los gases, solventes y ácidos bioproducidos disminuyen la viscosidad.

- Producción de solventes, que disminuyen la viscosidad del petróleo por disolución del mismo.
- Producción de surfactantes, que aumentan la movilidad del petróleo entrampado por capilaridad al reducir la tensión superficial e interfacial en el sistema petróleo/agua/roca aún a alta salinidad, altas temperaturas y en un amplio intervalo de pH. En consecuencia, se produce una disminución de la saturación residual de petróleo.
- Los biosurfactantes y solventes remueven depósitos de crudos pesados, parafinas, asfaltenos e incrustaciones, alrededor de la boca del pozo que ocurren yacimiento adentro, cuando éste tiene una presión igual o menor que el punto de burbujeo del crudo; también remueven el bloqueo por agua y por emulsión.
- El efecto combinado de los bio-surfactantes, ácidos y solventes disminuyen la tensión interfacial agua-crudo. La tensión superficial roca-crudo, es reducida considerablemente, desde 20 a menos de 0,4 dinas/cm, aumentando la humectabilidad de la roca hacia el agua, mejorando la relación movilidad petróleo-agua, disminuyendo la fuerza capilar, liberando así petróleo inmóvil, con el consecuente aumento de reservas recobrables utilizando el mismo método de producción.
- Producción de polímeros, que incrementan la viscosidad del agua y mejoran la eficiencia volumétrica de barrido al aumentar la movilidad relativa del petróleo con respecto al agua. Los polímeros son capaces de modificar la permeabilidad del medio poroso y en los últimos años han sido investigados para modificar los perfiles de inyección y producción.
- Generación de nuevas células bacterianas, que forman biopelículas que se adhieren a los poros de la roca (biomasa), disminuyendo la

permeabilidad y promoviendo el desplazamiento físico del petróleo hacia el exterior de los poros.

- Incremento de la permeabilidad y porosidad relativa al petróleo de las rocas carbonáticas en yacimientos calcáreos debido a ácidos orgánicos (bioácidos) producidos por bacterias anaeróbicas. Tal incremento facilita el movimiento del petróleo.
- Limpieza de la vecindad del pozo mediante los ácidos y gases originados in situ. El gas sirve para empujar petróleo de poros muertos y remover finos que taponan las gargantas de poros.
- Emulsificación del petróleo: Las bacterias generan emulsiones micelares a través de su adhesión a los hidrocarburos.
- Taponamiento selectivo de zonas altamente permeables mediante la inyección de bacterias “gelificantes” seguidas por una solución azucarada que facilita la gelificación por producción extra de células gomosas.
- Desulfurización del petróleo: La inyección de una bacteria tolerante al sulfhídrico fue patentada como una manera de controlar la producción neta de sulfhídrico.
- Colonización: A medida que las bacterias se multiplican en forma logarítmica, en el espacio físico que ellas están ocupando ocurre un desplazamiento de crudo residual inmóvil, provocando así la liberación del mismo.

En la figura 5 se puede observar el efecto de los microorganismos en la disminución de la viscosidad de un crudo pesado, lo que demuestra que este tratamiento se podría aplicar en los crudos pesados de Venezuela y el mundo.

ANTES DEL TRATAMIENTO
DE LAS BACTERIAS

DESPUÉS DEL TRATAMIENTO
DE LAS BACTERIAS

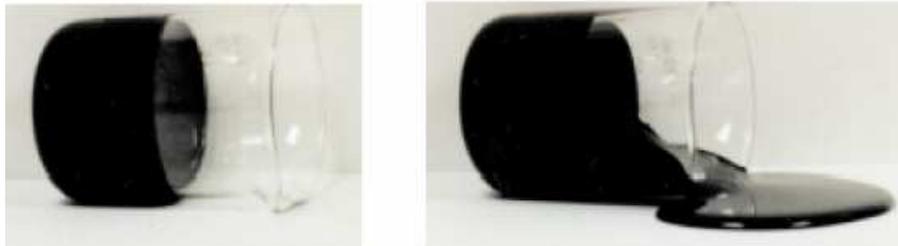


Figura 5: Antes y después de un crudo pesado tratado con bacterias ^[107]

Todo esto permite establecer que la recuperación mejorada con microorganismos implica la operación de muchos mecanismos a la vez, cosa que no se obtiene con las técnicas convencionales de recuperación mejorada. Esto podría ser considerado una ventaja, aunque hace más difícil el análisis y sobre todo la cuantificación de los mecanismos de recuperación.

Esta tecnología se ha desarrollado rápidamente por ofrecer ventajas significativas sobre los métodos convencionales de recuperación mejorada, por ser económicamente más rentable, ambientalmente segura y fácilmente aplicable.

Las bacterias empleadas en MEOR son seleccionadas según su capacidad para utilizar ciertos hidrocarburos como fuente única de carbono durante su crecimiento, bajo las condiciones del yacimiento, bien en presencia o ausencia de oxígeno.

En numerosos yacimientos estudiados en Venezuela y el mundo, se ha demostrado la existencia de una flora bacteriana autóctona que varía en diversidad y número según las condiciones de presión, temperatura y

salinidad del agua de formación, y que se encuentran en estado latente si los nutrientes son escasos, y en estado activo si los nutrientes son abundantes.

En rocas carbonatadas (calizas), las bacterias tienden a metabolizar parte de las mismas debido a sus requerimientos nutricionales de sales.

Esto puede acarrear un aumento porcentual del volumen poroso, por lo tanto, este método de recuperación es capaz de extraer un porcentaje significativo del petróleo residual. Esta tecnología puede ser aplicada en proyectos de pozos sencillos (un solo objetivo de producción) y pozos múltiples (varios objetivos de producción). También puede ser aplicada en yacimientos de desarrollo inicial, en yacimientos agotados y en yacimientos productores de crudos parafínicos y asfálticos.

IV.8 Estimulación de Pozos con Microorganismos ^[61]

Comúnmente se utilizan técnicas no biológicas para la remoción de parafinas, asfaltenos, escamas y otros depósitos en los pozos y en su vecindad inmediata. En muchos casos, los sistemas bacterianos pueden realizar esto de una manera más eficiente y menos costosa, pero para garantizar su efectividad es necesario conocer la naturaleza del problema para poder formular apropiadamente el sistema bacteriano en cada caso.

Como se observa en la Figura 6 se realiza un proceso de estimulación con bacterias para limpiar el daño del yacimiento ocasionado por las parafinas y asfaltenos.

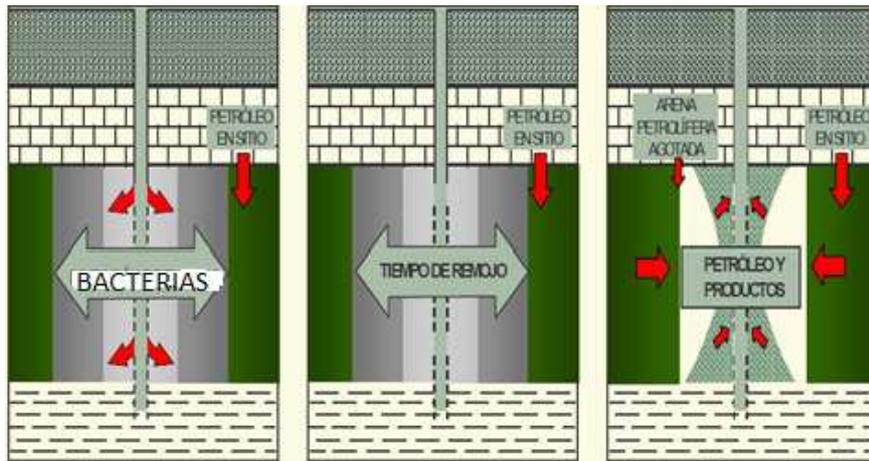


Figura 6: Proceso de estimulación con microorganismos ^[114]

IV.8.1 Tipos de Procesos MEOR

La estimulación de pozos mediante la tecnología MEOR puede llevarse a cabo a través de los siguientes procesos:

IV.8.1.1 Procesos in-situ ^[1]

Consisten en inyectar nutrientes al yacimiento para estimular el crecimiento de las bacterias endógenas de la formación (autóctonas) y metabolismo, o inyectar microorganismos foráneos (exógeno) junto a los nutrientes para generar los productos metabólicos en el yacimiento, contribuyendo a incrementar la producción de petróleo.

La principal ventaja de este tipo de procesos es que resultan económicos y de fácil aplicación, pero tienen la desventaja de que hasta el momento se conocen poco los mecanismos asociados a los mismos.

IV.8.1.2 Procesos ex-situ ^{[1], [88] y [90]}

Consisten en la generación, mediante técnicas tradicionales de fermentación, de productos microbianos (como surfactantes y polisacáridos), que facilitan la recuperación de petróleo y que son posteriormente inyectados en el yacimiento mediante técnicas convencionales de recuperación mejorada de petróleo, es decir es un proceso similar al de recuperación con químicos puesto que se inyectan a la formación los metabolitos generados, en instalaciones de superficie, por bacterias exógenas al yacimiento para lograr recuperar parte del petróleo residual.

La principal ventaja de este tipo de proceso es que se inyectan productos biodegradables cuyo costo es mucho menor que el de los químicos tradicionalmente usados en los procesos de recuperación mejorada de petróleo (EOR).

Entre sus desventajas, se tienen los costos derivados de la infraestructura requerida para aplicar las técnicas de fermentación, y el problema de la adsorción de los productos inyectados, común a cualquier proceso EOR. ^[50]

La modalidad *in situ* elimina muchos de los pasos involucrados en la producción de los bioproductos en superficie, y evita los procesos asociados con la inyección y la absorción de los mismos. Por tanto, esta resulta económicamente más factible. Además, las bacterias pueden migrar hacia otras zonas en búsqueda de petróleo y/o nutrientes cuando éstos se agoten en una zona determinada, ampliando así el radio de acción del tratamiento.

Por otra parte, en yacimientos sometidos a operaciones de inyección de agua, el proceso puede llevarse a cabo de dos maneras. La primera es inyectando microorganismos y nutrientes en el pozo inyector, de manera que los productos metabólicos mejoren la movilidad del crudo a lo largo del yacimiento entre el pozo inyector y productor; la segunda es inyectando

microorganismos y nutrientes en los pozos productores de manera que se invada sólo un pequeño radio en el yacimiento mejorando la movilidad del crudo en la vecindad del pozo. Estas inyecciones pueden hacerse de manera cíclica.

En ambos casos se puede estimular la microflora del yacimiento inyectando sólo nutriente, siempre y cuando estos microorganismos produzcan los metabolitos adecuados. Los nutrientes utilizados generalmente son melazas, debido a su alto contenido de sacarosa y a su bajo valor comercial, o suero de leche mezclado con nitratos, potasio, fósforo y otros elementos en menores cantidades (Z_n^{++} , M_n^{++} , S_e , F_e , etc.). Se ha comprobado que a partir de las melazas, los microorganismos son capaces de producir alcoholes, polímeros y surfactantes.

Los cultivos bacterianos utilizados para proyectos de recuperación mejorada se desarrollan naturalmente, sin ser diseñados o manipulados genéticamente. Están compuestos por una mezcla de bacterias aeróbicas y anaeróbicas no patógenas de longitud y espesor cercanos al micrón, que provienen de una amplia gama de ambientes enriquecidos con petróleo y donde se observan actividades microbianas importantes. Las especies principales que contienen son aquellas que tienen las mayores eficiencias para metabolizar hidrocarburos como fuente de carbono y para sintetizar productos capaces de producir los cambios deseados en las propiedades del petróleo.

IV.9 Problemas Comunes en un Proceso de MEOR

A pesar de que los conceptos básicos y los mecanismos de recuperación son prácticamente los mismos para todas las aplicaciones, las condiciones operacionales y el diseño óptimo difiere entre una aplicación y la otra. Cada una de las aplicaciones mencionadas puede usar un cultivo de

microorganismos particular con diferentes cualidades haciéndolos así más útil para la aplicación a implementar en campo. Los cultivos y los nutrientes son elegidos a fin de cumplir con las condiciones específicas del pozo seleccionado y la aplicación correspondiente. Entre los problemas más comunes que estos sistemas pueden enfrentar si no son adecuadamente diseñados y monitoreados se destacan: ^[45]

- **Pérdida de inyectividad debido a taponamiento de la formación:** Para evitar el taponamiento, es necesario remover las partículas y sedimentos de las soluciones de nutrientes, seleccionar el tamaño adecuado de los microorganismos, evitar la producción de polímeros en el pozo inyector, evitar la formación de gas generado por las bacterias durante la inyección y controlar la absorción de microorganismos a las superficie de la roca en el pozo inyector. Si el taponamiento ocurre, el repunzado, o el uso de blanqueador, cloro o un agente limpiador han probado ser acciones efectivas para remediar este taponamiento. ^{[115], [26] y [25]}
- **Transporte y dispersión poco exitoso de todos los componentes necesarios hacia la ubicación deseada dentro del yacimiento:** Los primeros estudios de laboratorio demostraron que el transporte de bacterias era conducido a bajos caudales (menos de 0.5 cm/hora) y que esta velocidad se reducía logarítmicamente con la permeabilidad de la arena. El mecanismo de transporte activo de las células de bacterias a través del medio poroso permanece sin ser entendido ^[20].

Un mecanismo aceptado de transporte es el llamado efecto "*log jam*" el cual enuncia que las células se agrupan en las gargantas porales reduciendo su tamaño hasta el punto en que el flujo natural de fluidos rompe dicho agrupamiento y restaura el flujo natural de la garganta, empujando las celdas hacia el siguiente poro. Esto sugiere que el medio de transporte es pulsado y no continuo. Simuladores basados en esta información de laboratorio son empleados para identificar parámetros claves en los planes de inyección.

Además, es interesante notar que los ensayos de campo indican que en el yacimiento existe un método de transporte de las bacterias inyectadas mucho más efectivo que el predecido por los estudios de laboratorio, las correlaciones empíricas continúan siendo la herramienta base para la realización de predicciones.^{[46] y [19]}

- **Falta de promoción de la actividad metabólica deseada in situ:** Presión, temperatura, pH y salinidad son las limitaciones usualmente mencionadas para las aplicaciones de MEOR. La presión no resulta tan prohibitiva como la temperatura a pesar de que altera las características de crecimiento microbiótico y los efectos de toxicidad. El desarrollo de bacterias termófilas útiles, puede cambiar el factor de temperatura en un parámetro no restrictivo y así extender el rango de yacimientos objetivos posibles para el MEOR. La salinidad y el pH aparentan ser factores menos restrictivos debido a que está probado en ensayos de campo que organismos sensibles inyectados en colchones de agua dulce sobreviven y crecen en yacimientos salinos.^[76]
- **Omisión del efecto de competencia por sobrevivir o actividad secundaria indeseable por organismos autóctonos, incluyendo las bacterias sulfato reductoras:** La competencia con organismos indígenas no ha sido una gran preocupación. Se ha observado que la presencia de nitratos en niveles bajos suprime la producción de H_2S por lo que ha sido incluido en el paquete de nutriente en los ensayos de campo. La presencia del nitrato genera un ambiente oxidante que resulta en la producción de sulfatos en lugar de sulfhídrico. Recientemente, la inyección de un tolerante de sulfhídrico ha sido patentado como una manera de controlar la producción neta del mismo.^[114]

IV.10 Factores Claves en un Proceso de MEOR ^[14]

Entre los factores más importantes a ser considerados en la implementación de un proceso de MEOR se encuentran la caracterización petrofísica del yacimiento, química de los fluidos y la microbiología.

a) Propiedades petrofísicas del yacimiento: Las propiedades petrofísicas del yacimiento que deben ser cuidadosamente analizadas en la etapa de diseño de un proceso de MEOR se resumen a continuación:

a.1) Factor de forma: La densidad y porosidad de materiales granulados compactados están generalmente relacionadas con la morfología y la orientación de la partícula dentro del material. Todas las partículas pueden estar divididas en clases por su morfología. Las partículas planas se empaquetan en forma más compacta que las partículas esféricas en un empaquetamiento romboédrico ideal, y estas últimas se empaquetan más densamente que las partículas irregulares. Cuanto más se aleja uno de una condición de isotropía en el empaquetamiento, más el factor de orientación tiende a modificar propiedades tales como la porosidad, la permeabilidad y la resistencia de la roca yacimiento. Esta anisotropía debe ser especialmente tomada en cuenta en el diseño de una inyección de agua y bacterias o en la distribución de las bacterias dentro del yacimiento.

a.2) Estructura del medio poroso: La estructura poral de un yacimiento tiene una gran influencia en el diseño de un proceso de MEOR. Mientras que en los poros grandes que están conectados con grandes gargantas porales la inyección de bacterias tiene un efecto pequeño sobre la porosidad total o el volumen de poros, existe un efecto substancial en los volúmenes porales finos que puede finalmente llegar a bloquear las gargantas porales al paso de fluidos y reducir de gran manera la permeabilidad del sistema. Como será discutido luego la permeabilidad también resulta un factor restrictivo en el diseño de un MEOR.

a.3) Permeabilidad: La permeabilidad es altamente controlada por el flujo en los canales más grandes. Un yacimiento factible de MEOR que tiene la propiedad de poseer una alta permeabilidad tiene una considerable ventaja práctica. La eficiencia de las bacterias en penetrar rápidamente en la formación puede llegar a resultar una gran ventaja en la aplicación de microorganismos para el mejoramiento de recuperación de petróleo. Por lo tanto, es de suma importancia conducir un análisis detallado de la permeabilidad del yacimiento a fin de asegurar el drenaje a través de las gargantas porales bajo condiciones prolongadas de flujo. Una reducción en la permeabilidad indicaría que la roca yacimiento está sirviendo de filtro para las bacterias y los sólidos en suspensión. La reducción de permeabilidad debido a la acción de filtrado, depende del volumen total inyectado en la roca y este efecto de filtrado permite determinar el tamaño máximo de bacterias que pueden inyectarse sin obstruir prácticamente las gargantas porales.

b) Química de los fluidos: Los productos metabólicos que involucran químicos complejos pueden ser el resultado de una o varias reacciones combinadas. Estas reacciones o procesos son clasificadas como reacciones de modificación o degradación por microorganismos. La biodegradación (degradación por bacterias) implica completa mineralización de químicos hasta formar compuestos simples a través del metabolismo de microorganismos. Este es un proceso complejo que involucra diferentes caminos y secuencias de pasos de modificación bacterial. La modificación por bacterias, implica que el químico es cambiado mediante actividad biológica, a punto tal que se transforma en un químico más simple o en uno más complejo.

Actualmente se reconocen un gran número de mecanismos que modifican las características químicas del petróleo en un yacimiento. De esos muchos mecanismos de alteración, los más importantes desde el punto de vista del MEOR son la alteración bacterial, el lavado por agua, la biodegradación y la

emulsificación. En una aplicación de MEOR se recomienda tomar en consideración el efecto de estos mecanismos a fin de realizar una mejor estimación de su comportamiento.

b.1) Alteración bacteriana: Desde un comienzo se ha creído que las bacterias eran capaces de atacar al petróleo en el yacimiento, pero el primer informe bien documentado que reporta la alteración del petróleo fue recién publicado en 1969. Bacterias introducidas en un petróleo con agua meteórica rica en oxígeno, aparentemente usan el oxígeno disuelto para metabolizar preferentemente ciertos componentes del petróleo. Bajo condiciones anaeróbicas, el suplemento de oxígeno para mantener la actividad bacteriana puede estar derivado de los iones de sulfato disueltos. A pesar de ello, el paso de iniciación en la oxidación biológica de cualquier hidrocarburo debe ser una reacción aeróbica requiriendo oxígeno molecular.

Una vez que el oxígeno ha penetrado en la estructura del hidrocarburo, posteriores reacciones anaeróbicas pueden modificar la molécula oxidada.

b.2) Lavado con agua: El lavado por agua cambia la composición de los petróleos en los yacimientos de una manera similar a la biodegradación, por ejemplo los crudos se transforman en más pesados. El lavado con agua resulta en la remoción de los hidrocarburos con mayor solubilidad en agua. En general, los hidrocarburos livianos son más sencillamente disueltos y removidos de manera selectiva mediante un barrido con agua que los componentes pesados del petróleo.

b.3) Biodegradación del petróleo: La capacidad de los microorganismos para biodegradar una amplia variedad de sustancias aromáticas alifáticas y aromáticas policíclicas ha sido ampliamente estudiada. El cultivo de bacteria a emplear es influenciado por los resultados de un ensayo de biodegradación comparativo. En este ensayo la sustancia a biodegradar es expuesta en condiciones de laboratorio a diferentes cultivos los cuales presentan un

diferente grado de propensión biológica a degradar la sustancia. Esta facilidad hacia la biodegradación, es un factor clave en la selección del microorganismo óptimo.

La facilidad que presentan los microorganismos de biodegradar diferentes componentes existentes en los crudos varía considerablemente. Las cadenas cortas de parafinas son las sustancias que más fácilmente son degradadas por los microorganismos. La siguiente secuencia ilustra el orden en que las bacterias siguen en sus reacciones metabólicas. Cadenas cortas de parafinas > cadenas largas de parafinas > isoparafinas > ciclo parafinas > aromáticos > heterociclos > asfaltenos.

Debido a que el crecimiento de los microorganismos ocurre en la interfase agua-sustancia, la degradación biológica del petróleo en el yacimiento es muy probable que ocurra en la interfase agua-petróleo.

b.4) Emulsificaciones: Los microorganismos generan biosurfactantes y biopolímeros. Estos productos son conocidos por ser factores claves en la formación de emulsiones micelares o en la reducción de la tensión interfacial entre las fases presentes en el yacimiento. Estos mecanismos deberían ser bien entendidos por los ingenieros en yacimientos de manera de usarlos de una manera ventajosa.

b.5) Metales en el petróleo: Los compuestos órgano metálicos y los metales pesados presentes en los petróleos han probado tener la característica de poseer superficies activas desde el punto de vista químico. Esta propiedad conduce a la formación de membranas rígidas que atraen los componentes polares del petróleo, permitiendo la formación de complejos más estables. Aunque esta propiedad es beneficiosa desde el punto de vista de producción, los metales pesados generalmente presentan un moderado índice de toxicidad en los microorganismos.

C) Microbiología

Microbiología: La microbiología del petróleo puede ser definida como el estudio de la distribución de bacterias indígenas, la fisiología de las bacterias bajo condiciones de yacimiento, la interacción entre las bacterias inyectadas y las indígenas, y el control de la actividad microfloral en el yacimiento de manera tal que la inyección potencial de un cultivo de bacterias y/o la estimulación de la actividad de las bacterias indígenas pueda traer resultados positivos en la recuperación de petróleo.

c.1) Bacterias indígenas o autóctonas de yacimientos petrolíferos: El conocimiento de la distribución de bacterias indígenas es de vital importancia en el diseño de un proceso exitoso de MEOR.

Si uno intenta estimular las bacterias indígenas de manera controlada, es primero esencial identificar el tipo de bacteria con el que estamos trabajando para así poder analizar la respuesta de la microflora cuando se le inyecte el nutriente en condiciones de yacimiento. Por otro lado, si se piensa inyectar un cultivo potencial de bacterias en el yacimiento, este cultivo a inyectar debe ser dominante o formar un sistema simbiótico con la bacteria indígena para redundar en resultados favorable en cuanto a recuperación de petróleo sin generación de problemas extras de producción.

Dentro de los crudos es posible encontrar la siguiente variedad de especies de bacterias indígenas:

- Bacteria sulfato-reductora.
- Bacteria utilizadora de hidrocarburos.
- Bacteria formadora de metano.
- Bacillus formadores de esporas.
- Cultivos de Clostridium sp.

C.2) Fisiología de las bacterias bajo condiciones de yacimiento: Las bacterias deben estar posibilitadas de crecer bajo las condiciones presentes en las formaciones elegidas para mejorar la recuperación de petróleo. Entre estas condiciones se encuentran:

- Potencial Redox
- pH
- Salinidad
- Temperatura
- Presión
- Nutrientes
- Matriz de la Roca

C.3) Interacciones entre la bacteria inyectada y la bacteria indígena o autóctona del yacimiento: La interacción entre las bacterias inyectadas y las indígenas, es seguramente muy dificultoso de evaluar aunque debe ser realizado de alguna manera si se piensa inyectar alguna especie de bacteria en el yacimiento. En el diseño de un proceso exitoso de MEOR, el cultivo de bacterias inyectado debe ser el dominante o la microflora en el yacimiento debe formar un ecosistema simbiótico con las bacterias inyectadas para así generar un ambiente favorable para la recuperación de petróleo. A pesar de esto, poco trabajo de este tipo se ha hecho.

V. MICROORGANISMOS

V.1 Bacterias

“El término microorganismos comprende cinco grandes grupos: virus, hongos, algas, protozoarios y bacterias. Las bacterias son organismos que viven como células individuales o células indiferenciadas agregadas, es decir, sin formar tejidos.” (Pelczar, 1992).

Con respecto a las bacterias, Avila (2003) expresa:

Las bacterias son organismos procariontes (organismos sin núcleo verdadero) y unicelulares. Poseen un material genético flotando en el citoplasma que mantiene en suspensión el meso soma (semiorganelo asociado con la información genética de la bacteria), los ribosomas (gránulos muy pequeños que realizan la síntesis de proteínas) e inclusiones (proteínas, glúcidos, lípidos y ácidos nucleicos). Además, las bacterias no poseen verdaderos organelos (cantidades de citoplasma rodeado por membrana con una estructura determinada y una función específica), más bien, la membrana plasmática realiza las funciones de éstos. Se caracterizan por presentar una pared celular rígida formada por celulosa, la cual determina la forma de la bacteria. Algunas bacterias demuestran movilidad, por medio de uno o más apéndices en forma de pelos llamados flagelos. Las bacterias se encuentran en todas partes de la naturaleza; de hecho, se pueden encontrar en sitios donde ningún otro tipo de vida podría subsistir; lo que las convierte en la forma más diversa de vida, siendo cada especie de bacteria fisiológicamente apta para sobrevivir en uno de los innumerables hábitats creados por luz, aire, temperatura y organismos acompañantes. De hecho, las especies actuales que crecen en determinado ambiente comprenden aquellas bacterias que han sido capaces de adaptarse exitosamente a las condiciones ambientales y nutritivas prevalecientes en el mismo. Se conocen unas 1.600 especies. Estructuralmente, tienen la forma más simple de los microorganismos y se reproducen asexualmente, por división celular, proceso conocido como fisión binaria. (pag.132).

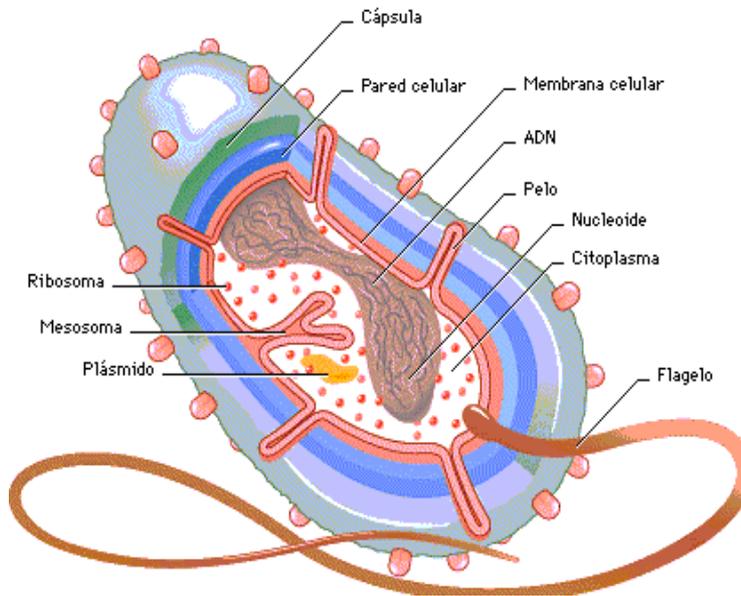


Figura 7: Partes de una bacteria ^[5]

V.2 Clasificación de las Bacterias ^[5]

Las bacterias se suelen clasificar siguiendo varios criterios: por su forma, en cocos (esféricas), bacilos (forma de bastón), espiroquetas y espirilos (con forma espiral); según la estructura de la pared celular, por el comportamiento que presentan frente a la tinción de Gram y según su metabolismo en:

- a) Aeróbicas:** Aquellas que requieren la presencia de oxígeno para poder crecer, ya que en algunas ocasiones lo usan como aceptor final de electrones para la captación de energía química.
- b) Anaeróbicas:** Aquellas que no requieren la presencia de oxígeno para crecer, debido a que pueden usar aceptores finales distintos de oxígeno, o porque poseen metabolismo estrictamente fermentativo.

c) **Facultativas:** Aquellas que pueden subsistir en presencia o en ausencia de oxígeno.

V.3 Características de las Bacterias ^[78]

Uno de los elementos importantes para la aplicación de la tecnología, lo constituye la selección de los microorganismos, dado que dependiendo del tipo de problema a solventar en los pozos, se diseña el tratamiento a seguir, con base a las características que lo definen y el metabolismo y bioproductos que generan, pudiendo con esto garantizar la capacidad de recobro final del crudo.

Estas características se determinan a nivel de laboratorio, con la preparación de los “caldos de cultivos”, los cuales permiten identificar y probar todas las especies de microorganismos existentes, nutrientes requeridos para su crecimiento, acción bacteriana y productos que segregan.

Las principales características que deben definir a los microorganismos para su selección, son las siguientes:

- No ser patógenas ni tóxicos para el medio ambiente.
- No degradar la calidad del petróleo: Las bacterias degradadoras de hidrocarburos lo usan para crecer, cuando la degradación de hidrocarburos ocurre en condiciones anaeróbicas, las bacterias destruyen las moléculas de petróleo liviano para obtener el oxígeno que necesitan. Éste fenómeno se conoce como biodegradación.
- No generar efectos indeseables: Entre los principales efectos no deseados se encuentran la corrosión de equipos, producción de sulfato de hidrógeno y taponamiento no selectivo.
- Ser anaeróbicas: Debido a que el yacimiento es un medio ambiente completamente anaeróbico, los microorganismos utilizados deben tener la propiedad de sobrevivir en ambientes carentes de oxígeno, es decir,

deben ser anaeróbicos, aunque se prefiere el uso de organismo anaeróbicos facultativos, los cuales pueden crecer tanto en ausencia como en presencia de oxígeno.

- Poseer alta tasa de crecimiento: Los microorganismos inyectados deben ser capaces de crecer más que las bacterias autóctonas, para poder competir y colonizar el yacimiento. Si se utilizan las bacterias autóctonas y sólo se inyectan nutrientes, el grupo de microorganismos seleccionados debe ser capaz de crecer más que los otros grupos de microorganismos presentes en el yacimiento.
- Capacidad de sobrevivir en el medio: Las bacterias deben ser capaces de desarrollarse en áreas del yacimiento deficientes de nutrientes, y no deben ser muy afectadas por una alta concentración de células o por concentraciones bajas o moderadas de sus propios metabolitos.
- Además, deben ser capaces de adaptarse a las condiciones de temperatura (a $230^{\circ}F$) y presión del yacimiento. Por otra parte, deben ser resistentes o competir con las colonias naturales existentes en el yacimiento.
- Físicamente, las bacterias deben tener una forma simple, por ejemplo, aquellas bacterias que tienen extensiones fibrosas muy largas no son apropiadas, ya que adquieren formas confusas y se constituyen en masas inmóviles.
- Viven en la Interfase agua-petróleo
- Toman nutrientes del agua de formación
- Metabolizan cadenas largas (pesadas) de hidrocarburos
- Aumento de las fracciones livianas
- Reducción de viscosidad
- Mejoras en la gravedad API del crudo
- Generan bioproductos beneficiosos al yacimiento
- Mejoran la movilidad del crudo con respecto al agua

Otra consideración importante lo constituye la difusión de estas características al personal involucrado en la implantación y seguimiento de la técnica en campo. Esta actividad agrega valor durante la operación, porque disipa los temores y rechazos naturales del ser humano, al verse expuestos al trabajo con materias a las que asocia directamente con “bacterias”, las cuales dentro de su razonamiento lógico, son peligrosas y tóxicas al hombre.

V.4 Medios de Cultivo ^[52]

El trabajo de microbiología depende de la capacidad de los microorganismos para crecer y mantenerse en las condiciones de laboratorio, ellos solo es posible si se poseen medios de cultivo adecuados que cubran todos los requerimientos nutricionales de los microorganismo en cuestión, además, para el aislamiento e identificación de los distintos microorganismo es necesario contar con medios especiales formulado con las características del hábitat natural del microorganismo.

Desde el punto de vista de su composición los medios de cultivo pueden ser indefinidos los cuales son muy ricos en nutrientes debido a que en su composición se utilizan hidrolizados de proteínas u otros compuestos orgánicos naturales por ejemplo (peptona, triptona, cacerina, leche, sangre, etc.) que suministran energía y fuente de carbono; sales inorgánicas para satisfacer los requerimientos de iones y también pueden contener extracto de levadura que satisfagan las posibles necesidades vitamínicas. Ejemplo de estos medios son: Caldo de cultivo, LB, Agar levine, etc.

