



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE TECNOLOGÍA DE PETRÓLEOS

TEMA:
**“DISEÑO DE UN FLUIDO DE COMPLETACIÓN PARA LA ARENA U INFERIOR
DE LOS POZOS H-1 Y H-3H PERTENECIENTES AL CAMPO HORMIGUERO,
MEDIANTE PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD REALIZADAS EN
LABORATORIO”**

**TESIS DE GRADO PREVIA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
TECNÓLOGO DE PETRÓLEOS.**

Elaborado por: Diana Catalina Clavijo Moreno

Director de Tesis: Ing. Jorge Dueñas M.

Quito – Ecuador

Del contenido del presente trabajo se responsabiliza la autora

DIANA CATALINA CLAVIJO MORENO

CERTIFICACIÓN

**Certifico que la presente tesis de grado fue elaborada en su totalidad por la señorita,
DIANA CATALINA CLAVIJO MORENO.**

**Ing. Jorge Dueñas
DIRECTOR DE TESIS**

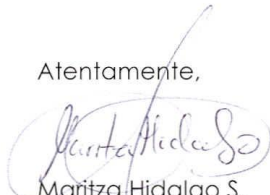
CERTIFICADO

Por el presente, certifico, que la Sra. **Clavijo Moreno Diana Catalina**, con C.C. # 171435191-1, realizó sus pasantías en el Laboratorio de Fluidos de Perforación de M-I OVERSEAS LIMITED, desarrollando su Tesis de Grado; desde el 13 de agosto hasta el 31 de diciembre de 2009.

La **Sra. Diana Clavijo**, puede hacer uso del presente documento, para los fines legales pertinentes, sin perjuicio de responsabilidad para la empresa.

Quito, 10 de mayo de 2010

Atentamente,



Maritza Hidalgo S.
COORDINADORA DE RECURSOS HUMANOS
M-I SWACO

M-I OVERSEAS LTD
RECURSOS HUMANOS

AGRADECIMIENTO

A Dios por ser el apoyo espiritual en mis momentos de duda y otorgarme la vida y sabiduría para alcanzar mis metas propuestas.

A mi familia por ser mi apoyo y aliento para seguir adelante y ser el ejemplo de esfuerzo y entereza que me empuja a hacer realidad mis sueños.

Al Ing. Jorge Dueñas mi director de tesis por su infinita paciencia para conmigo, por su apoyo, por creer en mí y contribuir al inicio de mi vida profesional.

A la UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL, profesores y autoridades de mi Facultad, por abrirme las puertas y haberme permitido ser parte de esta prestigiosa institución enriqueciendo así no solo mi conocimiento intelectual sino también otorgándome valores y principios necesarios para afrontar nuevos retos en mi vida.

A mis buenos amigos quienes me apoyaron durante estos tres años y a quienes guardaré por siempre un profundo respeto y cariño por darme muestras de lealtad, solidaridad pero sobre todo por demostrarme que la amistad es un tesoro invaluable.

Diana

DEDICATORIA

Dedico esta tesis:

A mi amado hijo Martin porque con este pequeño gran paso, he querido demostrarle que con esfuerzo y sacrificio es posible lograr todo lo que nos proponemos, no importa el tiempo ni si las circunstancias no juegan a nuestro favor, el limite lo ponemos nosotros y la meta a alcanzar es el mundo. A mi madre por creer en mí y gracias a sus grandes esfuerzos he logrado mi propósito. A mi familia por su apoyo y cariño incondicional y a mis segundos padres quienes han sido mi respaldo durante once años de mi vida y que con su ayuda y sincero amor a mí y a mi hijo han contribuido también en este logro.

Diana

ÍNDICE GENERAL

DECLARACIÓN PERSONAL.....	III
CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR.....	IV
CARTA DE LA EMPRESA.....	V
AGRADECIMIENTO.....	VI
DEDICATORIA.....	VII
ÍNDICE GENERAL.....	VIII
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	IX
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIII
ÍNDICE DE FÓRMULAS.....	XV
ÍNDICE DE TABLAS.....	XV
ÍNDICE DE FOTOS.....	XVI
ÍNDICE DE ANEXOS.....	XVIII
RESUMEN.....	XIX
SUMMARY.....	XXI

ÍNDICE DE CONTENIDO

CAPÍTULO I	1
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. PROBLEMA	2
1.1.1. Planteamiento del Problema	2
1.1.2. Formulación del Problema	3
1.2. OBJETIVOS	4
1.2.1. Objetivo General	4
1.2.2. Objetivos Específicos	4
1.3. JUSTIFICACIÓN	5
1.4. HIPÓTESIS	5
1.4.1. Hipótesis General	5
1.4.2. Hipótesis Específicas	6
1.5. VARIABLES	6
1.5.1. Variables Independientes	6
1.5.2. Variables dependientes	6
1.5.3. Variables Intervinientes	7
1.6. METODOLOGÍA	7
1.6.1. Métodos	7
1.6.2. Técnicas	7
CAPÍTULO II	8
2. FLUIDOS DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS	8

2.1.	Características de los fluidos de completación y reacondicionamiento	8
2.1.1.	Selección de un fluido de completación y reacondicionamiento.....	9
2.1.1.1.	Fluidos encapsuladores e inhibidores en formaciones reactivas.....	9
2.1.1.2.	Bloqueo por Emulsión (Uso de lodos base aceite).....	10
2.1.1.3.	Fluidos limpios (sin sólidos).....	12
2.1.2.	Tipos de fluidos de completación y su uso en el control de la presión.....	12
2.1.3.	Funciones de los Fluidos de Completación.....	14
2.2.	Propiedades petrofísicas.....	15
2.2.1.	Porosidad.....	15
2.2.1.1.	Tipos de porosidad.....	16
2.2.1.2.	Factores que afectan a la porosidad.....	17
2.2.2.	Permeabilidad.....	17
2.2.2.1.	Tipos de permeabilidad.....	18
2.2.3.	Factores que influyen en la Porosidad y Permeabilidad.....	22
2.2.4.	Mojabilidad.....	23
2.3.	Daños a la formación.....	26
2.3.1.	Incompatibilidad fluido-fluido.....	28
2.3.2.	Incrustación de Sedimentos.....	29
2.3.3.	Formación de emulsiones.....	31
2.3.4.	Cambios en la mojabilidad.....	31
2.3.5.	Invasión de sólidos a la formación.....	32
2.3.6.	Arcillas reactivas.....	35
2.3.7.	Intercambio Catiónico.....	38

CAPÍTULO III	39
3. CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO “U INFERIOR”	39
3.1. Ubicación Geográfica del Área	39
3.2. Columna Estratigráfica	40
3.2.1. Descripción estratigráfica de la Cuenca Oriente	42
3.2.2. Sedimentología de la Cuenca Oriente del Ecuador	45
3.2.3. Formación productora	50
3.3. Características del Yacimiento “U Inferior”	50
3.3.1. Tipo de yacimiento	50
3.3.2. Descripción de la Arenisca “U Inferior”	50
3.3.3. Presión de yacimiento	53
3.3.4. Parámetros petrofísicos del yacimiento “U Inferior”	56
3.3.4.1. Porosidad (\emptyset)	57
3.3.4.2. Permeabilidad	57
3.3.4.3. Temperatura	57
3.3.4.4. Saturación de agua (S_w)	56
3.3.4.5. Pruebas PVT de Fluidos de la Arenisca “U Inferior”	58
3.4. Características de los fluidos del reservorio “U Inferior”	60
3.4.1. Salinidad de los fluidos de Formación	60
3.4.2. Turbidez del agua de formación	60
3.4.3. Características de los crudos producidos en los pozos H-1 y H-3H	61
3.5. Historiales de producción de los pozos productores H-1 y H-3H	63

3.5.1. Pozo H-1.....	63
3.5.2. Evolución de los trabajos de reacondicionamiento en el pozo H-1.....	66
3.5.3. Pozo H-3H.....	67
3.5.4. Evolución de los trabajos de reacondicionamiento en el pozo H-3H.....	69
3.6. Procedimientos de limpieza adicionales.....	70
3.6.1. Limpieza Química.....	71
3.6.2. Limpieza Mecánica.....	72
CAPÍTULO IV.....	80
4. DISEÑO DEL FLUIDO DE COMPLETACIÓN.....	80
4.1. Pruebas de compatibilidad.....	80
4.2. Componentes de un fluido de completación y reacondicionamiento limpio.....	80
4.2.1. Descripción de los componentes del fluido de completación utilizados en laboratorio.....	82
4.2.1.1. Preventor de emulsiones “A”.....	82
4.2.1.2. Preventor de emulsiones “B”.....	84
4.2.1.3. EGMEB (Solvente Mutua).....	85
4.2.1.4. Antiespumante.....	86
4.2.1.5. Inhibidor de Corrosión.....	88
4.2.1.6. Densificante.....	90
4.2.2. Efectos de los preventores de emulsiones en los crudos H1 y H-3H.....	91
4.3. Pruebas de compatibilidad en laboratorio.....	92
4.3.1. Aguas tratadas con químicos.....	92

4.3.2. Equipos e instrumentos utilizados en el laboratorio	94
4.4. Descripción del proceso.....	99
4.4.1. Resultado de las pruebas de laboratorio.....	99
4.4.1.1. Pruebas realizadas con crudo H-1.....	101
4.4.1.2. Pruebas realizadas con crudo H-3H.....	109
4.4.2. Fluidos de completación seleccionados.....	117
4.4.3. Pruebas químicas realizadas a los fluidos de completación seleccionados.....	118
4.5. Resultados.....	125
CAPÍTULO V.....	126
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	126
5.1. Conclusiones.....	126
5.2. Recomendaciones.....	128
Glosario.....	129
Bibliografía.....	131
Anexos.....	133

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA No 2.1. Tipos De Porosidad.....	16
FIGURA No 2.2. Curvas de permeabilidad relativa agua – petróleo (dos fases).....	22
FIGURA No 2.3. Mojabilidad agua – petróleo a la roca.....	24
FIGURA No 2.4. Mojabilidad por petróleo.....	25

FIGURA No 2.5. Mojabilidad por agua.....	26
FIGURA No 2.6. Empaquetamiento hexagonal de granos de arena de formación.....	32
FIGURA No 3.1. Ubicación geográfica del Bloque 17.....	40
FIGURA No 3.2. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca oriente del Ecuador.....	41
FIGURA No 3.3. Formaciones, miembros y ciclos sedimentarios del Cretácico de la cuenca oriente.....	44
FIGURA No 3.4. Mapa conceptual del tope de la porosidad e información de la arenisca “U Inferior”.....	52
FIGURA No 3.5. Tasa de depletación de presión del yacimiento UINF - Pr vs. t.....	55
FIGURA No 3.6. Tasa de depletación de presión del yacimiento UINF – Pr vs. Lp.....	56
FIGURA No 3.7. Historial de producción pozo Hormiguero-01.....	64
FIGURA No 3.8. Historial de producción pozo Hormiguero-03H.....	68
FIGURA No 3.9. Herramienta especializada SPEEDWELL PUP.....	73
FIGURA No 3.10. Centralizador.....	75
FIGURA No 3.11. Cepillos.....	75
FIGURA No 3.12. Magneto.....	76
FIGURA No 3.13. Canasta.....	76
FIGURA No 3.14. Raspadores.....	77
FIGURA No 3.15. Herramienta especializada WELL PATROLLER.....	78
FIGURA No 4.1. Balanza electrónica.....	94
FIGURA No 4.2. Balanza atmosférica.....	95
FIGURA No 4.3. Baño- maría.....	95

FIGURA No 4.4. Probeta.....	96
FIGURA No 4.5. Vaso de precipitación.....	96
FIGURA No 4.6. Varillas de vidrio.....	97
FIGURA No 4.7. Pipeta.....	97
FIGURA No 4.8. Crisol.....	98
FIGURA No 4.9. Medidor de pH.....	98

ÍNDICE DE FÓRMULAS

ECUACIÓN No 2.1. Permeabilidad Absoluta al agua.....	19
ECUACIÓN No 2.2. Permeabilidad Absoluta al petróleo.....	19
ECUACIÓN No 2.3. Permeabilidad Efectiva al agua.....	20
ECUACIÓN No 2.4. Permeabilidad Efectiva al petróleo.....	20
ECUACIÓN No 2.5. Permeabilidad Relativa al agua.....	21
ECUACIÓN No 2.6. Permeabilidad Relativa al petróleo.....	21

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA No 2.1. Características de las rocas según su porcentaje de porosidad.....	16
TABLA No 2.2. Características de las rocas según su permeabilidad.....	18
TABLA No 2.3. Daños a la formación según las operaciones realizadas.....	28
TABLA No 3.1. Pruebas de presión – yacimiento “U Inferior”.....	54
TABLA No 3.2. Información arena “U Inferior”.....	58
TABLA No 3.3. PVT – Hormiguero – 2: “U Inferior”.....	59
TABLA No 3.4. Propiedades de los crudos H-1 y H-3H.....	61

TABLA No 3.5. Composición química de los crudos H-1 y H-3H.....	62
TABLA No 3.6. Historia de reacondicionamiento.....	65
TABLA No 4.1. Componentes de un sistema de fluido limpio.....	81
TABLA No 4.2. Tipos de aguas usadas en laboratorio y sus densidades.....	92
TABLA No 4.3. Tabla de referencia para adición de KCl.....	93
TABLA No 4.4. Resultados agua fresca y crudo H-1.....	101
TABLA No 4.5. Resultados agua NANTU A y crudo H-1.....	103
TABLA No 4.6. Resultados agua H-1 y crudo H-1.....	105
TABLA No 4.7. Resultados agua fresca y crudo H-1.....	107
TABLA No 4.8. Resultados agua fresca y crudo H-3H.....	109
TABLA No 4.9. Resultados agua NANTU A y crudo H-3H.....	111
TABLA No 4.10. Resultados agua H-1 y crudo H-3H.....	113
TABLA No 4.11. Resultados agua H-3 y crudo H-3H.....	115
TABLA No 4.12. Formulación de la salmuera seleccionada para el pozo H-1.....	118
TABLA No 4.13. Formulación de la salmuera seleccionada para el pozo H-3H.....	118
TABLA No 4.14. Resultados de las pruebas químicas de los fluidos seleccionados.....	121

ÍNDICE DE FOTOS

FOTO No 1. Agua fresca de Río Wollinsky no tratada en emulsión con el crudo H-1 y con un 0% de separación.....	102
FOTO No 2. Agua fresca de Río Wollinsky tratada en emulsión con el crudo H-1 y con una separación del 100%.....	102
FOTO No 3. Agua de formación NANTU A no tratada en emulsión con el crudo H-1	

y con un 0% de separación.....	104
FOTO No 4. Agua de formación NANTU A tratada en emulsión con el crudo H-1	
y con una separación del 98%.....	104
FOTO No 5. Agua de Formación H-1 no tratada en emulsión con el crudo H-1	
y con un 0% de separación.....	106
FOTO No 6. Agua de Formación H-1 tratada en emulsión con el crudo H-1	
y con una separación del 100%.....	106
FOTO No 7. Agua de Formación H-3 no tratada en emulsión con el crudo H-1	
y con un 0% de separación.....	108
FOTO No 8. Agua de Formación H-3 tratada en emulsión con el crudo H-1	
y con una separación del 100%	108
FOTO No 9. Agua de Río Wollinsky no tratada en emulsión con el crudo H-3	
y con un 0% de separación.....	110
FOTO No 10. Agua fresca de Río Wollinsky tratada en emulsión con el crudo H-3	
y con una separación del 100%.....	110
FOTO No 11. Agua de formación NANTU A no tratada en emulsión con el crudo H-3	
y con un 0% de separación.....	112
FOTO No 12. Agua de Formación NANTU A tratada en emulsión con el crudo H-3	
y con una separación del 100%	112
FOTO No 13. Agua de Formación H-1 no tratada en emulsión con el crudo H-3	
y con un 0% de separación.....	114
FOTO No 14. Agua de Formación H-1 tratada en emulsión con el crudo H-3	
y con una separación del 99%.....	114

FOTO No 15. Agua de Formación H3 no tratada en emulsión con el crudo H-3 y con un 0% de separación.....	116
FOTO No 16. Agua de Formación H-3 tratada en emulsión con el crudo H-3 y con una separación del 100%.....	116
FOTO No 17. Pruebas químicas de Pf realizadas en laboratorio.....	120
FOTO No 18. Pruebas químicas de Mf realizadas en laboratorio.....	121
FOTO No 19. Pruebas químicas de Cl realizadas en laboratorio.....	122
FOTO No 20. Pruebas químicas de dureza total realizadas en laboratorio.....	123
FOTO No 21. pH registrado de la salmuera seleccionada para el crudo H-1.....	124
FOTO No 22. pH registrado de la salmuera seleccionada para el crudo H-3H.....	124

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO No 1. Diagrama del pozo productor H-1.....	133
ANEXO No 2. Diagrama del pozo productor H-3H	134
ANEXO No 3. Tabla de contenido de arcilla en el pozo H-1.....	135
ANEXO No 4. Tabla de contenido de arcilla en el pozo H-3H.....	136

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo principal seleccionar y proponer el diseño de un fluido de completación o reacondicionamiento para los pozos H-1 y H-3H del Campo Hormiguero pertenecientes a ANDES PETROLEUM, mediante la realización y posterior análisis de pruebas de compatibilidad de fluidos.

En el primer capítulo se detallan los objetivos del trabajo, justificación para desarrollar el tema; variables involucradas, metodología y técnicas utilizadas en esta tesis.

El segundo capítulo presenta el fundamento teórico de los fluidos de completación y reacondicionamiento de pozos de petróleo, en donde constan su definición, características, tipos y funciones. Por otra parte, las propiedades petrofísicas y daños a la formación que podrían ocasionarse por el uso inadecuado de tales fluidos.

El tercer capítulo ilustra las características y las propiedades de la arena U Inferior del Campo Hormiguero, así como la evolución productiva de los pozos H-1 y H-3H. Adicionalmente, herramientas especiales utilizadas por MI-Swaco para la limpieza de pozos.

El cuarto capítulo detalla las pruebas de laboratorio realizadas sobre los fluidos de completación y fluidos del yacimiento “U Inferior” y los resultados obtenidos que permitieron el análisis para seleccionar los fluidos de completación y reacondicionamiento.

Finalmente el quinto capítulo corresponde a la parte más importante de la tesis que son las conclusiones obtenidas en base al trabajo desarrollado, así como las recomendaciones sugeridas muchas de ellas en función de las conclusiones alcanzadas.

SUMMARY

This work has as a primarily aim to select and propose the design of a completion and workover fluid for wells H-1 and H-3H from Hormiguero field belonging to Andes Petroleum Company, through the implementation and subsequent analysis of fluid compatibility tests.

In the first chapter details the work objectives, justification to develop the topic, variables involved, methodology and techniques used in this thesis.

The second chapter presents the theoretical fundament about completion and workover fluids of oil wells; which contains their definition, characteristics, types and functions. Also presents the petro physical properties and the formation damages that may exist by the inappropriate use of such fluids.

The third chapter illustrates the characteristics and properties of the Lower U sand from Hormiguero field and the productive development of wells H-1 and H-3H. Additionally special tools used by MI-Swaco for cleaning wells.

The fourth chapter details the laboratory tests performed on completion fluids and “Lower U” reservoir fluids and the results that enabled the analysis to select the completion and workover fluids.

Finally, the fifth chapter corresponds to the most important part of the thesis where the conclusions are based on the work developed, and many of the recommendations were suggested in function of the conclusions reached.

CAPÍTULO I

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

Desde hace varias décadas, la explotación del petróleo es uno de los recursos naturales más representativos de la economía ecuatoriana; por tratarse de un recurso no renovable y que día a día se está agotando, es imprescindible aprovechar al máximo su producción en el menor tiempo posible y con los costos más bajos. Producciones adicionales de pozos petroleros se pueden lograr mediante métodos de punzonamientos o re-punzonamientos, remoción del daño a la formación, optimización de la completación y la selección más adecuada del sistema de levantamiento artificial. Con este propósito, se emplean técnicas de Workover o reacondicionamiento que ayudan a resolver posibles problemas que interrumpen la producción normal de un pozo. Después de un trabajo de la Completación inicial o un Reacondicionamiento del pozo, la formación puede sufrir daños, lo que ocasiona una disminución en la producción provocada por varios factores tales como formación de emulsiones, cambios en la mojabilidad de la roca, migración de finos, hinchamiento de las arcillas, etc.; con el propósito de minimizar estos daños es recomendable la selección de un fluido de completación por medio de pruebas de compatibilidad realizadas en laboratorio, que permitan hacer un análisis de la relación fluido–fluido (fluido de la formación y fluido de completación) determinando un fluido de completación compatible con las características de los fluidos de la formación, el cual en conjunto con la acción de una limpieza mecánica y una limpieza química del pozo, logren excelentes resultados que permitan mantener e incluso mejorar la producción de crudo.

Los diferentes problemas que ocasionan caídas de producción de un pozo han permitido la posibilidad de plantear el presente trabajo de investigación con el propósito de diseñar un fluido de completación que minimice los posibles daños que puede haber sufrido la formación “U Inferior” en los pozos H-1 y H-3H pertenecientes al Campo Hormiguero y con información de las especificaciones de materiales usados para preparar los fluidos, e información de las características de los fluidos del yacimiento permitan lograr con éxito el propósito de selección de un fluido de completación que sea compatible a los fluidos de la formación y aplicable a estos y demás pozos del Campo Hormiguero.

1.1 PROBLEMA

Los fluidos de completación diseñados para los pozos H-1 y H-3H pertenecientes al campo Hormiguero, podrán ser mejorados con la utilización de compuestos químicos creados en forma técnica para obtener buenos resultados en el desarrollo de la completación y reacondicionamiento de pozos. El fluido de completación o reacondicionamiento es importante ya que permite un puenteo en la cara de la formación. Los daños a la formación pueden presentarse en diferentes etapas tales como: la fase de perforación, cementación, cañoneo y trabajos de reacondicionamientos de pozos, esto conlleva al taponamiento por finos y depositación de escamas.

1.1.1 Planteamiento del Problema

Para la mayoría de los técnicos responsables de la producción de campos petroleros y por lo tanto se incluye el Campo Hormiguero existe la gran preocupación del daño que puede

ocurrir a los pozos o yacimientos productores de hidrocarburos después de los trabajos de Completación o Reacondicionamiento de los pozos. Es un hecho real que después de evaluar el posible potencial de un pozo nuevo o después de un trabajo de reacondicionamiento el pozo no produzca lo esperado o lo que producía antes de realizar el trabajo de reacondicionamiento. Se ha realizado bastante investigación y se ha desarrollado mucho esfuerzo para tratar de superar estos problemas. Sin embargo, no se ha logrado solucionar de manera definitiva. Este trabajo plantea una serie de pruebas de laboratorio usando fluidos del yacimiento y fluidos de completación para establecer las mejores formulaciones para ayudar a reducir o eliminar tales problemas. El fluido de completación o control propuesto debe cumplir lo siguientes requerimientos:

- Tener peso suficiente para controlar el pozo
- No fracturar la formación
- No hidratar las arcillas reactivas
- No formar emulsiones dañinas
- No provocar la formación de finos

1.1.2 Formulación del Problema

Dentro del trabajo de laboratorio a desarrollarse los aspectos más importantes a ser considerados y tomados en cuenta son los siguientes:

- De manera general el fluido de control propuesto no ocasionará daño al yacimiento y específicamente a la Arenisca “U” de los pozos Hormiguero H-1 y H-3H motivo de estudio.

- El fluido de control propuesto tendrá el peso apropiado para evitar pérdidas y a su vez mantener controlado el pozo.
- El fluido de control no reaccionará con las arcillas presentes.
- El fluido de control no formará emulsiones que bloqueen el flujo de hidrocarburos.
- El fluido de control no deberá provocar la formación de finos que bloqueen el flujo de hidrocarburos.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo General

Diseñar un fluido de completación que cumpla sus funciones apropiadamente en la formación “U Inferior” de los pozos H-1 y H-3H pertenecientes al Campo Hormiguero.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Determinar mediante un análisis litológico si existe o no la presencia de arcillas que se hinchen al contacto con el fluido de formación con el propósito de ver si es necesario el uso de un inhibidor de arcillas en el diseño del fluido.
- Seleccionar un fluido de completación apropiado que sea compatible con el crudo producido en la arena “U Inferior” del campo Hormiguero.
- Formular un fluido de completación que controle el pozo y la vez evite excesivas pérdidas a la formación.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Este trabajo tiene la finalidad de proponer el diseño de un fluido de completación en base a pruebas de compatibilidad realizadas en laboratorio sobre los fluidos de la arenisca “U Inferior” de los pozos H-1 y H-3H pertenecientes al Campo Hormiguero con la finalidad de evitar daños de formación que reducen la producción de los pozos.

En base a las características del yacimiento, el fluido de completación propuesto debe considerar el peso requerido, invasión al yacimiento, minerales o arcillas activas que podrían estar presentes en la formación. Para efectos de un diseño adecuado del fluido de completación, se requiere un previo conocimiento del historial del reservorio y los tratamientos químicos utilizados en la estimulación química de los pozos productores. La interacción química entre los surfactantes, no emulsionantes y solventes mutuales así como los ácidos empleados, deben ser controlados para determinar las concentraciones y compatibilidades con los fluidos de la formación.

1.4 HIPÓTESIS

1.4.1 Hipótesis General

El análisis de las características litológicas, operaciones de completación inicial y programas de reacondicionamientos realizados en los pozos H-1 y H-3H del Campo Hormiguero, así como también la realización de pruebas de compatibilidad en laboratorio de distintas salmueras y los crudos producidos en los mencionados pozos, permitirán el diseño y la selección de un fluido de completación óptimo, el cual, permitirá minimizar los daños a la arena “U Inferior” y evitar pérdidas de producción.

1.4.2 Hipótesis Específicas

- Un fluido de completación apropiado permite realizar un trabajo de completación inicial o trabajos de reacondicionamiento sin problemas de descontrol del pozo y con pérdidas o invasiones mínimas hacia la formación productiva.
- Entre las formaciones productivas o areniscas se presentan arcillas reactivas a manera de contaminantes que al contacto con agua o ciertos fluidos de completación ocasionan hinchamiento de dichas arcillas lo que ocasiona daño a la permeabilidad.
- La selección y uso de un fluido de completación que sea compatible con las características de los fluidos de la formación evitarán daños a la formación y por lo tanto pérdidas en la producción.

1.5 VARIABLES

1.5.1 Variables Independientes

- Propiedades y características del fluido de completación propuesto
- Método de control de los pozos H-1 y H-3H.

1.5.2 Variables Dependientes

- Control del daño de formación causado por fluidos de completación o reacondicionamiento debido a:
 - ✓ Presencia de arcillas reactivas
 - ✓ Incompatibilidad de los fluidos de formación con el fluido de Completación
- Control del pozo para evitar un amago o reventón.

1.5.3 Variables Intervinientes

- Presencia de otros minerales no considerados en este estudio.
- Calidad de los productos usados para preparar el fluido de completación.

1.6 METODOLOGÍA

1.6.1 Métodos

Para el desarrollo de esta investigación se aplicará el uso de los métodos deductivo y analítico ya que toma como base los conceptos básicos pero fundamentales para lograr cumplir los objetivos planteados, es decir mediante estos métodos se recurre en primer lugar al análisis tanto de las características de la arena “U Inferior” de los pozos H-1 y H-3H así como del historial de la completación inicial y de reacondicionamiento realizados a estos pozos.

