



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA**

**CARACTERIZACIÓN DE MECANISMOS DE DAÑO Y
MÉTODOS DE REMOCIÓN EN LOS POZOS COMPLETADOS
DEL CAMPO BOQUERÓN DEL ESTADO MONAGAS,
MEDIANTE MÉTODOS ANALÍTICOS**

Asesor Académico
MSc.Mottola., Fabiola

Realizado por:
Cabrera Bello Luis José
C.I. 19.707.154

**Trabajo de Grado Presentado como Requisito Parcial para Optar al Título de:
INGENIERO DE PETRÓLEO**

MATURÍN, OCTUBRE DE 2013

ACTA DE APROBACION



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA

CARACTERIZACIÓN DE MECANISMOS DE DAÑO Y
MÉTODOS DE REMOCIÓN EN LOS POZOS COMPLETADOS
DEL CAMPO BOQUERÓN DEL ESTADO MONAGAS,
MEDIANTE MÉTODOS ANALÍTICOS

REALIZADO POR:

LUIS JOSÉ CABRERA BELLO

C.I: 19.707.154

APROBADO POR:

Msc. FABIOLA MOTTOLA
ASESOR ACADÉMICO

Msc. ISAAC CONTRERAS
JURADO PRINCIPAL

ING. MARÍA GARCÍA
JURADO PRINCIPAL

MATURÍN, OCTUBRE DE 2013

DEDICATORIA

A **Dios** todo poderoso y a la **Virgen del Valle**, por permitirme conservar la fe y esperanza durante el desarrollo y logro de esta meta, iluminándome en cada instante.

A mi madre, **Ysbelia Bello**, por tener tanta fortaleza y paciencia, ayudándome en todo momento. Espero que este triunfo te llene de satisfacción y orgullo, estoy orgulloso de ser tu hijo mi madre preciosa, has sido y serás siempre uno de los motivos que me impulsa a obtener y lograr lo que deseo, pensando siempre en cosechar un mejor futuro y una mejor calidad de vida. Te Amo.

A mis abuelas, **Clemencia Bello** y **Bertha Vázquez**, por asumir el rol de padre en momentos importantes para mí y por siempre apoyarme incondicionalmente en todo. A diferencia de muchos, hoy en día tengo el placer de tenerlas con vida y espero así sea por mucho más tiempo para poder retribuirles y recompensarles con gratitud su apoyo.

A mi hermana **Ysbelis Cabrera** y especialmente a mi hermana menor **Ibelice Cabrera** por las innumerables horas por semana que pasó en las eternas y largas colas de los bancos para realizar depósitos, te adoro hermana preciosa. Dios les recompensará con dicha por todo lo bueno, deseo que este logro las motive a seguir adelante y a luchar por culminar las carreras que ya iniciaron.

LUIS JOSÉ CABRERA BELLO

AGRADECIMIENTOS

Al finalizar el desarrollo de una tesis, es inevitable que surja un muy humano egocentrismo que lleva a concentrar la mayor parte del mérito al aporte brindado por mí mismo; sin embargo, reflexionado pude notar que ésta no hubiese podido llegar a un feliz término sin el aporte de instituciones y personas que contribuyeron en su creación; es por ello que doy **GRACIAS** primeramente a **Dios**.

A mi **Madre** y **Abuelas** por el esfuerzo en sacar adelante a mis hermanas y a mí, son un ejemplo de mujeres luchadoras y perseverantes.

A la **Universidad de Oriente Núcleo de Monagas**, por ser la casa que permitió desarrollarme estudios profesionales, y a todos los profesores por haberme impartido conocimientos sobre la carrera.

A la **Empresa PDVSA BOQUERÓN**, por brindarme la oportunidad de llevar a cabo el desarrollo del presente Trabajo de Grado, especialmente al **Departamento de Gerencia Técnica** y su personal **Yeremi Villar, Erika Rojas, María Salazar, Alexander Salazar, Jennifer García, Dichel Pastrán, Antonio Jiménez, Lowrys Morán**, por el apoyo prestado y por haberme permitido pertenecer a su eficiente y disciplinado equipo de trabajo.

A la **Ing. Rosana Rodríguez**, por su desinteresado aporte de conocimientos en todo momento durante el desarrollo de mi tesis... Gracias Infinitas.

A mi profesora de prueba de pozos y asesora de tesis **Msc. Fabiola Mottola**, por sus acertadas asesorías y contribuir en mi formación académica.

A mi prima, tía, comadre y consentidora profesional en la adquisición de mis antojos **Elida Bello**.

A mi tío **Lino Bello** por darme consejos sabios y estar cuando lo necesito.

Al único compañero de Servicio Comunitario que de verdad cumplió con sus labores, además de mí, claro está, **Anderson Hernández**.

Al **Sr. Ivan Molina** y **Aleida Gourmett** por confiar en mis capacidades adquiridas en la universidad y así poder llevar a buen fin el desarrollo de unas pasantías.

También quiero dar gracias a **Mersis González, Jhanelys Sánchez y Luizana Moreno** por el afecto desinteresado que han demostrado tener con mi persona (Las adoro); y a todas aquellas personas que formaron parte de mi vida como estudiante universitario y me han apoyado desde siempre **Jessica Cova, Carlos Salazar, Mi China, Gustavo Quintero, María Díaz, Rafael Goitía, Nathy Gómez, Daniel Bermúdez, Maricruz Rodríguez, Rubén Bonillo, Olmeri Ávila y Carlos Jiménez**.

GRACIAS A TODOS!!!

LUIS JOSÉ CABRERA BELLO

ÍNDICE GENERAL

ACTA DE APROBACION	ii
RESOLUCIÓN	¡Error! Marcador no definido.
DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTOS	iv
ÍNDICE GENERAL	vi
LISTA DE FIGURAS	viii
LISTA DE GRAFICOS	ix
LISTA DE TABLAS	x
RESUMEN	xi
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES	2
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
1.2.1 Objetivo general.....	3
1.2.2 Objetivos específicos.....	3
1.3 JUSTIFICACION DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
CAPÍTULO II	5
MARCO TEÓRICO	5
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	6
2.2.1 Origen geológico.....	7
2.2.2 Estructura.....	7
2.2.3 Estratigrafía.....	8
2.2.4 Energía del yacimiento y sus fluidos.....	9
2.2.5 Generalidades de los yacimientos.....	10
2.3 BASES TEÓRICAS.....	10
2.3.1 Daño a la formación.....	10
2.3.2 Mecanismos de daño a la formación.....	11
2.3.2.1 Interacción roca/fluidos.....	12
2.3.2.2 Interacción fluido/fluido.....	13
2.3.2.3 Fenómenos Interfaciales.....	15
2.3.2.4 Inversión de mojabilidad.....	17
2.3.2.5 Daños de tipo mecánico.....	17
2.3.3 Factores de daño.....	18
2.3.4 Índice de productividad (J).....	19
2.3.5 Causas de la baja productividad de pozos.....	20
2.3.6 Radio de invasión por filtrado (rd).....	22
2.3.7 Ácidos.....	23

2.3.7.1 Clasificación de los Ácidos.....	23
2.4. DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS	26
CAPÍTULO III.....	28
MARCO METODOLÓGICO	28
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	28
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	28
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA	29
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	29
3.4.1 Análisis de la productividad de los pozos del Campo Boquerón.....	30
3.4.2 Determinación de los mecanismos de daño presentes en los pozos.....	32
3.4.2.1 Mecanismos de daño por interacción roca/fluido	32
3.4.2.2 Mecanismos de daño por interacción fluido/fluido	34
3.4.2.3 Mecanismos de daño por fenómenos interfaciales	35
3.4.2.4 Mecanismos de daño por inversión de mojabilidad.....	36
3.4.2.5 Mecanismos por daño mecánico.....	36
3.4.3 Definición de métodos correctivos para remoción de daño en los pozos ..	37
3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	38
3.5.1 Técnicas.....	38
3.5.2 Instrumentos	38
3.6 RECURSOS	39
3.6.1 Recursos humanos.....	39
3.6.2 Recursos materiales y tecnológicos	39
3.6.3 Recursos económicos	39
CAPÍTULO IV	40
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	40
4.1 ANÁLISIS DE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS DEL CAMPO BOQUERÓN.....	40
4.2 DETERMINACIÓN DE LOS MECANISMOS DE DAÑO PRESENTES EN LOS POZOS	44
4.2.1 Mecanismos de daño por interacción roca/fluido	44
4.2.2 Mecanismos de daño por interacción fluido/fluido.....	53
4.2.3 Mecanismos de daño por fenómenos interfaciales.....	57
4.2.4 Mecanismos de daño por inversión de mojabilidad.....	60
4.2.5 Mecanismos por daño mecánico	61
4.3 DEFINICIÓN DE MÉTODOS CORRECTIVOS PARA REMOCIÓN DE DAÑO EN LOS POZOS	66
CAPÍTULO V.....	72
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	72
5.1 CONCLUSIONES	72
5.2 RECOMENDACIONES	73
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	75
APÉNDICES.....	77
HOJAS METADATOS.....	115

LISTA DE FIGURAS

Figura N° 2.1 Ubicación Geográfica del Campo Boquerón.....	6
Figura N° 2.2 Mapa Isópaco Estructural de la Formación San Juan Campo Boquerón.	8
Figura N° 2.3 Escala geológica del Norte de Monagas aplicada al Campo Boquerón	9
Figura N° 4.1 Mecanismos de daño presentes el Campo Boquerón	64



LISTA DE GRAFICOS

Gráfico N° 4.1 Clasificación de los pozos según sus valores de IP inicial y actual... 41	
Gráfico N° 4.2 Número de pozos con migración de finos según diferentes criterios establecidos..... 49	
Gráfico N° 4.3 Pozos con problemática por asfaltenos..... 54	
Gráfico N° 4.4 Pozos con problemas de precipitación por CaCO ₃ 56	



LISTA DE TABLAS

Tabla N° 2.1 Valores típicos de daño y su significancia relativa.....	11
Tabla N° 2.2. Valores de Índice de Productividad	20
Tabla N° 3.2 Discretización e identificación en porcentaje de las arcillas inestables.	33
Tabla N° 4.1 Valores de IP inicial y actual calculados	40
Tabla N° 4.2 Factores que han influido en la disminución del índice de productividad de los pozos del campo Boquerón.....	43
Tabla N° 4.3 Identificación de pozos con igual mineralogía a la existente por analogía.....	45
Tabla N° 4.4 Discretización e identificación en porcentaje de las arcillas inestables del pozo BOQ-4ST	46
Tabla N° 4.5 Discretización e identificación en porcentaje de las arcillas inestables del pozo BOQ-13.....	47
Tabla N° 4.6 Pozos con diferencial de presión superior a 1000 lpc.....	48
Tabla N° 4.7 Histórico de estimulaciones aplicadas al BOQ-13.....	50
Tabla N° 4.8 Pozos identificados con historia de estimulaciones reactivas.....	51
Tabla N° 4.9 Pozos con precipitados por reacciones químicas.....	52
Tabla N° 4.10 Variación entre las presiones de yacimiento, presiones de fondo fluyente y presión de floculación de los pozos estudiados del campo Boquerón.....	53
Tabla N° 4.11 Resultados de muestras de crudo analizadas en Lab	57
Tabla N° 4.12 Datos de producción de agua de los pozos estudiados en el campo Boquerón	59
Tabla N° 4.13 Pozos con inversión de mojabilidad por asfaltenos (%Asf>5)	61
Tabla N° 4.14 Pozos con daño durante la perforación/ completación	62
Tabla N° 4.15 Pozos con daño por penetración parcial (ANP > HC).....	63
Tabla N° 4.16 Clasificación de los diferentes mecanismos de daño por Bloque	63
Tabla N° 4.17 Condiciones mecánicas de los pozos.....	67



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA**

**CARACTERIZACIÓN DE MECANISMOS DE DAÑO Y MÉTODOS
REMOCIÓN EN LOS POZOS COMPLETADOS DEL CAMPO BOQUERÓN
DEL ESTADO MONAGAS, MEDIANTE MÉTODOS ANALÍTICOS**

Autor:

**Luis José Cabrera Bello
C.I. 19.707.154
Octubre 2013**

Asesores:

**Industrial: Ing. Rosana Rodríguez
Académico: Msc. Fabiola Mottola**

RESUMEN

Teniendo en cuenta los diversos mecanismos de daño presentados en los pozos del campo Boquerón, se elaboró este estudio con el objetivo fundamental de caracterizarlos y proponer métodos de remoción para ellos, mediante métodos analíticos; partiendo del análisis de la productividad de los pozos productores activos, determinando cuales presentan disminución del IP producto de mecanismos de daños de formación asociados, para lo cual se contó con apoyo del software de análisis nodal WellFlo en la determinación de las presiones de fondo fluyentes y volúmenes de crudo actuales de cada pozo, realizando el posterior cálculo y clasificación de los valores de índice de productividad obtenidos mediante ecuaciones matemáticas y comparándolos con los valores de índice de productividad inicial de cada uno. Además se determinaron los diversos mecanismos de daño de formación existentes a través de criterios y teorías establecidas; obteniéndose de ello, que los principales mecanismos de daño que afectan a los pozos productores activos del campo Boquerón son la producción de asfaltenos y la migración de finos, presentándose estos entre 92,30 y 100 % respectivamente, seguido en orden de frecuencia de precipitaciones inorgánicas por carbonatos de calcio en un 38,46% y restricciones a flujo de fluidos por problemas de emulsiones y penetración parcial, recomendando para estos los posibles métodos de remoción, con base en información de brindada por la empresa Schlumberger, mineralogía presente en cada pozo del campo, condiciones mecánicas y de yacimientos; definiendo como el mejor método de remoción las estimulaciones con concentraciones de mezclas de ácidos orgánicos en los pozos que presenten problemas por precipitación de carbonatos de calcio.

INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera se han desarrollado avances importantes en el área de perforación y estimulación de pozos para optimizar la producción, puesto a que las operaciones realizadas en estos generan daños a la formación afectando su índice de productividad.

La existencia de los daños presentes en un pozo puede ser inferido por análisis de modelos matemáticos o pruebas de laboratorio, los cuales presentan el efecto de la alteración de la permeabilidad y restricciones al flujo en las zonas cercanas al pozo.

Una forma de caracterizar el daño total de los yacimientos es a través de cada uno de los factores que lo componen, dentro de estos se tienen, la permeabilidad alterada en la región vecina al pozo por invasión de fluidos desde el pozo hacia la formación, la producción de altos contenidos de arena y agua, la turbulencia del fluido, efectos de perforación, mal diseño del cañoneo y bloqueo por saturación o segregación de fases.

Estos problemas, por lo general se agravan poniendo en peligro el futuro de los pozos y la capacidad de producción de los mismos a largo plazo; así como también pueden ocasionar la pérdida de comunicación entre el pozo y el yacimiento.

El propósito de esta investigación es proporcionar información sobre los diferentes tipos de mecanismos de daño a la formación presentes en los pozos del Campo Boquerón y lograr identificar zonas en el Campo con mecanismos de daños similares, permitiendo a los ingenieros y técnicos de la industria optimizar el diseño de las estimulaciones de pozos, con el consiguiente incremento en la producción de petróleo.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El Campo Boquerón, operado actualmente por PDVSA Boquerón se encuentra ubicado al Norte del estado Monagas, aproximadamente a 15 km del Noreste de la Plaza Bolívar de la ciudad de Maturín. Este campo fue descubierto por Lagoven S.A. en 1989 y posee un área de alrededor de 60 km². Actualmente cuenta con 26 pozos completados, de los cuales solamente 13 son productores activos y 3 inyectores de gas, los demás pozos se encuentran cerrados y abandonados en su mayoría por problemas mecánicos.

Durante el inicio de explotación del campo y sus primeros años de producción se observó una pronunciada y rápida declinación de presión en los yacimientos SJN BOQ 2 y SJN BOQ 3, que son los principales del campo. A medida que este fenómeno se estaba desarrollando se pudo observar como en los pozos productores aumentaba el número de intervenciones para poder mantener los caudales de producción asociados e igualmente la aparición de problemas en los pozos por deposición de asfaltenos, arena y/o finos, escamas, entre otros, como consecuencia del desconocimiento de parámetros críticos del campo, los cuales se han ido conociendo y controlando tras análisis que se han realizado con el tiempo. Otra de las razones que ha influenciado en esta situación ha sido el manejo inadecuado de la explotación del campo para dar cumplimiento con los compromisos de producción. Estas condiciones presentes provocaron el cierre de muchos pozos y por ende aumento de los costos por barril al tratar de recuperar producción.

La urgencia por mantener las cuotas de producción obligaron a buscar medios para reactivar pozos de forma práctica y rápida; no obstante, no se ha realizado un análisis minucioso para diagnosticar los factores que pudiesen estar afectando el índice de productividad de los mismos, los diseños de técnicas correctivas para el mejoramiento de este parámetro y sobre todo las consideraciones para prevenir eventos indeseados en los pozos, manteniendo el mejor perfil de producción al más largo tiempo y menor costo de mantenimiento.

En tal sentido, mediante el presente trabajo de investigación se determinaron cuáles son los factores que inciden en una baja productividad en los pozos del campo, pudiendo reconocer si las causas de una baja producción o un bajo índice de productividad se deben a la existencia de mecanismos de daño a la formación identificados, así como la generación de recomendaciones para removerlo en base al estudio realizado.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo general

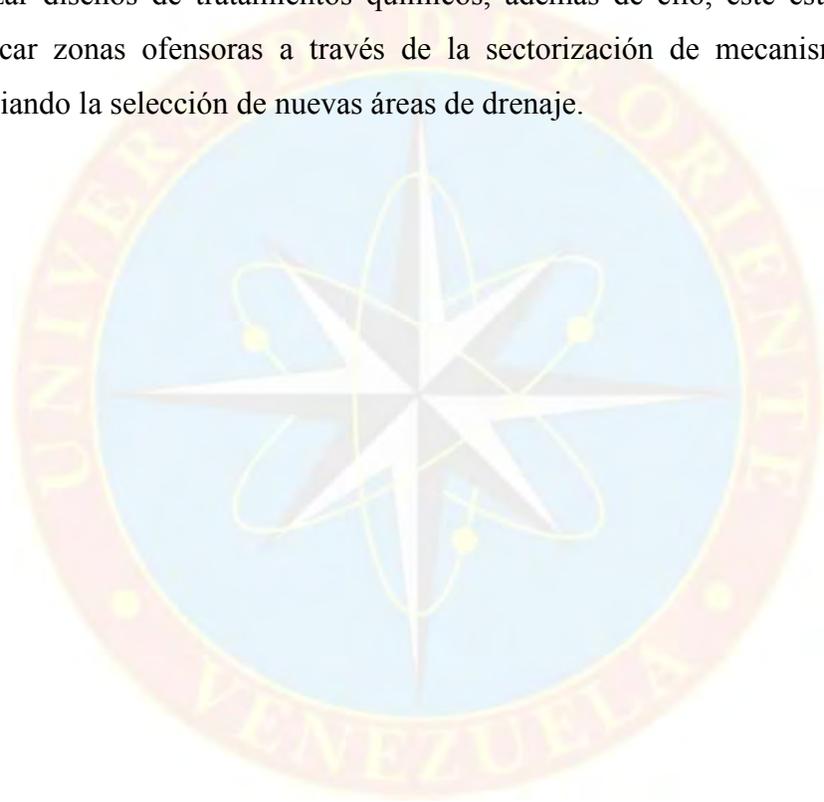
Caracterizar mecanismos de daño y métodos de remoción en los pozos completados del campo Boquerón del estado Monagas, mediante métodos analíticos.

1.2.2 Objetivos específicos

- Analizar la productividad de los pozos del Campo Boquerón.
- Determinar los mecanismos de daño presentes en los pozos.
- Definir métodos correctivos para remoción de daño en los pozos.

1.3 JUSTIFICACION DE LA INVESTIGACIÓN

En vista a la necesidad de mantener los caudales de producción en el campo Boquerón al menor costo de mantenimiento, nace un estudio que involucra identificar los diferentes mecanismos de daño presentes en cada pozo, permitiendo facilitar la toma de decisiones para ejecutar trabajos de remediación en pozos productores, optimizar diseños de tratamientos químicos, además de ello, este estudio pretende identificar zonas ofensoras a través de la sectorización de mecanismos de daño, beneficiando la selección de nuevas áreas de drenaje.



CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Figuera, A y Gómez, E (2007), realizaron un trabajo de grado titulado “Estudio de los daños y pseudo daños asociados a yacimientos de gas y gas condensado”, donde a través de la interpretación de métodos analíticos y semianalíticos determinaron los daños y pseudo daños basándose en la interpretación del skin (daño) arrojado por el simulador Pansystem, donde concluyeron que el método de cálculo más adecuado para estimar el daño de formación es el propuesto por Karakas y Tariq, que el factor skin (daño) arrojado no proporciona ni discretizacúales son los daños presentes en este yacimiento; debido a que, da un valor absoluto de daño total, y no valores desglosados para cada uno de los daños inmersos en este valor total.

Guzmán, A (2011), realizó un trabajo de grado titulado “Estudio técnico económico para la aplicación de estimulaciones químicas reactivas y no reactivas a pozos del campo Boquerón del estado Monagas”, el cual tuvo como objetivo reducir el factor de daño y al mismo tiempo aumentar el índice de productividad de los pozos del campo, orientado en el diseño de tratamientos de pozos productores a través de un estudio técnico de experiencias anteriores, mediante este estudio se llegó a la conclusión que la problemática que afecta a los pozos del campo Boquerón es la producción de asfaltenos y arena o finos los cuales afectan al 77% de los pozos del campo, seguido de problemas de formación de escalas y condensación retrograda la cual afecta al 23% de los pozos y que la clave para obtener una estimulación exitosa es la identificación de los mecanismos de daño, la determinación de la mineralogía, la preparación adecuada de los fluidos y el control de calidad de los mismos.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

El campo Boquerón está situado en la región nororiental de Venezuela, aproximadamente a 15 km al noreste de la Plaza Bolívar de la Ciudad de Maturín, en el Municipio Maturín del Estado Monagas. Posee una situación limítrofe al suroeste con el campo San Vicente y al noreste con el campo Viboral. Cuenta con una superficie de 60 km² y promediadamente 65 m sobre el nivel del mar. (Base de datos PDVSA Boquerón, 2011).

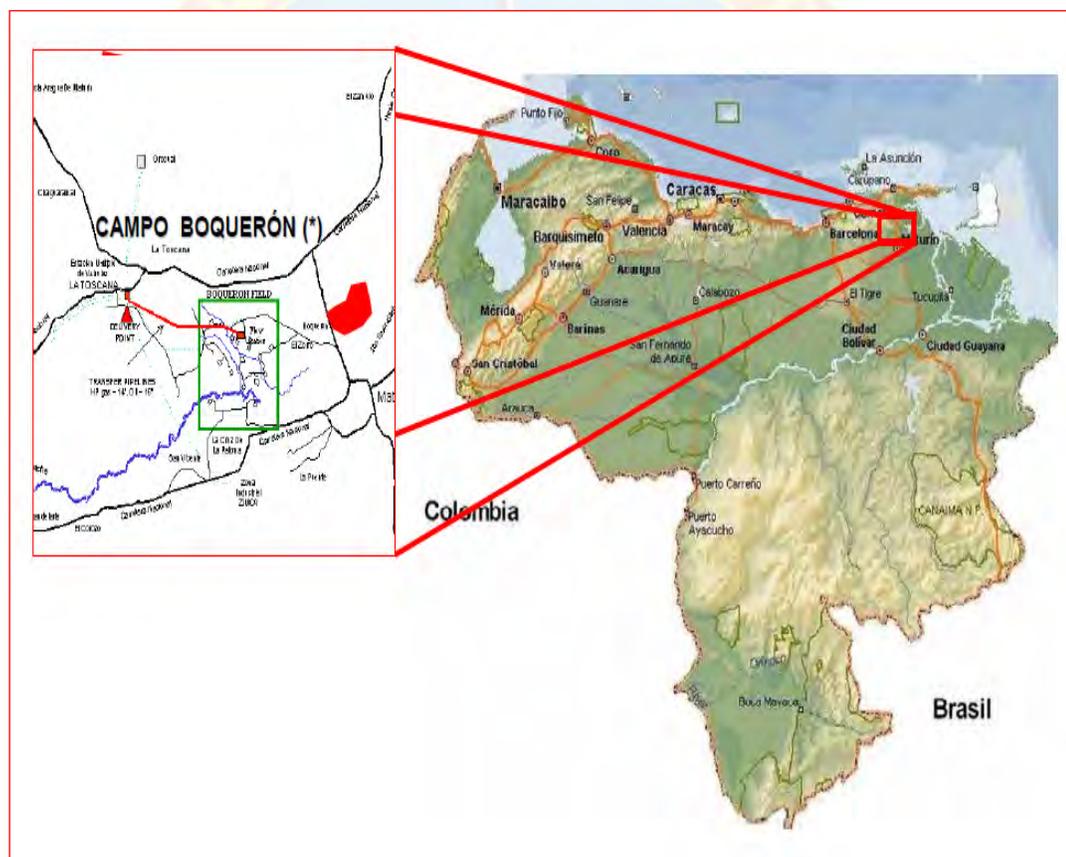


Figura N° 2.1 Ubicación Geográfica del Campo Boquerón
Fuente: Base de datos PDVSA Boquerón 2011

2.2.1 Origen geológico

La subcuenca de Maturín se encuentra ubicada, geológicamente, en la región Oriental – Central de la Cuenca Oriental de Venezuela. Ésta presenta una gran depresión topográfica como resultado de la ocurrencia de múltiples eventos geológicos y estructurales. Se considera que la subcuenca de Maturín se originó en la sobrecarga ejercida por formaciones pertenecientes al Escudo Guyanés. Esta sobrecarga dió lugar a una compresión isoestática diferencial, que genera un arqueamiento hacia el Norte, en la superficie de la Placa Americana del Sur. (Base de datos PDVSA Boquerón, 2011).

2.2.2 Estructura

El más reciente modelo estructural realizado del campo, cuenta con soporte sísmico 3D (reprocesada) y data del año 2003, en este modelo la estructura predominante en Boquerón está definida como un anticlinal de rampa asociado a un corrimiento de buzamiento norte y de rumbo N-E, el cual se encuentra determinado por el sistema de fallas normales que lo atraviesa en dirección noroeste dividiéndolo en cinco bloques (noreste, sureste, central, noroeste y suroeste). El guía de fallas muestra dos tendencias dominantes: fallas con tendencias NNE-SSO interpretadas como fallas inversas, no reconocidas en registros, y fallas con tendencias NNO-SSE.

Geológicamente es una estructura compleja altamente fallada y compartamentalizada. Los yacimientos son de alta temperatura y alta presión. El crudo contenido varía en composición y propiedades desde gas condensado en la cresta hasta petróleo negro con alto contenido de asfaltenos hacia la base del mismo. (Base de datos PDVSA Boquerón, 2011).

