

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO, GAS NATURAL Y PETROQUIMICA



**“METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS MEOR EN EL
NOROESTE PERUANO”**

**TESIS PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO DE PETROLEO**

**ELABORADO POR:
GISSELA CAROLINA SEGOVIA NOLASCO**

PROMOCIÓN 2006 - II

LIMA – PERU

2011

DEDICATORIA

A mis amigos que me acompañaron durante todos estos años. A mi familia, abuela y abuelos, tías y tíos, primas y primos, a mis pequeños sobrinos que confiaron en mí y por supuesto a mi padre José Segovia y a mi hermana Liliana Segovia, gracias por su apoyo total. Mención especial merece mi madre doña Eyda Nolasco Paiba por ser el motor y el pilar de todo lo que he conseguido y por enseñarme a dejarlo todo en manos del Señor. A ustedes gracias.

AGRADECIMIENTOS

Quisiera agradecer a la empresa Petrobras Energía S.A. por proporcionar la data necesaria para la elaboración de la presente tesis. A mi asesor V. Huerta por el apoyo constante, a aquellos que de diversas maneras colaboraron para lograr este objetivo y a la Universidad Nacional de Ingeniería por acogerme y educarme durante estos maravillosos años.

SUMARIO

La Recuperación Mejorada Microbial o Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR) es la técnica que emplea microorganismos y sus productos metabólicos, ya sea como método de remoción del daño de formación orgánica en los reservorios, o como agente de reducción de la saturación residual de petróleo, con lo cual no solamente es posible contrarrestar problemas frecuentes como la pérdida de producción causada por parafinas y asfaltenos, sino también incrementar la producción y extender la vida de los campos maduros.

La exitosa aplicación de MEOR en algunos yacimientos en Estados Unidos, China, Venezuela y Argentina se constituyó en el elemento propulsor para algunas compañías locales, quienes decidieron implementar proyectos de Inyección de Microorganismos con distintos resultados. Ante la incertidumbre sobre las bondades de esta tecnología, se ha elaborado una metodología que recoge la experiencia previa y sinergiza 4 aspectos fundamentales: Caracterización Físicoquímica y Análisis Reológico del Petróleo, Evaluación de las Características del Reservorio de Petróleo, Evaluación de la Historia de Producción y Respuesta a los ensayos de Biotratabilidad.

La rigurosidad analítico-pragmática de la metodología diseñada ha permitido no solo optimizar el proceso de selección de pozos, para un potencial proyecto piloto MEOR en el Lote X del Noroeste Peruano, sino también establecer los criterios técnico-operativos para la aplicación de esta tecnología en otros campos de la Cuenca Talara. Se presenta un flujograma que contiene los criterios y rangos generales para poder seleccionar potenciales reservorios y pozos para la aplicación de la tecnología MEOR; cabe señalar que la metodología permitió recomendar la selección de 2 pozos en un proyecto piloto MEOR implementado en un campo de petróleo de Talara, con resultados preliminares alentadores en la reducción de la viscosidad del crudo biotratado y un incremento de un 30% de la tasa de producción de petróleo.

TABLA DE CONTENIDO

DEDICATORIA y AGRADECIMIENTOS.....	i
SUMARIO.....	ii
CONTENIDO.....	iii
Capítulo 1: EL PROBLEMA.....	1
1.1 Antecedentes: Revisión Histórica de Proyectos MEOR.....	2
1.2 Justificación.....	8
1.3 1.3 Objetivo de la Investigación.....	9
1.3.1 Objetivo General.....	9
1.3.2 Objetivos Específicos.....	9
1.4 Hipótesis.....	10
Capítulo 2: MARCO TEORICO.....	11
2.1 Recuperación Mejorada Microbial (MEOR).....	11
2.2 Conceptos Generales.....	14
2.2.1 Petro-bioreactor.....	15
2.2.2 La bacteria.....	16
2.2.3 Hidrocarburo in-situ como fuente de alimento.....	19
2.2.4 Curva de Crecimiento de la bacteria.....	21
2.2.5 Tiempo de Residencia vs. Tiempo de Reacción.....	23

Capítulo 3: METODOLOGIA DE SELECCIÓN DE POZOS Y RESERVORIOS CANDIDATOS.....	25
3.1 Evaluación de la historia Productiva y operativa.....	25
3.2 Caracterización del Reservorio.....	27
3.3 Caracterización Fisicoquímica y geológica de los fluidos.....	29
3.4 Respuesta a los Ensayos de Biotratibilidad	33
3.5 Predicción de Resultados.....	35
3.6 Flujograma del Proceso.....	38
 Capítulo 4: APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA DE SELECCIÓN EN EL NOROESTE PERUANO.....	 39
4.1 Ubicación del Área de Estudio.....	39
4.2 Selección preliminar de Reservorios y Pozos candidatos.....	41
4.3 Desarrollo del Proyecto Piloto MEOR.....	50
4.4 Evaluación de Resultados de los tratamientos MEOR.....	61
 CONCLUSIONES.....	 63
 BIBLIOGRAFÍA.....	 64
 INDICE DE TABLAS Y FIGURAS.....	 65
 ANEXOS.....	 68

CAPITULO 1

EL PROBLEMA

Durante la vida productiva de un campo existen diversas etapas íntimamente ligadas a las características de sus reservorios, del fluido presente y de la tecnología con el que se viene desarrollando.

En una primera etapa, si los reservorios tienen la energía suficiente para llevar los fluidos desde el fondo del pozo hasta superficie o si son asistidos de manera artificial por un sistema de levantamiento decimos que están produciendo por “primaria”. Sin embargo todos los campos llegarán a un pico de producción para luego comenzar a declinar hasta que lleguen al límite económico establecido para el campo o hasta que la energía se extinga completamente. Asimismo, existen casos donde de manera “abrupta” la producción cae no siguiendo su tendencia natural a la declinación teniendo diversos motivos que van desde problemas mecánicos por falla de los equipos, obstrucción por parafinas y asfaltenos, interferencia por producción de pozos vecinos, entre otros.

Además, los campos del Noroeste Peruano son áreas cuyo inicio de explotación se remonta a fines del siglo XIX, donde la ausencia de tecnología y prácticas carentes de un enfoque de conservación energéticas, han llevado a depletar significativamente los niveles de energía de estos reservorios al 10% de su valor original, acción que sólo ha permitido recuperar el 12% del petróleo in-situ.

De lo mencionado anteriormente podemos decir que prolongar la vida productiva de un campo y prevenir o recuperar la producción caída por obstrucción de tuberías por parafinas y asfaltenos son los problemas que debemos enfrentar para una mejor gestión de los campos de petróleo.

Ante esto, uno de los métodos que nos ayuda a afrontar estos problemas es el Microbial Enhanced Oil Recovery, también conocido como MEOR. Sin embargo, el enfoque de

estudio se inicio en el campo de la biotecnología aplicada a industrias como la del petróleo donde encontramos literatura recopilatoria de casos históricos en diferentes proyectos a nivel mundial. Ante este hecho, se ha desarrollado un estudio que analiza aspectos tanto de reservorios, productivos, fluidos y su interacción con las bacterias es decir su biotratabilidad. Esto nos permite sinergizar conceptos que se han trabajado de manera aislada y desarrollar una metodología con un mejor sustento técnico en diferentes aspectos.

1.1 Antecedentes: Revisión histórica de los Proyectos MEOR:

Para el desarrollo del presente trabajo se ha analizado la información de 14 casos a nivel internacional y los resultados de una publicación que evalúa 322 proyectos, la cual es fuente de información útil para delinear los criterios donde la metodología ha obtenido mejores resultados. Asimismo, se han evaluado 2 proyectos a nivel nacional, en la Cuenca Talara, el primero de ellos en offshore llevado a cabo por la empresa PETRO-TECH PERUANA, y el otro en onshore, por la empresa PETROBRAS ENERGIA. A continuación se muestra un resumen de los principales casos estudiados:

SAN ANDRES – USA

El reservorio fue descubierto en 1945 y su mecanismo de impulso natural era el gas en solución, posteriormente se iniciaría con la inyección de agua en 1967. El inicio del Proyecto MEOR se da en 1994. La evaluación 19 meses después de iniciado el proyecto resulta en:

- ✓ Cambio de declinación de 6.5%/año a 0.6%/año
- ✓ 17000 barriles de petróleo incremental
- ✓ Aumento en 10% de su producción diaria
- ✓ Alteración en la viscosidad del crudo

QUEEN SAND – USA

El Reservorio fue descubierto en 1984 siendo su mecanismo de empuje el gas en solución para luego pasar rápidamente a una etapa de inyección de agua en 1990. El inicio del Proyecto MEOR se da en 1992. La evaluación después de 24 meses de iniciado el proyecto resultó en:

- ✓ Cambio en la declinación de 39%/año a 31%/año
- ✓ 240000 barriles de petróleo incrementales
- ✓ 43% de producción diaria por encima de la línea base
- ✓ Alteración de la viscosidad

TUPUNGATO REFUGIO – ARGENTINA

El campo fue descubierto en 1930 y el reservorio objetivo produjo por la combinación de gas en solución, water drive y waterflood. El inicio del Proyecto MEOR se da en 1994 para 1 pozo, y en 1995 para los otros 2 del proyecto. Después de 14 meses los resultados fueron:

- ✓ Incremento en la declinación de 7,1%/año a 7.3%/año
- ✓ 19000 barriles de petróleo incrementales
- ✓ 29% de incremento en la producción diaria
- ✓ Reducción de la viscosidad

HUABEI – CHINA

Una característica importante de este proyecto es que no todos los pozos pertenecen al mismo reservorio y se encuentra en la última fase de inyección de agua. El inicio del Proyecto MEOR se da en 1994. Luego de 12 meses los resultados fueron los siguientes:

- ✓ Cambio en la declinación para mantenerse casi uniforme en 150 bbl/d
- ✓ Decrecimiento en el corte de agua
- ✓ 41000 barriles de petróleo incrementales
- ✓ 6 veces la producción diaria por encima de la línea base
- ✓ Reducción significativa en la viscosidad del crudo

XINJIANG – CHINA

Al igual que en el proyecto de Huabei que no todos los pozos pertenecen al mismo reservorio y se encuentra en la última fase de inyección de agua. El inicio del Proyecto MEOR se da en 1995. Luego de 24 meses los resultados son los siguientes:

- ✓ Pasa de una declinación rápida para mantenerse casi constante en 300 bbl/d
- ✓ Decrecimiento en el corte de agua
- ✓ 14000 barriles de petróleo incremental
- ✓ 36% de producción diaria por encima de la línea base
- ✓ Alteración en la viscosidad del crudo y aumento en el API

ESTIMULACION MICROBIAL LAGO MARACAIBO – VENEZUELA

Más allá de ser un proyecto, la inyección microbial ha pasado a ser un tratamiento de estimulación llevado a cabo en más de 300 pozos productores de petróleo desde 1996. A continuación se muestran los resultados de 6 meses de estimulación MEOR en 50 pozos:

- ✓ 500000 barriles de petróleo incrementales
- ✓ 65 b/d de incremento en promedio de producción diaria
- ✓ 78% de éxito luego del tratamiento
- ✓ Mejora en la viscosidad del crudo

TALARA OFFSHORE – PERU

La formación objetivo fue Basal Salinas en las áreas de providencia y Lobitos del Lote Z-2B. La cuenca se caracteriza por ser altamente fallada y su mecanismo de empuje original es el gas en solución; en una etapa madura los pozos producen por Gas Lift intermitente. Después de la evaluación los resultados fueron:

- ✓ 19410 barriles de petróleo incrementales para el área de providencia y 13907 barriles de petróleo incrementales para el área de Lobitos.
- ✓ Reducción de servicios de pozos para remoción de parafinas
- ✓ Mejora apreciable en la declinación de la producción de petróleo

TALARA ONSHORE - PERU

La formación objetivo fue Verdún en el yacimiento Carrizo del Lote X. Este reservorio pertenece, al igual que el Lote Z-2B, a la cuenca Talara, siendo su mecanismo de impulsión original el gas en solución; cabe añadir que la zona donde se ubica el proyecto está sujeta a recuperación secundaria (inyección de agua). Los resultados mostraron lo siguiente:

- ✓ Cambio favorables en el API, se registra un incremento de 1 grado
- ✓ Cambio en la viscosidad, se reduce un 20%
- ✓ La declinación de la producción no experimento mejora alguna.

A continuación, las **tablas 1, 2, 3** muestran un resumen con las principales propiedades, tanto de reservorio como de fluido de los yacimientos estudiados:

Tabla 1. Parámetros de Reservorio – Casos Internacionales

PARAMETROS DE RESERVORIO						
PARAMETROS DE RESERVORIO	SAN ANDRES	QUEEN SAND	TUPUNGATO-REFUGIO	HUABEI	XINJIANG	LAGO MARACAIBO
Mecanismo de Impulsión Original y Secundario	Gas Solution y Waterflooding	Gas Solution y Waterflooding	Gas Solution y Waterflooding			
Litología	Dolomitas Fracturadas	Sandstones y Siltstones intercaladas con anhidrita y sal	Areniscas fracturadas	Areniscas	Areniscas	Areniscas no consolidadas
Profundidad (ft)	4745	4450	5700	6900	4900	3800
Espesor Neto (ft)	46	18	60	40	-	47
Porosidad (fracción)	0.079	0.182	0.18	0.232	-	0.3
Permeabilidad Efectiva	1.7	13	300	240	70	600
Temperatura (°F)	115	110	160	180	110	-
Saturación de Oil	41	56	47	60	-	-
Presión de Reservorio Actual (Psi)	1000	-	-	-	-	1287
Presión Fluente (Psi)	menor a 100	-	-	-	-	-
BHP (Psi)	-	-	-	-	-	1350

Tabla 2. Parámetros de Reservorio – Casos Nacionales

PARAMETROS DE RESERVORIO	PETROTECH 1	PETROTECH 2	PETROBRAS
RESERVORIO	BASAL SALINAS (PROVIDENCIA)	BASAL SALINAS (LOBITOS)	VERDUN (CARRIZO)
Mecanismo de Impulsión Original y Secundario	Gas Solution y Segregación Gravitacional	Gas Solution y Segregación Gravitacional	Gas Solution y Waterflooding
Litología	Areniscas	Areniscas	Areniscas
Profundidad (ft)	3300	7000	-
Espesor Neto (ft)	70	70	-
Porosidad (fracción)	0.15	0.096	-
Permeabilidad Efectiva	17	4.85	-
Temperatura (°F)	113	130	-
Presión de Reservorio Actual (Psi)	220	850	-

Tabla 3. Parámetros de Fluidos

PARAMETROS DE FLUIDOS						
PARAMETROS DE FLUIDOS	SAN ANDRES	QUEEN SAND	TUPUNGATO-REFUGIO	HUABEI	XINJIANG	LAGO MARACAIBO
Oil						
Gravedad API	29	30	28	28	29	25
Viscosidad (cp)	4.5	11	9	14	50	25 (@ 20C)
Water						
Salinidad (mg/l Cl-)	40000	180000	42000	14000	8000	

PARAMETROS DE FLUIDO	PETROTECH 1	PETROTECH 2	PETROBRAS
Oil			
Gravedad API	39	33.6	21.95
Viscosidad (cp)	6.5	13.5	68.35
Water			
Salinidad (mg/l Cl-)	8200 (@ 70°F)	11200 (@ 70°F)	22274

Asimismo, una descripción de la historia productiva nos permite comparar las diferentes condiciones donde se aplicó la tecnología MEOR (ver tabla 4):

Tabla 4. Resumen de Historia Productiva

HISTORIA PRODUCTIVA						
HISTORIA PRODUCTIVA	SAN ANDRES	QUEEN SAND	TUPUNGATO-REFUGIO	HUABEI	XINJIANG	LAGO MARACAIBO
Inicio del Proyecto MEOR	oct-94	Ago-92	Jun-94	Sep-94	Ene-95	1997
Número de Pozos evaluados	30 Productores 15 Inyectores	18 Productores 18 Inyectores	3 Productores	7 Productores	10 productores	50 productores
Mecanismo de Producción	Bombeo Mecánico y BES	Bombeo Mecánico	Bombeo Mecánico	Bombeo Mecánico	Bombeo Mecánico	
Declinación antes del MEOR (%/year)	6.5	39	7.1	50	26	
Declinación después del MEOR (%/year)	0.6	31	7,3 (incrementa)	50 (incrementa)	0 (flat)	

HISTORIA PRODUCTIVA	PETROTECH 1	PETROTECH 2	PETROBRAS
Inicio del Proyecto MEOR	abr-04	abr-04	nov-03
Número de Pozos evaluados	2 Productores	2 Productores	2 Productores
Mecanismo de Producción	GAS LIFT BLT	Gas Lift Convencional	Bombeo Mecánico

1.2 Justificación:

Actualmente, alrededor de un 70% del petróleo producido en el mundo proviene de campos de más de 30 años de explotación; en consecuencia, la industria petrolera afronta cada vez desafíos más grandes, que requieren destinar mayores recursos para optimizar operaciones y utilizar nueva tecnología orientada a un buen gerenciamiento de los campos maduros.