1.6.2 Técnicas

- Análisis litológico de la arenisca “U Inferior” de los pozos H-1 y H-3H.
- Análisis de los fluidos de formación de la arenisca “U Inferior” de los pozos.
- Selección de químicos y aditivos más idóneos en base a los análisis litológicos y de fluidos de formación.
- Obtención de datos del yacimiento “U Inferior”

CAPÍTULO II

CAPÍTULO II

2. FLUIDOS DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS

Cuando se realizan operaciones de completación y reacondicionamiento de pozos se usan fluidos tales como salmueras, agua de formación, agua fresca, etc., los cuales, junto con los sólidos con los que son preparados o que acarrean al descender mediante una sobrepresión, ingresan a la formación provocando una interacción entre dicho fluido y los componentes del yacimiento. Estas interacciones pueden dar como resultado una caída de presión adicional al flujo de fluidos de producción hacia el pozo debido al daño ocasionado por la migración de finos y arcillas, hinchamiento de arcillas, emulsiones, cambios de mojabilidad, entre otros. Los sólidos que entran a la formación con el fluido de completación y reacondicionamiento pueden llegar a obstruir el paso del fluido del yacimiento al pozo productor.

2.1 Características de los fluidos de completación y reacondicionamiento

Debido a que los químicos usados en un fluido de completación y reacondicionamiento también podrían ser empleados en trabajos de perforación, cementación, cañoneo y reacondicionamiento de pozos, éstos deben ser diseñado de tal manera que su contacto con la formación minimice al máximo los daños ocasionados a la misma con el propósito de mantener e incluso mejorar su producción; por tanto, es indispensable que las características del fluido sean compatibles con las propiedades de la formación.

2.1.1 Selección de un fluido de completación y reacondicionamiento

Un fluido de completación y reacondicionamiento debe ser seleccionado, considerando las propiedades petrofísicas de la formación, las cuales ayudan a determinar el tipo de formación sobre la cual se va a trabajar y la formulación y propiedades que debe tener el fluido para optimizar su utilidad.

2.1.1.1 Fluidos encapsuladores e inhibidores en formaciones reactivas

El término “Formaciones Reactivas” se refiere a aquellos tipos de rocas las cuales se hinchan o desintegran al contacto con ciertos fluidos, estos reactivos minerales son usualmente arcillas. El daño ocasionado es el taponamiento de la permeabilidad (natural o inducida por estimulación) de la formación. Los tipos de arcillas reactivas son: montmorillonita, illita y clorita.

Otros minerales tales como las hematitas causan daños en la permeabilidad de una forma diferente; estos minerales metálicos reaccionan con el ácido clorhídrico, formando un fluido denso y pegajoso el cual puede taponar la permeabilidad de la roca.

Los fluidos de Completación encapsuladores son: emulsiones de gotas de agua encapsuladas en petróleo. El cual evita que el agua tenga un contacto con la roca. Este fluido puede ser usado como un lodo para el manejo de materiales densificantes cuando un fluido pesado es requerido para control de pozo.

Fluidos de completación inhibidores han sido tratados con un químico el cual evitará una reacción tal como hinchamiento. El catión potasio (K^+) o el catión calcio (Ca^{++}) es usado para inhibir esta acción. Las arcillas reactivas tienen forma de platos, mientras no estén compuestos de cadenas (tales como atapulgita) o contengan un fuerte catión adherente (tal

como la caolinita la cual tiene un adherente al hidrógeno). Cuando los platos de arcilla son sumergidos en agua fresca, absorben agua y empiezan a separarse debido a la débil adherencia del catión sodio (Na^+). Las partículas de arcillas que tienen un diámetro menor a 2 micrones se hinchan 10 veces su tamaño; el agua que es absorbida por los platos se vuelve inmóvil en comparación al agua libre circundante por lo que espesa incrementando la viscosidad. La introducción de calcio o potasio adicional de iones positivos inhiben esta acción en fluidos fracturantes donde el hinchamiento de arcillas es un problema, es común disolver al menos un 2% de KCl (Cloruro de Potasio) en el agua. Algunas investigaciones dicen que un 20% de solución de KCl (alrededor de 1,7 lb/gal) es necesario para mantener las arcillas reactivas sin hidratarse. En ácidos, las compañías químicas utilizan un químico retenedor de metales para prevenir que el ácido forme una precipitación la cual bloquee la permeabilidad cuando se conoce que las formaciones tratadas contienen componentes metálicos.

2.1.1.2 Bloqueo por Emulsión (Uso de lodos base aceite)

La permeabilidad puede dañarse por el bloqueo de emulsiones cuando se usan fluidos tratados para completación o reacondicionamiento. Una emulsión es formada cuando un fluido base agua ingresa a alta presión en los poros de la roca; la velocidad del fluido y la ruptura de las cápsulas causa una mezcla del petróleo y el agua el cual es muy difícil de romper. Algunos sólidos (geles, lodos, materiales desinfectantes) en el fluido de completación pueden empeorar el problema. La remoción y limpieza de un bloqueo por emulsión en la formación, se realiza mediante una acidificación.

Cuando peso es necesario para el control de un pozo se selecciona un lodo base aceite. Aunque este lodo es la selección ideal, este puede contener químicos demulsificantes y surfactantes los cuales pueden cambiar la mojabilidad de la roca y causar daños en la formación. También el asfalto fundido el cual es usado en fluidos demulsificantes, como núcleos finos de emulsión, puede causar daños a la formación. Estos tipos de daños a la formación son usualmente muy superficiales (de media pulgada a algunas pulgadas), pero no muy fáciles de remover. Cuando una formación productora contiene solamente gas y agua, puede causar daños más severos en la permeabilidad. Un lodo base aceite reusado en operaciones de perforación pueden contener altas concentraciones de finos que serán altamente dañinos para la permeabilidad.

Nuevos fluidos demulsificantes han sido desarrollados usando carbonato de calcio, en vez de asfalto fundido. Tanto el carbonato de calcio como la estructura de la emulsión pueden ser destruidos por un tratamiento de 15% de HCl.

Fluidos demulsificantes pueden ser preparados usando cualquiera de las salmueras descritas anteriormente. Un mínimo del 25% de petróleo producirá al máximo fluidos pesados, mientras se mantengan las características demulsificantes. A esta emulsión se le puede dar peso adicionando carbonato de calcio o siderato de hierro. Las fórmulas usadas para otras mezclas de fluido de completación pueden también ser usadas para mezclar otros fluidos de completación.

La gravedad específica del carbonato de calcio (CaCO_3) es de 2,71 mientras que la gravedad específica del siderato de hierro (FeCO_3) es de 3,65.

Petróleo ligero, algún crudo o diesel hacen un excelente fluido de completación si el control del pozo no es un problema y si se toma las apropiadas precauciones de seguridad contra

fuego. Incluso si el crudo proviene de la misma formación se deberá revisar o chequear la presencia de sólidos o asfaltenos, los cuales podrían dañar la formación; también el crudo deberá ser desgasificado para reducir los riesgos de incendios.

2.1.1.3 Fluidos limpios (sin sólidos)

Los mejores fluidos son con mayor frecuencia los fluidos limpios; cuando el hinchamiento de arcillas es un problema, estos pueden ser inhibidos. Si un fluido limpio es usado como un flujo rápido de agua para un trabajo ácido, este puede ser tratado como un demulsificante (acompañado del ácido). Si se requiere dar peso, la salmuera (sal ordinaria o NaCl) puede proveer un peso de 9.8 lb/gal; el cloruro de calcio (CaCl_2) puede darle un peso de alrededor de 11.7 lb/gal.

El agua fresca con un 2% de cloruro de potasio (para inhibir el hinchamiento de arcillas) gelificados con guar gum o polímeros es comúnmente un fluido para el tratamiento de fracturas. Los fluidos de completación con agua limpia son frecuentemente usados ya que ocasionan menores daños a la permeabilidad de la formación que otros tipos de fluidos de completación, pero si son usados deberán estar muy limpios. Si eso da oportunidad para ocasionar pérdida de fluido dentro de la formación, el agua deberá ser filtrada a través de un filtro fino (de 2 a 10 micrones dependiendo de la permeabilidad de la roca).

2.1.2 Tipos de fluidos de completación y su uso en el control de la presión

a) **Salmuera.** Agua fresca saturada con sal ordinaria (NaCl), puede alcanzar pesos deseados entre 8.33 y 9.8 lb/gal. Este fluido es bastante económico y compatible con más aditivos.

b) Salmuera con cloruro de calcio. Con este fluido se logra obtener pesos de hasta 11.7 lb/gal, es más caro con relación al anterior y la cristalización (y separación) empieza a temperaturas de 56 °F y más bajas.

c) Salmuera con bromuro de calcio. Se logran pesos de hasta 14.5 lb/gal, pero este producto es muy caro.

d) Salmuera con cloruro de potasio (KCl). Obtiene pesos de 9.7 lb/gal. Este fluido tiene la característica adicional de ser un excelente inhibidor para las arcillas reactivas. Esta salmuera es corrosiva por lo que deben ser tomadas precauciones.

e) Mezcla de bromuro de calcio y bromuro de zinc. Esta combinación es mezclada para 19,2 lb/gal en una salmuera con 11,6 lb de calcio. Es usada como base para fluidos de completación muy pesados y puede ser diluida para bajas densidades con una salmuera con cloruro de calcio. La salmuera diluida, puede ser ajustada en su peso añadiendo escamas de bromuro de calcio o píldoras de cloruro de calcio.

Una mezcla base de 100 bl de salmuera puede ser obtenida utilizando 64,80 bl de agua con cloruro de calcio, 12,649 lb de bromuro de calcio y 34,615 lb de bromuro de zinc. Un amplio rango de densidades puede ser obtenida mezclando esta salmuera con 14,2 lb/gal de bromuro de calcio con viscosificantes (para ayudar en la limpieza del pozo) o aditivos para pérdida de fluido (para reducir las pérdidas de fluido dentro de la formación). Algunos tipos de aditivos pueden ser solubles en ácidos; para las zonas productoras de petróleo son usados algunos tipos de aditivos solubles al petróleo. Para la viscosidad, el uso de arcillas utilizadas en lodos de perforación no son recomendadas por no ser solubles en ácidos y pueden dañar severamente la permeabilidad. Guard gums y polímeros pueden ser usados en salmueras o en aguas frescas pero, se debe tener cuidado en la selección ya que algunas no

trabajan a altas temperaturas mientras otras sí; algunos se acoplan bien a ciertas concentraciones de sales mientras otras no son aún completamente solubles en ácido. Estos polímeros incrementan la viscosidad enormemente adicionando pocas cantidades al fluido; algunas densidades aproximadas de los aditivos son:

- 30 lb/1000 gl dan aproximadamente 30 centipoise de viscosidad
- 40 lb/1000 gl dan aproximadamente 50 centipoise de viscosidad
- 50 lb/1000 gl dan aproximadamente 70 centipoise de viscosidad

Las viscosidades anteriormente mencionadas son para salmueras frescas, mientras que las salmueras pesadas incrementarían la viscosidad.

Las sales comerciales no son solubles al agua al 100%. Por causa de esto, se tienen finos insolubles los cuales se asientan (posible causante de problemas en las herramientas) o causan daños en la formación, al menos que se filtre el agua.

2.1.3 Funciones de los Fluidos de Completación

Las operaciones de reacondicionamiento pueden ser distinguidas en:

- Trabajos de estimulación (acidificaciones)
- Trabajos de reparación (cementación)
- Punzonamiento (cañoneo)
- Trabajos mecánicos

Estas operaciones pueden causar daños a la formación, por lo que se busca diseñar un sistema que sea capaz de minimizar estos daños protegiendo al yacimiento, ofreciendo un control químico y mecánico del hueco y considerando las propiedades que los fluidos deben tener para poder ser compatibles con la formación.

Sus funciones principales son:

- Controlar las presiones subsuperficiales
- Minimizar los daños en la formación
- Mantener la estabilidad del pozo
- Controlar el filtrado hacia la formación
- Transportar los sólidos
- Mantener las propiedades estables del fluido

Las funciones básicas son facilitar el movimiento de fluidos de tratado a un punto particular hoyo abajo, para remover sólidos desde el pozo y controlar presiones de formación.

2.2 Propiedades petrofísicas

2.2.1 Porosidad

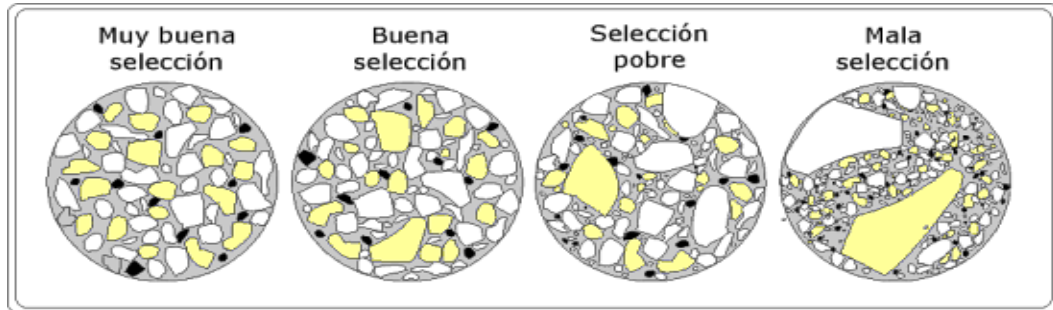
Es la habilidad que tiene una roca para almacenar fluido.

La porosidad representa el porcentaje del espacio total que puede ser ocupado por líquidos o gases.

Una roca arenisca con mayor porosidad es aquella en la que existe más espacio entre las arenas en la cuales los fluidos pueden ser retenidos.

En la figura 2.1 se observa la posición de los granos de arena y cuál es la mejor para el almacenamiento de un fluido.

FIGURA No 2.1 Tipos De Porosidad



Fuente: Sedimentología de Yacimientos Clásticos, Ing. Montilla

Elaborado por: Diana Clavijo M.

- La porosidad se mide en porcentajes

TABLA No 2.1 Características de las rocas según su porcentaje de porosidad

POROSIDAD	CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA
0 – 5 %	Despreciable
5 – 10 %	Pobre
10 – 15 %	Regular
15 – 20 %	Buena
más de 20 %	Excelente

Fuente: Sedimentología de Yacimientos Clásticos, Ing. Montilla

Elaborado por: Diana Clavijo M.

2.2.1.1 Tipos de porosidad

Los yacimientos que contienen hidrocarburos presentan los siguientes tipos de porosidad:

Porosidad Absoluta.- Es el porcentaje del espacio poroso total con respecto al volumen total de la roca sin tener en cuenta si los poros están comunicados entre sí o no. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no poseer conductividad a los fluidos, debido a la falta de intercomunicación de los poros.

Porosidad Efectiva.- Es el porcentaje del espacio poroso intercomunicado con respecto al volumen total de la roca. Eso es una indicación de conductividad a los fluidos.

2.2.1.2 Factores que afectan a la porosidad

Empaquetamiento: se refiere a la configuración geométrica de la distribución de las partículas, la cual puede ser cúbica, rómbica o hexagonal.

Selección: se refiere a la variación en el tamaño y forma de las partículas.

Cemento: es la sustancia que mantiene juntos los diversos granos o partículas.

Angularidad y redondez: de los granos, junto con el empaquetamiento y selección afectan la porosidad debido al entrelazamiento de los granos así como al relleno de los espacios vacíos.

Compactación: es el grado de alteración del tamaño y forma de las partículas debido a la presión de las rocas suprayacentes, esta sobrecarga con el tiempo reduce la porosidad.

Otro factor que disminuye la porosidad es el aumento de la profundidad.

2.2.2 Permeabilidad

Puede definirse como la conductividad de la roca a los fluidos, o la facultad que la roca posee para permitir que los fluidos se muevan a través de la red de poros intercomunicados.

El movimiento de los fluidos a través de los canales porosos puede ser comparado al de las tuberías donde los tubos que son más grandes y rectos dejan pasar más líquidos.

La unidad usada para medir la permeabilidad es el Darcy (D) o milidarcy (md). Entre mas milidarcy tenga la roca almacenadora más fácil fluye el crudo. La tabla 2.2 presenta una categorización de las rocas según su permeabilidad.

TABLA No 2.2 Características de las rocas según su permeabilidad

PERMEABILIDAD	CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA
10 – 100 md	Aceptable
100 – 1000 md	Bueno
Más de 1000 md	Excelente

Fuente: Sedimentología de Yacimientos Clásticos, Ing. Montilla

Elaborado por: Diana Clavijo M.

2.2.2.1 Tipos de permeabilidad

Los yacimientos que contienen hidrocarburos presentan los siguientes tipos de permeabilidad:

Permeabilidad Absoluta.- Se considera cuando un fluido homogéneo satura 100% el espacio de la roca. Ejemplo: Si a través de un núcleo de 2 cm² de sección transversal y 3 cm. de longitud fluye agua salada de 1 cp. de viscosidad, a una rata de 0.5 cm³ por segundo bajo una presión diferencial de 2 atm, su permeabilidad absoluta es:

ECUACIÓN No 2.1 Permeabilidad Absoluta al agua

$$K = \frac{quL}{A\Delta P} = \frac{0.5 \times 1.0 \times 3.0}{2.0 \times 2.0} = 0.375 \text{darcy}$$

Fuente: Sedimentología de Yacimientos Clásticos, Ing. Montilla

Elaborado por: Diana Clavijo M.

Donde:

Viscosidad (μ) = 1 cp. (centipoise)

Rata (q) = 0.5 cm³/seg (centímetros cúbicos/segundo)

Longitud (L) = 3 cm. (centímetros)

Área de la sección transversal (A) = 2 cm² (centímetros cuadrados)

Presión diferencial (Δp) = 2 atm. (atmósferas)

Si se reemplaza el agua salada por un petróleo de 3 cp. de viscosidad, siendo la rata de flujo del petróleo de 0.167 cm³/seg, bajo la misma presión diferencial, la permeabilidad es de:

Ecuación N° 2.2 Permeabilidad Absoluta al petróleo

$$K = \frac{quL}{A\Delta P} = \frac{0.167 \times 3.0 \times 3.0}{2.0 \times 2.0} = 0.375 \text{darcy}$$

Fuente: Sedimentología de Yacimientos Clásticos, Ing. Montilla

Elaborado por: Diana Clavijo M.

Permeabilidad Efectiva.- Puede ser respecto al agua, al petróleo o al gas, es decir la permeabilidad de la roca a un fluido en particular cuando la saturación de un fluido en la roca es menor al ciento por ciento. Ejemplo:

Si se mantiene una S_w de 70% y una S_o de 30% a estas saturaciones y solo a estas, el flujo de agua salada, bajo la misma presión diferencial de los ejemplos anteriores, es de 0.30 cm^3/seg . Y el petróleo de 0.02 cm^3/seg . Por tanto, la permeabilidad efectiva al agua es:

ECUACIÓN No 2.3 Permeabilidad Efectiva al agua

$$K_w = \frac{q_w u_w L}{A \Delta P} = \frac{0.3 \times 1.0 \times 3.0}{2.0 \times 2.0} = 0.225 \text{darcy}$$

Fuente: Sedimentología de Yacimientos Clásticos, Ing. Montilla

Elaborado por: Diana Clavijo M.

Mientras que la permeabilidad efectiva al petróleo es:

ECUACIÓN No 2.4 Permeabilidad Efectiva al petróleo

$$K_o = \frac{q_o u_o L}{A \Delta P} = \frac{0.02 \times 3.0 \times 3.0}{2.0 \times 2.2} = 0.045 \text{darcy}$$

Fuente: Sedimentología de Yacimientos Clásticos, Ing. Montilla

Elaborado por: Diana Clavijo M.

Del caso anterior se puede observar que:

- La suma de las permeabilidades efectivas, 0.27 Darcys, siempre es menor que la permeabilidad absoluta, 0.375 Darcys

Permeabilidad Relativa.- Es la razón de la permeabilidad efectiva a la permeabilidad absoluta.

Por lo tanto, habrá permeabilidades relativas al agua (K_{rw}), al petróleo (K_{ro}) y al gas (K_{rg}).

Para el ejemplo anterior serian:

ECUACIÓN No 2.5 Permeabilidad Relativa al agua

$$K_{rw} = \frac{K_w}{K} = \frac{0.225}{0.375} = 0.60$$

Fuente: Sedimentología de Yacimientos Clásticos, Ing. Montilla

Elaborado por: Diana Clavijo M.

ECUACIÓN No 2.6 Permeabilidad Relativa al petróleo

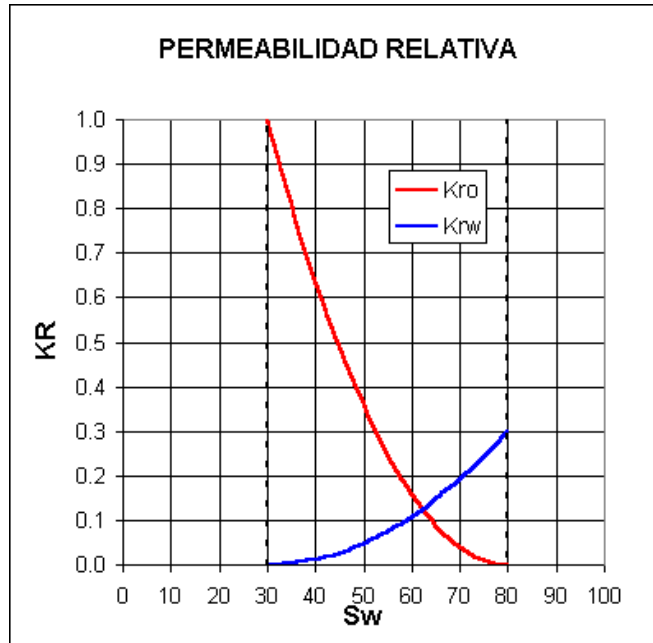
$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} = \frac{0.045}{0.375} = 0.12$$

Fuente: Sedimentología de Yacimientos Clásticos, Ing. Montilla

Elaborado por: Diana Clavijo M.

- Puesto que en este caso solo hemos considerado dos fluidos: agua y petróleo; no hay presencia de gas.

FIGURA No 2.2 Curvas De Permeabilidad Relativa Agua – Petróleo (Dos Fases)



Fuente: “Promedios de curvas de Permeabilidad Relativa”, M. Crotti

Elaborado por: Diana Clavijo M.

El gráfico anterior permite hacer las siguientes observaciones:

- a) La permeabilidad relativa siempre es menor que la unidad.
- b) La suma de las permeabilidades relativas también es siempre menor que la unidad.
- c) La permeabilidad relativa a un determinado fluido es cero en el momento en que se alcanza un cierto valor mínimo de la saturación de dicho fluido, llamada saturación irreductible.

2.2.3 Factores que influyen en la Porosidad y Permeabilidad

Los factores que influyen en la porosidad también influyen en la permeabilidad: tamaño y forma de los granos, variaciones en el tamaño y el arreglo en que los granos fueron

depositados y compactados y la cantidad de material cementado en la forma de arcilla que juntan los granos de arena manteniéndolos unidos.

Otros factores que influyen en la porosidad y permeabilidad de los granos de arena son:

- Disposición longitudinal y superficial, cuando son largos y planos de superficies empacadas paralelamente, pueden tener poca porosidad y permeabilidad.
- La permeabilidad horizontal será más alta que la permeabilidad vertical, de arriba hacia abajo, esto sucede porque los granos de arena depositados en el agua tienden a acomodar horizontalmente sus superficies.

2.2.4 Mojabilidad

La mojabilidad es un término descriptivo usado para indicar si una superficie rocosa tiene la capacidad de ser revestido por una película de petróleo o agua. Los surfactantes se pueden absorber en la interface entre el líquido y la roca; y puede cambiar la carga eléctrica de la roca, alterando la mojabilidad. También puede definirse como la medida de la facilidad que tiene un fluido para esparcirse sobre la superficie de una roca.

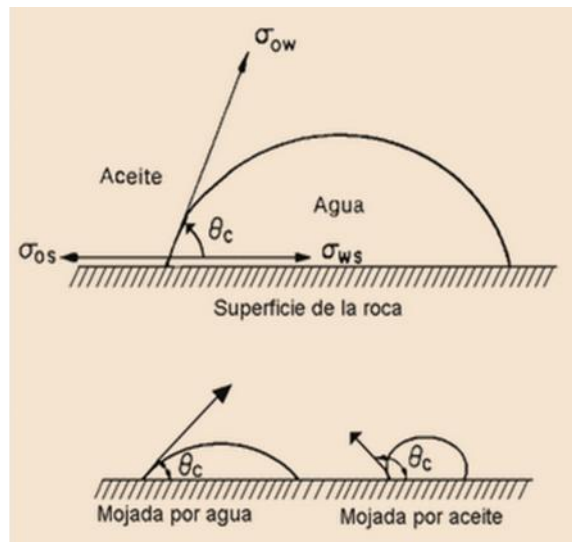
Se la conoce también como la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible con dicho sólido. La mojabilidad es una función del tipo de fluido (por lo general petróleo y agua) y de la superficie sólida (con referencia al medio poroso, roca).

La definición clásica de mojabilidad se basa en un ángulo de contacto θ de una gota de agua rodeada de petróleo. El ángulo θ se denomina ángulo de contacto, el cual es definido como el ángulo formado entre la superficie y la línea tangente al punto de contacto entre la gota de líquido con la superficie. Este ángulo depende de la energía superficial del sólido, la energía

interfacial y la tensión superficial del líquido. En base a la mojabilidad, los fluidos pueden clasificarse en:

- **Mojantes:** Son aquellos que tienen la mayor tendencia a adherirse a la roca, por lo general es el agua ya que la mayoría de las rocas yacimientos son preferencialmente mojadas por agua. Cuando $\theta < 90^\circ$, el fluido moja al sólido.
- **No mojantes:** Los que no se adhieren a la roca o lo hacen parcialmente. Cuando $\theta > 90^\circ$ se considera un fluido no mojante.

FIGURA No 2.3 Mojabilidad Agua – Petróleo a la Roca



Fuente: “Fundamentals of Wettability”, José Miguel Navas

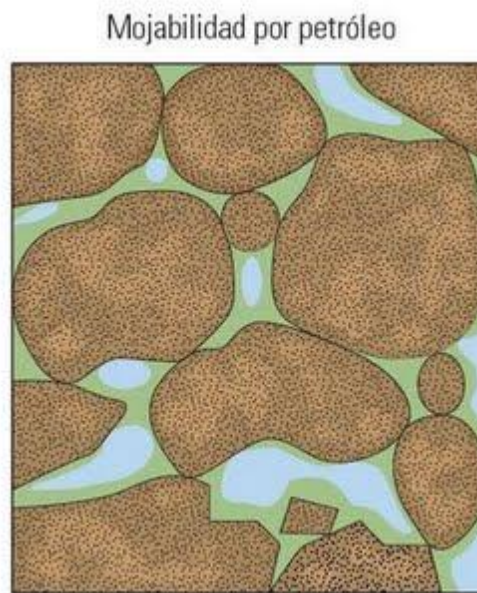
Elaborado por: Diana Clavijo M.

Una tensión de adhesión de cero indica que los fluidos tienen igual afinidad por la superficie. Teóricamente, debe ocurrir mojabilidad o no mojabilidad completa cuando el ángulo de contacto es 0° o 180° respectivamente. Sin embargo, un ángulo de cero es obtenido sólo en pocos casos. Con referencia a la mojabilidad, los yacimientos pueden ser clasificados en:

- **Yacimientos Oleófilos o Ángulo de Contacto de Avance**

Cuando el agua está en contacto con el petróleo sobre una superficie sólida previamente en contacto con el petróleo. Presentan un ángulo de contacto $\theta > 90^\circ$, el petróleo es la fase mojante. En los canales de flujo más pequeños habrá solo desplazamiento de petróleo mientras que el agua se desplaza por los canales más grandes. Pocos yacimientos son oleófilos.

