

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA**



**“PROPUESTA DE PROGRAMA DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL
REACTIVA A POZOS PRODUCTORES QUE PRESENTAN MERMA DE
PRODUCCIÓN POR INCRUSTACIONES EN EL ÁREA DACIÓN DEL
DISTRITO SAN TOMÉ”**

**REALIZADO POR:
KEREN MARÍA BELLO ORTEGA**

**TRABAJO DE GRADO PRESENTADO ANTE LA UNIVERSIDAD DE
ORIENTE COMO REQUISITO PARCIAL PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO QUÍMICO**

BARCELONA, MAYO DE 2010

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA



**“PROPUESTA DE PROGRAMA DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL
REACTIVA A POZOS PRODUCTORES QUE PRESENTAN MERMA DE
PRODUCCIÓN POR INCRUSTACIONES EN EL ÁREA DACIÓN DEL
DISTRITO SAN TOMÉ”**

ASESORES

Ing. Yaneis Obando (MSc)
Asesor Académico

Ing. Adriana Gil
Asesor Industrial

BARCELONA, MAYO DE 2010

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA



**“PROPUESTA DE PROGRAMA DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL
REACTIVA A POZOS PRODUCTORES QUE PRESENTAN MERMA DE
PRODUCCIÓN POR INCRUSTACIONES EN EL ÁREA DACIÓN DEL
DISTRITO SAN TOMÉ”**

JURADO CALIFICADOR

Ing. Yaneis Obando (MSc)
Asesor Académico

Ing. Luis Moreno
Jurado Principal

Ing. Luis Castro
Jurado Principal

BARCELONA, MAYO DE 2010

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajos de Grado:

“los trabajos de grado son exclusiva propiedad de la universidad de oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien le participará al concejo universitario”

DEDICATORIA

Este logro personal lo dedico especialmente a JESUCRISTO que nunca me desampara, que está siempre a mi lado para guiarme y ayudarme a superar todos los obstáculos con los que me enfrento día a día, me da la fortaleza cuando me siento sin fuerzas, y alivia mi alma cuando me siento perdida, sin tus bendiciones no soy nada señor, gracias por todo lo que me das y me ayudas a lograr en esta vida.

“Porque todo aquel que pide, recibe; y el que busca; halla; y al que llama, se le abrirá”

Mateo 7:8

A mi madre Josefa Ortega por ser ese apoyo incondicional que me impulsa y me mantiene firme para no desmayar y alcanzar mis metas, te quiero mucho eres esencial en mi vida mami, gracias le doy a dios por tenerte, y le pido que te de larga vida para que recojas los buenos frutos que sembraste.

A mi padre Nelson Bello por ayudarme y guiarme en la vida, te quiero mucho, le pido a dios que también te de larga vida y firmeza para que veas mis logros que también son tus logros.

A mi hermano Josnel Bello, se que también alcanzarás tus metas, que dios te bendiga y te ilumine siempre.

A mi amiga Yanny Castellano dios te bendiga siempre porque estuviste allí cuando te necesite y me diste tu apoyo sin condiciones, te quiero mucho eres la mejor de las amigas se que pronto también cumplirás tus metas AMI.

AGRADECIMIENTOS

A DIOS todopoderoso por darme todas las actitudes necesarias para alcanzar esta meta.

A mis padres por brindarme todo su amor y su apoyo a lo largo de toda mi vida.

A mi hermano por ayudarme cuando lo necesito y darme su apoyo.

Al Ing. Leobaldo Campos por darme la oportunidad de vivir esta experiencia y brindarme su apoyo.

A mi Asesor Industrial Ing. Adriana Gil, por asesorarme en todo momento, preocuparse del desarrollo de mi trabajo de grado, mejorar mis errores y darme su apoyo.

A mi Asesor Académico Ing. Yaneis Obando, por ayudarme y guiarme en la elaboración de mi tesis para alcanzar una de las metas más importante en la vida.

A mi prima Yesika Bello, por brindarme la estadía en su casa ayudándome en este trayecto.

Al Ing. Roberto Falsiroli, gracias por estar siempre dispuesto a escuchar y responder mis inquietudes eres una gran persona.

A José Rincones por su gran apoyo en la parte técnica para poder desarrollar mi proyecto y hacer agradable mi estadía en la oficina.

Al Ing. Carlos Baldán por sus recomendaciones, por el tiempo que dedico para enseñarme y mejorar mi trabajo de grado, por demostrarme su apoyo.

A todos mis compañeros de clases que de una u otra forma siempre me ayudaron a llegar hasta aquí: Lucycar Meneses, Julio Bolívar, Nahirobe Barragan y familia, Bravo Migdalia, Moreno Miguel, Castañeda Luis, Blanco Wladimir, Yanny Castellano.

A todas las personas del departamento de Optimización Liviano-Mediano-Dación que hicieron agradable mi estadía en la empresa y que de una u otra forma me ayudaron en este camino.

¡Gracias a todos!

RESUMEN

El tratamiento de estimulación matricial es una técnica muy utilizada en la industria petrolera para ofrecer una respuesta efectiva al problema de deposición de materiales orgánicos e inorgánicos, los cuales causan una serie de problemas operacionales que generan pérdida en la producción de crudo. El propósito de esta investigación estuvo orientado en el estudio de las causas de merma de producción en los pozos activos pertenecientes a la Unidad de Producción Dación del Distrito San Tomé, considerando que estos presentan altos cortes de agua con tendencia a formar incrustaciones. En este trabajo se planificaron y ejecutaron varias actividades entre las cuales se encuentra la preselección y el muestreo de 20 pozos con antecedentes de merma de producción a los cuales se le analizaron sus propiedades fisicoquímicas resultando que el 90% del agua de formación de los pozos estudiados presentaron tendencia fuertemente incrustante según el índice de Ryznar. Los pozos escogidos como candidatos para las propuestas de programas de estimulación matricial reactiva fueron GS-106,GS-285,GS-290 y LM-223, a los cuales se les recopiló toda su información básica, histórico de producción y mineralogía de la arena de interés. Basado en esto se propuso para el pozo GS-106 un programa de estimulación matricial reactiva con un tratamiento principal de MUD-ACID de ácido clorhídrico-ácido fluorhídrico (HCl-HF) en una proporción 7:1, mientras que para los pozos GS-285,GS-290 y LM-223 se propuso un programa de estimulación matricial reactiva con un tratamiento principal de ácido clorhídrico (HCl) al 15%, por último se utilizó el sistema de evaluaciones económicas (SEEPLUS) para realizar el análisis de los costos de aplicación para los programas propuestos donde se observó que para las

condiciones de los candidatos la aplicación de los tratamientos a los mismos es económicamente rentable.

TABLA DE CONTENIDO

Resolución.....	iv
Dedicatoria	v
Agradecimientos	vi
RESUMEN	vii
TABLA DE CONTENIDO	viii
LISTA DE FIGURAS.....	xi
LISTA DE TABLAS.....	xiii
Capítulo I.....	14
1.1. Introducción.	14
1.2. Reseña Histórica de la Empresa.	15
1.3. Descripción del sitio de estudio.....	18
1.4. Planteamiento del problema.	19
1.5. Objetivos	21
Capítulo II	22
2.1. Antecedentes.	22
2.2. Yacimiento de hidrocarburos.	23
2.3. Estimulación.....	25
2.4. Estimulación matricial no reactiva.	25
2.5. Características fisicoquímicas del agua.....	26
2.6. Incrustaciones.....	27
2.7. Compuestos comunes en el agua.....	29
2.8. Escamas o incrustaciones en el campo petrolero.	31

2.9. Formación de incrustaciones y/o escamas.....	34
2.10. Combinaciones y formulaciones especiales en estimulaciones matriciales reactivas.....	36
2.11. Tratamientos reactivos no ácidos.	38
2.12. Modificaciones del ácido por medio de aditivos.....	39
2.13. Reacciones de la formación con diferentes ácidos.....	43
2.14. Componentes de un tratamiento ácido.	47
2.15. Indicadores económicos.	48
2.16. Sistemas computarizados.	50
Capítulo III.....	53
3.1. Realización de la caracterización fisicoquímica del agua de formación y el crudo obtenida mediante el muestreo en cabezal de los pozos preseleccionados como candidatos a estimulación matricial reactiva.	53
3.2. Selección de los pozos candidatos a estimulación matricial reactiva con problemas de incrustaciones, cuya intervención con equipos (sin taladro) sea económicamente rentable.	62
3.3. Procedimiento de estimulación matricial reactiva a los pozos seleccionados para la elaboración del programa.....	69
3.4. Análisis de los costos para la aplicación de la estimulación matricial reactiva a los pozos seleccionados como candidatos.....	73
Capítulo IV	78
4.1 Realización de la caracterización fisicoquímica del agua de formación y el crudo obtenida mediante el muestreo en cabezal de los pozos preseleccionados como candidatos a estimulación matricial reactiva.	78
4.2 Selección de los los pozos candidatos a estimulación matricial reactiva con problemas de incrustaciones, cuya intervención con equipos (sin taladro) sea económicamente rentable.	83
4.3. Procedimiento de estimulación matricial reactiva a los pozos seleccionados para la elaboración del programa.....	84

4.4 Análisis de los costos para la aplicación de la estimulación matricial reactiva a los pozos seleccionados como candidatos.....	136
CONCLUSIONES	141
RECOMENDACIONES	142
BIBLIOGRAFÍA	143
ANEXOS.....	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO A: Análisis del crudo.....	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO B: Gráficos de Producción	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO C: Indicadores Económicos.....	¡Error! Marcador no definido.
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:	145

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación Geográfica del Campo Dación	18
Figura 2.1 Sistema de Producción de un pozo.	32
Figura 2.2 Incrustaciones en las tuberías de producción.....	33
Figura 2.3 Daños a la matriz por la presencia de incrustaciones.....	33
Figura 2.4 Proceso de nucleación de incrustaciones.....	35
Figura 3.1 Toma de muestra desde el cabezal del pozo	54
Figura 3.2. Curvas en OFM de las producciones del pozo GS-106.....	65
Figura 3.3. Curvas en OFM de las producciones del pozo GS-285.....	66
Figura 3.4. Curvas en OFM de las producciones del pozo GS-290.....	67
Figura 3.5. Curvas en OFM de las producciones del pozo LM-223.....	68
Figura 3.6 Ventana del visualizador	75
Figura 3.7 Ventana de alternativas para nuevos proyectos.....	75
Figura 3.8 Ventana para cargar las alternativas del proyecto de estimulación	76
Figura 4.1. Histórico de producción del pozo GS-106.....	93
Figura 4.2. Diagrama de completación actual del pozo GS-106.....	97
Figura 4.3. Mapa isopaco estructural arena T; LM-202 / GS-106.....	98
Figura 4.4. Histórico de producción del pozo GS-285.....	107
Figura 4.5. Diagrama de completación actual del pozo GS-285.....	109
Figura 4.6. Mapa isopaco estructural arena R4U; LM-201/GS-285.....	110
Figura 4.7. Histórico de producción del pozo GS-290.....	119
Figura 4.8. Curva de oferta y demanda del pozo GS-290	120
Figura 4.9. Mapa isopaco estructural arena R4U; LM-201 / pozo GS-290	121

Figura 4.10. Histórico de producción del pozo LM-223.....	132
Figura 4.11. Diagrama de completación actual del pozo LM-223.....	134
Figura 4.12 Indicadores económicos de Pozo GS-106	136
Figura 4.13 Indicadores económicos de Pozo GS-285	137
Figura 4.14 Indicadores económicos de Pozo GS-290	138
Figura 4.15 Indicadores económicos de Pozo LM-223	139

Gráfico B.1 Histórico de producción del pozo GS-106¡Error! Marcador no definido.

Gráfico B.2 Histórico de producción del pozo GS-108¡Error! Marcador no definido.

Gráfico B.3 Histórico de producción del pozo GS-245¡Error! Marcador no definido.

Gráfico B.4 Histórico de producción del pozo GS-249¡Error! Marcador no definido.

Gráfico B.5 Histórico de producción del pozo GS-253¡Error! Marcador no definido.

Gráfico B.6 Histórico de producción del pozo GS-260¡Error! Marcador no definido.

Gráfico B.7 Histórico de producción del pozo GS-278¡Error! Marcador no definido.

Gráfico B.8 Histórico de producción del pozo GS-285¡Error! Marcador no definido.

Gráfico B.9 Histórico de producción del pozo GS-290¡Error! Marcador no definido.

Gráfico B.10 Histórico de producción del pozo GS-200¡Error! Marcador no definido.

Gráfico B.11 Histórico de producción del pozo LG-265¡Error! Marcador no definido.

Gráfico B.12 Histórico de producción del pozo LG-341 Error! Marcador no definido.

Gráfico B.13 Histórico de producción del pozo LG-347 Error! Marcador no definido.

Gráfico B.14 Histórico de producción del pozo LG-426 Error! Marcador no definido.

Gráfico B.15 Histórico de producción del pozo LG-440 Error! Marcador no definido.

Gráfico B.16 Histórico de producción del pozo LG-534 Error! Marcador no definido.

Gráfico B.17 Histórico de producción del pozo LM-256 Error! Marcador no definido.

Gráfico B.18 Histórico de producción del pozo LM-223 Error! Marcador no definido.

Gráfico B.19 Histórico de producción del pozo MS-625 Error! Marcador no definido.

Gráfico B.20 Histórico de producción del pozo MS-630 Error! Marcador no definido.

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Límites de Corrosión	41
Tabla 3.1. Parámetros físicos-químicos del agua de formación del pozo GS-106	60
Tabla 3.2 Criterios tomados para la selección de los pozos	62

Tabla 3.3 Datos de los pozos pre-seleccionados para el estudio	63
Tabla 3.4 Tratamientos típicos para la remoción de daños	70
Tabla 4.1. Características fisicoquímicas de los pozos estudiados	78
Tabla 4.2. Iones presentes en el agua de formación de los pozos estudiados	79
Tabla 4.3. Propiedades fisicoquímicas de los pozos estudiados.....	80
Tabla 4.4. Sólidos presentes en el agua de formación	81
Tabla 4.5. Índice de estabilidad según Ryznar para los pozos estudiados .	82
Tabla 4.6. Pozos seleccionados como candidatos a la propuesta de estimulación.	83
Tabla 4.7 Volúmenes a utilizar en las propuestas de estimulación matricial.	84
Tabla 4.8. Resumen de fluidos a utilizar en el pozo GS-106.....	89
4.9. Tabla resumen de fluidos a utilizar EN EL POZO GS-285.....	103
4.10. Tabla resumen de fluidos a bombear en el pozo GS-290	115
Tabla 4.11. Tabla resumen de fluidos a utilizar en el pozo LM-223.....	127
Tabla A.1. Propiedades del crudo de los pozos estudiados;Error! Marcador no definido.	
Tabla C.1 Indicadores Económicos para el pozo GS-106;Error! Marcador no definido.	
Tabla C.2. Indicadores Económicos para el pozo GS-285;Error! Marcador no definido.	
Tabla C.3. Indicadores Económicos para el pozo GS-290;Error! Marcador no definido.	
Tabla C.4. Indicadores Económicos para el pozo GS-290;Error! Marcador no definido.	

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1. Introducción.

Cada día la industria petrolera nacional enfrenta la necesidad de incrementar aún más la rentabilidad de sus negocios. La experiencia ganada a través de los años ha enseñado que competitividad y liderazgo están intrínsecamente ligados tanto al desarrollo tecnológico como a la búsqueda y aplicación de técnicas actuales y procedimientos apropiados. Especialmente en el área de producción, la industria está constantemente en la búsqueda de la aplicación óptima de los conocimientos y prácticas avanzadas, que permitan asegurar, restaurar e incrementar la calidad de los procesos productivos. La prevención, la evaluación, el control y la remoción de daños a la formación se encuentran entre los asuntos más importantes a resolver para una explotación eficiente de los yacimientos.

La estimulación matricial con ácido es la técnica de estimulación más común usada para remover el daño cercano a la cara de la formación, mejorando así la producción de petróleo o gas de un pozo. La meta de un tratamiento de acidificación matricial es recuperar la permeabilidad, inyectando ácido dentro de la formación a una presión por debajo de la presión de fractura del yacimiento. A medida que el ácido reacciona con los materiales perjudiciales como depósitos orgánicos e inorgánicos, el daño a la formación causado por la perforación, completación, servicios y/o producción, es removido y se logra un incremento en la permeabilidad del pozo.

El objetivo principal de las estimulaciones matriciales ácidas en areniscas es la disolución de materiales que restringen el paso de fluidos en el medio poroso. Las restricciones se producen generalmente por la invasión de sólidos o por migración de finos, este es un término genérico que incluye las arcillas y los sedimentos.

La razón del estudio de este campo, se originó debido a la necesidad de mejorar el esquema de producción del mismo, para tal fin se seleccionaron un grupo de pozos los cuales se diagnosticaron mediante el análisis de pruebas de laboratorio realizados al agua de formación de cada pozo candidato, con las características halladas de cada uno se propusieron los más adecuados para ser estimulados, tomando en cuenta su historial de producción, y en base a esto obtener eficientes resultados que permitan restaurar la capacidad de producción de los pozos.

1.2. Reseña Histórica de la Empresa.

Petróleo de Venezuela S.A (PDVSA) es la corporación estatal de la República Bolivariana de Venezuela que se encarga de la exploración, producción, manufactura, transporte y mercadeo de los hidrocarburos, de manera eficiente, rentable, segura, transparente y comprometida con la protección ambiental; con el fin último de motorizar el desarrollo armónico del país, afianzar el uso soberano de los recursos, potenciar el desarrollo endógeno y propiciar una existencia digna y provechosa para el pueblo venezolano, propietario de la riqueza del subsuelo nacional y único dueño de esta empresa operadora.

El 23 de marzo de 1923 se constituyó en el estado de Delaware (EE.UU.) la empresa Venezuela Gulf Oil Company S.A. Al mes siguiente, el 25 de abril de 1923, se registraba en nuestro país, en la ciudad de Caracas como empresa operadora de petróleo. Años más tarde, en diciembre de 1936, esta compañía fue reformada como firma venezolana cuando adquiere a la empresa Mene Grande Oil Company, nombre

con el cual se conoció a partir de aquel momento, siendo los llanos del estado Anzoátegui el punto de partida para sus operaciones, lo que trae como resultado el descubrimiento y desarrollo de una de las áreas petrolíferas más ricas del estado venezolano.

El 30 de agosto de 1975, luego de la nacionalización del petróleo y de acuerdo con la ley que reserva el estado venezolano la explotación, industria y comercio de los hidrocarburos, mediante el decreto N° 1123 emitido por el Ejecutivo Nacional, se crea PETRÓLEOS DE VENEZUELA S.A., con las siglas de PDVSA, como casa matriz y propiedad de la República de Venezuela (actualmente República Bolivariana de Venezuela).

A partir de enero de 1976, Venezuela, de acuerdo a la ley que reserva al estado, la industria y comercio de los hidrocarburos, nacionaliza la industria petrolera, quedando el estado venezolano con el exclusivo derecho de todo lo relacionado a la explotación sobre territorio nacional. Así, se constituyó Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA), teniendo como subsidiarias al grupo de compañías operadoras de petróleo existentes en Venezuela para esa fecha, principalmente la Mene Grande Oil Company, la cual pasó a constituirse como S.A. Meneven, y posteriormente se constituían en nuestro país, las empresas Lagoven, Maraven y Corpoven.

A partir del 1 de junio de 1986, por decisión de la casa matriz (PDVSA), las empresas S.A. Meneven y Corpoven S.A., se fusionaron en una sola empresa conservando el nombre de Corpoven S.A. De esta forma se obtuvo un nuevo esquema de organización, donde la empresa tiene la capacidad de llevar a cabo con éxito, la totalidad de las operaciones petroleras, y las actividades de: explotación, exploración, producción, refinación, transporte y comercialización nacional e internacional, tanto de crudos como de gas natural y productos refinados.

El 1 de enero de 1998 la alta gerencia de PDVSA debido a un proceso de transformación decide restaurar y consolidar las funciones operativas, mediante la fusión de sus filiales: LAGOVEN, MARAVEN Y CORPOVEN, S.A, en tres (3) grandes divisiones funcionales que conforman PDVSA petróleo y gas, las cuales son: exploración y producción, manufactura y mercadeo, y servicios.

Exploración y producción se encarga de desarrollar las actividades de búsqueda de reservas y explotación de petróleo y gas natural, así como de los negocios del carbón, de la participación de la industria en los contratos de exploración a riesgo y producción en áreas nuevas bajo el esquema de ganancias compartidas y en las asociaciones estratégicas para el desarrollo de los crudos pesados de la Faja del Orinoco.

La responsabilidad de manufactura y mercadeo pasa por integrar todos los sistemas de refinación ubicados en el país, incluso los de la refinería Isla, en Curazao; igualmente comprende la comercialización internacional de hidrocarburos, de productos en el mercado industrial interno, y en el mercadeo al detal.

En octubre de 2000, dando inicio a la reestructuración de la empresa, en la búsqueda de mejoras en la producción y en la integración de las actividades, estas divisiones pasan a ser:

- ✓ Exploración.
- ✓ Refinación, Suministro y Comercio.
- ✓ Gas

1.3. Descripción del sitio de estudio.

El bloque Dación fue descubierto en 1994 por la Mene Grande Oil Company; está conformado por los campos Leguas, Leva, Dación y Ganso. Tiene un área de 427 km², con un volumen de petróleo original en sitio de 2.618 MMBN. Los yacimientos se caracterizan por tener una presión original en sitio entre 1.005-4.500 psi, una temperatura entre 100 y 205 °F y con una gravedad del crudo de 9,6-31 °API. Actualmente se produce un promedio de 48.000 bls/día presentando un promedio de 83% agua y sedimento, y 454 PC/BN de relación de gas petróleo.

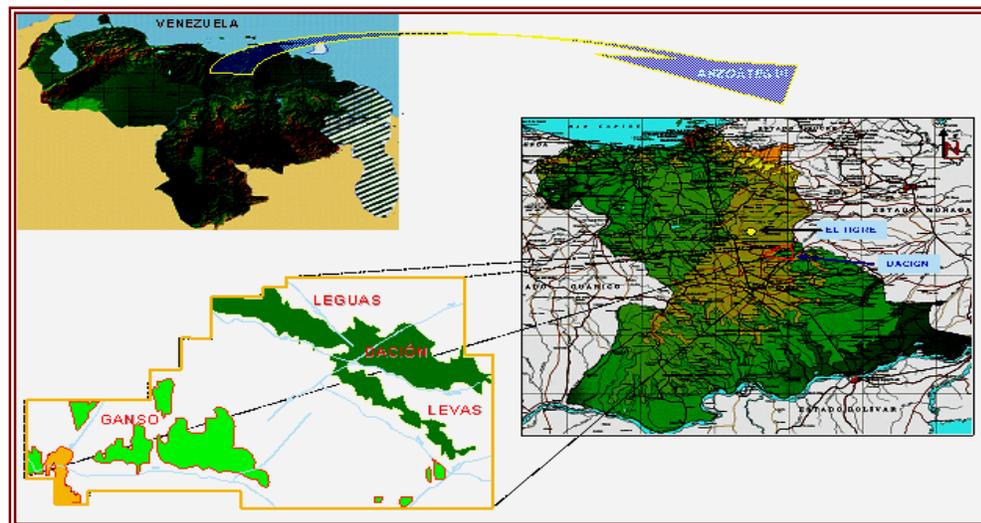


Figura 1.1 Ubicación Geográfica del Campo Dación

Geográficamente, el campo Dación se encuentra localizado en el estado Anzoátegui, al este de la ciudad de El Tigre; se localiza geológicamente en el área mayor de oficina, formando parte de la cuenca Oriental de Venezuela. Posee 580 yacimientos con un total de 575 pozos de los cuales 328 están activos, 27 son inyectores y el resto son interpretados.

Los mecanismos de producción predominantes son por empuje de agua y expansión de capa de gas, siendo necesario la implementación de métodos de producción como: bombeo mecánico, bombeo electro sumergible, bombeo de cavidad progresiva, levantamiento artificial por gas.

1.3. Planteamiento del problema.

El Campo Dación, perteneciente al Distrito San Tomé, se encuentra localizado al Sur del estado Anzoátegui, formando parte de la cuenca de Maturín, grupo campo Oficina, abarcando una superficie de 426,19 km². Los yacimientos de esta área están compuestos por arenas poco consolidadas, las cuales producen petróleo pesado y mediano entre 12 y 25° API. Es de señalar, que actualmente existen pozos que presentan bajas tasas de producción, en comparación con sus vecinos, y es por esto que se debe analizar las posibles causas de la merma de producción con el fin de establecer las operaciones adecuadas que se deben aplicar a los pozos para incrementarla.

Una de las causas de la disminución de producción en algunos pozos durante su vida productiva es la restricción al flujo ocasionada por depósitos orgánicos e inorgánicos (incrustaciones y/o finos) localizados en la tubería de producción y en la cara de la formación, provenientes de los mismos fluidos producidos por el pozo. Para remover las incrustaciones de tipo inorgánica presentes en un pozo, las técnicas más comúnmente usadas son la limpieza mecánica y estimulación matricial reactiva (o acidificación matricial), que consiste en la aplicación de tratamiento químico a la formación para eliminar el daño, mejorando así la producción de petróleo o gas de un pozo. El objetivo de la acidificación matricial es restaurar la permeabilidad, inyectando ácido dentro de la formación a una presión por debajo de la presión de fractura del yacimiento. A medida que el ácido reacciona con los materiales

perjudiciales, el daño a la formación es removido y se logra un incremento en la permeabilidad y la producción del pozo.

El área Dación del Distrito San Tomé está integrado por tres campos: Dación I, Ganso y Levas, los cuales se caracterizan por producir crudos con altos cortes de agua con tendencia a formar distintos tipos de incrustaciones en sus pozos. Las incrustaciones pueden originarse en los poros de la formación en las cercanías del pozo, con lo cual la porosidad y la permeabilidad de la formación se ven reducidas. Asimismo, pueden llegar a bloquear el flujo normal de las tuberías de producción, cubrir y deteriorar válvulas de seguridad y los mandriles del sistema de levantamiento artificial por gas. Es por ello que el presente estudio surge como una necesidad de identificar aquellos pozos que poseen estas condiciones, para posteriormente aplicar los mecanismos de remoción de daño correspondientes y evaluar su efecto en el incremento de su producción. En este sentido, el enfoque de este trabajo se basará en una preselección de pozos productores del área Dación, a cuyas aguas de formación se les realizará una caracterización fisicoquímica, para identificar los tipos de incrustaciones presentes y luego elaborar las recomendaciones, diseñar los tratamientos químicos que tengan lugar en cada uno de los pozos estudiados y analizar los costos para la aplicación del tratamiento.

El proyecto tiene como alcance proponer los tratamientos para cada pozo según su necesidad y analizar los costos operativos para la aplicación de los mismos, el control de la formación de incrustaciones en pozos productores constituye un importante desafío para los ingenieros de yacimientos y de estimulación, ya que en la medida que el pozo no reciba un tratamiento periódico en fondo o continuo desde la superficie y a través de tubo capilar para inhibir las incrustaciones según sea su severidad, este se hará menos rentable, pues la producción se verá frecuentemente interrumpida y aumentarán la cantidad de intervenciones con taladro por pozo, incrementando además los gastos operativos del Campo.

1.5. Objetivos

1.5.1. Objetivo General

Proponer los programas de estimulación matricial reactiva a pozos productores que presentan merma de producción por incrustaciones en el área Dación del Distrito San Tomé.

1.5.2. Objetivos Específicos

Realizar la caracterización fisicoquímica del agua de formación y el crudo obtenida mediante el muestreo en cabezal de los pozos preseleccionados como candidatos a estimulación matricial reactiva.

Seleccionar los pozos candidatos a estimulación matricial reactiva con problemas de incrustaciones, cuya intervención con equipos (sin taladro) sea económicamente rentable.

Escoger el procedimiento de estimulación matricial reactiva para la elaboración de los programas de los pozos seleccionados.

Analizar los costos para la aplicación de la estimulación matricial reactiva a los pozos seleccionados como candidatos.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes.

Como referencia para el desarrollo del presente trabajo, se tienen los siguientes antecedentes:

Moya Reinales (2005), evaluó el efecto del inhibidor de incrustaciones L-185 como agente reductor de agua en pozos de las unidades de explotación liviano y pesado, Distrito San Tomé, para el cual se señalaron las principales características de un pozo productor de petróleo para seleccionarlo como candidato en la inyección de un producto controlador del corte de agua, los resultados obtenidos mostraron que la reducción del corte de agua es un efecto secundario de la aplicación del inhibidor de incrustaciones L-185 que va a depender de las características fisicoquímicas del agua del pozo y de la tasa de agua que esté presente (1).

Mendoza (2002), estudió el efecto de las estimulaciones realizadas utilizando Hidrolub 2212-D en yacimientos pertenecientes a la unidad de explotación Liviano, Distrito San Tomé, para el cual se identificaron las características de los fluidos alterados mediante estimulaciones sucesivas con el producto Hidrolub 2212-D, los resultados obtenidos mostraron que este actúa de diferentes manera en los yacimientos llegando a aumentar la producción y disminuir el corte de agua en algunos casos y de manera contraria en otros (2).

Lara y Campos (2000), estudiaron el comportamiento de producción de pozos estimulados con Hidrolud 2212-D perteneciente a la unidad de extracción de liviano,

Distrito San Tomé; en dicho trabajo se planteó la necesidad de determinar el efecto del fluido de estimulación en los pozos tratados con este producto mediante el estudio de las características geológicas del yacimiento y comportamiento de producción para, así identificar las condiciones óptimas requeridas y aplicar esta técnica. También compararon las características de dos yacimientos uno en los que la aplicación del producto generó buenos resultados y otro donde los resultados fueron menos satisfactorios, se determinó que el volumen de estimulante inyectado y la tasa de inyección dependen de las características individuales de cada pozo (3).

2.2. Yacimiento de hidrocarburos.

Se conoce como yacimiento de hidrocarburos a aquella parte de una trampa que contiene petróleo, gas o ambos, con un solo sistema hidráulico conectado. Estas acumulaciones se presentan en formaciones porosas permeables constituidas principalmente por arenas, areniscas, calizas o dolomitas. Un yacimiento de hidrocarburos no es más que un medio físico del subsuelo capaz de contener fluidos que poseen características que lo diferencian uno del otro, lo que significa que no existen dos yacimientos que se comporten exactamente igual (6).

Algunas de las características más importantes para la estimulación matricial se tienen a continuación.

2.2.1. Presión de yacimiento.

La presión de yacimiento es la que induce al movimiento del petróleo desde los confines del yacimiento hacia los pozos y desde el fondo de estos a la superficie, o si por lo contrario la presión es solamente suficiente para que el petróleo llegue hasta cierto nivel del pozo, en estos casos se recurre a la extracción de petróleo por medios mecánicos.

2.2.2. Presión estática.

Es la presión que existe al frente de la formación petrolífera, cuando la producción se ha interrumpido por un lapso suficiente de tiempo para permitir la restauración de la presión en el fondo del pozo, resultante de la columna de gas o de líquido. Es decir la presión estática de yacimiento es la presión que existe en condiciones de equilibrio antes y después de que se hayan estabilizado las condiciones de yacimiento.

2.2.3. Temperatura del yacimiento.

La temperatura está en función de la profundidad, mientras más profundo esté el yacimiento mayor será la temperatura. Si el gradiente de temperatura es de 1 °C por cada 30 metros de profundidad, se tendrá para un caso hipotético de un estrato a 1.500 metros, una temperatura de 50 °C mayor que la ambiental si la temperatura ambiental es de 28 °C, la temperatura estrato será 78 °C y a 3.000 metros sería 128 °C.

2.2.4. Porosidad.

Se refiere a la medida del espacio intersticial (espacio existente entre grano y grano), y se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca; entendiéndose por volumen poroso, el volumen total menos el volumen de los granos o sólidos contenidos en dicha roca. Dicha propiedad se puede expresar en fracción o porcentaje.

2.2.5. Permeabilidad.

Es una característica inherente a la roca, que da una idea de la habilidad de dejar fluir a través de los canales que constituyen el volumen poroso interconectado.

2.2.6. Saturación de fluidos.

Este concepto se refiere a la proporción que presenta los volúmenes de fluidos contenidos dentro del espacio poroso o vacío, y describe cuanto volumen de cada fase se encuentra almacenado.

2.3. Estimulación.

Se conoce como estimulación a una serie de tratamientos que tienen por objeto eliminar el daño a la formación, incrementar la permeabilidad efectiva de la formación en las cercanías del pozo y restaurar la capacidad de producción del pozo (6).

