

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ESTUDIO DEL FLUIDO DE COMPLETACIÓN Y
REACONDICIONAMIENTO EN POZOS DEL BLOQUE TARAPOA
PARA PREVENIR Y MINIMIZAR EL DAÑO DE FORMACIÓN**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA EN
PETRÓLEOS**

LUISA ANA ARIAS CAIZA

luisana_cat@hotmail.com

DIRECTOR: Ing. JORGE CÁRDENAS

jorgecardenasl@gmail.com

Quito, Septiembre 2011

DECLARACIÓN

Yo, Luisa Ana Arias Caiza, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

Luisa Ana Arias Caiza

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Luisa Ana Arias Caiza, bajo mi supervisión.

Ing. Jorge Cárdenas

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Expreso un profundo agradecimiento a Dios por haberme dado salud, una familia maravillosa, guiarme en su camino y por permitirme cumplir una meta más propuesta en mi vida.

A mis padres Luis Arias C. y Ana Caiza T. por inculcarme valores morales y por el esfuerzo que han realizado día tras día para darme su apoyo y amor incondicional en cada momento de mi vida.

A mis hermanos y sobrinos por llenarme de ilusión, esperanza y hacerme creer que aún existe un mundo en el cual reinan, amor, paz y armonía.

A mi abuelita Digna Coronel J. a quien la llevo muy presente en mi corazón; por sus sabios consejos y el amor incondicional de madre que me supo dar.

A mi novio David Pozo C, por todo su amor y apoyo que me ha brindado durante esta etapa tan importante de mi vida.

Al Ing. Jorge Cárdenas L. por su apoyo brindado en la realización del Proyecto de Titulación, gracias por que no solo fuiste el director del Proyecto, para mi fuiste y serás un gran amigo, el cual me ayudó a desarrollarme personal y profesionalmente.

A mis queridos maestros de la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, quienes me impartieron sus conocimientos, en especial un profundo agradecimiento a los Ingenieros Gerardo Barros y Raúl Valencia por todo su apoyo en la realización del Proyecto de Titulación.

A todos mis compañeros y amigos, en especial a Sebastián Garnica M. quienes fueron parte muy importante de esta etapa.

Luisa Ana Arias Caiza

DEDICATORIA

*Todo el esfuerzo y sacrificio
realizado minuto a minuto,
plasmado en estas hojas, dedico
a mis padres, hermanos y novio
con mucho amor y cariño.*

*Gracias por ser una razón más
en mi vida.*

Luisa Ana Arias Caiza

TABLA DE CONTENIDO

CAPÍTULO I	1
DESCRIPCIÓN DEL BLOQUE TARAPOA	1
1.1. BREVE RESEÑA HISTÓRICA.....	1
1.2. UBICACIÓN Y DATOS GENERALES	1
1.4. DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL BLOQUE TARAPOA.....	5
1.4.1. FORMACIÓN TIYUYACU.....	5
1.4.2. ARENISCA BASAL TENA	6
1.4.3. ARENISCA M-1.....	7
1.4.4. ARENISCA U	8
1.4.5. ARENISCA T.....	9
1.5. DESCRIPCIÓN DE LOS CAMPOS EN ESTUDIO.....	10
1.5.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO ALICE	10
1.5.1.1. Localización e Historia	10
1.5.1.2. Geología del Campo	10
1.5.1.3. Estructura del Campo Alice	11
1.5.2. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO DORINE.....	11
1.5.2.1. Localización e Historia	11
1.5.2.2. Geología del Campo	12
1.5.2.3. Estructura del Campo Dorine	12
1.5.3. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO FANNY.....	12
1.5.3.1. Localización e Historia	12
1.5.3.2. Geología del Campo	13
1.5.3.3. Estructura del Campo Fanny	13
1.5.4. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO MARIANN	14
1.5.4.1. Localización e Historia	14
1.5.4.2. Geología del Campo	14
1.5.4.3 Estructura del Campo Mariann	15
1.5.5. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO MARIANN 4A.....	15
1.5.5.1. Localización e Historia	15
1.5.5.2. Geología del Campo	16
1.5.5.3. Estructura del Campo Mariann 4A	16
1.6. PROPIEDADES DE ROCA DE LOS CAMPOS EN ESTUDIO	16
1.7. PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS EN ESTUDIO	17

CAPÍTULO II.....	18
MECANISMOS DE DAÑO DE FORMACIÓN.....	18
2.1. DAÑO DE FORMACIÓN.....	18
2.2. QUÍMICA DE LAS ARCILLAS.....	19
2.2.1. ESTRUCTURA FUNDAMENTAL DE LAS ARCILLAS.....	20
2.2.2. GRUPOS DE MINERALES ARCILLOSOS.....	29
2.3. CAMBIO EN LA HUMECTABILIDAD.....	33
2.3.1. ASFALTENOS.....	34
2.3.2. SURFACTANTES.....	35
2.4. MIGRACIÓN DE FINOS.....	37
2.5. FORMACIÓN DE EMULSIONES.....	37
2.6. PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS Y ASFALTENOS.....	39
2.6.1. PARAFINAS.....	39
2.6.2. ASFALTENOS.....	40
2.6.3. REMOCIÓN DE PARAFINA Y ASFALTENOS CON SOLVENTES.....	41
2.7. DEPOSITACIÓN DE ESCALA.....	41
CAPÍTULO III.....	43
ANÁLISIS DE LOS PROBLEMAS CAUSADOS POR LA INADECUADA FORMULACIÓN DE LOS FLUIDOS DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO.....	43
3.1. ESTUDIO DEL HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.....	43
3.2. ANÁLISIS DEL FLUIDO DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO.....	46
3.2.1. QUÍMICOS UTILIZADOS EN EL FLUIDO DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO.....	46
3.2.2. CARACTERÍSTICAS QUÍMICAS DEL FLUIDO DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO.....	47
3.2.3. CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DEL FLUIDO DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO.....	48
3.3. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD ENTRE FLUIDOS, DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS CON CRUDO DE ANDES PETROLEUM...	49
3.3.1. RESULTADOS DE COMPATIBILIDAD DE LOS FLUIDOS, CRUDO DEL POZO MARIANN 29 DE 21.5° API CON FLUIDO DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO.....	49
3.4. ANÁLISIS DE LA VISCOSIDAD Y PERMEABILIDAD.....	53

CAPÍTULO IV	54
MEJORAMIENTO DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DE COMPLETACIÓN Y RECONDICIONAMIENTO PARA PREVENIR Y MINIMIZAR EL DAÑO DE FORMACIÓN	54
4.1. FORMULACIÓN DEL FLUIDO DE COMPLETACIÓN Y RECONDICIONAMIENTO	54
4.2. CARACTERÍSTICAS QUÍMICAS DE LOS FLUIDOS DE COMPLETACIÓN Y RECONDICIONAMIENTO	54
4.3. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD ENTRE FLUIDOS, DE COMPLETACIÓN Y RECONDICIONAMIENTO CON CRUDO	56
4.3.1. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD DE FLUIDOS PARA EL CAMPO ALICE.....	56
4.3.2. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD DE FLUIDOS PARA EL CAMPO DORINE	63
4.3.3. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD DE FLUIDOS PARA EL CAMPO FANNY.....	70
4.3.4. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD DE FLUIDOS PARA EL CAMPO MARIANN	78
4.3.5. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD DE FLUIDOS PARA EL CAMPO MARIANN_4A.....	86
4.4. ANÁLISIS DE COSTOS.....	94
CAPÍTULO V 96	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	96
5.1. CONCLUSIONES.....	96
5.2. RECOMENDACIONES.....	98

ANEXOS

ANEXOS 103

ANEXO 1 104

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN	104
1.1. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO ALICE	105
1.2. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO DORINE.....	108
1.3. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO FANNY.....	116
1.4. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO MARIANN	128
1.5. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO MARIANN_4A.....	136

ANEXO 2 138

2.1. ALCALINIDAD: FILTRADO (PF /MF)	139
2.1.1. OBJETIVO	139
2.1.2. EQUIPO	139
2.1.3. PROCEDIMIENTO.....	139
2.2. CONTENIDO DE CLORUROS	141
2.2.1. OBJETIVO	141
2.2.2. EQUIPO	141
2.2.3. PROCEDIMIENTO.....	142
2.3. DUREZA DEL CALCIO	144
2.3.1. OBJETIVO	144
2.3.2. EQUIPO	144
2.3.3. PROCEDIMIENTO.....	144
2.4. DUREZA TOTAL	145
2.4.1. OBJETIVO	145
2.4.2. EQUIPO	146
2.4.3. PROCEDIMIENTO.....	146
2.5. DETERMINACIÓN DEL PH	147
2.5.1. OBJETIVO	147
2.5.2. EQUIPO	148
2.5.3. PROCEDIMIENTO.....	148

ANEXO 3 150**PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS FÍSICAS 150****3.1. DENSIDAD: BALANZA DE LODO BAJO PRESIÓN, FANN 151**

3.1.1. OBJETIVO 151

3.1.2. EQUIPO 151

3.1.3. PROCEDIMIENTO..... 151

3.2. MEDICIÓN DE LA TURBIDEZ 153

3.2.1. OBJETIVO 153

3.2.2. EQUIPO 153

3.2.3. PROCEDIMIENTO..... 153

ANEXO 4 154**PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD..... 154****4.1. PREPARACIÓN DE LA MUESTRA..... 155****4.2. PROCEDIMIENTO DE COMPATIBILIDAD 155**

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1. CAMPOS DEL BLOQUE TARAPOA	4
TABLA 1.2. PROPIEDADES DE LA FORMACIÓN TIYUYACU	6
TABLA 1.3. PROPIEDADES DE LA ARENISCA BASAL TENA	7
TABLA 1.4. PROPIEDADES DE LA ARENISCA M-1	8
TABLA 1.5. PROPIEDADES DE LA ARENISCA U	9
TABLA 1.6. PROPIEDADES DE LA ARENISCA T	10
TABLA 1.7. CARACTERÍSTICA DE ROCA DE LOS CAMPOS EN ESTUDIO	17
TABLA 1.8. PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS EN ESTUDIO	17
TABLA 2.1. CAPACIDAD DE INTERCAMBIO CATIONICO	25
TABLA 2.2. DIÁMETRO IÓNICO DEL CATION	26
TABLA 3.1. CAMPOS Y FORMACIONES PRODUCTORAS	43
TABLA 3.2. POZOS Y FORMACIONES PRODUCTORAS, DEL CAMPO ALICE	44
TABLA 3.3. POZOS Y FORMACIONES PRODUCTORAS, DEL CAMPO DORINE	44
TABLA 3.4. POZOS Y FORMACIONES PRODUCTORAS, DEL CAMPO FANNY	45
TABLA 3.5. POZOS Y FORMACIONES PRODUCTORAS, DEL CAMPO MARIANN	45
TABLA 3.6. POZOS Y FORMACIONES PRODUCTORAS, DEL CAMPO MARIANN 4A	46
TABLA 3.7. QUÍMICOS Y PORCENTAJE UTILIZADO PARA EL FLUIDO DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO	46
TABLA 3.8. RESULTADOS DE PRUEBAS QUÍMICOS	47
TABLA 3.9. RESULTADOS DE PRUEBAS FÍSICAS	48
TABLA 3.10. MEZCLA 1: (AGUA DE FORMACIÓN + QUÍMICOS) 50% - (CRUDO MARIANN 29) 50%	50
TABLA 3.11. MEZCLA 2: (AGUA DE FORMACIÓN + QUÍMICOS) 75% - (CRUDO MARIANN 29) 25%	51
TABLA 3.12. MEZCLA 3: (AGUA DE FORMACIÓN + QUÍMICOS) 25% - (CRUDO MARIANN 29) 75%	52
TABLA 4.1. FORMULACIÓN DE LOS FLUIDOS DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO	54
TABLA 4.2. RESULTADOS DE PRUEBAS QUÍMICAS	55

TABLA 4.3. RESULTADOS DE PRUEBAS QUÍMICAS.....	55
TABLA 4.4. POZO, FORMACIÓN PRODUCTORA Y °API.....	56
TABLA 4.5. MEZCLA 1: (SALMUERA DE CLORURO DE POTASIO + 0.1% ANTIEMULSIONANTE) 50% - (CRUDO ALICE_14H) 50%.....	57
TABLA 4.6. MEZCLA 2: (SALMUERA DE CLORURO DE POTASIO + 0.1% ANTIEMULSIONANTE) 75% - (CRUDO ALICE_14H) 25%.....	58
TABLA 4.7. MEZCLA 3: (SALMUERA DE CLORURO DE POTASIO + 0.1% ANTIEMULSIONANTE) 25% - (CRUDO ALICE_14H) 75%.....	59
TABLA 4.8. MEZCLA 4: (SALMUERA DE FORMIATO DE SODIO + 0.1% ANTIEMULSIONANTE) 50% - (CRUDO ALICE_14H) 50%.....	60
TABLA 4.9. MEZCLA 5: (SALMUERA DE FORMIATO DE SODIO + 0.1% ANTIEMULSIONANTE) 75% - (CRUDO ALICE_14H) 25%.....	61
TABLA 4.10. MEZCLA 6: (SALMUERA DE FORMIATO DE SODIO + 0.1% ANTIEMULSIONANTE) 25% - (CRUDO ALICE_14H) 75%.....	62
TABLA 4.11. RESULTADOS DE COMPATIBILIDAD DEL CAMPO ALICE	63
TABLA 4.12. POZO, FORMACIÓN PRODUCTORA Y °API.....	63
TABLA 4.13. MEZCLA 1: (SALMUERA DE CLORURO DE POTASIO + 0.1% ANTIEMULSIONANTE) 50% - (CRUDO DORINE_18) 50% ..	64
TABLA 4.14. MEZCLA 2: (SALMUERA DE CLORURO DE POTASIO + 0.1% ANTIEMULSIONANTE) 75% - (CRUDO DORINE_18) 25%.....	65
TABLA 4.15. MEZCLA 3: (SALMUERA DE CLORURO DE POTASIO + 0.1% ANTIEMULSIONANTE) 25% - (CRUDO DORINE_18) 75%.....	66
TABLA 4.16. MEZCLA 4: (SALMUERA DE FORMIATO DE SODIO + 0.2% ANTIEMULSIONANTE) 50% - (CRUDO DORINE_18) 50%.....	67
TABLA 4.17. MEZCLA 5: (SALMUERA DE FORMIATO DE SODIO + 0.2% ANTIEMULSIONANTE) 75% - (CRUDO DORINE_18) 25%.....	68
TABLA 4.18. MEZCLA 6: (SALMUERA DE FORMIATO DE SODIO + 0.2% ANTIEMULSIONANTE) 25% - (CRUDO DORINE_18) 75%.....	69
TABLA 4.19. RESULTADOS DE COMPATIBILIDAD DEL CAMPO DORINE.....	70
TABLA 4.20. POZO, FORMACIÓN PRODUCTORA Y °API.....	70
TABLA 4.21. MEZCLA 1: (SALMUERA DE CLORURO DE POTASIO + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 50% - (CRUDO FANNY_18B_102) 50%.....	72
TABLA 4.22. MEZCLA 2: (SALMUERA DE CLORURO DE POTASIO + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 75% - (CRUDO FANNY_18B_102) 25%.....	73

TABLA 4.23. MEZCLA 3: (SALMUERA DE CLORURO DE POTASIO + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 25% - (CRUDO FANNY_18B_102) 75%.....	74
TABLA 4.24. MEZCLA 4: (SALMUERA DE FORMIATO DE SODIO + 0.05% ANTIEMULSIONANTE) 50% - (CRUDO FANNY_18B_102) 50%.....	75
TABLA 4.25. MEZCLA 5: (SALMUERA DE FORMIATO DE SODIO + 0.05% ANTIEMULSIONANTE) 75% - (CRUDO FANNY_18B_102) 25%.....	76
TABLA 4.26. MEZCLA 6: (SALMUERA DE FORMIATO DE SODIO + 0.05% ANTIEMULSIONANTE) 25% - (CRUDO FANNY_18B_102) 75%.....	77
TABLA 4.27. RESULTADOS DE COMPATIBILIDAD DEL CAMPO FANNY	78
TABLA 4.28. POZO, FORMACIÓN PRODUCTORA Y °API.....	79
TABLA 4.29. MEZCLA 1: (SALMUERA DE CLORURO DE POTASIO + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 50% - (CRUDO MARIANN_29) 50%.....	80
TABLA 4.30. MEZCLA 2: (SALMUERA DE CLORURO DE POTASIO + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 75% - (CRUDO MARIANN_29) 25%.....	81
TABLA 4.31. MEZCLA 3: (SALMUERA DE CLORURO DE POTASIO + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 25% - (CRUDO MARIANN_29) 75%.....	82
TABLA 4.32. MEZCLA 4: (SALMUERA DE FORMIATO DE SODIO + 0.05% ANTIEMULSIONANTE) 50% - (CRUDO MARIANN_29) 50%.....	83
TABLA 4.33. MEZCLA 5: (SALMUERA DE FORMIATO DE SODIO + 0.05% ANTIEMULSIONANTE) 75% - (CRUDO MARIANN_29) 25%.....	84
TABLA 4.34. MEZCLA 6: (SALMUERA DE FORMIATO DE SODIO + 0.05% ANTIEMULSIONANTE) 25% - (CRUDO MARIANN_29) 75%.....	85
TABLA 4.35. RESULTADOS DE COMPATIBILIDAD DEL CAMPOS MARIANN	86
TABLA 4.36. POZO, FORMACIÓN PRODUCTORA Y °API.....	86
TABLA 4.37. MEZCLA 1: (SALMUERA DE CLORURO DE POTASIO + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 50% - (CRUDO MARIANN_4A_7) 50%	88
TABLA 4.38. MEZCLA 2: (SALMUERA DE CLORURO DE POTASIO + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 75% - (CRUDO MARIANN_4A_7) 25%	89

TABLA 4.39. MEZCLA 3: (SALMUERA DE CLORURO DE POTASIO + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 25% - (CRUDO MARIANN_4A_7) 75%	90
TABLA 4.40. MEZCLA 4: (SALMUERA DE FORMIATO DE SODIO + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 50% - (CRUDO MARIANN_4A_7) 50%	91
TABLA 4.41. MEZCLA 5: (SALMUERA DE FORMIATO DE SODIO + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 75% - (CRUDO MARIANN_4A_7) 25%	92
TABLA 4.42. MEZCLA 6: (SALMUERA DE FORMIATO DE SODIO + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 25% - (CRUDO MARIANN_4A_7) 75%	93
TABLA 4.43. RESULTADOS DE COMPATIBILIDAD DEL CAMPOS MARIANN_4A	94
TABLA 4.44. COSTOS DE LOS FLUIDOS DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO.....	94
TABLA 5.1. PORCENTAJE DE ANTIEMULSIONANTE EN FUNCIÓN DEL °API.....	96

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE	2
FIGURA 1.2. CAMPOS DEL BLOQUE TARAPOA	3
FIGURA 1.3. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE – CRETÁCICO.....	5
FIGURA 1.4. FALLA FANNY DORINE.....	14
FIGURA 2.1. ESQUEMA REPRESENTATIVO DEL DAÑO DE FORMACIÓN	19
FIGURA 2.2. ARREGLO OCTAEDRAL	21
FIGURA 2.3. ESQUEMA DE TETRAEDROS	21
FIGURA 2.4. CADENA DE SÍLICE	22
FIGURA 2.5. ESTRUCTURA DE LA ARCILLA	22
FIGURA 2.6. ESTRUCTURA DE LA ESMECTITA	26
FIGURA 2.7. GRADO DE HINCHAMIENTO DE LA ESMECTITA EN VARIAS SOLUCIONES DE SAL.....	27
FIGURA 2.8. MICROFOTOGRAFÍA DE ESMECTITA EN MEDIO POROSO.....	30
FIGURA 2.9. FILAMENTOS DE ILITA FORMANDO PUENTE DENTRO DE UN PORO	31
FIGURA 2.10. CRISTALES DE CLORITA	32
FIGURA 2.11. MICROFOTOGRAFÍA DE LA KAOLINITA EN MEDIO POROSO	33
FIGURA 2.12. MOJABILIDAD POR PETRÓLEO.....	34
FIGURA 2.13. SURFACTANTE ANIÓNICO PETRÓLEO HUMECTANDO AL CARBONATO	36
FIGURA 2.14. SURFACTANTE CATIÓNICO PETRÓLEO HUMECTANDO A LA ARENISCA.....	36
FIGURA 2.15. DEPOSITACIÓN DE FINOS EN LA CARA DEL POZO	38
FIGURA 3.1. COMPATIBILIDAD DE LA MEZCLA 1.....	50
FIGURA 3.2. COMPATIBILIDAD DE LA MEZCLA 2.....	51
FIGURA 3.3. COMPATIBILIDAD DE LA MEZCLA 3.....	52
FIGURA 4.1. COMPATIBILIDAD DE LA MEZCLA 1.....	57
FIGURA 4.2. COMPATIBILIDAD DE LA MEZCLA 2.....	58
FIGURA 4.3. COMPATIBILIDAD DE LA MEZCLA 3.....	59
FIGURA 4.4. COMPATIBILIDAD DE LA MEZCLA 4.....	60
FIGURA 4.5. COMPATIBILIDAD DE LA MEZCLA 5.....	61

FIGURA 4.6. COMPATIBILIDAD DE LA MEZCLA 6.....	62
FIGURA 4.7. COMPATIBILIDAD DE LA MEZCLA 1.....	64
FIGURA 4.8. COMPATIBILIDAD DE LA MEZCLA 2.....	65
FIGURA 4.9. COMPATIBILIDAD DE LA MEZCLA 3.....	66
FIGURA 4.10. COMPATIBILIDAD DE LA MEZCLA 4.....	67
FIGURA 4.11. COMPATIBILIDAD DE LA MEZCLA 5.....	68
FIGURA 4.12. COMPATIBILIDAD DE LA MEZCLA 6.....	69
FIGURA 4.13. COMPATIBILIDAD DE LA MEZCLA 1.....	72
FIGURA 4.14. COMPATIBILIDAD DE LA MEZCLA 2.....	73
FIGURA 4.15. COMPATIBILIDAD DE LA MEZCLA 3.....	74
FIGURA 4.16. COMPATIBILIDAD DE LA MEZCLA 4.....	75
FIGURA 4.17. COMPATIBILIDAD DE LA MEZCLA 5.....	76
FIGURA 4.18. COMPATIBILIDAD DE LA MEZCLA 6.....	77
FIGURA 4.19. COMPATIBILIDAD DE LA MEZCLA 1.....	80
FIGURA 4.20. COMPATIBILIDAD DE LA MEZCLA 2.....	81
FIGURA 4.21. COMPATIBILIDAD DE LA MEZCLA 3.....	82
FIGURA 4.22. COMPATIBILIDAD DE LA MEZCLA 4.....	83
FIGURA 4.23. COMPATIBILIDAD DE LA MEZCLA 5.....	84
FIGURA 4.24. COMPATIBILIDAD DE LA MEZCLA 6.....	85
FIGURA 4.25. COMPATIBILIDAD DE LA MEZCLA 1.....	88
FIGURA 4.26. COMPATIBILIDAD DE LA MEZCLA 2.....	89
FIGURA 4.27. COMPATIBILIDAD DE LA MEZCLA 3.....	90
FIGURA 4.28. COMPATIBILIDAD DE LA MEZCLA 4.....	91
FIGURA 4.29. COMPATIBILIDAD DE LA MEZCLA 5.....	92
FIGURA 4.30. COMPATIBILIDAD DE LA MEZCLA 6.....	93
FIGURA 5.1. CONCENTRACIÓN DE ANTIEMULSIONANTE VS °API.....	97

RESUMEN

En el primer capítulo se realiza la descripción de la ubicación geográfica, la geología local, la sedimentología, las características de las rocas de la formación y la situación actual del Bloque Tarapoa.

En el segundo capítulo se describe la teoría de los diferentes mecanismos de daño que afectan a la formación, así como también se presenta teoría de la química de las arcillas, y los grupos de minerales de interés hidrocarburífero.

En el tercer capítulo se estudia, pozos que después de haber sido intervenidos con trabajos de completamiento y/o reacondicionamiento presentan pérdida de producción por el uso inadecuado de los fluidos de completación y reacondicionamiento, debido a su mala formulación y los problemas causados por el mismo, en los pozos del Bloque Tarapoa, para lo cual se realiza el estudio de los historiales de producción de cada pozo, además de realizarse el análisis de las características químicas, físicas y compatibilidades del fluido de completación y reacondicionamiento, mediante pruebas de laboratorio.

En el cuarto capítulo se presenta el mejoramiento de las características físicas y químicas del fluido de completación y reacondicionamiento, así como también las pruebas de compatibilidades crudo-fluido, para los campos del Bloque Tarapoa, para la evaluación del presente proyecto se utilizaron normas y procedimientos de Halliburton-Baroid. Además se presenta un breve análisis de costos.

En el quinto capítulo se establecen las conclusiones y recomendaciones que se obtuvieron de la realización de este proyecto.

PRESENTACIÓN

La realización de este proyecto se encuentra enfocada en el análisis del fluido de completación y reacondicionamiento aplicado en los diferentes pozos del bloque Tarapoa que producen de las arenas, M1, U Media, U Inferior y T Inferior de los campos Alice, Dorine, Fanny, Mariann y Mariann_4A, los cuales presentan pérdida de producción; ya que la incompatibilidad entre fluidos por causa de la inadecuada formulación del fluido de completación y reacondicionamiento genera daño debido a la formación de emulsiones, en las formaciones productoras. Las emulsiones pueden incrementar la viscosidad del crudo, reduciendo de esta forma la permeabilidad relativa en la cara del pozo, provocando pérdida de producción.

Para el desarrollo de este análisis técnico se analizaron los historiales de producción, antes y después de una completación y/o reacondicionamiento; se realiza el estudio físico y químico del fluido mediante pruebas de laboratorio, además de realizarse pruebas de compatibilidad, las mismas que permitieron determinar una nueva formulación de fluido para completaciones y reacondicionamientos, en el cual varía la concentración de antiemulsionante en función del °API, el cual no causaría daño de formación por emulsión.

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN DEL BLOQUE TARAPOA

1.1. BREVE RESEÑA HISTÓRICA

Este campo fue descubierto en el año 1971. En febrero 28 del 2006, Andes Petroleum Co., Ltd. asumió los proyectos petroleros y de oleoducto de interés en Ecuador, incluyendo la exploración y desarrollo de petróleo/gas de 5 bloques, entre ellos el Bloque Tarapoa en la Cuenca Oriente del Ecuador y la operación de transmisión de petróleo por el oleoducto OCP.

Los principales horizontes productores en este campo son los yacimientos M1 y U inferior de la formación Napo. La gravedad API promedio del crudo es de aproximadamente de 22° generado en la arena M-1 y 19° en la arena U inferior.

Adicionalmente, se han encontrado acumulaciones de hidrocarburos en las formaciones U Media, T Superior e Inferior y Basal Tena, todas las zonas son miembros de la formación Napo de la Cuenca Oriente. Ver figura 1.1 columna estratigráfica.

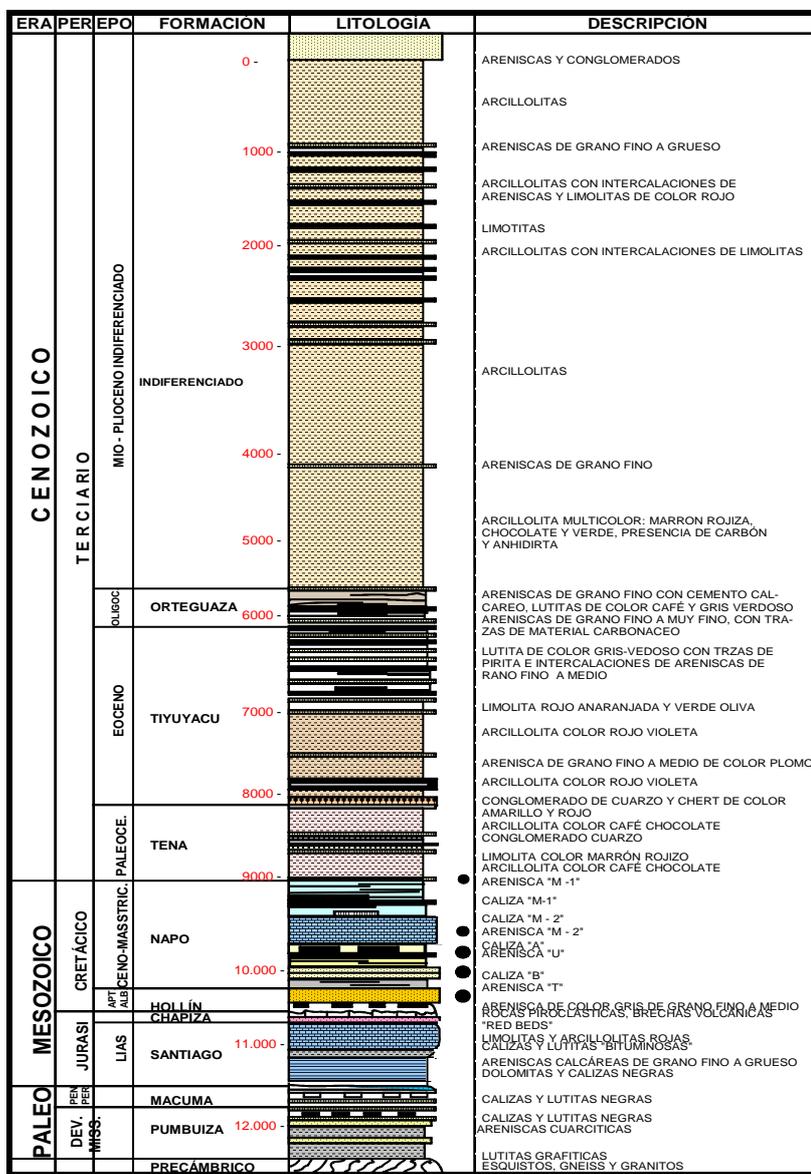
1.2. UBICACIÓN Y DATOS GENERALES

La Cuenca Oriente del Ecuador cubre un área aproximada de 100.000 km² y está localizada entre la cordillera de los Andes al occidente y el escudo Guayanés al oriente.

El Bloque Tarapoa con un área de 362 km², está localizado en la parte Oriental de la Cuenca, en el que se encuentra la formación Napo, productora de hidrocarburos y perteneciente al período Cretácico, el cual se encuentra ubicado en la parte noreste de la Cuenca Oriente, específicamente en la provincia de Sucumbíos, limitado al norte por los campos Cuyabeno y Sansahuari, al sur por el bloque 15, al este por la reserva Cuyabeno y al oeste

por el Campo Shushufindi.

Figura 1.1. Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente



Fuente: Andes Petroleum Ecuador Ltd.

El Bloque Tarapoa con un área de 362 km², está localizado en la parte oriental de la cuenca, en el cual se encuentra la formación Napo, productora de hidrocarburos y perteneciente al período Cretácico, el cual se encuentra ubicado en la parte noreste de la Cuenca Oriente, específicamente en la provincia de Sucumbíos, limitado al norte por los campos Cuyabeno y

Sansahuari, al sur por el bloque 15, al este por la reserva Cuyabeno y al oeste por el Campo Shushufindi.

Se estima que el petróleo original en sitio (POES) para la arena M1 dentro del área del Bloque Tarapoa es de 190.41 MMbbl.

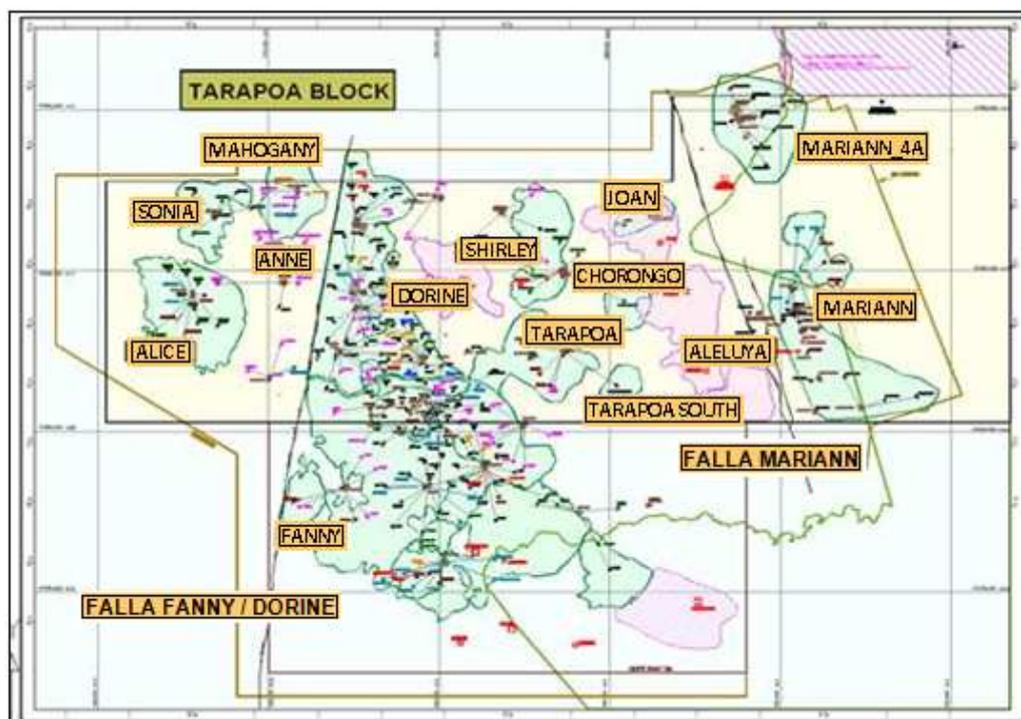
A marzo del 2010, la producción promedio de petróleo en este Bloque es de aproximadamente 37026.15 BPPD.

Hasta la actualidad 16 campos han sido descubiertos en el bloque Tarapoa. Ver Tabla 1.1. campos del Bloque Tarapoa.

De estos campos, cinco son el motivo de este estudio: Alice, Dorine, Fanny, Mariann, Mariann_4 A.

La figura 1.2. muestra la ubicación de los campos pertenecientes al Bloque Tarapoa.

Figura 1.2. Campos del Bloque Tarapoa



(Fecha: Marzo 2010)

Fuente: Andes Petroleum

Tabla1.1. Campos del Bloque Tarapoa

N°	CAMPO	SITUACIÓN
1	Aleluya	Cerrado
2	Alice	Productor/Inyector
3	Anne	Inyector
4	Chorongo	Productor
5	Dorine	Productor/Inyector
	Fanny	Productor/Inyector
7	Isabel	Inyector
8	Joan	Cerrado
9	Mahogany	Cerrado
10	Mariann	Productor/Inyector
11	Mariann 4A	Productor/Inyector
12	Shirley	Productor/Inyector
13	Sonia	Productor/Inyector
14	Tarapoa	Cerrado
15	Tarapoa Sur	Cerrado
16	Tucán	Cerrado

Fuente: Andes Petroleum
 Autora: Luisa Ana Arias Caiza

1.3. ESTRUCTURA DEL BLOQUE TARAPOA Y SU EVOLUCIÓN

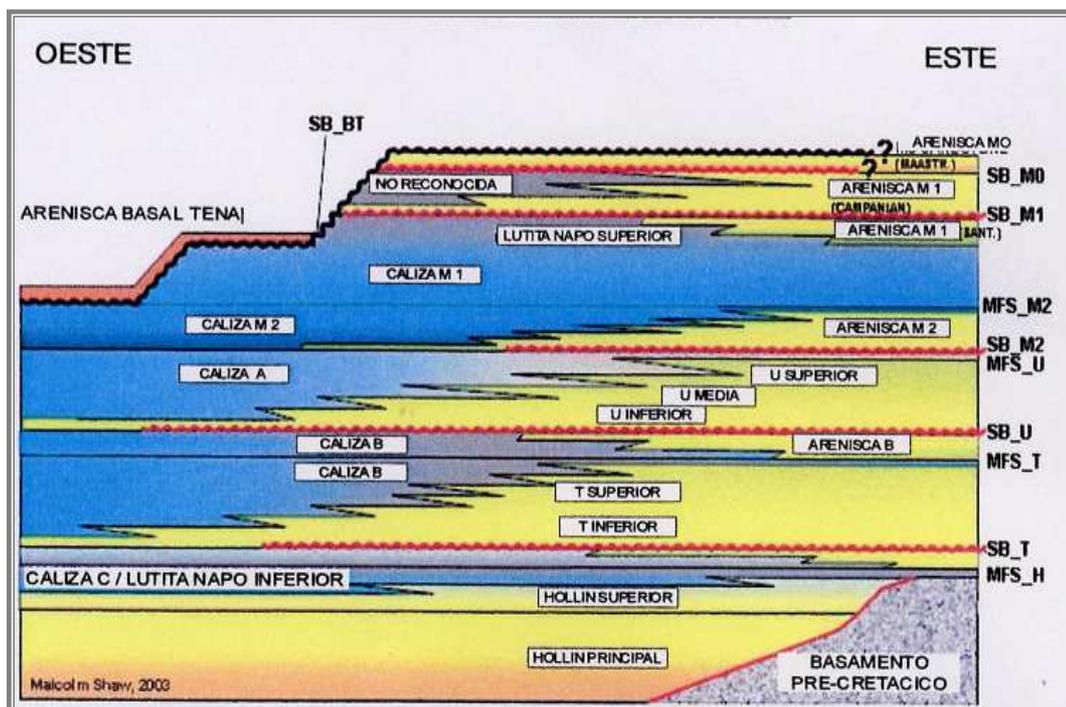
El Bloque Tarapoa está cerca del eje de la Cuenca Oriental. Este bloque está dividido en tres partes por dos fallas, la falla Dorine – Fanny y la falla Mariann, las cuales tienen una dirección cercana a norte – sur.

En general, estas zonas tienen una distribución en forma de cuesta, pero la tendencia es diferente. Afectadas por compresión regional, algunas trampas anticlinales y trampas de barreras de fallas, relacionadas con bordes, se desarrollaron cerca de las fallas y en localidades no muy lejos de las fallas; trampas debido al doblado de la formación, dominado principalmente por trampas estructurales.

La estructura es relativamente plana. En el bloque Tarapoa, todas las capas

que contienen petróleo fueron descubiertas en la formación Cretácica. Ver figura 1.3.

Figura 1.3. Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente – Cretácico



(Fecha: Marzo 2010)

Fuente: Andes Petroleum

1.4. DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL BLOQUE TARAPOA

1.4.1. FORMACIÓN TIYUYACU

Se localiza en la región sub-andina oriente. El contacto inferior con la formación Tena es una discordancia erosiva, marcada por un reflector sísmico fuerte y continuo a la base de la formación Tiyuyacu, indicando un cambio brusco a facies fluviales gruesas. Litológicamente esta formación está compuesta principalmente por arcillolita, intercalada con limolita, arenisca y dos cuerpos de conglomerados. Desde el tope de esta formación hasta su primer conglomerado (Conglomerado Superior Tiyuyacu), la arcillolita es predominante e intercalada con limolita y arenisca.

La arenisca es cuarzosa, el tamaño de su grano va de fino a medio. Bajo el Conglomerado Superior Tiyuyacu aparece arcillolita intercalada con limolita y arenisca y por bajo del Conglomerado Inferior Tiyuyacu aparece arcillolita intercalada con limolita y arenisca.

Su ambiente de deposición es continental con el material acarreado desde la Cordillera de los Andes. Las propiedades de porosidad promedio y permeabilidad se presentan en la tabla 1.2.

Tabla 1.2. Propiedades de la Formación Tiyuyacu

Formación	Tiyuyacu
Espesor	128 a 168 pies
Porosidad Promedio	14 %
Permeabilidad	100 a 300 md

Fuente: Andes Petroleum
 Autora: Luisa Ana Arias Caiza

1.4.2. ARENISCA BASAL TENA

Esta arenisca se encuentra intercalada con limolita y arcillolita. La arenisca presenta las siguientes características: cuarzosa, subtransparente, ocasionalmente blanca lechosa a blanca, tamaño de grano muy fino a fino, cemento calcáreo y matriz kaolínica.

La limolita presenta las siguientes características: gris clara, en menor cantidad gris verdosa y crema, moderadamente firme, sub-bloque a bloque, calcárea y localmente pasando a arenisca muy fina.

La arcillolita presenta las siguientes características: color chocolate, en menor cantidad café rojiza, ocasionalmente café amarillenta, irregular a sub-bloque y ligeramente calcárea.

Sobre el carbón/lodolita y las arcillas carbonáceas, se encuentra una unidad regresiva de depósitos de llanura de inundación pertenecientes a la formación Tena. Estos depósitos representan la primera evidencia del levantamiento de los Andes al oeste, y ocurre durante el Cretácico Tardío a Terciario Temprano.

La formación Basal Tena consiste de una unidad de arenisca que exhibe una calidad de yacimiento marginal. Generalmente se presenta como una arena mojada en el Bloque Tarapoa.

Las propiedades de porosidad promedio y permeabilidad se presentan en la tabla 1.3.

Tabla 1.3. Propiedades de la Arenisca Basal Tena

Formación	Basal Tena
Espesor	6 pies a 90 pies
Porosidad Promedio	17 %
Permeabilidad	600 md a 1000 md

Fuente: Andes Petroleum
 Autora: Luisa Ana Arias Caiza

1.4.3. ARENISCA M-1

Arenisca cuarzosa de grano fino a medio, interestratificada con estratos gruesos de lutita, ocasionalmente grueso, forma de grano subangular a redondeado, moderadamente sorteado y poco friable.

Representa una secuencia compleja de canales estuarinos dominados por secuencias fluviales y de marea que varían gradualmente a canales de marea abandonados y rellenos por secuencias de lodos.

La arenisca M1 tiene una base erosiva que termina en las lutitas marinas subyacentes a la formación Napo Superior. Las propiedades de porosidad promedio y permeabilidad se presentan en la tabla 1.4.

Tabla 1.4. Propiedades de la Arenisca M-1

Formación	Arenisca M-1
Espesor	15 a 100 pies
Porosidad Promedio	27 %
Permeabilidad	1000 a 4500 md

Fuente: Andes Petroleum
 Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Estas variaciones de porosidad y permeabilidad obtenidas de los registros se deben a la presencia o ausencia de canales sobrepuestos ricos en arena de tendencia fluvial y de canales estuarinos de marea.

1.4.4. ARENISCA U

Esta zona es de color gris a gris oscuro con presencia de hidrocarburo, es cuarzosa de grano muy fino a medio, pobremente sorteado, subredondeado, frecuentemente sedimentario y arcilloso.

U Inferior

Areniscas cuarzosas de grano medio a fino, con pequeñas intercalaciones de lutitas y limolitas en pocas secciones siendo esto más notable en el miembro superior, poco friable, forma de grano de subredondeado a subangular, moderadamente sorteado. La calidad de este reservorio es de buena a excelente en el miembro principal y de pobre a mala en el miembro superior.

U Superior

Arenisca cuarzosa de grano fino a medio, intercalada con cuerpos lutíticos, poco friable, forma de grano de subredondeado a subangular.

La calidad de este reservorio es de pobre a bueno. Las propiedades de porosidad promedio y permeabilidad se presentan en la tabla 1.5.

Tabla 1.5. Propiedades de la Arenisca U

Formación	U Inferior	U Superior
Espesor	20 a 40 pies	30 a 130 pies
Porosidad Promedio	18 %	18 %
Permeabilidad	50 a 400 md	50 a 400 md

Fuente: Andes Petroleum
 Autora: Luisa Ana Arias Caiza

1.4.5. ARENISCA T

Se trata de una arenisca cuarzosa, limpia de grano fino, con esporádicas capas de arcilla. Los poros en algunas muestras se encuentran rellenos con ilita y caolinita.

La arenisca T se divide en dos miembros, Superior e Inferior.

T Inferior

Arenisca cuarzosa de grano medio a grueso de forma subangular a subredondeado, por lo general es moderadamente sorteado y en escasas zonas presenta cemento calcáreo.

T Superior

Arenisca de grano fino a muy fino, ocasionalmente de grano medio, en zonas se presenta friable, forma de grano subangular a subredondeado, su porosidad es afectada por la influencia de glauconita, también posee una marcada bioturbación.

Presenta dominante intercalación de cuerpos de arena de varios pies con lutitas marinas.

Las propiedades de porosidad promedio y permeabilidad se presentan en la tabla 1.6.

Tabla 1.6. Propiedades de la Arenisca T

Formación	T Inferior	T Superior
Espesor	20 a 118 pies	15 a 50 pies
Porosidad Promedio	15 %	14 %
Permeabilidad	100 a 400 md	100 a 400 md

Fuente: Andes Petroleum
 Autora: Luisa Ana Arias Caiza

1.5. DESCRIPCIÓN DE LOS CAMPOS EN ESTUDIO

1.5.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO ALICE

1.5.1.1. Localización e Historia

El campo Alice está ubicado en el área oeste del Bloque Tarapoa, en el lado hundido de la falla normal que limita los campos Fanny y Dorine en la cuenca Oriente del Ecuador.

El campo Alice fue descubierto en Julio del 2002 mediante la perforación del pozo Alice-1. El yacimiento M1 es el único horizonte productor en el Campo Alice.

1.5.1.2. Geología del Campo

La arenisca M1 es el único yacimiento productivo en esta estructura. Esta arenisca representa el ciclo deposicional más joven de la Formación Napo del Cretáceo Superior, la cual contiene la arenisca M1, consiste de una serie de lutitas marinas, calizas y areniscas marino-marginales a continentales, las cuales se encuentran intercaladas en secuencias cíclicas, y alcanza espesores superiores a los 50 pies en el área.

El mecanismo de entrapamiento del yacimiento M1 en Alice ha sido interpretado como una combinación de cambio de facies buzamiento arriba a facies impermeables combinadas con un cierre estructural.

El yacimiento M1 en el área de Alice se encuentra conectado al yacimiento M1 en el área de Mahogany y Fanny/Dorine a través de un acuífero común. El crudo correspondiente a la arena M1 muestra una gravedad API de aproximadamente 23.5°.

1.5.1.3. Estructura del Campo Alice

En base a esta nueva definición, se decidió separar el Campo Sonia en dos estructuras diferentes: Sonia, que corresponde al área norte de la estructura y que fue originalmente considerada en el Plan de Desarrollo aprobado en Octubre del 2002 y el nuevo Campo que se lo denomina Alice, y que corresponde a la parte sur de la estructura, en donde se perforó el pozo original Alice-1.

El contacto agua petróleo CAP completamente diferente entre el Campo Sonia y Alice, ha permitido re-definir estas estructuras, separándolas en dos completamente independientes: Campo Alice y Campo Sonia, definidas tanto por barreras estratigráficas así como por contactos diferentes. Ver Figura 1.4.

1.5.2. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO DORINE

1.5.2.1. Localización e Historia

Al igual que el Campo Fanny, el Campo Dorine está localizado en el flanco Este de la Cuenca Oriente, en el lado levantado de la falla no sellante Fanny-Dorine, en la provincia de Sucumbíos, su edad corresponde a la era Mesozoica-Cenozoica, se encuentra limitado al Este por el Escudo Guayanés, al Sur por el campo Fanny, y al Oeste por la Cordillera de los Andes.

Este campo fue descubierto con la perforación del pozo Dorine 1 en septiembre de 1997 e inició su etapa de producción en abril de 1998.

1.5.2.2. Geología del Campo

El principal horizonte productor en este campo es el yacimiento M1 de la formación Napo, que produce un crudo de una gravedad promedio de 22° API. Adicionalmente, se han encontrado pequeñas acumulaciones de hidrocarburos en las formaciones U, T y Basal Tena. Todas las zonas son miembros de la formación Napo de la Cuenca Oriente. La arenisca M1 representa el principal yacimiento del campo.

La acumulación de petróleo en el Campo Dorine corresponde a una combinación de trampas estratigráficas y estructurales.

1.5.2.3. Estructura del Campo Dorine

En la estructura del Campo Dorine presenta al lado Oeste la falla Fanny - Dorine en sentido Norte – Sur, la misma que divide al Campo Sonia y al Campo Dorine. Esta falla es de tipo normal. En la figura 1.4 se muestra la falla Fanny – Dorine.

El mecanismo de entrapamiento para la arenisca M1 en el Campo Dorine se le interpreta como un cambio de facies litológica en la parte levantada de la estructura, que a su vez se convierte en una barrera estratigráfica impermeable combinada con el levantamiento regional.

Esta trampa estratigráfica está presente a lo largo del lado oriental del Campo Dorine. La barrera de arcilla es interpretada como la pared del valle que limita la depositación de la arena M1 dentro del Campo Dorine.

1.5.3. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO FANNY

1.5.3.1. Localización e Historia

El Campo Fanny se encuentra en el Bloque Tarapoa en el flanco Este de la Cuenca Oriente, Provincia de Sucumbíos. Al Este está limitado por el escudo

Guayanés y al Oeste por la Cordillera de los Andes, en el lado levantado de la falla normal.

Este Campo fue descubierto con la perforación del pozo Fanny-1 por parte de la compañía Cayman en Enero de 1972.

1.5.3.2. Geología del Campo

El campo produce un crudo de 22.3° API del yacimiento M1 y un crudo de 19.6° API de la arena U Inferior. Adicionalmente se han encontrado pequeñas acumulaciones de hidrocarburos en las formaciones Napo T y Basal Tena. Todas las zonas son miembros de la formación Napo de la Cuenca Oriente. Las areniscas M1 y U representan los yacimientos económicamente más importantes del Campo Fanny.

En lo concerniente a capas de la corteza terrestre, estratigrafía, el yacimiento se encuentra en la era Mesozoico de la edad Cretácico Medio a Cretácico Superior, constituidas las formaciones productoras como son las areniscas M-1 y U inferior.

1.5.3.3. Estructura del Campo Fanny

El Campo Fanny estructuralmente presenta en el lado Oeste la falla Fanny - Dorine en sentido Norte – Sur, la misma que divide al Campo Alice y al Campo Fanny. Esta falla es de tipo normal, teniendo como parte levantada al Campo Fanny, en la cual existe un salto de falla de aproximadamente 300 pies.

Por el Norte del Campo Fanny se encuentra el Campo Dorine, se consideran como campos diferentes por presentar estructuras diferentes. A lo largo de las estructuras Dorine – Fanny en sentido Noroeste a Sureste está presente una trampa estratigráfica en donde se tiene una ausencia de arena, trampa determinada únicamente por estudios geofísicos. En la figura 1.4 se muestra la falla Fanny – Dorine.

formación Napo que consiste de una serie de arcillas y limolitas intercaladas con areniscas marino marginales a continentales, conocidas como secuencias cíclicas. Específicamente los reservorios de los cuales se produce petróleo son las areniscas U, T y M-1.

El crudo correspondiente a la arena U es relativamente pesado y presenta una densidad API que varía entre 18° y 20°. Por otro lado, la arena T produce un crudo relativamente liviano cuya densidad API bordea los 29° mientras que el petróleo encontrado en el yacimiento M1 muestra una gravedad API de aproximadamente 22°.

1.5.4.3 Estructura del Campo Mariann

El Campo Mariann estructuralmente se encuentra alineada con los campos Cuyabeno-Sansahuari y presenta en el lado Oeste la falla que lo separa de los demás campos que están en sentido Norte – Sur. Esta falla es de tipo anticlinal, teniendo como parte levantada al Campo, en la cual existe un salto de falla de aproximadamente 200 pies.

1.5.5. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO MARIANN 4A

1.5.5.1. Localización e Historia

Este Campo está localizado en el sector Nor-Este del Bloque Tarapoa. El primer pozo del Campo Mariann 4A, fue el pozo Mariann 4, perforado en el año de 1976. Durante la perforación y el análisis de ripios se encontró muestras saturadas con petróleo, a pesar de estos indicios, debido al pobre desarrollo en los reservorios localizados en las areniscas U Media y T Media de la formación Napo, el pozo fue abandonado sin Completación.

City, una de las anteriores compañías que operaba el campo acordó con Petroecuador sustituir la reactivación del pozo Mariann 4 por la perforación de un nuevo pozo que se denominó Mariann 4A-1, el cual está localizado en una mejor posición estructural, este se perforó en Marzo de 1998 encontrándose

petróleo en las arenas M1, U Superior, U Media, U Inferior, T Superior y T Media de la formación Napo.

1.5.5.2. Geología del Campo

El Campo Mariann 4A presenta una estratigrafía Cretácica clásica correspondiente al flanco Este de la Cuenca Oriente, compuesta de areniscas interestratificadas con lutitas y calizas. Los reservorios más importantes del Campo de los cuales se produce petróleo son las areniscas U, T y M-1.

El crudo correspondiente a la arena U es relativamente pesado y presenta una densidad API que varía entre 19° y 23°. Por otro lado, la arena T produce un crudo relativamente liviano cuya densidad API bordea los 30° mientras que el petróleo encontrado en el yacimiento M1 muestra una gravedad API de aproximadamente 20°.

1.5.5.3. Estructura del Campo Mariann 4A

La estructura del campo Mariann 4A es parecida a la de Mariann ya que ambas son anticlinales fallados, la falla limitante al oeste de los anticlinales es inversa de alto ángulo con dirección NO-SE, con un salto de falla promedio de 226 pies hacia el oeste del Campo Mariann, el eje anticlinal en ambas estructuras tiene un predominio NO-SE.

Esta estructura también se encuentra alineada con los campos Cuyabeno-Sansahuari, aunque no compartan la misma falla; el tren de fallas empieza con una dirección NO-SE en Mariann hasta tomar una dirección N-S en el campo VHR.

1.6. PROPIEDADES DE ROCA DE LOS CAMPOS EN ESTUDIO

En la Tabla 1.7 se realizará una breve descripción de las propiedades de roca de las areniscas productoras de los Campos a los que pertenecen los pozos en este estudio.

Tabla 1.7. Característica de Roca de los Campos en Estudio

PROPIEDADES DE ROCA @ MARZO 2010						
CAMPO	FORMACIÓN	PRESIÓN PSI	TEMPERATURA °F	Ø %	K MD	° API
ALICE	M1	2500	185	23	2000	22
FANNY	M1	2200	180	26	2000	16.6
	UI	3400	190	20	700	20
DORINE	M1	2300	185	23	1800	22
MARIANN	TI	3400	200	20	850	23
	US	3300	200	20	700	21
	UI	3200	200	20	650	21.5
MARIANN 4A	M1	2600	185	17	1000	18
	UI	3200	190	20	650	21

Fuente: Andes Petroleum
 Autora: Luisa Ana Arias Caiza

1.7. PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS EN ESTUDIO

En la tabla 1.8 se muestra la producción de petróleo de los Campos en estudio, la cual proviene de la formación Napo, existiendo reservorios de interés hidrocarburífero tales como la formación M1, U y T.

Tabla 1.8. Producción de los Campos en Estudio

PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS @ MARZO 2010		
CAMPO	DIARIA PETRÓLEO (BLS)	ACUMULADA PETRÓLEO (MMBLS)
ALICE	2424,34	0,202
DORINE	13764,36	1,09
FANNY	15702,27	1,27
MARIANN	4190,15	0,27
MARIANN 4A	945,03	0,078

Fuente: Andes Petroleum
 Autora: Luisa Ana Arias Caiza

CAPÍTULO II

MECANISMOS DE DAÑO DE FORMACIÓN

2.1. DAÑO DE FORMACIÓN

Durante las operaciones de perforación, completación, o reacondicionamiento la formación productora está expuesta a una serie de fluidos, ya sea por largos períodos de tiempo en el caso de los fluidos de perforación, o por solo horas como el caso de los fluidos de reacondicionamiento y completación. El daño de formación puede ser el resultado de una alteración física, química o por efecto de bacterias en una formación.

El daño de formación se considera como cualquier proceso que altera la permeabilidad de una formación en un reservorio de tal manera que la producción decrece. El Daño de Formación es un problema económico y operacional indeseable que puede ocurrir durante varias fases de la recuperación de petróleo de los reservorios.

DEFINICIÓN DEL FACTOR SKIN

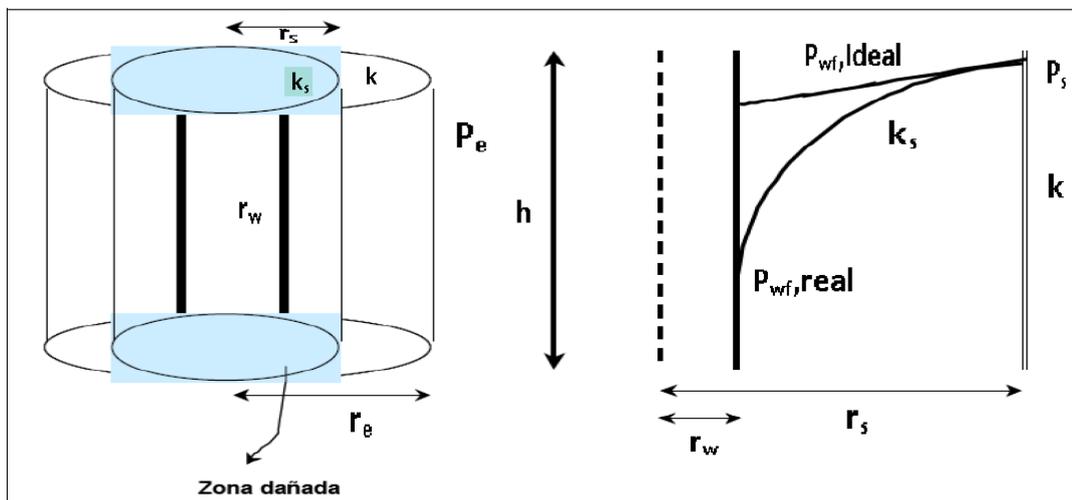
Un indicativo del estado de la formación suele expresarse numéricamente mediante un Factor de “Piel o Skin” denominado (S), cuyo valor es adimensional; éste factor se calcula a partir de las pruebas de presión que miden los cambios de permeabilidad.

- $S > 0$ Formación dañada.
- $S = 0$ Ni dañada ni estimulada.
- $S < 0$ Formación estimulada.

Otra medida de los daños de formación es el Índice de Productividad (IP). El daño puede tener un gran impacto negativo sobre la producción e incluso

puede conducir a un abandono prematuro del pozo. Ver figura 2.1.

Figura 2.1. Esquema representativo del daño de formación



Fuente: Libro DAÑOS A LA FORMACIÓN Y ESTIMULACIÓN DE POZOS
Autores: BENTANCOUR / CIGUELA

El daño de formación puede ocurrir en areniscas y carbonatos, en areniscas el daño puede ser grave debido a la presencia de los minerales de arcilla los cuales son susceptibles a hinchamiento y/o migración.

En formaciones que poseen alto contenido de arcillas el daño que se puede causar con cada una de las operaciones de campo es grave, por esta razón es importante discutir sobre la química de las arcillas.

2.2. QUÍMICA DE LAS ARCILLAS

El grupo de minerales clasificado como arcillas juega un papel central en muchas áreas de la tecnología de los fluidos de completación, reacondicionamiento y perforación de pozos. Químicamente el grupo de las arcillas puede ser clasificado como silicatos de aluminio.

Físicamente las arcillas se describen como una mezcla heterogénea de minerales finamente divididos (2 micrones o menos) de minerales como cuarzo, feldespato, calcita, pirita y otros materiales sedimentarios compuestos de materiales como sílice, aluminio y agua.

Como los elementos que constituyen a las arcillas forman más del 80% de la masa de la tierra (8.1% de aluminio, 27.7 % sílice y 46.6% de oxígeno), es aparente que la mayoría de las formaciones contendrán minerales de arcillas. El tipo y la cantidad de minerales presentes son factores muy importantes que contribuyen a las propiedades mecánicas y químicas de la roca. La selección de un fluido de completación y reacondicionamiento debe estar relacionada a las posibles reacciones entre el fluido y la formación.

La mayoría de los reservorios de arena contienen una determinada cantidad de minerales de arcilla. Estos pueden reaccionar con los fluidos con los que van a estar en contacto de una manera que pueden bloquear en forma parcial o a veces total la formación, reduciendo la producción.

2.2.1. ESTRUCTURA FUNDAMENTAL DE LAS ARCILLAS

Los minerales de arcilla son cristalinos en su naturaleza y la estructura atómica de estos cristales es un factor primordial en la determinación de sus propiedades. La identificación y clasificación se hace mediante el análisis de Difracción de Rayos X, Análisis Petrofotográfico en sección delgada, Microscopio Electrónico de Barrido.

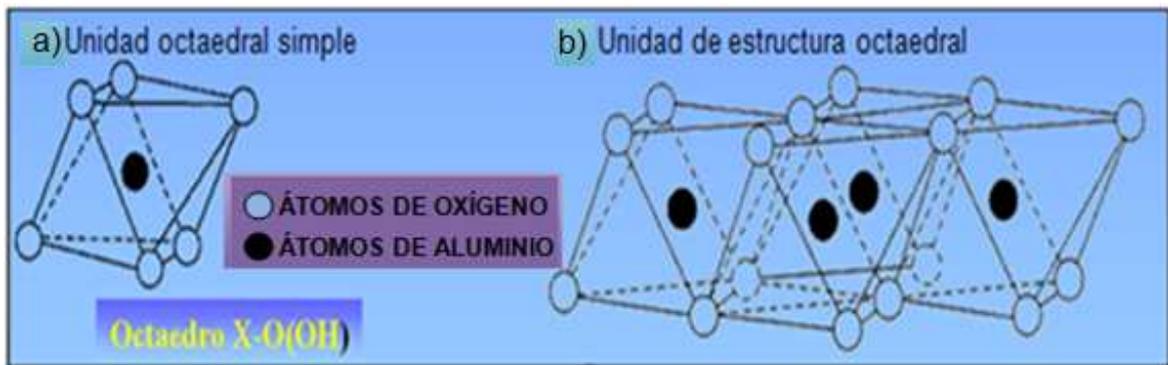
La mayoría de las arcillas tienen una estructura semejante a las micas, es decir se hallan formadas por láminas de cristales dispuestos cara a cara como un mazo de barajas. Una placa individual se halla compuesta por átomos dispuestos de una forma tetraedral u octaedral. Estos paquetes pueden presentar diferentes configuraciones.

En el arreglo octaedral el oxígeno o los hidróxilos forman dos hileras compactas coordinadas con un centro que puede ser hierro, aluminio o magnesio. Ver figura 2.2.

Al estar el aluminio presente, solamente dos terceras de las posiciones posibles se hallan llenas para balancear a la estructura. Esta estructura se llama de gibsita $Al(OH)_3$. Al estar presente el magnesio las posiciones se hallan

completamente llenas y la estructura se denomina brucita, $Mg(OH)_3$. Generalmente esta estructura presenta más de un tipo de ion metálico.

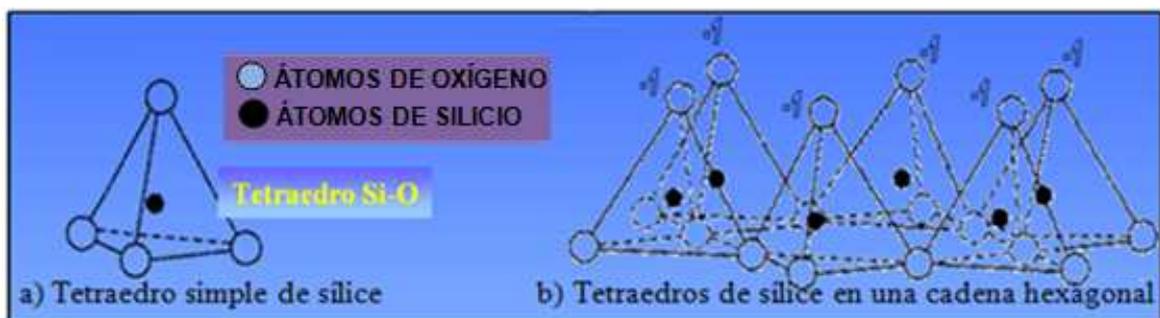
Figura 2.2. Arreglo octaedral



Fuente: Halliburton

En el arreglo tetraedral un átomo de sílice se halla ubicado de una manera equidistante de cuatro átomos de oxígeno o de cuatro de hidroxilos si es necesario para balancear a la estructura atómica. La posición de los oxígenos o hidroxilos es en la esquina de un tetraedro geométrico. Ver figura 2.3.

Figura 2.3. Esquema de tetraedros

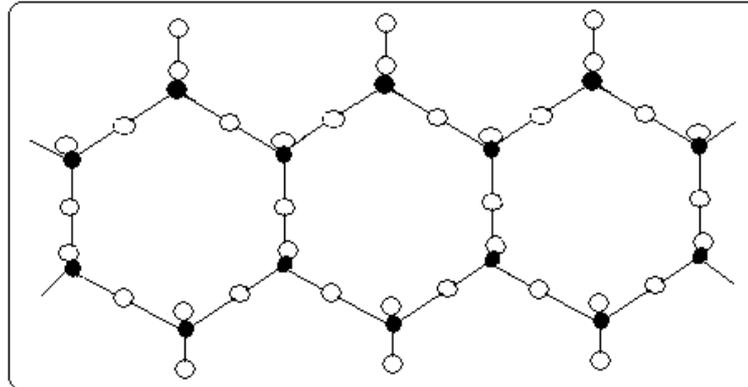


Fuente: Halliburton

Los tetraedros de sílice se presentan en una cadena hexagonal, $SiO_6(OH)_4$ que se repiten de una manera indefinida. Ver figura 2.4.

Es la combinación de estas estructuras y las modificaciones a su estructura básica que le da las diferentes propiedades a los minerales de arcilla. Las dos unidades estructurales básicas son la hoja octaedral de aluminio y la hoja tetraedral de sílice.

Figura 2.4. Cadena de Sílice

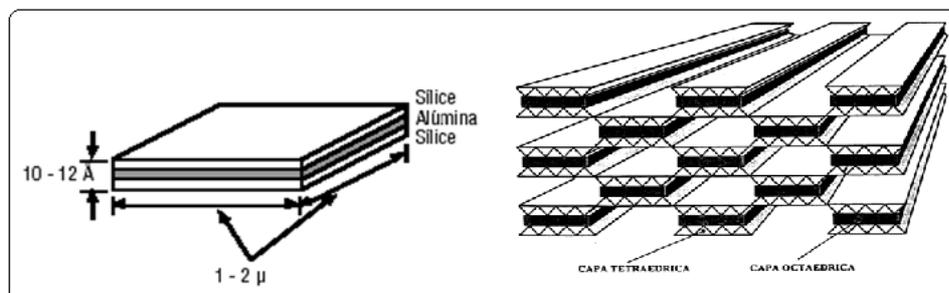


Fuente: Halliburton

Las unidades fundamentales de las hojas tetraedrales y octaedrales son unidas para formar una lámina por átomos de oxígeno compartidos.

Normalmente dos hojas tetraedrales envuelven una hoja octaedral. Los tetraedros se hallan orientados hacia adentro, y comparten a los átomos de oxígeno dispuestos en su ápex con la hoja octaedral. Ver figura 2.5.

Figura 2.5. Estructura de la Arcilla



Fuente: Halliburton

Las diferentes combinaciones y modificaciones químicas dieron lugar a 26 diferentes minerales arcillosos. Una de las modificaciones se relacionan con el número de átomos metálicos en el centro de la capa octaedral. Si dos de tres de los centros octaedrales son ocupados por un átomo metálico, la estructura se denomina dioctaedral. Si las tres posiciones centrales se hallan ocupadas por átomos metálicos la estructura se denomina trioctaedral. Los minerales de arcillas se hallan compuestos por diferentes relaciones entre la hoja de sílice y

la hoja octaedral.

El grupo más grande es de 2:1, también hay grupos 2:1:1 y 1:1. Las láminas se hallan en forma cara a cara para formar la estructura cristalina del mineral.

La distancia entre capa y capa en la estructura cristalina se denomina espaciamiento "c", "basal", o "001".

Las hojas en esta estructura cristalina se encuentran atadas por cargas covalentes, haciendo de esta manera la unidad estable.

Los minerales de arcilla de mayor interés para el ingeniero de fluidos son:

- Kaolinita
- Mica
- Montmorillonita
- Sepiolita
- Atapulgita
- Clorita

Las diferencias fundamentales entre minerales de arcilla se deben a las diferencias estructurales y a las diferentes composiciones químicas.

La combinación ideal es aquella donde la estructura cristalina se forma de una manera que todos los átomos metálicos del octaedro son iguales y los átomos metálicos del tetraedro son de otro tipo. En estos casos la estructura mineralógica se halla balanceada y es eléctricamente neutral. Estas estructuras son prototipos, pero no son minerales de arcillas.

Las estructuras minerales de las arcillas verdaderas poseen cargas eléctricas debido a la presencia de unos pocos átomos metálicos que son diferentes a los

átomos predominantes y tiene carga iónica diferente. Esto se denomina una sustitución isomorfa, y ocurre cuando un mineral de arcilla se forma.

Por ejemplo cuando un átomo de Al^{3+} se encuentra presente en una estructura ideal y es sustituido por un átomo de Mg^{2+} , resultando en un cambio de la carga iónica de la estructura. Esto produce un potencial negativo en la superficie basal del cristal, que se va a neutralizar por la absorción de un catión de Na^+ del medio ambiente.

En presencia de agua los cationes absorbidos de una forma natural pueden intercambiarse con cationes de otra especie contenidos en el agua, que se conocen como cationes intercambiables (capacidad de intercambio catiónico).

Capacidad de Intercambio Catiónico

La capacidad de intercambio catiónico es una característica importante de los minerales arcillosos y varía de mineral a mineral.

La capacidad de intercambio catiónico (CEC, Cation Exchange Capacity) se puede definir como la suma de todos los cationes de cambio que un mineral puede absorber a un determinado pH.

Es equivalente a la medida del total de cargas negativas del mineral. Estas propiedades se emplean con frecuencia para caracterizar arcillas, lutitas, fluidos de completación y reacondicionamiento, y es determinado por la cantidad de azul de metileno que un mineral puede absorber, expresado en miliequivalentes de azul de metileno absorbido por 100 g del mineral. Ver valores en tabla 2.1.

La CEC se genera cuando las arcillas y finos pueden ser perturbados, causando un cambio en el estado de hidratación del hinchamiento de la arcilla o un cambio en la asociación de las arcillas no hinchables con los granos de arena y posteriormente produciendo migración, cuando se exponen a algún fluido extraño.

Tabla 2.1. Capacidad de Intercambio Catiónico

CAPACIDAD DE INTERCAMBIO CATIONICO	
Arcillas	Rango CEC (Meq/100g)
Esmeclita	80 – 150
Ilita	10 – 40
Clorita	3 – 15
Kaolinita	10 – 40
Arena	0.6

Fuente: Halliburton

Factores que Influyen en la Capacidad de Intercambio Catiónico**a. Cationes**

Falta de cationes en fluidos extraños.

b. El Tamaño de los Cationes

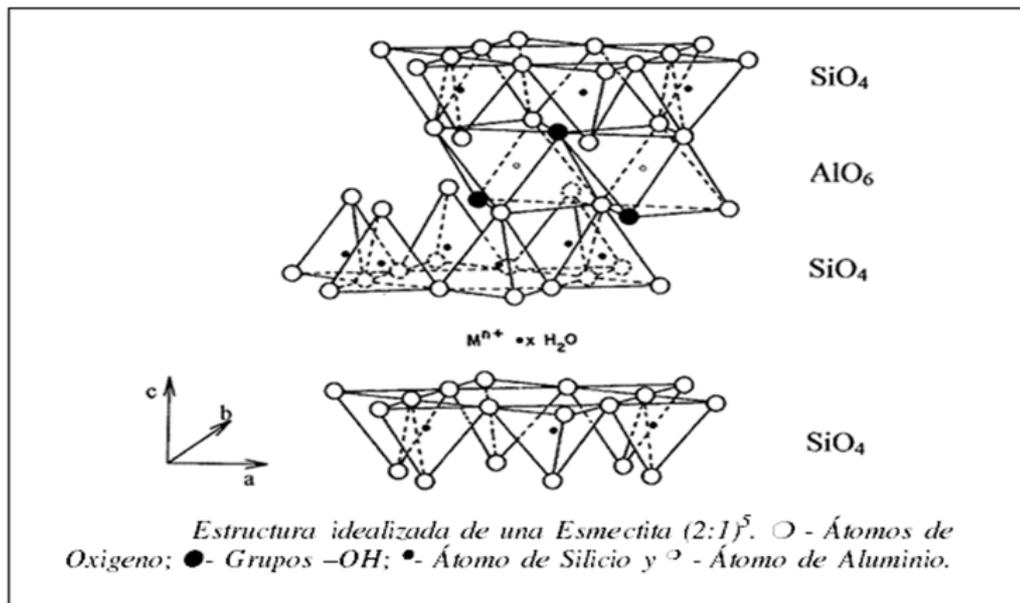
El diámetro iónico del catión en relación al tamaño de la apertura en la cara de la capa tetraédrica. Ver figura 2.6. Esta apertura ha sido medida entre 2 y 3 angstroms de ancho y largo. Para el diámetro del catión, la hidratación de agua es importante en la habilidad del catión para estabilizar las arcillas.

El ion potasio y amonio tienen un tamaño muy similar a la apertura de la hoja tetraédrica (esmética y otras arcillas) y tienen baja hidratación de agua. Por lo tanto estos dos iones son normalmente escogidos para controlar las arcillas cuando el control está siendo realizado con sales comunes como cloruro de potasio (KCl) o cloruro de amonio (NH₄Cl).

La tabla 2.2 indica el diámetro de los cationes más comunes, en estados hidratados y deshidratados. Se puede observar que el potasio tiene un diámetro reducido cuando se compara con el calcio y el magnesio. Debido a su tamaño reducido el ion potasio puede encajar con facilidad entre las hojas de

sílice, neutralizando la diferencia de carga en la capa. De esta manera se evita la entrada de agua en la estructura cristalina evitando la hidratación y expansión del mineral.

Figura 2.6. Estructura de la Esmectita



Fuente: Halliburton

Tabla 2.2. Diámetro Iónico del Cation

DIÁMETRO IÓNICO DEL CATION ANTES Y DESPUÉS DE LA HIDRATACIÓN		
Cation	Diámetro Iónico (Angstroms)	Diámetro Hidratado (Angstroms)
Litio	1.2	7 – 15
Sodio	1.9	5 – 11
Potasio	2.66	1 – 4
Amonio	2.42	2 – 4
Calcio	1.98	10 – 22
Magnesio	1.30	12 – 33

Fuente: Halliburton

c. La Carga del Cati3n

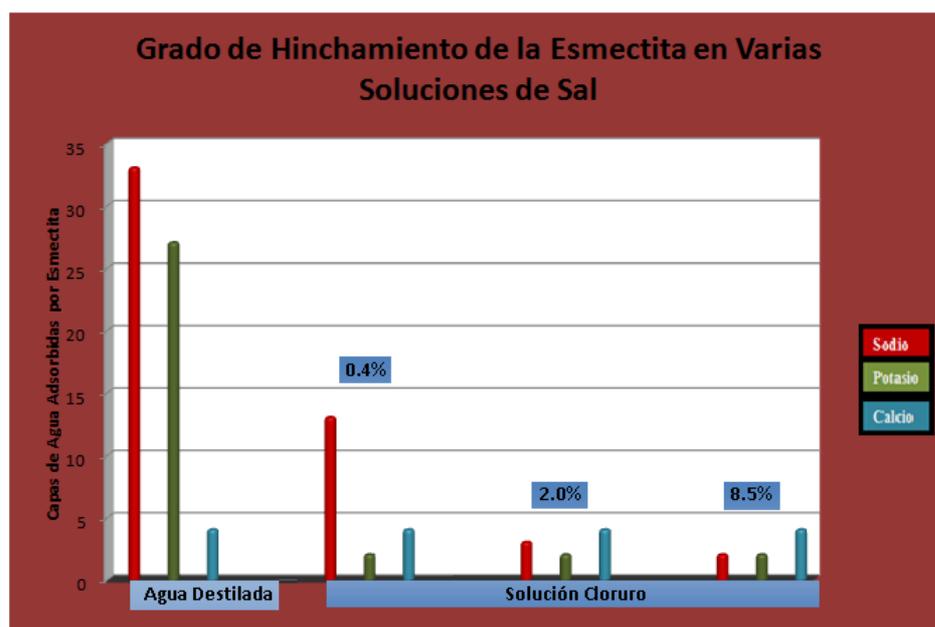
Aunque los cationes multivalentes como el calcio Ca^{+2} tienen mayor atracci3n hacia las arcillas y cargas negativas de silicato que los cationes monovalentes (K^+ , NH_4^+ , Na^+) ellos tienen gran hidrataci3n de agua y no son tan efectivos como los de tama1o apropiado y cationes de baja hidrataci3n de agua.

d. Concentraci3n de Sal (Cationes)

La figura 2.7 muestra el grado relativo de hinchamiento de la Esmectita en varias soluciones de sal. Las tres primeras columnas analizadas con agua destilada, muestran cu1nto podr3a humectarse la esmectita si tiene sodio, potasio o calcio asociado con su estructura.

Las tres columnas siguientes con 0.4% de cloruro de sodio, cloruro de potasio y cloruro de calcio muestra que en esta concentraci3n el cloruro de potasio permite que menos agua sea absorbida por la esmectita, esto significa que es m1s efectivo controlando arcillas.

Figura 2.7. Grado de Hinchamiento de la Esmectita en Varias Soluciones de Sal



Autora: Luisa Ana Arias

El cloruro de potasio con una concentración de 2% es aún más efectivo que el cloruro de sodio o cloruro de calcio.

Con una concentración de 8.5% de cloruro de sodio y cloruro de potasio la misma cantidad de agua es absorbida por la esmectita. Esto implica que el 0.4% de cloruro de potasio es equivalente al 8.5% de cloruro de sodio y que 0.4% de cloruro de potasio es todo lo necesario para el control de las arcillas.

Debido a que hay pérdidas de fluido hacia la formación el ion potasio es arrastrado de la solución y esto significa potasio menos concentrado con el tiempo. Por esta razón, el 2% de KCl es la mínima concentración normalmente aceptada para proporcionar el control de la arcilla usando salmueras.

Si al menos el 8.5% de cloruro de sodio es usado, este porcentaje probablemente no sería ventajoso al ser añadido a la concentración de cloruro de potasio para un control adicional de las arcillas, basado en información para esmectitas. El tipo y concentración de arcillas pueden determinar diferentes cantidades de sal en solución para un mejor control de las arcillas.

e. pH

El pH es una medida de la concentración de iones Hidrógeno. El pH del agua que está en contacto con las arcillas es importante. Un pH menor a 7.0 indica un exceso de iones de H^+ y una solución ácida. Estos iones de hidrógeno se comportan como otros cationes ayudando a controlar la arcilla.

Por otro lado, si el pH es mayor a 7.0 hay un exceso de iones de hidroxilo (OH^-) y una solución básica. El ión hidroxilo tiene una influencia negativa en la hidratación de arcilla y produce problemas de migración de finos. Por lo tanto se espera más alteración de arcillas con un fluido de alto pH comparado con un fluido de bajo pH menor a 7.0. Cuando la bentonita (esmectita) es usada en lodos de perforación base agua es común mantener el pH mayor a 8.0 para ayudar en la viscosidad cedente (hinchamiento de bentonita), control de la corrosión y bacterias. Esta hidratación incrementada de la bentonita por el alto

pH es el mismo incremento en hidratación que se esperaría en el hinchamiento de las arcillas en la formación.

f. Tipo, Distribución y Cantidad de Arcillas

Los cinco factores tratados anteriormente son afectados por el tipo y cantidad de arcilla presente en la formación. Adicionalmente la distribución de estas arcillas, revestimiento del poro y otros., influenciarán el daño experimentado.

Polímeros orgánicos catiónicos (COP, Cationic Organic Polymers) son usados para controlar las arcillas y pueden ser más efectivos que las sales controlando el movimiento de las arcillas en la formación.

Los polímeros están altamente cargados de cationes y tienden a intercambiar su carga en la superficie de las arcillas y ofrecen un largo período de protección. Estos son usados en muchos fluidos de completación.

2.2.2. GRUPOS DE MINERALES ARCILLOSOS

Las arcillas son a menudo asociadas con areniscas y lutitas. Las formaciones de carbonatos también pueden contener arcillas, sin embargo estos usualmente son encapsulados en la matriz o asociados con láminas en toda la zona de carbonato.

Hay más de 400 minerales y rocas arcillosas, divididas en gran número de grupos y subgrupos.

Con los silicatos (areniscas y lutitas) las arcillas son frecuentemente asociadas con el espacio poroso. Las arcillas comunes encontradas en rocas sedimentarias son:

- **Ilita**
- **Clorita**
- **Kaolinita**

- **Esmectita**, y mezcla de capas de arcillas.

Por regla general las arcillas se dividen en dos grupos: aquellas que se hidratan y aquellas que no, pero si migran.

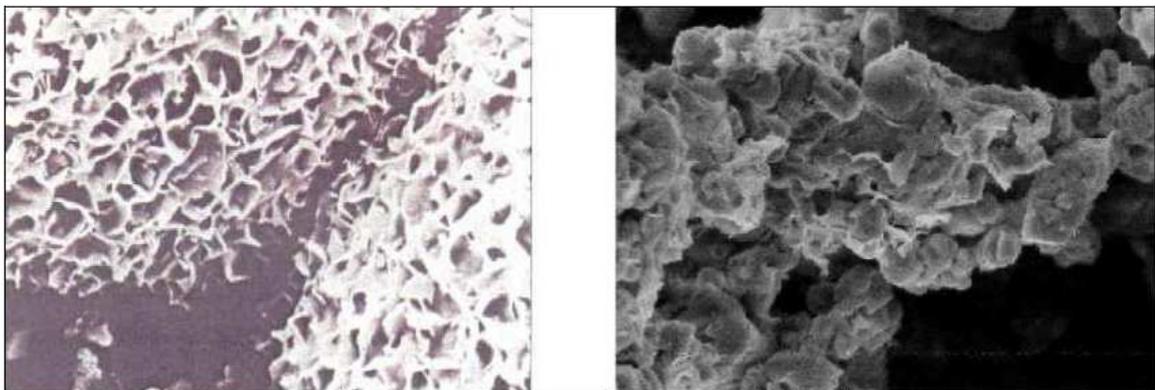
a. Arcillas susceptibles al hinchamiento

- **Esmectita o montmorillonita:**

Este es el material que constituye la bentonita, tiene apariencia de hojuelas continuas, formando estructuras en forma de colmena. Ver figura 2.8.

Es un componente activo de formaciones más jóvenes y tiende a hidratarse e hincharse. La sustitución isomorfa más frecuente es la de Mg^{2+} y Fe^{2+} por Al^{3+} en la hoja octaedral. El mecanismo de absorción de agua o hidratación es acompañado por el hinchamiento y aumento de volumen del mineral de arcilla.

Figura 2.8. Microfotografía de Esmectita en Medio Poroso



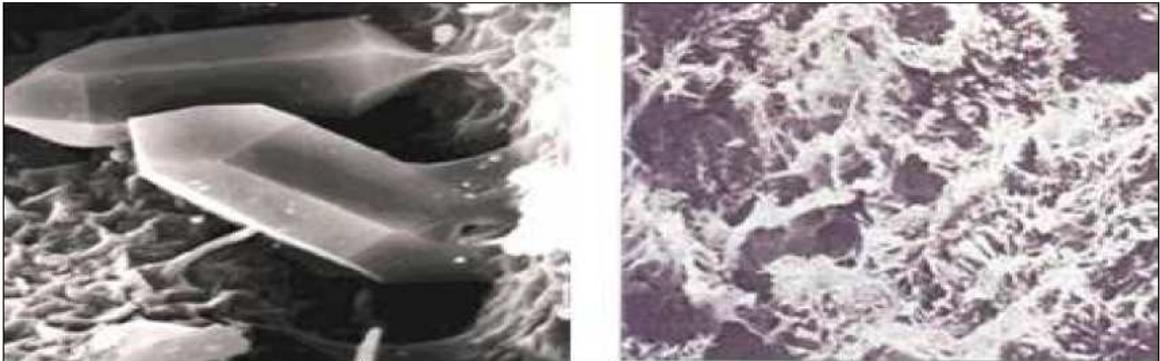
Fuente: Libro DAÑOS A LA FORMACIÓN Y ESTIMULACIÓN DE POZOS
Autores: BETANCOUR / CIGUELA

b. Arcillas no susceptibles al hinchamiento (migran)

- **Ilita:**

La Ilita se reconoce en microfotografías por su forma de agujas o cabellos, es muy propensa a quebrarse y migrar por el movimiento de fluidos. Ver figura 2.9.

Figura 2.9. Filamentos de Iilita Formando Puente Dentro de un Poro



Fuente: Libro DAÑOS A LA FORMACIÓN Y ESTIMULACIÓN DE POZOS
Autores: BETANCOUR / CIGUELA

La Iilita pertenece al grupo de minerales conocidos como micas. Estos minerales son del grupo mineralógico 2:1 donde dos hojas de sílice envuelven a una hoja octaedral. La característica importante de las ilitas es la sustitución isomorfa, en la hoja tetraedral, donde el sílice es reemplazado por aluminio o hierro, siendo de esta manera compensada la diferencia de carga por el ion potasio.

La diferencia de carga promedio en las ilitas es bastante elevada debido a la sustitución isomorfa. En ilitas bien cristalizadas aproximadamente uno de cada cuatro átomos de sílice son reemplazados por aluminio. El papel de los iones de potasio en la estructura de la iilita es fundamental para entender el efecto estabilizador e inhibidor de las salmueras de cloruro de potasio. Una de las características más importantes de todo catión es su diámetro y su carga total positiva. Un catión pequeño con una carga positiva elevada va a tener una buena afinidad por especies con cargas negativas. En soluciones acuosas los cationes con mayor densidad de cargas van a tener una atracción polar muy fuerte por moléculas de agua.

En general el intercambio iónico y la hidratación son confinados a la superficie exterior del agregado de arcilla. Las capas pueden tener en adición cationes como Ca^{2+} , Mg^{2+} o H^+ . Esta alteración permite una hidratación reducida entre las capas, y es por esto que las ilitas y micas pueden reaccionar con iones de

potasio y ser estabilizadas en algunas ocasiones. Las esmectitas generalmente se convierten en ilitas, aumentando de esta manera la concentración de las ilitas a mayores profundidades.

- **Clorita**

La Clorita se reconoce en microfotografías por su forma de cristales, es muy propensa a migrar por el movimiento de fluidos. Ver figura 2.10.

Las cloritas se hallan estructuralmente relacionadas a los de la clase compuestas por tres láminas.

Debido al reemplazo de iones de magnesio por aluminio las láminas poseen una carga neta positiva. La capacidad de intercambio catiónico es muy bajo, entre 10-40 meq/100 g.

Las cloritas se hallan normalmente asociadas a sedimentos más viejos y los caolines y esmectitas son reemplazados por cloritas e ilitas.

Figura 2.10. Cristales de Clorita



Fuente: Libro DAÑOS A LA FORMACIÓN Y ESTIMULACIÓN DE POZOS
Autores: BETANCOUR / CIGUELA

- **Kaolinita**

No se expande, pero se fractura y migra, por efecto de la concentración iónica del medio. Se reconoce fácilmente en microfotografías por su aspecto de láminas paralelas perfectamente colocadas unas sobre otras. Ver figura 2.11.

Figura 2.11. Microfotografía de la Kaolinita en Medio poroso



Fuente: Libro DAÑOS A LA FORMACIÓN Y ESTIMULACIÓN DE POZOS
Autores: BETANCOUR / CIGUELA

La Kaolinita se halla compuesta de una sola hoja tetraédrica combinada con otra dioctaédrica de aluminio. Las dos hojas se hallan unidas de tal manera que los hidróxidos en la cara de la hoja octaedral se hallan colocados cara a cara con los oxígenos de la cara tetraedral. Esto se denomina estructura 1:1. Las cargas en la estructura se hallan balanceadas.

Existe una unión muy fuerte entre las capas sucesivas, ejercido por los hidrógenos, lo que evitará la expansión del mineral lo mismo que su hidratación. El cristal natural consiste de 100 capas uno sobre otro. Las capas se hallan cargadas principalmente debido a la rotura de los bordes de la estructura, siendo por lo tanto muy sensibles al pH de las suspensiones.

La capacidad de intercambio catiónico de este mineral es bajo, entre 3-15 meq/100 g. El mineral se halla en numerosas lutitas y otros depósitos originados en medio ambientes marinos.

La tendencia de este mineral es alterarse a illita y clorita con la profundidad, es decir con la deposición de sedimentos a través del tiempo.

2.3. CAMBIO EN LA HUMECTABILIDAD

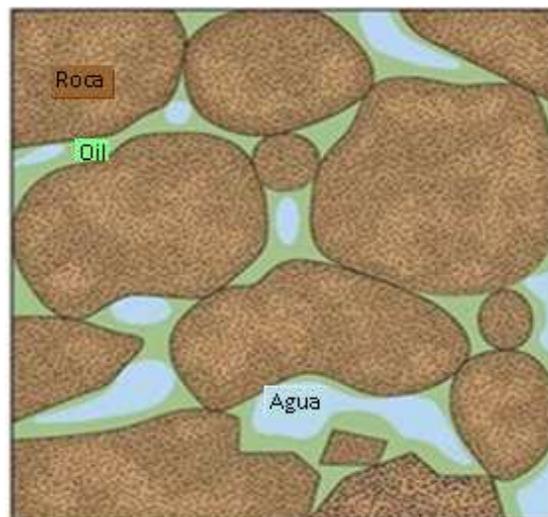
El cambio en la humectabilidad de la roca es otro mecanismo de daño de formación. Un cambio de agua humectante a petróleo que humecta la roca

puede reducir drásticamente la permeabilidad relativa al petróleo. Ver figura 2.12.

Este cambio de agua humectante a petróleo humectante puede ser causado por algunos fluidos de completación y reacondicionamiento de pozos, de manera natural se presentan surfactantes en algunos petróleos, actuando en la superficie de los fluidos.

Para mantener las condiciones del agua como fluido humectante, diferentes tipos de surfactantes deberían ser usados, en arenas o lutitas surfactantes aniónicos o no iónicos, para carbonatos surfactantes catiónicos o no iónicos y en silicatos surfactantes no iónicos. Sin embargo, ellos deberían ser evaluados en el laboratorio para determinar su aplicabilidad.

Figura 2.12. Mojabilidad por Petróleo



Fuente: Halliburton

2.3.1. ASFALTENOS

Los asfaltenos en formaciones que contienen petróleo pueden causar el taponamiento de la formación, así como cambios en la mojabilidad del petróleo hacia las arenas y lutitas si ellos salen de solución. Ellos pueden ser precipitados de petróleo por contacto con hidrocarburos de cadenas lineales, tal como diesel o kerosén con ácido.

2.3.2. SURFACTANTES

Los surfactantes son aditivos importantes usados en varios fluidos de reacondicionamiento y completación de pozos.

El entendimiento de sus propiedades básicas puede ayudar en la prevención o control del daño de formación. Los surfactantes pueden ser caracterizados teniendo agua soluble en la cabeza (hidrofílica) y un petróleo soluble en la cola (lipofílico).

Además, los surfactantes son definidos como solubles en agua o solubles en petróleo basados en la longitud relativa del petróleo soluble en la cola o fondo del pozo.

Los surfactantes son definidos por la carga al solubilizarse en el agua. Estas cargas relacionan las características de mojabilidad en varios tipos de formaciones.

Tipos de Surfactantes

- a) Catiónicos.-** El petróleo humecta a las arenas, lutitas, arcillas y otros silicatos. El agua humecta a carbonatos en pH menores que 8.5.
- b) Aniónicos.-** El agua humecta a las arenas, lutitas, arcillas y otros silicatos. El petróleo humecta a carbonatos en pH menores que 8.5.
- c) No iónicos.-** Las características de humectabilidad dependerán de la longitud relativa de la solubilidad en el fondo del pozo.

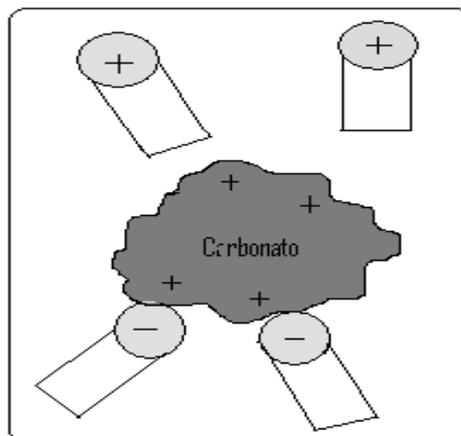
Puede el agua o petróleo humectar silicatos y carbonatos dependiendo de la química de los surfactantes.

- d) Anfotéricos.-** Estos surfactantes pueden ser catiónicos o aniónicos dependiendo del pH del fluido. Por lo tanto, las características de humectabilidad variarán.

Las características de humectabilidad de los surfactantes catiónicos y aniónicos relacionan las cargas en los silicatos y carbonatos. Los silicatos tienen carga negativa en su superficie y los carbonatos una carga positiva en pH menores que 8.5 aproximadamente. Las figuras 2.13 y 2.14 muestran como los surfactantes son atraídos a las superficies.

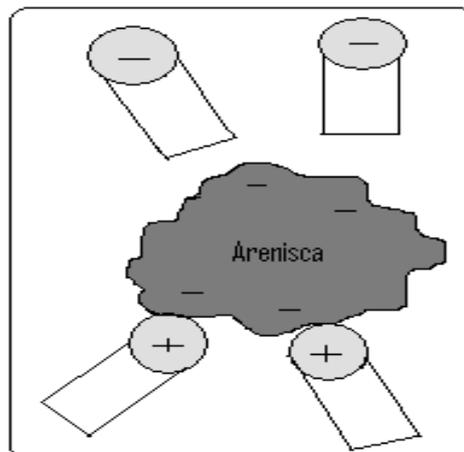
Cuando un surfactante catiónico es atraído a las superficies de los espacios porosos de las areniscas y surfactantes aniónicos a las superficies de los espacios porosos de los carbonatos, la humectabilidad al petróleo puede presentarse.

Figura 2.13. Surfactante Aniónico Petróleo Humectando al Carbonato



Autora: Luisa Ana Arias

Figura 2.14. Surfactante Catiónico Petróleo Humectando a la Arenisca



Autora: Luisa Ana Arias

Varios efectos negativos resultan de esto.

- a) La formación tiene una humectabilidad hacia el petróleo y la permeabilidad relativa del petróleo se reduce grandemente.
- b) Los surfactantes se pierden de la solución y no están presentes en la recuperación del fluido para reducir la tensión interfacial en la superficie.
- c) Los surfactantes se están perdiendo de la solución y ya no previenen la formación de emulsiones.

2.4. MIGRACIÓN DE FINOS

La migración de finos es otra fuente de daño mientras se está perforando, completando, haciendo un reacondicionamiento y posteriormente durante la producción del pozo.

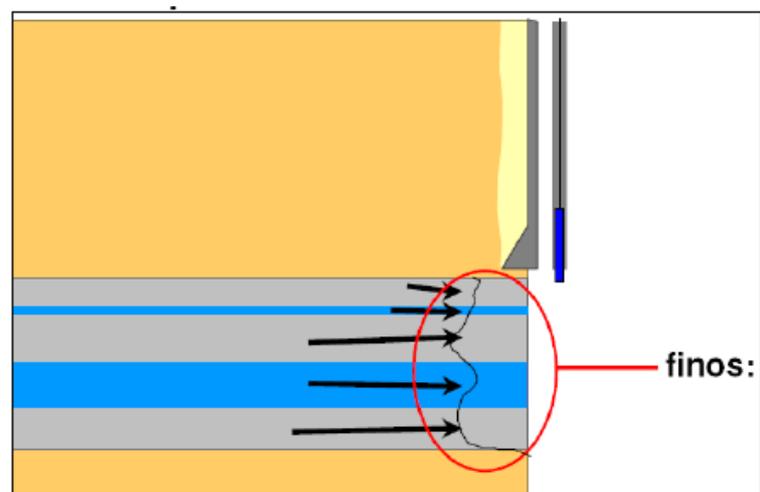
La migración de finos en el reservorio reduce la permeabilidad cerca de la cara del pozo. Los finos como arcillas, limos y otras partículas pequeñas que están normalmente en los poros o adheridas a los granos de arena pueden migrar. Las partículas pequeñas adheridas a los granos de arena están normalmente asociadas con agua connata recubriendo cada grano. Siempre que la fase humectante es agua, ésta no fluye o la capa de agua en los granos de arena está encapsulando los finos, estas partículas no son perturbadas y son relativamente estables. Sin embargo, cuando la fase mojante comienza a fluir o la velocidad del fluido de producción es lo suficientemente alta, estas partículas pueden comenzar a moverse y causar taponamiento en la cara del pozo Ver figura 2.15.

2.5. FORMACIÓN DE EMULSIONES

Las emulsiones son causadas cuando dos fluidos inmiscibles entran en contacto en presencia de una fuente de energía, y cuando están presentes los

estabilizadores. Las emulsiones más significantes estabilizadoras son finas partículas de arcilla u otros materiales cuando el petróleo es el fluido humectante, asfaltenos y surfactantes. Los surfactantes pueden aparecer naturalmente en el petróleo o estar presentes en tratamientos de fluidos causando emulsiones.

Figura 2.15. Deposición de Finos en la Cara del Pozo



Fuente: Halliburton

Las emulsiones son definidas como gotitas de fluido suspendidas en otro y estas pueden ser petróleo o agua externas. Emulsiones externas de petróleo son aquellas en las en que la fase continua es petróleo y gotas de agua, ácido y otros, están suspendidas en el petróleo.

Emulsiones externas de agua son aquellas en la que la fase continua es agua, ácido y otros, y gotas de petróleo están suspendidas en el agua. La viscosidad de las emulsiones es controlada por la proporción de petróleo y agua que componen la emulsión, la viscosidad de la fase externa y la cantidad de energía puesta en la emulsión en el tiempo en que ésta se forma.

Emulsiones externas de petróleo son normalmente más gruesas y más viscosas que las emulsiones externas de agua, primeramente porque el petróleo tiene la viscosidad más alta que la del agua. Este no siempre es el caso, hay dos factores que influyen la viscosidad de la emulsión. Sin tener

en cuenta que tipo de emulsiones existen, ellas pueden tener un efecto dañino en la producción.

Prevención y eliminación de emulsiones es normalmente manejada con surfactantes que contrarresten los efectos de los surfactantes que se presentan naturalmente, asfaltenos y finos que han causado o pueden causar emulsiones. Surfactantes son añadidos en fluidos de completación y reacondicionamiento y otros. Para prevenir emulsiones que ocurren durante y después de los tratamientos para recuperación de los fluidos y para mantener la humectabilidad.

No solamente es importante la selección del surfactante apropiado, también la concentración debe ser considerada. El tratamiento que se realice puede causar una emulsión cuando el objetivo fue la prevención de las mismas.

2.6. PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS Y ASFALTENOS

Parafinas y asfaltenos depositados en pozos pueden ser igual de difíciles para ser tratados. Entender las características del petróleo puede ayudar en el control de la deposición de materiales durante la perforación, completación, reacondicionamiento o producción. Donde el problema es grave, los programas de completación deberían ser diseñados de tal forma que el pozo pueda ser tratado como sea necesario para prevenir problemas de producción. Parafinas y asfaltenos difieren significativamente en la estructura química y debería ser considerado como la separación de dos materiales orgánicos, aunque ellos pueden ser encontrados en el petróleo y depositados al mismo tiempo.

2.6.1. PARAFINAS

Las parafinas son normalmente de cadena lineal o alcanos ramificados de peso molecular relativamente altos, desde $C_{18}H_{38}$ a $C_{60}H_{122}$. Cada parafina tiene puntos específicos de fundición, para $C_{18}H_{38}$ la temperatura a la cual se funde es de 82° F (27.8 °C), y para $C_{60}H_{122}$ la temperatura a la cual se funde es de 215 °F (101.7 °C), y solubilidades específicas en varios solventes. Más

depósitos de parafina son mezclas de alcanos y están formados de pequeños cristales que usualmente se aglomeran y forman partículas granulares con temperaturas de fusión variables. Las parafinas son solubles en más solventes de petróleo, ambas cadenas lineales y aromáticos. Las parafinas pierden esta solubilidad en petróleos crudos debido al enfriamiento.

La temperatura a la cual la parafina comienza a salir de solución y se cristaliza, puede ser determinada mediante una prueba de laboratorio llamada punto de niebla, punto en el cual la temperatura es reducida y crudos muy oscuros toman una apariencia turbia.

La temperatura del punto de niebla es la temperatura en la cual puede iniciarse la deposición de parafina en un sistema de producción, desde el reservorio a las facilidades de producción de superficie. Cuando el petróleo crudo es muy oscuro resulta difícil identificar el punto de niebla en una celda de ensayo, una medida de viscosidad versus la temperatura pueden mostrar el punto de niebla por un cambio en la viscosidad en el momento que los cristales de parafina comienzan a salir de solución.

Fuentes de enfriamiento son perforación, completación y fluidos de reacondicionamiento, gas saliendo de solución y reducción en ratas de producción (permitiendo el enfriamiento de la cadena de producción).

Los cristales de parafina cuando empiezan a salir de solución tienen la forma de una aguja y no son necesariamente un problema hasta cuando empiezan a aglomerarse. Esta aglomeración es acelerada por agentes tales como finos, asfaltenos, escalas, entre otros.

2.6.2. ASFALTENOS

Los asfaltenos son negros, aromáticos policíclicos, compuestos complejos y tiene el peso molecular mucho más alto que la parafina. Los asfaltenos se encuentran como partículas sólidas dispersas en el petróleo crudo y algunas veces en condensado asociado con gas de producción.

Los asfaltenos poseen enlaces polares cargados eléctricamente y estas propiedades resultan de la presencia de oxígeno, sulfuro, nitrógeno y varios metales en su estructura. Debido a sus características polares, cuando los asfaltenos salen de solución ellos son de naturaleza catiónica y harán que el petróleo tienda a humedecer la arena, tal como si estuviera presente un material sólido el cual puede estar bloqueando el poro. Así estos asfaltenos se depositan cerca del área de la cara del pozo causando un efecto dramático en la producción.

La deposición de asfaltenos usualmente resulta de una caída en la presión o factores desestabilizadores tal como contacto con algunos ácidos, CO₂ o cadenas lineales de hidrocarburos tales como diesel, keroseno y otros. Esta desestabilización de materiales pueden despojar los maltenos del asfalto causando una pérdida en la solubilidad y deposición.

2.6.3. REMOCIÓN DE PARAFINA Y ASFALTENOS CON SOLVENTES

La parafina es soluble en solventes aromáticos (Xileno y Tolueno) y alifáticos (diesel y queroseno) mientras que los asfaltenos son solubles en solventes aromáticos.

2.7. DEPOSITACIÓN DE ESCALA

La escala puede ser formada en la matriz de la formación, fracturas, perforaciones, cara del pozo, bombas de fondo del pozo, tubería y facilidades de superficie. La escala se forma usualmente como resultado de la cristalización y la precipitación de los minerales de agua. La primera causa de la formación de escala es usualmente una caída de presión, cambio de temperatura o la mezcla de dos fluidos incompatibles.

Escalas más comunes en el campo petrolero son Carbonato de Calcio, Yeso, Sulfato de Bario, y Cloruro de Sodio. El Sulfato de Estroncio puede también causar escala, pero es menos común que los otros. El Sulfato de Bario puede ser muy preocupante ya que no es muy activo químicamente y es mejor

removido mecánicamente. El Bario y Sulfato de Estroncio pueden ser radioactivos, estos comúnmente presentan materiales radioactivos en su composición. Así la eliminación puede ser un problema. Las escalas pueden ser fácilmente identificadas con el análisis de Difracción de Rayos X o por análisis de laboratorio/pruebas de campo.

Si una escala es soluble en ácido esto puede ser removido fácilmente con ácido, tal como ácido clorhídrico. Si la escala es insoluble en un ácido, el medio más efectivo para removerla puede ser mecánico. Medios mecánicos para remover escala pueden incluir perforaciones, brocas y raspadores.

CAPÍTULO III

ANÁLISIS DE LOS PROBLEMAS CAUSADOS POR LA INADECUADA FORMULACIÓN DE LOS FLUIDOS DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO

3.1. ESTUDIO DEL HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

Se realiza el estudio del historial de producción, desde el año 2007 al año 2010, en pozos que fueron intervenidos, ya sea para completaciones o reacondicionamientos. El historial de producción se cita en el Anexo N^{ro} 1. Para el estudio, se toma como referencia la producción esperada en las completaciones iniciales y la producción antes y después en los reacondicionamientos.

El estudio se realiza en los siguientes campos y arenas. Ver tabla 3.1.

Tabla 3.1. Campos y Formaciones Productoras

CAMPO	FORMACIÓN PRODUCTORA
Alice	M1
Dorine	M1
Fanny	M1-UI
Mariann	TI-U Media-UI
Mariann 4A	M1

Fuente: Andes Petroleum
Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Los pozos que presentan pérdida de producción en el campo Alice se muestran en la tabla 3.2 y el historial de producción se cita en el Anexo N^{ro} 1.

Tabla 3.2. Pozos y Formaciones Productoras, del Campo Alice

CAMPO ALICE	
POZO	FORMACIÓN PRODUCTORA
Alice_09	M1
Alice_14H	M1
Alice_15H	M1

Fuente: Andes Petroleum
 Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Los pozos que presentan pérdida de producción en el campo Dorine se muestran en la tabla 3.3 y el análisis de cada historial de producción se cita en el Anexo N^o 1.

Tabla 3.3. Pozos y Formaciones Productoras, del Campo Dorine

CAMPO DORINE			
POZO	FORMACIÓN PRODUCTORA	POZO	FORMACIÓN PRODUCTORA
Dorine_18	M1	Dorine_53	M1
Dorine_26	M1	Dorine_67H	M1
Dorine_29	M1	Dorine_68H	M1
Dorine_38	M1	Dorine_74H	M1

Fuente: Andes Petroleum
 Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Los pozos que presentan pérdida de producción en el campo Fanny se muestran en la tabla 3.4.

El análisis de cada historial de producción se cita en el Anexo N^o 1.

Tabla 3.4. Pozos y Formaciones Productoras, del Campo Fanny

CAMPO FANNY			
POZO	FORMACIÓN PRODUCTORA	POZO	FORMACIÓN PRODUCTORA
Fanny_18B_09	M1	Fanny_18B_102	UI
Fanny_18B_68	UI	Fanny_18B_106H	M1
Fanny_18B_88	UI	Fanny_18B_108H	M1
Fanny_18B_89	M1	Fanny_18B_115	UI
Fanny_18B_90	UI	Fanny_18B_116	UI
Fanny_18B_98H	M1	Fanny_18B_117H	UI

Fuente: Andes Petroleum
 Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Los pozos que presentan pérdida de producción en el campo Mariann se muestran en la tabla 3.5 y el análisis de cada historial de producción se cita en el Anexo N^o 1.

Tabla 3.5. Pozos y Formaciones Productoras, del Campo Mariann

CAMPO MARIANN			
POZO	FORMACIÓN PRODUCTORA	POZO	FORMACIÓN PRODUCTORA
Mariann_10	TI	Mariann_26H	UI
Mariann_16	UMEDIA	Mariann_27	TI
Mariann_24	TI	Mariann_28	TI
Mariann_25	UI	Mariann_29	UI

Fuente: Andes Petroleum
 Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Los pozos que presentan pérdida de producción en el campo Mariann 4A se muestran en la tabla 3.6 y el análisis de cada historial de producción se cita en el Anexo N^o 1.

Tabla 3.6. Pozos y Formaciones Productoras, del Campo Mariann 4A

POZO	FORMACIÓN PRODUCTORA
Mariann 4A_07	M1
Mariann 4A_08	UI

Fuente: Andes Petroleum
 Autora: Luisa Ana Arias Caiza

3.2. ANÁLISIS DEL FLUIDO DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO

3.2.1. QUÍMICOS UTILIZADOS EN EL FLUIDO DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO

El fluido utilizado para completaciones y reacondicionamiento de pozos es agua de formación tratada, del campo Dorine.

Ver en la tabla 3.7 los porcentajes y químicos utilizados en el fluido de completación y reacondicionamiento de pozos.

Tabla 3.7. Químicos y Porcentaje Utilizado Para el Fluido de Completación y Reacondicionamiento

QUÍMICO	% UTILIZADO POR BL
Bactericida	0.05%
Anticorrosivo	0.05%
Clarificador	0.05%
Inhibidor de Incrustaciones	0.05%

Fuente: Andes Petroleum
 Autora: Luisa Ana Arias Caiza

3.2.2. CARACTERÍSTICAS QUÍMICAS DEL FLUIDO DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO

Se toma una muestra del fluido de completación y reacondicionamiento y se realiza las siguientes pruebas químicas.

- Alcalinidad
- Contenido de Cloruros
- Dureza del Calcio
- Dureza total
- pH

Los procedimientos de pruebas se citan en el Anexo N^o 2.

Ver los resultados que se obtuvieron en la tabla 3.8.

Tabla 3.8. Resultados de Pruebas Químicas

PRUEBA QUÍMICA	RESULTADOS		
Alcalinidad	CONTENIDO DE IONES		
	Hidróxido OH^-	Carbonato CO_3^-	Bicarbonato HCO_3^-
	0 (mg/l)	0 (mg/l)	756.4 (mg/l)
Contenido de Cloruros	9000 (mg/l)		
Dureza del Calcio	164 (mg/l)		
Dureza total	200 (mg/l)		
pH	7.5		

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Los resultados de las pruebas químicas muestran que el contenido de iones bicarbonato es muy elevado y esto es resultado de un proceso de descomposición de materia orgánica causado por bacterias.

El elevado contenido de iones bicarbonato en el fluido puede causar daño a la formación.

El contenido de cloruros presente en el fluido de completación y reacondicionamiento analizado no afecta a la formación, ya que no interactúa con las arcillas.

Los resultados de las pruebas químicas, dureza del calcio y dureza total, indican que el fluido de completación y reacondicionamiento analizado presenta contenido de cationes multivalentes como el calcio y magnesio los cuales tienen mayor atracción hacia las arcillas, permitiendo gran hidratación de agua, lo cual genera daño en la formación.

El valor del pH medido se encuentra dentro de los parámetros establecidos, y no causa ningún daño a la formación.

3.2.3. CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DEL FLUIDO DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO

Se toma una muestra del fluido de completación y reacondicionamiento de pozos y se mide la turbidez y densidad. Ver resultados en la tabla 3.9. Los procedimientos de las pruebas físicas se citan en el Anexo N^o 3.

Tabla 3.9. Resultados de Pruebas Físicas

PRUEBA FÍSICA	RESULTADOS
Turbidez	63.3 NTU
Densidad	8.4 ppg

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

De acuerdo a parámetros establecidos por Andes Petroleum, para la turbidez, no debe exceder los 35 NTU, por lo que se determina que el fluido de completación y reacondicionamiento analizado, posee muchas partículas en suspensión las cuales pueden causar daño a la formación.

Respecto a la densidad, esta es la adecuada para formaciones en el área de operación de Andes Petroleum.

3.3. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD ENTRE FLUIDOS, DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS CON CRUDO DE ANDES PETROLEUM

Se toma una muestra de crudo del pozo Mariann 29 de la formación productora UI, de 21.5° API.

Se realiza varias pruebas de compatibilidad para la muestra de crudo con fluido de completación y reacondicionamiento de pozos, con el fin de conocer si existe o no compatibilidad entre los fluidos. El procedimiento de las pruebas de compatibilidad se cita en el Anexo N° 4.

3.3.1. RESULTADOS DE COMPATIBILIDAD DE LOS FLUIDOS, CRUDO DEL POZO MARIANN 29 DE 21.5° API CON FLUIDO DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO

A continuación se muestra los resultados de las pruebas de compatibilidad con sus respectivas tablas y Figuras.

**Tabla 3.10. MEZCLA 1: (AGUA DE FORMACIÓN + QUÍMICOS) 50% -
(CRUDO MARIANN 29) 50%**

MEZCLA 1:		(AGUA DE FORMACIÓN + QUÍMICOS) 50% -(CRUDO MARIANN 29) 50%		
TIEMPO DE OBSERVACIÓN (minutos)	% AGUA LIBRE	% INTERFASE	% EMULSIÓN	% FASE PETRÓLEO
1	0	40	60	0
2.5	0	40	60	0
5	0	40	60	0
7.5	0	40	60	0
10	0	40	60	0
15	0	40	60	0
20	40	0	60	0
30	40	0	60	0

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Figura 3.1. Compatibilidad de la Mezcla 1



Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Nota: Agua de formación poco clara y con muchas microemulsiones.

Tabla 3.11. MEZCLA 2: (AGUA DE FORMACIÓN + QUÍMICOS) 75% - (CRUDO MARIANN 29) 25%

MEZCLA 2:		(AGUA DE FORMACIÓN + QUÍMICOS) 75% - (CRUDO MARIANN 29) 25%		
TIEMPO DE OBSERVACIÓN (minutos)	% AGUA LIBRE	% INTERFASE	% EMULSIÓN	% FASE PETRÓLEO
1	0	60	40	0
2.5	0	60	40	0
5	0	60	40	0
7.5	0	70	30	0
10	0	70	30	0
15	0	70	30	0
20	0	70	30	0
30	72	0	28	0

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Figura 3.2. Compatibilidad de la Mezcla 2



Autora: Luisa Ana Arias Caiza

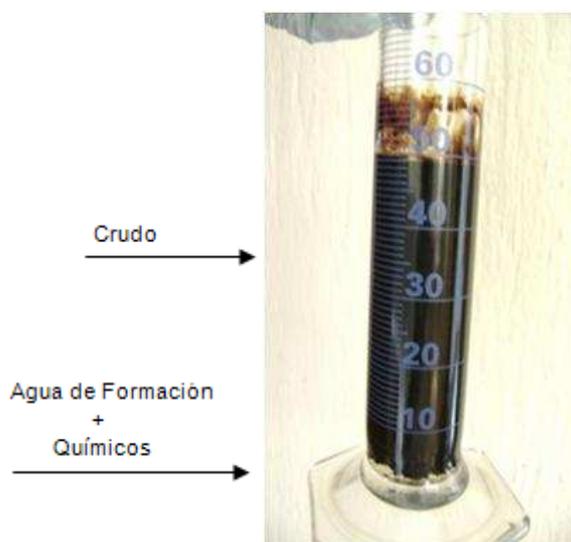
Nota: Agua de formación poco clara y con muchas microemulsiones.

Tabla 3.12. MEZCLA 3: (AGUA DE FORMACIÓN + QUÍMICOS) 25% - (CRUDO MARIANN 29) 75%

MEZCLA 3:		(AGUA DE FORMACIÓN + QUÍMICOS) 25% - (CRUDO MARIANN 29) 75%		
TIEMPO DE OBSERVACIÓN (minutos)	% AGUA LIBRE	% INTERFASE	% EMULSIÓN	% FASE PETRÓLEO
1	0	0	100	0
2.5	0	0	100	0
5	0	0	100	0
7.5	0	0	100	0
10	0	0	100	0
15	0	0	100	0
20	0	0	100	0
30	0	0	100	0

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Figura 3.3. Compatibilidad de la Mezcla 3



Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Nota: Agua de formación y crudo se encuentran emulsionados.

Las Figuras 1, 2 y 3 muestran que hay formación de microemulsiones sobre todo en la Mezcla 3, los dos fluidos permanecen emulsionados y esto es un indicativo de que no existe compatibilidad.

3.4. ANÁLISIS DE LA VISCOSIDAD Y PERMEABILIDAD

Se observa en las pruebas de compatibilidad, que la formación de emulsiones y microemulsiones en el fluido, aumentan la viscosidad del mismo.

Si la viscosidad del fluido aumenta, el caudal disminuye, provocando de esta forma pérdida producción en superficie, y se puede determinar a través de la Ecuación de Darcy:

$$q = \frac{KA\Delta P}{\mu L} \quad (\text{Ec 3.1})$$

Donde:

μ = Viscosidad

K = Permeabilidad

ΔP = Diferencial de Presión

L = Longitud

A = área

CAPÍTULO IV

MEJORAMIENTO DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DE COMPLETACIÓN Y RECONDICIONAMIENTO PARA PREVENIR Y MINIMIZAR EL DAÑO DE FORMACIÓN

4.1. FORMULACIÓN DEL FLUIDO DE COMPLETACIÓN Y RECONDICIONAMIENTO

Debido a que el fluido utilizado para completaciones y reacondicionamientos no presenta compatibilidad con el crudo y causa daño a la formación, se formulan dos nuevos fluidos. Ver tabla 4.1.

Tabla 4.1. Formulación de los Fluidos de Completación y Reacondicionamiento

FORMULACIÓN 1		FORMULACIÓN 2	
Salmuera	Cloruro de Potasio (KCl)	Salmuera	Formiato de Sodio (NaCOOH)
Antiemulsionante	Varios %	Antiemulsionante	Varios %
Densidad	8.4 ppg	Densidad	8.4 ppg

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

4.2. CARACTERÍSTICAS QUÍMICAS DE LOS FLUIDOS DE COMPLETACIÓN Y RECONDICIONAMIENTO

- Formulación 1

Se toma una muestra del fluido de completación y reacondicionamiento y se realizan las pruebas químicas. Ver tabla 4.2.

Tabla 4.2. Resultados de Pruebas Químicas

PRUEBA QUÍMICA	RESULTADOS		
Alcalinidad	CONTENIDO DE IONES		
	Hidróxido OH^-	Carbonato CO_3^-	Bicarbonato HCO_3^-
	0 (mg/l)	0 (mg/l)	109.8 (mg/l)
Contenido de Cloruros	5500 (mg/l)		
Dureza del Calcio	63 (mg/l)		
Dureza total	82 (mg/l)		
pH	7.35		

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

- Formulación 2

Se toma una muestra del fluido de completación y reacondicionamiento y se realiza las pruebas químicas. Ver tabla 4.3.

Tabla 4.3. Resultados de Pruebas Químicas

PRUEBA QUÍMICA	RESULTADOS		
Alcalinidad	CONTENIDO DE IONES		
	Hidróxido OH^-	Carbonato CO_3^-	Bicarbonato HCO_3^-
	0 (mg/l)	0 (mg/l)	3193.4 (mg/l)
Contenido de Cloruros	50 (mg/l)		
Dureza del Calcio	60 (mg/l)		
Dureza total	80 (mg/l)		
pH	7.35		

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Los resultados de las pruebas químicas de las formulaciones 1 y 2 indican que el fluido no causaría daño a la formación debido a formación de emulsiones.

Con los fluidos mencionados se realizan varias pruebas de compatibilidad con crudos de pozos, que presentaron pérdida de producción después de haber sido completados o reacondicionados.

El estudio se realiza por campo y arena productora.

4.3. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD ENTRE FLUIDOS, DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO CON CRUDO

4.3.1. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD DE FLUIDOS PARA EL CAMPO ALICE

Se toma una muestra de crudo del campo Alice con la siguiente característica. Ver tabla 4.4.

Tabla 4.4. Pozo, Formación Productora y °API

POZO	°API	FORMACIÓN PRODUCTORA
Alice_14H	22	M1

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Se realizan varias pruebas de compatibilidad para la muestra de crudo con fluido de completación y reacondicionamiento, con el fin de conocer si existe compatibilidad entre los fluidos. El procedimiento de las pruebas de compatibilidad se cita en el Anexo N 4.

A continuación se muestran los mejores resultados de las pruebas de compatibilidad, realizadas con la formulación 1, correspondiente a la salmuera de Cloruro de Potasio (KCl) y la concentración óptima de antiemulsionante, seguidamente se presenta las compatibilidades realizadas con la formulación 2, correspondiente a la salmuera Formiato de Sodio (NaCOOH), y la concentración óptima de antiemulsionante, con sus respectivas tablas y Figuras.

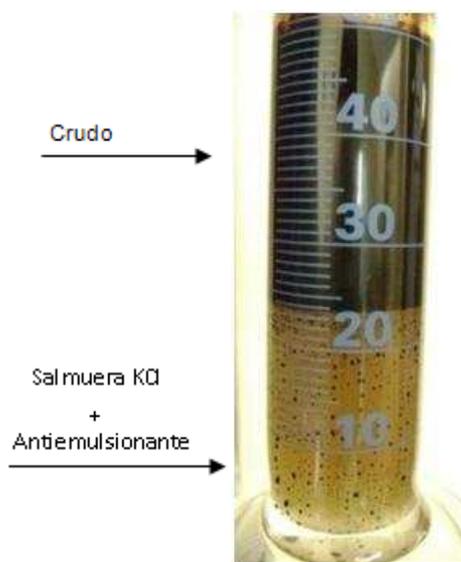
Tabla 4.5. MEZCLA 1: (SALMUERA DE CLORURO DE POTASIO + 0.1% ANTIEMULSIONANTE) 50% - (CRUDO ALICE_14H) 50%

MEZCLA 1:	(SALMUERA KCl + 0.1% ANTIEMULSIONANTE) 50% - (CRUDO ALICE_14H) 50%			
TIEMPO DE OBSERVACIÓN (minutos)	% AGUA LIBRE	% INTERFASE	% EMULSIÓN	% FASE PETRÓLEO
1	0	40	60	0
2.5	0	40	60	0
5	0	40	60	0
7.5	0	40	60	0
10	0	46	54	0
15	0	46	54	0
20	46	0	54	0
30	48	0	0	(*)52

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

(*) Crudo con 2% de agua emulsionada.

Figura 4.1. Compatibilidad de la Mezcla 1



Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Nota: Salmuera poco clara y con microemulsiones.

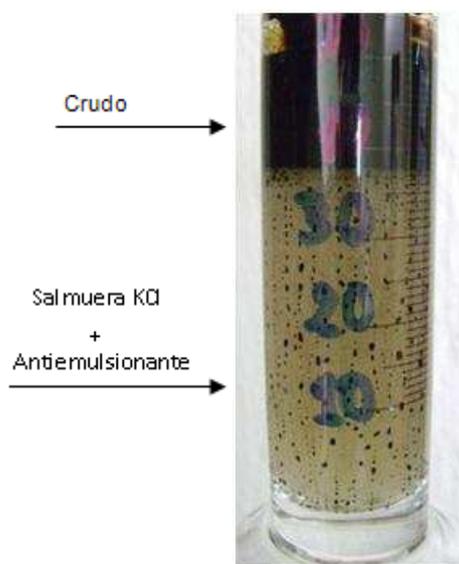
Tabla 4.6. MEZCLA 2: (SALMUERA DE CLORURO DE POTASIO + 0.1% ANTIEMULSIONANTE) 75% - (CRUDO ALICE_14H) 25%

MEZCLA 2:		(SALMUERA KCl + 0.1% ANTIEMULSIONANTE) 75% - (CRUDO ALICE_14H) 25%		
TIEMPO DE OBSERVACIÓN (minutos)	% AGUA LIBRE	% INTERFASE	% EMULSIÓN	% FASE PETRÓLEO
1	0	70	30	0
2.5	0	70	30	0
5	0	70	30	0
7.5	0	70	30	0
10	0	70	30	0
15	0	75	25	0
20	76	0	0	24
30	(*)76	0	0	24

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

(*) El 1% de incremento del agua proviene del crudo.

Figura 4.2. Compatibilidad de la Mezcla 2



Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Nota: Salmuera recuperada con presencia de microemulsiones.

Tabla 4.7. MEZCLA 3: (SALMUERA DE CLORURO DE POTASIO + 0.1% ANTIEMULSIONANTE) 25% - (CRUDO ALICE_14H) 75%

MEZCLA 3:		(SALMUERA KCl + 0.1% ANTIEMULSIONANTE) 25% - (CRUDO ALICE_14H) 75%		
TIEMPO DE OBSERVACIÓN (minutos)	% AGUA LIBRE	% INTERFASE	% EMULSIÓN	% FASE PETRÓLEO
1	0	0	100	0
2.5	0	0	100	0
5	0	8	92	0
7.5	0	12	88	0
10	0	12	88	0
15	0	14	86	0
20	14	0	86	0
30	14	0	86	0

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Figura 4.3. Compatibilidad de la Mezcla 3



Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Nota: Salmuera recuperada con presencia de microemulsiones.

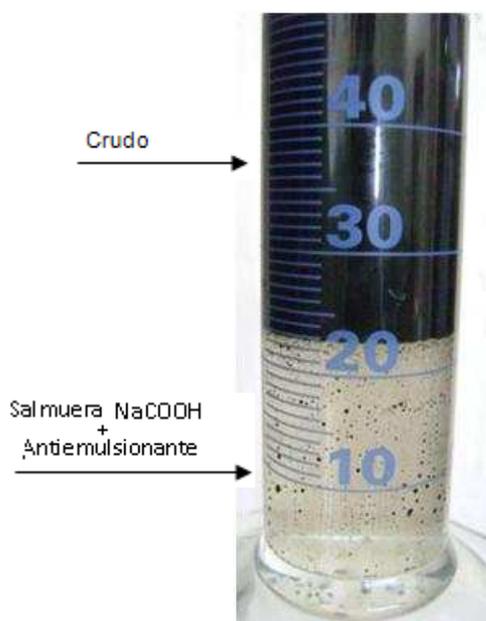
Tabla 4.8. MEZCLA 4: (SALMUERA DE FORMIATO DE SODIO + 0.1% ANTIEMULSIONANTE) 50% - (CRUDO ALICE_14H) 50%

MEZCLA 4:		(SALMUERA NaCOOH + 0.1% ANTIEMULSIONANTE) 50% - (CRUDO ALICE_14H) 50%		
TIEMPO DE OBSERVACIÓN (minutos)	% AGUA LIBRE	% INTERFASE	% EMULSIÓN	% FASE PETRÓLEO
1	0	34	66	0
2.5	0	36	64	0
5	0	36	64	0
7.5	0	36	64	0
10	0	44	56	0
15	0	46	54	0
20	46	0	54	0
30	46	0	0	(*)54

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

(*) Crudo con 4% de agua emulsionada.

Figura 4.4. Compatibilidad de la Mezcla 4



Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Nota: Salmuera recuperada presenta microemulsiones.

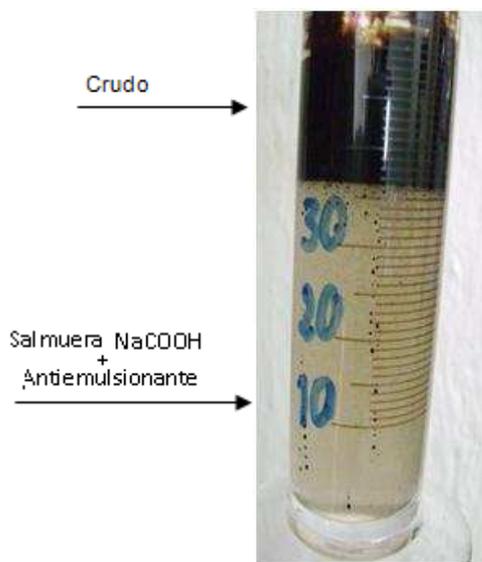
Tabla 4.9. MEZCLA 5: (SALMUERA DE FORMIATO DE SODIO + 0.1% ANTIEMULSIONANTE) 75% - (CRUDO ALICE_14H) 25%

MEZCLA 5:		(SALMUERA NaCOOH + 0.1% ANTIEMULSIONANTE) 75% - (CRUDO ALICE_14H) 25%		
TIEMPO DE OBSERVACIÓN (minutos)	% AGUA LIBRE	% INTERFASE	% EMULSIÓN	% FASE PETRÓLEO
1	0	70	30	0
2.5	0	70	30	0
5	0	70	30	0
7.5	0	70	30	0
10	0	72	28	0
15	0	72	28	0
20	73	0	27	0
30	73	0	0	(*)27

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

(*) crudo con 2% de agua emulsionada

Figura 4.5. Compatibilidad de la Mezcla 5



Autora: Luisa Ana Arias Caiza

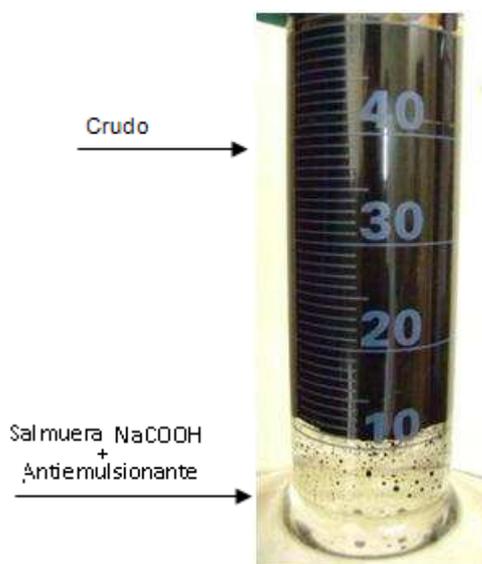
Nota: Salmuera recuperada con microemulsiones.

Tabla 4.10. MEZCLA 6: (SALMUERA DE FORMIATO DE SODIO + 0.1% ANTIEMULSIONANTE) 25% - (CRUDO ALICE_14H) 75%

MEZCLA 6:		(SALMUERA NaCOOH + 0.1% ANTIEMULSIONANTE) 25% - (CRUDO ALICE_14H) 75%		
TIEMPO DE OBSERVACIÓN (minutos)	% AGUA LIBRE	% INTERFASE	% EMULSIÓN	% FASE PETRÓLEO
1	0	12	88	0
2.5	0	12	88	0
5	0	14	86	0
7.5	0	20	80	0
10	0	20	80	0
15	22	0	78	0
20	22	0	78	0
30	22	0	0	(*)78

Autora: Luisa Ana Arias Caiza
(*) crudo con 3% de agua emulsionada

Figura 4.6. Compatibilidad de la Mezcla 6



Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Nota: Salmuera recuperada presenta microemulsiones.

Resultados de las Pruebas de Compatibilidad del Campo Alice

Los mejores resultados de separación crudo-salmuera se muestran en la tabla 4.11.

Tabla 4.11. Resultados de Compatibilidad del Campo Alice

CAMPO	FORMACIÓN PRODUCTORA POZOS	KCl 8.4 ppg	NaCOOH 8.4 ppg
A L I C E	M1 Alice_14H	0.1% ANTIEMULSIONANTE	0.1 % ANTIEMULSIONANTE

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

4.3.2. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD DE FLUIDOS PARA EL CAMPO DORINE

Se toma varias muestras de crudo del campo Dorine con la siguiente característica. Ver tabla 4.12.

Tabla 4.12. Pozo, Formación Productora y °API

POZO	°API	FORMACIÓN PRODUCTORA
Dorine_18	22.4	M1
Dorine_67H	22	M1
Dorine_68H	22	M1

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Se realiza varias pruebas de compatibilidad para las muestras de crudo con fluido de completación y reacondicionamiento, con el fin de conocer si existe compatibilidad entre los fluidos. El procedimiento de las pruebas de compatibilidad se cita en el Anexo N^o 4.

A continuación se muestra un ejemplo de los mejores resultados de las pruebas de compatibilidad para pozos el campo Dorine, realizadas con la formulación 1, correspondiente a la salmuera de Cloruro de Potasio (KCl) mas la concentración óptima de antiemulsionante, seguidamente se presenta las

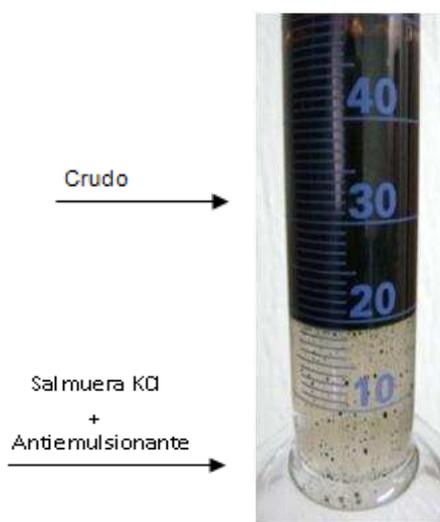
compatibilidades realizadas con la formulación 2, correspondiente a la salmuera Formiato de Sodio (NaCOOH) y la concentración óptima de antiemulsionante, con sus respectivas tablas y Figuras.

Tabla 4.13. MEZCLA 1: (SALMUERA DE CLORURO DE POTASIO + 0.1% ANTIEMULSIONANTE) 50% - (CRUDO DORINE_18) 50%

MEZCLA 1:	(SALMUERA KCl + 0.1% ANTIEMULSIONANTE) 50% - (CRUDO DORINE_18) 50%			
TIEMPO DE OBSERVACIÓN (minutos)	% AGUA LIBRE	% INTERFASE	% EMULSIÓN	% FASE PETRÓLEO
1	0	20	80	0
2.5	0	26	74	0
5	0	32	68	0
7.5	0	34	66	0
10	0	36	64	0
15	36	0	64	0
20	38	0	62	0
30	38	0	62	0

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Figura 4.7. Compatibilidad de la Mezcla 1



Autora: Luisa Ana Arias Caiza

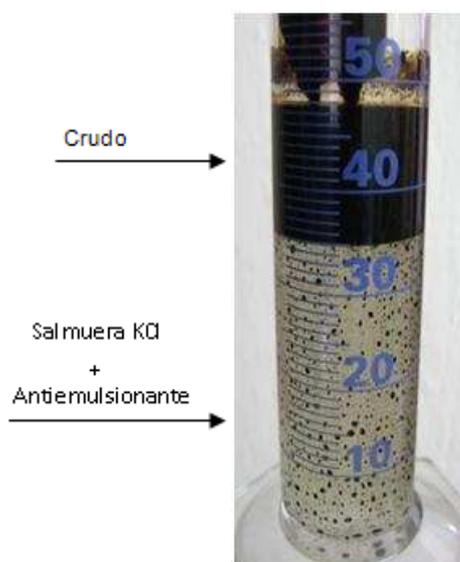
Nota: Salmuera recuperada presenta microemulsiones.

Tabla 4.14. MEZCLA 2: (SALMUERA DE CLORURO DE POTASIO + 0.1% ANTIEMULSIONANTE) 75% - (CRUDO DORINE_18) 25%

MEZCLA 2:		(SALMUERA KCl + 0.1% ANTIEMULSIONANTE) 75% - (CRUDO DORINE_18) 25%		
TIEMPO DE OBSERVACIÓN (minutos)	% AGUA LIBRE	% INTERFASE	% EMULSIÓN	% FASE PETRÓLEO
1	0	60	40	0
2.5	0	66	34	0
5	0	68	32	0
7.5	0	70	30	0
10	0	70	30	0
15	70	0	30	0
20	70	0	30	0
30	70	0	30	0

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Figura 4.8. Compatibilidad de la Mezcla 2



Autora: Luisa Ana Arias Caiza

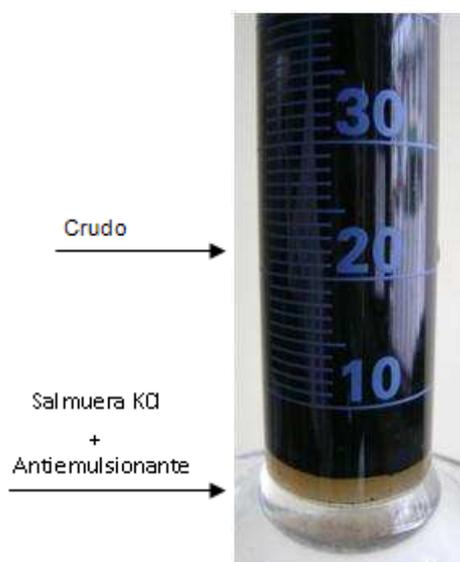
Nota: Salmuera recuperada presenta microemulsiones.

Tabla 4.15. MEZCLA 3: (SALMUERA DE CLORURO DE POTASIO + 0.1% ANTIEMULSIONANTE) 25% - (CRUDO DORINE_18) 75%

MEZCLA 3:		(SALMUERA KCl + 0.1% ANTIEMULSIONANTE) 25% - (CRUDO DORINE_18) 75%		
TIEMPO DE OBSERVACIÓN (minutos)	% AGUA LIBRE	% INTERFASE	% EMULSIÓN	% FASE PETRÓLEO
1	0	0	100	0
2.5	0	0	100	0
5	0	0	100	0
7.5	0	0	100	0
10	2	0	98	0
15	3	0	97	0
20	4	0	96	0
30	6	0	94	0

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Figura 4.9. Compatibilidad de la Mezcla 3



Autora: Luisa Ana Arias Caiza

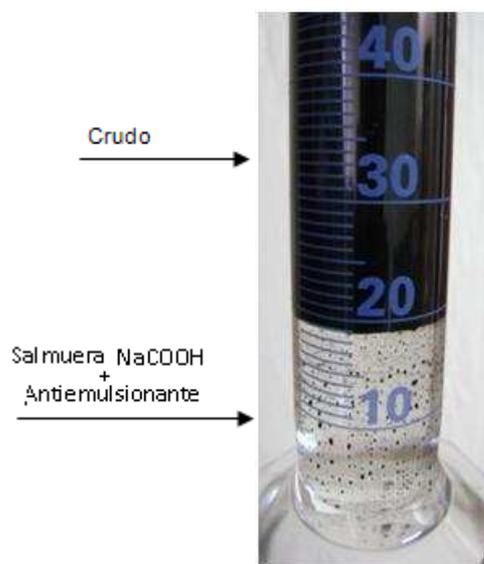
Nota: Salmuera recuperada presenta microemulsiones y no es clara.

Tabla 4.16. MEZCLA 4: (SALMUERA DE FORMIATO DE SODIO + 0.2% ANTIEMULSIONANTE) 50% - (CRUDO DORINE_18) 50%

MEZCLA 4:		(SALMUERA NaCOOH + 0.2% ANTIEMULSIONANTE) 50% - (CRUDO DORINE_18) 50%		
TIEMPO DE OBSERVACIÓN (minutos)	% AGUA LIBRE	% INTERFASE	% EMULSIÓN	% FASE PETRÓLEO
1	0	22	78	0
2.5	0	24	76	0
5	0	30	70	0
7.5	0	36	64	0
10	36	0	64	0
15	36	0	64	0
20	38	0	62	0
30	38	0	62	0

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Figura 4.10. Compatibilidad de la Mezcla 4



Autora: Luisa Ana Arias Caiza

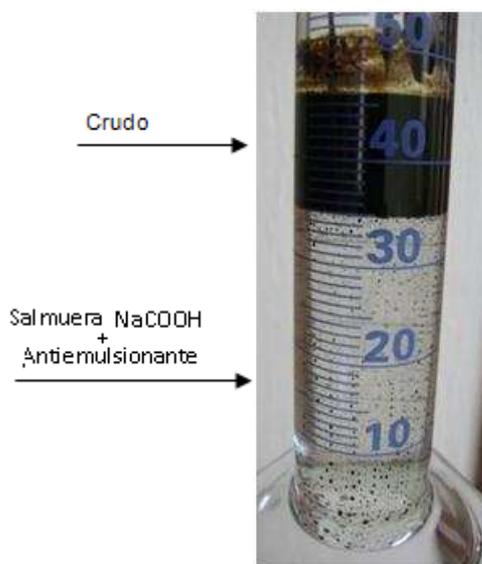
Nota: Salmuera recuperada presenta microemulsiones

Tabla 4.17. MEZCLA 5: (SALMUERA DE FORMIATO DE SODIO + 0.2% ANTIEMULSIONANTE) 75% - (CRUDO DORINE_18) 25%

MEZCLA 5:		(SALMUERA NaCOOH + 0.2% ANTIEMULSIONANTE) 75% - (CRUDO DORINE_18) 25%		
TIEMPO DE OBSERVACIÓN (minutos)	% AGUA LIBRE	% INTERFASE	% EMULSIÓN	% FASE PETRÓLEO
1	0	64	36	0
2.5	0	68	32	0
5	0	70	30	0
7.5	70	0	30	0
10	70	0	30	0
15	70	0	30	0
20	70	0	30	0
30	70	0	30	0

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Figura 4.11. Compatibilidad de la Mezcla 5



Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Nota: Salmuera recuperada presenta microemulsiones.

Tabla 4.18. MEZCLA 6: (SALMUERA DE FORMIATO DE SODIO + 0.2% ANTIEMULSIONANTE) 25% - (CRUDO DORINE_18) 75%

MEZCLA 6:	(SALMUERA NaCOOH + 0.2% ANTIEMULSIONANTE) 25% - CRUDO DORINE_18 75%			
TIEMPO DE OBSERVACIÓN (minutos)	% AGUA LIBRE	% INTERFASE	% EMULSIÓN	% FASE PETRÓLEO
1	0	0	100	0
2.5	0	0	100	0
5	0	12	88	0
7.5	12	0	88	0
10	14	0	86	0
15	19	0	81	0
20	19	0	81	0
30	19	0	81	0

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Figura 4.12. Compatibilidad de la Mezcla 6



Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Nota: Salmuera recuperada presenta microemulsiones.

Resultados de las Pruebas de Compatibilidad del Campo Dorine

Los mejores resultados de separación crudo-salmuera se muestran en la tabla 4.19.

Tabla 4.19. Resultados de Compatibilidad del Campo Dorine

CAMPO	FORMACIÓN PRODUCTORA POZOS	KCl 8.4 ppg	NaCOOH 8.4 ppg
D O R I N E	M1 Dorine_18	0.1% ANTIEMULSIONANTE	0.2 % ANTIEMULSIONANTE
	M1 Dorine_67H	0.1% ANTIEMULSIONANTE	0.2 % ANTIEMULSIONANTE
	M1 Dorine_68H	0.1% ANTIEMULSIONANTE	0.2 % ANTIEMULSIONANTE

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

4.3.3. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD DE FLUIDOS PARA EL CAMPO FANNY

Se tomaron varias muestras de crudo del campo Fanny con la siguiente característica. Ver tabla 4.20.

Tabla 4.20. Pozo, Formación Productora y °API

POZO	°API	FORMACIÓN PRODUCTORA
Fanny_18B_102	20	UI
Fanny_18B_106H	21.5	M1
Fanny_18B_108H	18	M1
Fanny_18B_115	19	UI

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Se realiza varias pruebas de compatibilidad para las muestras de crudo con fluido de completación y reacondicionamiento, con el fin de conocer si existe

compatibilidad entre los fluidos. El procedimiento de las pruebas de compatibilidad se cita en el Anexo N^o 4.

A continuación se muestra un ejemplo de los mejores resultados de las pruebas de compatibilidad para los pozos del campo Fanny, realizadas con la formulación 1, correspondiente a la salmuera de Cloruro de Potasio (KCl) mas la concentración óptima de antiemulsionante, seguidamente se presenta las compatibilidades realizadas con la formulación 2, correspondiente a la salmuera Formiato de Sodio (NaCOOH) mas la concentración óptima de antiemulsionante, con sus respectivas tablas y Figuras.

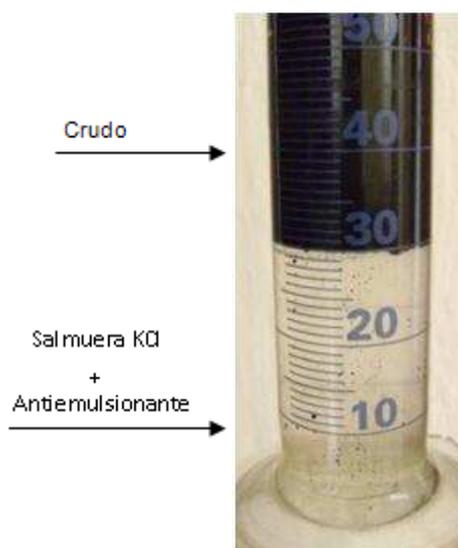
Tabla 4.21. MEZCLA 1: (SALMUERA DE CLORURO DE POTASIO + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 50% - (CRUDO FANNY_18B_102) 50%

MEZCLA 1:		(SALMUERA KCl + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 50% - (CRUDO FANNY_18B_102) 50%		
TIEMPO DE OBSERVACIÓN (minutos)	% AGUA LIBRE	% INTERFASE	% EMULSIÓN	% FASE PETRÓLEO
1	0	56	44	0
2.5	0	58	42	0
5	0	58	42	0
7.5	0	58	42	0
10	0	58	42	0
15	0	58	42	0
20	58	0	0	42
30	(*)58	0	0	42

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

(*) El 8% de incremento del agua proviene del crudo.

Figura 4.13. Compatibilidad de la Mezcla 1



Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Nota: Salmuera recuperada con presencia de microemulsiones.

Tabla 4.22. MEZCLA 2: (SALMUERA DE CLORURO DE POTASIO + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 75% - (CRUDO FANNY_18B_102) 25%

MEZCLA 2:		(SALMUERA KCl + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 75% - (CRUDO FANNY 18B-102) 25%		
TIEMPO DE OBSERVACIÓN (minutos)	% AGUA LIBRE	% INTERFASE	% EMULSIÓN	% FASE PETRÓLEO
1	0	80	20	0
2.5	0	81	19	0
5	0	81	19	0
7.5	0	81	19	0
10	0	81	19	0
15	0	81	19	0
20	81	0	0	19
30	(*)81	0	0	19

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

(*) El 6% de incremento del agua proviene del crudo.

Figura 4.14. Compatibilidad de la Mezcla 2



Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Nota: Salmuera recuperada con presencia de microemulsiones.

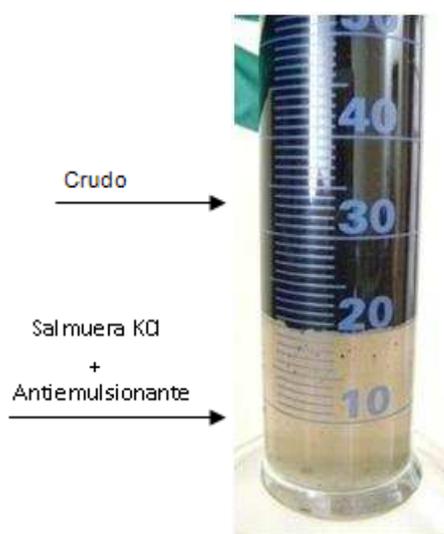
Tabla 4.23. MEZCLA 3: (SALMUERA DE CLORURO DE POTASIO + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 25% - (CRUDO FANNY_18B_102) 75%

MEZCLA 3:		(SALMUERA KCl + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 25% - (CRUDO FANNY_18B_102) 75%		
TIEMPO DE OBSERVACIÓN (minutos)	% AGUA LIBRE	% INTERFASE	% EMULSIÓN	% FASE PETRÓLEO
1	0	36	64	0
2.5	0	36	64	0
5	0	36	64	0
7.5	0	38	62	0
10	0	38	62	0
15	38	0	62	0
20	38	0	62	0
30	(*)39	0	0	61

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

(*) El 14% de incremento del agua proviene del crudo.

Figura 4.15. Compatibilidad de la Mezcla 3



Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Nota: Salmuera recuperada con presencia de microemulsiones.

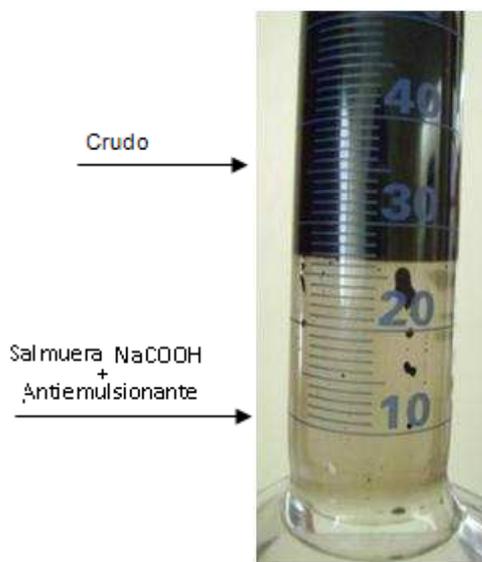
Tabla 4.24. MEZCLA 4: (SALMUERA DE FORMIATO DE SODIO + 0.05% ANTIEMULSIONANTE) 50% - (CRUDO FANNY_18B_102) 50%

MEZCLA 4:	(SALMUERA NaCOOH + 0.05% ANTIEMULSIONANTE) 50% - (CRUDO FANNY_18B_102) 50%			
TIEMPO DE OBSERVACIÓN (minutos)	% AGUA LIBRE	% INTERFASE	% EMULSIÓN	% FASE PETRÓLEO
1	0	54	46	0
2.5	0	54	46	0
5	0	54	46	0
7.5	0	54	46	0
10	0	54	46	0
15	54	0	0	46
20	54	0	0	46
30	(*)54	0	0	46

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

(*) El 4% de incremento del agua proviene del crudo.

Figura 4.16. Compatibilidad de la Mezcla 4



Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Nota: Salmuera recuperada con presencia de microemulsiones.

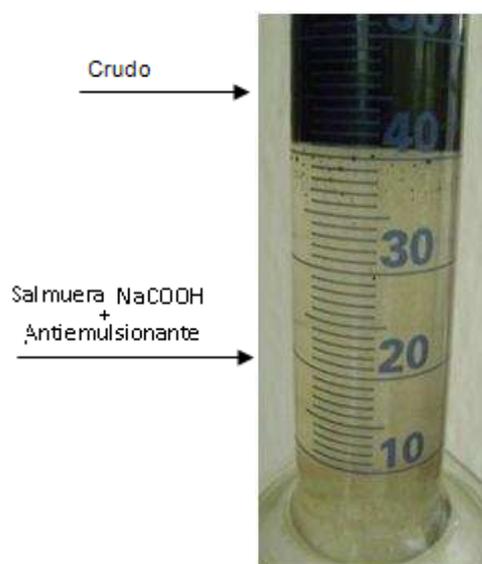
Tabla 4.25. MEZCLA 5: (SALMUERA DE FORMIATO DE SODIO + 0.05% ANTIEMULSIONANTE) 75% - (CRUDO FANNY_18B_102) 25%

MEZCLA 5:		(SALMUERA NaCOOH + 0.05% ANTIEMULSIONANTE) 75% - (CRUDO FANNY 18B-102) 25%		
TIEMPO DE OBSERVACIÓN (minutos)	% AGUA LIBRE	% INTERFASE	% EMULSIÓN	% FASE PETRÓLEO
1	0	80	20	0
2.5	0	81	19	0
5	0	81	19	0
7.5	0	82	18	0
10	0	82	18	0
15	0	82	18	0
20	82	0	0	18
30	(*)82	0	0	18

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

(*) El 7% de incremento del agua proviene del crudo.

Figura 4.17. Compatibilidad de la Mezcla 5



Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Nota: Salmuera recuperada con presencia de microemulsiones.

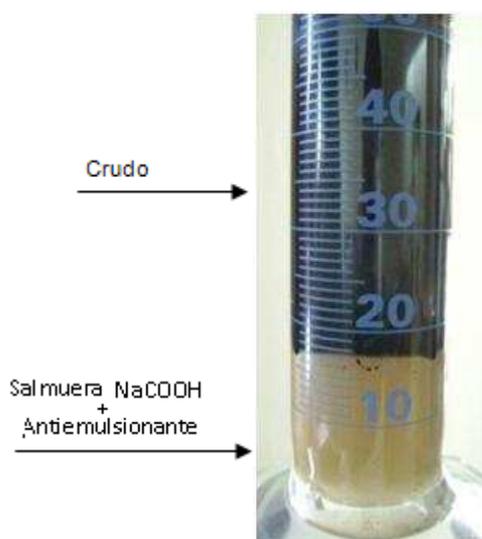
Tabla 4.26. MEZCLA 6: (SALMUERA DE FORMIATO DE SODIO + 0.05% ANTIEMULSIONANTE) 25% - (CRUDO FANNY_18B_102) 75%

MEZCLA 6:		(SALMUERA NaCOOH + 0.05% ANTIEMULSIONANTE) 25% - (CRUDO FANNY 18B-102) 75%		
TIEMPO DE OBSERVACIÓN (minutos)	% AGUA LIBRE	% INTERFASE	% EMULSIÓN	% FASE PETRÓLEO
1	0	20	80	0
2.5	0	32	68	0
5	0	32	68	0
7.5	0	32	68	0
10	0	32	68	0
15	0	32	68	0
20	34	0	0	66
30	(*)34	0	0	66

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

(*) El 9% de incremento del agua proviene del crudo.

Figura 4.18. Compatibilidad de la Mezcla 6



Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Nota: Salmuera recuperada con presencia de microemulsiones.

Resultados de las Pruebas de Compatibilidad del Campo Fanny

Los mejores resultados de separación crudo-salmuera se muestran en la tabla 4.27.

Tabla 4.27. Resultados de Compatibilidad del Campo Fanny

CAMPO	FORMACIÓN PRODUCTORA POZOS	KCl 8.4 ppg	NaCOOH 8.4 ppg
F A N N Y	UI Fanny_18B_102	0.025% ANTIEMULSIONANTE	0.05 % ANTIEMULSIONANTE
	M1 Fanny_18B_106H	0.025% ANTIEMULSIONANTE	0.05 % ANTIEMULSIONANTE
	M1 Fanny_18B_108H	0.025% ANTIEMULSIONANTE	0.025 % ANTIEMULSIONANTE
	UI Fanny_18B_115	0.025% ANTIEMULSIONANTE	0.05 % ANTIEMULSIONANTE

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

4.3.4. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD DE FLUIDOS PARA EL CAMPO MARIANN

Se toma varias muestras de crudo del campo Mariann con la siguiente característica. Ver tabla 4.28.

Se realiza varias pruebas de compatibilidad para las muestras de crudo con fluido de completación y reacondicionamiento, con el fin de conocer si existe compatibilidad entre los fluidos. El procedimiento de las pruebas de compatibilidad se cita en el Anexo N 4.

Tabla 4.28. Pozo, Formación Productora y °API

POZO	°API	FORMACIÓN PRODUCTORA
Mariann_10	31	TI
Mariann_16	19	U-MEDIA
Mariann_27	29.3	TI
Mariann_29	21.5	UI

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

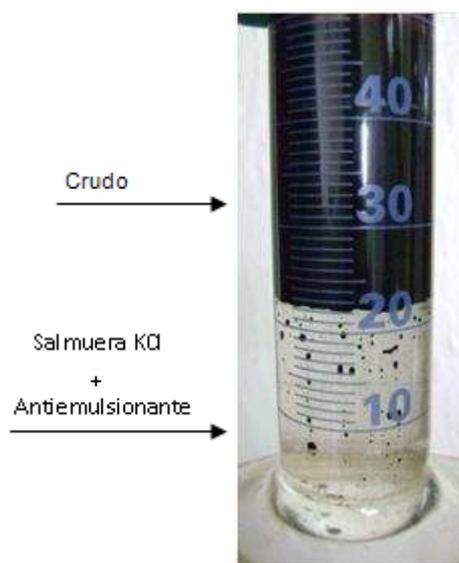
A continuación se muestra un ejemplo de los mejores resultados de las pruebas de compatibilidad para los pozos del campo Mariann, realizadas con la formulación 1, correspondiente a la salmuera de Cloruro de Potasio (KCl) mas la concentración óptima de antiemulsionante, seguidamente se presenta las compatibilidades realizadas con la formulación 2, correspondiente a la salmuera Formiato de Sodio (NaCOOH) mas la concentración óptima de antiemulsionante, con sus respectivas tablas y Figuras.

Tabla 4.29. MEZCLA 1: (SALMUERA DE CLORURO DE POTASIO + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 50% - (CRUDO MARIANN_29) 50%

MEZCLA 1:		(SALMUERA KCl + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 50% - (CRUDO MARIANN_29) 50%		
TIEMPO DE OBSERVACION (minutos)	% AGUA LIBRE	% INTERFASE	% EMULSION	% FASE PETROLEO
1	0	36	64	0
2.5	0	42	58	0
5	0	42	58	0
7.5	0	42	58	0
10	0	42	58	0
15	0	44	56	0
20	44	0	56	0
30	44	0	56	0

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Figura 4.19. Compatibilidad de la Mezcla 1



Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Nota: Salmuera recuperada con presencia de microemulsiones.

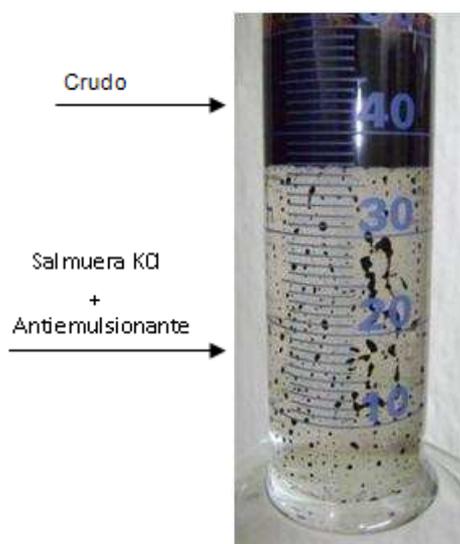
Tabla 4.30. MEZCLA 2: (SALMUERA DE CLORURO DE POTASIO + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 75% - (CRUDO MARIANN_29) 25%

MEZCLA 2:		(SALMUERA KCl + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 75% - (CRUDO MARIANN_29) 25%		
TIEMPO DE OBSERVACION (minutos)	% AGUA LIBRE	% INTERFASE	% EMULSION	% FASE PETROLEO
1	0	70	30	0
2.5	0	70	30	0
5	0	70	30	0
7.5	0	72	28	0
10	0	74	26	0
15	0	74	26	0
20	0	74	26	0
30	74	0	0	(*)26

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

(*) Crudo con 1% de agua emulsionada.

Figura 4.20. Compatibilidad de la Mezcla 2



Autora: Luisa Ana Arias Caiza

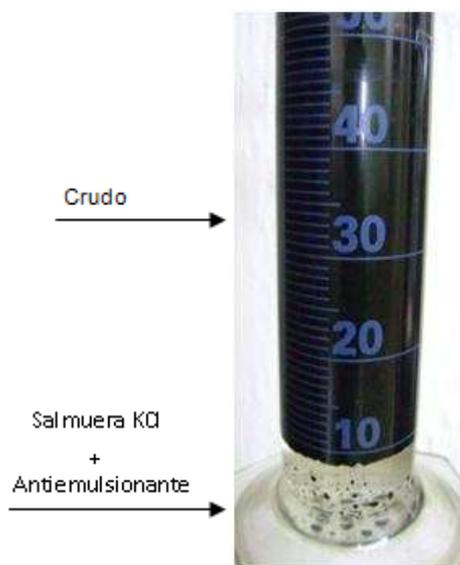
Nota: Salmuera recuperada con presencia de microemulsiones.

Tabla 4.31. MEZCLA 3: (SALMUERA DE CLORURO DE POTASIO + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 25% - (CRUDO MARIANN_29) 75%

MEZCLA 3:		(SALMUERA KCl + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 25% - (CRUDO MARIANN_29) 75%		
TIEMPO DE OBSERVACION (minutos)	% AGUA LIBRE	% INTERFASE	% EMULSION	% FASE PETROLEO
1	0	0	100	0
2.5	0	0	100	0
5	0	6	94	0
7.5	0	10	90	0
10	0	12	88	0
15	0	14	86	0
20	16	0	84	0
30	16	0	84	0

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Figura 4.21. Compatibilidad de la Mezcla 3



Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Nota: Salmuera recuperada con presencia de microemulsiones.

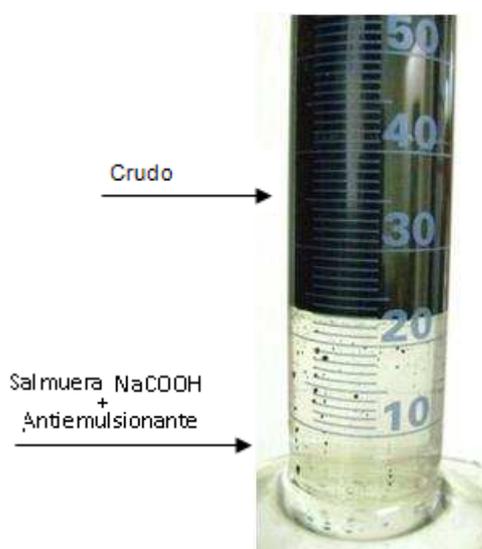
Tabla 4.32. MEZCLA 4: (SALMUERA DE FORMIATO DE SODIO + 0.05% ANTIEMULSIONANTE) 50% - (CRUDO MARIANN_29) 50%

MEZCLA 4:	(SALMUERA NaCOOH + 0.05% ANTIEMULSIONANTE) 50% - (CRUDO MARIANN_29) 50%			
TIEMPO DE OBSERVACION (minutos)	% AGUA LIBRE	% INTERFASE	% EMULSION	% FASE PETROLEO
1	0	42	58	0
2.5	0	42	58	0
5	0	44	56	0
7.5	0	44	56	0
10	0	44	56	0
15	0	46	54	0
20	46	0	54	0
30	46	0	0	(*)54

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

(*) Crudo con 4% de agua emulsionada.

Figura 4.22. Compatibilidad de la Mezcla 4



Autora: Luisa Ana Arias Caiza

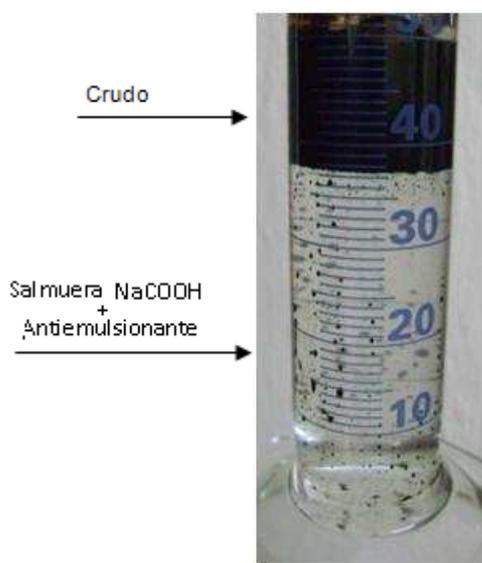
Nota: Salmuera recuperada con presencia de microemulsiones.

Tabla 4.33. MEZCLA 5: (SALMUERA DE FORMIATO DE SODIO + 0.05% ANTIEMULSIONANTE) 75% - (CRUDO MARIANN_29) 25%

MEZCLA 5:	(SALMUERA NaCOOH + 0.05% ANTIEMULSIONANTE) 75% - CRUDO MARIANN_29 25%			
TIEMPO DE OBSERVACION (minutos)	% AGUA LIBRE	% INTERFASE	% EMULSION	% FASE PETROLEO
1	0	70	30	0
2.5	0	72	28	0
5	0	74	26	0
7.5	0	74	26	0
10	0	74	26	0
15	75	0	0	25
20	75	0	0	25
30	75	0	0	25

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Figura 4.23. Compatibilidad de la Mezcla 5



Autora: Luisa Ana Arias Caiza

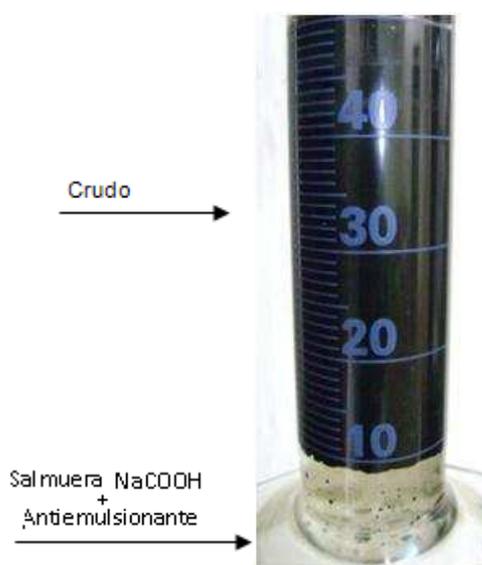
Nota: Salmuera recuperada con presencia de microemulsiones.

Tabla 4.34. MEZCLA 6: (SALMUERA DE FORMIATO DE SODIO + 0.05% ANTIEMULSIONANTE) 25% - (CRUDO MARIANN_29) 75%

MEZCLA 6:	(SALMUERA NaCOOH + 0.05% ANTIEMULSIONANTE) 25% - (CRUDO MARIANN_29) 75%			
TIEMPO DE OBSERVACION (minutos)	% AGUA LIBRE	% INTERFASE	% EMULSION	% FASE PETROLEO
1	0	6	94	0
2.5	0	6	94	0
5	0	6	94	0
7.5	0	10	90	0
10	0	14	86	0
15	0	14	86	0
20	16	0	84	0
30	18	0	82	0

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Figura 4.24. Compatibilidad de la Mezcla 6



Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Nota: Salmuera recuperada con presencia de microemulsiones.

Resultados de las Pruebas de Compatibilidad del Campo Mariann

Los mejores resultados de separación crudo-salmuera se muestran en la tabla 4.35.

Tabla 4.35. Resultados de Compatibilidad del Campos Mariann

CAMPO	FORMACIÓN PRODUCTORA POZOS	KCl 8.4 ppg	NaCOOH 8.4 ppg
M A R I A N N	TI Mariann_10	0.40% ANTIEMULSIONANTE	0.40% ANTIEMULSIONANTE
	U-MEDIA Mariann_16	0.025% ANTIEMULSIONANTE	0.05% ANTIEMULSIONANTE
	TI Mariann_27	0.40% ANTIEMULSIONANTE	0.40% ANTIEMULSIONANTE
	UI Mariann_29	0.025% ANTIEMULSIONANTE	0.05% ANTIEMULSIONANTE

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

4.3.5. PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD DE FLUIDOS PARA EL CAMPO MARIANN_4A

Se toma una muestra de crudo del campo Mariann_4A con la siguiente característica. Ver tabla 4.36.

Tabla 4.36. Pozo, Formación Productora y °API

POZO	°API	FORMACIÓN PRODUCTORA
Mariann_4A_7	18.6	M1

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Se realiza varias pruebas de compatibilidad para la muestra de crudo con fluido de completación y reacondicionamiento, con el fin de conocer si existe compatibilidad entre los fluidos. El procedimiento de las pruebas de compatibilidad se cita en el Anexo N^o 4.

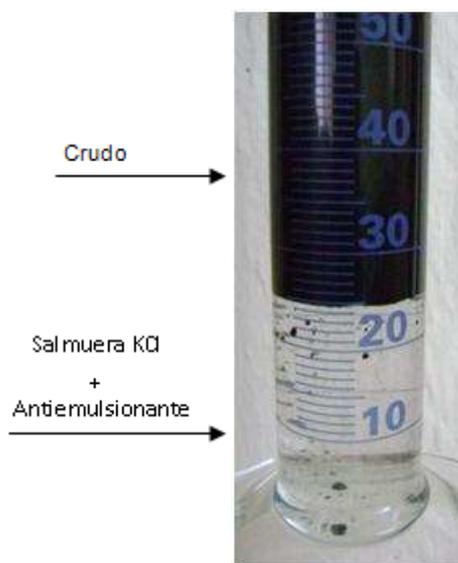
A continuación se muestra un ejemplo de los mejores resultados de las pruebas de compatibilidad para pozos del campo Mariann_4A, realizadas con la formulación 1, correspondiente a la salmuera de Cloruro de Potasio (KCl) mas la concentración óptima de antiemulsionante, seguidamente se presenta las compatibilidades realizadas con la formulación 2, correspondiente a la salmuera Formiato de Sodio (NaCOOH) mas la concentración óptima de antiemulsionante, con sus respectivas tablas y Figuras.

Tabla 4.37. MEZCLA 1: (SALMUERA DE CLORURO DE POTASIO + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 50% - (CRUDO MARIANN_4A_7) 50%

MEZCLA 1:		(SALMUERA KCl + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 50% - (CRUDO MARIANN_4A_7) 50%		
TIEMPO DE OBSERVACIÓN (minutos)	% AGUA LIBRE	% INTERFASE	% EMULSIÓN	% FASE PETRÓLEO
1	0	46	54	0
2.5	0	48	52	0
5	0	48	52	0
7.5	0	48	52	0
10	0	48	52	0
15	50	0	0	50
20	50	0	0	50
30	50	0	0	50

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Figura 4.25. Compatibilidad de la Mezcla 1



Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Nota: Salmuera con presencia de microemulsiones.

Tabla 4.38. MEZCLA 2: (SALMUERA DE CLORURO DE POTASIO + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 75% - (CRUDO MARIANN_4A_7) 25%

MEZCLA 2:		(SALMUERA KCl + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 75% - (CRUDO MARIANN_4A_7) 25%		
TIEMPO DE OBSERVACIÓN (minutos)	% AGUA LIBRE	% INTERFASE	% EMULSIÓN	% FASE PETRÓLEO
1	0	75	25	0
2.5	0	76	24	0
5	0	76	24	0
7.5	0	76	24	0
10	76	0	24	0
15	76	0	24	0
20	76	0	24	0
30	(*)77	0	0	23

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

(*) El 2% de incremento del agua proviene del crudo.

Figura 4.26. Compatibilidad de la Mezcla 2



Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Nota: Salmuera recuperada es clara.

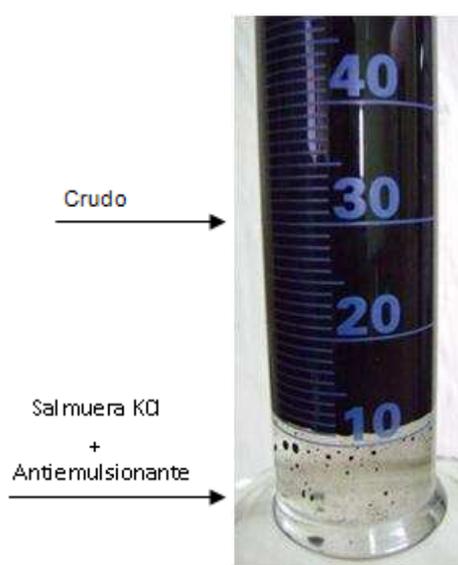
Tabla 4.39. MEZCLA 3: (SALMUERA DE CLORURO DE POTASIO + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 25% - (CRUDO MARIANN_4A_7) 75%

MEZCLA 3:		(SALMUERA KCl + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 25% - (CRUDO MARIANN_4A_7) 75%		
TIEMPO DE OBSERVACIÓN (minutos)	% AGUA LIBRE	% INTERFASE	% EMULSIÓN	% FASE PETRÓLEO
1	0	16	84	0
2.5	0	16	84	0
5	0	18	82	0
7.5	0	20	80	0
10	0	20	80	0
15	0	22	78	0
20	22	0	78	0
30	22	0	0	(*)78

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

(*) Crudo con 3% de agua emulsionada.

Figura 4.27. Compatibilidad de la Mezcla 3



Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Nota: Salmuera con presencia de microemulsiones.

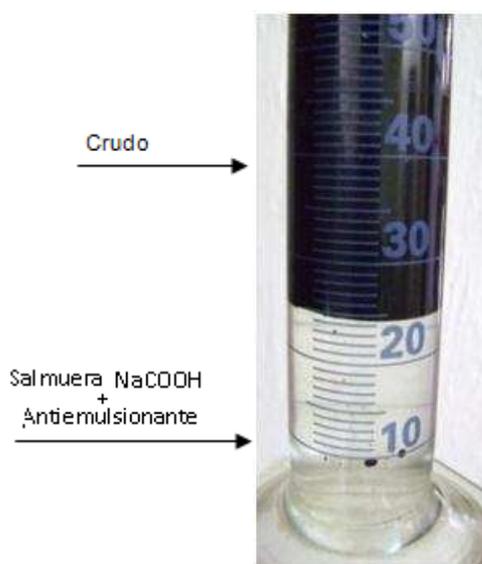
Tabla 4.40. MEZCLA 4: (SALMUERA DE FORMIATO DE SODIO + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 50% - (CRUDO MARIANN_4A_7) 50%

MEZCLA 4:		(SALMUERA NaCOOH + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 50% - (CRUDO MARIANN_4A_7) 50%		
TIEMPO DE OBSERVACIÓN (minutos)	% AGUA LIBRE	% INTERFASE	% EMULSIÓN	% FASE PETRÓLEO
1	0	46	54	0
2.5	0	46	54	0
5	0	48	52	0
7.5	0	48	52	0
10	0	48	52	0
15	0	49	51	0
20	49	0	51	0
30	49	0	0	(*)51

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

(*) Crudo con 1% de agua emulsionada.

Figura 4.28. Compatibilidad de la Mezcla 4



Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Nota: Salmuera con presencia de microemulsiones.

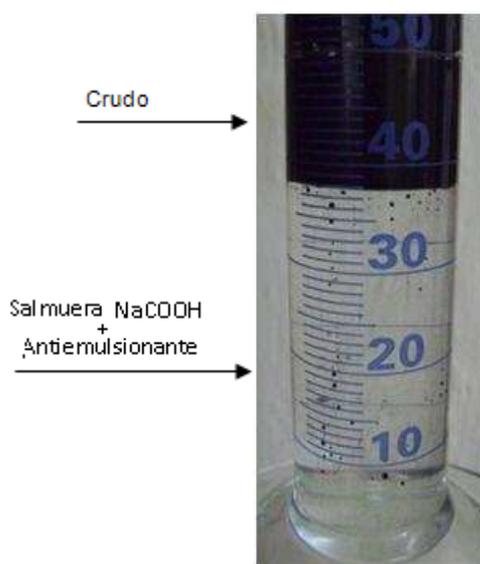
Tabla 4.41. MEZCLA 5: (SALMUERA DE FORMIATO DE SODIO + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 75% - (CRUDO MARIANN_4A_7) 25%

MEZCLA 5:		(SALMUERA NaCOOH + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 75% - (CRUDO MARIANN_4A_7) 25%		
TIEMPO DE OBSERVACIÓN (minutos)	% AGUA LIBRE	% INTERFASE	% EMULSIÓN	% FASE PETRÓLEO
1	0	74	26	0
2.5	0	74	26	0
5	0	76	24	0
7.5	0	76	24	0
10	76	0	0	24
15	76	0	0	24
20	76	0	0	24
30	(*)76	0	0	24

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

(*) El 1% de incremento del agua proviene del crudo.

Figura 4.29. Compatibilidad de la Mezcla 5



Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Nota: Salmuera recuperada con presencia de microemulsiones.

Tabla 4.42. MEZCLA 6: (SALMUERA DE FORMIATO DE SODIO + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 25% - (CRUDO MARIANN_4A_7) 75%

MEZCLA 6:		(SALMUERA NaCOOH + 0.025% ANTIEMULSIONANTE) 25% - (CRUDO MARIANN 4A-7) 75%		
TIEMPO DE OBSERVACIÓN (minutos)	% AGUA LIBRE	% INTERFASE	% EMULSIÓN	% FASE PETRÓLEO
1	0	22	78	0
2.5	0	22	78	0
5	0	22	78	0
7.5	0	22	78	0
10	0	23	77	0
15	0	24	76	0
20	25	0	0	75
30	25	0	0	75

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Figura 4.30. Compatibilidad de la Mezcla 6



Autora: Luisa Ana Arias Caiza

Nota: Salmuera recuperada con presencia de microemulsiones.

Resultados de las Pruebas de Compatibilidad de los Campos Mariann_4A

Los mejores resultados de separación crudo-salmuera se muestran en la tabla 4.43.

Tabla 4.43. Resultados de Compatibilidad del Campos Mariann_4A

CAMPO	FORMACIÓN PRODUCTORA POZOS	KCl 8.4 ppg	NaCOOH 8.4 ppg
MARIANN	M1 MARIANN_4A-7	0.025% ANTIEMULSIONANTE	0.025% ANTIEMULSIONANTE

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

4.4. ANÁLISIS DE COSTOS

Debido a que los costos del fluido de completación y reacondicionamiento es información confidencial de la empresa solamente se presentan dos valores generales de los costos de los fluidos. Ver tabla 4.44. dos ejemplos de formulaciones con los respectivos porcentajes de químicos, para las salmueras Cloruro de Potasio y Formiato de Sodio con sus respectivos costos.

Tabla 4.44. Costos de los Fluidos de Completación y Reacondicionamiento

FORMULACIÓN	FORMULACIÓN 1	FORMULACIÓN 2
Volumen	800 bls	800 bls
% Bactericida	0.05%	0.05%
% Anticorrosivo	0.05%	0.05%
% Rompedor de Emulsión	0.05%	0.05%
Salmuera	Cloruro de Potasio	Formiato de Sodio
Costo	\$ 5,086.83	\$ 7,287.33

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

La cantidad de salmuera a utilizarse de Cloruro de Potasio, son 4 lb/bl para obtener un fluido con una densidad de 8.4 ppg.

La cantidad de salmuera a utilizarse de Formiato de Sodio son 7 lb/bl para obtener un fluido con una densidad de 8.4 ppg.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- Las compatibilidades realizadas para los campos Alice, Dorine, Fanny, Mariann y Mariann_4A con crudos de distinto °API, permitieron determinar concentraciones de ANTIEMULSIONANTE en función del °API del crudo, para las salmueras Cloruro de Potasio y Formiato de Sodio. Además se considero el estudio realizado para el Bloque Sur operado por Andes Petroleum para la generalización de resultados. Ver tabla 5.1 y figura 5.1.

Tabla 5.1. Porcentaje de Antiemulsionante en Función del °API

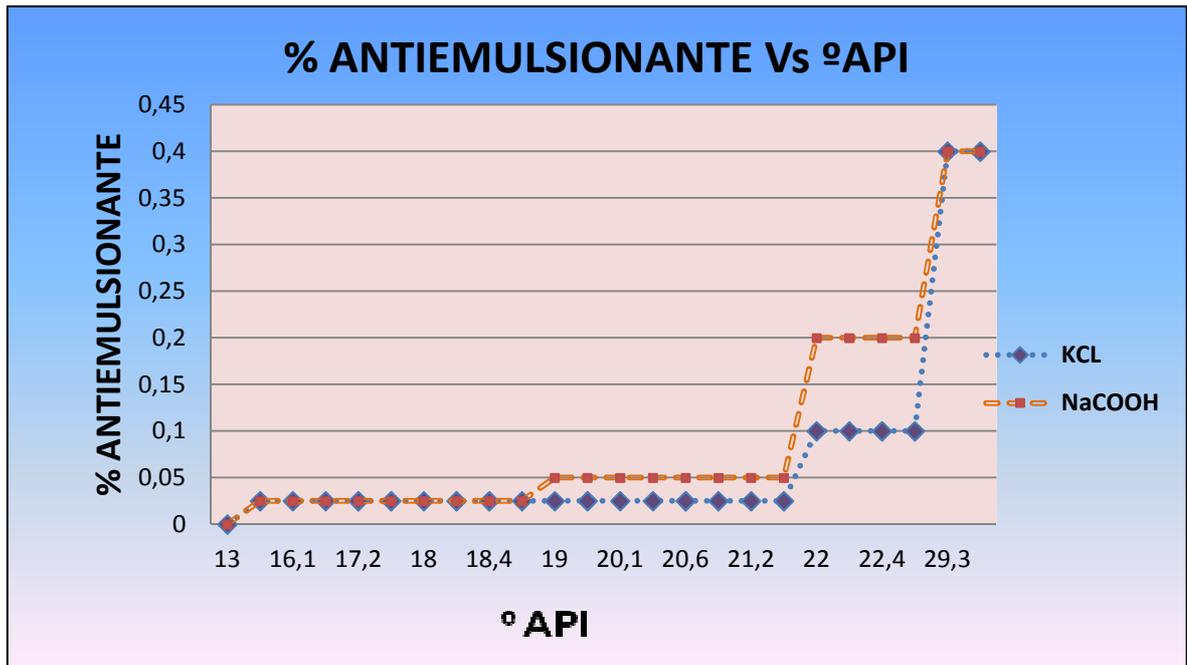
°API	KCl 8.4 ppg	NaCOOH 8.4 ppg
°API<14	0.00% ANTIEMULSIONANTE	0.00% ANTIEMULSIONANTE
14≤°API<19	0.025% ANTIEMULSIONANTE	0.025% ANTIEMULSIONANTE
19≤°API≤21.5	0.025% ANTIEMULSIONANTE	0.05% ANTIEMULSIONANTE
21.5<°API≤24	0.10% ANTIEMULSIONANTE	0.20% ANTIEMULSIONANTE
24<°API≤31	0.30% ANTIEMULSIONANTE	0.40% ANTIEMULSIONANTE

Autora: Luisa Ana Arias Caiza

- Las salmueras Cloruro de Potasio y Formiato de Sodio presentan buenos resultados en las compatibilidades realizadas, con el ANTIEMULSIONANTE.
- La salmuera Formiato de Sodio requiere mayor concentración de ANTIEMULSIONANTE cuando se tiene crudos mayores a 19 °API, para alcanzar los mismos resultados obtenidos con la salmuera Cloruro de Potasio en las compatibilidades de fluido.

- La salmuera Formiato de Sodio al requerir mayor concentración de ANTIEMULSIONANTE implica costos mayores respecto al Cloruro de Potasio.

Figura 5.1. Concentración de ANTIEMULSIONANTE Vs °API



Autora: Luisa Ana Arias Caiza

- Crudos que poseen un °API menor a 14 la concentración de ANTIEMULSIONANTE no es necesaria en la preparación del fluido.
- En crudos con una densidad menor a 19 °API no se determina diferencias en la concentración de ANTIEMULSIONANTE al utilizar como salmuera Cloruro de Potasio o Formiato de Sodio.
- A mayor densidad API del crudo, mayor cantidad de antiemulsionante se debe utilizar en la preparación de la salmuera.
- En crudos con densidad mayor a 30° API, la cantidad de antiemulsionante adecuada para evitar formación de emulsiones aún no se ha determinado.

- El pH del fluido de completación y/o reacondicionamiento de pozos no debe ser mayor a 7.5, ya que fluidos con un alto pH generan gran cantidad de emulsión el cual causaría daño a la formación, provocando pérdida de producción.

5.2. RECOMENDACIONES

- Utilizar salmuera de Cloruro de Potasio para todas las operaciones que involucre el contacto de la salmuera con la formación, ya que a más de ser un inhibidor del hinchamiento de la arcilla es más económico y requiere menor concentración de antiemulsionante cuando se tiene crudos mayores a 19 °API.
- Utilizar antiemulsionante en las concentraciones adecuadas determinadas en este estudio preparadas en salmuera de Cloruro de Potasio para todas las operaciones que involucre el contacto de la salmuera con la formación.
- Preparar el fluido de completación y/o reacondicionamiento con agua fresca filtrada en todas las operaciones que involucre el contacto de la salmuera con la formación.
- Utilizar anticorrosivo y bactericida en conjunto con el antiemulsionante en concentraciones que no afecte su desempeño. Para que no afecten los resultados se debe utilizar ANTICORROSIVO, en una concentración entre 0.05% a 0.1%, y se debe utilizar el BACTERICIDA, en una concentración entre 0.03% a 0.05%.(Concentraciones tomadas de manuales de Halliburton).
- Seguimiento de la producción de los pozos en los que se use la formulación recomendada a fin de afinar el porcentaje de concentración de los químicos usados.

- Uso permanente del fluido formulado durante la intervención de los pozos, especialmente en aquellos que haya pérdida de fluido a la formación.
- Evaluar la posibilidad de reusar el fluido que se recircule de cada pozo a fin de reducir costos operacionales.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALARCÓN PICO Blanca Beatriz, Análisis y Elaboración de un Fluido de Perforación y de Completación para el Campo Dorine de A.E.C Ecuador, Tesis EPN, Quito 2003.
- GERALD, R. Coulter. Formation Damage: Causes, Prevention, and Remediation. USA. 2009.
- HALLIBURTON “ Química de las Arcillas”
- HANDBOOK HALLIBURTON “ Test Fluids”
- T.G. Byron; GERALD, R Coulter; SPE 3114. Some Mechanical Aspects of Formation Damage and Removal in Horizontal wells. U.S.A. 1996.
- Oilfield Review, Summer 2007. Fundamentals of wettability.
- ORDOÑES SOTO Magali Viviana, Diseño de un Fluido de Completación que Prevenga Daño de Formación en Pozos del Oriente Ecuatoriano, Tesis EPN, Quito 2007.
- SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. (SPE on Line Library Search.)

GLOSARIO

A	Angstrom
°API	Gravedad específica del crudo
bl	Barril
°C	Grado Celcius
cm ³	Centímetro Cúbico
epm	Equivalentes por millón
°F	Grado Farengeith
g	Gramos
gal	Galón
h	Altura
K	Permeabilidad
Ks	Prmeabilidad con Daño
l	Litro
lb	Libra
lpb	Libra por barril
Meq	Miliequivalentes
mg	Miligramos
ml	Mililitros
N	Molaridad
NTU	Unidad Nefelométrica de Turbidez
pie ³	Pie cúbico
pulg ²	Pulgada cuadrada
Pf / Mf	Alcalinidad
ppg	Prtes por Galón
PSI	Unidad de Presión
Pwf	Presión de fondo fluyente
r _w	Radio del pozo

r_s	Radio con daño
S	Factor Skin Daño
THTS ò EDTA	Ethylenediaminetetraacetic acid
μ	Viscosidad
\emptyset	Porosidad

ANEXOS

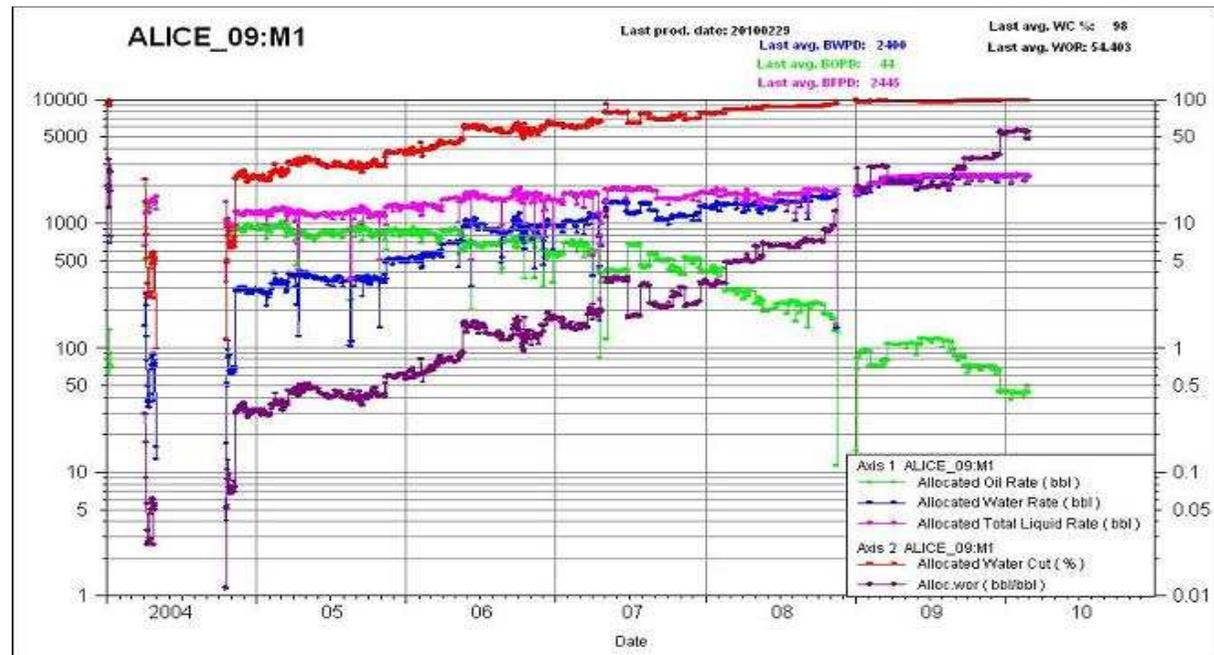
ANEXO 1

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

1.1. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO ALICE

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL POZO ALICE_09

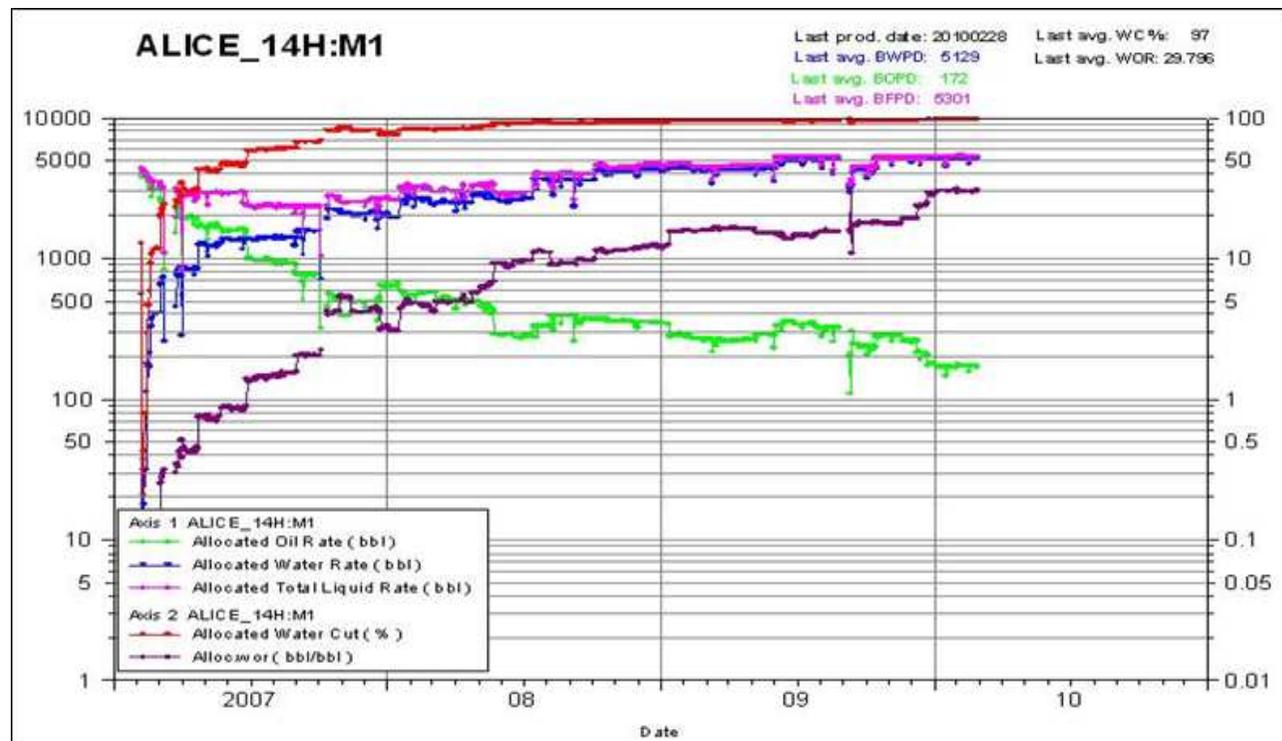
El pozo Alice_09, productor de la arena M1 presenta una declinación de producción después de ser intervenido con los reacondicionamientos # 2 y # 3, en las fechas 24/04/2007 y 22/12/2008 respectivamente.



Fuente: Andes Petroleum

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL POZO ALICE_14H

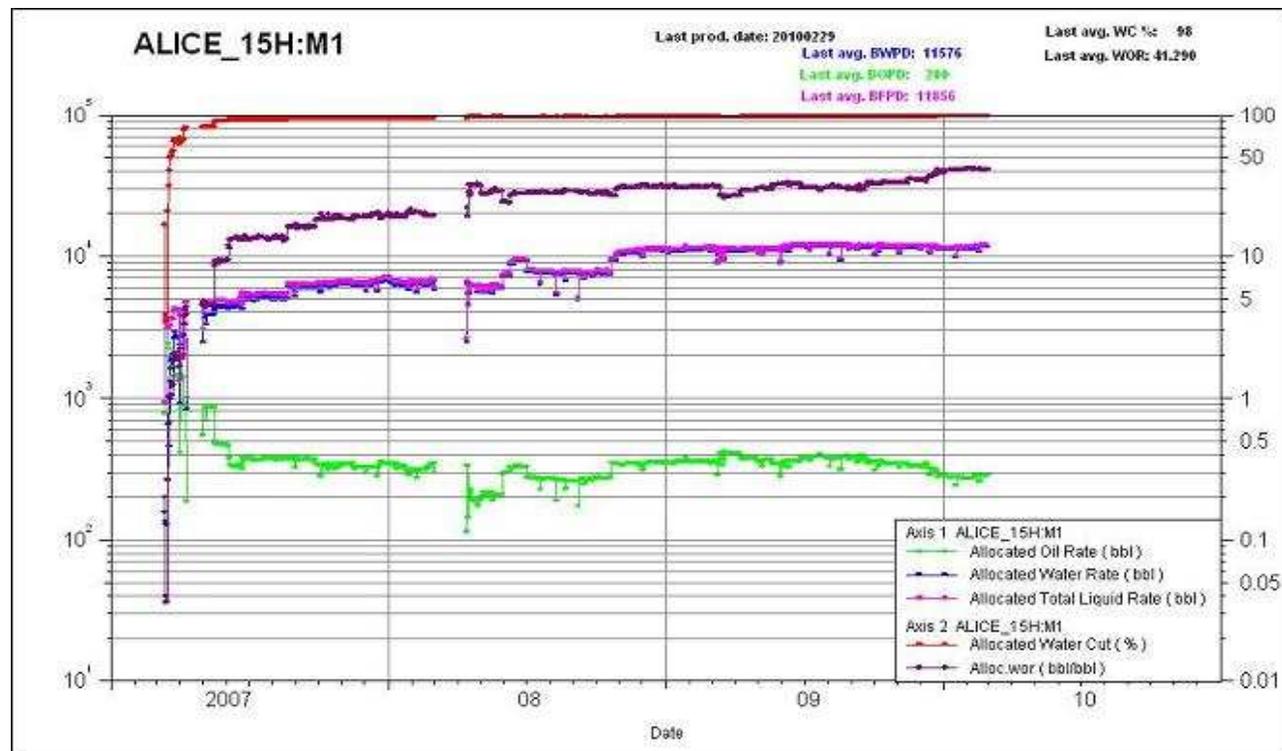
El pozo Alice_14H, productor de la arena M1 presenta una declinación de producción después de ser intervenido con los reacondicionamientos # 1 y # 2, en las fechas 07/10/2007 y 02/09/2009 respectivamente.



Fuente: Andes Petroleum

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL POZO ALICE_15H

El pozo Alice_15H, productor de la arena M1 presenta una declinación de producción después de ser intervenido con el reacondicionamiento # 1, en la fecha 04/04/2008.

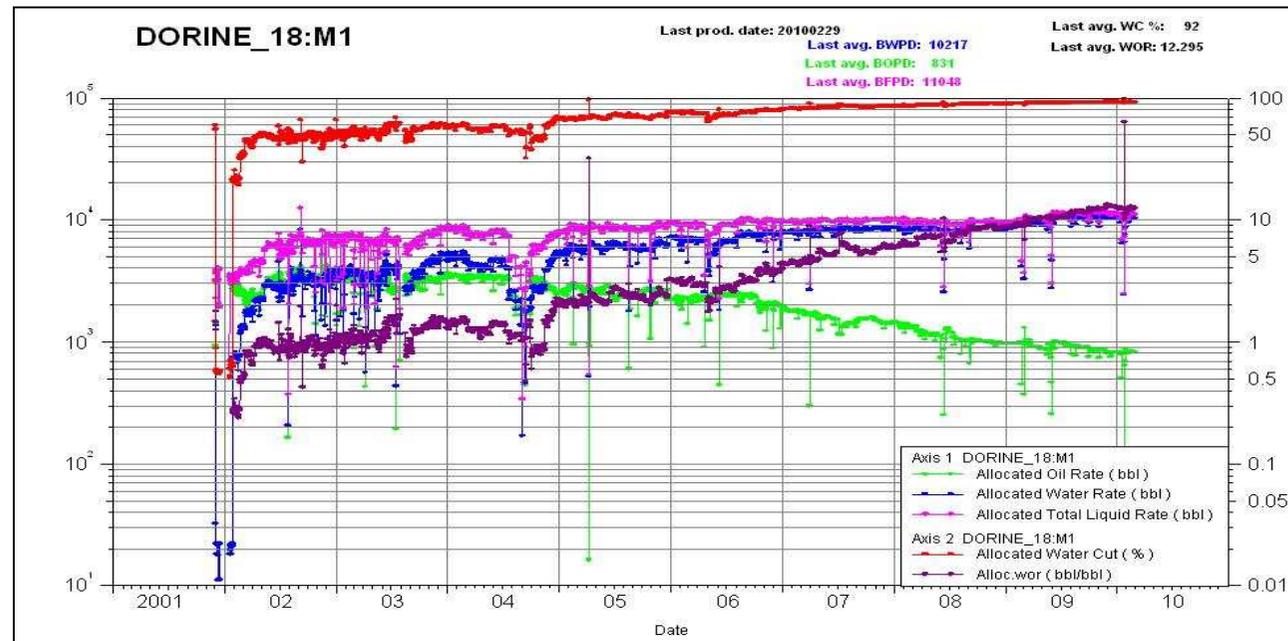


Fuente: Andes Petroleum

1.2. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO DORINE

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL POZO DORINE_18

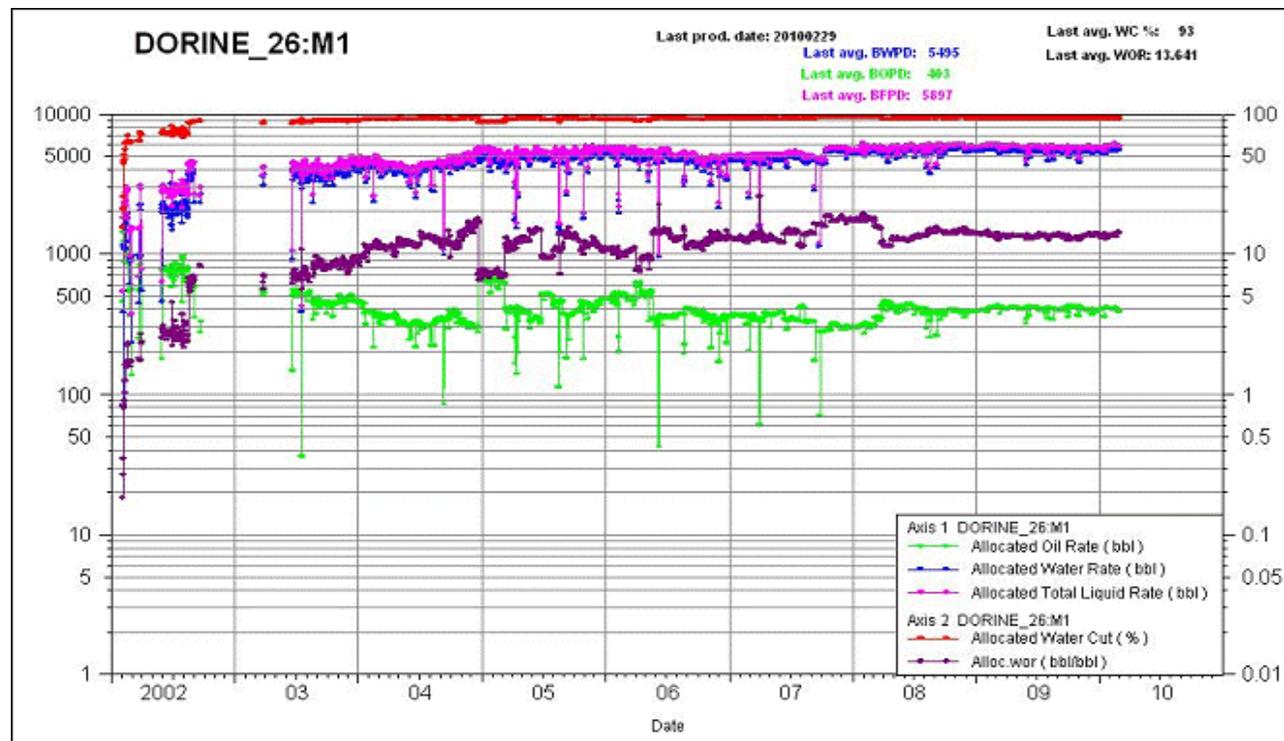
El pozo Dorine_18, productor de la arena M1 presenta una declinación de producción después de ser intervenido con los reacondicionamientos # 4 y # 5, en las fechas 06/06/2008 y 25/02/2009 respectivamente.



Fuente: Andes Petroleum

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL POZO DORINE_26

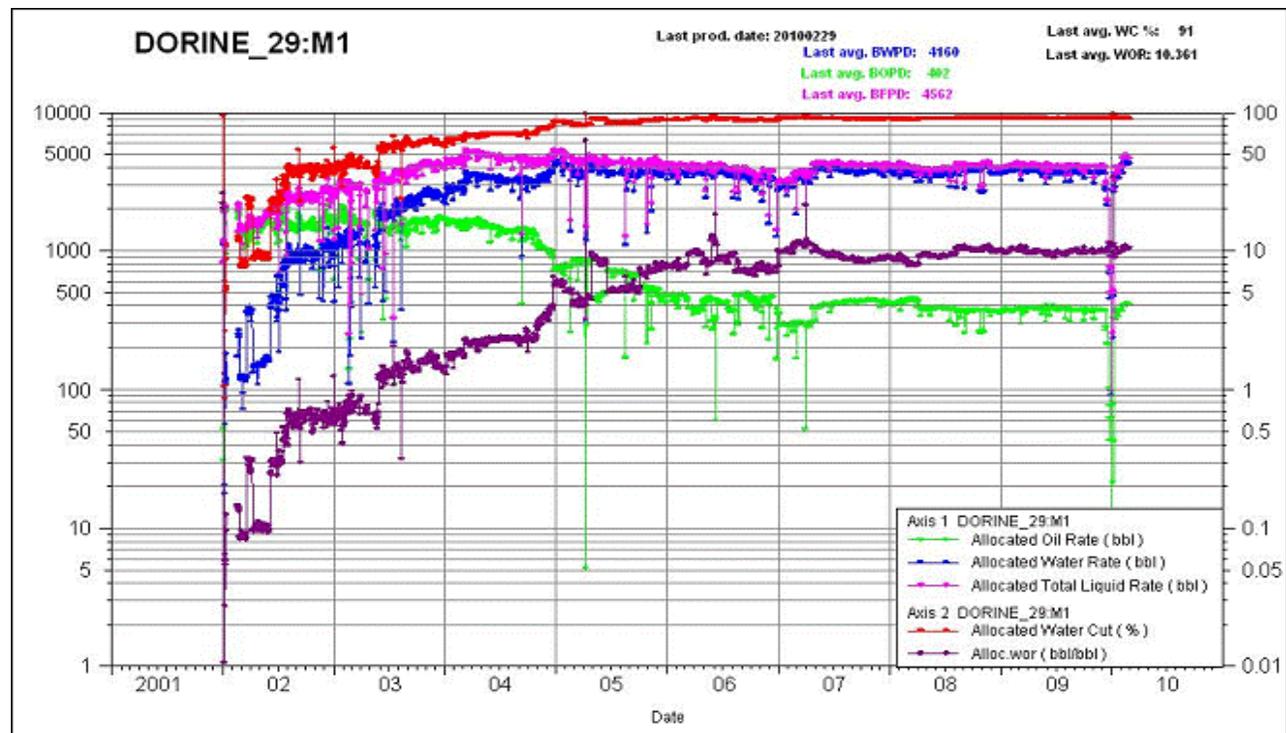
El pozo Dorine_26, productor de la arena M1 presenta una declinación de producción después de ser intervenido con el reacondicionamiento # 1, en la fecha 14/09/2007.



Fuente: Andes Petroleum

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL POZO DORINE_29

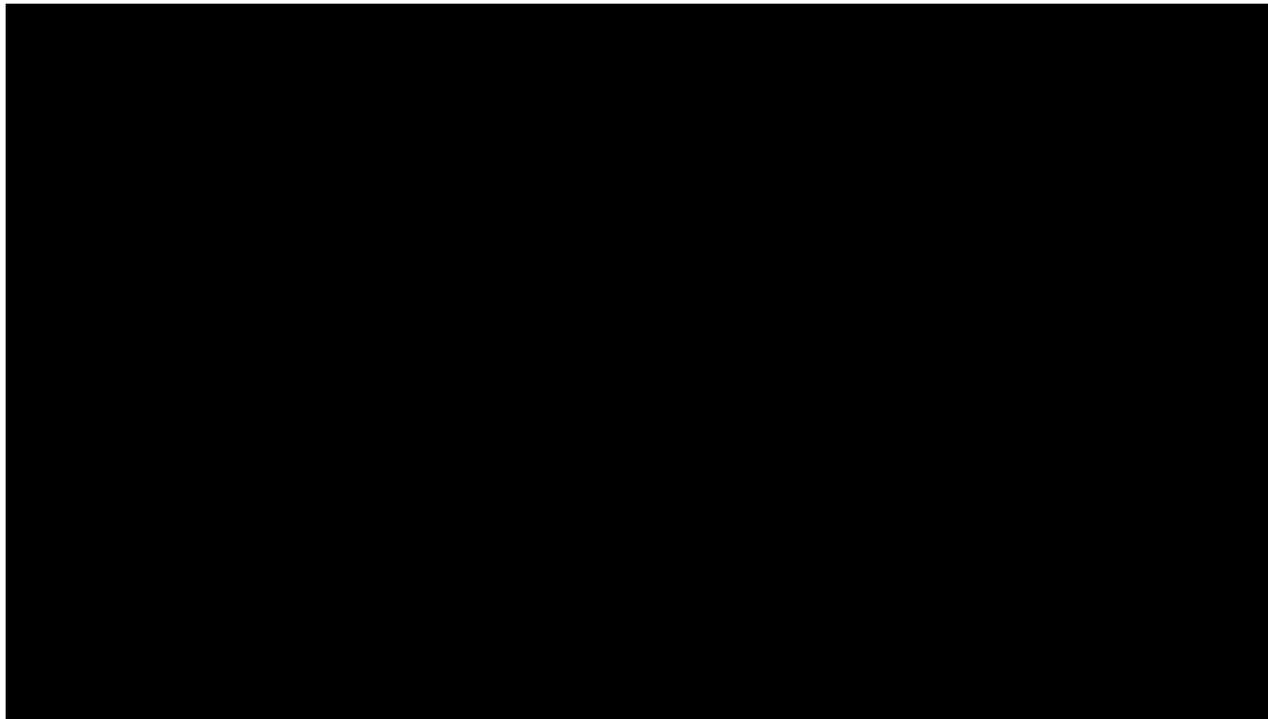
El pozo Dorine_29, productor de la arena M1 presenta una declinación de producción después de ser intervenido con el reacondicionamiento # 2, en la fecha 30/12/2009.



Fuente: Andes Petroleum

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL POZO DORINE_38

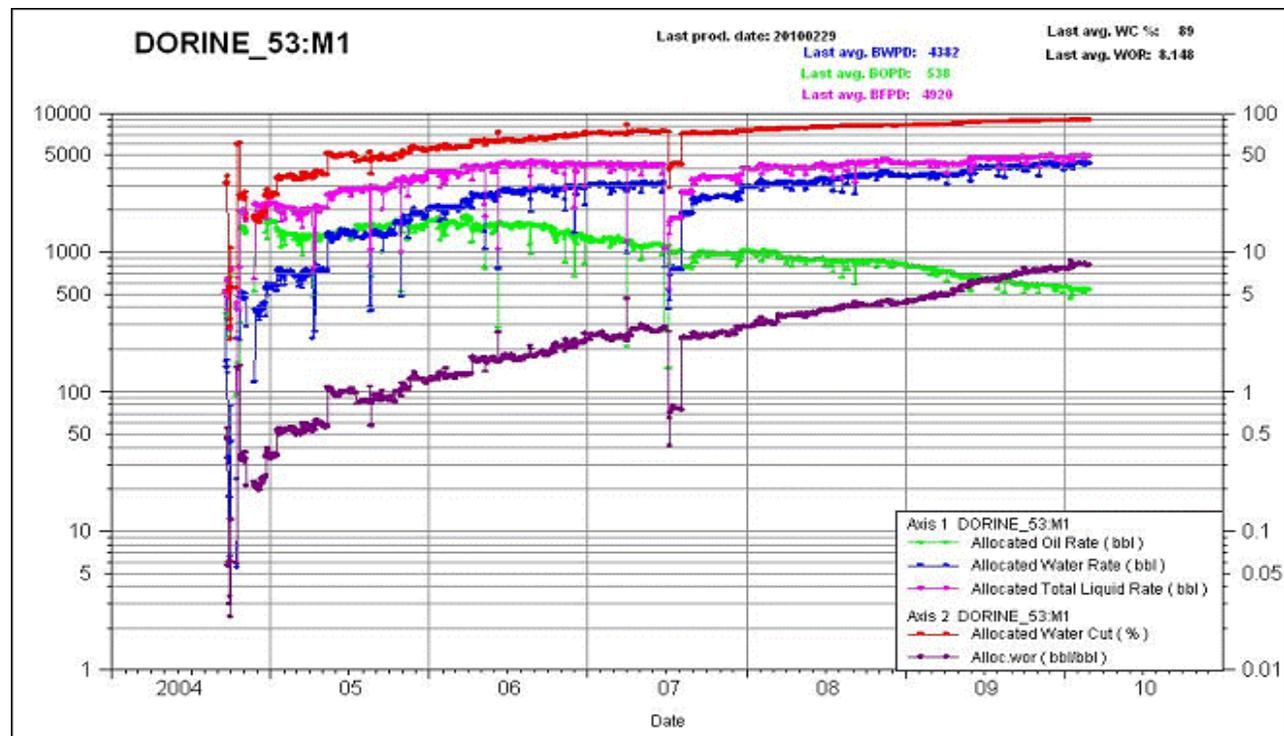
El pozo Dorine_38, productor de la arena M1 presenta una declinación de producción después de ser intervenido con los reacondicionamientos 3 y 4, en las fechas 26/02/2008 y 30/10/2009 respectivamente.



Fuente: Andes Petroleum

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL POZO DORINE_53

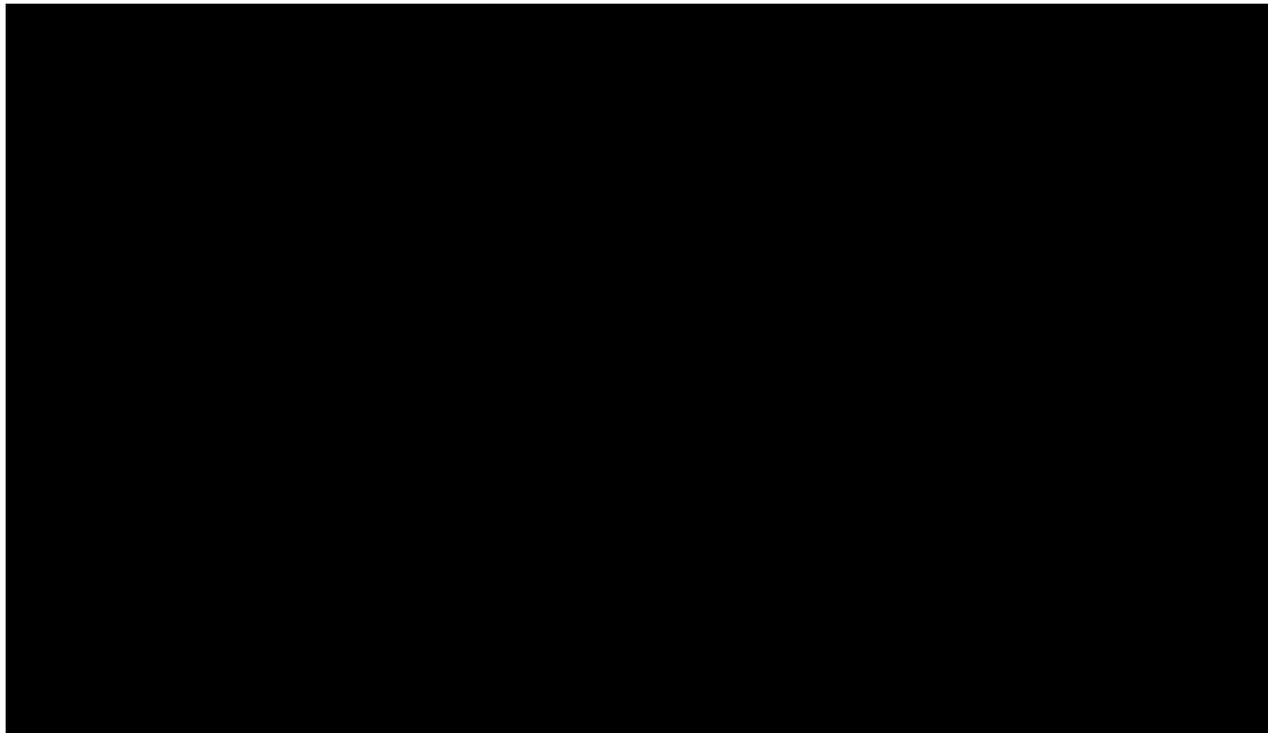
El pozo Dorine_53, productor de la arena M1 presenta una declinación de producción después de ser intervenido con el reacondicionamiento # 1, en la fecha 01/07/2007.



Fuente: Andes Petroleum

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL POZO DORINE_67H

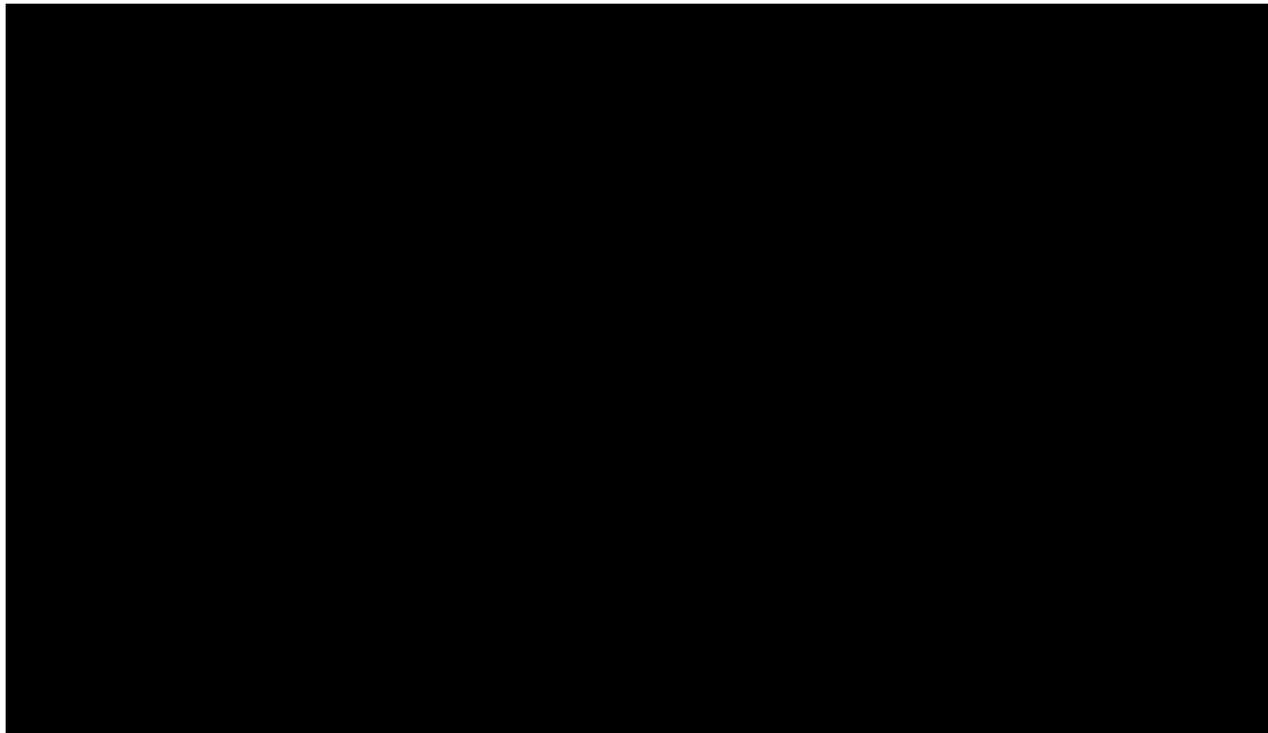
El pozo Dorine_67H, productor de la arena M1 presenta una declinación de producción después de ser completado en la fecha 30/05/2007, ya que la producción esperada era de 822 bbl.



Fuente: Andes Petroleum

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL POZO DORINE_68H

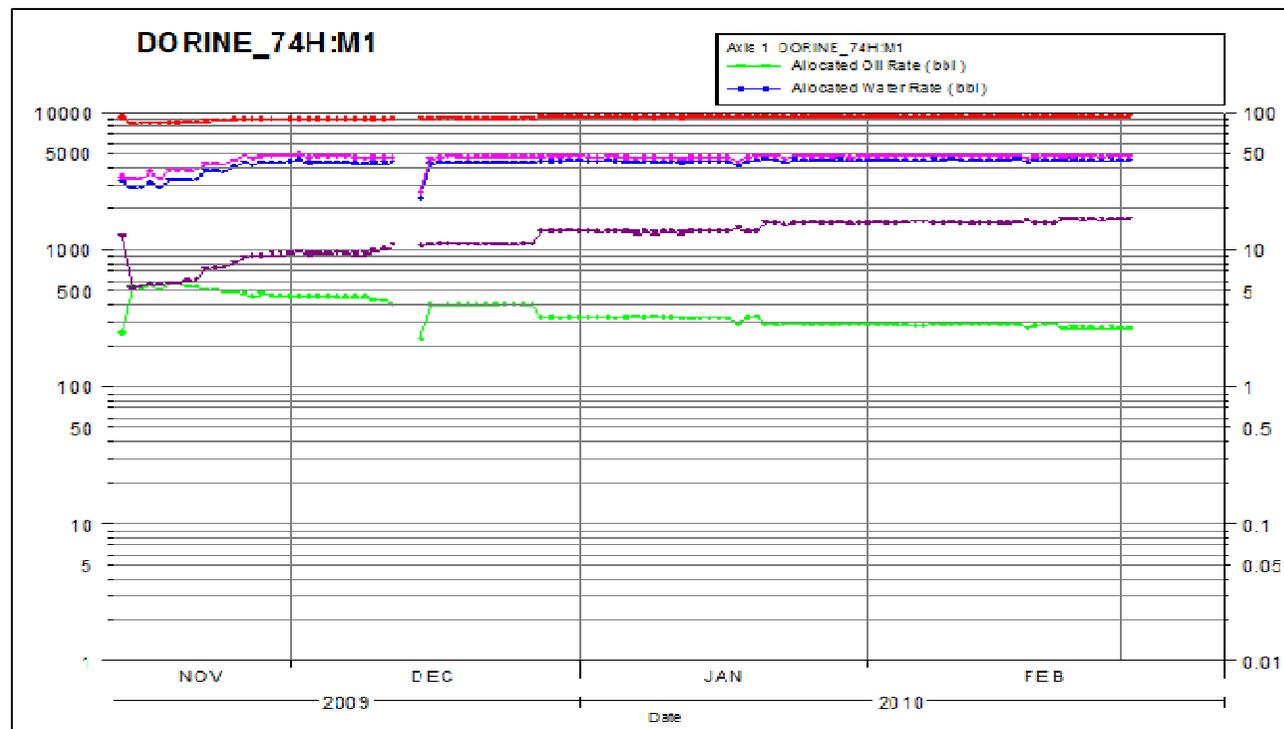
El pozo Dorine_68H, productor de la arena M1 presenta una declinación de producción después de ser intervenido con el reacondicionamiento # 1, en la fecha 06/11/2008.



Fuente: Andes Petroleum

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL POZO DORINE_74H

El pozo Dorine_74H, productor de la arena M1 presenta una pérdida de producción después de ser completado en la fecha 09/11/2009, ya que la producción esperada era de 867 bbl.

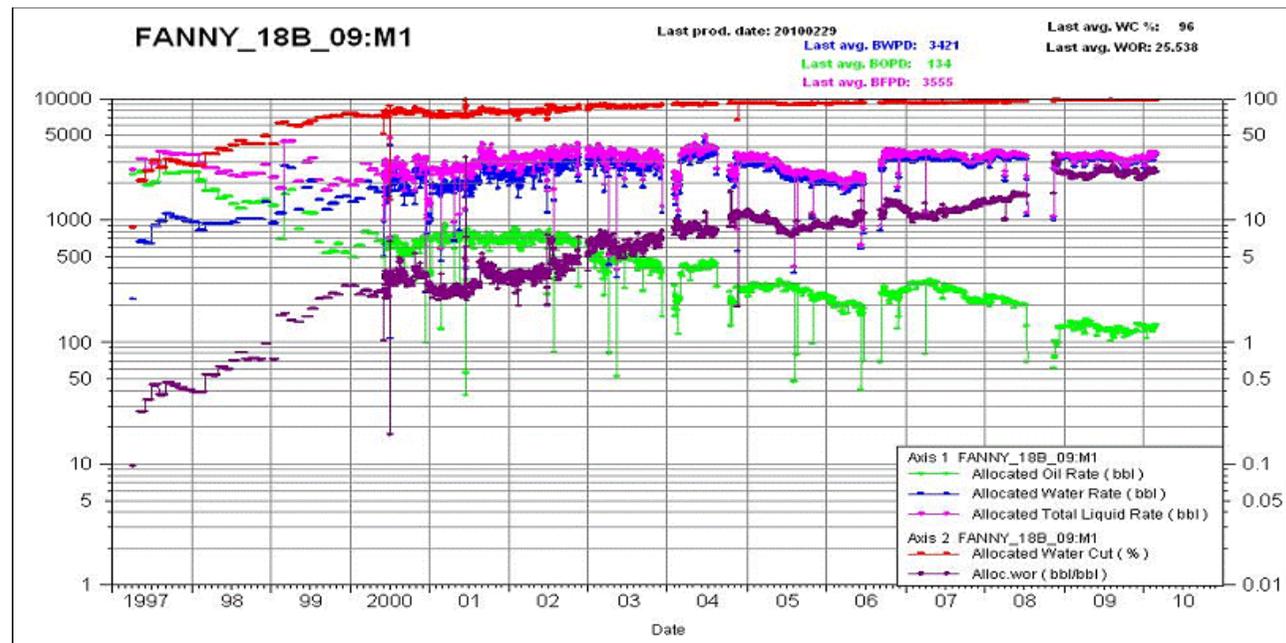


Fuente: Andes Petroleum

1.3. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO FANNY

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL POZO FANNY_18B_09

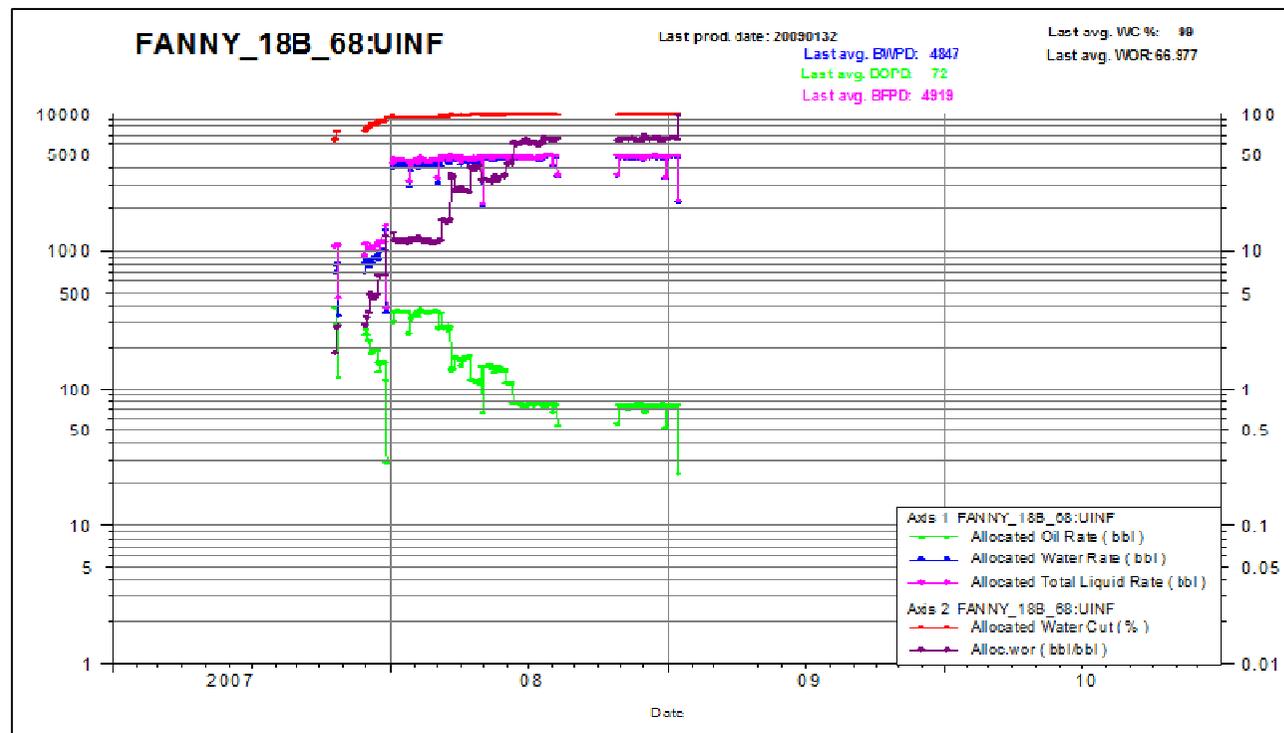
El pozo Fanny_18B_09, productor de la arena M1 presenta una declinación de producción después de ser intervenido con el reacondicionamiento # 7, en la fecha 08/11/2008.



Fuente: Andes Petroleum

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL POZO FANNY_18B_68

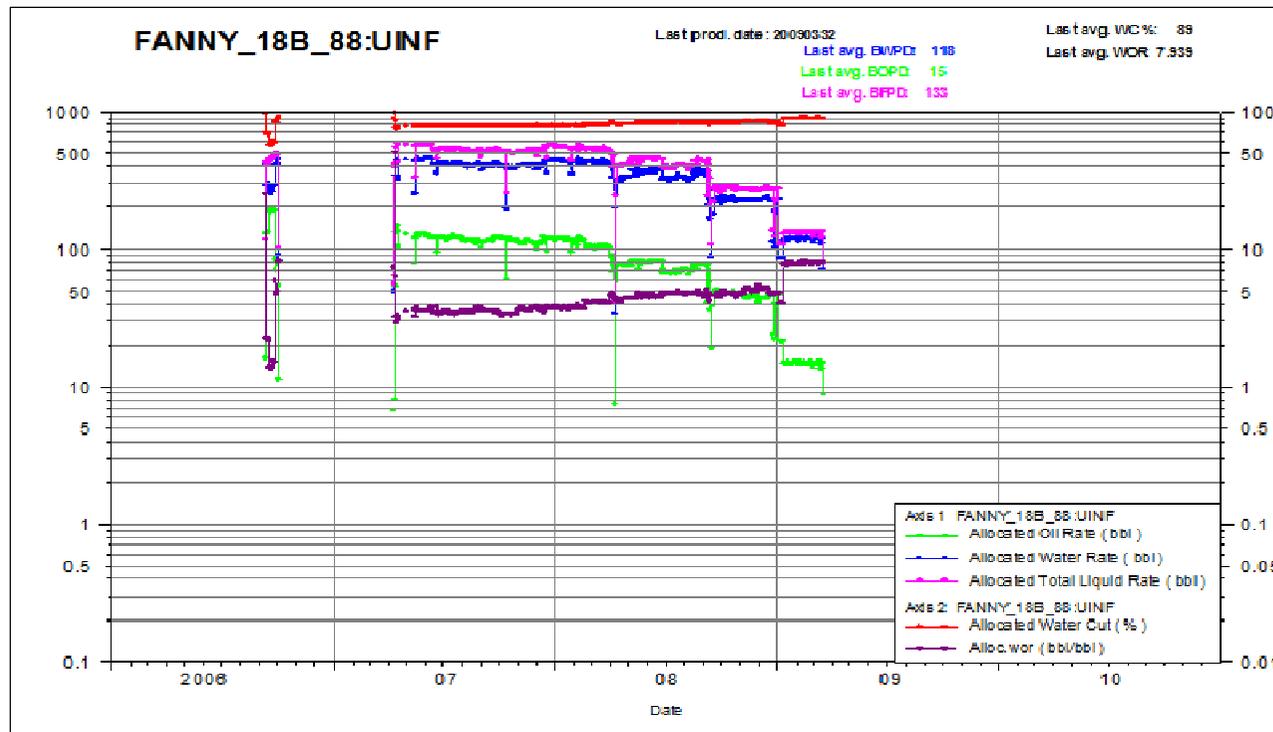
El pozo Fanny_18B_68, productor de la arena UInferior presenta una pérdida de producción después de ser completado en la fecha 10/10/2007, ya que la producción esperada era de 748 bbl.



Fuente: Andes Petroleum

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL POZO FANNY_18B_88

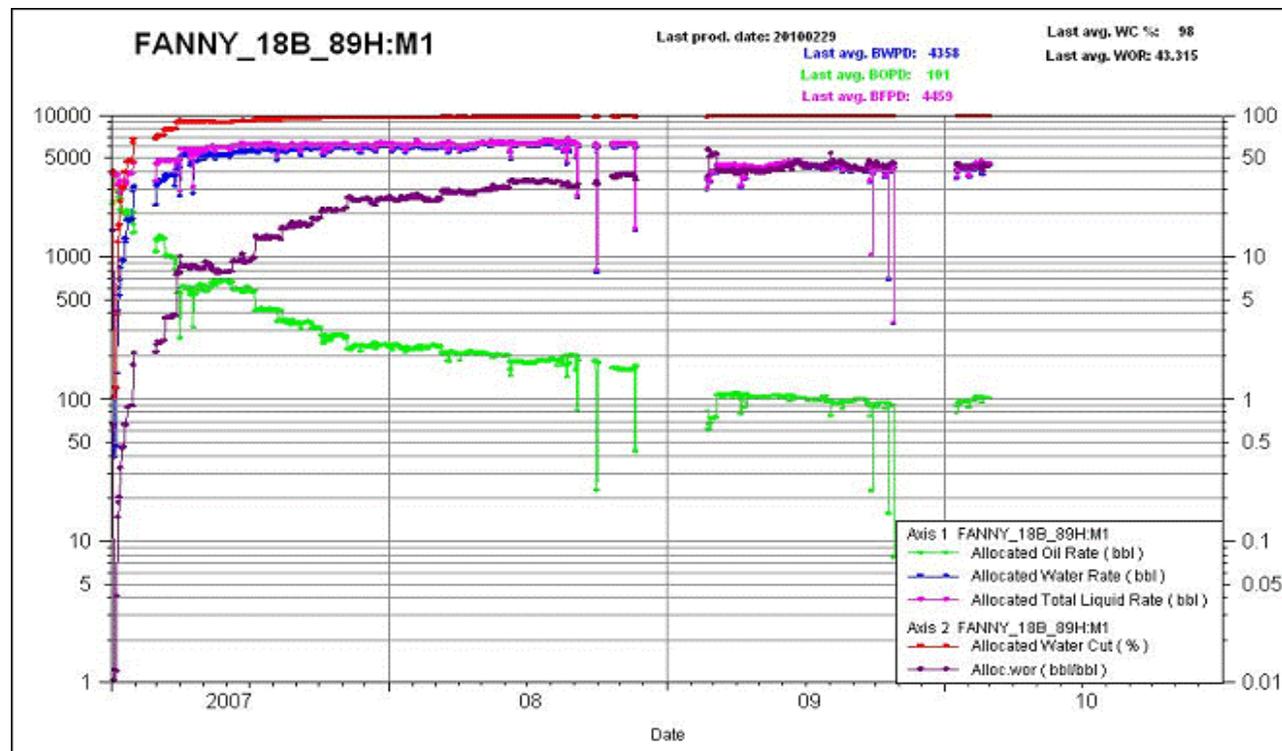
El pozo Fanny_18B_88, productor de la arena UInferior presenta una declinación de producción después de ser intervenido con el reacondicionamiento # 1, en la fecha 01/04/2007.



Fuente: Andes Petroleum

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL POZO FANNY_18B_89H

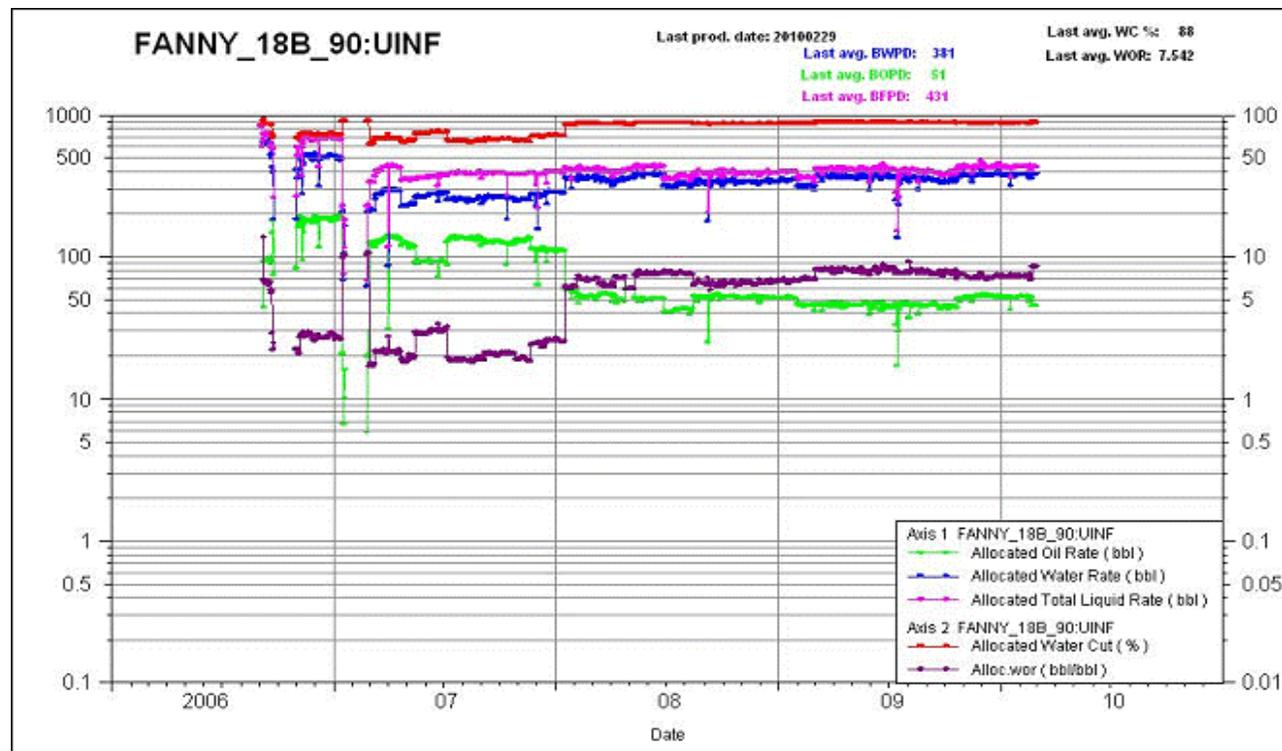
El pozo Fanny_18B_89H, productor de la arena M1 presenta una declinación de producción después de ser intervenido con el reacondicionamiento # 1, en la fecha 16/02/2009.



Fuente: Andes Petroleum

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL POZO FANNY_18B_90

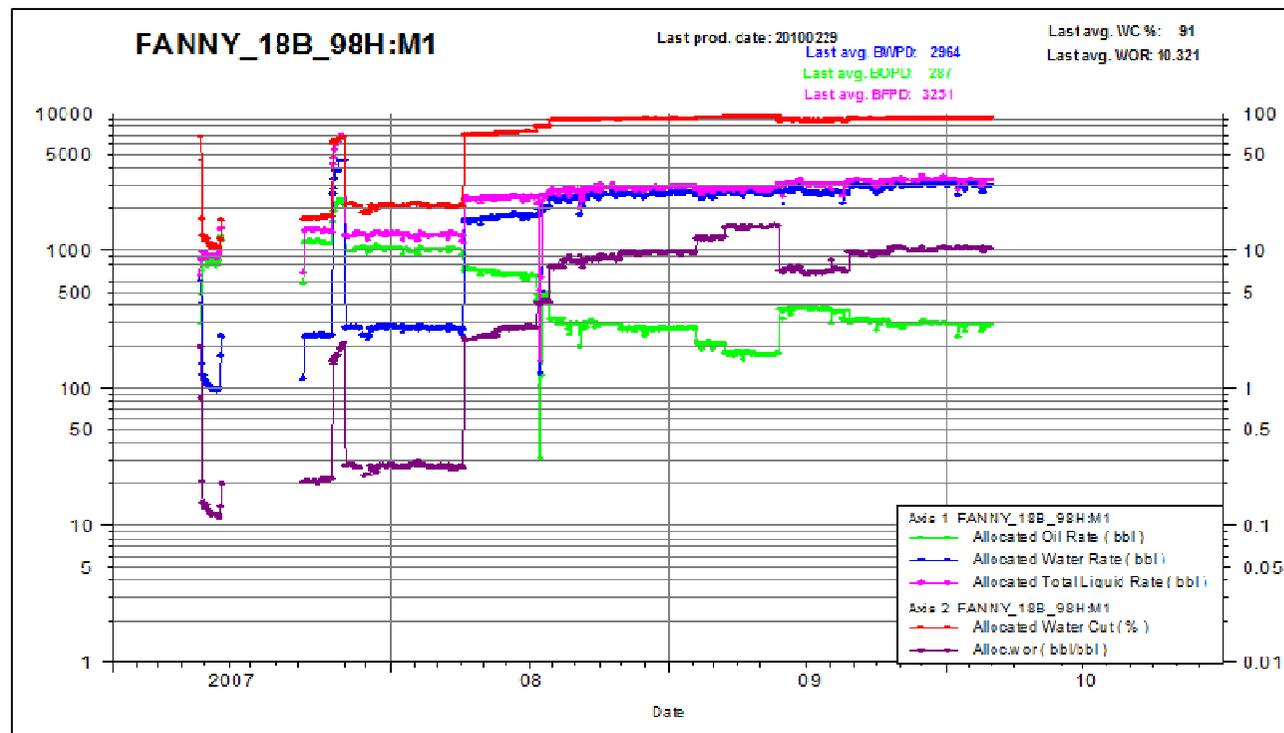
El pozo Fanny_18B_90, productor de la arena UInferior presenta una declinación de producción después de ser intervenido con el reacondicionamiento # 1 en la fecha 18/02/2007.



Fuente: Andes Petroleum

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL POZO FANNY_18B_98H

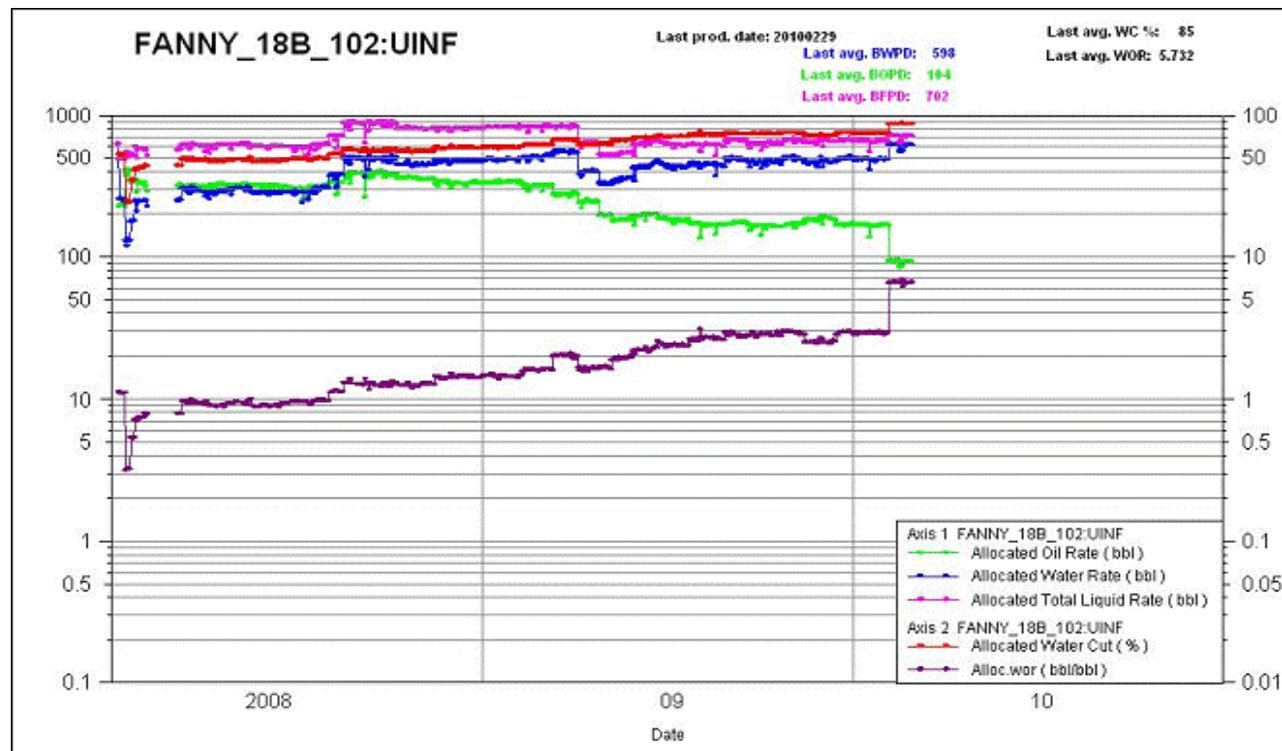
El pozo Fanny_18B_98H, productor de la arena M1 presenta una pérdida de producción después de ser completado en la fecha 21/04/2007, ya que la producción esperada era de 2258 bbl.



Fuente: Andes Petroleum

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL POZO FANNY_18B_102

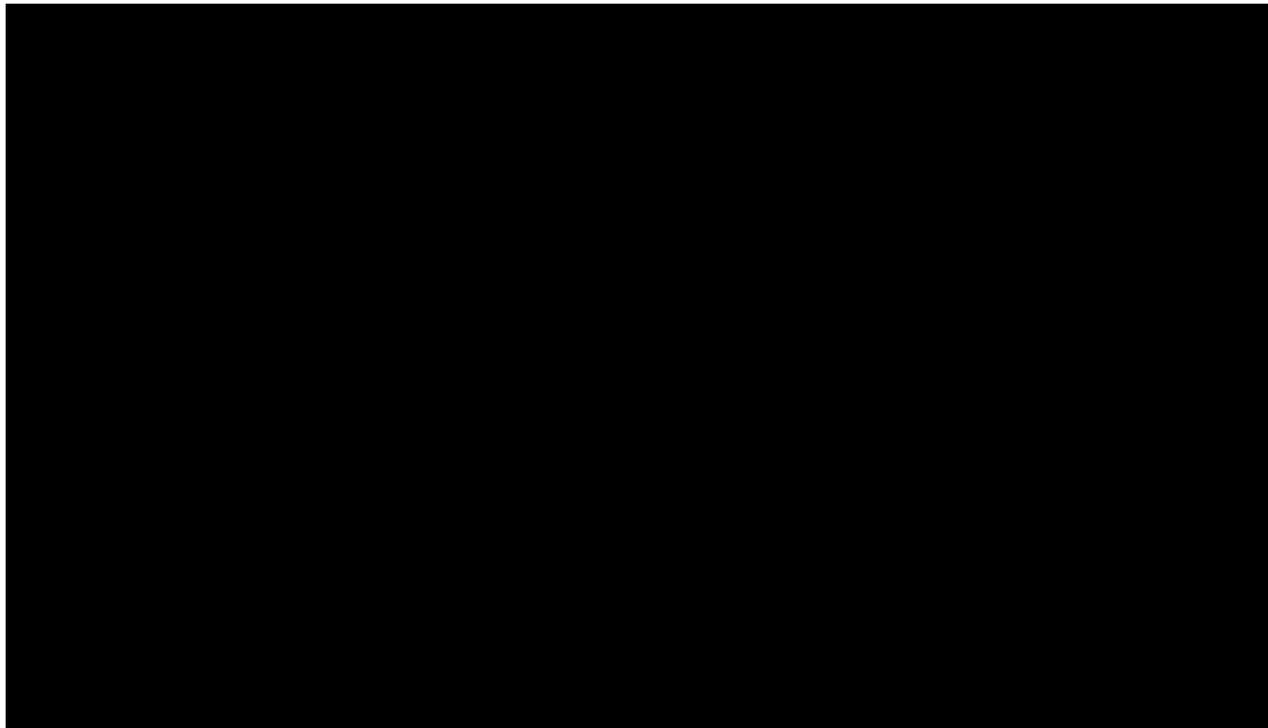
El pozo Fanny_18B_102, productor de la arena UInferior presenta una pérdida de producción después de ser completado en la fecha 01/01/2008, ya que la producción esperada era de 1254 bbl.



Fuente: Andes Petroleum

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL POZO FANNY_18B_106H

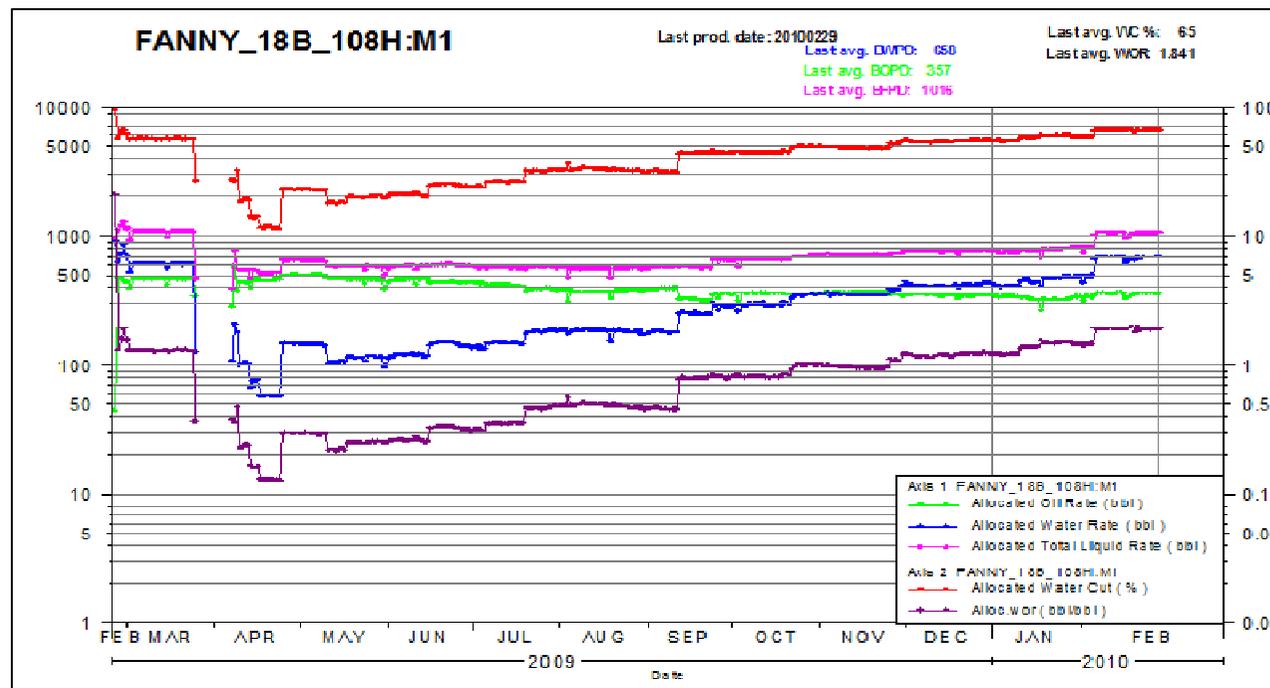
El pozo Fanny_18B_106H, productor de la arena M1 presenta una pérdida de producción después de ser completado en la fecha 16/12/2007, ya que la producción esperada era de 1743 bbl.



Fuente: Andes Petroleum

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL POZO FANNY_18B_108H

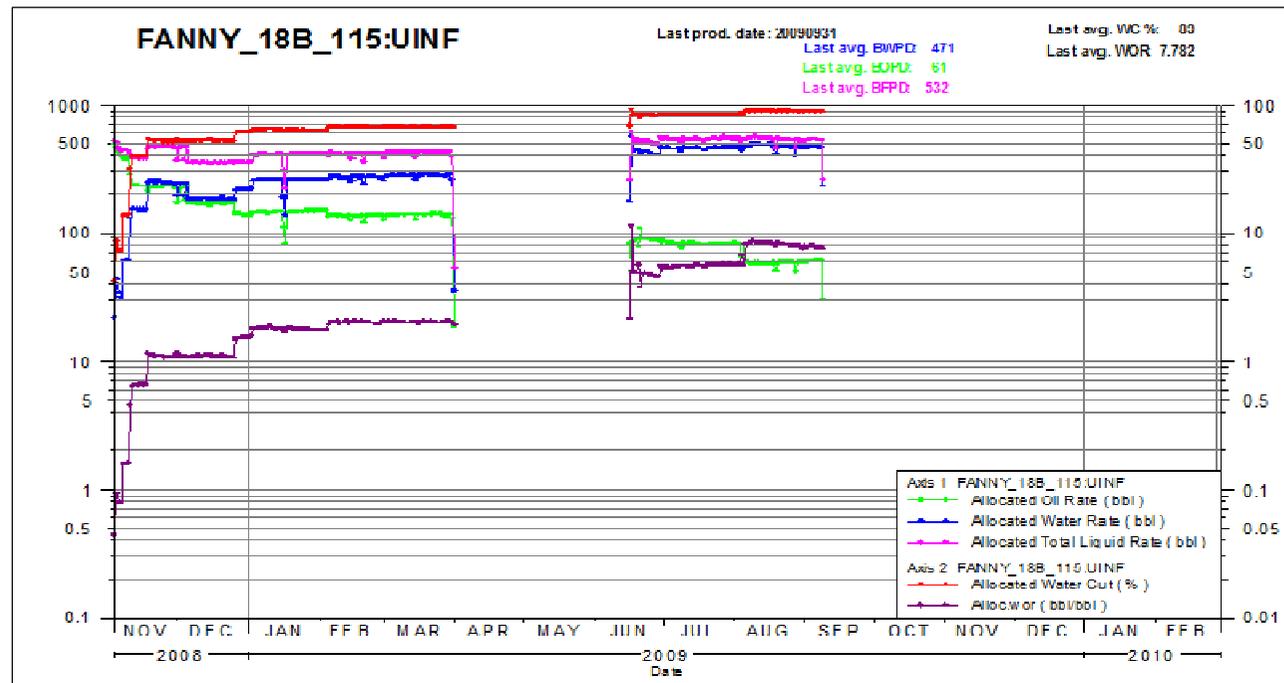
El pozo Fanny_18B_108H, productor de la arena M1 presenta una pérdida de producción después de ser completado en la fecha 01/02/2009, ya que la producción esperada era de 1133 bbl y al ser intervenido con el reacondicionamiento # 1 en la fecha 31/03/2009.



Fuente: Andes Petroleum

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL POZO FANNY_18B_115

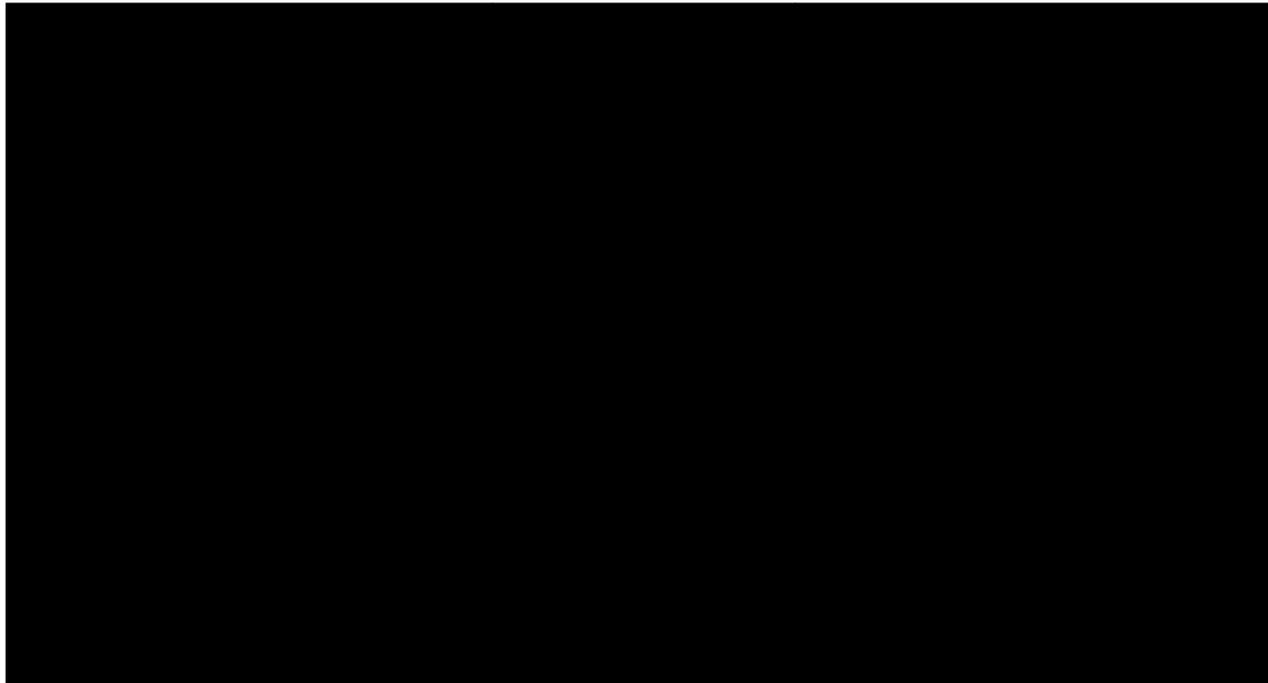
El pozo Fanny_18B_115, productor de la arena UInferior presenta una pérdida de producción después de ser completado en la fecha 26/10/2008, ya que la producción esperada era de 1500 bbl, y una declinación de producción al ser intervenido con el reacondicionamiento # 1 en la fecha 09/06/2009.



Fuente: Andes Petroleum

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL POZO FANNY_18B_116

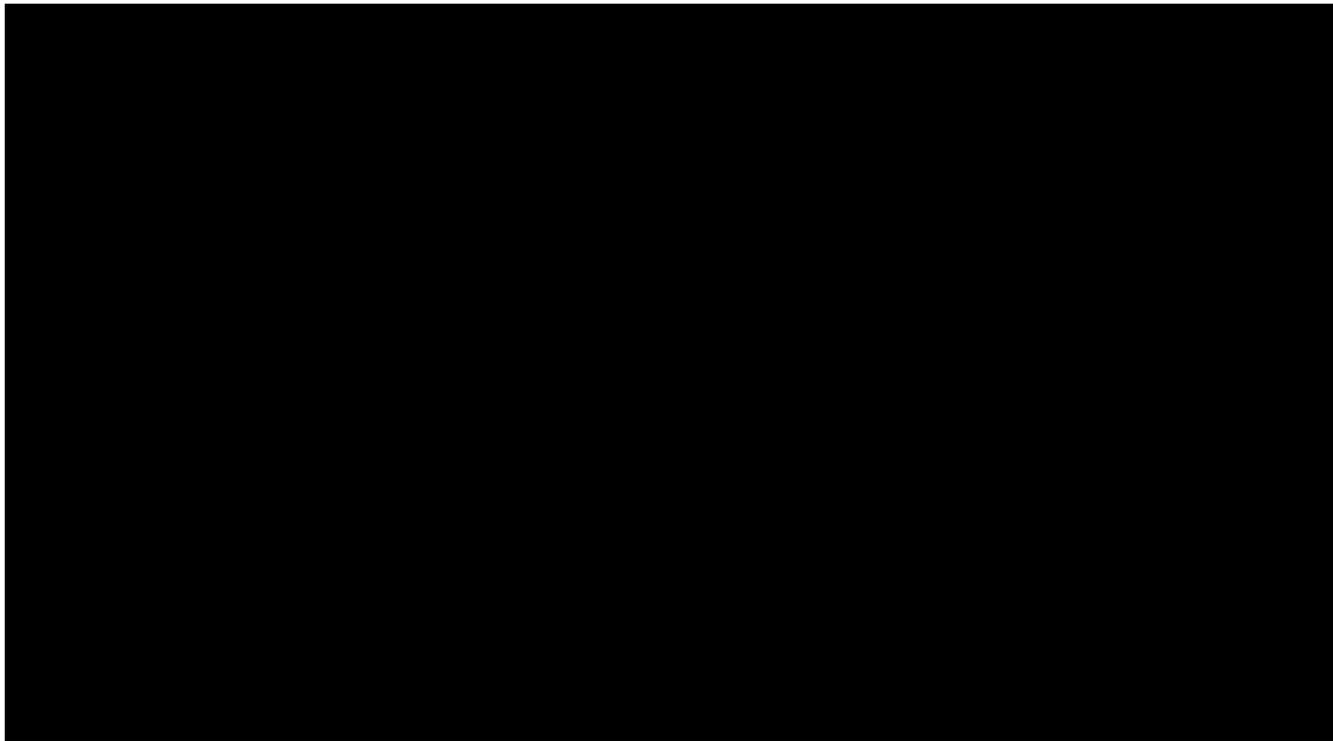
El pozo Fanny_18B_116, productor de la arena UInferior presenta una pérdida de producción después de ser completado en la fecha 29/12/2008, ya que la producción esperada era de 949 bbl, y una declinación de producción al ser intervenido con el reacondicionamiento # 1 en la fecha 03/04/2009.



Fuente: Andes Petroleum

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL POZO FANNY_18B_117H

El pozo Fanny_18B_117H, productor de la arena M1 presenta una pérdida de producción después de ser completado en la fecha 02/09/2008, ya que la producción esperada era de 1127 bbl.

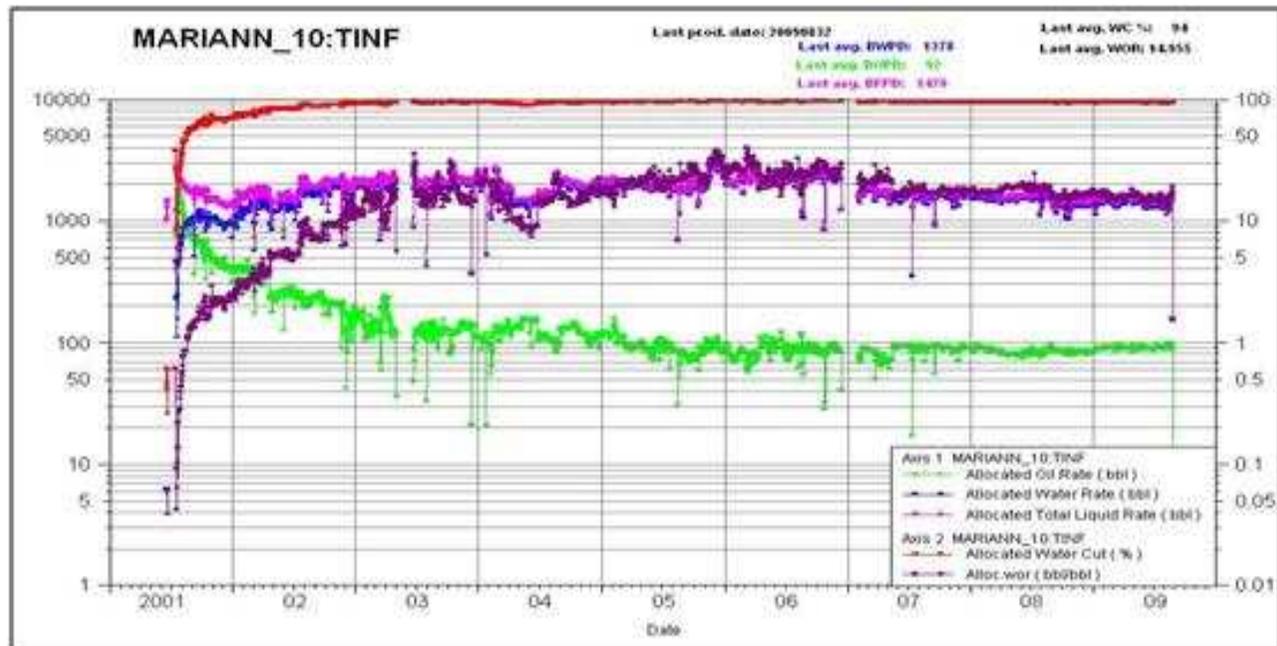


Fuente: Andes Petroleum

1.4. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO MARIANN

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL POZO MARIANN_10

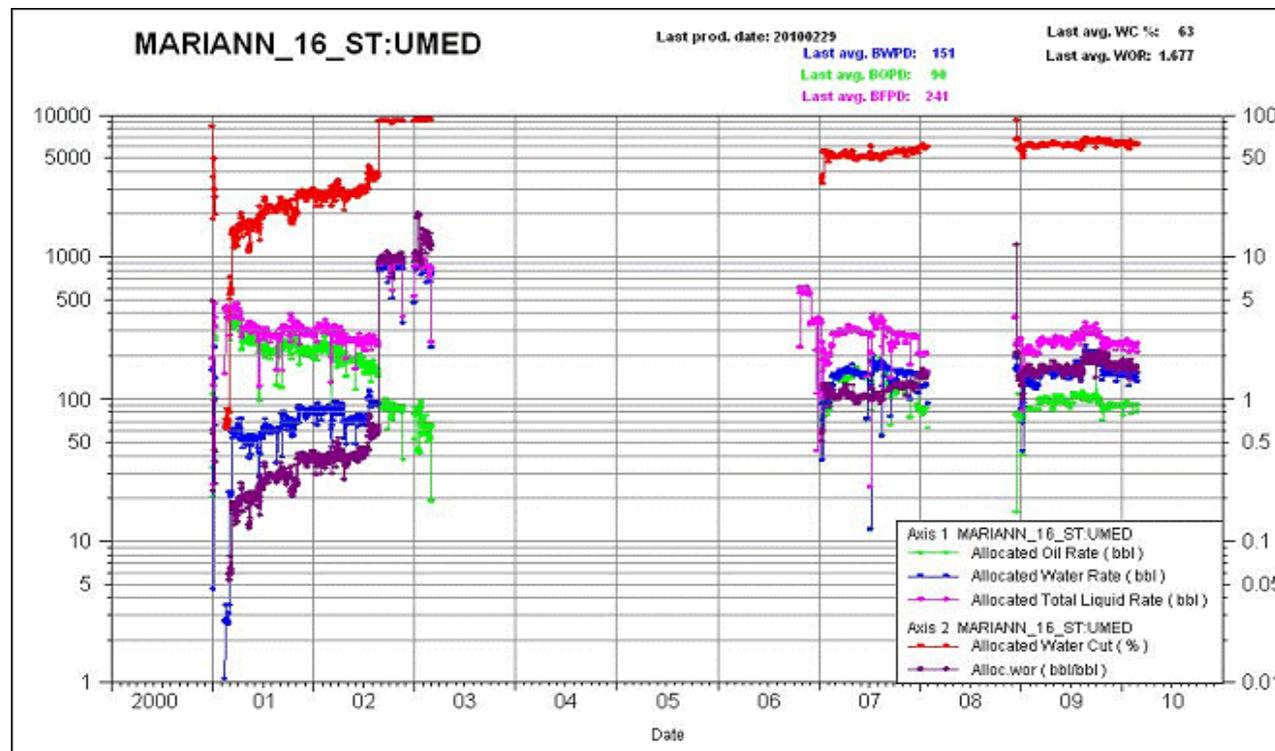
El pozo Mariann_10, productor de la arena TInferior presenta una declinación de producción después de ser intervenido con los reacondicionamientos 1 y 2 en las fechas 28/01/2007 y 25/08/2009 respectivamente.



Fuente: Andes Petroleum

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL POZO MARIANN_16

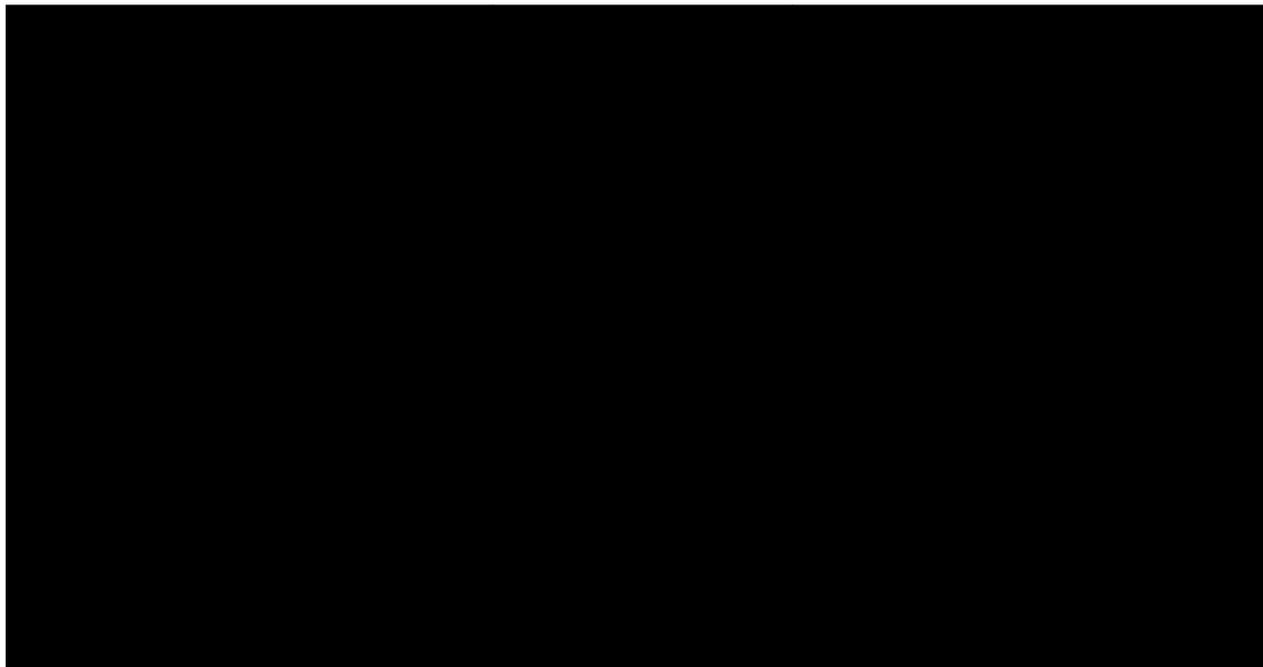
El pozo Mariann_16, productor de la arena U Media presenta una declinación de producción después de ser intervenido con el reacondicionamiento # 1 en la fecha 02/12/2008.



Fuente: Andes Petroleum

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL POZO MARIANN_24

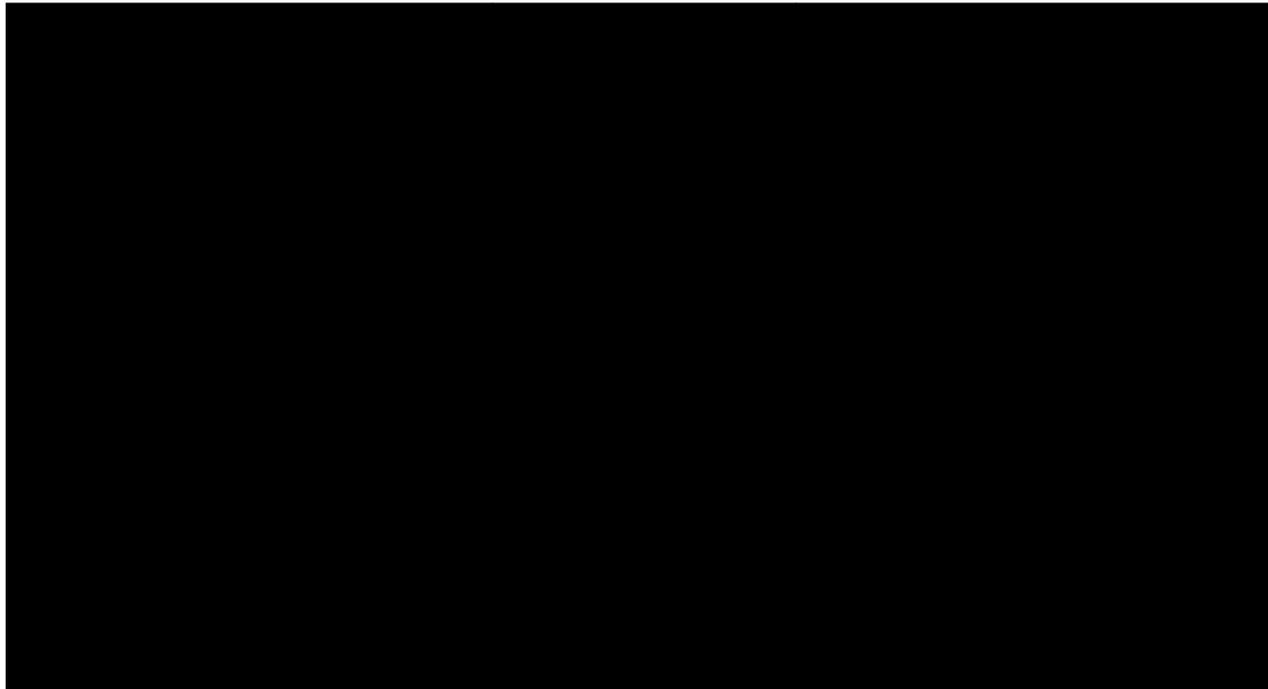
El pozo Mariann_24, productor de la arena USuperior presenta una pérdida de producción después de ser completado ya que la producción esperada era de 1621 bbl y una declinación de producción después de ser intervenido con el reacondicionamiento # 1 en la fecha 11/09/2009.



Fuente: Andes Petroleum

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL POZO MARIANN_25

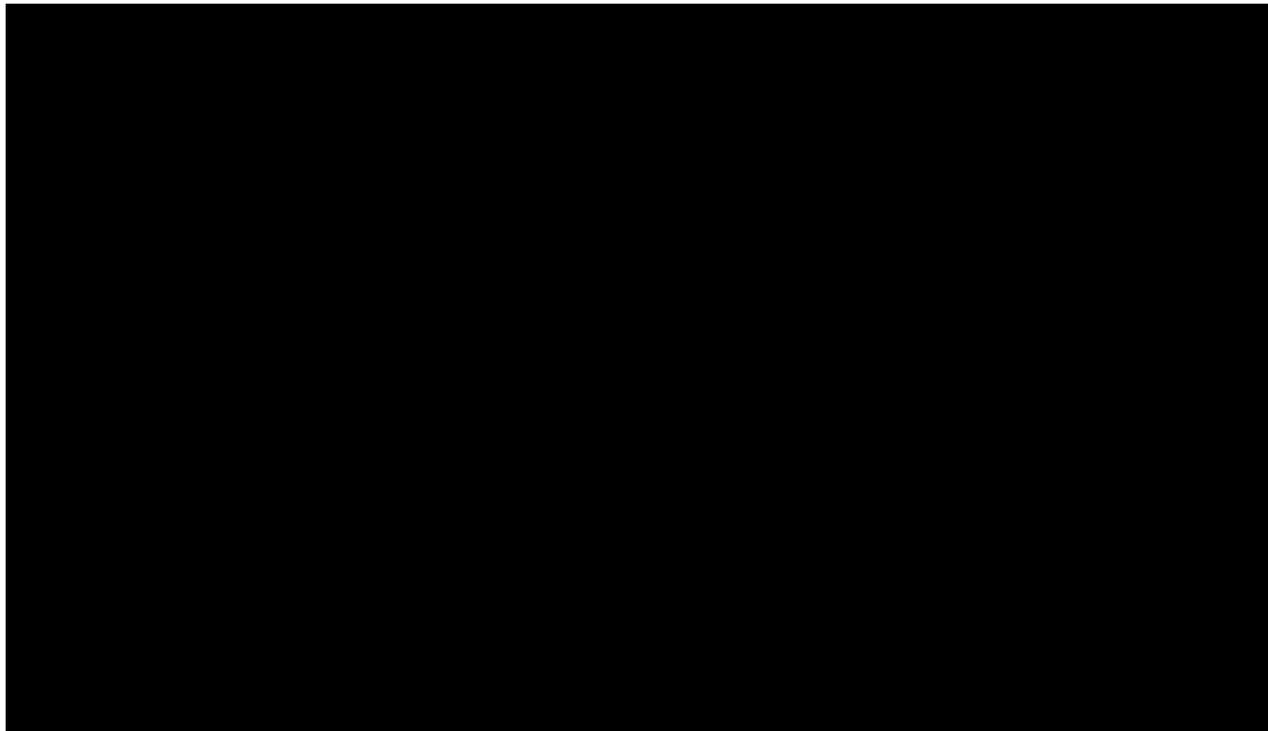
El pozo Mariann_25, productor de la arena UInferior presenta una pérdida de producción después de ser completado en la fecha 05/07/2008, ya que la producción esperada era de 601 bbl y una declinación de producción después de ser intervenido con los reacondicionamientos 1 y 2 en las fechas 21/04/2009 y 02/07/2009.



Fuente: Andes Petroleum

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL POZO MARIANN_26H

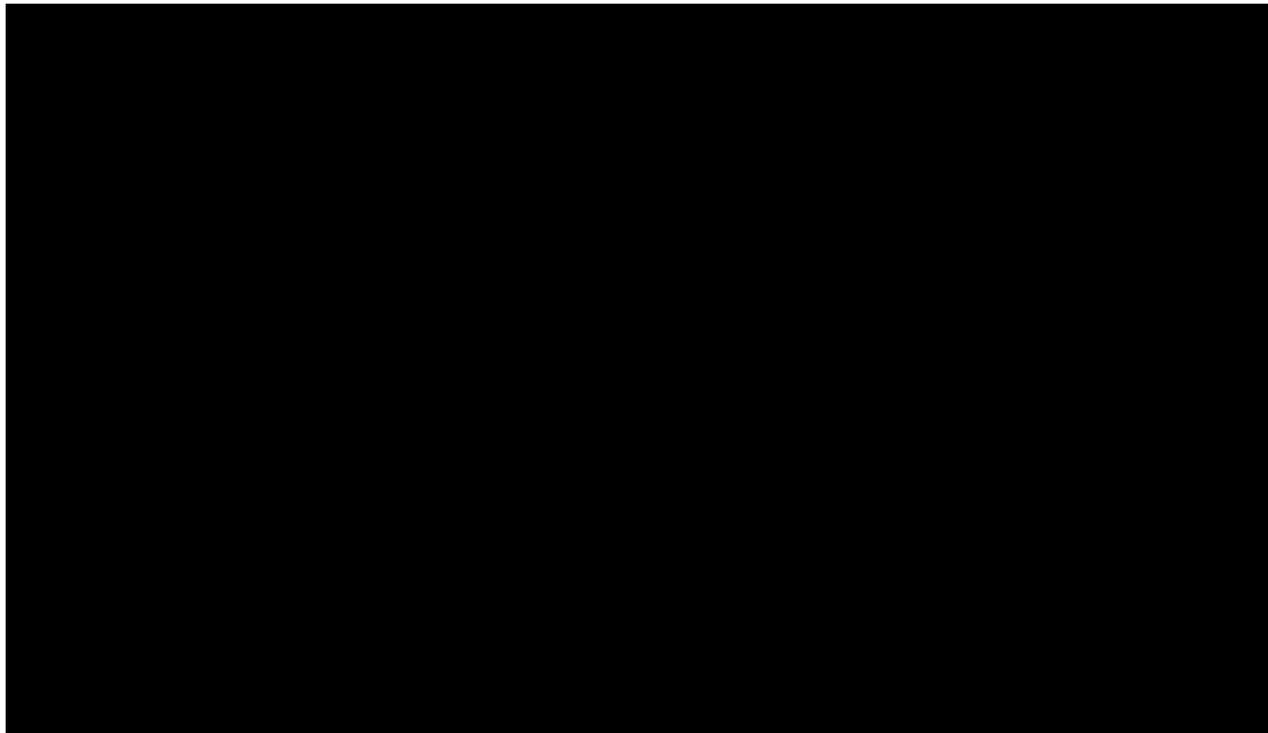
El pozo Mariann_26H, productor de la arena UInferior presenta una pérdida de producción después de ser completado en la fecha 27/06/2008, ya que la producción esperada era de 915 bbl.



Fuente: Andes Petroleum

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL POZO MARIANN_27

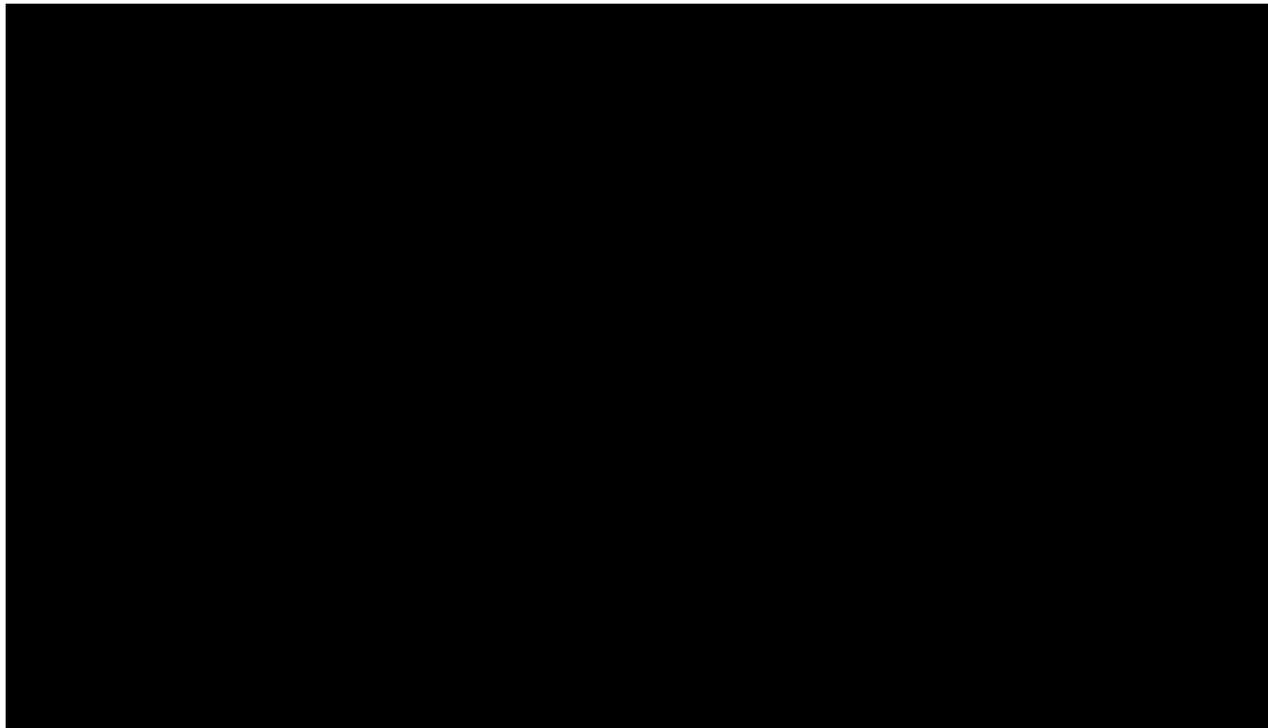
El pozo Mariann_27, productor de la arena TInferior presenta una pérdida de producción después de ser completado en la fecha 10/07/2009, ya que la producción esperada era de 450 bbl.



Fuente: Andes Petroleum

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL POZO MARIANN_28

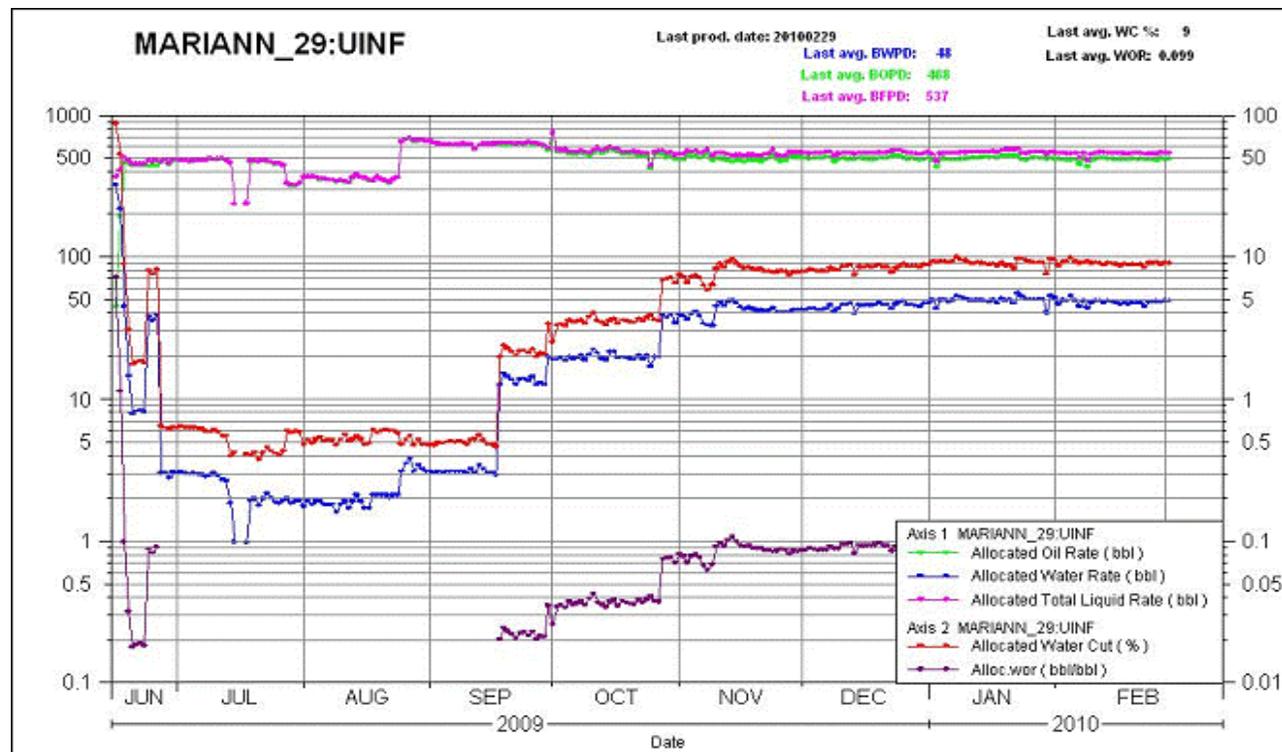
El pozo Mariann_28, productor de la arena TInferior presenta una pérdida de producción después de ser completado en la fecha 09/07/2009, ya que la producción esperada era de 450 bbl.



Fuente: Andes Petroleum

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL POZO MARIANN_29

El pozo Mariann_29, productor de la arena UInferior presenta una pérdida de producción después de ser completado en la fecha 15/06/2009, ya que la producción esperada era de 450 bbl.

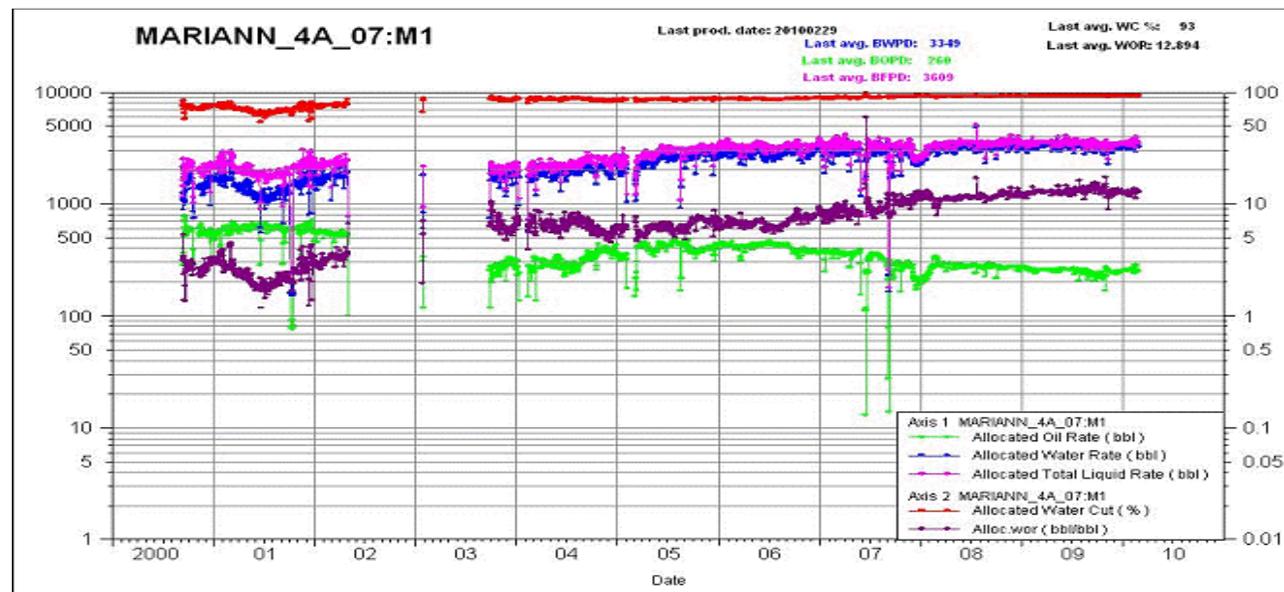


Fuente: Andes Petroleum

1.5. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO MARIANN_4A

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL POZO MARIANN_4A_07

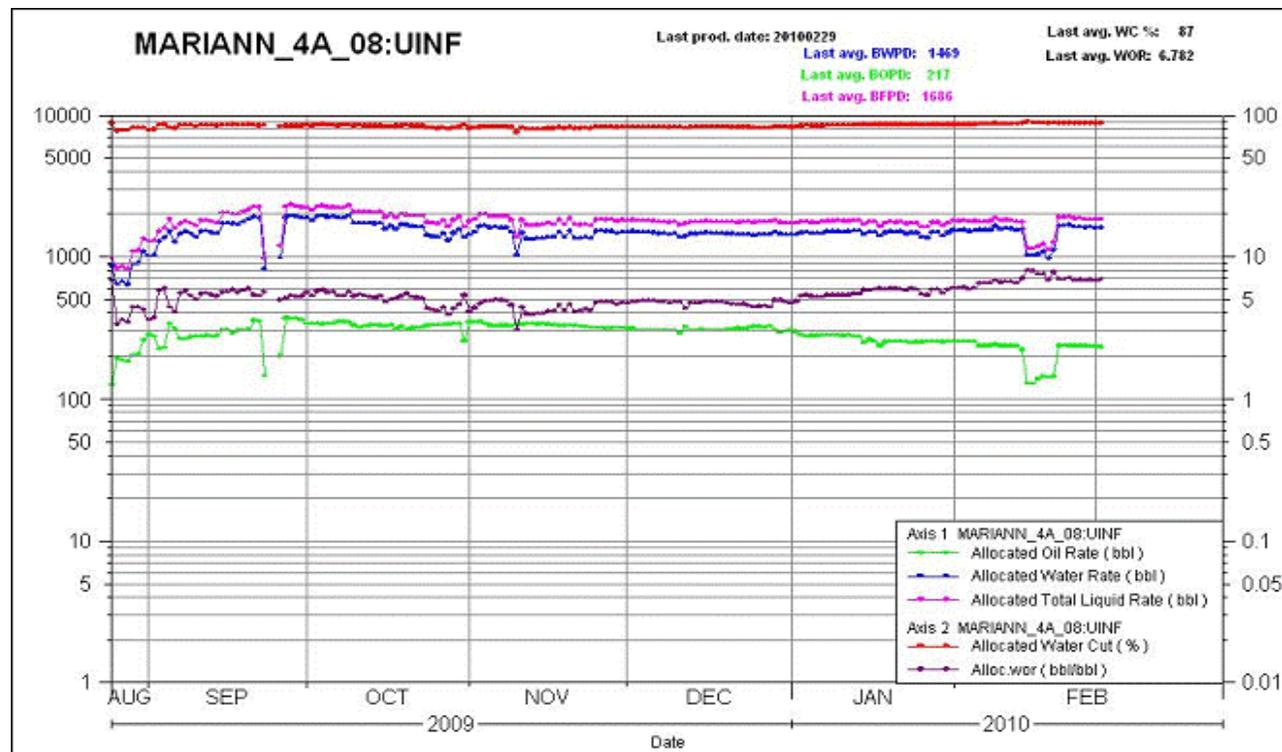
El pozo Mariann_4A_07, productor de la arena M1 presenta una declinación de producción después de ser intervenido con el reacondicionamiento # 4 en la fecha 06/06/2007.



Fuente: Andes Petroleum

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN EN EL POZO MARIANN_4A_08

El pozo Mariann_4A_08, productor de la arena UInferior presenta una pérdida de producción después de ser completado en la fecha 12/08/2009 ya que la producción esperada era de 426 bbl.



Fuente: Andes Petroleum

ANEXO 2

PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS QUÍMICAS

2.1. ALCALINIDAD: FILTRADO (Pf /Mf)

2.1.1. OBJETIVO

Determinar las cantidades de iones solubles que contribuyen a la alcalinidad en un fluido de perforación base agua.

Unidad: ml

Ejemplo:

P f = 0.3 ml de 0.02N (N/50) solución de ácido sulfúrico

M f = 1.3 ml de 0.02N (N/50) solución de ácido sulfúrico

2.1.2. EQUIPO

- Plato de titulación
- Pipeta de 1-ml
- Pipeta de 2-ml
- Pipeta de 5-ml
- Varilla agitadora
- Agua destilada
- 0.02N (N/50) solución de ácido sulfúrico
- Solución indicadora de fenolftaleína
- Solución indicadora de naranja de metilo

Nota: Como opción, usar solución indicadora de metil violeta o bromocresol verde.

2.1.3. PROCEDIMIENTO

1. Recoger una muestra de filtrado usando el método de filtrado API.
2. Pasar 1 ml del filtrado al plato de titulación usando la pipeta de 1-ml.
3. Agregar 10 a 15 gotas de solución indicadora de fenolftaleína en el plato de titulación.

Si...	Luego...
Hay un cambio de color,	Vaya al Paso 4.
No hay cambio de color,	P_f es cero. Vaya al Paso 6.

4. Agregar lentamente la solución de ácido sulfúrico en el plato de titulación (usando la pipeta de 2- ó de 5-ml) hasta que el color cambie de rosado o rojo al color del filtrado original.
5. Registrar como P_f la cantidad en ml de solución de ácido sulfúrico usada.
6. Agregar 10 a 15 gotas de solución de indicador metil naranja en la mezcla de filtrado.
7. Continuar dosificando con la solución de ácido sulfúrico hasta que el color cambie de naranja a rosado salmón.
8. Registrar la cantidad total de solución de ácido sulfúrico usada, incluyendo la cantidad del ensayo P_f , como valor M_f .
9. Calcular la concentración de iones de hidroxilo (OH^-), carbonato (CO_3^{2-}), y bicarbonato (HCO_3^-) usando la tabla siguiente.

Concentración, mg/L			
Criterios	OH^-	CO_3^{2-}	HCO_3^-
$P_f = 0$	0	0	$1,220 M_f$
$2P_f < M_f$	0	$1,200 P_f$	$1,220 (M_f - 2P_f)$
$2P_f = M_f$	0	$1,200 P_f$	0
$2P_f > M_f$	$340 (2P_f - M_f)$	$1,200 (M_f - P_f)$	0
$P_f = M_f$	$340 M_f$	0	0

Tabla 5-2: Cálculos de concentración. Usar estos cálculos para los iones de hidróxido (OH^-), carbonato (CO_3^{2-}), y bicarbonato (HCO_3^-) en fluidos de perforación base agua.

$$\begin{aligned} \text{Exceso de cal, lb/bbl} &= 0.26 \times [P_m - (P_f \times F_w)] \\ \text{Exceso de cal, kg/m}^3 &= 0.74 \times [P_m - (P_f \times F_w)] \end{aligned}$$

2.2. CONTENIDO DE CLORUROS

2.2.1. OBJETIVO

Determinar el contenido de cloruros de un fluido de perforación base agua o fluido de terminación/repación.

Nota: Si hay presente bromuro, se mostrará como cloruro usando este procedimiento de prueba.

Unidad: mg/l

Ejemplo: Cloruro = 15,000 mg/l

2.2.2. EQUIPO

- Plato de titulación
- Pipeta de 1-ml
- Pipeta de 10-ml
- Varilla agitadora
- Solución indicadora de cromato de potasio
- Solución ácido sulfúrico 0.02N (N/50)
- Solución indicadora de fenolftaleína
- Agua destilada
- 0.0282N (1 ml = 0.001g Cl⁻/ml) ó 0.282N (1 ml = 0.01g Cl⁻/ml) solución de nitrato de plata (AgNO₃)

Si se está probando un ...	Usar...
Sistema de agua dulce	0.0282N AgNO ₃
Sistema de agua salada	0.282N AgNO ₃

2.2.3. PROCEDIMIENTO

1. Recoger muestra de filtrado usando el método de filtrado API.
2. Transferir 1 ml o más de filtrado al plato de titulación. Tomar nota del color del filtrado para el Paso 6.
3. Agregar 20 a 50 ml de agua destilada al filtrado del plato de titulación.
4. Agregar 10 a 15 gotas de solución indicadora de fenolftaleína.

Si...	Luego...
El color cambia a rosado o rojo,	Ir al Paso 5.
No se observa cambio de color,	Ir al Paso 6.

5. Agregar lentamente la solución de ácido sulfúrico en el plato de titulación hasta que el color cambie de rosado o rojo al color original.
6. Agregar de 5 a 10 gotas de solución indicadora de cromato de potasio.
7. Llenar la pipeta de 10-ml con la solución de nitrato de plata.
8. Agregar la solución de nitrato de plata en el plato de titulación hasta que el color cambie de amarillo a naranja o naranja-rojo.
9. Registrar la cantidad en ml de solución de nitrato de plata usada.
10. Calcular el contenido en cloruro usando la tabla que sigue.

Si se usa...	Los mg/L de contenido en cloruro son...
0.0282N AgNO ₃	$(1,000 \times \text{mL } 0.0282\text{N AgNO}_3) \div \text{mL filtrado}$
0.282N AgNO ₃	$(10,000 \times \text{mL } 0.282\text{N AgNO}_3) \div \text{mL filtrado}$

11. Calcular la concentración de sal en el fluido usando la tabla que sigue.

Si la sal es...	Los mg/L de sal son...
Sal de mar	$1.804 \times \text{mg/L Cl}^-$
Cloruro de sodio (NaCl)	$1.648 \times \text{mg/L Cl}^-$
Cloruro de potasio (KCl)	$2.103 \times \text{mg/L Cl}^-$
Cloruro de calcio (CaCl_2)	$1.565 \times \text{mg/L Cl}^-$

Nota: La concentración de sal en lb/barril se puede calcular usando la fórmula siguiente: $\text{lb/bl sal} = \text{mg/l sal} \times 3.505 \times 10^{-4}$.

12. Calcular peso específico de salmuera usando la tabla siguiente.

Si la sal es...	El peso específico de la salmuera será...
Sal de mar	$0.998 + (1.359 \times 10^{-6}) (\text{mg/L Cl}^-) - (1.643 \times 10^{-12}) (\text{mg/L Cl}^-)^2$
Cloruro de sodio (NaCl)	$0.998 + (1.142 \times 10^{-6}) (\text{mg/L Cl}^-) - (4.926 \times 10^{-13}) (\text{mg/L Cl}^-)^2$
Cloruro de potasio (KCl)	$0.998 + (1.312 \times 10^{-6}) (\text{mg/L Cl}^-) - (5.970 \times 10^{-13}) (\text{mg/L Cl}^-)^2$
Cloruro de calcio (CaCl_2)	$0.998 + (1.243 \times 10^{-6}) (\text{mg/L Cl}^-) - (3.715 \times 10^{-13}) (\text{mg/L Cl}^-)^2$

13. Calcular el % de sal en volumen usando la tabla siguiente.

Si la sal es...	El porcentaje de sal en volumen es (% de sólidos disueltos en volumen)...
Sal de mar	$[7.368 \times 10^{-6} + 4.804 \times 10^{-7} \times (\text{mg/L Cl}^-) + 1.401 \times 10^{-12} \times (\text{mg/L Cl}^-)^2] \times \% \text{ de agua en volumen}$
Cloruro de sodio (NaCl)	$[-3.025 \times 10^{-4} + 5.068 \times 10^{-7} \times (\text{mg/L Cl}^-) + 4.96 \times 10^{-13} \times (\text{mg/L Cl}^-)^2] \times \% \text{ de agua en volumen}$
Cloruro de potasio (KCl)	$[-2.479 \times 10^{-4} + 7.922 \times 10^{-7} \times (\text{mg/L Cl}^-) + 6.011 \times 10^{-13} \times (\text{mg/L Cl}^-)^2] \times \% \text{ de agua en volumen}$
Cloruro de calcio (CaCl_2)	$[-5.538 \times 10^{-4} + 3.181 \times 10^{-7} \times (\text{mg/L Cl}^-) + 3.795 \times 10^{-13} \times (\text{mg/L Cl}^-)^2] \times \% \text{ de agua en volumen}$

2.3. DUREZA DEL CALCIO

2.3.1. OBJETIVO

Determinar la concentración de iones del calcio en un fluido base agua.

Nota: Si hay presencia de zinc, aparecerá como calcio usando este procedimiento.

Unidad: mg/l

Ejemplo: Concentración de calcio = 300 mg/l

2.3.2. EQUIPO

- Plato de titulación
- Pipeta de 5-ml
- Pipeta de 1-ml
- Cilindro graduado de 50-ml
- Solución tituladora de dureza total (THTS) en concentraciones de 2-, 20-, ó 200-epm
- Solución amortiguadora de calcio
- Polvo indicador CalVer II
- Agua destilada

2.3.3. PROCEDIMIENTO

1. Recoger una muestra de filtrado usando el método de filtrado API.
2. Agregar de 20 a 50 ml de agua destilada en el plato de titulación.
3. Agregar 5 gotas de solución amortiguadora de calcio.
4. Agregar 0.25 a 0.5 g de polvo indicador CalVer II.

Si...	Luego...
Aparece un color rojo o violeta,	Ir al Paso 5.
Aparece un color azul,	Ir al Paso 6.

5. Dosificar lentamente con el THTS hasta que el color cambie de rojo o violeta a azul.
6. Transferir 1 ml o más de filtrado al plato de titulación usando una pipeta.

Si...	Luego...
Aparece un color rojo o violeta,	Ir al Paso 7.
Se mantiene el color azul o gris,	El mL del THTS es cero. Ir al Paso 9.

7. Dosificar lentamente con el THTS hasta que el color cambie de rojo o violeta a azul, gris o verde.
8. Registrar el volumen de THTS requerido para dosificar el filtrado hasta el punto final.
9. Calcular la concentración de calcio en mg/l.

Si...	Luego...
Se usaron 2-epm de THTS,	$(\text{mL THTS} \times 40) / \text{mL filtrado} = \text{mg/L dureza como calcio}$
Se usaron 20-epm de THTS,	$(\text{mL THTS} \times 400) / \text{mL filtrado} = \text{mg/L dureza como calcio}$
Se usaron 200-epm de THTS,	$(\text{mL THTS} \times 4,000) / \text{mL filtrado} = \text{mg/L dureza como calcio}$

2.4. DUREZA TOTAL

2.4.1. OBJETIVO

Determinar la dureza total de un fluido de perforación base agua.

Nota: Los iones bivalentes, tales como el magnesio, zinc, calcio y otros, contribuirán a la dureza total.

Unidad: mg/l

Ejemplo: Dureza total = 80 mg/l como calcio

2.4.2. EQUIPO

- Plato de titulación
- Dos pipetas de 1-ml
- Cilindro graduado de 50-ml
- Agua destilada.
- Solución tituladora de dureza total (THTS) en concentraciones de 2-, 20-, 200-epm.
- Solución Versenato compensadora de dureza.
- Solución Versenato indicadora de dureza.

2.4.3. PROCEDIMIENTO

1. Recoger una muestra de filtrado usando el método de filtrado API.
2. Agregar aproximadamente 20 a 50 ml de agua destilada en el plato de titulación.
3. Agregar 10 a 15 gotas de solución Versenato amortiguadora de dureza en el plato de titulación.
4. Agregar 10 a 15 gotas de solución Versenato indicadora de dureza en el plato de titulación.

Si...	Luego...
Aparece un color rojo o violeta,	Ir al Paso 5.
Aparece un color azul,	Ir al Paso 6.

5. Dosificar lentamente con el THTS hasta que el color cambie de rojo o violeta a azul.
6. Transferir 1 ml o más de filtrado al plato de titulación usando una pipeta.

Si...	Luego...
Aparece un color rojo o violeta,	Ir al Paso 7.
El color azul se mantiene,	El mL del THTS es cero. Ir al Paso 9.

7. Dosificar lentamente con el THTS hasta que el color cambie de rojo o violeta a azul, gris o verde.
8. Registrar el volumen de THTS requerido para dosificar el filtrado hasta el punto final.
9. Calcular el contenido de dureza total en mg/l.

Si...	Luego...
Se usaron 2-epm de THTS,	$(\text{mL THTS} \times 40) / \text{mL filtrado} = \text{mg/L dureza como calcio}$
Se usaron 20-epm de THTS,	$(\text{mL THTS} \times 400) / \text{mL filtrado} = \text{mg/L dureza como calcio}$
Se usaron 200-epm de THTS,	$(\text{mL THTS} \times 4,000) / \text{mL filtrado} = \text{mg/L dureza como calcio}$

2.5. DETERMINACIÓN DEL PH

2.5.1. OBJETIVO

Determinar el pH de un fluido de perforación base agua o fluido de terminación/reparación, usando el método del medidor.

Unidad: pH

Ejemplo: pH = 9.5

2.5.2. EQUIPO

- Medidor de pH con electrodo
- Termómetro
- Soluciones amortiguadoras de pH (pH 7 y pH 10)
- Agua destilada

2.5.3. PROCEDIMIENTO

1. Recoger una muestra de fluido.
2. Dejar que la muestra de fluido y las soluciones amortiguadoras alcancen la temperatura ambiente.
3. Sumergir un termómetro limpio en las soluciones amortiguadoras pH 7 y medir la temperatura.
4. Ajustar el control de temperatura del medidor de pH a la temperatura de la solución amortiguadora.
5. Limpiar la punta de prueba con agua destilada y secarla con un paño suave que no tenga pelusa.
6. Sumergir la punta de prueba en la solución amortiguadora pH 7.
7. Dejar que la lectura se estabilice.
8. Fijar el medidor de pH para que marque 7.00 usando la perilla estandarizada.
9. Enjuagar con agua destilada y secar la punta de prueba.
10. Repetir los Pasos 6 y 7 sustituyendo la solución amortiguadora pH 7 por solución amortiguadora pH 10.
11. Ajustar a 10.00 la lectura del medidor usando la perilla de ajuste.

12. Controlar el medidor con la solución amortiguadora pH 7.
13. Enjuagar la punta de prueba con agua destilada y secarla.
14. Controlar nuevamente la calibración mediante repetición de los Pasos 6 al 10.

Nota: Si no se puede calibrar el medidor, reemplazar los electrodos y empezar de nuevo el procedimiento usando soluciones amortiguadoras frescas.
15. Enjuagar con agua destilada y secar la punta de prueba.
16. Sumergir la punta de prueba en la muestra que se va a probar, y revolver.
17. Parar de revolver (después de 10-20 segundos) y esperar a que la lectura se estabilice.
18. Registrar el pH con aproximación de 0.1 de la unidad.

ANEXO 3
PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS FÍSICAS

3.1. DENSIDAD: BALANZA DE LODO BAJO PRESIÓN, FANN

3.1.1. OBJETIVO

Medir la densidad de un fluido con una balanza de lodo bajo presión.

Unidades

lbs/gal, lbs/pie³, g/cm³.

Ejemplo: Densidad del fluido de perforación = 12 lbs/gal.

3.1.2. EQUIPO

- Fann (balanza convertible para densidad).
- Jarra de lodo graduada de 1 cuarto de galón (946 ml).
- Termómetro: 32 a 220°F (0 a 104°C).

3.1.3. PROCEDIMIENTO

1. Recoger una muestra de fluido.
2. Colocar el pedestal de base o el estuche portador sobre una superficie plana, bien horizontal.
3. Medir y registrar la temperatura de la muestra, luego trasvasar la muestra a la taza de la balanza, llenando hasta entre 1/4 y 1/8 de pulgada del tope. Dar varios golpes contra el costado de la copa para desprender cualquier burbuja de aire o gas que pudiera haber quedado atrapada.
4. Poner la tapa sobre la taza con la válvula de retención hacia abajo, es decir, en la posición de abierta.

Nota: Parte de la muestra del ensayo puede ser expulsada a través de la válvula.

5. Enjuagar la balanza y la boca de presurización con agua, aceite base o

solvente y secar.

6. Deslizar la envoltura de la copa hasta por encima de la misma desde abajo, alineando la ranura con el brazo de la balanza. Enroscar la traba sobre la tapa presurizable y ajustar bien fuerte con la mano para asegurar que la tapa presurizable esté completamente asentada.
7. Llenar la bomba de presurización con la muestra a ensayar.
8. Empujar la nariz de la bomba contra la boca de presurización de la tapa.
9. Presurizar la taza con la muestra manteniendo una fuerza hacia abajo sobre la envoltura del cilindro. Al mismo tiempo, forzar la perilla hacia abajo, con una fuerza de entre 50 y 70 lbs y soltar la envoltura del cilindro. Remover la bomba.

Nota: La válvula de retención en la tapa es accionada a presión. Cuando hay presión en la taza, la válvula de retención es empujada hacia arriba a la posición de cerrada.

10. Limpiar la balanza desde la parte de afuera de la taza y de la tapa. Secar cualquier exceso de agua, aceite base o solvente.
11. Calzar el borde afilado de la balanza en el eje y equilibrar el conjunto moviendo el cursor a lo largo del brazo.

Nota: La balanza de lodo está nivelada cuando la línea en el vidrio del visor está centrada sobre la burbuja.

12. Registrar la densidad del costado del cursor más próximo a la taza de la balanza. Reportar la medición con una precisión de 0.1 lbs/gal, 1 lb/pie³, 0.01 g/cm³, ó 10.0 lbs/pulg²/1,000 pies.
13. Reconectar el conjunto de émbolo vacío y empujar hacia abajo el cuerpo del cilindro para soltar la presión dentro de la taza.

14. Remover la tapa presurizable con cuidado de no derramar la muestra, luego sacar la muestra. Limpiar y secar todas las partes de la balanza a la mayor brevedad posible.

3.2. MEDICIÓN DE LA TURBIDEZ

3.2.1. OBJETIVO

Medir la turbidez de un fluido de completación y reacondicionamiento usando el nefelómetro o turbidímetro.

Unidades

NTU

Ejemplo: 35 NTU

3.2.2. EQUIPO

- Turbidímetro o Nefelómetro.

3.2.3. PROCEDIMIENTO

- Tomar una muestra de fluido.
- Colocar la muestra del fluido hasta llenar el porta-muestra.
- Colocar el porta-muestra en el turbidímetro.
- Encender el turbidímetro y regular la escala a medir (10, 100, 1000).
- Registrar la lectura observada en el turbidímetro dada en NTU.

ANEXO 4

PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD

4.1. PREPARACIÓN DE LA MUESTRA

Se recibe la muestra de crudo proveniente del campo, del cual se realiza mezclas 25/75%, 50/50% y 75/25% volumen de crudo – volumen de cada una de las salmueras de Formiato de Sodio y Cloruro de Potasio, todas de peso de 8.4 lpb. A cada una de las mezclas con crudo antes señaladas se procede a realizar las pruebas agregando de 0.025% a 0.6% en volumen de ANTIEMULSIONANTE.

Para la realización de las pruebas de compatibilidad se realiza la mezcla en un volumen de 50ml entre los dos fluidos, para su posterior análisis de resultados llevados a una relación del 100%.

Las salmueras se filtran usando el equipo de medición de filtrado API antes de realizar las pruebas de compatibilidad.

4.2. PROCEDIMIENTO DE COMPATIBILIDAD

Se realizan las mezclas. Las pruebas se realizan mezclando cada uno de los crudos con cada una de las salmueras y la solución rompedora.

Se agitan durante un minuto con el HAMILTON.

Se observa el rompimiento de la emulsión creada para cada una de las mezclas las cuales se sometieron a baño maría a 190 °F durante 30 minutos.