Uno de los grandes problemas que afrontan los equipos de Ingeniería es la pérdida de producción generada por depositación de parafinas y asfaltenos. Generalmente, la mayoría de los recursos se ha enfocado a remediar el problema (inyección continua o en "batches" de productos químicos), en vez de analizar la fisicoquímica de los compuestos orgánicos, en una etapa preventiva. Esta situación se hace más crítica con el significativo incremento de los costos de los servicios de pozos en años recientes. De otro lado, la mejora de la eficiencia de recobro, especialmente en los campos maduros, ha cobrado una reciente mayor importancia, ante la dificultad de encontrar reservas abundantes de hidrocarburos de la exploración de nuevas áreas; numerosas aplicaciones tecnológicas destinadas a la revitalización de campos maduros vienen siendo estudiadas e implementadas en la industria. Una de estas tecnologías es la denominada *Recuperación Mejorada Microbial (MEOR)* que se constituye como una alternativa que emplea microorganismos y sus productos metabólicos de tal manera que alteran las propiedades físico-químicas del crudo y se estimula la interacción roca-fluido actuando como método de remoción de daño orgánico y/o como agente de reducción de la saturación residual del petróleo.

1.3 Objetivos de la Investigación:

1.3.1 Objetivo General:

El objetivo principal de este trabajo es desarrollar una metodología que reúna un conjunto de criterios, desde el punto de vista de reservorios, evaluación de la historia de producción, propiedades fisicoquímicas y geológicas de los fluidos así como su respuesta a los ensayos de biotratabilidad, que permita realizar una selección óptima de pozos candidatos productores de petróleo, así como delinear las mejores prácticas para la aplicación de la tecnología MEOR.

1.3.2 Objetivos Específicos:

- ✓ Registrar los criterios, rangos de aplicación y restricciones identificados en los proyectos MEOR en USA, China, Argentina y Venezuela.
- ✓ Reunir la mayor cantidad de datos y mejores prácticas que formen parte de nuestro conjunto de criterios técnico-operativo a nivel local.
- ✓ Evaluar la historia de producción de un grupo de pozos de un área seleccionada en Talara, e identificar aquellos con potencial daño de formación por deposición de asfáltenos y parafinas
- ✓ Solicitar los resultados de los estudios previos y posteriores para evaluar los cambios y verificar la efectividad del tratamiento

1.4 **Hipótesis:**

En concordancia con los antecedentes históricos revisados donde la aplicación de la inyección microbial se ha llevado a cabo, se plantea el hecho que la selección de pozos candidatos para MEOR depende estrictamente de la caracterización Físicoquímica y Análisis Reológico del Petróleo, la evaluación de las Características del Reservorio de Petróleo, la evaluación de la Historia de Producción y la respuesta a los ensayos de Biotratibilidad, todos ellos enmarcados bajo rangos de aplicación específicos.

CAPITULO 2

MARCO TEORICO

2.1 Recuperación Mejorada Microbial (MEOR):

La Recuperación Mejorada Microbial o Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR) es una técnica que emplea microorganismos y sus productos metabólicos para mejorar la producción y la recuperación de petróleo. Esta técnica consiste en la inyección de microorganismos seleccionados dentro del reservorio, a través de 2 formas, ya sea a través del pozo productor (**Fig. 1**) o a través de un pozo inyector (**Fig. 2**); este último caso se refiere a un proyecto de inyección de agua. El caso base desarrollado en este estudio, es el primero, inoculación de microorganismos en el mismo pozo, con un posterior periodo de cierre. Cabe señalar que una vez inoculadas las bacterias, actúan sobre los hidrocarburos, mejorando sus propiedades reológicas a partir de generar bio-productos naturales y no tóxicos tales como alcoholes, gas, ácidos, surfactantes y polímeros.

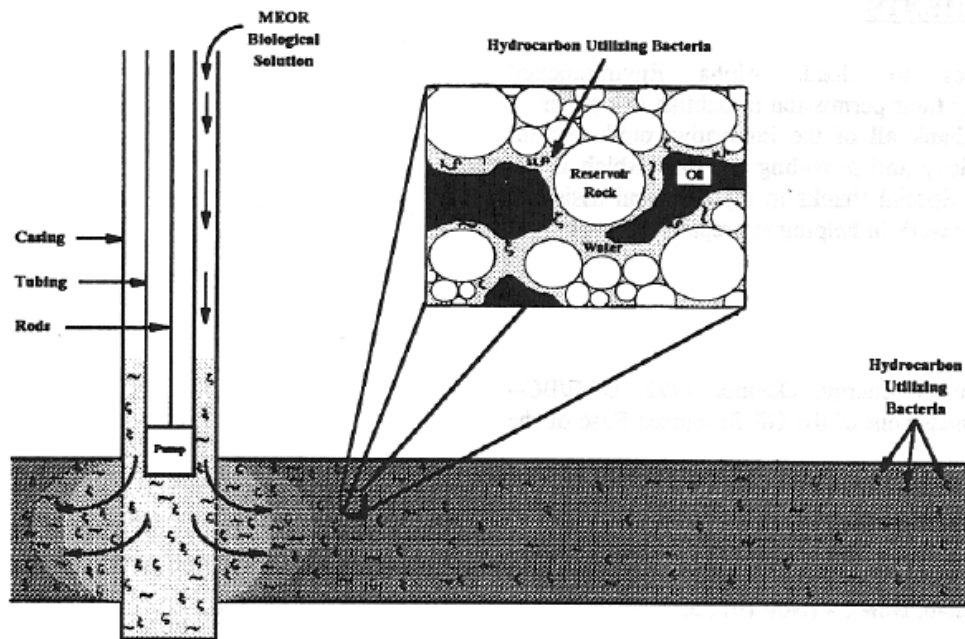


Figura 1. Tratamiento MEOR en un pozo productor de Petróleo

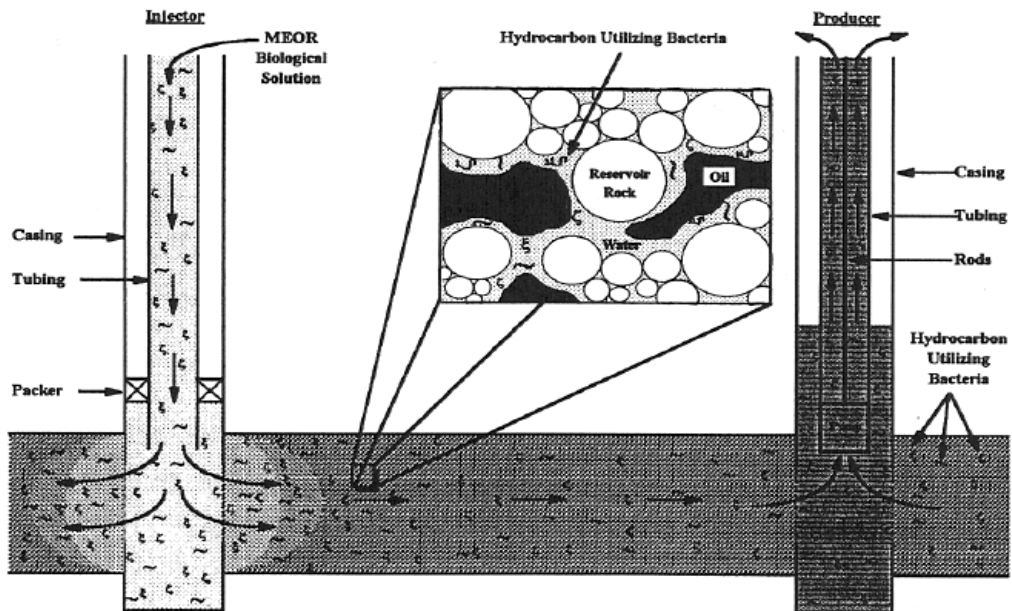


Figura 2. Tratamiento MEOR pozo inyector de Agua

Las bacterias pueden mejorar la recuperación de petróleo a partir de:

1. Generación de gases que incrementen la presión del reservorio y reduzcan la viscosidad del petróleo.
2. Generación de ácidos que disuelvan la roca mejorando la permeabilidad absoluta.
3. Reducción de la permeabilidad en canales mejorando la conformación del desplazamiento.
4. Alteración de la mojabilidad.
5. Producción de bio-surfactantes que disminuyan la tensión superficial e interfacial.
6. Reducción de la viscosidad del petróleo por la degradación de las largas cadenas de hidrocarburos saturados.

La generación de bio-productos se realiza durante el periodo de cierre del pozo, de modo que permite a las bacterias movilizarse a través del medio poroso buscando las zonas con altas saturaciones de crudo para alimentarse y reproducirse en el reservorio.

Posteriormente al periodo de cierre, el comportamiento del pozo es evaluado en 3 etapas:

1. **Periodo Inicial**: Día en que vuelve a ponerse el pozo inoculado en producción.
2. **Evolución**: 3 meses transcurridos del Punto Inicial.
3. **Efecto de Permanencia**: Referido al petróleo adicional producido. Se puede considerar una buena performance si se extiende de 6 meses a más.

La respuesta típica del tratamiento se desarrolla en 2 etapas consecutivas:

A. Efecto de Limpieza:

Mediante la remoción del daño orgánico o inorgánico en la vecindad del pozo del intervalo perforado abriendo zonas no productivas de petróleo remanente y que presentan un comportamiento pseudo-plástico siendo la señal típica un pulso alto en la tasa de petróleo, pero solo por un corto tiempo.

B. Colonización Radial:

A través de la generación de solventes ligeros (bio-crackeando los n-alcanos presentes en el petróleo), causando efectos reológicos permanentes por la alteración de la composición que ocurre a mayores profundidades de radio de colonización en zonas drenadas con bajos valores de esfuerzo de corte (baja velocidad de los fluidos)

La evaluación final se efectúa una vez concluido el proyecto comparando la performance antes del tratamiento y posterior al mismo (ver Fig. 3)

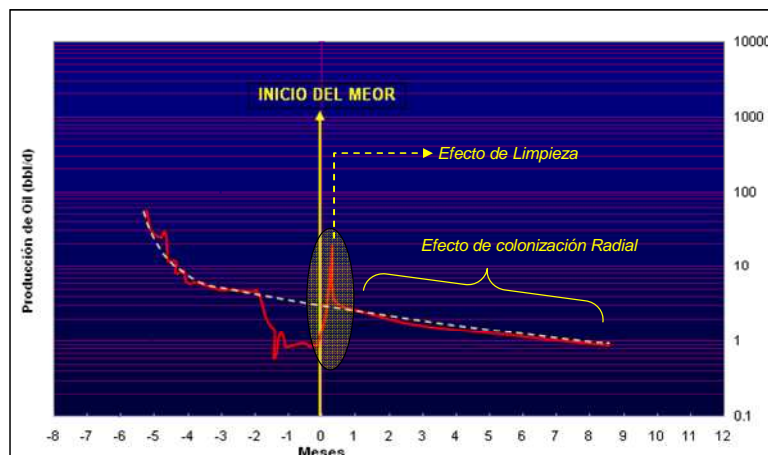


Figura 3. Respuesta Típica al Tratamiento MEOR

2.2 Conceptos Generales:

Una vez revisado el proceso de manera general es preciso desarrollar detenidamente algunos conceptos que contienen de modo inherente aquellos parámetros que posteriormente servirán para el desarrollo de la metodología.

2.2.1 Petro-Bioreactor

Un bioreactor es un espacio confinado por medio del cual los microorganismos pueden colonizar y metabolizar la fuente de alimentos, circulando o fluyendo a través del área de reacción. Las **figuras 4 (a) y (b)** muestran la inoculación de la bacteria en el reservorio siendo R_m = radio de extensión del bioreactor.

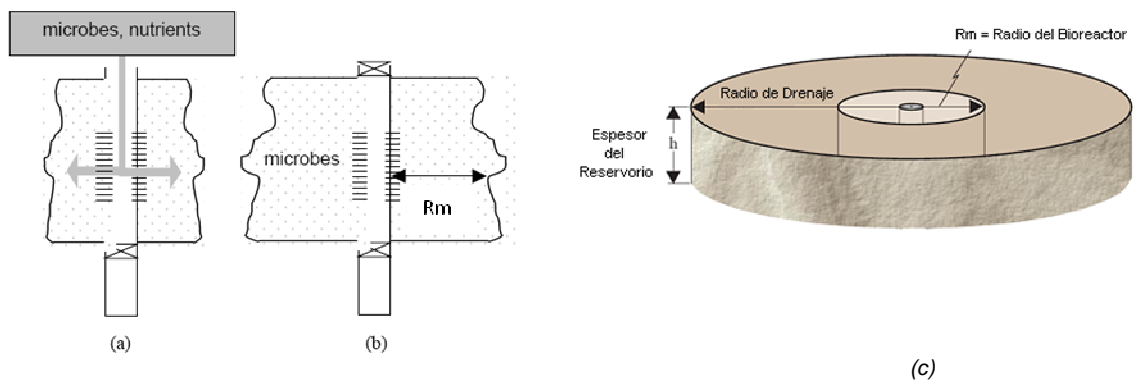


Figura 4. Caso Base de implementación del MEOR. (a) Inoculación bacteriana. (b) Tiempo de cierre para la estabilización microbiana. (c) Petro-bioreactor

La combinación de la estructura de la roca, características de flujo y composición del fluido son parámetros necesarios para la biogeneración de hidrocarburos por bacterias. El espacio poral interconectado y la matriz de la roca forman los componentes básicos requeridos por los bioreactores. Un esquema se presenta en la **figura 4 (c)**

El volumen del bioreactor es una pequeña fracción del volumen del reservorio y el petróleo que se puede recuperar dentro de este, está dado por la **ecuación 1**:

$$V_{Bioreactor} = \frac{\pi * R_m^2 * h * \phi * (1 - S_w - S_{or})}{5.615 * B_o} \quad \text{STB} \dots \dots \dots (\text{Ec. 1})$$

Las formaciones con petróleo remanente tienen amplias superficies para hospedar o actuar como hábitat para la colonización de los microorganismos; el agua es el medio ideal para el petrobioreactor, obligatoria para la estadía y colonización de las bacterias, dada su naturaleza como fase mojante (**Ver figura 5**).

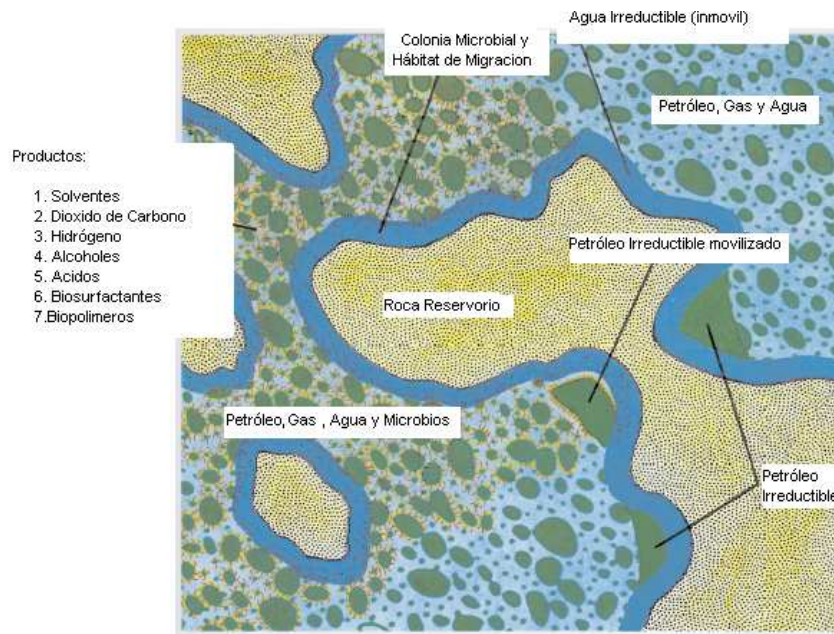


Figura 5. El Petro-Bioreactor en los poros de la roca

2.2.2 La Bacteria

Las bacterias constituyen un conjunto muy grande y diverso de formas de vida unicelular, con un amplio rango de características nutricionales, fisiológicas y bioquímicas.

Existen dos modos en que las bacterias pueden ser usadas en recuperación asistida de petróleo: producir polisacáridos o surfactantes en fermentadores e inyectarlos en el reservorio seleccionado o las bacterias pueden ser inyectadas en el reservorio junto con una mezcla adecuada de nutrientes necesaria para su crecimiento.

Mecanismos de acción de la bacteria

Las bacterias en su metabolismo desarrollan diferentes mecanismos de acción, bajo los cuales biotransforman el crudo, removiendo las fracciones parafínicas o asfálticas. Deben alterar la viscosidad de los hidrocarburos para romper largas cadenas de hidrocarburos, y hacerlo menos viscoso, obteniendo pesos moleculares más pequeños.

Asimismo, la producción de sustancias ácidas ayuda a la disolución de la matriz de la roca, e incrementa el tamaño de poro y la permeabilidad. Esto es particularmente importante en formaciones carbonáticas o formaciones de piedra caliza.

De otro lado, la producción de gas contribuye en la disminución de la viscosidad del crudo, represurización del reservorio y disolución de la matriz del reservorio en formaciones carbonáticas o formaciones de piedra caliza.

Adicionalmente, la producción de solventes, emulsificantes y surfactantes ayudan a reducir la viscosidad del petróleo, mejorar la mojabilidad relativa, disminuir la tensión interfacial y mejorar la eficiencia microscópica de desplazamiento.

La producción de polímeros es importante para incrementar la viscosidad de la fase acuosa, mejorar la relación de movilidades, bloquear los canales de flujo dominantes, reducir la variación de permeabilidades, y eventualmente mejorar la eficiencia de barrido en proyectos de recuperación secundaria.