2.3.1. Tipos de estimulaciones.

- ✓ Método mecánico: limpieza mecánica, fracturamiento hidráulico/ácidos, reperforación.
- ✓ Método químico: acidificación matricial, limpieza química con ácido, estimulaciones con surfactantes, solventes, solvente mutual.
- ✓ Método térmico: inyección alternada de vapor, combustión in-situ, calentamiento eléctrico.

2.4. Estimulación matricial no reactiva.

Se usa para remediar daños a la formación causados por fenómenos interfaciales tales como bloqueo de emulsión, pérdidas de circulación de lodo, depósitos orgánicos y/o inorgánicos, etc. Los fluidos se inyectan dentro de la matriz y no reaccionan químicamente con los materiales o minerales de la roca. Se utilizan soluciones de surfactantes, base de hidrocarburos o acuosas, con aditivos químicos

que actúan en la interface o en la superficie del medio modificando la tensión superficial e interfacial. Los aditivos químicos orgánicos incluyen desmulsificante, inhibidores/dispersantes de parafina y asfáltenos, inhibidor de incrustación, inhibidores de corrosión, reductores de viscosidad, bioproductos, secuestrante de H_2S , estabilizadores de arcilla, etc. (6).

2.5. Características fisicoquímicas del agua.

pH: es un indicador de la acidez de una sustancia. Está determinado por el número de iones libres de hidrógeno (H^+) en una sustancia. La acidez es una de las propiedades más importantes del agua. El agua disuelve casi todos los iones. El pH sirve como un indicador que compara algunos de los iones más solubles en agua.

El resultado de una medición de pH viene determinado por una consideración entre el número de protones (iones H^+) y el número de iones hidroxilo (OH^-). Cuando el número de protones iguala al número de iones hidroxilo, el agua es neutra. Tendrá entonces un pH alrededor de 7. El pH del agua puede variar entre 0 y 14. Cuando el pH de una sustancia es mayor de 7, es una sustancia básica. Cuando el pH de una sustancia está por debajo de 7, es una sustancia ácida. Cuanto más se aleje el pH por encima o por debajo de 7, más básica o ácida será la solución.

Alcalinidad: es la capacidad del agua para neutralizar ácidos o aceptar protones. Esta representa la suma de las bases que pueden ser tituladas en una muestra de agua. Dado que la alcalinidad de aguas superficiales está determinada generalmente por el contenido de carbonatos, bicarbonatos, e hidróxidos, ésta se toma como un indicador de dichas especies iónicas. No obstante, algunas sales de ácidos débiles como boratos, silicatos, nitratos y fosfatos pueden también contribuir a la alcalinidad de estar también presentes. Estos iones negativos en solución están comúnmente asociados o pareados con iones positivos de calcio, magnesio, potasio,

sodio y otros cationes. El bicarbonato constituye la forma química de mayor contribución a la alcalinidad, dicha especie iónica y el hidróxido son particularmente importantes cuando hay gran actividad de descargas industriales en un cuerpo de agua.

Dureza: es la concentración de compuestos minerales que hay en una determinada cantidad de agua, en particular sales de magnesio y calcio, son éstas las causantes de la dureza del agua, y el grado de dureza es directamente proporcional a la concentración de sales metálicas. (6).

2.6. Incrustaciones.

Son un recubrimiento denso de material predominante inorgánico, formado por la precipitación química inducida de constituyentes soluble en el agua, que se vuelven insolubles por aumento de la temperatura, lo cual causa un exceso en el producto de solubilidad de algún constituyente del sistema. Las incrustaciones interfieren con la transferencia de calor y disminuyen el flujo de agua de enfriamiento. (6).

Las incrustaciones más comunes están formadas por:

- ✓ Carbonato de calcio.
- ✓ Fosfato de calcio.
- ✓ Sales de magnesio.
- ✓ Sílice.
- ✓

2.6.1. Elementos que favorecen la formación de incrustaciones.

Sobresaturación: Ocurre cuando la concentración de una sal excede su solubilidad en el agua. La sobresaturación es altamente localizada, por ejemplo en

una película laminar de agua próxima a una superficie de transferencia de calor; en la interfase gas-líquido de una burbuja o en una grieta o debajo de un depósito. Esto significa que la incrustación puede producirse aunque la masa de agua se encuentre en condiciones no incrustante.

Nucleación: La formación inicial de un precipitado ocurre a través de una semilla que origina lo que se denomina nucleación. Existen dos tipos de nucleación: la homogénea, que se manifiesta espontáneamente debido a un grado de sobresaturación de las especies incrustantes que originan su propia semilla y la heterogénea, que ocurre cuando partículas extrañas actúan como semilla para la formación de la incrustación. Para que la nucleación ocurra deben existir millares de moléculas orientadas hacia un punto fijo reticulado y deben tener un cierto tamaño para que permanezcan estable.

Tiempo de contacto: Lograda la sobresaturación y la nucleación, debe haber un suficiente tiempo de contacto entre la solución y los sitios nucleantes, el tiempo puede variar de segundos a varios años, dependiendo del grado de sobresaturación, del tipo y número de sitios de nucleación, temperatura, pH, etc. Cuando la incrustación está recientemente precipitada, su estructura es generalmente porosa y se puede remover con poco esfuerzo mecánico, Por otro lado, cuando la incrustación tiene tiempo de precipitada, es dura, densa, muy adherente y difícil de remover.

2.6.2. Factores que incrementan la formación de incrustaciones.

pH: la mayoría de las sales presentes en el agua disminuye su solubilidad cuando el pH aumenta, por lo tanto, incrementa su potencial incrustante. Entre las sales más comunes encontradas en un sistema de enfriamiento, están el carbonato de calcio, hidróxido de zinc, óxido de hierro, silicato de magnesio, fosfato de calcio y

fosfato de zinc. Cuando el pH baja, aumenta la corrosión del agua y se incrementa el potencial incrustante de algunos tipos de sílice.

Temperatura: que con el pH, muchas sales comunes en el agua disminuyen su solubilidad cuando aumenta la temperatura.

Concentración: cantidad de una especie incrustante disuelta en agua que excede su punto de saturación y produce incrustaciones. Otros sólidos disueltos pueden influenciar la tendencia a formar incrustaciones. En general, mientras mayor sea el contenido de sólidos mayor será la posibilidad de formación de incrustaciones.

Sólidos suspendidos: un mayor contenido de sólidos suspendidos (sólidos naturales, productos de corrosión, actividad microbiológica, etc.) favorece la formación de incrustaciones porque incrementa los sitios de nucleación.

Factores dinámicos: las velocidades de flujo menores de 0,6 m/s ocasionan un flujo laminar en los tubos de los intercambiadores, creando condiciones favorables para la formación de incrustaciones, ya que las características y comportamiento de esta agua en el flujo laminar son muy diferentes de las del resto de la masa de agua. Otro factor dinámico que afecta la formación de incrustaciones son los cambios en las velocidades de flujo, tal es el caso de un codo, toda vez este factor cambia la energía del agua.

2.7. Compuestos comunes en el agua.

Carbonato de calcio: es la incrustación más común presente en los sistemas de enfriamiento, ya que se produce por efecto de la reversión del bicarbonato de calcio debido a un incremento de la temperatura.

Sulfato de calcio: es una sal muy soluble comparada con otras sales presentes en los sistemas de enfriamiento. El sulfato de calcio es de color blanco, sin embargo, puede estar coloreada debido a la presencia de otros compuestos que precipiten con él.

Fosfato tricálcico: presenta una solubilidad que disminuye cuando la temperatura y el pH se incrementan. En sistemas de enfriamiento con presencia de calcio y orto fosfato pueden ocurrir incrustaciones de orto fosfato de calcio. El potencial de precipitación incrementa cuando el agua recirculante está del lado alcalino. El fosfato tricálcico es de color marrón y puede ser un depósito muy duro y resistente o suave y fangoso. La característica final depende de cómo el agua ha sido acondicionada.

Silicato de magnesio: es una incrustación sumamente resistente y vítrea, muy difícil de remover excepto por medios mecánicos o químicos. La precipitación de $MgSiO_3$ es influenciada por el pH y las concentraciones de Mg y SiO_2 .

Sílice: la solubilidad de la sílice aumenta cuando la temperatura y el pH aumentan. Sin embargo, este último caso, no se puede aumentar el pH del sistema solamente para solventar el problema de sílice a expensas de hacer más insolubles otras especies incrustantes. Otra forma de minimizar el problema de la precipitación de sílice es manteniendo una relación $Ca/Mg > 1$.

Oxido de hierro: el hierro en forma ferrosa es totalmente soluble. El problema se presenta cuando en un medio saturado de oxígeno, como el agua de enfriamiento de un sistema recirculante abierto, el hierro se oxida o cuando al sistema se le agrega un agente oxidante fuerte como el cloro. En forma oxidada como Fe_2O_3 y posteriormente como $Fe(OH)_3$, es insoluble, se precipita y forma incrustaciones. Los

depósitos de hierro se caracterizan por ser de color rojizo y, cuando se mezclan con otros compuestos, toma un color rojo oscuro

Fosfato de zinc: esta incrustación se produce a $\text{pH} > 7,5$ ó por sobredosificación de fosfato-zinc en programas de tratamiento de agua. Es una incrustación no muy resistente y se presenta fundamentalmente en áreas de bajo flujo

Hidróxido de zinc: precipita cuando el pH del agua es mayor de 7,6 y por sobredosificación de zinc en los programas de tratamientos de aguas. Esta incrustación presenta la particularidad de ser muy sensible al pH, es decir, el depósito puede ser solubilizado bajando el pH a valores de 7 ó menos. (4).

2.8. Escamas o incrustaciones en el campo petrolero.

El sistema de producción de los pozos puede verse como una cadena de elementos, la cual permite que el crudo fluya desde el yacimiento hasta los equipos instalados en la superficie (figura 2.1). Dichos componentes incluyen el yacimiento, la completación, las tuberías, el levantamiento artificial y las instalaciones de superficie. Estas instalaciones generalmente se deben considerar como un hecho consumado en los estudios de mejora de producción en pozos individuales. El fluido se produce desde el yacimiento hacia el pozo a través de la completación. Ello incluye las perforaciones y/o tuberías ranuradas, el espacio anular entre el cemento y el hoyo, el empaque de grava y cualquier zona de daño de la formación. (7).

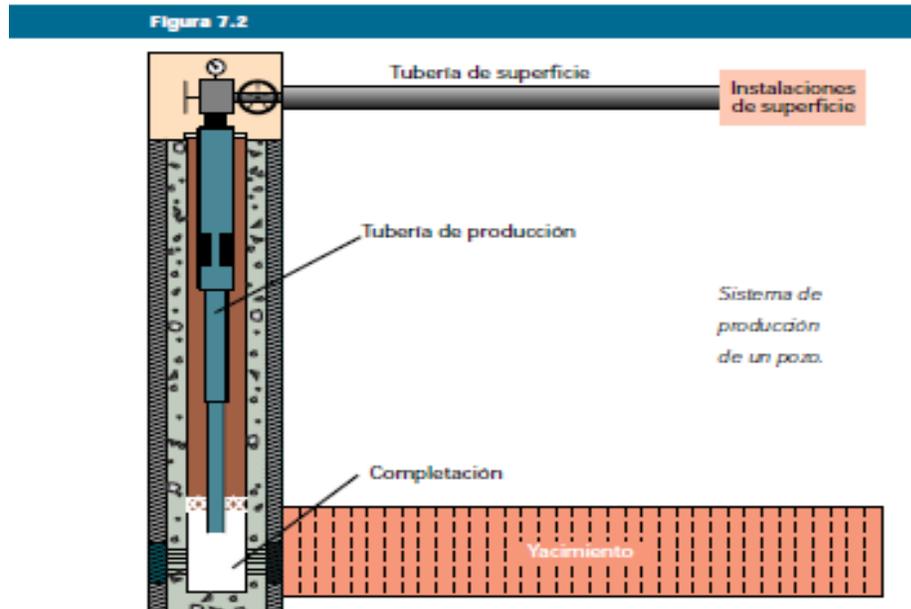


Figura 2.1 Sistema de Producción de un pozo.

Una causa de reducción de las tasas de producción puede deberse a la disminución de las áreas efectivas de flujo como consecuencia de la acumulación de incrustaciones dentro de la tubería de producción, o por una restricción innecesaria como se puede observar en la figura 2.2. Los sistemas de levantamiento artificial por inyección de gas y/o los equipos de bombeo pueden necesitar su reemplazo, o la optimización de su funcionamiento. (7).

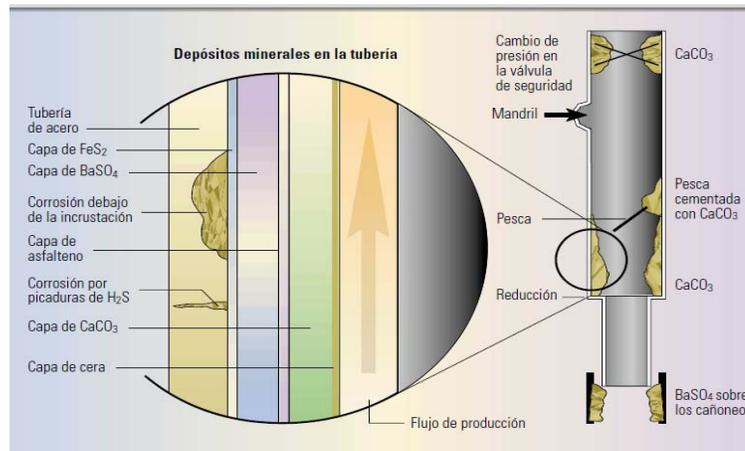
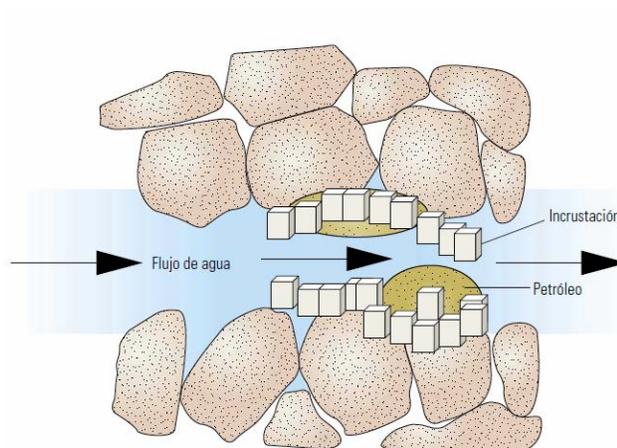


Figura 2.2 Incrustaciones en las tuberías de producción

Las escamas pueden desarrollarse en los poros de la formación en las cercanías del pozo, con lo cual la porosidad y la permeabilidad se ven reducidas. Asimismo, pueden llegar a bloquear el flujo normal cuando se obstruyen los cañoneos como se puede observar en la figura 2.2.



▲ Daños en la matriz. Los depósitos minerales restringen el flujo de los fluidos a través de la formación, lo que provoca una pérdida de permeabilidad.

Figura 2.3 Daños a la matriz por la presencia de incrustaciones

La deposición de escamas de cualquier tipo son un impedimento, en las operaciones de los operadores. Los depósitos de escamas pueden parcialmente taponar las perforaciones, choques, sartas de producción, líneas de flujo, válvulas y sellos de las bombas. Las escamas depositadas en la varillas de los balancines incrementan el peso de levantamiento, como se puede observar en la figura 2.3 pueden también acumularse sobre los tubos de calentamiento de los tratadores térmicos causando una reducción de la transferencia de calor, aumentando los costos de combustible y el posible mal funcionamiento del equipo. Cuando se depositan en las válvulas de descarga pueden causar mal funcionamiento tanto en los separadores como en los tratadores térmicos. Asimismo reducen la eficiencia y causan daño a las bombas. (7).

2.9. Formación de incrustaciones y/o escamas.

Las incrustaciones se desarrollan a partir de una solución. El primer desarrollo dentro de un fluido saturado es la formación de grupos de átomos inestables, proceso denominado nucleación homogénea. Los grupos de átomos forman pequeños cristales provocados por las fluctuaciones locales en el equilibrio de la concentración de iones en las soluciones saturadas. A continuación los cristales crecen por adsorción de iones sobre las imperfecciones de las superficies de los cristales, con lo cual aumenta el tamaño del cristal. La energía necesaria para que el cristal crezca proviene de la reducción de la energía libre superficial del cristal, que disminuye rápidamente a medida que aumenta el radio una vez superado un cierto radio crítico. Esto implica que los cristales grandes tiendan al continuo crecimiento de los mismos y además que los cristales pequeños se puedan disolver. El crecimiento de cristales también tiende a iniciarse sobre la superficie preexistente de límite de fluidos, proceso denominado nucleación heterogénea. Los sitios en que se produce la nucleación heterogénea incluyen los defectos en la superficie, como las asperezas en

las superficies de los tubos o cañoneos en las tuberías cortas de producción como se puede observar en la figura 2.4. (7).

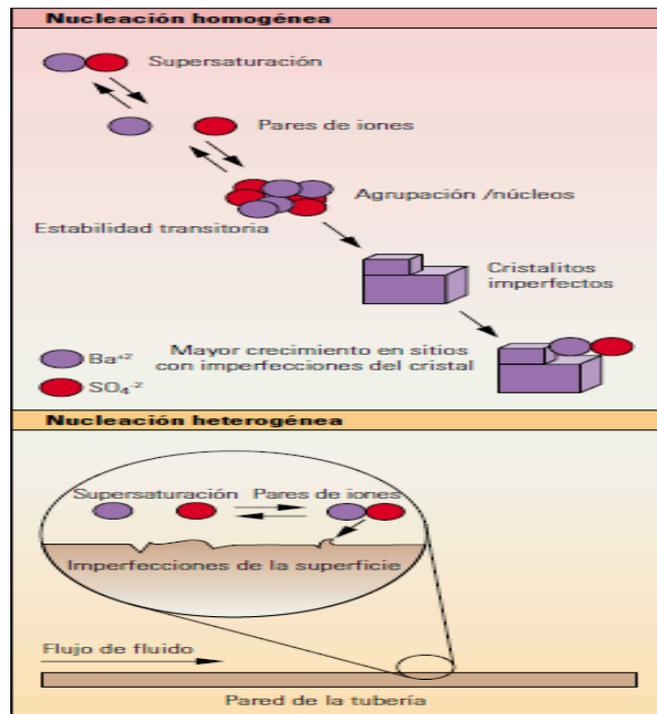


Figura 2.4 Proceso de nucleación de incrustaciones

Algunas escamas del área petrolera son formadas por los mismos componentes del agua producida y/o son productos de corrosión como lo son:

- ✓ Cloruro de sodio ($NaCl$)
- ✓ Sulfato de bario ($BaSO_4$)
- ✓ Sulfato de estroncio ($SrSO_4$)
- ✓ Carbonato de calcio ($CaCO_3$)
- ✓ Carbonato ferroso ($FeCO_3$)
- ✓ Sulfato de calcio ($CaSO_4$)
- ✓ Combinaciones de los anteriores.

2.10. Combinaciones y formulaciones especiales en estimulaciones matriciales reactivas.

MUD-ACID: Recibe este nombre por haber sido utilizado durante muchos años para disolver el daño causado por los lodos de perforación, pero en yacimientos de mayor potencial de producción que los que tenemos actualmente. Consiste en mezclar ácido clorhídrico y ácido fluorhídrico, en diversas proporciones, siendo la más usual 12% HCl, 3% HF, que se conoce como RMA, o Regular Mud Acid. Este tipo de ácido reacciona rápidamente con los minerales arcillosos, más lentamente con los feldespáticos, y lentamente con el cuarzo debido a la diferencia de áreas superficiales entre estos. Las reacciones pueden dar lugar a la precipitación de productos insolubles y a la desconsolidación de la matriz de arenisca, por lo que se recomienda pruebas previas de laboratorio para determinar la concentración óptima de HF. (6).

Recientes investigaciones han demostrado que, para evitar la precipitación de compuestos de aluminio durante la estimulación con Mud-Acid se requiere que la relación HCl/HF sea de un mínimo de 6:1 y de un máximo de 9:1.

Ácido Fluobórico (HBF_4): Surge de la necesidad de generar lentamente el HF puro con arcillas, lo cual hace que tenga poca penetración antes de gastarse. Tiene la propiedad de estabilizar partículas finas. Se conoce comercialmente como Clay Acid.

Esta formulación de ácido surgió como una alternativa al Mud-acid y genera HF por hidrólisis a medida que el mismo se consume en su reacción con las arcillas. En algunos casos pueden usarse como una etapa de un tratamiento, después de inyectar Mud-Acid, para penetrar profundamente. Se recomienda especialmente en arenas con alto contenido de caolinita, porque la estabiliza. Igualmente, es adecuado en arenas con contenido de minerales potásicos ya que evita la precipitación de compuestos dañinos.

El HBF_4 es un ácido fuerte, comparable a HCl , por lo que, en solución se tiene:



La hidrólisis produce, en el equilibrio, varias especies:



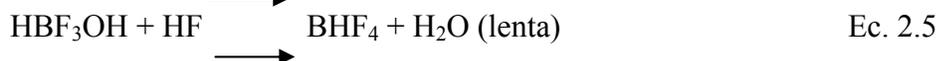
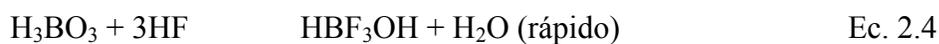
El poder disolvente del HBF_4 resulta de la hidrólisis de BF_4^- , así:



El HBF_3OH actúa como moderador y previene las precipitaciones indeseables.

Mientras el aluminio y el flúor se combinan, la superficie se enriquece en silicio y boro, formando una cubierta de borosilicato sobre los granos y partículas, fundiéndolos a las paredes de los poros e impidiendo su migración. La reacción del ácido fluobórico con silicoaluminatos de potasio y sodio (illita, esmectita, feldspatos, plagioclasas), da como productos los fluoboratos de potasio y sodio, que son solubles, por lo que no son dañinos, mientras que con el Mud-Acid se forman hexafluosilicatos que precipitan y son dañinos en grandes cantidades.

La reacción del ácido fluobórico en areniscas involucra al mismo tiempo la reacción de hidrólisis del ácido, la mezcla se prepara en el campo con ácido bórico H_3BO_3 , bifluoruro de amonio $\text{NH}_4\text{F} \cdot \text{HF}$ y ácido clorhídrico HCl .



Mud-Acid secuencial: Consiste en etapas alternadas de HCl y NH_4F (fluoruro de amonio), con el objeto de generar hidrógeno en contacto con minerales arcillosos. Comercialmente se conoce como Clay-Sol.

Ácidos alcohólicos: Se utilizan para tratar pozos productores o inyectoros de gas, debido a su baja tensión superficial, que hace que puedan recuperarse sin formar bloqueos en la formación. Se componen hasta de 66% en volumen de metanol o isopropanol, y el resto de ácido clorhídrico o Mud-Acid. No se recomienda el uso de metanol por encima de los 200°F.

MUD-ACID retardado con cloruro de aluminio $AlCl_3$: Se usa en casos de excesivo contenido de arcillas, pero presenta riesgos de precipitación de fluoruro de aluminio en las tuberías.

MUD-ACID orgánico: Se hace reemplazando el 12% de HCl por 9% de ácido fórmico. Es un ácido de reacción retardada, que se usa para la disolución de arcillas a altas temperaturas.

Ácidos dispersos: Tanto el HCl como el MUD-ACID pueden dispersarse en mezclas de hidrocarburos aromáticos, de modo que éstos sean la fase externa. Esto se hace con el objeto remover depósitos orgánicos que recubran los minerales e impidan el contacto del ácido con ellos. Además, tienen el objetivo de retardar el contacto ácido/roca, pudiendo la emulsión penetrar más profundamente antes de gastarse el ácido. Este tratamiento es muy apropiado para calizas y dolomitas.

Existen además formulaciones especiales de varias compañías de servicio, para diferentes aplicaciones, como son: ácido para cañoneo, ácido para remover lodo y sólidos, etc.

2.11. Tratamientos reactivos no ácidos.

En algunos casos, el tratamiento que debe realizarse en un pozo no debe contener ácido, por lo menos en su fase inicial. Así, aquellos pozos que presenten

daño por deposición de asfáltenos o parafinas, se tratan con mezclas de solventes aromáticos, surfactantes y solventes mutuos, que en algunos casos podrán contener ácidos acético anhídrido, para reducir el agua presente en los alrededores del pozo.

Un tratamiento especial a los pozos inyectoros de agua que presentan taponamiento por bacterias sulfatorreductoras consiste en inyectar al pozo una solución concentrada de hipoclorito de sodio con hidróxido de sodio. El ácido clorhídrico puede ser necesario, pero solo después de haber inyectado un volumen de agua para evitar el contacto del hipoclorito con el ácido, lo cual puede generar cloro gaseoso, con grave peligro para la seguridad.

Es importante realizar pruebas de laboratorio para determinar la posible reacción del hipoclorito u otro oxidante fuerte con los minerales, en general se recomienda que los oxidantes no penetren mucho en el medio poroso, sino que solo limpien la cara de la formación. Algunas formaciones muy sensibles al HCl (por ejemplo: las que contienen clorita), pueden tratarse con soluciones acuosas no ácidas de cloruro de amonio, solvente mutuo y estabilizadores de arcilla.

Merece especial atención el tratamiento específico para remediar los daños causados por el filtrado de lodos de emulsión inversa, causantes de formación de emulsiones y cambios de mojabilidad en el medio poroso. Los bloqueos por agua pueden tratarse también con mezclas de solventes y surfactantes para reducir al mínimo la tensión interfacial. (6).

2.12. Modificaciones del ácido por medio de aditivos.

Un aditivo es cualquier material agregado a un ácido para modificar su comportamiento o ajustarlo a las condiciones del yacimiento.

El uso de aditivos se hace para proteger el pozo y evitar producir daños durante la estimulación ácida. Hay muchos tipos de aditivos disponibles para ácidos, pero realmente solo son necesarios tres:

- ✓ Inhibidor de corrosión.
- ✓ Surfactantes.
- ✓ Estabilizador de hierro.
- ✓

Cualquier otro aditivo que se use es opcional y no debe aplicarse a menos que las condiciones del pozo o del yacimiento indiquen su necesidad y debe probarse su compatibilidad con los fluidos de la formación. (7).

2.12.1. Inhibidores de corrosión.

Por su propiedad de absorción en las superficies sólidas, un inhibidor de corrosión es un agente tensoactivo para proteger la tubería más que modificar el comportamiento del ácido.

Los inhibidores no eliminan la corrosión, sino que reducen la velocidad de reacción del ácido con el acero. Todos los inhibidores son catiónicos y dejan las superficies mojables al petróleo. Este es el mecanismo mediante el cual se absorben y recubren la superficie del metal con una película mojoble al petróleo para proteger al acero de la exposición al ácido. La película forma una barrera que dificulta a los iones de hidrogeno alcanzar la superficie del metal y causar la corrosión. Una cuidadosa observación de este comportamiento nos muestra que, lo que el inhibidor hace que la tubería también puede hacerlo en el yacimiento (recubrir las superficies con una película mojoble al petróleo); esto causaría un daño adicional, que hay que compensar con el uso de otros aditivos, como serían otros surfactantes. Por eso es importante no usar exceso de inhibidor de corrosión.

Los límites permisibles de corrosión han sido establecidos en el rango entre 0,02 y 0,09 lbs. de metal por pie cuadrado de área expuesta. Normalmente, se trabaja con un límite máximo de 0,05 lbs., pero puede llegarse a 0,09 en pozos de alta temperatura. La corrosión puede presentarse de manera uniforme en toda la superficie del metal, o en la forma de puntos. A altas temperaturas la corrosión tiende a ser uniforme.

Los límites de corrosión se muestran en la tabla 2.1:

Tabla 2.1 Límites de Corrosión

Temperatura (°F)	Límite de Corrosión (lb/pie³)
200	0,02
200-275	0,05
275-300	0,09

El factor que más influye en la velocidad de corrosión es la temperatura; en efecto, hay temperaturas para las que no se puede inhibir o retardar la corrosión. Por encima de los 200°F, los inhibidores de corrosión necesitan inhibidores auxiliares, además de incrementar su concentración. El aumento en la concentración del inhibidor proporciona mayor protección contra la corrosión, hasta cierto límite, pasado el cual el exceso de inhibidor no tiene efecto.

El tiempo de contacto es muy importante, ya que a medida que aumenta, es más difícil proteger las tuberías, especialmente a temperatura elevadas. Algunos productos mejoran la capacidad de los inhibidores de corrosión, entre ellos el que mejor lo hace es la solución de yoduro cuproso en ácido acético (85%) y fórmico (15%).

2.12.2 Surfactantes.

También conocidos como agentes tensoactivos, son agentes de humectación que bajan la tensión superficial de un líquido, permiten más fácil dispersión y bajan la tensión interfacial entre dos líquidos.

Los surfactantes reducen la tensión superficial del agua adsorbiéndose a la interface líquido-gas. Ellos también reducen la tensión interfacial entre el crudo y el agua por adsorción en la fase líquido-líquido. Todas las aplicaciones y usos de los surfactantes provienen de dos propiedades fundamentales de estas sustancias:

- La capacidad de adsorberse a las interfases, la adsorción: es un fenómeno espontáneo impulsado por la disminución de energía libre del surfactante al ubicarse en la interfase y satisfacer total o parcialmente su doble afinidad polar y nopolar.
- Su tendencia a asociarse para formar estructuras organizadas, asociación: fenómeno impulsado por efectos hidrófobos cuando se añade más surfactante a una solución acuosa.

2.12.3 Estabilizadores y acomplejantes de hierro.

Constituyen un grupo de aditivos que se han usado durante mucho tiempo para prevenir la precipitación de hidróxido férrico de las soluciones de ácido clorhídrico gastado. Se clasifican en dos grupos: agentes reductores y agentes acomplejantes o quelantes.

El mejor representante de los agentes reductores es el ácido eritórbito. Es económico, no tóxico y muy efectivo. Es capaz de reducir ion férrico a ferroso con una efectividad nueve veces mayor que la capacidad de captura del ácido cítrico. Se

le considera el estabilizador de hierro más eficiente. Es estable hasta los 400°F y no forma compuestos que puedan precipitar. Puede usarse con los nuevos sistemas de ácido gelificado sin causar problemas de incompatibilidad con los aditivos propios de estos sistemas.

Los principales agentes estabilizadores de hierro son: ácido cítrico, ácido láctico, ácido glucónico, EDTA, NTA y ácido eritórico. El ácido eritórico con una concentración de 2400 mg/litro mantiene en solución casi el triple del hierro que la sal de EDTA.

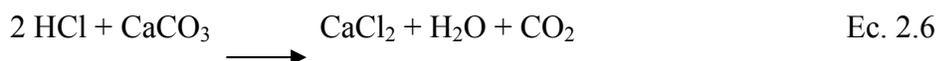
En el uso del ácido cítrico debe tenerse especial cuidado de no exceder la concentración necesaria para reaccionar con el hierro que se espera que exista, ya que cuando se termina este hierro, el ácido cítrico reacciona con el calcio, bario o cualquier otro ion divalente o trivalente presente, para formar citratos insolubles, que precipitan en la formación, dañando la permeabilidad. Este problema no se presenta con el ácido eritórico, no con la sal de EDTA, ya que primero no reacciona con el calcio y la segunda forma compuestos de calcio solubles.

La sal EDTA es un producto multifuncional, que además de estabilizar hierro, puede usarse como auxiliar de los compuestos de emulsiones que han sido estabilizadas por la presencia de ion férrico, y como disolvente de depósitos de carbonato y/o sulfato de calcio en las tuberías de producción de los pozos, en soluciones de baja concentración de HCl. No debe intentarse disolver depósitos de barita con EDTA ya que el sulfato de bario es insoluble.

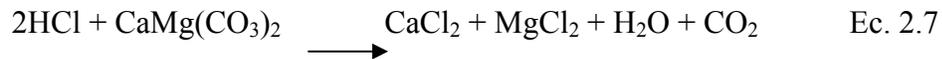
2.13. Reacciones de la formación con diferentes ácidos.

2.13.1. Ácido clorhídrico.

La reacción del ácido clorhídrico con las calizas es la siguiente:



La reacción de la dolomita es similar, pero se disuelve menor cantidad:



El ácido clorhídrico disolverá los óxidos de hierro presentes en la tubería del pozo, y los minerales que contengan hierro en la formación, tales como: pirita, clorita y siderita. Los iones de hierro disueltos en ácidos férrico y ferroso. Al gastarse el ácido, cuando el pH sube por encima de 2,2 el hierro III formará precipitados insolubles. Para evitar este efecto se necesita usar agentes estabilizadores de hierro, de los que ya se han hablado anteriormente. El ácido clorhídrico no reacciona con el sulfato de calcio, no con el de bario, pero si con el de hierro. Con el petróleo, el ácido clorhídrico puede formar emulsiones de muy alta viscosidad, por precipitación de asfáltenos. (10).