EDAD	PER.	ÉPOCA	LITOESTRATIGRAFÍA	
T E R C I A R I O	Q	HOLOGENO/PLEISTOCENO		Fm. MESA
		P L I O C.	Tardío	Fm. LAS PIEDRAS
	Temprano			
	N E O G E N O	M I O C E N O	Tardío	Fm. LA PICA
			Medio	Fm. CARAPITA
			Temprano	
			O L I G O C E N O	
	E O C E N O		Fm. CARATAS	
	P A L E O C E N O		Fm. VIDOÑO	
	C R E T Á C I O	TARDÍO		Fm. SAN JUAN Fm. SAN ANTONIO Fm. QUERECUAL
TEMPRANO		Fm. BARRANQUÍN		

Figura N° 2.3 Escala geológica del Norte de Monagas aplicada al Campo Boquerón

Fuente: Base de datos PDVSA Boquerón 2011

2.2.4 Energía del yacimiento y sus fluidos

El yacimiento originalmente presentó una presión aproximada de 12903 lpc, valor reportado en una prueba realizada al pozo BOQ-02, el cual produjo inicialmente a una tasa de 5 MBND de 29 °API con una relación gas petróleo de 1022 PCN/BN del yacimiento SJN BOQ 2, encontrándose a una profundidad de 16532 pies bajo el nivel del mar. El crudo es liviano de 38° API promedio y el hidrocarburo fluye naturalmente con mecanismo de producción predominante de gas en solución.

Inicialmente, los hidrocarburos producidos fueron monofásicos, lo cual se mantiene hasta el presente en la mayoría de los pozos del campo. El campo Boquerón presenta un yacimiento de petróleo subsaturado, con incremento de la densidad del crudo con la profundidad, el cual es consecuencia directa de la proporción de componentes pesados contenidos en el fluido. En las regiones más profundas de los

flancos del anticlinal se tiene un crudo más pesado que el fluido de la cresta, es decir, la cantidad de gas presente se hace mayor hacia el tope de la estructura. (Base de datos PDVSA Boquerón, 2011).

2.2.5 Generalidades de los yacimientos

Inicialmente se consideró al yacimiento perteneciente al miembro Naricual Inferior como uno solo, pero debido a que el área presenta presiones de yacimiento desiguales y a la existencia de diversas fallas que poseen carácter sellante, se propuso la división del yacimiento NARI INF 02, creando los yacimientos SJN BOQ 2 (que comprende los bloques noreste, central, sureste y noroeste), SJN BOQ 3 (conformado por el bloque suroeste) y NARS,M BOQ 8. El yacimiento SJN BOQ 2 es el de mayor extensión en el campo Boquerón y cuenta con un área de 3035 acres (12,28 km²) y un volumen estimado de 571543 acres-pies, representa un espesor promedio de 600 pies. Se encuentra ubicado hacia el noreste del campo y limita al sur con la falla normal de rumbo N 70 E y buzamiento sur; al oeste con la falla normal de rumbo N 40 O, y al norte y este con un contacto agua-petróleo estimado a 18100 pbnm. La presión inicialmente se encontró en el orden de 12904-12920 lpc y actualmente se encuentra en el orden de 8771 – 6227 lpc. Este yacimiento está sometido a un proceso de inyección de gas miscible desde el año 2001 con la finalidad de mantener y/o aumentar la presión del yacimiento. (Base de datos PDVSA Boquerón, 2011).

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 Daño a la formación

El daño a la formación se refiere a cualquier restricción al flujo de fluidos en el medio poroso, causado por la reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo,

por la producción de o por la introducción de fluidos durante las operaciones de perforación y/o rehabilitación del pozo, y que puede ser eliminada mediante un tratamiento químico (ácidos, surfactantes u otros) permitiendo al pozo recuperar la mayor parte de su capacidad original de producción.

El daño a la formación se origina durante los procesos que se llevan a cabo para la realización del pozo, en donde existen movimientos de fluidos desde y hacia la formación. Entre dichos procesos que originan el daño de formación se tiene: perforación, invasión del fluido de perforación, cementación, empacamiento con grava, fluidos de terminación y reparación de pozos, tratamientos de estimulación, operaciones de producción e inyección, cañoneo, entre otros.(CIED, 1997).

Tabla N° 2.1 Valores típicos de daño y su significancia relativa

Condición del Pozo	Valores del Daño Verdadero a la Formación S
Altamente Dañado	$S > 10$
Dañado	$S > 0$
Sin Daño	$S = 0$
Acidificado	$-1 \leq S \leq -3$
Fracturado	$-2 \leq S \leq -4$
Masivamente Fracturado	$S < -5$

Fuente: CIED, Daños a la Formación, (1997)

2.3.2 Mecanismos de daño a la formación

Existen varios mecanismos por los cuales puede restringirse el flujo de fluido desde el yacimiento hasta el pozo, en primer lugar aquellos que producen precipitados que alteran los poros y la matriz de la roca, por las interacciones roca/fluidos y fluido/fluido, aquellos que alteran las propiedades interfaciales entre la roca y los

fluidos, y las de la superficie de la roca; también existen daños puramente mecánicos y otros de origen biológico. (CIED, 1997).

2.3.2.1 Interacción roca/fluidos

Esta restricción puede ser causada por desequilibrios químicos y/o físicos en la matriz de la roca o en los fluidos de la formación, que estando en equilibrio durante el tiempo geológico, se ven alterados por la introducción de fluidos extraños durante las operaciones de campo, reduciendo la permeabilidad.

- **Migración/taponamiento por partículas finas**

Los finos se definen como pequeñas partículas que están adheridas a las paredes de los poros de la roca, los cuales son producidos in situ o por operaciones de campo. Para que ocurra su migración las partículas deben desprenderse de la superficie del grano, dispersarse y fluir a través del medio poroso hasta llegar a los cuellos de los poros, lo que causa un taponamiento y una disminución en la permeabilidad del medio poroso en la región cercana del pozo, donde la velocidad del fluido es máxima.

Las partículas finas se caracterizan por tener un tamaño promedio de grano que va desde el coloidal hasta 40 micrones. Las partículas coloidales son afectadas por la difusión Browniana y los efectos de la capa eléctrica. Las partículas mayores que el tamaño coloidal son afectadas por las fuerzas hidrodinámicas.

Las principales arcillas que se hallan en el medio poroso son las antigénicas (caolinita, illita, esmectita y clorita) seguidas por cuarzo, sílice amorfo, feldespatos y carbonatos (calcita, dolomita y siderita).

Las arcillas antigénicas son las que más afectan la permeabilidad del yacimiento, ya que se encuentran directamente en el espacio poroso, en la trayectoria de los fluidos. Estos minerales son de tamaño pequeño estructuralmente laminares y de gran área superficial, por lo que tienden a reaccionar rápidamente con el flujo que se introduce en el medio poroso, de modo que si este fluido no es compatible con el tipo de arcilla presente, basta con que hayan un 2% de esta para que su desestabilización cause obstrucción al flujo con disminución de la producción.

- **Formación de precipitados por reacciones químicas en el medio poroso**

Entre los fluidos que se utilizan para la estimulación de pozos se encuentran los ácidos, los cuales, usados en forma adecuada no deben causar daños a la formación. La reacción entre los ácidos y los minerales provoca la disolución de estos, por lo que se produce la precipitación de otras especies químicas al gastarse el ácido y aumentar el pH.

Los ácidos fundamentales en la formación de precipitados por reacciones químicas en el medio poroso son: Ácido clorhídrico (HCL), ácido fluorhídrico (HF), ácido acético ($\text{CH}_3\text{-COOH}$), ácido fórmico (HCOOH) y combinaciones y formulaciones especiales de estos.

2.3.2.2 Interacción fluido/fluido

La interacción fluido/fluido puede traer como consecuencia varios mecanismos de daño como son: bloqueos por emulsiones, así como la precipitación de ciertos compuestos sólidos inorgánicos por incompatibilidad entre aguas, u orgánicos por incompatibilidad entre aguas, u orgánicos por incompatibilidad entre los fluidos inyectados y el crudo.

- **Precipitación inorgánica**

Se han identificado varios tipos de incrustaciones inorgánicas: carbonato de calcio, sulfato de calcio, (yeso y anhidrita), sulfato de bario, carbonato de hierro, sulfuro de hierro, óxido férrico y sulfato de estroncio. De todas ellas, la más frecuente es la de carbonato de calcio.

La tendencia a precipitar del carbonato de calcio depende de las concentraciones de los iones de calcio y de bicarbonato presente, y de la presión parcial del CO₂ en los fluidos residentes.

La precipitación puede ser natural o inducida. La natural está asociada con la producción, cuando los gases disueltos salen de solución a medida que va declinando la presión del yacimiento. Cuando el agua de la formación entra en la zona de altas caídas de presión en las cercanías del pozo, el anhídrido carbónico escapa de la solución y el equilibrio se altera, favoreciendo la precipitación de carbonato de calcio.

La precipitación inducida puede ocurrir en diversas operaciones debido a la mezcla de fluidos incompatibles. Por ejemplo: cuando iones externos de calcio se introducen a la formación durante la perforación, cementación, terminación y reparación del pozo.

- **Precipitación orgánica**

Las especies orgánicas más comunes que causan daño a la formación son las parafinas y los asfaltenos. La precipitación de productos orgánicos puede ser también natural o inducida. La natural en el caso de las parafinas está asociada a la

disminución de la temperatura del crudo, y se da con más frecuencia en las tuberías que en la formación. La precipitación natural de asfaltenos está asociada a cambios en la composición del crudo por liberación de gas y fracciones ligeras, a medida que la presión declina. Si hay una zona de alta caída de presión en las cercanías del pozo, los asfaltenos pueden precipitar en el medio poroso.

La precipitación inducida resulta de la alteración del equilibrio entre el crudo del yacimiento y sus constituyentes parafínicos y asfálticos. Esta alteración puede producirse durante cualquiera de las operaciones que se llevan a cabo en un pozo. La adición de fluidos orgánicos ligeros, tales como pentano, hexano, gasolina, gasoil, nafta y LNG, con baja tensión superficial, puede precipitar asfaltenos.

El contacto de fluidos de estimulación de bajo pH (ácidos), con el crudo, también puede causar la formación de un precipitado asfáltico, conocido como *sludge*. Esto se debe a que las moléculas de asfaltenos, de alto peso molecular, tiene un núcleo con carga neta positiva, la cual se compensa por una doble capa externa, de carga negativa. Cuando esta doble capa entra en contacto con los patrones de una solución ácida, la doble capa colapsa, y las partículas de asfaltenos se agregan y precipitan.

2.3.2.3 Fenómenos Interfaciales

El daño a la formación puede ser causado por fenómenos diferentes a obstrucciones que disminuyen la permeabilidad de la roca. Hay daños causado por los fluidos que involucran cambios en la viscosidad aparente de la fase oleica, o un cambio en la permeabilidad relativa al petróleo, se considera que este tipo de daño son temporales ya que los fluidos son móviles sin embargo en la práctica son muy difíciles de eliminar.

- **Bloqueo por emulsiones**

Esto ocurre cuando una emulsión viscosa ocupa el espacio poroso cercano al pozo y bloquea el flujo de fluidos hacia el mismo.

El mecanismo de la formación de emulsiones en el medio poroso es controversial, pero parece que no solo depende de las propiedades del crudo, sino también de la introducción de agentes externos. En la práctica, se ha hallado que el agua y el petróleo nativos de un yacimiento rara vez forman emulsiones espontáneamente. De la misma manera, agua de yacimiento y filtrado de fluidos de perforación que se han saturado de oxígeno en la superficie, al filtrarse en la formación provocan la oxidación del petróleo, con las mismas consecuencias.

Un mecanismo mucho más probable de formación de emulsiones en el medio es la introducción de surfactantes con los filtrados de los fluidos de perforación y/o terminación/repación. Si además existen partículas finas dispersas en el medio poroso, estas se colocaran en la interfase impidiendo la coalescencia de las gotas de la fase dispersa de la emulsión. Estas emulsiones se hacen más estables cuando las partículas finas tienen una mojabilidad intermedia, esto es su mojabilidad es igual que al petróleo, así pueden concentrarse en la interfase entre el agua y el petróleo y actuar como un escudo mecánico impidiendo que las gotas de la emulsión se junten.

- **Bloqueo por agua**

Es una reducción de la permeabilidad relativa al petróleo por el incremento de la saturación de agua en el medio poroso en las cercanías del pozo.

Los bloqueos por agua pueden ocurrir cuando se filtra a la formación agua proveniente de los fluidos de perforación, terminación o reparación, o por comunicación con una zona productora de agua. La región de alta saturación de agua resultante, cerca del pozo, reduce la permeabilidad de la formación al petróleo. Un bloqueo por agua, en general se elimina por sí solo, pero, en general viene asociado con otros tipos de daño, que enmascaran su identificación e impiden su eliminación. Además, en yacimientos con alto grado de agotamiento, la presión puede ser baja para expulsar el agua en un tiempo aceptable.

Un bloqueo por agua se identifica por un repentino incremento del porcentaje de agua en la producción o una ausencia de producción, generalmente después de una reparación en un pozo donde se ha usado agua o salmuera. Si el pozo produce, es fácil distinguir el bloqueo de una conificación o intrusión de agua, ya que el bloqueo no es sensible a los cambios en la tasa de producción, mientras que la conificación e intrusión disminuirán al disminuir la tasa de producción.

2.3.2.4 Inversión de mojabilidad

La acción de surfactantes en los fluidos de perforación, así como la precipitación de asfaltenos en el medio poroso, alteran la mojabilidad de la formación hacia el petróleo, reduciendo así la permeabilidad relativa de la formación hacia este.

Este tipo de mecanismo lo producen los filtrados de fluidos de emulsión inversa.

2.3.2.5 Daños de tipo mecánico

El medio poroso puede ser invadido por partículas sólidas durante los procesos de perforación, reparación o inyección de agua en el pozo. Dependiendo del tamaño

de las partículas, relativo al tamaño de las gargantas de los poros, este daño será más o menos profundo.

También durante el proceso de cañoneo, se crea una zona muy compactada alrededor de cada una de las perforaciones, cuya permeabilidad puede ser de solo el 10% de la permeabilidad original de la formación.

Otra forma de daño mecánico es el colapso de la formación productora alrededor del pozo, ya sea por altos diferenciales de presión, que crean altas velocidades de flujo y tasas de cizallamiento o por destrucción del material cementante intergranular durante procesos de acidificación.

2.3.3 Factores de daño

Hay factores que modifican las caídas de presión y los patrones de flujo alrededor del pozo, estos factores crean (o disminuyen) las caídas de presión en el pozo. (CIED, 1997)

Estos factores son:

- Zona de alteración de permeabilidad alrededor del pozo.
- Perforaciones (disparos).
- Penetración parcial de la zona perforada.
- Desviación del pozo.
- Precipitación química.
- Fracturamiento hidráulico

2.3.4 Índice de productividad (J)

Es una medida del potencial de producción del pozo y según CIED (1997), “el índice de productividad se define como el volumen de fluido producido, por unidad de caída de presión entre el yacimiento y el pozo” (p. 3). Se obtiene por la siguiente ecuación:

$$J = \frac{Q}{\Delta P} \quad (2.1)$$

$$\Delta P = P - P_w \quad (2.2)$$

Dónde:

J: Índice de productividad [BN/D/lpc]

Q: Caudal de fluido, [BN/D]

P: Presión promedio del yacimiento, [lpc]

P_{wf}: Presión fondo fluyente del yacimiento a tasa constante, [lpc].

Para yacimientos de petróleo, cuando la presión de fondo fluyente del pozo (P_{wf}) es mayor que la presión de burbujeo (P_b) el flujo de fluido es similar a un flujo monofásico, y la curva que representa el índice de productividad se comporta como una recta.

Si la P_{wf} es menor que P_b, se tiene un fluido multifásico y se debe aplicar el método IPR (Inflow Performance Relationship), a partir de la siguiente ecuación:

$$Q_o \text{ max} = \frac{Q_o}{1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right)^2}$$

(2.3)

En la práctica los valores de IP son muy variados, dependiendo de las características de producción de cada pozo y se han fijado los siguientes valores como indicativos de la productividad de un pozo. Ver tabla N° 2.2.

Aunque son raros los casos, se pueden conseguir valores tan bajos como 0,16 menores y tan altos como 50 o más.

Tabla N° 2.2. Valores de Índice de Productividad

IP (BBPD/lpc)	Valor
Bajo	< 0,5
Intermedio	$0,5 \leq IP \leq 1,5$
Alto	> 1,5

Fuente: Guzman, A. (2011)

2.3.5 Causas de la baja productividad de pozos

Las causas de una baja productividad en un pozo pueden variar desde un problema fundamental del yacimiento hasta la restricción del flujo en la zona cercana al pozo, o en el pozo mismo. (CIED, 1997)

Las causas potenciales incluyen:

- Baja permeabilidad natural del yacimiento.
- Baja permeabilidad relativa de la fase de hidrocarburos.
- Baja presión del yacimiento.
- Agotamiento de reservas en el yacimiento.
- Área de drenaje reducida: poco espaciamiento entre pozos productores puede ocasionar competencia entre los mismos por el área de drenaje.
- Daño a la formación.
- Perforaciones de poca penetración o tapadas: en pozos verticales al ser el flujo radial, las líneas de flujo se reducen en la vecindad del pozo y por ende en las perforaciones, al encontrarse tapadas o ser de poca penetración, crearán una caída adicional de presión en la cara de la formación disminuyendo el flujo de fluidos desde el yacimiento hacia el pozo.
- Alta viscosidad del crudo.
- Restricciones debido al diseño de completación del pozo o diseño de tuberías.
- Deficiencias en el levantamiento artificial.
- Cuellos de botella en superficie: una restricción en superficie (líneas de flujo, separador, etc) ocasionará una contrapresión en el fondo del pozo, restringiendo el flujo de fluidos. Esto puede verificarse mediante la realización de un análisis nodal al sistema integrado yacimiento, pozo, superficie.

La mejor manera de observar como es afectado el índice de productividad es a través del análisis de la ecuación de Darcy, ya que esta explica el flujo de fluidos

monofásicos en una sección de tubería o en un medio poroso y la productividad es proporcional a la tasa de flujo que tiene el pozo.

Las causas de baja productividad mediante el análisis la ecuación de Darcy pueden ser:

- Capacidad de flujo de la formación ($K_o \cdot h$)
- Baja energía disponible
- Alta viscosidad del fluido
- Resistencia al drenaje (ϕ)
- Daño

2.3.6 Radio de invasión por filtrado (rd)

Este se define como el máximo alcance que puede llegar a tener un volumen de fluido que se pierde durante la realización de trabajos de perforación a pozos y para ser calculado debe ser conocido dicho volumen o estimado una vez conocido los parámetros que se nombran a continuación:

$$V = 0,559 * r^2 * h * \phi \quad (2.4)$$

Dónde:

V: Está asociado al volumen de lodo perdido en una zona específica [Bl]

Ö: Porosidad

h: Espesor de arena neta petrolífera , [Pie]

r: radio del pozo [Pie]

Conociendo el volumen perdido se calcula el radio de invasión por filtrado o pérdida mediante la ecuación:

$$r_d = (V / (0,559 * h * \Phi))^{1/2} \quad (2.5)$$

2.3.7 Ácidos

En la acidificación matricial de pozos se emplean ácidos que reaccionan con los minerales que contienen las formaciones. Estas reacciones son procesos de cambios químicos entre los reactivos (ácido y mineral), para dar productos de reacción. El conocimiento del cómo, cuándo y dónde se llevan a cabo las reacciones químicas es imprescindible para la selección y diseño de una acidificación matricial.

Este conocimiento se basa en el estudio de la estequiometría, el equilibrio y la velocidad de reacción, los cuales permiten el conocimiento de los mecanismos que proporcionan las acciones mutuas entre los átomos, moléculas e iones, dando como resultado la transformación de determinados reactantes en nuevos productos. (Martínez, 2007).

2.3.7.1 Clasificación de los Ácidos

Ácido Clorhídrico (HCl): también se le conoce como ácido muriático, es un ácido inorgánico y es el más utilizado en las estimulaciones de pozos. Comercialmente está disponible a concentraciones del orden de 32% en peso. Es un ácido fuerte y debido a esta propiedad permite disolver un mayor volumen de roca calcárea. Su principal desventaja radica en su corrosividad que origina un daño severo

a las tuberías del pozo y al equipo de acero, por lo que su aplicabilidad está restringida a temperaturas menores de 250°F.

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. No reacciona con el sulfato de calcio, con el de bario, pero sí con el hierro. Con el petróleo, puede formar emulsiones de muy alta viscosidad, por precipitación de asfaltenos.

Ácido Fluorhídrico (HF): es un ácido inorgánico y es el único que permite la disolución de minerales silícicos como las arcillas (caolinita, illita, montmorillonita, clorita), los feldespatos, el cuarzo, entre otros. Está disponible comercialmente en soluciones acuosas del 40 al 70% de concentración en peso. Reacciona preferentemente con las arcillas antes que con los otros como el cuarzo, debido a que las arcillas presentan una mayor área superficial. Para la estimulación de pozos se utiliza en solución con ácido clorhídrico.

La reacción del HF con calizas o con la salmuera de la formación 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 HCl en primer lugar, para disolver la caliza y desplazar las salmueras de la zona, seguido de HF, para reaccionar con minerales silíceos.

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 a acidificar con una formulación ácida de HF a un pozo, sino a base de cloruro de amonio como espaciadores, antes y después del ácido.

La única solución salina compatible con el HF es el cloruro de amonio. En la reacción secundaria, aun cuando la reacción primaria se ha completado, el HF continúa reaccionando. Se descubrió que durante esta fase, el fluoruro de silicio reacciona con arcillas y feldespatos. En este proceso se libera gran cantidad de aluminio en la solución mientras se consume gran cantidad de ácido. El ácido fluorsilícico y el ácido Fluoralumínico formados en la reacción primaria continúan reaccionando con aluminosilicatos consumiendo ácido adicional y ocasionando precipitados. Esta reacción es llamada la reacción secundaria del HF:

Ácido Acético (CH_3COOH): es un ácido orgánico, que generalmente se utiliza en el tratamiento de pozos de temperaturas anormalmente altas, que harían poco efectivo el ácido clorhídrico. El uso del ácido acético es muy ventajoso, ya que requiere poca concentración de corrosión para proteger las tuberías y no causar precipitados en sus reacciones con los minerales de la formación. Su baja resistividad lo hace imprescindible cuando en el pozo se encuentran accesorios con partes de aluminio o de cromo. También es utilizado como agente secuestrante de hierro y como controlador de arcillas, dado que la condición de equilibrio de su reacción a presión no permite que se llegue a gastar totalmente, manteniéndose un pH entre 2 y 3. 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 carbonato 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 esta.

Ácido Fórmico (HCOOH): es un ácido orgánico. Es más fuerte que el ácido acético pero más débil que el HCl, tanto por cuanto a su reacción como por costo de disolución de carbonatos. Tiene el mismo poder de disolución de carbonatos al 10% de concentración que el HCl al 8%. Su empleo principal es en rocas calcáreas en pozos de alta temperatura, y se emplea generalmente como ácido retardado, lo que permite mayor penetración en la formación.

2.4. DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

Acidificación: la práctica de aplicar ácidos a las paredes de pozos de petróleo y gas para remover cualquier material el cual obstruye la entrada de fluidos. (<http://www.ingenieriadepetroleo.com/2010/12/acidificacion-de-pozos.html>).

Daños de Formación: es cualquier restricción de flujo dentro del yacimiento, en la vecindad de un pozo, físicamente se manifiesta como una caída de presión adicional en el flujo desde el yacimiento hacia el pozo. (<http://es.scribd.com/doc/78971498/DANO-A-LA-FORMACION>).

Desmulsificantes: son químicos que rompen la emulsión para obtener crudo seco y agua limpia. Los desmulsificantes pueden ser aplicados en un amplio rango de temperaturas para conseguir el resultado deseado. La selección adecuada (de acuerdo con las características del fluido y la disponibilidad de facilidades de producción) y la aplicación son determinantes para un tratamiento exitoso. (http://www.quimipac.com.ec/pet_serv.htm).

Emulsión: sustancia y permanente mezcla de líquido heterogéneo de dos o más líquidos que no se disuelven normalmente en cada uno pero el cual es mantenido en suspensión o dispersión, uno en el otro, por agitación mecánica, más frecuente,

añadiéndole pequeñas cantidades de sustancias conocidas como emulsor. (<http://www.textoscientificos.com/emulsiones/introduccion>).

Estimulación: proceso mediante el cual se aumenta la productividad de los pozos, por aumento de la porosidad y permeabilidad, debido a la remoción de daño en la vecindad del pozo o a la creación de una alta estructura conductiva dentro de la formación. (CIED, 1997).

Reacondicionamiento de pozos: es todo tipo de trabajo que se realiza en un pozo con el fin de restaurar o incrementar las tasa de producción o inyección, que involucre cambios a nivel de la zona productora. (CIED, 1997).

Solvente mutuo: es un aditivo químico para tratamientos de estimulación que es soluble en petróleo, agua y fluidos de tratamiento con base ácida. Los solventes mutuos se utilizan de forma rutinaria en diversas aplicaciones, como la remoción de depósitos de hidrocarburos pesados, el control de humedad de las superficies de contacto antes, durante y después de un tratamiento y la prevención o descomposición de emulsiones. (www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/m/mutual_solvent.aspx).

Surfactantes: es una sustancia química que se adsorbe preferentemente en una interfaz, disminuyendo la tensión superficial o la tensión interfacial entre los fluidos o entre un fluido y un sólido. Este término abarca una multitud de materiales que funcionan como emulsionantes, dispersantes, mojantes del petróleo, mojantes del agua, espumantes y antiespumantes. El tipo de comportamiento del surfactante depende de los grupos estructurales en la molécula (o mezcla de moléculas). (<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms.aspx?LookIn=term%20name&filter=surfactante>).

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

El grado de profundidad con que se abordó la investigación para el cumplimiento de los objetivos planteados fue de tipo descriptiva, la cual Arias, F. (2006) describe como:

Aquella que consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento. Los resultados de este tipo de investigación se ubican en un nivel intermedio en cuanto a la profundidad de los conocimientos se refiere (p. 24).

En tal sentido, este estudio se orientó a la caracterización de los mecanismos daño en los pozos completados del campo Boquerón teniendo como fin la determinación de la influencia que tienen estos mecanismos sobre la productividad.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El diseño de la investigación, no es más que la estrategia general que adopta el investigador para responder al problema planteado. Por lo tanto, la investigación es un diseño documental, para la cual Arias, F. (2006) alude que “la investigación documental es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, crítica e interpretación de datos secundarios” (p.27).

Puede confirmarse que el estudio que se llevó a cabo en este trabajo es documental, dado a que toda la información recabada para la evaluación se obtuvo de datos del área en estudio, como resumen mineralógico de pozos, historias de producción, datos de la perforación, cañoneo, entre otros; sin manipular los mismos y permitiendo el establecimiento de un marco metodológico que facilitó el desarrollo del estudio e interpretación de sus resultados.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

Arias, F. (2006) define la población como “un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación” (p.81). En relación a la muestra “es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible” (p.83).

En este trabajo de investigación la muestra equivale en su totalidad a la población representada por los pozos productores completados activos del campo para el período de Julio 2012-Enero 2013, correspondiente a (13) trece pozos (BOQ-4ST, BOQ-5, BOQ-7, BOQ-12ST, BOQ-13, BOQ-15, BOQ-16, BOQ-18, BOQ-19, BOQ-20ST, BOQ-21, BOQ-25 y BOQ-26) y adicional a esta información mineralógica del pozo inyector BOQ-10IG.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

Para el cumplimiento de los objetivos establecidos se consultaron libros, Internet, tesis de grado, datos extraídos de pruebas realizadas a pozos del campo y manejo del programa de Análisis Nodal para el análisis del comportamiento del flujo de crudo en los pozos. Siendo necesario cumplir con la metodología siguiente:

3.4.1 Análisis de la productividad de los pozos del Campo Boquerón

Para el desarrollo de esta fase en la que se determinaron cuáles son los pozos que presentan disminución del índice de productividad producto de la existencia de mecanismo de daño a la formación, se procedió a la búsqueda de información referente a los volúmenes de crudo producido, presión de yacimiento y presión de fondo fluente, en carpetas de pozos y resultados de pruebas realizadas al inicio de cada pozo, existentes en el servidor interno de la empresa PDVSA Boquerón, para el posterior cálculo del índice de productividad inicial de cada pozo

Adicional a esto, se realizó la búsqueda y recolección de información existente en diagramas y estudios de pozos, tuberías de producción, pruebas de pozos, intervalos cañoneados y petrofísica presente en cada uno de estos; cuyos datos permitieron la elaboración de una base de datos necesarios para el funcionamiento del software de análisis nodal WellFlo y posterior cálculo del índice de productividad actual en cada pozo.