Existen diferentes tipos de medios como por ejemplo los selectivos lo cual son medios de composición definida, que permiten el crecimiento de un determinado genotipo de un microorganismo. Por ejemplo, medio mineral suplementado con lactosa, en concentración conocida en el cual solo podrán crecer aquéllas bacterias capaces de utilizar lactosa como única fuente de carbono.

Los medios de cultivo pueden prepararse en fase líquida, o en fase sólida semi sólida utilizando agar como soporte. La selección de un medio de cultivo en general dependerá del propósito que se consigue con un cultivo dado.

Las bacterias se obtienen del pozo y pueden ser de tipo anaeróbica o aeróbica posteriormente se hacen los análisis microbiológicos para cuantificar el contenido de bacterias anaeróbicas o aeróbicas luego se hace el proceso de aislamiento que no es nada fácil y finalmente se hacen los cultivos de enriquecimiento de las mismas. Después que se aíslan las bacterias ya se sabría cuales son los bioproductos que se podrían producir en el yacimiento luego de ser inyectadas en el pozo ya sea para mejorar la movilidad del crudo, remover daños de formación y aumentar la viscosidad del agua. Una vez que se inyectan las bacterias al pozo se mueren el 20%. En los laboratorios de la Escuela de Geoquímica de la UCV y Biología de la USB se hacen este tipo de experimentos. Las bacterias y cultivos de bacterias pueden morir o mutar a otras cepas en el yacimiento si se cambian algunas de las condiciones para sustentarse como la presión, temperatura y oxígeno aunque lo más probable sea que muten a otras cepas y eso podría llegar a ser perjudicial. Por el hecho de que las bacterias como organismos vivos sean tan fáciles de adaptarse a distintas condiciones (mutar) tan fáciles de reproducir y de sustentarse hasta que una vez que se inyecte un cultivo de bacterias este se multiplique, se prolifere, mute, entre otros. El no poder controlar lo anterior, ha sido uno de los puntos en contra de los métodos de recuperación microbiana.

En la figura 8 se observa un ejemplo de cultivos de bacterias.



Figura 8: Cultivos de bacterias ^[52]

V.5 Ciclo de Desarrollo de Cultivos Microbiológicos ^[5]

En el ciclo de desarrollo de las poblaciones de microorganismos, especialmente de las bacterias, el proceso reproductivo más común es la fisión binaria de tipo asexual, y en el cual una célula se divide en dos después de desarrollar una pared intracelular transversa (Figura 9). En esta gráfica se puede observar un período inicial en el que parece no haber desarrollo, seguido de un crecimiento rápido, una estabilización y finalmente un descenso en la población bacteriana.

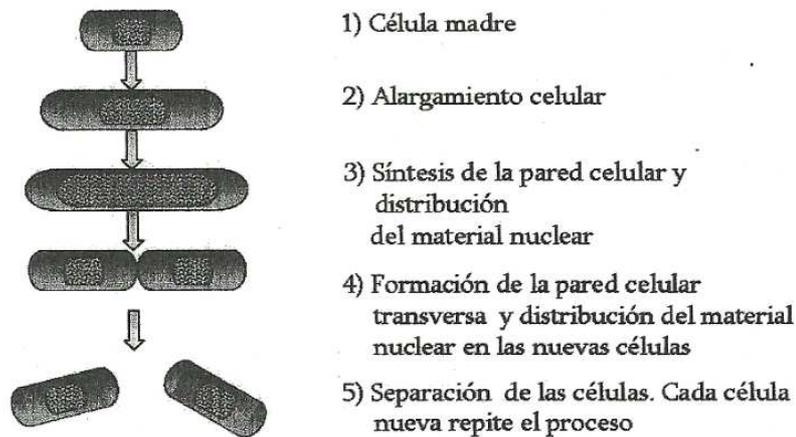


Figura 9: Ciclo de desarrollo bacteriano ^[5]

V.6 Crecimiento Bacteriano en los Cultivos ^[66]

Crecimiento es el aumento ordenado de todos los componentes bioquímicos de un organismo. En las bacterias el resultado más obvio del crecimiento, es el aumento en el número de células, y su multiplicación.

Existe una gran variedad de formas para cultivar bacterias y depende no solo de los requerimientos intrínsecos del microorganismo, sino también del uso que se le dé al cultivo. Por ejemplo, si se quiere cultivar un microorganismo para aislarlo, bajo la forma de un cultivo puro, o si se desea estimar la población viable de un cultivo, será mejor usar medios de cultivo sólidos o semisólidos, ya que este tipo permite el crecimiento individualizado del microorganismo en colonias o clones.

Por otro lado si el objetivo es cosechar grandes poblaciones, o analizar la cinética del crecimiento, deberán emplearse medios de cultivo líquidos.

Existen factores biofísicos que inciden en el crecimiento, que son controlados por los componentes del medio tales como el PH, el agua y la presión osmótica. Otros son controlados por el medio ambiente la temperatura, el oxígeno y la presión. El potencial de óxido reducción es controlado por la composición del medio y el ambiente. El conjunto de estos factores inciden en la velocidad del crecimiento, la producción de biomasa, el patrón metabólico y la composición química del organismo.

El análisis de los componentes de las células microbianas muestra que alrededor del 95% del peso seco celular está integrado por carbono, oxígeno, hidrógeno, nitrógeno, azufre, fósforo, potasio, calcio, magnesio y hierro. El conjunto de estos elementos es denominado macronutrientes, debido a que los microorganismos los requieren en cantidades relativamente grande para su crecimiento. *C, O, H, N, S y P*. Son componentes integrantes de proteínas, carbohidratos, lípidos y ácidos nucleicos.

Otros componentes como *K, C_a, M_g y F_e* son requeridos para diversas funciones tales como actividad enzimática cofactores enzimáticos, formación de complejos con el ATP, estabilización de ribosomas, integrantes de citocromos. El crecimiento celular requiere de otros elementos denominados micronutrientes que son requeridos en cantidades mínimas o en trazas y ellos son *M_g, Z_n, C_o, M_o, N_i, C_u* los cuales participan como cofactores en la actividad de algunas enzimas o como cofactores en reacciones catalíticas o para el mantenimiento de la estructura de la proteína.

Algunas bacterias tienen requerimientos nutricionales particulares los cuales no pueden sintetizar y que colectivamente son denominados factores de crecimiento: (1) Aminoácidos, requeridos en la síntesis de proteínas; (2) purina y pirimidina, para la síntesis de ácidos nucleicos y (3) vitaminas que actúan como parte de cofactores o como cofactores enzimáticos, las

bacterias que requieren para su crecimiento este tipo de cofactores se llaman auxotróficas. Las autrótofas tienen requerimientos nutricionales muy simples como agua, dióxido de carbono y sales inorgánicas adecuadas. Los factores de crecimiento de los organismos heterótrofos varían cualitativamente dependiendo de la composición del medio de cultivo.

En la siguiente figura 10 se observa el crecimiento de colonias de células, para una dilución de 10^8 , y se pueden contar visualmente 95 colonias de células entonces la cantidad de colonias de células es de $9,5 \cdot 10^9$ por mililitro de medio.



Figura 10: Crecimiento bacteriano en una cápsula de Petri ^[66]

Cabe destacar que el tiempo de vida de una bacteria como organismo vivo es muy corto y se multiplican tan rápido que mantienen vivo el cultivo, ahora si no se digiere los productos de descomposición de las bacterias, cuando se estudia el crudo a nivel molecular, se encontrara indicios de los organismos que lo consumieron y/o alteraron.

Las bacterias se reproducen cada 24 horas de 10^6 a 10^8 bacterias por mililitro.

V.7 Fases del Crecimiento Bacteriano ^[5]

Una vez que las bacterias son inyectadas al yacimiento estas se adaptan al nuevo ecosistema. Puede durar de uno a dos días; dependiendo de las condiciones del crudo, luego las bacterias se reproducen una vez que estas estén en contacto con el crudo alimentándose. Este proceso puede durar 5 días dependiendo de la concentración inicial de las bacterias posteriormente llega a una fase estacionaria que es cuando se forman los bioproductos en el yacimiento y es el momento en el que el pozo puede comenzar su producción. Este proceso puede durar meses, luego finalmente se llega a la fase de muerte que es cuando los nutrientes del medio poroso se van agotando por lo cual el número de bacterias disminuye drásticamente, cesando de esta manera, la producción de los bioproductos. Es entonces cuando se puede hacer una re inyección de nutrientes y nuevos microorganismos para llegar a la etapa estacionaria nuevamente.

➤ Fases:

- Fase de adaptación
- Fase de crecimiento
- Fase estacionaria
- Fase de regresión o muerte

Cuando la bacteria muere es porque carece de los nutrientes necesarios para que se mantenga viva o porque excede a los límites de presión y temperatura.

VI MICROBIOLOGÍA DEL PETRÓLEO

La microbiología del petróleo puede ser definida como el estudio relacionado con la distribución de las bacterias autóctonas, la fisiología de las bacterias bajo condiciones de yacimiento, la interacción de la bacteria inoculada con la bacteria autóctona, y el control de la actividad microbiana en el yacimiento, tal que la inyección de grupos de bacterias potenciales y/o la estimulación de la actividad de las bacterias autóctonas, puedan traer resultados positivos de recobro de petróleo. ^[114]

VI.1 Fisiología de las Bacterias en el Yacimiento ^[109]

La recuperación mejorada con microorganismos depende de las habilidades de los microorganismos seleccionados para convertir cualquier sustrato que le sirva como fuente nutritiva en un metabolito, el cual debe afectar la migración del crudo en alguna dirección útil. Las bacterias deben ser capaces de crecer bajo las condiciones presentes en la formación de la cual será recuperado el crudo. Si las condiciones presentes en las profundidades del yacimiento no son compatibles con los requerimientos de crecimiento de los microorganismos, el crecimiento de éstos estará restringido o totalmente inhibido.

VI.1.1 Nutrición bacteriana

Todo ser vivo requiere aportes de energía para reponer las pérdidas y puesta en funcionamiento de sus sistemas. La nutrición es el proceso mediante el cual los seres vivos toman las sustancias químicas, que necesiten para crecer, del medio en el que se desenvuelven.

Estas sustancias químicas se denominan nutrientes, y tienen los siguientes fines:

- Energéticos o catabolismo (reacciones de mantenimiento).

- Biosintéticos o anabolismo (reacciones plásticas).

Las características que deben tener los nutrientes seleccionados son simplemente que los organismos sean capaces de crecer exitosamente en base al nutriente, que el producto metabólico ayude a contribuir en la migración del petróleo y que el nutriente en sí sea barato. El resultante crecimiento de las bacterias y la producción de productos metabólicos, produce un efecto de liberación de petróleo que no podría haber sido recuperado mediante otros productos.

Ahora bien, el que se le inyecte o no nutrientes a las bacterias no necesariamente es un factor de preocupación, simplemente es un mecanismo para garantizar que lo que se está inyectando en el crudo se sustente y se desarrolle. Entonces para saber cuando se debe inyectar nutrientes dependerá de los estudios del yacimiento y de las bacterias que se piensa inyectar así lo indiquen.

Se pueden clasificar los nutrientes en las siguientes categorías:

- **Macronutrientes:**

- **Carbono:** Todos los organismos necesitan al menos un 50% de carbono. El carbono forma el esqueleto de los tres más importantes nutrientes (carbohidratos, lípidos y proteínas) que se utilizan para la obtención de energía así como material celular. Los microorganismos que utilizan compuestos orgánicos como fuente de carbono se llaman heterótrofos y aquellos que utilizan el CO_2 como fuente de carbono se llaman autótrofos.
- **Hidrógeno y Oxígeno:** El hidrógeno y oxígeno forman parte de muchos compuestos orgánicos. Se encuentran en el H_2O , como

componentes de nutrientes y en la atmósfera. Además el O_2 se utiliza en la respiración aeróbica como aceptor terminal de electrones.

- **Nitrógeno:** El nitrógeno es metabolizado y entra a formar parte de las proteínas, ácidos nucleicos y polímeros de la pared celular. Las fuentes de nitrógeno que pueden ser utilizadas por diferentes organismos incluyen: -el N_2 atmosférico en algunos procariontes, -otros utilizan compuestos inorgánicos como nitratos, nitritos o sales de amonio, -mientras que otros requieren compuestos nitrogenados orgánicos como son los aminoácidos o péptidos

- **Micronutrientes:**

- **Fósforo:** El fósforo es esencial para la síntesis de ácidos nucleicos y ATP; también forma parte de los fosfolípidos y polímeros de la pared celular. El fósforo se suministra normalmente como fosfato inorgánico; alternativamente se puede utilizar fosfato orgánico como son los glicerofosfatos y fosfolípidos.
- **Potasio:** El ión potasio actúa como coenzima y probablemente como catión en la estructura de RNA y otras estructuras aniónicas celulares.
- **Azufre:** El azufre es necesario para la biosíntesis de los aminoácidos cisteína, cistina y metionina. También forma parte de coenzimas como biotina, coenzima A y ferredoxina. El azufre se suministra en forma inorgánica como sulfato u orgánica como cistina, cisteína y metionina.

- **Calcio y Magnesio:** Se utiliza como cofactor de reacciones enzimáticas donde actúa el ATP.
- **Cloro:** Importante anión inorgánico.
- **Hierro:** Constituyente de los citocromos y de algunas proteínas.

En la Tabla 2 se muestra los principales nutrientes que debe tener una bacteria para que se mantenga viva. Las bacterias pueden ser nutridas por el petróleo ya que contiene carbono e hidrogeno que son fuentes de energía, pero no todo el carbono e hidrogeno está igualmente enlazado o disponible que también controla el tipo de bacteria capaz de consumirlo. Cada bacteria tiene sus propias condiciones.

Tabla 2: Principales elementos de la célula ^[4]

ELEMENTO	TANTO POR CIENTO (%) DE PESO CELULAR SECO
CARBONO	50
OXÍGENO	20
NITRÓGENO	14
HIDRÓGENO	8
FÓSFORO	3
AZUFRE	1
POTASIO	1
SODIO	1
CALCIO	0,5
MAGNESIO	0,5
COLORO	0,5
HIERRO	0,2

VI.1.2 Condiciones apropiadas para el crecimiento bacteriano

Los principales factores que influyen en el crecimiento microbiano son alimento, humedad, disponibilidad de oxígeno, temperatura, presión, profundidad, acidez (pH), salinidad del agua, potencial de oxidación-reducción, metales pesados y organismos endógenos.

VI.1.2.1 Alimento

Es la fuente de energía necesaria para la vida de los microorganismos.

VI.1.2.2 Humedad

Es la cantidad de agua disponible en el sistema.

VI.1.2.3 Oxígeno

Los microorganismos pueden agruparse en distintas categorías basándose en sus requerimientos o intolerancia al oxígeno. Conforme con requerimientos de oxígeno de las bacterias, se clasifican en:

- **Aeróbicas:** Requieren de Oxígeno para su desarrollo.
- **Anaeróbicas:** Crecen en ausencia de Oxígeno.
- **Microaerofílicas:** Crecen mejor con tensiones de Oxígeno bajas.

VI.1.2.4 Temperatura ^[15]

La temperatura de un estrato productor de crudo depende de su profundidad. Esto limita la profundidad a la cual puede utilizarse la recuperación mejorada de petróleo con los microorganismos mesofílicos usuales. Se ha sugerido que las técnicas de MEOR podrían utilizar mayores temperaturas si se

seleccionan bacterias termofílicas con las características metabólicas deseadas. Cuando se discute sobre temperatura, se debe realizar una distinción entre supervivencia, crecimiento y multiplicación.

A pesar que existen bacterias capaces de soportar temperaturas de 90 y 100°C , los procesos vitales se realizan sumamente lentos y débiles. En procesos de MEOR se requiere que las células se reproduzcan y sintetizen metabolitos rápidamente, por lo tanto, el límite superior para crecimiento óptimo no debe pasar de los 55°C a menos que se presente otra evidencia o que por métodos de ingeniería genética se logre obtener un microorganismo que se reproduzca y sintetice metabolitos rápidamente a altas temperaturas.

- Presentan un estrecho rango de crecimiento óptimo. Delimita este rango una temperatura mínima de crecimiento y una máxima.
- Por debajo de la mínima multiplicación se deteriora.
- Por sobre la máxima muerte bacteriana.
- Las bacterias se pueden clasificar en 3 grandes grupos, según su temperatura óptima de crecimiento:
 - ✓ **Psicrófilas** 10 – 20°C (15°C)
 - ✓ **Mesófilas** 20 – 40 °C (30°C)
 - ✓ **Termófilas** 50 – 60°C (55°C)

Todos los microorganismos poseen una temperatura óptima de crecimiento que los caracteriza; a dicha temperatura muestran las tasas más elevadas de crecimiento y de reproducción. También poseen una temperatura mínima de crecimiento, por debajo de la cual son metabólicamente inactivos, así como un límite superior de temperatura, más allá del cual no puede crecer.

En muchos ecosistemas la temperatura muestra variaciones diarias y estacionales. La medición que se realiza durante el muestreo no refleja necesariamente el margen de temperatura que se supone que tolera el organismo. Ni tampoco indica el valor obtenido prevalezca durante el período completo de crecimiento y de actividad del microorganismo objeto de estudio.

En la Tabla 3 se muestra el rango de temperaturas de las bacterias, para que una bacteria se mantenga viva dependerá de los nutrientes, presión y temperatura.

Tabla 3: Temperaturas de crecimiento mínima y máxima de especies representativas de bacterias ^[4]

BACTERIAS	TEMPERATURAS MÍNIMO DE CRECIMIENTO (°C)	TEMPERATURAS MÁXIMA DE CRECIMIENTO (°C)
<i>Micrococcus Cryophilus</i>	-8	25
<i>Vibrio Marinus</i>	-14	25
<i>Xanthomonas Pharmicola</i>	0	40
<i>Pseudomonas Avenae</i>	0	40
<i>Xanthomonas Rinicola</i>	-8	38
<i>Escherichia Coli</i>	7	41
<i>Vibrio Cholerae</i>	11	41
<i>Staphylococcus Aureus</i>	15	45
<i>Staphylococcus Pyogenes</i>	20	45
<i>Haemophilus Influenzae</i>	22	40
<i>Lactobacillus Lactis</i>	15	46
<i>Bacillus Subtilis</i>	15	50
<i>Lactobacillus Delbrueckii</i>	20	50
<i>Bacillus Coagulans</i>	25	65
<i>Synechococcus Lividus</i>	30	67
<i>Bacillus Stearothermophilus</i>	30	70
<i>Thermus Aquaticus</i>	65	102

VI.1.2.5 Presión ^[91] y ^[111]

Los efectos de la presión en las células bacterianas es un factor importante cuando las presiones de trabajo alcanzan los varios cientos de atmosferas. Frecuentemente, la alta presión cambia la morfología de las células. El efecto de la presión hidrostática sobre diferentes especies de bacterias varía enormemente, pero algunas de ellas se han adaptado exitosamente a ambientes de alta presión. En general la alta presión tiene menor influencia en la actividad metabólica celular que el efecto de temperatura

Cuando se incrementa la presión en un cultivo de *Pseudomonas bathycetes* en unos 10^4 kPa (1450 psi) ocurre una disminución en la producción de biomasa. El tiempo de generación medio se incrementó de menos de una hora a 33 días. Sin embargo, la respuesta a altas presiones no es general. Por ejemplo, en especies de *Hallobacterium* colapsan completamente a 200 kPa (29 psi). Las mismas sufren un cambio morfológico de bastón en forma coloidal cuando se exponen a 20000 kPa (2900 psi) y su tiempo medio de generación disminuye de 24 a 18 horas aproximadamente. Cuando la presión se redujo bruscamente, su forma coloidal se desintegró, pero cuando la presión se redujo gradualmente, se convirtieron a su forma original de bastón.

En general, las altas presiones tienen menor efecto que las altas temperaturas en la actividad metabólica de los microorganismos, debido a que la presión osmótica del plasma celular es usualmente bastante alta debido a la salinidad plasmática. La presión crítica para la mayoría de las bacterias está entre los límites de 3000 a 20000 kPa (44100-294000 psi).

VI.1.2.6 Profundidad ^[29]

La profundidad no es limitante para el crecimiento microbiano, pero su efecto sobre la temperatura y la presión del yacimiento pueden afectar el crecimiento microbiano y el metabolismo.

VI.1.2.7 Acidez (pH) ^[64]

La mayoría de los ambientes naturales tienen valores de pH cercanos a 7. Las condiciones extremas de pH son nocivas para los microorganismos utilizados en procesos MEOR. Los límites generalmente establecidos están en un intervalo de 1 a 11 y la mayoría de los microorganismos vive en el intervalo de 4 a 9.

Las altas concentraciones de iones hidronio e hidroxilo desempeñan una función muy importante en las reacciones de solvólisis, en el estado iónico de nutrientes y en las propiedades coloidales del ambiente. A altos valores de pH las células pueden estar activamente cargadas y esta carga eléctrica juega un papel muy importante en la adhesión de las células bacterianas hacia la superficie sólida del estrato y su orientación en la interfase petróleo-agua para formar micelas. Sin embargo, en ciertos casos, los microorganismos responden activamente a valores de pH extremos. Por ejemplo, un incremento en la acidez induce a la *E. coli* a producir una enzima aminoácido descarboxilasa, formando aminas desnaturalizadas que poseen propiedades de surfactantes.

Los microorganismos tienen pH óptimos de crecimiento y pH límites por encima o debajo de los cuales no pueden desarrollarse.

- En el interior de la bacteria el pH es normalmente neutro.
- La mayoría de las bacterias puede soportar cambios entre 3 y 4 unidades de pH.

- Se pueden clasificar en 3 grandes grupos según pH:
 - **Alcalófilas.**
 - **Neutrófilas.**
 - **Acidófilas.**

VI.1.2.8 Salinidad ^[64]

La salinidad del agua del estrato en el cual se introducen los microorganismos puede ser un problema particular que inhiba el crecimiento bacteriano. Con excepción de las bacterias halófilas, las cuales son tolerantes a elevadas concentraciones salinas, las bacterias sólo crecen a bajas concentraciones de salinidad.

El crecimiento de los microorganismos puede ser igualmente afectado por componentes individuales de soluciones de sales.

El efecto inhibitorio sobre los microorganismos por cationes en orden ascendente es *Na*, *k*, *NH₄*, *Mg*, *Ca*, *Ba*, *Mn*, *Fe*, *Zn*, *Al*, *Pb*, *Cu*, *Hg* y *Ag*. La composición así como la concentración de sales de un yacimiento debe ser conocida.

Esta información es sumamente importante no sólo para la selección de cepas microbianas apropiadas, sino también para la predicción de otros fenómenos físicoquímicos encontrados en procesos MEOR, tales como las propiedades de los metabolitos microbianos a altas concentraciones salinas, el efecto de la salinidad en propiedades superficiales en general, migración, etc. Es conocido que las bacterias sulfo-reductoras crecen y aumentan la producción de sulfhídrico sólo cuando el agua que contiene una alta salinidad es diluida con agua fresca. Además del efecto adverso en el crecimiento bacterial, la alta salinidad genera una alta interacción eléctrica entre la superficie de la roca reservorio y las bacterias aumentando la adhesión entre

ellas y limitando el transporte bacterial a través del reservorio. Para altas salinidades hay trabajos recientes que sugieren el empleo de especies de Bacillus formadores de esporas, anaeróbicas y productoras de gas capaces de crecer en soluciones de 7% de NaCl.

VI.1.2.9 Potencial de óxido-reducción ^[85]

El potencial óxido-reductor en los estratos profundos es bajo debido a la ausencia de oxígeno. El tipo de microorganismos que se adapta bien a esa clase de condiciones toma la energía metabólica de reacciones en las cuales ciertas moléculas orgánicas son oxidadas a niveles más altos de oxidación sin la participación del oxígeno molecular. Los compuestos que contienen nitrógeno y sulfuros pueden ser utilizados como aceptores finales de electrones.

A un pH neutro, el sulfato-reducción ocurre generalmente entre -150 a -200 mV, mientras que la metanogénesis ocurre a -300 mV. A niveles tan bajos de potencial de óxido-reducción, el oxígeno es un potente inhibidor del metano génesis; sin embargo, las bacterias metanogénicas no son eliminadas cuando se exponen al oxígeno si son cultivadas a bajas condiciones de potencial. Por tanto, no es sorprendente que bacterias metanogénicas dependan frecuentemente de las bacterias fermentativas para producir anaerobiosos o para bajos niveles de potencial.

VI.1.2.10 Metales pesados ^[14]

Los metales pesados están presentes en la mayoría de las aguas de formación en unas pocas partes por millón de concentración. Cuando existen efectos ambientales tales como temperatura o cantidad limitada de oxígeno, la presencia de estos metales podría ser negativa.

En consecuencia podrían producirse cambios en el tiempo principal de generación o en la morfología de los microorganismos.

VI.1.2.11 Organismos endógenos

Otro parámetro importante a considerar es el efecto de los organismos endógenos del estrato productor. Al contemplar la introducción de poblaciones bacterianas exógenas a un yacimiento, se debe considerar los efectos de los organismos endógenos sobre MEOR. Se han reportado un número de organismos aeróbicos y anaeróbicos presentes en las aguas de formación. Las más reportadas son las bacterias sulfato-reductoras *Reporiobacillus*, *Pseudomonas*, *Micrococcus*, *Mycobacterium*, *Clostridium* y algunas *Enterobacter*.^[35]

Las bacterias sulfato-reductoras reducen a iones sulfuro los iones sulfato presentes en la mayoría de las aguas de formación. Estos iones producen sulfuro de hidrógeno (H_2S), que al reaccionar con el hierro presente en las aguas de formación producen sulfuro de hierro muy voluminosas, que pueden disminuir significativamente la permeabilidad de la roca.^[13]

Si el sulfuro de hidrógeno no se consume al formarse las hidroilitas, entonces se recupera con fracciones de hidrocarburos, causando daños por corrosión en las instalaciones de las plantas de tratamiento de crudo. Cabe destacar que potenciales de óxido-reducción menores de -100 mV son suficientes para permitir las actividades de las sulfato-reductoras. Los efectos de algunos inhibidores pueden ser incrementados con factores adicionales, tales como cloruro de sodio o sales de hierro. El aire es el inhibidor más económico de las sulfato-reductoras, pero su aplicación práctica es limitada; la introducción de suficiente oxígeno en el yacimiento podría inducir a la formación tanto biológica como no biológica de hidróxido férrico, y esto produciría efectos de taponamiento en el yacimiento.^[59]

Las sulfato-reductoras no son eliminadas por el oxígeno, simplemente son inhibidas, por lo tanto, la reintroducción de condiciones anaeróbicas o la formación de un micro ambiente anaeróbico podría resultar en una renovación en la producción de sulfuro de hidrógeno.

Los microorganismos presentes también afectan la permeabilidad de la roca, debido a los siguientes fenómenos: ^[102]

- Precipitación de minerales, usualmente carbonatos, debido al incremento en la alcalinidad de las aguas intersticiales. Un ejemplo es la precipitación de carbonato de calcio durante la reducción biológica de sulfatos.
- Precipitación de sulfuro de hierro durante el mismo proceso descrito en el apartado anterior.
- Formación de películas y taponamiento por materia orgánica acumulada en los espacios intersticiales. Esta puede ser materia viva, restos celulares o material extracelular. Los microorganismos filamentosos en forma de bastón pueden reducir con mayor factibilidad la permeabilidad de la roca por taponamiento que los de forma esférica.

La forma de los microorganismos puede ser afectada por los efectos ambientales, tales como la presencia de metales pesados y una disminución simultánea de la presión de oxígeno, lo cual conduce a un considerable incremento en el tamaño de los organismos y en el cambio de sus formas de bastones a filamentos. La permeabilidad anisotrópica de los sedimentos causada por la actividad bacteriana puede afectar la velocidad de flujo de los fluidos en el yacimiento y su componente direccional. ^[15]

Es posible causar ciertos cambios en la permeabilidad cuando se aplican los métodos de MEOR, debido a la introducción de un medio bacteriano de baja salinidad.

Se ha observado que las partículas de arcilla son susceptibles a un incremento en tamaño debido a su hinchamiento si la salinidad de sus ambientes acuosos disminuye. Pero la introducción de cultivos bacterianos no siempre produce una disminución de la permeabilidad; un incremento en la permeabilidad de las rocas depende de la composición de los carbonatos y de su estado cristalino. Se ha observado que rocas expuestas por seis semanas a actividad bacteriana anaeróbica han incrementado su permeabilidad unos pocos órdenes de magnitud. ^[112]

Existen ciertas propiedades que son esenciales para los procesos MEOR, por ejemplo, la acumulación de microorganismos con superficies hidrófobas en las interfaces petróleo-agua desempeña un papel importante en los procesos de biodegradación de hidrocarburos cuando tales organismos producen sustancias tenso activas. Estas acumulaciones son útiles para una aplicación satisfactoria de los procesos MEOR.

En estos procesos es imprescindible que los microorganismos se encuentren en forma de suspensión coloidal para obtener el máximo de penetración de las células en los espacios intersticiales de la roca en el yacimiento. La suspensión de partículas sólidas del mismo rango de tamaño se facilita por las fuerzas de repulsión debidas a las cargas electrostáticas sobre sus superficies. Debido a esto, bajas concentraciones de electrolitos en las aguas de formación son más convenientes desde el punto de vista de MEOR, ya que altas concentraciones podrían facilitar en algunos casos la formación de agregados bacterianos que disminuirían la capacidad de penetración de la población bacteriana.

Las superficies sólidas son sitios potenciales de concentración de nutrientes, originando sitios de actividad microbiana intensificada.

La adsorción de materia orgánica disponible como substrato en la superficie de los poros dependerá de la mineralogía y la química de la fase sólida y del

estado de la superficie, así como de la concentración y la estructura molecular del sustrato. ^[101]

VI.2 Bacterias Indígenas o Autóctonas de Yacimientos

Petrolíferos ^[114]

Si se pretende estimular las bacterias autóctonas de una manera controlada, es esencial identificar las cepas autóctonas y analizar la respuesta de la flora subterránea a la inyección de nutrientes a las condiciones de yacimiento. Por otro lado, si una cepa potencial es inyectada dentro del yacimiento, puede ser la dominante o formar un sistema simbiótico con las cepas autóctonas para dar buenos resultados en el incremento del recobro. Las bacterias indígenas o autóctonas son las que son propias del yacimiento y son las que por general se aíslan para luego inyectarlas al yacimiento.

Dentro de los crudos es posible encontrar la siguiente variedad de especies de bacterias autóctonas:

- **Bacterias sulfato-reductoras:** La distribución de estas bacterias en los yacimientos de petróleo está estrechamente relacionada con la tasa de intercambio de agua y el flujo de agua en el yacimiento. Este tipo de bacteria es la especie que se encuentra más comúnmente entre los petróleos. La distribución y actividad de esta bacteria indígena varía con las condiciones del yacimiento y con el caudal con que el agua se infiltra en el yacimiento. Adentro de los yacimientos, el número de bacterias frecuentemente muestra un abrupto incremento luego de un cierto número de años de producción. Es también esperable que la actividad de la bacteria indígena en un yacimiento abierto sea mayor que la de uno cerrado. Las bacterias sulfato reductoras son conocidas como heterótrofas anaeróbicas que usan el sulfato para aceptar los electrones

liberados por la oxidación de los nutrientes. Algunos de estos tipos de bacterias son: *Spirillum desulfuricans*, *Microspira aestauri*, *Vibrio thermodesulfuricans* y *Vibrio sp* y *Desulfovibrio desulfuricans*.

- **Bacterias que utilizan hidrocarburos:** Un diverso grupo de bacterias y hongos son conocidos como microbios utilizadores de hidrógeno. La composición química del crudo ha demostrado tener una influencia en la generación de bacterias utilizadoras de hidrocarburos. Los siguientes tipos de bacterias han sido identificados como utilizadores de hidrocarburos: *Achromobacter*, *Alcaligenes*, *Flavobacterium*, *Cytophaga*, *Acinetobacter*, *Pseudomonas*, *Xanthomonas* y *Thermomicrobium*. Es claro que la población de bacterias utilizadoras de hidrocarburos se encuentra altamente distribuida en la naturaleza.
- **Bacterias formadora de metano:** La bacteria metanogénica forma metano como el producto final de su metabolismo. Estas bacterias son estrictamente anaeróbicas. Estas bacterias metanogénicas son fácilmente encontrables en sedimentos lacustres y marinos. La bacteria metanogénica difiere en varias características bioquímicas con las bacterias clásicas. Entre estas características se encuentran la ausencia de ácido murámico en las paredes de la célula, una diferente composición de lípidos y varias coenzimas y factores nuevos. Algunos cultivos de estas especies son: *Methanococcus mazei* y *M. omelianskii*.
- **Bacillus formadoras de esporas:** Las culturas de *Bacillus* son sencillamente aisladas de los líquidos de yacimiento. Esto es probablemente debido a la habilidad de las células del *Bacillus* a formar esporas. Esto permite que la célula sea capaz de encontrar su camino dentro del yacimiento y tolerar allí dentro las condiciones adversas. Una especie de este *Bacillus* tiene la propiedad de generar polisacáridos en concentraciones altas de sal.
- **Cultivos de clostridium sp:** Cultivos de *Clostridium sp*, tolerante a la salinidad y productor de gas.