2.13.2 Ácido fluorhídrico.

La reacción de la formación con HF viene determinada por su composición química. Las areniscas generalmente están compuestas de cuarzo o sílice (SiCO_2), feldespato, caliza o dolomita, arcilla (caolinita, illita), clorita o mezclas y otros minerales como pirita (sulfato de hierro), siderita (carbonato de hierro), hematita o limonita (óxidos de hierro), mica y otros menos comunes. El orden de reactividad con el HF es el siguiente:

Calcita o caliza y dolomita, reacción instantánea.

- ✓ Arcillas.
- ✓ Feldespatos.
- ✓ Cuarzo o sílice, muy lenta.

La reacción del ácido fluorhídrico con calizas dará lugar a la precipitación de fluoruro de calcio insoluble que dañará la permeabilidad. No se debe usar nunca este

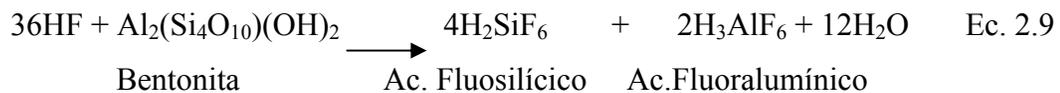
ácido si se sospecha la presencia de carbonatos. La práctica común es usar ácido en primer lugar, para disolverlos, seguidos de fluorhídrico, en cualquiera de sus variantes, para reaccionar con minerales silíceos.

Las reacciones consecutivas del ácido fluorhídrico en arenas limpias serán:



La primera reacción es muy rápida, agotando el HF disponible; luego se forma el ácido fluosilícico en la segunda, y este comienza a reaccionar con los iones disponibles en la formación. En presencia de calcio, sodio o potasio, forma sales insolubles que precipitan. Esta es la razón por lo que no se deben usar fluidos de estas sales cuando se va acidificar con MUD-ACID un pozo, sino a base de cloruro de amonio como espaciadores, antes y después del ácido.

La reacción del ácido fluorhídrico con arcilla / aluminosilicatos será:



Las reacciones pueden continuar, si se hallan presentes Ca, Fe, Mg, K, Na, para formar complejos. Generalmente, de estas reacciones en cadena precipita hidróxido de silicio o sílica gel, $\text{Si}(\text{OH})_4 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$.

Las reacciones del ácido fluorhídrico con carbonatos pueden dar lugar a la precipitación de fluoruro de calcio o magnesio que son insolubles. Debe usarse un lavado previo con ácido clorhídrico para disolver estos carbonatos y evitar los precipitados. Los compuestos de hierro son solubles también en HCl, por lo que el preflujo es siempre aconsejable.

El ácido fluorhídrico es causante de muchos precipitados al reaccionar con otros minerales, como el hidróxido de sílice gel, fluosilicatos de metales alcalinos como calcio, sodio o potasio, lo cual se evita separando las aguas saladas del ácido por medio de espaciadores de cloruro de amonio.

2.13.3 Ácido fórmico.

Es un ácido orgánico, que se usa para reemplazar el HCl en casos de altas temperaturas, y para la preparación del MUD-ACID orgánico. Su reacción es retardada, lo que permite mayor penetración en la formación. A pesar de estas ventajas, su costo es muy elevado.

El ácido fórmico al 10% tiene el mismo poder de disolución de carbonatos que el HCl al 8%.

2.13.4 Ácido Acético.

Es un ácido orgánico, que generalmente se usa en el tratamiento de pozos de temperaturas anormalmente altas, que harían poco efectivo el ácido clorhídrico.

El uso de ácido acético es muy ventajoso, ya que requiere poca concentración de inhibidores de corrosión para proteger las tuberías y no causar precipitados en sus reacciones con los minerales de la formación.

Se utiliza para disolver calizas y dolomitas, formando acetato de calcio o magnesio, según el caso. Una solución de ácido acético al 10% de concentración disolverá la misma cantidad de carbonatos que una de HCl al 6%. El ácido acético en estado anhídrido glacial puede usarse mezclado con solventes aromáticos y mutuos para remover bloqueos por agua, por su gran afinidad con ésta.

2.14. Componentes de un tratamiento ácido.

2.14.1 Preflujo.

El objetivo de los preflujos en tratamientos ácidos es evitar el contacto de:

- ✓ Cualquier ácido con el petróleo de la formación.
- ✓ El ácido fluorhídrico con compuestos de sodio, potasio o calcio.
- ✓

En el primer caso, los preflujos deben ser de mezclas de hidrocarburos livianos, con solventes aromáticos, solventes mutuos y surfactantes, tales que garanticen la mínima tensión interfacial, de modo que se reduzca al mínimo la saturación del petróleo residual en la zona a ser tratada por el ácido, evitando la formación de emulsiones, y al mismo tiempo aseguren el rápido retorno de los fluidos inyectados, al disminuir la presión capilar.

En el segundo caso, el preflujo es de ácido clorhídrico, para eliminar carbonatos, o de cloruro de amonio, para evitar el contacto del HF con salmueras de calcio, sodio o potasio. (7).

2.14.2 Tratamiento principal

Consiste en mezclas de ácidos que contienen HF y aditivos para controlar sus funciones. Está diseñado para eliminar el daño que ha sido diagnosticado.

2.14.3 Sobredesplazamiento.

Tiene por objeto desplazar el ácido hasta el límite del área crítica alrededor del pozo, permitiéndole gastarse completamente, y alejando los precipitados secundarios de las reacciones. Los sobredesplazamientos pueden ser:

Soluciones de cloruro de amonio con solvente mutuo y estabilizador de arcillas.

- ✓ HCl débil.
- ✓ Gasoil con solvente mutuo (sólo pozos de petróleo).

2.15. Indicadores económicos.

Los indicadores económicos son fórmulas matemáticas que proporcionan puntos de referencia desde los cuales es posible evaluar la rentabilidad o seguridad que brinda una inversión y adicionalmente, permiten comparar diferentes alternativas de negocio. (8).

2.15.1 Tasa interna de retorno (TIR).

Es la tasa de descuento para la cual el valor presente neto de un proyecto se hace cero, es decir, que iguala el valor presente neto de los ingresos al valor presente neto de los egresos. Desde el punto de vista de la evaluación económica de proyectos corresponden a la tasa que a través del descuento de los flujos de efectivo (actualización de los flujos) permite recuperar la inversión. La TIR resultante siempre será comparada con el retorno mínimo esperado, si la TIR excede esta cantidad el proyecto es rentable, en caso contrario no existe atractivo económico.

La TIR de retorno mínima por PDVSA es de 15%. Sin embargo, si de la evaluación económica de una propuesta resulta:

$TIR > 15\%$ la decisión económica es realizar el proyecto o programa.

$10\% < TIR < 15\%$ se analizará la propuesta para determinar su inclusión en el presupuesto de inversiones.

$TIR < 10\%$ la decisión económica es no realizar el proyecto.

2.15.2 Tasa interna de retorno modificada (TIRM/MIRR).

Es la tasa de descuento a la cual se descuenta el valor futuro de los flujos de caja positivos reinvertidos a una tasa de reinversión dada, para que dicho valor sea igual al valor presente de los costos del proyecto, a una tasa de descuento definida.

La tasa interna de retorno asume que los flujos de caja de un proyecto se reinvierten y financian a la misma TIR. Por el contrario la TIRM reinvierte esos flujos de caja a una tasa de reinversión que puede ser la misma tasa de descuento o cualquier otra.

2.15.3 Tiempo de pago.

Es el número de años requeridos para recuperar la inversión inicial. Este fue uno de los primeros evaluadores económicos formales para evaluar proyectos de inversión. No utiliza el concepto del valor del dinero en el tiempo.

2.15.4 Tiempo de pago dinámico (TPD).

Es el tiempo en el cual se logra recuperar la inversión realizada tomando en cuenta el valor del dinero en el tiempo para el cual, la sumatoria del flujo de caja descontado se hace positivo.

2.15.5 Valor presente neto (VPN).

Es un indicador económico que consiste en determinar la sumatoria de los flujos de caja futuros descontados al presente, a una tasa de descuento dada.

Corresponde al valor actual de los flujos de efectivo neto (Ingresos-Egresos) descontados con una tasa de descuento determinada y en el horizonte económico específico. Si:

$VPN > 0$ proyecto rentable.

$VPN = 0$ mínima rentabilidad.

$VPN < 0$ se rechaza el proyecto.

Cuando el VPN es igual a cero “0” significa que el beneficio recibido por el proyecto que se está analizando es suficiente para pagar el capital invertido, brindando la tasa de retorno mínima deseada. Un proyecto agrega valor cuando su VPN es positivo.

2.15.6 Eficiencia de la inversión (EI)

Es el rendimiento económico obtenido por cada unidad monetaria invertida. Eficiencias iguales o mayores a 1 garantizan el retorno de la inversión, a medida que se incrementan, así mismo crean mayor valor a la corporación.

2.16. Sistemas computarizados.

2.16.1 Centinela.

Es el sistema que almacena, procesa y actualiza la información del negocio petrolero, además actúa como centro de recopilaciones toda la data necesaria para cubrir las condiciones y necesidades actuales de producción.

El sistema centinela permite el almacenamiento y uso de todos los parámetros y características referentes al comportamiento de producción de los pozos,

procesamiento y utilización de gas, contabilización de crudos y productos, además de mantener información actualizada de las instalaciones y equipos de las divisiones de occidente y oriente.

Centinela es un sistema corporativo conformado por 16 módulos; aico, agua, pozo, gas, vapor, seila, tabla, guía de usuario, tutorial, oleo, ayuda enlace, ido, RAP, seguridad centinela y eléctrico. (10).

El módulo pozo es el que se utiliza en este trabajo. Este módulo apoya el control y seguimiento diario de los parámetros de producción de pozos, además de mantener actualizados los datos históricos de pruebas y muestras.

2.16.2 See Plus.

El sistema de evaluaciones económicas SEE es una herramienta que permite cuantificar la rentabilidad de un proyecto de inversión a través de los siguientes indicadores económicos: valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR), tasa interna de retorno modificada (TIRM), eficiencia de la inversión (IE), y el tiempo de pago dinámico (TPD).

El sistema de evaluaciones económicas se ha venido utilizando con este propósito desde el año 1998 en el circuito refinador venezolano incluyendo Isla, Deltaven y los negocios de metano y LGN de PDVSA gas. En la actualidad cuenta con el módulo producción de gas no asociado de PDVSA gas. Actualmente los usuarios de refinación, suministro y comercio están trabajando con la versión 4.0, la cual está siendo desarrollada en un ambiente multiusuario, lo que permitirá un mayor control durante los diferentes eventos del presupuestarios desde la formulación del presupuesto de inversiones hasta la última revisión del presupuesto aprobado y podrá

homologar los lineamientos de manera instantánea durante las diferentes revisiones de dichos eventos. (8).

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO DESARROLLO DEL TRABAJO

En este capítulo se explican detalladamente las acciones tomadas y las actividades llevadas a cabo, en conjunto con las técnicas y herramientas utilizadas para cumplir con los objetivos propuestos.

3.1. Realización de la caracterización fisicoquímica del agua de formación y el crudo obtenida mediante el muestreo en cabezal de los pozos preseleccionados como candidatos a estimulación matricial reactiva.

Antes de realizar un tratamiento químico, es necesario contar con la información preliminar. Para evaluar el efecto de la estimulación matricial reactiva en pozos productores de crudo se tomó como punto de partida las características fisicoquímicas del agua de formación de los pozos.

3.1.1. Caracterización del agua de formación.

Una vez identificados los pozos candidatos se procedió al muestreo de cada uno de ellos por medio de una toma de muestra ubicada en el cabezal del pozo, a nivel de superficie, se tomó un galón (1 gal) como se observa en la figura 3.1. Las muestras de cada uno de los pozos seleccionados fueron analizadas en el laboratorio Centro de Análisis San Tomé.



Figura 3.1 Toma de muestra desde el cabezal del pozo

La muestra de petróleo tomada directamente del cabezal del pozo se homogenizó mediante agitación mecánica, se agregó 1 litro en un envase de vidrio y 1 mL de Slug (Desmulsificante), se dejó reposar a una temperatura de 160 °F por 4 horas luego se procedió a separar el agua del crudo. Con una inyectora de vidrio se extrajo el agua del envase, se filtró y se realizaron los siguientes análisis:

3.1.1.1. Dureza Total.

La dureza total se obtuvo mediante una titulación. Esta se llevó a cabo en una bureta digital.

En este equipo el titulante se adiciona manualmente apretando el botón (el equipo mide con exactitud la cantidad de reactivo agregado), y no detecta por si solo el punto final (carece de un electrodo), es por ello que en este método es necesario añadir un indicador para observar el cambio de viraje que indique en qué momento se deja de agregar el titulante.

Antes de proceder a la titulación es necesario verificar que esté colocado la unidad intercambiable de EDTA 0,02 N, para luego realizar los siguientes pasos:

a.- Colocar una alícuota de la muestra en un matraz erlenmeyer de 250 mL, diluir hasta 50 mL con agua destilada.

b.- Agregar 2 ml de solución amortiguadora de pH 10.

c.- Agregar el indicador en polvo (negro de ericromo T).

d.- Titular con la solución estándar de EDTA al 0,02 N. El viraje en el punto final de la titulación es de color rosado a morado.

e.- Anote los mililitros (ml) de EDTA gastados.

El volumen de EDTA gastado permite calcular la dureza total del agua mediante la siguiente ecuación.

$$\text{mg de CaCO}_3 / L = \frac{V_{\text{EDTA}} * N_{\text{EDTA}} * 50,045 * 1000}{V_m} \quad \text{Ec. 3.1}$$

Donde:

V_{EDTA} = volumen gastado de EDTA (ml)

N_{EDTA} = normalidad del EDTA

V_m = volumen de muestra (ml)

Este procedimiento se aplicó de igual manera para el resto de las muestras del agua de formación para cada uno de los pozos estudiados.

3.1.1.2. Dureza cálcica.

Al igual que la dureza total, la dureza cálcica se determinó por titulación. Para la dureza cálcica se siguieron los mismos pasos pero reemplazando los reactivos: la solución amortiguadora de pH 10 se sustituye por NaOH 0,1 N y el indicador negro de ericromo T por murexide: El viraje es de color rosado a azul y el titulante es igual.

El volumen de EDTA gastado permite conocer la dureza cálcica mediante la ecuación 3.1 usada para calcular la dureza total.

3.1.1.3. Dureza Magnésica.

Para el cálculo de la dureza magnésica expresada como mg/L de CaCO₃ se utilizó la siguiente ecuación:

$$\text{mg CaCO}_3/\text{L} = \text{Dureza Total} - \text{Dureza Cálcica} \quad \text{Ec. 3.2}$$

3.1.1.4. Alcalinidad parcial y total.

La alcalinidad parcial o fenoltaleínica se obtuvo mediante titulación con un equipo igual al utilizado para la determinación de la dureza total y dureza cálcica. Antes de proceder a la titulación es necesario verificar que esté colocada la unidad intercambiable de H₂SO₄ 0,2 N, para luego realizar los siguientes pasos:

- a.- Agregar 1 mL de muestra en un matraz y diluirlo con agua destilada hasta 50 mL.
- b.- Añadir 2 ó 3 gotas de solución indicadora de fenoltaleína.
- c.- Si no existe un cambio de color la alcalinidad parcial es cero (0).
- d.- Si la muestra se torna de color rosado, se titula con una solución de H₂SO₄ 0,2 N hasta que se torne incolora.
- e.- Anotar el volumen gastado.
- f.- A la muestra incolora (paso d) se le agregan 2 gotas de anaranjado de metilo.
- g.- Se titula hasta conseguir un cambio de color anaranjado a un color ladrillo.
- h.- Anotar el volumen gastado.

Los mililitros gastados de H₂SO₄ permiten calcular la alcalinidad parcial y la total mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Alcalinidad} = \frac{V_{\text{H}_2\text{SO}_4} * N_{\text{H}_2\text{SO}_4} * 100.000}{V_m} \quad \text{Ec. 3.3}$$

3.1.1.5. Carbonato como CaCO_3 .

El cálculo de los carbonatos depende de la alcalinidad parcial, si el agua de formación tiene una alcalinidad parcial de cero los carbonatos serán también cero; en el caso de que la alcalinidad parcial arroje un valor este se multiplica por el coeficiente 0,600 para obtener los carbonatos, en el caso de esta investigación, para todas las muestras ensayadas el resultado de carbonatos fue cero.

3.1.1.6. Bicarbonato.

El cálculo de bicarbonato depende de la alcalinidad total, se toma el valor de la alcalinidad total y se multiplica por el coeficiente 1,200 para obtener el valor de los bicarbonatos presentes en las muestras.

3.1.1.7. Calcio.

El cálculo de calcio depende de la dureza cálcica, se toma el valor de la dureza cálcica y se multiplica por el coeficiente 0,400 para obtener el valor del calcio presente en la muestra.

3.1.1.8. Magnesio.

El cálculo del magnesio depende de la dureza magnésica, se toma este valor y se multiplica por el coeficiente 0,243 y así se obtiene el valor del magnesio presente en la muestra.

3.1.1.9. Sodio.

El cálculo del sodio se realizó sumando los iones negativos presentes en la muestra y restándole los iones positivos, luego a este valor lo dividimos entre el coeficiente 0,0435, de esta manera se obtiene la cantidad de sodio presente en la muestra.

3.1.1.10. Cloruros.

Los cloruros se obtuvieron mediante titulación con solución estándar de AgNO_3 al 0,1 N, y se realizan los siguientes pasos:

a.- Agregar 1 mL de muestra en un matraz y diluirlo con agua destilada hasta 50 mL.

b.- Ajustar el pH entre 7,0 a 8,3 se añaden: 2 gotas de NaOH al 0,1 N. 2 gotas de fenolftaleína (0,25%), tiene que cambiar a un color rosa.

c.- Añadir 1 mL de solución indicadora de cromato de potasio, observar el cambio de color a amarillo.

d.- Titular con AgNO_3 al 0,1 N, hasta notar la aparición de un color rojizo.

e.- Tomar nota del volumen gastado.

Los mililitros gastados de AgNO_3 permiten calcular el cloruro mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Cl}^- (\text{mg/L}) = \frac{V_{\text{AgNO}_3} * N_{\text{AgNO}_3} * 35,453 * 1.000}{V_m} \quad \text{Ec. 3.4}$$

3.1.1.11 Conductividad.

Para calcular la conductividad eléctrica se realizaron los siguientes pasos:

a.- Tomar 50 mL de muestra, preferiblemente en un beaker.

b.- Introducir el electrodo en la muestra a analizar.

c.- Proceder a realizar la medición, cuando se estabilice el dial ó aguja del equipo; se anota la lectura y la escala de medición.

d.- Si la aguja llega al tope de la escala del equipo (lo cual es indicativo de una conductividad alta), se procede a diluir la muestra, tomando 1 mL de la misma y diluyendo hasta 50 mL.

e.- Se toma la temperatura de la muestra.

f.- Para muestras no diluidas, se usa la siguiente ecuación:

$$C = L * E * FC \quad \text{Ec. 3.5}$$

Donde:

C = conductividad eléctrica ($\mu\text{s}/\text{cm}$)

L = Lectura del equipo (cm).

E = Escala del equipo (1/1).

FC = factor de calibración.

7.- Para muestras no diluidas, se usa la siguiente ecuación:

$$C = L * E * FC * FD \quad \text{Ec. 3.6}$$

Donde:

C = conductividad eléctrica ($\mu\text{s}/\text{cm}$)

L = Lectura del equipo (cm).

E = Escala del equipo (1/1).

FC = factor de calibración.

FD = factor de dilución.

3.1.1.12. pH.

Para calcular el pH de las muestras se realizaron los siguientes pasos:

a.- Verter 100 mL de solución en un vaso precipitado.

b.- Introducir el electrodo y esperar a que establezca la lectura del instrumento, agitar y registra la lectura de pH.

c.- Tomar el valor promedio de pH, al repetir el procedimiento anterior por triplicado y de esta manera obtener los valores del pH de las muestras analizadas.

3.1.1.13 Índice de estabilidad.

Para calcular el índice de estabilidad se utilizó como apoyo el índice de Ryznar, el cual se fundamenta en observaciones experimentales para evaluar la tendencia incrustante corrosiva del agua. Para el cálculo de éste se utilizaron los análisis de los parámetros físicos-químicos realizados en el laboratorio, los cuales fueron: pH, conductividad eléctrica, iones de calcio, cloruros, carbonatos, bicarbonatos, alcalinidad parcial y temperatura.

Se utilizó el Software Microsoft Excel para determinar el índice de Ryznar, tal como se presenta a continuación:

Tabla 3.1. Parámetros físicos-químicos del agua de formación del pozo GS-106

PARÁMETRO	UNIDADES	VALOR	CONSTANTE	VALOR
pH		9,34	A	0,28
C.E	μS/cm	10080	B	1,83
TDS	mg/L	6451	C	1,76
Ca ⁺²	mg/L	57,419	D	3,50
Cl ⁻	mg/L CaCO ₃	143,19	phsaturación	6,16
HCO ₃ ⁻	mg/L	3000	pHeq	9,79
CO ₃ ²⁻	mg/L	420	Temp. ° C	28
*Alcalinidad	mg/L CaCO ₃	3147,5		

Una vez introducido estos valores, se obtuvo un índice de Ryznar (RSI) de 5,0; el cual indica que el agua de formación asociada al crudo del pozo GS-106 tiene tendencia fuertemente incrustante.

3.1.1.14. Gravedad específica.

Para obtener el valor de la gravedad específica, se tomaron 50 mL de muestra en un vaso de precipitado, y se utilizó el densímetro Anton Paarr DMA35N para leer el valor de la gravedad específica de cada muestra.

3.1.1.15. Sólidos disueltos.

Los sólidos disueltos presentes en cada muestra se obtuvieron al realizar los siguientes pasos:

a.- Agitar bien la muestra y filtrar 50 ml, recoger el filtrado en la cápsula de porcelana.

b.- Colocar la cápsula de porcelana en una plancha de calentamiento hasta completa sequedad de la muestra.

c.- Llevar la cápsula de porcelana a un horno a 103-105 °C durante una hora.

d.- Enfriar la cápsula en un desecador y pesar.

e.- Repetir los pasos c y d hasta obtener un peso constante.

Luego de tomar nota de los valores arrojados se utiliza la siguiente ecuación para calcular los sólidos disueltos:

$$\text{Sólidos disueltos (pmm)} = \frac{(A - B) * 1.000}{C} \quad \text{Ec. 3.8}$$

Donde:

A= Peso de la cápsula + la muestra (gramos)

B= Peso de la cápsula (gramos)

C= Volumen de muestra analizada (litros)

3.1.1.16 Sólidos suspendidos.

Los sólidos suspendidos presentes en cada muestra se obtienen al realizar los siguientes pasos:

a.- Agitar la muestra hasta homogeneizarla.

b.- Tomar 50 ml de la muestra.

Nota: Se debe utilizar un volumen de muestra que no produzca más de 200 mg de residuo

c.- Filtrar la muestra a través del filtro contenido en el crisol.

d.- Secar el crisol y el filtro durante una hora en un horno a 103-105 °C.

e.- Enfriar el crisol en un desecador por 30 minutos y pesar.

f.- Repetir los pasos d y e hasta obtener un peso constante.

Luego de tomar nota de los valores arrojados se utiliza la misma ecuación de los sólidos disueltos (Ec. 3.8)

3.1.1.17. Sólidos totales.

El valor de los sólidos totales se obtiene sumando la cantidad de los sólidos suspendidos y los sólidos disueltos.

3.2. Selección de los pozos candidatos a estimulación matricial reactiva con problemas de incrustaciones, cuya intervención con equipos (sin taladro) sea económicamente rentable.

Para la selección de los pozos candidatos a estimular se tomaron varios criterios, entre los cuales se pueden destacar: que el pozo haya tenido una producción de petróleo BNPD estables, que posean un corte de agua mayor de 20% y menor de 90% aproximadamente, que el agua presenta una tendencia fuertemente incrustante con un índice de estabilidad entre 4 y 5, y para que sea económicamente rentable en este caso el pozo productor debe presentar un método de levantamiento artificial por gas lift. Estos criterios se ilustran de otra manera en las tablas 3.1 y 3.2.

Tabla 3.2 Criterios tomados para la selección de los pozos

Método de Levantamiento	Gas Lift
--------------------------------	----------

Indice de Estabilidad según Ryznar	$\geq 4 \leq 5$
% Agua y Sedimentos	$> 20\% < 90\%$
% Caída de producción	$\geq 30\%$

Tabla 3.3 Datos de los pozos pre-seleccionados para el estudio

Pozo	Método de Levantamiento	Producción Máxima (BNPD)	Producción Promedio (BNPD)	Potencial (BNPD)
GS-106	Gas Lift	335	110,70	65
GS-108	Gas Lift	771	275,48	95
GS-200	Gas Lift	67	36,58	105
GS-245	Gas Lift	958	476,67	74
GS-249	Gas Lift	180	116,36	109
GS-253	Gas Lift	528	179,17	97
GS-260	Bombeo Electro sumergible	996	316,61	120
GS-278	Gas Lift	396	241,93	71
GS-285	Gas Lift	448	236,63	74
GS-290	Gas Lift	345	168,45	97
LG-265	Gas Lift	706	474,86	63
LG-341	Bombeo Electro sumergible	1485	306,87	59
LG-347	Bombeo Electro sumergible	406	186,90	68
LG-426	Bombeo Electro sumergible	1684	323,78	79
LG-440	Bombeo Electro	1052	338,85	103

	Sumergible			
LG-534	Bombeo Electro sumergible	552	346,60	95
LM-223	Gas Lift	213	116,59	149
LM-256	Gas Lift	126	72,25	91
MS-625	Bombeo Electro sumergible	556	249,11	70
MS-630	Bombeo Electro Sumergible	340	77,68	83

Para la verificación del porcentaje de agua y sedimentos establecido en un rango de >20% y <90%, se tomó en cuenta las curvas en OFM de los históricos de producción de los pozos GS-106, GS-285, GS-290 y LM-223, las cuales se muestran en las figuras 3.2, 3.3, 3.4 y 3.5.