Luego se realizó el cálculo de los valores de índice de productividad inicial de los pozos mediante las ecuaciones (2.1) y (2.2) que relacionan los volúmenes de crudo producido con la pérdida por unidad de presión existente entre el yacimiento y el pozo, clasificando dichos valores de índice de productividad según la tabla (2.2).

Es de hacer notar que, en los pozos que presentan variación del tipo de fluido respecto a la profundidad, predomina la producción de crudo volátil sobre los demás tipos presentes en la columna estratigráfica y por consiguiente el uso de la ecuación (2.1) para el cálculo del IP en todos los pozos estudiados.

Para el cálculo de índice de productividad actual se utilizó como herramienta el software WellFlo, en el cual se siguió con los siguientes pasos:

- Se requirió cargar al simulador la información recolectada; ver apéndice A.
- Se realizó el cotejo de gradientes de pozos para lograr el ajuste del comportamiento del gradiente simulado a las condiciones actuales con el comportamiento del gradiente a las condiciones existentes en las pruebas PLT realizadas, para cumplir estos ajustes se generaron variaciones en el simulador de parámetros tales como (RGP, °API, gravedad específica del gas y % A y S).
- Se identificó el tipo de fluido presente en cada pozo y las correlaciones con las que trabaja el programa para cada uno de estos, con el fin de que éste generara las propiedades termodinámicas de los fluidos.
- Posterior se dio ajuste al comportamiento de producción de cada intervalo en el simulador, logrando similitud entre la producción simulada con la real de los PLT, mediante variación de valores de daño de formación.
- Una vez lograda la similitud entre el comportamiento de producción simulado con el real, se simuló valores de P_{wf} y volúmenes de crudo producido mediante WellFlo a las condiciones actuales, tomando como referencia las presiones de cabezales existentes.
- Mediante las ecuaciones antes mencionadas, se calcularon los valores de índice de productividad actual y se clasificaron dichos valores según la tabla (2.2).

Para analizar el comportamiento de los índices de productividad de los pozos se establecieron comparaciones entre los índices de productividad inicial y actual de cada pozo; adicional a esto se realizó un estudio de los eventos de pozos que han disminuido el índice de productividad, con la finalidad de determinar la presencia de

mecanismos de daño en su historia de producción, restricciones mecánicas u otros factores que puedan influir sobre este parámetro, para ello se hizo revisión de carpetas de pozos.

3.4.2 Determinación de los mecanismos de daño presentes en los pozos

Para dar inicio al desarrollo de esta fase se realizó una clasificación de los diferentes mecanismos de daño de formación, cuya clasificación fue basada en el manual CIED de Daños a la Formación; de tal manera de poder diferenciar entre aquellos mecanismos que producen precipitados que alteran los poros y la matriz de roca, por las interacciones roca/fluidos y fluido/fluido, de aquellos que alteran las propiedades interfaciales entre la roca y los fluidos, y los que alteran las propiedades de la superficie de la roca; así como también la existencia de daño netamente mecánico.

Siguiendo la clasificación de los mecanismos de daño a la formación y tomando como referencia el manual CIED, se realizaron los siguientes pasos para lograr distinguir y determinar cada uno de ellos.

3.4.2.1 Mecanismos de daño por interacción roca/fluido

- **Migración de finos**

La determinación de este tipo de mecanismo se basó en tres criterios que son: pozos con porcentaje de arcillas inestables mayor a 2% en la mineralogía presente, pozos con diferencial de presión superior a 1000 lpc y pozos con decantación de finos en muestras de laboratorio analizadas, para la determinación de esto se recolectó la siguiente información:

Para el primer criterio, se realizó revisión de análisis de núcleos existentes en el Campo Boquerón, mediante el resumen mineralógico se identificó la mineralogía presente en cada núcleo, considerando por analogía la misma mineralogía para los pozos vecinos que no posean información de núcleo; se elaboró una hoja de cálculos con los porcentajes de arcillas presentes (clasificadas y discretizadas). En la cual se identificó cuáles son las arcillas menos estables presentes en el campo con un porcentaje crítico mayor a 2%.

Tabla N° 3.2 Discretización e identificación en porcentaje de las arcillas inestables

Parámetros	Arena					
	Profundidades (pies)					
Componentes minerales						
Cuarzo						
Feldespato						
Arcilla						
Carbonato						
Sulfato						
Pirita						
Horblenda						

El segundo criterio está basado en la clasificación por arena sobre los ΔP críticos de arenamiento de acuerdo al modelo de Schlumberger aplicado en los pozos BOQ-7 y BOQ-10 del campo Boquerón, cuyo resultado demostró que los pozos con diferencial de presión superior a 1000 lpc son aquellos con oportunidad de presentar problemas por migración de finos. Para el tercer criterio se tomaron muestras de fluidos del cabezal de los pozos activos del campo, luego fueron analizadas en laboratorio mediante el método de centrifugación a través del cual se verificó la presencia de decantación de finos.

- **Precipitación por reacciones químicas**

En esta etapa se revisó la mineralogía presente en cada pozo y los históricos de eventos de estimulaciones reactivas y no reactivas en cada pozo, identificando los diferentes tipos de ácidos usados en las estimulaciones reactivas. Se analizó el efecto del ácido usado con la mineralogía presente en cada pozo donde se realizaron estimulaciones ácidas para verificar si existió la posibilidad de formación de precipitados sólidos indeseados que pudiesen afectar la permeabilidad en la cara de la arena.

3.4.2.2 Mecanismos de daño por interacción fluido/fluido

- **Precipitación orgánica (asfaltenos):** Para el desarrollo de este punto se revisó la presión de floculación de asfaltenos (ON-SET) por bloque en el campo, las presiones estáticas y presiones de fondo fluyente actual en cada pozo. Estableciendo comparaciones entre las mismas y considerando a pozos con presión estática menor a la presión de floculación de asfaltenos como pozos con problemas de deposición de asfaltenos a nivel de yacimiento y, a pozos con presión de fondo fluyente menor al ON-SET de floculación como pozos con deposición de asfaltenos a nivel de la cara de los perforados, adicional se determinó mediante la revisión de históricos de eventos a pozos si habían existido obstrucciones a nivel de tubería por deposiciones asfálticas en los mismos.
- **Precipitación inorgánica (formación de escamas):** Para la determinación de la presencia de precipitados inorgánicos se debió identificar pozos con un porcentaje en producción de agua mayor al 20% por ser éste el porcentaje máximo en producción de agua del campo, se verificó si las muestras de fluido

en laboratorio poseían algún tipo de precipitado inorgánico. Además se realizó revisión de los resultados de ensayos de agua realizados a pozos con producción de agua y se determinó cuáles tenían una producción de agua con naturaleza incrustante, adicional a esto se realizó revisión de históricos de eventos a pozos mediante la cual se determinó cuáles habían presentado taponamiento por carbonato de calcio.

3.4.2.3 Mecanismos de daño por fenómenos interfaciales

- **Bloqueo por emulsiones**

- a. Emulsión entre el agua y el petróleo nativos en el yacimiento. Se llevó a cabo la revisión de los resultados de análisis convencionales de campo para muestras de fluidos y se identificó en cuales pozos se observó presencia de emulsión en el ensayo de agua y sedimentos por el método de la centrifuga.
- b. Emulsión por filtrado de perforación. Se realizó la búsqueda de datos sobre pérdidas de filtrado durante la etapa de perforación de la zona de interés e información del volumen de filtrado perdido, el tipo de filtrado presente y luego se estimó su radio de invasión.

- **Bloqueo por agua**

Se realizó revisión de históricos de producción de petróleo, agua, RAP y %AyS e identificó pozos con aumento repentino del porcentaje de agua, verificando si dichos aumentos fueron afectados por trabajos de reparación y descartando altos

cortes de agua por conificación, además se identificó a pozos cercanos al CAPO que reunían las condiciones antes señaladas.

3.4.2.4 Mecanismos de daño por inversión de mojabilidad

- **Acción de surfactantes en fluidos de perforación:** Se identificó cuáles fueron los pozos perforados con fluido invertido y con pérdida de circulación en la zona productora de petróleo estimando el volumen y radio de invasión del mismo en cada pozo.
- **Inversión de mojabilidad por presencia de asfaltenos:** De resultados de análisis fisicoquímicos existentes de muestras de hidrocarburos, se determinó el porcentaje de asfaltenos presentes en cada pozo estudiado según la norma 886:1994, identificando a pozos con porcentaje de asfaltenos moderados y altos y, de acuerdo a la teoría por su carácter polar los asfaltenos se adsorben a las superficies rocosas dando como resultado de ello que las capas adsorbidas de asfaltenos inducen alteraciones de mojabilidad, por la cual se estableció que los pozos con alta presencia de asfaltenos (>5%) presentan mojabilidad al petróleo.

3.4.2.5 Mecanismos por daño mecánico

- **Por perforación/completación**

Estudios realizados por INTEVEP, establecen que los pozos con invasión de partículas y pérdida de circulación durante la perforación y/o completación sufren de un tipo de daño mecánico, por ello se identificó pozos con pérdidas de circulación y el tipo de fluido utilizado durante la perforación de la zona de interés, se estimó el volumen y radio de invasión del mismo.

Se identificó pozos sometidos a trabajos de completación y el tipo de fluido de completación usado, se estimó el volumen y radio de invasión del mismo.

- **Por cañoneo (penetración parcial)**

Para la determinación de la existencia de este mecanismo, se realizó revisión de los espesores de arena neta petrolífera (ANP) y el espesor cañoneado en cada arena por pozo, identificando cuales de estos presentan espesores cañoneados menores a los espesores de ANP, puesto a que, según criterios de INTEVEP los pozos con esta condición producen bajo penetración parcial, es decir, poseen restricción de producir a totalidad.

Una vez identificados los mecanismos de daño presentes en los pozos activos del campo Boquerón, se elaboró la distribución de los mismos en un mapa isópaco-estructural, que permitió apreciar la visualización de daños presentes e identificación de las zonas comunes para la aparición de estos (zonas críticas o zonas ofensoras) siendo esto de gran ayuda en la ubicación de nuevos pozos y/o mejora de los diseños de completación de los mismos.

3.4.3 Definición de métodos correctivos para remoción de daño en los pozos

Una vez determinado los diversos mecanismos de daño presentes en los pozos activos completados del campo Boquerón se dio a conocer los diferentes métodos correctivos más apropiados para mitigar o remover el daño de cada pozo de acuerdo a la condición mecánica y mineralógica existente, emitiendo así las recomendaciones respectivas para los mecanismos de daño que se presentan con mayor frecuencia en el campo preservando el mejor comportamiento de producción con la menor afectación al yacimiento.

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

3.5.1 Técnicas

Según Arias, F. (2006).“Se entiende por técnica, el procedimiento o forma particular de obtener datos o información” (p.67). Así mismo señala que los instrumentos de recolección de datos, “son cualquier recurso dispositivo o formato (en papel o digital) que se utiliza para obtener, registrar o almacenar información (p.69).

Consecuente con esto, las técnicas para la recolección de los datos que se analizaron estuvo basada en la revisión bibliográfica y/o documental de información en textos de diferentes autores, trabajos previos, manuales, informes, conexión a Internet y publicaciones pertenecientes al tema tratado.

3.5.2 Instrumentos

Se contó con diferentes instrumentos entre los cuales se encuentran los siguientes:

Computadora proporcionada por la Empresa Mixta PDVSA Boquerón, con acceso al servidor interno y a los programas con los que cuenta.

Herramientas como: Microsoft Office (Excel, Word, PowerPoint), software WellFlo, base de datos Centinela, traductores, e Internet entre otros, además de carpetas de pozos, libros, revistas, trabajos de grado y guías relacionados con el campo, además de impresoras, fotocopiadoras, etc.

3.6 RECURSOS

3.6.1 Recursos humanos

Para la realización de la presente investigación se contó con total apoyo de la Gerencia Técnica de la Empresa Mixta PDVSA Boquerón: Incluye un asesor industrial, ingenieros de yacimiento, ingenieros de simulación e ingenieros geólogos, así como también el apoyo de un asesor académico por parte de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente, Núcleo Monagas.

3.6.2 Recursos materiales y tecnológicos

Para el desarrollo de los objetivos se dispuso de los siguientes materiales:

- Oficina y equipo de computación con acceso a la red interna de PDVSA.
- Equipos de oficina tales como escáner, fotocopadoras e impresoras.
- Programas de la oficina de Microsoft Office, entre los cuales se incluyen Word, Excel y Power Point.
- Archivos tanto físicos como digitales pertenecientes a la empresa, por ejemplo: Carpetas de pozo, Fichas de pozo, Libros, etc.
- Programas especiales: WellFlo, Centinela.

3.6.3 Recursos económicos

Durante la elaboración del presente estudio de investigación, todos los gastos generados fueron cubiertos en su totalidad por la Empresa Mixta PDVSA Boquerón S.A., específicamente por el departamento de Gerencia Técnica.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 ANÁLISIS DE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS DEL CAMPO BOQUERÓN

En la tabla N° 4.1 se encuentran calculado los valores de índice de productividad inicial y actual, incluyendo las fechas en las que se tomaron los parámetros necesarios (Q_o y Δp) para el cálculo del mismo, tanto al inicio de la puesta en producción de cada pozo como en la actualidad (Jul 2012 – Ene 2013), teniendo en cuenta que el índice de productividad se encuentra relacionado con los diferenciales de presión.

Tabla N° 4.1 Valores de IP inicial y actual calculados

Pozos	Fecha	Q_o (BNPD)	Δp (lpc)	IP Inicial	Fecha	Q_o (BNPD)	Δp (lpc)	IP Actual
BOQ-4ST	01-07-00	365	5720	0,06	Jul 2012- Ene 2013	50	4992	0,01
BOQ-5	01-09-91	1649	2762	0,60		1319	4154	0,32
BOQ-7	07-11-91	2240	4868	0,46		701	2846	0,25
BOQ-12ST	02-07-00	810	6103	0,13		717	3436	0,21
BOQ-13	07-04-99	3274	4063	0,81		1493	5426	0,28
BOQ-15	07-09-99	976	5661	0,17		102	4918	0,02
BOQ-16	01-12-99	1693	1508	1,12		1334	2752	0,48
BOQ-18	08-10-00	906	711	1,27		807	3110	0,26
BOQ-19	10-01-01	1125	1563	0,72		69	789	0,09
BOQ-20ST	23-04-01	1597	4383	0,36		983	1486	0,66
BOQ-21	17-07-01	1704	975	1,75		91	172	0,53
BOQ-25	27-11-10	964	3178	0,30		524	5064	0,10
BOQ-26	27-11-11	2089	4580	0,46		1538	4589	0,34

Al ser comparados los valores de IP inicial con los actuales de los pozos en estudio, se observó un aumento de índice de productividad a través del tiempo en el BOQ-12ST y BOQ-20ST, esto, motivado a la disminución de las caídas de presión en

ellos, cabe destacar que ambos pozos se encuentran ubicados en un mismo bloque (Nor-oeste), en el cual se ha registrado una considerable pérdida energética del yacimiento. Además según los valores de diferencial de presión que se muestran en la tabla anterior, se puede decir que estos dos pozos son los que presentan mayor variación de caída de presión (>2500 lpc) desde su inicio hasta la actualidad.

El restante de los pozos en estudio presento disminución de índice de productividad, esto puede estar relacionado a la disminución de caudal de producción de crudo u otros factores (mecanismos de daño a la formación, restricciones mecánicas).

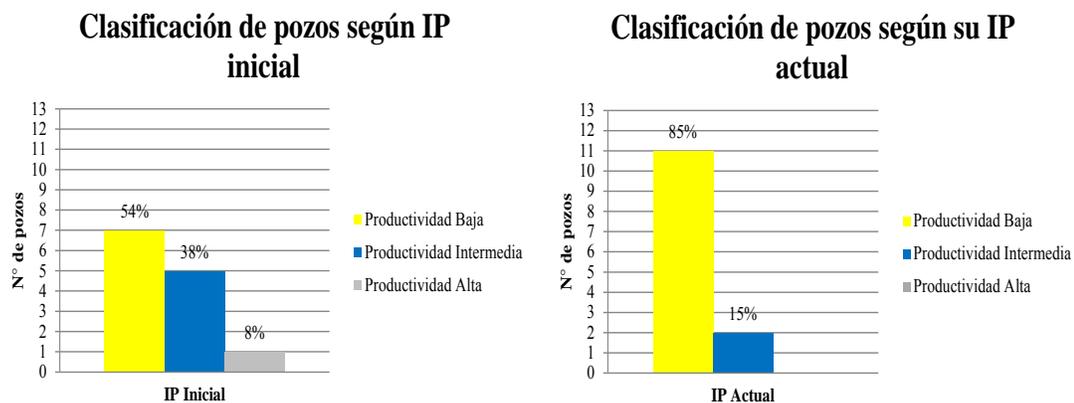


Gráfico N° 4.1 Clasificación de los pozos según sus valores de IP inicial y actual

Una vez calculados los valores de índice de productividad, estos fueron clasificados según la tabla (2.2). En el gráfico N° 4.1 se observa que inicialmente un 54% de estos poseían un grado de potencialidad bajo lo que representa a (7) siete de los (13) trece pozos en estudio, un 38% de los pozos con productividad intermedia y solo un 8% de estos con productividad alta. En la actualidad (Jul 2012 – Ene 2013) un 85% que representa a once (11) de los trece (13) pozos productores activos estudiados en el campo se encuentran dentro de la clasificación de pozos con baja

productividad y solo un 15% de estos con productividad intermedia, sin identificarse pozos con índice de productividad alta.

Siendo el pozo con menor valor de índice de productividad tanto en su inicio como en la actualidad el BOQ-4ST. Los pozos BOQ-4ST, BOQ-7, BOQ-12ST, BOQ-15, BOQ-25 y BOQ-26 han conservado hasta la actualidad una clasificación de productividad baja. El 38% de los pozos que inicialmente poseían productividad intermedia disminuyeron su índice de productividad pasando a ser pozos de productividad baja. Mientras que el pozo BOQ-21 que originalmente poseía una alta productividad paso a ser de productividad intermedia; es de hacer notar que el pozo BOQ-20ST tuvo una variación de 0,30 unidades en aumento respecto a su IP inicial pasando a ser considerado como pozo de productividad intermedia, mientras que el BOQ-12ST también sufrió un ligero aumento en su IP, sin embargo, dicho aumento no fue lo suficiente para que este dejara de formar parte de la población de pozos con baja productividad.

Se puede inferir que estas disminuciones de IP están asociadas a la presencia de mecanismos de daño a la formación que afectan la capacidad de producción de los pozos y otros factores como restricciones mecánicas de pozos que también influyen sobre este parámetro, sin embargo, esto debió ser demostrado mediante un análisis sistemático de eventos realizados a pozos que han presentado disminución en su índice de productividad.

En la tabla N° 4.2 se observan los resultados generados de la revisión de eventos realizados a los pozos con disminución de índice de productividad, en la cual se identifican los factores que han influido sobre este parámetro, presentándose mayormente aparición de mecanismos de daño como floculación de asfaltenos, formación de escamas, migración de finos y/o arena. Además, se evidencia que los pozos BOQ-16 y BOQ-21 presentan restricciones mecánicas por pez, y los pozos

BOQ-4ST, BOQ-7 y BOQ-18 restricciones mecánicas por ruptura del revestidor de producción; el restante de los pozos estudiados presentan un estado óptimo en cuanto a sus condiciones mecánicas. Los pozos que disminuyeron su índice de productividad y no presentan factores en la revisión de eventos que lo justifiquen, deben este comportamiento a que los valores de las tasas de producción de crudo varían con el tiempo y el IPes un valor puntual. (Apéndice B)

Tabla N° 4.2 Factores que han influido en la disminución del índice de productividad de los pozos del campo Boquerón

Bloque	Pozo	Factores que afectan el índice de productividad de los pozos del campo
C	BOQ-4ST	Mecanismos de daño, restricción mecánica (ruptura de revestidor).
	BOQ-7	Mecanismos de daño, restricción mecánica (ruptura de revestidor).
	BOQ-16	Mecanismos de daño, restricción mecánica (pez).
S-E	BOQ-5	Mecanismos de daño.
	BOQ-25	Sin factores detectados.
	BOQ-26	Sin factores detectados.
N-E	BOQ-18	Mecanismos de daño, restricción mecánica (ruptura de revestidor).
S-O	BOQ-13	Mecanismos de daño.
	BOQ-15	Sin factores detectados.
	BOQ-19	Mecanismos de daño.
	BOQ-21	Mecanismos de daño, restricción mecánica (pez).

Es de hacer notar que los pozos BOQ-12ST y BOQ-20ST ubicados en el bloque nor-oeste también presentan ciertos mecanismos de daño y una restricción mecánica en el BOQ-12ST, sin embargo, estos no disminuyeron su índice de productividad considerando que las restricciones están por debajo de la zona cañoneada.

4.2 DETERMINACIÓN DE LOS MECANISMOS DE DAÑO PRESENTES EN LOS POZOS

Siguiendo la clasificación de los mecanismos de daño a la formación existente en el CIED de Daños a la Formación, se tiene lo siguiente:

4.2.1 Mecanismos de daño por interacción roca/fluido

- **Pozos con migración de finos**

Migración de finos por arcillas inestables >2%

Se determinó que el campo Boquerón presenta actualmente información de núcleo en cinco (5) pozos (BOQ-3X, BOQ-4ST, BOQ-7, BOQ-10IG, BOQ-13), de los cuales tres de estos (BOQ-4ST, BOQ-10IG y BOQ-13) poseen información mineralógica.

Considerando la limitación de información mineralógica existente de los pozos del campo, se decidió considerar por analogía sólo a los pozos más próximos a aquellos con información mineralógica, cuyos pozos se muestran a continuación en la tabla N° 4.3.

Tabla N° 4.3 Identificación de pozos con igual mineralogía a la existente por analogía

Bloques	Pozos con análisis mineralógico	Correlación mineralógica
Central	BOQ-4ST	BOQ-7, BOQ-16
Sur-este	BOQ-10 IG	BOQ-5, BOQ-25, BOQ-26
Sur-Oeste	BOQ-13	BOQ-15, BOQ-19, BOQ-21

En la tabla N° 4.4 y 4.5 se muestran identificados los porcentajes de arcillas de mayor inestabilidad (caolinita, ilita, esmectita y clorita) presentes en las muestras de núcleo tomados a diversos puntos de profundidad en ciertas arenas de los pozos BOQ-4ST y BOQ-13 y en un porcentaje mayor al 2%. Cabe destacar que el pozo BOQ-10IG dentro de sus componentes minerales autigénicos sólo dispone de información referente al porcentaje de caolinita existente en el mismo, el cual fue inexistente en cada muestra de núcleo estudiada. (Información mineralógica más detallada en apéndice C). Mediante la información presentada en las tablas antes mencionadas se determinó que los pozos con información mineralógica (BOQ-4ST, BOQ-13) y los análogos a estos presentan porcentajes de arcillas inestables mayores al 2%, donde el BOQ-15, BOQ-19, BOQ-21 (análogos al BOQ-13) presentan porcentajes de arcillas inestables promedio entre (3 y 13) %, teniéndose porcentajes más elevados de estas en orden decreciente en las arenas A, M1 y M2. Los pozos BOQ-7, BOQ-16 (análogos al BOQ-4ST) poseen los mayores porcentajes de arcillas inestables en valores promedios comprendidos entre (9 y 15) % arrojando porcentajes mayores la arena B y es seguida por las arenas M2 y NARLM. El pozo BOQ-10IG y sus análogos, no presentaron porcentajes de arcillas inestables en su resumen mineralógico y los pozos BOQ-12ST, BOQ-18 y BOQ-20ST no fueron considerados por analogía entre pozos cercanos.

Tabla N° 4.5 Discretización e identificación en porcentaje de las arcillas inestables del pozo BOQ-13

Profundidades (pies)	ARENA M2						ARENA MI										ARENA A				
	16979,1	16988,1	17003,1	17039,1	17047,1	17056,1	17074,1	17086,2	17093,1	17097,3	17098	17117,9	17131,8	17142,1	17157,2	17177,1	17206,1	17215,7	17238,1	17269,1	
Componetes minerales (%)																					
Cuarzo	96,5	96,5	96,5	94,5	91,5	91,5	69,5	88,5	92,5	90,5	95,5	94,5	95,5	84,5	91,5	94,5	91,5	93,5	74,5	79,5	
Feldespato																					
K-feldespato	1	1	1	2	2	2	3	2	2	2	1	1	1	3	2	1	1	1	3	3	
Plagioclasa				TRAZAS			TRAZAS							TRAZAS						1	
Carbonato																					
Calcita		TRAZAS	TRAZAS		TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS		TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS		TRAZAS	TRAZAS			TRAZAS	
Dolomita										TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS		TRAZAS			TRAZAS		TRAZAS	1
Siderita																					
Arcilla																					
Esmectita																					
Hita/Esmectita	1	1	1	2	3	3	14	5	3	5	2	2	2	7	4	2	4	3	14	11	
Hita/Mica	1	1	1	1	3	3	10	3	2	2	1	2	1	5	2	1	3	2	5	4	
Clorita				TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS		TRAZAS	
Caolinita	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	1	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS			TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	
Sulfato																					
Anidrita																				TRAZAS	
Barita																					
Pirita		TRAZAS	TRAZAS		TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	2	1	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	1	TRAZAS	TRAZAS	3	TRAZAS	
Hornblenda							TRAZAS		TRAZAS												

Migración de finos por caída de presión >1000 lpc

Los diferenciales de presión de los pozos estudiados se muestran en la tabla N° 4.6, en la que también se observa que solo los pozos BOQ-4ST, BOQ-5, BOQ-7, BOQ-12ST, BOQ-13, BOQ-15, BOQ-16, BOQ-18, BOQ-20ST, BOQ-25 y BOQ-26 poseen diferencial de presión superior a 1000 lpc; cuyo valor según estudios realizados por la empresa Schlumberger a los pozos BOQ-7 y BOQ-10 del campo Boquerón, es el mínimo para que se generen problemas de migración de finos en los pozos.

Tabla N° 4.6 Pozos con diferencial de presión superior a 1000 lpc

Pozos	Pyac- Pwf (lpc)	Pozos con $\Delta p > 1000$ lpc
BOQ-4ST	4992	X
BOQ-5	4154	X
BOQ-7	2846	X
BOQ-12ST	3436	X
BOQ-13	5426	X
BOQ-15	4918	X
BOQ-16	2752	X
BOQ-18	3110	X
BOQ-19	789	
BOQ-20ST	1486	X
BOQ-21	172	
BOQ-25	5064	X
BOQ-26	4589	X

Migración de finos por decantación de sólidos en análisis de laboratorio

Adicional a lo antes mencionado, se verificó mediante análisis de muestras de fluido de los pozos categoría uno (1), la presencia de decantación de finos, obteniéndose resultados positivos de esto en las muestras de los pozos BOQ-7, BOQ-12ST y BOQ-18 con porcentajes (%) de sólidos de 0,7, 0,2 y 0,2 respectivamente no considerándose significativos por ser menores a 1%.