El *Clostridium* ha sido usado con éxito en los primeros ensayos de campo realizados en los países de Europa del Este debido a que tiene las propiedades de ser ácido, solvente y productor de gas. La inyección de bacterias y nutrientes dentro de un yacimiento de petróleo con fermentación subsecuente, causa represurización parcial del mismo debido a la liberación de gases. Adicionalmente, la acetona y los alcoholes alifáticos, así como los ácidos orgánicos producidos por el *Clostridium acetobutylicum* pueden mejorar la liberación del petróleo.

VI.3 Bacterias Usadas en la Inyección de Pozos Petroleros ^[33]

Para la inyección en pozos petroleros, las bacterias son tomadas en un 80% de ambientes marinos y un 20% de las aguas connatas (propias del yacimiento); las mismas son seleccionadas según su capacidad de metabolizar hidrocarburos, por ser facultativas, por no ser patógena, por ser de tamaño y espesor igual a un micrón (0,0001 cm). Proviene de un amplio rango de ambientes enriquecidos con petróleo, donde se observan importantes actividades microbianas. Las bacterias que cumplen con estas características y que además poseen las mayores eficiencias en metabolizar hidrocarburos (fuente de carbono), son desarrolladas en laboratorio por las empresas comerciales. Ellas se adaptan al nuevo medio en grandes fermentadores hasta lograr una concentración aproximada de 10^8 bacterias por mililitro.

Estas bacterias requieren de algún tipo de fuente de carbono para su crecimiento, pudiendo ser éstos, compuestos complejos como carbohidratos, proteínas y grasas. También deben metabolizar varios tipos de hidrocarburos y generar productos que ayuden a modificar sus propiedades, favoreciendo la movilidad del crudo.

Los diferentes géneros de bacterias con dichas características que han sido propuestas para ser usadas en MEOR pueden ser: *Bacillus*, *Clostridium*, *Corynebacterium*, *Pseudomonas*, *Arthrobacter*, *Enterobacter*, *Acinetobacter*, *Leuconostoc*, *Xantomonas*, etc.

- Los géneros *Desulfovibrío*, *Bacillus* y *Pseudomonas*, así como también las bacterias Gram-negativas algunos miembros del género *Clostridium*. El género *Desulfovibrío* comprende a las bacterias reductoras de sulfato o *metanógenas*, las cuales no producen ningún tipo de infección en humanos y/o animales.
- Las bacterias del género *Pseudomonas* son buenas candidatas para los procesos MEOR, debido a que pueden utilizar los hidrocarburos del yacimiento para reducir la viscosidad del petróleo.
- Las bacterias pertenecientes al género *Clostridium* poseen varias características que las hacen favorables para los procesos MEOR, entre ellas su capacidad de producir grandes cantidades de dióxido de carbono (CO_2), ácidos y alcoholes.

En la tabla 4 se observa los géneros bacterianos comúnmente utilizados en el Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR).

Tabla 4: Géneros bacterianos comúnmente utilizados en MEOR ^[33]

GENERO	TIPO	BIOPRODUCTOS
Acinetobacter	Facultativa	Ácidos, Surfactantes, Solventes
Artrobacter	Facultativa	Surfactantes, Solventes
Bacillus	Facultativa	Ácidos, Surfactantes
Enterobacter	Facultativa	Ácidos, Gases, Solventes
Clostridium	Facultativa	Ácidos, Gases, Solventes, Surfactantes
Corynebacterium	Aeróbica	Surfactantes
Leuconostoc	Aeróbica	Polímeros
Xantomonas	Aeróbica	Polímeros
Pseudomonas	Aeróbica	Polímeros, Surfactantes

VI.4 Bioproductos Generados por la Acción Bacterial ^[78]

Los productos obtenibles del metabolismo bacteriano, potencialmente útiles en el mejoramiento de la producción, son de 5 tipos: polímeros (moléculas complejas), biomasa, ácidos orgánicos, gases, biosurfactantes y solventes. Estos productos se pueden utilizar para cambiar las características del petróleo, del agua o del yacimiento mismo. Algunos de estos productos pueden contribuir a la recuperación del petróleo remanente en el subsuelo. Una vez cuando se generan estos bioproductos dentro del yacimiento contribuyen a mejorar la movilidad del crudo frente al agua y por tanto incrementar las tasas de producción y el factor de recuperación del crudo.

Las bacterias seleccionadas se alimentan del elemento carbono que está contenido en el crudo, también metabolizan otros nutrientes que existen en las aguas de formación como nitrógeno, potasio, fósforo y otros en menor proporción como zinc, hierro y magnesio. Una vez que las bacterias se introducen en el yacimiento, ellas se mueven a través de agua intersticial y se congregan en el espacio poroso, en las interfaces petróleo/roca y petróleo/agua, donde metabolizan una muy pequeña cantidad de petróleo para producir químicos orgánicos como solventes (alcoholes), surfactantes, ácidos débiles, gases y polímeros.

Bioproductos

Los bioproductos son generados en el yacimiento y se encargan de mejorar la movilidad del crudo; eliminar los depósitos de asfaltenos; parafinas, escamas y la corrosión en las tuberías de producción lo cual mejoran las tasas de producción y aumentan el factor de recobro.

- **Gases:** Metano, Gas Carbónico e Hidrógeno.
- **Bio-surfactantes:** Trealolípidos, Ramnolípidos y Lipopolisacáridos.
- **Solventes:** Butanol, Acetona, Etanol y Acetato.
- **Acidos:** Butírico, Fórmico, Acético, Láctico y Propiónico.
- **Polímeros:** Polisacáridos, Goma Xantano, Zanflo y Emulsificantes.

VI.4.1 Producción de gases ^{[12], [11] y [10]}

Algunos microorganismos producen gases tales como dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4) e hidrógeno (H_2), los cuales pueden colaborar en la liberación del petróleo remanente aumentando la presión en el yacimiento. Sin embargo, la cantidad de gas que se requiere para aumentar la presión

del yacimiento es muy grande, por lo que difícilmente podrá ser generada a través del crecimiento bacteriano.

En condiciones anaeróbicas microorganismos altamente productores de CO_2 , generan un mol de este gas por cada 12,5 gramos de células formadas, mientras que, de acuerdo con Holm, en el proceso de inundación de CO_2 es común usar 20% de gas por unidad de peso de petróleo producido. Estos datos dan una idea de la enorme cantidad de células que deben formarse para producir el volumen de CO_2 necesario para aumentar la presión en el yacimiento, lo que traería como consecuencia serios problemas de taponamiento no selectivo.

VI.4.2 Producción de ácidos ^[78]

Durante el crecimiento bacteriano se pueden generar diversos ácidos orgánicos tales como ácido fórmico, láctico y acético. Dichos ácidos actúan disolviendo las rocas, con lo que aumentan la permeabilidad y la porosidad del yacimiento, colaborando en consecuencia con la recuperación del petróleo remanente. Sin embargo, debido a que la producción de ácidos es baja, se espera que su efecto se produzca principalmente en las áreas cercanas al pozo de inyección.

VI.4.3 Producción de biosurfactantes

“Los biosurfactantes producidos a partir del metabolismo bacterial pueden reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el agua y así disminuir la saturación residual de petróleo.” (Zajic y Sefens, 1990).

La producción de biosurfactantes depende de varios factores, tales como naturaleza del compuesto, las condiciones a que está sometida la bacteria, y las condiciones de fermentación (composición de los nutrientes, pH, presencia de iones metálicos, etc.). Mediante estudios experimentales y

simulaciones matemáticas del crecimiento bacterial se ha demostrado que el principal factor responsable de la liberación del petróleo es la producción de biosurfactantes. (Georgiou, Liu y Sharma, 2003).

VI.4.4 Producción de polímeros

“Un proceso EOR tradicional consiste en inyectar en el yacimiento polímeros de alto peso molecular, con el objetivo de incrementar la viscosidad del agua y reducir así las inestabilidades en el frente (adedamiento viscoso o “*Fingering*”). (Bryant, 1994).

Mediante estudios experimentales se ha demostrado que es posible producir biopolímeros en condiciones anaeróbicas y bajo las características de temperatura y salinidad de los yacimientos. Tales biopolímeros podrían reducir la permeabilidad del yacimiento hasta en un 70% o más. Esto, unido al incremento de la viscosidad del fluido desplazante, puede contribuir al mejoramiento de la eficiencia de desplazamiento y, consecuentemente, movilizar el petróleo remanente. Además, los biopolímeros también pueden ser usados en el taponamiento de las zonas de alta permeabilidad del yacimiento. (Georgiou, Liu y Sharma, 2003).

VI.4.5 Producción de alcoholes ^[78]

Los alcoholes producidos por los microorganismos pueden colaborar en la recuperación de petróleo de varias formas:

- Actuando como solvente para producir la elevación del petróleo, reducir su viscosidad y disminuir la tensión interfacial al combinarse con los biosurfactantes.
- Actuando como cosurfactante para reducir la sensibilidad salina de los biosurfactantes.

- Desplazando el petróleo de una forma miscible. Los procesos miscibles de desplazamiento tienen como principal objetivo, anular los efectos adversos producidos por la tensión interfacial y la presión capilar, suprimiendo la interfase entre fluidos desplazante y desplazado.

Sin embargo, diversos estudios experimentales han demostrado que la cantidad de alcohol producida por las bacterias es muy pequeña, por lo que difícilmente podría reducir efectivamente la viscosidad del petróleo o provocar su elevación.

VI.4.6 Producción de biomasa ^[114]

La biomasa se refiere al grupo de células multiplicadas, generada a partir del metabolismo bacterial la cual puede colaborar en la liberación y desplazamiento del petróleo remanente de varias formas:

- Taponando las zonas de alta permeabilidad del yacimiento, esto ocurre cuando las bacterias ocupan una porción de los poros (adsorción y sedimentación), por bloqueo del poro debido al tamaño de una bacteria o por la formación de una “barrera” en las cercanías de un poro debido a la aglomeración de el taponamiento, se produce mayormente en las regiones de alta permeabilidad, es decir, taponamiento selectivo.
- En vista de que las bacterias viajan a través del yacimiento en la fase acuosa, aumentando posiblemente la eficiencia volumétrica de barrido y, por tanto, aumentando la recuperación del crudo, lo cual se logra intentando controlar la localización y el crecimiento de los microorganismos.
- Modificando la mojabilidad de las superficies sólidas del yacimiento.

En la tabla 5 se observa los efectos de los bioproductos sintetizados por las bacterias utilizadas en MEOR.

Tabla 5: Efectos de los bioproductos sintetizados por las bacterias utilizadas en MEOR ^[78]

BIOPRODUCTOS	EFFECTOS
ACIDOS	Mejoran la permeabilidad efectiva al disolver precipitados inorgánicos de las gargantas de los poros. Reducen la viscosidad por disolución del dióxido de carbono producido por la reacción entre el ácido y los carbonatos.
GASES	Estimulan la recuperación por formación de saturación de gas libre. Mejoran el desplazamiento físico de las gotas de petróleo por hinchamiento de las mismas.
SOLVENTES	Reducen la viscosidad al disolver el petróleo. Remueven daños de formación y mejoran la permeabilidad efectiva.
SURFACTANTES	Reducen la tensión interfacial. Pueden alterar la humectabilidad de la roca.
POLIMEROS	Taponan selectivamente las zonas acuosas de alta permeabilidad. Aumentan la viscosidad del agua y disminuyen su movilidad con respecto al petróleo.
BIOMASA	Desplaza físicamente el petróleo al colonizar en la superficie de la roca.

En la tabla 6 se observa las principales aplicaciones del Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR).

Tabla 6: Principales aplicaciones de MEOR ^[78]

APLICACIÓN	PROBLEMA DE PRODUCCION	MICROORGANISMOS UTILIZADOS
Estimulación de pozos	Daños de Formación	Productores de gas, ácidos, surfactantes, y solventes.
Inyección de Agua	Petróleo atrapado por fuerzas capilares	Productores de gas, ácidos, surfactantes y solventes.
Cambio de Permeabilidad	Eficiencia de barrido pobre. Formación de canalizaciones de agua.	Productores de biomasa polímeros.
Limpieza de Pozos	Deposición de parafinas y escamas minerales.	Productores de ácidos y surfactantes. Degradadores de hidrocarburos.
Inyección de Polímeros	Relación de movilidad no favorable. Eficiencia de barrido baja.	Productores de polímeros.
Reducción de Conificaciones	Conificaciones de agua y de gas.	Productores de biomasa y polímeros.

VI.5 Mecanismo de Acción de las Bacterias para el Control de Floculación de Asfaltenos ^{[56], [57], [17] y [99]}

Las bacterias se inyectan a las formaciones productoras cerca de la boca del pozo por medio de un pozo productor o inyector. Los medios porosos de las rocas son un hábitat natural para que estos microorganismos, una vez dentro del yacimiento, se muevan a través de la interfase agua-petróleo, se reproducen, emigran y extienden su colonia en la formación productora. Las bacterias viven en el agua y colonizan en la interfase agua-crudo donde

metabolizan pequeñas cantidades de hidrocarburos y generan sus correspondientes bioproductos (gases, solventes, bio-surfactantes, etc)

EL **metabolismo** bacteriano comprende la suma total de los cambios químicos que se realizan en las bacterias vivas, se incluyen también un gran número de reacciones químicas catalizadas enzimáticamente para cumplir una o más funciones de la célula. Se suele dividir el metabolismo en dos etapas, *catabolismo* que se refiere a las actividades de degradación oxidativa y comprende las actividades bioquímicas efectuadas por las células y de las que resultan la degradación de las sustancias complejas a otras más simples, las sustancias de alto nivel energético son transformadas en sustancias de baja energía y parte de la energía liberada se utiliza para sus propios procesos celulares, produciéndose invariablemente calor.

EL *anabolismo* comprende las actividades sintéticas de carácter reductor y la fabricación de sustancias más complejas, en especial los constituyentes celulares, formados con la energía derivada del catabolismo.

Inicialmente las bacterias oxidan monoterminalmente a los hidrocarburos parafínicos, acaso tomando oxígeno molecular para formar hidroperóxido por acción del complejo enzimático hidroxilasa, que a su vez produce el correspondiente alcohol primario.

Los biosurfactantes generados por las bacterias, son afines a la resina en su parte “polar” y al crudo en su parte no “polar”, constituyéndose en una barrera que impide el contacto directo de la resina con la cadena parafínica (desde n-pentano a n-decano), presente en el crudo que la solubiliza arrastrándola, quedando el asfalteno desprotegido y susceptible a floculación; de esta manera, el surfactante fortalece la capacidad de la resina para mantener el asfalteno en dispersión.

Se ha comprobado en el laboratorio la dispersión de asfaltenos al ponerlos en contacto con productos bacterianos. Esta dispersión se observa en cuestión de días, es decir, el tiempo necesario para que las bacterias colonicen su nuevo hábitat, y perdura hasta que los nutrientes indispensables como el nitrógeno y el fósforo disminuyan (inclusive varios meses); a esto se debe el hecho de que esta tecnología perdure en el tiempo, tomando en cuenta que el efecto inicial de dispersión de asfaltenos no se ve inmediato sino después que las bacterias llevan cierto tiempo actuando sobre el crudo.

La inyección de microorganismos, es un tratamiento que está siendo rápidamente aceptado como un buen método para incrementar al máximo la producción de petróleo, eliminando el daño a la formación producido por los asfaltenos que se depositan en las cercanías del pozo, logrando minimizar los problemas operacionales y los costos de mantenimiento del pozo.

Los cambios favorables que se observan en las características del flujo como la reducción de la viscosidad y la movilidad del crudo, son otro de los efectos que se atribuyen al tratamiento bacteriano, obteniendo como resultado una mayor producción.

VII. EL MEDIO AMBIENTE DEL SUBSUELO

VII.1 Ambiente de las Bacterias en el Subsuelo

Al considerar el uso de cultivos microbianos viables en yacimientos de petróleo para la mejora de la recuperación de petróleo (EOR) a través de las actividades metabólicas de las bacterias, uno inmediatamente se enfrenta a un entorno poco habitual existente en el subsuelo. No sólo es este ambiente totalmente ajeno a los sistemas de vida adaptado sino a las condiciones de superficie que cambia de una manera general. La porosidad y la permeabilidad de las formaciones sedimentarias disminuyen con la profundidad de enterramiento. El aumento de presión y temperatura con la profundidad. La salinidad de las aguas subterráneas también comúnmente aumenta con la profundidad. A pesar de ciertos tipos de microorganismos pueden crecer pródicamente en las condiciones de superficie y producción de productos metabólicos que, obviamente, sería beneficioso para EOR, no puede ser capaz de sobrevivir en un ambiente del subsuelo profundo, si lo hacen crecer a las condiciones del subsuelo, no pueden producir los mismos productos metabólicos, debido a las influencias adversas de alto contenido de sal y aumento de la temperatura de las aguas subterráneas. Además, los microbios pueden someterse a un cambio en la morfología debido a las altas presiones que pueden causar un cambio de metabolismo. Miles de diferentes especies de microorganismos han sido clasificados y examinados para determinar sus necesidades de nutrientes, productos de su metabolismo, y los límites de las condiciones ambientales que pueden tolerar. Cuatro divisiones han surgido en la tolerancia del medio ambiente: 1) aeróbicos, capaces de procesos de la vida sólo en la presencia de oxígeno, 2) anaeróbicos, que existen en ausencia de oxígeno y obtienen su energía de la degradación de moléculas oxigenadas; 3) facultativos, que son capaces de existir aeróbica o anaeróbica, y 4) una división de las tres categorías anteriores, ya sea como mesófilos (capaz de vivir por debajo de 45°C) o

termófilas (capaces de vivir en ambientes a una temperatura constante mayor que 45°C). (Donaldson, Chilingarian y Yen, 1989).

VII.2 Efecto de la Biodegradación del Petróleo

Los resultados más destacados de los ataques microbianos es disminuir el peso molecular de los hidrocarburos, en especial las parafinas y disminuir la viscosidad del petróleo. Los ejemplos más destacados son los crudos pesados (de alta densidad, alta viscosidad) los yacimientos de petróleo del valle de San Joaquín de California, la Faja Petrolífera del Orinoco de Venezuela, y el Athabasca arenas bituminosas de Canadá. El hecho de que la degradación microbiana del petróleo se produce en los yacimientos de petróleo y en la presencia de varios tipos de microorganismos (facultativos y anaeróbicos) que han sido aisladas en el yacimiento de petróleo, es una prueba concluyente de que un yacimiento de petróleo no es un ambiente estéril, las actividades microbianas naturales son perjudiciales para los yacimientos de petróleo desde el punto de vista del valor comercial del petróleo, porque dan lugar a la pérdida de los hidrocarburos más útiles en vista que las bacterias se comen los componentes más bueno. El hecho de su aparición, sin embargo, es un incentivo suficiente para la investigación específica para desarrollar cultivos microbianos que pueden producir los efectos deseados en el yacimiento. Un cultivo microbiano masivo que produce gases y solvente (como el género *Clostridium*) podría lograr la liberación de petróleo de la arena, la disminución de la viscosidad del petróleo por gas en solución, y presurización del yacimiento. El procedimiento para llevar esto a cabo podría suponer un periodo de fermentación de la reserva durante el cual la producción se detiene al aplicar el procedimiento. Las bacterias que producen polímeros pueden ser utilizados en el subsuelo para conectar las zonas de alta permeabilidad y, por tanto, aumentar la eficacia del desplazamiento del petróleo mediante la inyección de agua. (Donaldson, Chilingarian y Yen, 1989).

Alternativamente, los productos del metabolismo microbiano desarrollado en tanques de fermentación a gran escala pueden ser utilizados para el desplazamiento de petróleo (alteración de la viscosidad y la humectación de los petróleos pesados), para el bombeo y transporte, y para la limpieza de los yacimientos. [29]

En la figura 11 se tiene un ejemplo de la degradación microbial de un crudo pesado y la formación de sus bioproductos en un yacimiento.

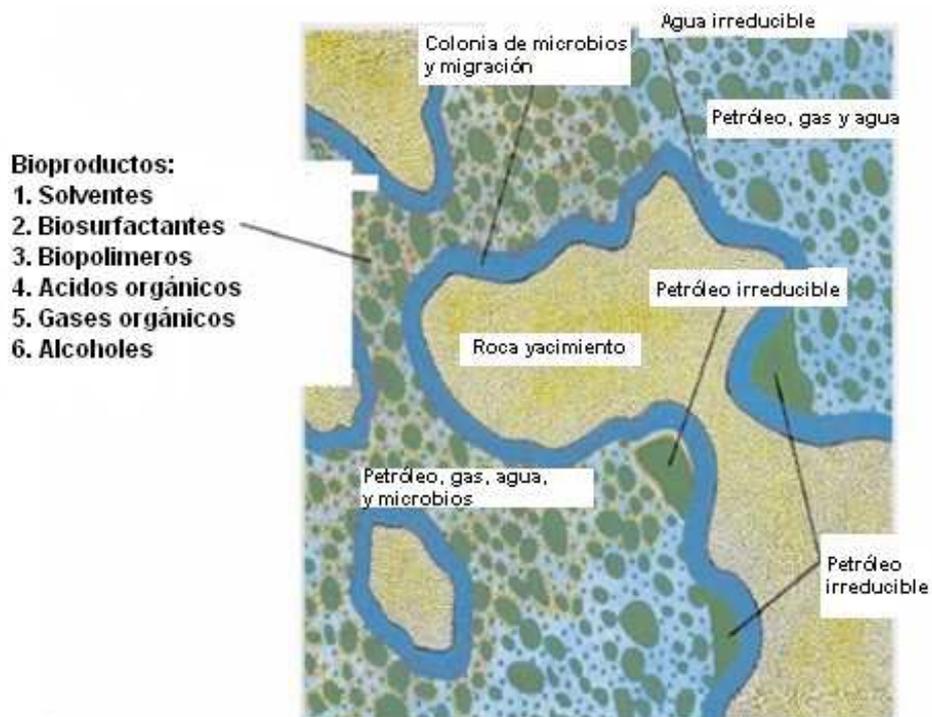


Figura 11: Degradación microbial por los bioproductos [29]

VII.3 Aumento de Producción en los Pozos a Traves de Inyección de Bacterias y Nutrientes Alrededor del Pozo ^[29]

Otro método para aumentar la producción de los pozos en San Diego, California, USA, consiste en el uso del gas y solvente que las bacterias forman para limpiar los poros en los pozos de producción. La producción de gas y solventes, y aumento de la presión cerca del pozo efectivamente limpian los poros que permitirían un mejor flujo de petróleo en el pozo productor.

Recomendaciones para el Aumento de Producción en los Pozos a través de Inyección de Bacterias

- Se utiliza un cultivo de bacterias de una mezcla de *Bacillus* y *Clostridium*.
- El tiempo requerido para la fermentación en el subsuelo es de 10-14 días.
- Las grandes cantidades de CO_2, CH_4 N_2 re-presurizan parcialmente el yacimiento.
- Los disolventes formados reducen la saturación del petróleo y la tensión interfacial del agua.
- MEOR es más eficaz para el petróleo entre 15 ° y 30 ° API.
- Los yacimientos carbonatados o aquellos que tienen la cementación de carbonato responden mejor al tratamiento microbiano.
- La tasa de fermentación comienza a disminuir cuando la concentración de sal de la formación es superior al 10%.
- El proceso "huff-&-puff" tiende de una manera significativa a reducir la formación de daños alrededor del pozo.
- La recuperación adicional es de 20 a 35% del petróleo in sitio.

Actualmente no hay un pozo documentado con pruebas detalladas, es decir los procedimientos utilizados para desarrollar una cultura de las bacterias, una discusión cuantitativa de los procesos de campo, la geología del yacimiento, las características del petróleo y salmuera, y la historia de la producción antes y después de la aplicación de MEOR. Cualquier uso en el campo de las bacterias, es todavía un proyecto experimental, científico, económico, y desde la perspectiva de la ingeniería.

VII.4 Relación entre la Roca Yacimiento y las Bacterias ^[29]

Prácticamente las rocas que contienen los yacimientos de hidrocarburos comerciales son las rocas porosas sedimentarias. En las rocas sedimentarias se genera la producción de metabolitos que por sí solo indica que el tratamiento de un yacimiento con bacterias mantiene la promesa para la mejora considerable de la recuperación de petróleo.

Otro procedimiento que puede ser aún más eficaz para la producción de un área de inyección de agua sería cerrar los pozos de producción durante varios meses.

VII.5 Influencia de los Parámetros Físicoquímicos del Yacimiento sobre los Microorganismos ^[65]

En el estudio de la aplicación de microorganismos en la recuperación mejorada, deben tomarse en cuenta tres grandes partes en las que es posible operar para asegurar resultados positivos:

- Geología, Mineralogía y Petrofísica.
- Fluidos
- Biología

Los cambios producidos por la actividad biológica debida a la geología y mineralogía están limitados desde el punto de vista práctico. Sin embargo,

los fluidos son más susceptibles a ser manipulados. En sistemas crudo-agua, variables tales como la relación de movilidad, la tensión interfacial, la composición de la fase acuosa y la composición de la fase de crudo, se pueden alterar en alguna extensión. Finalmente, el aspecto biológico es el controlador, a través del cual se pueden introducir cambios beneficiosos en los fluidos del yacimiento.

Una vez definidos tanto el componente manipulable como el componente manipulador, se puede especificar qué cambio puede ser el más beneficioso en el sistema de fluidos desde el punto de vista de recuperación mejorada.

Experiencias realizadas en varias partes del mundo han establecido que deben contemplarse dos efectos principales, una considerable disminución en la tensión interfacial y un mejoramiento en la relación de movilidad en sistemas crudo-agua.

Se conoce que muchos microorganismos podrían satisfacer los requerimientos en cuanto a producción de fluidos. Sin embargo, antes de seleccionar un microorganismo en especial para procesos MEOR, el ambiente y las condiciones bajo las cuales se supone van a operar se debe conocer en detalle porqué la actividad biológica de los microorganismos y la producción de los metabolitos requeridos estará influenciada por tales condiciones ambientales.

VII.6 Limitaciones de la Acción Microbiana en el Yacimiento

La utilización de microorganismos vivos en el yacimiento requiere la presencia de una fuente de carbono adecuada. Es posible que en un ambiente anaeróbico el petróleo crudo no puede satisfacer esta demanda. La biodegradación parcial del petróleo es un proceso de ocurrencia fácil y rápida en un ambiente aeróbico, donde una reacción biológica catalítica del oxígeno con el hidrocarburo original puede iniciar el proceso de degradación. Una vez

que los átomos de oxígeno se introducen en el hidrocarburo pueden suceder numerosas reacciones biológicas intermedias, incluso algunas de ellas anaeróbicas. [79]

Varios grupos de investigación han demostrado la actividad biológica en el petróleo crudo bajo condiciones anaeróbicas. Se observó la evolución de dióxido de carbono (CO_2), ácido sulfhídrico (H_2S) y metano (CH_4) a partir de ciertos crudos donde la concentración de oxígeno presente era menos a 30 ppm (v/v). Esto indica que la actividad microbiana puede ocurrir aun cuando existan bajos niveles de oxígeno en el espacio gaseoso sobre el cultivo. [43]

La utilización de alcanos marcados con radioisótopos confirmó que los hidrocarburos eran las fuentes del CH_4 y CO_2 observado.

Aunque esta última observación es consistente con la sensibilidad de la metanogénesis al oxígeno, la primera observación sugiere que los bajos niveles de oxígeno mejoran la cinética global de producción de gas, presumiblemente por el inicio de la degradación de los hidrocarburos según la secuencia de reacción descrita anteriormente, aunque todavía no está claro si existe algún tipo de reacción en completa ausencia de oxígeno.

El rendimiento global de gas (extremadamente bajo) y las bajas tasas de producción de gas indican que el petróleo no es un substrato apropiado para el soporte de procesos MEOR rápidos bajo las condiciones anaeróbicas de un yacimiento.

La naturaleza del crudo también es crítica para la producción de gas bajo condiciones anaeróbicas. La actividad microbiana estuvo limitada a crudos con altos contenidos de alcanos y parafinas. Por otro lado, no hubo señales de actividad en un crudo aromático y en dos tipos de crudos pesados, todos con poco contenido de alcanos. [21]

Los procesos MEOR basados en la utilización de petróleo crudo como única fuente de carbono no pueden considerarse muy prometedoras. La ventaja aparente de utilizar el crudo con la perspectiva de la acción penetrante de los microbios a través del yacimiento es aún tentativa y quizás hasta intimidante, debido a la probabilidad de que la acción bacteriana pueda afectar las fracciones más valiosas del petróleo. [8]

Los procesos MEOR han estado basados en la inyección de los nutrientes esenciales en el yacimiento para sustentar la actividad microbiana deseada. El ataque anaeróbico sobre el petróleo en el yacimiento generalmente es insignificante y la actividad bacteriana está localizada cerca del paquete de nutrientes inyectados. Es por eso que la inyección y dispersión de un sistema MEOR usualmente requiere la consideración de ambos tipos de bacterias (aeróbicas y anaeróbicas) y de los nutrientes que éstas requieren. [39]

VII.7 Dispersión de las Bacterias a través del Yacimiento

El paso crítico de la inyección de sistemas bacterianos dentro del yacimiento es el transporte de las bacterias desde el pozo hasta la roca a través de la cara de la formación. El taponamiento de la cara de la formación debido a la producción de biomasa puede ocurrir en grado tal que la inyectabilidad en el pozo puede reducirse lo suficiente como para poner en peligro el proceso de inyección. [95]

Estudios de laboratorio realizados con poblaciones naturales de bacterias encontradas en agua potable o incluso en agua destilada, han demostrado que puede ocurrir una reducción de hasta un 70 % en la permeabilidad de un núcleo modelo durante una inyección de agua extendida, debido a la formación de biopelículas en la cara del núcleo. Se debe considerar la sensibilidad de la cara de la formación a esta clase de taponamiento, puesto

que durante la inyección de un sistema MEOR deben pasar a través de ella grande volúmenes de líquido. ^[31]

Para minimizar las pérdidas de inyectibilidad se deben evitar los siguientes factores: las bacterias filamentosas o asociadas, la producción de polímeros activos durante la inyección, la producción de burbujas de gas en la formación durante la fermentación y los organismos tacofílicos. Se han sugerido varias estrategias para minimizar estos problemas de taponamiento. ^[31]

Estas incluyen el uso de esporas, bacterias individuales pequeñas y dispersas, y varios agentes químicos que puedan condicionar a la roca o a las células a reducir el aglutinamiento. Los períodos de inyección cortos, las bajas concentraciones en la suspensión bacteriana y las altas permeabilidades en la roca son factores que pueden mitigar el taponamiento microbiano en la cara de la formación.

Una vez que las bacterias son introducidas en la formación deben dispersarse a través de la matriz de la roca hacia la localización deseada para llevar a cabo el proceso MEOR. Esto envuelve el movimiento de la suspensión bacteriana a través de la roca, presumiblemente en la fase acuosa.

La distribución de tamaño de los poros de la roca impone limitaciones absolutas en el proceso de dispersión. Los procesos de taponamiento y exclusión ocurrirán en aquellos sitios donde el tamaño de las gargantas porales sea similar al tamaño de las partículas inyectadas. Es por esta razón que los yacimientos con permeabilidades menores a 100 mD y porosidades menores a 25% se consideran inadecuados para procesos MEOR. ^[95]

Las suspensiones bacterianas acuosas se moverán preferencialmente dentro de las zonas que tengan una alta permeabilidad al agua. La permeabilidad al

agua depende de la distribución de las fases presentes en el yacimiento así como de la permeabilidad absoluta de la formación productora, debido a que tanto una fase de crudo como una fase acuosa y hasta una fase de gas pueden compartir el espacio poroso de la roca. Y para complicar más el escenario en el subsuelo, por lo general todos los yacimientos son bastantes heterogéneos.

Los yacimientos de areniscas no consolidadas pueden estar estratificados presentando una variación considerable en la distribución vertical de permeabilidades. En contraste, los yacimientos de calizas usualmente presentan fracturas y tienen sistemas interconectados de cavidades, que en inglés se denominan *vugs*. Por tanto, el problema que involucra la determinación del destino final de las bacterias no es nada trivial.

En cualquier aplicación MEOR que requiera de la actividad bacteriana en la profundidad del yacimiento se deben conocer las tasas relativas de desplazamiento y retención para los componentes esenciales del sistema biológico, con el fin de asegurar que todos los componentes necesarios alcancen el sitio de la aplicación en cantidad suficiente y al mismo tiempo.

Obviamente, las bacterias en sí son el componente esencial del sistema MEOR. Como se mencionó anteriormente, pueden ocurrir serios problemas de retención de bacterias en la cara de la formación, pero más internamente en el yacimiento también suceden fenómenos de adsorción de células o esporas sobre las superficies minerales debido a mecanismos tales como la interacción de carga y descarga eléctrica.