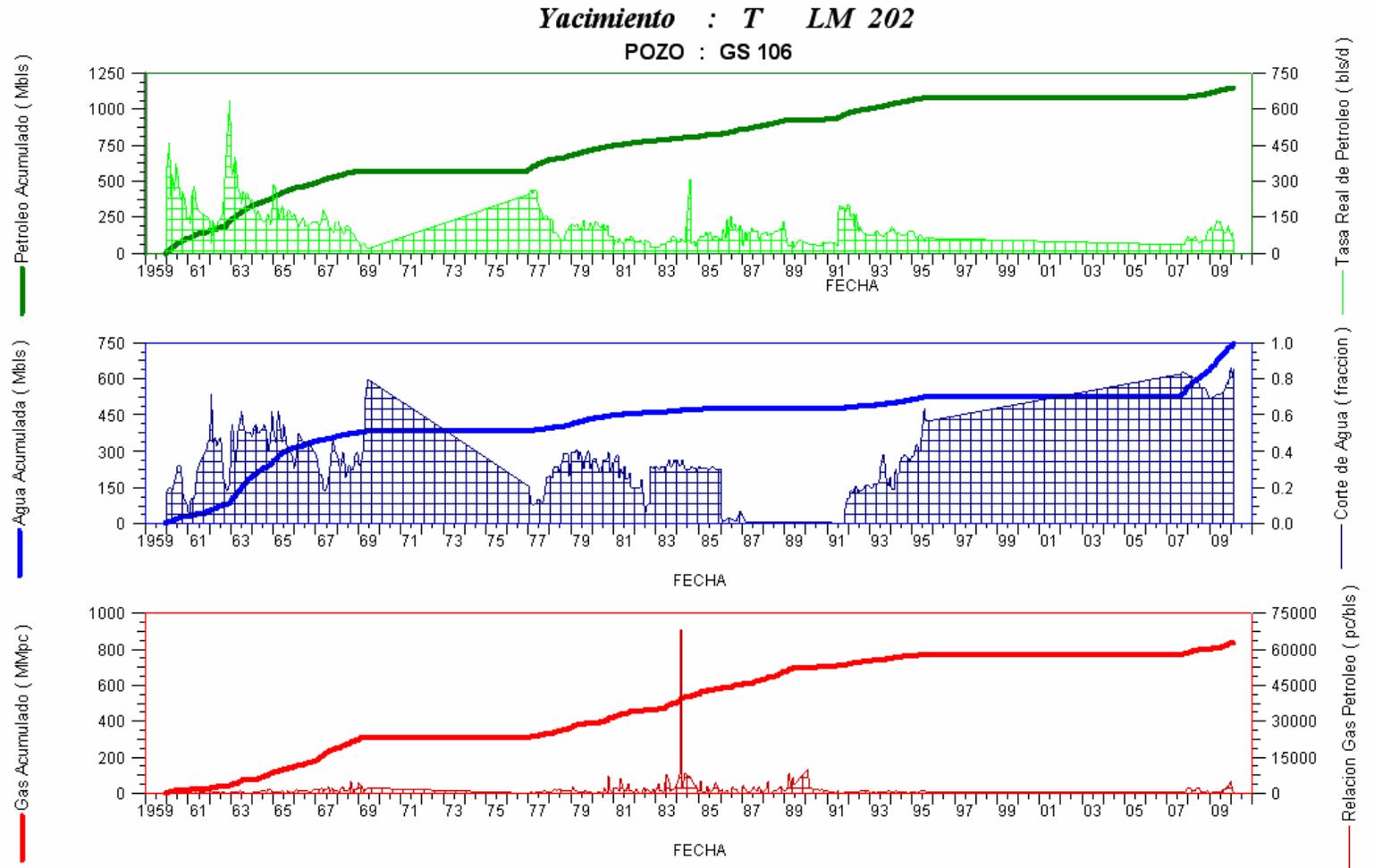


Figura 3.2. Curvas en OFM de las producciones del pozo GS-106

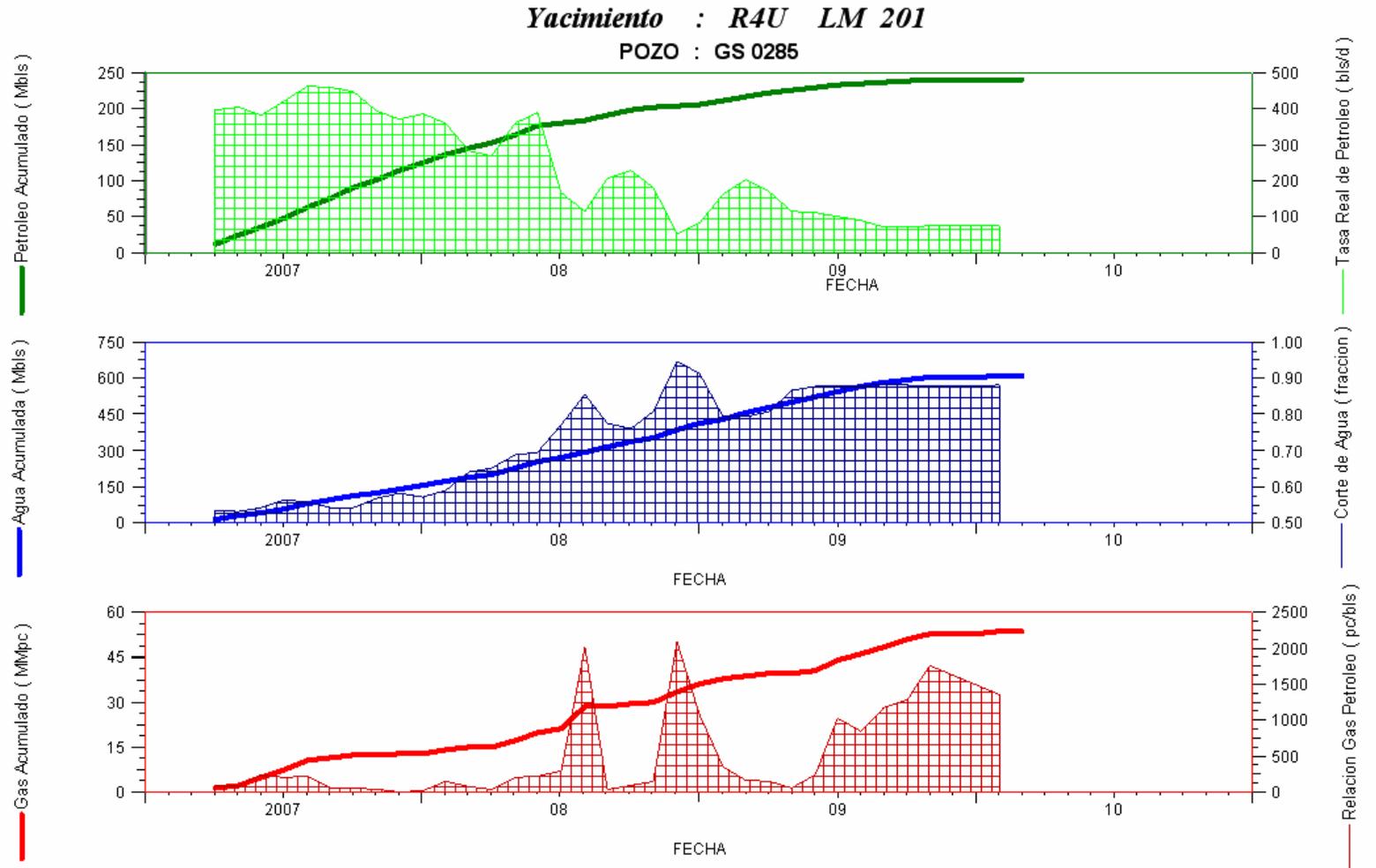


Figura 3.3. Curvas en OFM de las producciones del pozo GS-285

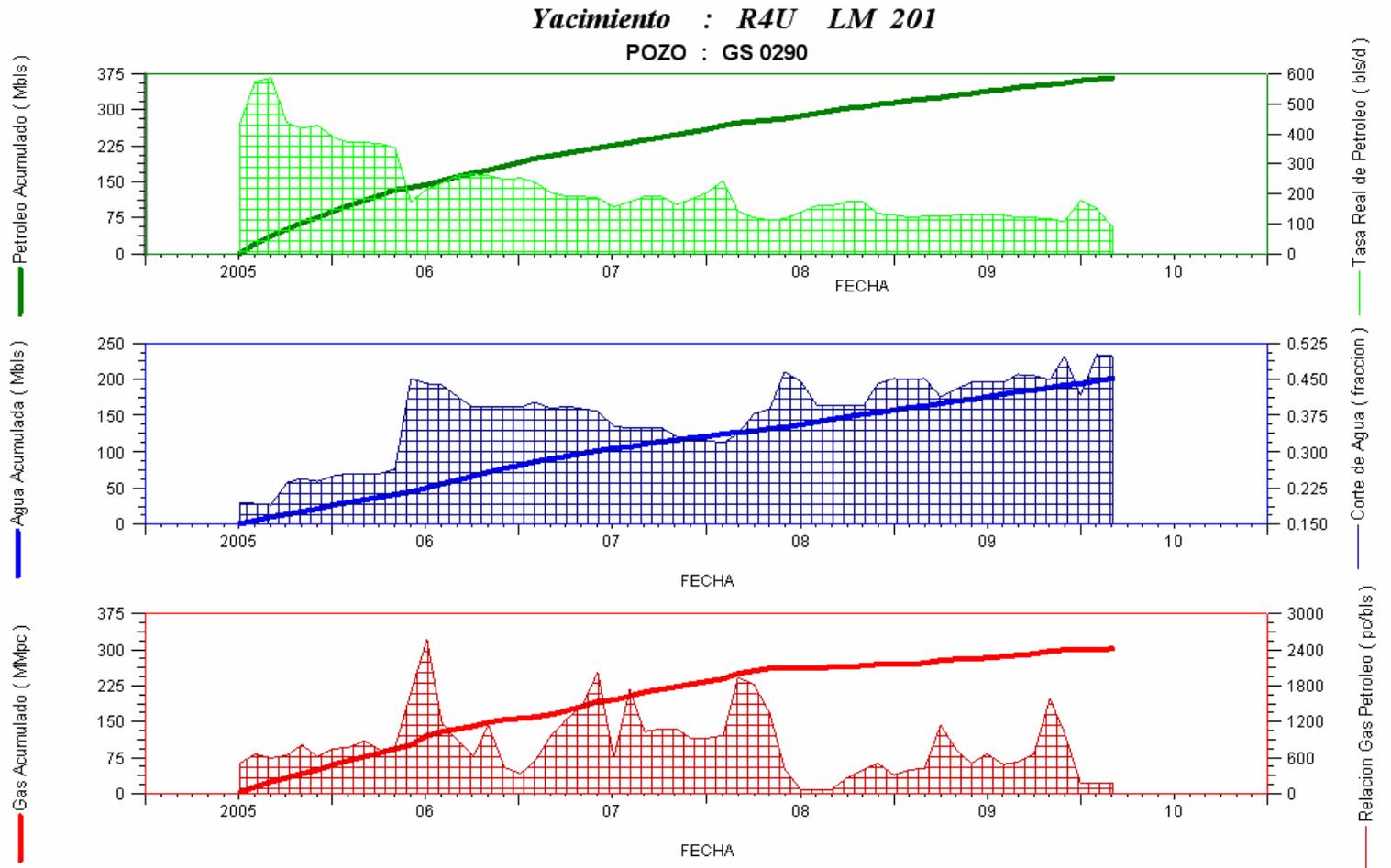


Figura 3.4. Curvas en OFM de las producciones del pozo GS-290

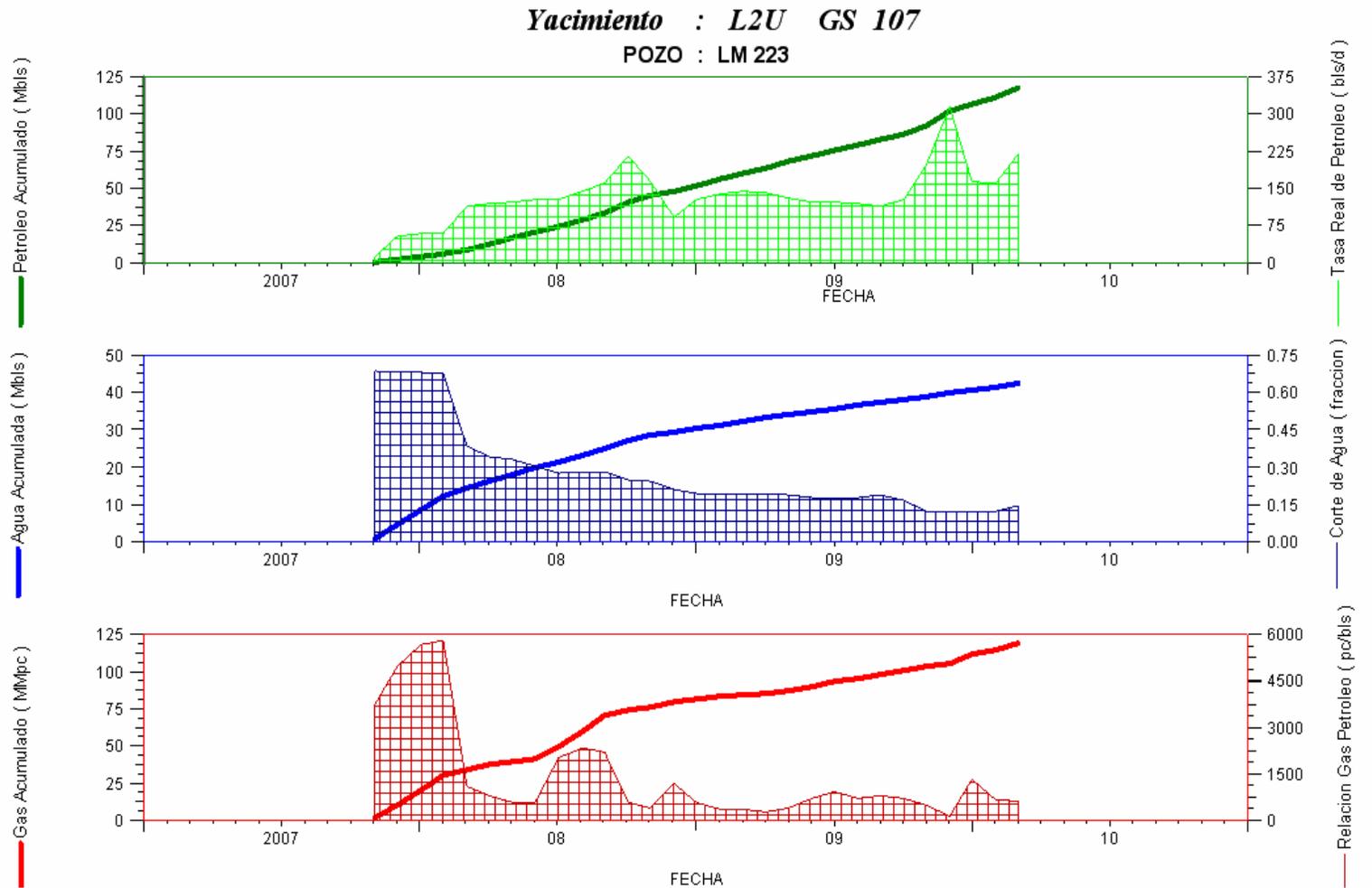


Figura 3.5. Curvas en OFM de las producciones del pozo LM-223

Para cumplir con este objetivo también se tomaron como datos de apoyo los valores de BBPD, BNDP del historial de producción de cada pozo, los cuales fueron graficados en Excel y se muestran en el anexo B:

3.3. Procedimiento de estimulación matricial reactiva a los pozos seleccionados para la elaboración del programa.

En esta etapa se procedió a escoger el procedimiento de estimulación matricial reactiva, y los fluidos a utilizar en el tratamiento según la necesidad de cada pozo seleccionado, para ello se recopiló la información básica de cada uno, entre las cuales están: la mineralogía de la arena de interés, histórico de producción, trabajos de subsuelo realizados al pozo y análisis de laboratorio. Adicional a esto se utilizó como apoyo los tratamientos típicos que se pueden aplicar según el daño que presente un pozo, estos se muestra en la tabla 3.3, todo estos criterios fueron tomados en cuenta para la escogencia de la propuesta de estimulación matricial reactiva.

Tabla 3.4 Tratamientos típicos para la remoción de daños

Emulsiones	Cambio de Mojabilidad	Bloqueo de Agua	Escamas	Depósitos Orgánicos	Depósitos Mixtos Orgánicos e Inorgánicos	Arcillas
Se utiliza solventes mutuos +/- Desulfificante	Se utilizan Solv. Mutuo +/- surfactante Mojable al agua Surfactante no iónico	Pozo de Gas: Acido Alcohol Pozo: Baja a media T<250°F Se utilizan ácidos + solventes o ácidos + surfactantes Alta T>250°F Se utiliza ácido acético acuoso	Carbonatos T>250°F Ácido acético acuoso T<250°F HCl, estabilizadores de arcillas, agentes reductores y secues-trante.	Se utiliza solvente aromático	Se utilizan solventes en dispersión ácida.	Depende de la mineralogía Se utiliza MUD-ACID

3.3.1 Procedimiento de trabajo

El procedimiento de trabajo utilizado para los cuatro pozos escogidos consta de tres etapas: pre-flujo, tratamiento principal y sobredesplazamiento.

3.3.2 Cálculo del volumen de fluido a penetrar en la formación

El volumen por pie de espesor que se necesita para llenar radialmente el volumen poroso de los pozos en estudio se obtiene tomando los datos básicos de los pozos estudiados que se encuentran reportados en la tabla 4.3, mediante la siguiente ecuación:

$$V_p = \pi * (R_p)^2 * p * h * f_c \quad \text{Ec. 3.9}$$

Donde:

V_p =volumen de fluido de penetración (bls)

p = porosidad (fracción)

h =espesor del intervalo perforado de la arena (ft)

R_p =radio de penetración (ft)

f_c = factor de conversión expresado en bls/ft³

El volumen de ácido y el volumen de desplazamiento se calculan también con la ecuación 3.9, lo que varia es el radio de penetración dependiendo el espesor de la arena, si la arena tiene un espesor muy grande se calcula con 1 o 2 pies por debajo para disminuir costos.

Tomando los datos básicos del pozo GS-106

$$p = 0,26 \quad h = 60\text{ft} \quad R_p = 3\text{ft} \quad f_c = 0,178 \text{ bls/ft}^3$$

Sustituyendo en la Ec. 3.9 tenemos.

$$V_p = 3,14 \times (2\text{ft})^2 \times 0,26 \times 60\text{ft} \times 0,178 \text{ bls/ft}^3 \quad V_p = 35 \text{ bls}$$

Para calcular el volumen de ácido lo realizamos con la misma ecuación pero con 1,5 ft de radio de penetración, quedando de la siguiente manera:

$$V_a = 3,14 \times (1,5\text{ft})^2 \times 0,26 \times 60\text{ft} \times 0,178 \quad V_a = 20 \text{ bls}$$

Para calcular el volumen de desplazamiento lo realizamos con 3 ft de radio de penetración, con esto se busca sobredesplazar cualquier fluido que pueda quedar en la formación y provocar reacciones secundarias y daños a la misma; queda así:

$$V_d = 3,14 \times (3\text{ft})^2 \times 0,26 \times 60\text{ft} \times 0,178 \quad V_d = 78 \text{ bls}$$

Este procedimiento se repite para los pozos GS-285, GS-290, LM-223, los resultados se muestran en la tabla 4.3

3.3.3. Cálculo de la presión máxima de bombeo.

La presión máxima de bombeo permite inyectar el producto a la formación sin dañar o fracturar el yacimiento. El cálculo de la presión máxima de bombeo se determinó mediante la ecuación:

$$P_{\text{máx}} = P_f - P_h \quad \text{Ec. 3.10}$$

La presión de fractura (P_f) es la presión necesaria para inyectar un fluido a un yacimiento, fracturándolo, se determino mediante la siguiente ecuación:

$$P_f = 0,66 * P_p \quad \text{Ec. 3.11}$$

La presión hidráulica del yacimiento (P_h), también conocida como presión de poro, es la presión ejercida por los fluidos confinados dentro de los poros de una formación, se calculo mediante la ecuación:

$$P_h = 0,433 * \rho_e * P_p \quad \text{Ec. 3.11}$$

Donde:

$P_{\text{máx}}$ = presión máxima de bombeo (psi)

P_f = presión de fractura (psi)

P_h = presión hidráulica (psi)

0,66= factor para formaciones consolidadas psi/ft

P_p = profundidad promedio de la arena (ft)

0,433= gradiente para el agua salada

ρ_e = densidad específica del crudo

Tomando los datos básicos del pozo GS-106

P_p = 6540 ft

Sustituyendo en la ecuación 3.11 tenemos:

$P_f = 0,66 \text{ psi/ft} \times 6540 \text{ ft}$

$P_f = 4.316 \text{ psi}$

Sustituyendo en la ecuación 3.12 tenemos.

$$P_h = 0,433 \times 0,85 \text{ unid} \times 6540 \text{ ft} \quad P_h = 2.407 \text{ psi}$$

Sustituyendo ecuación 3.11 y 3.12 en 3.10 tenemos que:

$$P_{\text{máx}} = 4316 \text{ psi} - 2407 \text{ psi} \quad P_{\text{máx}} = 1.910 \text{ psi}$$

Esta presión máxima la multiplicamos por 0,7 que es un factor de seguridad para no llegar a la presión de fractura del yacimiento.

$P_{\text{máx}} = 1.910 \text{ psi} \times 0,7 = 1.337 \text{ psi}$, se concluye que es una presión adecuada, ya que la presión máxima para el rompimiento de los yacimientos encontrados en la zona Dación es de 1.500 psi, establecida por el Departamento de Optimización Livianos-Medianos- Dación del Distrito San Tomé..

3.3.4 Programa de estimulación matricial reactiva para los pozos en estudio.

Se procede a la realización del programa de estimulación matricial reactiva para los pozos GS-106, GS-285, GS-290 y LM-223, se describe la justificación del trabajo, el objetivo del tratamiento, se muestra una tabla resumen de los fluidos a utilizar, el procedimiento de seguridad y trabajo a ejecutar y como apoyo al programa se le anexa el histórico de producción, los trabajos de subsuelo realizados al pozo, el mapa isopaco estructural de la arena de interés, el diagrama mecánico de completación y los resultados de los análisis de laboratorio.

3.4 Análisis de los costos para la aplicación de la estimulación matricial reactiva a los pozos seleccionados como candidatos.

Los procedimientos de estimulación deben estar acompañados de una estimación de costos por motivo de químicos y alquiler de equipos que permita

recuperar la inversión que se está realizando en el pozo, es decir, demostrar la rentabilidad económica en un período determinado.

Mediante el programa corporativo SEE PLUS utilizado por PDVSA se comparan los costos asociados al proceso de estimulación y la ganancia generada, de manera de determinar su rentabilidad para luego estimar la ganancia a obtener.

El sistema de evaluaciones económicas SEE es una herramienta que permite cuantificar la rentabilidad de un proyecto de inversión a través de los siguientes indicadores económicos: valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR), tasa interna de retorno modificada (TIRM), eficiencia de la inversión (EI), y el tiempo de pago dinámico (TPD).

El programa funciona bajo el sistema operativo Windows y está desarrollado en la herramienta power builder 7.02, siendo compatible con ambientes Windows 95, 98, 2000, NT y XP, y bajo la plataforma multiusuario ORACLE (manejador de base de datos).

La estimación de la factibilidad económica a través del programa SEE PLUS se realizó creando un nuevo proyecto, con el objetivo de crecer (incrementar los niveles de producción/potencial respecto al nivel de producción actual). En la figura 3.2 se muestra la ventana principal del visualizador, el programa donde se encuentran todos los proyectos evaluados, en ella se puede crear uno nuevo, editar o modificar los datos generales y eliminar algún proyecto que no desee conservar la base de datos.

En la ventana representada en la figura 3.2 se entra al programa de sistema de evaluaciones económicas, aquí se crea el nuevo proyecto a proponer en la ventana de mis proyectos.

El horizonte económico para el estudio de la rentabilidad de los pozos, se encuentra pre-establecido en el programa en 2 años.

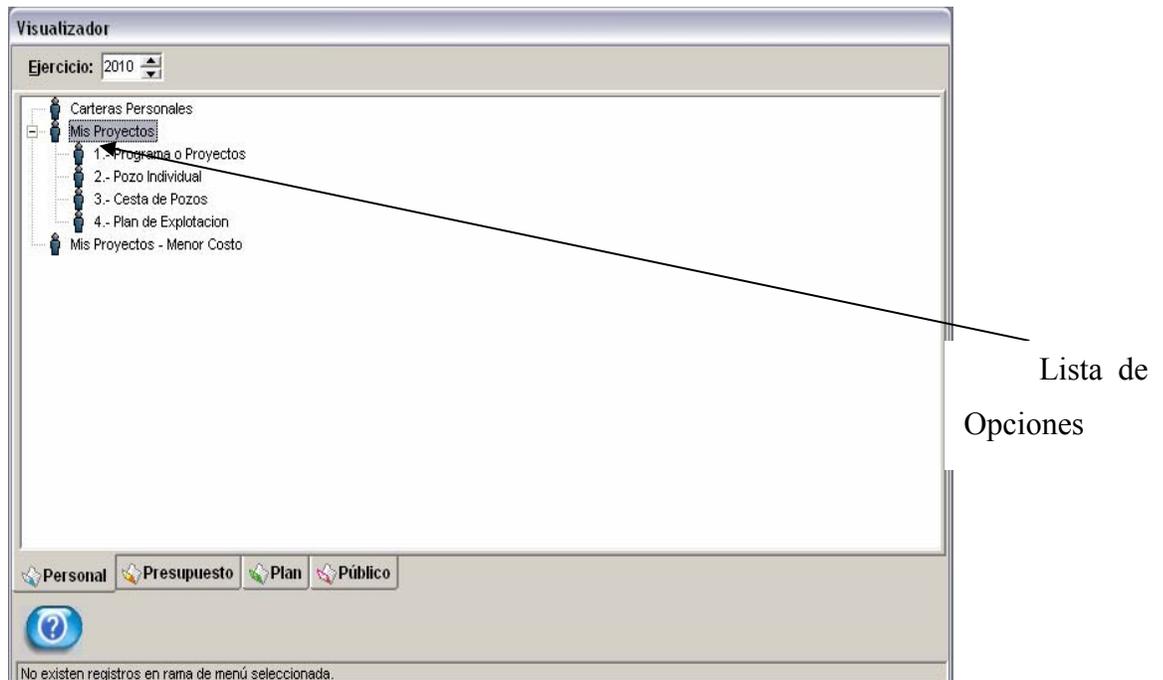


Figura 3.6 Ventana del visualizador

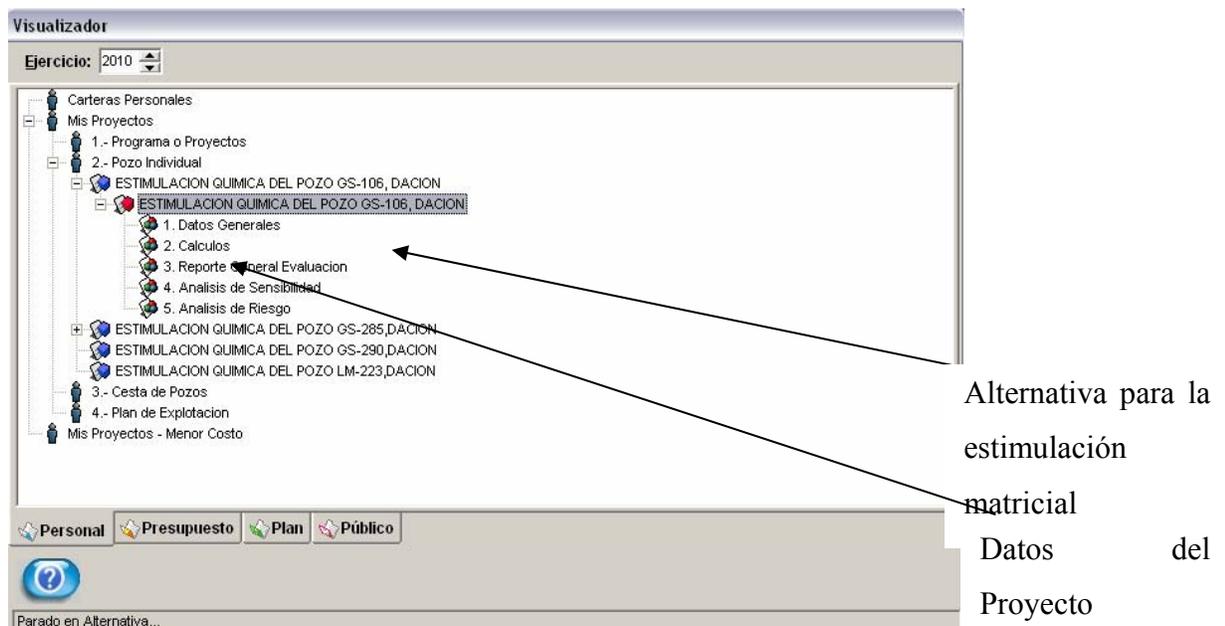


Figura 3.7 Ventana de alternativas para nuevos proyectos

En la ventana representada en la figura 3.3 se introducen los datos proyecto tales como el año a someter la propuesta, nombre del proyecto, tipo de propuesta, objetivos, prioridad, descripción, alcance y las funciones estructurales definidas para cada área de producción.

The screenshot shows a software window titled "Proyecto" with the following fields and data:

- Número de Renglón:** 2010-131-N-29
- Renglon Asociados:** N/A
- Año Ejercicio:** 2010
- Nombre del Proyecto:** ESTIMULACION QUIMICA DEL POZO GS-106, DACION
- Año Aprobación:** 2010
- Análisis Riesgo/Costo/Beneficio:** [dropdown]
- Distrito:** San tome
- Con Exoneración I.V.A.:** [checkbox]
- Unidad Básica:** Liviano
- Tipo de Propuesta:** Programa Nuevo
- Objetivo de la Propuesta:** Mantener
- Prioridad:** Mandatorio
- Descripción:** POZO CON MERMA DE PRODUCCION DEBIDO A DEPOSITOS DE TIPO ORGANICO E INORGANICO LOCALIZADOS EN LA CARA DE LA FORMACION
- Alcance:** REALIZAR ESTIMULACION MATRICIAL REACTIVA A LA ARENA T, LM-202 PARA LA REMOCION DE DAÑO DE FORMACION Y CONSECUENTEMENTE RESTAURAR SU PRODUCCION POTENCIAL
- Comentarios:** [empty text area]

Anexos Proyecto

- Usuario Proyecto
- Estructura Jerárquica
-

Función	Nivel	Nombre
Administración	Categoría Principal	Consolidación Producción
Planificación	Clasificación Principal	04. Fie. de Crecimiento de Areas Tradicionales
Organización	REGISN	San Tome
Impacto	Principal	Potencial Livianos / Medianos
Lineamientos MENPET	Lineamiento Principal	Generación de Potencial
Presupuesto	Sub Categoría PPTO	Petróleo

At the bottom of the window are buttons: Nuevo, Guardar, Eliminar, Imprimir, Cancelar, Anterior, Siguiente, and Regresar.

Estructura
Estructura de
Estructura de
Estructura de
organización

Figura 3.8 Ventana para cargar las alternativas del proyecto de estimulación

Una vez creado el nuevo proyecto se cargaron en la alternativa de inversión de costos directos asociados con el trabajo de estimulación, base de datos del sistema, el costo de cada uno de los trabajos a realizar a los pozos GS-106, GS-285, GS-290 y LM-223, el campo, el RGP, el tiempo de vida útil que está representado en año y el ganancial de petróleo por motivo del trabajo realizado. El ganancial es la producción de crudo adicional por encima de su tasa promedio que se obtiene por la realización del trabajo, este se calcula promediando la producción de petróleo (BNPD) durante el período de evaluación. Una vez cargados todos los datos requeridos por el programa se procede a generar los resultados de los indicadores económicos, en la figura 3.4 se

observa la ventana del proyecto con cada una de sus alternativas. Los indicadores económicos para cada uno de los pozos estudiados se muestran en el capítulo 4, figuras 4.1; 4.2; 4.3 y 4.4.

CAPÍTULO IV

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 Realización de la caracterización fisicoquímica del agua de formación y el crudo obtenida mediante el muestreo en cabezal de los pozos preseleccionados como candidatos a estimulación matricial reactiva.

En esta etapa del proyecto se obtuvieron las características fisicoquímicas del agua de formación que se muestran en las tablas 4.1; 4.2; 4.3 y 4.4, las cuales fueron utilizadas para calcular los índices de estabilidad según Ryznar que se muestran en la tabla 4.5.

Tabla 4.1. Características fisicoquímicas de los pozos estudiados

POZO	DUREZA TOTAL (mg/L)	DUREZA CÁLCICA (mg/L)	DUREZA MAGNÉSICA (mg/L)	ALCALINIDAD PARCIAL	ALCALINIDAD TOTAL (mg/L)
GS-260	416,49	279,01	137,48	0	2500
GS-249	1895,70	1263,14	632,56	0	1800
GS-253	1923,00	1431,29	492,44	0	1400
GS-290	802,72	466,42	336,30	0	3350
GS-245	1853,67	1403,26	450,41	0	1200
GS-278	344,31	226,20	118,11	0	5600
GS-200	486,44	366,33	120,11	0	1800
GS-285	1749,57	1155,03	594,53	0	1500
GS-108	1278,00	1200,00	78,00	0	1000
GS-106	1556,00	1084,00	472,00	0	1400
LM-223	304,27	240,22	64,06	0	3800
LM-256	2035,83	1367,23	668,60	0	1200

LG-265	844,76	386,35	458,41	0	1700
LG-440	1401,26	838,75	562,56	0	1600
LG-534	1201,08	702,63	498,45	0	2300
LG-341	651,03	327,53	323,50	0	1800
LG-347	1799,61	1167,05	632,56	0	2000
LG-426	1621,50	1134,24	487,26	0	1900
MS-625	346,31	148,13	198,18	0	900
MS-630	684,61	406,37	278,24	0	2300

Tabla 4.2. Iones presentes en el agua de formación de los pozos estudiados

POZO	SODIO (mg)	CALCIO (mg)	MAGNESIO (mg)	CLORUROS (mg/L)	CARBONATOS (mg)	BICARBONATOS (mg)
GS-260	7906,32	111,60	33,48	10746,10	0	3000
GS-249	15364,70	505,25	153,71	23786,80	0	2160
GS-253	15263,30	572,51	119,66	23929,30	0	1680
GS-290	12747,10	186,57	81,72	17893,52	0	4020
GS-245	12530,20	561,30	109,45	19803,30	0	1440
GS-278	13906,13	90,48	28,71	17786,60	0	6720
GS-200	12371,21	146,53	29,19	18171,44	0	2160
GS-285	12667,40	462,02	144,47	19732,04	0	1800
GS-108	10732,32	480,00	18,95	19197,60	0	1200
GS-106	11565,33	433,60	114,70	17964,70	0	1680
LM-223	14195,80	96,08	15,57	19461,25	0	4560
LM-256	15190,00	546,89	162,47	24036,18	0	1440
LG-265	9518,99	154,54	111,39	14095,30	0	2040
LG-440	11518,95	335,50	136,69	17644,11	0	1920
LG-534	12435,70	281,05	121,12	18427,97	0	2760
LG-341	10332,29	131,01	78,61	15142,88	0	2160
LG-347	14663,09	466,82	153,71	22496,95	0	2400
LG-426	13198,29	453,67	118,40	20181,00	0	2280
MS-625	3717,60	59,25	48,16	5351,70	0	1080
MS-630	13471,90	162,55	67,61	19660,80	0	2760

Tabla 4.3. Propiedades fisicoquímicas de los pozos estudiados

POZO	CONDUCTIVIDAD ($\mu\text{s/cm}$)	Ph	%AyS
GS-260	79500	7,55	98,00
GS-249	165600	7,04	97,40
GS-253	160800	6,82	98,20
GS-290	147000	7,36	39,90
GS-245	153600	8,05	42,00
GS-278	135000	8,02	16,00
GS-200	117000	7,85	100,00
GS-285	132000	7,65	70,00
GS-108	69000	6,30	99,00
GS-106	66000	6,40	80,00
LM-223	109500	8,07	16,00
LM-256	124500	6,97	94,30
LG-265	108000	7,82	85,60
LG-440	139500	7,65	83,10
LG-534	151200	7,90	56,80
LG-341	99000	7,62	97,20
LG-347	145500	7,40	92,00
LG-426	102000	7,28	97,50
MS-625	37500	7,95	10,20
MS-630	135000	7,76	86,00

Tabla 4.4. Sólidos presentes en el agua de formación

POZO	SÓLIDOS DISUELTOS (ppm)	SÓLIDOS SUSPENDIDOS (ppm)	SÓLIDOS TOTALES (ppm)
GS-260	15266	68	15334
GS-249	36756	282	37038
GS-253	36530	330	36860
GS-290	30,85	0,48	31,33
GS-245	37464	720	38184
GS-278	0	0	0
GS-200	28220	688	28908
GS-285	35460	984	36444
GS-108	36,564	0,482	37,046
GS-106	37,508	0,566	38,074
LM-223	0	0	0
LM-256	38476	820	39296
LG-265	23,558	0,382	23,94
LG-440	32,082	0,488	32,57
LG-534	31406	392	31798
LG-341	22540	186	22726
LG-347	36336	424	36760
LG-426	32714	432	33146
MS-625	4200	288	4488
MS-630	29876	378	30254

Tabla 4.5. Índice de estabilidad según Ryznar para los pozos estudiados

Pozo	Índice de Ryznar
GS-260	4,7
GS-249	4,3
GS-253	4,6
GS-290	4,4
GS-245	3,6
GS-278	4,0
GS-200	4,6
GS-285	4,0
GS-108	5,5
Gs-106	5,0
LM-223	4,1
LM-256	4,7
LG-265	4,6
LG-440	4,2
LG-534	4,0
LG-341	4,8
LG-347	4,1
LG-426	4,1
MS-625	5,7
MS-630	4,3

Para que un pozo pueda ser escogido como candidato a estimular uno de los parámetros más importantes tomado como criterio es el índice de estabilidad, en este trabajo se tomó como referencia el índice de estabilidad según Ryznar para el cual la interpretación de los resultados se basa en los siguientes criterios:

- IR de 4,0 a 5,0 Agua fuertemente incrustante
- IR de 5,0 a 6,0 Agua ligeramente incrustante
- IR de 6,0 a 7,0 Agua ligeramente incrustante o corrosiva
- IR de 7,0 a 7,5 Agua significativamente corrosiva
- IR de 9,0 a mayor Agua intolerablemente corrosiva

Como se puede observar en la tabla 4.5 el agua de formación de los pozos en estudio en su mayoría presentan tendencia fuertemente incrustante, lo cual nos dice que existe presencia de iones que provocan problemas de incrustaciones en estos pozos, los cuales son: calcio, magnesio, sodio y cloruros. En el caso de los pozos GS-108 y MS-625 quedaron descartados para ser elegidos como candidatos a estimular ya que el agua de formación de los mismos tiene tendencia ligeramente incrustante.