En el gráfico N° 4.2 se puede apreciar la cantidad de pozos con migración de finos por presentar porcentajes de arcillas inestables mayor a 2%, por poseer caída de presión mayor a 1000 lpc y por decantación de sólidos durante análisis realizados en laboratorio, siendo los pozos afectados por estos criterios el BOQ-4ST, BOQ-5, BOQ-7, BOQ-12ST, BOQ-13, BOQ-15, BOQ-16, BOQ-18, BOQ-19, BOQ-20ST, BOQ-21, BOQ-25 y BOQ-26.

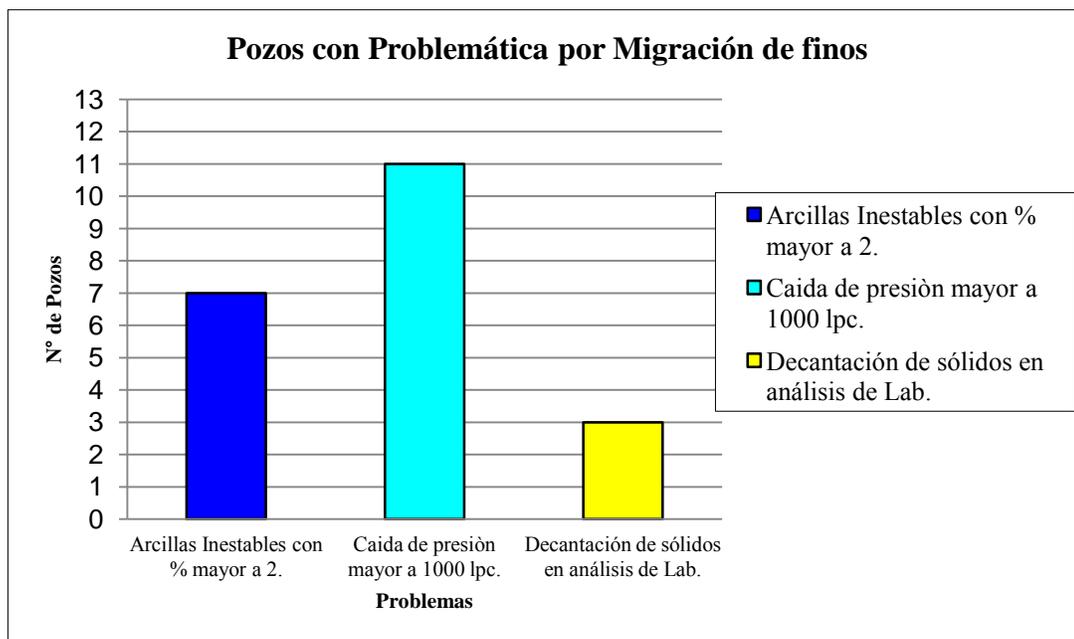


Gráfico N° 4.2 Número de pozos con migración de finos según diferentes criterios establecidos

- **Precipitación por reacciones químicas**

Se identificó la mineralogía presente en cada pozo ver tablas de mineralogía en apéndice C.

En la tabla N° 4.7 se observa la historia de los diferentes tipos de estimulaciones, reactivas y no reactivas realizadas al pozo BOQ-13 en las que se identifican los sistemas y productos empleados en cada una de ellas, el resto de estas tablas pueden observarse en el apéndice D.

Tabla N° 4.7 Histórico de estimulaciones aplicadas al BOQ-13

Pozo	Fecha	Estimulación		Limpieza		Químico	Volumenes Inyectados a la formación	
		Ácida	Asfáltica	Ácida	Asfáltica		Barriles	Concentración (%)
BOQ-13	24/06/2001		x		x	Xileno	478	100
	27/03/2004	x			x	N-ver- sperce	60	100
						Clayfix 5	103	27,91
						Diesel	660	-
						Ácido volcánico	133	36,04
						Hot rock acid	133	36,04
	02/09/2004	x			x	N-ver- sperce	44	-
						Clayfix 5	90	25,3
						Ácido volcánico	161	45,2
						Diesel	71	-
						Hot rock acid	105	29,5
	13/02/2005	x			x	N-ver- sperce	30	35,29
						Clayfix 5	10	11,76
						Hot rock acid	45	52,94
						Diesel	127	-
	15/01/2008	x				OMA*	105	32,308
						Oilseeker	40	12,3
						NH4CL 5%	45	13,8
						Clean Sweep	75	23,1
						Ácido acetico	60	18,5
	19 al 23/12/09	x			x	Metanol	470	100
						Ácido acetico	5	-
						Diesel	320	-
	21 al 24/11/2010	x			x	NH4CL 5%	24	-
						Metanol/Acetic o	90	-
						Oilseeker	6	-
						L066	2	-
10 al 14/04/2011	x			x	Xileno 90/10	37	-	
					Salmuera Inhibida al 4%	37	-	
					Acido acetico al 13% - Ácido Formico al 9%	100	-	
					Metanol	420	-	
10 al 15/10/2011	x			x	Xileno 90/10	100	-	
					Salmuera Inhibida al 5%	240	-	
					Acido acetico al 13% - Ácido Formico al 9%	95	-	
					Metanol	160	-	

De los trece (13) pozos activos en el campo Boquerón existen nueve (9) a los cuales se les han realizado estimulaciones reactivas con los diferentes sistemas o tratamientos que se observan en la tabla (4.8); adicional los tipos de ácidos que los integran y que influyen en la formación de precipitados por reacciones químicas en el medio poroso.

Tabla N° 4.8 Pozos identificados con historia de estimulaciones reactivas

Pozos con estimulaciones reactivas	Tratamientos usados en las estimulaciones ácidas	Ácidos frecuentemente usados en los tratamientos o sistemas reactivos
BOQ-5	Volcanic acid, Clayfix, Hot Rock Acid.	Ácido acético, ácido fórmico, ácido fluorhídrico
BOQ-7	OMA*, Oilseeker, Clean Sweep.	Ácido fórmico, ácido
BOQ-13	Clayfix 5, Volcanic acid, Hot Rock Acid.	Ácido acético, ácido fórmico, ácido fluorhídrico
BOQ-15	OCA*, OMA*, Ácido acético, Oilseeker, Clean Sweep, L066, U104, L065, U105.	Ácido acético, ácido fórmico, ácido hidrofborico
BOQ-16	HCl, Clean Sweep, OCA*, Oilseeker, Ácido	Ácido acético, ácido clorhídrico
BOQ-19	Hot Rock Acid.	Ácido acético, ácido fórmico
BOQ-21	Ácido acético, ácido fórmico.	Ácido acético, ácido fórmico

Al establecer la comparación entre el ácido empleado en la estimulación reactiva con la mineralogía de la formación, se determinó el efecto especialmente del ácido clorhídrico y el ácido fluorhídrico sobre los minerales presentes, dando como resultado que los pozos BOQ-5, BOQ-13 y BOQ-16 probablemente se ven afectados por los precipitados que se muestran en la tabla (4.9), producto de reacciones químicas; pues según criterios aplicados por la empresa Schlumberger si bien es cierto que estos ácidos remueven el daño causado por aluminosilicatos, pero también generan precipitados orgánicos e inorgánicos, fluorosilicatos de potasio, sílica amorfa o fluoruro de aluminio.

Tabla N° 4.9 Pozos con precipitados por reacciones químicas

Pozos con formación de precipitados por reacciones químicas	Ácidos generadores de precipitados	Tipo de precipitado
BOQ-5	Ácido fluorhídrico	Sílica amorfa, fluoruro de aluminio
BOQ-13	Ácido fluorhídrico	Sílica amorfa, fluoruro de aluminio
BOQ-16	Ácido clorhídrico	Precipitados orgánicos e inorgánicos

Los pozos BOQ-19 y BOQ-21 fueron tratados con sistemas de ácidos orgánicos los cuales al entrar en contacto con los minerales presentes en la formación no generan precipitados. Al pozo BOQ-7 se le aplicaron solventes orgánicos, y sistemas divergentes para mejorar la distribución de los fluidos en el reservorio, bloqueando selectivamente las zonas de alta saturación de agua y obligando al ácido a ingresar en las zonas con alta saturación de petróleo.

En el pozo BOQ-15 se han utilizado sistemas para remover depósitos orgánicos, compuestos carbonatados, rompe emulsiones, OMA* y OCA*, que no incluyen HCl ni HF pero si sustitutos que hacen el mismo trabajo sin tener las consecuencias de estos.

A los pozos BOQ-12ST y BOQ-20ST se le han aplicado estimulaciones ácidas pero dado a que estos no poseen un estudio mineralógico ni un pozo cercano que cuente con la misma para ser considerados por analogía, no se determinó la existencia de precipitados por reacciones químicas en los mismos.

4.2.2 Mecanismos de daño por interacción fluido/fluido

- Precipitación orgánica (Asfaltenos)

Tabla N° 4.10 Variación entre las presiones de yacimiento, presiones de fondo fluyente y presión de floculación de los pozos estudiados del campo Boquerón

Bloque	Pozos	Pyac (lpc)	Pwf (lpc)	Presión de Floculación de Asfaltenos (lpc)	Variación entre Pyac y Presión de floculación	Variación entre Pwf y Presión de floculación de asfaltenos	° API
NOR-OESTE	BOQ-12ST	5229	1793	5600	-371	-3807	31,8
	BOQ-20ST	7597	6111		1997	511	30
NOR-ESTE	BOQ-18	6792	3682	5165	1627	-1483	33,5
CENTRAL	BOQ-4ST	6635	1643	6700	-65	-5057	37,6
	BOQ-7	7649	4803		949	-1897	31,1
	BOQ-16	7129	4377		429	-2323	31,9
SUR-ESTE	BOQ-5	6539	2385	8000	-1461	-5615	35,2
	BOQ-25	7096	2032		-904	-5968	36,4
	BOQ-26	8281	3692		281	-4308	36,8
SUR-OESTE	BOQ-13	7629	2203	5595	2034	-3392	34,8
	BOQ-15	6131	1213		536	-4382	30
	BOQ-19	7405	6616		1810	1021	34,8
	BOQ-21	8616	8444		3021	2849	34

En la tabla N° 4.10 se muestra la variación y comparación de las presiones estáticas de los pozos estudiados con la presión de floculación de asfaltenos en cada bloque donde estos se encuentran ubicados, identificando que los pozos BOQ-4ST, BOQ-5, BOQ-12ST y BOQ-25 presentan deposición de sólidos orgánicos (asfaltenos) a nivel de yacimiento por poseer presiones estáticas menores a las presiones de floculación asfaltenos del bloque donde se encuentran, afianzando esto con los taponamientos por asfaltenos que han sufrido los mismos a excepción del BOQ-25.

Mientras que los pozos BOQ-4ST, BOQ-5, BOQ-7, BOQ-12ST, BOQ-13, BOQ-15, BOQ-16, BOQ-18, BOQ-25 y BOQ-26 poseen deposición de asfaltenos a nivel de la cara de perforados por tener presiones de fondo fluuyente menores a la presión de floculación de asfaltenos de los bloques donde se ubican, sin embargo los pozos BOQ-15 y BOQ-26 durante su historia de producción no han reportado taponamientos por asfaltenos; Ver gráfico N° 4.3.

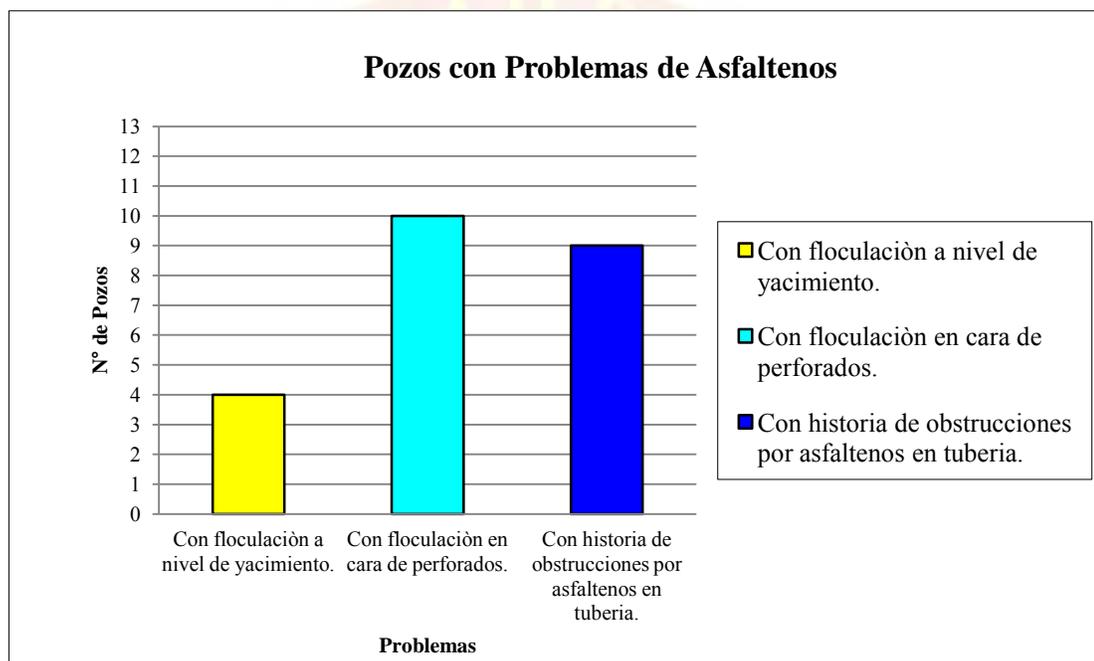


Gráfico N° 4.3 Pozos con problemática por asfaltenos

Los pozos ubicados en los bloques nor-oeste, central y nor-este han sido los más afectados según la historia de los mismos con problemas de taponamiento por asfaltenos, esto puede ser atribuido a los tipos de fluidos existente en ellos, puesto a que estos poseen fluidos menos livianos y con mayor cantidad de compuestos pesados que los pozos ubicados en los bloques sur-oeste y sur-este por lo que se hace menos probable la precipitación de asfaltenos en pozos con este tipo de fluido.

Se verificó si en los pozos estudiados habían existido obstrucciones a nivel de tubería por deposición de asfaltenos en los históricos de eventos de pozos, identificando que un 69,23% presentaban problemas por deposición de asfaltenos siendo los pozos BOQ-4ST, BOQ-7, BOQ-12ST y BOQ-16 con la mayor frecuencia de eventos.

- **Precipitación inorgánica (Formación de escamas)**

En la representación de la población estudiada se observó producción de agua mayor al 20% en los pozos BOQ-16, BOQ-19, BOQ-20ST, BOQ-21 y BOQ-25. En resultados de análisis físicoquímicos de agua realizados, se muestra que los pozos BOQ-4ST, BOQ-15, BOQ-16, BOQ-21 y BOQ-25 poseen tendencia incrustante al CaCO_3 (Apéndice E). Es de hacer notar que los pozos BOQ-4ST y BOQ-15 no presentan una producción de agua superior al 20%, sin embargo en un momento determinado produjeron cierta cantidad de agua menor al 10% y las muestras fueron analizadas, siendo diagnosticada su tendencia incrustante, por ende no se descarta la posibilidad de que puedan presentar precipitados por carbonato de calcio. En la revisión de eventos a pozos se identificó que los pozos BOQ-13, BOQ-19 y BOQ-21 han presentado taponamiento por carbonato de calcio lo que representa un 23% dentro de la muestra estudiada para este tipo de mecanismo y se aprecia en el gráfico N° 4.4.

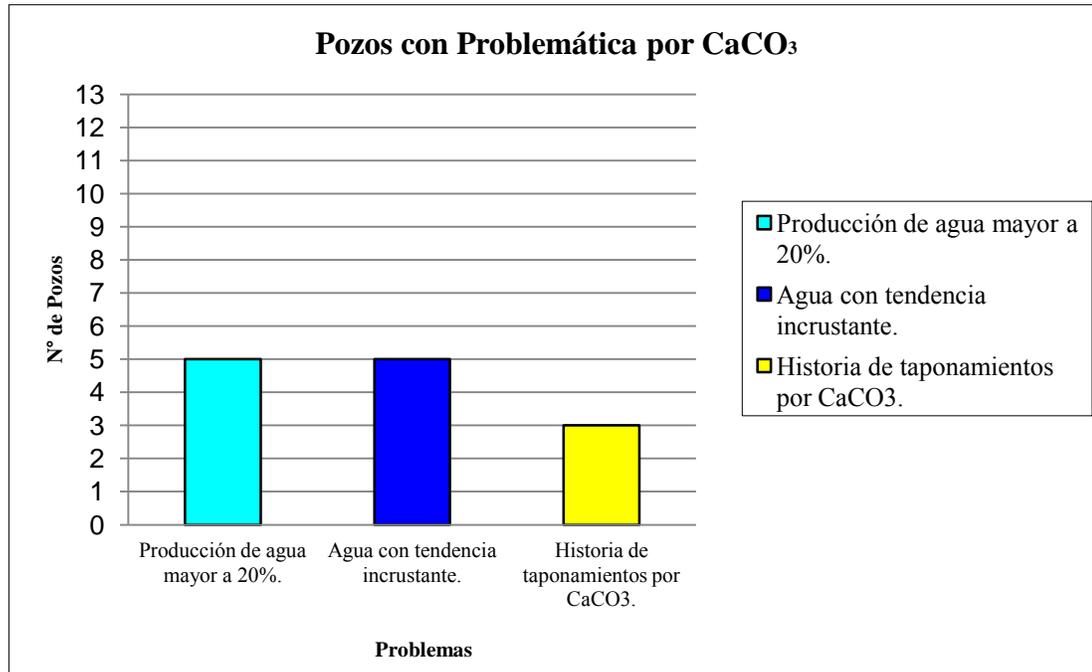


Gráfico N° 4.4 Pozos con problemas de precipitación por CaCO₃

Basado en lo antes mencionado se identificó que los pozos BOQ-13, BOQ-16, BOQ-19, BOQ-21 y BOQ-25 poseen mayor posibilidad de presentar este tipo de mecanismo de daño que los demás estudiados, por poseer mayores características para que se dé este mecanismo, su cercanía al contacto agua-petróleo y las precipitaciones por carbonato de calcio en la historia de los pozos BOQ-13, BOQ-19 y BOQ-21, aunque los pozos BOQ-13 y BOQ-19 no poseen estudios fisicoquímicos de agua que afiancen su tendencia incrustante al CaCO₃. El BOQ-25 no ha presentado taponamientos por carbonatos sin embargo este reúne las condiciones para presentar problemas por este mecanismo.

Durante los análisis de las muestras de fluido estudiadas en el laboratorio mediante la centrifugación, no se observó presencia de precipitados inorgánicos por carbonatos de calcio ni en la interfase de los fluidos, ni en el fondo del recipiente para ningún pozo.

4.2.3 Mecanismos de daño por fenómenos interfaciales

- **Bloqueo por emulsiones**

Estos bloqueos suelen ser generados por emulsiones entre el agua y el petróleo nativos en el yacimiento o por emulsiones generadas por el filtrado de perforación, para el primer caso se realizó la toma y revisión de muestras de fluidos obtenidas de los cabezales de pozos activos y, se observó durante el ensayo de %AyS realizado en laboratorio la presencia de emulsiones en los pozos BOQ-5, BOQ-12ST, BOQ-15, BOQ-19, BOQ-20ST y BOQ-21 (Apéndice F). Cuando se procedió a la toma de muestra del pozo BOQ-4ST, el mismo no arrojó producción, sin embargo, en la revisión de resultados de muestras de crudo analizadas anteriormente a este pozo, no se indica la presencia de emulsiones presentes en el crudo. De las doce (12) muestras de fluido analizadas se determinó que un 50% presentan problemas por emulsiones, en un porcentaje promedio de 2%, de las cuales se desconoce su naturaleza por limitaciones del laboratorio. En la tabla N° 4.11 se presentan los resultados de los análisis.

Tabla N° 4.11 Resultados de muestras de crudo analizadas en Lab

Pozos	° API	% Agua libre	% Emul	% Sólidos
BOQ-5	35,2	3,6	0,4	TRAZAS
BOQ-7	31,1	4,3	0	0,7
BOQ-12ST	31,8	0,4	1,2	0,2
BOQ-13	34,8	1,8	0	0
BOQ-15	30	24	5,8	0
BOQ-16	31,9	0,8	0	0
BOQ-18	33,5	0,8	0	0,2
BOQ-19	34,8	1	0,2	0
BOQ-20ST	30	0	0,3	0
BOQ-21	34	0,8	4,2	0
BOQ-25	36,4	8	0	TRAZAS
BOQ-26	36,8	30	0	TRAZAS

Para la determinación de bloqueos por emulsiones generadas por filtrado de perforación se buscó información sobre las pérdidas y volúmenes de filtrado de perforación ocurridas en los pozos con el fin de identificar el tipo de filtrado presente y luego estimar su radio de invasión, sin embargo, esto no fue posible puesto a que no se contó con información relacionada a ello en los archivos de pozos, ni en el servicio de red interno de la empresa mixta PDVSA Boquerón por lo que no se descarta la presencia de este mecanismo de daño en alguno de los pozos del campo Boquerón.

- **Bloqueo por agua**

Los pozos identificados con aumentos significativos (producción de agua mayor a 20%) y repentinos en la producción de agua son los pozos BOQ-16, BOQ-20ST, BOQ-21 y BOQ-25 (ver tabla N° 4.12). Durante los períodos que se registraron estos aumentos repentinos de agua no se habían realizado trabajos de reparación con agua o salmuera los cuales hayan podido influir en dichos aumentos de producción de agua en ninguno de los pozos.

Mediante la revisión de históricos de producción de crudo y agua de los pozos con producción repentina de agua, se observó que la declinación de los caudales de producción agua eran directamente proporcionales a los caudales de producción de crudo y viceversa, hecho que es indicativo de problemas de un barrido normal y no de bloqueos por agua puesto a que este mecanismo de daño no es sensible a cambios en la tasa de producción.

Los pozos cercanos al contacto agua-petróleo (CAP) son los más propensos a disminuir la permeabilidad de la formación al petróleo, puesto a que ésta se ve afectada por las regiones con alta saturación de agua cercanas. El BOQ-21 es el pozo con producción de agua repentina más cercanos al CAP, por lo que se puede decir

que dicho aumento se vio estrechamente relacionado a la cercanía al contacto, sin embargo, los aumentos de los pozos BOQ-16 y BOQ-20ST pueden ser atribuibles a un mal muestreo.

Tabla N° 4.12 Datos de producción de agua de los pozos estudiados en el campo Boquerón

Pozos	(%) AyS	Aumentos repentinos en la producción de agua (%)	Cercanos al CAP
BOQ-4ST	0,9		
BOQ-5	6	X	
BOQ-7	4	X	
BOQ-12ST	5,5		
BOQ-13	4		
BOQ-15	8		
BOQ-16	20	X	
BOQ-18	9		
BOQ-19	20		
BOQ-20ST	20	X	
BOQ-21	20	X	X
BOQ-25	7	X	
BOQ-26	1,4		

4.2.4 Mecanismos de daño por inversión de mojabilidad

- **Acción de surfactantes en fluidos de perforación**

Se identificó que los pozos BOQ-4ST, BOQ-5, BOQ-7 fueron perforados con fluido invertido de densidades comprendidas entre 14,8 y 15,5 lpg. El BOQ19 y BOQ-21 fueron perforados con fluido versa-pro emulsión invertido y versa-pro a base aceite respectivamente; haciendo revisión de las historias de perforación se determinó la existencia de pérdida de circulación en la zona de interés en el pozo BOQ-7, estimando el volumen y radio de invasión del mismo.

El volumen de pérdida de fluido del BOQ-7 calculado mediante la ecuación (2.4) fue de 2054 bl en la arena NARLM logrando alcanzar este un radio de invasión de 3,4987 pies, cabe destacar que en ésta arena no ha sido cañoneado ningún intervalo para este pozo. En los pozos BOQ-4ST y BOQ-21 se reportaron pérdidas de circulación de 993 bl y 151 bl respectivamente, perdidos a profundidades superiores a 16000 pies, sin embargo, no alcanzan las profundidades de las arenas productoras de los pozos, por lo que se presume que no existe daño de formación por este mecanismo en los pozos BOQ-4ST y BOQ-21.

El BOQ-5 y el BOQ-19 no reportaron pérdidas de circulación durante la perforación de la zona de interés.

- **Inversión de mojabilidad por presencia de asfaltenos**

En resultados de análisis fisicoquímicos existentes de muestras de hidrocarburos, se observó la presencia de este solidó orgánico en la mayoría de las

muestras analizadas, siendo los pozos con mayor porcentaje de asfaltenos el BOQ-12ST, BOQ-18, BOQ-20ST, BOQ-21 y BOQ-26; ver tabla N° 4.13. Cabe destacar que al BOQ-4ST y al BOQ-19 no se les realizó ensayos físicoquímicos de hidrocarburos, sin embargo, no se descarta la presencia de un alto porcentaje de asfaltenos en el BOQ-4ST puesto a que éste ya ha presentado obstrucciones por asfaltenos a profundidades de 16453, 17231 y 10987 (pies) en los años 1992, 1999 y 2002 respectivamente. Está establecido que la presencia de asfaltenos altera la mojabilidad de la formación hacia el petróleo, reduciendo la permeabilidad relativa de formación hacia éste.

Tabla N° 4.13 Pozos con inversión de mojabilidad por asfaltenos (%Asf>5)

Pozos	Asfaltenos (% p/p)	Pozos con % de asfaltenos > al 5%
BOQ-5	2,43	
BOQ-7	1,56	
BOQ-12ST	11,47	X
BOQ-13	2,9	
BOQ-15	1,2	
BOQ-16	2,07	
BOQ-18	8,19	X
BOQ-20ST	8,18	X
BOQ-21	10,07	X
BOQ-25	2,17	
BOQ-26	5,8	X

4.2.5 Mecanismos por daño mecánico

- **Por perforación/ completación**

Se identificó a los pozos BOQ-7 y BOQ-15 con pérdidas de circulación durante la perforación de las arenas de interés, reportándose volúmenes de fluido invertido

perdido a 16851 pies de 2054 bl en la arena NARLM del pozo BOQ-7, mientras que se registraron pérdidas de fluido base aceite de 553 bl y 797 bl en las unidades de flujo NARLM y M2 del pozo BOQ-15 respectivamente.

Tabla N° 4.14 Pozos con daño durante la perforación/ completación

Pozos	Tipo de fluido de perforación usado	Volumen perdido (bl)	Radio de invasión (pies)
BOQ-7	INVERTIDO	2054	3,4987
BOQ-15	BASE ACEITE	1350	2,504

En la tabla N° 4.14 se observan valores calculados de los radios de invasión que lograron alcanzar los volúmenes de fluidos perdidos en las zonas de interés; cuyos valores fueron de 3,4987 pies a la profundidad de 16851 pies en el BOQ-7 y de 2,504 pies entre las profundidades de 17164-17184 (pies) de la unidad de flujo NARLM y 17203 pies de M2 del pozo BOQ-15, no fueron localizados reportes en los que se registraran pérdidas de circulación de fluido durante los trabajos de completación de los pozos, por lo que se asume que no hay daño por completación, sin embargo, no se descarta la posible existencia de éste.

- **Por cañoneo (penetración parcial)**

Basado en la revisión de los espesores de arena neta petrolífera (ANP), los espesores cañoneados en cada arena por pozo y aplicando el criterio de INTEVEP, se identificó a los pozos BOQ-5, BOQ-7, BOQ-16, BOQ-18, BOQ-20ST y BOQ-21 como pozos con restricción del flujo de fluidos por penetración parcial. Ver tabla N° 4.15.

Tabla N° 4.15 Pozos con daño por penetración parcial (ANP > HC)

ARENAS	BOQ-5		BOQ-7		BOQ-16		BOQ-18		BOQ-20ST		BOQ-21	
	H C	ANP	H C	ANP	H C	ANP	H C	ANP	H C	ANP	H C	ANP
NARLM					64	64	33	33	72	72	30	30
B	47	55	46	46	67	93	76	76	52	52	26	29,5
M2	196	196	122	131	158	190	146	169	193	193	85	86,5
M1	36	127	50	81	102	210	80	97,5	57	68		
A					20	20						

En el caso particular del campo Boquerón, esta condición de penetración parcial en algunos pozos es necesaria, puesto a que existen áreas donde la columna estratigráfica que se visualiza presenta variación composicional, desde crudo mediano a condensado, por lo cual se considera que la mejor estrategia para la explotación de estos pozos es el drenaje de las zonas de crudo negro (pierna negra) y por último la zona de condensado, con el fin de preservar durante el mayor tiempo posible la energía del yacimiento. Es de acotar que la información petrofísica que actualmente posee el campo Boquerón presenta cierto porcentaje de incertidumbre, por esta razón actualmente la gerencia de estudios integrados de PDVSA sede Maturín, está realizando la validación y actualización del modelo estático, el cual contempla dentro de él la petrofísica del campo.

Tabla N° 4.16 Clasificación de los diferentes mecanismos de daño por Bloque

Mecanismos de Daño	Bloque												
	Nor-oeste		Sur-oeste				Central			Nor-este		Sur-este	
	BOQ-12ST	BOQ-20ST	BOQ-13	BOQ-15	BOQ-19	BOQ-21	BOQ-4ST	BOQ-7	BOQ-16	BOQ-18	BOQ-5	BOQ-25	BOQ-26
Migración de finos	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Reacciones químicas			X						X		X		
Precipitación orgánica	X	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	X
Precipitación inorgánica			X		X	X			X			X	
Bloqueo por emulsiones	X	X		X	X	X					X		
Bloqueo por agua													
Por acción de surfactantes								X					
Inversión de mojabilidad por asfáltenos	X	X				X	X			X			X
Perforación/Completación				X				X					
Penetración parcial		X				X		X	X	X	X		

Ya determinados los diversos mecanismos de daño presentes en los pozos que se ubican en cada bloque del campo, estos se ubican en la tabla N° 4.16 con el fin de poder visualizarlos con mayor facilidad y así distribuidos en un mapa isópaco-estructural, que permiti6 la identificaci6n de las zonas comunes para la aparici6n de problemas. Para detallar la distribuci6n en el campo de cada uno de los mecanismos determinados en forma individual, v6ase ap6ndice G.

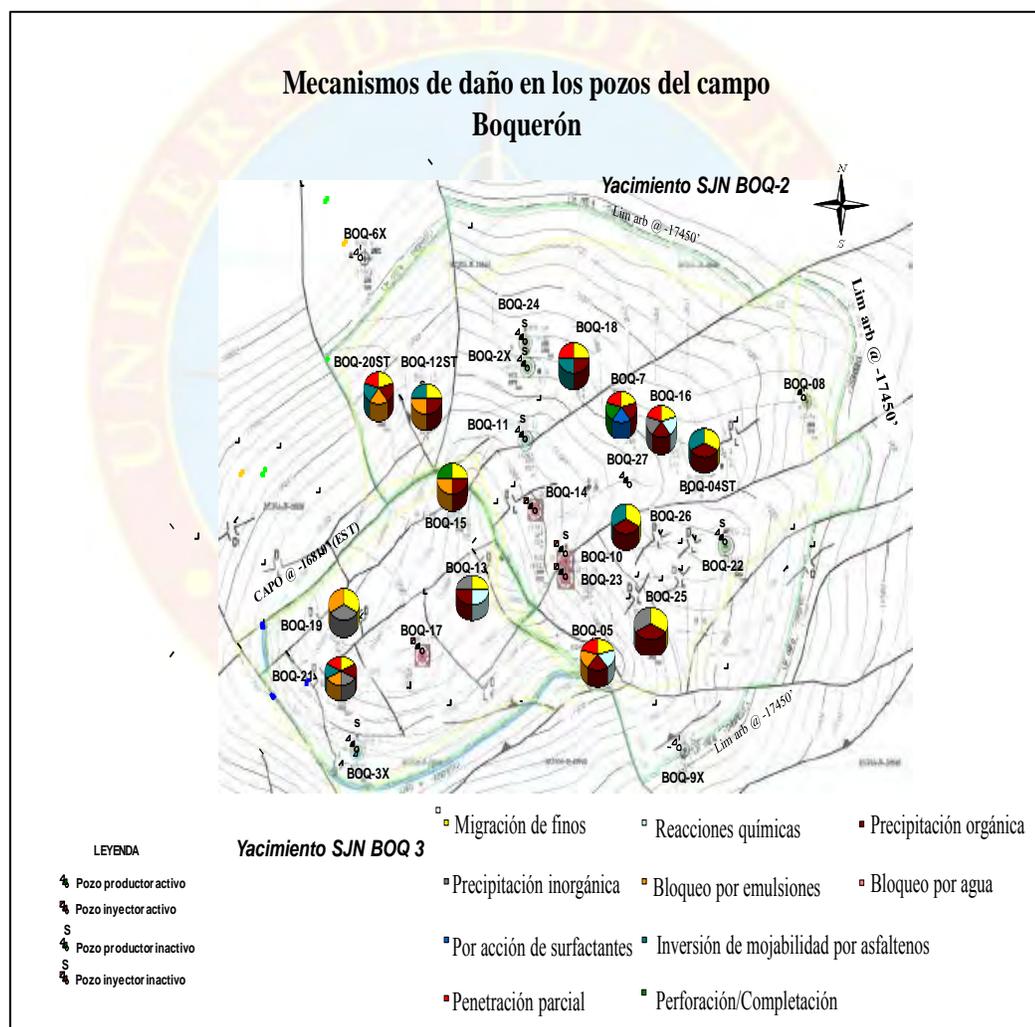


Figura N° 4.1 Mecanismos de da1o presentes el Campo Boquer6n

En la figura N° 4.1 se muestran los mecanismos de daño en los pozos del campo Boquerón, determinados mediante el estudio realizado, dando como resultado que los mecanismos de daño que predominan en el campo son la precipitación de asfaltenos y la migración de finos, principalmente en los pozos que se ubican en el bloque central, y los situados cerca de los flancos del bloque sur-este del campo.

Los pozos del bloque sur-oeste presentan problemas de precipitación inorgánica por carbonatos de calcio, mecanismo de daño que no se presenta en el resto de los bloques del campo, esto es producto de la cercanía de los mismos al CAP, que hace que los pozos presenten mayores características que faciliten la formación de escamas.

De las muestras de crudo estudiado, se obtuvieron mayores porcentajes de emulsiones en los pozos ubicados en los bloques sur-oeste y nor-oeste, lo que puede estar atribuido a los tipos de fluidos presentes en estos pozos; los del bloque sur-oeste son de tipo liviano y cercanos a un contacto agua petróleo y los del bloque nor-oeste crudo negro con problemas frecuentes de precipitación de asfaltenos.

Como resultado de esta determinación y distribución de mecanismos de daño en el campo, se dedujo que en su mayoría todos los pozos estudiados presentan problemas por asfaltenos y migración de finos, de igual manera el 46,15% de ellos presenta problemas por emulsiones y penetración parcial, un 38,46% problemas de carbonato calcio (CaCO_3) y un 23,07% precipitación por reacciones químicas, sumado a esto, otros mecanismos de daño pero en porcentajes de existencia menores a los ya nombrado.

4.3 DEFINICIÓN DE MÉTODOS CORRECTIVOS PARA REMOCIÓN DE DAÑO EN LOS POZOS

Cabe destacar que a través de este objetivo sólo se da a conocer los diferentes métodos correctivos que posiblemente puedan usarse, sin llegar a la elaboración de un diseño de estimulación como tal. Una vez determinado los mecanismos de daño presentes en cada pozo estudiado del campo, basado en la mineralogía y estado mecánico de los mismos se dieron a conocer los métodos correctivos considerados.

La determinación de mineralogía se basó en los informes de núcleo de los pozos BOQ-13, BOQ-10 y BOQ-4ST, puesto a que un valor representativo de la mineralogía es el factor con mayor relevancia a la hora de establecer el uso de un método de remoción o estimulación ;obsérvese en las tablas del apéndice C los resultados expresados en porcentajes de los minerales que componen estos pozos, es importante acotar que estos resultados se consideraron como representativos de la mineralogía de pozos cercanos, debido a que no se cuenta con más información de núcleo en pozos pertenecientes a dicho campo.

De las muestras de núcleo de los pozos BOQ-13, BOQ-10 y BOQ-4STse obtuvo que el mineral cuarzo predomina con porcentaje promedio de 71,7% entre las diferentes arenas productoras de estos pozos, esto debido a que el cuarzo es un mineral esencial en las formaciones de areniscas, también se evidencia la presencia en menor porcentaje de minerales como feldespato en un 3% y minerales de arcilla en un 5%, estos últimos a su vez contienen en su composición minerales como sodio y potasio en el caso de los feldespatos, las ilitas son sensibles al ácido clorhídrico (HCl) y se hinchan en presencia de agua y, producen migración de finos. Los pozos analizados presentan condiciones de yacimiento favorables y cumplen con las premisas establecidas para poder aplicar estimulaciones matriciales.

Tabla N° 4. 17 Condiciones mecánicas de los pozos

Pozo	Diametro del revestidor de producción	Configuración mecánica	Presencia de pez	Ruptura de camisa o revestidor	ID de tubería de producción (pulg)	ID - 1/8 (pulg)	Estado
BOQ-4ST	2 7/8 pulg	Direccional		X	2,875	2,75	No óptimo
BOQ-5	4 1/2 pulg	Vertical			3,65	3,525	Óptimo
BOQ-7	7 pulg	Direccional		X	6,184	6,059	No óptimo
BOQ-12ST	4 1/2 pulg	Direccional	X	X	3,65	3,525	No óptimo
BOQ-13	7 pulg	Direccional	X		6,184	6,059	Óptimo
BOQ-15	4 1/2 pulg	Direccional			3,65	3,525	Óptimo
BOQ-16	4 1/2 pulg	Direccional	X		3,65	3,525	Óptimo
BOQ-18	4 1/2 pulg	Direccional		X	3,65	3,525	No óptimo
BOQ-19	2 7/8 pulg	Direccional			2,875	2,75	No óptimo
BOQ-20ST	4 1/2 pulg	Direccional	X		3,65	3,525	Óptimo
BOQ-21	4 1/2 pulg	Direccional	X		3,65	3,525	Óptimo
BOQ-25	7 6/8 pulg	Direccional			6,62	6,495	Óptimo
BOQ-26	7 6/8 pulg	Direccional			6,62	6,495	Óptimo

En la tabla N° 4.17, se observan los resultados obtenidos de la revisión mecánica de los pozos en estudio, en la cual se identificó que los pozos BOQ-12ST, BOQ-16, BOQ-21 poseen restricciones mecánicas (por pez) en los intervalos perforados a las profundidades (18170, 17680 y 17848 pies respectivamente) y para la aplicación de una estimulación en estos, es necesario extraer la herramienta que obstruye el paso de los fluidos de limpieza y/o estimulación hacia los perforados; adicional a esto el pozo BOQ-21 se encuentra limitado a la profundidad de 17901 pies por un tapón de cemento por producir agua. Los pozos BOQ-13 y BOQ-20ST también poseen pez, sin embargo, estos se ubican a profundidades de (17318 y 18131 pies respectivamente) fuera del alcance de las profundidades de los intervalos perforados.

El pozo BOQ-7 y el BOQ-4ST presentan rupturas en el revestidor de producción a 17158 y 17592 pies respectivamente, también se observó en resultados de informes de trabajos realizados a pozos, obstrucciones a ciertas profundidades que impiden el paso de las herramientas utilizadas en los pozos BOQ-12ST y BOQ-18, de las que se presume puede ser una ruptura del revestidor de producción a través de los cuales puede existir pérdida de fluidos por detrás del revestidor y como consecuencia la existente producción de arena durante una estimulación. El pozo BOQ-19 a pesar de no presentar rupturas en camisa o revestidor de producción, se encuentra limitado por el diámetro de la tubería de producción, pues el diámetro máximo para el paso de una herramienta de limpieza o estimulación en este pozo es de 2,75 pulg y el ángulo de inclinación del mismo es de 34°.

Por ende a los pozos BOQ-4ST, BOQ-7, BOQ-12ST, BOQ-18 y BOQ-19 se les debe realizar trabajos de reparación para corregir su estado mecánico y posterior a esto aplicar tratamientos de estimulación o remoción de daños. El resto de los pozos que se observan en la tabla poseen un estado óptimo en cuanto a la configuración mecánica se refiere.

Los siguientes métodos se basan en propuestas de patentes usadas por la empresa de servicios Schlumberger a pozos productores de crudo. Es de resaltar que para la aplicación de estos fluidos en los pozos, se recomienda el uso de la técnica de tubería continua, debido a que presenta mayores ventajas en comparación con el bombeo desde superficie, además de que los pozos presentan problemas de precipitación de asfáltenos y producción de arena en tubería, lo que ocasionaría el taponamiento de la formación con el uso de bombeo desde superficie.

Tratamientos o soluciones de los mecanismos de daño determinados:

1. Para los pozos con migración de finos (BOQ-4ST, BOQ-5, BOQ-7, BOQ-12ST, BOQ-13, BOQ-15, BOQ-16, BOQ-18, BOQ-19, BOQ-20ST, BOQ-21, BOQ-25 y BOQ-26), lo más utilizado y común es el ácido clorhídrico y ácido fluorhídrico con solventes mutuales, pero, debido a las condiciones mineralógicas de la formación y los resultados obtenidos tras la aplicación de estos productos en ciertos pozos del campo, se propone la aplicación de otros tratamientos como:

Estabilizadores para arcillas o finos, entre ellos los más utilizados y comunes son: la salmuera sintetizada, iones de hidróxido de aluminio, cloruro de potasio, cloruro de amonio, hidróxido de potasio, inhibidores (polímeros orgánicos) para evitar hinchamiento de la esmectita (mineral con un porcentaje de existencia considerable en la formación).

Surfactantes que actúen como agentes estabilizadores de arcillas y antisedimento de finos o de sludge. Y solventes mutuales que prevengan la migración de finos insolubles provenientes de la oleohumectación.

2. Los pozos con daños de precipitación por reacciones químicas en el campo Boquerón son BOQ-5, BOQ-13 y BOQ-16; considerando que este tipo de daño es inducido producto del uso de fluidos incompatibles durante los procesos de estimulación con los fluidos y los minerales presentes en la formación, se recomienda para evitar la futura precipitación de productos de reacción insolubles o ligeramente solubles, realizar pre-limpiezas con ácido clorhídrico puro, siempre antes de la descarga principal de ácido fluorhídrico, y además, la

- realización de pruebas de compatibilidad entre los fluidos externos a usar con los fluidos y minerales de la formación para evitar este tipo de inconvenientes.
3. En el caso de los depósitos orgánicos (asfaltenos) presentes en los pozos BOQ-4ST, BOQ-5, BOQ-7, BOQ-12ST, BOQ-13, BOQ-15, BOQ-16, BOQ-18, BOQ-20ST, BOQ-21, BOQ-25 y BOQ-26, este puede ser removido mediante estimulaciones con solventes aromáticos como tolueno, xileno o una mezcla de ellos con productos químicos que ayuden a mejorar la actividad de los solventes. Se considera apreciable el uso de xileno motivado a la poca producción de tolueno, su elevado costo y sobretodo las consecuencias que el manejo de este trae sobre el ambiente.
 4. Los pozos con problemas de precipitación por carbonato de calcio (BOQ-13, BOQ-16, BOQ-19, BOQ-21, BOQ-25) pueden ser tratados con estimulaciones de HCl o HF, sin embargo, para evitar la posible formación de precipitados producto de reacciones químicas entre los ácidos usados y los minerales de la formación, se recomienda usar concentraciones de mezclas de ácidos orgánicos (ácido acético/ácido fórmico) para mitigar o eliminar los daños causados por carbonato de calcio. En tal caso de no poder remover los problemas por escamas mediante tratamientos químicos, se puede recurrir a un recañoneo.
 5. Para combatir los posibles bloqueos por emulsiones en los pozos BOQ-5, BOQ-12ST, BOQ-15, BOQ-19, BOQ-20ST y BOQ-21 es indispensable el uso de desemulsificantes, surfactantes y solventes mutuales; para la aplicación de este último compuesto, se debe haber tratado la formación anticipadamente con solventes aromáticos que eliminen los compuestos orgánicos de las gargantas de los poros y así el solvente mutual pueda prevenir problemas de emulsión. Los tipos de solventes más comunes son etilen glycol monobutil ether (EGMBE), dietilen glycol monobutil ether (DGMBE), ethers glycoles modificados (MGE). Los surfactantes durante la estimulación de pozos este puede actuar como agente emulsionante, para romper o prevenir bloqueos por emulsión y por agua.

6. La inversión de mojabilidad de los pozos BOQ-4ST, BOQ-7, BOQ-12ST, BOQ-18, BOQ-20ST, BOQ-21 y BOQ-26 puede ser tratada mediante el uso de geles, agentes surfactantes y/o un solvente mutual; se aconseja la aplicación de solventes aromáticos que dejen libre de compuestos orgánicos las gargantas de los poros antes del uso del solvente mutual y así este pueda mantener la acuohumectación de los granos de la roca luego que un solvente los ha limpiado.
7. Se recomienda, en el caso de los pozos sujetos a variación del tipo de fluido con respecto a la profundidad, mantener la condición de penetración parcial drenando de manera selectiva las arenas donde esté presente crudo negro y posterior al drenaje de estos, se sugiere el aislamiento de los mismos para continuar con el drenaje de las arenas que poseen otro tipo de fluido. En el caso de los pozos con presencia de un solo tipo de fluido en la columna estratigráfica, se recomienda cañonear el espesor de arena neta petrolífera faltante.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- La disminución de índice de productividad de los pozos estudiados en el campo se debe mayormente a la presencia de mecanismos de daño a la formación.
- Los pozos ubicados en el bloque nor-oeste han presentado aumento en su índice de productividad, producto de la disminución del diferencial de presión y la poca variación del caudal de producción de crudo en el tiempo, lo que ha permitido aumentar su índice de productividad.
- Los principales mecanismos de daño que afectan a los pozos productores activos del campo Boquerón son la producción de asfaltenos y la migración de finos, presentándose estos entre 92,30 y 100 % respectivamente, seguido en orden de frecuencia de precipitaciones inorgánicas por carbonatos de calcio en un 38,46% y restricciones a flujo de fluidos por problemas de emulsiones y penetración parcial.
- Los pozos con mayor probabilidad de presentar precipitación por carbonato de calcio son los ubicados en el yacimiento SJN BOQ-3 y los cercanos al flanco del bloque sur-este que presenten variación del tipo de fluido con la profundidad.
- No existe daño por bloqueo de agua en los pozos del campo Boquerón.
- Se presenta en menor frecuencia la deposición de asfaltenos en los pozos cercanos al tope de la estructura del campo, puesto a que existe en estos componentes menos pesados que los ubicados en los flancos.

- Las estimulaciones con ácido clorhídrico y ácido fluorhídrico generan precipitados por reacciones químicas en los pozos del campo por la composición mineralógica de la formación.
- Los pozos BOQ-4ST, BOQ-7, BOQ-12ST, BOQ-18 y BOQ-19 se les debe realizar trabajos de reparación para corregir su estado mecánico y posterior a esto aplicar tratamientos de estimulación o remoción de daños.

5.2 RECOMENDACIONES

- Estudiar los métodos correctivos propuestos en el presente trabajo para su aplicación en los pozos del campo.
- Se recomienda comparar los valores de índice de productividad con las tasas de producción de crudo para estudios futuros de la productividad de los pozos del campo.
- Correlacionar estratigráficamente los pozos BOQ-4ST, BOQ-10 y BOQ-13 que son los que disponen de información mineralógica, con el resto de los pozos del campo.
- Realizar captura de información sobre mineralogía mediante difracción de Rayos X (XRD) en los núcleos de pozos futuros.
- Realizar estimulaciones con concentraciones de mezclas de ácidos orgánicos (acético y fórmico) en los pozos que se presenten problemas por precipitación de carbonatos de calcio.
- Analizar muestras de crudo de los pozos que presentan problemas de emulsiones, para determinar la naturaleza de estas y poder aplicar el mejor tratamiento para su remoción.

- Realizar análisis de compatibilidad entre los fluidos a usar en las estimulaciones con los de la formación y su mineralogía antes de aplicarlos.



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Acidificación (2010). [Página web en línea]. Disponible en:
<http://www.ingenieriadepetroleo.com/2010/12/acidificacion-de-pozos.html>

ARIAS, F. (2006). El proyecto de Investigación, (4ta edición). Caracas, Venezuela:
Episteme.

Base de datos PDVSA Boquerón (2011).

CIED. (1997). Daño a la formación y Estimulación de pozos, (1era Edición)
INTEVEP Los Teques, Venezuela.

Daño de formación (2011). [Página web en línea]. Disponible en:
<http://es.scribd.com/doc/78971498/DANO-A-LA-FORMACION>

Desmulsificantes (2012). [Página web en línea]. Disponible
en:http://www.quimipac.com.ec/pet_serv.htm

Emulsión (2009). [Página web en línea]. Disponible en:
<http://www.textoscientificos.com/emulsiones/introduccion>

FIGUERA A Y GÓMEZ E (2007). “Estudio de los daños y pseudo daños asociados a yacimientos de gas y gas condensado”, Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui.

GUZMÁN A (2011). “Estudio técnico económico para la aplicación de estimulaciones químicas reactivas y no reactivas a pozos del campo Boquerón del estado Monagas”, Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Núcleo Monagas.

MARTÍNEZ H. (2007). “Evaluación técnico-económica de la aplicación de estimulación matricial reactiva en pozos productores de los campos carito-pirital, distrito social norte.” Universidad de Oriente, Núcleo Monagas.

Solvente mutuo (2011). [Página web en línea]. Disponible en: www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/m/mutual_solvent.aspx.

Surfactantes (2011). [Página web en línea]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms.aspx?LookIn=term%20name&filter=surfactante>.

Tratamientos para mejorar la productividad de los pozos [Página web en línea]. Disponible en: <http://es.scribd.com/doc/51655127/ESTIMULACION-DE-POZOS>.



APÉNDICES

APÉNDICE A

**Tablas de bases de datos
petrofísicos de los intervalos de
pozos cargados en el simulador.**

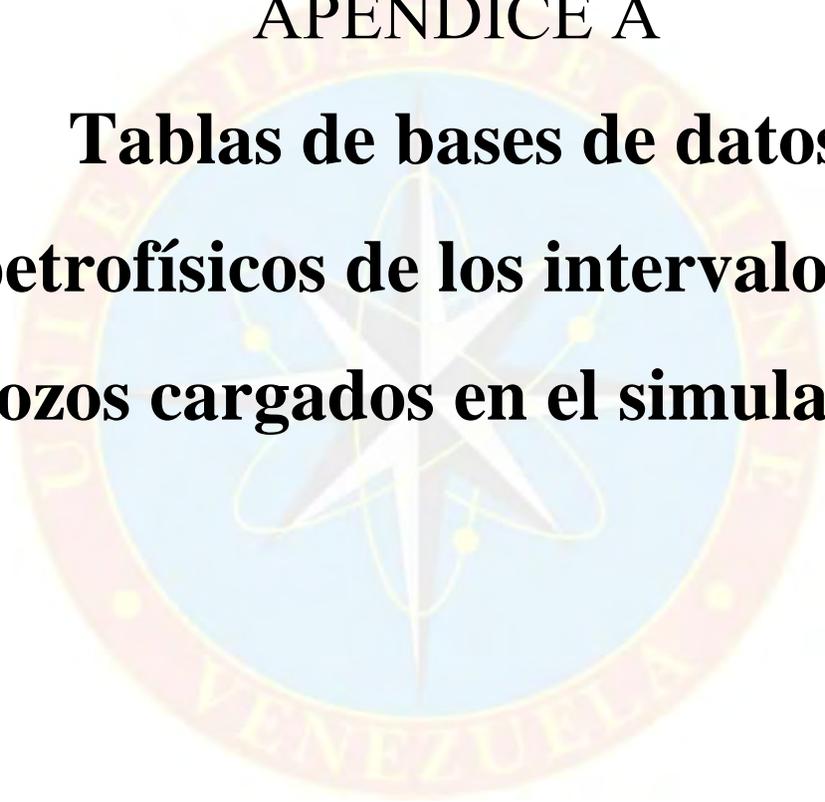


Tabla A.1 Base de datos del pozo BOQ-4ST cargados en el simulador

UNIDADES DE FLUJO	INTERVALOS	Tope	Base	PMP	H (pies)	ANP (pies)	Phi (%)	Sw (%)	Vsh (%)	K (mD)	Ke (mD)	Presion Yac
M2	M2 17150-17165	17150	17165	17158	15	4	10	29	5	21,8	13,27	6635
	M2 17210-17250	17210	17250	17230	40	17	13	30	15	35,2	21,40	6635
	M2 17268-17288	17268	17288	17278	20	10	11	24	9	26,0	15,84	6635
	M2 17310-17320	17310	17320	17315	10	0	0	0	0	0,0	#DIV/0!	6635
M1	M1 17330-17357	17330	17357	17344	27	10	11	29	10	13,2	8,06	6635
	M1 17360-17370	17360	17370	17365	10	6	13	20	6	55,3	33,50	6635
A	A 17495-17510	17495	17510	17503	15	0	0	0	0	0,0	#DIV/0!	6635
TOTAL:					137	45						

Tabla A.2 Base de datos del pozo BOQ-5 cargados en el simulador

UNIDADES DE FLUJO	INTERVALOS	Tope	Base	PMP	H (pies)	ANP (pies)	Phi (%)	Sw (%)	Vsh (%)	K (mD)	Ke (mD)	Presion Yac
B	B 16534-16581	16534	16581	16558	47	40	12	24	11	19,9	12,16	6539
M2	M2 16646-16708	16646	16708	16677	62	61	13	21	9	46,0	27,93	6539
	M2 16713-16720	16713	16720	16717	7	6	12	31	10	40,0	24,30	6539
	M2 16781-16908	16781	16908	16845	127	123	14	18	10	66,3	40,18	6539
M1	M1 16911-16950	16911	16950	16931	39	39	14	20	11	54,4	33,01	6539
TOTAL:					282	269						

Tabla A.3 Base de datos del pozo BOQ-7 cargados en el simulador

UNIDADES DE FLUJO	INTERVALOS	Tope	Base	PMP	H (pies)	ANP (pies)	Phi (%)	Sw (%)	Vsh (%)	K (mD)	Ke (mD)	Presion Yac
B	B 16872-16890	16872	16890	16881	18	10	10	25	10	7,7	4,72	7649
	B 16952-16970	16952	16970	16961	18	11	10	28	13	7,2	4,41	7649
	B 17026-17036	17026	17036	17031	10	4	9	26	9	5,2	3,23	7649
M2	M2 17064-17134	17064	17134	17099	70	47	10	19	7	15,1	9,21	7649
	M2 17153-17158	17153	17158	17156	5	5	11	22	10	8,1	4,99	7649
	M2 17164-17174	17164	17174	17169	10	11	12	17	13	11,9	7,28	7649
	M2 17176-17204	17176	17204	17190	28	29	15	12	6	114,3	68,98	7649
	M2 17209-17218	17209	17218	17214	9	10	15	13	8	72,9	44,16	7649
M1	M1 17272-17322	17272	17322	17297	50	46	13	20	10	38,3	23,31	7649
TOTAL:					218	169						

Tabla A.4 Base de datos del pozo BOQ-12ST cargados en el simulador

UNIDADES DE FLUJO	INTERVALOS	Tope	Base	PMP	H (pies)	ANP (pies)	Phi (%)	Sw (%)	Vsh (%)	K (mD)	Ke (mD)	Presion Yac
B	B1 17660-17674	17660	17674	17667	14	13	11	40	8	8,8	5,44	5229
	B1 17692-17750	17692	17750	17721	58	27	12	32	24	0,4	0,23	5229
M2	M2 17800-17920	17800	17920	17860	120	108	12	21	14	5,0	3,11	5229
	M2 17940-17995	17940	17995	17968	55	37	13	12	11	9,9	6,09	5229
	M2 18020-18130	18020	18130	18075	110	110	13	0	18	5,7	3,50	5229
M1	M1 18150-18177	18150	18177	18164	27	27	12	0	18	2	1,10	5229
TOTAL:					384	322						

Tabla A.5 Base de datos del pozo BOQ-13 cargados en el simulador

UNIDADES DE FLUJO	INTERVALOS	Tope	Base	PMP	H (pies)	ANP (pies)	Phi (%)	Sw (%)	Vsh (%)	K (mD)	Ke (mD)	Presion Yac
B	B 16680-16710	16680	16710	16695	30	28	12	19	5	106,7	64,30	7629
	B 16732-16740	16732	16740	16736	8	4	11	23	10	52,2	31,60	7629
	B16760-16780	16760	16780	16770	20	11	11	22	13	56,7	34,30	7629
M2	M2 16896-16916	16896	16916	16906	20	8	9	17	8	26,7	16,23	7629
	M216922-16968	16922	16968	16945	46	33	11	18	9	53,2	32,24	7629
	M216974-17010	16974	17010	16992	36	36	11	15	8	64,4	38,97	7629
M1	M2 17026-17065	17026	17065	17046	39	38	13	16	10	97,6	58,89	7629
	M1 17080-17105	17080	17105	17093	25	23	12	17	14	79	47,63	7629
	M1 17106-17136	17106	17136	17121	30	30	13	14	11	111	67,14	7629
	M1 17139-17208	17139	17208	17174	69	62	12	20	15	66	39,67	7629
TOTAL:					323	271						

Tabla A.6 Base de datos del pozo BOQ-15 cargados en el simulador

UNIDADES DE FLUJO	INTERVALOS	Tope	Base	PMP	H (pies)	ANP (pies)	Phi (%)	Sw (%)	Vsh (%)	K (mD)	Ke (mD)	Presion Yac
M2	M2 17210-17300	17210	17300	17255	90	48	11	17	0	13,0	7,97	6131
M1	M1 17310-17441	17310	17441	17376	131	94	12	18	12	13,4	8,22	6131
AP	AP 17468-17500	17468	17500	17484	32	12	10	27	15	3	1,86	6131
TOTAL:					253	154						

Tabla A.7 Base de datos del pozo BOQ-16 cargados en el simulador

UNIDADES DE FLUJO	INTERVALOS	Tope	Base	PMP	H (pies)	ANP (pies)	Phi (%)	Sw (%)	Vsh (%)	K (mD)	Ke (mD)	Presion Yac
L	17040-17060	17040	17060	17050	20	0	0	0	0	0,0	0,00	7129
	17185-17215	17185	17215	17200	30	0	0	0	0	0,0	0,00	7129
	17228-17242	17228	17242	17235	14	0	0	0	0	0,0	0,00	7129
B	17272-17295	17272	17295	17284	23	16	11	18	6	28,2	17,16	7129
	17327-17335	17327	17335	17331	8	5	10	20	19	0,8	0,47	7129
	17352-17372	17352	17372	17362	20	11	11	26	19	4,4	2,72	7129
	17400-17415	17400	17415	17408	15	1	9	27	15	1,0	0,60	7129
M2	17466-17530	17466	17530	17498	64	41	10	14	9	11	6,70	7129
	17536-17630	17536	17630	17583	94	50	12	17	15	18	10,91	7129
M1	17658-17760	17658	17760	17709	102	78	12	17	13	23	14,17	7129
A	17778-17798	17778	17798	17788	20	9	9	30	13	3	1,87	7129
TOTAL:					410	210						

Tabla A.8 Base de datos del pozo BOQ-18 cargados en el simulador

UNIDADES DE FLUJO	INTERVALOS	Tope	Base	PMP	H (pies)	ANP (pies)	Phi (%)	Sw (%)	Vsh (%)	K (mD)	Ke (mD)	Presion Yac
CALIZA	17350-17383	17350	17383	17367	33	9	11	33	11	15,0	9,18	6792
B	17390-17420	17390	17420	17405	30	17	10	29	8	30,2	18,35	6792
	17430-17439	17430	17439	17435	9	5	10	21	12	4,1	2,53	6792
	17464-17479	17464	17479	17472	15	12	10	21	50	6,7	4,13	6792
	17488-17510	17488	17510	17499	22	5	10	44	18	2,2	1,35	6792
M2	17570-17598	17570	17598	17584	28	13	10	19	6	19,4	11,85	6792
	17602-17666	17602	17666	17634	64	55	12	13	4	72,2	43,66	6792
	17670-17690	17670	17690	17680	20	20	13	14	4	102,3	61,71	6792
	17704-17718	17704	17718	17711	14	13	12	19	10	21,9	13,35	6792
	17732-17752	17732	17752	17742	20	18	11	27	12	7,9	4,88	6792
M1	17765-17845	17765	17845	17805	80	74	13	25	63	63	38,43	6792
TOTAL:					335	238						

Tabla A.9 Base de datos del pozo BOQ-19 cargados en el simulador

UNIDADES DE FLUJO	INTERVALOS	Tope	Base	PMP	H (pies)	ANP (pies)	Phi (%)	Sw (%)	Vsh (%)	K (mD)	Ke (mD)	Presion Yac
B	B 17405-17430	17405	17430	17418	25	19	12	40	3	105,5	63,62	7405
	B 17450-17465	17450	17465	17458	15	0	0	0	0	0,0	#DIV/0!	7405
	B 17490-17510	17490	17510	17500	20	4	10	32	17	3,7	2,31	7405
M2	M2 17630-17690	17630	17690	17660	60	23	10	24	9	13,0	7,95	7405
	M2 17700-17730	17700	17730	17715	30	24	11	22	6	25,5	15,53	7405
TOTAL:					150	69						

Tabla A.10 Base de datos del pozo BOQ-20ST cargados en el simulador

UNIDADES DE FLUJO	INTERVALOS	Tope	Base	PMP	H (pies)	ANP (pies)	Phi (%)	Sw (%)	Vsh (%)	K (mD)	Ke (mD)	Presion Yac
NAR	NAR 17515-17546	17515	17546	17531	31	32	0	100	2	0	#DIV/0!	7597
	NAR 17576-17617	17576	17617	17597	41	42	10	32	20	15	8,89	7597
B	B 17628-17656	17628	17656	17642	28	29	10	24	7	208	124,58	7597
	B 17774-17784	17774	17784	17779	10	11	11	35	9	199	114,28	7597
	B 17842-17856	17842	17856	17849	14	15	9	21	0	1	0,62	7597
M2	M2 17905-18010	17905	18010	17958	105	70	11	14	10	195	117,06	7597
	M2 18020-18040	18020	18040	18030	20	19	12	19	13	133	79,89	7597
	M2 18046-18060	18046	18060	18053	14	14	11	24	19	66	40,03	7597
	M2 18070-18124	18070	18124	18097	54	50	12	17	9	484	288,25	7597
M1	M1 18133-18190	18133	18190	18162	57	52	12	19	12	179	107,37	7597
TOTAL:					374	333						

Tabla A.11 Base de datos del pozo BOQ-21 cargados en el simulador

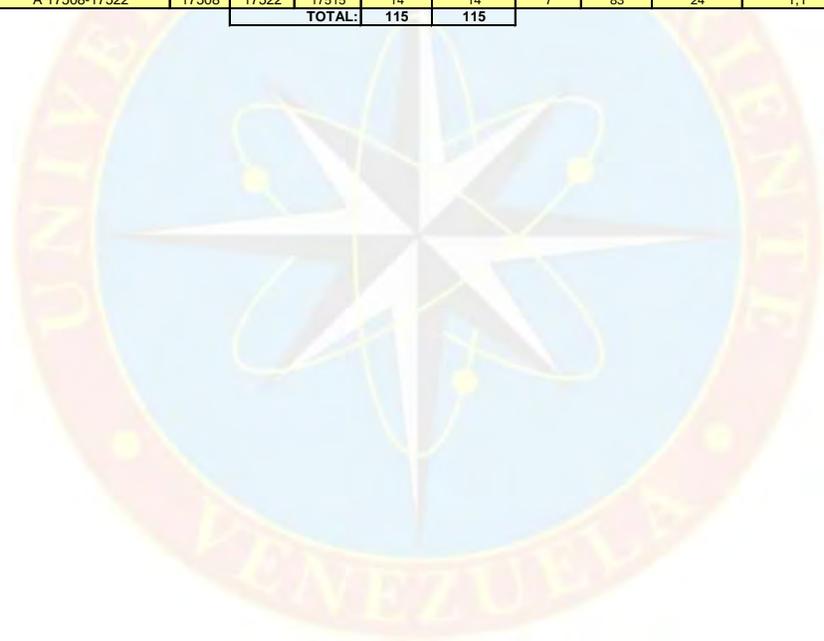
UNIDADES DE FLUJO	INTERVALOS	Tope	Base	PMP	H (pies)	ANP (pies)	Phi (%)	Sw (%)	Vsh (%)	K (mD)	Ke (mD)	Presion Yac
NARLM	NARLM 17500-17530	17500	17530	17515	30	0	0	0	0	0,0	#DIV/0!	8616
B	B 17605-17625	17605	17625	17615	20	20	13	33	4	119,5	72,00	8616
	B 17694-17700	17694	17700	17697	6	4	10	32	17	3,7	2,31	8616
M2	M2 17815-17900	17815	17900	17858	85	54	11	22	7	23	14,22	8616
TOTAL:					141	78						

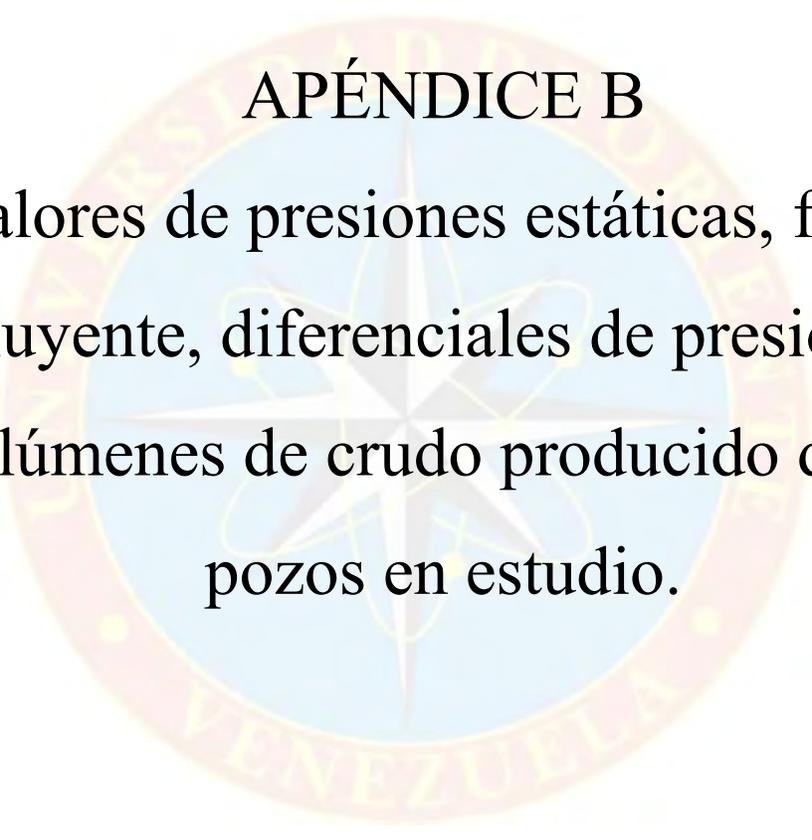
Tabla A.12 Base de datos del pozo BOQ-25 cargados en el simulador

UNIDADES DE FLUJO	INTERVALOS	Tope	Base	PMP	H (pies)	ANP (pies)	Phi (%)	Sw (%)	Vsh (%)	K (mD)	Ke (mD)	Presion Yac
M2	M2 17152-17160	17152	17160	17156	8	8	10	25		17,4	10,65	7096
	M2 17174-17184	17174	17184	17179	10	10	6	35		1,7	1,02	7096
	M2 17186-17196	17186	17196	17191	10	10	7	29		8,6	5,27	7096
	M2 17214-17222	17214	17222	17218	8	8	6	55		4,2	2,59	7096
	M2 17256-17300	17256	17300	17278	44	44	5	42		4,0	2,44	7096
	M2 17300-17308	17300	17308	17304	8	8	12	13		38,9	23,65	7096
M1	M1 17375-17400	17375	17400	17388	25	25	8	46		5,3	3,24	7096
TOTAL:					113	113						

Tabla A.13 Base de datos del pozo BOQ-26 cargados en el simulador

UNIDADES DE FLUJO	INTERVALOS	Tope	Base	PMP	H (pies)	ANP (pies)	Phi (%)	Sw (%)	Vsh (%)	K (mD)	Ke (mD)	Presion Yac
M2	M2 17274-17283	17274	17283	17279	9	9	13	17		37,8	23,02	8281
	M2 17290-17312	17290	17312	17301	22	22	12	15	18	40,5	24,59	8281
M1	M1 17328-17334	17328	17334	17331	6	6	12	25	15	4,8	2,94	8281
	M1 17346-17352	17346	17352	17349	6	6	10	24	28	4,7	2,92	8281
	M1 17352-17368	17352	17368	17360	16	16	11	24	10	8,0	4,94	8281
	M1 17374-17404	17374	17404	17389	30	30	13	19	11	57,0	34,56	8281
	M1 17430-17442	17430	17442	17436	12	12	9	23	8	0,2	0,10	8281
A	A 17508-17522	17508	17522	17515	14	14	7	83	24	1,1	0,70	8281
TOTAL:					115	115						





APÉNDICE B

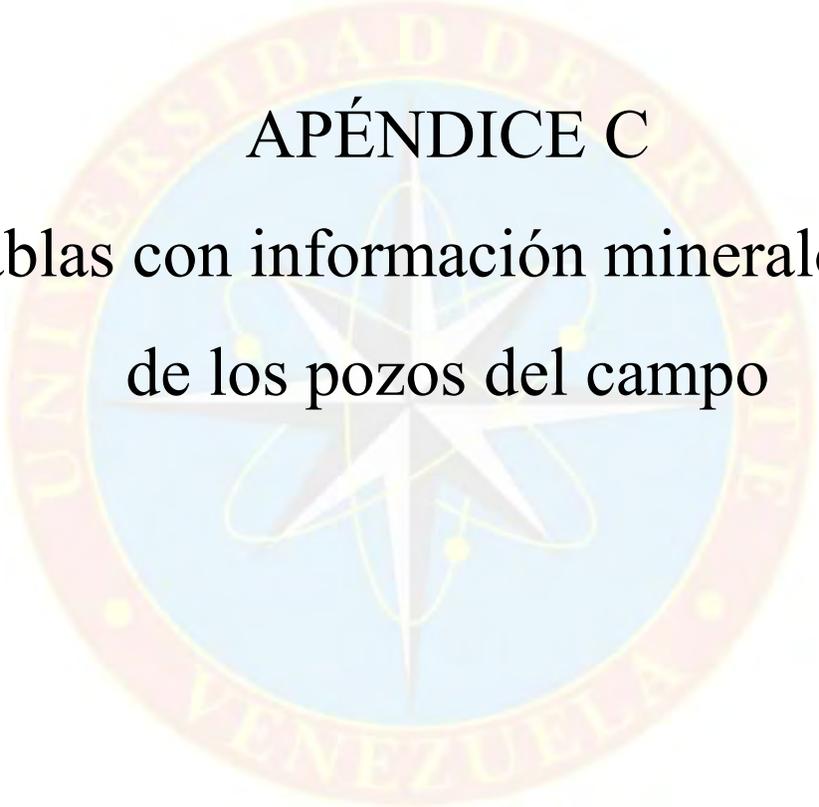
Valores de presiones estáticas, fondo
fluyente, diferenciales de presión y
volúmenes de crudo producido de los
pozos en estudio.

Tabla B.1 Valores de Pwf iniciales, volúmenes de crudo producido y presiones estáticas de los pozos, presentes en pruebas realizadas.

Pozos	Fecha	P yac (lpc)	Pwf (lpc)	P yac- Pwf (lpc)	Qo (BNPD)	IP
BOQ-4ST	01/07/00	7589	1869	5720	365	0,06
BOQ-5	01/09/91	12748	9986	2762	1649	0,60
BOQ-7	07/11/91	12507	7639	4868	2240	0,46
BOQ-12ST	02/07/00	8850	2747	6103	810	0,13
BOQ-13	07/04/99	11125	7062	4063	3274	0,81
BOQ-15	07/09/99	11087	5426	5661	976	0,17
BOQ-16	01/12/99	7927	6419	1508	1693	1,12
BOQ-18	08/10/00	7407	6696	711	906	1,27
BOQ-19	10/01/01	11095	9532	1563	1125	0,72
BOQ-20ST	23/04/01	9412	5029	4383	1597	0,36
BOQ-21	17/07/01	11730	10755	975	1704	1,75
BOQ-25	27/11/10	8160	4982	3178	964	0,30
BOQ-26	27/11/11	8436	3856	4580	2089	0,46

Tabla B.2 Valores de Pwf actuales calculadas mediante WellFlo, volúmenes de crudo producido y presiones estáticas de los pozos obtenidas de pruebas realizadas.

Pozos	Fecha	P yac (lpc)	Pwf (lpc)	P yac- Pwf (lpc)	Qo (BNPD)	IP
BOQ-4ST	Noviembre de 2012	6635	1643	4992	50	0,01
BOQ-5		6539	2385	4154	1319	0,32
BOQ-7		7649	4803	2846	701	0,25
BOQ-12ST		5229	1793	3436	717	0,21
BOQ-13		7629	2203	5426	1493	0,28
BOQ-15		6131	1213	4918	102	0,02
BOQ-16		7129	4377	2752	1334	0,48
BOQ-18		6792	3682	3110	807	0,26
BOQ-19		7405	6616	789	69	0,09
BOQ-20ST		7597	6111	1486	983	0,66
BOQ-21		8616	8444	172	91	0,53
BOQ-25		7096	2032	5064	524	0,10
BOQ-26		8281	3692	4589	1538	0,34



APÉNDICE C

Tablas con información mineralógica
de los pozos del campo

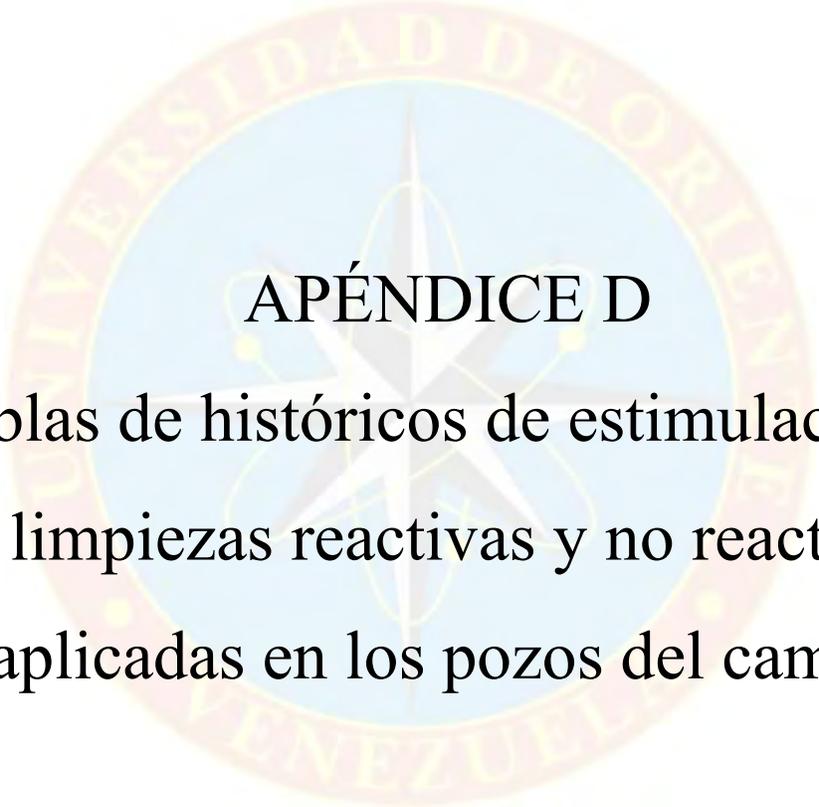
Tabla C.4 Resumen mineralógico de Arena M1 del pozo BOQ-13

Parámetros	ARENA M1										
	17074,1'	17086,2'	17093,1'	17097,3'	17098,0'	17117,9'	17131,8'	17142,1'	17157,2'	17177,1'	17206,1'
Componentes Detriticos											
Cuarzo (monocristalino, policristalino y cuarcita metamorfica)	65,3	64	74,7	68,7	77	72	76,6	61,1	68	72,3	68,9
Feldespatos											
K-feldespatos	6,6	4	1,3	2,3	1,3	2,7	3,3	5	3	2,3	2,7
Plagioclasa	0,3	0,3						0,7	1		
K-feldespatos/plagioclasa											
K-feldespatos/cuarzo	0,3			0,3					0,7		
Plagioclasa/cuarzo											
Fragmentos líticos											
Esquistos	1,3	0,3	1	1	0,7	1,3	1	3,3	0,7	2,7	3,7
Arenisca/limolita	0,7	0,7	0,7		1,3	1,3	0,3	0,7	0,3	1	0,3
Arcilla y fragmentos de silicio											
Chert	1	0,3		0,7			1,3	0,7	1	0,3	0,3
Ignea plutonica											
Volcanica									0,3		
Metamorfico	0,3										
Micáceo			0,3	0,3				0,3			
Carbonato											
No identificado		0,7			0,7		0,3				
Inalterado											
Alterado	0,3					0,3		0,3	0,3	0,3	
Arcilloso	3,6	6,7	3	3,3	2,4	2	1	11,4	3,7	2,7	1,7
Accesorios minerales	0,3	1		0,3			0,3	0,3	0,3		0,3
Otros componentes (orgánicos)											
Componentes autigenicos											
Sobrecrecimiento de cuarzo	10,5	8	3,7	8,3	3	3,7	3	7	7,7	0,3	6,3
Carbonato											
Cemento											
Reemplazo											
Arcilla birrefringente alto											
Grano revestido											
Relleno de poro intergranular				0,3				0,3			
Grano reemplazo	0,3										
Caolinita											
Cemento											
Reemplazo		0,3		0,3							
Pirita	0,3										
Hidrocarburo solido											
Relleno de poro intergranular								0,3		15,3	12,7
Relleno de poro intragranular										1	1,3
Arcilla impregnada											1
TOTAL DE MINERALES AUTIGENICOS (%)	11,1	8,3	3,7	8,9	3	3,7	3	7,6	7,7	16,6	21,3
Total mineral/cemento orgánico (%)	10,5	8	3,7	8,6	3	3,7	3	7,6	7,7	15,6	19
Cuarzo cemento	10,5	8	3,7	8,3	3	3,7	3	7	7,7	0,3	6,3
Carbonato cemento											
Revestimiento de arcilla											
Poros de arcillas				0,3				0,3			
Hidrocarburos sólidos								0,3		15,3	12,7
Total mineral reemplazo (%)	0,6	0,3		0,3						1	2,3
Carbonato											
Arcilla	0,3	0,3		0,3							
Pirita	0,3										
Hidrocarburo sólidos										1	2,3
Componentes minerales											
Cuarzo	69,5	88,5	92,5	90,5	95,5	94,5	95,5	84,5	91,5	94,5	91,5
Feldespatos											
k-feldespatos	3	2	2	2	1	1	1	3	2	1	1
Plagioclasa	TRAZAS							TRAZAS			
Carbonato											
Calcita	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS		TRAZAS	TRAZAS
Dolomita											
Siderita											
Arcilla											
Esmectita											
Ilita/Esmectita	14	5	3	5	2	2	2	7	4	2	4
Ilita/ Mica	10	3	2	2	1	2	1	5	2	1	3
Clorita	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS
Caolinita	1	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS			TRAZAS	TRAZAS
Sulfato											
Anidrita											
Barita											
Pirita	2	1	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	TRAZAS	1	TRAZAS
Horblenda	TRAZAS		TRAZAS	TRAZAS							

Tabla C.6 Resumen mineralógico de las Arenas B, M2 y M1 del pozoBOQ-10

IG

Parámetros	ARENA B			ARENA M2							ARENA M1				
	16883,7'	16889,4'	16900,8'	16993,9'	17005,3'	17012,7'	17022,8'	17030,8'	17040,9'	17043,4'	17049,7'	17241,9'	17253,7'	17258,4'	17260,3'
Componentes Detriticos															
Cuarzo (monocristalino, policristalino)	62,7	48,4	59	88	68,1	67,9	69,2	66,3	40	36	65	67,6	64	61,7	52,3
Feldespatos															
K-feldespatos		0,7	0,3	3,3	2	2	1,7	0,7	6	1,3		2,3	2,3	1,3	6,7
Plagioclasa		0,3		0,3	0,3		0,3		1,7	1	0,3	0,3			
K-feldespatos/plagioclasa										0,3					
K-feldespatos/cuarzo												0,3			
Plagioclasa/cuarzo															
Fragmentos líticos															
Esquisto			2	0,3	0,3	1	2,3	1,3				3	0,7	2,7	2,3
Arenisca/limolita				1		1	0,7	0,7				0,3	0,7	0,3	
Arcilla y fragmentos de silicio															
Chert	0,3	0,3	0,3		0,7	0,3	0,3	0,3		1			0,7	2,3	0,7
Igneas plutónicas															
Volcánicas				0,7									0,3	0,3	0,3
Metamórficas															0,3
Micáceo															
Carbonato		0,3													
No identificado															
Inalterado															
Alterado	1	0,3	0,7			0,3	1,3			0,3	0,3	0,7	0,3	1	2
Arcilloso	26,3	6	16,1	0,3	3,3	2	3	3,4	48,7	53	18	3	6,4	4,3	10,6
Accesorios minerales	0,6	0,3	1,3		0,3		1		0,6			0,3	0,3	1	1,3
Otros componentes (orgánicos)															
Componentes autigénicos															
Sobrecrecimiento de cuarzo	2,3		5,7	0,3	12	7	7,7	12			1,7	9,3	11	9	12
Carbonato															
Cemento		17			3										
Reemplazo		23,6			0,3										
Arcilla birrefringente alto															
Grano revestido															
Relleno de poro intergranular							0,3					0,3			
Grano reemplazo															
Caolinita															
Cemento				0,3				0,3						0,3	
Reemplazo															
Pirita		2,7	1,3	0,3	0,3			0,7	3	7	0,3		0,3		0,7
Hidrocarburo sólido															
Relleno de poro intergranular													6,3		1,7
Relleno de poro intragranular													0,3		
Arcilla impregnada												0,3	6		3,3
TOTAL DE MINERALES AUTIGÉNICOS (%)	2,3	43,3	7	0,9	15,6	7	8	13	3	7	2	9,9	23,9	9,3	17,7
Total mineral/cemento orgánico (%)	2,3	17	5,7	0,6	15	7	7,7	12,3		1,7		9,3	17,3	9,3	13,7
Cuarzo cemento	2,3		5,7	0,3	12	7	7,7	12		1,7		9,3	11	9	12
Carbonato cemento		17			3										
Revestimiento de arcilla															
Poros de arcillas				0,3				0,3						0,3	
Hidrocarburos sólidos													6,3		1,7
Total mineral reemplazo (%)		26,3	1,3	0,3	0,6		0,3	0,7	3	7	0,3	0,6	6,6		4
Carbonato		23,6			0,3										
Arcilla							0,3					0,3			
Pirita		2,7	1,3	0,3	0,3			0,7	3	7	0,3		0,3		0,7
Hidrocarburo sólidos												0,3	6,3		3,3



APÉNDICE D

Tablas de históricos de estimulaciones
y limpiezas reactivas y no reactivas
aplicadas en los pozos del campo

Tabla D.1 Histórico de estimulaciones aplicadas al BOQ-5

Pozo	Fecha	Estimulación		Limpieza		Químico	Volumenes inyectados a la formación		
		Ácida	Asfáltica	Ácida	Asfáltica		Barriles	Concentración(%)	
BOQ-05	may-01				X	Xileno		100	
	04-jun-01		x		x	Xileno	518	100	
	27-abr-04	x	x	x			Xileno	108	21,13
							Volcanic acid	157	30,72
							Clayfix	157	30,72
							Hot rock acid	89	17,41

Tabla D.2 Histórico de estimulaciones aplicadas al BOQ-7

POZO	Fecha	Estimulación		Limpieza		Químico	Volumenes inyectados a la formación		
		Ácida	Asfáltica	Ácida	Asfáltica		Barriles	Concentración(%)	
BOQ-7	23-Aug-01		x		x	Xileno	156	100	
	15/11/2001		x		x	Xileno	247	70/30	
	22/10/2002			x		x	50/50 xileno-diesel	140	50/50
							Diesel	-	-
	03/10/2006	x				x	Xileno	48,8	72,84
							Gasoil	14	20,90
							Musola	3,5	5,22
							Hyflo IV	0,7	1,04
							Diesel	-	-
							Gel	-	-
	24/04/2008	x					OMA*		
							Oilseeker		
							NH4CL	10	5
							Clean Sweep	20	

Tabla D.3 Histórico de estimulaciones aplicadas al BOQ-12ST

Pozo	Fecha	Estimulación		Limpieza		Químico	Volumenes Inyectados a la formación		
		Ácida	Asfáltica	Ácida	Asfáltica		Barriles	Concentración(%)	
BOQ-12ST	28/03 al 06/04/2001		X		X	Xileno	884	100	
						KCL	29	3	
	15 al 17/06/2001		X		X	Xileno	225	100	
	02 al 04/01/2002			X		X	Solvente 50/50	28	50/50
							Xileno	231	100
							Diesel	181	-
							Diesel	281	-
	17 al 20/06/2004	X			X		N-ver-spercer	100	23
							Hot rock Acid	160	37
							Volcanic Acid	120	27
							Clay Fix 5	57	13
							Gel base aceite	10	-
	27/09 al 04/10/2008			X		X	Insol- gasoil	-	70/30
							EC-3019A	6	5
							Gasoil	25	31
						Solvente mutual	6	5	

Tabla D.4 Histórico de estimulaciones aplicadas al BOQ-13

Pozo	Fecha	Estimulación		Limpieza		Químico	Volumenes Inyectados a la formación	
		Ácida	Asfáltica	Ácida	Asfáltica		Barriles	Concentración (%)
BOQ-13	24/06/2001		x		x	Xileno	478	100
	27/03/2004	x		x		N-ver- sperce	60	100
						Clayfix 5	103	27,91
						Diesel	660	
						Ácido volcánico	133	36,04
						Hot rock acid	133	36,04
	02/09/2004	x		x		N-ver- sperce	44	-
						Clayfix 5	90	25,3
						Ácido volcánico	161	45,2
						Diesel	71	-
						Hot rock acid	105	29,5
	13/02/2005	x		x		N-ver- sperce	30	35,29
						Clayfix 5	10	11,76
						Hot rock acid	45	52,94
						Diesel	127	-
	15/01/2008	x				OMA*	105	32,308
						Oilseeker	40	12,3
						NH4CL 5%	45	13,8
						Clean Sweep	75	23,1
						Ácido acetico	60	18,5
	19 al 23/12/09	x		x		Metanol	470	100
						Ácido acetico	5	
						Diesel	320	-
	21 al 24/11/2010	x		x		NH4CL 5%	24	
						Metanol/Acetic o	90	
						Oilseeker	6	
						L066	2	
	10 al 14/04/2011	x		x		Xileno 90/10	37	
						Salmuera Inhibida al 4%	37	
						Ácido acetico al 13% - Ácido Formico al 9%	100	
Metanol						420		
10 al 15/10/2011	x		x		Xileno 90/10	100		
					Salmuera Inhibida al 5%	240		
					Ácido acetico al 13% - Ácido Formico al 9%	95		
					Metanol	160		

Tabla D.5 Histórico de estimulaciones aplicadas al BOQ-15

Pozo	Fecha	Estimulación		Limpieza		Químico	Volumenes Inyectados a la formación		
		Ácida	Asfáltica	Ácida	Asfáltica		Barriles	Concentración(%)	
BOQ-15	01/06/2001		x		x	Xileno		100	
						Diesel	245		
	Febrero de 2005					Salmuera	600	11,5lpg	
	Junio de 2005	x			x		NH4CL	76	5%
							U104	33	
							OCA		
							LO66		-
							Ácido acético	25	10%
							Oilseeker	30	
							Clean sweep	20	
	Oct de 2007	x				X	Solvente	20	80-20
							NH ₄ Cl	60	
							AA 10% y L-065	48	
							Clean Sweep,	60	
							OMA	64	
							Gel base aceite	20	
							Oil Seeker	40	
							U-105	45	50,0
							OCA	60	
							InSol 88	20	
Gasoil							639		
NAOH	35	10,0							

Tabla D.6 Histórico de estimulaciones aplicadas al BOQ-16

Pozo	Fecha	Estimulación		Limpieza		Químico	Volumenes Inyectados a la formación		
		Ácida	Asfáltica	Ácida	Asfáltica		Barriles	Concentración (%)	
BOQ-16	11-nov-01					HCL	25	15	
				x	x	Xileno	24	-	
						Gasoil	18	-	
						soda caustica	170	-	
	09-nov-07			x		x	Clean Sweep	110	73%
							Gasoil	41	27%
	09-feb-08	x	x			x	OCA*	90	36%
							Oilseeker	20	8%
							NH4CL 5%	30	12%
							Clean Sweep	50	20%
							Ácido acético	60	24%
							Soda caustica	-	-
	27-11-2010	X	x			x	Clean Sweep	45	26%
							Oilseeker	20	12%
							Acido acetico	36	21%
							OCA*	51	30%
Gasoil							154		
Gel de acarreo							20		
Solvente							40	90-10%	
NH4CL 5%							18	11%	

Tabla D.7 Histórico de estimulaciones aplicadas al BOQ-19

Pozo	Fecha	Quimico	Cantidad	Concentración (%)
BOQ-19	17-may-01	Xileno	471 bls	100
	ago-04	Hot Rock Acid		
		Diesel		
		Nitrogeno	1300 gal	

Tabla D.8 Histórico de estimulaciones aplicadas al BOQ-20ST

Pozo	Fecha	Estimulación		Limpieza		Químico	Volumenes Inyectados a la formación		
		Ácida	Asfáltica	Ácida	Asfáltica		Barriles	Concentración (%)	
BOQ-20ST	31/08 al 06/09/2002		X		X	Solvente 50/50	-	-	
						Xileno, Diesel, surfactante	451	-	
						Metanol	44	-	
						Inhibidor	44	-	
						Diesel-Inhibidor	409	-	
	18 al 24/09/2008	X				X	Xileno	-	-
							Gel de Acarreo	-	-
							Diesel	-	-
							Ácido Formico	4,5	9
							Ácido acético	6,35	13
							Estabilizador de Arcilla	0,16	0,32
							Inhibidor de corrosión	1,15	2,3
							Solvente Mutual	3,45	6,9
							Controlador de hierro	-	-
							Xileno	84	100
	06-jun-11			x		x	NH4Cl	75	5
							XILENO	124	90/10
							Gel de Acarreo	9	
Gel base aceite							45		
						SOLVENTE	40	90-10	

Tabla D.9 Histórico de estimulaciones aplicadas al BOQ-21

Pozo	Fecha	Estimulación		Limpieza		Químico	Volumenes Inyectados a la formación		
		Ácida	Asfáltica	Ácida	Asfáltica		Barriles	Concentración (%)	
BOQ-21	17/12/2004	x	x	x	x	Xileno	-	-	
						Ácido Acético	-	-	
						Ácido Formico	-	-	
						Diesel	-	-	
						Gel Base agua	-	-	
						Xileno	45	100	
						Ácido Acético	27	13	
						Ácido Formico	19	9	
						Salmuera	19	-	
						13 al 17/10/2008	X	X	X
	Ácido Acético	-	-						
	Ácido Formico	-	-						
	xileno	80	100						
	NH4Cl	90	5						
	Ácido Acético	38	13						
	Ácido Formico	27	9						
	Diesel	25	-						
	Solvente Mutual	1	-						
	dic-05	X			x				
						Gasoil	30		
						GASOIL-XILENO			
	05 al 10/08/2009				x	x	Solvente 80/20	35	80/20
							Ácido Acético	35	-
							Gel de Acarreo	55	-
							Diesel	547	-

APÉNDICE E

Análisis fisicoquímicos de muestras de
agua producida y, gráficos de
producción de agua repentina-vs-
tiempo

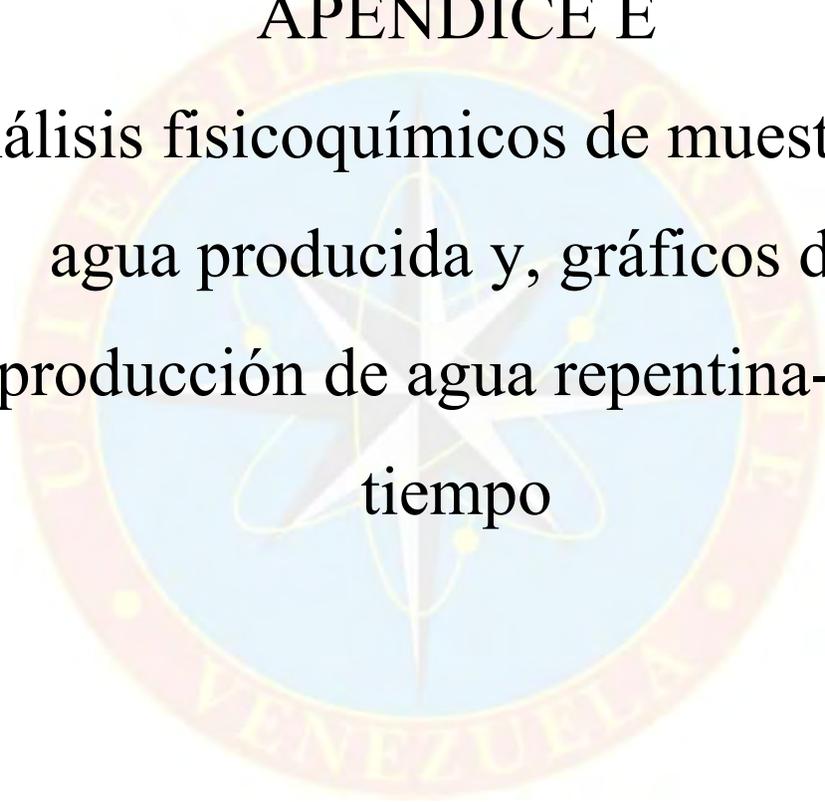


Tabla E.1 Análisis fisicoquímico de agua del pozo BOQ-4ST

		
CLIENTE:	PETROBOQUERON	
POZO:	BOQ-4	
CAMPO:	BOQUERON	
FORMACION:		
REPORTE:	BOQ-OCT-2012	
FECHA:	July 21, 2000	
ANALISTA:	R. RODRIGUEZ	
ANALISIS FISICOQUIMICO DE AGUA		
SOLIDOS DISUELTOS		
CATIONES	mg/l	me/l
Sodio, Na+ (Calc.):	4315,4	187,710
Calcio, Ca+2:	52,0	2,595
Magnesio, Mg+2:	1,2	0,100
Bario, Ba+2:	5,0	0,073
Hierro, Fe+2:	0,0	0,001
Total Cationes	4373,7	190,479
ANIONES	mg/l	me/l
Cloruro, Cl-:	5970,0	168,392
Sulfato, SO4=:	11,0	0,229
Carbonato, CO3=:	0,0	0,000
Bicarbonato, HCO3-	1511,2	24,773
Hidroxido, OH:	0,0	0,000
Total Aniones	7492,2	193,394
Total Sólidos Disueltos:	11865,86	
Total Sólidos Suspendidos:	27,00	
Total Sólidos Sedimentales:	N/D	
Total Sólidos:	12006,86	
ALCALINIDAD		
Fenoltaleína (P)	0,0	
Total (M)	1511,2	
DUREZA		
Cálcica	130,0	
Magnésica	5,0	
Total	135,0	
PROPIEDADES		
pH @ 73°F:	7,0	
Gravedad Específica 60/60°F:	1,0054	
Resistividad @ 75 °F:	0,54	Ohm-Meter
Conductividad @ 75 °F	18,45	mS/cm
Salinidad Equivalente a NaCl ⁽¹⁾	10000	ppm
Turbidez	25	FTU
Clasificación Tipo de Agua ⁽²⁾	METEORICA	
Subtipo de Agua	Tipo Bicarbonato - Sodio	
Indice de Ryznar	6,7	TENDENCIA CORROSIVA
Indice de Saturación Langelier	0,15	CaCO3 > PRECIPITAR > TENDENCIA INCRUSTANTE
Color real	N/D	P/Co APHA

Tabla E.2 Análisis fisicoquímico de agua del pozo BOQ-15

		
CLIENTE:	PETROBOQUERON	
POZO:	BOQ-15	
CAMPO:	BOQUERON	
FORMACION:	17210'-17500'	
REPORTE:	BOQ-OCT-2012	
FECHA:	November 26, 2010	
ANALISTA:	R. RODRIGUEZ	
ANALISIS FISICOQUIMICO DE AGUA		
SOLIDOS DISUELTOS		
CATIONES	mg/l	me/l
Sodio, Na+ (Calc.):	4494,6	195,505
Calcio, Ca+2:	60,8	3,032
Magnesio, Mg+2:	4,0	0,332
Bario, Ba+2:	0,0	0,000
Hierro, Fe+2:	0,0	0,000
Total Cationes	4559,4	198,869
ANIONES	mg/l	me/l
Cloruro, Cl-:	6411,2	180,837
Sulfato, SO4=:	0,0	0,000
Carbonato, CO3=:	0,0	0,000
Bicarbonato, HCO3-	1100,0	18,033
Hidroxido, OH:	0,0	0,000
Total Aniones	7511,2	198,869
Total Sólidos Disueltos:	12070,62	
Total Sólidos Suspendidos:	438,00	
Total Sólidos Sedimentales:	N/D	
Total Sólidos:	12508,62	
ALCALINIDAD		
Fenoltaleína (P)	0,0	
Total (M)	1100,0	
DUREZA		
Cálcica	151,9	
Magnésica	16,6	
Total	168,5	
PROPIEDADES		
pH @ 78.8°F:	7,2	
Gravedad Específica 60/60°F:	1,0067	
Resistividad @ 75 °F:	0,56	Ohm-Meter
Conductividad @ 75 °F	18,00	mS/cm
Salinidad Equivalente a NaCl ⁽¹⁾	11336	ppm
Turbidez	0	FTU
Clasificación Tipo de Agua ⁽²⁾	METEORICA	
Subtipo de Agua	S/Clasificación	
Indice de Ryznar	6,5	TENDENCIA CORROSIVA
Indice de Saturación Langelier	0,35	CaCO3 > PRECIPITAR > TENDENCIA INCRUSTANTE
Color real	N/D	P/Co APHA

Tabla E.3 Análisis fisicoquímico de agua del pozo BOQ-16

		
CLIENTE:	PETROBOQUERON	
POZO:	BOQ-16	
CAMPO:	BOQUERON	
FORMACION:	17040'-17798'	
REPORTE:	BOQ-OCT-2012	
FECHA:	November 26, 2010	
ANALISTA:	R. RODRIGUEZ	
ANALISIS FISICOQUIMICO DE AGUA		
SOLIDOS DISUELTOS		
CATIONES	mg/l	me/l
Sodio, Na+ (Calc.):	5647,5	245,653
Calcio, Ca+2:	27,8	1,385
Magnesio, Mg+2:	1,6	0,132
Bario, Ba+2:	0,0	0,000
Hierro, Fe+2:	0,0	0,000
Total Cationes	5676,9	247,170
ANIONES	mg/l	me/l
Cloruro, Cl-:	6786,9	191,434
Sulfato, SO4=:	0,0	0,000
Carbonato, CO3=:	0,0	0,000
Bicarbonato, HCO3-	3400,0	55,737
Hidroxido, OH:	0,0	0,000
Total Aniones	10186,9	247,171
Total Sólidos Disueltos:	15863,79	
Total Sólidos Suspendidos:	14,00	
Total Sólidos Sedimentales:	N/D	
Total Sólidos:	15877,79	
ALCALINIDAD		
Fenolftaleína (P)	0,0	
Total (M)	3400,0	
DUREZA		
Cálcica	69,4	
Magnésica	6,6	
Total	76,0	
PROPIEDADES		
pH @ 78.8°F:	7,6	
Gravedad Específica 60/60°F:	1,0075	
Resistividad @ 75 °F:	0,40	Ohm-Meter
Conductividad @ 75 °F	25,00	mS/cm
Salinidad Equivalente a NaCl ⁽¹⁾	13544	ppm
Turbidez	0	FTU
Clasificación Tipo de Agua ⁽²⁾	METEORICA	
Subtipo de Agua	S/Clasificación	
Indice de Ryznar	5,8	TENDENCIA INCRUSTANTE
Indice de Saturación Langelier	0,88	CaCO3 > PRECIPITAR > TENDENCIA INCRUSTANTE
Color real	N/D	P/Co APHA

Tabla E.4 Análisis fisicoquímico de agua del pozo BOQ-21

		
CLIENTE:	PETROBOQUERON	
POZO:	BOQ-21	
CAMPO:	BOQUERON	
FORMACION:	17500'-17848'	
REPORTE:	BOQ-OCT-2012	
FECHA:	November 26, 2010	
ANALISTA:	R. RODRIGUEZ	
ANALISIS FISICOQUIMICO DE AGUA		
SOLIDOS DISUELTOS		
CATIONES	mg/l	me/l
Sodio, Na+ (Calc.):	2663,9	115,871
Calcio, Ca+2:	35,7	1,780
Magnesio, Mg+2:	15,2	1,254
Bario, Ba+2:	0,0	0,000
Hierro, Fe+2:	0,0	0,000
Total Cationes	2714,8	118,905
ANIONES	mg/l	me/l
Cloruro, Cl-:	3460,0	97,594
Sulfato, SO4=:	0,0	0,000
Carbonato, CO3=:	0,0	0,000
Bicarbonato, HCO3-	1300,0	21,311
Hidroxido, OH:	0,0	0,000
Total Aniones	4760,0	118,905
Total Sólidos Disueltos:	7474,77	
Total Sólidos Suspendidos:	4642,00	
Total Sólidos Sedimentales:	N/D	
Total Sólidos:	12116,77	
ALCALINIDAD		
Fenoltaleína (P)	0,0	
Total (M)	1300,0	
DUREZA		
Cálcica	89,2	
Magnésica	62,7	
Total	151,9	
PROPIEDADES		
pH @ 78.8°F:	7,1	
Gravedad Específica 60/60°F:	1,0017	
Resistividad @ 75 °F:	1,33	Ohm-Meter
Conductividad @ 75 °F	7,50	mS/cm
Salinidad Equivalente a NaCl ⁽¹⁾	6615	ppm
Turbidez	0	FTU
Clasificación Tipo de Agua ⁽²⁾	METEORICA	
Subtipo de Agua	S/Clasificación	
Indice de Ryznar	6,9	TENDENCIA CORROSIVA
Indice de Saturación Langelier	0,11	CaCO3 > PRECIPITAR > TENDENCIA INCRUSTANTE
Color real	N/D	P/Co APHA

Tabla E.5 Análisis fisicoquímico de agua del pozo BOQ-25

		
CLIENTE:	PETROBOQUERON	
POZO:	BOQ-25	
CAMPO:	BOQUERON	
FORMACION:	17152'-17400'	
REPORTE:	BOQ-OCT-2012	
FECHA:	February 8, 2011	
ANALISTA:	R. RODRIGUEZ	
ANALISIS FISICOQUIMICO DE AGUA		
SOLIDOS DISUELTOS		
CATIONES	mg/l	me/l
Sodio, Na+ (Calc.):	4408,4	191,753
Calcio, Ca+2:	64,0	3,194
Magnesio, Mg+2:	85,0	6,999
Bario, Ba+2:	15,0	0,218
Hierro, Fe+2:	14,0	0,501
Total Cationes	4586,4	202,665
ANIONES	mg/l	me/l
Cloruro, Cl-:	6350,0	179,110
Sulfato, SO4=:	29,0	0,604
Carbonato, CO3=:	0,0	0,000
Bicarbonato, HCO3-	1400,0	22,950
Hidroxido, OH:	0,0	0,000
Total Aniones	7779,0	202,665
Total Sólidos Disueltos:	12365,41	
Total Sólidos Suspendidos:	125,00	
Total Sólidos Sedimentales:	N/D	
Total Sólidos:	12490,41	
ALCALINIDAD		
Fenoltaleína (P)	0,0	
Total (M)	1400,0	
DUREZA		
Cálcica	160,0	
Magnésica	350,0	
Total	510,0	
PROPIEDADES		
pH @ 71.4°F:	7,6	
Gravedad Específica 60/60°F:	1,0009	
Resistividad @ 75 °F:	0,54	Ohm-Meter
Conductividad @ 75 °F	18,52	mS/cm
Salinidad Equivalente a NaCl ⁽¹⁾	10478	ppm
Turbidez	188	FTU
Clasificación Tipo de Agua ⁽²⁾	METEORICA	
Subtipo de Agua	Tipo Bicarbonato - Sodio	
Indice de Ryznar	6,0	TENDENCIA CORROSIVA
Indice de Saturación Langelier	0,79	CaCO3 > PRECIPITAR > TENDENCIA INCRUSTANTE
Color real	389,0	P/Co APHA

Tabla E.6 Gráficos de producción de agua repentina-vs-tiempo

Gráfico. Producción de agua Vs tiempo del pozo BOQ-16

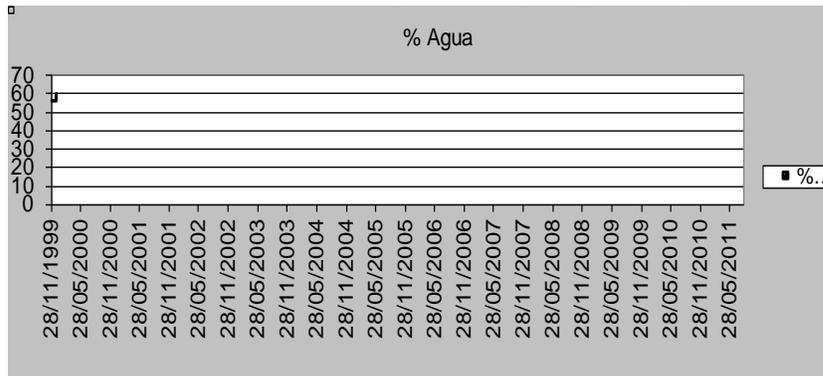


Gráfico. Producción de agua Vs tiempo del pozo BOQ-19

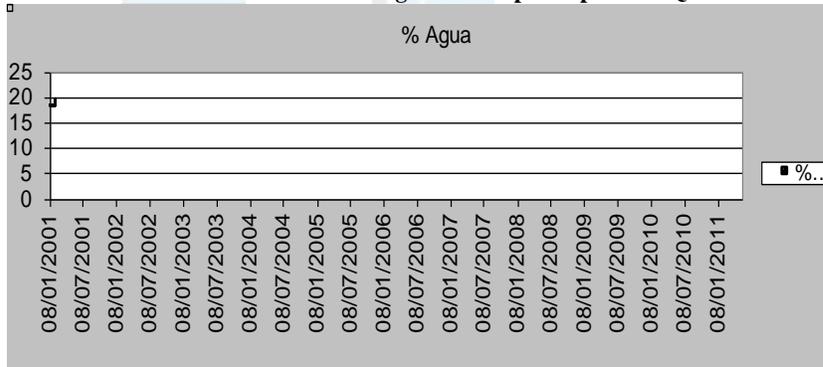


Gráfico. Producción de agua Vs tiempo del pozo BOQ-20ST

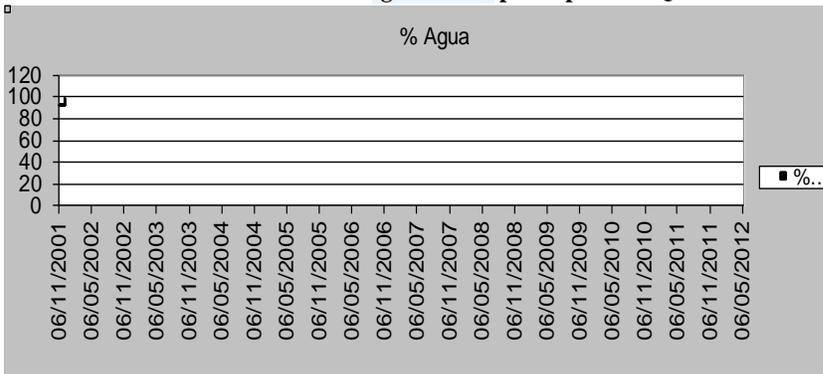
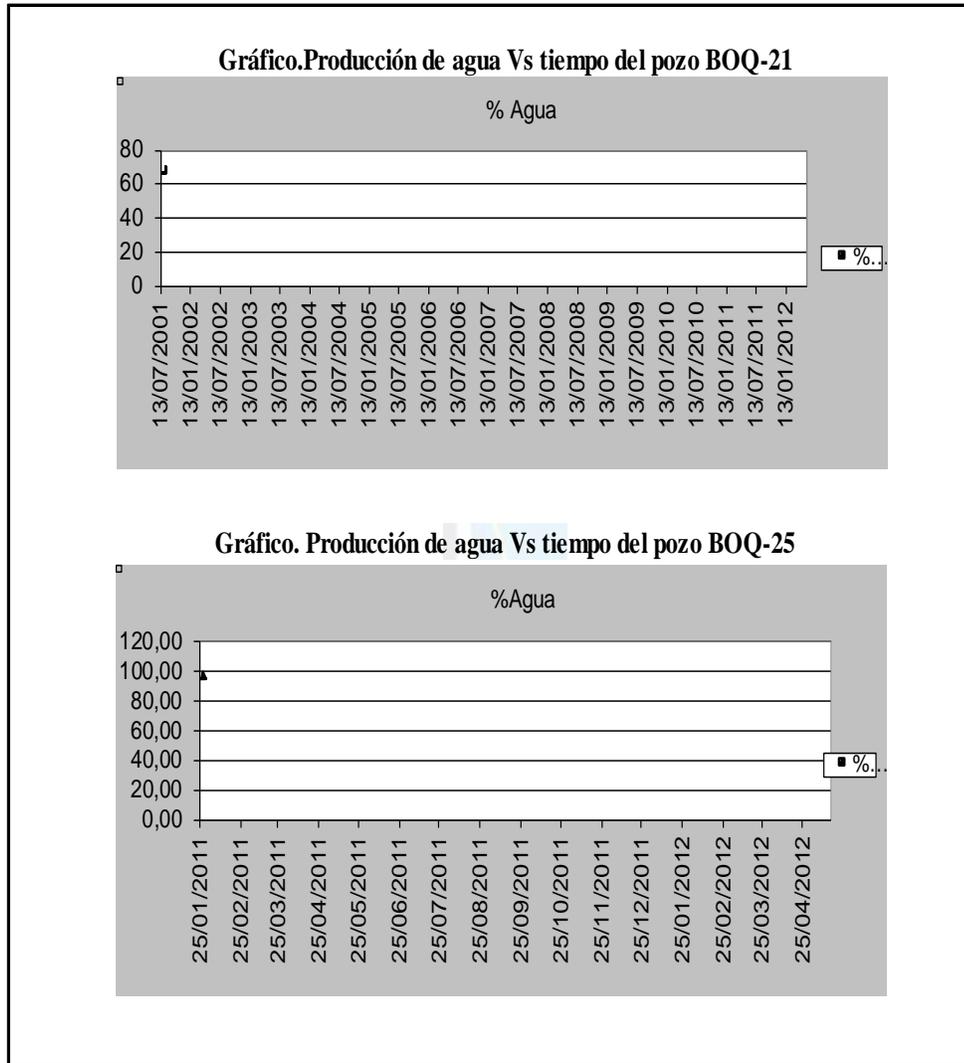


Tabla E.7 Gráficos de producción de agua repentina-vs-tiempo





APÉNDICE F

Figuras de muestras de crudo
analizadas en laboratorio

FiguraF.1 Porcentaje de emulsión con químico del pozo BOQ-5



FiguraF.2 Porcentaje de sólidos y agua libre con químico del pozo BOQ-7



FiguraF.3 Porcentaje de emulsión sin químico del pozo BOQ-12ST



FiguraF.4 Porcentaje de emulsión, sólidos y agua libre del pozo BOQ-12ST

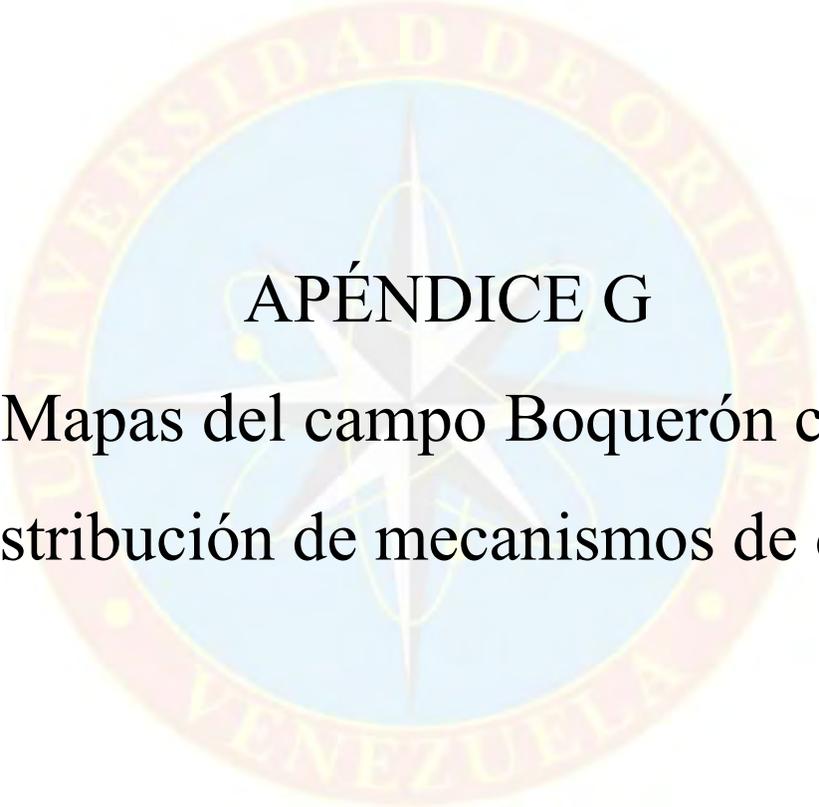


FiguraF.5 Porcentaje de emulsión sin químico del pozo BOQ-15



FiguraF.6 Porcentaje de agua libre con químico del pozo BOQ-15





APÉNDICE G

Mapas del campo Boquerón con
distribución de mecanismos de daño

Imagen G.1 Distribución de pozos con migración de finos

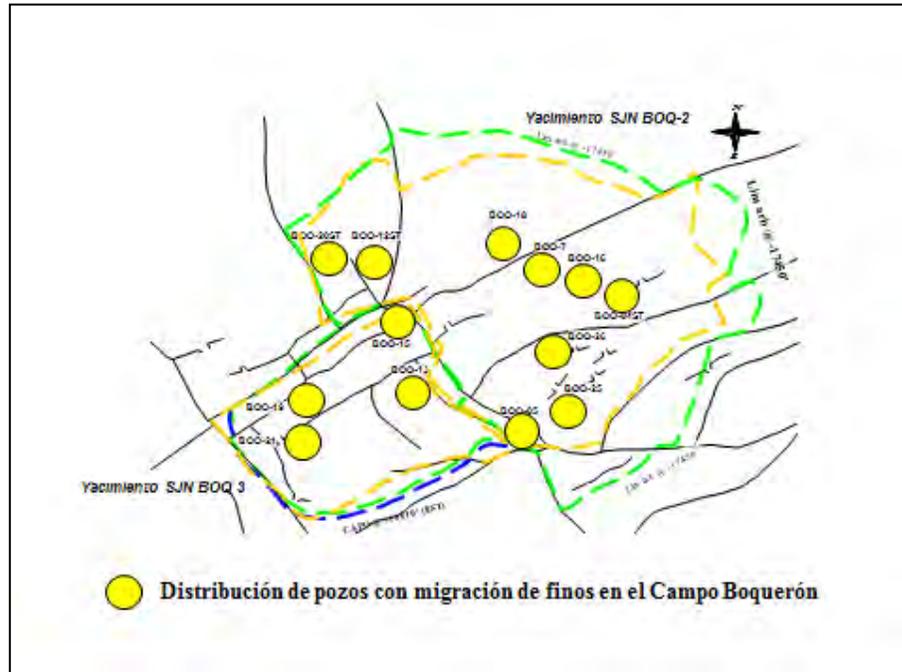


Imagen G.2 Distribución de pozos con precipitación por reacciones químicas

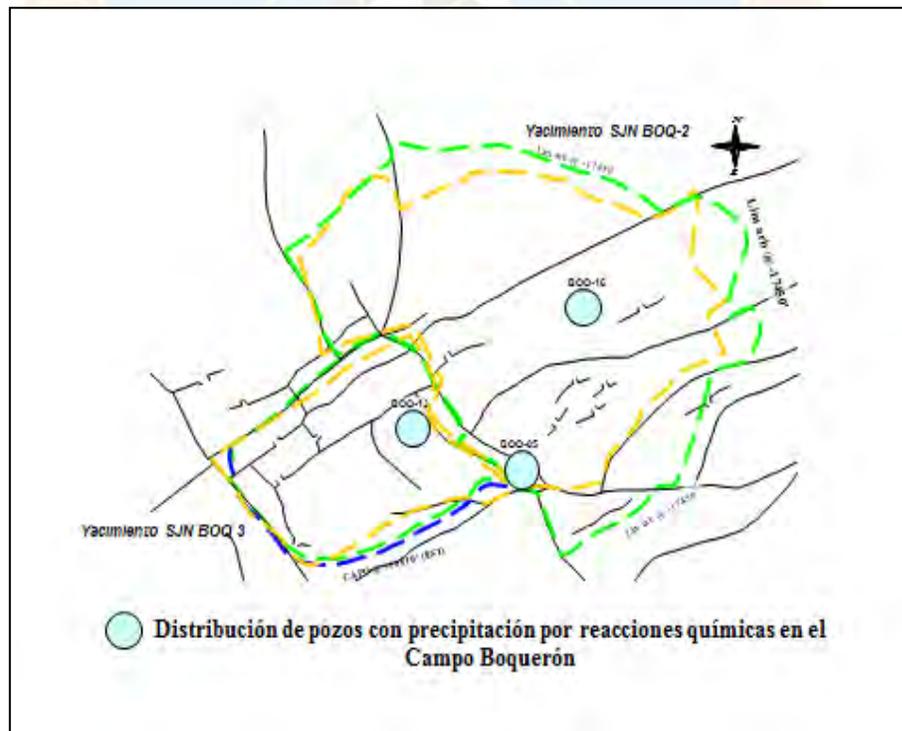


Imagen G.3 Distribución de pozos con depósitos orgánicos

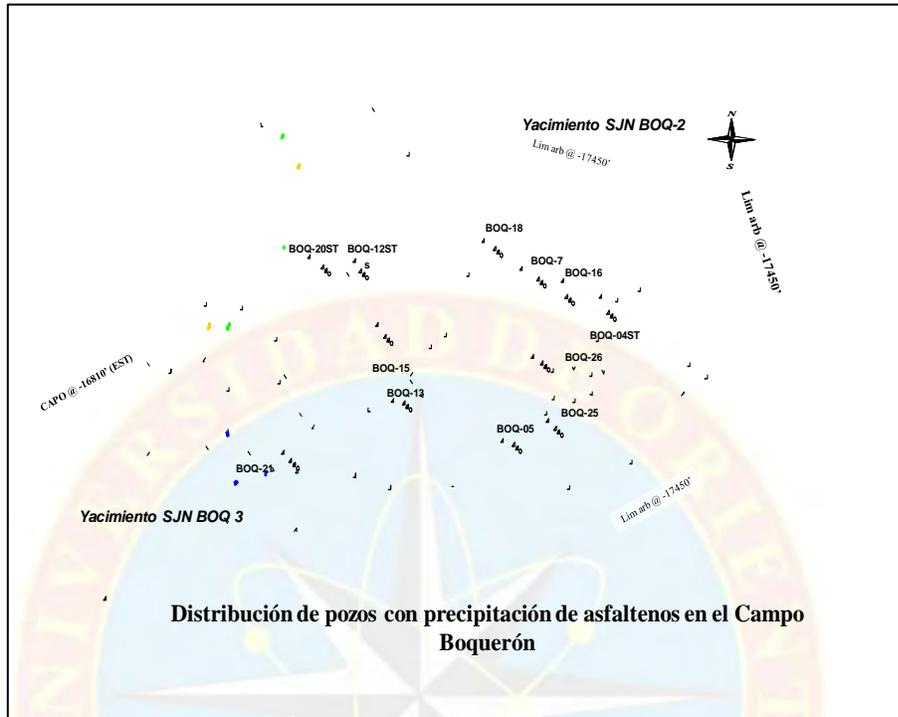


Imagen G.4 Distribución de pozos con depósitos inorgánicos

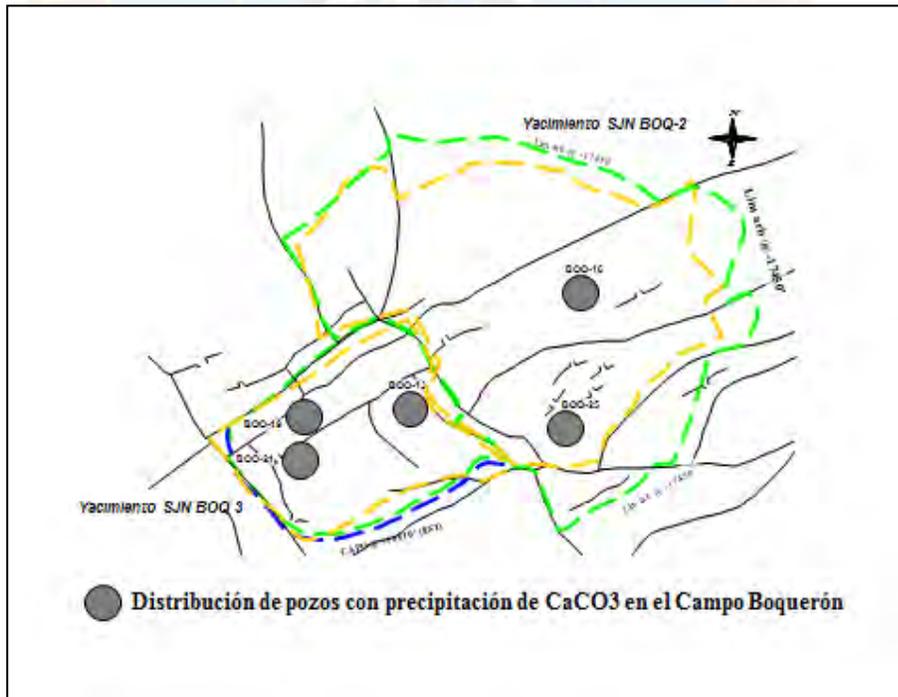


Imagen G.5 Distribución de pozos con emulsión

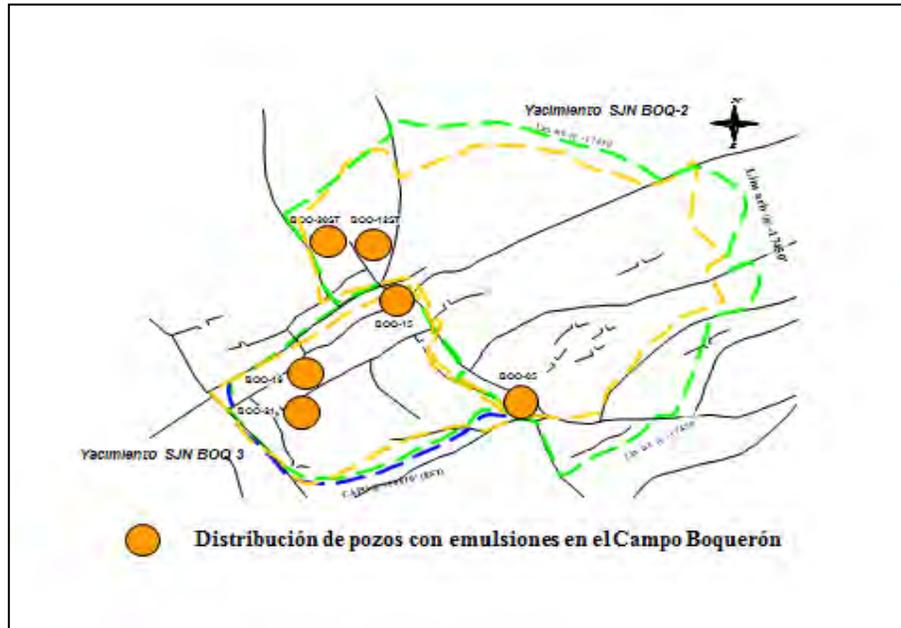


Imagen G.6 Distribución de pozos con inversión de mojabilidad por acción de surfactantes

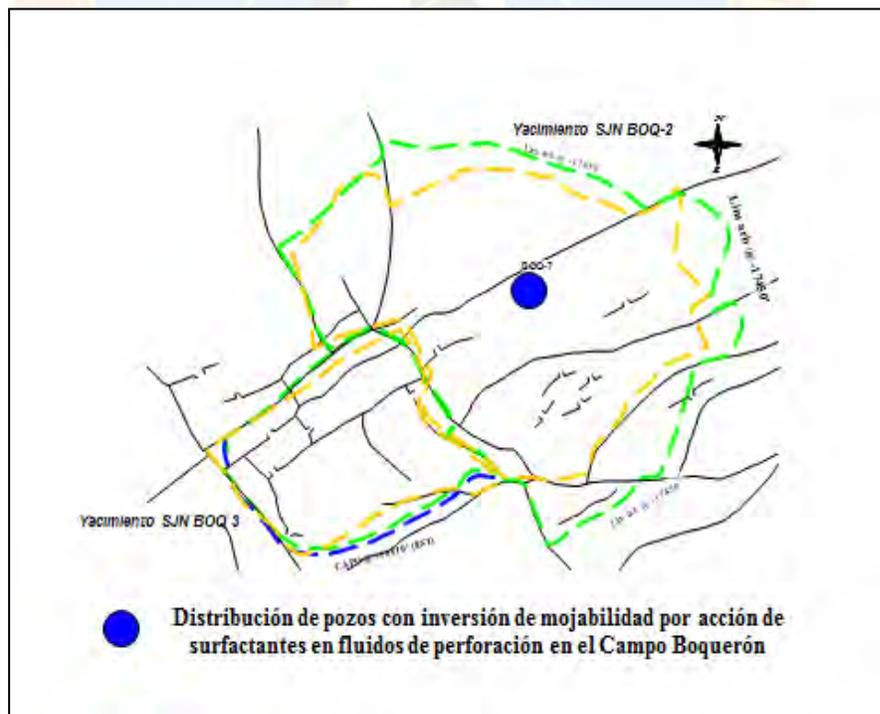


Imagen G.7 Distribución de pozos con inversión de mojabilidad por asfaltenos

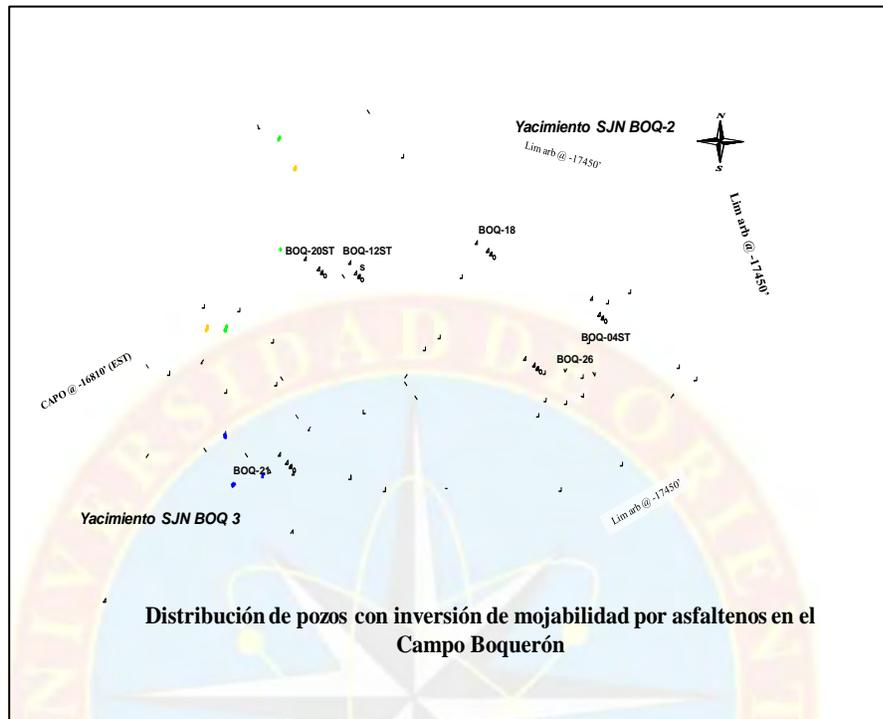
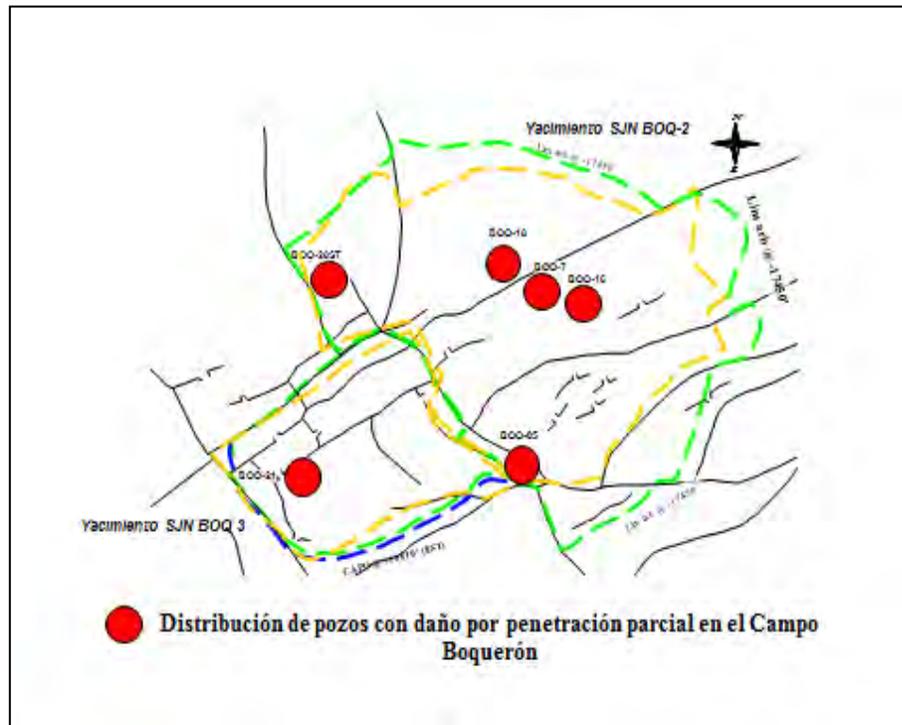


Imagen G.8 Distribución de pozos con daño por perforación/completación



Imagen G.9 Distribución de pozos con penetración parcial



HOJAS METADATOS

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 1/6

Título	CARACTERIZACIÓN DE MECANISMOS DE DAÑO Y MÉTODOS DE REMOCIÓN EN LOS POZOS COMPLETADOS DEL CAMPO BOQUERÓN DEL ESTADO MONAGAS, MEDIANTE MÉTODOS ANALÍTICOS
Subtítulo	

El Título es requerido. El subtítulo o título alternativo es opcional.

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Cabrera B , Luis J	CVLAC	C.I: 19.707.154
	e-mail	cabrerabelloluis@gmail.com
	e-mail	

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres de un autor. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor está registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el número de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores.

Palabras o frases claves:

Mecanismo de daño
Productividad
Métodos de Remoción
Asfáltenos

El representante de la subcomisión de tesis solicitará a los miembros del jurado la lista de las palabras claves. Deben indicarse por lo menos cuatro (4) palabras clave.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 2/6

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
Tecnología y Ciencias Aplicadas	Ingeniería de Petróleo

Debe indicarse por lo menos una línea o área de investigación y por cada área por lo menos un sub-área. El representante de la subcomisión solicitará esta información a los miembros del jurado.

Resumen (Abstract):

Teniendo en cuenta los diversos mecanismos de daño presentados en los pozos del campo Boquerón, se elaboró este estudio con el objetivo fundamental de caracterizarlos y proponer métodos de remoción para ellos, mediante métodos analíticos; partiendo del análisis de la productividad de los pozos productores activos, determinando cuales presentan disminución del IP producto de mecanismos de daños de formación asociados, para lo cual se contó con apoyo del software de análisis nodal WellFlo en la determinación de las presiones de fondo fluyentes y volúmenes de crudo actuales de cada pozo, realizando el posterior cálculo y clasificación de los valores de índice de productividad obtenidos mediante ecuaciones matemáticas y comparándolos con los valores de índice de productividad inicial de cada uno. Además se determinaron los diversos mecanismos de daño de formación existentes a través de criterios y teorías establecidas; obteniéndose de ello, que los principales mecanismos de daño que afectan a los pozos productores activos del campo Boquerón son la producción de asfaltenos y la migración de finos, presentándose estos entre 92,30 y 100 % respectivamente, seguido en orden de frecuencia de precipitaciones inorgánicas por carbonatos de calcio en un 38,46% y restricciones a flujo de fluidos por problemas de emulsiones y penetración parcial, recomendando para estos los posibles métodos de remoción, con base en información de brindada por la empresa Schlumberger, mineralogía presente en cada pozo del campo, condiciones mecánicas y de yacimientos; definiendo como el mejor método de remoción las estimulaciones con concentraciones de mezclas de ácidos orgánicos en los pozos que presenten problemas por precipitación de carbonatos de calcio.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/6

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Mottola., Fabiola	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input checked="" type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I: 8.290.936
	e-mail	fmottola@udo.edu.ve
	e-mail	
García L., María C.	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I: 15.510.689
	e-mail	mariacgarcial@hotmail.com
	e-mail	
Contreras., Isaac	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I:11.344.724
	e-mail	icont2005@gmail.com
	e-mail	

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres del tutor y los otros dos (2) jurados. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor está registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el número de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores. La codificación del Rol es: CA = Coautor, AS = Asesor, TU = Tutor, JU = Jurado.

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2013	10	28

Fecha en formato ISO (AAAA-MM-DD). Ej: 2005-03-18. El dato fecha es requerido.

Lenguaje: spa Requerido. Lenguaje del texto discutido y aprobado, codificado usando ISO 639-2. El código para español o castellano es spa. El código para inglés en. Si el lenguaje se especifica, se asume que es el inglés (en).

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 4/6

Archivo(s):

Nombre de archivo
Luis.Cabrera.docx

Caracteres permitidos 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: _____ (opcional)

Temporal: _____ (opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo:

Ingeniero de Petróleo

Dato requerido. Ejemplo: Licenciado en Matemáticas, Magister Scientiarum en Biología Pesquera, Profesor Asociado, Administrativo III, etc

Nivel Asociado con el trabajo: Ingeniería

Dato requerido. Ejs: Licenciatura, Magister, Doctorado, Post-doctorado, etc.

Área de Estudio:

Tecnología Ciencias Aplicadas

Usualmente es el nombre del programa o departamento.

Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:

Universidad de Oriente Núcleo Monagas

Si como producto de convenciones, otras instituciones además de la Universidad de Oriente, avalan el título o grado obtenido, el nombre de estas instituciones debe incluirse aquí.

Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CUN°0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano
Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ
Vicerrector Académico
Universidad de Oriente
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda **"SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009"**.

Leído el oficio SIBI - 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

RECIBIDO POR *[Firma]*
FECHA 05/08/09 HORA 5:30

Cordialmente,
[Firma]
JUAN A. BOLAÑOS CUNVELO
Secretario



C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YGC/maruja

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 6/6

Derechos:

Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicado CU-034-2009): "Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización."



Cabrera Bello Luis Jose

C.I: 19.707.154

AUTOR



Mottola Fabiola

C.I: 8.290.936

ASESOR