



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

**EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA INTESURF™ PARA EL
MEJORAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS
DEL CAMPO CABRUTICA, BLOQUE JUNÍN FAJA
PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

**REALIZADO POR:
JORELYS DE LOS ÁNGELES DÍAZ RIVERO**

Trabajo Especial de Grado Presentado como Requisito Parcial para Optar al

**Título de:
INGENIERO DE PETRÓLEO**

MATURÍN, DICIEMBRE 2013



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NUCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURIN / MONAGAS / VENEZUELA**

**EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA INTESURF™ PARA EL
MEJORAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS
DEL CAMPO CABRUTICA, BLOQUE JUNÍN FAJA
PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

**REALIZADO POR:
JORELYS DE LOS ANGELES DÍAZ RIVERO
C.I: 19.446.637**

REVISADO POR:



ING. ALICIA DA SILVA

Asesor Académico



ING. JAIME DIAZ

Co-Asesor Académico

MATURIN, DICIEMBRE 2013



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

**EVALUACION DE LA TECNOLOGÍA INTESURF™ PARA EL
MEJORAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS
DEL CAMPO CABRUTICA, BLOQUE JUNIN FAJA
PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

**REALIZADO POR:
JORELYS DE LOS ANGELES DÍAZ RIVERO
C.I.: 19.446.687**

APROBADO POR:



ING. ALICIA DA SILVA
Asesor Académico



ING. JAIME DÍAZ
Co-Asesor Académico



MSC. LUIS CASTILLO CAMPOS
Jurado Principal



ING. YULEISY CANIZARES
Jurado Principal

MATURÍN, DICIEMBRE 2013

RESOLUCIÓN

De acuerdo con el artículo 41 del reglamento de trabajos de grado: “los trabajos son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien le participará al Consejo Universitario”.



DEDICATORIA

A Dios.

Por ser pieza fundamental en mi vida, que contribuye de manera incondicional en ella para darme la fuerza y el impulso en cada una de mis metas y objetivos propuestos. Por permitirme llegar a este momento tan especial. Por los triunfos y los momentos difíciles que me han enseñado a que, Si Dios es por nosotros, ¿quién contra nosotros?, Gracias Mi Altísimo Rey.

A mis Padres.

Por haberme educado y soportar mis errores. Gracias por cada uno de sus consejos, por el amor que siempre me han brindado, por cultivar e inculcar ese sabio don de la responsabilidad, les debo todo en la vida, les agradezco el amor, la comprensión, la paciencia y el apoyo que me brindaron para culminar mi carrera profesional. Este es un logro importante en mi vida y se los debo a ustedes por eso les dedico mi trabajo.

¡Gracias por darme la vida!

¡Los Amo!

A mi Persona

A mis Hermanos

Para que les sirva de ejemplo y perseveren en sus metas, siempre contarán conmigo.

A mi Abuela

Por estar conmigo en esos momentos difíciles donde la prueba era mi salud, por esos consejos y todo el apoyo que depositaste en mí, y por muchas otras cosas te dedico este trabajo, mi triunfo también es tuyo.



AGRADECIMIENTOS

Le doy gracias a Mi Dios, Gracias Dios por darme vida, por ser lo que soy, por estar donde estoy, por tener lo que tengo, gracias por mi familia; que es lo más especial que me has dado, por mis estudios porque de ahí puedo sacar mis conocimientos ya que con ellos, sé que puedo lograr grandes cosas, por darme inteligencia y con ella sabré a donde ir, por permitir cometer mis propios errores y así me demostré que soy capaz de superar grandes cosas, gracias porque siempre has estado conmigo como un amigo incondicional; quedan cortas las palabras cuando hay que expresarte todo el agradecimiento que mereces, Junto a ti pude pelear la buena batalla, acabe la carrera, y he guardado mi Fe, tal como lo recita 2 Timoteo 4:7 “He peleado la buena batalla, he acabado la carrera, he guardado la fe”.

A mis Padres, Abimael Díaz y Berenice Rivero, porque me sacaron adelante con amor y paciencia, gracias a ustedes y los valores que me han enseñado he salido adelante, nunca olvidare esas largas noches de desvelo mientras estudiaba y esas palabras de aliento cuando las cosas no iban bien, el apoyo de los padres es muy importante cuando nos encaminamos en una universidad, el merito de obtener un título no solo viene del que estudia sino también de las personas que nos apoyan y ustedes fueron mi estandarte en todo momento, y soy inmensamente feliz al darles esta alegría, los amo y les agradezco que nunca dejaron de confiar en mí y apoyarme. El poder y la persona misma desaparecerán, pero la virtud de unos grandes padres vivirá para siempre.

A mis hermanos, Abimael Díaz y Denise Díaz, gracias por ayudarme en ciertas etapas de mi carrera, y confiar en que si lo lograría. No solo son mis hermanos sino mis amigos y agradezco a Dios por tenerlos y por su apoyo.

A mi Abuela, Teresa Ramos, Gracias por siempre apoyarme a lo largo de mi vida. Te quiero mucho.

A mis Tíos, Carlos Díaz y Emilce Briceño, ustedes representan una pieza fundamental en mi vida, no solo son mis tíos sino que los considero mis padres, gracias por creer en mí, y apoyarme.

A mi tía, Yraima Díaz, eres y serás mi mami y mi mejor amiga, tu compañía y apoyo para seguir adelante, y esas palabras de aliento fueron muchas veces las que me permitieron dar ese paso para luchar.

A mi Primo, Carlos Díaz, no solo te considero mi primo sino mi hermano gracias por ser muchas veces mi profesor V.I.P, te quiero y admiro.

A mis Amigos, en especial a:

José Fuentes, Daniel Figuera, Mery Vicci, Diorelys Salazar, Soranye Coraspe, Luigi Anez, Lenys Villarroel, Rosangela Peñalver, Viankheli Márquez, Lucina Prado.

Son muchas las personas especiales a las que me gustaría agradecer su amistad, apoyo, ánimo y compañía en las diferentes etapas de mi vida. Algunas están aquí conmigo y otras en mis recuerdos y el corazón. Sin importar en donde estén o si alguna vez llegan a leer estas líneas quiero darles las gracias por formar parte de mi vida, por todo lo compartido y por cada una de sus bendiciones.

A mis asesores académicos, primeramente a una profesora ejemplar y con grandes valores éticos, morales e institucionales, me enorgullece que haya sido mi guía en este trabajo Ing. Alicia Da Silva. Y también debo agradecer a un excelente

profesor quien me ayudo de manera excepcional en este trabajo el Ing. Jaime Díaz, muchas gracias a ambos por formar parte de este gran trabajo.

A la Universidad de Oriente, Núcleo Monagas, por haber permitido que yo formara parte de esta, la universidad es más que el lugar de estudios sino nuestro hogar, aquí se pasa la mayor parte de nuestro tiempo, y hoy agradezco a mi Universidad la casa más alta porque me acogió y fue mí casa de estudio.

A los profesores: Juan Oliveira, Fernando Cañizales, Deasy Osuna, Ruben Vega, Miguel Flores, Roxana Rujano, Lennys Fernández, Juan Peraza, Jesús Otahola, Noris Bello, Martha Espinoza, Gracias por ser un ejemplo a seguir a la largo de mi carrera por su gran capacidad de enseñar y fomentar el desempeño personal.

A mis amigas Tamaiba y Odalys, gracias por todo, y a la Licenciada Enoe Moreno.

Quise dedicar este últimas líneas de mis agradecimientos a una persona muy importante en mi vida, que aunque es el último no es el menos importante, a una persona que me cambio complemente la forma de ver la vida a mi Novio y amigo incondicional ElySaúl Escalona.

Tú has sido la maravillosa persona que me enseña día a día que la vida está llena de oportunidades que querer es poder, y que los sueños dejan de ser sueños cuando decidimos convertirlos en realidad y arriesgar a ganar. Gracias ElySaúl Escalona por estar conmigo apoyarme y darme de obsequio al pequeño Lucas que es una gran compañía. TE AMO.

Corellys de los Angeles Díaz Rivero

ÍNDICE GENERAL

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vii
ÍNDICE GENERAL	x
LISTA DE FIGURAS	xii
LISTA DE GRÁFICOS	xiii
LISTA DE TABLAS	xiv
RESUMEN	xv
INTRODUCCIÓN	1
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 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
CAPÍTULO II	4
MARCO TEÓRICO	4
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO.....	5
2.3 BASES TEÓRICAS.....	6
2.3.1 Índice de Productividad (J).....	6
2.3.2 Causas que Afectan la Productividad de un Pozo.....	7
2.3.3 Surfactantes.....	17
2.3.4 Tipos de Surfactantes.....	18
2.3.5 Mecanismos de Acción.....	19
2.3.6 Concentración micelar crítica (CMC).....	23
2.3.7 Factores que influyen en la concentración micelar crítica (CMC).....	25
2.3.8 Comportamiento de fases de las Mezclas Surfactante-Agua-Petróleo.....	26
2.3.9 Factor más influyente en la acción de los Surfactantes.....	30
2.3.10 Métodos de Control de Arena.....	31
2.3.10.1 Método Químico.....	31
2.3.10.2 Métodos Mecánicos.....	32
2.3.11 Técnicas de Control de Arena.....	32
2.3.12 Criterios de Selección de Tubería Ranurada.....	33
2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS.....	36
CAPÍTULO III	37
MARCO METODOLÓGICO	37
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	37
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	37

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA	38
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	38
3.5 TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN	40
3.5.1 Investigación documental	40
3.5.2 Entrevistas	40
3.6 RECURSOS	41
3.6.1 Recursos Humanos	41
3.6.2 Recursos Materiales.....	41
3.6.3 Recursos financieros.....	41
CAPÍTULO IV	42
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	42
4.1 ANÁLISIS DE LAS POSIBLES CAUSAS DE LA BAJA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS ASOCIADOS AL CAMPO CABRUTICA, BLOQUE JUNÍN-FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.....	42
4.2 DESCRIPCIÓN DE LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA INTESURF™, EN BASE A LOS CRITERIOS DE OPERACIÓN DEL ÁREA, LOS EQUIPOS Y HERRAMIENTAS NECESARIOS PARA LA EJECUCIÓN DE LA OPERACIÓN	46
4.2.1 Materiales y Equipos	46
4.2.2 Responsabilidades de los suministros de químicos y equipos.....	47
4.2.3 Logística para preparación del Sistema INTESURF™	47
4.2.4 Secuencia operacional para la inyección de la tecnología INTESURF™..	48
4.2.5 Mecanismo de acción de la tecnología INTESURF™	50
4.2.6 Prueba piloto de la tecnología INTESURF™	52
4.3 EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS CON LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA INTESURF™	55
CAPÍTULO V	64
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	64
5.1 CONCLUSIONES	64
5.2 RECOMENDACIONES	64
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	66
APÉNDICES.....	68
HOJAS METADATOS.....	81

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Ubicación del Campo Cabrutica.....	5
Figura 2.2 Fuga en la tubería de producción (revestimiento o el empacador).....	10
Figura 2.3 Flujo detrás de la tubería de revestimiento.....	10
Figura 2.4 Contacto agua/petróleo desplazado en sentido ascendente.....	11
Figura 2.5 Capa de alta permeabilidad sin flujo transversal.....	12
Figura 2.6 Fisuras entre el pozo inyector y el pozo productor.....	13
Figura 2.7 Fisura o fracturas y una capa de agua subyacente.....	13
Figura 2.8 Conificación o formación de cúspide.....	14
Figura 2.9 Barrido areal pobre.....	15
Figura 2.10 Capa segregada por gravedad.....	16
Figura 2.11 Capa de alta permeabilidad con flujo transversal.....	16
Figura 2.12 Estructura molecular de surfactantes.....	17
Figura 2.13 Adsorción de moléculas de surfactante.....	20
Figura 2.14 Ilustración de micelas y micelas inversa.....	21
Figura 2.15 Ilustración de una microemulsión.....	22
Figura 2.16 Tipos de Solubilización.....	23
Figura 2.17 Variación de la tensión superficial del sistema en función de la concentración del surfactante, Fuente: Suárez, 2012.....	24
Figura 2.18 Representación esquemática del sistema tipo II(-) $R < 1$	29
Figura 2.19 Representación esquemática del sistema tipo II(+) $R > 1$	29
Figura 2.20 Representación esquemática del sistema tipo III $R = 1$	30
Figura 4.1 Superficie de una formación con hidrocarburo tratado de acuerdo con la tecnología INTESURF™.....	50
Figura 4.2 Resultados de una prueba en placa de ensayo con crudo del pozo CD-1405 perteneciente al Campo Cabrutica durante el 24 horas en remojo con la tecnología INTESURF™.....	54

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 4.1 Causas que generan la declinación de la producción en pozos perteneciente al campo Cabrutica bloque Junín Faja Petrolífera del Orinoco.	44
Gráfico 4.2 Producción Vs tiempo del pozo PQ17-07	59
Gráfico 4.3 Producción Vs tiempo del pozo PQ17-14	61
Gráfico 4.4 Producción Vs tiempo del pozo RS19-09	63



LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Clasificación de surfactantes.....	19
Tabla 2.2 Interacciones que influyen en la concentración micelar crítica del surfactante.....	25
Tabla 2.3 Características de las ranuras	34
Tabla 4.1 Causas que generan la declinación de la producción en pozos perteneciente al Campo Cabrutica, Bloque Junín, FPO.....	43
Tabla 4.2 Tiempo estimado para realizar la operación de inyección del INTESURF™.....	50
Tabla 4.3 Datos del pozo PQ17-07	56
Tabla 4.4 Datos del yacimiento.....	57
Tabla 4.5 Datos de fluidos del Pozo PQ17-07	57
Tabla 4.6 Datos de producción del Pozo PQ17-07	58
Tabla 4.7 Pruebas de producción del Pozo PQ17-07	58
Tabla 4.8 Datos del Pozo PQ17-14	60
Tabla 4.9 Pruebas de producción del Pozo PQ17-14.....	61
Tabla 4.10 Datos del Pozo RS19-09	62
Debido a que el estudio de evaluación de la tecnología INTESURF™ se realizó en el pozo RS19-09, fue importante conocer los aspectos relacionados al mismo como se muestran en la tabla 4.10.....	62
Tabla 4.11 Pruebas de producción del Pozo RS19-09	63



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

**EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA INTESURF™ PARA EL
MEJORAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS DEL
CAMPO CABRUTICA, BLOQUE JUNÍN FAJA PETROLÍFERA DEL
ORINOCO**

RESUMEN

AUTOR

**Jorelys de los Ángeles Díaz Rivero
C.I.: 19.446.687
Diciembre 2013**

ASESOR ACADÉMICO:

Ing. Alicia Da Silva

CO-ASESOR ACADÉMICO:

Ing. Jaime Díaz

En el trabajo desarrollado se ejecutó un estudio de la tecnología INTESURF™ con el propósito de evaluar su impacto en el mejoramiento de la productividad de los pozos en el Campo Cabrutica. Se recolectó información de pozos pertenecientes al campo en estudio, los cuales fueron analizados y se determinaron las posibles causas de la baja producción; después de las consideraciones anteriores y con la finalidad de estudiar la tecnología se describió la aplicación de la misma en base a los criterios operacionales del área, en ese mismo sentido se realizaron análisis de diferentes pozos donde se aplicó INTESURF™ los cuales dieron resultados favorables y reflejaron un aumento de producción de 600 hasta 3000 barriles mensuales, de 78% PQ17-07, 55% PQ17-14 y 308% RS19-09 de acuerdo con la producción que tenían los pozos evaluados antes de la estimulación con la tecnología venezolana INTESURF™ desarrollada por PDVSA Intevep con los resultados de la evaluación se concluye que fue positiva la mejora en la producción de los pozos de crudos pesados y extrapesados con la aplicación de esta tecnología.

INTRODUCCIÓN

Durante el período de la completación, o la vida productiva del pozo, se presentan situaciones en las que el estrato productor no descarga fácilmente los volúmenes de hidrocarburos esperados, lo que lleva a la estimulación para obtener las cantidades esperadas de crudo.

A lo largo de la vida productiva de los pozos asociados al Campo Cabrutica, existe evidencia de una declinación en la productividad de los mismos, así como también se observa que muchos de ellos comienzan a producir muy por debajo de la estimación inicial realizada antes de su apertura a producción, lo cual ha traído como consecuencia que no se alcancen las metas de producción fijadas.

La tecnología INTESURF™ para la estimulación matricial química no reactiva para el mejoramiento de la productividad de los pozos del Campo Cabrutica permite reducir la caída de presión en los pozos, y la estimulación en la arena productora, mejorando las condiciones de flujo en la interfase arena-pozo, se tiene como ventaja adicional que el INTESURF™ contribuye a la limpieza de los liners, lo cual ayuda en el aumento de la producción por efecto de la disminución del taponamiento por la producción de finos.

Esta investigación tuvo como finalidad evaluar la tecnología venezolana INTESURF™ desarrollada por PDVSA Intevep; en el mejoramiento de la producción en los pozos del Campo Cabrutica.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La Faja Petrolífera del Orinoco es una extensa zona rica en petróleo pesado y extrapesado ubicada al norte de río Orinoco, en Venezuela. Comprende parte de los estados venezolanos de Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, desde el suroeste de la ciudad de Calabozo, en Guárico, hasta la desembocadura del río Orinoco en el océano Atlántico. Es considerada la acumulación más grande de petróleo pesado y extrapesado que existe en el mundo. Se encuentra dividida por 4 campos: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo. Siendo Junín de especial interés para el desarrollo de este estudio.

En la búsqueda de reducir los daños causados durante la perforación de pozos, ya sea por residuos de fluidos utilizados, acumulación de sólidos y granos finos en los espacios porosos de la formación y superficie del forro ranurado, en pozos completados en formaciones someras no consolidadas (Mioceno) se planteó el uso de tecnologías avanzadas.

La tecnología, consiste en la estimulación de pozos con la aplicación de un sistema químico diseñado por PDVSA Intevp, mediante el bombeo e inyección controlada de la formulación química matricial no reactiva denominada INTESURF™, el cual tiene la particularidad que origina una limpieza de los liners ranurados en los pozos de crudos pesados, lo que permite el mejoramiento de la productividad y adicionalmente es de bajo costo, su formulación se prepara con insumos que se generan en Venezuela y que son de amplia disponibilidad.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo general

Evaluar la tecnología INTESURF™ para el mejoramiento de la productividad de los pozos del Campo Cabrutica, bloque Junín Faja Petrolífera del Orinoco.

1.2.2 Objetivos específicos

- ❖ Analizar las posibles causas de la baja productividad de los pozos asociados al Campo Cabrutica, bloque Junín Faja Petrolífera del Orinoco.
- ❖ Describir la aplicación de la tecnología INTESURF™, en base a los criterios de operación del área, los equipos y herramientas necesarios para la ejecución de la operación.
- ❖ Evaluar el comportamiento de producción de los pozos con la aplicación de la tecnología INTESURF™.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

El alcance de esta investigación consistió en la evaluación de la aplicación de la tecnología INTESURF™, los beneficios que ésta representa para la estimulación de arenas petrolíferas en la FPO y la óptima limpieza de liners ranurados en los pozos pertenecientes al campo Cabrutica bloque Junín en la Faja Petrolífera del Orinoco. La importancia de la investigación se basa en mejorar la productividad de los pozos en yacimientos de petróleo pesado y extra pesado, mediante la identificación y análisis de los distintos problemas que ocasionan la declinación del mismo, para así plantear una serie de estrategias que permitan mejorar las condiciones de los pozos con el uso de la tecnología INTESURF™.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Ferrer, M. (2011), desarrolló el trabajo de grado “Optimización del índice de productividad en los pozos horizontales del campo Zuata principal, área Junín estado Anzoátegui, empresa Petrocedeño S.A”. Se realizó un chequeo a cada pozo que presentó declinaciones drásticas del índice de productividad (IP) a lo largo de su historia de producción. Se determinó que las causas que afectaron el IP de los pozos fueron las comunicaciones laterales de agua entre pozos vecinos, entrada vertical de agua, daños por condiciones de operación, por alta producción de arena y alto desarrollo de gas, en base a estos problemas y con miras a incrementar el IP se recomendó realizar estimulación con surfactante, inyección de geles sellantes, limpieza en fondo con tubería continua y la implementación de nuevas rejillas, postulando un total de 29 pozos para las distintas recomendaciones anteriormente mencionadas.

Aguilera, E. (2009), desarrolló el trabajo de grado “Evaluación de la tecnología de forzamiento y empaque como método de control de arena en el yacimiento Guafita 7/2, distrito Apure”. Se decidió analizar la factibilidad de aplicación de una nueva tecnología conocida como forzamiento y empaque (frac pack); arrojando ésta resultados de producción poco satisfactorios luego de ser implementada. Con la finalidad de evaluar esta técnica de control de arena se identificaron las variables que influyen en un diseño de este tipo. Adicionalmente se realizó un análisis granulométrico utilizando muestras de arenas correspondientes al pozo GF-180. El material extraído del pozo fue caracterizado mediante los métodos de tamizado y difracción láser, indicando que el apuntalante (grava) utilizado no

corresponde con el recomendado. Por último se realizó un análisis técnico mediante el cual se evaluó de forma cualitativa y cuantitativa la influencia de los parámetros asociados con la técnica sobre la producción del yacimiento Guafita 7/2, destacándose que el apuntalante seleccionado resultó el parámetro que afectó mayormente la eficiencia de los trabajos frac pack ejecutados.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO

El Campo Cabrutica está ubicado en la Faja Petrolífera del Orinoco; en la región de Zuata a 300 km de la ciudad de Maturín específicamente al sur del estado Anzoátegui. Tiene un área aproximada de 504 kilómetros cuadrados. El principal objetivo o reservorio de este campo son arenas fluviales o deltaicas inconsolidadas de la Formación Oficina Inferior de la edad del Mioceno.

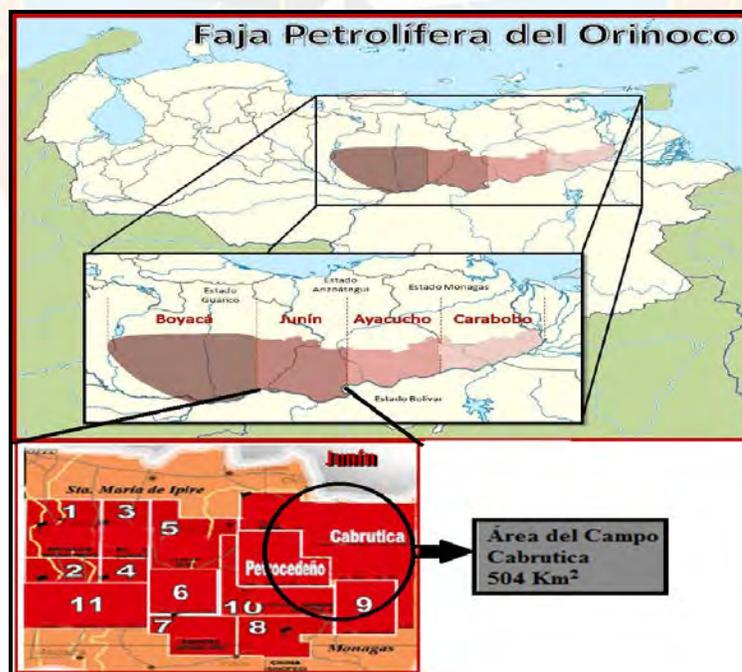


Figura 2.1 Ubicación del Campo Cabrutica
Fuente: Suárez, 2012

La presión original de sus yacimientos oscila entre 800 Lpca y 1400 Lpca, con una viscosidad entre 2200 – 2400 cp a una temperatura entre 115 °F y 140 °F. Sus reservorios producen por empuje hidráulico y por gas en solución. Posee una porosidad aproximadamente de 30% y permeabilidad de 5-20 Darcy respectivamente, la profundidad vertical promedio de sus pozos es de 2100 pies y la longitud lateral está entre los 4000 a 5000 pies. El porcentaje de arena en la sección horizontal es cerca del 90%.

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 Índice de Productividad (J)

Es una medida del potencial del pozo o de la capacidad para producir los fluidos del yacimiento, relacionada con el diferencial de presión que se origina dentro de él, por lo que es uno de los parámetros más importantes utilizado para analizar el comportamiento de afluencia de los pozos productores. Se expresa matemáticamente por medio de la ecuación:

$$J = \frac{Q}{(Pr - P_{wf})} \left(\frac{BPD}{lpcm} \right) \quad (2.1)$$

(Pr-P_{wf}): Diferencial de presión (lpcm)

J: Índice de productividad (BPD/lpcm)

Pr: Presión de yacimiento (lpcm)

P_{wf}: Presión de fondo fluyente (lpcm)

Q: Tasa de líquido (BPD)

Si el valor del índice de productividad del pozo se considera constante, independientemente de la producción del pozo, se obtiene:

$$Q = J * (P_r - P_{wf}) \quad (2.2)$$

Al inicio de la producción se tienen valores de J muy altos en ese momento no se pueden determinar el J si no cuando está estabilizado. El valor de J es un valor que varia a lo largo de la vida productiva del pozo. (Craft, 1977, p. 365)

Pozos de acuerdo al índice de productividad

$J < 0,5$	Mal productor
$0,5 \leq J \leq 1,0$	Productividad media
$1,0 \leq J < 2$	Buen productor
$J \geq 2$	Excelente productor

2.3.2 Causas que Afectan la Productividad de un Pozo

a) Producción de arena

La arena son sólidos que soportan las cargas provenientes de la formación productora, los cuales se producen conjuntamente con los hidrocarburos, generando problemas en formaciones no consolidadas, cuyos componentes mayoritarios son granos finos de material cementante que no proveen suficiente fuerza de cohesión como para soportar los esfuerzos ocasionados por el paso de los fluidos a través de ellos, originando un desmoronamiento de la arena y por consiguiente el arrastre de las partículas más finas hacia el interior del pozo. Gran parte de la producción de arena se debe a los siguientes factores:

- ❖ **Material cementante:** depende del ambiente en el cual se produjo la depositación de los sedimentos. En ambientes marinos presentan una mejor cementación, en comparación a depósitos formados por erosión de otras arenas, canalización de areniscas o formaciones por delta de ríos; por lo general, los sedimentos más antiguos tienden a estar más consolidados que los más recientes. Esto significa que la producción de arena constituye normalmente un problema cuando se origina en formaciones sedimentarias terciarias, que son superficiales y geológicamente más jóvenes; éstas suelen tener poco material de cementación que mantengan unidos los granos de la arena, por lo que estas formaciones pueden clasificarse en poco consolidadas y no consolidadas.
- ❖ **Alteraciones del material cementante:** se presenta durante las operaciones de perforación, completación, reacondicionamiento, tratamiento y durante la producción. Esta alteración se puede reducir mas no eliminar, por medio de los fluidos limpios, técnicas de cañoneo, limpieza de sarta, entre otros.
- ❖ **Tasas de producción:** la producción de los fluidos genera un diferencial de presión y fuerza de arrastre que se combinan para vencer la resistencia de la formación, permitiendo que los granos de arena sean arrastrado en conjunto con el fluido. El aumento de las tasas de flujo puede generar caídas de presión, lo suficientemente grandes para superar la resistencia a la tensión de la formación y generar una migración de arena.
- ❖ **Viscosidad del fluido del yacimiento:** la fuerza de arrastre que se ejerce sobre los granos de la arena de la formación es creada por el flujo de fluidos del yacimiento. Dicha fuerza es directamente proporcional a la velocidad del flujo de los fluidos y la viscosidad del fluido del yacimiento. La influencia del arrastre por viscosidad induce a la producción de arena en yacimiento de crudos pesados; donde se encuentra crudo altamente viscoso de poca gravedad e incluso a velocidad de flujo baja.

- ❖ Aumento de la producción de agua: la producción de finos en las formaciones son más sensibles a la aparición de agua, debido a que el agua que humecta la roca tiende a irse con el agua que es producida, reduciendo las fuerzas de tensión superficial y por lo tanto la cohesión intergranular; además el agua disuelve más fácil el material cementante y reduce la estabilidad de los arcos de arena que rodean las perforaciones. También la producción de agua que afecta la producción de arena está asociada a los efectos de permeabilidad relativa, a medida que aumenta el corte de agua, disminuye la permeabilidad relativa del crudo a la misma velocidad. Todo aumento del diferencial de presión en la zona cercana a la cara de la formación, genera una fuerza de cizallamiento mayor en los granos de la arena de la formación. (Ferrer, M. 2011, p. 23)

b) Producción de agua

El agua a menudo impulsa la producción primaria e interviene en la producción secundaria, sin embargo, el exceso de agua producida representa altos costos para las compañías productoras de petróleo y gas en el manejo de la misma y su debido tratamiento. Esta agua producida representa un gran problema a la hora de tener una buena producción de hidrocarburos.

Los problemas de alta producción de agua pueden tener su origen por diferentes causas; los cuales serán descritos por el grado de complejidad; para ello se debe utilizar la información disponible para diagnosticar los problemas relacionados con el exceso de agua producida, es recomendable mitigar los problemas menos complejos debido a que reduce el tiempo requerido para la recuperación de la inversión. El aumento de la producción de agua, pueden ser causados por los siguientes factores:

- ❖ Fuga en la tubería de producción: la tubería de revestimiento o el empacador:
Los registros de producción, tales como los registros de temperatura e

inyectividad, pueden ser suficientes para diagnosticar estos problemas. Las soluciones habitualmente incluyen inyección forzada de fluidos de aislamiento y el aislamiento mecánico. (Schlumberger, 2006, p. 33)

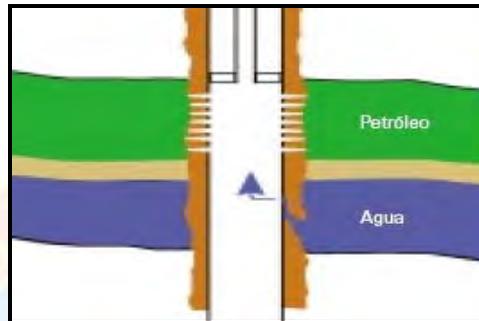


Figura 2.2 Fuga en la tubería de producción (revestimiento o el empacador)

Fuente: Schlumberger, 2006

- ❖ Flujo detrás de la tubería de revestimiento: Las fallas en la cementación primaria o la creación de un espacio intersticial debido a la producción de arena puede hacer que el agua fluya detrás de la tubería de revestimiento en el espacio anular. Los registros de temperatura o de activación de oxígeno permiten detectar el flujo de agua detrás de la tubería de revestimiento. Los fluidos de aislamiento pueden proporcionar una solución. (Schlumberger, 2006, p. 33)

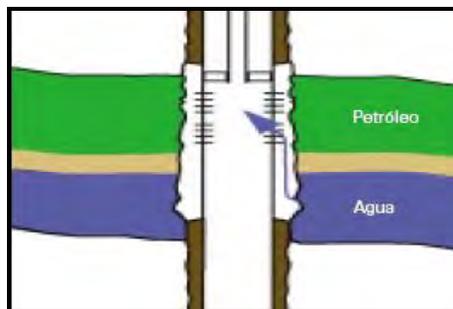


Figura 2.3 Flujo detrás de la tubería de revestimiento

Fuente: Schlumberger, 2006

- ❖ Contacto agua/petróleo (CAP) desplazado en sentido ascendente: Si un contacto de agua-petróleo uniforme asciende hacia una zona abierta de un pozo durante la producción normal por empuje de agua, puede existir producción de agua indeseada. Esto ocurre en aquellos lugares donde existe una permeabilidad vertical muy baja. Dado que el área de flujo extensa y que el contacto asciende lentamente, puede incluso ocurrir en casos en que las permeabilidades verticales intrínsecas son sumamente bajas menos de 0.01 mD. En los pozos con permeabilidades verticales $K_v > 0.01 K_h$ es más probable encontrar conificación de agua. En los pozos verticales, el problema puede resolverse mediante el aislamiento mecánico de la parte inferior del pozo. En los pozos horizontales, no existe ninguna solución en la zona vecina al pozo y es probable que se requiera un pozo de re-entrada. (Schlumberger, 2006, p. 34)

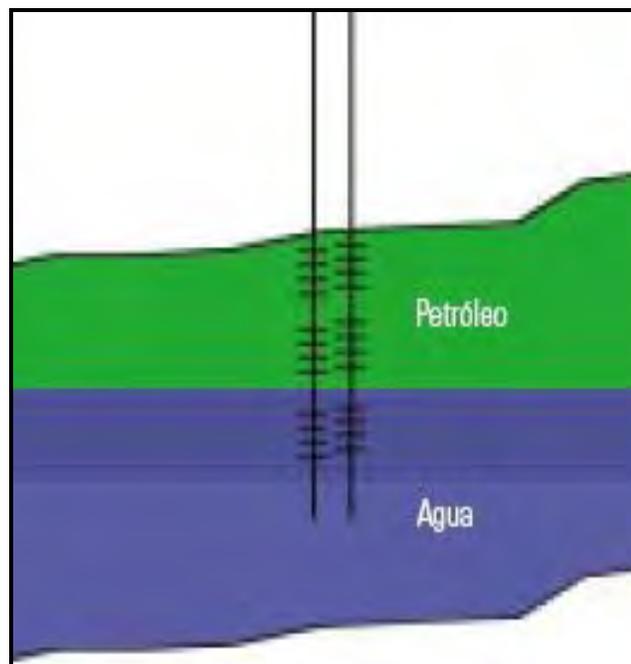


Figura 2.4 Contacto agua/petróleo desplazado en sentido ascendente
Fuente: Schlumberger, 2006

- ❖ Capa de alta permeabilidad sin flujo transversal: La presencia de una barrera de lutitas por encima y por debajo de la capa productora suele ser la causa de esta condición. La ausencia de flujo transversal facilita la resolución de este problema mediante la aplicación de fluidos de aislamiento rígidos o de aislamiento mecánico ya sea en el pozo inyector o en el pozo productor. (Schlumberger, 2006, p. 34)

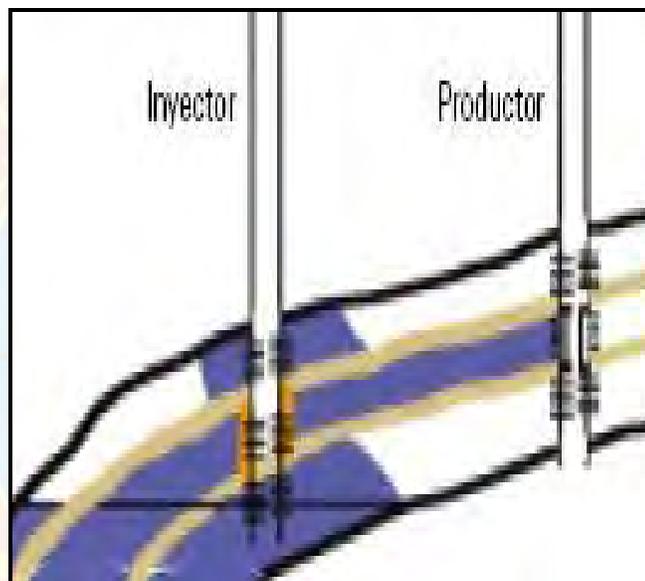


Figura 2.5 Capa de alta permeabilidad sin flujo transversal
Fuente: Schlumberger, 2006

- ❖ Fisuras entre el pozo inyector y el pozo productor: En formaciones fisuradas naturalmente, el agua puede incursionar rápidamente en los pozos de producción. El problema puede ser confirmado a través de pruebas de presiones transitorias y trazadores químicos. La aplicación de un fluido de aislamiento en el pozo inyector de agua puede ser efectiva sin afectar adversamente las fisuras que contribuyen a la producción de petróleo. (Schlumberger, 2006, p. 34)

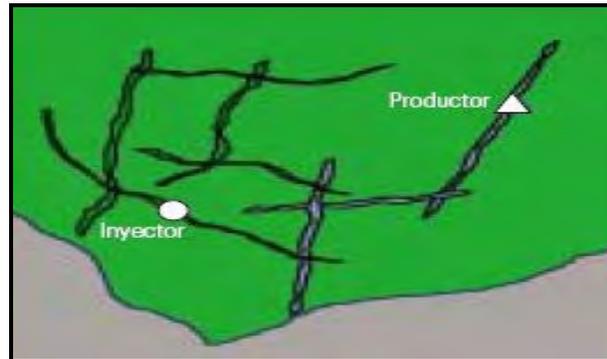


Figura 2.6 Fisuras entre el pozo inyector y el pozo productor
Fuente: Schlumberger, 2006

- ❖ Fisuras o fracturas y una capa de agua subyacente: Se produce agua desde una zona de agua subyacente a través de fisuras naturales. Un problema similar ocurre cuando las fracturas hidráulicas penetran verticalmente en una capa de agua. La aplicación de fluidos de aislamiento puede resultar efectiva para este problema. (Schlumberger, 2006, p. 34)

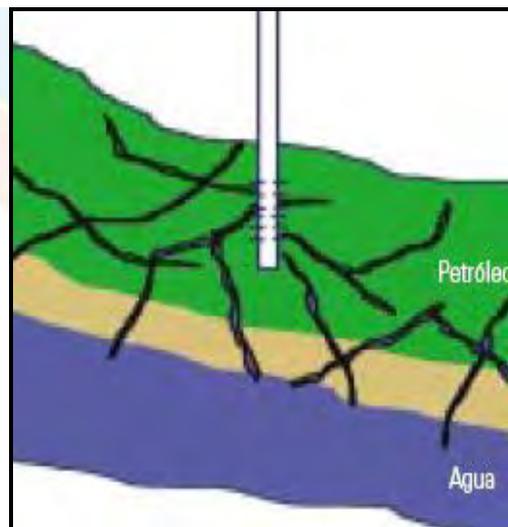


Figura 2.7 Fisura o fracturas y una capa de agua subyacente
Fuente: Schlumberger, 2006

- ❖ Conificación o formación de cúspide: La producción acarrea agua hacia arriba, en dirección al pozo. Una capa de gel colocada por encima del cono puede resultar efectiva en lo que respecta a retardar el proceso de conificación. No obstante, para lograr efectividad, se requiere habitualmente un radio de colocación del gel de 15 metros como mínimo, lo que a menudo limita la viabilidad económica del tratamiento. Como alternativa con respecto a la colocación de gel, se puede perforar un nuevo pozo lateral cerca del tope de la formación, aumentando la distancia desde el contacto agua/petróleo y reduciendo la caída de presión, elementos ambos que reducen el efecto de conificación. La aplicación de una técnica de producción de drenaje dual, el cual consiste en disparar por encima y por debajo del CAPO. De este modo, tanto la zona de petróleo como la de agua son explotadas a través de terminaciones independientes con la misma presión de flujo. (Schlumberger, 2006, p. 34)

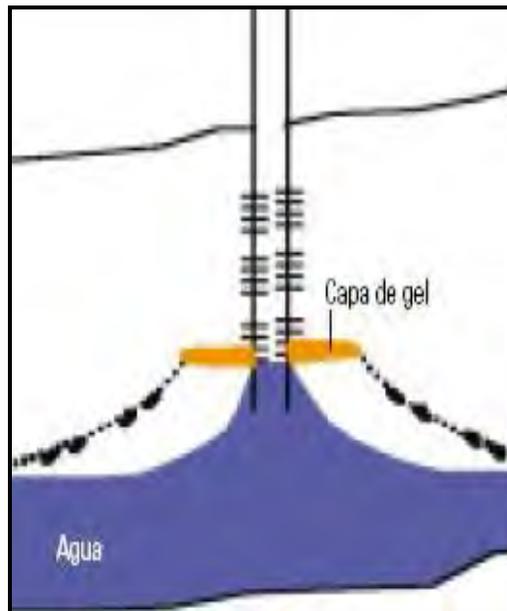


Figura 2.8 Conificación o formación de cúspide
Fuente: Schlumberger, 2006

- ❖ Barrido areal pobre: Este problema suele estar asociado con la heterogeneidad de la permeabilidad areal o con la anisotropía; resulta particularmente severo en ambientes con canales de arena. Una solución es desviar el agua inyectada fuera del espacio poral ya barrido. Otra forma de acceder al petróleo no barrido es agregando tramos laterales de drenaje a los pozos existentes o mediante la perforación de pozos de relleno. (Schlumberger, 2006, p. 34)

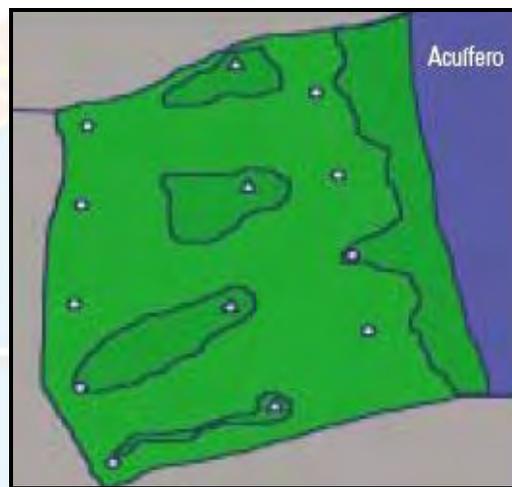


Figura 2.9 Barrido areal pobre
Fuente: Schlumberger, 2006

- ❖ Capa segregada por gravedad: En capas prospectivas potentes, con buena permeabilidad vertical, el agua, proveniente de un acuífero o bien de un proyecto de inyección de agua, es segregada por gravedad y barre solamente la parte inferior de la formación. El aislamiento de los disparos inferiores en los pozos de inyección o producción a menudo sólo tiene efectos marginales; en última instancia predomina la segregación por gravedad. Si se produce esta situación, los pozos de producción experimentarán conificación. Los tratamientos con gel no proporcionan resultados duraderos. Para acceder al petróleo no barrido puede resultar efectiva la perforación de pozos de drenaje

laterales adicionales. Los fluidos de inundación viscosos energizados, la inyección de gas o la utilización alternada de ambas técnicas también puede mejorar la eficiencia de barrido vertical. (Schlumberger, 2006, p. 34)

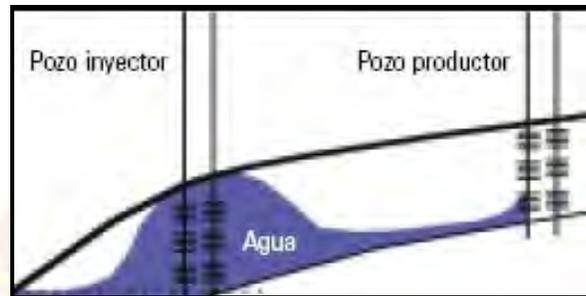


Figura 2.10 Capa segregada por gravedad
Fuente: Schlumberger, 2006

- ❖ Capa de alta permeabilidad con flujo transversal: La presencia de flujo transversal impide la implementación de soluciones que modifican los perfiles de producción o de inyección sólo en la zona vecina al pozo. La utilización de gel de penetración profunda puede proporcionar una solución parcial. (Schlumberger, 2006, p. 34)

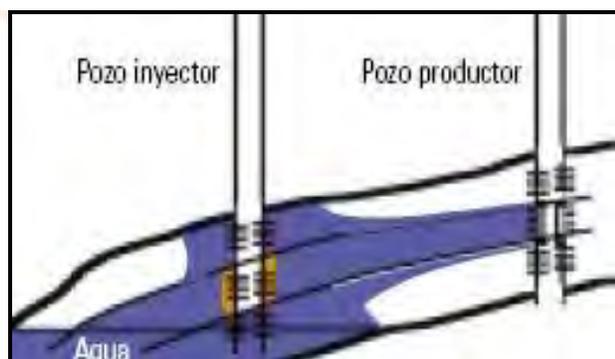


Figura 2.11 Capa de alta permeabilidad con flujo transversal
Fuente: Schlumberger, 2006

2.3.3 Surfactantes

La palabra surfactante proviene del inglés surfactant (surface active agent), agente de superficie o tensoactivo. Los surfactantes son sustancias cuyas moléculas poseen un grupo polar hidrofílico (soluble en agua) y un grupo apolar hidrófobo o lipofílico (soluble en aceite). Tal estructura molecular ubica a los surfactantes en la clase de las sustancias anfífilas, el vocablo anfífilo tiene su significado de las palabras griegas anfi (ambos lados), y filo (amigo), por lo tanto es una sustancia química cuya molécula posee una afinidad por sustancias polares y sustancias apolares a la vez, ubicándose preferencialmente en una superficie o una interfase.

La figura 2.12 a) y b) muestran la estructura molecular de dos surfactantes comunes; la figura 2.12 c) ilustra la notación abreviada para moléculas de surfactante: la molécula es representada por un símbolo parecido a un “renacuajo”, siendo la porción apolar la cola y la porción polar la cabeza. (Lake, 1989)

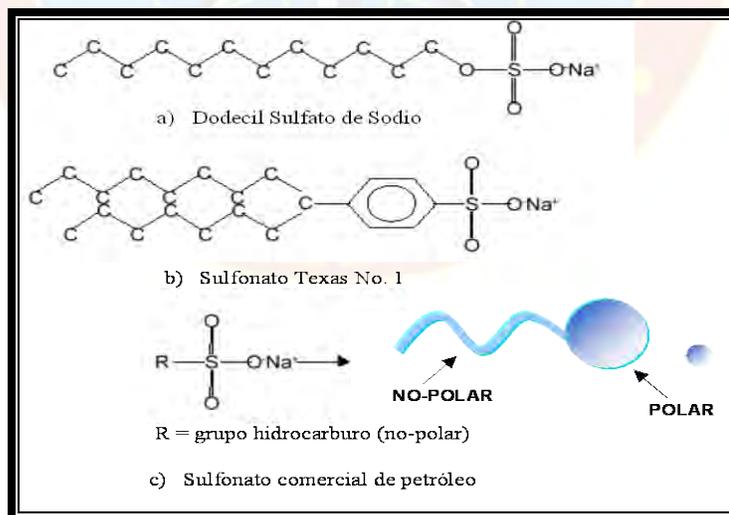


Figura 2.12 Estructura molecular de surfactantes.
Fuente: Lake, 1989

2.3.4 Tipos de Surfactantes

Generalmente, se clasifica a los surfactantes, de acuerdo al tipo de disociación del grupo hidrofílico en fase acuosa, en:

- ❖ Aniónicos: la molécula de surfactante está asociada con un metal inorgánico (un catión, el cual es habitualmente sodio). En una solución acuosa la molécula se divide en cationes libres (contraión, con carga positiva), y el monómero aniónico (con carga negativa). Los surfactantes aniónicos presentan una relativa resistencia a la retención, son estables, y su producción es relativamente económica.
- ❖ Catiónicos: en este caso la molécula de surfactante contiene un anión inorgánico para balancear su carga eléctrica. La solución se ioniza en un monómero con carga positiva y el anión (contraión, con carga negativa), son altamente adsorbidos por arcillas y por lo tanto no se utilizan mucho para la recuperación de petróleo.
- ❖ No Iónicos: la molécula de surfactante no posee contraión, es decir, no posee enlaces iónicos, pero cuando son disueltos en soluciones acuosas, exhiben propiedades de surfactante principalmente por contrastes electronegativos a lo largo de sus constituyentes, son mucho más tolerantes a alta salinidad que los aniónicos, aunque son más pobres en cuanto a su acción interfacial. Estos se utilizan principalmente como co-surfactantes.
- ❖ Anfotéricos: esta clase de surfactantes contiene aspectos de 2 o más de las clases anteriores. Por ejemplo, un anfotérico puede contener un grupo aniónico y un grupo no polar. Estos surfactantes no se han utilizado en procesos de recuperación de petróleo. (Lake, 1989)

Tabla 2.1 Clasificación de surfactantes.

Aniónicos ⁻ 	Catiónicos ⁺ 	No-iónicos 	Anfotéricos ^{+/-} 
Sulfonatos Sulfatos Carboxilatos Fosfatos	Amonio cuaternario orgánicos, piridino, imidazolinio, piperidinio, y sulfononium	Alcoholes Aquilfenoles polieto- xilados Alquil-, alquil-aril, acil-aminopoliglicol, y éter poliol Alcanolamidas	Ácidos aminocarboxílicos

Fuente: Lake, 1989

2.3.5 Mecanismos de Acción

Todas las propiedades y usos de los surfactantes provienen de dos características fundamentales de estas sustancias: La capacidad de adsorberse en las interfases, y su tendencia a asociarse para formar estructuras organizadas. Entre los mecanismos se tienen:

- ❖ Adsorción: cuando una molécula de surfactante se ubica en forma orientada en una interfase o una superficie, se dice que se adsorbe (Ver figura 2.13). Debido a la naturaleza dual de la molécula de surfactante, ésta no puede satisfacer su doble afinidad ni en un solvente polar, ni en un solvente orgánico. Cuando una molécula de surfactante se coloca en una interfase agua-aire o agua-aceite, ella puede orientarse perpendicularmente a la interfase de manera que el grupo polar esté en el agua, mientras que el grupo apolar se ubica fuera del agua, en el aire o en el aceite.

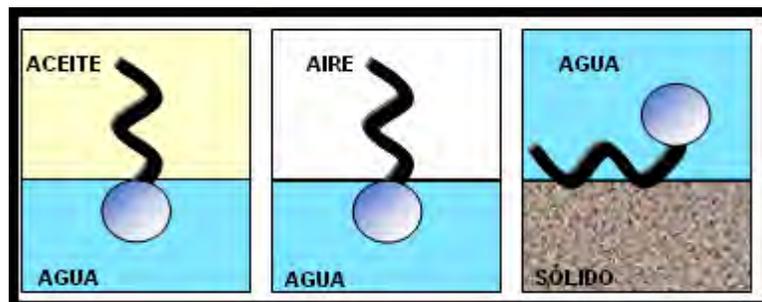


Figura 2.13 Adsorción de moléculas de surfactante

Fuente: Lake, 1989

La adsorción de un surfactante en una superficie gas-líquido o en una interfase líquido-líquido, produce en general una reducción de la tensión superficial o interfacial. La disminución de la tensión interfacial entre dos líquidos inmiscibles es favorable para la deformación y ruptura de una interfase y para la movilización del petróleo residual.

La adsorción de surfactantes no se limita a las interfases fluido-fluido. Ella se produce también en las interfases líquido-sólido y eventualmente gas-sólido. La fuerza motriz de la adsorción en una interfase líquido-sólido puede incluir uno o varios de los efectos siguientes: atracción polar por la presencia de cargas eléctricas en el sólido, efecto hidrófobo, y la formación de estructuras de baja energía.

- ❖ **Asociación:** cuando a una solución se le añade cada vez más surfactante, este comienza por adsorberse a las interfases disponibles, luego su concentración en forma monomolecular aumenta hasta que se forman las primeras micelas. La micela es un polímero de asociación en el cual el surfactante alcanza una posición más favorable. Las micelas formadas en un ambiente acuoso tienen un exterior hidrofílico y un núcleo hidrofóbico y exhiben una variedad de formas. En un ambiente no polar como el aceite, se formarían micelas inversas con un exterior lipofílico y un núcleo hidrofílico (Ver figura 2.14). Las micelas son

responsables de una propiedad fundamental de las soluciones de surfactantes, su poder solubilizante. El tamaño de las micelas es del orden de 10 a 100 Angstroms (\AA), más pequeñas que las partículas del humo del cigarrillo, y pueden contener varias decenas y aún centenas de moléculas.

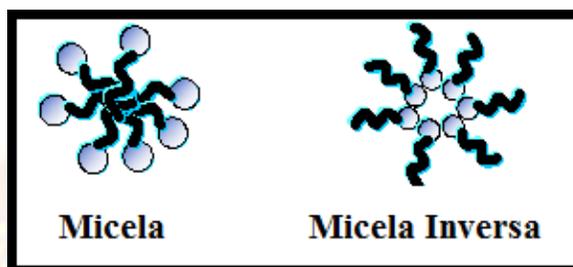


Figura 2.14 Ilustración de micelas y micelas inversa
Fuente: Lake, 1989

El fenómeno de la micelización se produce como un compromiso entre dos tipos de efectos: los efectos favorables a la formación de una micela, particularmente el efecto hidrófobo, que aumenta con el tamaño de la cadena hidrocarbonada del surfactante; y los efectos que tienden a oponerse a la formación de una micela, tal como la repulsión entre los grupos hidrofílicos, particularmente importante en el caso de surfactantes iónicos.

- ❖ Solubilización: las soluciones micelares poseen una propiedad muy importante, llamada capacidad de solubilización. Pueden solubilizar sustancias apolares (aceites) o anfífilas (alcoholes) en cantidades considerables dentro o en la superficie de las micelas (co-micelización). En ciertos casos la solubilización puede ser considerable y se observan sistemas llamados microemulsiones. El término microemulsión no debe confundirse con una macroemulsión compuesta de gotas muy pequeñas. Considere una microemulsión como una solución micelar en la cual las micelas están hinchadas (tienen agua o petróleo en sus

núcleos) y se tocan entre ellas. En realidad, se encuentran micelas y micelas inversas en coexistencia, a menudo en una estructura bicontinua (Ver figura 2.15).

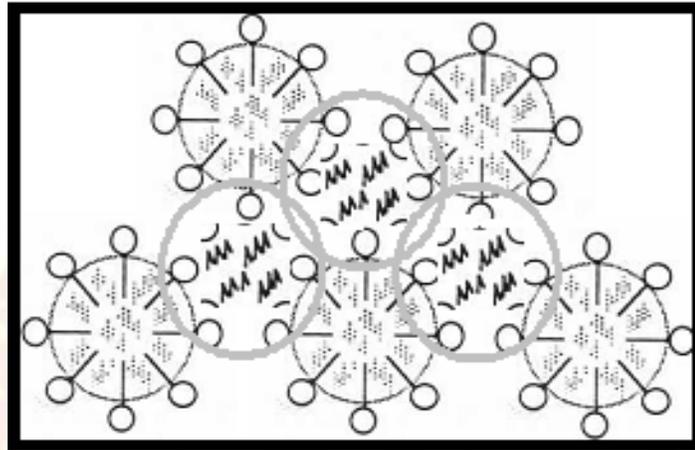


Figura 2.15 Ilustración de una microemulsión
Fuente: Lake, 1989

Debajo de la Concentración Micelar Crítica (CMC), la solubilidad de sustancias apolares o anfífilas es esencialmente la misma que en agua pura. Por el contrario, encima de la CMC, se observa en general un aumento de solubilización, que en ciertos casos puede lograr valores considerables.

Existen cuatro tipos de solubilización, según la naturaleza de la sustancia:

- a) En el caso de compuestos no-polares, tales como los hidrocarburos o los aceites, la solubilización se realiza en el interior lipofílico de las micelas. Éstas pueden entonces hincharse hasta volverse microgotas de varios centenares de Angstroms, recubiertas de una capa de surfactante.

- b) En el caso de sustancias anfífilas, tales como los alcoholes, se trata de una co-micelización, es decir, de la formación de micelas mixtas conteniendo los dos anfífilos. En cierto modo se puede decir que el alcohol se comporta como un co-surfactante.
- c) En el caso de sustancias que son insolubles a la vez en agua y en el interior lipofílico de las micelas, parece que se adsorben en la superficie de la micela.
- d) El último tipo de solubilización, es característico de las micelas de surfactantes no-iónicos cuyo hidrófilo consiste en una o varias cadenas de poli-oxietileno o poli-oxipropileno. Ciertos compuestos orgánicos pueden ser secuestrados en estas cadenas hidrofílicas, que pueden alcanzar a veces varias decenas de unidades de óxidos de etileno. La figura 2.16 ilustra los tipos de solubilización descritos. (Lake, 1989)

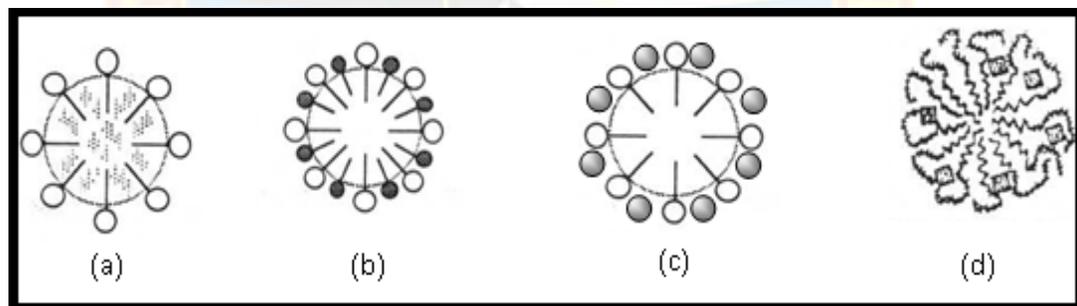


Figura 2.16 Tipos de Solubilización

Fuente: Lake, 1989

2.3.6 Concentración micelar crítica (CMC)

Es la concentración a partir de la cual las fuerzas que favorecen la formación de micelas (efecto hidrofóbico), superan a las fuerzas que se oponen a ésta (repulsión entre las partes polares). El fenómeno de micelación es importante, no sólo por que varias propiedades interfaciales como la solubilización dependen de éste, sino también

porque afecta la tensión interfacial, adsorción a interfases y estabilidad de sistemas coloidales, entre otras propiedades. La concentración dónde ocurre la formación de micelas, está bien definida y puede ser identificada por medio de la observación de comportamiento de alguna de las propiedades de equilibrio o transporte de la solución, la cual cambia abruptamente en un punto dependiente de la concentración dada.

La concentración micelar crítica se puede determinar a través de medidas de tensión superficial, conductividad y descenso crioscópico. En la figura 2.17 se representa la disminución de la tensión superficial del sistema con un incremento de la concentración de surfactante, donde la CMC corresponde a la transición entre las zonas II y III; no es en realidad un valor exacto, sino un cierto rango de concentración, a partir de la cual se comienzan a formar micelas. (Suárez, 2012, p. 11)

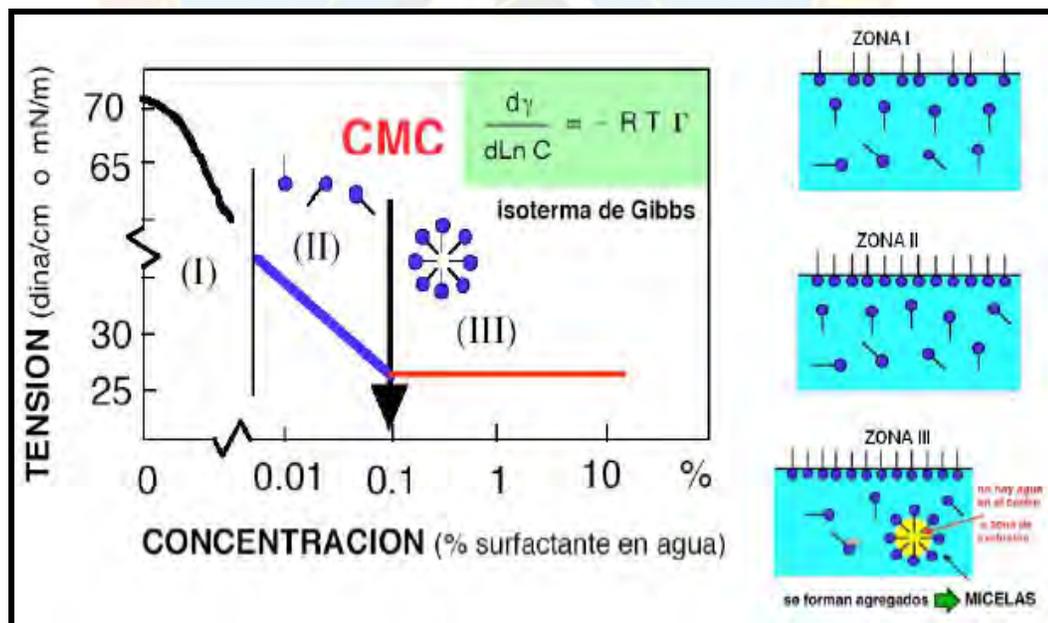


Figura 2.17 Variación de la tensión superficial del sistema en función de la concentración del surfactante, Fuente: Suárez, 2012

2.3.7 Factores que influyen en la concentración micelar crítica (CMC)

La existencia de la CMC como fenómeno bien definido implica que existe una competencia entre varios tipos de interacciones, las cuales pueden clasificarse en las que favorecen y las que se oponen a la micelización. Entre las interacciones favorables tenemos el efecto hidrófobo o minimización de las interacciones entre el grupo lipofílico del surfactante y las moléculas de agua, las cuales favorecen la micelización. Cuando más importante sea la parte lipofílica más fuerte será la tendencia a generar micelas, reduciéndose por tanto la CMC.

En cuanto a las interacciones que se oponen al fenómeno de agregación son de dos tipos: aquellas interacciones que favorecen la solubilización del surfactante en la fase acuosa por efecto de la solvatación del grupo polar, y por último las interacciones de repulsión electrostática, las cuales son generadas entre los grupos polares de los surfactantes que conforman la micela. Ambas interacciones conllevan a un aumento en la CMC del surfactante. En la tabla 2.2 se muestran las interacciones favorables y desfavorables a la micelización en medio acuoso. (Suárez, 2012, p. 12)

Tabla 2.2 Interacciones que influyen en la concentración micelar crítica del surfactante

Favorables a la micelización (Disminución de la CMC)	Desfavorables a la micelización (Aumento de la CMC)
Mayor grupo polar	Aumento de la hidrofiliidad del surfactante
Mayor fuerza iónica	Aumento de la temperatura (iónicos)
Menor interacción con agua	Reducción de la temperatura (noiónicos)
Presencia de alcohol u otros aditivos no iónicos	Repulsión eléctrica entre cabezas polares

Fuente: Suárez, 2012

Requerimientos de los surfactantes para procesos de estimulación.

- ❖ Reducir la tensión superficial e interfacial del sistema.
- ❖ Prevenir la formación de emulsiones o romper las previamente formadas.
- ❖ Crear condiciones hidrofílicas sobre la roca del yacimiento, considerando la salinidad y el pH del agua utilizada.
- ❖ Ser soluble en el fluido base de inyección a la temperatura de yacimiento.
- ❖ Ser totalmente compatible con la salmuera o los fluidos presentes en la formación y mantener las propiedades de interfase a las condiciones de yacimiento (temperatura, presión y salinidad). (Suárez, 2012, p. 12)

2.3.8 Comportamiento de fases de las Mezclas Surfactante-Agua-Petróleo

La función principal de los surfactantes en los métodos de recuperación mejorada de petróleo por inyección de químicos es reducir la tensión interfacial entre las fases acuosa y oleica. El grado de reducción de tensión interfacial depende del comportamiento de las fases de la mezcla surfactante-agua-petróleo; a su vez, el comportamiento de las fases depende de la afinidad del surfactante a ambientes polares o apolares.

Winsor (1954) estudió el comportamiento de fase de sistemas surfactante-agua-aceite como una función de la naturaleza de los diferentes componentes del sistema ternario, mediante la construcción de diagramas ternarios variando la naturaleza de los componentes y sus respectivas proporciones. Utilizando datos experimentales, Winsor fue capaz de relacionar el comportamiento de fase con las condiciones físico-químicas en la interfase y propuso una aproximación pedagógica y cualitativa basada en la relación de las energías de interacción en la interfase:

$$R = \frac{A_{CO} - A_{OO} - A_{LL}}{A_{CW} - A_{WW} - A_{HH}} \quad (2.5)$$

Donde:

R= grado de afinidad del surfactante

A_{CO} = interacción entre anfífilo y petróleo

A_{CW} = interacción entre anfífilo y agua

A_{OO} = interacción entre moléculas de petróleo

A_{WW} = interacción entre moléculas de agua

A_{LL} = interacción entre porciones lipofílicas de surfactante

A_{HH} = interacción entre porciones hidrofílicas de surfactante

El valor de R determina el grado de afinidad de un surfactante, si R es mayor que 1, el surfactante es más lipofílico, si R es menor que 1 el surfactante es más hidrofílico; de acuerdo a esto se pueden describir tres tipos de comportamiento de fase para diferentes grados de afinidad del surfactante, es decir, para diferentes valores de la relación de interacciones de fluidos descrita por Winsor.

Con un surfactante con mayor afinidad a ambientes polares ($R < 1$), una composición global cerca del límite agua-petróleo en el diagrama ternario, dentro de la región bifásica, estará comprendida por dos fases: una fase la cual es esencialmente puro petróleo y una fase de microemulsión de petróleo en agua, que contiene agua, surfactante, y petróleo solubilizado (ver Figura 2.18).

El petróleo es solubilizado por medio de la formación de micelas con petróleo ocupando el núcleo central de las micelas. En el diagrama ternario las líneas de reparto de la región de dos fases con pendiente negativa indican la preferencia de emulsiones de petróleo en agua. Este tipo de comportamiento de fase es llamado

sistema tipo Winsor I, una microemulsión inferior (debido a que es más densa que la fase oleica), o sistema tipo II(-), donde II significa que no se pueden formar más de dos fases y (-) significa que la pendiente de las líneas de reparto es negativa.

Con un surfactante lipofílico ($R > 1$) una composición global dentro de la región de dos fases estará comprendida por una fase de agua y una fase de microemulsión de agua en petróleo que contiene surfactante y agua solubilizada.

El agua es solubilizada por medio de la formación de micelas invertidas con agua en sus núcleos. Este tipo de comportamiento de fase es llamado sistema Winsor tipo II, una microemulsión superior, o sistema tipo II (+) (ver Figura 2.19).

Cuando el surfactante presenta igual afinidad tanto para agua como para petróleo ($R = 1$) se forman tres fases (ver Figura 2.20).

Una concentración global dentro de la región de tres fases se divide en una fase de petróleo y una de agua y una microemulsión con una estructura bicontinua entre las fases anteriores. Este comportamiento es llamado Winsor tipo III, una microemulsión media, o sistema tipo III. En este sistema existen dos tensiones interfaciales entre la microemulsión y el petróleo y entre la microemulsión y el agua.

Los sistemas tipo III son aquellos donde todas las tensiones interfaciales son mínimas.

Por esta razón, la configuración de tres fases es considerada como óptima, y cualquier valor de un parámetro que conduzca a un sistema de este tipo se dice que es óptimo. Así, la fase de microemulsión media parece ser un elemento central del proceso químico.

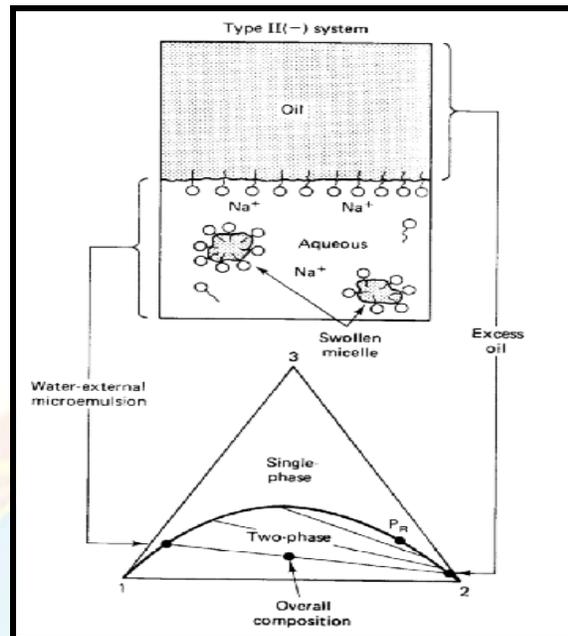


Figura 2.18 Representación esquemática del sistema tipo II(-) $R < 1$
Fuente: Lake, 1989

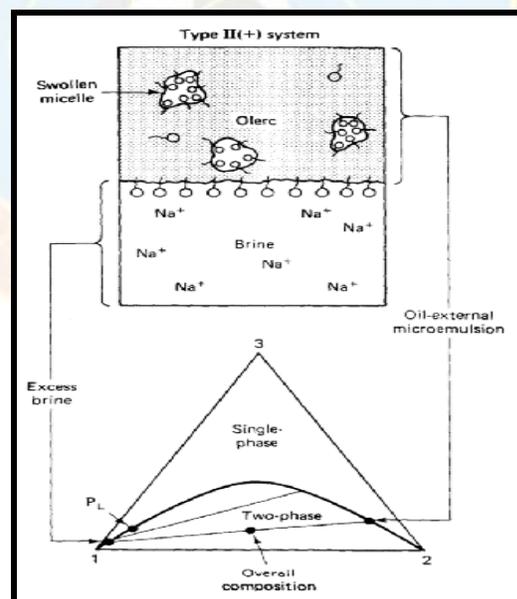


Figura 2.19 Representación esquemática del sistema tipo II(+) $R > 1$
Fuente: Lake, 1989

Cualquier cambio en una variable que favorezca la afinidad del surfactante al petróleo tiende a promover la transición de sistemas $II(-) \rightarrow III \rightarrow II(+)$. Esta variable puede ser un incremento de la salinidad, una disminución del peso molecular del petróleo, o un alargamiento de la porción lipofílica del surfactante.

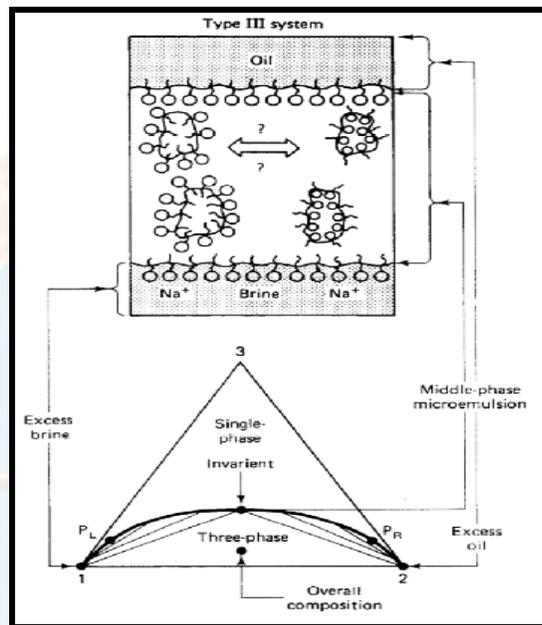


Figura 2.20 Representación esquemática del sistema tipo III R = 1
Fuente: Lake, 1989

2.3.9 Factor más influyente en la acción de los Surfactantes

La retención de surfactante es un problema importante en la aplicación comercial del proceso de inyección de surfactante, debe ser diseñado para tener una mayor afinidad a interfases petróleo/agua, y una menor afinidad a interfases líquido/sólido.

Algunos mecanismos que explican la retención de surfactante en la roca son:

- ❖ Adsorción en superficies de óxido de metal. Mientras la concentración de surfactante sea menor que la concentración crítica de micelas, los monómeros de surfactante aniónico se adsorberán por medio de enlaces de hidrógeno y enlaces iónicos a superficies catiónicas.
- ❖ Salmueras con alta concentración de partículas divalentes (Ca^{2+} , Mg^{2+}) causan la formación de complejos surfactante-divalente que tienen baja solubilidad en salmuera. Estos complejos se precipitan y causan retención.
- ❖ En yacimientos que contienen arcillas el surfactante puede intercambiar cationes con las arcillas y adherirse a la superficie. La adición de co-surfactantes reduce la densidad de moléculas de surfactante en la superficie de la roca. (Suárez, 2012, p. 13)

2.3.10 Métodos de Control de Arena

2.3.10.1 Método Químico

Envuelve el proceso de inyectar químicos a la formación no consolidada para proporcionar cementación a los granos mientras se mantiene suficiente permeabilidad. El objetivo es aumentar la resistencia de la formación mediante el recubrimiento de la arena de la formación con resinas o soluciones plásticas, que de alguna manera logre la cementación artificial de los granos de arena, dando lugar a una formación consolidada. Con ello se elimina la necesidad de colocar cualquier equipo de control de sólidos a nivel de subsuelo, lo que elimina las restricciones al flujo de fluidos y a su vez permite la inyección de fluidos para estimulación o recuperación secundaria.

2.3.10.2 Métodos Mecánicos

Estos métodos previenen la producción de arena de formación mediante el uso de rejillas o tuberías ranuradas y empaquetamientos con gravas. Ellos se basan en la formación de puente o filtro, de manera que los granos de mayor diámetro son punteados en las ranuras de tuberías ranuradas o rejillas y/o en los empaquetamientos con grava y estos a su vez sirven de puente a los granos más pequeños de la formación. El tamaño de la grava a usarse y el tamaño de las rejillas o tuberías ranuradas deben ser seleccionados cuidadosamente para asegurarse que la formación va a estar bien empacada.

2.3.11 Técnicas de Control de Arena

Existen varias técnicas de control de arena que involucran tanto el método químico como el método mecánico o simplemente se limitan a prácticas operacionales de producción, pero cada una se orienta a restringir en lo posible el movimiento de los granos de arena hacia el pozo y que sean transportados hacia la superficie. El método que se seleccione dependerá de las condiciones particulares del yacimiento, prácticas operativas y factores económicos:

Modificación de las tasas o velocidad de producción.

Prácticas Selectivas de Completación:

- ❖ Liner Ranurado.
- ❖ Rejillas Convencionales.
- ❖ Rejillas Preempacadas.
- ❖ Empaque con grava.

- ❖ Empaque con grava recubierto con resina.
- ❖ Consolidación de arena in situ.
- ❖ Forzamiento y Empaque (frac pack).

Para efectos de esta investigación se hará referencia sólo al Liner Ranurado como técnica de control de arenas. (Halliburton, 2000)

2.3.12 Criterios de Selección de Tubería Ranurada

Las tuberías ranuradas son usadas para evitar la producción de arena del empaque con grava. Como su nombre lo dice son tuberías con ranuras donde el ancho de éstas debe controlarse rigurosamente, para que la grava de empaque quede retenida en las aberturas de la tubería. El ancho de las aberturas también es llamado calibre. El calibre del "liner" o rejilla se diseña de tal forma que sea igual a $2/3$ el tamaño de grava más pequeño seleccionado para el empaque, redondeado al calibre comercial más cercano superior.

Las tuberías ranuradas son normalmente tubulares API o estándar que se utilizan en los campos petroleros, en las cuales son cortadas ranuras verticales u horizontales con un calibre específico. Las ranuras horizontales actualmente casi no son utilizadas, ya que hay poca resistencia a la tensión en los tubulares. Las ranuras verticales son cortadas en forma sesgada, permitiendo el paso de cualquier grano que no esté puentado en las ranuras, previniendo así el aglomeramiento de la arena en las ranuras evitando su taponamiento.

El calibre de la ranura debe ser tal que no deje pasar la grava, pues si esto sucede el empaque se puede asentar y se mezclaría con la arena de formación o se crea un espacio vacío produciéndose arena de formación. Por esta razón el ancho de

las ranuras debe ser un poco menor que el grano más pequeño de la grava a usarse o por lo menos 2/3 menor que el grano más pequeño de la grava. La medida de las ranuras individuales se calibra en el diámetro interior del tubo según la tabla 2.3:

Tabla 2.3 Características de las ranuras

Ancho (Pulgadas)	Longitud Interna (Pulgadas)	Longitud Externa (Pulgadas)
≤ 0,030	1 ½	2
0,030 - 0,060	2	2 ½
≥ 0,060	2 ½	3 ^{1/18}

Fuente: Castillo, L. y Urdaneta, Y. (2006)

Las tuberías ranuradas pueden ser de diferentes formas, el patrón zig-zag de ranuras sencillas es el más usado, ya que conserva la resistencia original de la tubería, además su distribución de ranuras es más uniforme en el área superficial de la tubería; con un número uniforme de filas alrededor de la tubería y la separación longitudinal entre dichas hileras suele ser de 6 pulgadas.

Generalmente las tuberías ranuradas se diseñan con un 3% de área abierta con relación al área superficial del diámetro exterior de la tubería, aunque en algunos casos se puede llegar hasta un 6%. El número de ranuras por pie para obtener un área abierta se calcula por la siguiente ecuación:

$$N = \frac{12\pi DC}{100WL} \quad (2.3)$$

Donde:

N = número de ranuras requeridas/pie

Si N < 32, redondear al múltiplo más cercano de 4;

Si $N > 32$, redondear al múltiplo más cercano de 8.

$\pi =$ constante (3,1416)

$D =$ diámetro exterior de tubería (pulgadas)

$C =$ área abierta requerida (porcentaje)

$W =$ ancho de ranura (pulgada)

$L =$ longitud de la ranura medida en diámetro interior de tubería (pulgadas)

El ranurado de la tubería disminuirá la resistencia a la tensión de la misma, para ese caso la resistencia puede calcularse con la siguiente ecuación:

$$Tm = \sigma \left[\frac{\pi(D_2 - d_2)}{4} - \frac{NW(D - d)}{4} \right] \quad (2.4)$$

Donde:

$Tm =$ tensión máxima permitida (libras)

$\sigma =$ resistencia a la tensión del material de la tubería (libras por pulgada cuadrada)

$D =$ diámetro exterior de la tubería (pulgadas)

$d =$ diámetro interior de la tubería (pulgadas)

$N =$ número de ranuras/pie

$W =$ ancho de las ranuras (pulgadas)

El tamaño mínimo de ranura debería ser de 0,010 pulgadas ya que cuando se trabaja con tuberías de acero al carbono la corrosión puede obstruir las ranuras.

El ancho de las ranuras del revestidor ranurado, en aplicaciones con grava de empaque, se encuentra determinado por el tamaño de la arena de empaque requerida para controlar la arena de formación. La regla fundamental consiste en dimensionar el

calibre de la tubería ranurada para que no supere el 80% del diámetro más pequeño de los granos en la arena del empaque.

2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

- ❖ **Diluyente:** es un fluido que es utilizado para reducir la viscosidad de crudo para facilitar el movimiento desde un punto a otro. (Ferrer, M, 2011, p. 43)
- ❖ **Estimulación:** técnica de rehabilitación aplicada a los pozos para estimular su capacidad productora. (Aguilera, E, 2009, pág 47)
- ❖ **Floculación:** es la formación reversible de un sistema coloidal bajo la acción de un factor exterior, con formación de pequeño copos. (Ferrer, M, 2011, p. 44)
- ❖ **Mojabilidad:** es la capacidad que tiene un líquido de extenderse y dejar una traza sobre un sólido. Depende de las interacciones intermoleculares entre las moléculas superficiales de ambas sustancias. (Lévy, Élie, 1993 p. 537)
- ❖ **Tensión superficial:** es la fuerza que actúa tangencialmente por unidad de longitud en el borde de una superficie libre de un líquido en equilibrio y que tiende a contraer dicha superficie. (Castellan, Gilbert W, 1948 p. 433)
- ❖ **Viscosidad:** se define como la resistencia interna de los líquidos al flujo, la cual puede ser afectada por la temperatura, el gas que pueda retener en solución y la presión (Barberii, E, 1928, p. 72)

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

Este estudio de acuerdo al grado de profundidad de la investigación fue del tipo descriptiva, debido a que se analizó el comportamiento de diferentes parámetros involucrados en la tecnología INTESURF™ con el fin de evaluar la misma como método de estimulación de arenas petrolíferas y limpieza de liners ranurados, en pozos asociados al Campo Cabrutica, bloque Junín-FPO.

De acuerdo con esto Arias, F. (2006), señala que: “la investigación explicativa, se encarga de buscar el por qué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto” p. 26.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Para el desarrollo del estudio la estrategia que se adoptó para responder el problema planteado, fue la aplicación de un diseño de investigación del tipo documental. Se estudiaron los resultados de la tecnología INTESURF™ ejecutada en pozos asociados al Campo Cabrutica, bloque Junín-FPO, a través de la revisión de información en documentos relacionados al área de estudio y al tema de investigación.

De acuerdo con el tema Arias, F. (2006), señala que: “La investigación documental, es un proceso basado en la búsqueda, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios.” p. 27.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

La población en esta investigación correspondió a los pozos del Campo Cabrutica, bloque Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco (39 pozos). Por su parte, la muestra está representada por tres (3) pozos del área (PQ17-07, PQ17-14, RS19-09), donde se implementó la tecnología INTESURF™.

De acuerdo con esto, Arias, F (2006); expresa lo siguiente: “La población es un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación” p. 81 y “la muestra es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible” p. 83.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

La metodología que se aplicó para alcanzar los objetivos trazados y lograr la culminación de este trabajo, comprendió una serie de etapas cuya secuencia se corresponde con la necesidad particular de cada una de ellas; las mismas se muestran a continuación:

- ❖ **Etapa I: Análisis de las posibles causas de la baja productividad de los pozos asociados al Campo Cabrutica, bloque Junín-Faja Petrolífera del Orinoco**

Tomando en cuenta que la tecnología INTESURF™ es un método para la estimulación de las arenas petrolíferas y que adicionalmente sirve para la limpieza de los liners ranurados, se realizó una búsqueda y recopilación de información acerca de las diferentes causas que puedan afectar la producción de los pozos asociados al Campo Cabrutica, bloque Junín-FPO, con el propósito de identificar y describir los

problemas que traen como consecuencia la baja productividad de hidrocarburo. Una vez identificadas las causas se analizaron cuales de ellas influyen sobre la tecnología INTESURF™ propuesta para los pozos asociados al Campo Cabrutica.

Toda la información disponible para el cumplimiento de esta etapa fue extraída de documentos técnicos, trabajos de grado asociados con el tema, manuales e informes técnicos disponibles al público en general mediante los diferentes medios de comunicación que aportan información de PDVSA.

❖ Etapa II: Descripción de la aplicación de la tecnología INTESURF™, en base a los criterios de operación del área, los equipos y herramientas necesarios para la ejecución de la operación

El procedimiento seguido para el desarrollo de este objetivo fue mediante la revisión y recopilación de información teórica referente a los pasos que se siguen en una aplicación de la tecnología INTESURF™ apoyado de informes técnicos sobre la implementación de mejores prácticas operacionales por parte de PDVSA. De acuerdo a los criterios de aplicación de la tecnología se evaluó su aplicabilidad en los pozos del área en estudio, tomando en consideración los aspectos, equipos y herramientas necesarias para la ejecución del trabajo.

❖ Etapa III: Evaluación del comportamiento de producción de los pozos con la aplicación de la tecnología INTESURF™

En esta etapa se realizó un análisis del comportamiento de los pozos asociados al Campo Cabrutica, bloque Junín-FPO, donde se ha aplicado la tecnología INTESURF™; esta evaluación se ejecutó mediante gráficas que se realizaron en base

al comportamiento de la producción en función del tiempo, las cuales indicaron si fue exitosa la implementación de la tecnología INTESURF™, para la estimulación de las arenas de interés en pozos de crudos pesados y extrapesado del área de estudio.

3.5 TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN

Las técnicas de investigación son instrumentos necesarios para la obtención y recopilación de información acerca del problema a estudiar. Para alcanzar los objetivos de esta investigación fue necesario el uso de más de una técnica:

3.5.1 Investigación documental

La investigación documental es un instrumento o técnica de investigación que permite la recolección de datos a través de documentos escritos; esto incluye revisión bibliográfica, trabajos de grado relacionados con el tema, informes, e información disponible en medios como el internet.

3.5.2 Entrevistas

Se utilizaron entrevistas no estructuradas, las cuales permitieron recolectar información suficientemente relevante para realizar análisis acerca de la tecnología INTESURF™, la cual es objeto de estudio.

A través de la comunicación verbal con personal de PDVSA e INTEVEP, donde el sujeto entrevistado tuvo la libertad de emitir su juicio crítico u opinión, se logró reforzar la información obtenida en función de las perspectivas del problema.

3.6 RECURSOS

3.6.1 Recursos Humanos

Representado por las personas especializadas que dieron su apoyo y contribución al desarrollo de este proyecto. La valiosa ayuda de los asesores académico de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas, con el apoyo de personal de PDVSA quienes brindaron parte su tiempo y asesoría en beneficio de este proyecto.

3.6.2 Recursos Materiales

En la investigación fue necesario el uso de materiales y equipos que permitieron el desarrollo del proyecto de investigación. Como computadoras, impresoras, fotocopadoras, memorias portátiles, materiales de oficina, así como también materiales bibliográficos como manuales, tesis, Internet documentos relacionados con el tema y todos aquellos textos que fueran de utilidad para sustentar el trabajo, para así finalizarlo de manera satisfactoria.

3.6.3 Recursos financieros

Esta investigación representó gastos económicos, tales como viáticos para entrevistas con personal de la empresa PDVSA que labora en el área de estudio, y material de oficina, los cuales fueron suministrados y cubiertos por parte del investigador.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 ANÁLISIS DE LAS POSIBLES CAUSAS DE LA BAJA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS ASOCIADOS AL CAMPO CABRUTICA, BLOQUE JUNÍN-FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

El Campo Cabrutica asociado al bloque Junín, se encuentra ubicado al sureste del estado Guárico y al suroeste del estado Anzoátegui, perteneciente a la Faja Petrolífera del Orinoco, tiene una producción de crudos pesados y extrapesados de gravedades API entre 8° y 17°, y altas viscosidades entre 5000 cp y 16000 cp, lo que dificulta la producción debido a la poca movilidad que presentan los crudos que se producen en el campo, también es un factor de importancia las arenas poco consolidadas que añaden un problema adicional y de cuidado al momento de la producción, así como también a la producción temprana de agua debido a la poca movilidad del crudo con respecto al agua que se encuentra en el yacimiento.

A través de los históricos de los pozos, (ver apéndice A.1), se analizó el comportamiento de distintos parámetros tales como: falla mecánica en la bomba, falla en el equipo de levantamiento artificial, daño e incremento en la producción de agua; del cual se obtuvo que los 39 pozos pertenecientes al Campo Cabrutica, presentaron declinación en la producción debido a problemas asociados a fallas mecánicas en las bombas y en el equipo de levantamiento artificial, así como también algunos reflejaron daño y alta producción de agua. La tabla 4.1 muestra los problemas que generan la declinación en la producción reflejando la cantidad de pozos involucrados en cada uno de estos.

Tabla 4.1 Causas que generan la declinación de la producción en pozos perteneciente al Campo Cabrutica, Bloque Junín, FPO

Problema presentado	Nº de pozos
Fallas mecánicas con la bomba	9
Fallas mecánicas con el equipo de levantamiento artificial	13
Daño	7
Alta producción de agua	10
Total	39

De los 39 pozos evaluados para esta etapa de la investigación, se mostró que el problema que tuvo mayor frecuencia fueron los problemas mecánicos con el equipo de levantamiento. Según estudios previos y entrevistas en el área, el tiempo y mantenimiento para mitigar los problemas que se presentaron fueron: en el caso de cambio de la bomba se llevó a cabo en 4 días, para las fallas en el equipo de levantamiento fue de 2,5 días debido a que fueron problemas a nivel de completación mientras que a nivel de cabezal fue de 1 día, en los pozos con alta producción de agua se corrieron registros para detectar la profundidad a la que se encontraba el problema, algunos de los pozos fueron abandonados y otros se les realizó inyección de geles sellantes, con los pozos que presentaron daño por arenamiento e invasión de filtrado inducido por la perforación se utilizó el coiled tubing con un tiempo de operación de 3 a 4 días. Cada uno de los mantenimientos en cada caso respectivamente generó costos adicionales aunados a la declinación en la producción.

En el Gráfico 4.1 se describen los problemas de los pozos de manera porcentual; 7 pozos presentaron daño durante la realización de operaciones en los pozos; 9 pozos presentaron problemas debido a fallas mecánicas en las bombas, por lo que se realizó un cambio de la bomba; 10 pozos tuvieron problemas a causa del aumento de la producción de agua y 13 pozos presentaron fallas mecánicas en el equipo de levantamiento artificial BCP los cuales fueron reemplazados.

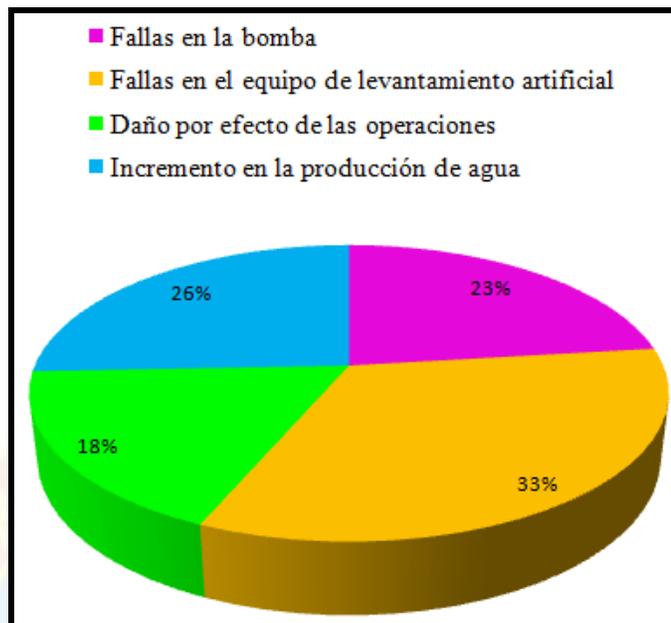


Gráfico 4.1 Causas que generan la declinación de la producción en pozos perteneciente al campo Cabrutica bloque Junín Faja Petrolífera del Orinoco.

La productividad de los pozos se vió afectada debido a las fallas antes mencionadas, lo que tuvo un impacto en la producción de los pozos. Cada uno de los problemas y como afectaron en la productividad son:

- ❖ **Incremento en la producción de agua:** de acuerdo a estudios previos en el área, para determinar de dónde proviene el incremento en la saturación de agua se realizaron análisis de registros y análisis de cloruro los cuales reportaron valores de salinidad por debajo de 2300 ppm, indicativo de que la invasión del agua al pozo proviene de un acuífero cercano al pozo, de no ser así, la intrusión de agua posiblemente sea comunicación lateral proveniente de un pozo vecino que fue perforado en la misma arena, lo que trae como consecuencia el abandono de algunos de los pozos con este problema, mientras que son tratados con geles sellantes; con estas incidencias bajan su producción. En esta fase se

registró que 10 de los pozos evaluados presentaron un incremento de agua lo que generó costos adicionales para controlar el agua producida y se reportó baja producción de hidrocarburos. (Ferrer, M, 2011)

❖ **Problemas con el equipo de levantamiento artificial:** los factores que afectaron la eficiencia del equipo de levantamiento artificial (BCP), el cual es empleado en los pozos del Campo Cabrutica y por los que se realizaron reemplazos de los equipos en 13 de los pozos que fueron evaluados, son los siguientes:

- Falla en la instalación de la BCP: a causa de un espaciado incorrecto del rotor, el cual se colocó muy alto, la eficiencia de la bomba se redujo; por tanto no se logró la producción esperada. Se procedió al cambio del equipo de levantamiento y se retrasaron las operaciones de producción.
- Fricción generada por alta viscosidad: esto sucede a consecuencia de la producción de crudos pesados y extrapesados pertenecientes al Campo Cabrutica, a causa de la abrasividad de las partículas y cantidad de velocidad lineal del fluido dentro de la bomba y a través de la sección transversal de la cavidad del elastómero.
- Altas revoluciones por minuto, debido a la obstrucción de la succión de la bomba, el cual trabajo en seco, por lo que se generaron altas revoluciones y se presentaron daños en el estator. (Sintraintepep, 2011)

❖ **Daño a la formación:** las restricciones al flujo en la zona cercana al pozo, o en el pozo mismo, fueron provocadas debido al incremento en la producción de agua la cual produjo una migración de finos. Así como también, algunas de las operaciones que se realizaron en los pozos durante las etapas de perforación, cementación y estimulación generaron daño, lo que provocó problemas con la productividad de 7 de los pozos estudiados en esta etapa. (Sintraintepep, 2011)

- ❖ **Fallas técnicas de la bomba:** según información obtenida mediante entrevistas no estructuradas al personal del área, los cuales realizaron afirmaciones que el incremento en el corte de arena se debió a que los pozos del Campo Cabrutica están perforados en arenas no consolidadas y el tamaño de la ranuras del liner colocado en el momento de la completación no fue el adecuado para retener los granos provenientes de la formación, obstruyendo el paso del crudo proveniente de la misma, lo cual pudo ser la consecuencia de una disminución drástica del diferencial de presión entre la presión de fondo fluyente y la presión de drenaje, como consecuencia adicional estos problemas suelen ocasionar daño en las bombas, para solventar el problema se detiene la producción y se realizan intervenciones para el cambio de bomba; de los pozos tomados para esta etapa de la investigación, 9 presentaron este problema. (Sintraintevp, 2011)

4.2 DESCRIPCIÓN DE LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA INTESURF™, EN BASE A LOS CRITERIOS DE OPERACIÓN DEL ÁREA, LOS EQUIPOS Y HERRAMIENTAS NECESARIOS PARA LA EJECUCIÓN DE LA OPERACIÓN

Para llevar a cabo la implementación del uso de la tecnología INTESURF™, INTEVEP desarrolló un procedimiento operacional el cual es llevado a cabo según las especificaciones de cada pozo. El procedimiento está descrito de manera general para los pozos de crudos pesados y extrapesados de la Faja Petrolífera del Orinoco Campo Cabrutica.

4.2.1 Materiales y Equipos

- ❖ De 450 a 700 bbls de agua salada filtrada de 8,5 lpg agua fresca preparada con Inhibidor de arcillas (cloruro de sodio y acetato de potasio).

- ❖ 10 bbls de surfactante INTESURF™.
- ❖ 10 bbls de alcohol (metanol o etanol).
- ❖ Camión bomba (Hot-Oil) y/o cisternas (tanques).
- ❖ Dos (2) vacuums de 150 bbls.

Nota: Para el caso de utilizar agua fresca con inhibidores de hinchamiento de arcillas estos valores de acetato y cloruro de sodio estarán adecuados a las zonas de trabajo.

4.2.2 Responsabilidades de los suministros de químicos y equipos

Suministros de químicos para la preparación del sistema INTESURF™:

- ❖ Surfactante y alcohol: Pdvsa E&P-Optimización –Intevep
- ❖ Suministros de salmuera y vacuums: Pdvsa Servicios-Operaciones

4.2.3 Logística para preparación del Sistema INTESURF™

- ❖ Previamente limpiar los tanques de reserva donde se preparará el sistema (con capacidad mínima de 400 bbls).
- ❖ Depositar 350 bbls de salmuera de 8,5 lpg en el tanque de reserva.
- ❖ Preparar el Sistema INTESURF™ añadiendo el surfactante y el alcohol en una relación de 1:1 (1% en volumen) del camión bomba a los tanques de reserva e integrarlos mediante agitación a la salmuera de 8,5 lpg hasta que la solución este completamente homogénea.

- ❖ Realizar los arreglos para que el bombeo al pozo del tren de píldoras y el sistema preparado y almacenado en el tanque de reserva sea de una manera continua.

4.2.4 Secuencia operacional para la inyección de la tecnología INTESURF™

Se deben tomar en consideración ciertos aspectos como: los volúmenes de agua a utilizar, el volumen de pérdidas, la volumetría que el pozo recibe al momento de comenzar con el bombeo del producto al ir sacando la tubería de cola, tener agua adicional por si ocurre algún evento inesperado y que sobrepase a lo estimado según programa de INTEVEP para cualquier imprevisto durante el desplazamiento y estimulación del pozo, debido a que se pueden presentar problemas como pérdidas parciales o totales de fluido, trayendo como consecuencia arremetidas.

Para el desarrollo de la operación de inyección INTEVEP propuso los siguientes pasos para el uso de la tecnología INTESURF™:

Una vez bajado el liner ranurado de producción de 7 pulgadas y realizadas las maniobras de asentamiento, prueba hidráulica de la empacadura colgadora y recuperada la herramienta de asentamiento (setting tool), se procede con la siguiente secuencia operacional para la aplicación de la tecnología, todo ello en base a lo anterior señalado (Suministro de materiales y equipos necesarios para llevar a cabo el desarrollo de las operaciones de aplicación):

- ❖ Bajar la tubería de perforación de cola de 3-1/2 pulgadas OD (3-1/2 IF) punta libre, con una longitud igual a la del liner más 90 pies de seguridad.

- ❖ Continuar bajando con la tubería de perforación de 5 pulgadas hasta alcanzar el fondo del liner.
- ❖ Circular un fondo arriba con el fluido de perforación entre 200 y 300 gpm, haciendo énfasis en el mantenimiento de la circulación durante toda la remoción del lodo de la sección horizontal.
- ❖ Bombear a una tasa de 200 gpm el siguiente prefluo de píldoras:
 - Bombear 20 bbls de INTESURF™.
 - Preparar y bombear 20 bbls de píldora cáustica (3 lpb de soda cáustica).
 - Bombear 20 bbls de INTESURF™ (espaciador).
 - Preparar y bombear 20 bbls de píldora viscosa base agua fresca (píldora de acarreo) (1,5 lpb de goma xántica).
- ❖ Desplazar el tren de píldoras a una tasa de (300 gpm) con el Sistema INTESURF™ previamente preparado (de 350 a 500 bbls), de tal forma de cubrir la sección horizontal del pozo más una sección por encima del colgador del liner en el revestidor de 9-5/8 pulgadas.
- ❖ Cerrar la válvula impide reventones (VIR). Inyectar a la formación la solución de INTESURF™ a tasa reducida en distintos puntos de la arena durante la sacada de la tubería de cola. El volumen a inyectar dependerá del comportamiento del pozo durante el bombeo del sistema químico, del registro de producción donde se observen los mejores puntos de las arenas contactadas por el pozo y de la presión de inyección mostrada.
- ❖ Llenar el pozo con INTESURF™.
- ❖ Sacar la tubería de perforación de cola de 3-1/2 pulgadas OD (3-1/2 IF) a superficie. En la tabla 4.2 describe el tiempo estimado para la realización de la inyección del fluido.

Nota: Es importante registrar las presiones y los barriles bombeados.

Tabla 4.2 Tiempo estimado para realizar la operación de inyección del INTESURF™.

Actividad	Tiempo (Horas)
Parar y bajar tubería DP 3-1/2" 1x1	7
Bajar tubería DP 5 pulgadas	5
Circular en el fondo	1
Bombear tren de píldoras e INTESURF™	1
Llenar el pozo con INTESURF™	1
Sacar sarta de tubería 1x1	16
Total horas estimadas:	31

4.2.5 Mecanismo de acción de la tecnología INTESURF™

Para ilustrar el mecanismo de acción de la tecnología, se expresa esquemáticamente la figura 4.1, la cual es una superficie de una formación con hidrocarburo tratado de acuerdo con la tecnología.

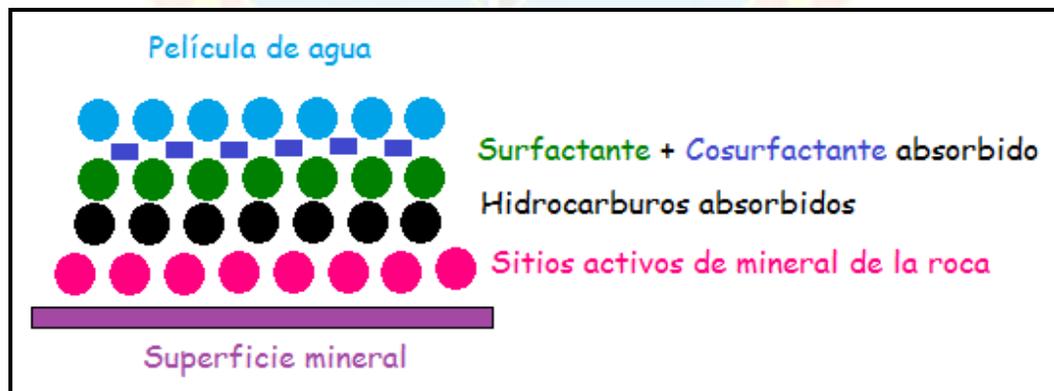


Figura 4.1 Superficie de una formación con hidrocarburo tratado de acuerdo con la tecnología INTESURF™

Fuente: INTEVEP, 2012

La mezcla de tensoactivo / co-tensoactivo de la tecnología INTESURF™ se introduce a la formación y se mantiene allí en presencia de agua, de modo que una película de agua se forma sobre los hidrocarburos adsorbidos, así como los sitios activos de mineral de la roca de la superficie mineral.

En la figura. 4.1, se ilustra esquemáticamente una doble capa para representar el tensoactivo / co-mezcla de tensoactivo. Esto produce una condición humectada con agua en la superficie, lo que mejora el flujo de hidrocarburo a través de áreas de flujo y el espacio poroso definido por dicha superficie tratada. El agua que forma la película puede ser el agua de formación o parte del agua que es inyectada como vehículo con el INTESURF™. La salinidad del agua puede estar en el rango entre 800 ppm hasta 45.000 ppm.

Cuando la caída de presión es relativamente pequeña, esto indica buenas propiedades de flujo en la formación del pozo. De acuerdo con el mecanismo de acción si un pozo que ha sido tratado con la tecnología INTESURF™, presenta un aumento en la caída de presión esto indicará que la película de agua se ha desgastado o ha sido eliminada debido a la velocidad de flujo relativamente alta del crudo proveniente de la formación.

La velocidad de flujo de los fluidos en el pozo crea una corriente que elimina la película de agua por desorción del tensoactivo y el cotensoactivo de la superficie del mineral. En esta etapa, de acuerdo con la tecnología INTESURF™, el pozo productor puede ser tratado de nuevo con la misma formulación, y este proceso se puede repetir tantas veces como sea necesario hasta que el crudo no tenga más flujo de fluidos hacia el pozo, incluso después del tratamiento o cuando llegue a un límite económico.

La tecnología INTESURF™, reduce el tiempo y la necesidad de costosos procesos térmicos, en el caso de la FPO el petróleo en su mayoría no fluye naturalmente a la superficie debido a sus altas viscosidades, en comparación a una recuperación térmica es más económico y más seguro.

4.2.6 Prueba piloto de la tecnología INTESURF™

Considerando los planteamientos descritos se muestran los resultados y el mecanismo de acción del INTESURF™, el cual fue aplicado como prueba piloto en el Campo Cabrutica.

Fueron analizados el petróleo pesado y agua de formación del pozo CD1405, así como la producción de agua del tanque de disposición 903 de la estación principal de campo Cabrutica de la FPO fueron analizados. Las características del petróleo crudo y agua de formación fueron:

Características del crudo:

- ❖ Saturado: 8% p/p
- ❖ Aromáticos: 44% p/p
- ❖ Resinas: 35% p/p
- ❖ Asfaltenos: 13% p/p
- ❖ Acidez: 3,90 mg KOH / g
- ❖ Viscosidad: 10420 cPs a 126 °F
- ❖ °API: 9
- ❖ Carbono: 84,55% p/p
- ❖ Hidrogeno: 11,12% p/p

Características del agua de formación:

- ❖ Salinidad: 2.500 ppm de NaCl

Las características del yacimiento en el cual fue perforado el pozo CD1405 en Julio de 2009 son:

- ❖ Permeabilidad de 8900 mD
- ❖ Porosidad de 32%
- ❖ Temperatura 126 °F
- ❖ Presión 420 lpc

Nota: Tipo de pozo horizontal y método de levantamiento artificial BCP.

Se realizó una primera estimulación con el INTESURF™, la cual consistió en la inyección por el espacio anular entre el revestidor y la tubería de producción de 350 barriles de la formulación de la tecnología INTESURF™, el fluido se bombeó con un camión bomba, se dejó en remojo el fluido en el pozo por un tiempo de 24 horas, y reinició la producción. Comparado la producción inicial de 183 BPD el cual reporto un aumento de un 143% lográndose obtener 445 BPD.

Luego de un período de ocho meses después del trabajo de estimulación como prueba piloto en el pozo CD1405, se realizó una nueva re-estimulación al pozo, pero con un fluido basado en agua salada.

Se preparó otra cantidad de 350 barriles de la tecnología INTESURF™ y se bombeó por el espacio anular entre el revestidor y la tubería de producción para la formación de espacio en los poros con agua salada como fluido portador, el fluido se

bombé con un camión bomba y se dejó en remojo el fluido en el pozo por un tiempo de 24 horas, y se reinició la producción. En la segunda inyección fue de una producción inicial de 183 BPD a una producción de 358 BPD obteniendo un 95,5% de aumento.

Mojabilidad en el sistema solido/agua/crudo		
Ángulo de contacto antes de la aplicación de la tecnología INTESURF 137,5°	Ángulo de contacto durante tiempo de remojo luego de la aplicación del INTESURF	Ángulo de contacto luego del tiempo de remojo con el INTESURF 45,1°
		

Figura 4.2 Resultados de una prueba en placa de ensayo con crudo del pozo CD-1405 perteneciente al Campo Cabrutica durante el 24 horas en remojo con la tecnología INTESURF™

En la figura 4.2 se presenta la prueba en una placa de ensayo con crudo del pozo CD-1405 obtenida en el laboratorio, esta prueba confirma el cambio de humectabilidad favorable en el pozo después de la aplicación del INTESURF™, antes de realizar el tratamiento con la tecnología, el crudo se extiende a lo largo de la placa lo cual indica un ángulo de contacto de 137,5°, luego de ser aplicada la tecnología INTESURF™ y bajo un tiempo de remojo el ángulo de contacto disminuye de manera favorable debido a que la placa no se encuentra humectada favorablemente con crudo sino con agua salada, así mismo al llegar a las 24 horas de remojo muestra un cambio en el ángulo desde 137,5° hasta 45,1°. Considerando los planteamientos descritos en la prueba se ilustró como puede mejorar las condiciones de flujo en la interfase formación - pozo de manera de reducir el efecto adverso al

flujo del crudo de la mojabilidad natural del mismo presente en las areniscas del Campo Cabrutica de la FPO.

Una vez que un volumen de fluido requerido de la tecnología INTESURF™ se bombea, este volumen se mantiene estático en presencia de agua salada, el periodo de tiempo adecuado para el remojo variará con diferentes pozos, fluidos y condiciones, pero estará típicamente entre 18 y 72 horas antes de reiniciar la producción, y es un intervalo recomendado según pruebas de laboratorios realizadas por INTEVEP y pruebas piloto, tiempo que será suficiente para formar la película de agua deseada sobre la superficie del medio poroso y también sobre los hidrocarburos adheridos a estas superficies mejorando así el flujo del crudo hacia el pozo.

4.3 EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS CON LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA INTESURF™

Para la ejecución de este objetivo fue necesario escoger 3 pozos donde se aplicó la tecnología INTESURF™, los cuales fueron prospectivos para el análisis con la característica en común que presentaban una declinación de su producción inicial; esta condición de baja producción permitió postularlos al tratamiento de la estimulación de las arenas de los pozos pertenecientes al Campo Cabrutica bloque-Junín FPO, para así aumentar su producción.

Una aplicación particularmente deseable de esta tecnología INTESURF™ es en formaciones que tienen crudo con una gravedad API de entre 6 y 16.

Los yacimientos de crudos pesados y extra pesados presentes en el área de estudio son los candidatos ideales para el tratamiento, de acuerdo con la tecnología INTESURF™ para aumentar la producción.

Los pozos estudiados fueron los siguientes:

- ❖ PQ17-07
- ❖ PQ17-17
- ❖ PQ19-09

Pozo PQ17-07

Tabla 4.3 Datos del pozo PQ17-07

Pozo	PQ17-07
Geometría	Desviado
Campo	Zuata principal
Estación	Zuata principal
Método de producción	Bombeo de cavidades progresivas
Estado del pozo (activo/inactivo)	Activo/ Potencial: 850 bls/día

La tabla 4.3 describe los datos del pozo PQ17-07 el cual fue seleccionado para el análisis de los resultados luego de ser sometido a la aplicación de la tecnología INTESURF™.

Tabla 4.4 Datos del yacimiento

Yacimiento	OFINF SDZ-2XA1
Arena	CWS4
Sección horizontal (MD), pie	4112
ANP (TVD), pie	80
ANP (MD), pie	Tope 3100 / Base 7150
Permeabilidad, mD	10205
Porosidad, %	33
Temperatura, °F	130
Gravedad del crudo, °API	9
Presión original, Lpc	820
Presión actual, Lpc	290

La tabla 4.4 muestra las características del yacimiento, observándose que es característica de los crudos pesados y extrapesados con una gravedad API de 9, buenas permeabilidades y porosidad, sin embargo la presión declina de manera significativa.

Tabla 4.5 Datos de fluidos del Pozo PQ17-07

Actividad	Fecha	Fluido	Densidad (lpg)
Perforación	22-Sep-2010	Viscoelástico	8,5
Completación	04-Nov-2010	Agua salada	8,5

La tabla 4.5 muestra los datos de los fluidos que fueron utilizados durante la perforación de la formación productora del pozo, donde fue usado fluido viscoelástico que por su elasticidad y bajas tasas de corte tiene gran eficiencia en el

acarreo de ripios y aumento del punto cedente. El fluido de completación fue agua salada para estimular la cara de la arena.

Tabla 4.6 Datos de producción del Pozo PQ17-07

Fecha de Prueba	17-01-2012
Producción de petróleo, Bls/día	687
Producción de agua, Bls/día	87
Producción de gas, Mpcn/día	29
Producción de arena, Kg/día	(Sin historial de producción de arena)

La tabla 4.6 muestra datos de producción del pozo el cual no posee historial de arenamiento. Para la fecha del 17 de enero de 2012 ya la producción del pozo PQ17-07 venia mermando ver (apéndice A.2) la producción mensual de 6332 bls para enero de 2012, y al comparar que a su apertura en enero de 2011 producía 11609 bls mensuales la producción declinó de manera considerable en 1 año de haber iniciado su producción.

Tabla 4.7 Pruebas de producción del Pozo PQ17-07

Pozo	Fecha	Producción Total (BBPD)	Producción de Gas (MPCD)	Producción de agua (BPD)	RGP (MPCD/BBPD)
PQ1707	05-12-11	624	45	6	105
PQ1707	27-12-11	1053	45	2	73
PQ1707	09-01-12	934	78	8	99
PQ1707	07-03-12	965	29	87	42

La tabla 4.7 muestra los resultados de pruebas de producción realizadas después de la completación definitiva del pozo, una vez retirado el taladro de la localización. En los resultados, la producción de agua y gas en la prueba de producción fueron bajas y el pozo no presenta historial de producción de arena.

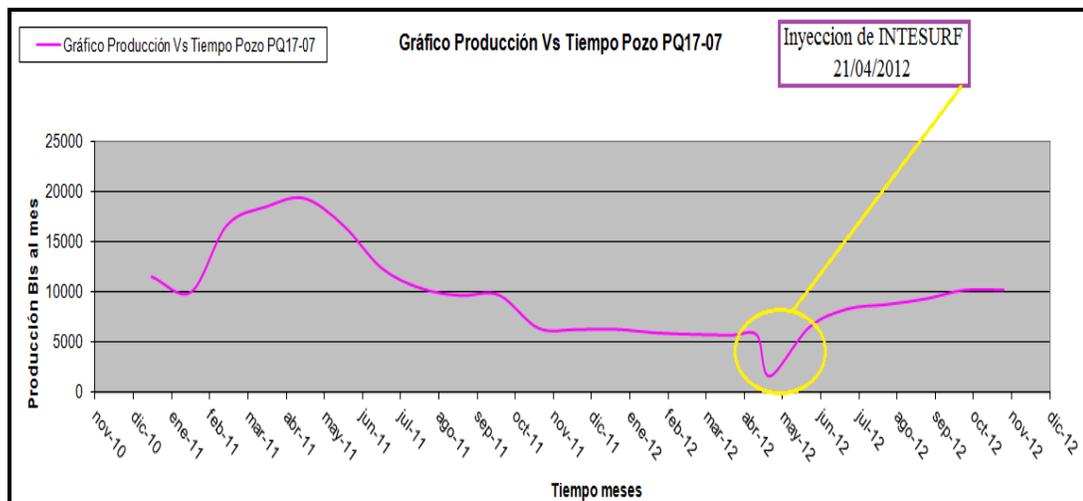


Gráfico 4.2 Producción Vs tiempo del pozo PQ17-07

En el gráfico 4.2 se observa el comportamiento de la producción de crudo del pozo PQ17-07 perteneciente al Campo Cabrutica bloque Junín. Al inicio de la vida productiva del pozo con sólo un mes se observa que de 11609 barriles obtenidos en enero de 2011 para febrero del mismo año declina a 10074 barriles, luego de ello mantiene una producción en aumento de 16745 barriles para el mes de marzo esa producción se mantuvo hasta el mes junio reportando 16716 barriles; la producción empezó a declinar y en el mes de septiembre del año 2011 el pozo presentó fallas mecánicas en el equipo de levantamiento y la producción continuó mermando.

Considerando los planteamientos descritos anteriormente y como se ilustra en la curva del comportamiento de producción del pozo se aplicó el tratamiento con la tecnología INTESURF™ la cual fue iniciada el 21 de abril de 2012, se observa que

después de un mes de la aplicación del INTESURF™ se produce un aumento de la producción debido a la disminución del ángulo de contacto del crudo y el medio poroso, tal como se demostró en pruebas de laboratorio realizadas con crudo proveniente del área de estudio (ver figura 4.2) , lo cual tuvo un impacto positivo de 5746 barriles en el mes de abril a 6512 barriles en el mes de mayo, este impacto positivo continuo hasta noviembre de 2012 como último valor de producción reflejado en el histórico usado para esta etapa de la investigación.

Pozo PQ17-14

Tabla 4.8 Datos del Pozo PQ17-14

Yacimiento	OFINF SDZ-2XA1
Permeabilidad, mD	6155
Porosidad, %	34
Temperatura, °F	129
Gravedad del crudo, °API	9
Presión original, Lpc	726 (Estática)
Presión actual, Lpc	286 (Dinámica)

Continuación tabla 4.8 Datos del Pozo PQ17-14

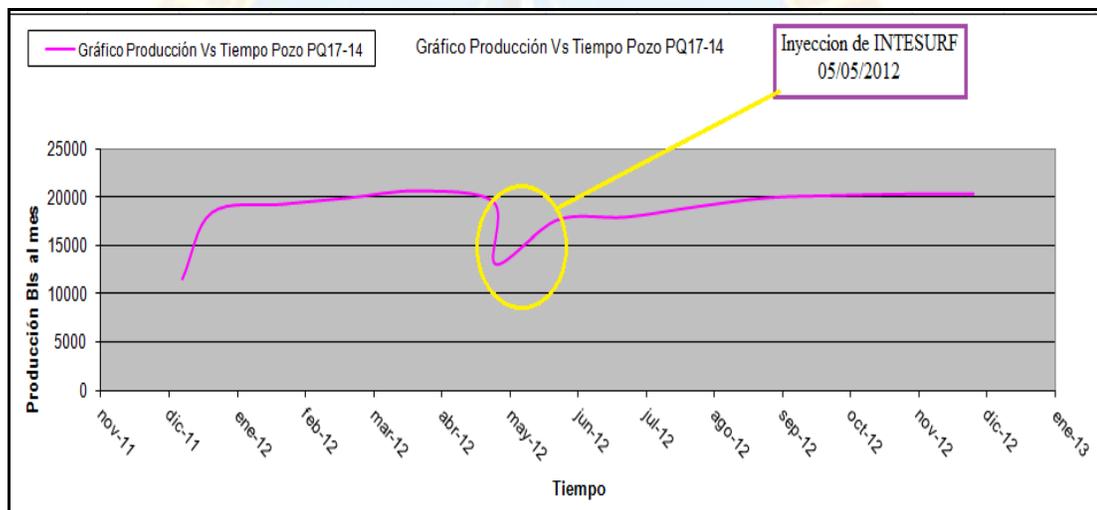
Geometría del pozo	Desviado
Método de producción	Bombeo de cavidades progresivas
Estado del pozo (activo/inactivo)	Activo/ Potencial: 680 bls/día
Perforado 30/01/2011	Fluido viscoelástico, densidad 8,5 Lpg
Completado 13/02/2011	Fluido agua salada, densidad 8,5 lpg

En la tabla 4.8 se muestran los datos y características del pozo PQ17-14 el cual se encuentra ubicado el área de estudio y se observa que presenta características de pozos con crudos pesados y extrapesados tales como: buenas permeabilidades y porosidades, este fue sometido el 05 de mayo de 2012 a una estimulación con la tecnología INTESURF™, como se muestra en el gráfico 4.3, mientras que los datos de producción muestran que no tiene historial de producción de arena

Tabla 4.9 Pruebas de producción del Pozo PQ17-14

Pozo	Fecha	Producción total (BBPD)	Producción de Gas (MPCD)	Producción de agua (BPD)	RGP (MPCD/BBPD)
PQ1714	07/03/2012	646	41	5	76
PQ1714	23/04/2012	516	28	9	56
PQ1714	28/04/2012	509	38	5	65

Las primeras pruebas de producción del pozo PQ17-14 se muestran en la tabla 4.9 las cuales se realizaron al inicio de la vida productiva del pozo.

**Gráfico 4.3 Producción Vs tiempo del pozo PQ17-14**

En el gráfico 4.3 se ilustran los datos de producción del pozo PQ17-14, donde se observa que después de una producción de crudo constante en el intervalo desde enero a mayo de 2012, se produjo una declinación de la misma de 18360 a 13080 barriles mensuales.

La inyección del fluido INTESURF™ se llevó a cabo en fecha 05 de Mayo de 2012 y se puede observar que luego de la aplicación de dicha tecnología se aprecia un aumento de la producción la cual pudo llegar a restaurarse como a los inicios de producción de este pozo, todo ello muestra que la aplicación de esta tecnología fue exitosa, debido a que se logró el objetivo de estimulación para un incremento de producción.

Pozo RS19-09

Tabla 4.10 Datos del Pozo RS19-09

Yacimiento	OFINF SDZ-2XA1
Permeabilidad, mD	3310
Porosidad, %	34
Temperatura, °F	129
Gravedad del crudo, °API	9
Presión original, Lpc	780
Presión actual, Lpc	164
Geometría de pozo	Desviado
Método de producción	Bombeo de cavidades progresivas
Estado del pozo (activo/inactivo)	Activo/ Potencial: 300-350 bls/día
Perforado Octubre 2010	Fluido viscoelástico, densidad 8,5 Lpg
Completado Noviembre 2010	Fluido agua salada, densidad 8,5 lpg

Debido a que el estudio de evaluación de la tecnología INTESURF™ se realizó en el pozo RS19-09, fue importante conocer los aspectos relacionados al mismo como se muestran en la tabla 4.10.

Tabla 4.11 Pruebas de producción del Pozo RS19-09

Pozo	Fecha	Producción total (BBPD)	Producción de agua (BPD)	RGP (MPCD/BBPD)	Producción de Gas (MPCD)
RS1909	01-12-11	247	2	193	47
RS1909	27-12-11	586	2	139	48
RS1909	06-01-12	204	1	71	12
RS1909	17-01-12	387	2	159	46

Previo a la inyección del fluido INTESURF™ se procedió a observar los datos obtenidos en las pruebas más recientes que se habían realizado en el pozo RS19-09 datos que se muestran tabulados en la tabla 4.11.

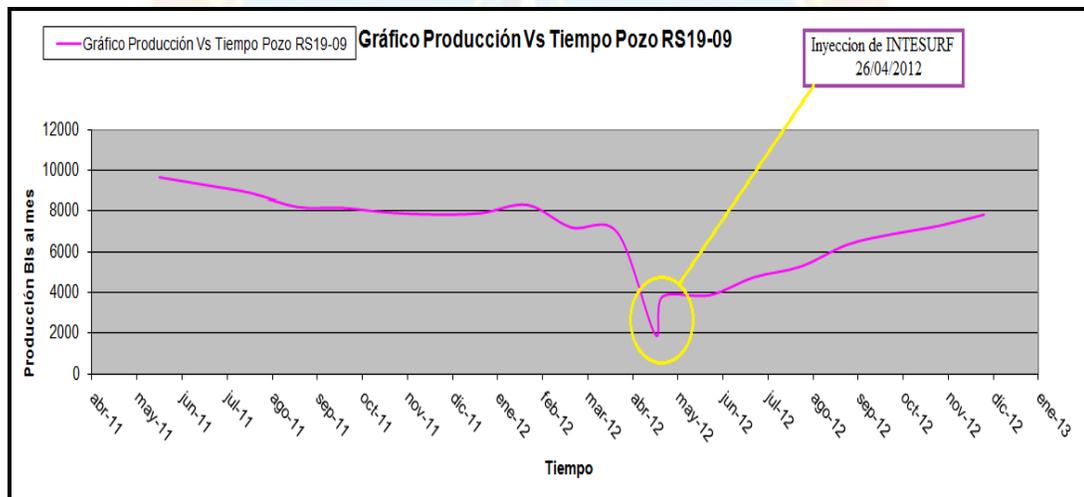


Gráfico 4.4 Producción Vs tiempo del pozo RS19-09

En el gráfico 4.4 se puede observar una producción de 9620 barriles reportados al mes de junio de 2011, manteniéndose una producción relativamente constante hasta febrero de 2012, para posteriormente declinar a 6938 barriles y en abril de 2012 declinó a 1920 barriles. La inyección del INTESURF™ se llevó a cabo en fecha 26 de abril de 2012, registrando un aumento de producción desde 3784 barriles de crudo en mayo de 2012 hasta 7835 barriles en diciembre de 2012.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- ❖ Las fallas mecánicas en los equipos de levantamiento y el aumento en la producción de agua son las causas más comunes de baja producción en el Campo Cabrutica.
- ❖ La tecnología INTESURF™ es aplicable en el Campo Cabrutica al poseer yacimientos de crudos pesados y extrapesados con gravedades entre 8 y 17 °API.
- ❖ El tiempo de remojo luego de la inyección de la tecnología INTESURF™ está en el rango de 18 a 72 horas, de acuerdo a experiencias en el área de estudio.
- ❖ El tratamiento de estimulación con INTESURF™ disminuye el ángulo de contacto entre la superficie mineral y el crudo, lo cual contribuye al aumento de producción.
- ❖ La inyección de la tecnología INTESURF™ permitió un incremento de la producción de los pozos; en 78% en el PQ17-07; 55% en el PQ17-14 y 308% en el RS19-09 del Campo Cabrutica.

5.2 RECOMENDACIONES

- ❖ Realizar pruebas de producción a los pozos en los que se implementó la inyección de la tecnología INTESURF™ para evaluar la duración de la efectividad del proceso de estimulación.

- ❖ Implementar la tecnología INTESURF™, en los demás pozos del Campo Cabrutica que presentaron problemas de baja producción y fallas por taponamiento en equipos de control de arena.
- ❖ Realizar pruebas de mojabilidad que permitan asegurar el cambio de humectabilidad en los pozos donde se tenga previsto llevar a cabo el uso de INTESURF™.



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ❖ **AGUILERA, E** (2009) "Evaluación de Empaque Como Método de Control de Arena en el Yacimiento Guafita 7/2, Distrito Apure". Trabajo especial de grado. Universidad de Oriente Núcleo Monagas.
- ❖ **ARIAS, F.** (2006). El Proyecto de Investigación, Editorial Epísteme, Caracas, Venezuela.
- ❖ **BARBERI, E,** (1928). "Yacimientos de Hidrocarburos". Caracas – Venezuela.
- ❖ **CASTELLAN, GILBERT W,** 1948 Físicoquímica Fenómenos superficiales
- ❖ **CASTILLO, L. Y URDANETA, Y.** (2006). "Evaluación de Calidad de las Gravas y Apuntalantes Nacionales e Importadas usadas para Empaques de Grava en PDVSA Occidente". Trabajo especial de grado. Universidad del Zulia. Maracaibo.
- ❖ **CRAFT, B. Y HAWKINS, M.** (1977). "Ingeniería Aplicada de Yacimiento Petrolíferos." Madrid - España.
- ❖ **FERRER, M** (2011). " Optimización del Índice de Productividad en los Pozos Horizontales del Campo Zuata Principal, Área Junín Estado Anzoátegui, Empresa Petrocedeño S.A". Trabajo especial de grado. Universidad de Oriente Núcleo Monagas.
- ❖ **HALLIBURTON** (2004). Fundamentos de Control de Arena. Manual de Ingeniería. Maturín Venezuela.
- ❖ **INTEVEP, SA** (2012). Formulación y Modo de Empleo para la Explotación de Pozos Petróleo Pesado y Extrapesado. Patente de INTEVEP, SA.

- ❖ **LAKE, L.** (1989) Enhanced Oil Recovery. Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ. 408.
- ❖ **LÉVY, E.** (1993) Diccionario de Física
- ❖ **SCHLUMBERGER** (2006) Manejo de la Producción de Agua: De Residuo a Recurso.
- ❖ **SINTRAINTEVEP** (2011). INTESURF™. Prensa Pdvsa Petrocedño
- ❖ **SUÁREZ, D** (2012). " Evaluación del Agua de Producción de los Campos Cabrutica y Petrocedño como Fluido Base de Inyección de Surfactantes en Procesos de Estimulación Mejorada de Petróleo". Trabajo especial de grado. Universidad de los Andes.
- ❖ **WINSOR P.A.** (1954), "Solvent Properties of Amphiphilic Compounds", Butterworths.

APÉNDICES



**APÉNDICE A: Histórico de producción de los pozos del Campo Cabrutica,
histórico de producción de los pozos PQ17-07, PQ17-14 y RS19-09**



Tabla A.1 Histórico de pozos del Campo Cabrutica

SAXON-05			CABRUTICA										
POZO	PROD	GANANCIAL	MACOLLA	MET	FECHA INCLUS. EN SEC	FECHA EST. INICIO DEL TRABAJO	EMPRESA INVOLC.	FECHA EST. FIN DEL TRABAJO	TIEMPO EST	PROGRAMA ENVIADO	CECO	OBSERVACIONES (TIPO DE FALLA)	
PQ1714	680	136	PQ17	BCP	05-may-12	19-may-12		26-may-12	7	SI	200080015091	REEMPLAZO DE EQUIPO BCP	
FG2502	247	37	FG25	BCP	23-may-12	14-oct-12		19-oct-12	5	NO	200080015091	PRODUCCION DE AGUA	
DE2609	375	75	DE26	BCP	16-may-12	19-oct-12		24-oct-12	5	NO	200080015091	REEMPLAZO DE EQUIPO BCP	
DE2004	330	66	DE20	BCP	16-may-12	24-oct-12		29-oct-12	5	NO	200080015091	REEMPLAZO DE EQUIPO BCP	
KL3208	220	44	KL32	BCP	16-may-12	29-oct-12		03-nov-12	5	NO	200080015091	REEMPLAZO DE EQUIPO BCP	
DF1409	223	45	DF14	BCP	23-may-12	13-nov-12		18-nov-12	5	NO	200080015091	PRODUCCION DE AGUA	
FG2505	201	40	FG25	BCP	23-may-12	18-nov-12		23-nov-12	5	NO	200080015091	PRODUCCION DE AGUA	
JK1701	461	92	JK17	BCP	23-may-12	23-nov-12		28-nov-12	5	NO	200080015091	DAÑO	
JK2002	349	70	JK20	BCP	23-may-12	28-nov-12		03-dic-12	5	NO	200080015091	REEMPLAZO DE EQUIPO BCP	
CD1804	319	64	CD18	BCP	23-may-12	03-dic-12		08-dic-12	5	NO	200080015091	DAÑO	
DE2012	438	88	DE20	BCP	23-may-12	23-dic-12		28-dic-12	5	NO	200080015091	CAMBIO DE BOMBA	
DF1408	407	81	DF14	BCP	23-may-12	28-dic-12		02-ene-13	5	NO	200080015091	DAÑO	
HI2207	340	68	HI22	BCP	23-may-12	02-ene-13		07-ene-13	5	NO	200080015091	DAÑO	
HI2209	206	41	HI22	BCP	23-may-12	07-ene-13		12-ene-13	5	NO	200080015091	CAMBIO DE BOMBA	
HI25010	240	48	HI25	BCP	23-may-12	12-ene-13		17-ene-13	5	NO	200080015091	PRODUCCION DE AGUA	
KL3201	330	66	KL32	BCP	23-may-12	27-ene-13		01-feb-13	5	NO	200080015091	CAMBIO DE BOMBA	
KL3204	213	43	KL32	BCP	23-may-12	01-feb-13		06-feb-13	5	NO	200080015091	CAMBIO DE BOMBA	
KL3207	265	53	KL32	BCP	23-may-12	06-feb-13		11-feb-13	5	NO	200080015091	CAMBIO DE BOMBA	
NO1804	418	84	NO18	BCP	23-may-12	11-feb-13		16-feb-13	5	NO	200080015091	CAMBIO DE BOMBA	
GH2708	267	40	GH27	BCP	23-may-12	03-nov-12		08-nov-12	5	NO	200080015091	CAMBIO DE BOMBA	
KL3211	333	51	KL32	BCP	23-may-12	24-sep-12		29-sep-12	5	NO	200080015091	PRODUCCION DE AGUA	
HI1906	247	49	HI19	BCP	23-may-12	29-sep-12		04-oct-12	5	NO	200080015091	PRODUCCION DE AGUA	
HI22005	337	67	HI22	BCP	23-may-12	04-oct-12		09-oct-12	5	NO	200080015091	DAÑO	
RS1909	200	30	RS19	BCP	26-abr-12	30-abr-12		05-may-12	6	SI	200080015091	CAMBIO DE BOMBA	
PQ1707	690	104	PQ17	BCP	21-abr-12	25-abr-12		30-abr-12	9	SI	200080015091	REEMPLAZO DE EQUIPO BCP	
KL3321	510	154	KL33	BCP	05-may-12	19-may-12		26-may-12	7	SI	200080015091	REEMPLAZO DE EQUIPO BCP	
PQ17-18	200	30	SDZ	BCP	04-may-12	11-jun-12		16-jun-12	5	NO	200080015091	PRODUCCION DE AGUA	
KL3214	215	33	KL32	BCP	23-may-12	29-sep-12		04-oct-12	5	NO	200080015091	DAÑO	
DE2005	300	48	DE20	BCP	16-may-12	24-jun-12		26-jun-12	5	NO	200080015091	REEMPLAZO DE EQUIPO BCP	
KL3209	222	34	KL32	BCP	16-may-12	26-jun-12		01-jul-12	5	NO	200080015091	PRODUCCION DE AGUA	
DF1410	225	35	DF14	BCP	23-may-12	11-jul-12		16-jul-12	5	NO	200080015091	PRODUCCION DE AGUA	
FG2507	202	30	FG25	BCP	23-may-12	16-jul-12		21-jul-12	5	NO	200080015091	DAÑO	
JK1704	465	64	JK17	BCP	23-may-12	21-jul-12		26-jul-12	5	NO	200080015091	REEMPLAZO DE EQUIPO BCP	
JK2004	351	55	JK20	BCP	23-may-12	26-jul-12		31-jul-12	5	NO	200080015091	REEMPLAZO DE EQUIPO BCP	
CD1805	327	44	CD18	BCP	23-may-12	31-jul-12		05-ago-12	5	NO	200080015091	REEMPLAZO DE EQUIPO BCP	
DE2011	428	71	DE20	BCP	23-may-12	20-ago-12		25-ago-12	5	NO	200080015091	PRODUCCION DE AGUA	
DF1411	405	58	DF14	BCP	23-may-12	25-ago-12		30-ago-12	5	NO	200080015091	REEMPLAZO DE EQUIPO BCP	
HI2208	341	49	HI22	BCP	23-may-12	30-ago-12		04-sep-12	5	NO	200080015091	CAMBIO DE BOMBA	
HI2225	207	24	HI22	BCP	23-may-12	04-sep-12		09-sep-12	5	NO	200080015091	REEMPLAZO DE EQUIPO BCP	

Tabla A.2 Históricos de producción del pozo PQ17-07 del Campo Cabrutica

PQ17-07	
Tiempo Meses	Producción Barriles al mes
ene-11	11609
feb-11	10074
mar-11	16745
abr-11	18619
may-11	19462
jun-11	16716
jul-11	12444
ago-11	10426
sep-11	9710
oct-11	9772
nov-11	6454
dic-11	6316
ene-12	6332
feb-12	5987
mar-12	5822
abr-12	5746
abr-12	5746
may-12	1634
jun-12	6512
jul-12	8361
ago-12	8814
sep-12	9388
oct-12	10262
nov-12	10275

Tabla A.3 Históricos de producción del pozo RS19-09 del Campo Cabrutica

RS19-09	
Tiempo Meses	Producción Barriles al mes
jun-11	9620
jul-11	9250
ago-11	8849
sep-11	8209
oct-11	8160
nov-11	7934
dic-11	7843
ene-12	7908
feb-12	8313
mar-12	7206
abr-12	6938
abr-12	1920
may-12	3784
jun-12	3844
jul-12	4742
ago-12	5266
sep-12	6350
oct-12	6872
nov-12	7280
dic-12	7835

Tabla A.3 Históricos de producción del pozo PQ17-14 del Campo Cabrutica

PQ17-14	
Tiempo Meses	Producción Barriles al mes
dic-11	11535
ene-12	18360
feb-12	19200
mar-12	19850
abr-12	20576
may-12	19390
may-12	13080
jun-12	17595
jul-12	17880
ago-12	18949
sep-12	19849
oct-12	20096
nov-12	20240
dic-12	20280

APÉNDICE B: Registro de los pozos estudiados y esquema mecánico de los pozos con la completación usada



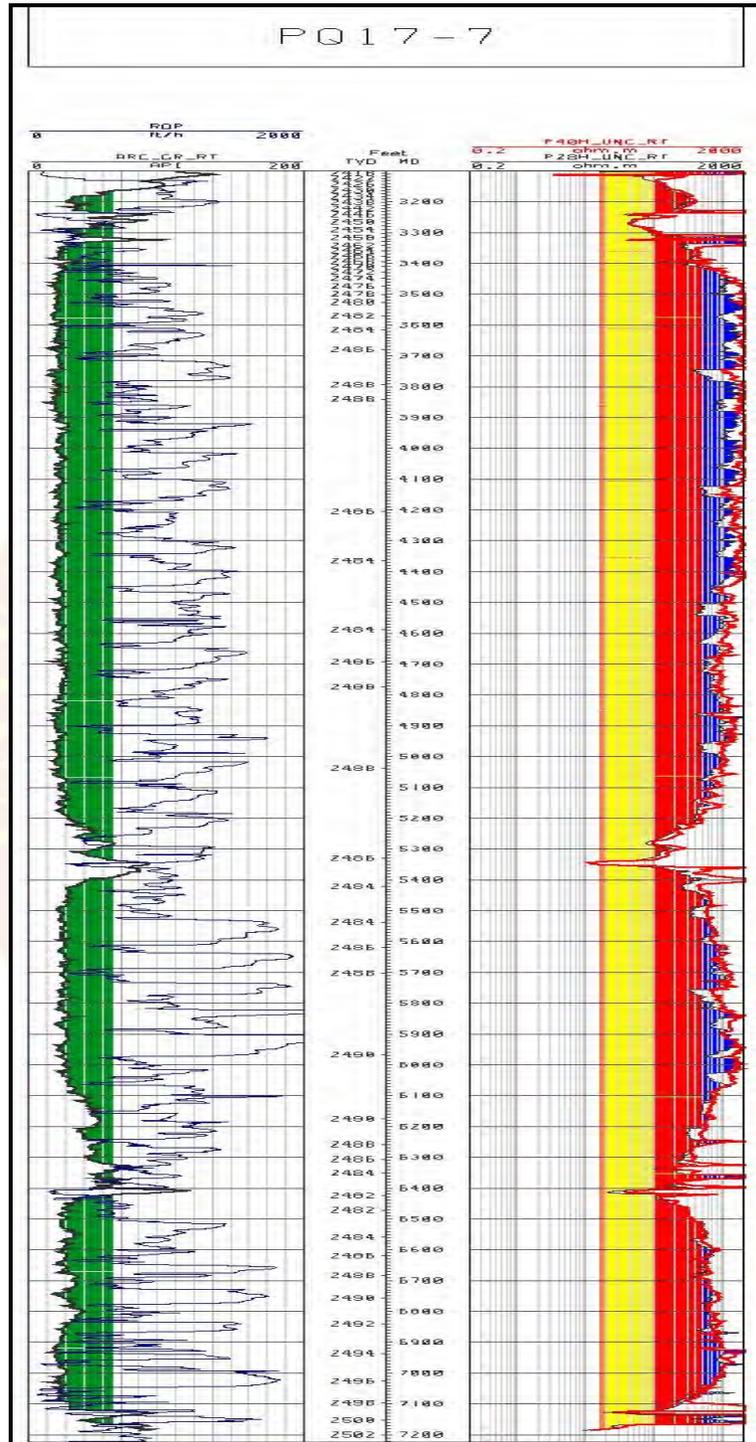


Figura B.1 Registro del pozo PQ17-07



Figura B.2 Diagrama mecánico de completación actual del pozo PQ1707

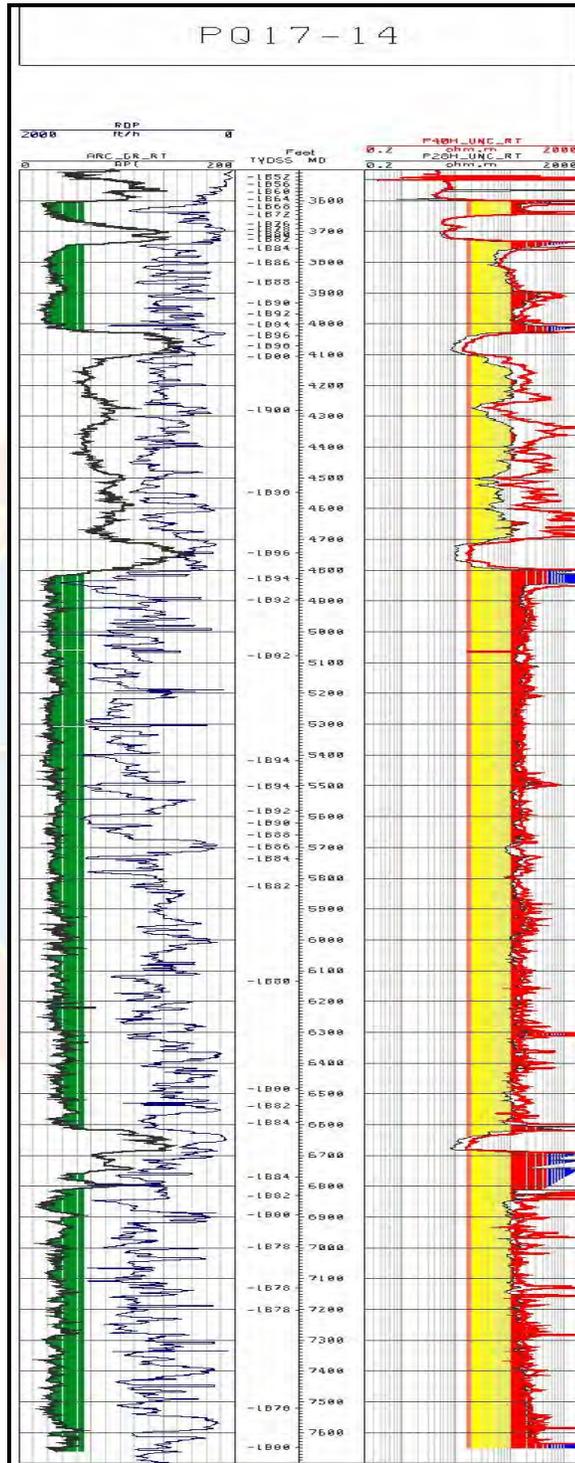


Figura B.3 Registro del pozo PQ17-14



Figura B.4 Diagrama mecánico de completación actual del pozo PQ17-14

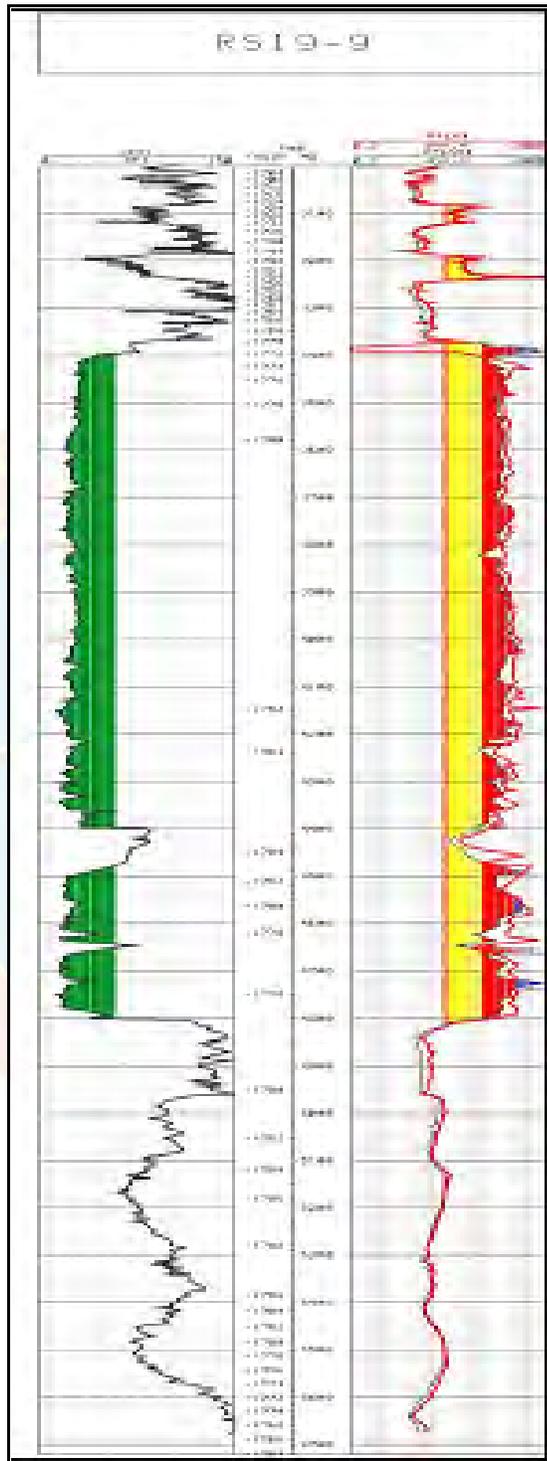


Figura B.5 Registro del pozo RS19-09



Figura B.6 Diagrama mecánico de completación actual del pozo RS19-09

HOJAS METADATOS

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

Título	EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA INTESURF™ PARA EL MEJORAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS DEL CAMPO CABRUTICA, BLOQUE JUNÍN FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO
Subtítulo	

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

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
DÍAZ RIVERO JORELYS DE LOS ÁNGELES	CVLAC	C.I. 19.446.687
	e-mail	Jorelys.diaz@Gmail.com
	CVLAC	
	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 esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores.

Palabras o frases claves:

Surfactante
Nueva tecnología
Producción
Crudos pesados y extrapesados

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 subárea. El representante de la subcomisión solicitará esta información a los miembros del jurado.

Resumen (Abstract):

En el trabajo desarrollado se ejecutó un estudio de la tecnología INTESURF™ con el propósito de evaluar su impacto en el mejoramiento de la productividad de los pozos en el Campo Cabrutica. Se recolectó información de pozos pertenecientes al campo en estudio, los cuales fueron analizados y se determinaron las posibles causas de la baja producción; después de las consideraciones anteriores y con la finalidad de estudiar la tecnología se describió la aplicación de la misma en base a los criterios operacionales del área, en ese mismo sentido se realizaron análisis de diferentes pozos donde se aplicó INTESURF™ los cuales dieron resultados favorables y reflejaron un aumento de producción de 600 hasta 3000 barriles mensuales, de 78% PQ17-07, 55% PQ17-14 y 308% RS19-09 de acuerdo con la producción que tenían los pozos evaluados antes de la estimulación con la tecnología venezolana INTESURF™ desarrollada por PDVSA Intevep con los resultados de la evaluación se concluye que fue positiva la mejora en la producción de los pozos de crudos pesados y extrapesados con la aplicación de esta tecnología.

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

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
DASILVA ALICIA	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I.: 8.348.931
	e-mail	alicia-dasilva@cantv.com
	e-mail	
DÍAZ JAIME	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I.: 16.312.449
	e-mail	diazj.udo@hotmail.com
	e-mail	
CASTILLO CAMPOS LUIS	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I.: 13.773.520
	e-mail	Lcastillocampos@hotmail.com
	e-mail	
CAÑIZARES YULEISY	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I.: 17.898.203
	e-mail	Cañizares.udo@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 esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero 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	12	04

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 ingles 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
DÍAZ JORELYS

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 y 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.

Cordialmente,

JUAN A. BOLANOS CUNDELA
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."



JORELYS DE LOS ANGELES DIAZ RIVERO

Autor



ING. ALICIA DA SILVA

Asesor Académico



ING. JAIME DIAZ

Co-Asesor Académico