4.2 Selección de los los pozos candidatos a estimulación matricial reactiva con problemas de incrustaciones, cuya intervención con equipos (sin taladro) sea económicamente rentable.

Los pozos seleccionados que cumplieron con los criterios establecidos se muestran en la tabla 4.6.

Tabla 4.6. Pozos seleccionados como candidatos a la propuesta de estimulación.

Pozo	Método de Levantamiento	Índice de Estabilidad	Porcentaje de Agua y Sedimentos	Cantidad de iones			
				Calcio	Magnesio	Sodio	Cloruros
GS-106	Gas lift	5,0	80,00	433,60	114,70	11565,33	17964,70
GS-285	Gas lift	4,0	70,00	462,02	144,47	12667,40	19732,04
GS-290	Gas lift	4,4	39,90	186,57	81,72	12747,10	17893,52
LM-223	Gas lift	4,1	19,75	96,08	15,57	14195,80	19461,25

El Gas Lift es un método de levantamiento artificial conocido en la industria del petróleo, los campos petroleros trascurridos años de producción exhiben distribuciones complejas de fluidos y presiones de yacimientos diferentes al iniciar las operaciones, siendo este uno de los principales desafíos con que se enfrentan los operadores de campo.

El fundamento básico es producir la mayor cantidad de crudo con menor inyección de gas, en este caso se escogieron los pozos GS-106, GS-285, GS-290 y LM-223 los cuales tienen método de levantamiento por Gas lift pensando en la disminución de costos operativos para la empresa ya que el solo hecho de aplicar la propuesta del programa presenta elevados costos, los mismos poseen agua de formación con tendencia fuertemente incrustante y un corte de agua mayor al 20% pero menor al 90%, la característica principal de un pozo petrolero para que presente problemas de incrustaciones es el alto corte de agua y en su mayoría los pozos pertenecientes al campo Dación del Distrito San Tomé presentan esta característica.

4.3. Procedimiento de estimulación matricial reactiva a los pozos seleccionados para la elaboración del programa.

En esta fase se muestran los volúmenes de penetración (V_p), los volúmenes de desplazamiento (V_d) y los volúmenes de ácidos (V_a) a inyectar a los pozos GS-106, GS-285, GS-290 y LM-223 en la tabla 4.7.

Tabla 4.7 Volúmenes a utilizar en las propuestas de estimulación matricial.

Pozo	V_a (bls)	V_d (bls)	V_p (bls)
GS-106	20	78	35
GS-285	10	20	20
GS-290	10	22	22
LM-223	6	24	12

El volumen de penetración es muy importante ya que de él depende que se alcance el radio de penetración deseada del producto en la formación rocosa.

La presión máxima de bombeo es una variante de vital importancia en la realización del procedimiento de estimulación; ya que si excede este valor se puede llegar a fracturar la formación lo que originaría un canal de comunicación entre el pozo y el acuífero cercano o una fisura de escape del fluido que se está inyectando a la formación, en el caso de los pozos GS-106, GS-285, GS-290 y LM-223 la presión máxima de bombeo es 1.500 psi por seguridad para no causar un daño a la formación.

Debido a las condiciones de los pozos escogidos las propuestas de los programas están constituidas por un tratamiento que consta de tres etapas la primera es la de pre-flujo, la segunda el tratamiento principal y la última el sobre desplazamiento.

Para la etapa de pre-flujo los porcentajes de la mezcla de solventes para los 4 pozos escogidos fueron:

50% solvente orgánico; 10% solvente mutual; 5% dispersante de asfáltenos; 35% gasoil.

En el caso de el Pozo GS-106, se escogió una estimulación matricial reactiva con tratamiento principal de MUD-ACID de ácido clorhídrico-ácido fluorhídrico(HCl-HF) en proporción 7:1, para este pozo se dispuso de toda la información necesaria desde la básica hasta la mineralogía de la arena de interés, dato que es indispensable a la hora de escoger un tratamiento para evitar crear un daño mayor al que ya se tiene.

En el caso de los pozos GS-285, GS-290 y LM-223 a pesar de contar con su información básica, análisis de laboratorio y cumplir con los criterios para ser escogido como candidato, no se encontró disponible la mineralogía de los mismo, por lo tanto para estos se escogió una estimulación matricial reactiva con ácido clorhídrico (HCl) al 15% para evitar reacciones indeseadas en el caso de utilizar un ácido mas fuerte como el ácido fluorhídrico, ya que se desconoce los iones y compuestos químicos que posee esa arena.

Las propuestas de los programas de estimulación matricial reactiva para los pozos GS-106, GS-285, GS-290 y LM-223 se muestran a continuación:


DISTRITO SAN TOMÉ-GERENCIA DE YACIMIENTOS

OPTIMIZACIÓN DE YACIMIENTOS L/M/D-SECCIÓN DE ESTIMULACIONES

PROGRAMA DE LIMPIEZA Y ESTIMULACIÓN MATRICIAL REACTIVA CON EQUIPO DE
COILED TUBING

DATOS BÁSICOS

Fecha: 13-11-2009

Pozo	GS-106	Geometría	VERTICAL
Método de Levantamiento	Gas Lift	Localización	S-FUL (ADJ)
Campo	DACIÓN-OESTE	Estación	DEFO-2 / DEPO
Coordenadas Planas (m)	Norte: 167.149,73 / Este: 586.910,29	Arena / Yacimiento	T; LM-202
Potencial, bnpd	105	Porosidad, %	26
Elevación terreno / Mesa Rotaria, pies	621/632	Profundidad, pies	6.746
Espesor lente de interés, pies	60 ; Intervalo: (6.510 – 6.570)	Permeabilidad, mD	706
Comentario geológico / Mineralogía	Formación de Arenisca, 94% Cuarzo, 1% Feldespatos, 5% de Arcilla. Minerales principales: 95% Cuarzo, 1% Microclina, 2% Albita, 2% Otros. Tipos de arcilla: 2% Kaolinita, 3% otros.		
Temperatura, °F	194		
°API crudo	21,3		
Fecha perforación	24/10/1950		
Fluido de perforación	OEM, Lodo Emulsionado (agua como fase continua y aceite como fase dispersa)		
Densidad fluido perforación, lpg	10,2		
Fecha completación original	24/11/1950		
Fluido de completación	Agua Salada		
Composición fluido completación	---		
Densidad fluido completación, lpg	---		
Presión yacimiento, actual, lpc	2.100		
Presión yacimiento, original, lpc	2.600		
Sobre balance durante la perforación/ último trabajo en arena de interés, lpc	---		

Pérdidas de circulación		---	
Factor de daño (<i>skin</i>)		---	
Estado del pozo (activo/inactivo)		Activo	
Discusión sobre producción agua		---	
Posibles obstrucciones sospechadas y/o identificadas		Presencia de materia orgánica e inorgánica en formación	
Costo Estimado, MBsF:	350,00	Costo Real, MMBs:	---
Centro Costo:	----	Clase costo:	73102001
Según la inspección, se puede realizar el trabajo (Si/No)		Sí	
Última prueba: 27/10/2009	BBPD: 421	BNPD: 67	% AyS: 84 °API: 21,3

Objetivo del trabajo.

Realizar estimulación matricial reactiva a la arena T; LM-202, con la finalidad de remediar daño de formación, ocasionado por presencia de depósitos orgánicos e inorgánicos, localizados en el área crítica de drenaje del pozo.

Justificación del trabajo.

Pozo actualmente activo, produciendo por debajo del potencial, con disminución sostenida de la tasa neta de producción. El día 21/07/09 se entregó a laboratorio muestra del pozo para caracterización del crudo y análisis físico-químico del agua asociada. Luego de conocer la composición físico-química del agua de formación, y utilizando el método de Ryznar para determinar la naturaleza de la misma, se obtuvo que es fuertemente incrustante, basado en el índice de estabilidad, el cual arrojó un valor de 5. En tal sentido, se recomienda realizar estimulación matricial reactiva, con **mezcla de solventes y sistemas ácidos**, para remover posibles depósitos presentes en el área crítica de drenaje del pozo y así restaurar la permeabilidad de la formación a su valor original e incrementar su capacidad de producción.

Tabla 4.8. Resumen de fluidos a utilizar en el pozo GS-106

Descripción del Producto	Empresa Suministro	Cantidad (bls.)
Solvente Aromático	Cía. Serv.	23
Solvente Mutual	Cía. Serv.	3
Dispersante de Asfaltenos	Cía. Serv.	2
Ácido Clorhídrico al 7.5%	Cía. Serv.	5
Ácido Clorhídrico al 10%	Cía. Serv.	20
Mud Acid (HCl-HF) 7:1	Cía. Serv.	10
Agua con NH ₄ Cl al 5%	Cía. Serv.	113

Procedimiento

- ✓ Mudar equipo de coiled tubing y equipos auxiliares a la locación.
- ✓ Discutir programa de trabajo PDVSA - Empresa de coiled tubing.
- ✓ Revisar operatividad de las válvulas del cabezal.
- ✓ Realizar charla de seguridad, llenar SARO.
- ✓ Probar líneas y conexiones del equipo de coiled tubing.
- ✓ Si existe filtración severa y no se puede corregir, suspender operaciones (Sup. de Subsuelo).
- ✓ Verificar las condiciones iniciales del pozo (presiones del casing y tubing) utilizando manómetro. (Resp: Operador-Custodio del Pozo/ Sup. de Subsuelo).
- ✓ Instalar registrador de dos presiones, para registrar presiones de tubing y casing durante la operación (Operador del coiled tubing/Sup. de Subsuelo), con carácter obligatorio.
- ✓ Bajar equipo de coiled tubing hasta 6.575' s/p (sump packer), bombeando gasoil a tasa mínima. Realizar pull test (prueba de tensión),

cada 1.000'. Tomar en consideración las siguientes profundidades durante el descenso del coiled tubing: mandriles 2-7/8" EUE con válvulas de gas lift @ 1.109', 1.749', 2.264', 2.778', 3.293', 3.743', 4.130', 5.267', 6.158', niple BXN a 6.391', empaque con grava a 6.425', empacadura Sump Packer 6.575' de profundidad.

- ✓ En caso de encontrar relleno durante el descenso, realizar limpieza del mismo utilizando gasoil y baches de gel base aceite, hasta obtener retornos limpios en superficie, esperar por decantación y verificar fondo limpio.
- ✓ Una vez verificado fondo limpio, realizar limpieza de la tubería de producción, utilizando 5 bls. de solvente aromático (Xileno o Insol), seguidos de 5 bls. de HCl al 7,5% (con aditivos). Realizar fondo arriba hasta obtener retornos limpios en superficie. Tomar muestras (obligatorio).
- ✓ Realizar estimulación matricial reactiva a la arena T; LM-202, reciprocando el coiled tubing a lo largo del intervalo perforado (6.510'-6.570'), y de acuerdo al siguiente procedimiento de trabajo:
 - ✓ **Etapas de Pre-flujo:**
 - ✓ Bombear 35 bls. de mezcla de solventes (18 bls. de solvente aromático + 3 bls. de solvente mutual + 2 bls. de dispersante de asfaltenos + 12 bls. de gasoil) con una tasa máxima de bombeo de 0.5 BPM y una presión máxima de 1.500 lpc. Una vez que la mezcla de solventes se encuentre en la punta del coiled tubing, cerrar el espacio anular y forzar hacia la formación, con una presión máxima de cabezal de 1.500 lpc. En caso de alcanzar 1.500
 - ✓ lpc, bajar la tasa de bombeo o parar el bombeo, esperar que baje a 600 lpc y continuar bombeando a una tasa menor. (Supervisor de Subsuelo / Estimulaciones).

- ✓ Dejar la mezcla de solventes en remojo por un período de 02 horas dentro de la formación.
- ✓ Bombear 35 bls. de agua tratada con NH_4Cl al 5% (aditivada con surfactante), a través de la tubería del coiled tubing. Utilizar una tasa máxima de bombeo de 0,5 BMP y una presión máxima de 1.500 lpc en cabezal.
- ✓ Bombear 20 bls. de HCl al 10% con aditivos, con una presión máxima en cabezal de 1.500 lpc.

Etapas de Tratamiento Principal:

Bombear 10 bls de Mud Acid (HCl-HF) en proporción 7:1, con aditivos tales como: surfactante, secuestrante de hierro, inhibidor de corrosión, estabilizador de arcillas y solvente mutual, con una presión máxima de 1.500 lpc. En caso de alcanzar 1.500 lpc, bajar la tasa de bombeo o parar el bombeo, esperar que baje a 600 lpc y continuar bombeando a una tasa menor. (Supervisor de Subsuelo / Estimulaciones).

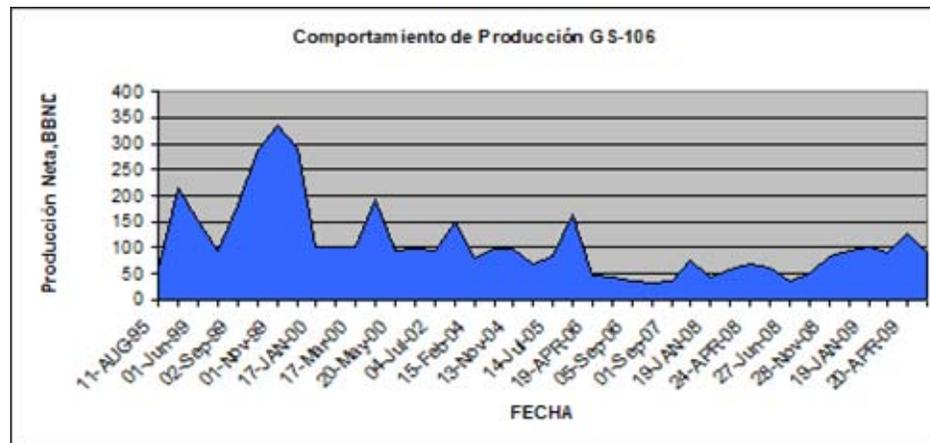
Etapas de Sobredesplazamiento:

- ✓ Bombear 78 bls. de agua tratada con NH_4Cl al 5% (aditivada con surfactantes), para desplazar la mezcla de ácidos fuera del área crítica de drenaje del pozo, cuidando de no exceder la presión máxima de 1.500 lpc en cabezal.
- ✓ Realizar inducción a la arena T; LM-202, mediante bombeo de Nitrógeno hasta obtener retornos en superficie de los fluidos bombeados, con un porcentaje de crudo mayor de 15%, o un valor de $\text{pH} \geq 5$.

- ✓ Desvestir unidad de coiled tubing y notificar a PDVSA la culminación de las operaciones.
- ✓ Mudar unidad de coiled tubing y entregar reporte de operaciones a Operaciones de Producción y Optimización PDVSA (Supervisor de Subsuelo / Estimulaciones).

ANEXOS:

- ✓ Histórico de producción del pozo.
- ✓ Antecedentes.(Trabajos de subsuelo).
- ✓ Mapa Isópaco – Estructural.
- ✓ Diagrama de Completación Actual.
- ✓ Resultados Análisis de Laboratorio.



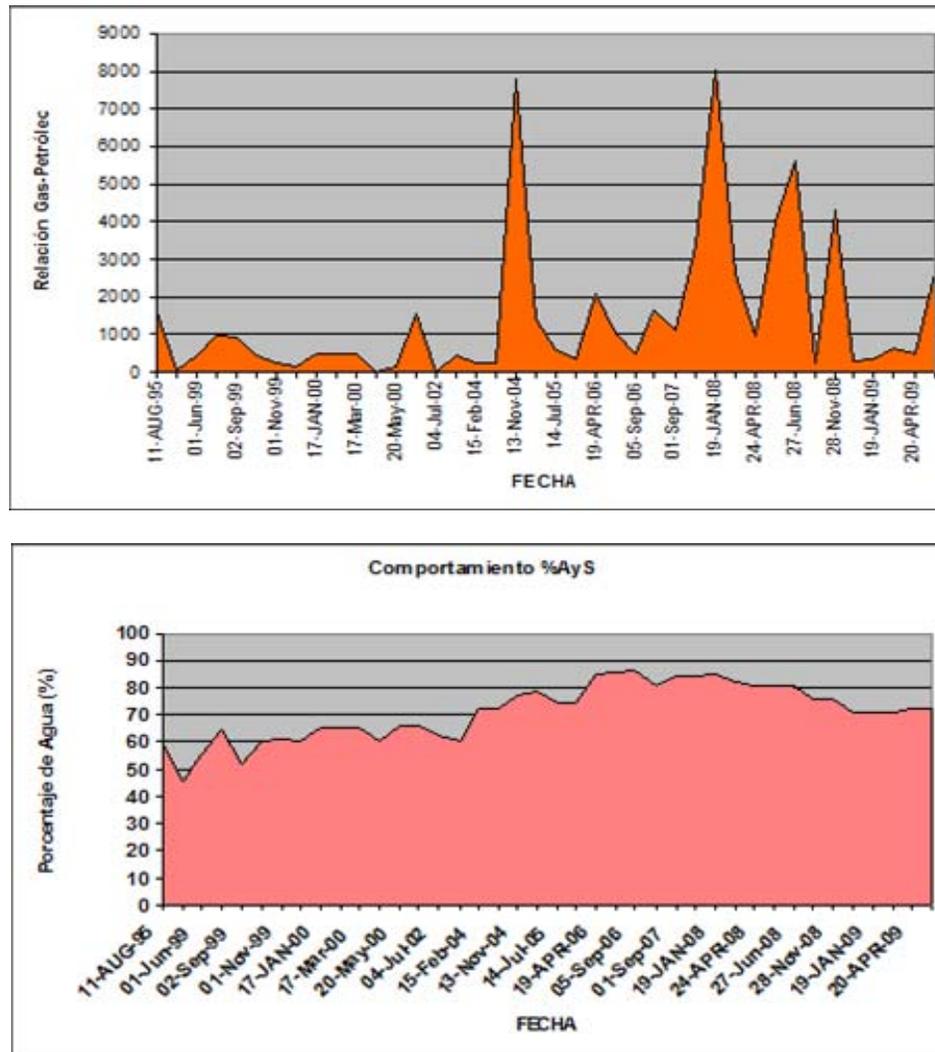


Figura 4.1. Histórico de producción del pozo GS-106

Antecedentes (trabajos de subsuelo)

Chequeo mecánico (20/11/2007):

Presión de Tubing de 80 lpc y Presión de Casing de 500 lpc, se bajó cortador de 2 9/32" a 6.410' según guaya fina con bloque de impresión de 2 1/4" a 6.410' se detectó niple vacío, se bajó toma de muestra de 1 1/2" a 6.579' y se recuperó arena.

Chequeo mecánico (27/11/2007):

Presión de Tubing de 720 lpc; nivel de fluido de 3.000', se bajó cortador de 2 9/32" a 6.390' según guaya fina, se detectó niple "XN" a 6.391' según programa, se bajó toma muestra de 1 1/4" a 6.462' no se recuperó muestra, se bajó 30' de barra 2 1/8" no pasó a 6.465' (fluido pesado), se preparó pozo para posterior registro de saturación.

Limpieza mecánica (07/02/2008):

Se bajó Coiled Tubing de 1 1/4"+ jet de 1 1/2" consiguiendo apoyo a 6.582', se realizó limpieza mecánica a la arena "T" (6.510'-6.570'), con bombeo de agua salada + gel base agua + N2 a 0,6 BPM y 400 SCF retornando en superficie petróleo + agua, se realizó fondo arriba hasta observar retorno limpio, se sacó Coiled Tubing. Antes del trabajo la producción del pozo era 275 BBPD, 43 BNPD y después de la limpieza la producción se incrementó a 316 BBPD y 56 BNPD.

Chequeo mecánico (09/02/2008):

Presión de Tubing de 200 lpc y Presión de Casing de 500 lpc, se bajó cortador de 2 9/32" a 6.397' según guaya fina, con bloque de impresión de 1 3/4" a 6.495', se bajó con 10' barra de 1 1/4", se bajó toma de muestra de 1 1/4" a 6.558' según guaya fina no trajo muestra, fondo limpio.

Chequeo mecánico (05/03/2008):

Presión de Tubing de 200 lpc y Presión de Casing de 1.000 lpc, se bajó cortador de 2 9/32" + 10' de barras 1 3/4" y no paso a 3.283' según guaya fina, por fluido pesado.

Chequeo mecánico (03/04/2008):

Presión de Tubing de 600 lpc y de Presión de Casing de 1.040 lpc, nivel de fluido de 2.750', se bajó cortador de 2 9/32" a 6.389' según guaya fina, cortador de 2" a 6.487', se bajó toma de muestra de 1 3/4" a 6.576', no se recuperó relleno, sarta rígida + 30' de barra de 1 11/16" + trompito 1 3/4" a 6.510'.

Registro de saturación (17/04/2008):

Se suspendió operaciones debido a obstrucción a 4.621', no se pudo llegar a la profundidad deseada .

Chequeo mecánico (22/04/2008):

Presión de Tubing de 600 lpc y de Presión de Casing de 750 lpc, nivel de fluido de 2.750', se bajó cortador de 2 9/32" a 6.377' según guaya fina, con bloque de impresión de 2 1/4" a 6.377' impresión de escala fuerte, se tomó muestra 1 1/4" a 6.565' según guaya fina, se recuperó poca muestra.

Registro de saturación (05/06/2008):

Presión de Tubing de 350 lpc y Presión de Casing de 700 lpc, se bajó GR-CCL de 1 11/16" + cortador de 1 3/4" a 6.614', se realizó registro de saturación a la arena "T" (6.510'-6.570'), 3 corridas.

Registro fluyente (25 al 27/05/2009):

Se bajaron sensores y se realizó registro fluyente estático a la arena "T", haciendo paradas según programa, por un tiempo de restauración de 24 hrs.

Chequeo mecánico (16/11/2009):

Presión de Tubing de 110 lpc y Presión de Casing de 900 lpc, con un nivel de fluido de 1.100', se bajó cortador de 2 9/32" a 6.436' según guaya fina, bloqueo de impresión de 2 1/4" a 6.436' impresión de niple vacío, se bajó toma muestra de 1 1/4" a 6.619' según guaya fina, se recuperó relleno, se determinó 37' de relleno sobre tapón de hierro, perforaciones limpias.

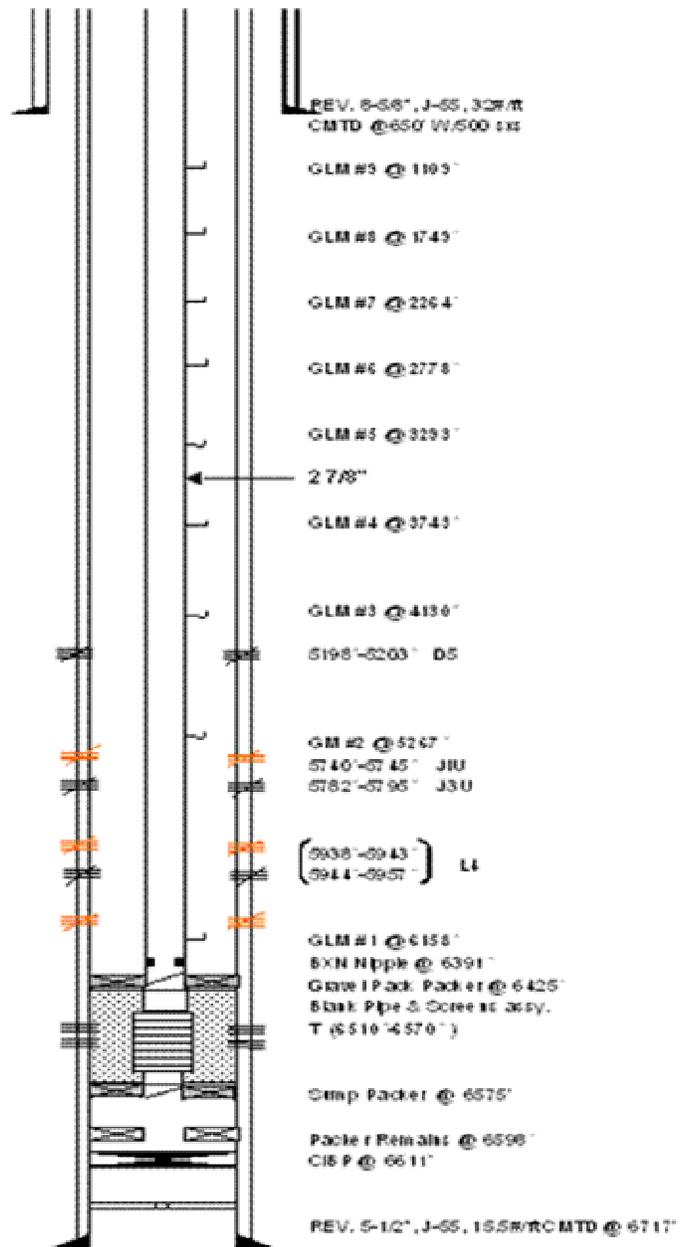


Figura 4.2. Diagrama de completaci3n actual del pozo GS-106

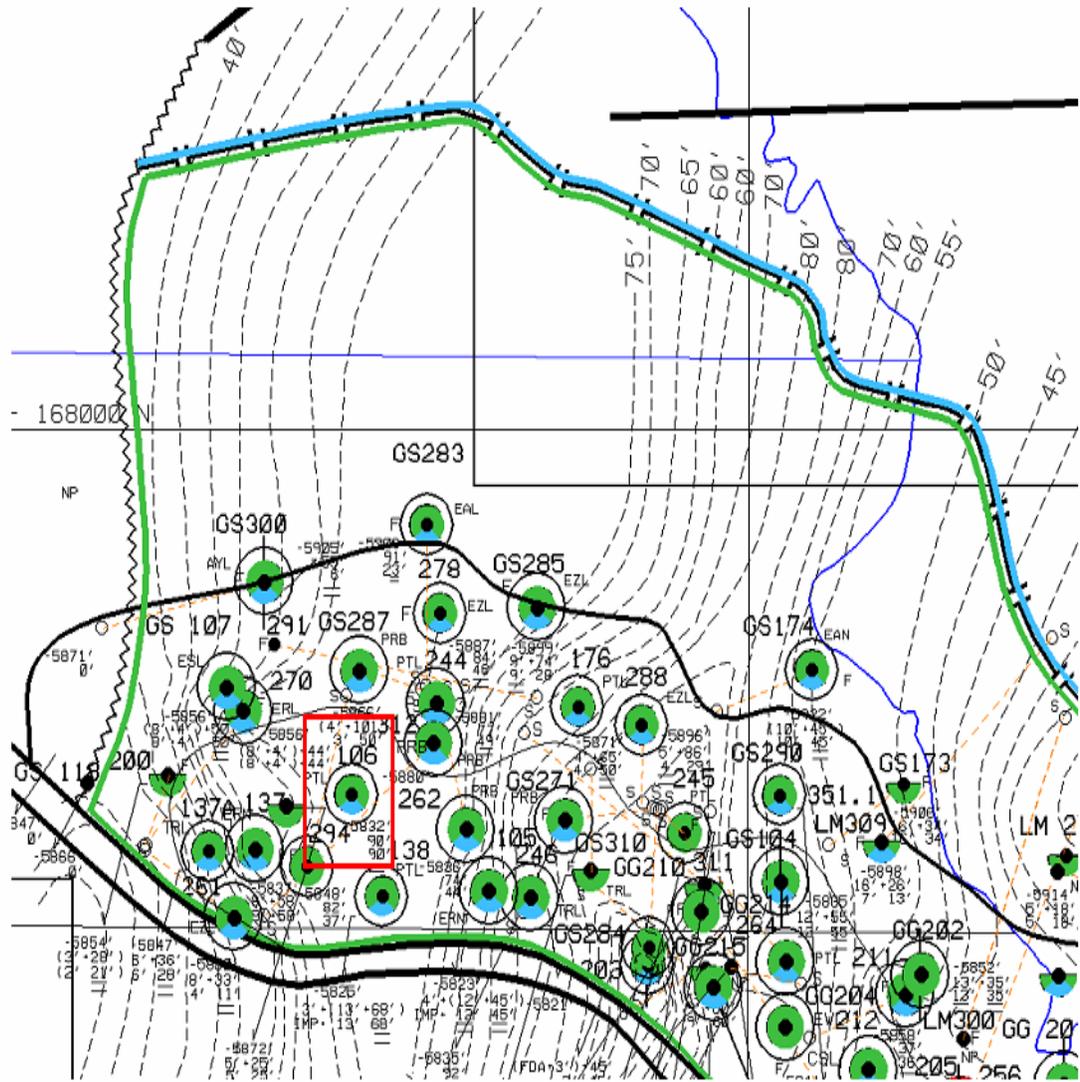


Figura 4.3. Mapa isopaco estructural arena T; LM-202 / GS-106

Resultados de análisis de laboratorio GS-106.

	GERENCIA DE OPERACIONES DE PRODUCCIÓN SUPERINTENDENCIA DE TRATAMIENTO Y CALIDAD DE FLUIDOS	Código CASTM-F-2-2-13	
	CENTRO DE ANÁLISIS SAN TOMÉ PROCESO: GESTIÓN DE ENSAYO DE MUESTRAS	Revisión 1	Última Revisión 29/06/09
	REPORTE DE ENSAYO DE CRUDO		Página 1 de 1

NÚMERO DE REPORTE CR-03030-09

1- DATOS DEL CLIENTE			
1-1 Solicitante (Nombre y Apellido) Roberto Falsirolis	1-2 Gerencia / Departamento / Unidad Yacimiento Optim. Liv- Mediano	1-3 Número de contrato -	1-4 Distrito San Tomé
1-5 Teléfono 83366	1-6 Centro de costo 101204582	1-7 Clase de costo -	1-8 Autorizado por Adriana Gil
1-9 Dirección de correo electrónico falsirolir@pdvsa.com		1-10 Otras direcciones de correo electrónico -	

2- DATOS DE LA MUESTRA			
2-1 Código de la muestra 07391-09	2-2 Nombre de la muestra Pozo: GS-106	2-3 Punto de muestreo -	
2-4 Fecha de toma 21/07/2009	2-5 Fecha de entrada al CASTM 22/07/2009	2-6 Fecha de ejecución de ensayo 23/07/2009	2-7 Fecha de emisión de reporte 23/07/2009

3- RESULTADOS DE ENSAYOS				
ENSAYO	RESULTADO	Incertidumbre	Unidades	NORMA
Agua por destilación	-	-	%v/v	ASTM D 4006:81 (2005)
Agua y sedimentos	80,0	-	%v/v	ASTM D 4007:02 (2005)
Agua y sedimentos sin desmenuzante	18,0	-	%v/v	Procedimiento Interno
Sedimentos	0,0	-	%v/v	Procedimiento Interno
Emulsión	62,0	-	%v/v	Procedimiento Interno
Tipo de emulsión	DÉBIL	-	%v/v	Procedimiento Interno
Azufre	-	-	%p/p	ASTM D 2622:08
Contenido de arena	-	-	mg/L (ppm)	Procedimiento Interno
Contenido de Sulfuro de hidrógeno	-	-	ppm	ASTM D 5705:03
Densidad	-	-	g/mL	Procedimiento Interno
(1) Gravedad API	20,42	+/- 0,20	°API	ASTM D 287:82 (2006)
Gravedad específica	-	-	Adimensional	Procedimiento Interno
Punto de inflamación (TAG copa cerrada)	-	-	°C	ASTM D 56:05
Punto de inflamación (Cleveland copa abierta)	-	-	°C	ASTM D 92:05
Salinidad	-	-	PTB	ASTM D 3230:06

(1) La Incertidumbre expandida reportada está basada en la Incertidumbre estándar combinada (Uc) multiplicada por un factor de cobertura K=2 para un nivel de confianza de aproximadamente 95,45%, de acuerdo a lo establecido en la Norma Convenio 3631:2000 "Guía para la expresión de la incertidumbre de las mediciones".

4- CONDICIONES AMBIENTALES			
4.1 Temperatura	28,1	-	°C
4.2 Humedad relativa	57,0	-	%
4.3 Presión barométrica	741,0	-	mmHg

5- OBSERVACIONES	

* Este informe cumple lo establecido en el aparte 5.10.2 de la Norma ISO/IEC 17025:2005. * Los resultados se refieren únicamente a la muestra identificada. * Se prohíbe la reproducción de este documento sin la autorización del laboratorio.	Aprobado por: Manuel Ríos Supervisor de Laboratorio
---	--

Dirección: Centro de Análisis San Tomé, Campo Norte, San Tomé, Edo. Anzoátegui.
Teléfonos: CANTV 0283-2302027; Interfial: 82027, 82026.