Los mecanismos descritos se resumen en la **tabla 5**:

PROCESO MEOR	Problema Productivo	Tipo de Microorganismo usado
Estimulación del Pozo	Daño de Formación	Generalmente productores de gas, ácidos y alcoholes
	Permeabilidad Relativa al petróleo Baja	
Inyección de Agua	petróleo atrapado debido a fuerzas capilares	Generalmente productores de gas, ácidos y alcoholes
Modificación de la Permeabilidad	Eficiencia de Barrido pobre	Microorganismos que producen polímeros y/o grandes cantidades de biomasas
	Canalización	
Limpieza del Wellbore	Problemas con parafina	Microorganismos que producen emulsificantes, surfactantes y ácidos
	Presencia de Scales	Microorganismos que degradan los hidrocarburos
Inyección de polímeros	Ratio de Movilidad Baja	Microorganismos que producen polímeros.
	Baja Eficiencia de Barrido	
Mitigación de la conificación	Conificación de Agua o gas	Microorganismos que producen polímeros y/o grandes cantidades de biomasas

Tabla 5. Mecanismo de Acción de las Bacterias

Antes de iniciar cada proyecto de MEOR se deben analizar muestras del agua coproducida por el yacimiento. A partir de los resultados de éste análisis, se decidirá la composición de la mezcla nutritiva que se adicionará, la cual usualmente suele consistir en nitratos, fosfatos y sulfatos e inclusive carbohidratos fermentables. Debido a que las condiciones a las que se encuentran sometidos los microorganismos distan de ser óptimas, no basta con inocular los yacimientos, sino que se deben proveer las condiciones adecuadas para la proliferación biocelular, especialmente el oxígeno disuelto. Otros factores difíciles de controlar a cientos de metros de profundidad, como la salinidad, el pH, la temperatura así como un bajo potencial redox, pueden resultar limitantes en extremo

2.2.3 Hidrocarburos in-situ como fuente de alimentos

El petróleo es una mezcla homogénea de diferentes clases de hidrocarburos tales como los hidrocarburos alifáticos, aromáticos, resinas asfálticas y asfaltenos. La proporción y porcentaje de cada uno de estos componentes determina las características finales del petróleo producido. Será Parafínico si contiene en su mayoría hidrocarburos saturados y será Asfálténico si contiene en su mayoría resinas asfálticas y asfaltenos.

La capacidad de las bacterias para alterar las cadenas de hidrocarburos ha sido ampliamente estudiada, especialmente desde un enfoque biológico. Diferentes cultivos presentan un diferente grado de propensión biológica a degradar determinados componentes de los crudos, es decir se diseña una “mezcla bacterial” de acuerdo a los componentes actuales del crudo y tratamiento sucesivos en base a las modificaciones en la estructura que se presenta como consecuencia de tratamientos previos.

El mecanismo de acción de estos microbios consiste en tomar los hidrocarburos como su fuente de alimento y metabolizarlo. A raíz de esto se producen excreciones como gases (CO_2 , H_2) alcoholes, ácidos, bio-surfactantes y bio-polímeros. Estos microorganismos actúan degradando los n-alcanos del crudo.

Secuencialmente:

- Cadenas cortas de Parafina
- Cadenas largas de Parafina
- Isoparafinas
- Cicloparafinas
- Aromáticos
- Heterocíclicos
- Asfaltenos



Orden en que las bacterias
siguen sus reacciones
metabólicas

De lo anteriormente señalado se nota claramente que las parafinas son las sustancias que más fácilmente son degradadas por los microorganismos.

Parafinas

La cadena más chica es CH_4 y la más grande es $\text{C}_{100}\text{H}_{202}$ conformando un arreglo lineal y totalmente saturado. Dentro de las propiedades del crudo parafínico tenemos que: las parafinas pierden solubilidad a cierta temperatura correspondiente al punto de niebla; generalmente es de alta gravedad API; tienen baja viscosidad a temperaturas encima del punto de niebla entre otras.

Así mismo es importante revisar cómo se comportan las parafinas en el crudo:

- La pérdida de gas durante la producción decrece la solubilidad de la parafina
- El alto peso molecular se “encera”, perdiendo solubilidad y depositándose.
- El porcentaje de parafina no solo es indicador potencial del problema de parafina, El punto de niebla indica también el problema potencial, pues es el punto donde el crudo deja de fluir.
- La viscosidad y el caudal de flujo afectan la deposición (alta viscosidad reduce el transporte, convirtiéndose en superficie fría, alta velocidad termina con las deposiciones)

Asfaltenos

Son macro cadenas cíclicas heteroatómicas polares que contienen carbón, hidrogeno, azufre y oxigeno. Son grandes y altamente aromáticas en estado natural. Las resinas y maltenos actúan estabilizando un grupo disperso de partículas de asfaltenos. Cuando las fuerzas mecánicas o químicas llegan a ser suficientemente grandes, las especies antes estabilizadas pierden estabilidad se convierten susceptibles a cualquier otra partícula inestable y permite la floculación y precipitación. Diferentes son las causas de desestabilización, siendo una de las más importantes el movimiento del crudo de una zona de presión determinada a otra de más baja presión, así como por la adición de agentes extraños.

2.2.4 Curva de crecimiento de la Bacteria

El periodo de Cierre está íntimamente ligado a la curva de crecimiento de la bacteria. Esta curva presenta 4 fases (**ver fig. 6**):

Fase Inicial	Llamado periodo de adaptación donde la bacteria se adecua al nuevo sistema
--------------	--

- Fase de Crecimiento** Se caracteriza por un crecimiento exponencial de las bacterias, las cuales se multiplican por división mitótica.
- Fase Estacionaria** Ocurre cuando la bacteria se encuentra en cierta concentración y cuando el número de bacterias que crece es igual al número de bacterias que muere. Es en esta fase donde la bacteria metaboliza y produce los bio-productos necesarios para mejorar la recuperación de crudo.
- Fase Final** Los nutrientes presentes se han consumido y en consecuencia el número de bacterias disminuye drásticamente del mismo modo que disminuye la producción de sus productos metabólicos.

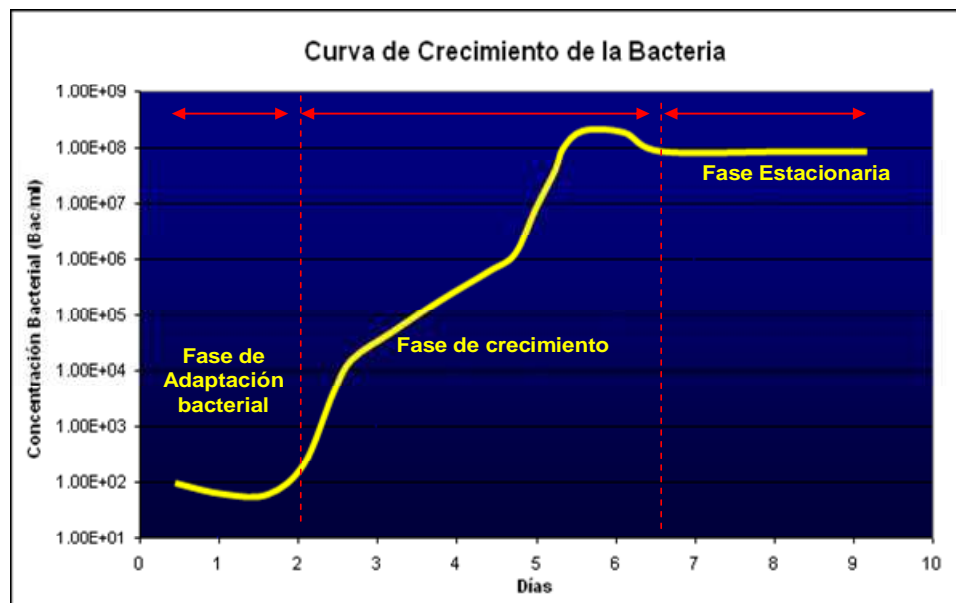


Figura 6. Curva de Crecimiento de la Bacteria

2.2.5 Tiempo de Residencia vs. Tiempo de Reacción

Cuando empleamos la inoculación de bacterias, es fundamental comprender la relación entre el tiempo de residencia y el tiempo de reacción de los microorganismos en el bioreactor. El Tiempo de Residencia (T_{res}) es la cantidad de tiempo que pasa el fluido dentro del bioreactor. Mientras que el Tiempo de Reacción (T_{rxn}) es la cantidad de tiempo requerido para que la concentración de los productos reactantes alcance el nivel deseado.

El Tiempo de residencia depende tanto de parámetros como de condiciones operativas y está dado por la **Ecuación 2**:

$$T_{Res} = \frac{\pi * R_m^2 * h * \phi * (1 - S_{or})}{Q} \dots\dots\dots(\text{Ec. 2})$$

Mientras que el tiempo de reacción depende del comportamiento del sistema microbial y matemáticamente lo expresamos de acuerdo a la **Ecuación 3**:

$$T_{Rxn} = \frac{\left[\ln \frac{(1 - C_{req})}{V_n * N_o} \right]}{K_1} \dots\dots\dots (\text{Ec. 3})$$

Donde:

C_{req} : concentración requerida de un bio-producto para una eficiente recuperación de oil.

N_o : concentración de un nutriente N cuando es inyectado

v_n : eficiencia con que es consumido el nutriente N en la producción de C y responde a la reacción: $N \rightarrow V_n * C$ →

K_1 : velocidad cinética

Si el Tiempo de Residencia (T_{res}) fuera menor que el Tiempo de Reacción (T_{rxn}) entonces no se llegarían a generar los bio-productos en las concentraciones necesarias. En el caso contrario, si el Tiempo de Reacción (T_{rxn}) fuera menor que el Tiempo de Residencia (T_{res}), una buena concentración del producto quedaría en el bioreactor, asumiendo que otros reactantes están presentes en suficientes concentraciones.

La ecuación 4 establece un criterio de diseño del proceso MEOR:

$$(T_{Rxn}) < (T_{Res}) \dots\dots\dots \text{(Ec.4)}$$

De la **Ecuación 2** el parámetro que podemos controlar es el caudal de inyección de modo que T_{res} sea mayor; sin embargo, económicamente es más favorable la inyección a altos rates. Se debe tomar en cuenta también que los tiempos pueden ser variables a medida que ocurre el proceso. De la **Ecuación 3** sería favorable menores concentraciones requeridas de los productos, mayores velocidades cinéticas, mayor eficiencia en la conversión de nutriente y mayor concentración de nutrientes.

CAPITULO 3

METODOLOGÍA DE SELECCIÓN

La metodología para la selección de reservorios potenciales y pozos candidatos se basa en 4 aspectos fundamentales, los cuales se sustentan en el mecanismo de acción de la bacteria en el medio poroso y su interacción con el fluido que usa como alimento:

- Evaluación de la Historia de Producción
- Evaluación de las Características del Reservorio
- Caracterización Físicoquímica y Análisis Reológico del Petróleo
- Respuesta a los ensayos de Biotratibilidad.

Al final del análisis de cada uno de estos aspectos se propone un flujograma MEOR, el cual reúne todos los criterios para optimizar el proceso de selección de pozos y reservorios candidatos, para un proyecto MEOR.

3.1 Evaluación de la Historia Productiva y Operativa:

Las mermas significativas en la producción de fluidos son una muestra palpable de la presencia de un posible daño de formación a remediar. Así que, si nuestro objetivo primario es el de recuperar producción, podemos iniciar nuestra selección de zonas, identificando aquellos pozos donde la caída de producción sea igual o mayor según la **Tabla N°6** y se presente de la siguiente manera:

Producción a los X - n años	Caída de Producción
50 bbl < P _{x-n}	5%
20 bbl < P _{x-n} < 50 bbl	5%
10 bbl < P _{x-n} < 20 bbl	10%
5 bbl < P _{x-n} < 10 bbl	20%
3 bbl < P _{x-n} < 5 bbl	40%

Tabla 6. Caída de Producción Mínima

Si nos encontramos en el año “X” y su producción es igual al P_x, verificamos la producción del año “X-n” (n en años) que es igual a P_{x-n}. Se recomienda que “n” tome el valor de 2 o 3. Luego determinamos la caída mínima de producción en el Tiempo n (CP_{min}) que será igual a la ecuación 5:

$$CP_{\min} = \frac{1}{n} \left[\frac{P_{x-n} - P_x}{P_{x-n}} \right] \times 100\% \dots\dots\dots(\text{Ec.5})$$

Si los valores que se evalúan caen dentro de la tabla anterior (**Tabla N° 6**), esto nos estaría asegurando que se tiene una caída de producción acelerada y no es ocasionada por el skin normal de producción, sino por posible daño orgánico originado por depositación de parafinas o asfaltenos. Sin embargo, esta caída podría tener otras causas, por lo que es sumamente importante discretizar los eventos fuera de contexto, como problemas mecánicos.

Los pozos candidatos filtrados con este criterio, serán evaluados a continuación, teniendo en cuenta las características de sus reservorios productores.

3.2 Caracterización del Reservorio

Se requiere de un Petrobioreactor con condiciones propicias para que las bacterias metabolicen y colonicen el reservorio. A continuación se describen los rangos y/o umbrales de las propiedades de reservorio:

Distribución del Tamaño Poral: Las dimensiones de las bacterias se encuentran entre 1 – 4 micrómetros de longitud y 0.1 – 0.3 de espesor, de aquí podemos inferir que la porosidad influye dado que poros grandes están conectados con gargantas porales grandes mientras que poros pequeños están conectados con gargantas porales pequeñas que pueden ser restrictivas al paso de las bacterias, sin embargo se debe tener en cuenta que los poros mas grandes han sido drenado en su mayoría por primaria.

De acuerdo a la regla 1/3 – 1/7 buscamos gargantas porales en el orden de 0.3 a 2.1 micras como mínimo que asegure el libre tránsito de las bacterias.

Permeabilidad: La eficiencia de la bacteria a penetrar rápidamente en la formación es directamente proporcional a su permeabilidad y resulta una gran ventaja en la aplicación de la tecnología MEOR, sin embargo no es un limitante tener bajas permeabilidades, por otro lado, lo que si puede suceder es que si las permeabilidades son muy altas, el incremento final no sea tan alto como se esperaría pues el OOIP ya habría sido recuperado por primaria dejando solo un pequeño % para tecnología EOR. Estudios previos en cores han demostrado la efectividad en permeabilidades incluso menores a 0.1 md.

Consideramos permeabilidades desde 0.1md a 600md

Presión de Reservorio: Aun cuando la alta presión cambia la morfología de las bacterias algunas de ellas se han adaptado exitosamente a estos ambientes, se debe de tener en cuenta que gradientes de presión altas favorecen la producción ya que se espera una respuesta más rápida dado que tiene mas fuerza para producir las fracciones pesadas que son liberadas por acción bacterial.

Consideramos reservorios por debajo de 13500psi y con gradientes mayores a 0.25psi/pie

Temperatura de Reservorio: La evaluación de diversos proyectos resulta en que la mayoría de bacterias pueden sobrevivir en la mayoría de los reservorios y no resulta un factor limitante. Sin embargo se coloca una temperatura referencial como valor ideal para la subsistencia de la bacteria.

Se busca temperaturas entre 100°F y 220°F

Saturación de Petróleo: Las formaciones con petróleo remanente tienen amplias superficies para hospedar o actuar como hábitat para la colonización de los microorganismos; el agua es obligatoria para la estadía y colonización de las bacterias y de hecho el agua es la fase mojante en la mayoría de reservorios de petróleo haciendo que el agua moje la matriz de la roca y sea un medio ideal para el petro-bioreactor. Una alta saturación de oil remanente (> 50%) infiere una alta viscosidad del crudo presente mientras que si tenemos una saturación menor a 20% responde a una importante recuperación por primaria descartando la recuperación por MEOR.

Se busca saturaciones de petróleo mayores a 20%

3.3 Caracterización fisicoquímica y reológica de los fluidos de producción:

La siguiente etapa en el desarrollo de la metodología de selección, consiste en la caracterización del crudo, tanto mediante un análisis fisicoquímico como reológico del crudo. Con ello es posible definir la potencial deposición de parafinas y/o asfaltenos. Las características que se miden son la base para comparar la respuesta de los ensayos de biotratabilidad.

3.3.1 Caracterización Fisicoquímica

API: Es una función especial de la densidad relativa (sp-gr 60°F/60°F), definida ésta como la relación de la masa de un volumen igual de agua pura a la misma temperatura. La gravedad API estará dada en función de la cantidad de componentes pesados y livianos del petróleo. El rango de API estará dado entre 20 y 40, el cual es amplio dependiendo del tipo de tratamiento MEOR a aplicar, por ejemplo, los crudos con un API en el rango de 20° a 30° tiene en su composición cadenas de alto peso molecular, como los asfaltenos y resinas; y los crudos de 30 a 40° API presentan cadenas más cortas como las parafinas.

Utilizamos para la determinación de la Gravedad API la norma ASTM D-287 / ASTM D-1298

Composición del Petróleo: El petróleo es una mezcla homogénea de diferentes clases de hidrocarburos tales como los hidrocarburos alifáticos, aromáticos, resinas asfálticas y asfaltenos. Se requiere la composición debido a que los tipos de tratamiento bacteriano a emplear dependerán del contenido de ciertas sustancias en el petróleo que son en orden decreciente de facilidad: n-alcanos, Cadenas cortas de parafinas, cadenas largas de parafinas, isoparafinas, cicloparafinas, aromáticas alifáticas y aromáticas policíclicas, heterocíclicas, asfaltenos. Esta composición deberá ser registrada antes y después del ensayo para evaluar el porcentaje de disminución con un determinado tratamiento. Se debe evaluar también en la composición que las bacterias no deben degradar la calidad del

petróleo. Algunos microorganismos en condiciones anaerobias destruyen las moléculas livianas de crudo, para obtener el oxígeno que requieren durante su crecimiento, esto se define como biodegradación (el cual es indeseable), por lo que se debe tener la composición completa antes y después del tratamiento.