FIGURA No 2.4 Mojabilidad por Petróleo



Fuente: “Fundamentals of Wettability”, José Miguel Navas

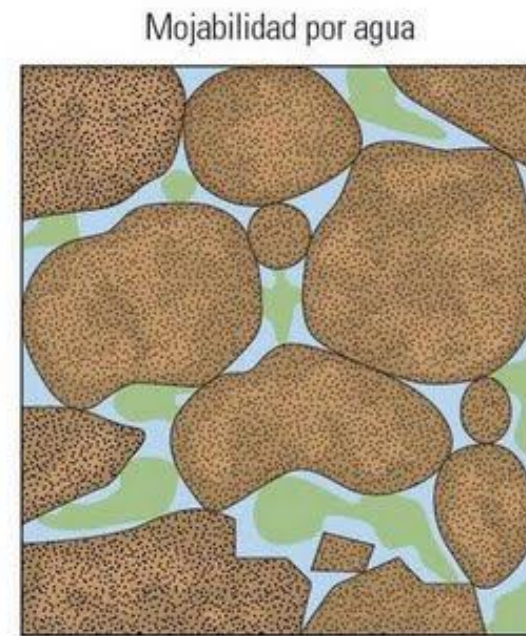
Elaborado por: Diana Clavijo M.

- **Yacimientos Hidrófilos o con Ángulo de Contacto de Retroceso**

Cuando el petróleo está en equilibrio con el agua sobre una superficie previamente cubierta con agua. Poseen un ángulo de contacto θ menor a 90° , el agua es la fase mojante. En los canales de flujo más pequeños del yacimiento, habrá solo desplazamiento de agua, mientras

que el petróleo se desplaza por los canales de flujo más grandes. La mayoría de los yacimientos petrolíferos son hidrófilos.

FIGURA No 2.5 Mojabilidad por Agua



Fuente: “Fundamentals of Wettability”, José Miguel Navas

Elaborado por: Diana Clavijo M.

2.3 Daños a la formación

El daño de formación puede ser el resultado de una alteración física, química o bacteriana de la roca productora de una formación o de fluidos “in situ” debido al contacto con el fluido de trabajo o con los componentes de los fluidos utilizados en perforación, completación y reacondicionamiento; esto origina un problema económico y operacional no deseado que puede ocurrir durante algunas fases de la recuperación de petróleo de los reservorios. Los procesos que causan daño a la formación productora son: físico-químicos, químicos, hidrodinámicos, termales y mecánicos.

Las causas físicas de daño a la formación debido a la invasión de un fluido incluyen:

- Bloqueo de los canales de los poros debido a sólidos contenidos en el fluido.
- Hinchamiento o dispersión de arcillas u otros minerales contenidos en la matriz de la roca.
- Bloqueo por agua
- Estrechamiento de los espacios finos de los poros

Los daños de formación provocados por efectos químicos son el resultado de incompatibilidades del fluido, los cuales pueden ocasionar:

- Precipitación de soluciones de sales
- Formación de emulsión
- Cambio en la mojabilidad de la roca
- Cambios en los minerales de arcilla alineados en los espacios de los poros de la roca permeable.

Los principales mecanismos de daño de formación según el grado de importancia son:

- Incompatibilidades de fluido – fluido
- Incompatibilidades de roca – fluido
- Invasión de sólidos
- Trampa de fase/bloqueo
- Migración de finos
- Actividad biológica

Por tal razón, se puede decir que el daño a la formación incluye cualquier proceso que deteriore la permeabilidad de la roca reservorio y disminuya la producción.

2.3.1 Incompatibilidad fluido-fluido

Una de las principales causas que provocan un daño a la formación es el contacto con un fluido no compatible. El fluido foráneo o invasivo puede ser un lodo de perforación, un fluido limpio de completación o reacondicionamiento, y hasta el mismo fluido de reservorio si es que sus características originales han sido alteradas. Algunas de las consecuencias que generan estos fluidos invasivos al ser usados en distintas operaciones de pozos se muestran en la tabla 2.3.

TABLA No 2.3 Daños a la formación según las operaciones realizadas

OPERACIÓN	EFFECTO NEGATIVO (PROBABLE DF)
Perforación	Invasión por filtrado y partículas de lodo Invasión por sobrepresión de lodo
Cementación	Formación de precipitados Reacciones con arcillas
Punzado	Daño mecánico por fracturación Invasión por fluidos sucios
Gravel packing	Migración de finos
Producción	Incrustaciones orgánicas/inorgánicas
Inyección de agua	Invasión de sólidos suspendidos Sensibilidad al agua dulce
Workover – Completaciones de pozos	Sensibilidad de la formación
Acidificación	Reacciones ácidos – arcillas
Fracturación	Sensibilidad de arcillas

Fuente: “Arcillas, Rocas Reservorio y Daño de Formación”, Juan Carlos Sotomayor

Elaborado por: Diana Clavijo M.

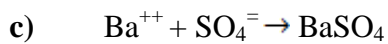
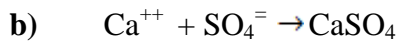
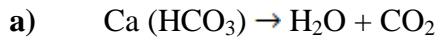
La determinación de una producción esperada para un nuevo pozo es posible mediante ciertas evaluaciones y correlaciones realizadas a pozos vecinos que atraviesan la misma capa productiva, sin embargo, en algunas situaciones, la producción del pozo no es como se esperaba. Esta baja producción puede deberse al cambio litológico local que está ligado al ambiente geológico deposicional lo que ha provocado que por alguna razón geológica, una disminución de la porosidad y/o permeabilidad de la formación. Debido a que estas causas son de procedencia natural, no se pueden evitar, minimizar y en algunos casos tampoco pueden ser predichas.

Los pozos de gas y petróleo son susceptibles de sufrir daños en la formación causados por el contacto de los fluidos de completamiento, de reparación y de estimulación con la formación productora de hidrocarburos. Este daño es causado por la precipitación de sólidos suspendidos en los fluidos de tratamiento y taponamiento de los canales porosos. En los últimos tiempos se usan surfactantes en operaciones de completamiento o reparación de pozos para reducir el daño de la formación y prevenir los bloques de agua y emulsiones.

2.3.2 Incrustación de Sedimentos

La deposición de sedimentos reduce la producción y causan gastos considerables en tratamientos de eliminación y pérdida de tiempo de producción. Este problema es tanto superficial como de fondo ya que las incrustaciones se forman en la tubería de producción, cabezal de los pozos, las líneas de flujo y la cara de la formación no solo reduciendo la producción sino también causando que los equipos de producción pierdan su eficiencia. Los principales componentes en el campo petrolero de las incrustaciones son los depósitos de carbonato de calcio (CaCO_3), sulfato de calcio (CaSO_4) y sulfato de bario (BaSO_4). Estos

depósitos se forman principalmente por los cambios en las condiciones durante la producción o inyección de fluidos en el pozo, en la presión y la temperatura o por la mezcla de distintas salmueras.



La composición química de los depósitos de las incrustaciones puede depender de otras combinaciones posibles incluyendo cloruro de sodio (NaCl), sulfato de estroncio (SrSO_4); compuestos de hierro tales como: carbonato de hierro (FeCO_3), sulfato de hierro (FeSO_4), sulfato de hierro (FeS), óxido de hierro (Fe_2O_3) y varios silicatos de diversas fórmulas químicas los cuales se los conoce también como sílice y son producto de la combinación del silicio con el oxígeno formando el cuarzo, el pedernal, etc. El tratamiento para su eliminación se selecciona después de tomar una muestra del depósito y haberla identificado y los compuestos químicos utilizados pueden ser: el ácido clorhídrico para depósitos solubles en ácido pudiendo mejorar el comportamiento de la solución ácida con el uso de aditivos y surfactantes; el “One Shot” que consiste en una mezcla de solvente aromático disperso en una solución ácida acuosa cuya parte aromática dispersa y parcialmente disuelve los sólidos asfálticos y asfaltenos, mientras la fase ácida reacciona con las incrustaciones, sílices y otras incrustaciones solubles al ácido. Para incrustaciones que no pueden ser eliminadas por procesos químicos, se recomienda utilizar métodos mecánicos como raspadores y brocas.

2.3.3 Formación de emulsiones

La emulsión es un sistema conformado por un líquido disperso en otro inmisible usualmente en gotas mayores al tamaño coloidal. Las emulsiones viscosas de agua y petróleo que se forman en la cercanía de la zona de interés, pueden reducir drásticamente la productividad de pozos de petróleo. Los estabilizadores de las emulsiones son:

1. Partículas finas de arcilla u otros materiales.
2. Asfáltenos
3. Surfactantes

El taponamiento de la formación ocurre por la presencia de emulsiones en los poros de la formación. Los bloqueos por emulsión exhiben un efecto parecido al funcionamiento de una “válvula check”, el cual puede ser detectado comparando pruebas de inyektividad y producción.

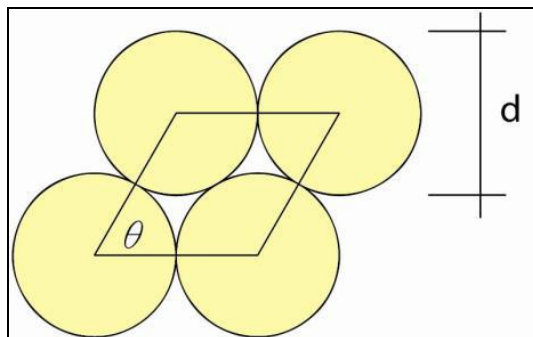
2.3.4 Cambios en la mojabilidad

Cuando dos fluidos inmiscibles como el agua y petróleo están juntos en contacto con una superficie de roca, uno de los fluidos se adhiere con mayor preferencia a la roca que el otro. El término mojabilidad se refiere a una medida con la que el fluido se adhiere de manera preferencial a la superficie. Estos dos fluidos inmiscibles que se encuentran fluyendo a través del medio poroso, poseen cada uno lo que se denomina su propia Permeabilidad Efectiva. Las permeabilidades efectivas están directamente relacionadas con la saturación de cada fluido. La arena y arcilla son mojadas por agua y tienen una carga negativa en la superficie, mientras que la caliza y dolomita son mojadas por agua y tienen una carga positiva de superficie en un rango de pH de 0 a 8.

2.3.5 Invasión de sólidos a la formación

Otra de las principales causas de daño de formación es la invasión de partículas sólidas, las cuales taponan las gargantas interconectadas de los poros, dando como resultado una reducción significativa de la permeabilidad natural de la formación. La forma predominante del empaquetamiento de grano de arena es hexagonal (Figura 2.6), y su arreglo de empaquetamiento es el factor controlador en la determinación de las aperturas a ser taponadas en los granos de arena.

FIGURA No 2.6. Empaquetamiento Hexagonal de Granos de Arena de Formación



Fuente: “Rediseño y calibración de un instrumento de laboratorio para medir porosidad usando helio”, Ramón Saraguro

Elaborado por: Diana Clavijo M.

$$\theta = 60^\circ$$

d = Diámetro de grano arena de Formación

Si se asume un empaquetamiento hexagonal de la formación, el taponamiento estable de pequeños granos de arena sobre los espacios entre granos de arena grandes, ocurre cuando el

diámetro del círculo inscrito en el espacio entre granos de arena grandes es aproximadamente dos veces el diámetro de los granos pequeños.

Si se relacionan estos principios básicos al taponamiento de formación, es obvio que partículas con un diámetro aproximado de $1/13$ del tamaño del grano de arena de formación promedio formarán un puente o tapón en la apertura de la garganta del poro y no pasarán a la matriz de formación, en cambio, las partículas con diámetros menores a $1/13$ del diámetro del grano de arena de la formación promedio, invadirán el espacio del poro y posiblemente serán atrapados en la matriz de la formación.

Cuando las partículas entran en contacto con un fluido el cual se encuentra fluyendo por el medio poroso, éstas migran mediante 4 mecanismos:

1. Difusión
2. Acumulación
3. Sedimentación
4. Hidrodinámico

El transporte de partículas finas es afectado por los siguientes factores:

1. Fuerzas Moleculares
2. Interacciones Electro-Cinéticas
3. Tensión Superficial
4. Presión de Fluido
5. Fricción
6. Gravedad

Mientras las finas partículas se mueven por caminos tortuosos de flujo existentes en el medio poroso, son capturadas, retenidas, y depositadas dentro de la matriz porosa dando como consecuencia la alteración de la textura de la matriz, lo que reduce su porosidad y permeabilidad.

Los procesos que se llevan a cabo en el medio poroso pueden ser clasificados en:

- 1.** Procesos de la superficie de los poros
 - a)** Depositación
 - b)** Remoción
- 2.** Procesos en la garganta de los poros
 - a)** Taponamiento
 - b)** Destaponamiento
- 3.** Procesos con el volumen de los poros
 - a)** Formación de torta “in situ”
 - b)** Reducción de torta “in situ”
 - c)** Migración
 - d)** Generación y Consumo
 - e)** Transporte o Intercambio de Interface

Los mecanismos fundamentales para generar partículas son:

- 1.** Movilización hidrodinámica
- 2.** Expulsión coloidal

3. Liberación de partículas debido a la pérdida de integridad de los granos de la roca por la disolución química del cemento o compresión de la roca, aplastamiento o deformación
4. Formación química y físico-química

Los mecanismos fundamentales para la retención de partículas:

1. Depositación en la superficie
2. Bloqueo de la garganta del poro
3. Llenado de poro y formación de torta filtro interna
4. Tamizado y formación de torta de filtro externo

2.3.6 Arcillas reactivas

Las arcillas son los minerales reactivos de la roca reservorio frente al agua invasiva de cualquier origen (sin incluir los ácidos que reaccionan con disolución de minerales).

Unas de las consecuencias más catastróficas que generan el contacto entre el agua invasiva y las arcillas de la formación son el conocido fenómeno del hinchamiento de arcillas y la defloculación de arcillas.

Las partículas de arcilla que existen en la arenisca productora se hinchan y causan daño a la misma, también son capaces de migrar cuando entran en contacto con agua externa. El término “arcilla” hace referencia a varios tipos de minerales cristalinos. Los minerales de la arcilla ocupan una fracción grande de formaciones sedimentarias. Estos minerales son extremadamente pequeños, con forma tipo plato que pueden estar presentes en cristales de roca sedimentarias. Las arcillas que se encuentran con mayor frecuencia en zonas de hidrocarburos son:

- Montmorillonitas,
- Esmectitas o Bentonita
- Ialitas

Las arcillas de capas mezcladas que se encuentran con mayor frecuencia son:

- Caolinitas
- Cloritas

Existen tres procesos que llevan a la reducción de permeabilidad en formaciones sedimentarias con arcillas:

1. Bajo condiciones coloidales favorables, arcillas no reactivas como caolinitas e ilitas, pueden ser liberadas de las superficies de los poros para luego migrar con el fluido que se encuentra fluyendo a través del espacio poroso.
2. Para arcillas reactivas tales como las esmectitas y arcillas de capas mezcladas, primero se expanden bajo condiciones favorables, después se desintegran y migran.
3. Los finos adheridos a las arcillas que se hinchan, se desprenden y liberan durante el hinchamiento de éstas. La hidratación de arcilla con agua se debe a la hidratación de los cationes unidos a la arcilla y el porcentaje de hinchamiento depende de dos factores:
 - a) El catión absorbido en la arcillas
 - b) La cantidad de sales en el fluido en contacto con la arcilla

El fenómeno de hinchamiento de arcillas es característico de las arcillas esmectíticas (Montmorillonitas). La doble capa eléctrica se origina entre el desbalance negativo de la

superficie de la arcilla y los iones de agua que rodean el cristal de la arcilla (Cationes). Si los cationes son escasos (aguas dulces), el carácter polar de la molécula de agua hace que esta sustituya a los mismos, pero, como su molécula es más voluminosa destruye el cristal. La expansión de la arcilla hace que la misma se disgregue, rompa y migre.

El fenómeno de defloculación de arcillas es diferente aunque sus consecuencias pueden también ser graves para el reservorio. Este fenómeno se debe a la alteración de las fuerzas electrostáticas entre partículas de arcillas. En aguas salinas la doble capa eléctrica o difusa se encuentra contraída pero en aguas dulces expandida. Cuando las fuerzas de repulsión son mayores que las de atracción, la arcilla se deflocula (las partículas coloidales se rompen) y la arcilla se hace migratoria.

Hay dos tipos de mecanismos de hinchamiento que pueden ocurrir debido a la interacción de arcillas e invasión de filtrado.

1. Hinchamiento cristalino (hidratación superficial), ocurre por la absorción de capas de agua en la superficie base cristalina de las partículas de arcilla.
2. Hinchamiento osmótico, causado por que la concentración de cationes es mayor entre las capas de arcilla que en el bulto de la solución.

En el reservorio “U inferior” del campo Hormiguero se encuentra la presencia de caolinitas, este grupo de arcillas usualmente se juntan de forma suelta a la roca anfitriona y pueden ser movilizadas por la infiltración de fluidos con salinidades por debajo de la concentración de la sal, crítica para la liberación inducida coloidal de partículas o con tasas de flujo lo suficientemente altas para exceder el esfuerzo cortante necesario para cargar las partículas

finas lejos de la superficies de los poros. La Caolinita, es un mineral filosilicato común. La estructura de la caolinita está compuesta de silicato de aluminio $\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$. Su formación se debe a la descomposición del feldespato por la acción del agua y del dióxido de carbono.

2.3.7 Intercambio Catiónico

Las cargas negativas que rodean a las arcillas, determinan su capacidad de intercambio iónico, por tanto, los cationes que se encuentran presentes en el fluido de completación se ven atraídos por la superficie de las arcillas. El intercambio de iones puede ocasionar el hinchamiento de las arcillas por el tamaño y número de iones intercambiados y cada catión asociado a la arcilla; también estará asociado a un número de moléculas de agua denominado también número de hidratación el cual determina en gran medida la efectividad del fluido de completación. El número de hidratación para un Potasio se encuentra entre 1 y 4, para el Sodio entre 1 y 5, y para el Calcio entre 10 y 20. Esto demuestra que para prevenir que una gran cantidad de agua sea absorbida por las arcillas, es recomendable el uso de potasio en un fluido de completación que le otorga cationes con un bajo número de hidratación. Por lo general, salmueras de Cloruro de Potasio ayudan a prevenir el hinchamiento de las arcillas. Cuando existen diferentes cationes presentes en el fluido de completación para control de pozo, el comportamiento de las arcillas depende de las reacciones de intercambio iónico presentes.

CAPÍTULO III

CAPÍTULO III

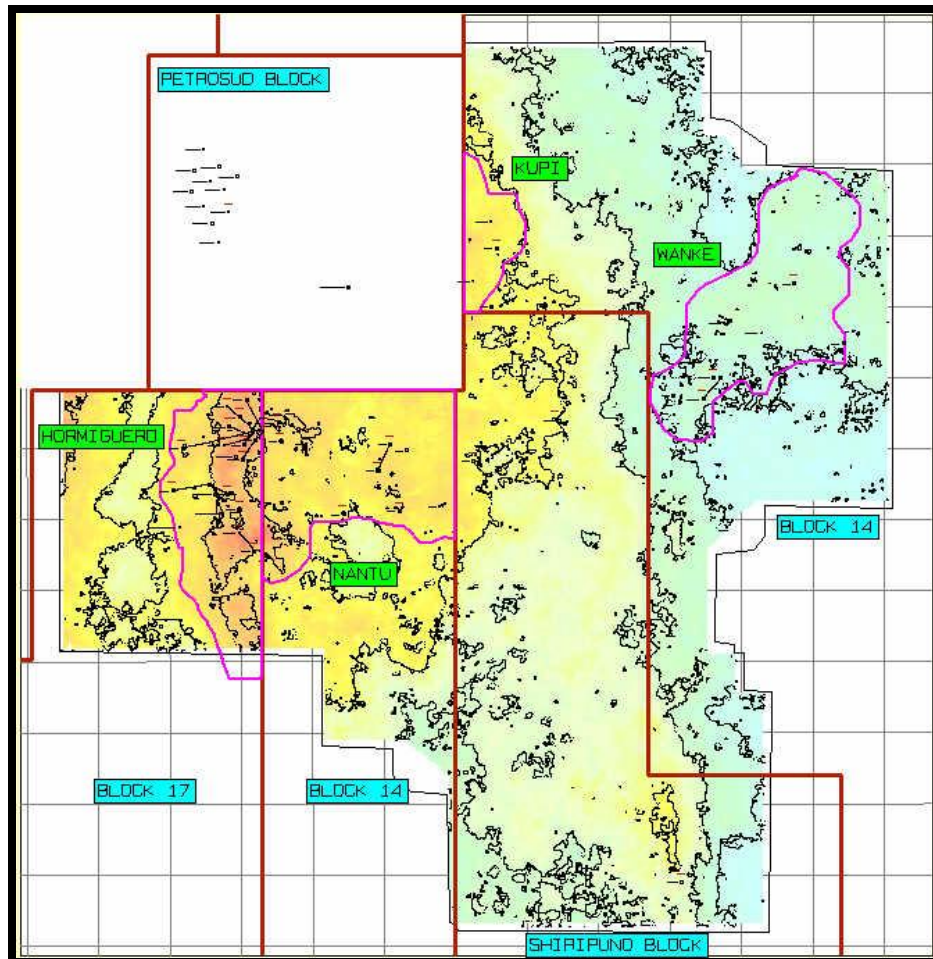
3. CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO “U INFERIOR”

La descripción geográfica del área y la Cuenca Oriente ecuatoriano, tiene como finalidad de proporcionar un reconocimiento del área en el cual se encuentra ubicado el Campo Hormiguero y especificar las características del yacimiento “U Inferior”. El análisis de las propiedades petrofísicas del yacimiento “U Inferior”, es fundamental para la selección de los componentes que formarán parte del fluido de completación y reacondicionamiento a ser diseñado.

3.1 Ubicación Geográfica del Área

La Cuenca Oriente del Ecuador cubre un área de aproximadamente de 100.000 km² y está localizada entre la Cordillera de los Andes al occidente y el Escudo de Guyana al oriente. El Bloque 17 de la Empresa ANDES PETROLEUM se encuentra ubicado en la parte oriental de la Cuenca Oriente. Las formaciones Hollín y Napo del período Cretácico están presentes en el mencionado bloque como yacimientos importantes de hidrocarburos (figura 3.1). La formación Hollín es una secuencia fluvial rica en arena marcada en la parte superior por una superficie marina de inundación. Esta superficie de inundación determina también el fin de la formación Napo. La formación Napo comprende una serie de secuencias cíclicas, las cuales se componen de areniscas continentales y marino-marginales, lodolitas y carbones, así como también de calizas marinas y arcillas. Las areniscas entrecruzadas dentro de las secuencias de la formación Napo se dividen en Miembros que varían del más antiguo al más reciente de la siguiente manera: Arena T, Arena U, Arena M2 y la Arena M1.

FIGURA No 3.1 Ubicación Geográfica Del Bloque 17

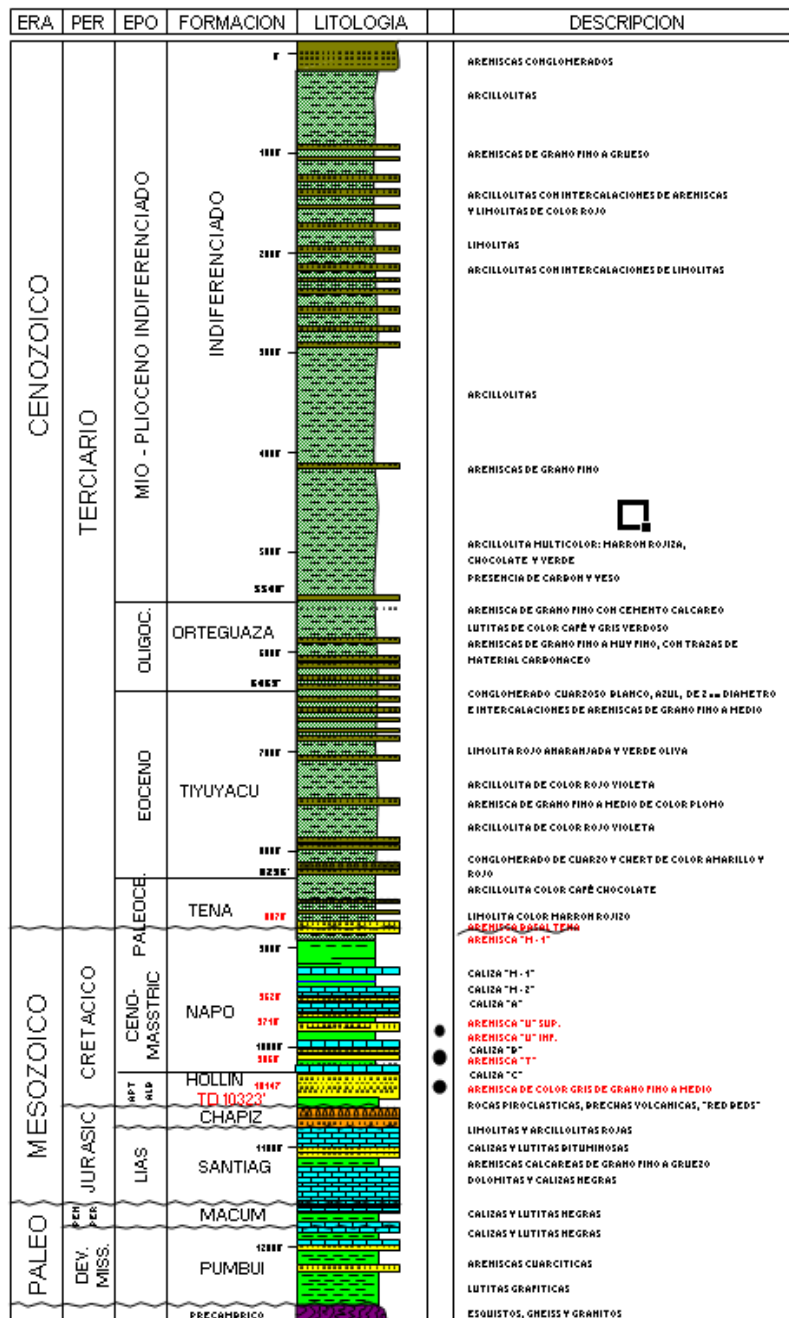


Fuente: ANDES PETROLEUM
Elaborado por: Diana Clavijo M.

3.2 Columna Estratigráfica

La Cuenca Oriente del Ecuador continúa hacia el Norte con el nombre de Cuenca Putumayo en Colombia y como Cuenca Marañon hacia el Sur en el Perú es una Cuenca de Tras-arco constituida por una secuencia de rocas sedimentarias y volcánicas que van desde el Paleozoico hasta el Cuaternario que descansan sobre un sustrato Precámbrico. La figura 3.2 muestra la columna estratigráfica generalizada del Oriente ecuatoriano.

FIGURA No 3.2 Columna Estratigráfica Generalizada De La Cuenca Oriente Del Ecuador



3.2.1 Descripción Estratigráfica de la Cuenca Oriente

La Estratigrafía Secuencial es el estudio de las relaciones existentes dentro del marco crono estratigráfico de la repetitividad de los estratos que están genéticamente relacionados y limitados por superficies de erosión, no depositación, o sus conformidades relativas. La estratigrafía secuencial supone que las variaciones estáticas son sincrónicas en todo el mundo, pero que los cuerpos sedimentarios son escalonados en el tiempo y en el espacio y pueden ser caracterizados por la subsidencia, tectonismo y tasas de sedimentación.

El modelo de Barragán, Publicado en el libro *“La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo”*, 2004 desarrollado para el paquete cretácico en la Cuenca Oriente indica que las Formaciones Napo, Hollín y Basal Tena poseen características bien definidas dentro del marco de la estratigrafía secuencial y agrupa a las subdivisiones previas de las Formaciones Hollín, Napo y Basal Tena en el mismo ciclo sedimentario formado por 5 intervalos deposicionales o secuencias estratigráficas, cada uno de ellos separados por límites de secuencia. La Figura 3.3 muestra las Formaciones, Miembros y secuencias sedimentarias determinados para la cuenca por Barragán.

Las secuencias deposicionales son:

1. Secuencia I (Aptiano superior-Albiano superior):

A este intervalo pertenecen las areniscas de la Formación Hollín Principal, Hollín Superior, Caliza C, Lutitas Napo Basal y la Caliza T de la Formación Napo.

Para la Formación Hollín Principal se reconocen tres ambientes de depositación; a la base los depósitos son fluviales de relleno de valle, en su parte media son depósitos de ríos entrelazados progradantes y de planicies aluviales, para finalmente terminar en ambientes de

planicie costera del tipo llanura de inundación. En general se trata de un “sistema fluvial entrelazado”.

La Formación Hollín Superior presenta un sistema detrítico de baja energía donde se observan los efectos de la transgresión marina donde el ambiente sería de playa deltaica y estuario cubierto por facies marino someras. La Caliza C, la Lutita Napo Basal y la Caliza T, representan el fin de la secuencia.

2. Secuencia II (Albiano superior–Cenomaniano medio):

Está compuesto por las areniscas T Principal y T Superior, la Caliza B, Lutitas U y Caliza U. A las arenas de T Principal y Superior se las caracteriza por pertenecer a un ambiente de “sistemas fluviales con influencia estuarina y/o mareal” en la parte central de la cuenca siendo estos depósitos de tipo transgresivos, la Caliza B se desarrolla en un ambiente de plataforma marina somera de baja energía. Esta secuencia se termina con la depositación de las Lutitas U.

3. Secuencia III (Cenomaniano inferior a medio-Turoniano inferior):

Consiste de las unidades Arenisca U Principal, U Superior y Caliza A. La secuencia de las areniscas U Principal representan el “relleno de valles incisos” expuestos sobre un límite de secuencia erosivo mostrando ambientes de canales fluviales con influencia mareal, mientras U Superior representa el evento transgresivo y la Caliza A sería el evento final de la transgresión. Hacia la zona subandina estas facies desaparecen.

4. Secuencia IV (Turoniano-Campaniano Inferior):

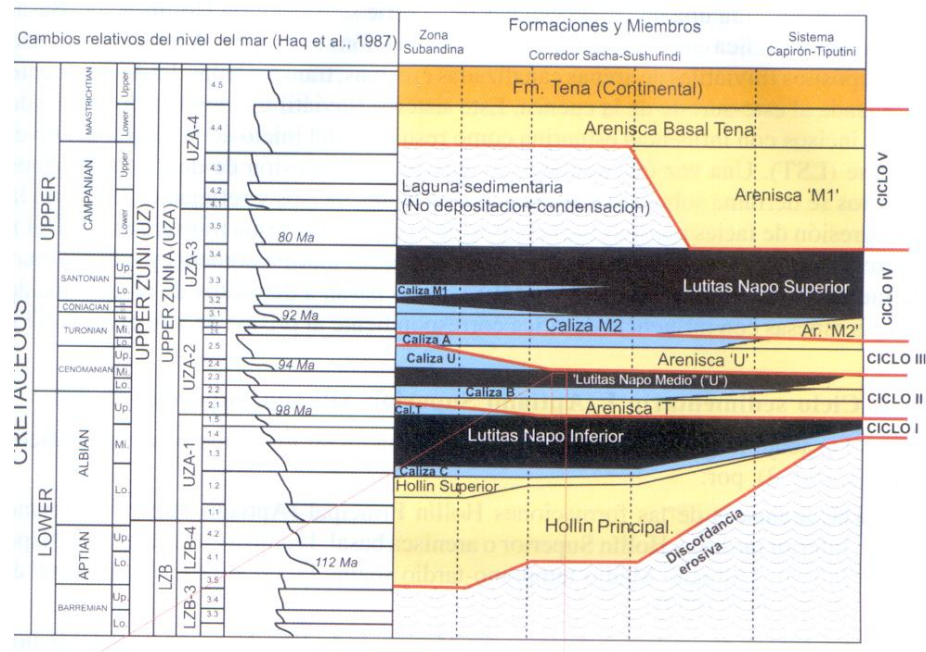
Incluye la Arenisca M2 y Caliza M2, Caliza M1 y Lutita M1. Representa una secuencia similar a las anteriores pero está restringida a la parte este de la Cuenca. La Arenisca M2 representa ambientes de depósitos transgresivos tempranos de tipo “fluvial-estuarino”,

mientras las calizas M2 y M1 son los intervalos transgresivos carbonatados de la plataforma marina (TST) y la Lutita M1 representaría el MFS del sistema.

5. Secuencia V (Campaniano-Maastrichtiano Inferior):

Formada por la Arenisca M1 y la Arenisca Basal Tena, representaría el equivalente de la Formación Vivian del Perú. La Arenisca Basal Tena se deposita en progradación sobre la Arenisca M1 en la parte este de la Cuenca y sobre las lutitas Napo Superior hacia la parte oeste; se trata de facies fluvio-marinas de canales de marea y de plataforma clástica marino-somera. La figura 3.3 muestra la secuencia de las formaciones descritas anteriormente.

FIGURA No 3.3 Formaciones, Miembros y Ciclos Sedimentarios del Cretácico de la Cuenca Oriente



Fuente: Barragán, La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo

Elaborado por: Diana Clavijo M.

3.2.2 Sedimentología de la Cuenca Oriente del Ecuador

Formación Hollin (Aptiano – Albiano)

Se dispone discordante sobre la formación Chapiza o su equivalente lateral la formación Misahualli. Tschopp (1953) y Bristow y Hoffstetter (1977) dividen a Hollín en dos miembros, las areniscas de Hollín Principal o Inferior y las areniscas glauconíticas de Hollín Superior.

Jaillard, (1995) propone que dicha Formación tiene dos unidades distintas: Una perteneciente al Aptiano inferior y otra del Aptiano superior - Albiano inferior, sugiere además que las areniscas y limolitas conocidas como Hollín Superior, deben ser integradas al “Grupo Napo” como parte de la “Formación Napo Basal”.

Hollin Principal o Inferior.- Está compuesta por una serie de areniscas cuarcíticas de tamaño variable de finas a gruesas, blanca translúcida, porosa, que va de finamente estratificada a masiva, hacia la parte superior es glauconítica.

Hollin Superior.- Son areniscas con altos porcentajes de glauconita, se presentan intercaladas con lutitas y calizas finas. Estas areniscas están pobremente datadas y probablemente son diacrónicas, se sugiere una edad de Albiano inferior – Albiano superior. El tope de las areniscas Hollín está marcado por el inicio de la depositación de las Calizas y margas micríticas denominadas Caliza C.

Formación Napo (Albiano - Campaniano)

Está depositada en concordancia sobre la Formación Hollín. Consiste principalmente de lutitas ricas en materia orgánica, calizas bioclásticas y areniscas que han sido depositadas en ambientes fluviales, marino marginal y plataformas marino someras durante el Cretácico superior (White et al., 1995, 2000). Incluye las siguientes unidades:

Caliza C.- Se presenta como un nivel delgado de calizas masivas y lutitas negras en la base.

Su edad es de Albiano medio, parte temprana, a Albiano superior al tope de la unidad.

Lutitas Napo Basal.- Son lutitas negras no calcáreas en secuencias transgresivas – regresivas en la parte norte de la zona subandina. Se le asigna una edad de Albiano superior en su parte basal al norte y al sur de Albiano medio.

Caliza T.- Se presenta como una alternancia de margas y calizas arenosas glauconíticas, fosilíferas y bioturbadas. Su edad en base a microfósiles es del Albiano superior.

Areniscas T.- Son areniscas masivas a veces calcáreas en la base y a menudo glauconíticas en la parte inferior, con intercalaciones de limolitas y complejos laminados de lodolita/limolita. Su edad en base a su posición estratigráfica y por palinomorfos la coloca en el Albiano superior.

Caliza B.- Constituido por lutitas negras intercaladas con pequeños bancos de calizas margosas negras laminadas, nódulos de pirita y caliza. Su edad es Albiano superior – Cenomaniano.

Lutitas U.- Se presenta con las mismas características que el nivel Caliza B pero en esta no aparecen bancos delgados calcáreos y aparecen progresivamente areniscas finas glauconíticas. Se les asigna una edad Cenomaniano inferior.

Caliza U.- Se trata de bancos gruesos de calizas muy fosilíferas, glauconíticas.

Areniscas U.- Conformada por una secuencia de areniscas glauconíticas de grano medio a veces saturada de hidrocarburos dentro de una matriz arcillosa. Este es uno de los principales reservorios de los campos del Bloque 17.

Caliza A.- Su parte inferior consiste de bancos de calizas masivas de textura micrítica fina a menudo intercaladas con calizas laminadas y algo bioturbadas. La edad sería Turoniano inferior a medio.

Caliza M2, Arenisca M2.- Su parte inferior consiste de areniscas calcáreas y calizas margosas glauconíticas bioturbadas, mientras en su parte superior se encuentran lutitas poco calcáreas. Las arenisca de M2 son el equivalente lateral de las calizas M2, en la margen oriental de la cuenca Oriente Se les atribuye una edad Turoniano superior.

Calizas M1.- Consiste de una secuencia de calizas y margas laminadas, bioturbadas y a veces con presencia de calcarenitas. Se le asigna una edad de Coniaciano inferior.

Lutitas M1.- Comprende una serie de lutitas grises a oscuras. Su base posee un marcador radioactivo denominado “marcador L” y se les puede asumir del Santoniano inferior.

Arenisca M1.- En la parte oriental de la cuenca Oriente se pueden observar dos secuencias:

- *Secuencia Inferior:* Areniscas gruesas bien sorteadas a veces lenticulares y carbonatadas con intercalaciones de lutitas rojas.
- *Secuencia Arenisca M1 masiva:* Secuencia granodecreciente de areniscas finas mal sorteadas con estratificación oblicua cubiertas por un fino nivel lutaceo.

Formación Tena (Maastrichtiano - Paleoceno)

La Formación Tena se encuentra separada de Napo Superior por una discordancia erosional fuerte que marca un importante hiato en la sedimentación (Baldock, 1982). Tschopp (1953) la describe como una potente secuencia de lutitas a menudo rojizas con variables contenidos de areniscas feldespáticas finas a microconglomeráticas en su parte inferior, mientras en su

parte superior dicha secuencia se intercala con tobas y arenas. Jaillard (1997) divide a esta Formación en tres miembros:

Arenisca Basal Tena.- consiste de limolitas rojas, areniscas finas sucias a menudo calcáreas y calizas margosas arenosas. Su edad corresponde al Maastrichtiano inferior.

Miembro Tena Inferior: comprende de areniscas rojas finas continentales, limolitas y a veces lutitas.

Miembro Tena Superior: son limolitas y areniscas de grano más grueso que el miembro inferior, la presencia de un hiato sedimentario entre este miembro y el inferior hace pensar en un nuevo evento tectónico importante. Se le asigna una edad Paleocénica.

Formación Tiyuyacu (Paleoceno - Eoceno)

El contacto de la base de la Formación Tiyuyacu con la subyacente Formación Tena es fuertemente erosivo y está marcado por la presencia de un conglomerado basal (Marocco et al, 1997; Valdez, 1997).

Tiyuyacu Inferior.- Consiste de conglomerados, areniscas y arcillas multicolores por lo general abigarradas. El cambio brusco hacia facies fluviales gruesas hace pensar que una fase tectónica importante ocurrió durante el Eoceno.

Tiyuyacu Superior.- Compuesta por conglomerados rellenando su base erosiva y arcillas y areniscas en el tope. Se les asigna una edad del Paleoceno hasta el Eoceno.

Formación Orteguaza (Eoceno medio - Oligoceno)

Constituye una serie marina somera conformada de lutitas cafés y verdes con intercalaciones de areniscas cuarzosas de grano fino a veces glauconíticas. El contacto entre Tiyuyacu Superior y Orteguaza corresponde a un fuerte reflector sísmico que indica el paso de un

ambiente continental a marino somero. Su edad se atribuye del Eoceno medio al Oligoceno superior.

Formación Chalcana (Oligoceno)

Constituye el equivalente lateral continental de la Formación Orteguaza. Formada por arcillolitas rojas y lutitas abigarradas con intercalaciones de areniscas de grano medio a fino y algunas venas de yeso.

Formación Arajuno (Mioceno inferior - medio)

El contacto inferior de la Formación Arajuno está bien definido en casi toda la cuenca aunque se vuelve transicional al sur y constituye una potente secuencia sedimentaria. Se la ubica en el Mioceno medio por su equivalencia lateral con la Formación Curaray,

Formación Curaray (Mioceno medio - tardío)

Constituye el equivalente lateral en la zona este de la cuenca de la Formación Chambira, en general son arcillas negras, rojas y azuladas con niveles de yeso y carbón, intercaladas con areniscas finas, esporádicas tobas y venas de lignito (Tschopp, 1953).

Formación Chambira (Mioceno tardío - Plioceno)

Subyace a la Formación Mesa y transgrede con la Formación Curaray, se trata de sedimentos de abanico aluvial de la zona del piedemonte andino cuyos detritos provienen de la erosión de la Cordillera Real. Su edad se atribuye al Mioceno tardío al Plioceno (Baldock, 1982).

Formación Mesa (Plioceno – Pleistoceno)

Se trata de un depósito de abanico de piedemonte con componentes de origen fluviales y también volcánicos (Tschopp, 1953). Se le asigna una edad de Plioceno a Pleistoceno.

Formación Mera (Holoceno)

Son sedimentos continentales de antepaís conformados por areniscas y arcillas localizadas en forma discordante sobre la Formación Mesa y que pueden estar asociadas a un último pulso del levantamiento andino (Egüez et al, 1991). Se le atribuye una edad Holocénica.

3.2.3 Formación productora

Los yacimientos productores fundamentales del Bloque 17 son las areniscas M1 y U. Dentro del yacimiento U, la mayoría de las reservas se encuentra en el intervalo U Inferior. La densidad del petróleo en el área de Hormiguero varía entre 11.4° a 15.3° API (arena U) y se aproxima a 17° API en el intervalo M1. La porosidad varía entre el 15% y el 25% mientras que la permeabilidad fluctúa entre 800 y 2,000 md.

3.3 Características del Yacimiento “U Inferior”

3.3.1 Tipo de yacimiento

Según el estado de los fluidos el yacimiento, es de tipo subsaturado con expansión volumétrica, siendo éste el yacimiento más simple que se considera para efectos de cálculo. Se considera que la permeabilidad vertical es limitada, no hay capa de gas, la intrusión de agua es despreciable. Por encima del punto de burbuja hay una sola fase (aunque puede existir una fase sólida de asfaltenos precipitados).

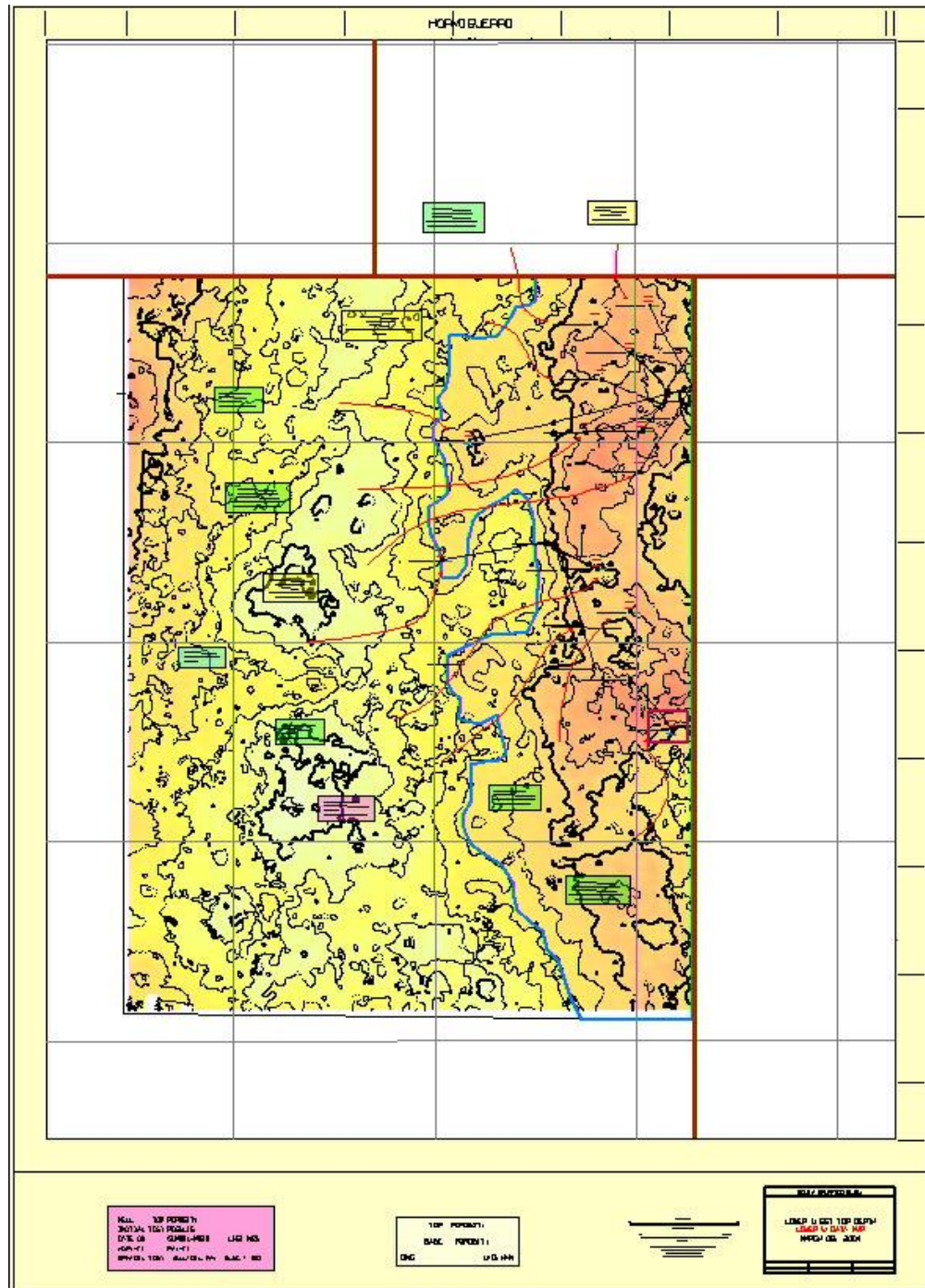
3.3.2 Descripción de la Arenisca “U Inferior”

La Arenisca “U Inferior” en el Bloque 17 es un complejo de areniscas apiladas de canales fluvio - estuarinos con sus correspondientes facies de abandono que se erosionan dentro de

las lodolitas calcáreas de costa-afuera subyacentes. Estas lodolitas pertenecen a la zona de la caliza B. El desarrollo de la porosidad bruta varía entre 0 a 53 pies o 15 a 25%. La arenisca “U Inferior” es un evento sísmico complejo y su detección directa así como también la cuantificación del desarrollo de la porosidad constituyen todo un reto. El procesamiento sísmico fue mejorado significativamente con el propósito de identificar con mayor claridad el ensanchamiento de la zona “U Inferior” ya que dentro de esta zona existe el potencial desarrollo de arena porosa.

El mapa estructural de la arenisca “U Inferior” que se muestra en la figura 3.4 se fundamenta en la información sísmica 3D y el control de pozos disponible. El mecanismo de entrapamiento de la arena “U Inferior” en el Bloque 17 es una combinación de estructura y variaciones estratigráficas sub-sísmicas. La figura 3.4 es un mapa de recolección de información, el cual, muestra pozo por pozo los resultados de las pruebas iniciales, la última producción y los parámetros petrofísicos promedio correspondientes al intervalo “U Inferior”.

FIGURA No 3.4 Mapa conceptual del tope de la porosidad e información de la arenisca “U Inferior”



Fuente: ANDES PETROLEUM
 Elaborado por: Diana Clavijo M.

La arenisca es cuarzosa, café claro, menor gris claro, subtransparente a subtranslúcido, de grano fino, subredondeada, con cemento calcáreo y matriz argilácea, porosidad inferida regular a buena, con manchas café claro y café oscuro de hidrocarburo, fluorescencia natural naranja amarillento, corte rápido nuboso amarillo lechoso, se exhibió un anillo residual moderadamente grueso amarillo oro con luz ultravioleta, y un anillo residual café claro con luz natural. Pobre saturación de hidrocarburo.

La lutita es negra, gris oscura baja, moderadamente firme a dura, sub laminar, ligeramente astillosa y ocasionalmente calcárea.

3.3.3 Presión de yacimiento

La presión inicial del yacimiento “U Inferior” se aproximó a 3,960 psia @ 9,005 pies de acuerdo a las pruebas realizadas en el pozo Hormiguero-1 el 7 de julio de 1996. En enero del 2004, se determinó una presión de yacimiento de 3,453 psia para el pozo Hormiguero-3H @ 9,005 pies. Este último registro evidenció una moderada tasa de depletación de presión del yacimiento “U Inferior” en el campo Hormiguero. La tasa de depletación calculada se aproxima a 0.153 psi/día o 56 psi/año. Por simplicidad, estas proporciones fueron determinadas asumiendo una función lineal entre la presión promedio del yacimiento y el tiempo de producción. La tasa de depletación de presión mencionada también representa aproximadamente la disminución de un 1 psi por la producción de 17,000 bbl de fluido del yacimiento. La tabla 3.1 presenta un breve resumen de las pruebas de presión realizadas en pozos del campo Hormiguero.

TABLA No 3.1 Pruebas de presión – yacimiento “U Inferior”

Pozo	Fecha de prueba	Tipo de prueba	Calidad de prueba	Pr @ datum* [psia]	Ko [mD]	S total	IP petróleo [bb/d/psi]
HORMIGUERO_01	1996-06-07	BUP	buena	3960	810	-1.29	6.00
HORMIGUERO_01	1996-12-20	BUP	buena	3948	605	-0.37	1.50
HORMIGUERO_01	1997-01-13	BUP	buena	3949	-	-	-
HORMIGUERO_01	2002-01-31	BUP	buena	3664	2045	3.70	4.68
HORMIGUERO_02	1996-12-01	RFT	buena	3946	-	-	-
HORMIGUERO_02H	2003-05-16	FL	buena	3586	-	-	-
HORMIGUERO_03H	2002-12-04	BUP	buena	3503	860	1.20	5.47
HORMIGUERO_03H	2004-01-30	PWS	buena	3453	-	-	-
HORMIGUERO_04H	2002-09-28	BUP	buena	3578	799	-4.51	8.88
HORMIGUERO_08	2003-12-15	PWS	buena	3384	-	-	-

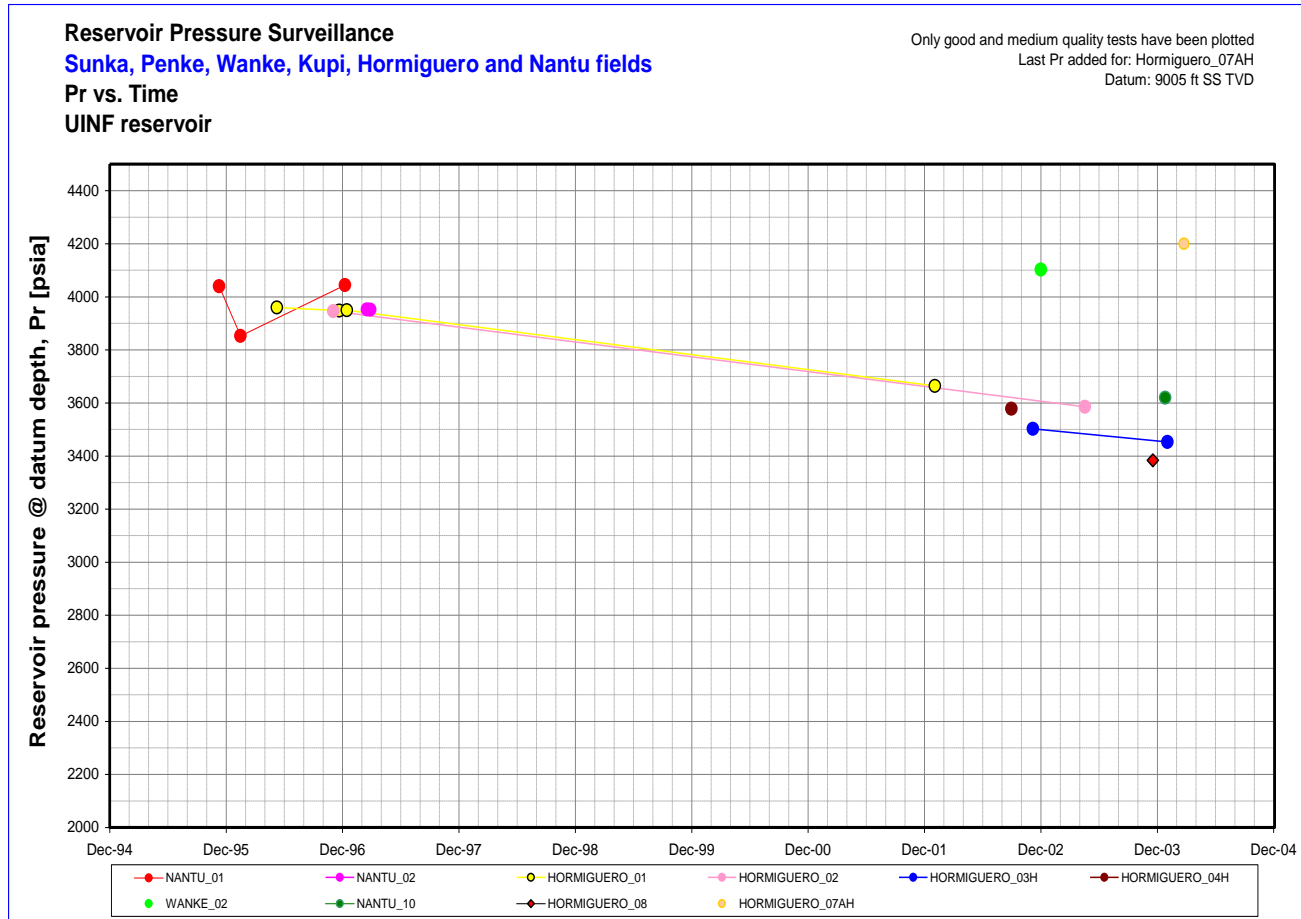
* datum = 9005' SS TVD

Fuente: ANDES PETROLEUM

Elaborado por: Diana Clavijo M.

La figura 3.5 muestra la tasa de depletación de presión correspondiente al yacimiento “U Inferior” observada en el campo Hormiguero mientras que la figura 3.6 presenta el mismo gradiente en función de la producción acumulada de fluido.

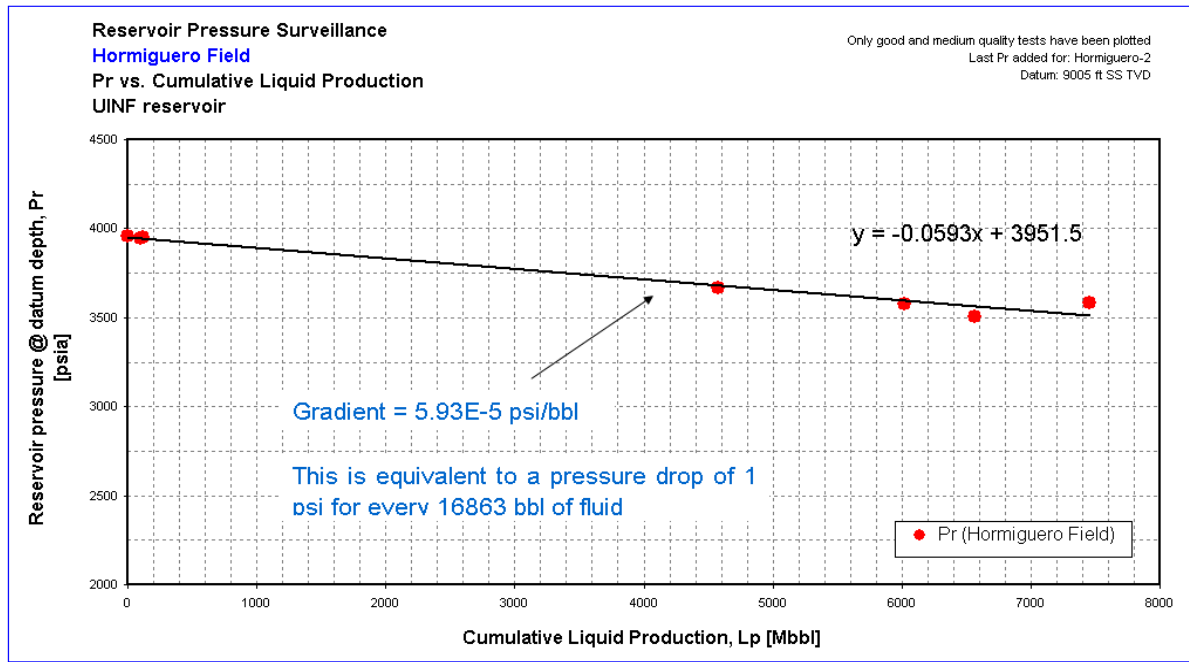
FIGURA No 3.5 Tasa de depleción de presión del yacimiento UINF - Pr vs. t



Fuente: ANDES PETROLEUM

Elaborado por: Diana Clavijo M.

FIGURA No 3.6 Tasa de depletación de presión del yacimiento UINF – Pr vs. Lp



Fuente: ANDES PETROLEUM

Elaborado por: Diana Clavijo M.

3.3.4 Parámetros petrofísicos del yacimiento “U Inferior”

A continuación se presenta un resumen descriptivo de los parámetros petrofísicos cuantificados para el yacimiento “U Inferior” correspondiente a los pozos del Campo Hormiguero. No se incluyen los yacimientos que están mojados o que no presentan condiciones favorables para su explotación. Adicionalmente, se dispone de datos de núcleos (Cores) para validar los resultados y realizar la calibración de los valores de porosidad, permeabilidad y densidad del grano.

Cabe resaltar que para algunos pozos horizontales o de alto ángulo del Campo Hormiguero solamente se dispone de registros LWD (Rayos Gamma & Resistividad). En estos casos, no se pudo realizar el correspondiente análisis petrofísico debido a la ausencia de registros de

porosidad. Por otro lado, para aquellos pozos que disponen de un conjunto completo de registros, se procedió a generar los respectivos análisis de registros siguiendo una metodología adecuada.

3.3.4.1 Porosidad (\emptyset)

La porosidad es derivada principalmente del registro de densidad (RHOB) y de los registros sínicos y neutrón como complemento. En la interpretación se asumió una densidad de la matriz de 2.64 [g/cm³] y una densidad de fluido de 1.0 [g/cm³].

- Porosidad promedio del reservorio: 17%

3.3.4.2 Permeabilidad

Se dispone de núcleos extraídos del yacimiento “U Media” y “U Inferior” para el pozo Hormiguero-2. A partir del análisis de núcleos correspondiente a este pozo se deriva que el rango de permeabilidad horizontal en el yacimiento “U” (campo Hormiguero) varía fundamentalmente entre 200 mD y 2,000 mD.

3.3.4.3 Temperatura

A partir del análisis de datos disponibles se obtuvo un gradiente geotermal de 1.32 °F/100’ y temperaturas promedio de yacimiento de 204 °F para el yacimiento “U Inferior”.

3.3.4.4 Saturación de agua (Sw)

Para la determinación de la saturación de agua se utilizó el método “Archie” con un exponente de cementación de 2.0 mientras que el exponente de saturación y la constante fueron fijados en 2.0 y 1.0 respectivamente.

- Saturación de agua promedio del reservorio: 21%

Para determinar valores promedios de estas variables petrofísicas, se analizó la región localizada entre el tope y la base de cada uno de los yacimientos. Los rangos considerados para la determinación de zonas de pago son: $\phi_{eff} > 10\%$ y $Sw < 50\%$.

TABLA No 3.2 Información Arena “U Inferior”

INFORMACIÓN ARENA U INFERIOR			
POZO	POROSIDAD (%/100)	SW (%/100)	ARENA (%)
HORMIGUERO_01	0.18	0.14	42.00
HORMIGUERO_02	0.18	0.23	48.50
HORMIGUERO_03	0.18	0.24	14.00
HORMIGUERO_04	0.18	0.23	42.00
HORMIGUERO_05	0.18	0.24	15.00
HORMIGUERO_08	0.19	0.28	28.00
HORMIGUERO_09	0.18	1.00	8.00
HORMIGUERO_10	0.2	0.20	26.00

Fuente: ANDES PETROLEUM

Elaborado por: Diana Clavijo M.

3.3.4.5 Pruebas PVT de Fluidos de la Arenisca “U Inferior”

Una muestra representativa del yacimiento “U Inferior” corresponde al pozo H-2 del campo Hormiguero en el Bloque-17. El 19 de marzo de 1997 se obtuvo la muestra de fluidos del yacimiento “U Inferior” correspondiente al pozo H-2. La tabla 3.3 presenta un resumen del análisis PVT de la mencionada muestra.

TABLA No 3.3 PVT – Hormiguero – 2: “U Inferior”

Condiciones iniciales en la cara del yacimiento		
Presión estática inicial	3950	Psia
Temperatura de fondo	215	°F
Estudio a masa constante a 215 °F (374.8 K)		
Presión de burbuja	912	Psia
Compresibilidad a Pi	2.34E_06	1/psia
Vaporización diferencial a 215 °F (374.8K)		
A la presión estática inicial		
Factor volumétrico del petróleo	1.106	
Relación de gas en solución	109	ft ³ /bbl
Densidad del petróleo	0.873	g/cm ³
A la presión de burbuja		
Factor volumétrico del petróleo	1.115	
Relación de gas en solución	109	ft ³ /bbl
Densidad del petróleo	0.865	g/cm ³
Densidad relativa de petróleo residual	0.945	
Gravedad API	18.3	
Viscosidad a 215 °F (374.8 K)		
A la presión estática inicial	12.56	Cp
A la presión de burbuja	7.49	Cp

Fuente: ANDES PETROLEUM

Elaborado por: Diana Clavijo M.

3.4 Características de los fluidos del reservorio “U Inferior”

3.4.1 Salinidad de los fluidos de Formación

El rango de salinidad de agua de producción fue determinado a partir de un programa de muestreo. La salinidad de agua de formación presenta una variación entre 35,000 y 85,000 ppm de NaCl para los pozos productores correspondientes al yacimiento “U Inferior”. Se asumió entonces una salinidad promedio de 50,000 ppm que corresponde a una resistividad de 0.05 Ω m.

El valor de resistividad del agua de formación asumido y utilizado en el análisis petrofísico de la formación “U inferior” de los pozos del campo Hormiguero es de 0.044 Ω m.

3.4.2 Turbidez del agua de formación

Para determinar la cantidad de sólidos de una salmuera o del agua que se encuentra en la formación, se mide su turbidez (NTU). Un requisito indispensable antes de las operaciones de matado del pozo es medir la turbidez y filtrar el fluido de completación; el fluido utilizado en procesos de completación y reacondicionamiento para la Arenisca “U Inferior” debe tener una turbidez menor a 20 NTU. En las aguas de formación en el proceso de separación de fases se ponen clarificadores que sirven para bajar la turbidez antes de la inyección de agua en los pozos inyectores y por lo tanto estas aguas poseen menos de 20 NTU y pueden ser usadas para el proceso de matado de pozo; en este caso las aguas de formación H-1, H-3H y NANTU A son adecuadas para el diseño y selección de un fluido de completación tanto para el pozo H-1 como para el pozo H-3H pertenecientes al campo Hormiguero; sin embargo, el

agua de Rio Wollinsky, por tratarse de agua fresca tiene una turbidez de 100 NTU por lo que es sometido a varios procesos de filtración con filtros de 10 micrones hasta alcanzar una turbidez menor a 20 NTU.

3.4.3 Características de los crudos producidos en los pozos H-1 y H-3H

Los crudos producidos en los pozos H-1 y H-3H por originarse de la misma zona productora (arena “U Inferior”), poseen características y composición química similares; estos crudos son pesados presentando en superficie una densidad API promedio de 16 a 60 °F y en subsuelo, una densidad API promedio de 20 a 150 °F; sus propiedades se pueden observar en la tabla 3.4. La tabla 3.5 indica la composición química de los crudos donde se puede observar un marcado predominio de cadenas largas de C12 en adelante y la escasa presencia de gases.

TABLA No 3.4 Propiedades de los crudos H-1 y H-3H

POZO	ARENA	API OBS	TEMP °F	API@60 °F	API@80 °F	API@150 °F	GRAVEDAD ESPECÍFICA (SG) 60 °F	GRAVEDAD ESPECÍFICA (SG) 80 °F	GRAVEDAD ESPECÍFICA (SG) 150 °F	BSW API	API SECO
Hormiguero 01	U-Inf	17.38	74	16	17.2	21	0.979	0.993	0.977	1.5	16.3
Hormiguero 03	U-Inf	17.6	74	16.8	18	21.8	0.953	0.944	0.921	2	17.1

Fuente: ANDES PETROLEUM

Elaborado por: Diana Clavijo M.

TABLA No 3.5 Composición química de los crudos H-1 y H-3H

Reservoir Fluid Analysis of RFR01
from flash to ambient conditions

Composition

Component	Flashed liquid mol %	Flashed gas mol %	Monophasic fluid mol %
N2	0.00	2.78	0.62
CO2	0.05	3.82	0.89
H2S	0.00	0.00	0.00
CH4	0.22	67.16	15.23
C2H6	0.16	8.05	1.93
C3H8	0.44	9.29	2.43
i-C4H10	0.19	2.63	0.74
n-C4H10	0.26	3.18	0.91
i-C5H12	0.32	1.32	0.54
n-C5H12	0.26	0.65	0.35
pseudo C6H14	1.23	0.63	1.09
pseudo C7H16	3.58	0.37	2.86
pseudo C8H18	5.74	0.12	4.48
pseudo C9H20	5.79	0.01	4.49
pseudo C10H22	4.86	0.00	3.77
pseudo C11H24	4.06	0.00	3.15
C12+	72.87	0.00	56.53
Total	100.00	100.00	100.00
Molar ratio	0.7757	0.2243	1.0000

Phase properties	Flashed liquid		Flashed gas		Monophasic fluid	
	lbm/mol	g/mol	lbm/mol	g/mol	lbm/mol	g/mol
Molar mass						
C7+	0.8020	363.78	0.2192	99.41	0.8011	363.38
C12+	0.9784	443.80			0.9784	443.80
fluid	0.7814	354.46	0.0564	25.58	0.6188	280.70
Density	g/cm ³	kg/m ³	g/cm ³	kg/m ³	g/cm ³	kg/m ³
C7+	0.945	945			0.945	945
C12+	0.974	974			0.974	974
fluid	0.942	942	0.001080	1.068	0.934	934
Relative density			0.883	0.883		

Fuente: ANDES PETROLEUM

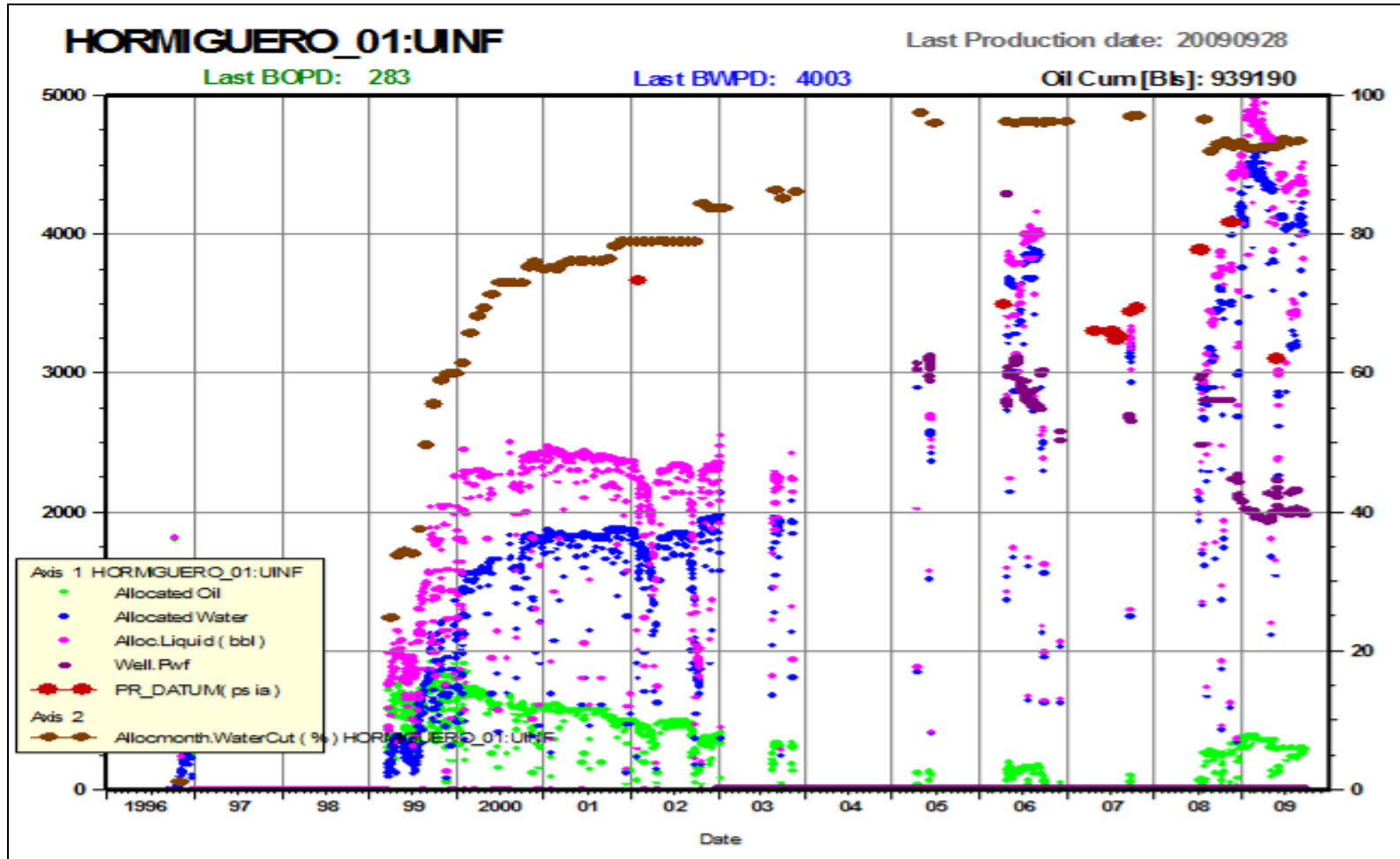
Elaborado por: Diana Clavijo M.

3.5 Historiales de producción de los pozos productores H-1 y H-3H

3.5.1 Pozo H-1

El pozo Hormiguero _01 presenta en su historial de producción un alto corte de agua, el cual, ha ido incrementando considerablemente como se puede apreciar en la figura 3.7; el último registro de los barriles de agua por día (BWPD) producidos es de 4,003 Bls, mientras que los barriles de petróleo producido diariamente (BOPD) es de 283 Bls. El total de crudo producido hasta septiembre del 2009 es de 939,190 Bls. Se puede apreciar un decrecimiento de la presión de fondo fluyente (P_{wf}).

FIGURA No 3.7 Historial de producción pozo Hormiguero-01



Fuente: ANDES PETROLEUM
Elaborado por: Diana Clavijo M.

3.5.2 Evolución de los trabajos de reacondicionamiento en el pozo H-1

La completación inicial en el pozo Hormiguero 1 fue realizada en el mes de marzo de 1999, desde entonces se han registrado hasta el momento cinco programas de reacondicionamiento realizados en la zona productora “U Inferior”, cuyo principal propósito ha sido el cambio de bombas. En la tabla 3.6 se detalla brevemente la historia de reacondicionamientos.

TABLA 3.6 Historia de Reacondicionamiento

W.O N°	FECHA	BREVE DECRIPCIÓN	RESULTADOS
1	25-abr-2002	Cambio bomba jet	Exitoso
2	25-oct-2002	Cambio bomba jet	Exitoso
3	15-abr-2005	Cambio de bomba jet a BES	Exitoso
4	20-dic-2008	Cambio BES	Exitoso

Fuente: ANDES PETROLEUM

Elaborado por: Diana Clavijo M.

El último programa de reacondicionamiento se corrió el 20 de diciembre del 2008, la causa de su realización fue debido a que la bomba electro sumergible quedó fuera de operación por desbalance de fases. Los principales objetivos del reacondicionamiento fueron:

- Sacar la completación anterior consistente en una bomba electro sumergible P-47/ 145 etapas/ 456 HP.
- Bajar con broca y raspatabos hasta PBSD @ 10,391 ft MD.
- Completar el pozo con un ensamble de BES P-47/ 145 etapas / 760 HP.

El procedimiento de operación seguido fue el siguiente:

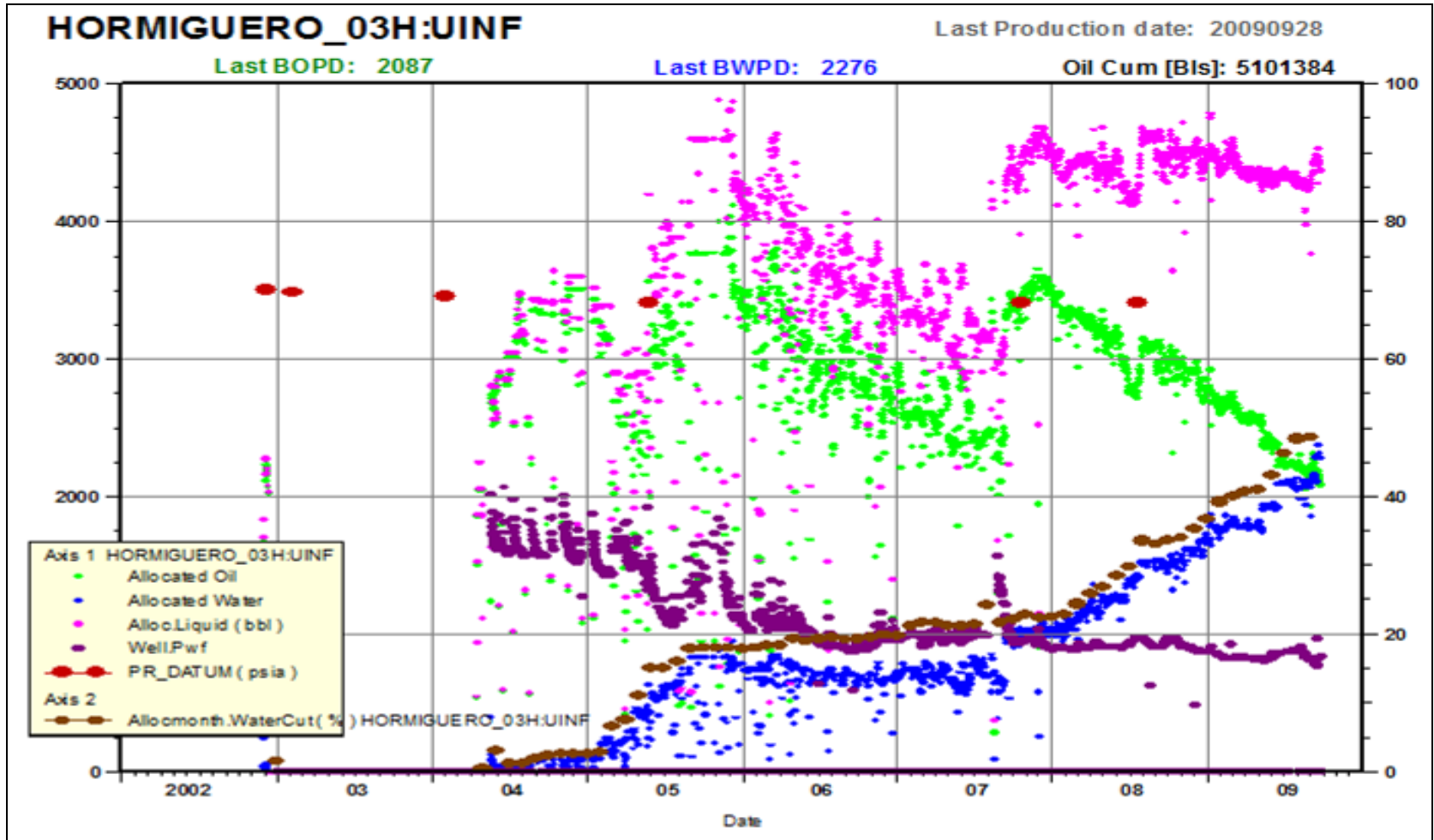
- 1) Mover el pulling unit a la locación sobre el pozo Hormiguero 1.
- 2) Controlar el pozo con el fluido de completación previamente tratado.
- 3) Desarmar árbol de navidad, montar preventor de reventones y probar con 250 psi (baja) y 2,000 psi (alta).
- 4) Recuperar ensamblaje de producción, consistente en una bomba electro sumergible P-47/ 145 etapas/ 456 HP y la tubería de producción de 3 ½”.
- 5) Bajar una broca de 6” y drill collars en tubería de perforación de 3 ½” hasta 11,391’ MD (7” casing), circular el pozo hasta obtener en superficie retornos limpios; sacar tubería y broca.
- 6) Bajar broca de 6”, raspatubos de 7” y drill collars en tubería de perforación de 3 ½” hasta 11,391’ MD (7’ casing). Circular el pozo hasta obtener en superficie retornos limpios; sacar tubería, raspatubos y broca.
- 7) Armar y bajar ensamblaje de completación consistente en una BES 538 P-47/ 145 etapas/ 760 HP en tubería de producción de 3 ½” @ +/- 9,000’ MD / 9,000’ TVD.
- 8) Asentar colgador de tubería en sección “B” del cabezal.
- 9) Remover preventor de reventones.
- 10) Armar sección “C” del cabezal de producción.
- 11) Dar por terminado las operaciones del taladro.

Nota: El diseño de la última completación del pozo H-1 puede ser observado en el Anexo 1

3.5.3 Pozo H-3H

El pozo Hormiguero _03H ha tenido un incremento moderado en el corte de agua, presentando un mayor aumento durante los últimos dos años; la última producción diaria de agua (BWPD) registrada es de 2,276 Bls; la producción de petróleo ha sido relativamente estable como se puede apreciar en la figura 3.8, la última producción diaria de petróleo registrada (BOPD) es de 2,087 Bls y la producción acumulada de crudo hasta septiembre del 2009 es de 5'101,384 Bls. Se puede apreciar que la presión de fondo fluyente se ha mantenido estable.

FIGURA No 3.8 Historial de producción pozo Hormiguero



Fuente: ANDES PETROLEUM

Elaborado por: Diana Clavijo M.

3.5.4 Último Trabajo de Reacondicionamiento realizado en el pozo H-3H

La completación inicial del pozo Hormiguero 3 se realizó en noviembre del 2002, desde entonces se han realizado hasta el momento dos trabajos de reacondicionamiento; el primero programa se corrió el 24 Mayo del 2004, y sus objetivos fueron sacar la completación con bomba jet, limpiar el pozo con broca y raspadores, instalar una BES CG-6100/ 214 etapas/ 608 HP con un sensor de fondo y un tubo capilar, se obtuvo una producción después del reacondicionamiento de 5,900 BFPD. Se trabajo con una presión de reservorio de 3,481 psi (en la zona media de las perforaciones), porosidad del 17% y permeabilidad de 860 md. Utilizando como fluido de completación 300 ppm de Biocide en agua de formación.

El segundo programa de reacondicionamiento se corrió en julio del 2007 con el propósito de cambiar la BES CG-6100/ 214 etapas/ 608 HP por otra bomba electro sumergible P47 / 166 STG/ 608 HP en tubería de 3 ½” debido a una baja eficiencia del equipo. Los datos estimados del reservorio “U Inferior” a considerar fueron:

Intervalo de profundidad de la zona de producción: 10,671 ft – 12,172 ft MD

Presión de reservorio: 2,700 psi @ MP / 5.27 ppg EMW

Temperatura de reservorio: 215 °F

El procedimiento de operación seguido fue el siguiente:

- 1) Mover la torre a la locación sobre el pozo Hormiguero 03H.
- 2) Controlar el pozo con el fluido de completación previamente tratado. En este caso se adicionaron únicamente 500 ppm de Biocide en agua fresca.

- 3) Desarmar árbol de navidad, montar preventor de reventones y probar con 250 psi (baja) y 2,000 psi (alta) (preventor anular a 750 psi-alta) por 10 minutos.
- 4) Recuperar ensamblaje de producción, consistente en una bomba electro sumergible CG-6100/ 214 etapas/ 608 HP y la tubería de producción de 3 ½”.
- 5) Armar y bajar ensamblaje de completación consistente en una BES P47/ 166 ETAPAS/ 608 HP en tubería de producción de 3½” @ +/- 8,120’ MD / 8,119’ TVD.
- 6) Asentar colgador de tubería en sección “B” del cabezal.
- 7) Remover preventor de reventones.
- 8) Armar sección “C” del cabezal de producción.
- 9) Iniciar pruebas de producción con el BES y monitorear los resultados.
- 10) Dar por terminado las operaciones del taladro.

Nota: El diseño de la última completación del pozo H-1 puede ser observado en el Anexo 2

3.6 Procedimientos de limpieza adicionales

Con el propósito de mejorar el desempeño de las operaciones de completación y así lograr mantener la producción del reservorio, se utilizan métodos de limpieza tanto químicas como mecánicas, las cuales permiten remover contaminantes sólidos que se encuentran en el pozo tales como: cemento, escorias en la tubería de revestimiento, óxido, grasas de las conexiones, virutas metálicas, entre otros. El diseño de un tren de espaciadores adecuados para la limpieza óptima del pozo es uno de los componentes, de mayor cuidado en la tecnología del desplazamiento. Las funciones y objetivos del sistema de espaciadores en conjunto son el

mismo en casi todos los casos. El volumen de los espaciadores de limpieza dependen de la tasa de bombeo máximas permitidas en el pozo. Los espaciadores de limpieza tienen su mayor efecto cuando todo el ciclo de limpieza es realizado en flujo turbulento a excepción de los viscosificantes.

El uso de todas estas tecnologías tales como: la limpieza mecánica, limpieza química y filtración de fluidos de completación, tienen un objetivo principal el cual es minimizar los daños a la formación por la contaminación de las salmueras que estará expuesta al yacimiento.

3.6.1 Limpieza Química

Consiste en el bombeo de píldoras de limpieza, las cuales según sus componentes cumplen diferentes objetivos en cuanto a la remoción de sólidos e impurezas en el pozo:

- **Píldora viscosa.-** Esta píldora tiene como objetivo el separar el fluido de completación KCL de las píldoras de limpieza de tubería creando una interfase que facilita la operación de las píldoras de limpieza, su preparación se efectúa en el tanque de píldora, esta píldora debe tener una viscosidad de embudo de 50 s/ct:

VOLUMEN: 50 bbl

COMPOSICIÓN: Agua + viscosificante

- **Píldora alcalina.-** Esta píldora es bajamente corrosiva, no corroe, no oxida, no erosiona, no tiene efectos deteriorantes en ningún metal. La píldora tiene la finalidad

de remover la costra del fluido de perforación, residuos de carbonatos, y suciedad depositada en la tubería.

COMPOSICIÓN: Agua + inhibidor catiónico.

- **Píldora limpiadora.-** Esta píldora tiene como objetivo evitar que lo removido se vuelva adherir a la tubería y está compuesta por un poderoso biosolvente surfactante

COMPOSICIÓN: Agua + surfactante

Nota: esta combinación de píldoras remueve el lodo, la grasa de las conexiones de la tubería y la película del fluido de perforación dejando el revestimiento humectado en agua.

3.6.2 Limpieza Mecánica

El uso de esta tecnología de la limpieza mecánica, tiene un objetivo principal el cual es minimizar los daños a la formación por los contaminantes que se incorporan a la salmuera y pueden ser expuestos al yacimiento. M-I SWACO SPECIALIZED TOOLS utiliza cuatro elementos fundamentales para una óptima limpieza mecánica en una sola herramienta especializada denominada SPEEDWELL PUP con un diseño modular que combina el uso de cepillos, raspadores, magnetos, canastas y estabilizadores dispuestos sobre un mandril, ideal para la limpieza de revestidores. La herramienta no cuenta con conexiones externas. El diámetro interno de la herramienta permite la circulación en reversa para optimizar la limpieza del pozo y ahorra los tiempos de viajes. La figura 3.9 muestra la herramienta SPEEDWELL PUP ensamblada con sus cuatro elementos.

FIGURA No 3.9 Herramienta especializada SPEEDWELL PUP



Fuente: MI-Swaco

Elaborado por: Diana Clavijo M.

Entre las diversas ventajas que otorga esta herramienta podemos numerar las principales:

- Su configuración puede variar según las necesidades de limpieza del pozo.
- Es de fácil manejo en la mesa del taladro.
- Reduce los tiempos de armado y desarmado.
- Elimina viajes innecesarios.
- Optimiza la limpieza e incrementa la productividad.

Beneficios.

- Eliminar toda la mugre y escombros de sólidos que pudieran estar en el pozo como son: escala, corrosión, incrustaciones, residuos no metálicos, etc.
- Limpiar el ID del casing y prepararlo para la corrida de herramientas que conforman el ensamblaje de producción del pozo.

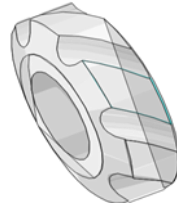
- Reducir el tiempo de viajes innecesarios relacionados a la limpieza del pozo.
- Al optimizar el proceso de limpieza se prolonga el tiempo de vida útil de los equipos de completación.
- Se limpiaran en zonas de interés donde se realizaran los disparos ya que evita que residuos sólidos ingresen en la formación y causen daño.
- Se minimiza los costos de filtración
- En superficies lisas el asentamiento de packers es más confiable ya que disminuye el riesgo de falla durante y después de las operaciones
- Reduce los riesgos y aumenta la confiabilidad en la corrida de registros.

Los componentes de la herramienta SPEEDWELL son:

Centralizador.- su diámetro externo es el máximo diámetro de la herramienta por lo que permite fijarla y darle estabilidad tanto en pozos verticales como en pozos direccionales en:

- Centralizador OD
- Casing ID
- Liner ID
- Casing Drift
- Liner Drift
- Tope de Liner
- Diámetro de la Broca

FIGURA No 3.10 Centralizador

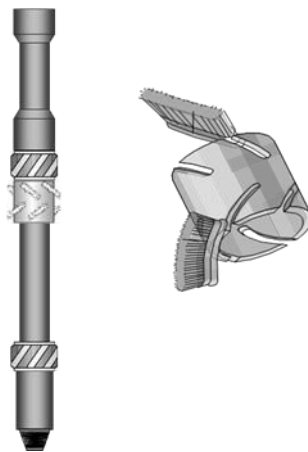


Fuente: MI-Swaco

Elaborado por: Diana Clavijo M.

Cepillos.- Tienen 360° de cobertura; los cepillos son de acero y permiten un flujo generoso alrededor de los mismos; no poseen sujetadores externos; no son rotacionales; su diseño es con Tecnología de limpieza de tuberías y ofrecen una limpieza segura.

FIGURA No 3.11 Cepillos

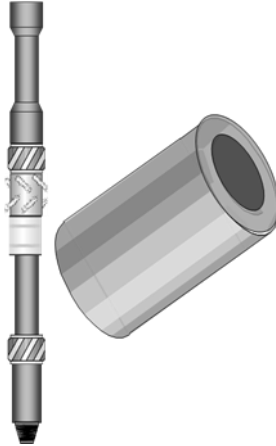


Fuente: MI-Swaco

Elaborado por: Diana Clavijo M.

Magneto.- Ofrecen 360° de cobertura y una buena capacidad de arrastre; el campo magnético retiras el material ferroso del espacio anular y no posee sujetadores externos.

FIGURA No 3.12 Magneto

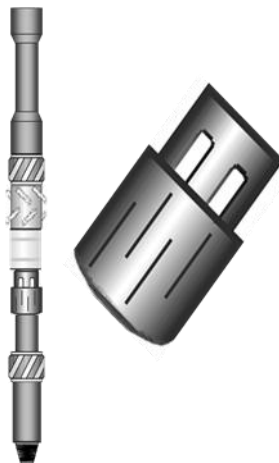


Fuente: MI-Swaco

Elaborado por: Diana Clavijo M.

Canasta.- Ofrece una medida preventiva, considerada una herramienta para validar pozos, permite un flujo sin restricción a través del área de la canasta.

FIGURA No 3.13 Canasta

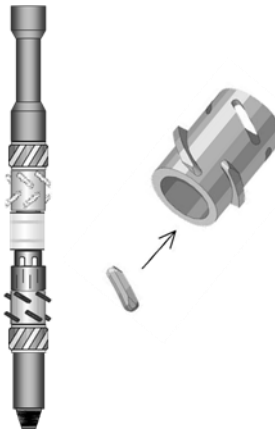


Fuente: MI-Swaco

Elaborado por: Diana Clavijo M.

Raspadores.- ofrecen 360° de cobertura; poseen una superficie rugosa en las cuchillas; otorgan una acción continua de raspado durante los viajes de entrada y salida; los resortes proveen una continua fuerza durante la operación; no poseen sujetadores externos y son no-rotacionales ofreciendo así una limpieza segura.

FIGURA No 3.14 Raspadores



Fuente: MI-Swaco

Elaborado por: Diana Clavijo M.

Otra herramienta especializada es el **WELL PATROLLER** definida como una avanzada herramienta de filtrado y limpieza de fondo de **M-I SWACO** desarrollada para usarse antes de la fase de completación de pozos en los cuales se requiere un alto grado de limpieza y validación. Antes de la introducción de la herramienta Well Patroller, la única manera de verificar si el escombros había sido retirado del espacio anular era midiendo la turbidez (NTU's) y el contenido de sólidos del fluido que regresaba a la superficie. Se lleva a cabo la limpieza al filtrar el escombros restante del espacio anular a través de un filtro de malla de

alambre que contiene la herramienta. La herramienta WELL PATROLLER se corre como una parte integral de la sarta de perforación para pulir el casing como también la tubería que se corre en el hoyo. Esta puede ser corrida como parte de los raspadores ensamblados y puede ser rotado recíprocamente sin temor a daños al casing o a la herramienta.

Una válvula de bola operada por la herramienta **PORTED BY PASS SUB** normalmente corre sobre la herramienta WELL PATROLLER, ésta cumple la función de proveer un intermediario adicional de igualación de presiones y flujo de fluido alrededor de la herramienta que puede regresar llena de desperdicios cuando se realiza el viaje dentro del pozo.

FIGURA No 3.15 Herramienta especializada WELL PATROLLER



Fuente: MI-Swaco

Elaborado por: Diana Clavijo M.

Características.

- Disponible en todos los tamaños comunes de tubería de revestimiento y liner.
- Malla de 0.025” para filtrar partículas pequeñas.
- Nuevas válvulas con forma de riñón disponibles para permitir el paso de grandes trozos de escombros en la herramienta.
- Amplias áreas de flujo a través de la herramienta a pesar de que el vaso desviador hace contacto con el ID de la tubería de revestimiento.
- Rectificable en campo.
- Sus discos de ruptura liberan la presión en caso de que la herramienta se llene completamente de material impermeable.

Beneficios.

- La herramienta se opera simplemente metiendo en el pozo (RIH) o saliendo del pozo (POOH).
- Permite perforar o moler con la herramienta en la sarta.
- Se la puede correr en tándem y corrida triples.
- Herramienta de doble función: primero desempeña una acción de limpieza y posteriormente valida la efectividad de la operación de limpieza.

Ventajas.

- Cuenta con doble función, la herramienta Well Patroller primero desempeña una acción de limpieza y posteriormente valida la efectividad de la operación de limpieza.

*Cortesía de M-I Swaco Overseas.

CAPÍTULO IV

CAPÍTULO IV

4. DISEÑO DEL FLUIDO DE COMPLETACIÓN

4.1 Pruebas de compatibilidad

Cada tipo de fluido de completación o reacondicionamiento utilizado en un pozo debe ser compatible con la formación y sus fluidos. Las incompatibilidades entre el fluido de completación y los fluidos de la formación pueden resultar en daños catastróficos a la formación. Las pruebas de compatibilidad son necesarias para determinar si existe riesgo de que el fluido de completación introducido a la formación reaccione con los fluidos de la formación y produzca daño. El fluido de completación de prueba y el crudo de la formación son colocados en cantidades iguales en una probeta y agitados para formar una emulsión y posteriormente son calentados a temperatura del reservorio; a intervalos predeterminados se observan características tales como separación de fluidos, mojabilidad, distinción de capas interfaciales, calidad de agua y de petróleo. Las pruebas de compatibilidad evitan que en la formación ocurran reacciones indeseables con el fluido de completación introducido, el cual puede dañar la permeabilidad del reservorio permanentemente; además la compatibilidad es principalmente necesaria en tratamientos en areniscas donde pueden producirse reacciones potencialmente dañinas.

4.2 Componentes de un fluido de completación y reacondicionamiento limpio

Los fluidos usados en trabajos de completación inicial y reacondicionamiento de pozos pueden ser sistemas conformados por varios fluidos y compuestos.

La tabla 4.1 presenta las características y propiedades físicas de los componentes de un fluido de completación y reacondicionamiento limpio.

TABLA No 4.1 Componentes de un Sistema de fluido limpio

COMPONENTES	CARACTERÍSTICAS	PROPIEDADES FÍSICAS
Inhibidor de arcilla	Se usa en sistemas de lodo de agua fresca hasta agua saturada con sal	Apariencia: líquido color ambar oscuro pH (solución 2%): 6.5 – 7.5 Gravedad específica: 1.07 – 1.09
Surfactante	Compuesto que previene la emulsión entre salmueras y los fluidos del reservorio	Apariencia: líquido color ambar Punto de inflamación: > 446 °F Punto de congelamiento: (-) 6 °F Gravedad específica: 1.073
Anti espumante	Poliol de poliéster utilizado en fluidos de agua dulce o salada y que no contiene aceite	Apariencia: líquido transparente Punto de inflamación: 365 °F Punto de fluidez: (-) 14.8 °F Densidad: 8.36 lb/gal
Cloruro de potasio	(KCl) Componente que suministra iones de potasio para inhibir el hinchamiento de arcillas y la dispersión	Apariencia: cristales blancos Solubilidad en agua: 25% en peso Gravedad específica: 2.0
Biocida o Bactericida	Aldehído controlador de bacterias en los fluidos de base agua	Punto de inflamación: > 200 °F Punto de fluidez: 20 °F Gravedad específica: 1.07 pH: 3.7 – 4.5
Secuestrante de oxígeno	Solución de 50% de bisulfato de amonio, usado en lodos con base agua; es un reductor de la corrosión	Apariencia: líquido nebuloso pH (solución 2%): 5 - 6 Gravedad específica: 1.25 – 1.3

Fuente: GERHARD ALEXANDER CONDIT SALAZAR. Tesis de Ingeniería

Elaborado por: Diana Clavijo M.

4.2.1 Descripción de los componentes del fluido de completación utilizados en laboratorio

Por pedido de la Empresa de Servicios Petroleros MI-Swaco, se usarán nombres hipotéticos de los productos.

4.2.1.1 Preventor de emulsiones “A”

Este aditivo es una mezcla concentrada de surfactantes y solventes, diseñado para prevenir emulsiones o posibles incompatibilidades causadas por la interacción de crudos altamente asfálticos y agua salada, fluidos de completación de baja densidad y tratamientos de acidificación. Este aditivo también previene la floculación causada por la floculación de asfaltenos y produce una limpieza, una fina interface entre las fases agua/aceite. Es también efectivo en el control de los cambios en la mojabilidad del agua o aceite causados por surfactantes fuertemente catiónicos. Es soluble en agua salada y fluidos de completación de bajas densidades tales como 2-3% de KCl y 3% de NH₄Cl.

Propiedades físicas típicas:

Apariencia: Líquido de color rojizo

Olor: Alcohol

pH (5% vol en IPA/agua): 5 - 6

Densidad: 7.6 - 7.7 lb/gal.

Flash point (TCC): 146 °F (63 °C)

Punto de congelación: < 32 °F (0 °C)

Aplicaciones:

Su aplicación común se encuentra en rangos desde 0.1 hasta 2.0% por volumen de filtrado, en un fluido de completación de baja densidad o en agua salada. Cuando es usado como un aditivo ácido, concentraciones por sobre un volumen del 5.0% pueden ser requeridas. Sirve además para pruebas de compatibilidad hechas en laboratorio entre un crudo específico y el fluido de completación. La concentración del preventor A debe estar determinado por la consideración de diferentes factores como: si es soluble en el fluido de completación, la rata a la cual las fases de crudo y fluido se separan, la condición de la interface agua/petróleo, y observando la mezcla formada por el fluido de formación y el crudo por la presencia o formación de un lodo y la mojabilidad de la fase salmuera. Si no existe la posibilidad de realizar pruebas de compatibilidad en un laboratorio, se debe aplicar un 0.5% del preventor A por volumen. En todas las aplicaciones, los fluidos de retorno deberán ser monitoreados y las dosificaciones acordemente ajustadas.

Ventajas:

Previene las emulsiones e impide la incompatibilidad entre el crudo pesado y los fluidos de completación de baja densidad.

Limitaciones:

- Limitado en baja densidad, fluidos de completación monovalentes tales como 2-3% de KCl y 3% de NH₄Cl.
- Solo previene emulsiones.
- No actúa como un demulsificante ni romperá una emulsión, solo trabaja como un aditivo preventor.

4.2.1.2 Preventor de emulsiones “B”

Este preventor de emulsiones es una mezcla especializada de solvente y surfactante y actúa como un preventor de una emulsión estable entre un fluido de completación claro y el crudo del reservorio. El preventor de emulsiones B está formulado para penetrar la formación con una mínima adsorción y provee un gran beneficio en la vanguardia de la invasión de fluidos.

Propiedades físicas comunes:

Apariencia física: Clara, líquido de amarillo pálido a ambar.

Olor: Alcohol

Gravedad específica: 0.89

pH (10% vol en agua): 4

Flash point: 70 °F (21 °C) (PMCC)

Aplicaciones:

Comúnmente se usa en rangos de 0.1 a 1 % por volumen de un fluido de completación filtrado (4 a 40 gal/100bbl).

De ser posible, la compatibilidad entre el crudo específico y el fluido de completación deben ser establecidos a través de pruebas hechas en laboratorio antes de aplicar el producto en el campo. Durante una prueba piloto, la óptima concentración del preventor B está determinada por la velocidad a la cual se separan las fases crudo y salmuera, las condiciones de la interface crudo/agua, observando la mezcla del petróleo crudo y la salmuera por la presencia o formación de lodo y humectabilidad de la fase salmuera.

Los beneficios del preventor B a veces pueden ser mejorados por la adición de una pequeña cantidad de solvente mutual como el glicol etileno monobutil éter (EGMEB) aunque el

efecto del solvente mutal debe ser considerado con respecto a la regeneración del fluido de completación. En la mayoría de circunstancias, la adición de EGMEB por sobre el 0.5% por volumen, puede reducir la regeneración del fluido de completación y usualmente incrementara el costo de la regeneración. Si no se pueden realizar pruebas en laboratorio con el preventor B, este debe ser adicionado en un 0.5% por volumen. En todas las aplicaciones los fluidos de retorno deberán ser monitoreados y la dosis ajustada de acuerdo a los requerimientos.

Ventajas:

- Soluble en la mayoría de fluidos de completación y sistemas de base agua.
- Efectivo a bajas concentraciones.

Limitaciones:

- Líquido inflamable
- No soluble en fluidos de completación que contenga bromuro de zinc o formiato.

4.2.1.3 EGMEB (Solvente Mutal)

Sinónimos: Ethylene glycol monobutyl ether

Peso Molecular: 118.18

Fórmula Química: HOCH₂CH₂OC₄H₉

Composición: 2-Butoxyethanol

Tóxico: Si

Propiedades Físicas y Químicas:

Aspecto: Líquido incoloro, claro.

Olor: Moderado.

Solubilidad: Soluble en agua.

Peso Específico: 0.90 @ 20C/4C

pH: No encontró información.

% de Volátiles por Volumen @ 21C (70F): 100

Punto de Ebullición: 171C (340F)

Punto de Fusión: -70C (-94F)

Densidad del Vapor (Air=1): 4.07

Presión de Vapor (mm Hg): 0.8 @ 20C (68F)

Tasa de Evaporación (BuAc=1): 0.07

Estabilidad y Reactividad: Estable en condiciones ordinarias de uso y almacenamiento.

Productos Peligrosos de Descomposición: Cuando se calienta hasta la descomposición puede formar dióxido y monóxido de carbono.

Polimerización Peligrosa: No ocurrirá.

Incompatibilidades: Oxidantes fuertes, bases fuertes. Puede atacar al aluminio metálico a altas temperaturas.

Condiciones a Evitar: Calor, llamas, fuentes de ignición e incompatibles.

4.2.1.4 Antiespumante

Es un aditivo mezclado con alcohol-base, diseñado para reducir la espuma y evitar que el aire quede atrapado en todos los líquidos. Es preparado con alcoholes superiores. Este

aditivo es muy eficaz en todos los fluidos de completacion, así como en fluidos de perforación base agua (fluidos de agua dulce, agua de mar y agua saturada de sal).

Propiedades físicas típicas:

Apariencia física: Líquido opaco.

Olor: Alcohol.

Gravedad específica: 0,95.

Punto de inflamación: 240 ° F (120 ° C).

Flashpoint: - 70 ° F (-57 ° C)

Punto de ebullición: 491 ° F (255 ° C)

Aplicaciones:

Este aditivo puede ser utilizado en cualquier fluido de perforación base agua y en fluidos de completación. Se utiliza en pequeñas concentraciones y es eficaz en pre-tratamientos para prevenir la formación de espuma y como un tratamiento removedor de espuma. Por lo general, un tratamiento de 1 a 2 gal/100 bbl (0,24 a 0,48 l/m³) de fluido es suficiente para superar la formación de espuma.

Ventajas:

- Elimina la formación de espuma de los fluidos de completación y los fluidos de perforación base agua
- Compatible con cualquier fluido.
- Se usa para restaurar la pérdida de presión en la bomba debido a la formación de espuma y el aire incorporado en el líquido.
- Puede ser usado como un tratamiento de choque.

Limitaciones:

- Los fluidos de perforación o de completación con alto contenido de geles, son muy difíciles de remover la espuma.
- El aditivo funciona mejor cuando el uso de geles no sea excesivamente elevado.
- Los vapores de las piscinas de lodo puede causar tos e irritación de nariz y garganta.

Toxicidad y Manejo:

Manejar con precaución como un producto químico industrial, usando equipo de protección y observación de las precauciones descritas en la Hoja de Seguridad (MSDS). Conservar en un lugar seco y bien ventilado. Mantenga el recipiente cerrado. Mantenga lejos del calor, las chispas y las llamas. Almacenar lejos de materiales incompatibles.

4.2.1.5 Inhibidor de corrosión

Es un aditivo de tipo amina diseñado para proteger las tuberías empeladas en campos petrolíferos. Ayuda a prevenir el ataque de la corrosión en las tuberías de revestimiento, tuberías de producción y herramientas de fondo de pozo en contacto con fluidos de completación claros. Este inhibidor de la corrosión es un producto altamente concentrado diseñado y acondicionado para su uso en fluidos de completación y reacondicionamiento.

Propiedades físicas típicas:

Apariencia física: Líquido marrón oscuro.

Gravedad específica: 1,09

Aplicaciones:

Aditivo anticorrosivo para tubería de producción y revestimiento cuando se utilizan fluidos de completación o reacondicionamiento. Tiene aplicación en todos los sistemas de salmueras. Está diseñado para ser usado en salmueras claras, pero puede ser utilizado en fluidos de completación viscosificados o en fluidos de perforación. Para el tratamiento de salmueras claras, el inhibidor de la corrosión debe ser utilizado en una cantidad de 0,22 galones por barril (4.8-L/m^3) de fluido de completación. Esto es equivalente a 2 lb / bbl ($5,7\text{ kg/m}^3$) o aproximadamente cuatro latas de 5 galones por cada 100 barriles de salmuera. El inhibidor de la corrosión se puede agregar directamente a la salmuera sin un equipo especial de mezcla o agitación.

Ventajas:

Protege las superficies metálicas, tanto profunda como superficialmente y las áreas más calientes. El inhibidor de corrosión proporciona una protección en fondos de pozo con temperaturas por sobre los $350\text{ }^\circ\text{F}$ ($177\text{ }^\circ\text{C}$).

- Protege las tuberías de producción y revestimiento y herramientas de completación expuestas a un fluido de completación y reacondicionamiento.
- Compatible con cloruro sódico, cloruro potásico, cloruro de calcio, bromuro de sodio, bromuro de calcio y fluidos de completación a base de bromuro de zinc con densidad moderada.

Limitaciones:

- Cuando se aplica a los fluidos de bromuro de zinc, las recomendaciones deben ser obtenidos a partir del Grupo de Tecnología de Fluidos de Completación.

- Diseñado para el uso en los fluidos de completación claros. Si se utiliza en un fluido de completación viscosificado o fluidos de perforación.

Toxicidad y Manejo:

Manejar con precaución como un producto químico industrial, usando equipo de protección y observación de las precauciones que se describen en la Hoja de Seguridad (MSDS). Conservar a temperatura moderada en un lugar seco y bien ventilado. Mantenga en su envase original.

4.2.1.6 Densificante

Sal a base de cloruro de potasio, representado por su fórmula química **KCl**.

Sinónimos: Muriato de potasio.

Aplicaciones:

De amplio uso por su capacidad de inhibir el hinchamiento de lutitas. La adición de cloruro de potasio a un fluido de completación, permite obtener el nivel de iones potasio requerido para maximizar la integridad de los recortes perforados y mantener la estabilidad del hueco. Disponible comercialmente como sal orgánica, cristalina y seca de alta pureza.

Usado en fluidos claros con una densidad de hasta 9.7 ppg; en fluidos de completación de aguas claras tales como fluidos de agua salada o de cloruro de sodio, es usado en un porcentaje del 2 al 7%, con el propósito de estabilizar lutitas y arcillas.

Ventajas:

- Sus iones potasio inhiben el hinchamiento de arcillas y la dispersión.
- Usado en perforaciones con presencia de arcillas problemáticas.

- Su uso es el más económico.
- Disponible en amplios rangos de densidades y no contiene sólidos.
- Puede ser reutilizado
- Previene la emulsión y controla la corrosión.

4.2.2 Efectos de los preventores de emulsiones en los crudos H1 y H-3H

- El preventor de emulsiones **A**, al interactuar con el crudo o con los crudos H1 y H-3H previenen posibles emulsiones mejorando así la compatibilidad entre la salmuera y dichos crudos.
- El preventor de emulsiones **B**, previene la formación de emulsiones entre la salmuera y los crudos H1 y H-3H penetrando a la formación con un mínimo de adsorción previniendo así la invasión de fluidos.
- El EGMEB es un solvente mutual compatible con los preventores de emulsiones **A** y **B** otorgando una mejor compatibilidad entre la salmuera y los crudos.
- Las aguas tratadas para la preparación y selección del fluido de completación requieren de una densidad mínima de 8.4 lb/gal; para dar peso a las aguas de formación y las aguas dulces que tengan una menor densidad a la requerida, se utiliza KCl de pureza 97%, misma que es una sal compatible con los preventores de emulsiones utilizados.

4.3 Pruebas de compatibilidad en laboratorio

4.3.1 Aguas tratadas con químicos

Para las pruebas de compatibilidad realizadas en el laboratorio, se diseñaron fluidos de completación basadas en cuatro diferentes tipos de agua (Tabla 4.2):

TABLA No 4.2 Tipos de aguas usadas en laboratorio y sus densidades

TIPO DE AGUA	DENSIDAD (ppg)
Agua de Río Wolinsky (agua fresca)	8.334
Agua de formación Nantu A	8.56
Agua de formación Hormiguero 1	8.6
Agua de formación Hormiguero 3H	8.63

Fuente: Laboratorio MI-Swaco

Elaborado por: Diana Clavijo M.

Las aguas de formación y el agua fresca de Río fueron filtradas previamente con la finalidad de eliminar impurezas sólidas y la cantidad de NTU sea < 20 (fluido limpio). Los pozos H-1 y H-3 requieren ser tratados con un fluido de completación y reacondicionamiento con una densidad mínima de 8.4 ppg (lb/gal) con el propósito de ejercer una presión mayor a la presión del reservorio; el agua de Río Wollinsky por tratarse de agua fresca tiene un peso de 8.334 ppg, siendo necesaria la adición de 5.2 gr de KCl al 97% por cada barril equivalente (350 ml) de laboratorio para alcanzar un peso de 8.4 ppg; la cantidad de sal fue determinada mediante la tabla 4.3. a cada agua base se adicionó en forma separada los preventores de

emulsiones **A** y **B** en diferentes porcentajes por volumen de barril equivalente que corresponde del 0.1 % al 0.5 %; se preparó también una mezcla especial de **EGMEB** y los preventores **A** y **B** (por separado) en porcentajes de 0.1 % y 0.2 % por volumen de barril equivalente. La tabla 4.3 indica los valores referenciales usados por la empresa MI-swaco para calcular las libras por barril de KCl que se debe añadir a una salmuera para obtener el peso requerido.

TABLA No 4.3 Tabla de referencia para adición de KCl

Tablas de Referencia

Tablas Disponibles

Volúmenes

- Tabla Volumen de Agujero

Tubulares

- Tabla de Revestidor (Casing)
- Tabla Tubería de Perforación
- Tabla de Drill Collar
- Tabla Tubería 'Heavy Weight'
- Tabla de Tubería
- Tabla Tubería Enrollada

Sales

- Tabla CaCl2
- Tabla NaCl
- Tabla KCl**
- Tabla CaBr2
- Tabla NaBr
- Tabla HCO2Na

Mezclas de Líquidos

- Tabla HCO2K y H2O
- Tabla CaBr2 / CaCl2 y ZnBr2
- Tabla CaBr2 y ZnBr2

Tabla KCl

Densidad lb/gal 70°F	Grav. Esp.	% en Peso %	KCl lb/bbl	KCl kg/m³	Agua bbl/bbl
8.35	1.003	0.5	1.8	5.2	0.9
8.40	1.009	1.5	5.2	14.7	0.9
8.50	1.021	3.3	11.9	34.0	0.9
8.60	1.033	5.2	18.7	53.5	0.9
8.70	1.045	7.0	25.7	73.2	0.9
8.80	1.057	8.8	32.7	93.2	0.9
8.90	1.069	10.6	39.7	113.4	0.9
9.00	1.082	12.4	46.9	133.8	0.9
9.10	1.094	14.2	54.1	154.4	0.9
9.20	1.106	15.9	61.4	175.1	0.9
9.30	1.118	17.6	68.7	196.1	0.9
9.40	1.130	19.3	76.1	217.1	0.9
9.50	1.142	20.9	83.5	238.3	0.9
9.60	1.154	22.6	91.0	259.6	0.8
9.70	1.166	24.2	98.5	280.9	0.8
9.80	1.178	25.7	106.0	302.3	0.8

Conjunto de Unidades
Estándar 3 (m, m/min)

Barra de Control

Windows Taskbar: Start, Internet Explorer, Outlook, Firefox, Mail, 2010, Requisición d..., 05-02-2010 -..., MudWare®, 11:30 AM

Fuente: Laboratorio MI-Swaco
Elaborado por: Diana Clavijo M.

4.3.2 Equipos e instrumentos utilizados en el laboratorio.

- **Balanza.-** La balanza es un dispositivo mecánico o electrónico empleado en los laboratorios para determinar el peso o la masa de un objeto o sustancia. Se puede utilizar una balanza sencilla (mecánica o electrónica) para pesar sólidos con una precisión no mayor de 0.1 g. Para mediciones de cantidades muy pequeñas se recomienda utilizar balanzas analíticas.

FIGURA No 4.1 Balanza electrónica



Fuente: Fuente: Cienytec Ltda. Instrumentos y Equipos para Laboratorio

Elaborado por: Diana Clavijo M.

- **Balanza atmosférica.-** Conocida también como balanza de lodo, permite mediciones con una precisión de 0.1 lbm/gal y está diseñada de tal modo que la taza de lodo, que está en un extremo del brazo, se puede balancear con un contrapeso fijo en el otro extremo, y tiene un mecanismo de desplazamiento (jinete) que se mueve a lo largo de una escala graduada. El brazo está provisto de un nivel tipo burbuja que permite un balance preciso.

FIGURA No 4.2 Balanza Atmosférica



Fuente: Laboratorio MI-Swaco

Elaborado por: Diana Clavijo M.

- **Baño- maría.-** Este equipo proporciona un calentamiento no directo utilizando agua, tiene un amplio rango de temperatura para cubrir requerimientos de uso y dispone de un temporizador que permite un apagado automático.

FIGURA No 4.3 Baño- María



Fuente: Fuente: Cienytec Ltda. Instrumentos y Equipos para Laboratorio

Elaborado por: Diana Clavijo M.

- **Probeta.-** Tubo de cristal alargado y graduado, cerrado por un extremo, usado como recipiente de líquidos o gases, el cual tiene como finalidad medir el volumen de los propios.

FIGURA No 4.4 Probeta



Fuente: Fuente: Cienytec Ltda. Instrumentos y Equipos para Laboratorio

Elaborado por: Diana Clavijo M.

- **Vaso de Precipitación.-** Es un simple contenedor de líquidos, usado muy comúnmente en el laboratorio. Son cilíndricos con un fondo plano; se les encuentra de varias capacidades, desde un ml hasta de varios litros. Normalmente son de vidrio (Pyrex en su mayoría) o de plástico.

FIGURA No 4.5 Vaso de Precipitación



Fuente: Cienytec Ltda. Instrumentos y Equipos para Laboratorio.

Elaborado por: Diana Clavijo M.

- **Varillas de vidrio.-** Son tubos delgados de vidrio, de amplia aplicación en toda clase de montajes. Se pueden cortar, se doblan a la llama de un mechero evitando cogerlas con la mano. Unas son huecas y otras macizas.

FIGURA No 4.6 Varillas de vidrio



Fuente: Cienytec Ltda. Instrumentos y Equipos para Laboratorio

Elaborado por: Diana Clavijo M.

- **Pipeta.-** Es un instrumento volumétrico de laboratorio que permite medir alícuotas de líquido con bastante precisión. Suelen ser de vidrio. Está formado por un tubo transparente que termina en una de sus puntas de forma cónica, y tiene una graduación (una serie de marcas grabadas) indicando distintos volúmenes.

FIGURA No 4.7 Pipeta



Fuente: Cienytec Ltda. Instrumentos y Equipos para Laboratorio

Elaborado por: Diana Clavijo M.

- **Crisol.-** Es un material de laboratorio utilizado principalmente para calentar, fundir, quemar y calcinar sustancias.

FIGURA No 4.8 Crisol



Fuente: Cienytec Ltda. Instrumentos y Equipos para Laboratorio

Elaborado por: Diana Clavijo M.

- **Medidor de pH.-** Son utilizados para analizar la calidad del agua, o cualquier elemento que requiera un pH determinado. Hay pHmetros portátiles o de mesa, pHmetros básicos, pHmetros de mano, o pHmetros combinados con medidores de mv, ORP, cloro, temperatura, STD y conductividad.

FIGURA 4.9 Medidor de pH



Fuente: Cienytec Ltda. Instrumentos y Equipos para Laboratorio

Elaborado por: Diana Clavijo M.

4.4 Descripción del Proceso

Cada prueba tuvo una duración de 30 minutos en una temperatura controlada de 150°F a baño maría bajo condiciones estáticas. El proceso que se realizó en las pruebas fue el siguiente:

1. Se utilizaron probetas de 25 ml, las cuales fueron previamente lavadas para remover cualquier tipo de contaminante existente.
2. Se adiciono en primer lugar, la salmuera ya tratada en la probeta en una cantidad de 10 ml, para después completar hasta los 20 ml, adicionando el crudo de los pozos piloto correspondientes en cada prueba.
3. Las probetas fueron tapadas y agitadas vigorosamente por un tiempo aproximado de 1 minuto para luego ser colocadas en el baño maría.
4. Cada 10 minutos de intervalo las tapas de las probetas eran removidas para liberar cualquier presión existente por la presión de gas.
5. Se tomaron datos en porcentaje de la separación de las fases crudo/fluido de completación por 30 minutos en intervalos de 5, 10, 15 y 30 minutos.
6. Los cilindros fueron sacados del baño maría para fotografiar los resultados.

4.4.1 Resultado de las pruebas de laboratorio

Las tablas detalladas a continuación, indican los resultados obtenidos por las pruebas de compatibilidad realizadas en laboratorio; se hicieron un total de 48 pruebas de compatibilidad por cada crudo H-1 y H-3H con los 4 diferentes tipos de fluidos y el tiempo requerido para la realización de las pruebas fue de una semana. Los resultados considerados

como óptimos de cada tabla están resaltados en color amarillo y la nota descrita al final de cada tabla, es un referente que indica los resultados individuales de cada prueba a los diferentes intervalos de tiempo.

Durante las pruebas de compatibilidad, fueron tomadas fotografías con el propósito de confirmar los datos obtenidos en los resultados; las dos fotografías colocadas al final de cada tabla, corresponden a las muestras de agua y crudo pertenecientes a cada una de las tablas; la fotografía superior, es la muestra de agua y crudo sin tratar, la cual fue agitada para forzar la emulsión y la fotografía inferior es la muestra de agua y crudo tratada seleccionada en la tabla por presentar los mejores resultados.

4.4.1.1 Pruebas realizadas con crudo H-1

TABLA No 4.4 Resultados agua fresca y crudo H-1

PORCENTAJE DEL VOLUMEN DE SEPARACIÓN DEL FLUIDO DE COMPLETACIÓN					
AGUA DE RIO WOLLINSKY/ CRUDO H-1 A 150 °F					
No.	Tratamiento	5 Min	10 Min	15 Min	30 Min
1	Ninguno	0%	0%	0%	0%
2	0.1% PREVENTOR “B”	85% **	90% **	90% **	90% **
3	0.2% PREVENTOR “B”	90% **	90% **	90% **	90% **
4	0.3% PREVENTOR “B”	85% **	85% **	85% **	90% **
5	0.4% PREVENTOR “B”	90% **	90% **	90% **	90% **
6	0.5% PREVENTOR “B”	95% *	98% *	100% *	100% *
7	0.1% PREVENTOR “A”	80% *	80% *	80% *	90% *
8	0.2% PREVENTOR “A”	90% ◊	95% ◊	100% ◊	100% ◊
9	0.3% PREVENTOR “A”	94% ◊	96% ◊	96% ◊	98% ◊
10	0.4% PREVENTOR “A”	92% ◊	92% ◊	92% ◊	94% ◊
11	0.5% PREVENTOR “A”	80% ◊	90% ◊	90% ◊	90% ◊
12	0.1% PREVENTOR “A” + 0.1% EGMEB	94% *◊	94% *◊	94% *◊	94% *◊
13	0.2% PREVENTOR “A” + 0,2% EGMEB	98% *◊	98% *◊	99% *◊	100% *◊

Fuente: Laboratorio MI-Swaco

Preparado por: Diana Clavijo M.

NOTA:

- * Poco crudo adherido en paredes.
- ** Mucho crudo adherido en paredes.
- *** Paredes completamente manchadas con crudo.
- ◊ Agua de completación semi-oscura.
- ◊◊ Agua de completación oscura.

FOTO No 1. Agua fresca de Río Wollinsky no tratada en emulsión con el crudo H-1 y con un 0% de separación



FOTO 2. Agua fresca de Río Wollinsky tratada en emulsión con el crudo H-1 y con una separación del 100%



Fuente: Laboratorio MI-Swaco

Preparado por: Diana Clavijo M.

TABLA No 4.5 Resultados agua NANTU A y crudo H-1

PORCENTAJE DEL VOLUMEN DE SEPARACIÓN DEL FLUIDO DE COMPLETACIÓN					
NANTU A/ CRUDO H-1 A 150 °F					
No.	Tratamiento	5 Min	10 Min	15 Min	30 Min
1	Ninguno	0%	0%	0%	0%
2	0.1% PREVENTOR “B”	30% **	30% **	30% **	30% **
3	0.2% PREVENTOR “B”	70% ***	70% ***	70% ***	80% ***
4	0.3% PREVENTOR “B”	90% *	90% *	90% *	90% *
5	0.4% PREVENTOR “B”	94% * ^{∞∞}	96% * ^{∞∞}	96% * ^{∞∞}	96% * ^{∞∞}
6	0.5% PREVENTOR “B”	90% * ^{∞∞}	90% * ^{∞∞}	90% * ^{∞∞}	90% * ^{∞∞}
7	0.1% PREVENTOR “A”	80%	80%	80%	80%
8	0.2% PREVENTOR “A”	90% ◊	90% ◊	90% ◊	92% ◊
9	0.3% PREVENTOR “A”	94% *	96% *	96% *	98% *
10	0.4% PREVENTOR “A”	90% *	92% *	92% *	93% *
11	0.5% PREVENTOR “A”	90% ^{∞∞}	90% ^{∞∞}	92% ^{∞∞}	92% ^{∞∞}
12	0.1% PREVENTOR “A”+ 0.1% EGMEB	86% *◊	88% *◊	88% *◊	90% *◊
13	0.2% PREVENTOR “A”+ 0.2% EGMEB	90% ◊	90% ◊	90% ◊	90% ◊

Fuente: Laboratorio MI-Swaco

Preparado por: Diana Clavijo M.

NOTA:

- * Poco crudo adherido en paredes.
- ** Mucho crudo adherido en paredes.
- *** Paredes completamente manchadas con crudo.
- ◊ Agua de completación semi-oscura.
- ∞∞ Agua de completación oscura.

FOTO No 3. Agua de formación NANTU A no tratada en emulsión con el crudo H-1 y con un 0% de separación



FOTO No 4. Agua de formación NANTU A tratada en emulsión con el crudo H-1 y con una separación del 98%



Fuente: Laboratorio MI-Swaco

Preparado por: Diana Clavijo M.

TABLA No 4.6 Resultados agua H-1 y crudo H-1

PORCENTAJE DEL VOLUMEN DE SEPARACIÓN DEL FLUIDO DE COMPLETACIÓN					
AGUA H-1/ CRUDO H-1 A 150 °F					
No.	Tratamiento	5 Min	10 Min	15 Min	30 Min
1	Ninguno	0%	0%	0%	0%
2	0.1% PREVENTOR “B”	70% **	75% **	75% **	80% **
3	0.2% PREVENTOR “B”	94% **	94% **	94% **	94% **
4	0.3% PREVENTOR “B”	80% **	80% **	80% **	80% **
5	0.4% PREVENTOR “B”	90% *	90% *	90% *	90% *
6	0.5% PREVENTOR “B”	85% *	90% *	90% *	90% *
7	0.1% PREVENTOR “A”	80% *∅∅	80% *∅∅	80% *∅∅	90% *∅∅
8	0.2% PREVENTOR “A”	70% *∅∅	70% *∅∅	75% *∅∅	75% *∅∅
9	0.3% PREVENTOR “A”	98% *	98% *	100% *	100% *
10	0.4% PREVENTOR “A”	92%	94%	96%	96%
11	0.5% PREVENTOR “A”	90%	90%	90%	90%
12	0.1% PREVENTOR “A” + 0.1% EGMEB	96% *∅	98% *∅	98% *∅	98% *∅
13	0.2% PREVENTOR “A” + 0,2% EGMEB	90% ∅	90% ∅	92% ∅	92% ∅

Fuente: Laboratorio MI-Swaco

Preparado por: Diana Clavijo M.

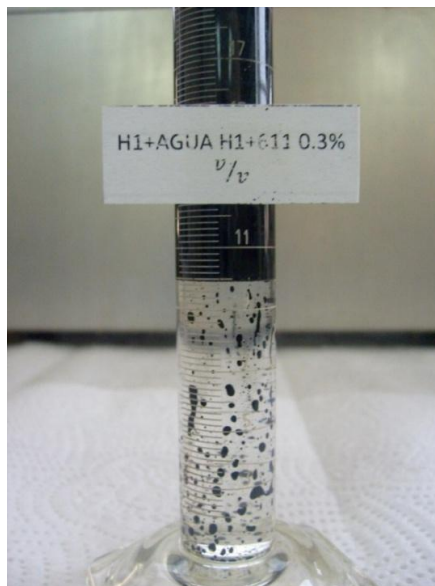
NOTA:

- * Poco crudo adherido en paredes.
- ** Mucho crudo adherido en paredes.
- *** Paredes completamente manchadas con crudo.
- ∅ Agua de completación semi-oscura.
- ∅∅ Agua de completación oscura.

FOTO No 5. Agua de Formación H-1 no tratada en emulsión con el crudo H-1 y con un 0% de separación



FOTO No 6. Agua de Formación H-1 tratada en emulsión con el crudo H-1 y con una separación del 100%



Fuente: Laboratorio MI-Swaco

Preparado por: Diana Clavijo M.

TABLA No 4.7 Resultados agua fresca y crudo H-1

PORCENTAJE DEL VOLUMEN DE SEPARACIÓN DEL FLUIDO DE COMPLETACIÓN					
AGUA H-3H/ CRUDO H-1 A 150 °F					
No.	Tratamiento	5 Min	10 Min	15 Min	30 Min
1	Ninguno	0%	0%	0%	0%
2	0.1% PREVENTOR “B”	80% **	80% **	80% **	80% **
3	0.2% PREVENTOR “B”	85% **	85% **	85% **	85% **
4	0.3% PREVENTOR “B”	85% **	85% **	85% **	85% **
5	0.4% PREVENTOR “B”	90% **	95% **	90% **	95% **
6	0.5% PREVENTOR “B”	85% **	85% **	85% **	90% **
7	0.1% PREVENTOR “A”	80% *	80% *	80% *	90% *
8	0.2% PREVENTOR “A”	90% *	90% *	90% *	90% *
9	0.3% PREVENTOR “A”	96% *	98% *	98% *	100% *
10	0.4% PREVENTOR “A”	96% *	98% *	100% *	100% *
11	0.5% PREVENTOR “A”	90% *◇	90% *◇	90% *◇	92% *◇
12	0.1% PREVENTOR “A” + 0.1% EGMEB	98% *◇	99% *◇	100% *◇	100% *◇
13	0.2% PREVENTOR “A” + 0,2% EGMEB	90% ◇	92% ◇	95% ◇	95% ◇

Fuente: Laboratorio MI-Swaco

Preparado por: Diana Clavijo M.

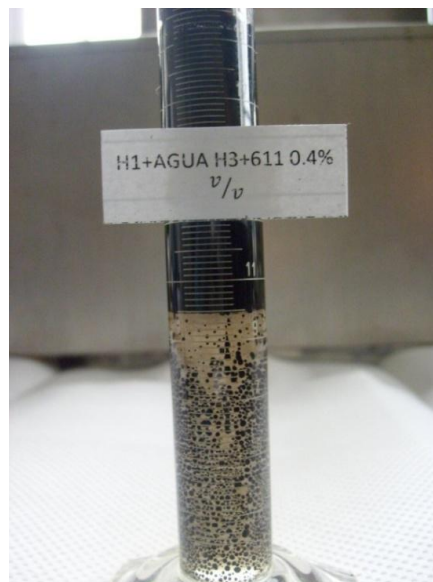
NOTA:

- * Poco crudo adherido en paredes.
- ** Mucho crudo adherido en paredes.
- *** Paredes completamente manchadas con crudo.
- ◇ Agua de completación semi-oscura.
- ◇◇ Agua de completación oscura.

FOTO No 7. Agua de Formación H-3 no tratada en emulsión con el crudo H-1 y con un 0% de separación



FOTO No 8. Agua de Formación H-3 tratada en emulsión con el crudo H-1 y con una separación del 100%



Fuente: Laboratorio MI-Swaco
Preparado por: Diana Clavijo M.

4.4.1.2 PRUEBAS REALIZADAS CON CRUDO H-3H

TABLA No 4.8 Resultados agua fresca y crudo H-3H

PORCENTAJE DEL VOLUMEN DE SEPARACIÓN DEL FLUIDO DE COMPLETACIÓN AGUA DE RIO WOLLINSKY/ CRUDO H-3H A 150 °F					
No.	Tratamiento	5 Min	10 Min	15 Min	30 Min
1	Ninguno	0%	0%	0%	0%
2	0.1% PREVENTOR “B”	70% ***	70% ***	70% ***	70% ***
3	0.2% PREVENTOR “B”	70% ***	70% ***	70% ***	75% ***
4	0.3% PREVENTOR “B”	70% ***	70% ***	70% ***	75% ***
5	0.4% PREVENTOR “B”	80% **	80% **	80% **	80% **
6	0.5% PREVENTOR “B”	90% **◊	90% **◊	94% **◊	94% **◊
7	0.1% PREVENTOR “A”	90% *	95% *	95% *	95% *
8	0.2% PREVENTOR “A”	90% *	90% *	90% *	95% *
9	0.3% PREVENTOR “A”	90% *	90% *	95% *	97% *
10	0.4% PREVENTOR “A”	92% *	96% *	96% *	97% *
11	0.5% PREVENTOR “A”	94% *◊	98% *◊	100% *◊	100% *◊
12	0.1% PREVENTOR “A” + 0.1% EGMEB	95% *◊	95% *◊	100% *◊	100% *◊
13	0.2% PREVENTOR “A” + 0,2% EGMEB	95% *◊	98% *◊	99% *◊	100% *◊

Fuente: Laboratorio MI-Swaco

Preparado por: Diana Clavijo M.

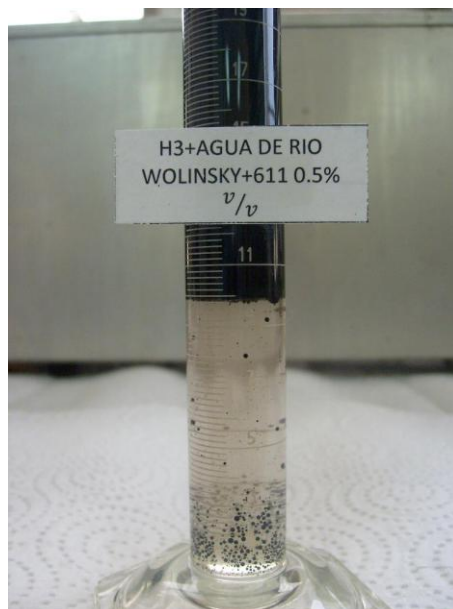
NOTA:

- * Poco crudo adherido en paredes.
- ** Mucho crudo adherido en paredes.
- *** Paredes completamente manchadas con crudo.
- ◊ Agua de completación semi-oscura.
- ◊◊ Agua de completación oscura.

FOTO No 9. Agua de Río Wollinsky no tratada en emulsión con el crudo H-3 y con un 0% de separación



FOTO No 10. Agua fresca de Río Wollinsky tratada en emulsión con el crudo H-3 y con una separación del 100%



Fuente: Laboratorio MI-Swaco

Preparado por: Diana Clavijo M.

TABLA 4.9 Resultados agua NANTU A y crudo H-3H

PORCENTAJE DEL VOLUMEN DE SEPARACIÓN DEL FLUIDO DE COMPLETACIÓN					
NANTU A/ CRUDO H-3H A 150 °F					
No.	Tratamiento	5 Min	10 Min	15 Min	30 Min
1	Ninguno	0%	0%	0%	0%
2	0.1% PREVENTOR "B"	60% *	64% *	64% *	64% *
3	0.2% PREVENTOR "B"	70% *	70% *	70% *	70% *
4	0.3% PREVENTOR "B"	70% *	70% *	70% *	70% *
5	0.4% PREVENTOR "B"	70% *	74% *	76% *	80% *
6	0.5% PREVENTOR "B"	80% *◇	80% *◇	85% *◇	90% *◇
7	0.1% PREVENTOR "A"	80%	80%	80%	80%
8	0.2% PREVENTOR "A"	85%	85%	90%	90%
9	0.3% PREVENTOR "A"	92%	94%	94%	96%
10	0.4% PREVENTOR "A"	95% *	95% *	96% *	96% *
11	0.5% PREVENTOR "A"	95% *	96% *	96% *	98% *
12	0.1% PREVENTOR "A" + 0.1% EGMEB	95% *◇	98% *◇	100% *◇	100% *◇
13	0.2% PREVENTOR "A" + 0,2% EGMEB	80% ◇	80% ◇	80% ◇	80% ◇

Fuente: Laboratorio MI-Swaco

Preparado por: Diana Clavijo M.

NOTA:

- * Poco crudo adherido en paredes.
- ** Mucho crudo adherido en paredes.
- *** Paredes completamente manchadas con crudo.
- ◇ Agua de completación semi-oscura.
- ◇◇ Agua de completación oscura.

FOTO No 11. Agua de formación NANTU A no tratada en emulsión con el crudo H-3 y con un 0% de separación



FOTO No 12. Agua de Formación NANTU A tratada en emulsión con el crudo H-3 y con una separación del 100%



Fuente: Laboratorio MI-Swaco

Preparado por: Diana Clavijo M.

TABLA 4.10 Resultados agua H-1 y crudo H-3H

PORCENTAJE DEL VOLUMEN DE SEPARACIÓN DEL FLUIDO DE COMPLETACIÓN					
AGUA H-1/ CRUDO H-3 A 150 °F					
No.	Tratamiento	5 Min	10 Min	15 Min	30 Min
1	Ninguno	0%	0%	0%	0%
2	0.1% PREVENTOR "B"	70% **	75% **	75% **	80% **
3	0.2% PREVENTOR "B"	70% **	75% **	80% **	80% **
4	0.3% PREVENTOR "B"	75% **	80% **	80% **	80% **
5	0.4% PREVENTOR "B"	75% ***	80% ***	80% ***	82% ***
6	0.5% PREVENTOR "B"	80% ***	80% ***	85% ***	85% ***
7	0.1% PREVENTOR "A"	80% *	80% *	80% *	80% *
8	0.2% PREVENTOR "A"	80% *	80% *	85% *	85% *
9	0.3% PREVENTOR "A"	80% *	85% *	85% *	85% *
10	0.4% PREVENTOR "A"	92%	94%	95%	95%
11	0.5% PREVENTOR "A"	95%	98%	98%	100%
12	0.1% PREVENTOR "A" + 0.1% EGMEB	85% *◇	90% *◇	90% *◇	90% *◇
13	0.2% PREVENTOR "A" + 0,2% EGMEB	95% *◇	95% *◇	95% *◇	95% *◇

Fuente: Laboratorio MI-Swaco

Preparado por: Diana Clavijo M.

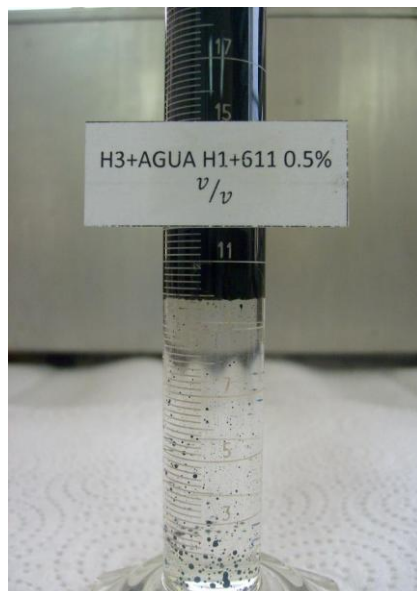
NOTA:

- * Poco crudo adherido en paredes.
- ** Mucho crudo adherido en paredes.
- *** Paredes completamente manchadas con crudo.
- ◇ Agua de completación semi-oscura.
- ◇◇ Agua de completación oscura.

FOTO No 13. Agua de Formación H-1 no tratada en emulsión con el crudo H-3 y con un 0% de separación



FOTO No 14. Agua de Formación H-1 tratada en emulsión con el crudo H-3 y con una separación del 99%



Fuente: Laboratorio MI-Swaco

Preparado por: Diana Clavijo M.

TABLA 4.11 Resultados agua H-3 y crudo H-3H

PORCENTAJE DEL VOLUMEN DE SEPARACIÓN DEL FLUIDO DE COMPLETACIÓN					
AGUA H-3/ CRUDO H-3 A 150 °F					
No.	Tratamiento	5 Min	10 Min	15 Min	30 Min
1	Ninguno	0%	0%	0%	0%
2	0.1% PREVENTOR "B"	75% **	75% **	75% **	80% **
3	0.2% PREVENTOR "B"	80% **	80% **	80% **	80% **
4	0.3% PREVENTOR "B"	80% **	80% **	80% **	82% **
5	0.4% PREVENTOR "B"	90% **	90% **	90% **	90% **
6	0.5% PREVENTOR "B"	90% *◇	90% *◇	90% *◇	90% *◇
7	0.1% PREVENTOR "A"	80% *	85% *	85% *	90% *
8	0.2% PREVENTOR "A"	80% *	85% *	90% *	90% *
9	0.3% PREVENTOR "A"	85% *	90% *	90% *	95% *
10	0.4% PREVENTOR "A"	96% *	96% *	96% *	96% *
11	0.5% PREVENTOR "A"	98% ◇	98% ◇	98% ◇	98% ◇
12	0.1% PREVENTOR "A"+ 0.1% EGMEB	98% *◇	99% *◇	100% *◇	100% *◇
13	0.2% PREVENTOR "A"+ 0,2% EGMEB	95% *◇	95% *◇	95% *◇	95% *◇

Fuente: Laboratorio MI-Swaco

Preparado por: Diana Clavijo M.

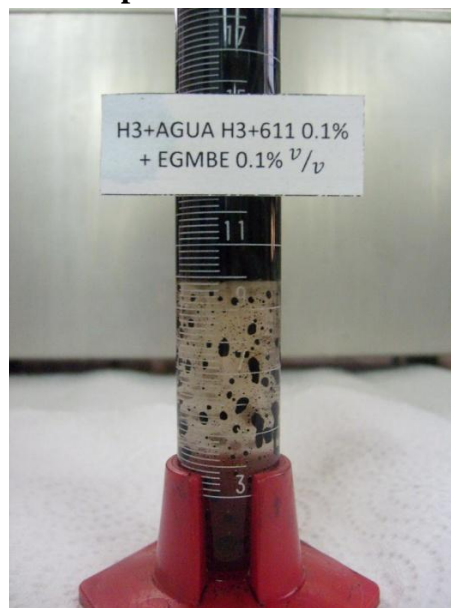
NOTA:

- * Poco crudo adherido en paredes.
- ** Mucho crudo adherido en paredes.
- *** Paredes completamente manchadas con crudo.
- ◇ Agua de completación semi-oscura.
- ◇◇ Agua de completación oscura.

FOTO No 15. Agua de Formación H3 no tratada en emulsión con el crudo H-3 y con un 0% de separación



FOTO No 16. Agua de Formación H-3 tratada en emulsión con el crudo H-3 y con una separación del 100%



Fuente: Laboratorio MI-Swaco

Preparado por: Diana Clavijo M.

4.4.2 Fluidos de Completación seleccionados

Los parámetros de selección de los fluidos de Completación tanto para el pozo H-1 como para el pozo H-3H fueron los siguientes:

- Durante las pruebas de compatibilidad se tomaron datos a los 5, 10, 15 y 30 minutos sobre el porcentaje de separación del fluido tratado y el crudo; por lo cual la selección se hizo en base al menor tiempo que tardo un determinado fluido al separarse del crudo.
- Los fluidos considerados más aptos fueron aquellos que alcanzaron el 100% de separación.
- Para la selección de los fluidos de Completación se consideró que la adherencia del crudo a las paredes de las probetas es poco satisfactoria ya que es un indicativo de que en la formación puede ocasionarse un cambio en la mojabilidad de la roca. La presencia de aguas de Completación semi-oscurecidas y oscurecidas es una opción también a considerar.

Los fluidos tratados con los preventores de emulsiones, fueron adicionalmente tratados con: un bactericida y un inhibidor de corrosión, omitiendo la adición de un inhibidor catiónico por la poca presencia de arcillas reactivas en la formación U Inferior (ver anexos 3 y 4).

El fluido de Completación seleccionado bajo los parámetros anteriormente mencionados para el pozo H-1 es el de **Agua de Formación H-1** tratado con preventor de emulsiones “A” al 0,3% v/v; la tabla 4.12 indica en detalle su formulación.

TABLA No 4.12 Formulación de la salmuera seleccionada para el pozo H-1

FORMULACIÓN	CONCENTRACIÓN
Preventor de emulsiones “A”	0.3%
Anticorrosivo	1 %
Bactericida	0.2%
Anti espumante	0.2%
Anti asfalteno	1%

Fuente: Laboratorio MI-Swaco

Preparado por: Diana Clavijo M.

El fluido de Completación seleccionado bajo los parámetros anteriormente mencionados para el pozo H-3 H es el de **Agua de Formación H-3** tratado con el preventor de emulsiones “A” y EGMEB al 0,1% v/v; la tabla 4.13 indica en detalle su formulación.

TABLA 4.13 Formulación de la salmuera seleccionada para el pozo H-3H

FORMULACIÓN	CONCENTRACIÓN
Preventor de emulsiones “A”	0.1%
EGMEB	0.1%
Anticorrosivo	1 %
Bactericida	0.2%
Antiespumante	0.2%
Anti asfalteno	1%

Fuente: Laboratorio MI-Swaco

Preparado por: Diana Clavijo M.

4.4.3 Pruebas químicas realizadas a los fluidos de Completación seleccionados

Después de la selección de los fluidos de Completación se realizaron pruebas químicas para determinar la presencia y concentración de determinados iones que actúen sobre los sólidos reactivos presentes en los fluidos de Completación alterando sus propiedades. El propósito de los análisis químicos es tener un control de la composición química de los fluidos de Completación que garanticen su compatibilidad con los fluidos de la formación.

Para poder entender los resultados de los análisis químicos realizados, se presenta una descripción de cada uno de ellos:

Titulación Pf.- Es una medida de la alcalinidad del fluido consistente en tomar un mililitro de la muestra a la cual se le adicionan seis gotas de fenolftaleína que actúa como indicador tomando un color fucsia intenso, para luego ser titulada con ácido sulfúrico (H_2SO_4) al 0.02N usando una pipeta; a medida que la muestra es titulada con el ácido, esta recobra su color original. La prueba finaliza cuando la muestra ha recobrado por completo su tonalidad original o el pH de la misma está en 8.3 y el resultado es la cantidad de ácido sulfúrico utilizado en mililitros (ml). La foto 16, indica los químicos usados en esta prueba.

FOTO 17. Pruebas químicas de Pf realizadas en laboratorio



Fuente: Laboratorio MI-Swaco

Preparado por: Diana Clavijo M.

Titulación Mf.- Para esta medida de la alcalinidad se utiliza una muestra de 1ml del fluido de completación, el indicador utilizado para esta prueba química es el metil naranja en una cantidad de 6 gotas y como titulador se utiliza ácido sulfúrico al 0.02N; la prueba termina cuando la muestra cambia de un color naranja a un color salmón violeta o alcanza un pH aproximado de 4.3 y la cantidad de ácido sulfúrico utilizado en ml determina el Mf o da como resultado el Mf. La foto 17 muestra parte del procedimiento efectuado en la realización de esta prueba.

FOTO No 18. Pruebas químicas de Mf realizadas en laboratorio



Fuente: Laboratorio MI-Swaco

Preparado por: Diana Clavijo M.

Contenido de Cloruros.- Esta prueba permite determinar la cantidad de sales disueltas en el fluido de completación, las cuales pueden ser NaCl , CaCl_2 o MgCl_2 ya sea por adición de sales o el KCl existente en superficie. Para esta prueba se utiliza la misma muestra con la cual se determinó Pf, a la cual se adicionan 6 gotas de Cromato de Potasio el cual actúa como indicador y se titula con una solución estándar de Nitrato de Plata; la prueba culmina cuando la muestra adquiere un color café intenso y el contenido de cloruros es determinado por la cantidad de Nitrato de Plata utilizado en cm^3 y multiplicado por 10,000. La foto 18 muestra parte del procedimiento efectuado en la realización de esta prueba y el color resultante de la muestra.

FOTO No 19. Pruebas químicas de Cl realizadas en laboratorio



Fuente: Laboratorio MI-Swaco

Preparado por: Diana Clavijo M.

Dureza Total.- Esta prueba determina la concentración de iones Calcio (Ca^{+2}) y Magnesio (Mg^{+2}) existentes en el fluido. Para esta prueba se utiliza una muestra de 1ml del fluido de completación a la cual se adiciona 20 gotas de Versenato Buffer seguido por 6 gotas de Versenato Indicador y se titula con Versenato Titulador; la prueba termina cuando la muestra cambia de un color violeta a un color azul y la Dureza Total es determinada por la cantidad de Versenato Titulador utilizado en mililitros y multiplicado por 400. La foto 19, indica las cuatro pruebas realizadas a los fluidos seleccionados, la muestra de color azul corresponde a la prueba de dureza total

FOTO No 20. Pruebas químicas de dureza total realizadas en laboratorio



Fuente: Laboratorio MI-Swaco

Preparado por: Diana Clavijo M.

pH.- El pH es el Potencial Hidrógeno del fluido. Se usan dos métodos para medir el pH de una salmuera: un método colorimétrico modificado, usando tiras de prueba con refuerzo de plástico (palillos); y el método potenciométrico, usando el medidor electrónico de pH con electrodo de vidrio. El método de tira de plástico se usa frecuentemente para medir el pH en el campo, pero no constituye el método preferido. Este método sólo es fiable para fluidos que tienen una composición muy simple. Los sólidos de la salmuera, las sales, los productos químicos disueltos, y los fluidos de color oscuro causan errores en los valores indicados por las tiras de plástico indicadoras de pH por lo que en este caso, para la determinación del pH se utilizó el método potenciométrico, el cual consiste en un pHmetro con un electrodo de vidrio y el cual tiene una exactitud de ± 0.02 unidades de pH y es calibrado con soluciones buffer de pH 4, pH 7 y pH 10. Las fotos 20 y 21, corresponden al valor del pH obtenido de los fluidos de completación y reacondicionamiento para los crudos H-1 y H-3H respectivamente.

FOTO No 21. pH registrado de la salmuera seleccionada para el crudo H-1



FOTO No 22. pH registrado de la salmuera seleccionada para el crudo H-3H



Fuente: Laboratorio MI-Swaco

Preparado por: Diana Clavijo M.

4.5 RESULTADOS

Los resultados de la tabla 4.13, indican que la composición química de los fluidos de completación y reacondicionamiento seleccionados para los pozos **H-1** y **H-3H** se encuentran dentro de los rangos aceptables para su interrelación con la arena “**U Inferior**” del Campo Hormiguero.

TABLA No 4.14 Resultados de las pruebas químicas realizadas a los fluidos seleccionados

PRUEBAS	AGUA H-1 + PREVENTOR “A” AL 0.3% v/v	AGUA H-3 + PREVENTOR “A” + EGMEB AL 0.1% v/v
Ph	8.9	8.7
Pf	1.0	0.6
Mf	1.6	1.2
Cl	29000	31000
Dureza total	200	240

Fuente: Laboratorio MI-Swaco

Preparado por: Diana Clavijo M.

CAPÍTULO V

CAPÍTULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

- La información obtenida sobre el análisis litológico de la formación U inferior y los anexos 3 y 4, los cuales indican los resultados de pruebas de contenido de arcillas realizadas por la empresa ANDES PETROLEUM a los pozos H-1 y H-3H permitieron determinar que el contenido de arcillas en la arena “U Inferior” no representa un peligro de daño a la formación por hinchamiento de la misma al contacto con los fluidos seleccionados evitando el uso de un inhibidor catiónico.
- Mediante las pruebas de compatibilidad realizadas a las salmueras en el laboratorio de M-I Swaco, se concluyó que la formulación adecuada del fluido de completación para el pozo H-1 es Agua de formación H-1 + 0.3% PREVENTOR DE EMULSIONES “A” + 0.2% anticorrosivo + 0.2% bactericida + 0.2% anti espumante + 1% anti asfalteno. Para el pozo H-3H es Agua de formación H-3 + 0.1% PREVENTOR DE EMULSIONES “A” + 0.1% EGMEB + 0.2% anticorrosivo + 0.2% bactericida + 0.2% anti espumante + 1% anti asfalteno, por alcanzar un 100% de separación de fases en el menor tiempo y con un mínimo de residuos de crudo en las paredes.
- Las pruebas químicas realizadas a los fluidos de completación y reacondicionamiento seleccionados, permitieron obtener una evaluación en laboratorio que ayudó a concluir lo siguiente :

El diseño de los fluidos fue el más adecuado para las características de la arena “U Inferior” por presentar un control en cloros, calcio, alcalinidad y pH necesarios para evitar daños a la formación.

- En los resultados es evidente observar que las aguas base adecuadas para cada fluido de completación y reacondicionamiento, son las pertenecientes a sus respectivos pozos con lo que se garantiza una mayor compatibilidad entre los fluidos y la formación.
- El preventor de emulsiones “B” es compatible con las aguas de formación H-1, H-3 y NANTU A, y el agua fresca de Rio Wollinsky empleados en el diseño y selección del fluido de completación y reacondicionamiento. Sin embargo, su interacción con los crudos H-1 y H-3H produjo coalescencia o adherencia de crudo a las paredes de las probetas, la cual se perdió mucho tiempo después de la terminación de las pruebas de compatibilidad, por tanto el tiempo requerido para la separación total de las fases es mayor al empleado por el preventor de emulsiones “A”; esto implica que en los pozos y en tiempo real, el uso del preventor de emulsiones “B” significaría para la empresa ANDES PETROLEUM una pérdida en producción y costos en comparación con el preventor de emulsiones “A”; por lo tanto, es considerado como una segunda opción.
- La introducción de las Herramientas Especializadas, Tren de Píldoras y Software, en la limpieza de revestidores de pozos para operaciones de Reacondicionamiento, permiten dar una validación a la limpieza en los pozos a ser intervenidos consiguiendo mejores resultados con los fluidos seleccionados.

5.2 Recomendaciones

- Para el diseño de un fluido de Completación, se requiere realizar a más de las pruebas de compatibilidad, pruebas de permeabilidad y pruebas estándar de inundación de núcleos necesarias para determinar con mayor exactitud el comportamiento que los fluidos seleccionados tendrán en la formación, las cuales son pruebas que M-I Swaco realiza fuera del país y toman mayor tiempo y costos hasta obtener los resultados.
- Es importante que la Empresa Petrolera ANDES PETROLEUM en conjunto con la Empresa de Servicios Petroleros M-I SWACO realicen un análisis y evaluación de los pozos a ser intervenidos con los fluidos de Completación seleccionados para cada uno mediante pruebas de presión transiente, pruebas de caída de presión, análisis de pozos con prueba a tasas múltiples, índice de productividad, que permitan hacer una comparación de la producción de los pozos antes y después de la aplicación del fluido y determinar el costo beneficio que éste representa.
- Se recomienda una segunda parte de la tesis expuesta en la cual se haga un análisis del comportamiento y resultados obtenidos por los fluidos de completación en los pozos intervenidos.
- El uso de las Herramientas Especializadas en conjunto con los fluidos de completación y reacondicionamiento seleccionados, aportan a la Empresa Petrolera un gran beneficio en alquiler de herramientas, equipo, producción anticipada evitando fallas de BES, y se obtienen beneficios en cuanto a tiempo y costos operacionales se refiere.

GLOSARIO

- **Arcillas:** son minerales muy pequeños con una micro estructura en capas y un gran área de superficie, los materiales arcillosos están formados por pequeñas partículas que son clasificadas según su estructura dentro de un grupo específico denominado minerales arcillosos.
- **Área:** división geográfica de mayor escala, donde se realizan operaciones de exploración y/o producción.
- **Arenisca:** roca sedimentaria clástica formada por granos de arena cuyo tamaño varía entre 2 – 0,0625 mm.
- **Completación:** Trabajos posteriores a la perforación que tienen por objeto poner el pozo en condiciones de producir.
- **Corte de agua (Sw):** representa el porcentaje de agua que se produce con un barril de petróleo.
- **Emulsión:** es la formada cuando un líquido inmisible disperso en otro y usando un químico, reduce la tensión interfacial entre los dos, logrando la estabilidad.
- **Fino:** es aquella partícula que posea un tamaño entre el rango de 44 a 74 micrones.
- **Formación:** se refiere a estratos rocosos homogéneos de cualquier tipo, usados particularmente para describir zonas de roca penetrada durante la perforación.
- **Poros:** es el espacio vacío que posee la roca donde se puede almacenar aire, agua, hidrocarburo u otro fluido. El porcentaje de espacio vacío es la porosidad de la roca.
- **Pozo:** hoyo que ha sido terminado apropiadamente con los aditamentos requeridos, para traer a la superficie la producción de gas y/o petróleo de un yacimiento.

- **Presión del yacimiento:** es la presión del poro.
- **Reacondicionamiento:** operación programada que se realiza con fines de reestablecer y/o mejorar la capacidad del intervalo productor de un pozo, o de cambiar el horizonte de producción por otro ubicado a mayor o menor profundidad. Presenta el esfuerzo requerido para ejecutar trabajos de estimulaciones, reparaciones, recañoneo y/o terminación a pozos.
- **Titulación:** Las titulaciones o valoraciones acido-base son empleadas para determinar concentraciones de sustancias químicas con precisión y exactitud. Estas titulaciones se llevan a cabo gracias a la reacción que ocurre entre ácidos y bases, formando sales y agua: *ácido + base → sal + agua.*
- **Yacimiento:** acumulación de petróleo y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (petróleo, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el petróleo la parte intermedia y el agua la parte inferior.

BIBLIOGRAFÍA

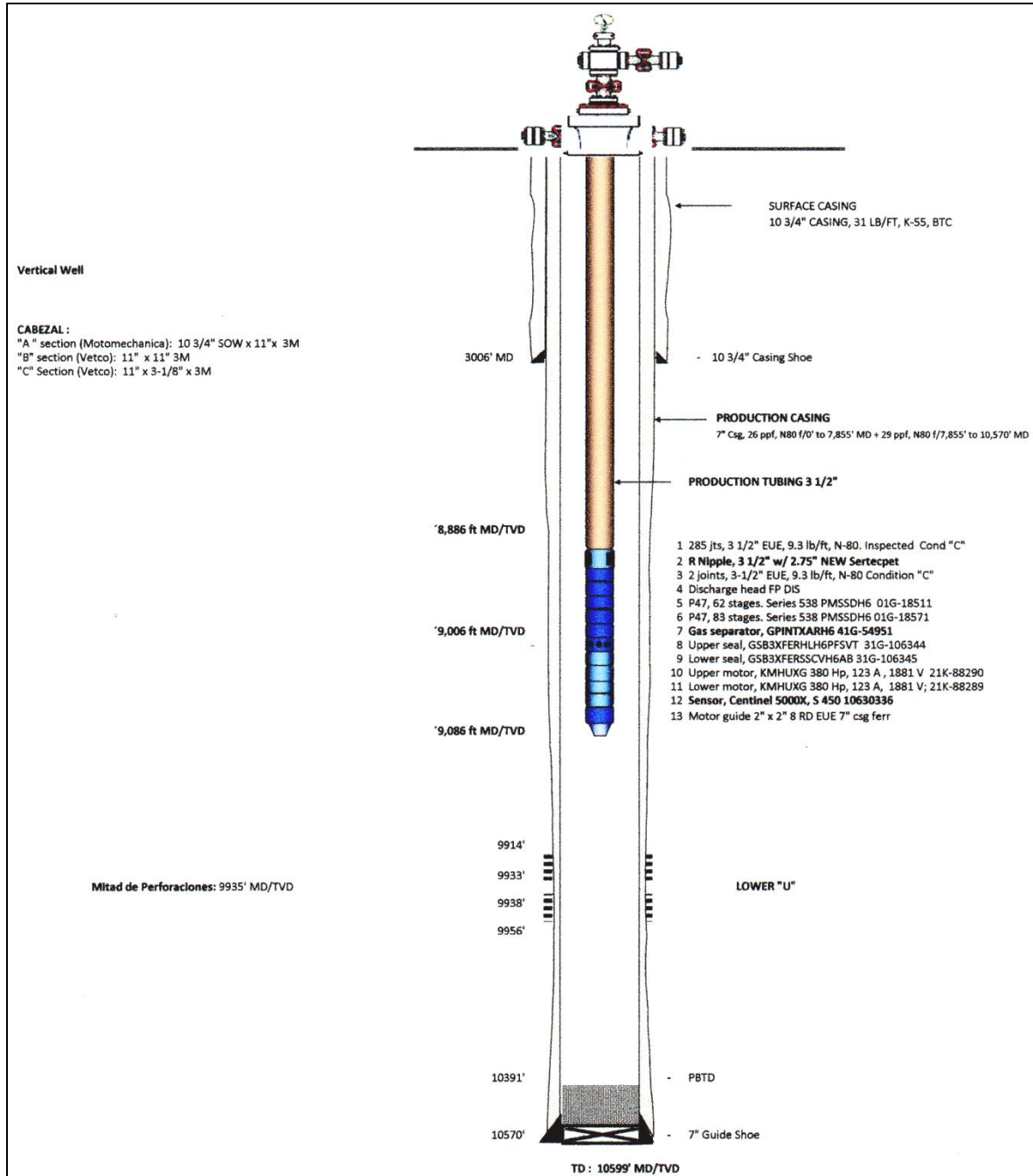
1. CESAR CALVACHI, Ing. de Reservorio PETRORIENTAL S.A., Workover Programs and Operation Summary Reports on wells Hormiguero-01 and Hormiguero-03 H.
2. CHARLES W. SANDERS, “Taking the Mystery Out of Completions and Workovers”, Murchison Drilling Schools, Albuquerque, New Mexico, 1989.
3. GERHARD ALEXANDER CONDIT SALAZAR. Tesis de ingeniería Escuela Superior Politécnica del Litoral, “Análisis de un Fluido de Completación y Reacondicionamiento de Pozos para Determinar si Previene el Daño de Formación en los Campos Fanny y Dorine”, Guayaquil-Ecuador, 2008.
4. IVÁN SOLIS, Ing. Geólogo ANDES PETROLEUM Company, “Descripción Litológica y Petrofísica del Reservorio “U Inferior” correspondiente al Campo Hormiguero”, noviembre del 2009.
5. LUCÍA CALDERÓN, Ing. Laboratorio de Fluidos MI-Swaco, “Descripción del Laboratorio en Quito y Soporte Técnico”, 24 de marzo del 2009.
6. MANUAL MI-Swaco Castellano, Capitulo 03, sección 7 “Análisis Químico de los Fluidos de Perforación Base Agua y Fluidos de Completación Claros”, pág. 3.17, 3.21, 3.22.
7. SANTIAGO CORTEZ, Ing. de Proyectos MI-Swaco, “Programa de Herramientas de Limpieza”, presentación realizada para ANDES PETROLEUM Company, 06 de Febrero del 2009, slide 2, 3, 4, 5,6,7,8,9, 10,11, 21, 24, 25, 26, 27.

PÁGINAS WEB:

1. www.cienytec.com, Instrumentos y Equipos para Laboratorio, febrero del 2010.
2. <http://ingeniería-de-petróleo.blogspot.com>, tomado de www.oilproduction.com “Arcillas, Rocas Reservorio y Daño de Formación”, por Juan Carlos Sotomayor y Alberto Lijó, GPA Estudios y Servicios Petroleros S.R.L., 25 de enero del 2009.
3. www.miswaco.com, “Products & Services”, Wellbore Productivity, Completion Fluid Products, Houston Texas, 2010.
4. http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/spanish07/aut07/p44_61.pdf, láminas de “Las Clases de Yacimientos I” del profesor Gustavo Prato.
5. <http://ingenieria-de-petroleo.blogspot.com>, tomado de Oilfield Review, “Fundamentals of wettability”, por José Miguel Nava, 2007.

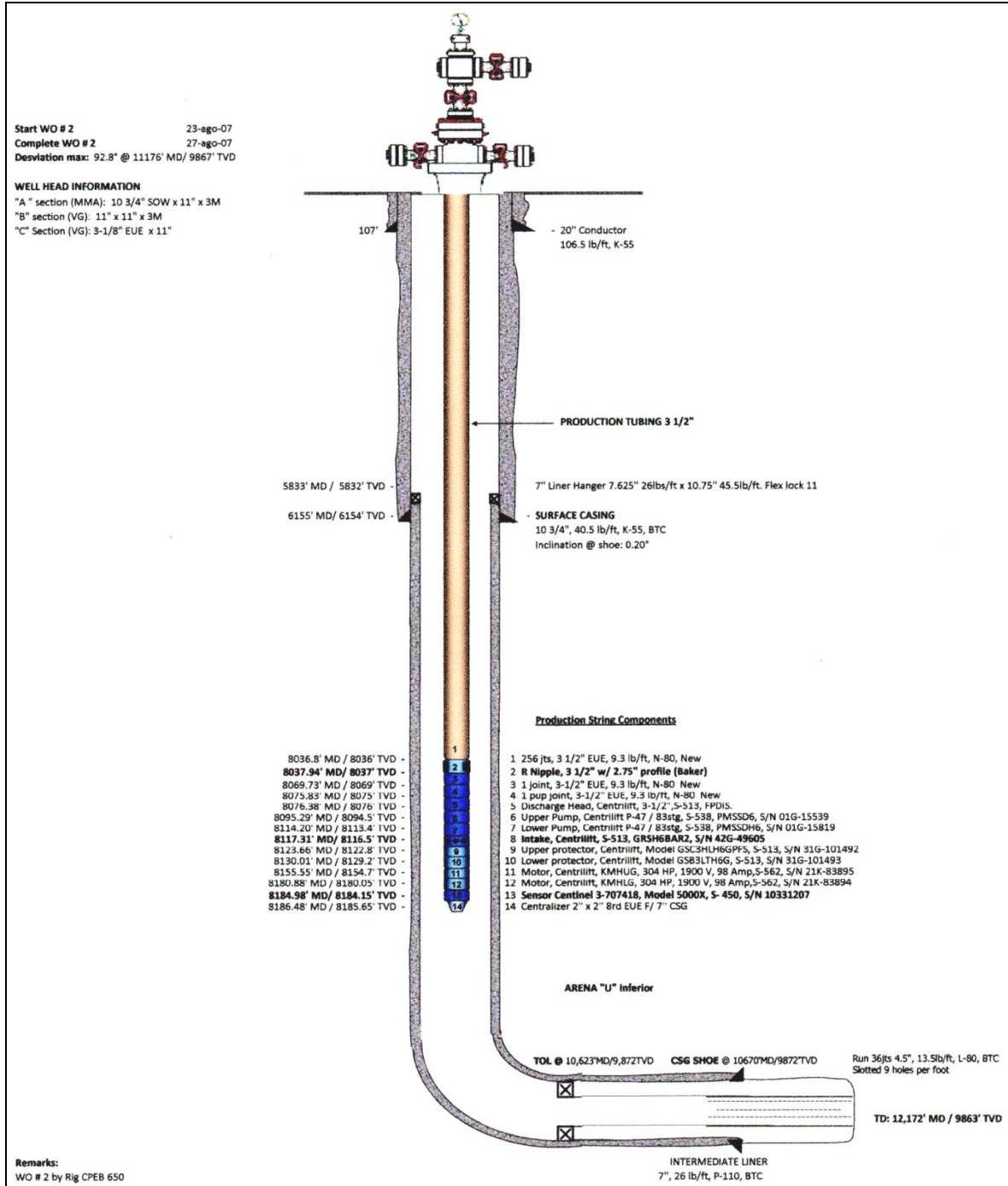
ANEXOS

ANEXO No 1. Diagrama del pozo productor H-1



Fuente: ANDES PETROLEUM

ANEXO No 2. Diagrama del pozo productor H-3H



Fuente: ANDES PETROLEUM

ANEXO No 3 Tabla de contenido de arcilla en el pozo H-1

Zone 1 : SB_LwrU_Zone "LWR_U_SS" 9912.5000 to "LWR_U_SS_BSE" 9963.0000								
Discriminator : None								
DEPTH	GR	RESD	PHID	PHIN(NPHI)	Vshl	SwA	KEST	
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
9912.5	155	16	0.13		0.16	1		
9913	121	23	0.09		0.16	0.85	1	1
9913.5	107	34	0.09		0.15	0.72	1	3
9914	101	39	0.1		0.16	0.67	0.86	6
9920	69	109	0.13		0.16	0.39	0.24	69
9925	60	118	0.19		0.16	0.31	0.17	190
9930	69	147	0.19		0.15	0.39	0.18	106
9940	63	136	0.21		0.16	0.34	0.15	204
9950	34	118	0.19		0.16	0.08	0.13	518
9960	28	160	0.19		0.17	0.03	0.1	616
9960.5	34	95	0.2		0.17	0.08	0.13	600
9961	39	63	0.21		0.18	0.12	0.17	604
9961.5	44	46	0.22		0.18	0.17	0.2	547
9962	41	25	0.22		0.18	0.14	0.26	636
9962.5	43	15	0.22		0.17	0.16	0.35	543
9963	58	11	0.21		0.17			
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
			0.18		0.16		0.22	
			AVG	AVG			AVG	

Fuente: ANDES PETROLEUM

ANEXO No 4 Tabla de contenido de arcilla en el pozo H-3H

Zone 1 : SB_LwrU_Zone "LWR_U_SS" 10466.5000 to "LWR_U_SS_BSE" 12138.5000						
Discriminator : None						
DEPTH	GR	RESD	PHID	Vshl	SwA	KEST
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
10470	154	57		1		
10500	91	81		0.67		
10660	21	145		0.08		
10700	54	232		0.36		
10780	26	292		0.12		
10820	24	265		0.1		
10860	31	245		0.16		
10900	28	192		0.14		
11000	27	203		0.13		
11100	45	238		0.28		
11140	30	229		0.15		
11200	29	207		0.14		
11250	21	242		0.08		
11300	28	228		0.14		
11350	23	245		0.09		
11400	28	194		0.14		
11450	29	193		0.15		
11500	29	199		0.14		
11600	27	219		0.12		
11650	26	204		0.12		
11700	31	199		0.16		
11750	29	217		0.14		
11800	39	291		0.23		
11900	26	311		0.11		
11950	28	304		0.14		
12000	26	247		0.12		
12050	18	206		0.05		
12100	89	98		0.65		
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
					0.21	
					AVG	

Fuente: ANDES PETROLEUM