Dirección de correo: ostosaj@pdvsa.com, riosmf@pdvsa.com, cedenosj@pdvsa.com, velasquezmv@pdvsa.com

	GERENCIA DE OPERACIONES DE PRODUCCIÓN SUPERINTENDENCIA DE TRATAMIENTO Y CALIDAD DE FLUIDOS		Código CASTM-F-2-2-10	
	CENTRO DE ANÁLISIS SAN TOMÉ PROCESO: GESTIÓN DE ANÁLISIS DE MUESTRAS		Revisión	Última Revisión
	REPORTE DE ENSAYO DE AGUA		0	28/01/09
			Página 1 de 1	

NÚMERO DE REPORTE AA-03045-09

1. DATOS DEL CLIENTE			
1-1 Solicitante (Nombre y Apellido) Roberto Falsioli	1-2 Gerencia / Departamento / Unidad Yacimientos / Optimización / Liviano Mediano	1-3 Número de contrato -	1-4 Distrito San Tomé
1-5 Teléfono 83388	1-6 Centro de costo 101204582	1-7 Clase de costo -	1-8 Autorizado por Adriana Gil
1-9 Dirección de correo electrónico falsioli@pdvsa.com		1-10 Otras direcciones de correo electrónico -	
2. DATOS DE LA MUESTRA			
2-1 Código de la muestra 07391-09	2-2 Nombre de la muestra Agua del Pozo: GS-106		2-3 Punto de muestreo -
2-4 Fecha de toma 21/07/2009	2-5 Fecha de entrada al CASTM 22/07/2009	2-6 Fecha de ejecución de ensayo 24/07/2009	2-7 Fecha de emisión de reporte 24/07/2009

3. RESULTADOS DE ENSAYOS					
PARÁMETRO	ppm	NORMA	PARÁMETRO	ppm	NORMA
Alcalinidad parcial	0,0	SM 2320	Magnesio	114,700	SM 2340
Alcalinidad total	1.400,0	SM 2320	Sólidos disueltos	37,5	SM 2540 C
Bicarbonatos (CaCO ₃)	1.400,0	ASTM D 1126:02	Sólidos suspendidos	0,6	SM 2540 D
Calcio	433,6	SM 2340	Sólidos totales	38,1	SM 2540 B
Carbonatos (CaCO ₃)	0,0	ASTM D1126:02	Sodio	11.565,3	P. Interno
Cloruros	17.964,0	SM 4500			
Dureza Cálcica (CaCO ₃)	1.084,0	ASTM D 1126:02			
Dureza Total (CaCO ₃)	1.556,0	ASTM D 1126:02			
Hidrocarburos	-	ASTM D 3921:85			
DETERMINACIONES		Unidades	NORMA		
Conductividad Eléctrica	66.000,0	(micro-mhos/cm) a 25 °C	SM 2510		
Gravedad Específica (60/60 °F)	1,0204	Adimensional	ASTM D 1429:03		
Índice de estabilidad	6,0	RYZNAR			
pH	6,4	Adimensional	ASTM D 1293:95		
Resistividad	-	(ohm.cm ⁻¹) a 25 °C	SM 2510		

4. CONDICIONES AMBIENTALES					
4.1 Temperatura	25,6	°C	4.2. Humedad relativa	62,0	%
			4.3. Presión barométrica	741,0	mmHg

5. OBSERVACIONES	
* Tomando como base el método de Ryznar, la muestra tiene una tendencia fuertemente incrustante.	

<p>* Este informe cumple lo establecido en el aparte 5.10.2 de la Norma ISO/IEC 17025:2005.</p> <p>* Los resultados se refieren únicamente a la muestra identificada.</p> <p>* Se prohíbe la reproducción de este documento sin la autorización del laboratorio.</p>	<p>Aprobado por:</p> <p>Manuel rios</p> <p>Supervisor de Laboratorio</p>
--	---



DISTRITO SAN TOMÉ
GERENCIA DE YACIMIENTOS
 OPTIMIZACIÓN DE YACIMIENTOS L/M/D
 SECCIÓN DE ESTIMULACIONES

**PROGRAMA DE LIMPIEZA Y ESTIMULACIÓN MATRICIAL REACTIVA CON
 EQUIPO DE COILED TUBING**

DATOS BÁSICOS

Fecha: 16-11-2009

Pozo	GS-285	Geometría	INCLINADO
Método de Levantamiento	Gas Lift	Localización	G-XA
Campo	DACIÓN-OESTE	Estación	DEF0-2
Coordenadas Planas (m)	Norte: 167.371,60 / Este: 587.197,13	Arena / Yacimiento	R4U; LM-201
Potencial, bnpd	137	Porosidad, %	22
Elevación terreno / Mesa Rotaria, pies	617/632	Profundidad, pies	6.831
Espesor lente de interés, pies	10; (6.570-6.580)	Permeabilidad, mD	856
Comentario geológico / Mineralogía		No Disponible	
Temperatura, °F		208	
°API crudo		16,1	
Fecha perforación		5/04/2002	
Fluido de perforación		Lignosulfonato	
Densidad fluido perforación, lpg		10,4	
Fecha completación original		14/06/2002	
Fluido de completación		Agua Salada Filtrada + 2% KCl	

Composición fluido completación		---	
Densidad fluido completación, lpg		8,4	
Presión yacimiento, actual, lpc		2.083	
Presión yacimiento, original, lpc		2.550	
Sobre balance durante la perforación/ último trabajo en arena de interés, lpc		---	
Pérdidas de circulación		---	
Factor de daño (<i>skin</i>)		---	
Estado del pozo (activo/inactivo)		Activo	
Discusión sobre producción agua		---	
Posibles obstrucciones sospechadas y/o identificadas		Presencia de materia orgánica e inorgánica en la matriz de la formación	
Costo Estimado, MBsF:	350,00	Costo Real, MMBs:	---
Centro Costo:	----	Clase costo:	73102001
Según la inspección, se puede realizar el trabajo (Si/No)		Sí	
Última prueba: 19/08/2008	BBPD: 620	BNPD: 74	% AyS: 88 °API: 16,1

Objetivo del trabajo.

Realizar estimulación matricial reactiva a la arena R4U; LM-201, con la finalidad de remediar daño de formación, ocasionado por presencia de depósitos orgánicos e inorgánicos, localizados en el área crítica de drenaje del pozo.

Justificación del trabajo.

Pozo actualmente activo, produciendo por debajo del potencial, con disminución sostenida de la tasa neta de producción. El día 05/08/09 se entregó a laboratorio muestra del pozo para caracterización del crudo y análisis físico-químico del agua asociada. Luego de conocer la composición físico-química del agua de

formación, y utilizando el método de Ryznar para determinar la naturaleza de la misma, se obtuvo que es fuertemente incrustante, basado en el índice de estabilidad, el cual arrojó un valor de 4. En tal sentido, se recomienda realizar estimulación matricial reactiva, con mezcla de solventes y ácido clorhídrico (HCl) al 15%, para remover posibles depósitos presentes en el área crítica de drenaje del pozo y así restaurar la permeabilidad de la formación a su valor original e incrementar su capacidad de producción.

4.9. Tabla resumen de fluidos a utilizar EN EL POZO GS-285

Descripción del Producto	Empresa Suministro	Cantidad (bls.)
Solvente Aromático	Cía. Serv.	10
Solvente Mutual	Cía. Serv.	2
Dispersante de Asfaltenos	Cía. Serv.	1
Ácido Clorhídrico al 7.5%	Cía. Serv.	5
Ácido Clorhídrico al 15%	Cía. Serv.	10
Agua con NH ₄ Cl al 5%	Cía. Serv.	40
Solvente (Gasoil)	Cía. Serv.	7

Procedimiento

- ✓ Mudar equipo de coiled tubing y equipos auxiliares a la locación.
- ✓ 2. Discutir programa de trabajo PDVSA – Empresa de coiled tubing.
- ✓ 3. Revisar operatividad de las válvulas del cabezal.
- ✓ Realizar charla de seguridad, llenar SARO.
- ✓ Probar líneas y conexiones del equipo de coiled tubing.
- ✓ Si existe filtración severa y no se puede corregir, suspender operaciones (Sup. De Subsuelo).
- ✓ Verificar las condiciones iniciales del pozo (presiones del casing y tubing) utilizando manómetro. (Resp: Operador-Custodio del Pozo/ Sup. De Subsuelo).

- ✓ Instalar registrador de dos presiones, para registrar presiones de tubing y casing durante la operación (Operador del coiled tubing/Sup. De Subsuelo), con carácter obligatorio.
- ✓ Bajar equipo de coiled tubing hasta 6.627' s/p (niple "XN" 3-1/2" con tapón), bombeando gasoil a tasa mínima. Realizar pull test (prueba de tensión), cada 1.000'. Tomar en consideración las siguientes profundidades durante el descenso del coiled tubing mandriles 3-1/2" con válvula de gas lift a 2.799', válvula orificio a 4.105', válvulas dummy a 4.905', 5.706', 6.378', manga deslizante 3 1/2" a 6.422, on-off tool a 6.458' empacadura hidráulica a 6.491', manga deslizante 3 1/2" a 6.529' y niple "XN" con tapón a 6.627'.
- ✓ En caso de encontrar relleno durante el descenso, realizar limpieza del mismo utilizando gasoil y baches de gel base aceite, hasta obtener retornos limpios en superficie, esperar por decantación y verificar fondo limpio.
- ✓ Una vez verificado fondo limpio, realizar limpieza de la tubería de producción, utilizando 5 bls. de solvente aromático (Xileno o Insol), seguidos de 5 bls. de HCl al 7,5% (con aditivos). Realizar fondo arriba hasta obtener retornos limpios en superficie. Tomar muestras (obligatorio).
- ✓ Realizar estimulación matricial reactiva a la arena R4U; LM-201, reciprocando el coiled tubing a lo largo del intervalo perforado (6.570'-6.580'), y de acuerdo al siguiente procedimiento de trabajo:

Etapas de Pre-flujo:

- ✓ Bombear 20 bls. de mezcla de solventes (10 bls. de solvente aromático + 2 bls. de solvente mutual + 1 bl. de dispersante de asfalténos + 7 bls. de gasoil) con una tasa máxima de bombeo de 0.5 BPM y una presión máxima de 1.500 lpc. Una vez que la mezcla de solventes se encuentre en la punta del coiled tubing, cerrar el espacio anular y forzar hacia la

formación, con una presión máxima de cabezal de 1.500 lpc. En caso de alcanzar 1.500 lpc, bajar la tasa de bombeo o parar el bombeo, esperar que baje a 600 lpc y continuar bombeando a una tasa menor. (Supervisor de Subsuelo / Estimulaciones).

- ✓ Dejar la mezcla de solventes en remojo por un período de 02 horas dentro de la formación.
- ✓ Bombear 20 bls. de agua tratada con NH₄Cl al 5% (aditivada con surfactantes), a través de la tubería del coiled tubing. Utilizar una tasa máxima de bombeo de 0,5 BMP y una presión máxima de 1.500 lpc en cabezal.
- ✓

Etapas de Tratamiento:

Bombear 10 bls de HCl al 15%, con aditivos tales como: surfactante, secuestrante de hierro, inhibidor de corrosión, estabilizador de arcillas y solvente mutual, con una presión máxima de 1.500 lpc. En caso de alcanzar 1.500 lpc, bajar la tasa de bombeo o parar el bombeo, esperar que baje a 600 lpc y continuar bombeando a una tasa menor. (Supervisor de Subsuelo / Estimulaciones).

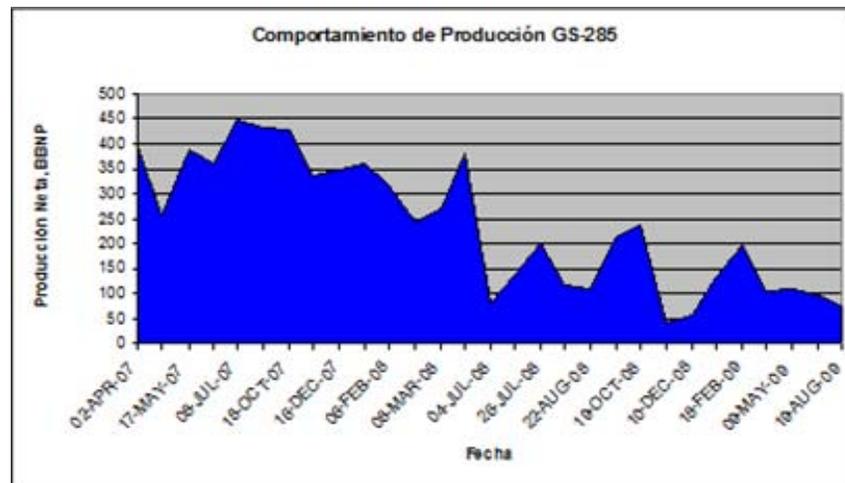
Etapas de Sobredesplazamiento:

- ✓ Bombear 20 bls. de agua tratada con NH₄Cl al 5% (aditivada con surfactante), para desplazar la mezcla de ácidos fuera del área crítica de drenaje del pozo, cuidando de no exceder la presión máxima de 1.500 lpc en cabezal.
- ✓ Realizar inducción a la arena R4U; LM-201, mediante bombeo de Nitrógeno hasta obtener retornos en superficie de los fluidos bombeados, con un porcentaje de crudo mayor de 10%, o un valor de pH \geq a 5.
- ✓ Desvestir unidad de coiled tubing y notificar a PDVSA la culminación de las operaciones.

- ✓ Mudar unidad de coiled tubing y entregar reporte de operaciones a Operaciones de Producción y Optimización PDVSA (Supervisor de Subsuelo / Estimulaciones).

ANEXOS:

- ✓ Histórico de producción del pozo.
- ✓ Antecedentes (Trabajos de subsuelo).
- ✓ Mapa Isopaco – Estructural.
- ✓ Diagrama de Completación Actual.
- ✓ Resultados Análisis de Laboratorio.



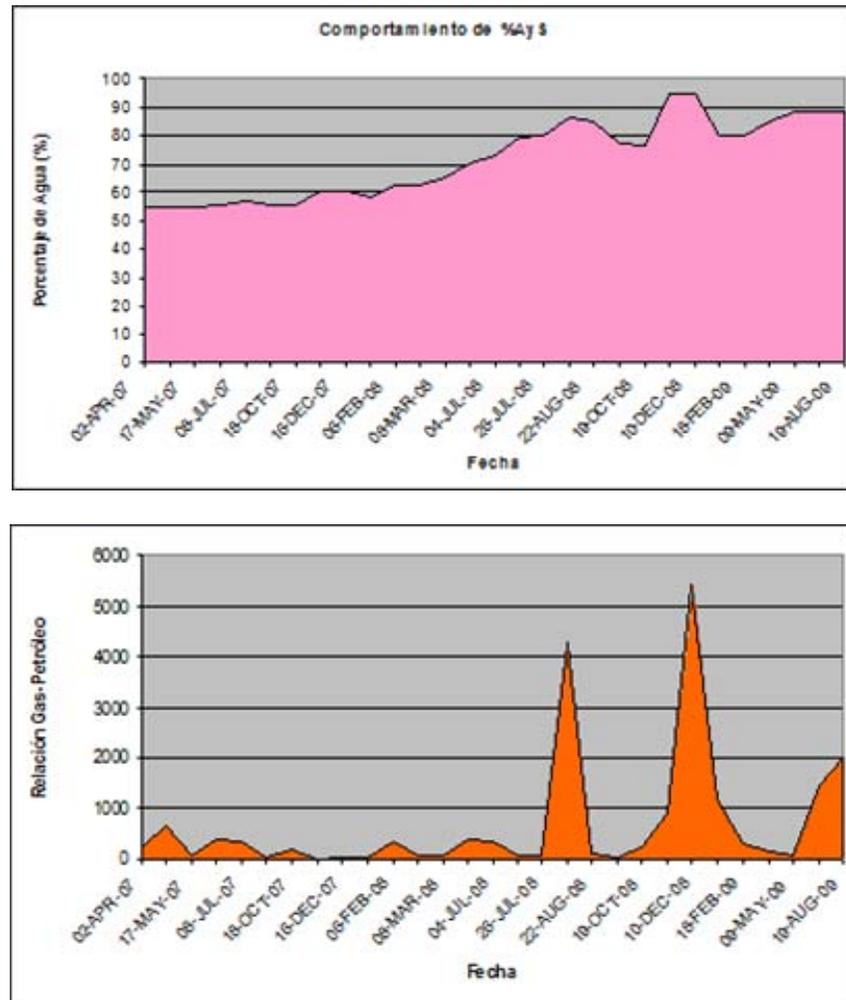


Figura 4.4. Histórico de producción del pozo GS-285

Antecedentes (trabajos de subsuelo).

Registro fluyente (21/05/2008):

Presión de Tubing de 150 lpc , se bajó cortador de 2 23/32" a 3.460' según guaya fina con dificultad debido a fluido pesado, se realizó fluyente a la arena "R4U" (6.570'-6.580') según paradas programadas.

Rediseño de válvula gas lift (23/07/2008):

Presión de Tubing 80 lpc y Presión de Casing de 1.100 lpc con un nivel de fluido de 200', se bajó cortador de 2 3/4" a 6.618' según guaya fina, bloque de

impresión de 2 23/32” a 6.618’; con impresión de prong, collar stop a 5.028’ según guaya fina, K.O.T “SMS” con pescante “JDC” a 4.891’, 4.090’ y 2.781’ y se recuperó válvula gas lift, K.O.T con bajante a 4.900’ según programación , 4.891’ según guaya fina y 2.800’ según programación y 2.781’ según guaya fina con dificultad para localizar los mandriles.

Chequeo mecánico (26/08/2009):

Presión de Tubing de 150 lpc y Presión de Casing de 1.400 lpc con un nivel de fluido de 1.100’, se bajó cortador de 2 25/32” a 6.624’ según guaya fina, bloqueo de impresión de 2 3/4” a 6.624’ con impresión de prong del tapon “XN” y llave selectiva, se verificó camisa de producción abierta a 6.531’ según guaya fina y camisa de circulación cerrada a 6.423’ según guaya fina.

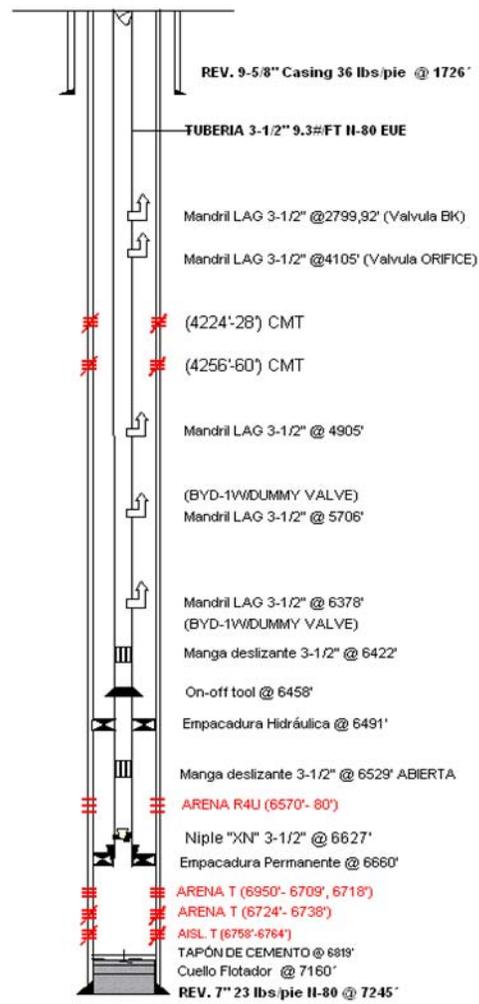


Figura 4.5. Diagrama de completación actual del pozo GS-285

RESULTADOS DE ANÁLISIS DE LABORATORIO GS-285

	GERENCIA DE OPERACIONES DE PRODUCCIÓN SUPERINTENDENCIA DE TRATAMIENTO Y CALIDAD DE FLUIDOS		Código CASTM-F-2-2-13	
	CENTRO DE ANÁLISIS SAN TOMÉ PROCESO: GESTIÓN DE ENSAYO DE MUESTRAS		Revisión 1	Última Revisión 23/06/09
	REPORTE DE ENSAYO DE CRUDO		Página 1 de 1	

NÚMERO DE REPORTE CR-03302-09

1- DATOS DEL CLIENTE			
1-1 Solicitante (Nombre y Apellido) Roberto Falsirolí	1-2 Gerencia / Departamento / Unidad Yacimientos Optimización Liviano Mediano	1-3 Número de contrato -	1-4 Distrito San Tomé
1-5 Teléfono 83366	1-6 Centro de costo 101204582	1-7 Clase de costo -	1-8 Autorizado por Adriana Gil
1-9 Dirección de correo electrónico falsirolir@pdvsa.com		1-10 Otras direcciones de correo electrónico -	

2- DATOS DE LA MUESTRA			
2-1 Código de la muestra 07846-09	2-2 Nombre de la muestra GS-285	2-3 Punto de muestreo -	
2-4 Fecha de toma 05/08/2009	2-5 Fecha de entrada al CASTM 06/08/2009	2-6 Fecha de ejecución de ensayo 07/08/2009	2-7 Fecha de emisión de reporte 07/08/2009

3- RESULTADOS DE ENSAYOS				
ENSAYO	RESULTADO	Incertidumbre	Unidades	NORMA
Agua por destilación	-	-	%v/v	ASTM D 4006:01 (2005)
Agua y sedimentos	70,0	-	%v/v	ASTM D 4007:02 (2005)
Agua y sedimentos sin desmenuzante	28,0	-	%v/v	Procedimiento Interno
Sedimentos	0,025	-	%v/v	Procedimiento Interno
Emulsión	40,0	-	%v/v	Procedimiento Interno
Tipo de emulsión	DEBIL	-	%v/v	Procedimiento Interno
Azufre	-	-	%p/p	ASTM D 2022:08
Contenido de arena	-	-	mg/L (ppm)	Procedimiento Interno
Contenido de Sulfuro de hidrógeno	-	-	ppm	ASTM D 5705:03
Densidad	-	-	g/mL	Procedimiento Interno
Gravedad API	19,20	-	*API	ASTM D 287:02 (2006)
Gravedad específica	-	-	Adimensional	Procedimiento Interno
Punto de inflamación (TAG copa cerrada)	-	-	*C	ASTM D 58:05
Punto de inflamación (Cleveland copa abierta)	-	-	*C	ASTM D 92:05
Salinidad	-	-	PTB	ASTM D 3230:06

4- CONDICIONES AMBIENTALES			
4.1 Temperatura	25,1	-	*C
4.2 Humedad relativa	77,0	-	%
4.3 Presión barométrica	743,0	-	mmHg

5- OBSERVACIONES	

* Este informe cumple lo establecido en el apárrafo 5.10.2 de la Norma ISO/IEC 17025:2005. * Los resultados se refieren únicamente a la muestra identificada. * Se prohíbe la reproducción de este documento sin la autorización del laboratorio.	Aprobado por: José Cedeño Supervisor de Laboratorio
---	--

Dirección: Centro de Análisis San Tomé, Campo Norte, San Tomé, Edo. Anzoátegui.
 Teléfonos: CANTV 0253-2302027; Interfija: 82027, 82026.
 Dirección de correo: ostosa@pdvsa.com, nosrif@pdvsa.com, cedenos@pdvsa.com, veasquezmv@pdvsa.com

	GERENCIA DE OPERACIONES DE PRODUCCIÓN SUPERINTENDENCIA DE TRATAMIENTO Y CALIDAD DE FLUIDOS	Código CASTM-F-2-2-10		
	CENTRO DE ANÁLISIS SAN TOMÉ PROCESO: GESTIÓN DE ANÁLISIS DE MUESTRAS		Revisión 0	Última Revisión 28/01/09
	REPORTE DE ENSAYO DE AGUA		Página 1 de 1	

NÚMERO DE REPORTE AA-03306-09

1. DATOS DEL CLIENTE			
1-1 Solicitante (Nombre y Apellido) Roberto Falsirolí	1-2 Gerencia / Departamento / Unidad Yacimientos / Optimización / Liviano Mediano	1-3 Número de contrato -	1-4 Distrito San Tomé
1-5 Teléfono 62366	1-6 Centro de costo 101204562	1-7 Clase de costo -	1-8 Autorizado por Adriana Gil
1-9 Dirección de correo electrónico falsirolir@pdvsa.com		1-10 Otras direcciones de correo electrónico -	
2. DATOS DE LA MUESTRA			
2-1 Código de la muestra 07846-09	2-2 Nombre de la muestra Agua del Pozo: GS-285		2-3 Punto de muestreo -
2-4 Fecha de toma 06/08/2009	2-5 Fecha de entrada al CASTM 06/08/2009	2-6 Fecha de ejecución de ensayo 07/08/2009	2-7 Fecha de emisión de reporte 07/08/2009

3. RESULTADOS DE ENSAYOS					
PARÁMETRO	ppm	NORMA	PARÁMETRO	ppm	NORMA
Alcalinidad parcial	0,0	SM 2320	Magnesio	144,5	SM 2340
Alcalinidad total	1.500,0	SM 2320	Sólidos disueltos	35.450,0	SM 2540 C
Bicarbonatos (CaCO ₃)	1.500,0	ASTM D 1126:02	Sólidos suspendidos	984,0	SM 2540 D
Calcio	462,0	SM 2340	Sólidos totales	36.444,0	SM 2540 B
Carbonatos (CaCO ₃)	0,0	ASTM D1126:02	Sodio	12.667,4	P. Interno
Cloruros	19.732,0	SM 4500			
Dureza Cálcica (CaCO ₃)	1.155,0	ASTM D 1126:02			
Dureza Total (CaCO ₃)	1.749,6	ASTM D 1126:02			
Hidrocarburos	-	ASTM D 3921:85			
DETERMINACIONES		Unidades		NORMA	
Conductividad Eléctrica		132.000,0	(micro-mhos/cm) a 25 °C	SM 2510	
Gravedad Específica (60/60 °F)		1,0224	Adimensional	ASTM D 1429:03	
Índice de estabilidad		4,0	RYZMAR		
pH		7,65	Adimensional	ASTM D 1293:95	
Resistividad		-	(ohm.cm ⁻¹) a 25 °C	SM 2510	

4. CONDICIONES AMBIENTALES					
4.1 Temperatura	26,6	°C	4.2 Humedad relativa	65,0	%
			4.3. Presión barométrica	743,0	mmHg

5. OBSERVACIONES	
* Tomando como base el método de Ryznar, la muestra tiene una tendencia fuertemente incrustante.	
* Muestra asociada a crudo (NA&S= 70,0).	

* Este informe cumple lo establecido en el aparte 5.10.2 de la Norma ISO/IEC 17025:2005. * Los resultados se refieren únicamente a la muestra identificada. * Se prohíbe la reproducción de este documento sin la autorización del laboratorio.	Aprobado por: José Cedeño Supervisor de Laboratorio
---	--



DISTRITO SAN TOMÉ
GERENCIA DE YACIMIENTOS
 OPTIMIZACIÓN DE YACIMIENTOS L/M/D
 SECCIÓN DE ESTIMULACIONES

**PROGRAMA DE LIMPIEZA Y ESTIMULACIÓN MATRICIAL REACTIVA CON
 EQUIPO DE COILED TUBING**

DATOS BÁSICOS

Fecha: 23-11-2009

Pozo	GS 290	Geometría	INCLINADO
Método de Levantamiento	Gas Lift	Localización	G-WS
Campo	DACIÓN	Estación	DEPO
Coordenadas Planas (m)	Norte: 986.081,06 / Este: 411.531,57	Arena / Yacimiento	R4U; LM-201
Potencial, bnpd		Porosidad, %	22
Elevación terreno / Mesa Rotaria, pies	593	Profundidad, pies	6.830 (MD)
Espesor lente de interés, pies	5	Permeabilidad, mD	891
Temperatura, °F	186	Fecha perforación original	29/08/02
°API crudo	17.6	Fluido de perforación	Lodo 100% base aceite
Densidad fluido perforación, lpg	10,4	Fecha completación original	22/11/02
Composición fluido completación	---	Fluido de completación	Agua salada filtrada con 2% KCl

Densidad fluido completación, lpg	8,4	Presión yacimiento, actual, psia	1064 (abril 2008)
Presión yacimiento, original, lpc	2.150	Sobrebalance durante la perforación/ último trabajo en arena de interés, lppc	---
Pérdidas de circulación		Factor de daño (<i>skin</i>)	
Comentario geológico / Mineralogía		La arena R4U presenta numerosas intercalaciones de arcilla, siendo más arcillosa hacia la base.	
Estado del pozo (activo/inactivo)		Activo con disminución de producción	
Discusión sobre producción agua		---	
Posibles obstrucciones sospechadas y/o identificadas		Depósitos de materia orgánica presentes en el área crítica de drenaje del pozo.	
Costo Estimado, MBsF.:		Costo Real, MMBS:	--
Centro Costo:		Clase costo:	73102001
Según la inspección, se puede realizar el trabajo (Si/No)		Sí	
Última prueba:	BBPD:	BNPD:	% AyS: °API:

Objetivo del trabajo

Realizar estimulación matricial reactiva a la arena R4U, yacimiento LM-201, con la finalidad de remover daño a la formación, ocasionado por presencia de depósitos orgánicos e inorgánicos en el área crítica de drenaje del pozo.

Justificación del trabajo

Pozo actualmente activo, produciendo por debajo del potencial, con disminución sostenida de la tasa neta de producción. El día 10/08/2009 se entregó a laboratorio muestra del pozo para la caracterización del crudo y análisis físico-

químico del agua asociada. Luego de conocer la composición fisico-química del agua de formación, utilizando el método de Ryznar para determinar la naturaleza de la misma, se obtuvo que es fuertemente incrustante, basado en el índice de estabilidad, el cual arrojó un valor de 4,4. En tal sentido, se recomienda realizar estimulación matricial reactiva, con **mezcla de solventes y ácido clorhídrico (HCl) al 15%**, para remover posibles depósitos presentes en el área crítica de drenaje del pozo y así restaurar la permeabilidad de la formación a su valor original e incrementar su capacidad de producción.

4.10. Tabla resumen de fluidos a bombear en el pozo GS-290

Descripción del Producto	Empresa Suministro	Cantidad (bls.)
Solvente Aromático	Cía. Serv.	16
Solvente Mutual	Cía. Serv.	2
Dispersante de Asfaltenos	Cía. Serv.	1
Ácido Clorhídrico al 7.5%	Cía. Serv.	5
Ácido Clorhídrico al 15%	Cía. Serv.	10
Agua con NH ₄ Cl al 5%	Cía. Serv.	44
Solvente (Gasoil)	Cía. Serv.	8

Procedimiento:

- ✓ Mudar equipo de coiled tubing y equipos auxiliares a la locación.
- ✓ 2. Discutir programa de trabajo PDVSA – Empresa de coiled tubing.
- ✓ 3. Revisar operatividad de las válvulas del cabezal.
- ✓ Realizar charla de seguridad, llenar SARO.
- ✓ Probar líneas y conexiones del equipo de coiled tubing.

- ✓ Si existe filtración severa y no se puede corregir, suspender operaciones (Sup. De Subsuelo).
- ✓ Verificar las condiciones iniciales del pozo (presiones del casing y tubing) utilizando manómetro. (Resp: Operador-Custodio del Pozo/ Sup. De Subsuelo).
- ✓ Instalar registrador de dos presiones, para registrar presiones de tubing y casing durante la operación (Operador del coiled tubing/Sup. De Subsuelo), con carácter obligatorio.
- ✓ Bajar equipo de coiled tubing hasta 6.393' s/p (empacadura Quantum), bombeando gasoil a tasa mínima. Realizar pull test (prueba de tensión), cada 1.000'. Tomar en consideración las siguientes profundidades durante el descenso del coiled tubing mandriles 3-1/2'' con válvulas de gas lift a 2.383', 3666', y válvulas Dummy a 4183', 4702', 5188', 5675, y 6191, on-off tool (ID:2.813'') a 6.361', empacadura Quantum a 6393'.
- ✓ En caso de encontrar relleno durante el descenso, realizar limpieza del mismo utilizando gasoil y baches de gel base aceite, hasta obtener retornos limpios en superficie, esperar por decantación y verificar fondo limpio.
- ✓ Una vez verificado fondo limpio, realizar limpieza de la tubería de producción, utilizando 5 bls. de solvente aromático (Xileno o Insol), seguidos de 5 bls. de HCl al 7,5% (con aditivos). Realizar fondo arriba hasta obtener retornos limpios en superficie. Tomar muestras (obligatorio).
- ✓ Realizar estimulación matricial reactiva a la arena R4U; LM-201, de acuerdo al siguiente procedimiento de trabajo:

Etapas de Pre-flujo:

- ✓ Bombear 22 bls. de mezcla de solventes (11 bls. de solvente aromático + 2 bls. de solvente mutual + 1 bl. de dispersante de asfalténos + 8 bls.

de gasoil) con una tasa máxima de bombeo de 0.5 BPM y una presión máxima de 1.500 lpc. Una vez que la mezcla de solventes se encuentre en la punta del coiled tubing, cerrar el espacio anular y forzar hacia la formación, con una presión máxima de cabezal de 1.500 lpc. En caso de alcanzar 1.500 lpc, bajar la tasa de bombeo o parar el bombeo, esperar que baje a 600 lpc y continuar bombeando a una tasa menor. (Supervisor de Subsuelo / Estimulaciones).