Las bacterias pueden seguir a los nutrientes que hayan sido inyectados gracias a su crecimiento difusional y a su motilidad activa, sin embargo, el mecanismo que gobierna la penetración de las bacterias en el yacimiento es su motilidad. Las especies móviles penetran en el yacimiento hasta diez veces más rápido que las especies no móviles. ^[14]

“Es evidente que la dispersión de los sistemas bacterianos puede ocurrir sobre áreas extensas en el yacimiento apropiado, como lo demuestran los datos de pruebas de campo realizadas en las últimas tres décadas.” (Hitzman, 1983).^[39]

VII.8 Factores que Pueden Influir en la Penetración de las Células En una Matriz Porosa^[29]

Se desprende de las consideraciones teóricas y de pruebas experimentales de que muchos factores pueden influir en la penetración de las células en una matriz porosa. Estos incluyen: 1) Las propiedades físicas y químicas de las rocas, tales como la permeabilidad, la distribución de tamaño de poro, porosidad, capacidad de humectación, carga de la superficie, tipo de petróleo (por ejemplo, frente polar y no polar), la salinidad total y la composición iónica del agua de formación, 2) la forma, el tamaño, la movilidad, el tipo de crecimiento de las células (de forma individual o en grupos o cadenas), carga de la superficie, los productos de las reacciones químicas (ácidos o gases).

3) el modo de inyección, tales como la velocidad de inyección, el contenido de sal en el agua de inyección y la densidad de la suspensión celular. Después de considerar todos estos factores, es esencial tratar el yacimiento entero como un biorreactor y se hace un estudio de la eficiencia de desplazamiento y la aplicabilidad de la liberación del petróleo por las bacterias bajo condiciones de yacimiento. Después que se inyecten las bacterias en el yacimiento se debe investigar la alteración de la mojabilidad y la modificación de la permeabilidad efectiva de petróleo, en todo caso y es necesario la adición de nutrientes que promueven el crecimiento para obtener la máxima actividad bacteriana del tipo deseado. La producción de gas, ácido, y surfactantes a través de la formación que contiene petróleo es, en teoría, el objetivo principal. Lo ideal sería que, sin tener en cuenta para el desarrollo dentro de la formación de bacterias extrañas, células o esporas de

la bacteria específica que se emplea puede ser introducido junto con el alimento, antes o después de que el nutriente se inyecta en la formación, es sólo a través de la integración multidisciplinaria que MEOR puede convertirse en una tecnología probada y técnicamente factible.

VII.9 Interacción de las Bacterias en el Yacimiento ^[65]

La existencia de bacterias indígenas en los yacimientos petrolíferos ha sido un punto de discusión por muchos años. En efecto, las operaciones de perforación, completación e inyección de pozos llevadas a cabo normalmente durante el desarrollo de un campo petrolero introducen bacterias dentro del yacimiento.

En términos de MEOR, la consideración principal es que las bacterias probablemente ya están presentes en el subsuelo en la mayoría de las locaciones y son más abundantes en las mismas zonas donde es más probable aplicar un sistema MEOR.

Esto implica que los microorganismos inyectados pueden enfrentar una competencia directa por los nutrientes y que subsecuentemente puede ocurrir una modificación de los metabolitos producidos por el sistema MEOR.

Las bacterias sulfato-reductoras son responsables de los problemas de corrosión. Cuando los residuos de una aplicación MEOR proveen de nutrientes al metabolismo de las sulfato-reductoras, una irrupción en el crecimiento de estos microorganismos podrían eclipsar el valor de una operación MEOR exitosa debido al aumento de la producción de H_2S y, por tanto, al aumento de la corrosión en el pozo y en las instalaciones de producción. Al planificar una operación MEOR se debe asumir la presencia de otras bacterias competidoras y se deben tomar las precauciones para asegurar la proliferación selectiva de los microorganismos deseados. Donde exista la presencia de las bacterias sulfato-reductoras, las fermentaciones se

deben diseñar para minimizar la oportunidad de crecimiento secundario de las mismas.

VII.10 Metabolismo Bacteriano en el Yacimiento ^[61]

Las bacterias son capaces de producir un conjunto de metabolitos que pueden mejorar la recuperación de crudo de un yacimiento susceptible para ello. Los productos potencialmente útiles del metabolismo microbianos en los sistemas de MEOR se pueden clasificar en seis categorías generales: polímeros, surfactantes, solventes, biomasa, ácidos orgánicos y gases. La selección de un sistema MEOR dependerá de los problemas de producción y del potencial del yacimiento seleccionado.

Una gran limitación para la producción de petróleo mediante el barrido del yacimiento con agua es la poca correspondencia entre las movilidades del agua y del petróleo.

En el subsuelo, el agua es más móvil que el petróleo y tiende a formar canales a través del crudo más que a desplazarlo. Se puede mejorar significativamente la eficiencia de barrido en este proceso mediante la adición de agentes viscosificantes a la fase acuosa. Estos incluyen polímeros biológicos solubles en agua tales como el *xantano* o el *escleroglucano*. Aunque las tecnologías de recuperación actuales inyectan soluciones preparadas de estos biopolímeros desde la superficie, tales agentes podrían producirse *in situ*.

La biomasa y los polímeros han sido calificados como agentes de taponamiento selectivo para zonas de alta permeabilidad.

En este caso se obtiene un aumento en la eficiencia de barrido al mejorar la homogeneidad del yacimiento. Durante la inyección, el sistema MEOR entra preferencialmente en las zonas de alta permeabilidad donde la producción de

biomasa y biopolímeros causará subsecuentemente un taponamiento desproporcionado. Debido a que las zonas de alta permeabilidad serán las más afectadas, las permeabilidades finales en el yacimiento estarán más cercanas. Este esquema podría ser utilizado para pre-condicionar el yacimiento para alguna otra tecnología de producción que desplace efectivamente al petróleo.

Los ácidos orgánicos producidos por fermentación disuelven con facilidad los carbonatos y pueden incrementar localmente la permeabilidad en un yacimiento de calizas.

Los gases de fermentación pueden represurizar pozos y conducirlos hacia la producción y el desplazamiento de petróleo al revitalizar el mecanismo de empuje por gas. Este mecanismo de empuje es más efectivo en el desplazamiento de crudos convencionales livianos y medianos.

Aunque la disolución del dióxido de carbono puede causar una expansión y una disminución de viscosidad en crudos pesados, el límite práctico para la cantidad de CO_2 que puede producirse *in situ* a partir de nutrientes inyectados probablemente excluye a este método de la producción a gran escala en yacimientos de crudos pesados.

La producción de biosurfactantes y solventes puede facilitar la liberación y el transporte del petróleo. A escala de laboratorio se ha demostrado que utilizando biosurfactantes se puede aumentar la liberación del petróleo. Debido a los grandes volúmenes y áreas involucradas en un yacimiento, la acción de estos agentes tensoactivos puede limitarse a la región cercana al pozo. Esta zona es crítica para el desempeño del pozo y aún los efectos locales que remueven daños de formación o que afectan la relación agua-petróleo en esta región puede influir significativamente en la producción posterior.

VII.11 Efecto de la Actividad Biológica sobre la Permeabilidad de La Roca del Yacimiento ^[29]

La permeabilidad del yacimiento es uno de los parámetros más importantes en cualquier técnica de recuperación de petróleo, puede estar influenciada por la actividad biológica de tres maneras:

- Los cambios en sus componentes minerales
- Por la acumulación de biomasa.
- Mediante la alteración de la composición de la materia orgánica en los poros de la roca yacimiento.

Los procesos mencionados anteriormente pueden ocurrir por separado o simultáneamente.

VII.11.1 Acumulación de materia orgánica en los poros del yacimiento

Debido a la actividad biológica, las películas y los taponamientos de la materia orgánica se acumulan en los espacios intersticiales. Ver figura 12.

Este taponamiento puede formarse a partir de: a) la masa viva de bacterias, b) los desechos celulares, o c) el material exocelulares. Se ha demostrado que el taponamiento de una formación no sólo depende de los tamaños relativos de los poros intersticiales y del organismo, sino también de la forma de los organismos. En forma de barra y microorganismos filamentosos son más propensos a reducir la permeabilidad del yacimiento. Es obvio que la distribución del tamaño de los poros del yacimiento será un factor importante.

La forma del organismo puede ser afectado por el estrés ambiental, como metales pesados, que puede inducir un aumento considerable del tamaño de los organismos y cambiar su forma de barras de las formas más alargadas. En algunos casos, un aumento de la presión y la temperatura durante el

crecimiento bacteriano inducida por los cambios morfológicos de las barras en formas coloidal, lo que hace que el organismo sea más adecuado para MEOR. La permeabilidad anisótropa de sedimentos causados por la actividad bacteriana no solo puede afectar la velocidad del flujo de los fluidos del yacimiento, sino la dirección del flujo también. Cuando los fluidos pasan a través de límites entre las capas de permeabilidades muy diferentes, la dirección de su flujo puede ser desviada y la distancia que los líquidos tienden a viajar puede ser aumentada en varias órdenes de magnitud.

Tal cambio se traduciría en un aumento en el tiempo requerido para que los fluidos puedan llegar a su destino previsto. Debido a los cambios de dirección del mecanismo, los líquidos pueden aparecer en un lugar muy distante a los que originalmente se esperaba. Tales límites en las permeabilidades son fácilmente producidos por la actividad biológica en los sedimentos y las rocas porosas. En caso de un cambio en la dirección del flujo de los fluidos del yacimiento puede ser causado por una actividad biológica introducida.

Debe considerarse que no sólo la magnitud de la permeabilidad es importante, también el tamaño del poro, la distribución del tamaño de los poros, la forma de los organismos, y los tamaños relativos de las células. Los casos de obstrucción debido a la masa bacteriana se han reportado, donde se reduce la permeabilidad del yacimiento en un 80%.

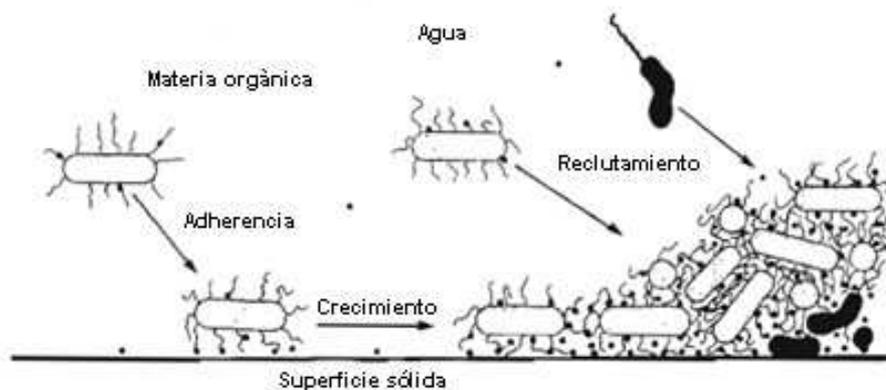


Figura 12: Taponamiento de los poros del yacimiento debido a la acumulación de materia orgánica

VII.11.2 Taponamiento de los poros del yacimiento por los ácidos orgánicos y CO_2

La actividad biológica puede aumentar la porosidad y la permeabilidad de una roca del yacimiento que contenga carbonato por la producción de ácidos orgánicos y CO_2 . Los ácidos orgánicos participan en la disolución de la roca carbonatada. Estos ácidos forman sales de calcio o magnesio. Con el aumento de longitud de cadena de los ácidos, la solubilidad de las sales de calcio y magnesio disminuye rápidamente. Estos dos efectos (el calcio y el magnesio) son perjudiciales para la recuperación de petróleo dando como resultado una precipitación de sales de largas cadenas de ácidos grasos: a) una disminución de la permeabilidad debido a taponamiento de los poros, y b) un aumento de la tensión interfacial entre las paredes del poro recubiertas con una película hidrofóbica en la fase acuosa.

VII.11.3 Taponamiento de los poros del yacimiento por las partículas de arcilla

Los problemas de taponamiento debido a la formación de hidróxido de hierro por las bacterias de hierro con la presencia de oxígeno son bastante cuestionable, debido al bajo potencial redox de las aguas del yacimiento, entonces ocurre una disminución de la permeabilidad en un yacimiento debido a la introducción de un población bacteriana. En muchos casos, la roca del yacimiento contiene una proporción significativa de un material de arcilla. Ese material no sólo puede ser parcialmente consolidado sino que pueden presentarse como partículas libres que se mueven en los espacios intersticiales de la roca.

Las partículas de arcilla causan un aumento de tamaño o hinchamiento debido a la hidratación, si la salinidad de su ambiente acuoso disminuye bajo las condiciones del yacimiento, el tamaño de las partículas estarían en equilibrio con el contenido de sal de las aguas intersticiales. En caso de fluidos de menor salinidad se introduce en el yacimiento, como puede ser en el caso durante la inyección de una población bacteriana, o si se realiza un intento de propagar microorganismos en fluidos *in situ*, un aumento del tamaño de las partículas de arcilla. Esto se traducirá en una disminución de la permeabilidad.

VII.11.4 Mecanismos de taponamiento en los poros del yacimiento

El taponamiento de los poros o gargantas de poros puede ser causado por varios mecanismos.

El proceso consiste en células bacterianas que están estresadas por el medio poroso donde fluyen los fluidos, bloqueando así el paso del flujo de los

fluidos del yacimiento. El taponamiento producido se compone de células enteras y restos celulares atrapados en la matriz original bacteriana.

El establecimiento de un taponamiento dependerá de los tamaños relativos de los poros y de los organismos, sus formas, la distribución del tamaño de las partículas, la morfología del organismo y la película microbiana que pueden ser producidos activamente por los organismos. Algunos organismos se adhieren a las superficies, incluso en los casos que sean más pequeños que las gargantas de poros.

La adhesión de organismos a las superficies sólidas depende de las características físico-químicas de los sólidos, las características de los fluidos de transporte de los organismos, y las características de la superficie bacteriana. Las propiedades adhesivas de los organismos no son constantes, y puede variar en función de las tensiones ambientales.

En la figura 13 se observa el taponamiento de los poros debido a que el tamaño de las bacterias es más grande que los poros del yacimiento y están aglomeradas, entonces hay que tomar en cuenta el tamaño de los poros y la velocidad de inyección de los microorganismos, ya que estos podrían obstruir el paso de las mismas al yacimiento.

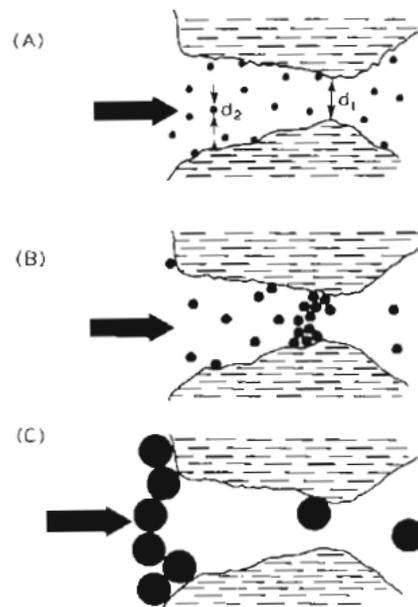


Figura 13: Taponamiento de los poros del yacimiento por bacterias

VII.11.5 Requerimientos para que la inyección de bacterias en yacimientos sea un éxito

Para que la Inyección de bacterias en un yacimiento sea un éxito requiere lo siguiente:

- Las bacterias deben tener un tamaño apropiado para el crecimiento en el yacimiento; preferentemente y lo más pequeño posible. El tamaño depende de los poros, la distribución del tamaño de la garganta de poros en la formación.
- Las bacterias no activas, deben producir polisacáridos extracelulares o de otro tipo exopolímeros incluso si estos son solubles.

- Las bacterias no deberían generar burbujas de gas en la cara de la formación durante la inyección, ya que estas burbujas ocupan el espacio de los poros y, en efecto reducirían la permeabilidad de la formación a la fase acuosa.

VIII. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE BACTERIAS ^[106]

El proceso de inyección de microorganismos para la estimulación de pozos productores de petróleo está compuesto por cuatro etapas. Inicialmente se ejecutan las etapas de selección y preparación de los pozos para la inyección de los microorganismos; a continuación se lleva a cabo la etapa de inyección de la mezcla microbiana (microorganismos, nutrientes y catalizadores); seguida finalmente por la etapa de evaluación de los resultados de la estimulación. Estas etapas se describen a continuación:

- Criterios de selección de pozos candidatos a Estimulación con Microorganismos
- Preparación de los pozos para la inyección de los microorganismos.
- Procedimiento operacional de la inyección de microorganismos a los pozos seleccionados.
- Evaluación de los pozos después de la inyección de microorganismos y los resultados.

VIII.1 Criterios de Selección de Pozos Candidatos a Estimulación con Bacterias

VIII.1.1 Condición de yacimientos

- Yacimientos con porosidades > 25% y permeabilidades > 200 md.
- Pozo con potencialidad para producir. Pozos con baja tasa de producción ubicados en áreas con buen potencial de producción, condiciones favorables desde el punto de vista de yacimientos.
- Temperatura < 220 °F (se considera ideal una temperatura de 150°F).

- Presión < 2000 lpc. Aunque no hay limitaciones por la presión, ésta debe ser tal, que pueda levantar los fluidos bombeados.
- Salinidad del agua de formación < 25%.
- Mejores resultados en gravedades API entre 20° y 26°.
- El pozo debe tener petróleo producible asociado (Reservas remanentes).
- Es recomendable que el pozo tenga una historia de producción consistente, con la finalidad de facilitar el proceso de evaluación del tratamiento.
- Pozos con daño aparente de formación.
- No existen limitantes para el tipo de yacimiento. Se han obtenido buenos resultados en yacimientos tanto de areniscas como de calizas naturalmente fracturadas.
- A mayor saturación residual de crudo mayor recobro. Se recomienda para $S_{OR} > 30\%$.
- A mayor espesor mayor recobro. Se recomiendan espesores de arena mayores a 6 m (20ft).

VIII.1.2 Condición de producción

- Tasa bruta < 300 BBPD, altamente recomendable para evitar el arrastre prematuro de los microorganismos y para evitar diferimiento de producción.
- Cortes de agua mayores a 10% y menores de 60%.
- Equipo de levantamiento en funcionamiento óptimo, si se trata de un pozo activo. Esto permitirá atribuir el ganancial al tratamiento con bacterias y no a la optimización del equipo de levantamiento.
- Puede inyectarse en pozos con cualquier método de levantamiento artificial tales como: Levantamiento Artificial por Gas de flujo continuo o

intermitente, Bombeo Electrosumergible y Bombeo de Cuidad Progresiva, etc. Debe tenerse especial atención en la limpieza del fluido inyectado y en el proceso de activación de pozos con Bombeo Electrosumergible, para evitar problemas con el equipo.

VIII.1.3 Estado mecánico del pozo

- Puede inyectarse a pozos con cualquier terminación mecánica (sencilla, selectiva, doble, etc.), siempre y cuando se tenga conocimiento de los intervalos expuestos a los efectos de la inyección de microorganismos.
- No deberían existir huecos en el revestidor o en la tubería de producción, que puedan permitir el flujo del fluido bacteriano a estratos o zonas donde no se tiene control.
- El pozo no debe presentar obstrucciones que impidan el paso del fluido hacia las zonas de interés.
- Debe conocerse el fondo del pozo.

VIII.2 Preparación de los Pozos para la Inyección de Microorganismos

Esta experiencia fue aplicada por la Unidad de Explotación Tía Juana Lago en el campo Tía Juana Lago en Venezuela.

Antes de proceder a inyectar un pozo con bacterias se debe realizar lo siguiente:

VIII.2.1 Pozos con bombeo mecánico

- Revisar condiciones mecánicas del pozo
- Tomar muestra antes de cerrar el pozo.
- Tomar cartas dinagráficas antes de la inyección.
- Medir presiones en el cabezal antes de la inyección.

VIII.2.2 Pozos con levantamiento artificial por gas

- Revisar las condiciones mecánicas del pozo.
- Optimizar método de levantamiento artificial.
- Realizar chequeo de fondo, si no tiene uno reciente o se sospeche de producción de arena.
- Tomar muestra antes de cerrar el pozo.
- Medir presiones en el cabezal antes de la inyección.

La preparación de los pozos seleccionados consiste básicamente en la realización de dos actividades. En primer lugar, una verificación de fondo en los pozos para garantizar que no existen obstrucciones o taponamientos que puedan obstaculizar la entrada del fluido microbiano hacia la formación; y en segundo lugar, el cierre de la producción en los mismos según las recomendaciones correspondientes a los métodos de levantamiento utilizados.

En los pozos donde se utiliza el levantamiento artificial por gas, se recomienda cerrar el flujo de gas de inyección en el múltiple de gas respectivo, cerrar la línea de gas en el pozo, desahogar totalmente el espacio anular revestidor-tubería de producción y cerrar la válvula maestra del pozo. En los pozos donde se utiliza el bombeo mecánico, se recomienda apagar el motor del balancín y cerrar la línea de flujo luego de estabilizada la presión en el espacio anular.

Es importante que cada pozo quede preparado con precisa antelación de manera que sea posible realizar la estimulación con el menor impacto a la producción. Por una parte, la falta de antelación puede causar pérdidas de tiempo innecesarias a la unidad de bombeo encargada de la inyección de los microorganismos; por la otra, el exceso de antelación puede originar diferimientos en la producción.

VIII.3 Procedimiento Operacional de la Inyección de Bacterias a los Pozos Seleccionados

Esta experiencia fue aplicada por la Unidad de Explotación Tía Juana PDVSA Lago en el campo Tía Juana Lago de Venezuela. (1995-1999)

Una vez seleccionado el pozo para inyección de bacterias, el procedimiento empleado es el siguiente:

- 1.-Preparar orden de trabajo con la compañía seleccionada.
- 2.-Seleccionar gabarra de bombeo.
- 3.-Movilizar unidad de bombeo, posicionar y anclar frente al pozo.

NOTAS:

- Se requiere de la presencia de buzos en el momento de anclaje.
 - El pozo deberá estar debidamente preparado para el trabajo (desahogado por todos los espacios).
 - Estará presente un representante de producción de la Unidad de Explotación.
- 4.-Vestir línea de 2 pulgadas, conectando la misma a la válvula del pozo.

NOTAS:

- Verificar presiones en tubería y anular (en caso de encontrar presurizado alguno de los espacios proceder a desahogarlos, por lo que un operador de producción deberá estar presente).
- Probar línea con 2000 lppc, por 15 min.

5.-Preparar **Volumen (Bls.)** de agua filtrada con KCL, +/- **Masa (kgr.) de KCL (Número de sacos de 50 Kg c/u,** agregar **Volumen de bacterias** y nutrientes según instrucciones del representante de la Cia. proveedora presente durante la operación de bombeo.

6.-Abrir la válvula corona, maestra y bombear **Volumen (Bls.)** de fluidos preparados en el paso Número 5, y hay que monitorear en todo momento la presión de bombeo de manera que no exceda a la resistencia del cabezal del pozo o la presión de fractura.

NOTAS:

- Bombear la mezcla sin desplazar, es decir dejar el nivel de fluido en el cabezal del pozo.
- Se anexa diagrama mecánico del pozo y revisión de superficie del pozo.

7.-Cerrar válvula maestra, desvestir líneas y mudar al próximo pozo.

8.-El pozo permanecerá cerrado (según como lo indique en el programa de bacteria), para permitir la colonización de las bacterias.

9.-El pozo deberá ser activado con un reductor según análisis nodal al cumplirse el periodo de cierre.

Es importante resaltar lo siguiente

- La mezcla microbiana dependerá de la composición del crudo y de los análisis de tratabilidad realizados y estudiados en conjunto con la compañía de servicios.
- El volumen de fluido microbiano a inyectar se calcula en base al espesor de la formación a tratar (Intervalo abierto a producción), tratando en cada caso de invadir un radio de drenaje de 5 a 12 pies.
- El cloruro de potasio es un aditivo empleado para inhibir el hinchamiento de las arcillas que se ponen en contacto con el fluido bacteriano (agua + microorganismos + nutrientes). El uso de *KCL* pulverizado ha permitido una mejor disolución en la mezcla bacteriana, evitando daños por taponamiento. El volumen a inyectar dependerá del espesor de la formación y del contenido de arcilla.
- El tiempo de cierre o tiempo de remojo varía de 5 a 15 días con la finalidad de permitir la reproducción y avance de los microorganismos dentro de la formación. Durante este lapso, las bacterias producen bioproductos que contribuyen a reducir daño a la formación y mejorar la movilidad del crudo al reducir la tensión interfacial crudo/fluido y cambios de mojabilidad de la roca.

Existen dos estrategias de inyección de bacterias en los yacimientos:

Proceso Cíclico y Proceso Continuo que luego se discutirán más adelante. Ambas estrategias constan de los siguientes pasos: inyección, incubación y producción.

VIII.3.1 Pasos para aplicación de un proceso de inyección de bacterias ^[33]

Inyección: A través del pozo inyector o productor se introduce en el yacimiento una solución de nutrientes (si se usan bacterias autóctonas), o una solución de microorganismos y nutrientes (si se usan bacterias exógenas), generalmente después de una limpieza preliminar del pozo. Esta limpieza se realiza inyectando en el pozo bacterias exógenas que se alimentan principalmente de los residuos de petróleo pesado (parafina y asfaltenos) que podrían obstruir el paso de las sustancias inyectadas.

Incubación: Se cierra el pozo durante un cierto periodo de tiempo para permitir el crecimiento microbial y la producción de metabolitos.

Producción: La forma en que se ejecuta este paso depende de la estrategia de inyección usada:

- Si se usó un proceso cíclico, el pozo inyector es reabierto para permitir la salida del petróleo y de otros productos resultantes del tratamiento.
- Si se usó un proceso continuo, el petróleo liberado y los productos resultantes del tratamiento son desplazados, usando inundación con agua, hacia un pozo de producción.

Estrategias de inyección de bacterias en yacimientos de petróleo ^[29]

- **Proceso cíclico**

En esta estrategia, el pozo inyector es el mismo pozo productor (Figura 14a).

Una solución de las bacterias y los nutrientes se introduce en un yacimiento de petróleo durante la inyección a través de un pozo productor. El inyector se cierra luego de un período de incubación para permitir que las bacterias generen dióxido de carbono y surfactantes que ayudaran a movilizar el petróleo. El pozo se abre y el petróleo y los productos resultantes del tratamiento se producen. Este proceso se puede repetir.

Las Figuras 14-a y 14-b corresponden al Biobarrido de bacterias y nutrientes usando el sistema de *huff y puff*

En la Figura 14-a muestra un esquema que indica la migración de las bacterias y la generación de bioproductos que van a mejorar la movilidad del crudo.

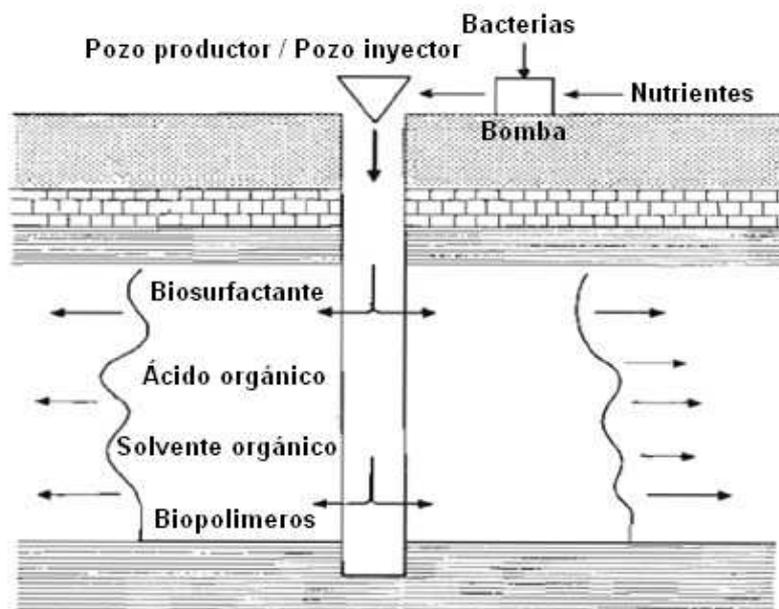


Figura 14-a: Proceso cíclico

En la Figura 14-b muestra un esquema que indica la producción del petróleo al final del período de incubación, cuando el pozo se vuelve a abrir.

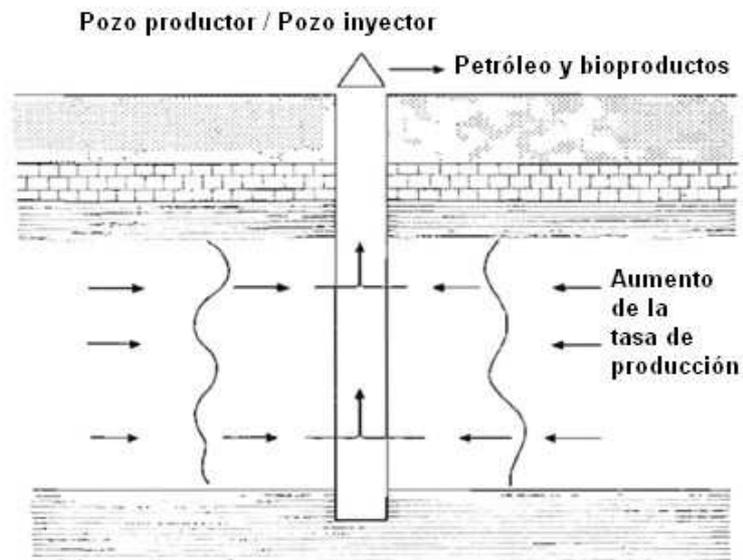


Figura 14-b: Proceso cíclico

- **Proceso continuo**

En esta estrategia, el pozo inyector no es el mismo que el pozo productor.

La recuperación por este método utiliza el efecto de las soluciones microbianas en un yacimiento de petróleo.

El yacimiento está generalmente condicionado por un pre-lavado con agua, posteriormente se inyecta una solución de bacterias y nutrientes. Como la solución es empujada por agua a través del yacimiento, luego con el tiempo ocurre la formación de gases y surfactantes que ayudan a movilizar el petróleo. La saturación residual de petróleo y la solución de

microorganismos, nutrientes y agua se bombea a través de un pozo inyector hasta el pozo productor. La siguiente Figura 15-a muestra esta tecnología.

La Figura 15-a muestra un esquema que indica el desplazamiento de la saturación residual del petróleo por los metabolitos de las bacterias inoculadas cultivadas *in situ*

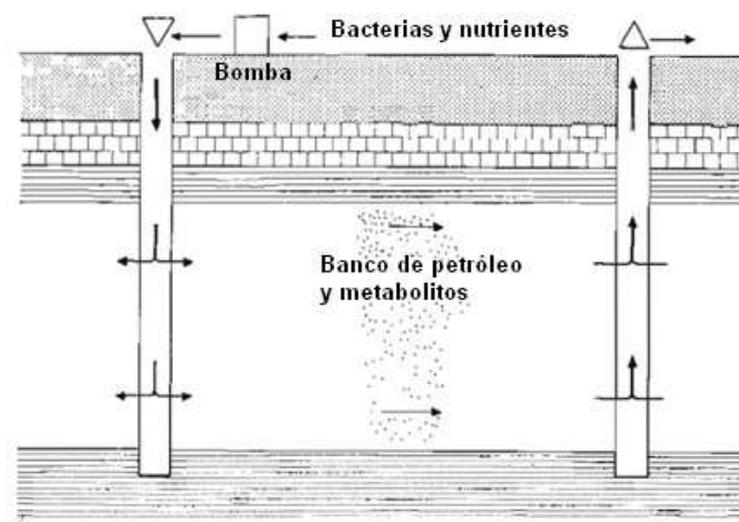


Figura 15-a: Proceso continuo

La Figura 15-b muestra un esquema que indica la obstrucción de las zonas de alta permeabilidad por una bacteria. La producción de polímeros extracelulares se generó mediante la inyección de una solución de nutrientes que contiene sacarosa.

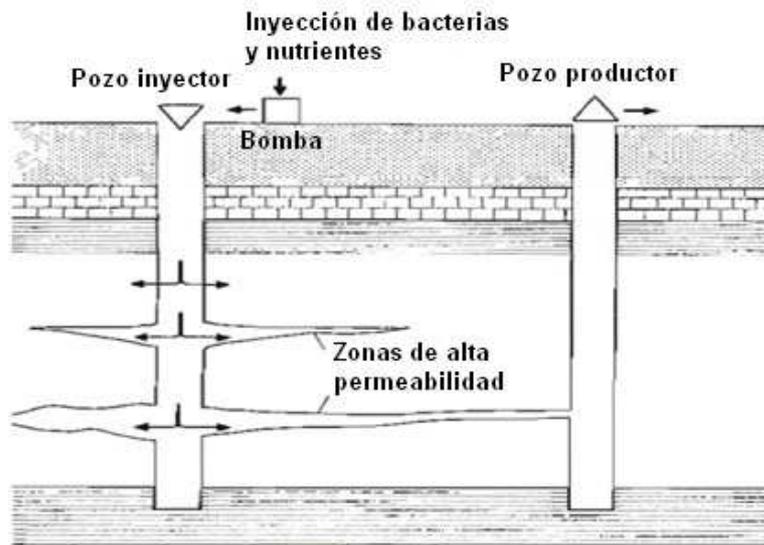


Figura 15-b: Proceso continuo

El crecimiento microbiano puede ocurrir en el yacimiento de petróleo (*in situ*) o en la superficie donde los subproductos de las bacterias cultivadas en tanques, se eliminan selectivamente de los medios de comunicación de nutrientes, y luego se inyecta en el yacimiento.

La primera consideración con MEOR es la cantidad de petróleo adicional que puede ser producido en los yacimientos de petróleo, estimulando el crecimiento de bacterias autóctonas en el yacimiento o inyectándolas. Esto se logra mediante la adición de nutrientes a la inyección de agua.

En las figuras 16 y 17 se muestran ejemplos de los procesos cíclicos y continuos del MEOR

EJEMPLOS DE PROCESOS CÍCLICOS Y CONTÍNUOS

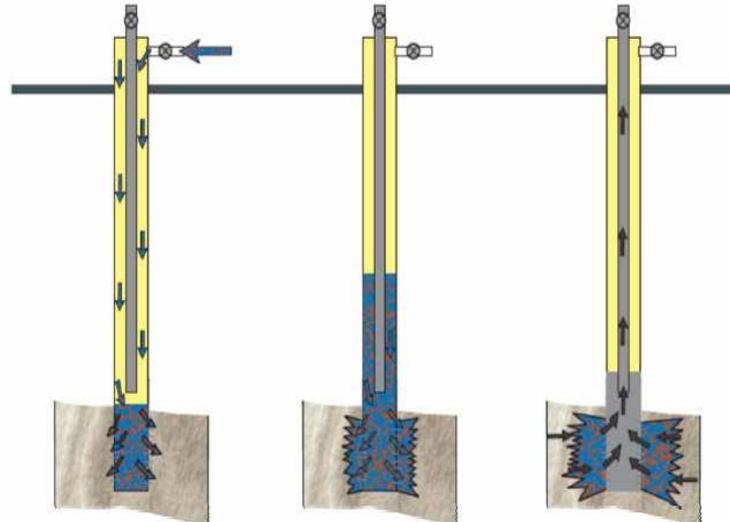


Figura 16: Proceso de estimulación con bacterias en un pozo productor. Proceso Cíclico ^[106]

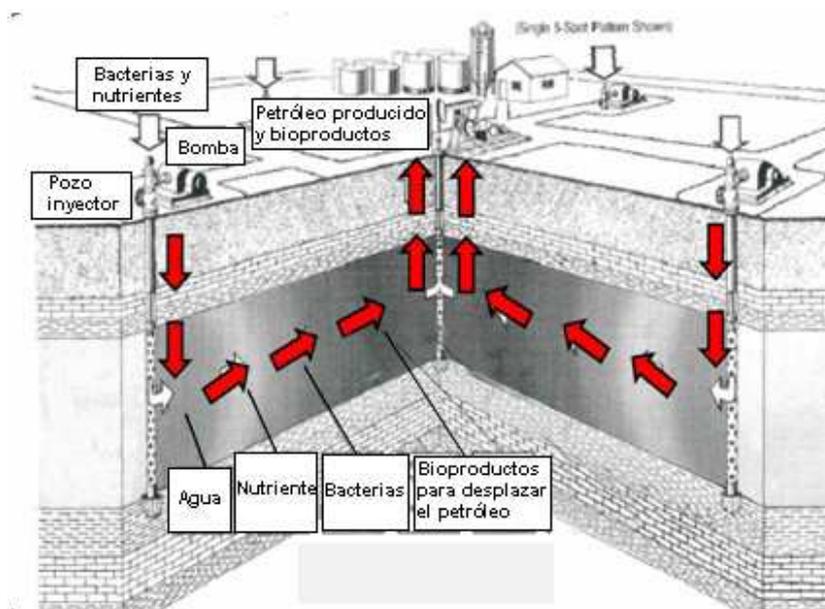


Figura 17: Proceso de inyección de bacterias en un pozo inyector. Proceso Continuo ^[12]

VIII.3.2 Procedimiento operacional de estimulación con Bacterias en el campo Tia Juana Lago de Venezuela ^[55]

Este proceso fue realizado por una unidad de bombeo adecuada con capacidad suficiente para manejar los volúmenes de fluido requeridos para cada pozo. Antes de haberse iniciado el proceso, se conectaron y probaron las líneas de inyección con 3000 lpc de presión, luego se agitó la mezcla por espacio de una hora y se realizó la inyección a través del pozo dependiendo si era un pozo productor o inyector, respectivamente.

La mezcla que se inyectó consistió en una determinada medida en peso de bacterias y nutrientes (el nutriente era orgánico a base de nitrógeno y fósforo), con un volumen de catalizador y de cloruro de potasio (*KCL*), disueltos en un volumen determinado de agua. Los volúmenes totales que se inyectaron se calcularon en base al espesor de la formación tratando en cada caso de invadir un radio de drenaje mínimo de 1.50 m (5pies) y uno deseado de 3.6 m (12 pies), esto con el propósito de remover los depósitos de asfaltenos, controlar las parafinas; evitar la corrosión y mejorar la movilidad del crudo. Era necesario agregar *KCL* con el objetivo de inhibir el hinchamiento de las arcillas originado por el contacto con el agua, factor que causaría daños significativos a la formación siendo además, un catalizador para promover la colonización.

Para bombear la mezcla de bacterias dentro de un pozo, se utilizó un sistema o estación de bombeo, formado por una o varias bombas "Triplex", pudiéndose bombear directamente de los tanques donde se encontraba la mezcla, o de tambores, en cuyo caso, se utilizó una bomba de pistón adicional. En los métodos de producción por Gas Lift o por flujo natural, se bombeó la mezcla por la tubería de producción.

En el caso del bombeo mecánico se utilizó un revestidor como vía de inyección con lo cual se obtuvo una reducción al máximo de los costos operacionales.

Una vez finalizado el bombeo de la mezcla, se desplazó el volumen que quedaba en la columna del pozo, con la cantidad de barriles de agua equivalente al volumen contenido en esa columna.

Era importante que esta agua no llegara a los límites de la formación, para evitar el desplazamiento de la mezcla de microorganismos en las inmediaciones de ésta. Una vez finalizado el trabajo de estimulación del pozo, se desconectaron las líneas de bombeo y se realizaron las conexiones originales del cabezal. El pozo se cerró por 7 días, lo que se denomina **tiempo de remojo**, para permitir que las bacterias se movilizan dentro del yacimiento, buscando las zonas con mayor cantidad de petróleo.

Durante este tiempo las bacterias se movilizan dentro del yacimiento buscando las zonas con mayor cantidad de petróleo, para alimentarse y reproducirse dentro del yacimiento. Las bacterias se adhieren a las rocas donde serán capaces de metabolizar el crudo, produciendo los bioproductos que ayudan a la recuperación del crudo atrapado en los intersticios de la roca. El tiempo que debe estar cerrado el pozo, es determinado por la curva normal de crecimiento de las bacterias y consta de cuatro fases: fase de adaptación, fase de crecimiento, fase estacionaria y fase muerte.

VIII.3.3 Fases del crecimiento bacteriano en el yacimiento ^[55]

Fase de adaptación

Una fase inicial o fase de adaptación, durante la cual las bacterias inyectadas se adaptan al nuevo ecosistema. Este periodo puede durar entre uno y dos días, dependiendo de las condiciones del yacimiento.

Es importante destacar que las bacterias necesitan del agua para multiplicarse, metabolizar y desplazarse; si la cantidad de agua, la permeabilidad y la porosidad son bajas, ellas tardarán más tiempo en desplazarse dentro del yacimiento, hasta un lugar adecuado para crecer, por lo tanto, el tiempo de adaptación puede ser de 2 a 5 días.

Fase de crecimiento

La segunda fase o fase de crecimiento, se caracteriza por un crecimiento exponencial de las bacterias, ya que éstos microorganismos se multiplican por divisiones mitóticas, es decir, una célula se divide en dos, luego esas dos se dividen a su vez dando origen a 4 nuevas células, esas 4 se vuelven a dividir dando origen a 8 y así sucesivamente, hasta llegar a una concentración de alrededor de 10^8 bacterias por mililitro. Esta fase dura aproximadamente unos 5 ó 7 días, dependiendo de la concentración inicial de bacterias. Si se inyecta una mayor concentración bacteriana, este tiempo será menor.

Fase estacionaria

La tercera fase o fase estacionaria, ocurre una vez que las bacterias llegan a una cierta concentración y luego el número de ellas que crece, es igual al número de bacterias que muere, por lo tanto, no hay crecimiento real en el tiempo. Durante esta fase, las bacterias se encuentran metabolizando y produciendo los bioproductos necesarios para recuperar el crudo. Esta etapa

puede durar varios meses, hasta que las bacterias sean extraídas junto con el crudo o disminuyan los nutrientes, como el fósforo y el nitrógeno. El pozo puede estar produciendo en este periodo, porque las bacterias ya colonizaron el medio. Por lo tanto, un pozo debe estar cerrado durante unos 5 a 7 días para permitir que las bacterias colonicen el medio poroso.

Fase muerte

La última fase es la más importante, ya que indica que los nutrientes presentes en el medio poroso, se van agotando. Por lo cual el número de bacterias disminuye drásticamente, cesando de esta manera, la producción de los bioproductos (biosurfactantes, biogases, biosolventes y bioácidos). Es entonces cuando se puede hacer una re inyección de nutrientes y nuevos microorganismos para llegar a la etapa estacionaria nuevamente.

Debido a la remoción del daño de formación y a la producción de gas bacteriano, la presión del pozo tiende a incrementarse. Adicionalmente, la cantidad de agua inyectada, junto con este incremento de presión, puede producir arenamiento en la apertura de los pozos. Por tal motivo se recomienda iniciar la producción con un reductor de menor pulgada durante el inicio de producción (1 a 3 días).

Luego se debe colocar un reductor de mayor pulgada antes de dejar el pozo con su caudal libre. Sin embargo, el comportamiento del pozo antes y después de su tratamiento demostrará realmente los términos de la utilización de los diferentes reductores. Sólo se debe “suavizar” la apertura del pozo para evitar pérdidas de presiones, de producción, de taponamiento de orificios de cañoneo, entre otros.

En la figura 18 se observa la curva de crecimiento bacteriano.

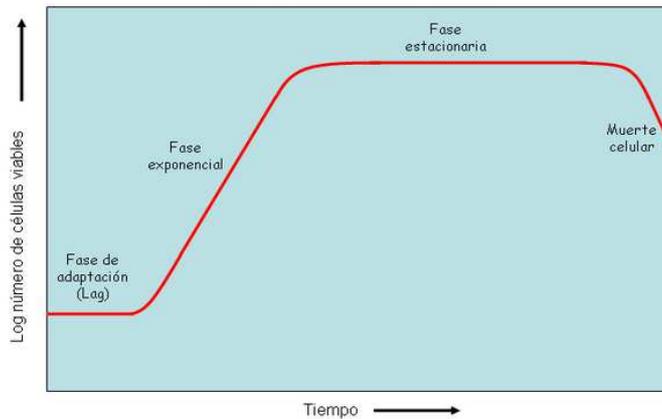


Figura 18: Curva de crecimiento bacteriano [23]

VIII.4 Evaluación de los Pozos Después de la Inyección de Bacterias [23]

Este proceso tiene como objetivo medir la efectividad de la inyección de los microorganismos en el pozo. Para ello es recomendable disponer de la siguiente información: historias de producción del pozo durante el último año y análisis de muestras del crudo antes y después de la inyección. Luego de la apertura del pozo, se esperan primordialmente dos tipos de respuestas, a saber: los pozos rápidos y los pozos lentos.

VIII.4.1 Pozos rápidos: Son aquellos que responden de inmediato, máximo un mes después de la incubación, aumentando su producción.

VIII.4.2 pozos lentos: Son aquellos que responden muy gradualmente y toman dos o más meses en aumentar su producción.

VIII.5 Resultados de la Estimulación con Bacterias ^[106]

Los resultados obtenidos después de haber sido analizados, son cargados al sistema centinela, como herramienta para la preservación del dato; en la cual a través del Oil Field Manager (OFM) se realiza el monitoreo continuo de los pozos tratados. Adicionalmente con los datos obtenidos, se realizan evaluaciones estadísticas para seguimiento y control del proceso de inyección, para así de esta manera lograr que el proceso sea más eficiente.

IX. ENSAYOS DE CAMPO ^[63]

Basados en la experiencia de los ensayos de campo la siguiente lista resume los factores que deben ser tenidos en consideración en el diseño de un ensayo de campo de MEOR:

- Decidir en principio la técnica a evaluar.
- Identificar reservorios posibles.
- Seleccionar la posible compañía de servicios de inyección de bacterias.
- Diseñar un esquema de procesos para el ensayo.
- Evaluar las implicaciones de costos relacionadas con el ensayo. ¿Cómo puede ser el ensayo más “cost-effective”?
- Considerar todos los efectos del proceso sobre el ambiente, tanto en superficie como en fondo.
- Chequear la necesidad de previa aprobación de instituciones oficiales.
- Identificar el trabajo necesario de laboratorio requerido para realizar el ensayo.
- Identificar las modificaciones esenciales necesarias de los equipamientos existentes en el campo.
- Identificar la compañía proveedora de bacterias y otros minerales.
- Identificar la forma de financiamiento.
- Llevar a cabo el modelado en laboratorio de los procedimientos de ensayo bajo condiciones de yacimiento.
- En base a los resultados del laboratorio, rediseñar en parte el ensayo de campo.
- Elegir el yacimiento(s)/ pozo(s).
- Asegurarse una adecuada cobertura en caso de accidentes.
- Negociar detalles contractuales entre los principales participantes (compañía de servicios, operador, proveedor de bacterias, socios).

- Llevar a cabo trabajo adicional de laboratorio de ser necesario.
- Acumular una provisión adecuada de bacterias, en depósitos propios o via la compañía especialista que provee la bacteria.
- Identificar el personal responsable de la inyección y el monitoreo en el campo.
- Negociar el esquema de suministros de bacterias y nutrientes; asegurarse que las licencias de uso estén en orden. De importarse el producto, debe considerarse el tiempo de demora en aduanas.
- De ser necesarios, obtener los permisos para el ensayo del organismo oficial.
- Diseñar los procedimientos de monitoreo antes y después de comenzar el ensayo. Chequear los métodos cuando sea necesario.
- Evaluar el éxito o fracaso del ensayo.
- Ampliar o suspender el MEOR

IX.1 Pruebas de Campo

Aunque el uso de bacterias en la recuperación mejorada de petróleo es considerado por la mayoría de los científicos en el área de recuperación mejorada, numerosas pruebas de campo se han ejecutado. Hitzman (1983) más de 200 pruebas de campo han sido reportados. La mayoría se han realizado en los Estados Unidos. Las pruebas que han realizado los europeos han sido más amplias, aunque es difícil obtener una información precisa, debido a los problemas de traducción y, debido a omisiones en los manuscritos originales. Las fechas de la gama de tratamiento a partir de 1954 hasta el presente. Hitzman (1983) formuló las siguientes generalizaciones:

- La actividad microbiana se produce en los yacimientos bajo ciertas condiciones y se produce una respuesta positiva del petróleo.

- El crecimiento microbiano *in-situ* puede ser estimulada por la adición de nutrientes.
- El crecimiento microbiano influye en las propiedades de los fluidos en el yacimiento y los cambios son a la vez físico y petrofísica.
- Los patrones de flujo en el yacimiento pueden ser rastreados por los patrones de crecimiento microbiano.
- La mayoría de los mecanismos propuestos para el proceso de MEOR (como el CO_2 , ácido, surfactante, etc, y los cambios en la viscosidad del petróleo, la producción de gas, etc) han demostrado que desempeñan un papel importante en la movilización del petróleo.
- Algunos yacimientos tienen condiciones tales como baja permeabilidad, salinidad, pH, etc, que podrían limitar el crecimiento microbiano.
- Las condiciones de temperatura y presión de algunos yacimientos pueden no ser tan restrictivas como las que antes se consideraban.
- La fractura con microorganismos parece ser una técnica exitosa en algunos casos.
- Los microorganismos anaeróbicos parecen ser preferibles y más eficaces que la forma aeróbica.
- La técnica empleada para introducir el inóculo en el yacimiento, la tasa de penetración y la acción dependen de las características de la formulación y deben ser consideradas cuidadosamente para tener un proyecto exitoso.
- Los mejores registros y el control se deben hacer para evaluar realmente el éxito o fracaso de una prueba.

X. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA TECNOLOGÍA MICROBIANA DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (MEOR)

Con respecto al MEOR (Bryan, 1994) señala:

El MEOR es una técnica muy ventajosa, ya que es económica y fácil de aplicar, ofrece gran cantidad de aplicaciones útiles para la industria petrolera. Se pronostica un futuro confortador con la aplicación de nuevas tecnologías en la ingeniería de yacimientos. Por ello es preciso dar a conocer todos esos métodos que van desarrollando diversas disciplinas alternas a la ingeniería porque la mayoría de esos trabajos son publicados sólo en congresos o foros respectivos a la disciplina en cuestión. Pero como todo, ésta técnica tiene sus ventajas y desventajas. Antes de utilizar cualquier método de recuperación en un yacimiento se deben realizar estudios e investigaciones previas, para saber cual o cuales son las más rentables y favorables para la formación. Es necesario saber si las bacterias son compatibles con la formación y así evitar daños a la misma, además estos microorganismos causan alta corrosión a las estructuras de hierro. (pag.2).

X.1 Ventajas del MEOR ^[12]

El MEOR tiene dos ventajas: Los microbios no consumen grandes cantidades de energía y el uso de los microbios no depende del precio del crudo, en comparación con los otros procesos del EOR. Otra forma de usar microbios en la industria del petróleo implica el uso de bacterias para evitar la producción de sulfuro. Los sulfuros no solo pueden conectar los pozos, lo que reduce la producción de petróleo, sino que también pueden generar sulfuro de hidrógeno, un gas mortal. Las enzimas microbianas también se han utilizado en el mejoramiento de petróleo.

Las más importantes ventajas económicas y operativas de estas técnicas son:

- Los microorganismos y nutrientes inyectados son baratos, fáciles de obtener y manejar en el campo.
- El MEOR es económicamente atractivo en campos productores marginales. Una adecuada alternativa ante el abandono de los pozos marginales.
- El costo del fluido inyectado no depende del precio del petróleo.
- Generalmente, la implementación de este proceso necesita sólo pequeñas modificaciones en las facilidades existentes de producción, lo cual reduce el costo de inversión.
- El método es fácil de aplicar con equipamiento de producción convencional.
- El MEOR es menos costoso de implementar y más sencillo de monitorear que cualquier otra técnica de recuperación asistida (EOR).
- Los productos del proceso de MEOR son todos biodegradables y no se acumulan en el ambiente después que se ponga en producción el pozo.
- De acuerdo con una evaluación estadística (1995 en EE.UU.), 81% de todos los proyectos MEOR demostraron un incremento positivo en la producción de petróleo y ninguna disminución.
- Los procesos de MEOR son especialmente adecuados para las reservas de petróleo.
- Los efectos de la actividad bacteriana, en el depósito, se multiplican por todo su crecimiento, mientras que en las tecnologías de recuperación asistida los efectos de los aditivos tienden a disminuir con el tiempo y la distancia.
- Las bacterias no consumen grandes cantidades de energía.
- El impacto ambiental es prácticamente nulo.

- Las bacterias influyen positivamente en el desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores y en la calidad del mismo.

X.2 Desventajas del MEOR

- La aplicación de microorganismos está todavía en fase de investigación la cual puede tener fallas en su aplicación y producir pérdidas económicas.
- Una mejor comprensión de los mecanismos de MEOR.
- La habilidad de las bacterias para taponar los poros de los yacimientos
- Las bacterias tienden a mutar en otras cepas lo que puede ser perjudicial en el MEOR
- Al morir la bacteria se taponan los poros del yacimiento
- Las bacterias deben tener los nutrientes requeridos para permitir su crecimiento evitando que mueran
- Las simulaciones numéricas se deben desarrollar para orientar la aplicación de MEOR en los campos.
- La falta de práctica de la técnica del MEOR.
- Reductores de sulfato pueden producir sulfuro de hidrógeno, el cual puede ocasionar corrosión en las tuberías de producción y otros componentes del equipo de recuperación.
- Los sistemas microbianos de recuperación mejorada de petróleo, en la actualidad, representan procesos de alto riesgo para los productores quienes están en busca de la recuperación eficiente y predecible de petróleo.

X.3 Limitaciones del MEOR

La utilización de organismos vivos en el yacimiento requiere de la presencia de una fuente de carbono adecuada. Es posible que en un ambiente anaeróbico el petróleo crudo no pueda satisfacer esta demanda. La biodegradación parcial del petróleo es un proceso de ocurrencia fácil y rápida en un ambiente aeróbico, donde una reacción biológica catalítica del oxígeno con el hidrocarburo original puede iniciar el proceso de degradación. Una vez que los átomos de oxígeno se introducen en el hidrocarburo el ataque en el petróleo es rápido. En ausencia de oxígeno, el ataque rápido del oxígeno sobre hidrocarburos puros no ocurre.

Varios grupos de investigación han demostrado la actividad biológica en el petróleo crudo bajo condiciones anaeróbicas y observaron la evolución de dióxido de carbono (CO_2), ácido sulfhídrico (H_2S) y metano (C_1) a partir de ciertos crudos donde la concentración de oxígeno presente era menor a 30 ppm (v/v). Esto indica que la actividad microbiana puede ocurrir aún cuando existan bajos niveles de oxígeno en el espacio gaseoso sobre el cultivo.

La utilización de alcanos marcados con radioisótopos confirmó que los hidrocarburos eran las fuentes del C_1 y CO_2 observado. La tasa de producción de CH_4 mejoró al introducir 700 ppm de oxígeno y desapareció a 12000 ppm. Aunque esta última observación es consistente con la sensibilidad de la metanogénesis al oxígeno, la primera observación sugiere que los bajos niveles de oxígeno mejoran la cinética global de producción de gas, presumiblemente por el inicio de la degradación de los hidrocarburos según la secuencia de reacción descrita anteriormente, aunque todavía no está claro si existe algún tipo de reacción en completa ausencia de oxígeno.

El rendimiento global de gas (extremadamente bajo) y las bajas tasas de producción de gas indican que el petróleo no es un substrato apropiado para

el soporte de procesos MEOR rápidos, bajo las condiciones anaeróbicas de un yacimiento. La naturaleza del crudo también es crítica para la producción de gas bajo las condiciones anaeróbicas. La actividad microbiana estuvo limitada a crudos con altos contenidos de alcanos y parafinas. Por otro lado, no hubo señales de actividad en crudo aromático y en dos tipos de crudos pesados, todos con poco contenido de alcanos. En estudios de biometanación de crudos, los alcanos constituyen la fracción de petróleo más susceptible a la biodegradación aeróbica.

Los procesos MEOR basados en la utilización de petróleo crudo como única fuente de carbono no pueden considerarse muy prometedores. La ventaja aparente de utilizar el crudo con la perspectiva de la acción penetrante de los microbios a través del yacimiento es aún tentativa y quizás hasta intimidante, debido a la probabilidad de que la acción bacteriana pueda afectar las fracciones más valiosas del petróleo.

Los procesos MEOR han estado basados en la inyección de los nutrientes esenciales en el yacimiento para sustentar la actividad microbiana deseada. El ataque anaeróbico sobre el petróleo en el yacimiento generalmente es insignificante y la actividad bacteriana está localizada cerca del paquete de nutrientes inyectados. Es por eso que la inyección y dispersión de un sistema MEOR usualmente requiere la consideración de ambos tipos de bacterias (anaeróbicas y aeróbicas) y de los nutrientes que esas requieren.

XI. PRODUCTOS MICROBIANOS PARA LA INDUSTRIA PETROLERA ^[57]

En la actualidad, existen diferentes compañías especializadas en el uso de microorganismos para tratamientos de pozos en la industria petrolera. Dichas empresas han desarrollado, con la ayuda de la biotecnología, una serie de productos específicos para cada problema que se pudiera presentar.

- Se utilizan un blanqueador, cloro o un agente limpiador cuando ocurre un taponamiento de la formación debido a las acumulaciones de las partículas y sedimentos de las soluciones de nutrientes o cuando se taponan los poros del yacimiento cuando la bacteria muere.
- Se han elaborado productos para el control de parafinas de diferentes rangos de distribución de pesos moleculares, que además, funcionan para el control de incrustaciones, para disminuir la viscosidad del crudo, para inhibir la corrosión y para romper emulsiones de agua en crudo.
- Otros productos han sido diseñados para controlar las floculaciones de carbonato de calcio, sulfato de calcio y sulfato de bario.
- Algunos de estos productos combinan la acción inhibidora de escamas y/o incrustaciones con la acción sobre la parafina, realizando dos acciones a través de un solo producto.
- Nutrientes y biocidas formulados para el control de la población de las bacterias sulfato-reductoras.
- Un producto ha sido elaborado para atacar floculaciones asfálticas, incrementando la fluidez en crudos de bajas gravedades API y se utiliza en conjunto con otros productos para tratamientos de estimulación de pozos.

Una de las empresas que destaca en el desarrollo de la biotecnología es **Micro-Bac international, Inc.**, la cual en el transcurso de los últimos años se ha dedicado al desarrollo y fomento de bacterias (las cuales se ajustan a las normas de la agencia para la Protección del Medio Ambiente (E.P.A), es decir, son naturales, no patógenas y no son derivadas de una tecnología de recombinación de ADN, es decir, no han sido manipuladas genéticamente), ofreciendo alternativas beneficiosas para resolver problemas en la industria petrolera; así lo demuestran numerosas experiencias realizadas en Estados Unidos, Canadá y China.

En Venezuela, durante el periodo entre 1993 y 1996, se llevaron a cabo varias pruebas pilotos con inyección de bacterias para el mejoramiento del recobro, obteniendo excelentes resultados en diferentes distritos petroleros de Tía Juana, La Salina, Lagunillas, La Concepción y Mene Grande.

Los productos ofrecidos por esta empresa para Venezuela se presentan a continuación incluyendo sus nombres comerciales y características más resaltantes.

- **Para-Bac.** Este producto original para el campo petrolero. Inicialmente fue elaborado para el control de parafinas, sin embargo, ha funcionado igualmente para el incremento en producción, control de escamas, corrosión y en la ruptura de emulsiones. Fue elaborado para degradar las parafinas en la región de C_{16} a C_{22} . Como todos los productos Para-Bac, el rango de las parafinas sobre las cuales actúa es aproximado y representa una curva de distribución de la actividad bacteriana, la cual puede ser encontrada en parafinas de mayor peso molecular.

- **Para-Bac S.** Este producto fue elaborado para actuar sobre un espectro mayor en la distribución de las parafinas, que el producto original. Para la mayoría de las aplicaciones puede sustituir al Para-Bac. También actúa sobre el incremento de producción, control de escamas y corrosión, así como en el rompimiento de emulsiones.
- **Corroso-Bac.** Este es una versión reforzada. Posee una mejor actividad formadora de película (protegiendo contra la corrosión por CO_2 y O_2 , mejor control de la formación de parafinas y posee una mejor actividad quelante de los cationes calcio y bario. Corroso-Bac posee una actividad de formación de película cuatro veces mayor que Litho-Bac. La actividad parafinosa es similar a la obtenida con un 75% de Para-Bac X y 25% de Para-Bac XX. y su actividad quelante es el doble de los productos anteriores. Corroso-Bac protege contra la corrosión a nivel de pozo e instalaciones de superficie, mediante el secuestro, la formación de película, y la remoción de sólidos que causan corrosión por deposición. Este producto tiene igualmente mayor actividad interfacial, por su gran producción de biosurfactantes, lo cual mejora el recobro adicional de crudo.
- **Ben-Bac.** Este producto ha sido elaborado para atacar deposiciones asfálticas. Es efectivo en el control de deposiciones asfálticas, incrementando la fluidez en crudos con bajas gravedades API. Ben-Bac se utiliza en conjunto con los productos Para-Bac para tratamientos de estimulación de pozos. Ben-Bac también ha sido utilizado exitosamente en el tratamiento de fondos de tanques.

XII. ASPECTOS ECOLÓGICOS Y AMBIENTALES DE LA TECNOLOGÍA MICROBIANA DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (MEOR)

[1]

En los procesos MEOR donde se estimulan bacterias autóctonas, se aplican los controles utilizados en la recuperación mejorada de petróleo; pero en procesos donde se inyectan bacterias exógenas los controles se inician al momento mismo de la selección del tipo de bacteria a inyectar, escogiéndose aquellas que sean no patógenas y cuyos bioproductos puedan ayudar a la recuperación de crudo.

a) Efectos ambientales: El impacto ecológico y ambiental de la aplicación de los procesos MEOR ha sido estudiado suficientemente, existiendo cuatro (4) áreas que deben ser consideradas:

a.1) Aguas subterráneas: Cuando las bacterias inyectadas en el yacimiento, durante un proceso MEOR, se adaptan al medio se espera recuperar vivos sólo una pequeña proporción con el petróleo producido, ya que, algunos microorganismos anaeróbicos pueden adaptarse de forma tal que son capaces de sobrevivir por largos períodos de tiempo (cien años o más), por lo que existe la posibilidad de que se trasladen fuera del yacimiento. En todo caso, se sabe como interactúan los bioquímicos producidos a partir del metabolismo bacteriano con las aguas y minerales de las formaciones subterráneas, por lo que se puede asegurar que no derivan en materiales dañinos.

a.2) Aguas de desecho: En las operaciones MEOR, se producen varios tipos de aguas de desecho que pueden ocasionar la contaminación de las aguas de superficie si son descargadas (accidentalmente o intencionalmente) en las cercanías de ríos o lagos.

Una solución a este problema es almacenar tales aguas de desecho en tanques superficiales, o inyectarlos bajo tierra en caso de que existan formaciones geológicas adecuadas, disponibles en un lugar cercano. Adicionalmente, se puede establecer un programa de control y seguimiento sobre el lugar de almacenamiento, esto con el objetivo de detectar cualquier posible escape. Posteriormente, las aguas almacenadas pueden ser tratadas con los métodos convencionales de tratamiento de las aguas residuales.

a.3) Emisiones atmosféricas: Algunas bacterias pueden producir gases tales como sulfuro de hidrógeno (H_2S), que puede corroer las válvulas del pozo. Por esta razón se evita inyectar bacterias productoras de H_2S (reductoras de sulfato), o estimular a estos grupos de bacterias si ellos forman parte de las culturas microbianas existentes en el yacimiento.

“También es posible que se produzcan emisiones de otros productos químicos, sin embargo, generalmente las emisiones atmosféricas no son significativas, a pesar de lo cual es conveniente monitorearlas permanentemente para así controlar sus posibles efectos negativos.”

a.4) Desechos sólidos: La mayor parte de los desechos sólidos producidos en las operaciones MEOR están compuestos por bacterias vivas o muertas, y por filtros sólidos que generalmente constan de minerales, por lo que existen muchos métodos de tratamiento tales como incineración, pirolisis y combustión húmeda, que pueden transformar los desechos en cenizas para luego depositarlos en basureros bajo la tierra.

a.5) Efectos en la salud humana: La mayoría de las personas asocia las bacterias con los gérmenes, los cuales son los responsables de las enfermedades o infecciones en humanos y animales. Las bacterias usadas en MEOR deben ser no patógenas y se pueden tratar como bacterias

inocuas para la salud humana, sin embargo deben ser tratadas con toda las normas de seguridad que implican el riesgo biológico.

XIII. COSTOS DE LA TECNOLOGÍA MICROBIANA DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (MEOR) ^[75]

Los limitados análisis económicos existentes de los ensayos de campo muestran que el mayor costo de un proyecto de MEOR se encuentra con el costo del nutriente para alimentar los microorganismos. En la actualidad, el costo del nutriente es de aproximadamente 100 U\$/ton. Una publicación reciente del paper (SPE) 29518 que presenta la evaluación de 322 proyectos de MEOR concluyó que el costo operativo de una operación de MEOR se encuentra entre 0,25 y 0.50 U\$ por barril extra de petróleo recuperado y el costo de inversión es inferior a los 2,0 U\$/bbl extra de petróleo recuperado.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Angueira, S., Chollet, E y Rodríguez E (1994). **“Métodos Biotecnológicos de Recuperación Mejorada. Paralelización de un Simulador de Procesos de Recuperación Asistida Mediante al Empleo de Microorganismos”**, INTEVEP S.A., Los Teques.
2. Araujo, Y (2004). **“Rol de las Interacciones Roca-Fluido en la Recuperación de Petróleo”**, INTEVEP, S.A.
3. Arias, E (1997). **“El proyecto de investigación: Guía para su elaboración”** (2a ed.). Caracas: Episteme.
4. Atlas, R y Bartha, R (2005). **“Ecología microbiana y Microbiología ambiental”** Departamento de Biología. Universidad Central de Venezuela.
5. Ávila L, (2003). **“Estudio preliminar del yacimiento u1,2 bud-21 campo budare para su potencial utilización en un proceso de recuperación mejorada de petróleo vía microbiológica”**, Tesis de Grado Departamento de Ingeniería Química. Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, Puerto La Cruz.
6. Beckman, J (1926). **“The Action of Bacterial on Mineral Oil”**. Ind. Eng. Chem, News, página: 4, Noviembre.
7. **“Biotecnología”** www.petrobras.com.

8. Bitton, G (1980). **“Adsorption of Microorganisms to Surfaces”** Wiley, Toronto.
9. Brown, F (1992). **“MEOR-Altamont/bluebell field project”**, SPE, paper number 24334.
10. Bryant, R (1991). **“MEOR Screening Criteria fit 27% of US Oil Reservoir”**. Oil and Gas J.V 89.
11. Bryant, R y otros (1990) **“Microbial Enhanced Waterflooding: A Pilot Study”**, Conferencia Internacional de Recuperación Mejorada de Petróleo utilizando Microorganismos, Norman O.K, Mayo.
12. Bryant R y otros (1994). **“Microbial Enhanced Waterflooding: Mink Unit Project”**, SPE, paper number 27751.
13. Bryant, R y Douglas, J (1988). **“Evaluation of Microbial Systems in Porous Media for EOR”**. SPE Reservoir Engineering.
14. Bubela, B (1970). **“Chemical and Microbiological Changes in B. Sterothermophilus”** Induced by Copper, Chem, Biol. Interactions, 2: 107-1.
15. Bubela, B. (1982). **“High Temperature and Pressure Factors Affecting Microbiologically enhanced Oil Recovery”**. Intern. Symp. Eng. Foundation, Shangrila, Oklahoma.
16. Canales, E (1996). **“Metodología de la investigación”**. México: Uteha/Noriega.Castañeda, J. (1995). Métodos de investigación. México: McGraw-Hill. Castañeda, J. (1996). Métodos de investigación II. México: McGraw-Hill.

17. Carnajan, Norman F. (1991) **“Asphaltenes in Venezuela Petroleum production”**. Department of Chemical Engineering Rice University. Houston, Texas. U.S.A.
18. Chakravarty, A.M (1985). **“Genetically-Manipulated Microorganism and their products in the Soil Service Industry”**, Trends. Biotechnol., 3: 32-34.
19. Chang, M.M y otros (1991). **“Modeling and Laboratory Investigation of Microbial Transport Phenomena in Porous Media”**, SPE, paper number 22845.
20. Cheneviere, P y Sardin, M (1991). **“Transient Transport of Bacterial Suspensions in Natural Porous Media: Modelling of the Adsorption Phenomenon”**, Microbial Enhancement of Oil Recovery-Recent Advances, Elsevier Science Publishing Company, Inc., New York City, pgs. 311-329.
21. Clementz, D y Patterson, D (1982). **“Stimulation of Water Injection Wells in Los Angeles Basin by using Sodium Hypochloric and Mineral Acids”**. J. Pet Technol., 34, 2087-2096.
22. Coates, JL y otros (1992). **“Desing and implementation of a microbially enhanced oil recovery field pilot, payne country, oklahoma”**, SPE, paper number 24818.
23. Cobeñas, R y Hogg, S (1994). **“Mejoramiento de la Producción de Petróleo mediante el Uso de Aplicaciones Biotecnológicas”**, informe técnico 02123,21. Intevep S.A.
24. Cruz, V (2011). **“Retos tecnológicos en la recuperación y producción de crudos pesados en Venezuela”**, Asistencia, formación y capacitación técnica, seminario, Valencia-Venezuela.

25. Cusack, F.M y otros. (1987) "**Petroleum Science**". Eng, Volume 1, pg 39.
26. Cusack, F.M y Singh, S (1992). "**The Use of Ultramicrobacteria for selective plugging in Oil Recovery by Waterflood**", SPE, paper number 22365.
27. "**DICCIONARIO ENCICLOPEDICO**" UNIVERSAL AULA. Edición (1996). Madrid España.
28. Donald, O (1959). "**Recovery from Oil sand and the like**" compañía, Página web www.freepatentsonline.com Patent Number 2907389.
29. Donaldson, E.C. Chilingarian, G.V. and, Yen, T.F. (editors) (1989). "**Microbial Enhanced Oil Recovery**", Developments in Petroleum Science, Volume 22, Elsevier, New York City.
30. Espinoza, C y otros (2001). "**Production And Refining Of Heavy Crude: A Business Opportunity In Venezuela**". PDVSA-INTEVEP, Venezuela.
31. Finnerty, W y otros (1984). "**The Chemistry and Application of a Microbial Biosurfactant for Processing Heavy Oils**". Microbes and Oil Recovery. Proceedings of the International Conference on Microbial Enhanced Oil Recovery. Fountainhead, Oklahoma.
32. Flores, E (2000). "**Bioconversión del petróleo por inyección de microorganismos**", Informe de pasantía Facultad de Farmacia. Universidad de los Andes, Mérida.
33. Fuenmayor, J (1999). "**Evaluación de la Tecnología de MEOR Aplicada a Campos del Oriente Venezolano**". Tesis de Grado Departamento de Ingeniería de Petróleo. Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, Puerto La Cruz.

34. Georgiou, G., Liu, S y Sharma, M (2003). “**Surface Active Compound From Microorganism**”, Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR): short course by M. Sharma, University of Texas at Austin, Module 3.
35. Greve, W y Muller, A (1995). “**Zentr. Bakteriol**”. Parasitenk. Abs., II, 110: 82-83.
36. Guerra L (1984). “**Pseudomonas Aeruginosa Biosurfactant Production in Continuos Culture with Glucose as Carbon Source**”, Appl. Env. Microbiol., 48: 301-305.
37. Hernández, R., Fernández, C. y Baptista, Pilar. (1997). “**Metodología de la investigación**”. México: McGraw-Hill.
38. Hernández, R., Fernández, C. y Baptista, Pilar. (1998). “**Metodología de la Investigación**”.(2a ed.). México: McGraw-Hill.
39. Hitzman, D (1983). “**Proceedings of the International Conference on Microbial Enhancement of Oil Recovery**”. Bartlesville Energy Techlogy Center, Bartlesville, Oklahoma, 162-218.
40. Hitzman, D. (1991). “**Microbial Enhanced Oil Recovery – The Time Is Now**”, Microbial Enhancement of Oil Recovery- Recent Advances, Elsevier Science Publishing Company, Inc., New York City, pgs. 11-20.
41. Hunt, J (1979). “**Petroleum Geochemistry And Geology**”. Freeman, San Francisco.
42. Ian, M. (2004) “**Biological activity in the deep subsurface and the origin of heavy oil**” review.

43. Ionescu, E (1984). **“Introduction to Microbial Enhanced Oil Recovery”**. Petroleum Recovery Institute Report, 5.
44. Izarra, L y Trebbau, G (1997). **“Experiencias de Estimulación de Pozos con Microorganismos en el Lago de Maracaibo”**. LAGOVEN-INTEVEP, S.A.
45. Jack T, (1993). **“MORE to MEOR: An Overview of Microbially Enhanced Oil Recovery”**. Microbial Enhancement of Oil Recovery – Recent Advances, Elsevier Science Publishing Company, Inc., New York City, pgs: 7-17.
46. Jang, L. Sharma, M.M. y Yen, T.F (1984). **“The Transport of Bacteria in Porous Media and its Significance in Microbial Enhanced Oil Recovery”**, SPE, paper number 12770.
47. Johnson, E.F. (1959). **“Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments”**. Trans. AIME, 216, 370-376p.
48. Kadarwati, S (1999). **“Field test of the indigenous microbes for oil recovery, ledok field, central java”**, SPE number 57309.
49. Kamp, A (2001) **“Experimental Investigation Of Foamy Oil Solution Gas Drive”**, SPE 69725.
50. Lake, L (1989). **“Enhanced Oil Recovery”**. Austin, Texas. Prentice Hall. 550 p.
51. Lazar, I (1991). **“MEOR Field Trials Carried Out Over The World During The Last 35 Years”**, Microbial Enhancement of Oil Recovery-Recent Advances, Elsevier Science Publishing Company, Inc., New York City, 1991, pgs. 485-530.

52. Lehninger, A (1982). **“Principles Of Biochemistry”**. Edith Worth Publischers. USA.
53. Manrique, E (2000). **“Recuperación Mejorada de Crudos”**. PDVSA-CIED.
54. Méndez, C. (1997). **“Metodología: Guía para la elaboración de diseños de investigación en ciencias económicas, contables y administrativas”**. (2a ed.). Bogotá: McGraw-Hill.
55. Microbac, (1997). **“Aplicación de la Tecnología MEOR, Estimulación de Pozos”**. Caracas.
56. MICRO-BAC DE VENEZUELA. (1997). **“Biological Products for clean, safe environment. Thecnical Manual”**. MICRO-BAC. Control de asfaltenos.
57. MICRO-BAC DE VENEZUELA. Control de asfaltenos (1997). AMERICAN INSTITUTE OF MINING, METALLURGICAL AND PETROLEUM ENGINEERS. (1980) **“Thermal alterations of asphaltenes in Peace River tar”**. Shell Development Company. SPE 9510.
58. Maure, A (2005). **“Biotechnology application to eor in talara off-shore oil fields, northwest peru”**, SPE number 94934.
59. Monicard, R.P (1990). **“Properties of Reservoir Rocks and Core Analysis”**. Institute Francais du Petrol, Edition Technip. 27 Rue Ginouk, 75737, París. Cedex 15.
60. Morles, V (1994). **“Planeamiento y análisis de investigaciones”**. (8^a ed). El Dorado.

61. Moses, V. (1989). **“In Situ Microbial Systems for Enhanced of Oil Recovery”**. III Simposio Internacional sobre Recuperación Mejorada de Crudo, Maracaibo, Venezuela, Febrero 19-22.
62. Moses, V (1991). **“MEOR In The Field: Why So Little?”**, Microbial Enhancement of Oil Recovery-Recent Advances, Elsevier Science Publishing Company, Inc., New York City, pgs. 21-28.
63. Moses, V (1993). **“On Towards the Real World”**, Microbial Enhancement of Oil Recovery-Recent Advances, Elsevier Science Publishing Company, Inc., New York City, pgs. 417-425.
64. Moses, V y otros (1983) **“International Conference on Microbial Enhancement of Oil Recovery”**. NTIS, Springfield, Virginia.
65. Muller, F.M. (1957) **“On methane fermentation of higher alkanes”**. Antonie Van Leeuwenhoek, 369-384.
66. Muñoz, S (2004). **“Mejoramiento de los crudos pesados con actividad bacteriológica”**, Tesis de Grado Departamento de Ingeniería De Petróleo. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
67. Nagase, K y otros (2002). **“A successful field test of microbial eor process in fuyu oilfield, china”**, SPE number 75238.
68. Núñez, G (1999). **“Análisis de la inyección alternada de microorganismos en el yacimiento LGINF – 05, como método de recuperación mejorada de petróleo”**. Tesis de Post-grado de Ingeniería de Petróleo. Universidad del Zulia, Venezuela.
69. Núñez, G y otros PDVSA Exploración y Producción Occidente; Trebbau, G. Microbac de Venezuela; Diaz, Deisy, Atech-Venezuela. (1999). **“Experiencias de Estimulación de Pozos con Microorganismos en**

Yacimientos del Lago de Maracaibo". Informe presentado en el VIII Congreso Colombiano del Petróleo. Santa Fé de Bogotá. Colombia, Octubre.

70. París de Ferrer, M. (2001). **"Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos"**. Maracaibo. Ediciones Astro Data S.A.369 p.

71. Paulsen, J y otros (1995). **"Microbial water diversion technique-designed for near web treatment in low temperature sandstone reservoir in the North Sea"**, Dallas.

72. Pardinás, E (1991). **"Metodología y técnicas de investigación en ciencias sociales"**. (32ª ed.). México: Siglo Veintiuno.

73. Parra, J.J (1994). **"Elementos de Ingeniería de Yacimientos"**. Caracas, Venezuela. Editorial Innovación Tecnológica, Universidad Central de Venezuela.

74. Pelczar, M. (1992). **"Microbiología"**, Cuarta Edición. Mc-Graw Hill. 825 p.

75. Portwood, J (1995). **"A Commercial Microbial Enhanced Oil Recovery Technology: Evaluation of 332 Projects"**, SPE, paper number 29518.

76. Premuzic E.T. (1991). **"Prospects for Thermophilic Microorganisms in Microbial Enhanced Oil Recovery"**, SPE, paper number 21015.

77. Premuzic E.T. (1993). **"Biochemical conversion of heavy crude oils"** Energy Science and Technology Division, Department of Applied Science, Brookhaven National Laboratory. First international conference on petroleum biotechnology. 75-79.

78. Premuzic E.T. (1995). **“Microbial Interactions in Crude Oils: Possible Impact on Biochemical Versatility on the Choice of Microbial Candidates”**. Proceeding of the V International Conference on MEOR.
79. Rubenstein, I y otros (1977). **“The Origin of the Oil Sand Bitumen of Alberta: A Chemical and Microbiological Study”**. Geochim. Cosmochim. Acta, 41, 1341-1353.
80. Ruiz, C. y Cardelle, M. (1986). **“Manual de tesis de grado”**. Puerto Ordaz, Venezuela: Libros Guayana.
81. Salager, J (1992). **“El Mundo de los Surfactantes”**. Escuela de Ingeniería Química de la ULA, Mérida.
82. Salager, J (2004). **“Aspectos Físico-Químicos Aplicables a la recuperación de Yacimiento”**, Modulo de Enseñanza en Fenómenos Interfaciales, PDVSA, Maracaibo.
83. Salager, J (2005). **”Recuperación Mejorada de Petróleo”**. Cuaderno FIRP S357- C. Módulo de enseñanza en fenómenos interfaciales. Universidad de los Andes. Mérida, Venezuela.
84. Sánchez, G y Marín, A (1994). **“Estudio Microbiológico del Campo Jobo”**. INTEVEP, S.A. Los Teques Septiembre.
85. Sánchez E. Marín y A. Trebbau, G (1992). **“Estudio Preliminar sobre Recuperación Mejorada de Petróleo Utilizando Microorganismos: Prueba de Desplazamiento Bajo Condiciones Ideales”**. INTEVEP S.A. Informe Técnico 02523,92., 1-25.

86. Sánchez, G y otros (1993). **“Evaluación del Uso de Microorganismos para Recuperar Crudo Residual en Yacimientos con Temperaturas Elevadas”**. INTEVEP, S.A. Los Teques.
87. Sánchez, G y Perdomo, E (1994). **“Producción de Biosurfactantes Ex Situ y Su Uso Potencial en Recuperación Mejorada”**. INTEVEP S.A. Informe Técnico 02864,94., 1-19.
88. Sánchez, Vierma, L., y Manrique, E. (1993) **“Aislamiento de Bacterias Productoras de Metabolitos con Propiedades Tensoactivas”**. INTEVEP S.A. Informe Técnico 02601,96., 1-21.
89. Seright, R (2008). **“Brief Introduction to Polymer Flooding and Gel Treatment”**. SPE 115142.
90. Schneider, D.R (1991).**“Bacterial culture Products for Oil Field Application”**. MicroBac International, Inc.
91. Schwartz, J.R. y Colwell, R.R (1993). **“Macromolecular Synthesis in Pseudomonas at Deep-Sea Pressure and Temperature”**, Abst. Ann. Meeting, Am. Soc. Microbiol, 162.
92. Sheehy, A y Giralang J (1990). **“Recovery Of Oil from Oil Reservoirs”**. B.W.N. Live-Oil Pty, página web www.freepatentsonline.com. Patent Number 4971151.
93. Shengli, W (1999). **“Enhance oil production in high waxy oil reservoir by single well cyclic microbial injection- production”**, SPE number 57303.
94. Smith, J. y Coob, W (1992). **“Waterflooding Notebook”**. Lubbock, Texas. William M. Cobb & Associates, Inc. 350 p.

95. Springham, D (1984). **“Microbiological Methods for the Enhancement of Oil Recovery”**. Biotechnology and Genetic Engineering Reviews, 1, 187-221.
96. Sunde, E y Torsvik, B (2004). **“Method Of Microbial Enhanced Oil Recovery”**. Statoil company, página web www.freepatentsonline.com. Patent Number 6758270.
97. Thomas, S (2008). **“Enhanced oil Recovery”** - An Overview. Oil & Gas Science and Technology. Vol. 63 (1): 9-19.
98. Trebbau, G (1991). **“Aislamiento y caracterización de Bacterias Provenientes de Aguas de Formación de Pozos del Lago de Maracaibo”**. INTEVEP, S.A. Los Teques Mayo.
99. Trebbau, Gabriela (1997). **“Informe técnico sobre proyecto de estimulación de pozos con microorganismos”**. Micro-Bac de Venezuela C.A. 17 p.
100. Trebbau, G (1999). **“Microbial stimulation of lake maracaibo oil wells”**, SPE number 56503
101. Trebbau, G. Marin, A y Zirit, J. L. (1994). **“Estudio en Medio Poroso de los Microorganismos Aislados del Campo Guara, San Tomé”**. INTEVEP S.A. Informe técnico 02879,94., 1-25
102. Trebbau, G y Mogollon, J. L. (1995). **“Trabajos de Recuperación en la Quinta Conferencia Internacional de Recuperación Mejorada de Crudo con Microorganismos”**. Reporte Técnico Proyecto 54430002. INTEVEP S.A, 1-13
103. Trebbau, G y otros (1992). **“Métodos biológicos de Recuperación Mejorada”**, INTEVEP, S.A., Los Teques.

104. Trebbau, G y otros (2001). **“Microbial Stimulation Of Havy Oil Producing Wells Micro Bac De Venezuela, PDVSA Technology”**. First international Conference on petroleum biotechnology. 141-144.
105. Trebbau, G y Partidas, C (1999). **“Microbes aid heavy oil recovery in Venezuela”**. Oil&Gas Journal, página web www.Bioactiveservices.com
106. UNIDAD DE EXPLOTACIÓN TÍA JUANA LAGO. (1999). **“MESA DE PRODUCTIVIDAD LGINF-05. Inyección de Microorganismos”**. Informe de Desarrollo de Yacimiento. Septiembre.
107. Vásquez, M y Mijares, O (1990). **“Aplicación de Microorganismos en la Extracción Mejorada de Crudos”**. Informe Técnico 02187, 90. INTEVEP S.A, 1-14.
108. Villanueva, L (2004). **“Microbiología del petróleo”**, Universidad de Buenos Aires. Argentina. Página: 602
109. Villegas, ELCI (2006). **“Estudio de la fisiología de los microorganismos”**. Tesis de Grado Departamento de Biología. Universidad de los Andes. Mérida.
110. Von, Heiningen y otros. (1958). **“Process for the Recovery of Petroleum from Rocks”**, Holanda, Patente 80850.
111. Walsby, E.R. in Sleigh., y MacDonald, A. (1972). **“Gas Filled Structures Providing Evoyancy in Photosynthetic Organism, The Effect of Pressure on Living Organism”**, New York, Acad. Press., 233-250 .
112. Ward, D (1978). **“Metabolism of Hexadecane in sediments”**. Geomicrobiol. J., 1, 1-9

113. Xiangsheng, Z y Tingsheng X (2007). **“MEOR Development in China”**. National Science Foundation of China Grant, página web www.ripublication.com/ijpst.htm
114. Yen, T (1990). **“Microbial Enhanced Oil Recovery: Principle and Practice”**, University of Southern California, USA.
115. Zajic, J.E y Copper, D.G (1983). **“Microbiak Enhanced Oil Recovery”**, PennWell Books, Tulsa, Oklahoma.
116. Zajic, J.E y Sefens, W (1984) **“Biosurfactans”** C.R.C. Critical Rev., Biotechnology, 1: 87-107
117. Zapata, P y otros (2005). **“Recuperación mejorada de hidrocarburos por actividad microbiana”** Congreso Nacional de Biotecnología y bioingeniería, página web http://www.smbb.com.mx/congresos%20smbb/acapulco09/TRABAJOS/AREA_VI/CVI-97.pdf
118. Zhiyu, C y otros (2001). **“Application of thermophilic microbes in waxy oil reservoirs at elevated temperature”**, SPE number 71493.
119. Zobell, C (1947). **“Bacterial Release of Oil from Oil Bearing Material”**. World Oil, página 126.

GLOSARIO

Ácido ribonucleico: Es la molécula que dirige las etapas intermedias de la síntesis proteica; el ADN no puede actuar solo, y se vale del ARN para transferir esta información vital durante la síntesis de proteínas.

Agentes tensioactivos: Son sustancias que influyen por medio de la tensión superficial en la superficie de contactos entre dos fases.

Alostéricas: Son aquellas enzimas (proteínas globulares que catalizan reacciones químicas) que presentan centros alostéricos, activadores e inhibidores, además del habitual centro activo.

Arcillas: Roca sedimentaria detrítica formada por partículas minerales de tamaño inferior a cuatro micras. Sus principales constituyentes son montmorillonita, caolinita, illita y otros. Las arcillas se originan en ambientes marinos o lagunares a partir de los minerales procedentes de la meteorización de rocas alumínicas.

Areniscas: Roca sedimentaria clástica que ocupa un 20% de todas las rocas sedimentarias. El tamaño de grano varía entre 0,006 y 2 milímetros. Pueden estar formadas de cualquier material, pero el más común es el cuarzo. Las areniscas forman importantes yacimientos de petróleo.

ARN: Es el ácido ribonucleico que contiene la información genética procedente del ADN para utilizarse en la síntesis de proteínas, es decir, determina el orden en que se unirán los aminoácidos.

Asfaltenos: Fracción del crudo insoluble en solventes a partir de hidrocarburos livianos de cadena recta como las naftas (n-pentano o n-heptano), pero solubles en solvente polares como piridina, nitrobenzeno, benzol, etc.; son soluciones coloidales altamente dispersadas y estables. Los depósitos de asfaltenos son normalmente sólidos infusibles, muy duros y quebradizos lo cual hace su remoción difícil.

Anión: Ion con carga eléctrica negativa.

Autótrofas: Crecen sintetizando sus materiales a partir de sustancias inorgánicas sencillas. Ahora bien, habitualmente el concepto de autotrofia se limita a la capacidad de utilizar una fuente inorgánica de carbono, a saber, el CO₂.

Auxotróficas: Se dice que un microorganismo es auxótrofo cuando sólo es capaz de proliferar en un medio de cultivo si a éste se ha añadido alguna sustancia específica, que el tipo silvestre, llamado protótrofo, no requiere, porque es capaz de sintetizarla.

Bacterias: Son organismos unicelulares que carecen de membrana nuclear. Son organismos heterótrofos que se adaptan a cualquier habit. Pueden ser beneficiosas al formar asociaciones con otros organismos.

Bacterias aeróbicas: Son microorganismos que son capaces de desarrollarse con oxígeno.

Bacterias anaeróbicas: Son microorganismos que son capaces de desarrollarse sin oxígeno.

Bacterias Facultativas: Son microorganismos que son capaces de desarrollarse con o sin oxígeno.

Bacteriostatos: Es aquel que aunque no produce la muerte a una bacteria, impide su reproducción; la bacteria envejece y muere sin dejar descendencia.

Biocidas: Son sustancias que pueden ser sintéticas, naturales o de origen biológicos o físicos que están destinadas a destruir, contrarrestar, neutralizar, impedir acción o ejercer un control de otro tipo sobre microorganismos que tengan efectos adversos sobre un proceso o medio.

Bioconversión: La biotecnología completa la producción de los materiales biológicos mediante la bioconversión, utilizando sistemas biológicos tales como: Microorganismos (bacterias, hongos, levaduras y algas), Enzimas (proteasas, lipasas, ligasas) y Anticuerpos.

Biodegradación: Proceso que consiste en la transformación de sustancias complejas (susceptibilidad de ser escindidos) en otras más simples por la acción de microorganismos vivos.

Biofilm: Es una biopelícula

Biogas: es un gas combustible que se genera en medios naturales o en dispositivos específicos, por las reacciones de biodegradación de la materia orgánica, mediante la acción de microorganismos (bacterias metanogénicas, etc.) y otros factores, en ausencia de oxígeno (esto es, en un ambiente anaeróbico).

Biomasa: Masa total de los seres vivos en una comunidad o ecosistema determinado.

Biopelículas: Es un ecosistema microbiano organizado.

Biorreactor: Es un recipiente o sistema que mantiene un ambiente biológicamente activo.

Biorremediación: Es la completa mineralización de un compuesto orgánico sulfuroso. Todos los enlaces son rotos. CO₂, H₂O, SO₄⁻ son los productos finales y se reduce la toxicidad.

Biosintético: Es un material Biosintético.

Biosurfactantes: Son surfactantes de origen microbiano, producidos por algunos microorganismos durante sus procesos de metabolismo y que poseen propiedades similares a los surfactantes sintéticos, pero con la ventaja de ser biodegradables, económicos, inocuos y versátiles.

Biotecnología: Es una rama del conocimiento que utiliza las actividades de los seres vivos para transformar materias primas en productos de mayor valor agregado, o bien en la generación de procesos que consumen menos energía, son más limpios y tienen carácter sustentable.

Bombeo hidráulico: Es el tipo de bombeo en el cual se imparte velocidad al fluido bombeado mediante el intercambio de momento con el chorro de fluido motriz a alta velocidad. En la boquilla de la bomba se mezclan el fluido motriz y el fluido bombeado, saliendo ambos de la garganta con la misma velocidad; esta energía de velocidad se transforma en energía de presión. Esta presión eleva al fluido a la superficie y a través del sistema de superficie al tanque de almacenamiento.

Bombeo mecánico: Se basa en un sistema enteramente mecánico: un motor suministra el movimiento y la potencia a la unidad, el movimiento angular del motor es transformado por la unidad mediante una serie de poleas y engranajes en un movimiento recíproco vertical con una velocidad adecuadamente reducida hacia una bomba de subsuelo, fluyendo el fluido desde el subsuelo hasta la superficie a través de la tubería de producción.

Catabolismo: Es el proceso bioquímico que envuelve transformación de compuestos orgánicos e inorgánicos en compuestos más simples, usualmente dirigidos a la producción de energía.

Catión: Ion con carga eléctrica positiva.

Cepa: Grupo de organismos emparentados, como las bacterias, los hongos o los virus, cuya ascendencia común es conocida.

Citocina: Son proteínas que regulan la función de las células que las producen u otros tipos celulares.

Citocromos: Son proteínas de color oscuro que desempeñan una función vital en el transporte de energía química en todas las células vivas.

Coloide: Sistema físico-químico formado por dos o más fases, las cuales principalmente son: una continua, normalmente fluida y otra dispersa en forma de partículas, por lo general sólidos.

Cometabolismo: La transformación de compuestos orgánicos por microorganismos en un compuesto más simple que no puede ser usado como fuente de energía o nutriente por estos.

Consolidación: Este término está relacionado con los sedimentos que se han compactado y cementado hasta el grado de convertirse en un sólido. Las consecuencias típicas de consolidación incluyen un aumento en la densidad y la velocidad acústica y una disminución en la porosidad.

Corte de agua: Representa el porcentaje de agua que se produce con un barril de petróleo.

Crecimiento: se define como el aumento ordenado de todos los componentes bioquímicos de un organismo. En bacterias el resultado más obvio del crecimiento es el aumento en el número de células, su multiplicación.

Depósito: Es la formación sólida que puede originarse en un sitio y ser depositado en otro. Son aquellos sólidos que se precipitan y se aglomeran en áreas de baja velocidad de agua, pero no necesariamente son causados por incrustaciones.

Descarboxila: Es una reacción química en la cual un grupo carboxilo es eliminado de un compuesto en forma de dióxido de carbono (CO₂).

Embden Meyerhof Parnas: Es un tipo de glucólisis más común y más conocida que fue descubierta por esta persona.

Emulsión: Es la mezcla de dos líquidos inmiscibles, donde uno de ellos está disperso en el otro en forma de gotas.

Entner-Doudoroff: Es una ruta metabólica alternativa que cataboliza glucosa a piruvato usando una serie de enzimas

Enzimas: Son moléculas de naturaleza proteica que catalizan procesos químicos, siempre y cuando sea termodinámicamente posible, las enzimas actúan sobre moléculas denominadas sustratos convirtiéndolas en moléculas diferentes denominadas productos.

Exopolisacáridos: forman canales por donde circulan agua, enzimas, nutrientes y residuos.

Fitorremediación: Es la descontaminación de los suelos, la depuración de las aguas residuales o la limpieza del aire interior, usando plantas vasculares, algas (fitorremediación) u hongos (micorremediación), y por extensión ecosistemas que contienen estas plantas.

Formación: Se refiere a estratos rocosos homogéneos de cualquier tipo, usados particularmente para describir zonas de roca penetrada durante la perforación.

Geo-microbiológica: Trata de los microorganismos que se encuentran en la Tierra.

Glicocalix: Es un término genérico que se refiere al material polimérico extracelular producido por algunas bacterias u otras células, tales como las epiteliales.

Glicolípidos: Son esfingolípidos compuestos por una ceramida (esfingosina + ácido graso) y un glúcido de cadena corta; carecen de grupo fosfato.

Glicolítica: (también llamada ruta EMP) para el metabolismo del azúcar y el ciclo del ácido cítrico en la degradación del acetato, produciendo energía bajo la forma de ATP y reduciendo energía bajo la forma de NADH o quinona.

Grados API: Clasificación para petróleo con propósitos particulares en función de su densidad.

Heterótrofas: Su fuente de carbono es orgánica (si bien otros elementos distintos del C pueden ser captados en forma inorgánica).

Hidrofóbicos: Son aquellas sustancias que son repelidas por el agua o que no se pueden mezclar con ella. Un ejemplo de sustancias hidrófobas son los aceites.

Hidroxilados: Es una reacción química en la que se introduce un grupo hidroxilo (OH) en un compuesto reemplazando un átomo de hidrógeno, oxidando al compuesto.

Huff and Puff: Es un término de Ingeniería de Yacimientos que consiste en Inyectar Bacterias en pozo petrolero, luego se cierra el pozo durante cierto tiempo (7 días aproximadamente) y posteriormente se pondría a producir (petróleo) durante unos meses.

In situ: En su localidad original (en su medio natural).

Lodo ácido: Mezcla de dos ácidos conjuntamente con otros aditivos, el cual es usado en el tratamiento matricial para remover el daño de formación, por lo general las mezclas son de HCl y HF.

Lutitas: Son un tipo de roca que presentan laminaciones areno-limosas, ya que provienen de ambientes marinos. Son del tipo carbonosas y con concreciones de ferrolita arcillosa.

Medio Anisotrópico: Es aquel medio cuya propiedad es diferente en todas las direcciones del flujo a lo largo de los diferentes coordenadas.

Medio Isotrópico: Es aquel medio cuya propiedad es igual en todas las direcciones del flujo a lo largo de los diferentes ejes coordenadas.

Melazas: es un producto líquido espeso derivado de la caña de azúcar y en menor medida de la remolacha azucarera, obtenido del residuo restante en las cubas de extracción de los azúcares.

MEOR: (Microbial Enhanced Oil Recovery) recobro mejorado a través de inyección de bacterias.

Mesofílicos: Es un organismo cuya temperatura de crecimiento óptima está entre los 15 y los 40°C (un rango considerado moderado). Este término es usado sobre todo en el campo de la microbiología.

Mesosoma: es una invaginación de la membrana plasmática de las células procariotas, que tiene relación con los procesos metabólicos de la célula. Al contener las enzimas necesarias para ciertos procesos metabólicos, estos se producen en los mesosomas.

Metabolitos: Compuestos orgánicos producto del metabolismo de las bacterias, tales como biosurfactantes, solventes, biopolímeros, gases, etc.

Micelares: partícula coloidal dispersa en un medio de tamaño tan pequeño que no pueden observarse con el microscopio óptico. Poseen una carga

eléctrica y están formadas por agrupaciones de moléculas que tienen la propiedad de poder crecer y dividirse.

Microbiología: Es el estudio de los microorganismos y sus actividades, su forma, su estructura, reproducción, fisiología, metabolismo e identificación, cómo están distribuidos en la naturaleza, sus relaciones con otros seres, los efectos benéficos o perjudiciales que ejercen sobre los seres vivos.

Misceláneos: Mezcla heterogénea de distintas sustancias.

Mojabilidad: Conocida también como humectabilidad es una propiedad característica de cada sistema roca-fluidos y se refiere a la tendencia o preferencia de un fluido a adherirse a la superficie de una roca, aun en la presencia de otros fluidos, que son inmiscibles con él.

Móviles: Es un término de la biología para expresar la habilidad de moverse espontánea e independientemente.

Motilidad: es un término de la biología para expresar la habilidad de moverse espontánea e independientemente. Está referida tanto a organismos unicelulares como multicelulares.

Movilidad: Es la facilidad con la cual un fluido se mueve dentro del yacimiento.

Nitrogenasa: Es una enzima utilizada por las bacterias fijadoras de nitrógeno atmosférico para romper el nitrógeno molecular (N_2) y combinarlo con hidrógeno para formar amoníaco (NH_3).

Organelo: Es toda aquella porción interna de la célula que está completamente rodeada por una membrana propia.

Perforación: Es la acción de hacer hoyos en la capa terrestre, con el fin de que una parte de ella (el crudo) pueda ser extraída fácil y cómodamente.

Permeabilidad: Es una característica inherente a la roca y se define como la capacidad que posee una roca de permitir el paso de fluido a través de sus poros interconectados.

Peroxidasa: Es una enzima que cataliza la oxidación de un amplio número de sustratos orgánicos e inorgánicos, utilizando el poder oxidante del peróxido de hidrógeno.

Petróleo: Líquido natural oleaginoso e inflamable, constituido por una mezcla de hidrocarburos, que se extrae por lechos geológicos continentales o marinos.

pH: Sigla de potencial hidrogeno; simplifica considerablemente la expresión de la acidez o la basicidad de un determinado medio.

Pirimidina: Es un compuesto orgánico, similar al benceno, y a la piridina pero con un anillo heterocíclico: dos átomos de nitrógeno sustituyen al carbono en las posiciones 1 y 3.

POES: Petróleo Originalmente en Sitio.

Pozo: Hoyo que se abre en la tierra ahondándolo hasta encontrar el fluido deseado. Es una perforación (vertical u horizontal) bien sea costa adentro o costa afuera, tal que la profundidad de la misma alcance el yacimiento donde se halla.

Preflush: Prelavado con agua.

Producción por flujo natural: Es cuando se produce el fluido por acción de la presión interna del pozo. Es decir que la presión entre el fondo del pozo y la de superficie es muy alta por lo que el fluido fluye naturalmente del fondo del pozo a la superficie.

Producción por levantamiento artificial: Es cuando se utilizan fuerzas externas de energía para levantar los fluidos del yacimiento desde el fondo

del pozo hasta la superficie, disminuyendo la presión del fondo fluyente y permitiendo así la afluencia de fluidos del yacimiento al pozo.

Producción primaria: Es el método por el cual se produce el flujo de petróleo desde el yacimiento hasta la superficie por elevación natural, es decir, es producido por levantamiento con presión natural. Este tipo de producción no requiere de otros métodos de elevación del crudo.

Proteína: Están hechas por uno o más enlaces polipéptidos, los cuales tienen cien o más aminoácidos junto enlaces pépticos. Todas las proteínas sin importar su función, especie u origen son construidas a partir de un conjunto básico de 20 aminoácidos arreglados en varias secuencias específicas (Lehninger A, 1970). Entre sus diversas funciones están, las de catalizadores (las enzimas), elementos estructurales, como vehículos de transporte como hormonas (la hemoglobina, en la sangre), agentes protectores (los anticuerpos).

Pseudoskin: Contribuciones al aumento del factor de daño (skin) que no están relacionados con el daño de la formación, sino con un daño mecánico superficial en la cara de la arena productora, problemas en el pozo, penetración parcial, entre otros.

Redox: Se denomina reacción de reducción-oxidación, óxido-reducción, o simplemente reacción redox, a toda reacción química en la cual existe una transferencia electrónica entre los reactivos.

Resina: Mezcla de hidrocarburos naturales presentes en depósitos carbonosos.

Sistema Simbiótico: hace referencia a la relación estrecha y persistente entre organismos de distintas especies.

Surfactantes: Compuestos que reducen la tensión superficial de un líquido, así como también la tensión interfacial entre dos líquidos.

Termofílicas: El término termófilo se aplica a organismos vivos que pueden soportar condiciones extremas de temperatura relativamente altas, por encima de los 45°C.

Timidina: Es un nucleósido formado cuando la base nitrogenada timina se enlaza a un anillo de desoxirribosa mediante un enlace glucosídico β -N1.

Transnucleotidos: Son moléculas orgánicas formadas por la unión covalente de un monosacárido de cinco carbonos (pentosa), una base nitrogenada y un grupo fosfato.

Triacilglicerol: Forman parte de las grasas, sobre todo de origen animal. Los aceites son triglicéridos en estado líquido de origen vegetal o que provienen del pescado.

Viscosidad: Es la resistencia a fluir de un fluido, debido a características moleculares del fluido, tales como, la fricción y las fuerzas de atracción de las moléculas, las cuales crean una resistencia al movimiento.

Waterflooding: Inyección de agua.

Xantana: Es un polímero de origen natural producido por la bacteria *Xanthomonas Campestris*.

Yacimiento: Es la porción de la trampa que contiene normalmente tres fluidos (petróleo, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes; y que constituye un sistema hidráulicamente conectado.

APÉNDICES

APÉNDICE A

PROPUESTA DE UN MANUAL DE RECOBRO MEJORADO A TRAVÉS DE LA INYECCIÓN DE BACTERIAS EN YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

Nombre:.....

Apellido:.....

Email:.....

Su área de desempeño:

Profesor Profesional Estudiante

1. Conoce Ud. Aspectos relacionados con uso de bacterias como Método de Recuperación Terciaria?

Si No

2. Considera Ud. Importante disponer de material bibliográfico Especializado en el área de inyección de Bacterias como Método de Recuperación Terciaria?

Si No

3. Señale que tópicos particulares conoce relacionados con el tema:

.....
.....

.....
.....
.....

4. De los tópicos mencionados a continuación, indique Ud. si deberían ser considerados para un MANUAL DE RECOBRO MEJORADO A TRAVÉS DE LA INYECCIÓN DE BACTERIAS EN YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

a. Tipos de bacterias, sus funciones y características

Muy relevante Importante Deseable No deseable

b. Bacterias usadas en el campo petrolero venezolano y en el mundo

Muy relevante Importante Deseable No deseable

c. Limitaciones de las bacterias en yacimientos

Muy relevante Importante Deseable No deseable

d. Tipo de yacimiento en que se aplican las bacterias

Muy relevante Importante Deseable No deseable

e. El objetivo de la inyección de las bacterias en el yacimiento

Muy relevante Importante Deseable No deseable

f. Tecnología que se aplica en el proceso de inyección de bacterias en el pozo

Muy relevante Importante Deseable No deseable

g. Mecanismo de acción de las bacterias en el yacimiento

Muy relevante Importante Deseable No deseable

h. Funciones de los Bioproductos generados por las bacterias en yacimientos

Muy relevante Importante Deseable No deseable

i. Propiedades del crudo afectadas a través de la aplicación de las bacterias

Muy relevante Importante Deseable No deseable

5. Mencione algún(os) tópico(s) que Ud. considera importante(s) para ser incluido(s) en el manual

a.

b.

c.

d.

e.

6. Podría Ud. Señalar si conoce algunas referencias bibliográficas o Web donde se encuentre información del tema

a.

b.

c.

d.

Muchas gracias por su participación.

Figura 19-A.1: Modelo de encuesta aplicada

APÉNDICE B

EXPERIMENTO DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO DE BOLSAS DE ARENA ^[92]

Tabla 7-B.1: Materiales usados en el experimento ^[92]

MÉTODOS

Arena	May & Baker Lote MX 6210 lavados con ácido fino a medio, esterilizado por 10 horas a 170 °C
Arena/Petróleo	5ml de Petróleo por cada 34 gramos de arena
Media	Media# 4 y superior
Tubos de Prueba	Pyrex 9827
Sellos	Subsellos N° 23 + Ataduras de Cable

1. La mezcla de Arena/Petróleo. Arena y Petróleo fueron mezclados en un lote usando una proporción de 5ml de petróleo por cada 34 gramos de arena. Esta proporción fue anteriormente determinada mediante inyección de agua a la arena hasta que no hubo más residuo de petróleo recuperado. Tubos conteniendo la mezcla de Arena/petróleo fueron embalados usando un baño ultrasónico por 10 minutos.

2. El equivalente por peso de mezcla de 5 ml de Petróleo y 34 gramos de Arena fueron añadidos a cada tubo además de 22 ml de Media #4 con y sin

Carbonato fue añadido a cada tubo, los tubos fueron cerrados y cada cerradura estaba asegurada con una atadura

3. Todos los tubos fueron incubados a 72 °C en un horno de aire caliente

4. La cantidad de Petróleo recuperada de las Bolsas de Arena fue determinada por la diferencia del peso del tubo después que todo el petróleo en la superficie se retiró con una jeringa

5. Al final del experimento la cantidad de Petróleo restante en la Arena fue verificada con un solvente orgánico que comprende de un 87% de Cloroformo y 13% de Metano en un aparato soxhlet.

Tabla 8-B.2: Resultados. Recuperación de Petróleo de bolsas de arena ^[92]

Mezcla	Semana 3	Semana 6	Semana 9	Total	% Recovery
Medios	0,775	0,559	0,231	1,566	36,4
SDS	1,541	0,029	0,011	1,579	36,7

Discusión

Como el mejoramiento micro biológico de la recuperación de petróleo usando media # 4 fue equivalente a lo alcanzado usando un surfactante comercial, este medio fue el adoptado para las pruebas finales.

Experimentos de Alta Presión y Alta Temperatura

La fase final de la experimentación preliminar fue analizar la recuperación de petróleo bajo condiciones de yacimiento Alton.

Materiales y Métodos

La recuperación de petróleo residual bajo las condiciones de yacimiento Alton fueron probadas usando un diseño especial para ese propósito. Comprime un tubo de metal dentro de una camisa de agua el tubo se llena de material poroso y muestra, luego se sella. La temperatura se mantiene mediante un sistema de circulación donde el agua es bombeada a través de un baño de aceite de silicona y alrededor de la camisa de agua del núcleo.

La temperatura es regulada por un termostato a 73 °C . La presión inicial de aproximadamente 5000 kPa (725 psi), es generada por una bomba hidráulica Haskell.

1. Arena y Petróleo fueron mezclados como se describió anteriormente hasta que hubo exceso de petróleo esta mezcla se introduce en el tubo de acero inoxidable. El tubo de acero inoxidable entonces fue transferido al núcleo de la célula de alta temperatura/presión.
2. Una vez el tubo lleno de Arena/Petróleo se ha equilibrado, se inyecta con agua en periodos regulares, este proceso se repite hasta que no se recupere petróleo alguno del tubo
3. La Media #4 que fue ajustada para reflejar el equilibrio químico relacionado en el yacimiento Alton, fue introducida dentro del tubo hasta que desplazo el agua. El tubo fue sellado y mantenido a la temperatura y presión relevantes
4. Muestras fueron removidas del tubo, y la liberación de aceite fue monitoreada. En este momento el estado de nutrición de las bacterias se ha probado y las inundaciones de nutrientes repetido o retenidos de acuerdo al resultado.

5. Si el petróleo residual no fue desplazado durante este proceso, el tubo se inoculó con un cultivo enriquecido del yacimiento. El tubo se libera y los pasos 4 y 5 repetidos hasta que no queden residuos de petróleo

Medios

Los medios utilizados en esta prueba se componen de la producción de agua desde el yacimiento de Alton suplementada con las siguientes sustancias químicas.

Tabla 9-B.3: Químicos usados en el experimento ^[92]

	Químicos	gr/ 10001
<i>Solⁿ A</i>	Ácido nitrilotriacético	100
	Na_2HPO_4	280
	NH_4NO_3	1087
	$CaCl_2 \cdot 2H_2O$	51
	$MgCO_3$	40
	$NaNO_3$	69
	KNO_3	103
	Peptona	1000
<i>Solⁿ B</i>	$NaHCO_3$	3000

La Solución A y Solución B se mezclan entre sí, luego se ajusta el pH a 8,4 utilizando ácido clorhídrico concentrado o carbonato de magnesio. Se añade la peptona. Este medio es esterilizado por filtración y precalentado a 73 °C antes de la inyección de la columna.

Resultados

La mezcla de arena /petróleo se compone de 751 gramos de arena y de 123 ml. de petróleo. Durante las inyecciones de agua se recuperaron 98 ml de petróleo. Se introdujo una inyección de nutrientes después de 2 semanas.

Tabla 10-B.4: Recuperación de Petróleo desde un Simulador de Yacimiento ^[92]

	Semana 1	Semana 2	Semana 3
IT (Tensión Interfacial)	18,5	12,8	17,1
Ph	9,32	9,45	8,86
Petróleo recuperado (ml)	1,5	3,4	1,1
Total de petróleo restante en la columna			123-98 = 25ml
Petróleo recuperado			6ml
% adicional de petróleo residual recuperado			24%

EJEMPLO 4a

Los resultados del control de la prueba de campo (de producción de agua, es decir sin nutrientes) se presentan a continuación. La prueba de campo se llevó a cabo en el Alton-3 y en Queensland, Australia. Los resultados se presentan gráficamente en la Figura 20-B.5 y muestran claramente que

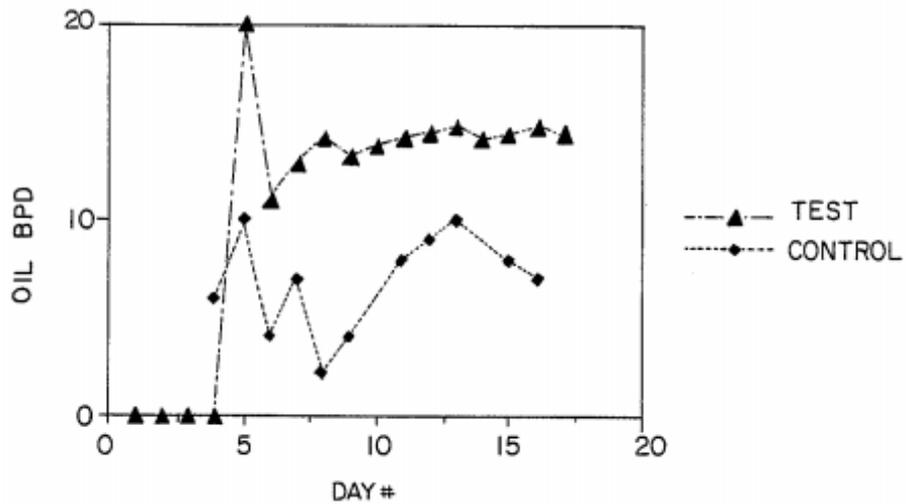


Figura 21-B.6: Data de "alton #3 test" [92]

Tabla 11-B.7: Programa de inyección de bacterias en un campo de petróleo en Australia [92]

Estado del pozo	
La producción de la bomba	
Revestimiento de producción	7" OD
De abajo hacia arriba	2 JTS 26 # J-55
	37 JTS 29 # N-80
	43 JTS 23 # S-95
	87 JTS 26 # J-55
Tubería de producción	$2\frac{7}{8}$ ", 6,5" pax, EUE CONN J-55 grado
Liner con ranuras	6032 pies a 6063 pies RKB 6073 pies a 6104 ft RKB
Profundidad total	6109 pies RKB

Tabla 12-B.8: Completación del ensamblaje de fondo de la sarta de perforación de abajo hacia arriba ^[92]

	LARGO (FT)	POR ENCIMA DE (FT)
3"O.D. Gas de anclaje	25,6	5972,03
Bomba de Seat pezón	1,56	5.970,47
2 7/8" x 7" TAC	2,56	5.967,91
190 STJ, 2-7/7" tubo	5.953,31	14,60

- Inyección de fluidos de 0,5 bbl / min a 2200 Psig.
- Un total de 15.000 litros (94.3 barriles) de la solución nutritiva se preparó. Teniendo en cuenta el fondo del tanque de 7%, lo que dio un volumen de 86 barriles , 25 barriles fueron inyectados mientras se inyectaba la mezcla de nutrientes, el resto se inyectó durante aproximadamente 3 horas después de 9-12 horas de exposición a la atmósfera y la rectificación posterior de pH.
- Todo el fluido inyectado en la formación fue filtrado a través de 28 y 10 micróns.
- Volver a ejecutar la sarta de varillas. Poner a bombear el pozo

RESULTADOS

El pozo fue cerrado el 26 de enero de 1989, y el 17 de febrero de 1989 fue abierto.

Tabla 13-B.9: Resultados obtenidos ^[92]

Fecha	17/2	18/2	19/2	20/2	21/2	22/2	23/2	24/2	25/2	26/2	27/2	28/2	1/3
BPO bruto	156	148	156	143	143	129	128	129	122	120	120	117	116
Petróleo	—	—	—	—	20	11	13	14,2	13,3	13,8	14,2	14,5	14,9

Los resultados demuestran claramente una recuperación mejorada de petróleo del yacimiento.

APÉNDICE C

RECUPERACIÓN MEJORADA DE HIDROCARBUROS POR ACTIVIDAD MICROBIANA ^[117]

Introducción. En los procesos de recuperación tradicional, alrededor del 30% al 40% del hidrocarburo es recuperado y la mayoría de éste se queda atrapado en los yacimientos. Dentro de los procesos de recuperación de hidrocarburos, la recuperación mejorada debida a la actividad microbiana es una alternativa potencial para ser utilizada en los yacimientos mexicanos. Por lo que es necesario realizar primero una prospección microbiológica para seleccionar microorganismos útiles que puedan ser utilizados en procesos de recuperación en medios porosos y posteriormente escalarlo a la tecnología de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos vía Microbiana (MEOR), que pueda ser aplicada en campo. El objetivo del trabajo fue determinar la presencia de microorganismos en muestras de aceite, optimizar las condiciones de cultivo para su crecimiento y producción de metabolitos de interés para el proceso MEOR y finalmente evaluar estos microorganismos en un proceso de recuperación en un núcleo.

Metodología. Se determinó la presencia de microorganismos extremófilos anaerobios en muestras de aceite, se seleccionaron los mejores cultivos para ser utilizados en una prueba de recuperación de hidrocarburo en un núcleo de caliza indiana, a una presión de 120 psi y temperatura de 80°C. Para observar el efecto de la recuperación debida a la actividad microbiana, se utilizó un medio mineral con una concentración de sal de 25 g/L) diseñado y optimizado para el inóculo seleccionado proveniente de aceites de pozos.

El núcleo de caliza fue caracterizado en cuanto a permeabilidad y porosidad, se saturó con aceite muerto, se llevó a cabo la recuperación secundaria de aceite por inyección de salmuera y la recuperación mejorada debida a la actividad microbiana, utilizando el medio mineral y los microorganismos seleccionados. En el experimento en núcleo se determinó, la cantidad de aceite recuperado en cada etapa del proceso de recuperación. La concentración de biomasa (determinada como proteína) y la concentración de azúcares fueron medidas al inicio y fin del experimento.

Resultados y discusión. En las muestras de petróleo utilizados se encontró una gran variedad de microorganismos aerobios y anaerobios, se seleccionó un cultivo mixto fermentador con base a su velocidad de crecimiento y producción de CO₂. El núcleo de caliza tenía una porosidad de 18% y una permeabilidad de 16.61 mD. Después de efectuar el proceso de recuperación debido a la actividad microbiana, se obtuvo una recuperación adicional de aceite del 18.17 %, respecto a la obtenida por el proceso de recuperación secundaria. La figura 22-C.1 muestra el núcleo antes y después de la prueba, se observa el efecto de la actividad microbiana sobre el hidrocarburo, es decir; que hubo liberación del aceite por la actividad microbiana.



Figura 22-C.1: Núcleo impregnado con aceite (A) y después del proceso de recuperación por actividad microbiana (B) ^[117]

Conclusiones. Se observaron diferentes formas y tamaños de los microorganismos encontrados en los aceites mexicanos, los cuales son clasificados como hipertermófilos porque crecen a temperatura de 80°C y halotolerantes (25 g/L de NaCl). Con el cultivo mixto fermentador utilizado en la prueba de núcleo de caliza indiana, se obtuvo una recuperación de aceite de 18.17 % adicional a la recuperación secundaria, lo que indica la factibilidad de aplicar el proceso de recuperación vía microbiana (MEOR) a otras escalas y eventualmente en campo.

APÉNDICE D

RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO PESADO A TRAVÉS DE ESTIMULACIÓN DE BACTERIAS EN EL CAMPO TIA JUANA LAGO MARACAIBO. EDO. ZULIA-VENEZUELA ^[105]

Resumen

Los productos microbianos son una alternativa para aumentar la producción en los pozos de petróleo que presentan daños en la formación, problemas de parafinas, asfaltenos aglomerados y corrosión.

A modo de ejemplo, los tratamientos con productos de biotecnología han mejorado la recuperación de petróleo pesado en 25 pozos del Lago de Maracaibo operados por PDVSA (Petróleos de Venezuela SA) Lagunillas. Tres yacimientos diferentes, **LGINF-07**, **BACH-01**, y **BACH-67**, fueron tratados con las soluciones microbianas (Figura 27-D.5). Estos yacimientos producen crudos pesados de 10-19 ° de gravedad API. Desde la década de 1920, Venezuela ha estado recuperando petróleo en el Lago de Maracaibo. Hoy en día, el Lago de Maracaibo tiene más de 7.000 pozos, en profundidades de agua de hasta 130 pies, produciendo con gas-lift (Figura 23-D.1)

Los microbios

Los tratamientos de microbios en el Lago de Maracaibo fueron:

- Para-Bac /S para el control de parafinas
- Ben-Bac para prevenir la deposición de asfaltenos del crudo y la mejora de las propiedades del flujo de petróleo

- Corroso-Bac para proteger el fondo del pozo y equipos de superficie de la corrosión por el secuestro y la eliminación de los sólidos.

Los productos son de origen natural, los microorganismos no son patógenos para los seres humanos. Estos no son productos químicos, pero su metabolismo reacciona de manera igual que productos químicos. En el fondo del pozo y en la formación, los microbios trabajan para mejorar la recuperación de petróleo. Viviendo en la fase de agua, los microbios se colonizan en el petróleo/agua y se aferran a los medios porosos, especialmente en el yacimiento de roca humectada con agua.

El fluido microbiano se bombea en el pozo por la formación donde se colonizan y ocurre la migración.

Los microbios producen biosurfactantes, ácidos grasos, disolventes de parafina, y gases, que son muy eficaces en la movilización del petróleo. Los microbios reducen la acumulación de parafinas, asfálticos aglomerados, y otros problemas en el área del pozo, así como en el yacimiento. Durante el tratamiento de estimulación, los surfactantes producidos y solventes reducen la tensión interfacial entre el petróleo y el agua, alterando la permeabilidad efectiva del petróleo por cambiar las características de mojabilidad, y reducir la tensión superficial del fluido.

Los bioproductos microbianos también:

- Inhibe la formación de incrustaciones y la corrosión
- Aumento de la gravedad API con bio-productos disolventes, alcoholes y cetonas.

Los microbios disminuyen significativamente los nutrientes disponibles para las bacterias reductoras de sulfato. Colonias SRB se reducen o se eliminan.

Los microorganismos pueden convertir cadenas largas de n-alcano moléculas en cadenas cortas, que mejoran la movilidad de los hidrocarburos.

Aplicación

Los tratamientos en el anular y en la formación son dos de los métodos de aplicación de productos microbianos más comunes en la producción de los pozos de petróleo. El método seleccionado depende de los objetivos del tratamiento y de las características del pozo.

Los tratamientos en el anular están destinados a reducir el mantenimiento, mientras que los programas microbianos tienden a mejorar la producción de la formación. En los 25 pozos de petróleo tratados en el Lago de Maracaibo, las temperaturas de fondo de pozo oscilaban entre 130 y 150 ° F. Los productos microbianos pueden ser eficaces en las temperaturas de fondo del pozo de hasta 270 ° F. El método de tratamiento seleccionado fue un alto volumen microbiano. La solución microbiana fue inyectada con un procedimiento de compresión de un tubo que coloca la solución a 1.2 metros en la formación productora. La solución se inyecta con una bomba triplex de una barcaza autopropulsada atracada en la plataforma de producción (Figura 24-D.2).

Preparación de la solución

La solución microbiana contenía agua del Lago de Maracaibo y cloruro de potasio. La barcaza tiene 650 barriles de solución en dos compartimentos de 500 barriles en el compartimiento inferior y 150 barriles en la parte superior. La solución se preparó en el pozo (Figura 25-D.3).

Para eliminar los sólidos en suspensión antes de la mezcla, el agua del lago se filtra a través de 2 micrones. El agua (100 barriles) se bombea en el

tanque de almacenamiento superior, donde una bomba centrífuga mezcla el cloruro de potasio (KCL) y los productos microbianos con agua del Lago. Polvo concentrado de KCl se mezcla en una concentración de 1,6% en peso, mientras que la concentración de microbios va desde 8.000 a 54.000 ppm. La concentración de microbios depende del periodo de cierre (shut-in period) del pozo.

Una solución de 500 barriles fue transferida al compartimiento después de que cada 100 barriles eran preparados. Este procedimiento se repitió hasta que el volumen deseado era preparado.

La solución bien mezclada fue trasladada en porciones de 100 barriles hacia el compartimiento superior del cual se inyecta en el pozo con una bomba triplex.

Procedimiento de inyección

La solución microbiana (Figura 24-D.2) fue inyectada a una tasa de 3 barriles /min a una presión mayor que la del fondo del pozo. Se tuvo cuidado para que la presión de inyección no dañara la formación.

Los pozos fueron cerrados entre 5 y 15 días para permitir que la colonia de microbios se estableciera.

Las soluciones inyectadas en los primeros pozos tenían bajas concentraciones de microbios, y los pozos fueron cerrados en períodos largos. Debido a que el operador prefirió cerrar los pozos en tiempo más cortos, los pozos posteriores tenían mayores concentraciones de microbios, y los periodos de cierre se redujeron a 5 días. Después del periodo de cierre, los pozos fueron devueltos a la producción. Las pruebas y los datos de pozos fueron registrados.

Datos que incluyen:

- La cromatografía completa petróleo/gases
- Los análisis de ácidos grasos saturados, aromáticos, resinas, y asfaltenos.
- Análisis del agua
- La viscosidad, punto de congelación
- Prueba de los procedimientos específicos a los productos microbianos.

Los tratamientos adicionales

Un agente tensioactivo de propiedad opcional fue añadido a cinco tratamientos. Las ventajas del surfactante incluyen una penetración más profunda en la formación de oleaginosas, un aumento más rápido en la producción y una disminución de la tensión interfacial. Cuando los microbios penetran en la formación de oleaginosas, la velocidad a la que migran fuera del pozo está inversamente relacionada con la formación de los obstáculos que encuentran. El surfactante aumenta la tasa de penetración mediante la eliminación de diversos obstáculos que retrasan la tasa de penetración de los microorganismos. Los pozos con una larga historia de tratamientos químicos pueden ser más difíciles de tratar con éxito con los microbios. Malos resultados se pueden obtener por los residuos químicos en el revestimiento del pozo puede ser tóxico para algunos productos microbianos. Dependiendo de residuos químicos en el revestimiento del pozo, una dosis mayor para el tratamiento puede ser solicitado, o el pozo puede necesitar un tratamiento adicional.

Resultados

La Figura 26-D.4. muestra el rendimiento de la producción de cuatro de los pozos tratados. Cada vez tuvo un pico de producción significativa durante

varias semanas después del tratamiento. De los cuatro pozos, el pozo LL-2241 muestra la producción más sostenida después del tratamiento.

En general, los tres yacimientos tenían una tasa de éxito del 80%, con aumentos en la producción de petróleo de 50 a 200%, lo que indica que los microbios son una alternativa a los tratamientos tradicionales.



Figura 23-D.1: Pequeña plataforma de pozo de inyección en el Lago de Maracaibo [105]



Figura 24-D.2: Bombas triplex usados para la inyección de bacterias [105]



Figura 25-D.3: Trabajadores introduciendo la mezcla de bacterias e inhibidor de corrosión dentro del tanque [105]

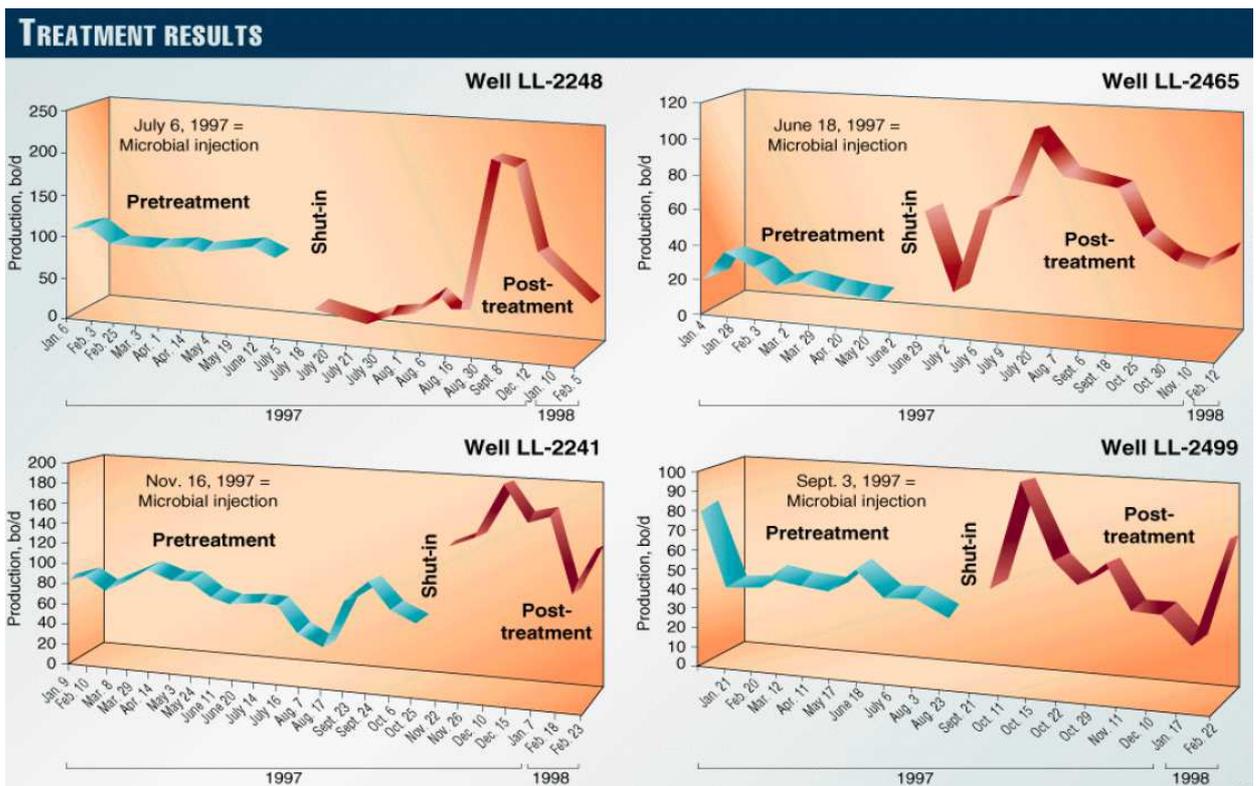


Figura 26-D.4: Resultados de la estimulación de bacterias en los pozos [105]

RESERVOIR CHARACTERISTICS

Reservoir	LL-07	Bach-01	Bach-67
Year discovered	1926	1934	1979
Total number of wells	974	481	10
Monthly oil production, 1,000 bbl/month	1,107	1,116	23
Monthly gas production, MMcf/month	858	961	30
Monthly water production, 1,000 bbl/month	820	434	36
Producing area, acres	31,639	23,511	5,185
Net sand thickness, ft	68	137	43
Oil volume, acre-ft	2,117,433	3,229,928	190,385
Porosity, %	30	33.5	33.5
Permeability, md	1,500	3,000	3,000
Distance between wells, m	173	300	300
Geological period	Miocene	Miocene	Miocene
Original oil in place, million bbl	3,828.00	6,621	391
Ultimate oil recovery, million bbl	203	720	35.3
Recovery factor, %	39	16	10
Waterflood in progress	Yes	No	No
Bottom hole temperature, °F.			137
Number of reservoirs	1	1	1
Reservoir depth, m	3,800	3,000	3,300
Deepest well, m	4,700	3,600	3,500
Lithology	Sand	Sand	Sand
Number of sands	3	9	1
*API Gravity	18	12	4

Figura 27-D.5: Características del yacimiento ^[105]

TREATMENT DESCRIPTION

Well	Date	Reservoir	°API	Para-Bac/S, drums	Corro-so-Bac, drums	Ben-Bac, drums	Water, bbl	Shut-in, days	Concentration, ppm
LL-2792-3*	04-22-97	BACH-67	13	3	1		500	10	10,000
LL-2609	04-24-97	BACH-67	11	2	2		500	10	10,000
LL-153-2	04-25-97	BACH-01	13	4	4		1,000	10	8,000
LL-2465*	06-26-97	LGINF-07	15	4	3		500	10	18,000
LL-2141*	06-27-97	LGINF-07	17	5	3		600	7	18,000
LL-124*	06-27-97	LGINF-07	18	5	3		600	7	18,000
LL-2105*	06-27-97	LGINF-07	18	3	2		400	7	13,000
LL-2599	07-05-97	BACH-01	11	3	3	2	600	7	18,000
LL-2248	07-05-97	BACH-01	11	3	4	3	800	12	18,000
LL-2772	07-03-97	BACH-01	10	3	3	2	600	15	18,000
LL-2318	04-25-97	BACH-01	10	4	2		600	12	18,000
LL-2624	07-06-97	BACH-01	11	3	4	3	800	15	18,000
LL-2785	07-06-97	BACH-01	11	3	3	2	600	8	18,000
LL-2499	10-03-97	LGINF-07	19	3	2		150	5	54,000
LL-2647	10-03-97	LGINF-05	18	4	3		200	5	54,000
LL-2214	10-17-97	LGINF-07	19	3	1		100	5	54,000
LL-360	10-17-97	LGINF-07	15	3	1		100	5	54,000
LL-1506	10-17-97	LGINF-07	14	3	1		100	5	54,000
LL-2106	10-18-97	LGINF-07	19	5	3		200	5	54,000
LL-1359	10-18-97	LGINF-07	15	5	3		300	5	36,000
LL-1579	11-03-97	LGINF-07	16	3	1		100	5	54,000
LL-1634	11-16-97	LGINF-07	18	4	3		250	5	43,000
LL-2231	11-16-97	LGINF-07	19	3	2		150	5	54,000
LL-2241	11-16-97	LGINF-07	19	4	3		250	5	43,000

*Surfactant was added

Figura 28-D.6: Descripción del tratamiento de bacterias en los pozos ^[105]

APÉNDICE E

INYECCIÓN DE BACTERIAS ANAERÓBICAS EN UN CAMPO PETROLERO EN MAR DEL NORTE ^[96]

Campo petrolero en mar del norte

Es un campo en el cual se aplicó recuperación secundaria lo cual dejó un 75% de Petróleo Originalmente en Sitio que no pudo ser removido, posteriormente se planteó aplicar una técnica de inyección de bacterias anaeróbicas a un pozo inyector para desplazar el petróleo residual hasta el pozo productor con lo cual se obtuvieron buenos resultados.

Resumen

Un método de recuperación mejorada de petróleo a través de la inyección de bacterias anaeróbicas para la recuperación del petróleo de una formación rocosa que contiene petróleo **(13)**. El método comprende: la inyección de agua que contiene una fuente de vitaminas, fosfatos y un receptor de electrones como el nitrato en la formación en la primera ubicación **(10)** y permitiendo que las bacterias anaeróbicas, que ya están presentes en la formación **(13)** o que se introducen al mismo tiempo para multiplicar el uso del petróleo como fuente de carbono principal. Esto establece una capa de biomasa **(16)** que actúa para desplazar el petróleo de la formación de la roca **(13)**. El petróleo removido es desplazado hacia la salida del pozo productor **(15)**.

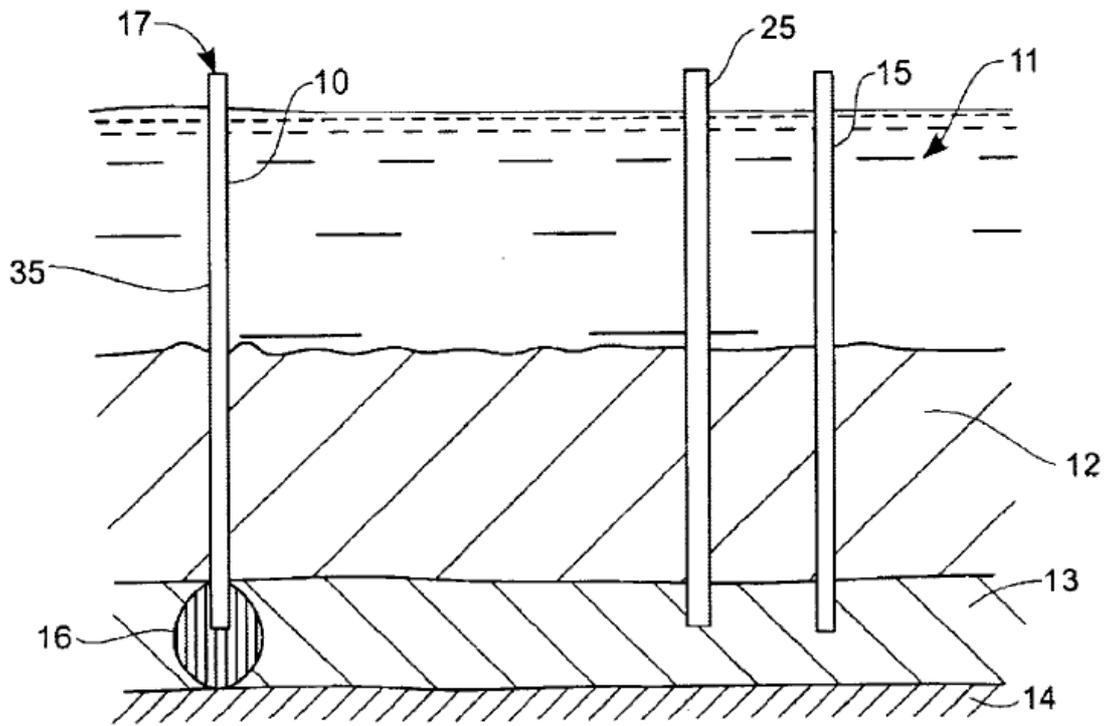


Figura 29-E.1: Inyección de bacterias en un pozo inyector en Mar del Norte ^[96]

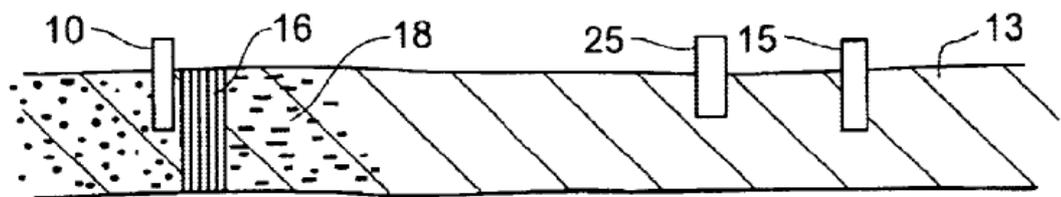


Figura 30-E.2: Inicio del procedimiento de inyección de bacterias ^[96]

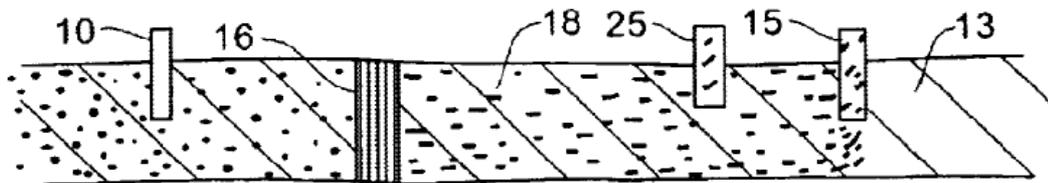


Figura 31-E.3: Formación de la biomasa y desplazamiento del petróleo [96]



Figura 32-E.4: Petróleo desplazado por la biomasa y agua hasta el pozo productor [96]

Por lo tanto, es un objeto de la presente invención para producir el petróleo con un método de recuperación mejorada de petróleo microbiana que, preferiblemente, se evita el uso de oxígeno inyectado. Un objeto de la invención proporciona un método de recuperación mejorada de petróleo microbiana que es eficaz a distancias mayores.

De acuerdo con la invención, se proporciona un método de recuperación mejorada de petróleo microbiana para la recuperación de petróleo de una formación rocosa que contiene petróleo, el método comprende :una inyección de agua que contiene una fuente de vitaminas, fosfatos y un aceptor de electrones en la formación, permitiendo a los microorganismos en forma de bacterias anaeróbicas o bacterias anaeróbicas facultativa, que ya están presentes en la formación o que se introducen de forma simultánea con las vitaminas, los fosfatos y aceptor de electrones para que las bacterias se pueden multiplicar y se mantengan vivas usando el petróleo como su

principal fuente de carbono, estableciendo así una capa de biomasa que actúa para remover el petróleo de la formación rocosa, y desplazar el petróleo removido a través de la salida del pozo productor. Preferiblemente, el donador de electrones es el nitrato añadido como sal de calcio, potasio, sodio o amonio, aunque los sulfatos podrían ser empleados. Preferiblemente, la entrada se encuentra en una primera ubicación (pozo inyector) y la salida se encuentra en una segunda ubicación separada de la primera (pozo productor), aunque la entrada y salida podrían ser una misma, por ejemplo en el pozo inyector sustancialmente no hay oxígeno suministrado por la inyección de agua. Las bacterias son anaerobias del petróleo degradado y/o bacterias anaeróbicas facultativas. Preferiblemente, las bacterias sustancialmente comprenden especies de *Pseudomonas putida*, *Pseudomonas aeruginosa*, *Corynebacterium lepus*, *Mycobacterium rhodochrous*, *Mycobacterium vaccae*, *Acinetobacter* and *Nocardia*. Preferiblemente, las vitaminas contienen uno o más o una mezcla de: B12, biotina, ácido fólico, ácido nicotínico, ácido amnobenzoico, pantotenato de calcio, piridoxina HCL, riboflavina, tiamina y ácido tióctico. Las vitaminas, etc son preferiblemente introducidas continuamente en la formación. Alternativamente, se pueden introducir periódicamente, por ejemplo, una vez al día.

Preferiblemente, la concentración individual de las vitaminas están en la inyección de agua en un rango de 1 a 1000 $\mu\text{g}/\text{l}$, y más preferiblemente en el rango de 10 a 100 $\mu\text{g}/\text{l}$. Preferiblemente, la velocidad superficial de la inyección de agua a través de la formación que contiene petróleo es de 0,1 y 15 m/día, pero se prefiere más a un rango entre 0,3 y 2 m/ día. A medida que el petróleo desplazado se lava hacia delante, los micro-organismos en la parte trasera de la parte delantera no tendrán petróleo y se convertirá en suspenso, o se alimentan unos con otros.

Esto efectivamente regula el espesor de la capa de biomasa asegurando que las vitaminas, los fosfatos y el receptor de electrones penetran en la parte delantera de la capa, permitiendo que el petróleo fresco actúe en consecuencia. Por lo tanto, los avances frente a través del petróleo hacia la salida y el petróleo removido, son constantemente arrastrados por la inyección de agua. Por un proceso de selección natural, sólo los microorganismos más exitosos prosperan y éstos serán los más eficaces en el uso del petróleo. Por lo tanto, será los más eficientes para desplazar al petróleo, probablemente por la producción de surfactantes. Sin embargo, debido a la acción del lavado de la inyección de agua, el petróleo removido es desplazado por lo que sólo una proporción muy pequeña del petróleo será consumido por la biomasa. Una teoría de cómo el petróleo se disocia es que el petróleo se divide en pequeñas gotas por los tensioactivos y estos son lavados. Sin embargo, los candidatos presentes creen que el petróleo está inicialmente dispuesto en largas cadenas o cintas en la estructura porosa de roca y que los tensioactivos comienzan a afectar sólo partes de estas líneas. De esta manera, las fuerzas viscosas adjuntan una cadena y se reducen y la presión de inyección de agua finalmente desplaza toda la cadena, en lugar de ser interrumpida por los agentes tensioactivos. Los microorganismos pueden ser de cualquier práctica anaeróbica y / o bacterias anaerobias facultativas. Las bacterias adecuadas pueden ser *Pseudomonas putida*, *Pseudomonas aeruginosa*, *Corynebacterium lepus*, *Mycobacterium rhodochrous*, *Mycobacterium vaccae*, *Acinetobacter* and *Nocardia*. Las bacterias que se utilizan pueden ser pre-seleccionadas y cultivadas para prosperar en la inyección de agua en las condiciones actuales. Ejemplos de los nitratos y los fosfatos son adecuados $NaNO_3$, KNO_3 , NH_4NO_3 , $Ca(NO_3)_2$, Na_2HPO_4 y K_2HPO_4 . Si se recurre a los sulfatos, éstos se presente de forma natural en agua de mar.

Se puede apreciar que al utilizar un sistema de acuerdo con la invención, la capa de la biomasa puede avanzar en eliminar de manera eficiente todo el petróleo que se encuentra. Ya sea que el petróleo sea desalojado y removidos o que se consumirá, aunque algunos pueden permanecer y no ser desplazados por la biomasa. El petróleo liberado se puede separar del agua, los minerales y materia orgánica por métodos convencionales a pesar de que es conveniente reducir al mínimo cualquier exposición previa a la separación de aire para evitar la adopción de nuevas medidas microbiana en el petróleo.

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE BACTERIAS EN MAR DEL NORTE ^[96]

En la Figura 29-E.1 muestra un pozo de petróleo que se encuentra en el submarino que ha sido sometido a la extracción primaria / secundaria por medio de un pozo de inyección (pozo inyector) **(10)**. Bajo el mar **(11)** hay varios estratos de núcleo **(12)**, un petróleo residual está en la formación **(13)** y un lecho de roca subordinado **(14)**. Los pozos productores **(15)**, **(25)** la inyección del pozo (pozo inyector) **(10)** se extienden en la formación **(13)**. En el caso de un yacimiento del Mar del Norte, como el lield Gullfaks, la formación **(13)** podría ser la roca arenisca consolidada que cuenta con una gran cantidad de adherencia del petróleo y que se inunda con la formación y de inyección de agua que no contiene oxígeno.

La inyección de agua **(17)** es introducida en la formación **(13)** a través del pozo inyector **(10)**. Si no hubieran bacterias anaerobias adecuadas en la formación **(13)** ya sea naturalmente o debido a las operaciones realizadas con anterioridad, las bacterias anaeróbicas se inyectarían a través del pozo inyector, así por ejemplo, **(10)** con la inyección de agua **(17)**. La inyección de agua **(17)** contiene vitaminas, minerales y nutrientes que comprende los nitratos y fosfatos, pero sustancialmente sin oxígeno. Cuando las vitaminas y los minerales en la inyección de agua **(17)**, las bacterias y el petróleo están en contacto mutuo, la bacteria ataca al petróleo, y se multiplican creando el

biofilm **(16)** convirtiendo parte del petróleo en fracciones más ligeras y la producción de agentes tensioactivos o surfactantes. La producción de los pozos **(15)**, **(25)** actúan como sumideros y habrá un flujo global de la materia bioorgánica (biofilm) producidas por los microorganismos, el petróleo y la inyección del agua de formación **(10)** hacia los pozos productores **(15)**, **(25)**. Alternativamente, el pozo inyector **(10)** también se puede utilizar como un pozo productor, por ejemplo, ver **(35)**. La inyección de agua **(17)** se mueve a través de la formación **(13)** hacia los pozos productores **(15)**, **(25)** a una velocidad de alrededor de 0,1 a 15 m / día. El agua se extrae a través de la formación de los pozos **(15)**, **(25)**. Los tensioactivos producidos por el biofilm **(16)** ayudan a reducir las fuerzas que se adjuntan al petróleo en la formación de la roca y por lo que la inyección de agua **(17)** que fluye en realidad se separa del petróleo **(18)** y esto se llevado hacia adelante hacia los pozos productores **(15)**, **(25)**. A medida que la inyección de agua **(17)** pasa a través de la biopelícula **(16)**, las vitaminas y los minerales son consumidos por las bacterias se multiplican y el petróleo se consume en parte, pero en gran medida separada y llevada a cabo por la inyección de agua. Las bacterias en el extremo delantero de la capa del petróleo adherido se encuentran así para multiplicarse y separar el petróleo. Sin embargo, las bacterias en la parte trasera se queda sin alimentos (petróleo) y así mueren. De esta manera, la capa de bacterias que se mueve constantemente a través de la formación **(13)** a una velocidad de aproximadamente 0,1 a 15 m / día. Como se muestra en la Figura 31-E.3, el petróleo separado **(18)** salen en los pozos productores **(15)**,**(25)** con la inyección de agua. Esto se recupera en la superficie, la separación se lleva a cabo con una materia conocida, finalmente el biofilm **(16)** alcanza el pozo **(15)** y el pozo se cierra como se muestra en la Figura 32-E.4. La formación **(13)** entonces se agotará el petróleo previamente adherido allí.

Mientras que las Figuras 29-E.1 y 31-E.3 se muestran el efecto de la invención en una dimensión, se apreciará que en la práctica, la situación sería mucho más compleja. En particular, las bacterias **(16)** estarían dispuestas a converger en por ejemplo, el pozo **(15)** de muchas direcciones y todo, como se muestra esquemáticamente en la Figura. 32-E.4. Además, probablemente no habría una serie de pozos de sondeo, que estaría en uso al mismo tiempo.

APÉNDICE F

INVENCION DE LA APLICACION DE BACTERIAS AERÓBICAS EN UN CAMPO PETROLERO EN ALBERTA-CANADA Y COLORADO. USA ^[28]

Esta invención se refiere a la recuperación de petróleo con el uso de bacterias aeróbicas. En un aspecto se relaciona con la liberación del petróleo residual bituminoso que se encuentran en las arenas, lo cual puede ser removido por la acción de las bacterias aeróbicas y la recuperación de dicho petróleo es un aspecto que se relaciona con el uso de bacterias aeróbicas y la extracción del petróleo. La recuperación de arenas bituminosas y las pizarras es un problema importante debido a la estrecha relación que tiene el petróleo con la arena y la necesidad de manejar grandes cantidades de agregados minerales inorgánicos. Procesos como la destilación destructiva, extracción por solventes y las altas temperaturas y altas presiones y la hidrogenación a altas temperaturas y presiones en la presencia de un catalizador se han practicado en alguna medida, pero son generalmente considerados como satisfactorios debido a los rendimientos obtenidos que son relativamente bajos y las grandes cantidades de aglomerado que debe ser manejado y llevado a las altas temperaturas requeridas. En algunos casos, el agregado mineral puede llegar a alcanzar hasta un 75 por ciento o más.

Estos y otros objetos de la invención se harán más evidentes a partir de la siguiente descripción. Los objetos antes mencionados se realizan en general mediante la exposición de las arenas bituminosas a través de la acción de las bacterias aeróbicas en presencia de oxígeno.

La invención es aplicable en general, el tratamiento de los sólidos que contienen petróleo inorgánicos, tales como las arenas petrolíferas, pizarras bituminosas, etc típicas de las arenas bituminosas y las pizarras que se pueden tratar son las arenas del norte de Athabaskal Alberta, Canadá, y las pizarras bituminosas, como los que se encuentra en Colorado, USA. La invención es particularmente aplicable al tratamiento de las arenas petrolíferas ya que este material en su estado natural es generalmente de un tamaño adecuado para la minería hidráulica, lechada y la acumulación y el tratamiento con bacterias en una zona de estanque tipo de recuperación. Cuando se trata sobre las pizarras bituminosas, es necesario proporcionar una etapa de reducción del tamaño antes de que el petróleo sea expuesto a la acción de las bacterias. Las bacterias adecuadas para su uso en el método de esta invención incluyen principalmente bacterias del tipo aeróbico, como *Streptomyces, albus especies, Thiobacillus, especies thioxidan, thioparus, Novellus, Bacillus subtilis especies, megaterio, cereus; brevis, Nocardia, especies paraffinae , rubra, Azotobacter, especie chroococcum, ágil, indicum y Pseudomonas, fluorescens especies, oleovoraus, striata, membranoformis*, usados solos o en mezclas. En presencia de oxígeno, estas bacterias, que son de otra manera latente, crecen y llegan a ser muy activo con el fin de desplazar el petróleo de los sólidos como los anteriormente mencionados. El mecanismo por el cual las bacterias desplazan al petróleo de los sólidos no se entiende claramente. Según una teoría, las bacterias producen un producto metabólico que ataca, se disuelve y desplaza al petróleo de los sólidos inorgánicos.

Según otra teoría, la bacteria actúa simplemente de desplazar físicamente el petróleo de los sólidos. Se cree que las bacterias crecen en la interfase agua-petróleo, que también sirve para facilitar la liberación del petróleo. Sin embargo, independientemente del mecanismo implicado en particular, se ha encontrado que las bacterias en presencia de oxígeno son muy activas y son especialmente eficaces en el desplazamiento del petróleo de los sólidos. A pesar de que las bacterias aeróbicas crecen debido al oxígeno también pueden ser utilizadas en el ámbito de la invención. Estos incluyen los organismos facultativos anaeróbicos, es decir, los que también crecen en cierta medida, pero en ausencia de oxígeno, como las *Pseudomonas aeruginosa* especies, *desmolyticum*, *rathonas*, *Arvilla*, *Serratia marcescens*, *Achrombacter*, *liquefaciens* especies, *Flavobacterium* •, *difusum* especies, *Escherichia coli* especies, *freundii*, *Aerobacter*, las especies. *aerogenes*, • *Corynebacterium*, especies *heldvolum*, *Methanomonas*, especies *methanica*, *Vibrio*, las especies de ciclo-sitios, *Micrococcus*, especies *agilis*, *Sarcina*, especies *lutea*, *littoralis* y *Acetobacter*, las especies *aceti*.

No todas las bacterias se pueden utilizar ya que no ofrecen resultados equivalentes y que las bacterias preferidas son aquellas que son aeróbicas, y en particular del género *Thiobacillus*, *Bacillus*, *Pseudomonas* y *Nocardia*. Además de la presencia de oxígeno, el crecimiento y la acción de las bacterias utilizadas en la invención requiere de la presencia de alimentos minerales, alimentos adecuados que son los alimentos de origen vegetal conocidos como el calcio y el potasio-sales del ácido nítrico ácido, el ácido fosfórico y el cromo. Una mezcla de sal particularmente es eficaz para el crecimiento de las bacterias como lo es el sulfato de calcio, fosfato amónico magnésico y fosfato di-potásico. Generalmente, sin embargo la adición de un compuesto de nitrógeno simple, tales como cloruro de amonio, a la mezcla de agua y petróleo es suficiente para el crecimiento de las bacterias.

Para llevar a cabo el proceso de esta invención en una realización preferida de la misma un petróleo que contiene el material de sólido inorgánico, como por ejemplo, arena, petróleo, se extrae por la acción hidráulica del agua. Una cultura de bacterias seleccionadas se ha colocado en el estanque la cual crecen en presencia de oxígeno y actúan para liberar el petróleo de la arena. Después de una cantidad suficiente de petróleo se libera la arena se convierte en mojado y se hunde hasta el fondo del estanque. El petróleo flota en la superficie y se recupera. El aire o el oxígeno necesario para promover el crecimiento o la actividad de las bacterias pueden ser suministradas por varios métodos, como por ejemplo, mediante la aireación del estanque, por la agitación del estanque. El agua que se utiliza para la minería y la lechada de la arena del petróleo puede ser casi de cualquier tipo, incluyendo el agua de lluvia, el agua blanda, agua dura, agua salada y agua, incluso-salmuera. A pesar de un suministro continuo de agua fresca puede ser utilizado en el proceso de minería, de preferencia agua se recicla desde el estanque para este propósito. Esta agua contiene bacterias activas, lo que ayuda a aflojar el petróleo de las arenas. Como ventaja adicional, la reutilización de agua del estanque ayuda a desarrollar las mejores condiciones y culturas particularmente eficaces de las bacterias para la liberación de petróleo de las arenas. El uso de la técnica de minería hidráulica, junto con las bacterias de oxígeno es realmente ventajoso. El primer contacto del agua con las arenas petrolíferas causa la liberación de un poco de petróleo y la agitación producida durante este contacto es muy eficaz para airear el agua para ayudar a proporcionar un ambiente adecuado para el crecimiento de las bacterias. La separación del petróleo de las arenas bituminosas se lleva a cabo en términos generales desde la temperatura ambiente a 110 ° F. por encima de 110 ° F la actividad de las bacterias es mucho más lento. Cuando la temperatura ambiente es baja, como en un clima frío o durante los meses de invierno, el calor puede ser suministrado a la red.

El rango de la temperatura óptima es entre 80 ° F y 100 ° F, la operación se realiza normalmente a la presión atmosférica, sin embargo, la presión atmosférica se puede utilizar si se desea sin efectos perjudiciales. La luz del sol no es perjudicial para la acción de las bacterias y en algunos casos puede ser beneficioso. El tiempo necesario para la liberación de petróleo de las arenas de petróleo es muy variable y depende de un gran número de factores, incluyendo la bacteria particular usada, el tamaño de las partículas de las arenas petrolíferas, el grado de separación del petróleo, la concentración de bacterias, la temperatura, la disponibilidad de oxígeno, etc de la mayor parte del petróleo se puede realizar entre 0,2 y alrededor de 200 horas y más por lo general entre aproximadamente 0,5 y aproximadamente 50 horas. Cuando se operan en condiciones preferidas el momento de la separación es aún menor, es decir, entre aproximadamente 0,5 y aproximadamente 20 horas. Los siguientes ejemplos se presentan en la ilustración de una realización preferida de la invención.

Ejemplo 1 - 10 partes en peso de arena petrolífera en Kansas se añadieron a 100 partes en peso de agua del grifo y se inocularon con 0,5 partes en peso de la muestra de petróleo que contienen bacterias aeróbicas de los géneros *Bacillus* y *Pseudomonas*. La mezcla, se agitó en un recipiente, abierto a la atmósfera, durante siete días. Después de este tiempo los contenidos se examinaron y una película de petróleo se encontraba en la parte superior del agua y en el lado de la embarcación. La arena de petróleo había cambiado de color de negro a un color marrón claro y se había asentado en el fondo de la embarcación. El examen microscópico mostró gotas de petróleo rodeada por los organismos de las bacterias.

Ejemplo II - Pruebas similares se llevaron a cabo con dos muestras de petróleo obtenido de la sucursal alemana Petroleum Company Trabaja en Wietze. Una muestra se obtuvo de un petróleo en Wietze, West Scholle de la cama de 2,10 metros hacia el sur, La segunda muestra se obtuvo en la misma área en el nivel de 256 metros en el límite entre las arenas bituminosas y arenas húmedas. Resultados similares a los obtenidos en el ejemplo dado por el tratamiento de estas muestras con una muestra de suelo similar. Habiendo descrito la invención mediante ejemplos específicos de la misma, que se ha de entender que las restricciones o limitaciones indebidas del petróleo se podrán deducir por la misma razón, pero que el alcance de la invención es negado por las reivindicaciones adjuntas.

Tabla 14-F.1: Desarrollo del MEOR en campos petroleros de China ^[113]

Tratamientos con parafina	Campo	Yacimiento y propiedades del petróleo	Resultados	Referencias
Cepa <i>Bacillus</i>	Campo Liaohe	El contenido de parafina está entre 15-25%	Detuvo la declinación natural y la producción de petróleo aumentó en 3 de 4 pozos, 650 m ³ de incremento del petróleo, los tratamientos químicos fueron reducidos cada 15 días, a cada 4 meses	(He, <i>et al.</i> , 2003)

Inyección de agua	Campo	Yacimientos y propiedades del petróleo	Resultados	Referencias
Dos ciclos de inyecciones de <i>Bacillus cereus</i> y <i>Brevibacillus</i>	Yacimiento Daqing	baja permeabilidad, baja abundancia de las reservas y baja producción del pozo	Incremento de la producción en 165% para 200 días, 6.700 m ³ de incremento de petróleo en 10 pozos productores; disminución de la viscosidad del petróleo	(Guo et al., 2006)

APÉNDICE G

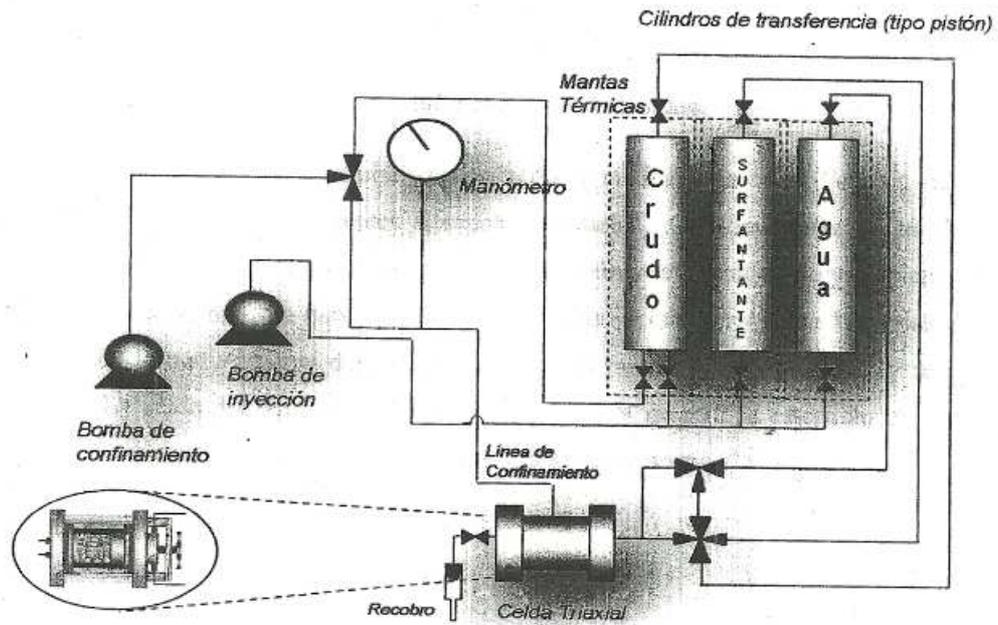


Figura 33-G.1: Diagrama del equipo utilizado para pruebas de desplazamiento con bioproductos (biosurfactantes) ^[68]

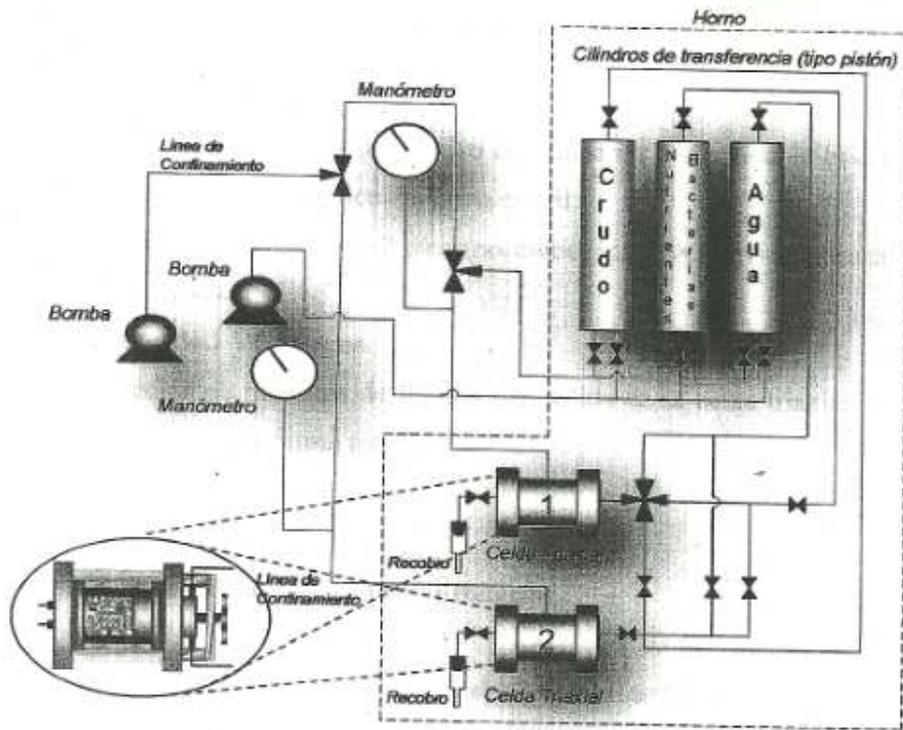


Figura 34-G.2: Diagrama del equipo utilizado para pruebas de desplazamiento con microorganismos ^[68]

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- 1.- Se diseñó un manual de recobro que está estructurado en trece tópicos principales referentes al MEOR y se realizó a través de los análisis de resultados de las encuestas, entrevistas, internet, seminario y juicio del autor.
- 2.- Se detectaron los tópicos del manual a través de unas encuestas realizadas a un número de profesores de las Escuelas de Ingeniería de Petróleo, Ingeniería Química y la Escuela de Geoquímica de la UCV y profesionales de PDVSA INTEVEP y del Instituto de Estudios Avanzados (IDEA) y estudiantes del 8vo y 9no semestre de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la UCV lo que sirvió de gran ayuda para la realización del manual.
- 3.- Se identificaron los tópicos del MEOR a través de fuentes bibliográficas especializadas y actualizadas en las bibliotecas de PDVSA, Universidades, internet y seminario.
- 4.- Se elaboró un esquema de contenido a través de los análisis de resultados de las encuestas, entrevistas, internet, seminario y juicio del autor tomando en cuenta la finalidad didáctica del manual.
- 5.- La información recopilada se integró de manera ordenada en un formato físico y digital.

RECOMENDACIONES

- 1.- Se recomienda introducir el tema del MEOR en las asignaturas de yacimientos I, II, III y IV en la Escuela de Ingeniería de Petróleo.
- 2.- Se recomienda hacer una selección de los tópicos del MEOR que se podrían introducir en las asignaturas nombradas ya que es un tema muy amplio.
- 3.- Se recomienda hacer una jornada sobre el tema del MEOR en la Facultad de Ingeniería de la UCV durante las Jornadas de Investigación de la Facultad de Ingeniería (JIFI) ya que es un tema de gran importancia para el mejoramiento de los crudos pesados en Venezuela y el mundo.
- 4.-Se recomienda realizar una continuación del presente Trabajo Especial de Grado con la finalidad de hacer estudios de microbiología e interacción roca-fluido y posteriormente simular los resultados obtenidos por el tratamiento con bacterias a través de programas especializados, antes de ser aplicado en el campo.