Utilizamos para la determinación de la composición, los ensayos de cromatografía, basados en la norma ASTM D-2007. Tanto para la determinación de parafinas como de asfaltenos.

Espectros IR: Las caracterizaciones de espectros IR pueden revelar la presencia de biosurfactantes, en el petróleo recuperado. La Tabla de IR se presenta en los Anexos.

Los análisis de los grupos funcionales a identificar, se basa en la norma ASTM E-204.

Salinidad: En general las bacterias son capaces de crecer a bajas concentraciones de sal, en caso contrario, se inhibiría el crecimiento exitoso de las mismas y se generaría alta interacción eléctrica entre la superficie de la roca y las bacterias aumentando la adhesión entre ellas y limitando el transporte, lo que requeriría mayores concentraciones de bacterias inyectadas. Otro de los fenómenos observados en las bacterias es el de ósmosis, que puede derivar en la muerte de la bacteria por migración del agua contenida en la misma.

La norma para medir sales en crudo es la D-3230 y consideramos un máximo de 120000 (mg/l)

pH: El rango óptimo de pH donde puede subsistir es alrededor de 7-8.

Fuentes de C, N, P: Las bacterias necesitan de estas fuentes para poder subsistir. En el caso de existir exceso de fosfatos en el medio, será necesario incluir Na₂-EDTA para evitar la interacción de los fosfatos con los cationes divalentes en el medio.

Punto de Niebla ó Temperatura de Opacidad (CLOUD POINT): Es la temperatura a la cual el aceite comienza a opacarse o deja de ser tan transparente como lo es en estado normal, esto debido a la apariencia que tiene los primeros cristales que se comienzan a formar a esa temperatura, es decir el punto de niebla es la temperatura donde aparece el primer cristal de parafina.

(*) Otros Tratamientos Químicos: Los pozos a ser seleccionados no deben tener otros tratamientos químicos (como biocidas, inhibidores de corrosión, solventes de parafina, etc.) durante el tiempo de aplicación de MEOR, para no tener interferencias. Los pozos a seleccionar no deben tener tratamientos con biocida, y en el caso que haya tenido, debe medirse el residual de biocida (Glutaraldehido, THPS, u otros) antes de efectuar tratamiento MEOR, a fin de evaluar el medio si es propicio o no.

3.3.2 Evaluación Reológica:

Tanto como su composición, nos interesa saber cuál es el comportamiento del petróleo a condiciones dinámicas. Si bien es cierto que los análisis cromatográficos nos definen los porcentajes de parafinas y asfaltenos presentes en el crudo, solo a través de una minuciosa evaluación del comportamiento reológico del flujo de hidrocarburos, podremos inducir la potencial deposición de compuestos orgánicos en la cara de la formación y durante su movimiento a través de las líneas de producción.

Viscosidad: Se efectúan las pruebas de viscosidad con el viscosímetro FANN, el cual nos permite la comparación entre:

- Viscosidad vs. temperatura
- Viscosidad vs. Esfuerzo de Corte
- RPM vs. Esfuerzo de corte (Tau)

Teniendo en cuenta que el crudo es un fluido no newtoniano, con las curvas características se puede identificar si el tipo de fluido presenta un comportamiento pseudo-plástico, dilatante o plástico de Bingham; de esta manera saber si las causas son las parafinas o los asfaltenos. Como se sabe, las parafinas precipitan por cambios relacionados con la temperatura y los asfaltenos lo hacen por presión.

Fluido Dilatante

Entonces se califica a los fluidos con posibles problemas de parafinas si se comporta como un fluido dilatante y se presenta de la siguiente manera:

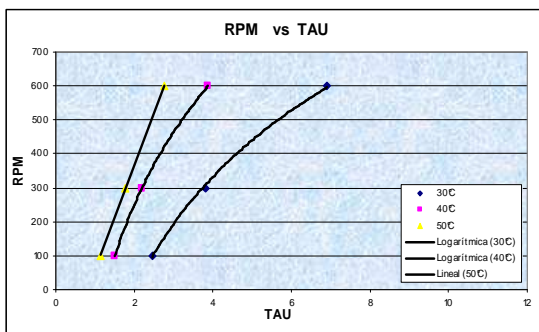


Fig. 7 RPM vs. Esfuerzo de Corte

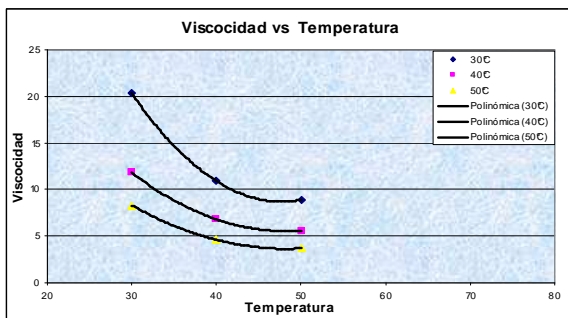


Fig. 8 Viscosidad vs. Temperatura

Fluido Pseudoplástico

Se califica a un fluido con posibles problemas de asfaltenos si se comportara como un fluido plástico de Bingham y se presenta así:

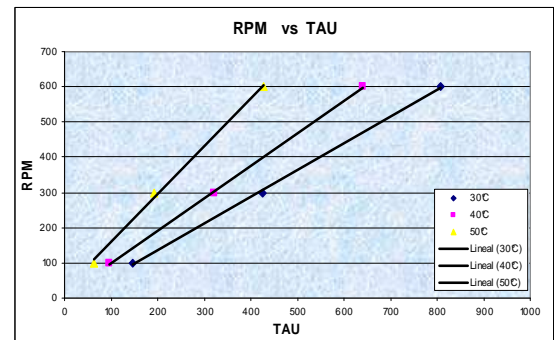


Fig. 9 RPM vs. Esfuerzo de Corte

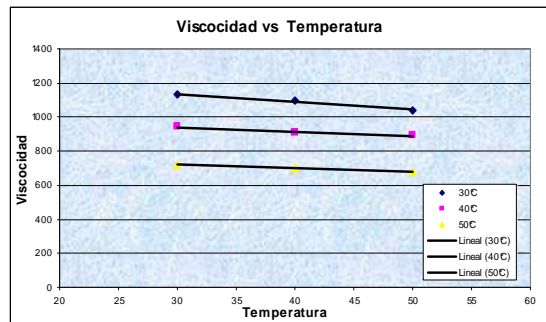


Fig. 10 Viscosidad vs. Temperatura

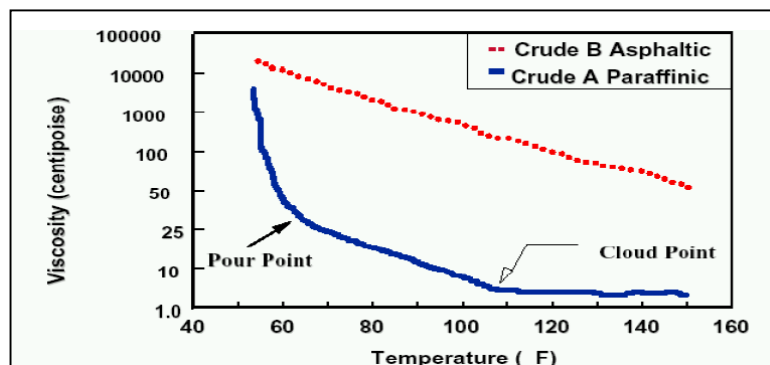


Figura 11. Viscosidad vs. Temperatura en crudos Parafínicos y Asfálticos

La pareja de **Figuras N° 7-8 y 9-10** se presentan como imágenes reflejadas, y son las graficas características para ambos comportamientos. **La Figura N° 11** es un análisis comparativo de cómo varía la viscosidad con la temperatura, en un crudo parafínico y uno asfáltico.

3.4 Respuesta a los Ensayos de Biotratabilidad

Una vez que hemos definido el posible problema, las condiciones físicas para albergar a la bacteria, la composición y comportamiento del crudo que posteriormente queremos modificar, se procede a los ensayos de biotratabilidad que definirán el diseño final del tratamiento bacterial a utilizar en cada caso.

El ensayo de biotratabilidad consiste en la inoculación de diversos grupos bacteriales y a la evaluación del efecto por separado en el crudo. Los niveles de biodegradación pueden ser determinados por la investigación de los componentes que serán degradados. Se crea una escala de biodegradación del 1 al 10, donde 1 representa biodegradación ligera y 10 representa biodegradación severa. (Escala de Peters & Moldowan). Aquellos petróleos que no son biodegradados tendrán el nivel cero (0).

Una vez efectuado el tratamiento al crudo, procedemos a comparar tanto las características físico-químicas como reológicas. Para determinar la alteración del crudo utilizamos 3 indicadores:

NI: Mide el cambio en composición molecular, al pasar de un comportamiento plástico hacia un comportamiento más newtoniano. Y esta dado por la **ecuación 6:**

$$NI = \frac{\mu_{\text{sin tratar, min shearrate}} - \mu_{\text{sin tratar, max shearrate}}}{\mu_{\text{inoculado min shearrate}} - \mu_{\text{inoculado, max shearrate}}} \dots\dots\dots \text{Ec. (6)}$$

Lo que buscamos en este caso es que el NI sea lo mas grande posible, de modo que indique que el crudo ha logrado un comportamiento mas newtoniano, lo que se aprecia en una curva más horizontal del grafico viscosidad vs. velocidad.

Se califica como positiva valores de NI mayores a 1.10

DV: El cambio en la viscosidad o Delta de viscosidad mide los cambios de viscosidades a las diferentes velocidades de corte con respecto a las viscosidades del crudo sin tratar y esta dado por la **ecuación 7:**

$$DV = \frac{\sum_{i=\text{min VC}}^{\text{max VC}} (\mu_{\text{sin tratar}} - \mu_{\text{inoculado}})_i}{\sum_{i=\text{min VC}}^{\text{max VC}} \mu_{\text{sin tratar}, i}} \dots\dots\dots \text{(Ec. 7)}$$

Como es de esperarse, se buscan los mayores cambios en la viscosidad (DV), y por ende se espera que este sea un valor alto.

Se considera una prueba positiva cuando DV es mayor que 0.1

EOR: El Índice EOR se obtiene a partir del factor EOR que considera únicamente la contribución debido a efectos de cambio en la viscosidad y esta dado por la **ecuación 8**:

$$EOR = \frac{1}{1 - DV} \dots\dots\dots(\text{Ec. 8})$$

A mayor el valor de EOR, mayor será la recuperación debido al tratamiento microbioal.

Una prueba se considera positiva cuando el índice EOR es mayor que 1.15

3.5 Predicción de Resultados:

Una vez concluida la caracterización tanto del reservorio como del fluido y luego de haber realizado los ensayos de biotratabilidad podemos preliminarmente predecir la producción esperada basada en los cambios mas significativos que se presentaran después de la inoculación de la bacteria.

Teniendo en cuenta que el caudal de producción se basa en la ecuación de Darcy para flujo radial, analizaremos los parámetros que son afectados después del tratamiento MEOR, la presión fluyente y la viscosidad:

$$Q = \frac{7.08 * 10^{-3} * k_o h (P_r - P_{wf})}{\mu_o \beta_o \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + S \right]} \dots\dots\dots (\text{Ec. 8})$$

Presión Fluyente:

La Presión Fluyente se ve afectada por la remoción del Skin luego del tratamiento, es decir que la presión fluyente aumentara en la medida que el factor “S” disminuye para producir el mismo caudal.

Viscosidad:

Del mismo modo, una de las propiedades que podemos medir previo a la inoculación in-situ en el laboratorio es el cambio de viscosidad.

Reemplazando los valores en la ecuación de Darcy tenemos:

$$Q' = \frac{7.08 * 10^{-3} * k_o h (P_r - P'_{wf})}{\mu'_o \beta_o \left[\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + S' \right]} \dots\dots\dots (\text{Ec. 9})$$

Por consiguiente con una caída de presión menor a la original y asumiendo un Skin (S) igual a “0”, se estima que la nueva tasa de producción aumento de acuerdo a la siguiente relación **(ecuación n°10)** :

$$Q' = \frac{Q_1 (P_R - P'_{wf}) \left(\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + S' \right) \mu_o}{(P_R - P_{wf}) \left(\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right) \mu'_o} \dots\dots\dots (\text{Ec. 10})$$

Donde:

Q' = Caudal de producción después del tratamiento

Q_1 = Caudal de producción antes del tratamiento

P_R = Presión Estática de Reservorio

P_{wf} = Presión fluyente antes del tratamiento

P'_{wf} = Presión fluyente después del tratamiento

μ_o = Viscosidad antes del tratamiento

μ'_o = Viscosidad después del tratamiento

S = Daño de Formación (Skin)

S' = Skin después del tratamiento "0"

* Cabe resaltar que no se ha incluido la variación en la permeabilidad relativa al petróleo por no presentar cambios significativos que si estarían presentes en proyectos de recuperación secundaria dado que afectarían conjuntamente con la alteración de la viscosidad en la relación de movilidad.

3.6 Flujograma del Proceso

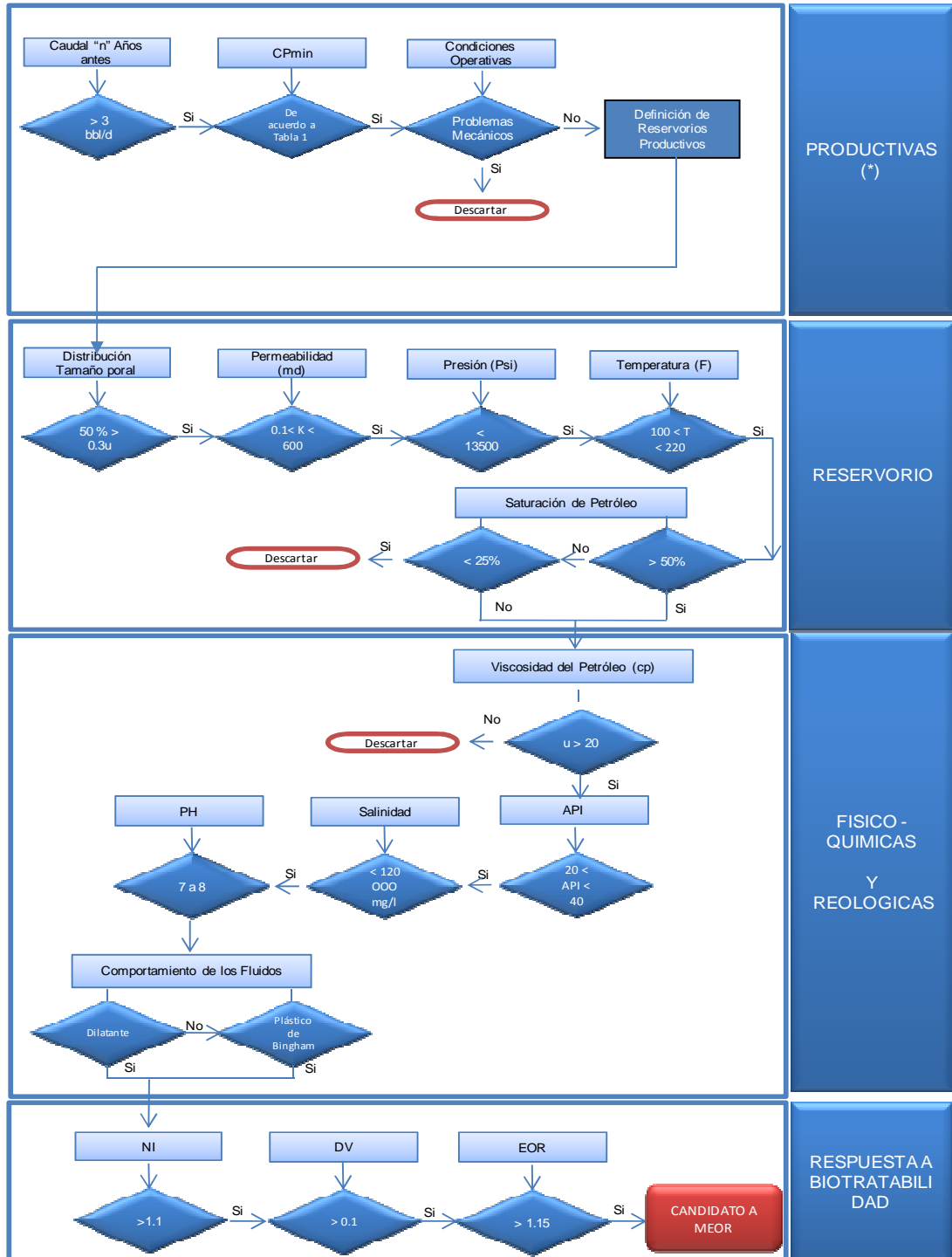


Figura 12 Flujograma de Selección de Pozos y Reservorios Candidatos a MEOR

¹ (*) Los indicadores productivos (**Tabla N°6**) pueden variar dependiendo de cada campo en particular.

CAPITULO 4

APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA DE SELECCIÓN EN EL NOROESTE PERUANO

4.1 Ubicación del área de Estudio:

El área de estudio escogida es el Lote X, el cual se encuentra ubicado en la cuenca Talara, en el Noroeste Peruano, y se caracteriza por su alto grado de fallamiento. Cuenta con más de 100 años de explotación y su producción es principalmente commingling. Actualmente el lote cuenta con más de 2000 pozos productores.

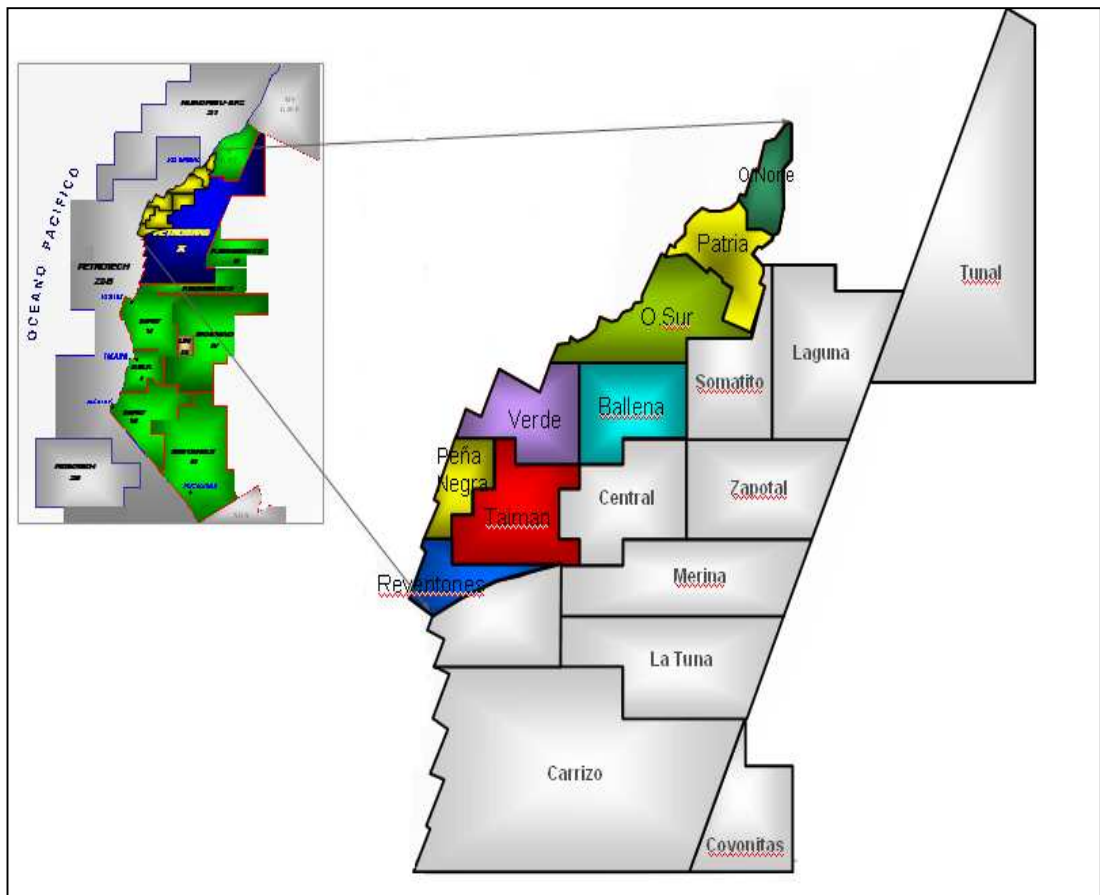


Figura 13. LOTE X - PETROBRAS

4.2 Selección preliminar de Reservorios y Pozos candidatos

Para iniciar la selección de pozos candidatos aptos para aplicar la tecnología MEOR, se designó como primer objetivo la identificación de pozos que presentan caída de producción de acuerdo a la **Tabla 6** hasta reducir nuestro universo de pozos productores.

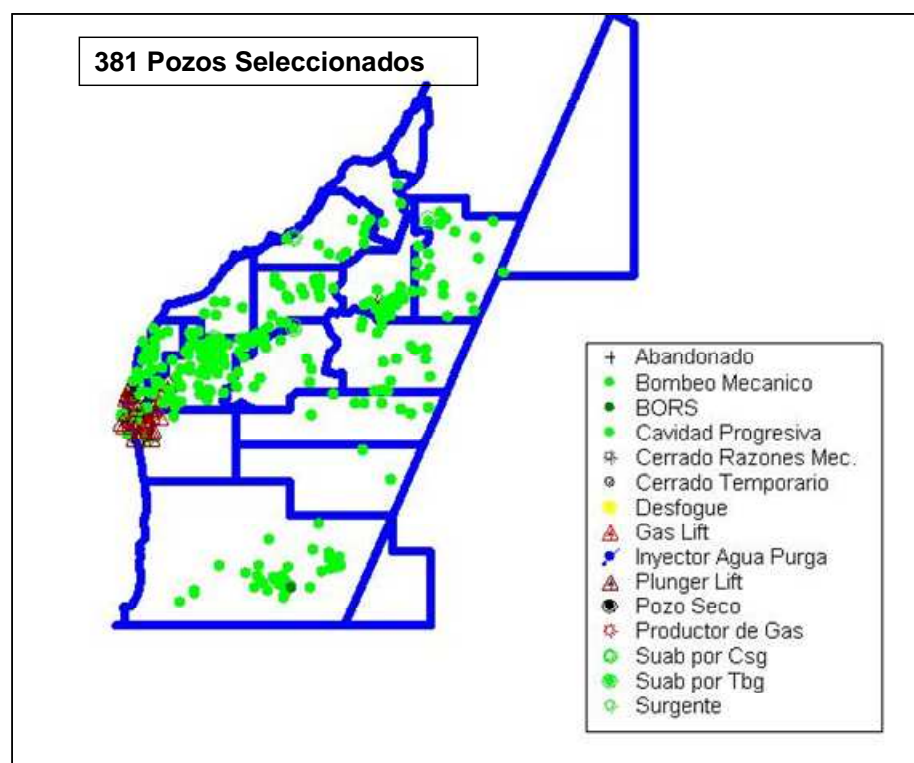


Figura 14. Pozos Seleccionados por Caída de Producción

Generamos un mapa de burbujas para apreciar donde se localizan los pozos con mayor producción antes de su caída. Se puede observar que los pozos con caídas de producción detectadas dentro del rango establecido presentaban producción de hasta 50bbbls/d.

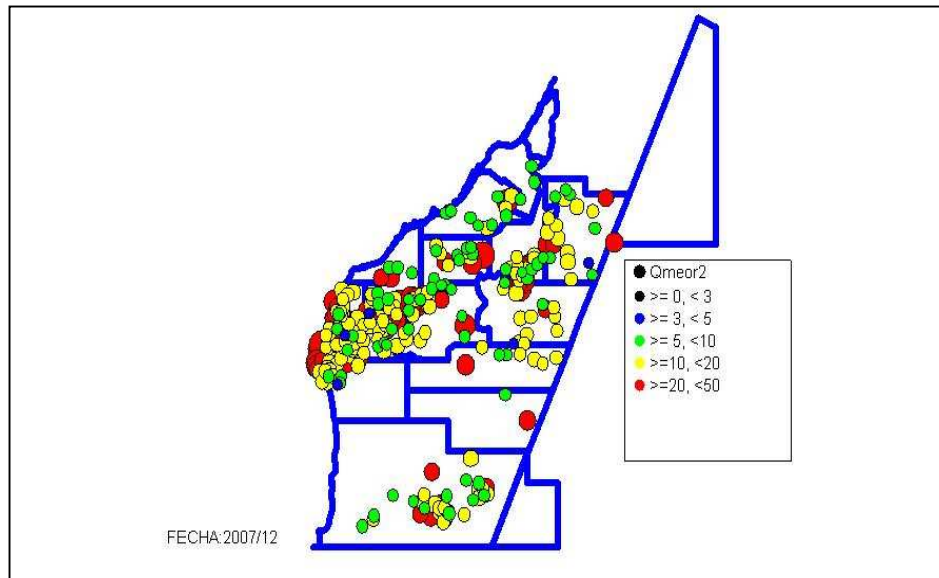


Figura 15. Caudales de Producción antes del cambio de declinación

Luego se analizó y descartó a aquellos pozos que presentan caída de producción por problemas no asociados a los que apunta el tratamiento MEOR, mediante una evaluación de la historia de producción; se distinguieron 3 tipos de criterios de descarte:

a. Alta variabilidad de la tasa de Producción:

Pozos en los que muestran un comportamiento productivo inestable, con caídas e incrementos de producción, que no muestran signos claros de una declinación **(Figura 16)**.

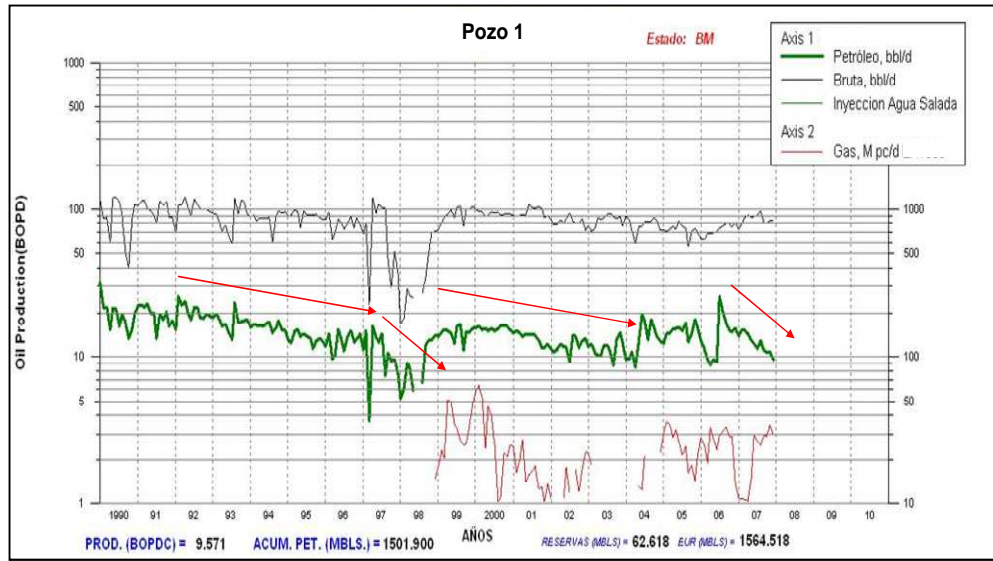


Figura 16. Producción con alta variación del caudal

b. Reservorios con poca Energía:

Aquellos en donde la depletación se manifiesta con una caída rápida en la producción desde los primeros meses, con relación a otros reservorios de la zona (Fig. 17)



Figura 17. Reservorios con poca Energía

c. Problemas Mecánicos:

Pueden ser generados por problemas en la bomba, rotura de casing o tubing, etc. Se presenta con una caída brusca en la producción pudiendo llegar a cero, pero luego tiende a recuperarse normalmente.

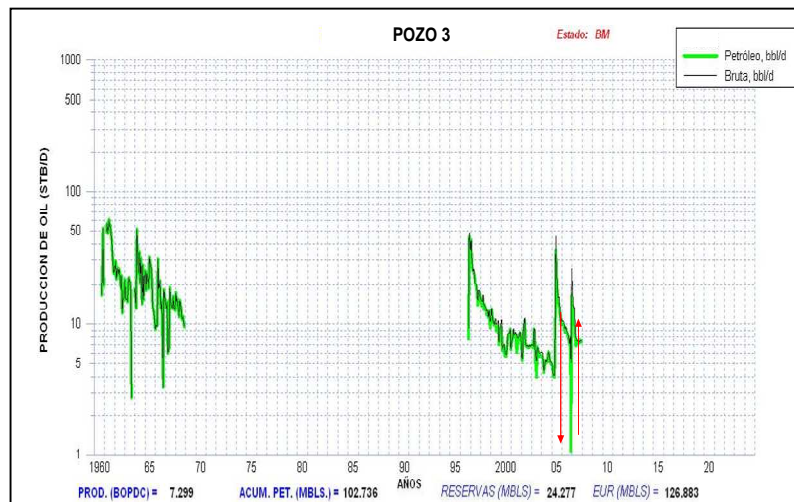


Figura 18. Pozo con problemas mecánicos

Luego de haber analizado las 381 curvas, el nuevo filtro de producción se redujo a 191 pozos distribuidos de la siguiente manera:

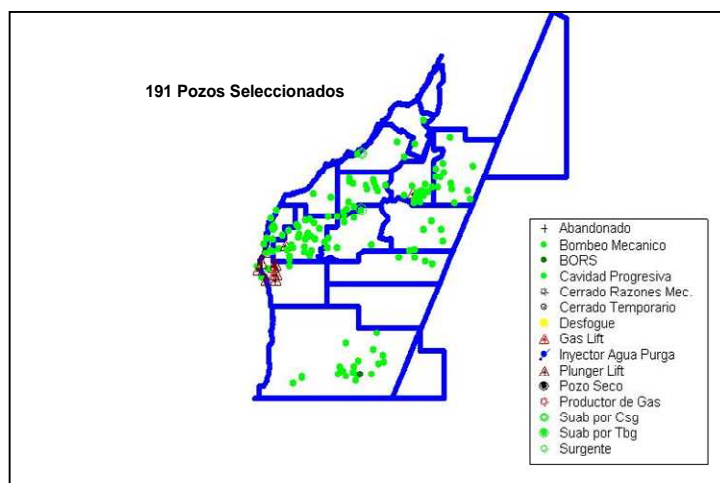


Figura 19. Pozos Seleccionados después de 1era revisión

Se comparó las zonas donde la caída de producción tiene un mayor historial de servicios de pozos, en algunos de casos, de acuerdo a los reportes de los supervisores de producción, debido a problemas de deposición de parafinas y asfaltenos

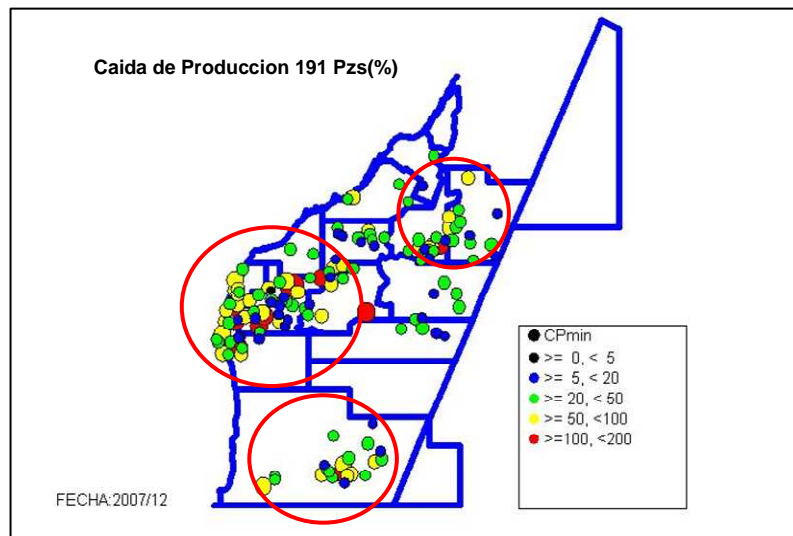


Figura 20. Pozos y Zonas Seleccionadas

A continuación, se presentan 2 curvas pertenecientes tanto al área Sur (**Figura 21**) como al área Costa (**Figura 22**). Se puede apreciar una caída en la producción más notoria y sensible en pozos de bajas tasas de producción; en consecuencia revertir esta tendencia resulta en un mayor desafío; se recomienda escoger pozos que no se encuentren en una etapa muy madura de su vida productiva.

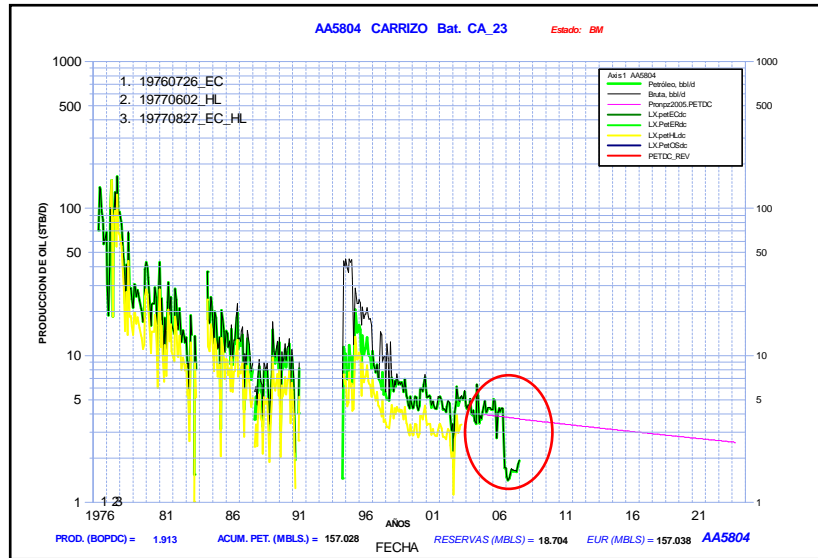


Figura 21. Yacimiento Carrizo Zona Sur

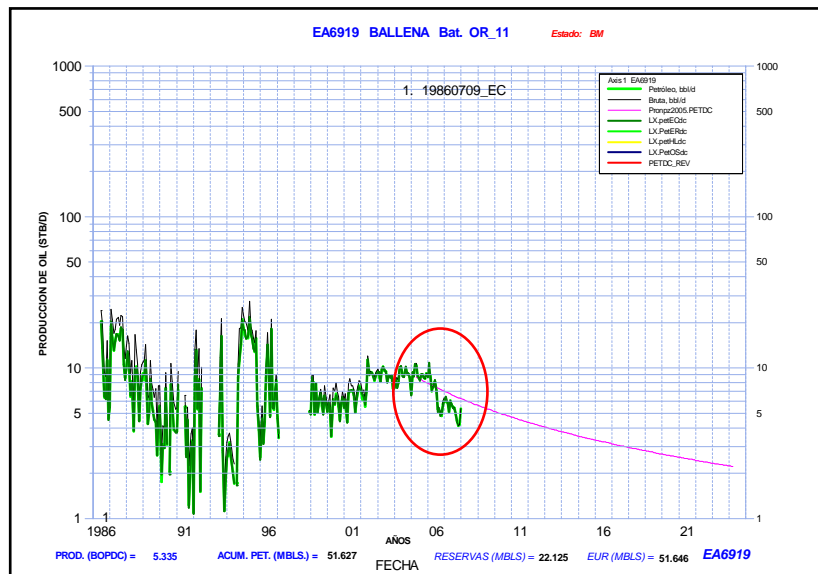


Figura 22. Yacimiento Ballena Zona Costa

Continuamos con la identificación de los reservorios productores. Se determinó que la caída de producción se daba tanto en pozos que producían de una sola formación como de aquellos que lo hacían por varias formaciones.

Se decidió trabajar con aquellos pozos que producían de 1 o máximo 2 formaciones. Esto nos permitiría una mejor caracterización tanto del reservorio objetivo como del crudo a analizar quedando preliminarmente 67 pozos.

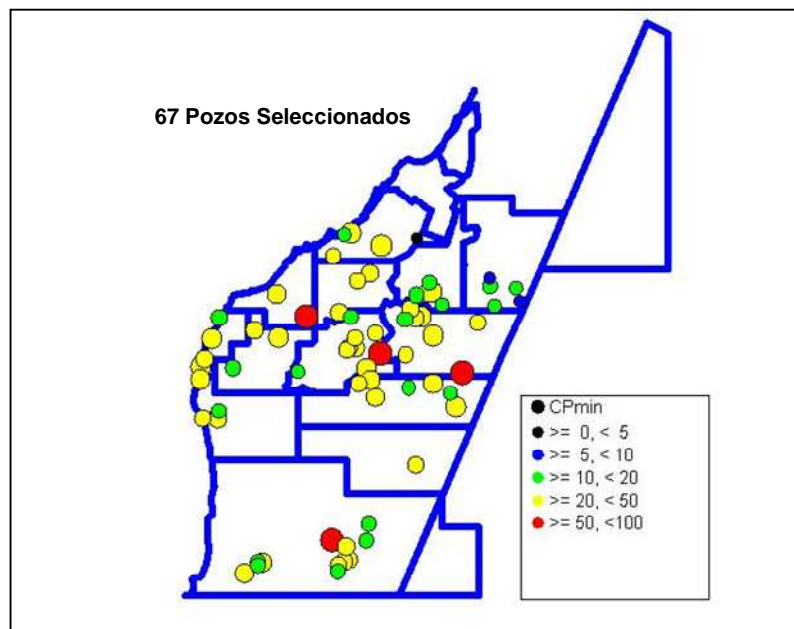


Figura 23. Pozos con producción de 1 o 2 formaciones

El siguiente diagrama muestra la cantidad de pozos por reservorio productivo:

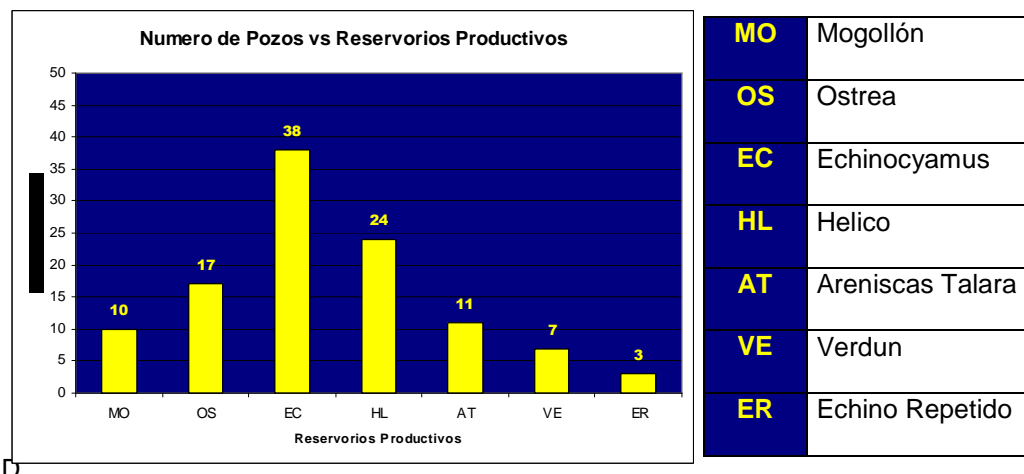


Figura 24. Numero de Pozos vs. Reservorios Productivos

De acuerdo a las características de cada formación y a la densidad de pozos por reservorio, se escogió como formaciones objetivos a los siguientes: Ostrea, Echino y Lutitas Talara (Helico y Areniscas Talara).

Los pozos que van a Ostrea se ubican en su mayoría en la zona Costa, los que van a Echino en la zona este y los que van a Lutitas Talara en la zona Sur.

Tabla 7 Propiedades de los Reservorios Ostrea y Hélico:

a. OSTREA:

OSTREA	
Distribución del Tamaño Poral =	2.5 u
Porosidad =	8 – 12 %
Permeabilidad =	0.1 – 10 mD
Gradiente de Presion =	0.25 psi/ft
Temperatura =	118°F
Saturación de Petróleo =	45 - 50%

b. HELICO:

HELICO	
Distribución del Tamaño Poral =	No disponible
Porosidad =	9%
Permeabilidad =	3 mD
Presión Promedio =	No disponible
Temperatura =	105°F
Saturación de Petróleo =	44%

De acuerdo a los datos proporcionados por la operadora del Lote X, el API del petróleo de estos reservorios se encuentra dentro del rango establecido en los criterios de selección, situándose alrededor de los 36 grados; esto nos hace pensar que el tratamiento bacterial sería orientado a combatir la depositación de parafinas. A continuación se muestran 18 pozos con datos de gravedad API dentro de los 47 pozos filtrados.

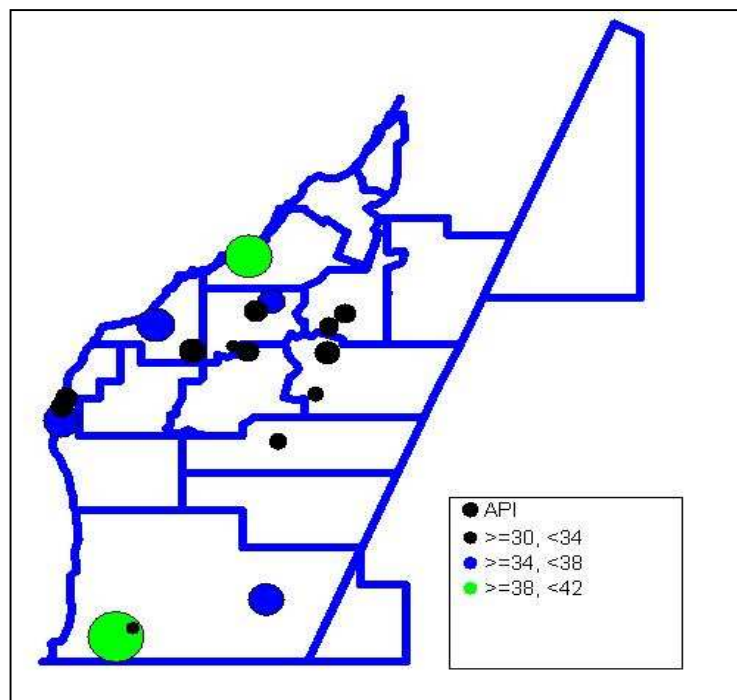


Figura 25. Pozos con datos de Gravedad API

La salinidad, dependiendo del área de análisis y del fluido de cada formación, oscila en el rango de 14000 y 16000 ppm en promedio; se aprecia que la salinidad del agua de formación no es un limitante para la existencia de las bacterias.

La viscosidad del crudo varía entre 0.8 a 1 cp, es decir, la viscosidad del crudo es muy cercana a la del agua.

De esta manera, con la data proporcionada por la operadora se realizó un estudio preliminar y se seleccionaron reservorios y pozos candidatos, priorizando aquellas zonas donde la caída de producción era mayor y en donde se espera tener una mayor recuperación tras el tratamiento.

Se muestran las 3 áreas a continuación:

Zona Sur : AA1585, AA5804, AA6343, AA6988

Zona Costa: EA8082, EA5657D, EA7216, EA8099

Zona Este : EA10519, EA9796, EA1185

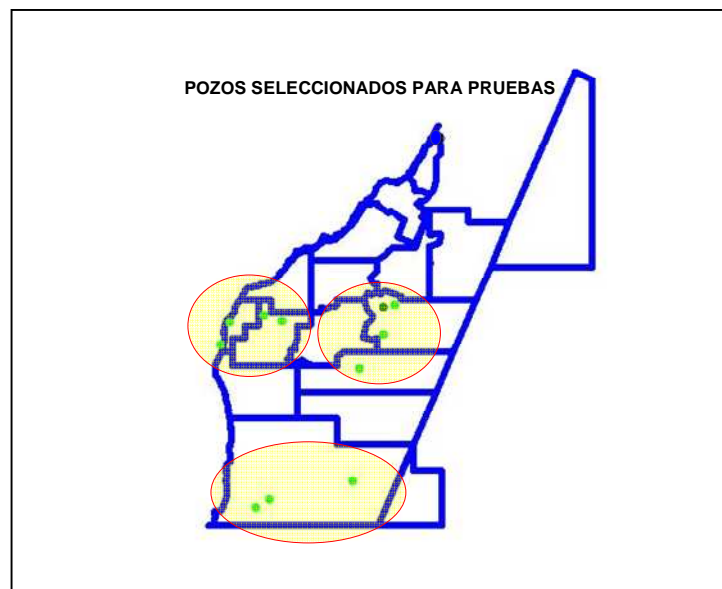


Figura 26. Pozos candidatos a MEOR en el Lote X

4.3 Desarrollo del Proyecto piloto MEOR

El 1er tratamiento MEOR se llevo a cabo a mediados del mes de Junio de 2008 siendo inoculados 5 pozos de la Zonas Este y Sur. Los denominaremos pozos A,B,C,D y E.

El Tratamiento Bacterial que se inoculó consta de los siguientes productos:

4.3.1 Nutrientes:

Líquido nutriente microbiano de base orgánica. Es un estimulante natural para todas las especies y genes microbianos usado en la degradación de hidrocarburos contaminantes.

Está compuesto por los siguientes ingredientes:

- ✓ Crema de algas marinas del Mar del Norte procesada en frío homogeneizada para facilitar la ingesta microbial.
- ✓ Acido fúlvico procesado a partir de 4 (cuatro) fuentes de Leonardita con un contenido de hasta 70 minerales y la más alta concentración de acido Fúlvico conocida.
- ✓ Emulsión de peces mezclada con Yuca, vitaminas, enzimas y compuestos nutrientes especiales para consumo microbiano.
- ✓ Compuestos azucarados

4.3.2 Eliminador de Parafina:

Producto concentrado de doble licuación que utiliza innovadoras técnicas químicas para reducir la viscosidad de los petróleos e incrementar su grado API simultáneamente. De esta manera aumenta la velocidad del flujo de transporte de petróleo y de sus subproductos. El eliminador de parafina presenta también excelentes características para remover residuos pesados del fondo de todo tipo de tanques de almacenamiento, contenedores, ductos, equipos de extracción e instalaciones en refinerías reduciendo las formaciones de parafina y asfáltenos en las paredes internas de las tuberías y conductos recuperando así el diámetro original de instalaciones de uso intensivo.

4.3.3 Extractor del Sal:

Actúa a través de diferentes procesos en los iones de sal y sus ligaduras a las moléculas de hidrocarburos orgánicos. Las sales son afectadas primariamente a través de enzimas específicas presentes en el extractor de Sal las cuales producen la ruptura de las moléculas de sal en iones independientes. La elevada capacidad de transferencia de cationes (CEC) de las moléculas de hidrocarburo del extractor de Sal adhiere entonces los iones salinos a los hidrocarburos mediante un proceso de atracción iónica. Los hidrocarburos son convertidos en elemento consumible por la colonia microbiana del suelo original, lo cual produce una rápida disminución de las sales. Simultáneamente, los surfactantes naturales del extractor de Sal son también adheridos a los iones salinos, los cuales son entonces degradados del suelo por fenómenos naturales como lluvia, irrigación y otros. El extractor de sal ha sido experimentado en suelos diversos para la reducción de Cloruro de Sodio.

Una vez que se preparo el tratamiento bacterial este debió ser “activado” 1 día antes de la inoculación en los pozos seleccionados, para esto se remojaron en un medio acuoso que mantuviera las salinidades bajas, no pudiendo ser entonces el agua de producción. Asimismo, para la dosificación de los pozos se necesita agua de iguales características. Esta se tuvo que traer de Máncora o de Quebrada Honda.

La inyección del tratamiento bacterial (bacterias, nutrientes, extractor de sales, eliminador de parafinas) + agua de desplazamiento se hizo por forros (anular) y dejando recircular por 3 días. Se debe tener en cuenta que la presión de inyección no era alta y que contactaba la pared de la formación pero apenas interactuaba con el reservorio en si. La secuencia operativa se adjunta en el **anexo 2**.

De los 5 pozos inoculados 2 coinciden con los pozos propuestos.

El análisis de espectros IR se llevo a cabo en todos los pozos. Un reporte antes y después del tratamiento es mostrado a continuación.

POZO A

El espectro IR de la muestra del petróleo post tratamiento MEOR muestra importantes cambios en la región de 3000 – 4000 cm^{-1}

Figura 27. *Espectro IR post 1er Tratamiento MEOR. Muestra del 3 de Julio*

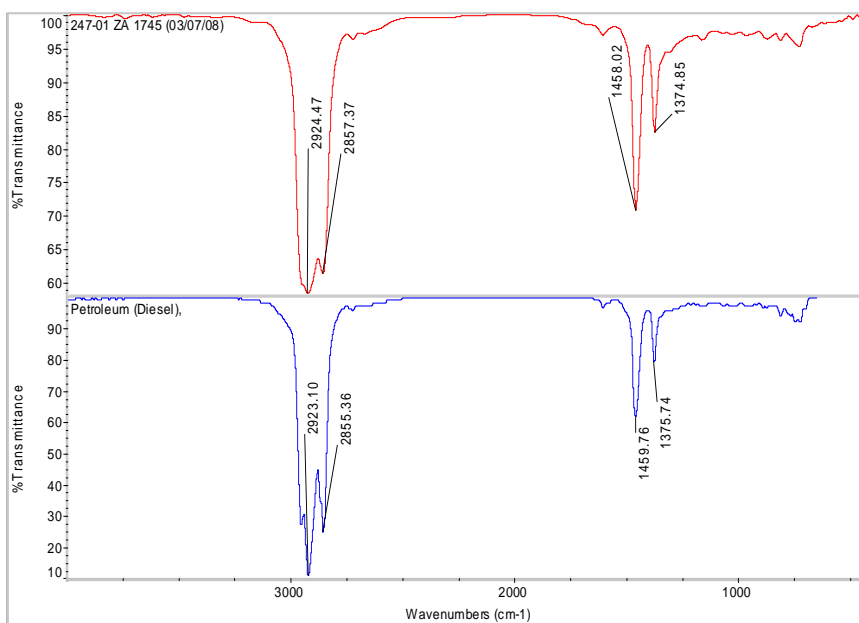
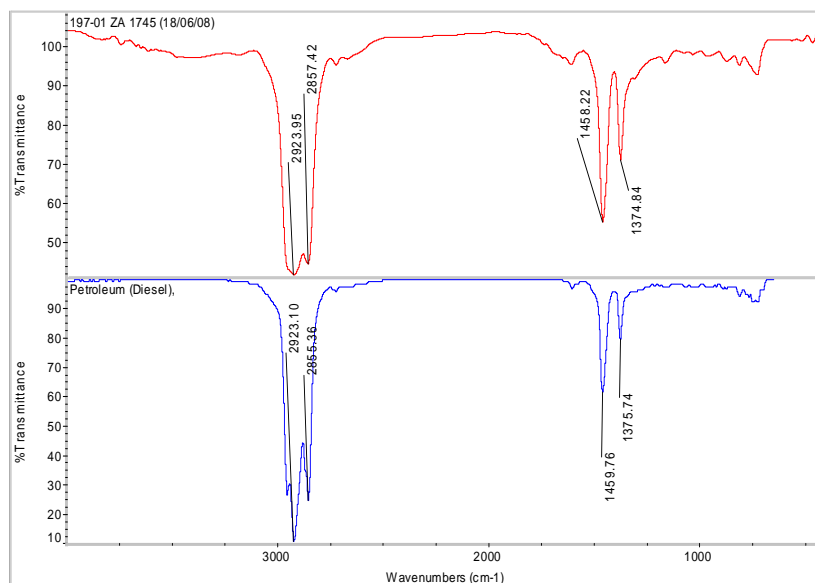


Figura 28. *Espectro IR previo a Tratamientos MEOR. Muestra del 11 de Junio.*



POZO B

El espectro IR de la muestra del petróleo post tratamiento MEOR muestra importantes cambios en la región de 3000 – 4000 cm^{-1}

Figura 29. Espectro IR post 1er Tratamiento MEOR. Muestra del 3 de Julio.

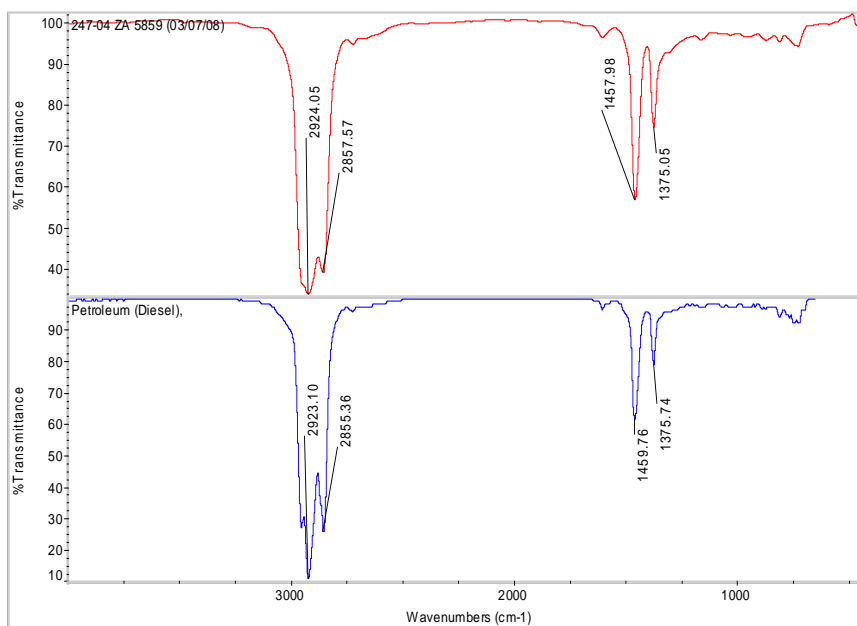
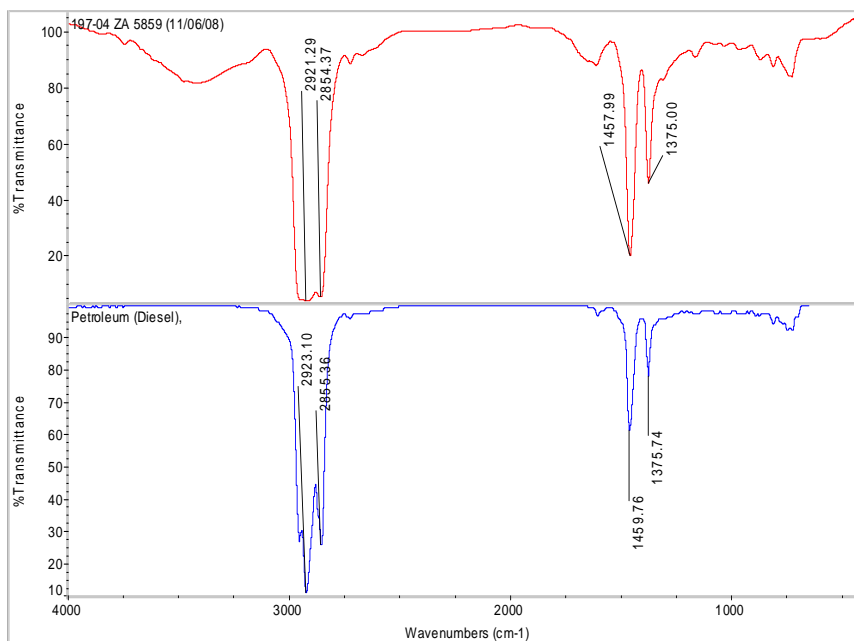


Figura 30. Espectro IR previo a Tratamientos MEOR. Muestra del 11 de Junio.



POZO C

El espectro IR de la muestra del petróleo post tratamiento MEOR no muestra cambios importantes lo cual sugiere que no hay grandes cambios composicionales.

Figura 31. Espectro IR post 1er Tratamiento MEOR. Muestra del 2 de Julio.

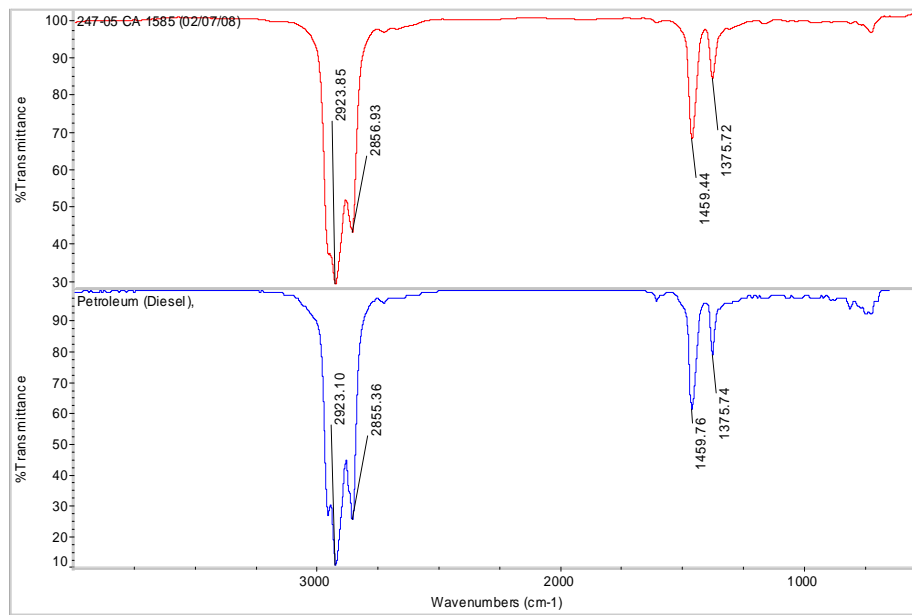
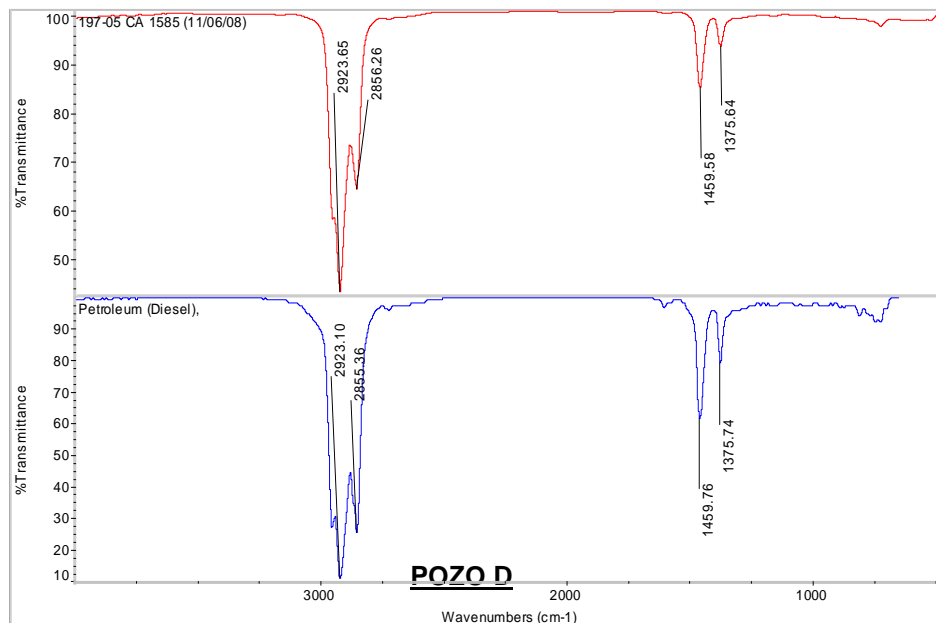


Figura 32. Espectro IR previo a Tratamientos MEOR. Muestra del 11 de Junio.



La forma del espectro IR de la muestra del petróleo post tratamiento MEOR no muestra cambios importantes pero los valores de absorbancia correspondiente a los picos característicos de los hidrocarburos si varia para los espectros antes y después del tratamiento MEOR.

Figura 33. Espectro IR post 1er Tratamiento MEOR. Muestra del 2 de Julio.

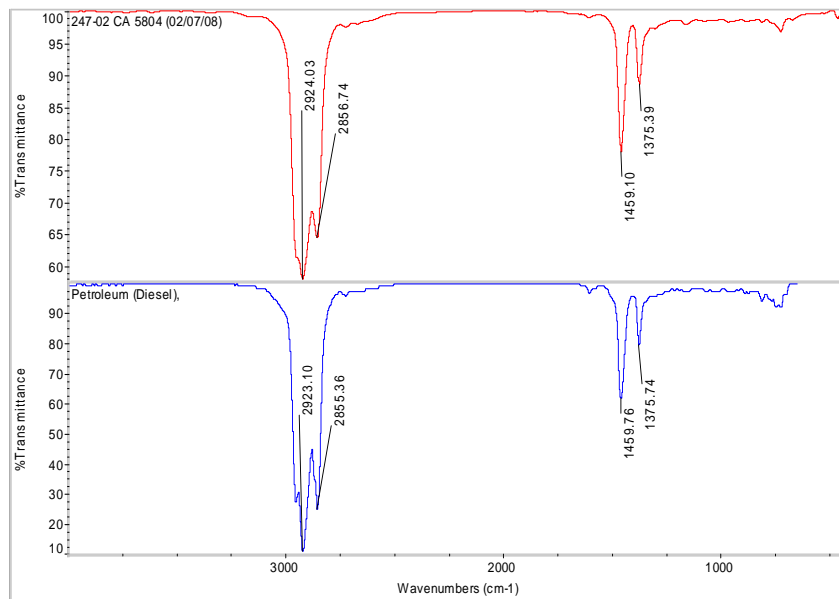
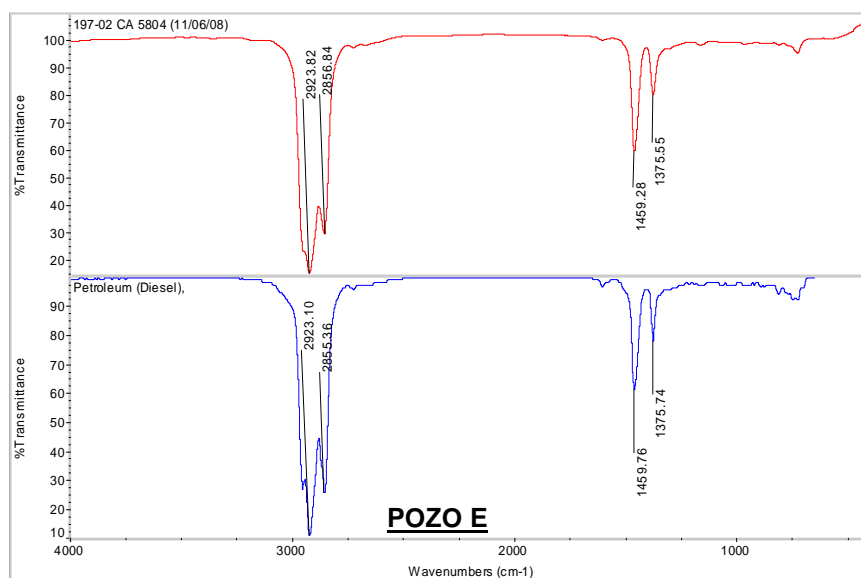


Figura 34. Espectro IR previo a Tratamientos MEOR. Muestra del 11 de Junio.



El espectro IR de la muestra del petróleo post tratamiento MEOR no muestra cambios importantes lo cual sugiere que no hay grandes cambio composicionales.

Figura 35. Espectro IR post 1er Tratamiento MEOR. Muestra del 2 de Julio.

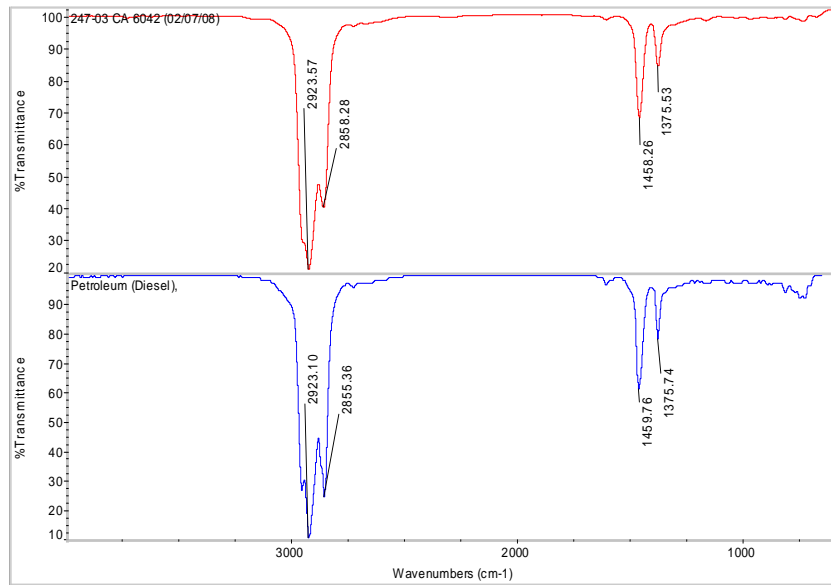
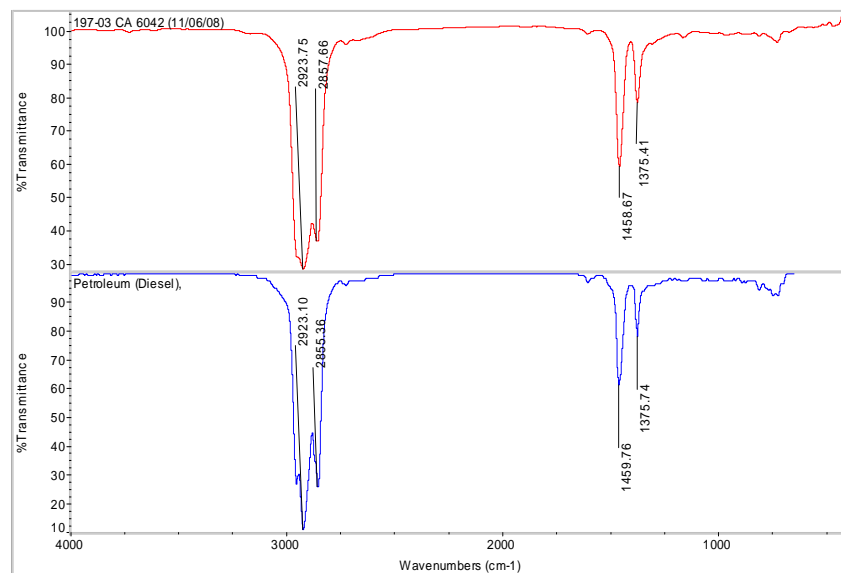


Figura 36. Espectro IR previo a Tratamientos MEOR. Muestra el 11 de Junio.



**Absorbancia de los 4 picos característicos de los Espectros IR de las muestras de
Petróleo.**

Pico, Número de onda, cm ⁻¹	2924	2857	1458	1375
	Absorbancia			
Diesel	1.00	0.63	0.22	0.11
Pozo A				
11 Junio	0.38	0.35	0.26	0.15
03 Julio	0.24	0.21	0.15	0.08
Pozo B				
11 Junio	1.48	1.32	0.74	0.35
03 Julio	0.48	0.41	0.25	0.13
Pozo C				
11 Junio	0.81	0.54	0.23	0.10
02 Julio	0.55	0.37	0.17	0.07
Pozo D				
11 Junio	0.56	0.44	0.24	0.11
02 Julio	0.24	0.19	0.11	0.05
Pozo E				
11 Junio	0.37	0.19	0.07	0.03
02 Julio	0.71	0.40	0.17	0.08

Tabla 8. Absorbancia de los Espectros IR

El análisis de las curvas de producción de los **pozos C y D**, que coinciden con los pozos pre-seleccionados, se muestra a continuación:

POZO C

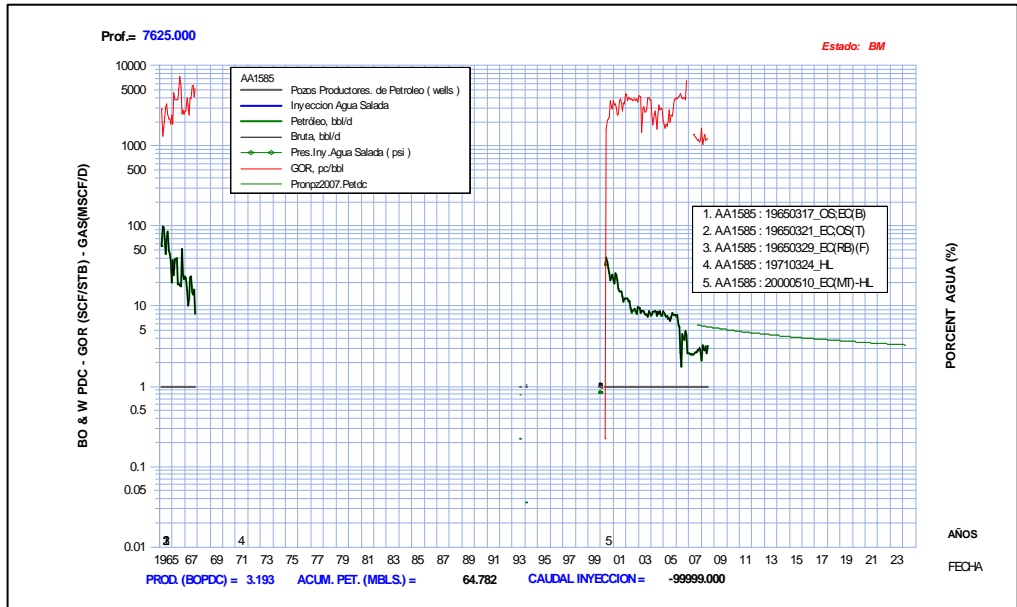


Figura 37. Curva de Producción Pozo C

POZO D

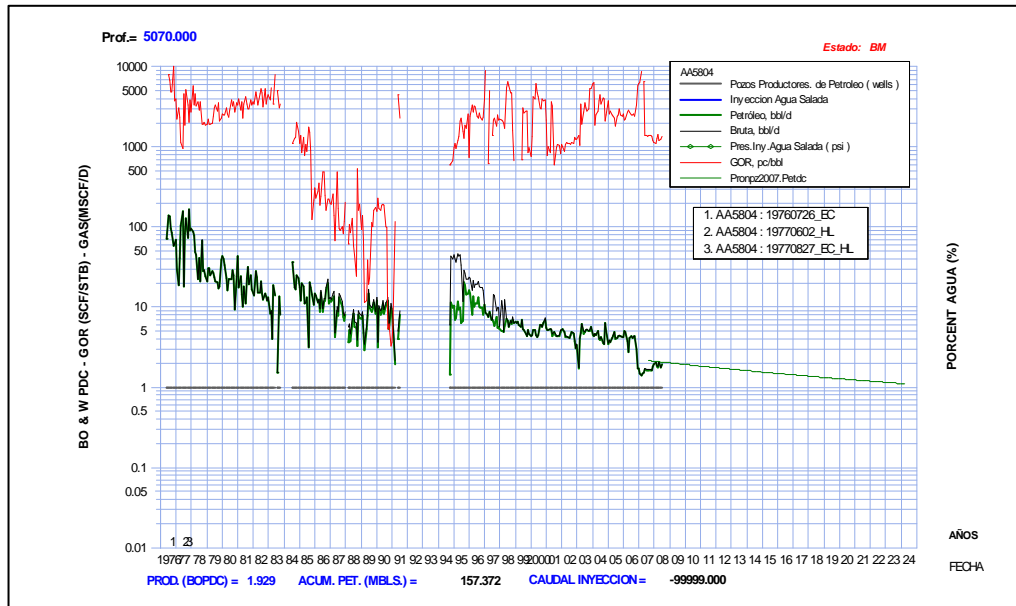


Figura 38. Curva de Producción Pozo D

En las curvas de producción mensual las variaciones no son perceptibles, pero en las curvas de producción diaria se puede apreciar claramente la recuperación de la tendencia luego de 2 tratamientos MEOR (**Figura 39**).

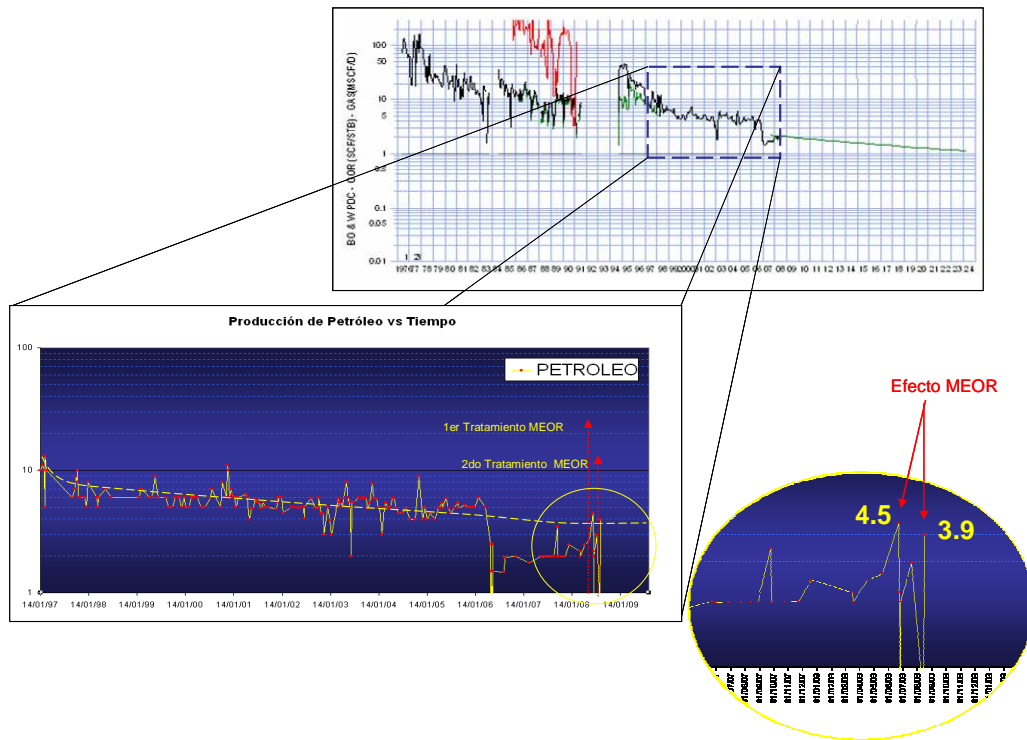


Figura 39. Respuesta a la Biotratabilidad en el Pozo D

4.4 Evaluación de Resultados de los tratamientos MEOR

Los tratamientos llevados a cabo por la operadora en 5 pozos muestran resultados desde 1 pozo con cambio drástico en la curva de producción en el área Este, 3 pozos con cambios moderados en el Sur y 1 pozo sin ningún cambio en su comportamiento productivo.

De los 5 pozos antes mencionados, 2 coinciden con los elegidos en la metodología propuesta, y corresponden a aquellos con cambios moderados con tendencia a recuperar su declinación original.

En ambos pozos, el reservorio objetivo fue la formación Helico en la zona Sur. Sin embargo, asociamos la tendencia a recuperar producción como consecuencia del efecto de limpieza alrededor del wellbore y no a una acción de penetración profunda dentro del reservorio, ya que no se tuvo suficiente presión de inyección durante el bombeo.

Con respecto a la composición de los fluidos, antes y después del tratamiento, se apreció en el análisis de los espectros IR, en todos los casos, cambios de absorbancia, que indican en consecuencia, cambios de composición del petróleo; solo aquel pozo que no presentó mejoras en su curva de producción, tampoco experimentó cambios en la composición del crudo.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Se ha encontrado que el éxito de la aplicación MEOR está íntimamente ligado al contenido de parafinas del petróleo y su biotratabilidad, la presión de reservorio, la permeabilidad y gargantas porales de la roca, así como de prolongados periodos de cierre durante el tratamiento.
2. La complejidad estructural y estratigráfica de los reservorios del Noroeste Peruano, requieren un exhaustivo trabajo de caracterización del medio poral, medio donde los microorganismos realizaran su acción de colonización.
3. La caracterización reológica del petróleo complementa a la evaluación fisicoquímica en determinar la tendencia a la depositación de parafinas en el reservorio, a condiciones estáticas y dinámicas.
4. De los casos históricos revisados durante la investigación, podemos concluir que los proyectos más exitosos reportados corresponden a aquellos donde el número de pozos evaluados es mayor.

BIBLIOGRAFIA

1. Bryant S. and Lockhart T.: "Reservoir Engineering Analysis of Microbial Oil Recovery", SPE 63229, SPE Ann. Tech. Conf. Exhib. Dallas, 1-4 Oct. 2000
2. Dietrich F., F. Brown, Z. Zhou, and M. Maure: "Microbial EOR Technology Advancement: Case studies of Successful Projects", SPE 36746, SPE Ann. Tech. Conf. Exhib. Denver, 6-9 Oct. 1996
3. Lisigurski O., Asprilla J. and Hernandez de Paz M.: "Clasificación de los crudos para poder resolver los graves problemas de producción y daño al medio ambiente generados por las depositaciones de parafinas y asfaltenos en la cuenca Golfo San Jorge", Ingepet 2002
4. Maure A, Agurto A and Ramirez A.: "Biotechnology Application to EOR in Talara Off-shore Oilfields, Northwest Peru", SPE 94934, SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Rio de Janeiro, 20-23 Jun. 2005
5. Portwood, J.T: "A Commercial Microbial Enhanced Oil Recovery Technology: Evaluation of 322 Projects", SPE, paper number 29518, 1995
6. Trebbau G., Nuñez G, Caira R., Molina N., Entzeroth D. and Schneider D.: "Microbial Stimulation of Lake Maracaibo Oil Wells", SPE 56503, SPE Ann. Tech. Conf. Exhib. Houston, 3-6 Oct. 1999
7. Brown F. G.: "Microbes: The Practical and Environmental Safe Solution to Production Problems, Enhanced Production, and Enhanced Oil Recovery", SPE 23955, SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference Midland, 18-20 Mar 1992
8. Streeb L.P., Brown F.: "MEOR – Altamont/Bluebell Field Project", SPE Rocky Mountain Regional Meeting Casper, 18-21 May. 1992
9. Maure M., Dietrich F., Diaz C., Argañaz H.: "Microbial Enhanced Oil Recovery Pilot Test in Piedras Coloradas Field, Argentina", SPE 53715, SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Caracas, 21-23 April 1999
10. Yijiang Zhan, Zhengshun Xu, Ping Ji and Wihong Hou, Dietrich F.: "Microbial EOR Laboratory Studies and Application Results in Daqing Oilfield", SPE 54332, Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition Jakarta, 20-22 April 1999
11. Dejun Dang, Chenglong Li, Quanyi Ju, Pingcang Wu, Dietrich F. Zhou, Z. : "Systematic Extensive Laboratory Studies of Microbial EOR Mechanism and Microbial EOR Application Results in Changqing Oilfield", SPE 54380, Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition Jakarta, 20-22 April 1999

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros de Reservorio – Casos Internacionales

Tabla 2. Parámetros de Reservorio – Casos Nacionales

Tabla 3. Parámetros de Fluídos

Tabla 4. Resumen de Historia Productiva

Tabla 5. Mecanismos de Acción de la Bacteria

Tabla 6. Caída de Producción mínima

Tabla 7 Propiedades de los Reservorios Ostrea y Hélico:

Tabla 8. Absorbancia de Espectros IR

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1. Tratamiento MEOR en un pozo productor de petróleo
- Figura 2. Tratamiento MEOR en un pozo inyector de agua
- Figura 3. Respuesta típica al tratamiento MEOR
- Figura 4. Caso Base de implementación del MEOR
- Figura 5. El Petro-bioreactor en los pozos de la roca
- Figura 6. Curva de crecimiento de la Bacteria
- Figura 7. RPM vs Esfuerzo de Corte.
- Figura 8. Viscosidad vs. Temperatura
- Figura 9. RPM vs Esfuerzo de Corte.
- Figura 10. Viscosidad vs. Temperatura
- Figura 11. Viscosidad vs. Temperatura en crudos Parafínicos y Asfálticos
- Figura 12. Flujograma de Selección de Pozos y Reservorios Candidatos a MEOR
- Figura 13. Lote X – Petrobras
- Figura 14. Pozos seleccionados por caída de Producción
- Figura 15. Caudales de Producción antes del cambio de declinación
- Figura 16. Producción con alta variación de Caudal
- Figura 17. Reservorios con poca energía
- Figura 18. Pozo con problemas mecánicos
- Figura 19. Pozos seleccionados después de la 1era Revisión
- Figura 20. Pozos y zona seleccionada
- Figura 21. Yacimiento Carrizo Zona Sur
- Figura 22. Yacimiento Ballena Zona Costa
- Figura 23. Pozo con producción de 1 o 2 formaciones
- Figura 24. Numero de Pozos vs Reservorios Productivos
- Figura 25. Pozos con datos de gravedad API
- Figura 26. Pozos candidatos a MEOR en el Lote X
- Figura 27. Espectro IR post 1er Tratamiento MEOR. Pozo A
- Figura 28. Espectro IR previo a Tratamientos MEOR. Pozo A
- Figura 29. Espectro IR post 1er Tratamiento MEOR. Pozo B

Figura 30. Espectro IR previo a Tratamientos MEOR. Pozo B
Figura 31. Espectro IR post 1er Tratamiento MEOR. Pozo C
Figura 32. Espectro IR previo a Tratamientos MEOR. Pozo C
Figura 33. Espectro IR post 1er Tratamiento MEOR. Pozo D
Figura 34. Espectro IR previo a Tratamientos MEOR. Pozo D
Figura 35. Espectro IR post 1er Tratamiento MEOR. Pozo E
Figura 36. Espectro IR previo a Tratamientos MEOR. Pozo E
Figura 37: Curva de Producción – Pozo C
Figura 38. Curva de Producción – Pozo D
Figura 39. Respuesta a la Biotratabilidad en el Pozo D

ANEXOS

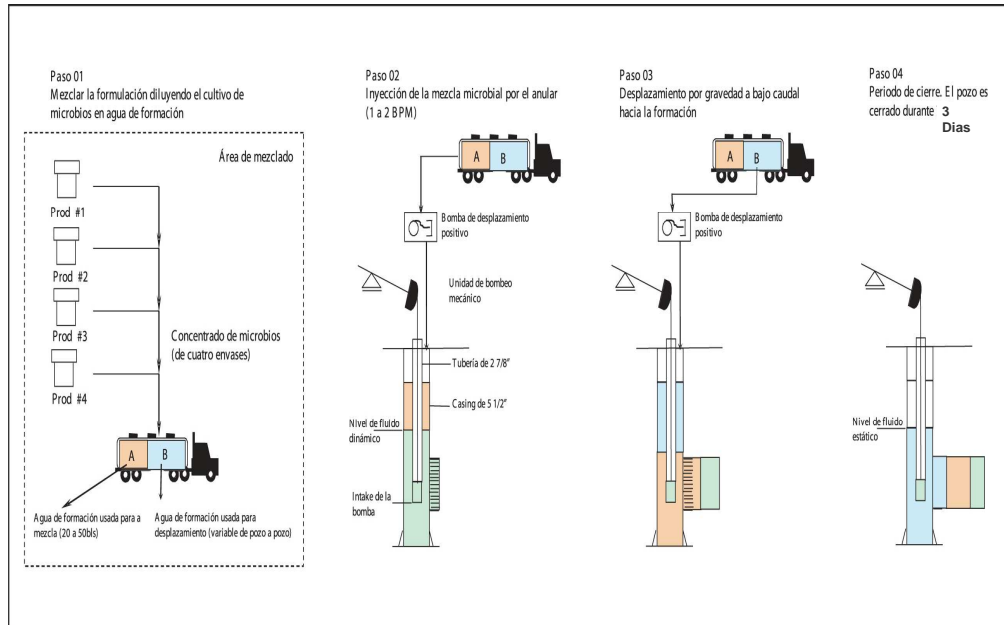
Table of Characteristic IR Absorptions

<i>frequency, cm⁻¹</i>	<i>bond</i>	<i>functional group</i>
3640–3610 (s, sh)	O–H stretch, free hydroxyl	alcohols, phenols
3500–3200 (s,b)	O–H stretch, H-bonded	alcohols, phenols
3400–3250 (m)	N–H stretch	1°, 2° amines, amides
3300–2500 (m)	O–H stretch	carboxylic acids
3330–3270 (n, s)	–C≡C–H: C–H stretch	alkynes (terminal)
3100–3000 (s)	C–H stretch	aromatics
3100–3000 (m)	=C–H stretch	alkenes
3000–2850 (m)	C–H stretch	alkanes
2830–2695 (m)	H–C=O: C–H stretch	aldehydes
2260–2210 (v)	C≡N stretch	nitriles
2260–2100 (w)	–C≡C– stretch	alkynes
1760–1665 (s)	C=O stretch	carbonyls (general)
1760–1690 (s)	C=O stretch	carboxylic acids
1750–1735 (s)	C=O stretch	esters, saturated aliphatic
1740–1720 (s)	C=O stretch	aldehydes, saturated aliphatic
1730–1715 (s)	C=O stretch	α, β-unsaturated esters
1715 (s)	C=O stretch	ketones, saturated aliphatic
1710–1665 (s)	C=O stretch	α, β-unsaturated aldehydes, ketones
1680–1640 (m)	–C=C– stretch	alkenes
1650–1580 (m)	N–H bend	1° amines
1600–1585 (m)	C–C stretch (in-ring)	aromatics
1550–1475 (s)	N–O asymmetric stretch	nitro compounds
1500–1400 (m)	C–C stretch (in-ring)	aromatics
1470–1450 (m)	C–H bend	alkanes
1370–1350 (m)	C–H rock	alkanes
1360–1290 (m)	N–O symmetric stretch	nitro compounds
1335–1250 (s)	C–N stretch	aromatic amines
1320–1000 (s)	C–O stretch	alcohols, carboxylic acids, esters, ethers
1300–1150 (m)	C–H wag (–CH ₂ X)	alkyl halides
1250–1020 (m)	C–N stretch	aliphatic amines
1000–650 (s)	=C–H bend	alkenes
950–910 (m)	O–H bend	carboxylic acids
910–665 (s, b)	N–H wag	1°, 2° amines
900–675 (s)	C–H "oop"	aromatics
850–550 (m)	C–Cl stretch	alkyl halides
725–720 (m)	C–H rock	alkanes
700–610 (b, s)	–C≡C–H: C–H bend	alkynes
690–515 (m)	C–Br stretch	alkyl halides

m=medium, w=weak, s=strong, n=narrow, b=broad, sh=sharp

Características de Absorción IR

Anexo 1



Procedimiento Operativo de Inoculación de Bacterias

Anexo 2