- ✓ Dejar la mezcla de solventes en remojo por un período de 02 horas dentro de la formación.
- ✓ Bombear 22 bls. de agua tratada con NH₄Cl al 5% (aditivada con surfactante), a través de la tubería del coiled tubing. Utilizar una tasa máxima de bombeo de 0,5 BMP y una presión máxima de 1.500 lpc en cabezal.
- ✓

Etapas de Tratamiento:

Bombear 10 bls de HCl al 15%, con aditivos tales como: surfactante, secuestrante de hierro, inhibidor de corrosión, estabilizador de arcillas y solvente mutual, con una presión máxima de 1.500 lpc. En caso de alcanzar 1.500 lpc, bajar la tasa de bombeo o parar el bombeo, esperar que baje a 600 lpc y continuar bombeando a una tasa menor. (Supervisor de Subsuelo / Estimulaciones).

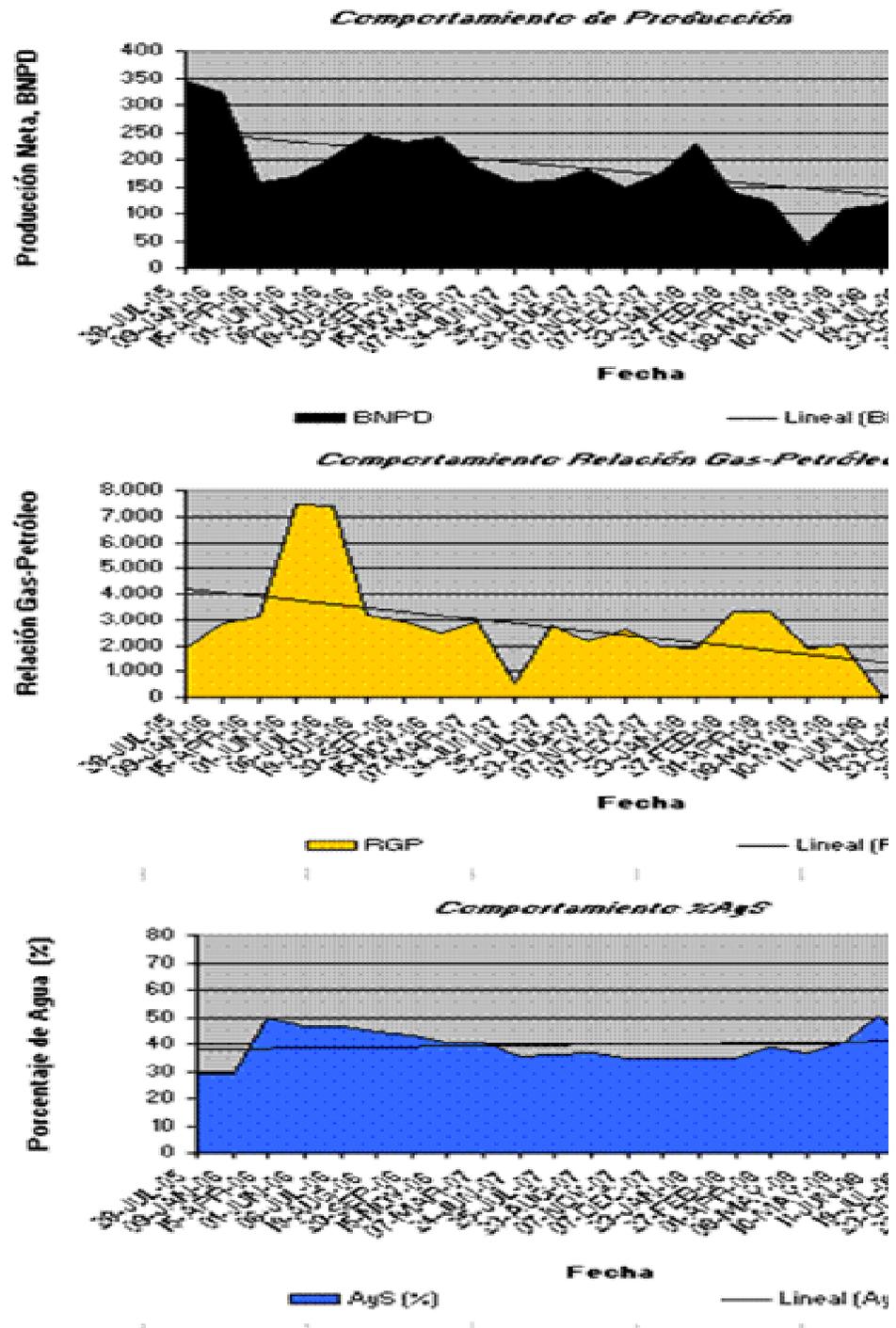
Etapas de Sobredesplazamiento:

- ✓ Bombear 22 bls. de agua tratada con NH₄Cl al 5% (aditivada con surfactantes), para desplazar la mezcla de ácidos fuera del área crítica de drenaje del pozo, cuidando de no exceder la presión máxima de 1.500 lpc en cabezal.

- ✓ Realizar inducción a la arena R4U; LM-201, mediante bombeo de Nitrógeno hasta obtener retornos en superficie de los fluidos bombeados, con un porcentaje de crudo mayor de 50%, o un valor de $\text{pH} \geq 5$.
- ✓ Desvestir unidad de coiled tubing y notificar a PDVSA la culminación de las operaciones.
- ✓ Mudar unidad de coiled tubing y entregar reporte de operaciones a Operaciones de Producción y Optimización PDVSA (Supervisor de Subsuelo / Estimulaciones).

ANEXOS

- ✓ Histórico de producción del pozo.
- ✓ Antecedentes (Trabajos de Subsuelo)
- ✓ Curva de Oferta y Demanda.
- ✓ Mapa Isópaco – Estructural.
- ✓ Diagrama de Completación Actual.



✓

Figura 4.7. Histórico de producción del pozo GS-290

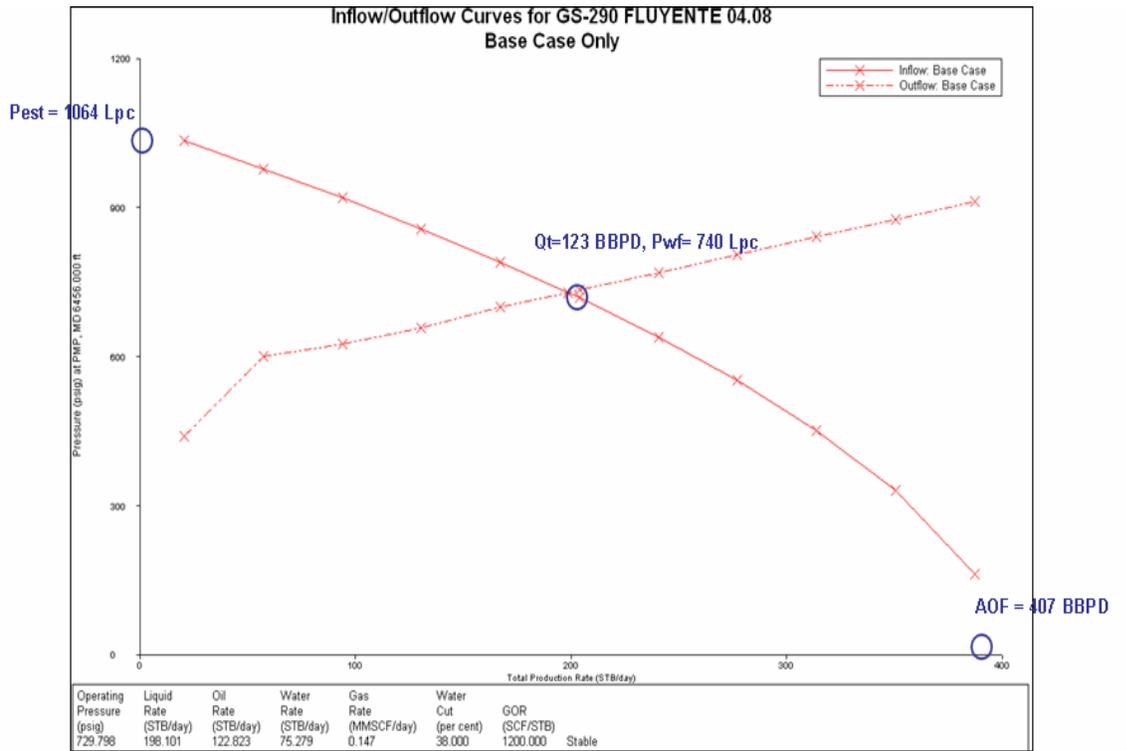


Figura 4.8. Curva de oferta y demanda del pozo GS-290

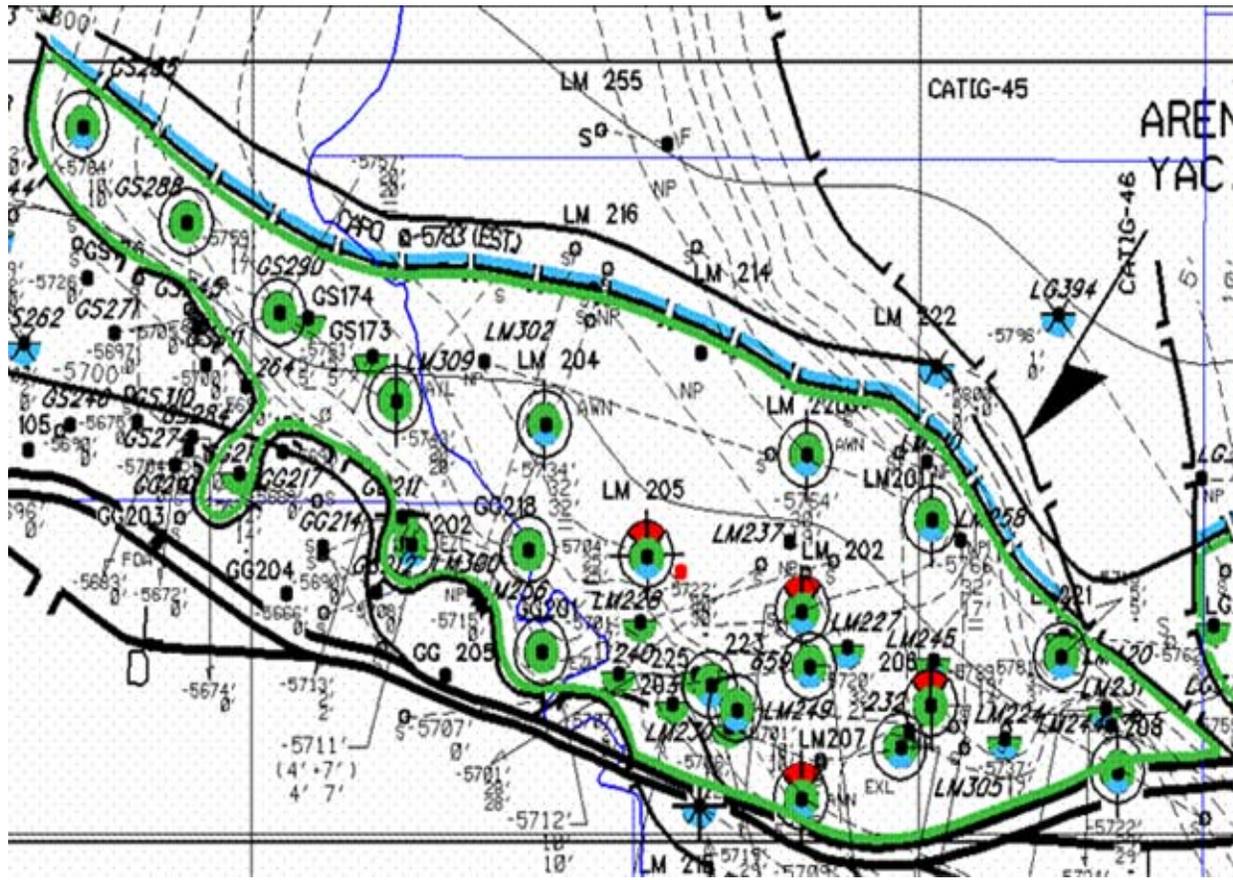


Figura 4.9. Mapa isopaco estructural arena R4U; LM-201 / pozo GS-290

Antecedentes (trabajos de subsuelo)

Registro fluyente (16/04/2008):

Presión de Tubing de 140 PSI y Presión de Casing de 820 PSI, se bajó cortador de 1 27/32" a 6.503' según guaya fina, se realizó registro fluyente estatico a la arena "R4U" (6.453'-6.458') con paradas según programa.

Bombeo de química (11/03/2009):

Estimulación probó líneas con 1500 PSI, bombeo por el Tubing primera etapa de coctel químico a 0,5 BPM y 160 °F, con presión inicial de 0 PSI y final

de 0 PSI, bombeo segunda etapa de coctel químico se desplazo con 50 BLS de gasoil a 160 °F y 1 BPM con presión inicial 100 PSI, se estimulo a la arena “R4U” (6.453’-6.450’).

Chequeo mecánico (11/03/2009):

Presión de Tubing de 190 PSI y Presión de Casing de 700 PSI, nivel de fluido de 1.700’, se bajó cortador de 2 ¾” a 6.330’ según guaya fina, cortador de 1 27/32’ a 6.629’ según guaya fina, con bloqueo de impresión de 1 ¾” a 6.629’ con impresión de prong del tapón “XN”, llave selectiva no paso a 6.456’ según guaya fina, se bajó cepillo de 1 7/8” y cepillo de camisa de producción a 6.456’, 6.580’, 6.615’ según guaya fina.

RESULTADOS DE ANÁLISIS DE LABORATORIO GS-290

	GERENCIA DE OPERACIONES DE PRODUCCIÓN SUPERINTENDENCIA DE TRATAMIENTO Y CALIDAD DE FLUIDOS	Codigo CASTM-F-2-2-10
	CENTRO DE ANÁLISIS SAN TOMÉ PROCESO: GESTIÓN DE ANÁLISIS DE MUESTRAS	Revisión Última Revisión
	REPORTE DE ENSAYO DE AGUA	0 28/01/09
		Página 1 de 1

NÚMERO DE REPORTE AA-03398-09

1. DATOS DEL CLIENTE			
1-1 Solicitante (Nombre y Apellido) Carlos Balcán	1-2 Gerencia / Departamento / Unidad Yacimientos / Optimización / Liviano Mediano	1-3 Número de contrato -	1-4 Distrito San Tomé
1-5 Teléfono 83028	1-6 Centro de costo 101204582	1-7 Clase de costo -	1-8 Autorizado por Adriana Gil
1-9 Dirección de correo electrónico balcanc@pdvsa.com		1-10 Otras direcciones de correo electrónico gilad@pdvsa.com	
2. DATOS DE LA MUESTRA			
2-1 Código de la muestra 07954-09	2-2 Nombre de la muestra Agua del Pozo: GS-290		2-3 Punto de muestreo -
2-4 Fecha de toma 09/08/2009	2-5 Fecha de entrada al CASTM 10/08/2009	2-6 Fecha de ejecución de ensayo 12/08/2009	2-7 Fecha de emisión de reporte 12/08/2009

3. RESULTADOS DE ENSAYOS					
PARÁMETRO	ppm	NORMA	PARÁMETRO	ppm	NORMA
Alcalinidad parcial	0,0	SM 2320	Magnesio	81,7	SM 2340
Alcalinidad total	3.350,0	SM 2320	Sólidos disueltos	30.850,0	SM 2640 C
Bicarbonatos (CaCO ₃)	3.350,0	ASTM D 1126:02	Sólidos suspendidos	480,0	SM 2640 D
Calcio	186,6	SM 2340	Sólidos totales	31.330,0	SM 2640 B
Carbonatos (CaCO ₃)	0,0	ASTM D 1126:02	Sodio	12.747,1	P. Interno
Cloruros	17.693,5	SM 4500			
Dureza Cálcica (CaCO ₃)	486,4	ASTM D 1126:02			
Dureza Total (CaCO ₃)	802,7	ASTM D 1126:02			
Hidrocarburos	-	ASTM D 3921:85			
DETERMINACIONES			Unidades		
Conductividad Eléctrica	147.000,0		(micro-mhos/cm) a 25 °C		NORMA
Gravedad Específica (60/60 °F)	1,0206		Adimensional		SM 2510
Índice de estabilidad	4,0		RYZNR		ASTM D 1429:03
pH	7,36		Adimensional		ASTM D 1293:95
Resistividad	-		(ohm.cm ⁻¹) a 25 °C		SM 2510

4. CONDICIONES AMBIENTALES					
4.1 Temperatura	26,6	°C	4.2. Humedad relativa	65,0	%
			4.3. Presion barométrica	743,0	mmHg

5. OBSERVACIONES
* Tomando como base el método de Ryznar, la muestra tiene una tendencia fuertemente incrustante.

<p>* Este informe cumple lo establecido en el aparte 5.10.2 de la Norma ISO/IEC 17025:2005.</p> <p>* Los resultados se refieren únicamente a la muestra identificada.</p> <p>* Se prohíbe la reproducción de este documento sin la autorización del laboratorio.</p>	<p>Aprobado por:</p> <p>Alexander Ostos</p> <p>Supervisor de Laboratorio</p>
--	---

Dirección: Centro de Análisis San Tomé, Campo Norte, San Tomé, Estado, Anzoátegui.
Teléfonos: 0283-2302027, 2302026, Interfital: 82027, 82025
Dirección de correo electrónico: ostosa@pdvsa.com

	GERENCIA DE OPERACIONES DE PRODUCCIÓN SUPERINTENDENCIA DE TRATAMIENTO Y CALIDAD DE FLUIDOS		Código CASTM-F-2-2-13	
	CENTRO DE ANÁLISIS SAN TOMÉ PROCESO: GESTIÓN DE ENSAYO DE MUESTRAS		Revisión 1	Última Revisión 29/06/09
	REPORTE DE ENSAYO DE CRUDO		Página 1 de 1	

NÚMERO DE REPORTE CR-03394.09

1- DATOS DEL CLIENTE			
1-1 Solicitante (Nombre y Apellido) Carlos Baldán	1-2 Gerencia / Departamento / Unidad Optimización Liviano-Mediano	1-3 Número de contrato -	1-4 Distrito San Tomé
1-5 Teléfono 83026	1-6 Centro de costo 101204582	1-7 Clase de costo -	1-8 Autorizado por Adriana Gil
1-9 Dirección de correo electrónico baldancj@pdvsa.com	1-10 Otras direcciones de correo electrónico gilah@pdvsa.com		

2- DATOS DE LA MUESTRA			
2-1 Código de la muestra 07954-09	2-2 Nombre de la muestra Pozo : GS- 290	2-3 Punto de muestreo -	
2-4 Fecha de toma 09/08/2009	2-5 Fecha de entrada al CASTM 10/08/2009	2-6 Fecha de ejecución de ensayo 12/08/2009	2-7 Fecha de emisión de reporte 12/08/2009

3- RESULTADOS DE ENSAYOS				
ENSAYO	RESULTADO	Incertidumbre	Unidades	NORMA
Agua por destilación	-	-	%v/v	ASTM D 4008:81 (2005)
Agua y sedimentos	39,9	-	%v/v	ASTM D 4007:02 (2005)
Agua y sedimentos sin desmenuzante	4,8	-	%v/v	Procedimiento Interno
Sedimentos	0,02	-	%v/v	Procedimiento Interno
Emulsión	15,2	-	%v/v	Procedimiento Interno
Tipo de emulsión	DEBIL	-	%v/v	Procedimiento Interno
Azufre	-	-	%p/p	ASTM D 2622:08
Contenido de arena	-	-	mg/L (ppm)	Procedimiento Interno
Contenido de Sulfuro de hidrógeno	-	-	ppm	ASTM D 5705:03
Densidad	-	-	g/mL	Procedimiento Interno
(1) Gravedad API	15,09	+/- 0,20	°API	ASTM D 287:92 (2008)
Gravedad específica	-	-	Adimensional	Procedimiento Interno
Punto de inflamación (TAG copa cerrada)	-	-	°C	ASTM D 58:05
Punto de inflamación (Cleveland copa abierta)	-	-	°C	ASTM D 92:05
Salinidad	-	-	PTB	ASTM D 3230:06

(1) La incertidumbre expandida reportada está basada en la incertidumbre estándar combinada (U_c) multiplicada por un factor de cobertura $k=2$ para un nivel de confianza de aproximadamente 95,45%, de acuerdo a lo establecido en la Norma Govern 3631:2003 "Guía para la expresión de la incertidumbre de las mediciones".

4- CONDICIONES AMBIENTALES			
4.1 Temperatura	25,6	-	°C
4.2 Humedad relativa	73	-	%
4.3 Presión barométrica	742	-	mmHg

5- OBSERVACIONES	

* Este informe cumple lo establecido en el aparte 5.10.2 de la Norma ISO/IEC 17025:2005. * Los resultados se refieren únicamente a la muestra identificada. * Se prohíbe la reproducción de este documento sin la autorización del laboratorio.	Aprobado por: José Cedeño Supervisor de Laboratorio
---	--

Dirección: Centro de Análisis San Tomé, Campo Norte, San Tomé, Edo. Anzoátegui.
 Teléfonos: CANTV 0283-2302027, Intertel: 82027, 82026.
 Dirección de correo: ocosaj@pdvsa.com, nosmf@pdvsa.com, cedenos@pdvsa.com, velasquezmv@pdvsa.com



DISTRITO SAN TOMÉ
GERENCIA DE YACIMIENTOS
 OPTIMIZACIÓN DE YACIMIENTOS L/M/D
 SECCIÓN DE ESTIMULACIONES

**PROGRAMA DE LIMPIEZA Y ESTIMULACIÓN MATRICIAL REACTIVA CON
 EQUIPO DE COILED TUBING**

DATOS BÁSICOS

Fecha: 10-12-2009

Pozo	LM-223	Geometría	VERTICAL
Método de Levantamiento	Gas Lift	Localización	L-PU
Campo	DACIÓN-OESTE	Estación	DED-01
Coordenadas Planas (m)	Norte: 166.145,53 / Este: 589.603,18	Arena / Yacimiento	L2U; GS-107
Potencial, bnpd	164	Porosidad, %	12
Elevación terreno / Mesa Rotaria, pies	597,41 /614,41	Profundidad, pies	7.119
Espesor lente de interés, pies	5 ; Intervalo: (6.100 – 6.105)	Permeabilidad, mD	62,09
Temperatura, °F	181	Fecha perforación original	29/12/1993
°API crudo	21,4	Fluido de perforación	Lignosulfonato
Densidad fluido perforación, lpg	9 a 10	Fecha completación original	30/03/1994
Composición fluido completación	---	Fluido de completación	Agua Salada Filtrada
Densidad fluido completación,	8,5	Presión yacimiento, actual, psia	No disponible

lpg			
Presión yacimiento, original, lpc	2.325	Sobrebalance durante la perforación/ último trabajo en arena de interés, lppc	---
Pérdidas de circulación	---	Factor de daño (<i>skin</i>)	---
Comentario geológico / Mineralogía		No Disponible	
Sobre balance durante la perforación/ último trabajo en arena de interés, lpc		---	
Pérdidas de circulación		---	
Factor de daño (<i>skin</i>)		---	
Estado del pozo (activo/inactivo)		Activo	
Discusión sobre producción agua		---	
Posibles obstrucciones sospechadas y/o identificadas		Presencia de materia orgánica e inorgánica en formación	
Costo Estimado, MBsF:	350,00	Costo Real, MMBs:	---
Centro Costo:	----	Clase costo:	73102001
Según la inspección, se puede realizar el trabajo (Si/No)		Sí	
Última prueba: 26/11/2009	BBPD: 365	BNPD: 317	% AyS: 13 °API: 21,4

Objetivo del trabajo.

Realizar estimulación matricial reactiva a la arena L2U ; GS-107, con la finalidad de remediar daño de formación, ocasionado por presencia de depósitos orgánicos e inorgánicos, localizados en el área crítica de drenaje del pozo.

Justificación del trabajo.

Pozo actualmente activo, produciendo por debajo del potencial, con disminución sostenida de la tasa neta de producción. El día 23/07/09 se entregó a laboratorio muestra del pozo para caracterización del crudo y análisis físico-químico del agua asociada. Luego de conocer la composición físico-química del agua de formación, y utilizando el método de Ryznar para determinar la naturaleza de la misma, se obtuvo que es fuertemente incrustante, basado en el índice de estabilidad, el cual arrojó un valor de 4,1. En tal sentido, se recomienda realizar estimulación matricial reactiva, con mezcla de solventes y ácido clorhídrico (HCl) al 15%, para remover posibles depósitos presentes en el área crítica de drenaje del pozo y así restaurar la permeabilidad de la formación a su valor original e incrementar su capacidad de producción.

Tabla 4.11. Tabla resumen de fluidos a utilizar en el pozo LM-223

Descripción del Producto	Empresa Suministro	Cantidad (bls.)
Solvente Aromático	Cía. Serv.	6
Solvente Mutual	Cía. Serv.	1
Dispersante de Asfaltenos	Cía. Serv.	1
Ácido Clorhídrico al 7.5%	Cía. Serv.	5
Ácido Clorhídrico al 15%	Cía. Serv.	6
Gasoil	Cía. Serv.	4
Agua con NH ₄ Cl al 5%	Cía. Serv.	36

Procedimiento

- ✓ Mudar equipo de coiled tubing y equipos auxiliares a la locación.
- ✓ Discutir programa de trabajo PDVSA - Empresa de coiled tubing.
- ✓ Revisar operatividad de las válvulas del cabezal.
- ✓ Realizar charla de seguridad, llenar SARO.
- ✓ Probar líneas y conexiones del equipo de coiled tubing.

- ✓ Si existe filtración severa y no se puede corregir, suspender operaciones (Sup. de Subsuelo).
- ✓ Verificar las condiciones iniciales del pozo (presiones del casing y tubing) utilizando manómetro. (Resp: Operador-Custodio del Pozo/ Sup. de Subsuelo).
- ✓ Instalar registrador de dos presiones, para registrar presiones de tubing y casing durante la operación (Operador del coiled tubing/Sup. de Subsuelo), con carácter obligatorio.
- ✓ Bajar equipo de coiled tubing hasta 6099' s/p (sump packer), bombeando gasoil a tasa mínima. Realizar pull test (prueba de tensión), cada 1.000'. Tomar en consideración las siguientes profundidades durante el descenso del coiled tubing: mandriles 3-1/2'' con válvulas de gas lift a 2.820', Y 3.807', válvulas Dummy a 4.508', 5.086', y 5.603'; camisa de circulación a 5.709'; on-off tool a 5.745, empacadura hidraulica a 5.778'.
- ✓ En caso de encontrar relleno durante el descenso, realizar limpieza del mismo utilizando gasoil y baches de gel base aceite, hasta obtener retornos limpios en superficie, esperar por decantación y verificar fondo limpio.
- ✓ Una vez verificado fondo limpio, realizar limpieza de la tubería de producción, utilizando 5 bls. de solvente aromático (Xileno o Insol), seguidos de 5 bls. de HCl al 7,5% (con aditivos). Realizar fondo arriba hasta obtener retornos limpios en superficie. Tomar muestras (obligatorio).
- ✓ Realizar estimulación matricial reactiva a la arena L2U; GS-107, reciprocando el coiled tubing a lo largo del intervalo perforado (6.100'-6.105'), y de acuerdo al siguiente procedimiento de trabajo:

Etapas de Pre-flujo:

- ✓ Bombear 12 bls. de mezcla de solventes (6 bls. de solvente aromático + 1 bl. de solvente mutuo + 1 bl. de dispersante de asfaltenos + 4 bls. de gasoil) con una tasa máxima de bombeo de 0.5 BPM y una presión máxima de 1.500 lpc. Una vez que la mezcla de solventes se encuentre en la punta del coiled tubing, cerrar el espacio anular y forzar hacia la formación, con una presión máxima de cabezal de 1.500 lpc. En caso de alcanzar 1.500
- ✓ lpc, bajar la tasa de bombeo o parar el bombeo, esperar que baje a 600 lpc y continuar bombeando a una tasa menor. (Supervisor de Subsuelo / Estimulaciones).
- ✓ Dejar la mezcla de solventes en remojo por un período de 02 horas dentro de la formación.
- ✓ Bombear 12 bls. de agua tratada con NH₄Cl al 5% (aditivada con surfactante), a través de la tubería del coiled tubing. Utilizar una tasa máxima de bombeo de 0,5 BMP y una presión máxima de 1.500 lpc en cabezal.

Etapas de Tratamiento Principal:

Bombear 6 bls de HCl al 15%, con aditivos tales como: surfactante, secuestrante de hierro, inhibidor de corrosión, estabilizador de arcillas y solvente mutuo, con una presión máxima de 1.500 lpc. En caso de alcanzar 1.500 lpc, bajar la tasa de bombeo o parar el bombeo, esperar que baje a 600 lpc y continuar bombeando a una tasa menor. (Supervisor de Subsuelo / Estimulaciones).

Etapa de Sobredesplazamiento:

- ✓ Bombear 24 bls. de agua tratada con NH_4Cl al 5% (aditivada con surfactantes), para desplazar la mezcla de ácidos fuera del área crítica de drenaje del pozo, cuidando de no exceder la presión máxima de 1.500 lpc en cabezal.
- ✓ Realizar inducción a la arena L2U; GS-107, mediante bombeo de Nitrógeno hasta obtener retornos en superficie de los fluidos bombeados, con un porcentaje de crudo mayor de 15%, o un valor de $\text{pH} \geq 5$.
- ✓ Desvestir unidad de coiled tubing y notificar a PDVSA la culminación de las operaciones.
- ✓ Mudar unidad de coiled tubing y entregar reporte de operaciones a Operaciones de Producción y Optimización PDVSA (Supervisor de Subsuelo / Estimulaciones).

ANEXOS:

- ✓ Histórico de producción del pozo.
- ✓ Antecedentes.(Trabajos de subsuelo).
- ✓ Mapa Isópaco – Estructural.
- ✓ Diagrama de Completación Actual.
- ✓ Resultados Análisis de Laboratorio.

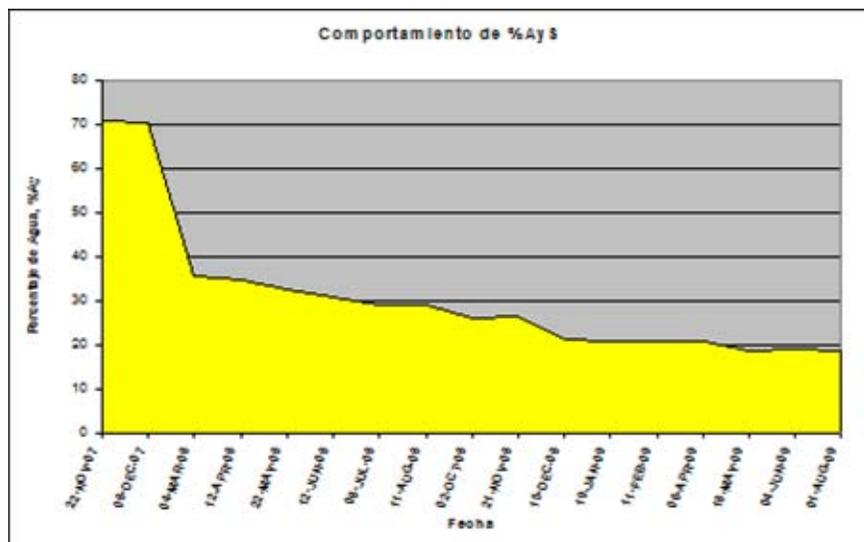
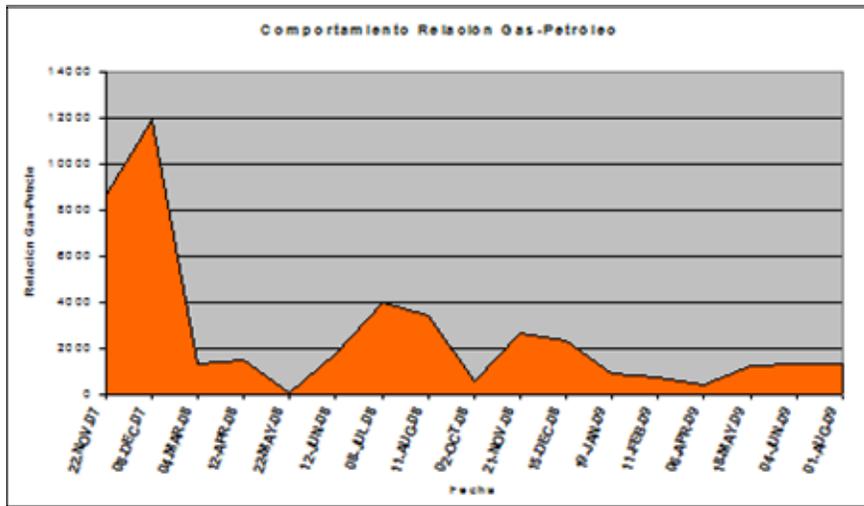
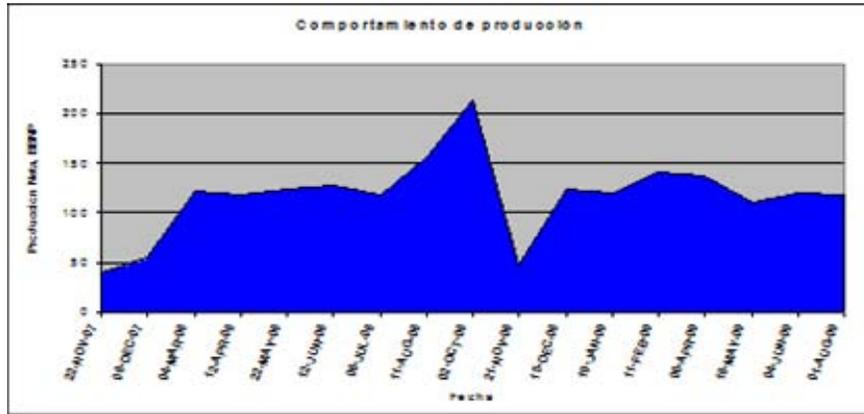


Figura 4.10. Histórico de producción del pozo LM-223

Antecedentes (trabajos de subsuelo)

Cambio de Zona (15/10/2007):

Presión de Tubing de 750 lpc y Presión de Casing de 1.100 lpc, con un nivel de fluido de 1.800', se bajó cortador de 2 ¾" no paso a 2.805' según guaya fina, bloqueo de impresión de 2 ¾" a 2.805' impresión metálica dudosa, se bajó serie de trompitos de 2 11/16'; 2 ¾" golpeo y paso a 6.139' según guaya fina y 6.172' según programa, se bajó camarita de 2 ¾" no paso de 2.805' según guaya fina y trajo impresión metálica...

Cambio de Zona (30/10/2007):

Presión de Tubing de 180 lpc y Presión de Casing de 1.000 lpc con un nivel de fluido de 1.100', se bajó cortador de 2 25/32" no paso a 2.814' según guaya fina, bloqueo de impresión de 2 25/32" a 2.814', impresión metálica; se localizó válvula gas lift a 2.817', se bajó cortador de 2 17/32" a 3.600' y cortador de 2 25/32" a 6.167'.

Registro Fluyente (18/03/2008):

Presión de Tubing de 180 lpc y Presión de Casing de 800 lpc con un nivel de fluido de 1.800, se bajó cortador de 1 27/32" a 6.088' según guaya fina, se bajó toma muestra de 1 ½" a 6.088' trajo muestra de arena, se bajó K.O.T + bajante a 5.603', se determinó 85' de relleno sobre niple, perforaciones tapadas.

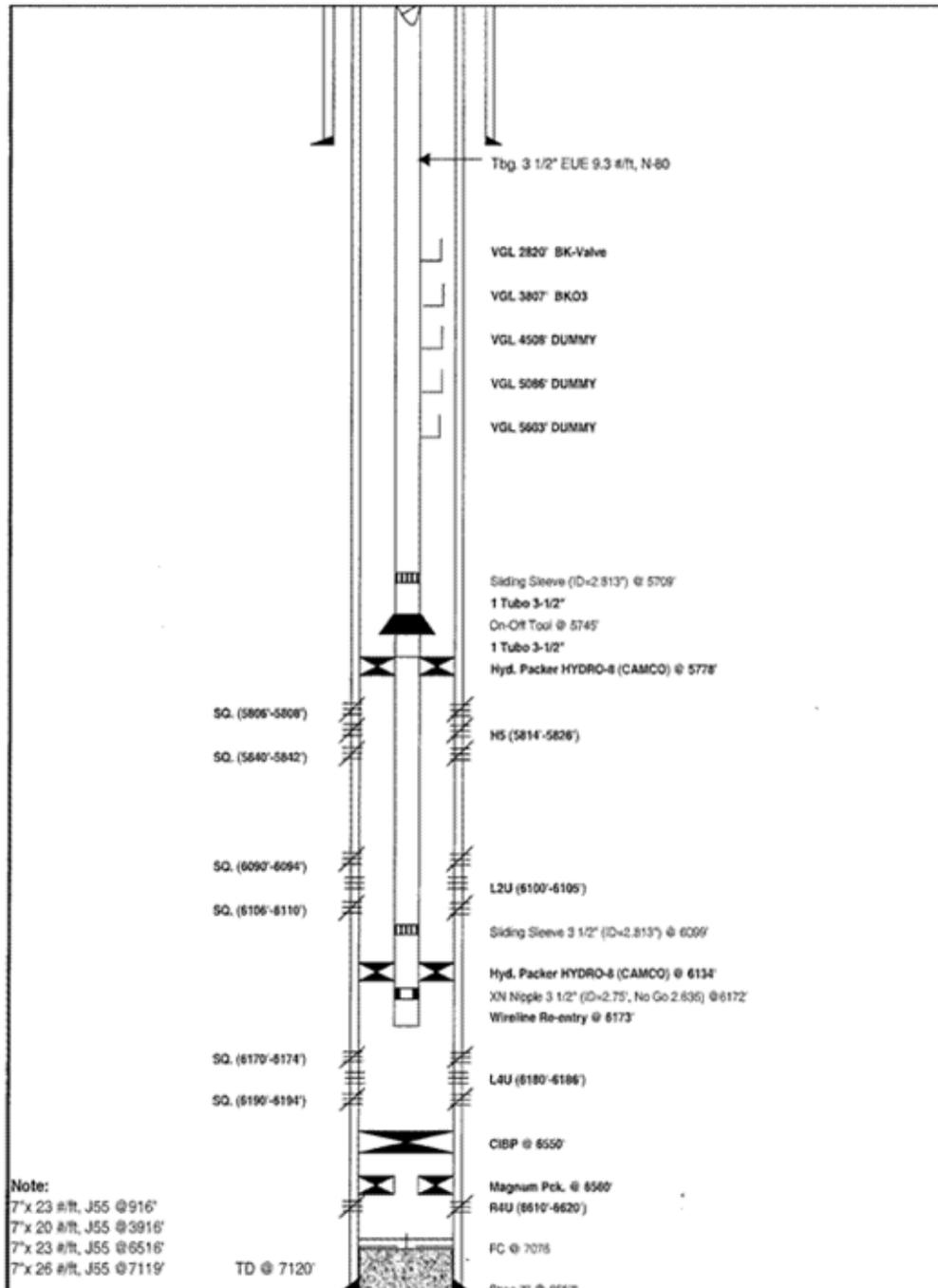


Figura 4.11. Diagrama de completación actual del pozo LM-223
RESULTADOS DE ANÁLISIS DE LABORATORIO LM-223

	GERENCIA DE OPERACIONES DE PRODUCCIÓN SUPERINTENDENCIA DE TRATAMIENTO Y CALIDAD DE FLUIDOS		Código CASTM-F-2-2-10	
	CENTRO DE ANÁLISIS SAN TOMÉ PROCESO: GESTIÓN DE ANÁLISIS DE MUESTRAS		Revisión	Última Revisión
	REPORTE DE ENSAYO DE AGUA		0	28/01/09
			Página 1 de 1	

NÚMERO DE REPORTE AA-03170-09

1. DATOS DEL CLIENTE			
1-1 Solicitante (Nombre y Apellido) Roberto Falsiroli	1-2 Gerencia / Departamento / Unidad Yacimientos / Optimización / Liviano Mediano	1-3 Número de contrato -	1-4 Distrito San Tomé
1-5 Teléfono 83366	1-6 Centro de costo 101204582	1-7 Clase de costo -	1-8 Autorizado por Adriana Gil
1-9 Dirección de correo electrónico falsiroli@pdvsa.com		1-10 Otras direcciones de correo electrónico -	

2. DATOS DE LA MUESTRA			
2-1 Código de la muestra 07575-09	2-2 Nombre de la muestra Agua del Pozo: LM - 223		2-3 Punto de muestreo -
2-4 Fecha de toma 23/07/2009	2-5 Fecha de entrada al CASTM 28/07/2009	2-6 Fecha de ejecución de ensayo 30/07/2009	2-7 Fecha de emisión de reporte 31/07/2009

3. RESULTADOS DE ENSAYOS					
PARÁMETRO	ppm	NORMA	PARÁMETRO	ppm	NORMA
Alcalinidad parcial	0,0	SM 2320	Magnesio	15,6	SM 2340
Alcalinidad total	3.800,0	SM 2320	Sólidos disueltos	MI	SM 2540 C
Bicarbonatos (CaCO ₃)	3.800,0	ASTM D 1126:02	Sólidos suspendidos	MI	SM 2540 D
Calcio	96,1	SM 2340	Sólidos totales	MI	SM 2540 B
Carbonatos (CaCO ₃)	0,0	ASTM D 1126:02	Sodio	14.195,8	P. Interno
Cloruros	19.461,3	SM 4500			
Dureza Cálcica (CaCO ₃)	240,2	ASTM D 1126:02			
Dureza Total (CaCO ₃)	304,3	ASTM D 1126:02			
Hidrocarburos	-	ASTM D 3921:85			
DETERMINACIONES		Unidades		NORMA	
Conductividad Eléctrica		100.500,0	(micro-mhos/cm) a 25 °C		SM 2510
Gravedad Específica (60/60 °F)		1,0198	Adimensional		ASTM D 1429:03
Índice de estabilidad		4,1	RYZNAR		
pH		8,07	Adimensional		ASTM D 1293:95
Resistividad		9,132 E -06	(ohm.cm ⁻¹) a 25 °C		SM 2510

4. CONDICIONES AMBIENTALES					
4.1 Temperatura	27,5	°C	4.2 Humedad relativa	66,0	%
			4.3 Presión barométrica	741,0	mmHg

5. OBSERVACIONES	
* Tomando como base el método de Ryznar, la muestra tiene una tendencia fuertemente incrustante.	
* MI: Muestra insuficiente.	

<p>* Este informe cumple lo establecido en el aparte 5.10.2 de la Norma ISO/IEC 17025:2005.</p> <p>* Los resultados se refieren únicamente a la muestra identificada.</p> <p>* Se prohíbe la reproducción de este documento sin la autorización del laboratorio.</p>	<p>Aprobado por:</p> <p>José Cedeño</p> <p>Supervisor de Laboratorio</p>
--	---

	GERENCIA DE OPERACIONES DE PRODUCCIÓN SUPERINTENDENCIA DE TRATAMIENTO Y CALIDAD DE FLUIDOS		Código CASTM-F-2-2-13	
	CENTRO DE ANÁLISIS SAN TOMÉ PROCESO: GESTIÓN DE ENSAYO DE MUESTRAS		Revisión 1	Última Revisión 23/06/09
	REPORTE DE ENSAYO DE CRUDO		Página 1 de 1	

NÚMERO DE REPORTE CR-03152-09

1- DATOS DEL CLIENTE			
1-1 Solicitante (Nombre y Apellido) Roberto Falsirolis	1-2 Gerencia / Departamento / Unidad Yacimiento Optim. Liv- Mediano	1-3 Número de contrato -	1-4 Distrito San Tomé
1-5 Teléfono 83366	1-6 Centro de costo 101204582	1-7 Clase de costo -	1-8 Autorizado por Adriana Gil
1-9 Dirección de correo electrónico falsirolir@pdvsa.com		1-10 Otras direcciones de correo electrónico -	

2- DATOS DE LA MUESTRA			
2-1 Código de la muestra 07575-09	2-2 Nombre de la muestra Pozo: LM-223		2-3 Punto de muestreo -
2-4 Fecha de toma 23/07/2009	2-5 Fecha de entrada al CASTM 26/07/2009	2-6 Fecha de ejecución de ensayo 29/07/2009	2-7 Fecha de emisión de reporte 29/07/2009

3- RESULTADOS DE ENSAYOS				
ENSAYO	RESULTADO	Incertidumbre	Unidades	NORMA
Agua por destilación	-	-	%w/v	ASTM D 4006:81 (2005)
Agua y sedimentos	16,0	-	%w/v	ASTM D 4007:02 (2005)
Agua y sedimentos sin desemulsionante	0,0	-	%w/v	Procedimiento Interno
Sedimentos	0,0	-	%w/v	Procedimiento Interno
Emulsión	16,0	-	%w/v	Procedimiento Interno
Tipo de emulsión	DÉBIL	-	%w/v	Procedimiento Interno
Azufre	-	-	%p/p	ASTM D 2622:06
Contenido de arena	-	-	mg/L (ppm)	Procedimiento Interno
Contenido de Sulfuro de hidrógeno	-	-	ppm	ASTM D 5705:03
Densidad	-	-	g/mL	Procedimiento Interno
⁽¹⁾ Gravedad API	22,11	+/- 0,20	*API	ASTM D 287:02 (2006)
Gravedad específica	-	-	Adimensional	Procedimiento Interno
Punto de inflamación (TAG copa cerrada)	-	-	°C	ASTM D 56:05
Punto de inflamación (Cleveland copa abierta)	-	-	°C	ASTM D 92:05
Salinidad	-	-	PTB	ASTM D 3230:06

(1) La Incertidumbre expandida reportada está basada en la Incertidumbre estándar combinada (U_c) multiplicada por un factor de cobertura K=2 para un nivel de confianza de aproximadamente 95,45%, de acuerdo a lo establecido en la Norma Venezolana 3631:2000 "Guía para la expresión de la Incertidumbre de las mediciones".

4- CONDICIONES AMBIENTALES							
4.1 Temperatura	30,4	-	°C	4.2. Humedad relativa	53,0 - %	4.3. Presión barométrica	742,0 - mmHg

5- OBSERVACIONES	

* Este informe cumple lo establecido en el aparte 5.10.2 de la Norma ISO/IEC 17025:2005. * Los resultados se refieren únicamente a la muestra identificada. * Se prohíbe la reproducción de este documento sin la autorización del laboratorio.	Aprobado por: José Cedeño Supervisor de Laboratorio
---	--

Dirección: Centro de Análisis San Tomé, Campo Norte, San Tomé, Edo. Anzoátegui.
 Teléfonos: CANTV 0283-2302027; Interfija: 62027, 62026.
 Dirección de correo: ostosa3@pdvsa.com, nosmf@pdvsa.com, cedenos@pdvsa.com, velasquezmv@pdvsa.com

4.4 Análisis de los costos para la aplicación de la estimulación matricial reactiva a los pozos seleccionados como candidatos.

Con el costo estimado del tratamiento y ganancial asociado a la estimulación, se somete al programa SEE PLUS (aplicación corporativa de la empresa), que simula escenarios propios de la industria petrolera y del campo donde se realizaran las propuestas, calculando los indicadores económicos para cada pozo se representan de la siguiente manera:

4.4.1 Pozo GS-106

Con un costo estimado de 350Mbs y un potencial de 105 BNPD, los datos arrojados por el sistema de evaluaciones económicas fueron graficados en Excel se muestra en el anexo C.1y los indicadores económicos para este pozo se muestran en la figura 4.1

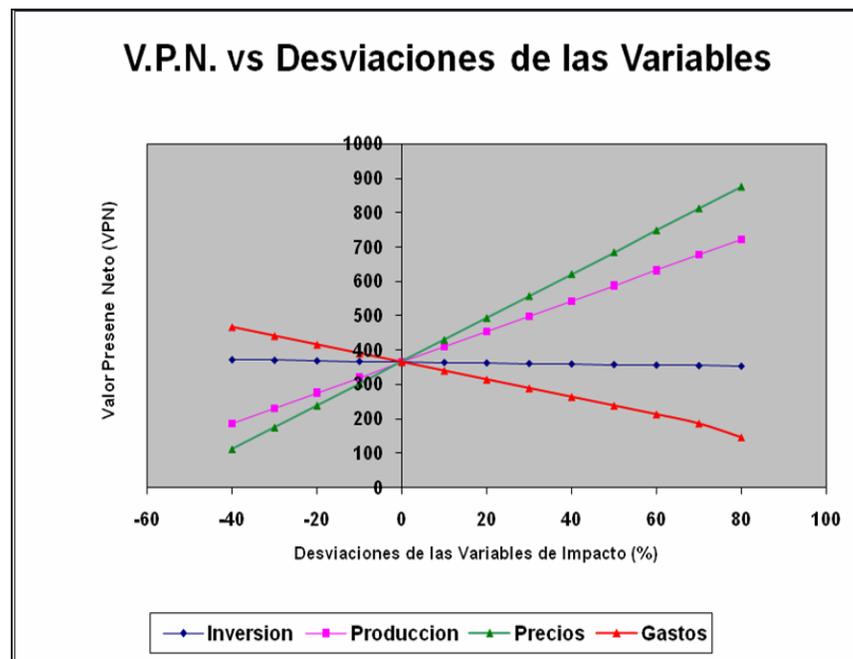


Figura 4.12 Indicadores económicos de Pozo GS-106

Las variables que más afectan la rentabilidad de un trabajo son: producción de crudo y la inversión de trabajo. Para la producción de crudo del pozo GS-106 se puede observar en la figura 4.1 que para una producción de 63 BNPD (40% menos del plan) no sería rentable la ejecución del trabajo, ya que el valor presente disminuye a menos de $186,91\text{M}\$ = 401,86\text{Mbs}$. Para la inversión de trabajo si la inversión asociada es mayor al 80% de lo estimado no sería rentable la ejecución del trabajo, ya que el VPN cae por debajo de $353,05\text{M}\$ = 759,85\text{Mbs}$, lo que pone en riesgo la rentabilidad y alarga el tiempo de pago del trabajo.

4.4.2 Pozo GS-285

Con un costo estimado de 350Mbs y un potencial de 95 BNPD, los datos arrojados por el sistema de evaluaciones económicas fueron graficados en Excel se muestra en el anexo C.2 y los indicadores económicos para este pozo se muestran en la figura 4.2.

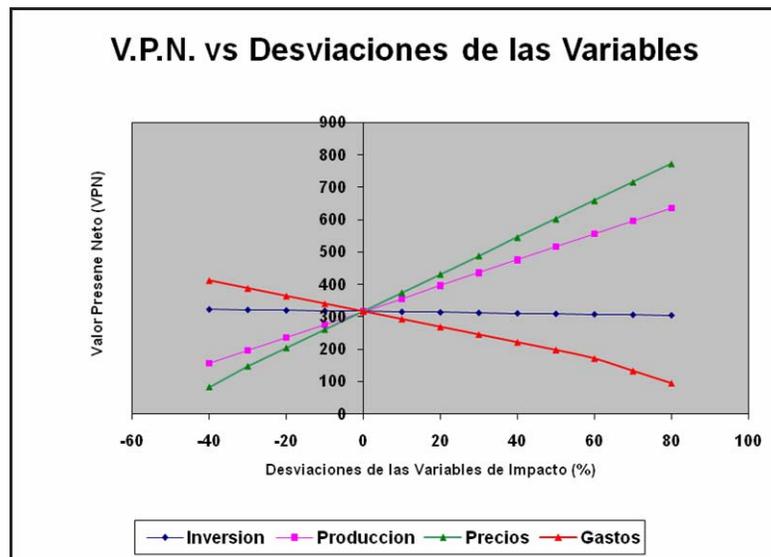


Figura 4.13 Indicadores económicos de Pozo GS-285

Para la producción de crudo del pozo GS-285 se puede observar en la figura 4.2 que para una producción de 57 BNPD (40% menos del plan) no sería rentable la ejecución del trabajo, ya que el valor presente disminuye a menos de 157,54M\$=338,71Mbs.

Para la inversión de trabajo si la inversión asociada es mayor al 80% de lo estimado no sería rentable la ejecución del trabajo, ya que el VPN cae por debajo de 305,32M\$=656,44Mbs, lo que pone en riesgo la rentabilidad y alarga el tiempo de pago del trabajo.

4.4.3 Pozo GS-290

Con un costo estimado de 350Mbs y un potencial de 115 BNPD, los datos arrojados por el sistema de evaluaciones económicas fueron graficados en Excel se muestra en el anexo C.3 y los indicadores económicos para este pozo se muestran en la figura 4.3

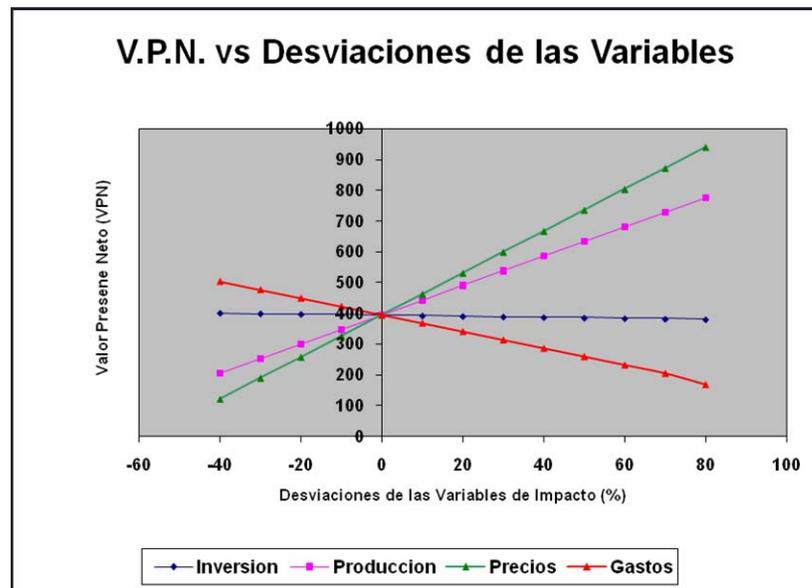


Figura 4.14 Indicadores económicos de Pozo GS-290

Para la producción de crudo del pozo GS-290 se puede observar en la figura 4.3 que para una producción de 69 BNPD (40% menos del plan) no sería rentable la ejecución del trabajo, ya que el valor presente disminuye a menos de $204,19\text{M}\$ = 439,01\text{Mbs}$.

Para la inversión de trabajo si la inversión asociada es mayor al 80% de lo estimado no sería rentable la ejecución del trabajo, ya que el VPN cae por debajo de $380,64\text{M}\$ = 818,38\text{Mbs}$, lo que pone en riesgo la rentabilidad y alarga el tiempo de pago del trabajo.

4.4.4 Pozo LM-223

Con un costo estimado de 350Mbs y un potencial de 164 BNPD, los datos arrojados por el sistema de evaluaciones económicas fueron graficados en Excel se muestra en el anexo C.4 y los indicadores económicos para este pozo se muestran en la figura 4.4

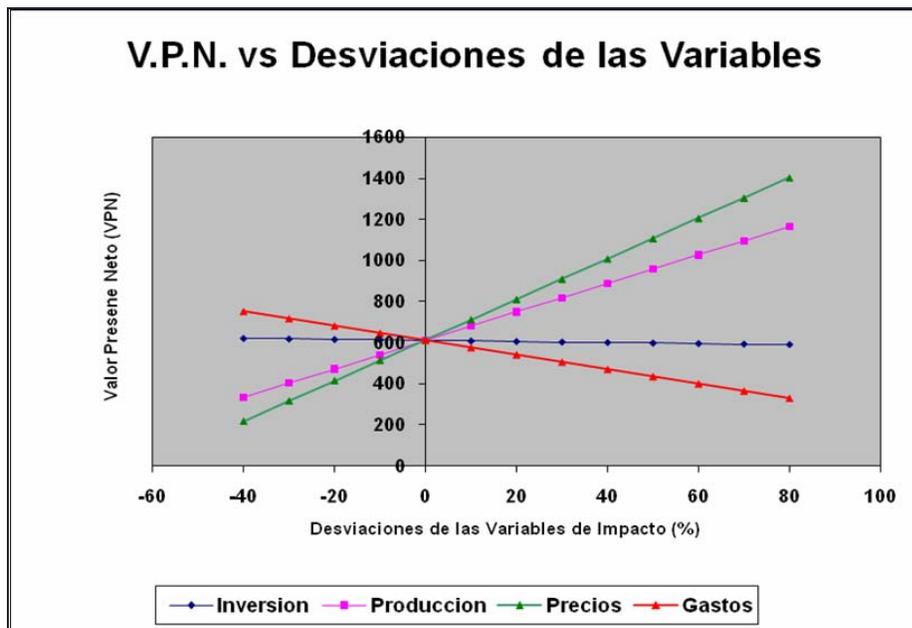


Figura 4.15 Indicadores económicos de Pozo LM-223

Para la producción de crudo del pozo LM-223 se puede observar en la figura 4.4 que para una producción de 98 BNPD (40% menos del plan) no sería rentable la ejecución del trabajo, ya que el valor presente disminuye a menos de $334,78\text{M}\$ = 719,78\text{Mbs}$.

Para la inversión de trabajo si la inversión asociada es mayor al 80% de lo estimado no sería rentable la ejecución del trabajo, ya que el VPN cae por debajo de $592,36\text{M}\$ = 1273,57\text{Mbs}$, lo que pone en riesgo la rentabilidad y alarga el tiempo de pago del trabajo.

CONCLUSIONES

El 90% del agua de formación de los pozos estudiados presentan tendencia fuertemente incrustante.

Los pozos escogidos para las propuestas fueron GS-106, GS-285, GS-290 y LM-223.

Para los pozos con problemas de incrustaciones el tratamiento principal de la estimulación matricial es a base de Acido Clorhídrico (HCl).

Para los pozos con problemas de finos el tratamiento principal de la estimulación matricial es a base de Mud-Acid.

La aplicación de la estimulación matricial reactiva para los pozos GS-106, GS-285, GS-290 y LM-223 es económicamente rentable porque: la tasa interna de retorno modificada resultó para las 4 propuestas mayor a 700%.

RECOMENDACIONES

Realizar chequeos mecánicos antes de aplicar una estimulación matricial reactiva.

Realizar pruebas de compatibilidad fluido-fluido, para descartar interacciones indeseables entre los fluidos del pozo y los fluidos de estimulación.

Realizar un análisis Build Up antes y después de la estimulación matricial reactiva, para la cuantificación del daño de la formación.

BIBLIOGRAFÍA

- 1.- Moya Reinales, “ **Evaluación del efecto del inhibidor de incrustaciones L-185 como agente reductor de agua en pozos de las unidades de explotación liviano y pesado, Distrito San Tomé**”, Tesis de Grado, departamento de Ingeniería Química, UDO, Barcelona (2005).
- 2.- Mendoza I, “**Estudio del efecto de las estimulaciones realizadas utilizando Hidrolud 2212-D en pozos pertenecientes a la unidad de extracción liviano, Distrito San Tomé P.D.V.S.A**”, Tesis de grado, departamento de Ingeniería Química, Universidad Metropolitana, Caracas (2002).
- 3.- Lara L y Campos C, “ **Estudio del comportamiento de producción de los pozos estimulados con Hidrolud 2212-D, perteneciente a la U.E.Y liviano Distrito San Tomé**”, Tesis de grado, departamento de Ingeniería de Petróleo, UDO, Barcelona (2000).
- 4.- “**Tratamiento Químico del Agua**”, lipesa, Caracas (2000).
- 5.- Roger A, Márquez S, “ **Estudio conceptual de corrosión y incrustación por aguas de formación en las estaciones GED-3,6 y 14** ”, Tesis de grado, departamento de Ingeniería Química, UDO, Barcelona (2001).
- 6.- “**Estimulación de pozos y daño a la formación**”, Documento Lipesa, ESP OÍL, septiembre (2005).
- 7.- Cigüela S, Guzmán J, Kancev I, y Ventresca M, “ **Daños a la formación y Estimulación**”, Documento Técnico, PDVSA INTEVEP, Los Teques, marzo (1995).
- 8.- “**Sistema de Evaluación Económica (SEEPLUS)**”, Documento Técnico PDVSA, Junio (2002).
- 9.- Leonard Kalfayan, “**Production enhancement with acid stimulation**”, Editorial Reviews, New Orleans, USA (2008)

- 10.- Antonio Bockh, Marilí Rodríguez, Mileidys Chourio, “ **Manual para la selección de candidatos y diseño de estimulaciones y limpiezas en la U.P extrapesado**”, documento técnico P.D.V.S.A, diciembre (2005)
- 11.- Mike Crabtree, David Eslinger, Ashley Johnson, “ **La lucha contra las incrustaciones-remoción y prevención**”, octubre (1998)
- 12.- Efrain E, Barberi, “ **El pozo ilustrado**”, documento técnico P.D.V.S.A, Caracas, septiembre (1998)
- 13.- Nalco, Exxon Energy Chemical L.P, “ **Water treatment for the oilfield**”, february (1998)
- 14.- Kate Van Dyke, “ **Fundamentals of petroleum** ”, Revista fourth edition, Texas, august (1997)
- 15.- Bj Hughes, “ **Engineering stimulation**”, Editorial Guilford volumen II, Texas (1972)

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

TÍTULO	“PROPUESTA DE PROGRAMA DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL REACTIVA A POZOS PRODUCTORES QUE PRESENTAN MERMA DE PRODUCCIÓN POR INCRUSTACIONES EN EL ÁREA DACIÓN DEL DISTRITO SAN TOMÉ”
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
BELLO ORTEGA, KEREN MARÍA	CVLAC: 16.478.412 E MAIL: chicaquimica18@hotmail.com

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Estimulación Matricial

Pozos

Pérdida de Crudo

Merma de Producción

Pozos GS-106,GS-285,GS-290 y LM-223

Índice de Ryznar

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	
	INGENIERÍA QUÍMICA

RESUMEN (ABSTRACT):

El tratamiento de estimulación matricial es una técnica muy utilizada en la industria petrolera para ofrecer una respuesta efectiva al problema de deposición de materiales orgánicos e inorgánicos, los cuales causan una serie de problemas operacionales que generan pérdida en la producción de crudo. El propósito de esta investigación estuvo orientado en el estudio de las causas de merma de producción en los pozos activos pertenecientes a la Unidad de Producción Dación del Distrito San Tomé, considerando que estos presentan altos cortes de agua con tendencia a formar incrustaciones. En este trabajo se planificaron y ejecutaron varias actividades entre las cuales se encuentra la preselección y el muestreo de 20 pozos con antecedentes de merma de producción a los cuales se le analizaron sus propiedades fisicoquímicas resultando que el 90% del agua de formación de los pozos estudiados presentaron tendencia fuertemente incrustante según el índice de Ryznar. Los pozos escogidos como candidatos para las propuestas de programas de estimulación matricial reactiva fueron GS-106,GS-285,GS-290 y LM-223, a los cuales se les recopiló toda su información básica, histórico de producción y mineralogía de la arena de interés. Basado en esto se propuso para el pozo GS-106 un programa de estimulación matricial reactiva con un tratamiento principal de MUD-ACID de ácido clorhídrico-ácido fluorhídrico (HCl-HF) en una proporción 7:1, mientras que para los pozos GS-285,GS-290 y LM-223 se propuso un programa de estimulación matricial reactiva con un tratamiento principal de ácido clorhídrico (HCl) al 15%, por último se utilizó el sistema de evaluaciones económicas (SEEPLUS) para realizar el análisis de los costos de aplicación para los programas propuestos donde se observó que para las condiciones de los candidatos la aplicación de los tratamientos a los mismos es económicamente rentable.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**CONTRIBUIDORES:**

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA	AS X	TU	JU
Obando, Yaneis	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Gil, Adriana	ROL	CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Moreno, Luis	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Castro, Luis	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2010	05	05
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE: SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**ARCHIVO (S):**

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Propuesta de programa de estimulación matricial reactiva.doc	Application/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F
G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v
w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: Dpto. Optimización/PDVSA Distrito San Tomé (OPCIONAL)

TEMPORAL: 05/02/2010- 05/05/2010 (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Químico

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería Química

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente/Núcleo de Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**DERECHOS:**

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajos de grado:

“Los Trabajos de grado son exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”

Bello O., Keren M.

AUTOR

Obando, Yaneis

TUTOR

Moreno, Luis

JURADO

Castro, Luis

JURADO

Salas, Yraima

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS