

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Optimización del fluido de completación para reacondicionamientos de pozos
en el Bloque 18-Palo Azul

PROYECTO INTEGRADOR

Previo a la obtención del Título de:

Ingeniero en Petróleo

Presentado por:

Andrés Ramiro Larco Sanipatin

Cristian Gonzalo Montesdeoca Remache

GUAYAQUIL-ECUADOR

Año: 2019

DEDICATORIA

A Dios mi padre celestial, que me acompaña siempre y me levanta de mi continuo tropiezo forjando mi camino.

A mis padres, Gonzalo Ramiro Larco Puga y Mónica Patricia Sanipatín Torres, por brindarme todo su apoyo incondicional e inspiración en alcanzar tan anhelada meta como es la culminación de mi carrera.

A mis tías Silvana, Hirma y Magdalena, por brindarme todo su apoyo al inicio y fin de mi carrera, llenándome de alegría en los momentos más difíciles.

A mi hermana Jennifer y a mi abuelita Patricia, por estar siempre presentes en las situaciones más difíciles y brindarme esos momentos de apoyo incondicional.

Andrés Ramiro Larco Sanipatín

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Dios, por su infinito amor y bondad para culminar mis estudios universitarios.

A mis padres, Gonzalo Melecio Montesdeoca Obaco y Enma Beatriz Remache Quintuña; por todo su apoyo incondicional, cariño y económico. Sin ustedes no sería posible la culminación de mi carrera. Esto es por ustedes y para ustedes.

A mi hermana que siempre me apoyo en los momentos oportunos y brindándome toda su comprensión en este tiempo de vida universitaria.

A Sofi por todo su cariño y comprensión.

A mi familia que siempre tuvo palabras de aliento para que continúe, a la finalización de la carrera.

Cristian Gonzalo Montesdeoca Remache

AGRADECIMIENTOS

A la Escuela Superior Politécnica del Litoral, Facultad Ciencias de la Tierra, por darnos la oportunidad de realizar los estudios de tercer nivel en tan prestigiosa institución educativa.

Agradecimiento especial, a las empresas PETROAMAZONAS EP y DYNADRILL S.A por brindarnos toda la facilidad para el desarrollo de nuestro proyecto, de manera especial al Ing. Nilo Morales por impartirnos sus conocimientos de la manera más cordial y desinteresada, generando en nosotros un impacto positivo para la realización del mismo.

A todos los profesores de Espol que aportaron positivamente para ampliar nuestros conocimientos como profesionales; especialmente al Ing. Fernando Sagnay y Ing. Danilo Arcentales, por instruirnos en la realización del proyecto integrador.

Andrés Ramiro Larco Sanipatín

Cristian Gonzalo Montesdeoca Remache

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Andres Ramiro Larco Sanipatin, Cristian Gonzalo Montesdeoca Remache y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la propiedad intelectual”

Andres Ramiro Larco Sanipatin

Cristian Gonzalo Montesdeoca Remache

EVALUADORES

MSc. Danilo Andrés Arcenales Bastidas

Profesor de la materia

MSc. Fernando Javier Sagnay Sares

Profesor de la materia

MSc. Xavier Ernesto Vargas Gutierrez

Profesor tutor

RESUMEN

Objetivo: Determinar el fluido óptimo de completación mediante pruebas de emulsión realizadas en laboratorio para minimizar y prevenir el daño de formación en el Campo Palo Azul.

Metodología: Estudio analítico de campo y bibliográfica. El estudio central se lo realizó en el campo Palo Azul perteneciente al Bloque 18, actualmente operado por Petroamazonas EP. Se revisó toda la información de fluidos de completación y los diferentes aditivos que lo componen para analizar el porcentaje de las concentraciones en el fluido de completación. Para la selección del fluido óptimo de completación del campo, se realizará un estudio con el fluido de completación convencional que actualmente se está trabajando en el campo, conjuntamente con la implementación de la nanotecnología en el fluido de control. De tal forma que, debido a existir la experiencia de haber realizado un control de pozo con esta tecnología, específicamente en el pozo PLAB 036-H, se contrastará los resultados de este control con otros controles de pozos realizados en la misma arena, posteriormente se analizará el historial de producción antes y después del control de pozo en porcentajes, para determinar el fluido óptimo de completación para el campo Palo Azul Bloque 18.

Análisis y resultados: En el año 2018 se realizaron 19 trabajos de reacondicionamientos en el campo Palo Azul, en los cuales 18 de ellos se utilizó fluido de control con química normal y 1 pozo con fluido de control nanotecnología. Con fluido de completación normal, se obtuvo 13 trabajos exitosos y 5 trabajos no exitosos. En el único trabajo de reacondicionamiento que se utilizó la nanotecnología como aditivo principal en el fluido de completación, fue exitoso. Las pruebas de emulsión con nanotecnología realizadas a diferentes pozos del campo Palo Azul determinan que se obtiene una mejor separación de fluidos en el tiempo, calidad de la interfaces o interfaces bien definidas (para evitar microemulsiones), fase de agua libre de petróleo. Con respecto a la mojabilidad de la roca si se encuentra adherida al petróleo la cambia al agua, este fenómeno físico sucede cuando la nanotecnología ingrese a través de los poros, sin causar emulsiones de petróleo y agua. La tasa de penetración de un fluido de completación con nanotecnología es mayor que un

fluido convencional, esto se ve reflejado en el aumento de producción de fluidos ya que limpia la formación.

Conclusiones: La inclusión de la nanotecnología en la industria petrolera trae consigo un enorme potencial para encontrar soluciones en la producción de hidrocarburos, aumentar la recuperación de yacimientos de petróleo y abrir nuevos caminos para la creación de nuevos productos que aportarán al cambio positivo de la industria. Con la nanotecnología se puede observar una mejora en la interfase en donde se forman las microemulsiones, y las paredes del frasco de vidrio están libres de petróleo. Esto significa que el BSW no va a variar y la producción del pozo, puede incrementarse una vez que el pozo entre a producción.

Palabras claves: Fluido de control, daño de formación, pruebas de emulsión, producción.

ABSTRACT

Objective: Determine the optimal finishing fluid by emulsion tests in the laboratory to minimize and prevent damage to the formation in the Palo Azul field.

Methodology: Analytical study of field and bibliography. The central study was carried out in the Palo Azul field belonging to Block 18, currently operated by Petroamazonas EP. We reviewed all the information of completion fluids and the different additives that compose it to analyze the percentage of the concentrations in the completion fluid. For the selection of the optimum fluid for completion of the field, a study will be carried out with the conventional completion fluid that is currently being worked in the field, together with the implementation of nanotechnology in the control fluid. In such a way that due to the experience of having performed a well control with this technology specifically in the PLAB 036-H well, the results of this control will be contrasted with other well controls carried out in the same sand, afterwards the production history before and after the well control in percentages, to determine the optimum completion fluid for the Palo Azul field.

Analysis and results: In 2018, 19 reconditioning works were carried out in the Palo Azul field, in which 18 of them used control fluid with normal chemistry and 1 well with nanotechnology control fluid. With normal completion fluid, 13 successful and 5 unsuccessful jobs were obtained. In the only work of reconditioning that nanotechnology was used as the main additive in the completion fluid, it was successful. Nanotechnology emulsion tests performed at different wells in the Palo Azul field determine that a better separation of fluids is obtained over time, quality of interfaces or well-defined interfaces (to avoid microemulsions), oil-free water phase. With regard to the wettability of the rock if it is adhered to the oil, it changes it to water, this physical phenomenon happens when the nanotechnology enters through the pores, without causing oil and water emulsions. The penetration rate of a completion fluid with nanotechnology is greater than a conventional fluid, this is reflected in the increase in fluid production since it cleans the formation.

Conclusions: The inclusion of nanotechnology in the oil industry brings enormous potential to find solutions in the production of hydrocarbons, increase the recovery of oil deposits and open new paths for the creation of new products that will contribute to the positive change of

the industry. With nanotechnology you can see an improvement in the interface where the micro emulsions are formed, and the walls of the glass jar are free of oil. This means that the BSW will not vary and well production can increase once the well enters production.

Keywords: *Control fluid, formation damage, emulsion tests, production.*

ÍNDICE GENERAL

CONTENIDO	Página
PÁGINAS PRELIMINARES	
RESUMEN	I
<i>ABSTRACT</i>	iii
ÍNDICE GENERAL.....	v
ABREVIATURAS	viii
SIMBOLOGÍA.....	ix
ÍNDICE DE FIGURAS.....	x
ÍNDICE DE TABLAS	xiii
CAPÍTULO 1	
1 INTRODUCCIÓN.....	8
1.1 Descripción del problema	9
1.2 Justificación del problema	9
1.3 Objetivos.....	10
1.3.1 Objetivo General.....	10
1.3.2 Objetivos Específicos	10
1.4 Marco Teórico	10
1.4.1 Descripción del área de estudio.....	10
1.4.2 Geología estructural del área de estudio.....	12
1.4.3 Reacondicionamiento y completación de pozo	17
1.4.4 Fluido de completación.....	19
1.4.5 Nanotecnología.....	27
1.4.6 Propiedades del fluido de formación.....	29

1.4.7	Propiedades petrofísicas del reservorio.....	31
1.4.8	Daño a la formación productora.....	36

CAPÍTULO 2

2	Metodología.....	38
2.1	Tipo de estudio.....	38
2.1.1	Revisión analítica.....	38
2.1.2	Recolección de datos in situ.....	38
2.1.3	Referencias bibliográficas	38
2.2	Procedimiento de recolección de información	39
2.3	Descripción general	39
2.3.1	Fluido de completación.....	40
2.4	Estado actual del área de estudio	41
2.5	Limitación del campo de estudio	43
2.6	Propiedades petrofísicas del fluido y petrofísicas del campo de estudio.....	44
2.6.1	Propiedades de fluidos	44
2.6.2	Propiedades petrofísicas del reservorio de la formación Hollín.....	45

CAPÍTULO 3

3	RESULTADO Y ANÁLISIS.....	46
3.1	Criterio para la selección del fluido óptimo	46
3.2	Reacondicionamiento de pozo	47
3.3	Fluido de completación que se usa en el campo Palo Azul	50
3.4	Pozos productores con pérdida de producción.....	51
3.5	Pruebas de emulsión al fluido de completación sin nanotecnología.....	55
3.5.1	Fluido de completación PLAB-036.....	55

3.6	Pruebas de emulsión del fluido de completación con nanotecnología	68
3.6.1	Fluido de completación PALC-038.....	68
3.6.2	Fluido de control PLAD-028H.....	71
3.6.3	Fluido de control PLAD-015	74
3.6.4	Fluido de control PLAC-04	76
3.6.5	Fluido de control PLAC-017	78
3.6.6	Fluido de control PLAD-034H.....	81
3.6.7	Fluido de control PLAC-013	84
3.6.8	Fluido de control PLAA-016	86
3.6.9	Fluido de control PLAD-033	89
3.6.10	Fluido de completación PLAB-036.....	91
3.7	Análisis litológico de la formación Hollín del campo Palo Azul	94
3.8	Análisis de toma de decisión	95
CAPÍTULO 4		
4	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	100
4.1	Conclusiones.....	100
4.2	Recomendaciones	101
BIBLIOGRAFÍA		32

ABREVIATURAS

ESPOL Escuela Superior Politécnica del Litoral

API American Petroleum Institute

EP Empresa Pública

WO Trabajo de Reacondicionamiento

CA Compañía Anónima

BSW Basic Rediment Water

SA Sociedad Anónima

PLA Palo Azul

SIMBOLOGÍA

pH	Potencial de hidrógeno
bbbl	Barriles
BPPD	Barriles de petróleo por día
BFPD	Barriles de fluido por día
k	Permeabilidad
K	Potasio
Ca	Calcio
\emptyset	Porosidad
km	Kilómetros
P_c	Presión capilar
P	Presión
σ	Tensión interfacial
r	Radio
lpg	Gas licuado de petróleo
Q	Caudal
L	Longitud
gpt	Galón por mil
GE	Gravedad específica
Nro	Número

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Mapa de ubicación Bloque 18-Palo Azul [Petroamazonas EP, 2018]	11
Figura 1.2. Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente [Baby, Rivadeneria, & Barragán]	13
Figura 1.3. Mapa estructural del Bloque 18-Palo Azul [Petroamazonas EP, 2018].....	14
Figura 1.4. Estratigrafía de la formación Hollín [Petroamazonas EP, 2018]	15
Figura 1.5. Escala de pH [Hopp,2005].....	26
Figura 1.6. Pruebas de emulsion. [Dynadrill Ecuador C.A., 2018].....	27
Figura 1.7. Ejemplos de nanoescala [Cruz, 2013].....	28
Figura 1.8. Permeabilidad [Montilla, 2010]	32
Figura 1.9. Porosidad [Montilla, 2010]	33
Figura 1.10. Tipos de mojabilidad roca/crudo/agua [Slumberger oilfield glosasary, 2007].	35
Figura 3.1. Historial de producción pozo Palo Azul-06 [Petroamazonas E.P., 2018]	52
Figura 3.2 Historial de producción pozo Palo Azul-12 [Petroamazonas E.P., 2018]	53
Figura 3.3 Historial de producción pozo Palo Azul-033H [Petroamazonas E.P., 2018].....	54
Figura 3.4. Resultado de la prueba 01 y 02 del PLAB-036 [Dynadrill S.A., 2018]	56
Figura 3.5. Resultado de la mezcla prueba 01 del PLAC-038 [Dynadrill S.A., 2018]	57
Figura 3.6. Resultado de la mezcla prueba 06 del PLAD-028 [Dynadrill S.A., 2018]	59
Figura 3.7. Resultado de la mezcla prueba 11 del PLAD-015 [Dynadrill S.A., 2018]	60
Figura 3.8. Resultado de la mezcla prueba 16 del PLAC-004 [Dynadrill S.A., 2018]	61
Figura 3.9. Resultado de la mezcla prueba 21 del PLAC-017 [Dynadrill S.A., 2018]	63
Figura 3.10. Resultado de la mezcla prueba 26 del PLAD-034 [Dynadrill S.A., 2018]	64
Figura 3.11. Resultado de la mezcla prueba 26 del PLAC-033 [Dynadrill S.A., 2018]	65
Figura 3.12. Resultado de la mezcla prueba 36 del PLAA-016 [Dynadrill S.A., 2018]	67
Figura 3.13. Resultado de la mezcla prueba 41 del PLAD-033 [Dynadrill S.A., 2018]	68
Figura 3.14. Resultado de la mezcla pruebas 02, 03, 04 y 05 de fluido de completación con nanotecnología del PLAC-038 [Dynadrill S.A., 2018].....	70
Figura 3.15. Resultado de la mezcla pruebas 07, 08, 09 y 10 de fluido de completación con nanotecnología del PLAD-028H [Dynadrill S.A., 2018].....	72

Figura 3.16. Resultado de la mezcla pruebas 07, 08 y 09 de fluido de completación con surfactante “I” del PLAD-028H [Dynadrill S.A., 2018].....	73
Figura 3.17. Resultado de la mezcla pruebas 12, 13 y 14 de fluido de completación con nanotecnología del PLAD-015 [Dynadrill S.A., 2018].....	75
Figura 3.18. Resultado de la mezcla pruebas 17, 18, 19 y 20 de fluido de completación con nanotecnología del PLAC-004 [Dynadrill S.A., 2018].....	77
Figura 3.19. Resultado de la mezcla prueba 22, 23, 24 y 25 de fluido de completación con nanotecnología del PLAC-017 [Dynadrill S.A., 2018].....	79
Figura 3.20. Resultado de la mezcla pruebas 22, 23, 24 y 25 de fluido de completación con surfactante distinto PLAC-017 [Dynadrill S.A., 2018].....	80
Figura 3.21. Resultado de la mezcla pruebas 23 y 24 de fluido de completación con surfactante diferente PLAC-017 [Dynadrill S.A., 2018]	80
Figura 3.22. Resultado de la mezcla pruebas 27, 28, 29 y 30 de fluido de completación con nanotecnología del PLAD-034H [Dynadrill S.A., 2018].....	83
Figura 3.23. Resultado de la mezcla pruebas 37, 38, 39 y 40 de fluido de completación con nanotecnología del PLAC-013 [Dynadrill S.A., 2018].....	85
Figura 3.24. Resultado de la mezcla pruebas 37, 38, 39 y 40 de fluido de completación con nanotecnología del PLAA-016 [Dynadrill S.A., 2018].....	87
Figura 3.25. Resultado de la mezcla pruebas 38, 39 y 40 de fluido de completación con nanotecnología del PLAA-016 [Dynadrill S.A., 2018].....	88
Figura 3.26. Resultado de la mezcla pruebas 42, 43, 44 y 45 de fluido de completación con nanotecnología del PLAD-033 [Dynadrill S.A., 2018].....	90
Figura 3.27. Resultado de la mezcla pruebas 03, 04, 06, 07 y 08 de fluido de completación con nanotecnología del PLAB-036 [Dynadrill S.A., 2018].....	92
Figura 3.28. Resultado de la mezcla pruebas 09 y 10 de fluido de completación con nanotecnología del PLAB-036 [Dynadrill S.A., 2018].....	93
Figura 3.29 Muestras de núcleos de PLA-002, PLA-004 y PLA-054.....	95
Figura 3.30. Inyección de nanotecnología a granos finos. (Cruz, 2013)	98
Figura 3.31. Tasa de penetración de fluidos.....	80
Figura 3.32. Muestra de fluido con nanotecnología	99

Figura 3.33. Muestra de núcleo. (Cruz, 2013).....	100
Figura 4.1. Pozos activos del campo Palo Azul.....	39
Figura 4.2. Pruebas de emulsión en laboratorio de Dynadrill S.A.	40

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Límites geográficos del campo Palo Azul [Larco A. & Montesdeoca C., 2019].	11
Tabla 1.2. Característica de rocas según permeabilidad [Montilla, 2010]	31
Tabla 1.3. Características de rocas según su porosidad. [Montilla, 2010]	32
Tabla 2.1. Metodología desarrollada por fases [Larco A. & Montesdeoca C., 2019]	40
Tabla 2.2. Estado actual de los pozos del Bloque 18-Palo Azul [Larco A. & Montesdeoca C., noviembre 2018]	41
Tabla 2.3. Pozos productores del campo Palo Azul de la arena Hollín [Larco A. & Montesdeoca C., 2019]	43
Tabla 2.4. Producción del Bloque 18-Palo Azul [Petroamazonas EP, 2018]	44
Tabla 2.5. Consumo de químicos diario del campo Palo Azul [Petroamazonas EP, 2018]	44
Tabla 2.6. Propiedades petrofísicas del reservorio Hollín [Petroamazonas EP, 2018]	45
Tabla 3.1. Reacondicionamientos realizados del 1 de enero del 2018 al 31 de octubre de 2018 [Petroamazonas EP,2018]	48
Tabla 3.2. Componentes químicos del Palo Azul-049H WO#05[Petroamazonas E.P., 2018]	50
Tabla 3.3. Componentes químicos del fluido de completación PLAD-033 [Petroamazonas E.P., 2018]	51
Tabla 3.4. Pozos con pérdida de producción [Larco A. & Montesdeoca C., 2019]	51
Tabla 3.5. Componentes químicos del fluido de completación PLAS-012 [Petroamazonas E.P.,2018]	53
Tabla 3.6. Componentes químicos de la prueba 01 y 02 del PLAB-036 [Dynadrill S.A., 2018]	55
Tabla 3.7. Resultado de la prueba 01 y 02 sin nanotecnología del PLAB-036 [Dynadrill S.A., 2018]	55
Tabla 3.8. Componentes químicos del fluido de completación PLAD-038 [Dynadrill S.A., 2018]	57
Tabla 3.9. Resultado de la prueba 01 sin nanotecnología del PLAD-038 [Dynadrill S.A., 2018]	57

Tabla 3.10. Componentes químicos del fluido de completación PLAD-028 [Dynadrill S.A., 2018]	58
Tabla 3.11. Resultado de la prueba 06 sin nanotecnología del PLAD-028 [Dynadrill S.A., 2018]	58
Tabla 3.12 . Componentes químicos del fluido de completación PLAD-015 [Dynadrill S.A., 2018]	59
Tabla 3.13. Resultado de la prueba 11 sin nanotecnología del PLAD-015 [Dynadrill S.A., 2018]	60
Tabla 3.14. Componentes químicos del fluido de completación PLAC-004. [Dynadrill S.A., 2018]	61
Tabla 3.15. Resultado de la prueba 16 sin nanotecnología del PLAC-004 [Dynadrill S.A., 2018]	61
Tabla 3.16. Componentes químicos del fluido de completación PLAC-017 [Dynadrill S.A., 2018]	62
Tabla 3.17. Resultado de la prueba 21 sin nanotecnología PLAC-017 [Dynadrill S.A., 2018]	62
Tabla 3.18. Componentes químicos del fluido de completación PLAD-034 [Dynadrill S.A., 2018]	63
Tabla 3.19. Resultado de la prueba 26 sin nanotecnología del PLAD-034 [Dynadrill S.A., 2018]	64
Tabla 3.20. Componentes químicos del fluido de completación PLAC-013 Dynadrill S.A., 2018]	65
Tabla 3.21. Resultado de la prueba 31 sin nanotecnología del PLAC-013 [Dynadrill S.A., 2018]	65
Tabla 3.22. Componentes químicos de la prueba 36 del PLAD-016 [Dynadrill S.A., 2018]	66
Tabla 3.23. Resultado de la prueba 36 sin nanotecnología del PLAA-016 [Dynadrill S.A., 2018]	66
Tabla 3.24. Componentes químicos del fluido de completación PLAD-033 [Dynadrill S.A., 2018]	67

Tabla 3.25. Resultado de la prueba 41 sin nanotecnología del PLAD-033 [Dynadrill S.A., 2018]	68
Tabla 3.26. Componentes químicos de las pruebas 02, 03, 04 y 05 de fluido de completación con nanotecnología del PLAC-038 [Dynadrill S.A., 2018].....	69
Tabla 3.27. Resultado de las pruebas 02, 03, 04 y 05 de fluido de completación con nanotecnología del PLAC-038 [Dynadrill S.A., 2018].....	69
Tabla 3.28. Componentes químicos de las pruebas 07, 08, 09 y 10 de fluido de completación con nanotecnología del PLAD-028H [Dynadrill S.A., 2018]	71
Tabla 3.29. Resultado de las pruebas 07, 08, 09 y 10 de fluido de completación con nanotecnología del PLAD-028H [Dynadrill S.A., 2018].....	72
Tabla 3.30. Componentes químicos de las pruebas 12, 13, 14 y 15 de fluido de completación con nanotecnología del PLAD-015 [Dynadrill S.A., 2018].....	74
Tabla 3.31. Resultado de las pruebas 12, 13, 14 y 15 de fluido de completación con nanotecnología del PLAD-015 [Dynadrill S.A., 2018].....	75
Tabla 3.32. Componentes químicos de las pruebas 17, 18, 19 y 20 de fluido de completación con nanotecnología del PLAC-004 [Dynadrill S.A., 2018].....	76
Tabla 3.33. Resultado de las pruebas 17, 18, 19 y 20 de fluido de completación con nanotecnología del PLAC-004 [Dynadrill S.A., 2018].....	77
Tabla 3.34. Componentes químicos de las pruebas 22, 23, 24 y 25 de fluido de completación con nanotecnología del PLAC-017 [Dynadrill S.A., 2018].....	78
Tabla 3.35. Resultado de las pruebas 22, 23, 24 y 25 de fluido de completación con nanotecnología del PLAC-017 [Dynadrill S.A., 2018].....	79
Tabla 3.36 Componentes químicos de las pruebas 27, 28, 29 y 30 de fluido de completación con nanotecnología del PLAD-034H [Dynadrill S.A., 2018]	82
Tabla 3.37. Resultado de las pruebas 27, 28, 29 y 30 de fluido de completación con nanotecnología del PLAD-034H [Dynadrill S.A., 2018].....	82
Tabla 3.38. Componentes químicos de las pruebas 37, 38, 39 y 40 de fluido de completación con nanotecnología del PLAC-013 [Dynadrill S.A., 2018].....	84
Tabla 3.39. Resultado de las pruebas 37, 38, 39 y 40 de fluido de completación con nanotecnología del PLAC-013 [Dynadrill S.A., 2018].....	85

Tabla 3.40. Componentes químicos de las pruebas 37, 38, 39 y 40 de fluido de completación con nanotecnología del PLAA-016 [Dynadrill S.A., 2018]	86
Tabla 3.41. Resultado de las pruebas 37, 38, 39 y 40 de fluido de completación con nanotecnología del PLAA-016 [Dynadrill S.A., 2018]	87
Tabla 3.42. Componentes químicos de las pruebas 42, 43, 44 y 45 de fluido de completación con nanotecnología del PLAD-033 [Dynadrill S.A., 2018]	89
Tabla 3.43. Resultado de las pruebas 42, 43, 44 y 45 de fluido de completación con nanotecnología del PLAD-033 [Dynadrill S.A., 2018]	90
Tabla 3.44. Componentes químicos de las pruebas 03, 04, 06, 07 y 08 de fluido de completación con nanotecnología del PLAB-036 [Dynadrill S.A., 2018]	91
Tabla 3.45. Resultado de las pruebas 03, 04, 06, 07 y 08 de fluido de completación con nanotecnología del PLAB-036 [Dynadrill S.A., 2018]	92
Tabla 3.46. Historial de producción desde el 8 de agosto del 2018 hasta el 23 de agosto de 2018 del PLAB-036 [Dynadrill S.A., 2018]	94
Tabla 3.47. Criterios para la decisión del fluido de completación óptimo [Larco A. & Montesdeoca C., 2019]	97
Tabla 4.1 Composición química del fluido de completación. [[Larco A. & Montesdeoca C., 2019]	100

CAPÍTULO 1

1 INTRODUCCIÓN

La explotación petrolera se realiza desde varios años y es la fuente económica más importante del Ecuador; por lo que es de vital importancia aprovechar al máximo este recurso no renovable, obteniendo la mayor producción al menor costo posible. Las técnicas para obtener una mayor producción son optimización de la completación, selección optima del levantamiento artificial, punzonamiento o re-cañoneo, remoción de daño de la formación entre otros. Para llevar a cabo estas técnicas se necesita realizar un workover o reacondicionamiento de pozo.

Después de realizar estos trabajos en el pozo la formación puede sufrir daños provocando una disminución en la producción de petróleo, esto se da por diferentes factores como cambios en la mojabilidad de la roca, formación de emulsiones, migración de finos, hinchamiento de las arcillas etc. Para minimizar los daños en la formación es recomendable una buena selección del fluido de completación lo cual se lo hace mediante pruebas de compatibilidad.

Los problemas que causan una disminución en la producción de petróleo al realizar trabajos de reacondicionamiento han permitido plantear el siguiente trabajo de investigación con el objetivo de seleccionar un fluido de completación óptimo para minimizar el daño en la formación. Analizando información sobre los diferentes aditivos utilizados para la preparación de los fluidos de completación así, también de las características de los fluidos de yacimiento. Finalmente, estos fluidos deben ser compatibles para ser aplicados a los diferentes pozos de Bloque-18 Campo Azul.

Este proyecto integrador tiene como finalidad realizar un estudio cuantitativo (descriptivo/analítico) y de campo; a lo largo del tiempo necesario, para proporcionar un sistema eficiente en la descripción del fluido limpio que no afecte la formación productora, a emplear en los trabajos de reacondicionamiento que se realice en el campo Palo Azul-Bloque 18. Las pruebas de emulsión del fluido

de completación ayudan a determinar la relación que existe entre las características físicas y químicas del fluido de yacimiento y el fluido de completación, con el objetivo de obtener una mayor limpieza química y mecánica del pozo. Obteniendo una igual o mejor producción de petróleo al realizar un trabajo de reacondicionamiento de pozo ya que se reduce el daño de la formación.

1.1 Descripción del problema

En el campo petrolero se realiza trabajos de perforación o reacondicionamiento del pozo; donde, la formación puede sufrir daños al cañonear, en la cementación, estimulación, durante la perforación, cualquier trabajo que se realice en la formación productora.

En el reacondicionamiento del pozo se utiliza fluido de completación, el mismo que causa la pérdida total o parcial de la producción del Bloque 18-Palo Azul, debido al contacto directo que el fluido tiene con la zona productora. Su mala formulación química y su posterior utilización ha provocado que el fluido de completación tapone la arena, hinche las arcillas, cambie de mojabilidad la arena, micro emulsiones (por mala separación del crudo del pozo y el fluido incorporado en el pozo) durante el trabajo de reacondicionamiento al reservorio.

1.2 Justificación del problema

Este estudio tiene la finalidad de analizar el fluido de completación aplicado en los diferentes pozos del campo Palo Azul, mediante pruebas de compatibilidad entre el fluido de completación y el fluido de yacimiento, para minimizar el daño de formación ya que este provoca una reducción en la producción.

Las características de formulación para el fluido de completación son: peso, invasión al reservorio, arcillas o minerales activos presentes en la formación, para esto se requiere información del historial del yacimiento y los tratamientos

químicos realizados en pozos productores, con lo que se podrá determinar la concentración exacta de componentes químicos en el fluido de completación y obtener una óptima compatibilidad con los fluidos de completación.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Determinar el fluido óptimo de completación mediante pruebas de emulsión realizadas en laboratorio para minimizar y prevenir el daño de formación en el Campo Palo Azul.

1.3.2 Objetivos Específicos

1. Realizar un análisis cualitativo y cuantitativo del fluido de completación que actualmente se utiliza en el campo Palo Azul.
2. Determinar la factibilidad del fluido óptimo acorde con el hidrocarburo a producir en la arena Hollín para reducir el daño a la formación.
3. Realizar un análisis físico y químico de la arena Hollín del Bloque 18-Palo Azul.

1.4 Marco Teórico

1.4.1 Descripción del área de estudio

1.4.1.1 Antecedentes

El Bloque 18-Palo Azul inicio cuando la empresa contratista Cayman International Exploration Company S.A. y Petromanaby S.A perforan el primer pozo llamado "Palo Azul-01" en 1911 llegando a 10.423 pies de profundidad.

Donde, la arenisca productora principal del campo es la Hollín y las areniscas productoras secundarias son la formación Napo y Basal Tena. (Petroamazonas EP, 2018)

1.4.1.2 Ubicación Geográfica

El campo Palo Azul se encuentra localizado en la provincia de Orellana, limitado por distintos bloques pertenecientes a empresas privadas o la estatal Petroamazonas. Ver en la tabla 1.1 límites geográficos.

Tabla 1.1. Límites geográficos del campo Palo Azul [Larco A. & Montesdeoca C., 2019]

Norte	Bloque 11-Lumbaqui y Bloque 56-Lago Agrio
Sur	Bloque 7-Coca Payamino y Bloque 29
Este	Bloque 44-Pucuna, Bloque 48-Punino y Bloque 47-PBHI
Oeste	Parque Nacional Sumaco

1.4.1.3 Mapa de Ubicación

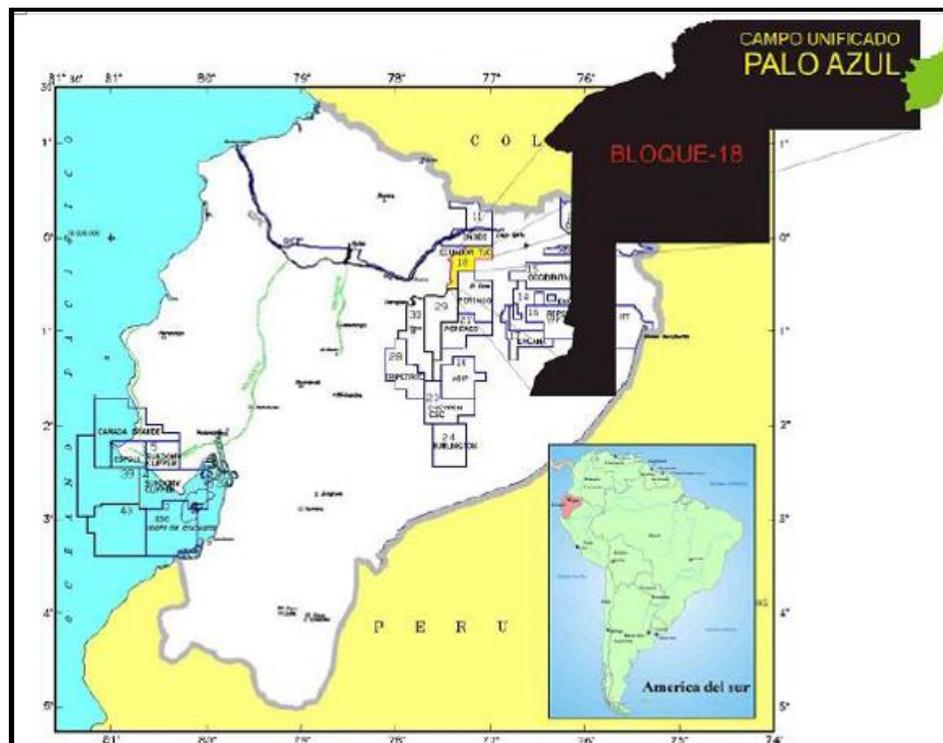


Figura 1.1. Mapa de ubicación Bloque 18-Palo Azul [Petroamazonas EP, 2018]

1.4.2 Geología estructural del área de estudio

Las distintas etapas que contribuyen a la evolución de la Cuenca Oriente del Ecuador se diferencian o caracterizan en la sedimentología, tectónica y magmática, las cuales llevaron a una subdivisión en partes del proceso, para dar origen a una columna fanerozoica sedimentaria. (Baby, Rivadeneria, & Barragán, 2004)

El alto contenido de información que ofrece la Cuenca Oriente y los afloramientos en un margen bueno permite realizar un amplio estudio de la misma, con el propósito de precisar su evolución geodinámica y estructural que ofrece la cuenca para planes de desarrollar hidrocarburos, sea para la parte explorativa o extracción del hidrocarburo. (Baby, Rivadeneria, & Barragán, 2004)

En el período cretácico encontramos las areniscas productoras de hidrocarburos Hollín, Napo y Basal Tena, donde actualmente se encuentra desarrollando procesos de extracción en el campo Palo Azul de las areniscas mencionadas. (Baby, Rivadeneria, & Barragán, 2004)

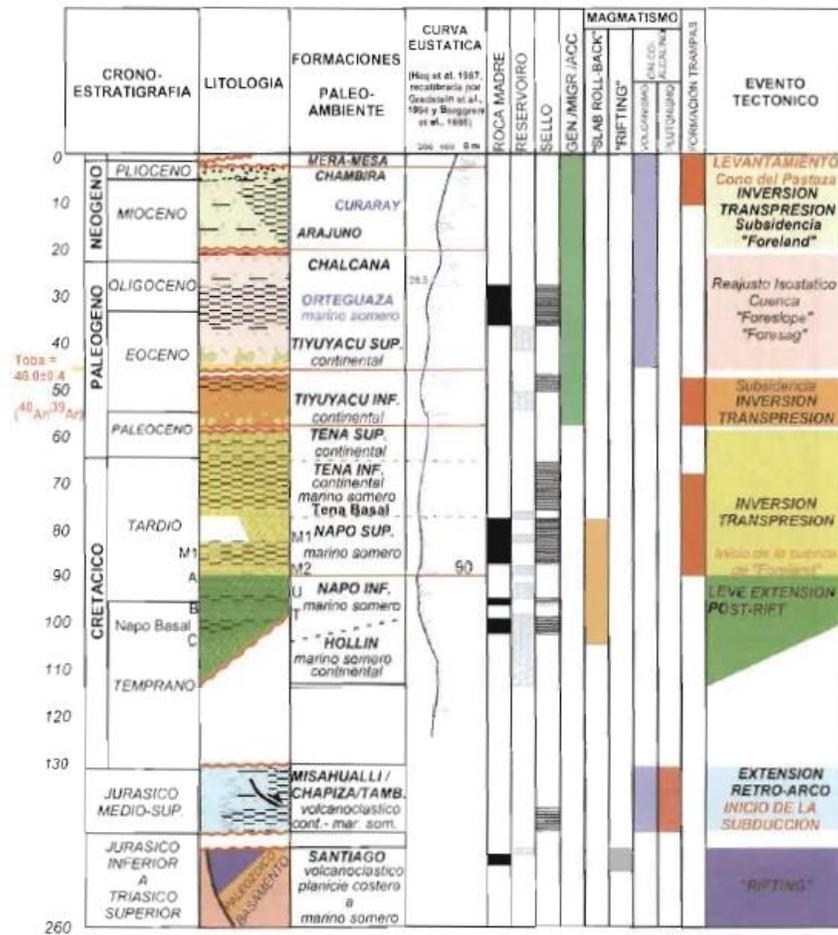


Figura 1.2. Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente [Baby, Rivadeneria, & Barragán]

El área de estudio, Bloque 18-Palo Azul, es de 31.1 km^2 ubicado en la parte Oeste del eje axial de la subcuenca Napo perteneciente al período cretácico. El campo se encuentra estructuralmente entrampado por un anticlinal alargado irregular, una falla inversa restringe en la parte Sur y Este, la cual se encuentra formada por rocas ígneas o metamórfica donde su permeabilidad y porosidad tienen valores insignificantes para no permitir el paso o el alojamiento de hidrocarburos, esta falla de alto ángulo se evidenció en la interpretación sísmica 3D realizado al campo. Alrededor de 10 km de largo en una orientación de Norte-Sur a Noreste-Suroeste se encuentra ubicado el eje primordial y cercano a 5 km de ancho en una orientación de Oeste-Este. (Petroamazonas EP, 2018)

1.4.2.1 Mapa estructural en profundidad tope de arenisca Hollin principal

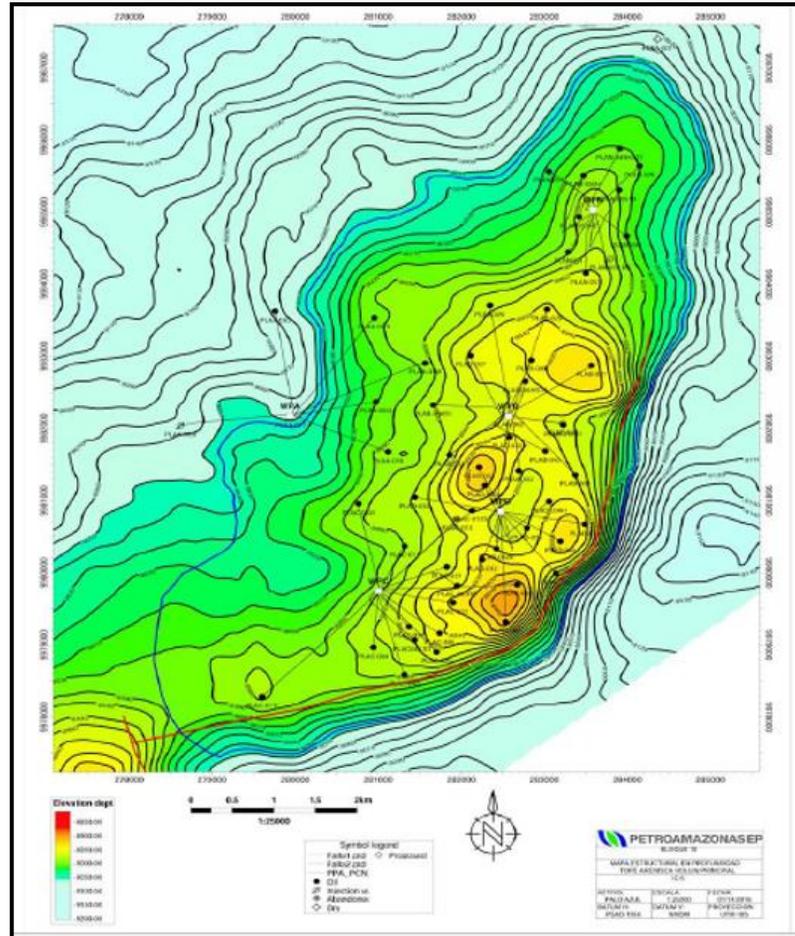


Figura 1.3. Mapa estructural del Bloque 18-Palo Azul [Petroamazonas EP, 2018]

1.4.2.2 Formaciones productoras del Bloque 18-Palo Azul

1.4.2.2.1 Formación Hollín

La formación Hollín se encuentra dividida en 4 zonas con características principales, en la zona 1 sedimentos de mar abierto, zona 2 sedimentos de planicie costera, zona 3 sedimentos estuarinos dominados por mareas y zona 4 sedimentos fluviales. El tope de la formación Hollín es asociado al tope de la caliza C, ya que esta tiene una continuidad lateral variable, asociado a un reflector sísmico característico.

Zona 1: Formada por sedimentos de mar abierto asociados a la Caliza C por lo que tiene sedimentos calcáreos.

Zona 2: Formada por sedimentos de planicie costera y marinos, con presencia de glauconita y materia orgánica. Su espesor varía de pozo a pozo y en algunas áreas no existe. Está constituida en su gran mayoría por areniscas finas cuarzosas con presencia de glauconita y bioclásticos. No es una zona que cuenta con características de yacimiento ya que posee baja permeabilidad y porosidad.

Zona 3: Formada por sedimentos estuarinos, la deposición de los sedimentos fue de manera sucesiva en un ambiente continental a transicional. Tiene la presencia de areniscas limpias, con intercalaciones de lutíticos y limolíticos, con estas características es la zona más importante en el yacimiento.

Zona 4: Formada por sedimentos fluviales, se encuentra constituida por areniscas masivas y limpias, en donde se forman pequeños canales y barras debido a su ambiente de deposición de sedimentos, en su sección fluvial se puede encontrar areniscas con sedimentos finos como por ejemplo arcillas y limos.

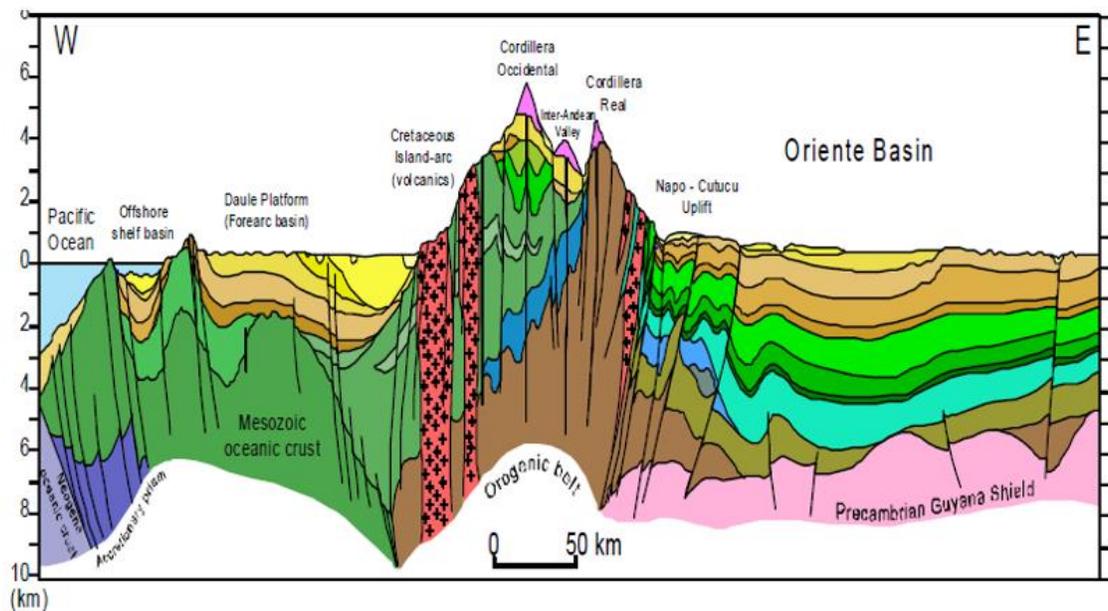


Figura 1.4. Estratigrafía de la formación Hollín [Petroamazonas EP, 2018]

1.4.2.2.2 Formación Basal Tena

La formación Tena se encuentra constituida por lutitas rojizas con contenido de areniscas feldespáticas finas, ubicada en la parte inferior. Tobas y arenas constituyen la parte superior de la formación.

Donde encontramos los miembros de basal tena, tena inferior y tena superior.

Limonitas rocas, finas areniscas y arenosas margosas calizas componente en su contenido principal a la del miembro Basal Tena.

1.4.2.2.3 Formación Napo

Esta formación se encuentra en ambientes marítimos marginales, fluviales y plataformas somera marinas. Areniscas, lutitas y calizas bioclásticas se puede encontrar en esta formación sobre los ambientes antes mencionados. Se encuentra ubicada sobre la formación Hollín.

Areniscas: En esta arenisca se encuentra constituida por tres miembros, en las que encontramos:

Las areniscas T se encuentra constituida principalmente por intercalaciones de limolitas y glauconíticas. Areniscas U compuesta por glauconíticas de fino grano. Arenisca M2 se encuentra conjuntamente con las calizas M2.

Lutitas: Se encuentra constituida por lutitas negras, areniscas finas glauconíticas, lutitas grises. Con una base altamente radiactivas.

Calizas: Encontramos múltiple subdivisión de calizas, comenzando por:

Caliza C en un nivel pequeño de lutitas y calizas masivas. La caliza T se encuentran margas y calizas arenosas. Caliza B compuesto principalmente por lutitas intercaladas con cantidades de calizas margosas laminadas. Caliza U constituida por calizas fosilíferas y glauconíticas. Caliza M2 constituida por areniscas calcáreas y margosas glauconíticas. Caliza M1 ubicada en la parte inferior de la formación, compuesto por lutitas.

1.4.3 Reacondicionamiento y completación de pozo

1.4.3.1 Reacondicionamiento de pozo

Un reacondicionamiento de pozo es toda actividad que se lleva a cabo para mejorar o mantener la producción de un pozo aplicando ciertos métodos y tomando ciertas características de los pozos para poder llevar a cabo estas actividades.

Los problemas que se pueden encontrar en un pozo para realizar un reacondicionamiento son los siguientes:

- Fallas mecánicas
- Tasas de producción de petróleo muy bajas
- Alta producción de agua.
- Alta producción de gas

1.4.3.1.1 Tipos de reacondicionamiento de pozos

Aislar zonas productoras: Consiste en separar las zonas productoras mediante empaaduras, esto permite controlar y monitorear individualmente cada zona.

Desviaciones: Existen dos tipos de desviaciones larga y cortas. Las desviaciones largas o sidetrack consiste en perforar un nuevo pozo con un ángulo de desviación diferente al original, estas operaciones se realizan cuando se tiene un pescado al fondo del pozo o cuando el pozo tiene una gran cantidad de empaaduras permanentes.

Las desviaciones cortas se realizan principalmente cuando el Liner se encuentra dañado y se realiza una completación con empaadura de grava y forro ranurado.

Fracturamiento hidráulico: Consiste en inyectar a altas presiones arena cerámica con gel, para crear fracturas en la formación y así mejorar la permeabilidad de esta.

Control de arena: La migración de finos en formaciones no consolidadas puede causar una grave disminución en la producción de pozos, por lo que se utiliza tubos ranurados.

Estimulación y acidificación de zonas: Se inyecta una cantidad de ácido clorhídrico (HCl) a la formación causando la disolución del carbonato de calcio presente en las rocas, lo cual permite abrir canales en la formación y así mejorar la producción.

1.4.3.2 Completación de pozos

Completación es un conjunto de trabajos que se realizan después de la perforación de un pozo, para dejarlo en condiciones de producir los fluidos del yacimiento u otros usos como inyección de agua o gas. Los trabajos que se realizan pueden ser revestimiento con tubería ranurada o lisa, empaques con grava, cañoneo de la tubería de revestimiento por último asentar la tubería de producción.

1.4.3.2.1 Factores que determinan el diseño de la completación de pozos

Se deben seleccionar la mejor completación para obtener la mayor producción de hidrocarburos para lo cual se debe tomar en cuenta los siguientes factores:

- Caudal de producción requerido
- Reservas de zonas a completar
- Mecanismos de producción
- Necesidades futuras de estimulación
- Próximas reparaciones
- Futuros proyectos de recuperación secundaria o terciaria
- Inversión
- Consideraciones para el levantamiento artificial
- Requerimientos para el control de arena
- Corrosión en la tubería de la completación

Para la composición química del fluido de completación es importante considerar las siguientes características: la arcilla en el reservorio, densidad del fluido de control, sólidos suspendidos, filtrado, presiones de flujo, viscosidad, corrosión, características mecánicas de la completación, tiempo que se lleva produciendo en el pozo, eventos realizados en el pozo, la manera que se va a trabajar en el pozo, costos.

1.4.3.2.2 Clasificación de las completaciones de pozos.

Formación consolidada:

- Completación a hoyo abierto
- Completación con tubería ranurada

Formación no consolidada:

- Empaque con grava a hueco abierto
- Empaque con grava interno

De acuerdo a su configuración mecánica

- Sencilla
- Múltiple
- Monobre

1.4.4 Fluido de completación

El fluido de control o completación son aquellos fluidos especiales (petróleo, gases, agua de formación, lodos, formulaciones químicas) que tienen contacto inmediato con la formación o zona productora. Es utilizado para cualquier trabajo de reparación que se bombea desde la superficie hacia el pozo, haciendo circular el fluido donde se realizan las distintas operaciones en el pozo.

El fluido de completación se encuentra alojado entre el tubing y el casing; con el fin, de evitar que se desarrollen influjos desde el pozo hacia la superficie para realizar trabajos de forma segura y minimizar el daño en la formación productora de manera eficiente.

Según la formulación química que se desarrolla en el pozo, el fluido de completación se clasifica en:

- **Fluido de control convencional:** Este fluido tiene contacto directo con la zona productora, su función es de no ser absorbido por la misma.
- **Fluido de control especial:** Este fluido es diseñado para ser absorbido por la zona productora, pero sin afectar las propiedades de la formación.

1.4.4.1 Funciones del fluido de completación

El fluido de control en un reacondicionamiento cumple con múltiples funciones; entre, las más importantes tenemos las siguientes:

- Contribuir en el logro de un trabajo de reacondicionamiento de una manera rápida y segura.
- Controlar el pozo mediante la presión hidrostática que ejerce sobre la presión de formación.
- Transportar sólidos suspendidos dentro del pozo.
- Evaluar formación, producción de la zona productora.
- Lubricar la broca y sarta durante un trabajo de perforación o workover.
- Obtener información a través de registros eléctricos.

1.4.4.2 Química del fluido de completación

Un fluido de control debe cumplir características adecuadas de densidad y flujo, el mismo que debe ser químicamente compatible con la formación prospectiva, evitando el mínimo daño posible en la formación productora.

La relación que existe entre el fluido de control y el fluido original es relevante al momento de la selección de un fluido de completación, la química a emplear en esta relación que existe es para contrarrestar o detener que se formen emulsiones tanto de petróleo/agua como de agua/petróleo, control de aumento del agua de formación, incremento de solubilidad de resinas.

El estudio que se realiza en la relación que existe entre el fluido de control y la roca de la formación, es principalmente para prevenir que exista hinchamiento de

arcillas, la química a emplear es estrictamente para removedores de yeso o carbonato de calcio producto de la cementación, estabilizadores de la mojabilidad de la formación.

Un fluido de control o completación previamente es mezclado con químicos en muestras de laboratorio, para utilizarlo posteriormente en la práctica del campo. El fluido de control está compuesto por una mezcla de aditivos químicos que se acopla a las condiciones operativas y características de la zona productora en un trabajo de reacondicionamiento. Algunos aditivos químicos que se utilizan en el fluido de completación son: biocidas, dispersantes, surfactantes, antiespumante, inhibidor de arcilla, anticorrosivo.

1.4.4.2.1 Biocida

Es un aditivo químico sintético que se utiliza para destruir, neutralizar o contrarrestar los organismos (bacterias, virus, hongos) de origen natural o microorganismos. Los agentes químicos biocidas atacan directamente a la membrana celular del microorganismo destruyéndolo inmediatamente sin permitir su reproducción. Este componente se utiliza en base agua y se caracteriza para el control de bacterias en un fluido de control. Las sustancias químicas biocidas se clasifican en: biocidas físicos, biocidas biológicos y biocidas químicos.

1.4.4.2.2 Dispersante

Es un aditivo que se utiliza para la dispersión de los sólidos/líquidos de partículas finas o gotículas. Especialmente es utilizado para que una sustancia que se dispersa en otra sustancia tenga una distribución y dispersión en un disolvente.

1.4.4.2.3 Surfactante

Este componente químico evita la mezcla de dos líquidos inmiscibles absorbiendo una interfaz, salmuera y el fluido original del reservorio. Reduciendo la tensión superficial (nivel de energía que necesita un líquido para incrementar su superficie por unidad de área) entre los fluidos o contacto entre fluido y roca.

Este aditivo químico funciona como emulsionante, detergente o humectante. Este aditivo químico son compuestos orgánicos anfífilos.

1.4.4.2.4 Antiespumante

Su composición no está compuesta por aceite, alcoholes de azúcares (alcohol octílico, estearato, hidrocarburos sulfonados) es empleado en fluidos de agua.

1.4.4.2.5 Inhibidor de arcilla

Este componente se lo utiliza para lentificar el hinchamiento, hidratación y desintegración de las arcillas o lutitas. El término inhibir se define como la prevención tardía de cualquier acción que las formaciones reactivas realicen, el catión calcio Ca^{++} o el potasio K^+ se lo utiliza para prevenir el hinchamiento de las arcillas.

Las arcillas se encuentran ubicadas en el medio poroso del reservorio, como parte de granos cementados o su matriz, el daño que ocasionan es el taponamiento de la permeabilidad en la zona productora. Algunas formaciones reactivas se diferencian estructuralmente entre ellas, determinado la superficie expuesta a los fluidos de yacimiento o fluidos de estimulación a las cuales las rocas se hinchan o desintegran.

1.4.4.2.6 Anticorrosivo

Es un aditivo químico empleado en el fluido de completación para proteger las superficies del tubing y casing de la degradación o también conocido como corrosión.

1.4.4.3 Tipos de fluido de completación

Los fluidos de completación o reacondicionamiento se clasifican de acuerdo a su homogeneidad y componente principal.

1.4.4.3.1 Homogeneidad

Fluidos espumosos: Su composición principal son emulsiones de lodo, aditivos estabilizadores (agente espumoso), gas o aire. La forma de emplear el

fluido espumoso es bajando la presión hidrostática para ayudar en la pérdida de circulación y reducir la invasión del radio de sólidos suspendidos. Se utiliza donde no exista presiones elevadas en la completación del pozo.

Fluido sin sólidos suspendidos: Su composición principal son las soluciones de salmuera, petróleo, inhibidores, anticorrosivos. Este fluido es empleado en su mayoría en la industria petrolera, no produce un exceso en el daño de la zona productora.

Fluido con sólidos suspendidos: Su composición principal son sólidos, ayudan a incrementar el peso y controla las presiones del reservorio. En la industria petrolera no son muy usados, debido a los problemas que causa en la zona productora y su reducción en la producción.

1.4.4.3.2 Componente principal

Salmuera: Está constituido por NaCl, agua fresca tratada con un porcentaje de sal ordinaria, permite densidades de 8.33 y 9.8 lpg. Una de las ventajas de este fluido es su costo bajo y la aceptación con otros aditivos.

Salmuera con bromuro de calcio: Este fluido de control permite trabajar con densidades hasta 14.5 lbg, su desventaja es el alto costo al utilizarlo.

Salmuera con cloruro de calcio: Está constituido por concentraciones del 95%, que se lo utiliza con una densidad máxima de 11.7 lpg. Presenta problemas cuando la temperatura se reduce por debajo de 56 °F, lo que provoca una precipitación del calcio.

Salmuera con cloruro de calcio y cloruro de sodio: Este fluido de completación permite adaptar densidades de 10 y 11 lpg, constituido principalmente por la mezcla de cloruro de sodio y cloruro calcio. Con el fin, de disminuir el costo total de este fluido el cloruro de sodio se lo utiliza de manera independiente si mezclar con el cloruro de calcio.

Salmuera de cloruros de calcio: Su nomenclatura química del compuesto es KCl, sus componentes químicos caracterizan que este fluido de control tiene un

buen comportamiento con las arcillas reactivas, permite realizar trabajos con densidades de 9.7 lpg.

Salmuera con formiato de sodio: la formulación química de esta salmuera permite minimizar pérdidas de presión y a su vez ayudan a la estabilización de polímeros a temperaturas elevadas alcanzando una densidad de 11 lpg, este fluido de control tiene una buena relación con los fluidos originales en sitio.

Fluido con polímeros: Estos fluidos de completación son considerados limpios; donde encontramos solubrige, soluklen, baracard, baravis son considerados de tipo polímero. Su alto costo hace que no sea muy utilizado en el medio.

Lodo y base agua: Está constituido por lodo convencional con agua, es utilizado a densidades mayores de 11 lpg. El bajo costo y la disponibilidad de este fluido de completación hace un referente en la utilización de trabajos de reacondicionamiento. Existe problemas con la utilización de lodo, debido a que el lodo arrastra consigo sólidos suspendidos que en algunos casos taponan la zona productora.

Agua tratada: Su composición principal es el agua salada producida en el mismo campo, es un fluido de completación usualmente usado en trabajos de reacondicionamiento por sus bajos costos y disponibilidad que hay en la locación, es adaptado a la densidad deseable. Este fluido presenta altamente sólidos suspendidos en su composición.

Agua salada: Su composición es en su totalidad es solución de agua salada como múltiples aplicaciones en un fluido de completación, no es recomendable usar este tipo de fluidos cuando en la zona productora existe la presencia de arcillas (montmorillonita); ya que, al estar en contacto la arcilla con el fluido produce una expansión reduciendo la permeabilidad en el reservorio.

Petróleo muerto: Un factor importante y crítico a identificar para emplear este fluido de completación es la densidad y la disponibilidad. Además, no es corrosivo y no causa hinchamiento con las arcillas, se lo utiliza en arenas con bajas presiones.

Petróleo y fluidos de base sintética: son menos nocivos a las formaciones ya que son estables a temperaturas elevadas.

Gas: se utiliza este tipo de fluido para formaciones con baja presión, ya que el gas es volátil, en su lugar se utiliza nitrógeno ya que es permanente e inerte con las formaciones.

1.4.4.4 Propiedades físicas-químicas

Las propiedades físicas-químicas se deben verificar en el laboratorio para que el fluido antes de ser utilizado cumpla con determinados parámetros para la circulación del pozo.

1.4.4.4.1 Densidad

La función principal de esta propiedad es que el fluido original de la formación no se desplace hacia la superficie. Sus unidades son libras por galón (ppg), peso específico (sg), libras por pie cúbico (pcf). Su medida es obtenida a través de la balanza del lodo

1.4.4.4.2 Propiedades reológicas

Las propiedades reológicas tienen un grado de importancia mayor, donde las más importantes son la viscosidad y la resistencia del gel.

La viscosidad se la utiliza en el medio para comparar el flujo de un líquido con la del agua, para su medición se lo hace mediante el embudo de Marsh.

La resistencia de gel se la realiza mediante el viscosímetro de fann, el cual permite tener una medida de la capacidad de desarrollo de una estructura de gel durante el proceso de reposo.

1.4.4.4.3 pH

Esta propiedad determina la acidez o alcalinidad del fluido de completación. El pH entre 7.5-9.5 es una medida baja, el pH entre 9.5-11.5 es una medida alta. Los métodos empleados para calcular el pH son colorimétrico y electrométrico. (Hopp, 2005)

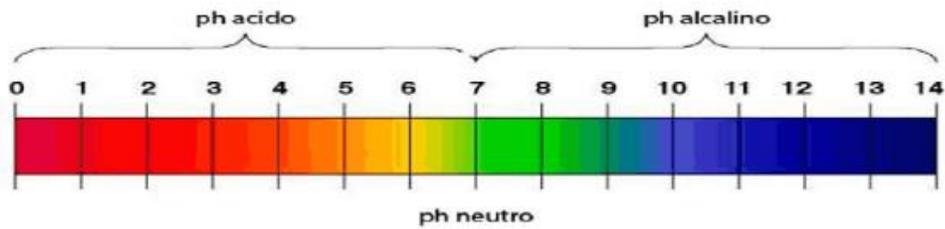


Figura 1.5. Escala de pH [Hopp,2005]

1.4.4.4.4 Cloruros

Los cloruros se encuentran en el filtrado de lodo donde se determinan como la cantidad de iones de cloro, presente en fluidos base de agua.

1.4.4.4.5 Filtrado

Esta prueba se la realiza para determinar las propiedades del lodo y posibles tratamientos. Se lo realiza al agua empleada en el fluido de completación por su alta concentración de minerales disueltos.

1.4.4.4.6 Sólidos

El alto contenido de sólidos en un fluido de completación afecta a la zona productora y ciertos parámetros (viscosidad, temperatura, resistencia) propios del fluido. Este análisis se lo realiza para la selección del fluido y sobre los equipos necesarios para un trabajo de workover o perforación.

1.4.4.4.7 Temperatura

Las propiedades reológicas y ciertos aditivos se ven afectados si no se logra controlar el fluido de completación adecuadamente.

1.4.4.5 Pruebas de emulsión

Las pruebas de emulsión se utilizan para determinar el fluido óptimo de completación a utilizar, ya que se analizan la reacción entre el fluido de completación y los fluidos del yacimiento.

Si la reacción no es óptima puede disminuir la permeabilidad parcial o total del yacimiento.

Las características determinadas en una prueba de emulsión son las siguientes:

- Separación de fluidos.
- Distinción de capas interfaciales.
- Calidad de petróleo.



Figura 1.6. Pruebas de emulsión. [Dynadrill Ecuador C.A., 2018]

1.4.5 Nanotecnología

La nanotecnología es el proceso de la materia que trabaja con estructuras y materiales a nivel de nanómetros, representa la millonésima parte de un milímetro (aplicado a tamaño de moléculas y átomos). La décima parte de un metro dividido en un millón, a una de las tres dimensiones de largo, alto y ancho o también a las propiedades morfológicas pequeñas se considera a un nanomaterial.

A través, del control de la materia a nanoescala se realiza la explotación de fenómenos y propiedades de la materia a escala nano.

Un nano es representado 10^{-9} , entonces:

$$1 \text{ nanómetro} = 0.000000001 \text{ metros}$$

$$1 \text{ milímetro} = 1000000 \text{ nanómetros}$$

Los nanomateriales se conocen a los materiales a nanoescalas, sus principales características se encuentran en sus dimensiones estructurales.

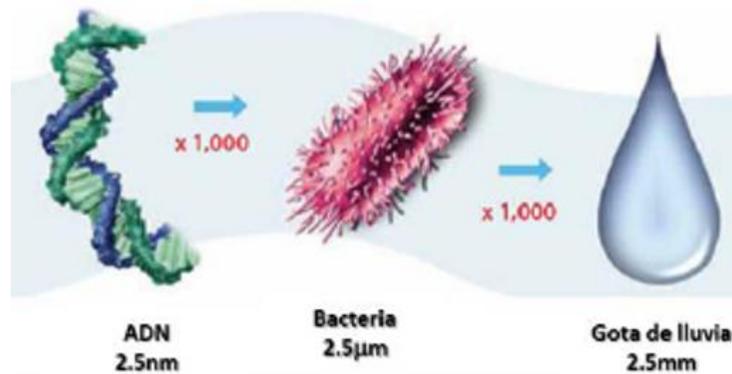


Figura 1.7. Ejemplos de nanoescala [Cruz, 2013]

La nanociencia se define como el estudio de materiales, donde lo primordial es su reducción del campo dimensional, de cientos a décimas de nanómetros. Representa un área emergente en la ciencia, afrontando adelantos tecnológicos.

Las nanopartículas están constituidas por una dimensión entre un rango de 1 nm – 100 nm, se diferencian por ser de mayor tamaño que un átomo y molécula. Un mayor crecimiento en el área de la superficie da como resultado propiedades especiales, incremento en la fuerza de resistencia calorífica o química. De acuerdo a su tamaño ciertas longitudes de ondas son específicas debido a la absorción óptica de las nanopartículas.

Nanocompuestos se denomina a ciertos materiales hechos o creados bajo porcentaje en una matriz base que abarca sistemas variados con un-dimensional, bi-dimensional, tri-dimensional, objetos amorfos. El resultado indica materiales con propiedades diferentes a los mteriales originales.

1.4.5.1 Nanotecnología en la industria petrolera

Con el aumento del consumo de energía a grandes escalas en el mundo, se tiene como reto aplicar avances en la ciencia y tecnología para poder suministrar todo este consumo de energía. Los avances en la nanotecnología abren la posibilidad de ir más allá de las actuales alternativas para el suministro de energía mediante la introducción de tecnologías más eficientes y ecológicamente racionales. (Cruz, 2013)

La nanotecnología en la industria petrolera ayudaría a modernizar la infraestructura, aumentar la recuperación de los yacimientos, y porque no también para producir hidrocarburos de yacimientos no convencionales, que es uno de los mayores retos hoy en día. Dando soluciones innovadoras a nuestros recursos energéticos.

La industria petrolera se ha enfocado en el estudio de fenómenos como la corrosión en las tuberías y facilidades de superficie, así como también de la mojabilidad de las rocas. La mojabilidad es importante para llevar a cabo técnicas de recuperación secundaria y terciaria. Para poder extraer la mayor cantidad de hidrocarburos del yacimiento.

En la perforación la nanotecnología ha contribuido en la construcción de materiales más resistentes a la corrosión, fricción y desgaste. Así como supermateriales y superaleaciones haciendo equipos mucho más eficientes.

1.4.5.1.1 Nanotecnología en fluidos de completación

La nanotecnología ha llegado a la vanguardia de la investigación en la última década con numerosas aplicaciones en una variedad de industrias. Hay cientos de productos basados en nanotecnología disponibles, la mayoría de los cuales se encuentran en la industria de la salud, defensa y revestimiento. Sus productos se basan principalmente en materiales compuestos de nanopartículas para mejorar la durabilidad o las propiedades repelentes, la administración de medicamentos y la electrónica. El campo petrolífero ofrece amplias oportunidades para aplicar estos materiales.

1.4.6 Propiedades del fluido de formación

Se denomina fluido de formación aquellos que se encuentra en contacto con los poros de la roca. La necesidad de conocer el estado del fluido original de la formación se debe a la interacción que ejerce con el fluido de control con el de formación.

1.4.6.1 Viscosidad

Se define como la resistencia de las moléculas al flujo; entonces, es la oposición del fluido a deformarse debido a la relación del esfuerzo cortante y la velocidad de corte. Moléculas grandes significara una mayor resistencia o fuerza a fluir, moléculas pequeñas significa menor resistencia o fuerza a fluir. (Schlumberger, 2018)

1.4.6.2 Salinidad

También conocido como el contenido salino en el suelo o agua, se define como la cantidad de sal disuelta en gramos en una determinada parte de agua. Se puede determinar la salinidad por la presencia de cloruro de sodio, su componente principal cloruro. (Ecuared, 2018)

1.4.6.3 Densidad relativa del aceite

Se define como la razón de una sustancia líquida sobre otra sustancia que es conocida como patrón, por lo generalmente para líquidos agua para gases aire.

$$GE = \frac{\rho_o}{\rho_a} \quad (1.1)$$

En el ámbito petrolero se utiliza los grados API, para encontrar el valor de la gravedad específica de aceites.

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{GE} - 131.5 \quad (1.2)$$

1.4.6.4 Sedimento básico y agua (BSW)

El BSW representa el contenido de agua libre y sedimentos que son extraído con el fluido que se produce.

1.4.6.5 Factor volumétrico de formación de petróleo

Es la cantidad de volumen a condiciones del yacimiento del petróleo y gas disuelto dividido a condiciones estándares el volumen de petróleo.

El gas disuelto que se encuentra alojado en el petróleo debido a la caída de presión permite salir de la solución en el pozo; por lo que, el factor volumétrico

de la formación del petróleo por lo general siempre va hacer mayor que 1. (Schlumberger, 2018)

1.4.6.6 Factor volumétrico del gas

Es la cantidad de volumen de gas en el yacimiento que relaciona con el volumen de la misma masa de gas a condiciones de superficie. Solo puede ser medio cuando la presión inicial se a menor a la presión de burbuja. (Schlumberger, 2018)

1.4.7 Propiedades petrofísicas del reservorio

Las propiedades petrofísicas del reservorio se definen como las características esenciales que posee una roca para interactuar con los fluidos originales de la formación o el de control y así determinar la presencia de hidrocarburos en el yacimiento.

1.4.7.1 Permeabilidad

Es la capacidad de una roca que tiene para transmitir fluidos dentro un medio poroso en una red poros interconectados y grandes. Término enunciado por Henry Darcy.

Tabla 1.2. Característica de rocas según permeabilidad [Montilla, 2010]

Permeabilidad	Característica
10md-100md	Aceptable
100md-1000md	Bueno
>1000md	Excelente

Se subdivide en tres permeabilidades:

La **Permeabilidad absoluta** se define como la medición que satura el 100% la roca y se presenta asociada una sola fase.

La **Permeabilidad efectiva** es el fluido que se transmite de manera preferencial en un medio poroso cuando se encuentran otros fluidos en el yacimiento. Esta permeabilidad se ve afectada directamente por geometría del yacimiento o la saturación de relativa de los fluidos.

La **Permeabilidad relativa** se define como la relación entre permeabilidad absoluta y permeabilidad efectiva. Este término determina una comparación de flujo de fluidos con respecto a otros que se encuentran presente en el medio poroso. (Nolen-Hoeksema, 2014)

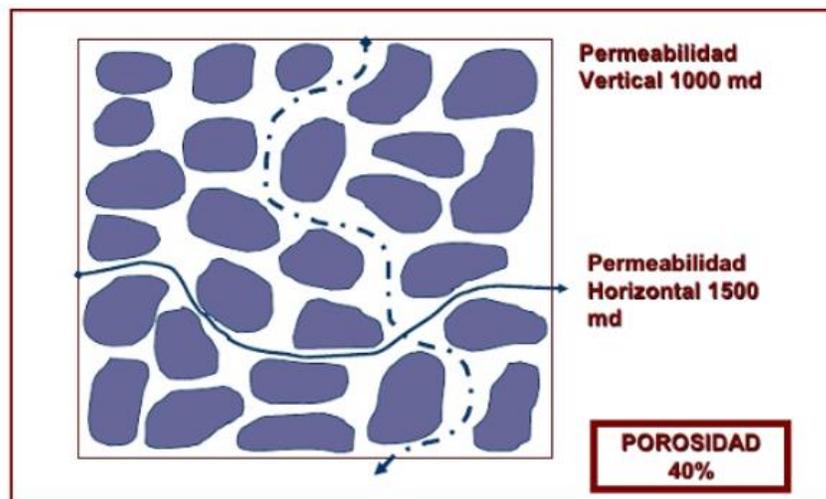


Figura 1.8. Permeabilidad [Montilla, 2010]

1.4.7.2 Porosidad

El volumen poroso se define como el espacio entre poros interconectados, donde se alojan el o los fluidos presentes en el reservorio.

Tabla 1.3. Características de rocas según su porosidad. [Montilla, 2010]

Porosidad	Característica
0 – 5%	Despreciable
5%-10%	Pobre
10%-15%	Regular
15%-20%	Buena

> 20%	Excelente
-------	-----------

Según su origen y deposición se subdivide en:

Porosidad primaria granos que no fueron completamente compactados y se origina en la formación del estrato.

Porosidad secundaria los granos de feldespato se diluyen predilectamente a las areniscas y se originan después de la formación del estrato. (Smithson, 2012)

Según su deposición, distribución y forma de los estratos, se clasifican en:

Porosidad Absoluta representa todo el volumen de los poros que estén o no conectadas.

Porosidad Efectiva es el volumen de los poros interconectados que permiten la transición de los fluidos en la roca.

Porosidad No Efectiva es la diferencia entre la porosidad absoluta y la porosidad efectiva. (Monterola, 2009)

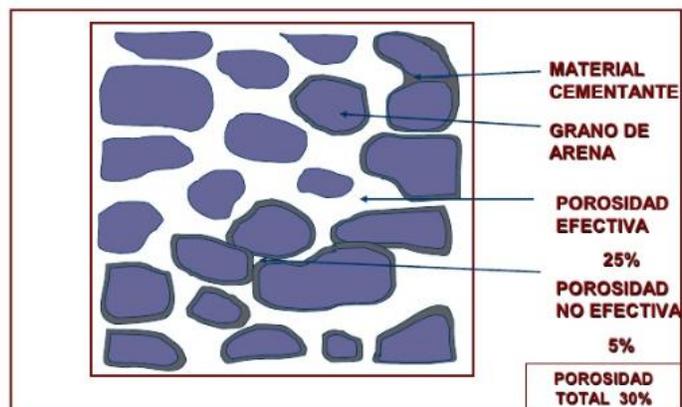


Figura 1.9. Porosidad [Montilla, 2010]

1.4.7.3 Presión capilar

Se define como la fuerza que provoca que el fluido ascienda en un tubo fino. La capilaridad se encuentra relacionado directamente con la producción de los

fluidos; ya que, controla antes de dar inicio a la extracción del hidrocarburo la distribución estática del fluido. También, se conoce como la resta de la presión entre el fluido de la fase no mojante y el fluido de la fase mojante. (Dajnov, 1982)

$$P_c = \frac{2.\sigma.\cos\theta}{r}$$

1.4.7.4 Mojabilidad

Mojabilidad se define como la fuerza que tiene un fluido adherirse a la superficie de la roca en el medio poroso. La mojabilidad es considerada una propiedad capilar. Cuando dos gotas de fluido chocan, una considerada mojante desplaza a la otra líquida, la gota de fluido mojante es dispersa por toda la superficie de la roca y la gota de fluido líquido se unirá a ora para reducir el contacto con la superficie de la roca. Para la extracción de hidrocarburos (Gas, agua y crudo) es importante conocer la distribución de los fluidos en el reservorio. (Dajnov, 1982)

Mojabilidad por agua, es considerado como la fase continua debido a que el agua forma una película por toda la superficie de la roca; es decir, el agua ocupa los poros pequeños. Mientras que el crudo es la fase discontinua ocupando los poros grandes de la roca.

Mojabilidad por aceite, el crudo es la fase continúa ocupando los poros pequeños de la roca recubriendo la superficie de la roca, el agua invade los poros grandes descansando en la película del crudo.

Mojabilidad mixta, es donde el crudo ocupa los poros más grandes y el agua ocupa los poros pequeños donde se forma una trayectoria continua a través de la roca. la presión capilar de desplazamiento del agua es significativa a la del crudo, por esto el crudo no puede invadir los poros pequeños.

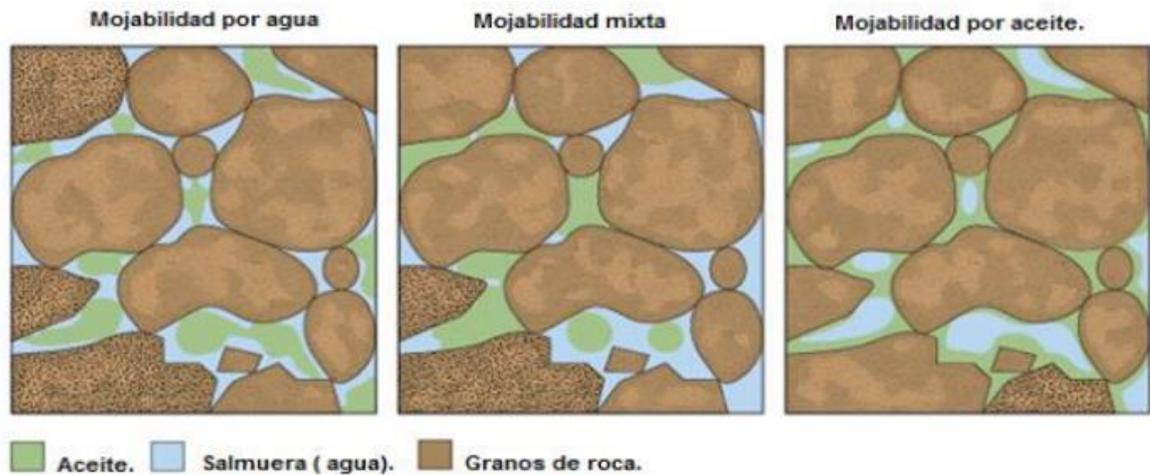


Figura 1.10. Tipos de mojabilidad roca/crudo/agua [Slumberger oilfield glosasary, 2007]

En los campos petroleros alrededor de todo el mundo encontramos formaciones productoras como las areniscas o carbonatos. Las areniscas presentan una mojabilidad preferente al agua o también mixta. Los carbonatos presentan una tendencia a la mojabilidad al aceite de una condición mixta y aceite. (Brown & Fatt, 1956)

1.4.7.5 Saturación

La saturación de fluido cuantifica la capacidad del almacenamiento en el espacio poroso de roca, las tres típicas fases del fluido en el yacimiento: gas, petróleo y agua.

En otras palabras, es la relación entre el volumen total de fluido y el volumen poroso. (Dajnov, 1982)

$$saturación = \frac{volumen\ total\ de\ fluido}{volumen\ poroso} \quad (1.4)$$

1.4.7.6 Ley de Darcy

Henry Darcy propuso en 1856, que la ley de Darcy se encarga de la descripción del flujo de un fluido a través de un cuerpo poroso y permeable en un área y longitud determinada. El diferencial de presión hace posible que exista flujo en el medio poroso y permeable. (Villón, 2007)

(1.5)

$$Q = \frac{A.k.\Delta P}{L}$$

1.4.8 Daño a la formación productora

El daño de formación se da por la interacción entre los fluidos de yacimiento con el fluido de trabajo ya sea este de completación, perforación o reacondicionamiento causando alteraciones físicas, químicas o biológicas en la roca.

El daño de formación puede ocurrir en varias fases de la producción de petróleo, causando problemas operacionales y económicos que son indeseables durante la explotación petrolera. Los procesos que causan el daño de formación son: químicos, hidrodinámicos, físico-químicos, mecánicos y termales.

1.4.8.1 Daños físicos y químicos de la formación productora

En los procesos de daño físicos están influenciados por:

- Taponamiento en los canales de los poros por la migración de finos.
- Hinchamiento de las arcillas.
- Bloqueo de agua.
- Disminución en el espacio poroso.

En los procesos de daño químico por la incompatibilidad de los fluidos se da por:

- Formación de emulsiones.
- Cambios en la mojabilidad.
- Precipitación de sales
- Cambios en los minerales de arcilla.

Estos problemas pueden causar una reducción en la producción de petróleo lo cual no sería económicamente rentable extraer el crudo, por lo que se trata de minimizar el daño de formación.

1.4.8.2 Daño de la formación por causas mecánicas

Según el grado de importancia tenemos el daño de formación por causas mecánicas:

1. Incompatibilidad de fluido-fluido
2. Incompatibilidad de roca-fluido
3. Invasión de sólidos
4. Trampa de bloqueo
5. Migración de finos
6. Actividad biológica

La causa más común que provoca el daño de formación es la incompatibilidad fluido-fluido, por lo que se realiza pruebas de compatibilidad para obtener el fluido óptimo a utilizar ya sea en operación de perforación, completación o reacondicionamiento.

CAPÍTULO 2

2 METODOLOGÍA

2.1 Tipo de estudio

El presente documento se realizó un estudio analítico de campo y bibliográfica.

2.1.1 Revisión analítica

Es toda la información recogida sobre fluidos de completación y los diferentes aditivos que lo componen para analizar el porcentaje de las concentraciones en el fluido de completación, con el fin de detallar de manera sistemática y comparativa.

2.1.2 Recolección de datos in situ

Esta investigación se desarrolló en el Oriente ecuatoriano en el bloque 18, donde se obtuvo información de los pozos existentes en el campo Palo Azul.

Para realizar la descripción del fluido de completación se analizaron y realizaron pruebas de emulsión, historial de producción de los pozos con baja producción, análisis PVT y muestras de fluido de las arenas Hollín y Basal Tena, ya que estas son las arenas productoras del campo.

2.1.3 Referencias bibliográficas

Para el desarrollo de la investigación y problemática, se utilizó material de libros, internet, artículos científicos, tesis y material de las empresas Petroamazonas EP y Dynadrill Ecuador C.A. con el fin de tener un buen marco teórico.

Los temas investigados fueron pruebas de emulsión, nanotecnología en la industria petrolera, fluidos de completación, daños de formación causados por fluido-fluido, y aumento de la permeabilidad después de un trabajo de reacondicionamiento con fluido de completación con nanotecnología.

2.2 Procedimiento de recolección de información

Se realizó la respectiva autorización a Petroamazonas EP para ingresar al campo Palo Azul, donde se procedió a recolectar toda la información disponible con el tema de investigación. Se visitó la empresa Dynadrill S.A. para realizar pruebas de emulsión con fluido de Palo Azul en su laboratorio ubicado en el Coca e informarnos sobre el fluido de completación con nanotecnología que usan en la empresa.

Posteriormente, se explicó el objetivo de la investigación a Petroamazonas EP y a Dynadrill S.A. para buscar una solución óptima a la problemática planteada inicialmente.

2.3 Descripción general

El estudio central se lo realizó en el campo Palo Azul perteneciente al Bloque 18, actualmente operado por Petroamazonas EP.

En el primer capítulo se investigó definiciones acerca del fluido de control sus funciones, composición química, nanotecnología, pruebas de emulsión que se realiza al fluido.

Seguidamente, para la selección del fluido óptimo de completación del campo, se realizará un estudio con el fluido de completación convencional que actualmente se está trabajando en el campo para analizar múltiples aspectos como: el valor de daño en la formación, estabilización de BSW, permeabilidad, entre otros factores a considerar.

Con la información adquirida, se inició el estudio de la selección de un fluido de completación que reduzca el valor de daño de formación que viene teniendo el campo, debido a la utilización de este.

De tal forma que debido a existir la experiencia de haber realizado un control de pozo con esta tecnología específicamente en el pozo PLAB 036-H, se contrastará

los resultados de este control con otros controles de pozos realizados en la misma arena, posteriormente se analizará el historial de producción antes y después del control de pozo en porcentajes, para determinar el fluido óptimo de completación para el campo Palo Azul.

Luego de los análisis y resultados se logrará proponer un óptimo fluido de control para intervención de pozos en el campo Palo Azul.

Con el fin de lograr el objetivo principal planteado en el estudio se realiza una metodología detallada por fases como se observa en la tabla 2.1.

Tabla 2.1. Metodología desarrollada por fases [Larco A. & Montesdeoca C., 2019]

Metodología de estudio	
Fase I	Identificamos el problema en el área de estudio.
	Describimos la ubicación del proyecto.
	Investigamos conceptos teóricos referente al tema de estudio.
Fase II	Recolectamos toda la información disponible del área de estudio
	Asesoramiento a empresas relacionadas con el tema a investigar
	Reconocimos el estado actual del área de estudio
Fase III	Realizamos pruebas de emulsión en el laboratorio a muestras tomadas en el área de estudio
	Analizamos los resultados
	Seleccionamos el fluido de control que optimice en el campo Palo Azul
Fase IV	Recomendaciones
	Conclusiones

2.3.1 Fluido de completación

Fluido convencional actual del campo Palo Azul, se realizó un estudio cualitativo y cuantitativo para conocer el comportamiento del fluido de completación que se trabaja en los pozos del campo Palo Azul en la arena Hollín.

Efecto del fluido de completación con nanotecnología, el uso de nanopartículas como aditivo de fluido de completación se utiliza para mejorar la producción de los pozos causando el menor daño a la formación productora, cuando se realiza trabajo de reacondicionamiento. El nanomaterial funciona con las microemulsiones y separaciones de las fases con el fluido del pozo y el fluido incorporado. Dando buenos resultados en la estabilización de la producción y BSW después de un reacondicionamiento de pozo.

Se realizaron pruebas de emulsión en el laboratorio de Dynadrill C.A., con muestras de fluido del yacimiento pertenecientes al campo Palo Azul con fluido especial nano. Para la caracterización química.

Se usaron nombres hipotéticos de los productos químicos empleados, por pedido de la empresa de servicios Dynadrill C.A.

2.4 Estado actual del área de estudio

El Bloque 18-Palo Azul cuenta con un total de 60 pozos perforados, el 66% de los pozos se encuentran produciendo. Ver tabla 2.2.

Tabla 2.2. Estado actual de los pozos del Bloque 18-Palo Azul [Larco A. & Montesdeoca C., noviembre 2018]

En producción	Espera WO	Cerrado	Abandonado	Reinyector
PLA-002	PLA-005	PLA-001	PLA-043	PLA-003
PLA-030	PLA-019	PLA-007	PLA-045	PLA-011
PLA-003	PLA-049	PLA-014	-	PLA-027
PLA-004	PLA-057	PLA-018	-	PLA-035
PLA-008	-	PLA-020	-	PLA-037
PLA-009	-	PLA-021	-	-
PLA-010	-	PLA-022	-	-
PLA-012	-	PLA-025	-	-

En producción	Espera WO	Cerrado	Abandonado	Reinyector
PLA-015	-	PLA-026	-	-
PLA-016	-	PLA-031	-	-
PLA-017	-	PLA-047	-	-
PLA-023	-	-	-	-
PLA-024	-	-	-	-
PLA-028	-	-	-	-
PLA-032	-	-	-	-
PLA-033	-	-	-	-
PLA-034	-	-	-	-
PLA-036	-	-	-	-
PLA-038	-	-	-	-
PLA-039	-	-	-	-
PLA-040	-	-	-	-
PLA-042	-	-	-	-
PLA-044	-	-	-	-
PLA-046	-	-	-	-
PLA-048	-	-	-	-
PLA-029	-	-	-	-
PLA-050	-	-	-	-
PLA-051	-	-	-	-
PLA-052	-	-	-	-
PLA-053	-	-	-	-
PLA-054	-	-	-	-
PLA-055	-	-	-	-
PLA-056	-	-	-	-

En producción	Espera WO	Cerrado	Abandonado	Reinyector
PLA-057	-	-	-	-
PLA-059	-	-	-	-
PLA-058	-	-	-	-
38	4	11	2	5

De los 38 pozos que se encuentra produciendo en el campo Palo Azul, 31 pertenecen a la formación Hollín, 4 pertenecen a la formación Basal Tena, 3 pertenecen a la formación Napo (2 al miembro U y 1 al miembro T).

2.5 Limitación del campo de estudio

El área de estudio se limita, únicamente en los pozos que producen de la arena Hollín del campo Palo Azul que se presenta en la tabla 9.

Tabla 2.3. Pozos productores del campo Palo Azul de la arena Hollín [Larco A. & Montesdeoca C., 2019]

Pozo	Arena	Pozo	Arena	Pozo	Arena
PLAA-016	H	PLAC-004	H	PLAD-015	H
PLAB-002	H	PLAC-013	H	PLAD-023	H
PLAB-003	H	PLAC-017	H	PLAD-024	H
PLAB-006	H	PLAC-038	H	PLAD-028	H
PLAB-008	H	PLAC-039	H	PLAD-032	H
PLAB-009	H	PLAC-040	H	PLAN-049	H
PLAB-010	H	PLAD-044	H	PLAN-056	H
PLAD-033	H	PLAN-029	H	PLAN-058	H
PLAD-034	H	PLAN-054	H	PLAN-059	H
PLAD-042	H	PLAC-046	H		
PLAB-036	H	PLAD-012	H		

2.6 Propiedades petrofísicas del fluido y petrofísicas del campo de estudio

2.6.1 Propiedades de fluidos

En la tabla 2.4 se observa la producción diaria de los fluidos del campo en estudio, proveniente su producción de las formaciones Hollín, Basal Tena y Napo.

Tabla 2.4. Producción del Bloque 18-Palo Azul [Petroamazonas EP, 2018]

Fluido (BFPD)	Neto (BPPD)	Agua (BAPD)	Grav °API	% BSW
68.639,837	7.172,750	61.467,087	24,7	89,6

El fluido presenta características como la viscosidad de 1,33 cp, el factor volumétrico de petróleo 1,236 BY/BN y una salinidad de 5.412 ppm.

Diariamente se utiliza químicos en los pozos para de alguna u otra forma proteger la completación, propiedades del yacimiento. La cantidad de químicos que se utiliza se muestra en la tabla 2.5.

Tabla 2.5. Consumo de químicos diario del campo Palo Azul [Petroamazonas EP, 2018]

Químico	Stock (Gal)
Demulsificante	169,00
Demulsificante de acción rápida	78,00
Antiespumante	241,00
Antiescala	1605,70
Biocida	195,00
Anticorrosivo	1021,00
Clarificador	6,00
Secuestrante de oxígeno	91,00
Antiparafínico	73,00
Total químico	3479,70

2.6.2 Propiedades petrofísicas del reservorio de la formación Hollín

En la tabla 2.5 se muestra las características petrofísicas de la formación Hollín que presenta el campo de estudio.

Tabla 2.6. Propiedades petrofísicas del reservorio Hollín [Petroamazonas EP, 2018]

Formación	Pi (psi)	∅ (%)	k (md)	So (%)	Sw (%)	Espesor neto de petróleo (ft)
Hollín	4340	15.2	800	81	19	79

CAPÍTULO 3

3 RESULTADO Y ANÁLISIS

3.1 Criterio para la selección del fluido óptimo

Las primeras operaciones que se realizan en un reacondicionamiento de pozo es controlar el mismo, ya sea mediante tubing-caising o caising-tubing. En el campo Palo Azul los aditivos químicos empleados en un fluido de completación corresponde a los siguientes:

- Agua (El agua que se utiliza en el fluido de control debe ser fresca y filtrada, menor a 10 NTU, con una densidad promedio de 8.4 PPG, la densidad varía de acuerdo a la presión de reservorio)
- Solvente mutual
- Inhibidor de arcilla
- Surfactante (no emulsificante)

Para la selección del fluido óptimo, se realizó un análisis cualitativo y cuantitativo con el fluido de completación que actualmente se usa en el campo y el fluido de completación con nanotecnología. Los resultados permitieron considerar propiedades importantes (como la mojabilidad, interfase y la emulsión) que al momento de la selección del fluido de completación, cause el menor daño en la formación. Resulta importante tener presente estas propiedades.

Los factores antes mencionados conllevaron a la selección de un fluido de control que cumpla con ciertos parámetros, para prevenir daños en la formación y mantener las características propias de la zona productora. Para aumentar la densidad del fluido de completación se debe tener en cuenta la presión de la formación, en la formulación química de la salmuera; por lo que, en este caso según el análisis sedimentológico de la arena Hollín la salmuera optima es el

formiato de sodio; además, esta sal no es afectada por los aditivos planteados anteriormente.

3.2 Reacondicionamiento de pozo

En el transcurso por mantener una producción igual o mayor de crudo presente en el campo, se presenta con ello una serie de problemas tanto mecánicos o de yacimiento en los distintos pozos. Por lo que, el estudio de los pozos intervenidos es un parámetro de gran ayuda que se realizó en el campo Palo Azul, por la cantidad de workover que se realiza para mantener la vida productiva del pozo.

Es de gran importancia subrayar que en el campo Palo Azul, los pozos inmediatamente reflejan los resultados en la producción después de los trabajos de workover.

El objetivo principal de los trabajos con torre fue seleccionar pozos que han sido intervenidos favorablemente y por el contrario que han tenido una intervención negativamente en la producción de fluido, para determinar si la intervención del trabajo de reacondicionamiento se debe principalmente a su fluido de completación empleado y que factores atribuyeron al mismo.

Para ello se presenta la tabla 10 donde se referencia el pozo que se ha intervenido, el número de workover, el objetivo del trabajo, la producción de fluido antes y después, si se presenta un incremento o pérdida, la observación del trabajo de reacondicionamiento de todo el año 2018, para comenzar a interpretar el estudio planteado.

Tabla 3.1. Reacondicionamientos realizados del 1 de enero del 2018 al 31 de octubre de 2018 [Petroamazonas EP,2018]

Pozo	W O	Objetivo	Antes del WO	Después del WO	Incr m /Perd	Observación
			BPPD	BPPD		
PLAD-012	11	Reparar equipo BES	110	68	-42	Se pierde producción
PLAD-033	6	Pulling equipo BES	371	406	35	Aumento de producción
PALB-006	8	Bajar equipo BES	69	61	-8	Se pierde producción
PALB-005	9	Pulling equipo BES	108	120	12	Aumento de producción
PLAN-029	6	Re disparar el intervalo de Hollín (8'). Completar con equipo de levantamiento artificial	39			Pozo cerrado
PLAD-024H	8	Pulling equipo BES, Re-disparar el intervalo de (18')	125	132	7	Aumento de producción
PLAD-032H	3	Pulling de equipo BES. Programa alterno #01. Re-disparos intervalos: (6'); (7'); (14')	132	60	-72	Se pierde producción
PLAC-046	3	Pulling equipo BES	218	329	111	Aumento de producción
PLAB-002	9	Pulling BES por fases desbalanceadas	115	116	1	Aumento de producción
PALB-008	10	Pulling equipo BES. Limpieza de punzonados con camaras al vacio	242	278	36	Aumento de producción
PALC-040	8	Recuperar equipo BES. Disparar zona productora Hollin (5'). Re disparar (8'). Bajar equipo BES	263	360	97	Aumento de producción
PLAN-051	5	Recuperar pescado. Aislar sección horizontal con cementación secundaria y CIBP.). Evaluar y completar con sistema de levantamiento artificial	220		-220	Se pierde producción

Pozo	W O	Objetivo	Antes del WO	Después del WO	Incr m /Perd	Observación
			BPPD	BPPD		
PLAN-053	2	Pulling BES. Moler zapata de Liner 5". Limpiar sección open hole del reservorio Hollín intervalo (15'). Disparar intervalos (6'); (10'). Evaluar y tomar BUP completar con el sistema de levantamiento artificial	113.85	355	241.15	Aumento de producción
PLAN-049	4	Pulling BES. Aislar sección horizontal de arena Hollín redisparar arena Hollín el intervalo (84'); (134'). Evaluar y tomar B'UP completar con el sistema de levantamiento.	0	116	166	Aumento en la producción
PLAC-039H	8	Recuperar equipo BES. Disparar zona productora de Hollín (19') y redisparar (25'). Bajar equipo BES	198	408	210	Aumento de producción
PLAD-032	4	Recuperar equipo BES (Bajo Balance)	119	408	289	Aumento de producción
PLAA-016	14	Recuperar equipo BES (Bajo Balance). Re-disparos arena Hollín Bajar equipo BES	87	118	31	Aumento de producción
PLAN-053	2	Sacar BHA de evaluación. Cañonear arena Basal Tena el intervalo (27'). Bajar selección selectiva	113.5		-113.5	Se pierde producción
PLAB-036	3	Pullin equipo BES. Re disparar (15') y disparar zona productora de Hollín (47') con cargas de alta penetración y camaras al vacio. Bajar equipo BES	154	181	27	Aumento de producción
PLAN-051	5	Reinicio de operaciones de pesca. Suspender operaciones de pesca. Aislar la arena Hollín, disparar arena BT. Bajar esquivo BES	249	457	208	Aumento de producción
PLAN-059	4	Pulling equipo BES	311	255	-56	Se pierde producción
PLAN-055	4	Pulling equipo BES	138	4	-134	Se pierde producción

3.3 Fluido de completación que se usa en el campo Palo Azul

Se selecciona dos pozos los cuales pasaron por trabajos de reacondicionamientos. Para conocer la composición química del fluido de control que se usó en el trabajo.

3.3.1.1 Fluido de completación de PLAN-049

El tipo de fluido de completación que se utilizó en el pozo PLAN-049 en el workover 5, noviembre del 2018, fue salmuera con una densidad de 8.5 ppg (agua filtrada 997 gpt) para preparar 800 bls.

Observar tabla 3.2 donde describe la composición química que se utiliza en el fluido de completación para la formación Hollín.

Tabla 3.2. Componentes químicos del Palo Azul-049H WO#05[Petroamazonas E.P., 2018]

Químico	Concentración
Surfactante (LOSURF 300)	3 gpt
Biocida (ALDACIDE)	0.25 gpt

3.3.1.2 Fluido de completación de PLAD-033

El tipo de fluido de completación que se utilizó en el pozo PLAD-33 en el workover 06, enero del 2018, fue salmuera con una densidad de 8.4 ppg (agua filtrada 936 gpt) para preparar 1000 bls.

Observar tabla 3.3 donde se describe la composición química que se utiliza en el fluido de completación para la formación Hollín.

Tabla 3.3. Componentes químicos del fluido de completación PLAD-033
[Petroamazonas E.P., 2018]

Químico	Concentración
Inhibidor de arcilla (clasta-xp)	5 gpt
Surfactante (losurf 300)	3 gpt
Biocida (be-9)	0.25 gpt
Solvente mutual (musol)	50 gpt

3.4 Pozos productores con pérdida de producción

Según la tabla 3.4 los pozos que presentan una caída de producción después de realizar el trabajo de reacondicionamiento se muestran en la tabla 12.

Tabla 3.4. Pozos con perdida de producción [Larco A. & Montesdeoca C., 2019]

Pozo				
PLAB-006	PLAD-012	PLAD-032	PLAN-055	PLAN-059

3.4.1.1 Palo Azul 006

En la figura 3.1 se observa la tendencia de la producción de fluido, petróleo y agua. El historial se adjunta en el anexo.

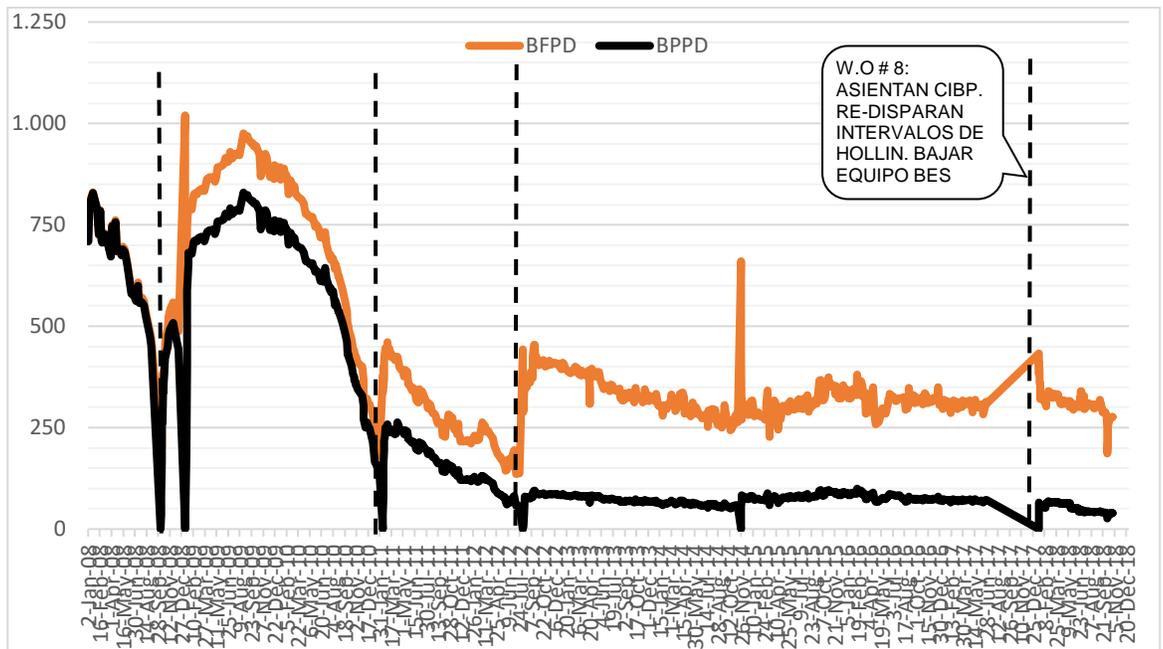


Figura 3.1. Historial de producción pozo Palo Azul-06 [Petroamazonas E.P., 2018]

Como se puede observar en la figura 3.1 el último workover realizado en el pozo Palo Azul-06 la producción de petróleo después de la intervención disminuye parcialmente en comparación a la producción de petróleo antes de la intervención.

3.4.1.2 Palo Azul 012

El tipo de fluido de completación que se utilizó en el pozo PLAD-012 en el workover 11, realizado en enero del 2018, fue salmuera con una densidad de 8.4 ppg (agua filtrada 942 gpt) para preparar 200 bls.

En la tabla 3.5 se observa la composición química que se utiliza en el fluido de completación para la formación Hollín.

Tabla 3.5. Componentes químicos del fluido de completación PLAS-012
[Petroamazonas E.P.,2018]

Químico	Concentración
Inhibidor de arcilla	5 gpt
Surfactante	3 gpt
Biocida	0.25 gpt
Solvente mutual	50 gpt

La información se corrobora en el apéndice B, donde se describe el proceso del programa de reacondicionamiento que se va a realizar.

En la figura 3.2 se observa la tendencia de la producción de fluido, petróleo y agua.

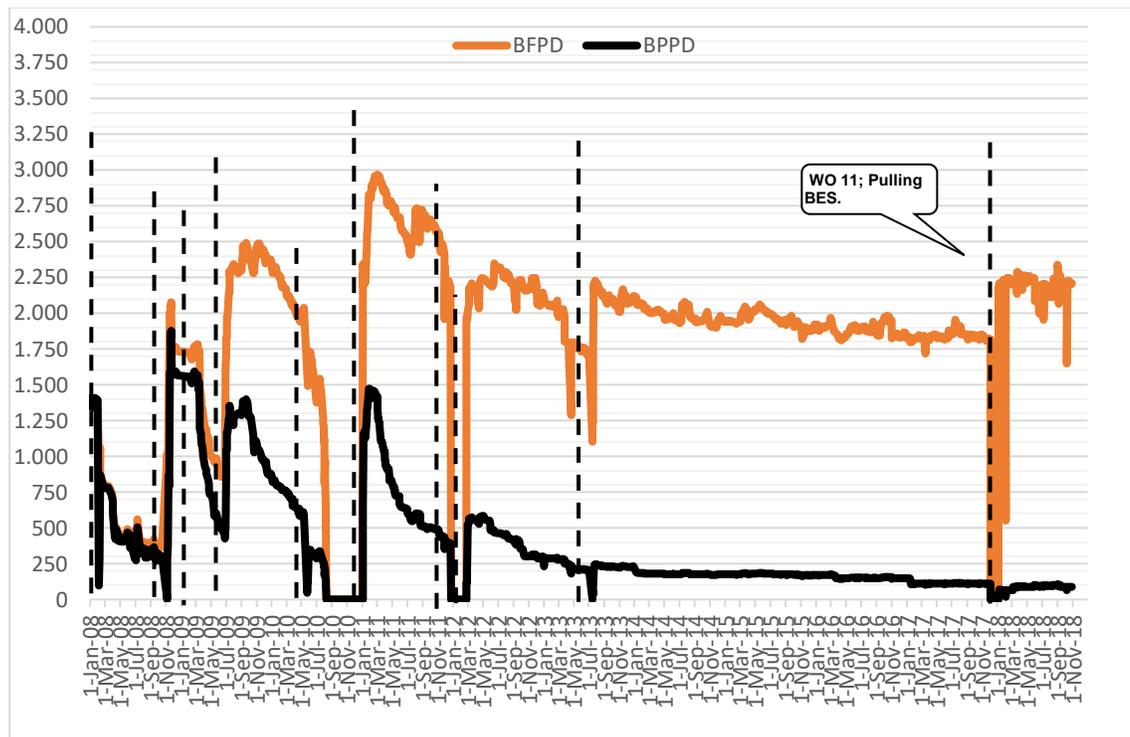


Figura 3.2 Historial de producción pozo Palo Azul-12 [Petroamazonas E.P., 2018]

En la figura 3.2 se puede observar que la caída de producción de petróleo es significativa después del workover en comparación a la producción de petróleo antes de la intervención del pozo Palo Azul-012

3.4.1.3 Palo Azul 032

En la figura 3.3 se observa la tendencia de la producción de fluido, petróleo y agua.

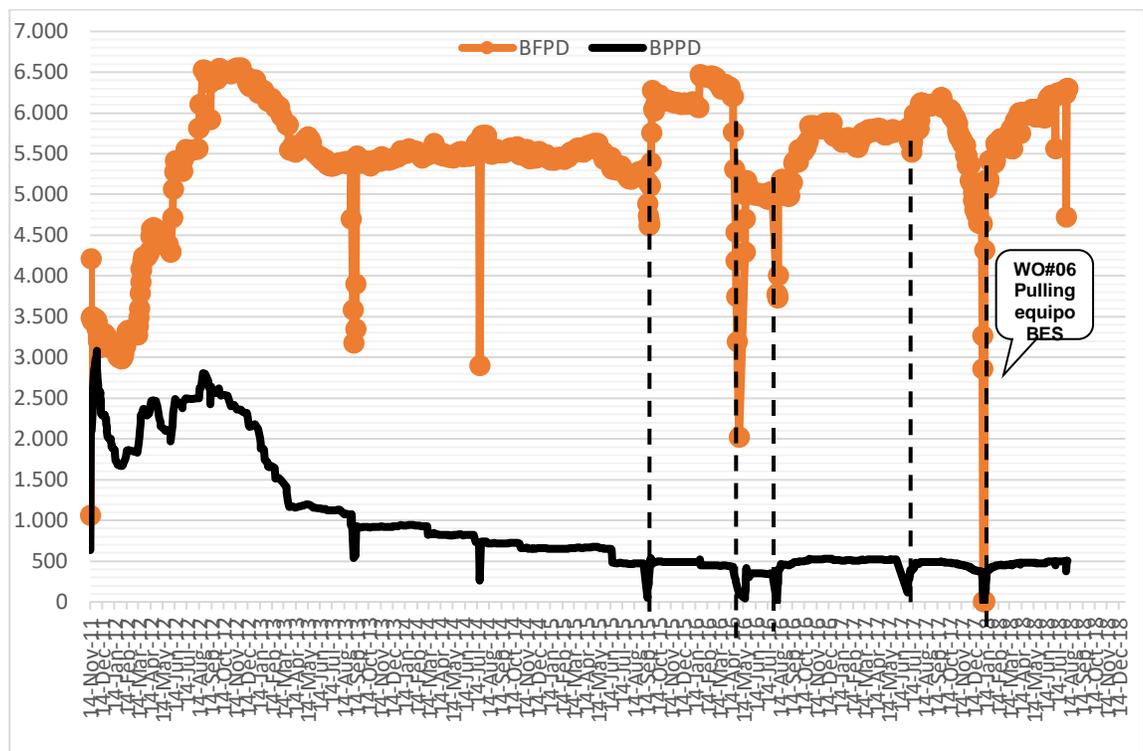


Figura 3.3 Historial de producción pozo Palo Azul-033H [Petroamazonas E.P., 2018]

En la figura 3.3 se puede observar que el ultimo workover la producción de petróleo después de la intervención tiene una ligera caída y posteriormente se mantiene constante al igual que antes de la intervención del pozo Palo Azul-033H.

3.5 Pruebas de emulsión al fluido de completación sin nanotecnología

3.5.1 Fluido de completación PLAB-036

La muestra del fluido del yacimiento fue tomada en el cabezal del pozo. El procedimiento de la prueba se adjunta en el apéndice D. La composición química que se utiliza en el fluido de completación para la formación Hollín, se observa en la tabla 3.6.

Tabla 3.6. Componentes químicos de la prueba 01 y 02 del PLAB-036 [Dynadrill S.A., 2018]

Prueba 01		Prueba 02	
Química	Concentración	Química	Concentración
Solvente mutual	30	Solvente mutual	30
Inhibidor de arcilla	2	Inhibidor de arcilla	2
Biocida	0,2	Biocida	0,2
Surfactante "C"	3	Surfactante "C"	3

RESULTADO

Se muestra los resultados de la interface y el comportamiento del fluido que se realizó en la prueba de emulsión, utilizando química que se usa normalmente:

Tabla 3.7. Resultado de la prueba 01 y 02 sin nanotecnología del PLAB-036 [Dynadrill S.A., 2018]

Tiempo	3 min	5 min	10 min	20 min	30 min
Prueba 1	49	49	49	50	50
Prueba 2	36	38	49	50	50

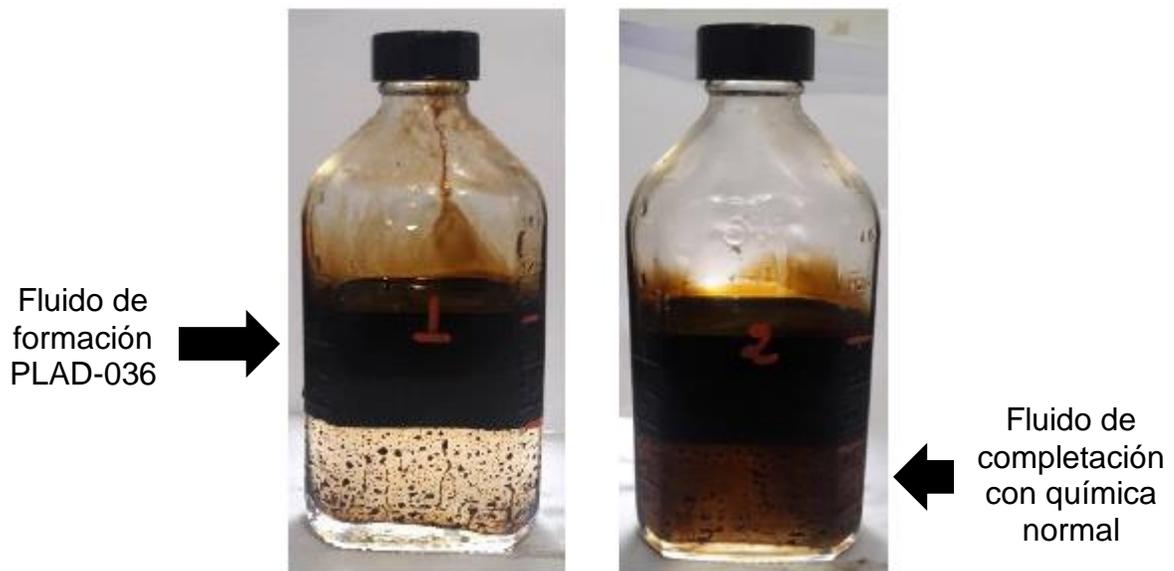


Figura 3.4. Resultado de la prueba 01 y 02 del PLAB-036 [Dynadrill S.A., 2018]

Análisis

Prueba 01: En la figura 3.4 se observó que en la prueba de emulsión se tiene una interfase regular, paredes sucias, agua clara.

Prueba 02: En la figura 3.4 se observó que en la prueba de emulsión se tiene una interfase regular, paredes sucias, agua turbia

3.5.1.1 Fluido de completación PLAC-038

Se toma una muestra de fluido de yacimiento en el cabezal del pozo, con un API de 21.1 y BSW de 76.

En la tabla 3.8 se describe la composición química que se utilizada en la prueba.

Tabla 3.8. Componentes químicos del fluido de completación PLAD-038 [Dynadrill S.A., 2018]

Prueba 01	
Químico	Concentración
Solvente mutual	30
Inhibidor de arcilla	2
Biocida	0,2
Surfactante "D"	3

RESULTADO

Se muestra los resultados en la tabla 17 de la interfase y el comportamiento del fluido que se realizó en la prueba de emulsión, utilizando química que se usa normalmente.

Tabla 3.9. Resultado de la prueba 01 sin nanotecnología del PLAD-038 [Dynadrill S.A., 2018]

Tiempo	3 min	5 min	10 min	20 min	30 min
Prueba 1	50	50	50	50	50

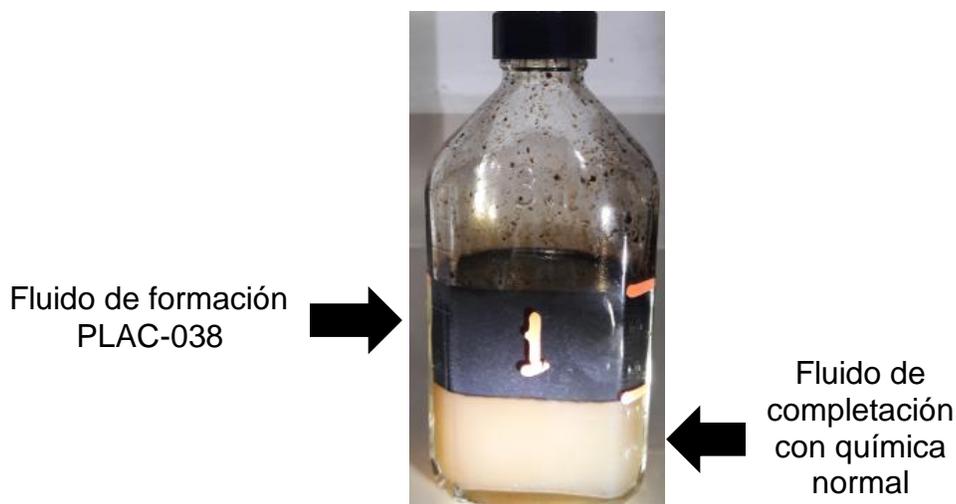


Figura 3.5. Resultado de la mezcla prueba 01 del PLAC-038 [Dynadrill S.A., 2018]

Análisis

Prueba 01: Se observó que en la prueba de emulsión se tiene una interfase buena, paredes limpias, agua turbia.

3.5.1.2 Fluido de completación PLAD-028

Se toma una muestra de fluido de yacimiento en el cabezal del pozo, con un API de 32.3 y BSW de 42.

En la tabla 3.10 se describe la composición química que se utilizada en la prueba.

Tabla 3.10. Componentes químicos del fluido de completación PLAD-028 [Dynadrill S.A., 2018]

Prueba 06	
Químico	Concentración (gpt)
Solvente mutual	30
Inhibidor de arcilla	2
Biocida	0,2
Surfactante "D"	3

RESULTADO

Se muestra los resultados en la tabla 3.11 de la interfase y el comportamiento del fluido que se realizó en la prueba de emulsión, utilizando química que se usa normalmente.

Tabla 3.11. Resultado de la prueba 06 sin nanotecnología del PLAD-028 [Dynadrill S.A., 2018]

Tiempo	3 min	5 min	10 min	20 min	30 min
Prueba 6	50	50	50	50	50

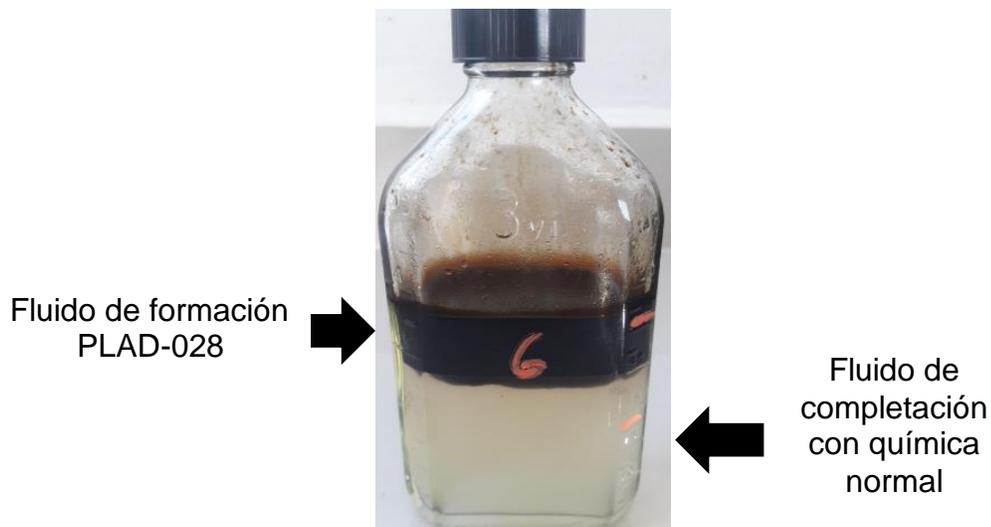


Figura 3.6. Resultado de la mezcla prueba 06 del PLAD-028 [Dynadrill S.A., 2018]

Prueba 06: Se observó que el fluido de completación presenta una interface mala, paredes limpias, agua clara.

3.5.1.3 Fluido de completación PLAD-015

Se toma una muestra de fluido de yacimiento en el cabezal del pozo, con un API de 31.8 y BSW de 36.0.

En la tabla 3.12 se describe la composición química que se utilizada en la prueba.

Tabla 3.12 . Componentes químicos del fluido de completación PLAD-015
[Dynadrill S.A., 2018]

Prueba 11	
Químico	Concentración (gpt)
Solvente mutual	30
Inhibidor de arcilla	2
Biocida	0,2
Surfactante "D"	3

RESULTADO

Se muestra en la tabla 3.13 los resultados de la interfase y el comportamiento del fluido que se realizó en la prueba de emulsión del fluido, utilizando química que se usa normalmente.

Tabla 3.13. Resultado de la prueba 11 sin nanotecnología del PLAD-015 [Dynadrill S.A., 2018]

Tiempo	3 min	5 min	10 min	20 min	30 min
Prueba 11	50	50	50	50	50

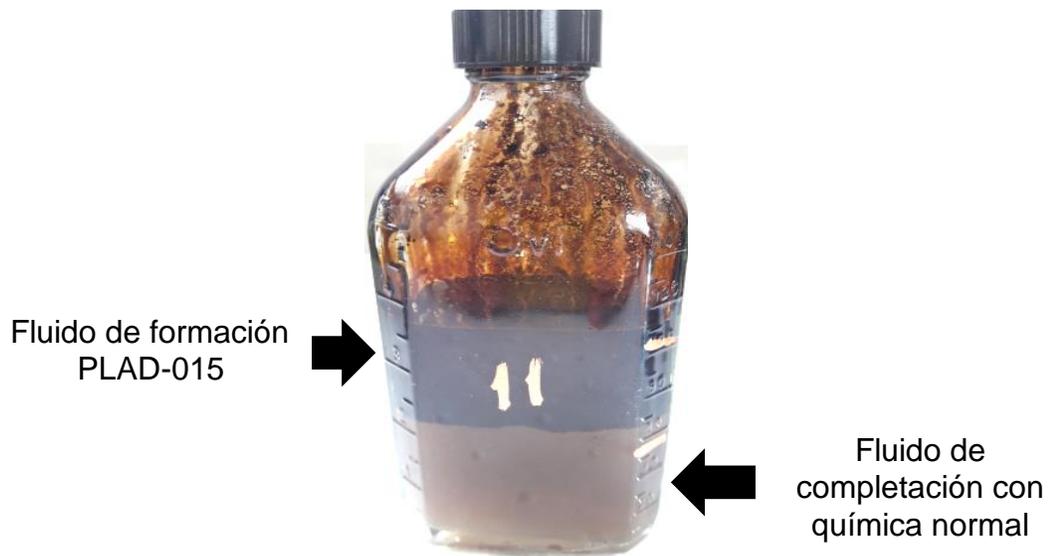


Figura 3.7. Resultado de la mezcla prueba 11 del PLAD-015 [Dynadrill S.A., 2018]

Prueba 11: Se observa en a figura 3.7 que el fluido de completación rompe las microemulsiones del crudo y aumenta la cantidad de agua, así mismo se observa una interfase mala, agua turbia.

3.5.1.4 Fluido de completación PLAC-004

Se toma una muestra de fluido de yacimiento en el cabezal del pozo, con un API de 30.0 y BSW de 78.0

En la tabla 3.14 se describe la composición química que se utilizó en la prueba.

Tabla 3.14. Componentes químicos del fluido de completación PLAC-004.
[Dynadrill S.A., 2018]

Prueba 16	
Químico	Concentración (gpt)
Solvente mutual	30
Inhibidor de arcilla	2
Biocida	0,2
Surfactante "D"	3

RESULTADO

Se muestra los resultados en la tabla 3.15 de la interfase y el comportamiento del fluido que se realizó en la prueba de emulsión, utilizando química que se usa normalmente.

Tabla 3.15. Resultado de la prueba 16 sin nanotecnología del PLAC-004 [Dynadrill S.A., 2018]

Tiempo	3 min	5 min	10 min	20 min	30 min
Prueba 16	45	50	50	50	50



Figura 3.8. Resultado de la mezcla prueba 16 del PLAC-004 [Dynadrill S.A., 2018]

Análisis

Prueba 16: Se observa en la figura 3.8 que el fluido de completación se comporta de una manera no muy favorable para el reservorio dando una interfase mala, paredes sucias y agua turbia.

3.5.1.5 Fluido de completación PLAC-017

Se toma una muestra de fluido de yacimiento en el cabezal del pozo, con un API de 27.8 y BSW de 24.0

En la tabla 3.16 se describe la composición química que se utilizada en la prueba.

Tabla 3.16. Componentes químicos del fluido de completación PLAC-017 [Dynadrill S.A., 2018]

Prueba 21	
Químico	Concentración (gpt)
Solvente mutual	30
Inhibidor de arcilla	2
Biocida	0,2
Surfactante "D"	3

RESULTADO

Se muestra en la tabla 3.17 los resultados de la interfase y el comportamiento del fluido que se realizó en la prueba de emulsión, utilizando química normal.

Tabla 3.17. Resultado de la prueba 21 sin nanotecnología PLAC-017 [Dynadrill S.A., 2018]

Tiempo	3 min	5 min	10 min	20 min	30 min
Prueba 21	50	50	50	50	50

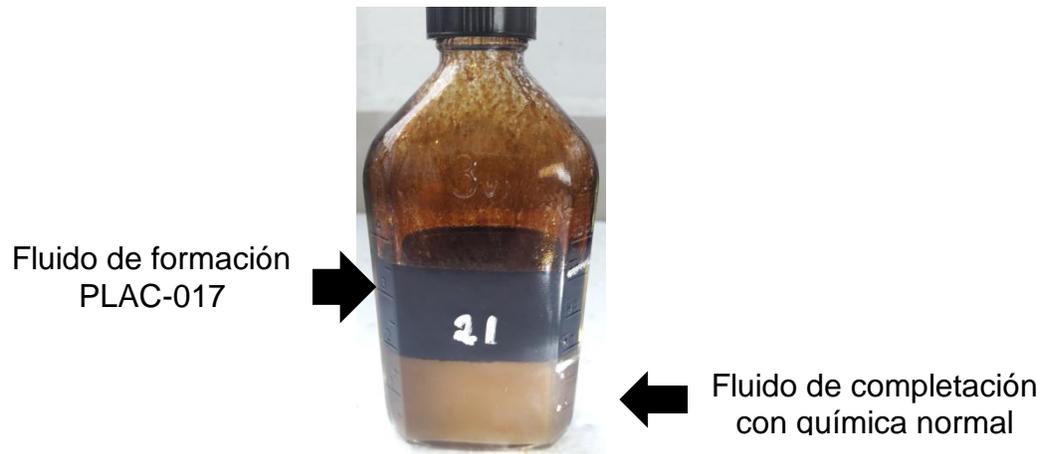


Figura 3.9. Resultado de la mezcla prueba 21 del PLAC-017 [Dynadrill S.A., 2018]

Análisis

Prueba 21: Se observa en la figura 3.9 que el fluido de completación presenta una interfase mala, paredes limpias, agua turbia.

3.5.1.6 Fluido de completación PLAD-034

Se toma una muestra de fluido de yacimiento en el cabezal del pozo, con un API de 29.2 y BSW de 50.0

En la tabla 3.18 se describe la composición química que se utilizada en la prueba.

Tabla 3.18. Componentes químicos del fluido de completación PLAD-034 [Dynadrill S.A., 2018]

Prueba 26	
Químico	Concentración (gpt)
Solvente mutual	30
Inhibidor de arcilla	2
Biocida	0,2
Surfactante "D"	3

RESULTADO

Se muestra los resultados en la tabla 3.19 de la interfase y el comportamiento del fluido que se realizó en la prueba de emulsión del fluido especial, utilizando química normal.

Tabla 3.19. Resultado de la prueba 26 sin nanotecnología del PLAD-034 [Dynadrill S.A., 2018]

Tiempo	3 min	5 min	10 min	20 min	30 min
Prueba 26	40	50	50	50	50

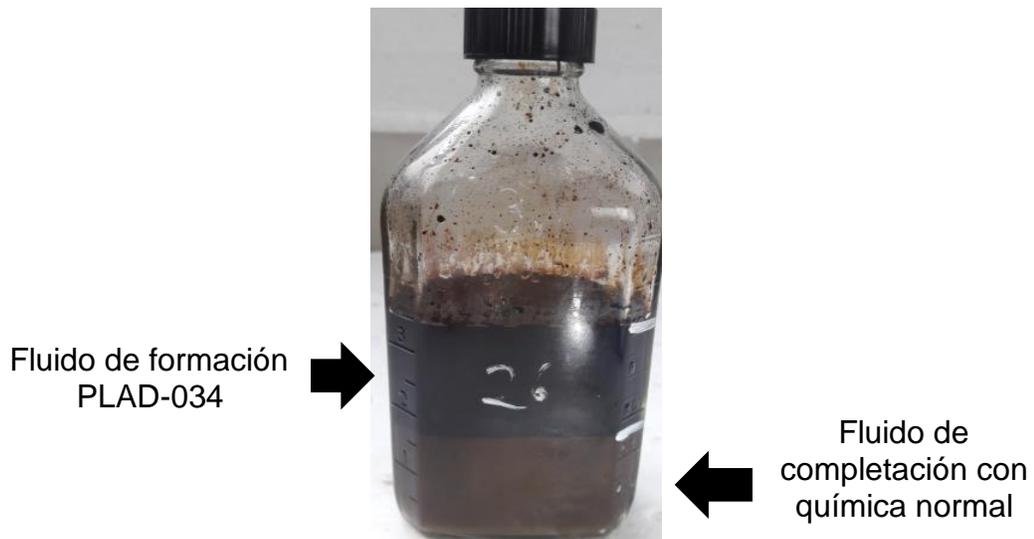


Figura 3.10. Resultado de la mezcla prueba 26 del PLAD-034 [Dynadrill S.A., 2018]

Análisis

Prueba 26: Se observa en la figura 3.11 que el fluido de completación tiende a realizar una interfase mala, paredes sucias, agua turbia.

3.5.1.7 Fluido de completación PLAC-013

Se toma una muestra de fluido de yacimiento en el cabezal del pozo, con un API de 26.4 y BSW de 25.0.

En la tabla 3.20 se describe la composición química que se utilizó en la prueba.

Tabla 3.20. Componentes químicos del fluido de completación PLAC-013 [Dynadrill S.A., 2018]

Prueba 31	
Química	Concentración (gpt)
Solvente mutual	30
Inhibidor de arcilla	2
Biocida	0,2
Surfactante "D"	3

RESULTADO

Se muestran los resultados en la tabla 3.21 de la interfase y el comportamiento del fluido que se realizó en la prueba de emulsión, utilizando química que se usa normalmente.

Tabla 3.21. Resultado de la prueba 31 sin nanotecnología del PLAC-013 [Dynadrill S.A., 2018]

Tiempo	3 min	5 min	10 min	20 min	30 min
Prueba 31	50	50	50	50	50

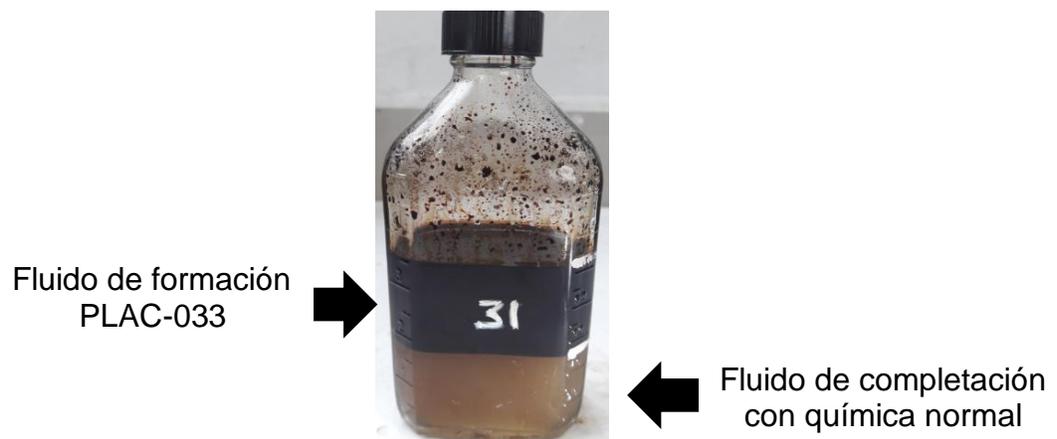


Figura 3.11. Resultado de la mezcla prueba 26 del PLAC-033 [Dynadrill S.A., 2018]

Análisis

Prueba 31: En la figura 3.11 se observa que el fluido de control presenta las siguientes características: interfase buena, paredes limpias, agua turbia.

3.5.1.8 Fluido de completación PLAA-016

Se toma una muestra de fluido de yacimiento en el cabezal del pozo, con un API de 25.2 y BSW de 24.0.

En la tabla 3.22 se describe la composición química que se utilizó en la prueba.

Tabla 3.22. Componentes químicos de la prueba 36 del PLAD-016 [Dynadrill S.A., 2018]

Prueba 36	
Química	Concentración (gpt)
Solvente mutual	30
Inhibidor de arcilla	2
Biocida	0,2
Surfactante "D"	3

RESULTADO

Se muestra los resultados en la tabla 3.23 de la interfase y el comportamiento del fluido que se realizó en la prueba de emulsión, utilizando química que se usa normalmente.

Tabla 3.23. Resultado de la prueba 36 sin nanotecnología del PLAA-016 [Dynadrill S.A., 2018]

Tiempo	3 min	5 min	10 min	20 min	30 min
Prueba 36	50	50	50	50	50

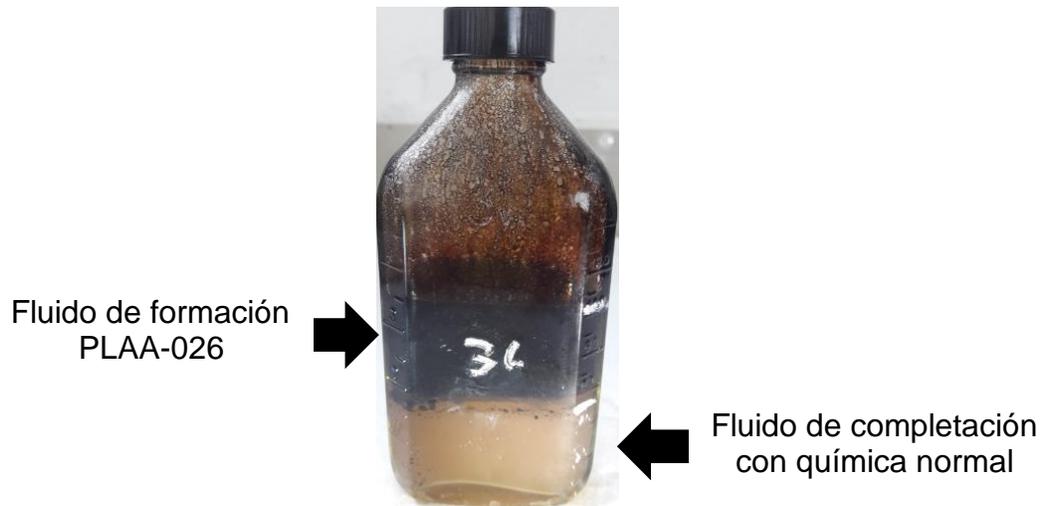


Figura 3.12. Resultado de la mezcla prueba 36 del PLAA-016 [Dynadrill S.A., 2018]

Análisis

Prueba 36: En la figura 3.12 se observa que el fluido de completación presenta las siguientes características: interface mala, paredes casi limpias, agua turbia.

3.5.1.9 Fluido de completación PLAD-033

Se toma una muestra de fluido de yacimiento en el cabezal del pozo, con un API de 22.6 y BSW de 79.0.

En la tabla 3.24 se describe la composición química que se utilizada en la prueba.

Tabla 3.24. Componentes químicos del fluido de completación PLAD-033 [Dynadrill S.A., 2018]

Prueba 41	
Química	Concentración (gpt)
Solvente mutual	30
Inhibidor de arcilla	2
Biocida	0,2
Surfactante "D"	3

RESULTADO

En la tabla 3.25 se muestra los resultados de la interfase y el comportamiento del fluido que se realizó en la prueba de emulsión, utilizando química que se usa normalmente.

Tabla 3.25. Resultado de la prueba 41 sin nanotecnología del PLAD-033 [Dynadrill S.A., 2018]

Tiempo	3 min	5 min	10 min	20 min	30 min
Prueba 41	50	50	50	50	50

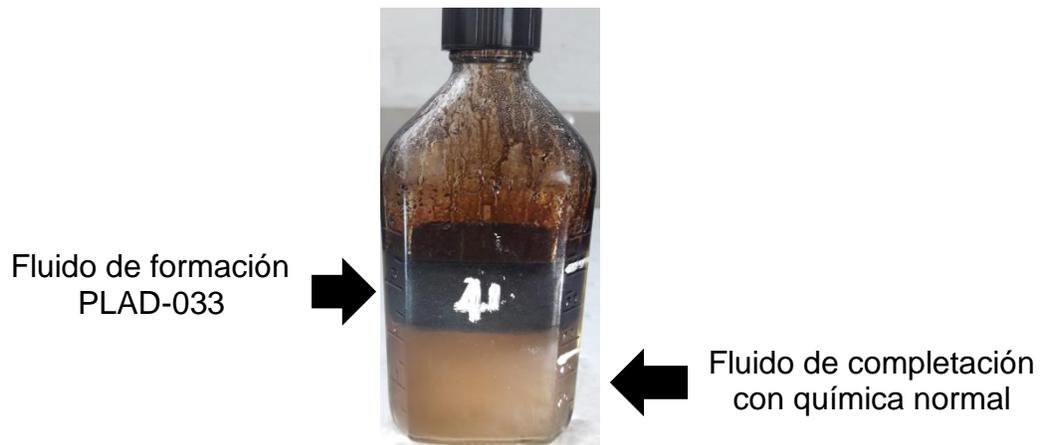


Figura 3.13. Resultado de la mezcla prueba 41 del PLAD-033 [Dynadrill S.A., 2018]

Análisis

Prueba 41: En la figura 3.13 se muestra que el fluido de completación presenta las siguientes características: interface buena, paredes limpias, agua turbia.

3.6 Pruebas de emulsión del fluido de completación con nanotecnología

3.6.1 Fluido de completación PALC-038

Se toma una muestra de fluido de yacimiento en el cabezal del pozo, con un API de 21.1 y BSW de 76.0.

En la tabla 3.26 se describe la composición química con nanotecnología que se utilizada en cada prueba.

Tabla 3.26. Componentes químicos de las pruebas 02, 03, 04 y 05 de fluido de completación con nanotecnología del PLAC-038 [Dynadrill S.A., 2018]

Prueba 2		Prueba 3		Prueba 4		Prueba 5	
Química	Concentración (gpt)						
Solvente mutual	30						
Inhibidor de arcilla	2						
Biocida	0,2	Biocida	0,2	Biocida	0,2	Biocida	0,2
Surfactante "D"	3	Surfactante "G"	3	Surfactante "H"	3	Surfactante "C"	3
Nanotecnología "B"	1						

RESULTADO

En la tabla 3.27 se muestra los resultados de la interfase y el comportamiento del fluido que se realizó en la prueba de emulsión con fluido de completación con nanotecnología.

Tabla 3.27. Resultado de las pruebas 02, 03, 04 y 05 de fluido de completación con nanotecnología del PLAC-038 [Dynadrill S.A., 2018]

Tiempo	3 min	5 min	10 min	20 min	30 min
Prueba 2	18	28	45	50	50
Prueba 3	20	30	40	50	50
Prueba 4	20	30	40	50	50
Prueba 5	40	50	50	50	50

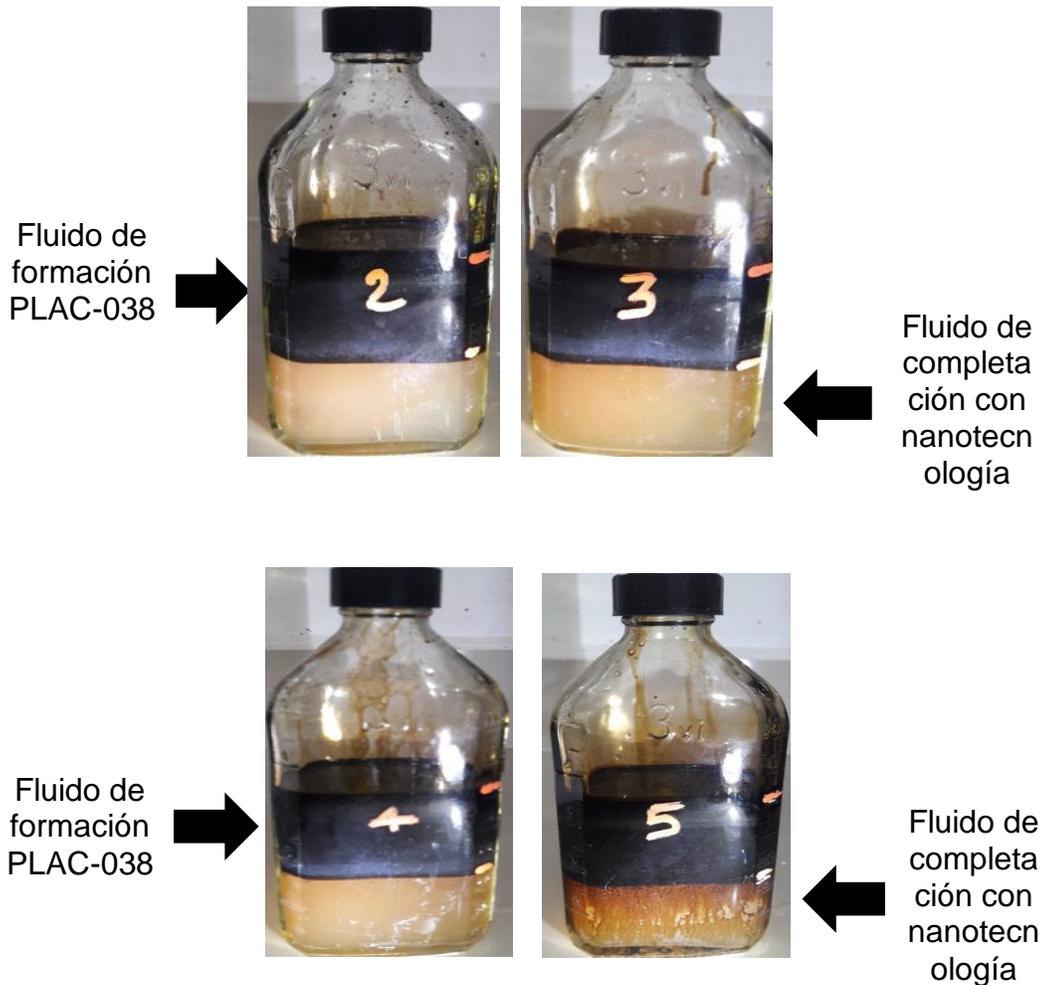


Figura 3.14. Resultado de la mezcla pruebas 02, 03, 04 y 05 de fluido de completación con nanotecnología del PLAC-038 [Dynadrill S.A., 2018]

Análisis

Prueba 2. Se observa en la figura 3.14 que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B” y el surfactante “D” presenta las siguientes características: interfase buena, paredes limpias, agua turbia.

Prueba 3. Se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B” y surfactante “G” presenta las siguientes características: interfase buena, paredes limpias, agua turbia.

Prueba 4. Se observa en la figura 3.14 que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B” y surfactante “H” presenta las siguientes características: interfase buena, paredes limpias, agua turbia.

Prueba 5. Se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B” y surfactante “C” presenta las siguientes características: interfase regular, paredes sucias, agua turbia.

3.6.2 Fluido de control PLAD-028H

Se toma una muestra de fluido de yacimiento en el cabezal del pozo, con un API de 32.3 y BSW de 42.

En la tabla 3.28 se describe la composición química que se utilizó en cada prueba.

Tabla 3.28. Componentes químicos de las pruebas 07, 08, 09 y 10 de fluido de completación con nanotecnología del PLAD-028H [Dynadrill S.A., 2018]

Prueba 7		Prueba 8		Prueba 9		Prueba 10	
Química	Concentración (gpt)						
Solvente mutual	30						
Inhibidor de arcilla	2						
Biocida	0,2	Biocida	0,2	Biocida	0,2	Biocida	0,2
Surfactante “D”	3	Surfactante “G”	3	Surfactante “H”	3	Surfactante “C”	3
Nanotecnología “B”	1						
Surfactante “I”	1	Surfactante “I”	1	Surfactante “I”	1	Surfactante “I”	0

RESULTADO

En la tabla 3.29 se muestra los resultados de la interfase y el comportamiento del fluido que se realizó en la prueba de emulsión con fluido de completación con nanotecnología.

Tabla 3.29. Resultado de las pruebas 07, 08, 09 y 10 de fluido de completación con nanotecnología del PLAD-028H [Dynadrill S.A., 2018]

Tiempo	3 min	5 min	10 min	20 min	30 min
Prueba 7	50	50	50	50	50
Prueba 8	40	50	50	50	50
Prueba 9	40	50	50	50	50
Prueba 10	45	50	50	50	50

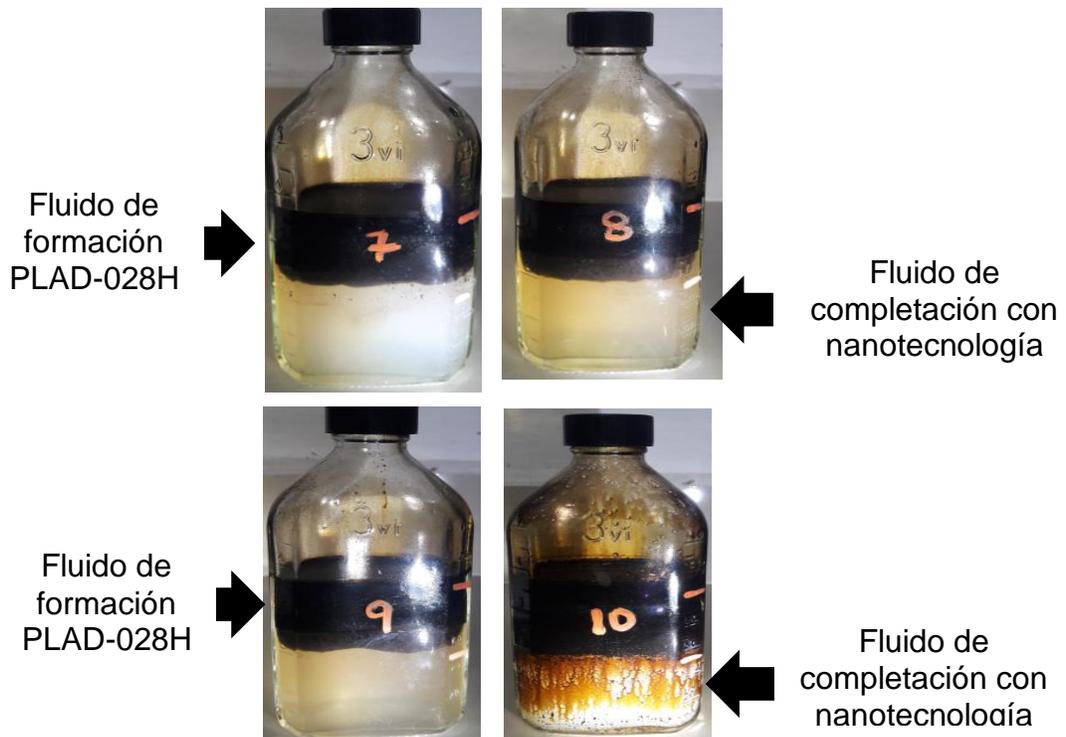


Figura 3.15. Resultado de la mezcla pruebas 07, 08, 09 y 10 de fluido de completación con nanotecnología del PLAD-028H [Dynadrill S.A., 2018]

Se cambio de surfactante para mejorar el proceso de desmulsión en las diferentes pruebas para observar cuál de ellos es el óptimo para el diseño del fluido de control. Para mejorar la interfase de las pruebas se añadió un surfactante “I” a todas las muestras para obtener mejores resultados.



Figura 3.16. Resultado de la mezcla pruebas 07, 08 y 09 de fluido de completación con surfactante “I” del PLAD-028H [Dynadrill S.A., 2018]

Análisis

Prueba 7. Se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B”, surfactante “D” y el surfactante “I” presenta las siguientes características: interfase buena, paredes limpias, agua turbia.

Prueba 8. Se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B”, surfactante “G” y el surfactante “I” presenta las siguientes características: interfase buena, paredes limpias, agua turbia.

Prueba 9. Se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B”, surfactante “H” y el surfactante “I” presenta las siguientes características: interfase buena, paredes limpias, agua turbia.

Prueba 10. Se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B” y surfactante “C” presenta las siguientes características: interfase mala, paredes sucias, agua turbia.

3.6.3 Fluido de control PLAD-015

Se toma una muestra de fluido de yacimiento en el cabezal del pozo, con un API de 31.8 y BSW de 36.0. En la tabla 3.30 se describe la composición química que se utilizaba en cada prueba.

Tabla 3.30. Componentes químicos de las pruebas 12, 13, 14 y 15 de fluido de completación con nanotecnología del PLAD-015 [Dynadrill S.A., 2018]

Prueba 12		Prueba 13		Prueba 14		Prueba 15	
Química	Concentración (gpt)						
Solvente mutual	30						
Inhibidor de arcilla	2						
Biocida	0,2	Biocida	0,2	Biocida	0,2	Biocida	0,2
Surfactante "D"	3	Surfactante "G"	3	Surfactante "H"	3	Surfactante "C"	3
Nanotecnología "B"	1						

RESULTADO

En la tabla 3.27 se muestra los resultados de la interfase y el comportamiento del fluido que se realizó en la prueba de emulsión con fluido de completación con nanotecnología.

Tabla 3.31. Resultado de las pruebas 12, 13, 14 y 15 de fluido de completación con nanotecnología del PLAD-015 [Dynadrill S.A., 2018]

Tiempo	3 min	5 min	10 min	20 min	30 min
Prueba 12	50	50	50	50	50
Prueba 13	25	40	50	50	50
Prueba 14	30	40	50	50	50
Prueba 15	50	50	50	50	50

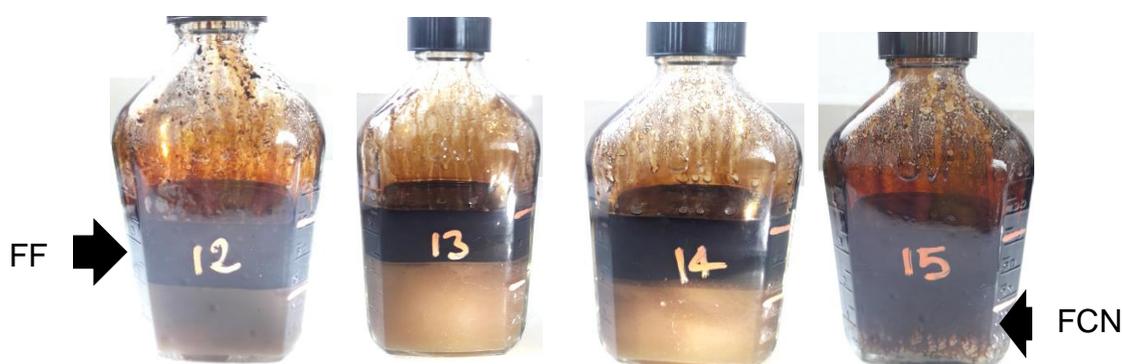


Figura 3.17. Resultado de la mezcla pruebas 12, 13 y 14 de fluido de completación con nanotecnología del PLAD-015 [Dynadrill S.A., 2018]

Análisis

Prueba 12. En la figura se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B” y el surfactante “D” presenta las siguientes características: interfase regular, paredes limpias, agua turbia.

Prueba 13. Se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B” y el surfactante “G” presenta las siguientes características: interfase buena, paredes limpias, agua turbia.

Prueba 14. En la figura se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B” y el surfactante “H” presenta las siguientes características: interfase buena, paredes casi limpias, agua turbia.

Prueba 15. Se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B” y surfactante “C” presenta las siguientes características: interfase mala, paredes sucias, agua turbia.

3.6.4 Fluido de control PLAC-04

Se toma una muestra de fluido de yacimiento en el cabezal del pozo, con un API de 30.0 y BSW de 78.0 En la tabla 3.32 se describe la composición química que se utilizó en cada prueba.

Tabla 3.32. Componentes químicos de las pruebas 17, 18, 19 y 20 de fluido de completación con nanotecnología del PLAC-004 [Dynadrill S.A., 2018]

Prueba 17		Prueba 18		Prueba 19		Prueba 20	
Química	Concentración (gpt)						
Solvente mutual	30						
Inhibidor de arcilla	2						
Biocida	0,2	Biocida	0,2	Biocida	0,2	Biocida	0,2
Surfactante “D”	3	Surfactante “G”	3	Surfactante “D”	3	Surfactante “G”	3
Nanotecnología “B”	1						

RESULTADO

En la tabla 3.33 se muestra los resultados de la interfase y el comportamiento del fluido que se realizó en la prueba de emulsión con fluido de completación con nanotecnología.

Tabla 3.33. Resultado de las pruebas 17, 18, 19 y 20 de fluido de completación con nanotecnología del PLAC-004 [Dynadrill S.A., 2018]

Tiempo	3 min	5 min	10 min	20 min	30 min
Prueba 17	45	50	50	50	50
Prueba 18	0	3	15	45	46
Prueba 19	10	10	15	30	30
Prueba 20	45	50	50	50	50

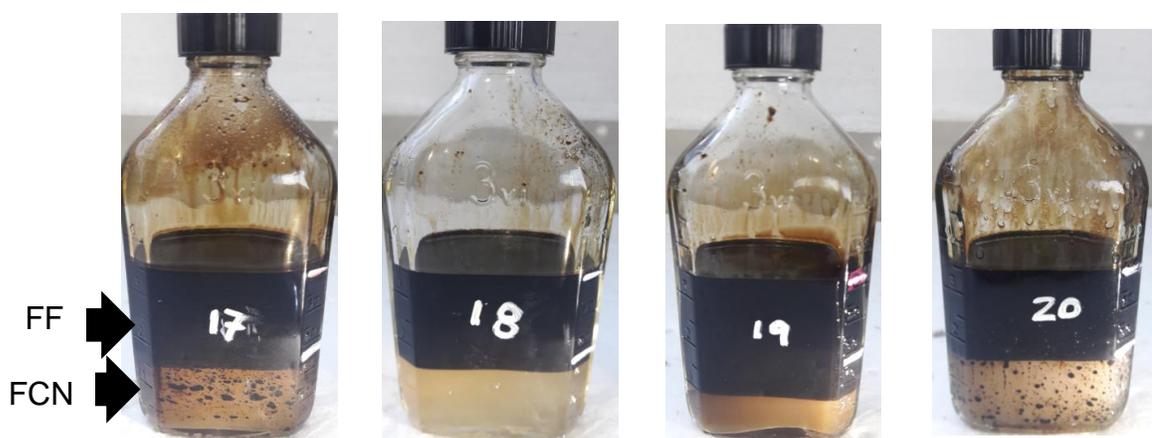


Figura 3.18. Resultado de la mezcla pruebas 17, 18, 19 y 20 de fluido de completación con nanotecnología del PLAC-004 [Dynadrill S.A., 2018]

Análisis

Prueba 17. En la figura 3.18 se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B” y el surfactante “D” presenta las siguientes características: interfase mala, paredes sucias, agua turbia.

Prueba 18. Se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B” y el surfactante “G” presenta las siguientes características: interfase buena, paredes limpias, agua turbia.

Prueba 19. En la figura 3.18 se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B” y el surfactante “H” presenta las siguientes características: interfase buena, paredes sucias, agua turbia.

Prueba 20. Se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B” y surfactante “C” presenta las siguientes características: interfase mala, paredes sucias, agua turbia.

3.6.5 Fluido de control PLAC-017

Se toma una muestra de fluido de yacimiento en el cabezal del pozo, con un API de 27.8 y BSW de 24.0. En la tabla 3.34 se describe la composición química que se utilizada en cada prueba.

Tabla 3.34. Componentes químicos de las pruebas 22, 23, 24 y 25 de fluido de completación con nanotecnología del PLAC-017 [Dynadrill S.A., 2018]

Prueba 22		Prueba 23		Prueba 24		Prueba 25	
Química	Concen tración (gpt)	Química	Concen tración (gpt)	Química	Concen tración (gpt)	Química	Conce ntració n (gpt)
Solvente mutual	30						
Inhibidor de arcilla	2						
Biocida	0,2	Biocida	0,2	Biocida	0,2	Biocida	0,2
Surfactant e “D”	3	Surfactant e “G”	3	Surfactante “H”	3	Surfactan te “C”	3
Nanotecn ología “B”	1	Nanotecn ología “B”	1	Nanotecnol ogía “B”	1	Nanotecn ología “B”	1
Surfactant e “I”	1	Surfactant e “I”	1	Surfactante “I”	1	Surfactan te “I”	0

RESULTADO

En la tabla 3.35 se muestra los resultados de la interfase y el comportamiento del fluido que se realizó en la prueba de emulsión con fluido de completación con nanotecnología.

Tabla 3.35. Resultado de las pruebas 22, 23, 24 y 25 de fluido de completación con nanotecnología del PLAC-017 [Dynadrill S.A., 2018]

Tiempo	3 min	5 min	10 min	20 min	30 min
Prueba 22	40	50	50	50	50
Prueba 23	50	50	50	50	50
Prueba 24	30	38	50	50	50
Prueba 25	45	50	50	50	50

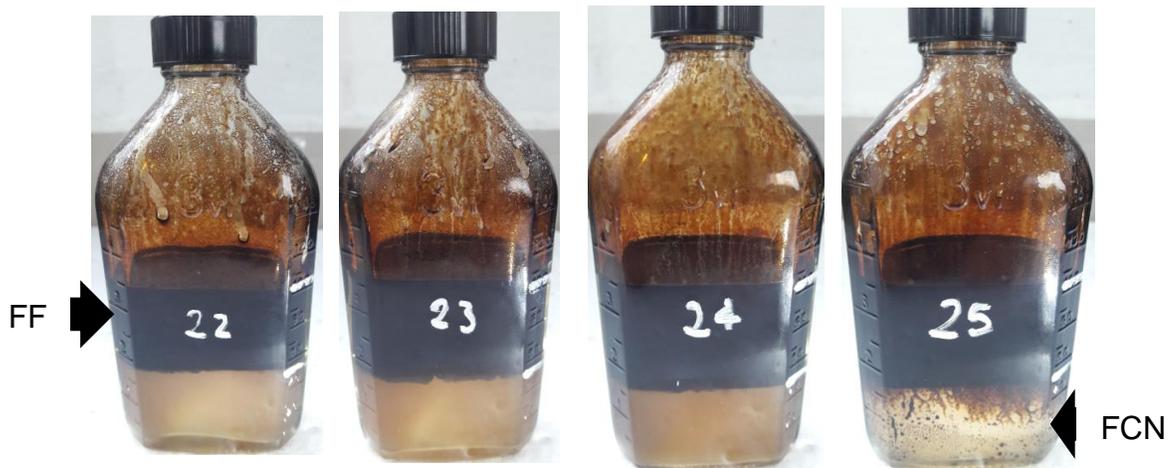


Figura 3.19. Resultado de la mezcla prueba 22, 23, 24 y 25 de fluido de completación con nanotecnología del PLAC-017 [Dynadrill S.A., 2018]

En la figura 3.20 se añade surfactante para mejorar el proceso de desmulsión en las diferentes pruebas para observar cuál de ellos es el óptimo para el diseño del fluido de control.

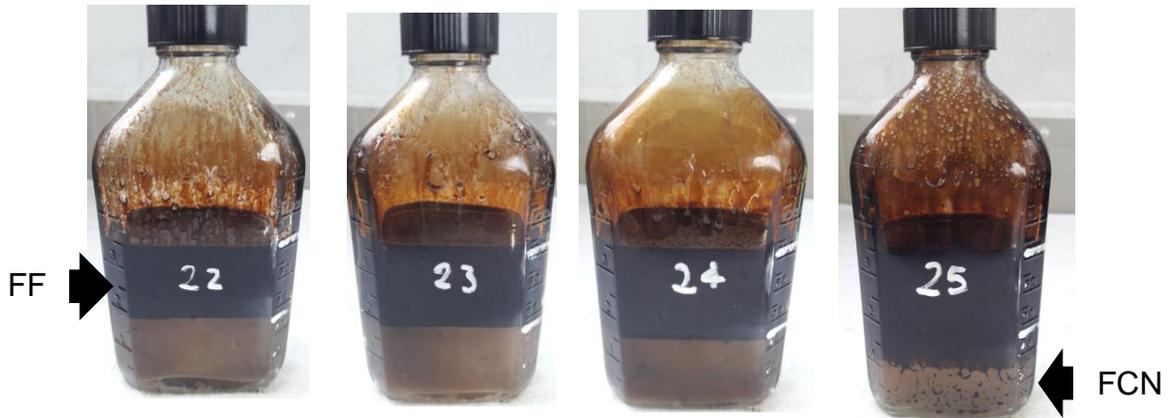


Figura 3.20. Resultado de la mezcla pruebas 22, 23, 24 y 25 de fluido de completación con surfactante distinto PLAC-017 [Dynadrill S.A., 2018]

En las pruebas 23 y 24 se añade tres surfactantes diferentes para mejorar la interfase del fluido de control, como se observa en a figura 3.21.

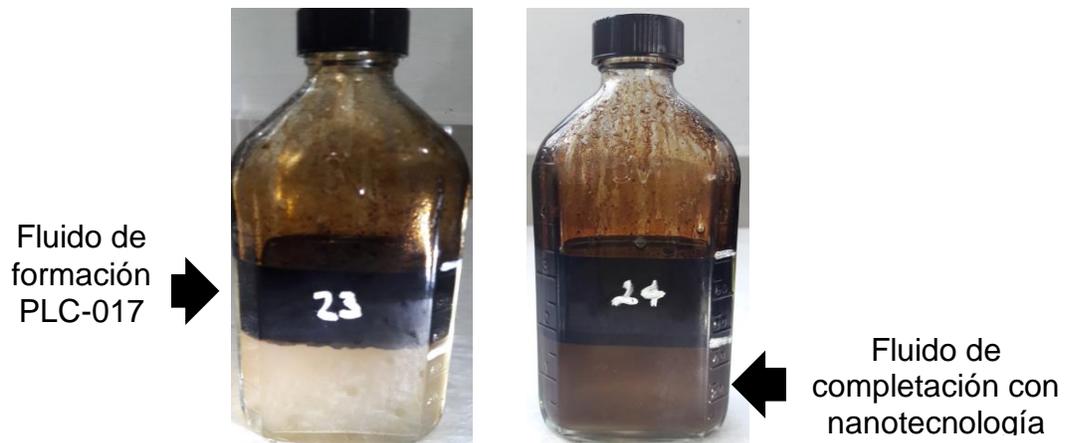


Figura 3.21. Resultado de la mezcla pruebas 23 y 24 de fluido de completación con surfactante diferente PLAC-017 [Dynadrill S.A., 2018]

Análisis

Prueba 22. Se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B”, surfactante “D” y el surfactante “I” presenta las siguientes características: interfase buena, paredes limpias, agua turbia.

Prueba 23. Se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B”, el surfactante “G”, el surfactante “J” presenta las siguientes características: interfase buena, paredes limpias, agua turbia.

Prueba 24. Se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B”, el surfactante “H”, el surfactante “J” presenta las siguientes características: interfase buena, paredes sucias, agua turbia.

Prueba 25. Se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B”, surfactante “C” y el surfactante “I” presenta las siguientes características: interfase mala, paredes sucias, agua turbia.

3.6.6 Fluido de control PLAD-034H

Se toma una muestra de fluido de yacimiento en el cabezal del pozo, con un API de 29.2 y BSW de 50.0

En la tabla 3.36 se describe la composición química que se utilizada en cada prueba.

Tabla 3.36 Componentes químicos de las pruebas 27, 28, 29 y 30 de fluido de completación con nanotecnología del PLAD-034H [Dynadrill S.A., 2018]

Prueba 27		Prueba 28		Prueba 29		Prueba 30	
Química	Concentración (gpt)						
Solvente mutual	30						
Inhibidor de arcilla	2						
Biocida	0,2	Biocida	0,2	Biocida	0,2	Biocida	0,2
Surfactante "D"	3	Surfactante "G"	3	Surfactante "H"	3	Surfactante "C"	3
Nanotecnología "B"	1						

RESULTADO

En la tabla 3.37 se muestra los resultados de la interfase y el comportamiento del fluido que se realizó en la prueba de emulsión con fluido de completación con nanotecnología.

Tabla 3.37. Resultado de las pruebas 27, 28, 29 y 30 de fluido de completación con nanotecnología del PLAD-034H [Dynadrill S.A., 2018]

Tiempo	3 min	5 min	10 min	20 min	30 min
Prueba 27	38	45	50	50	50
Prueba 28	28	35	40	50	50
Prueba 29	35	40	45	50	50
Prueba 30	40	50	50	50	50

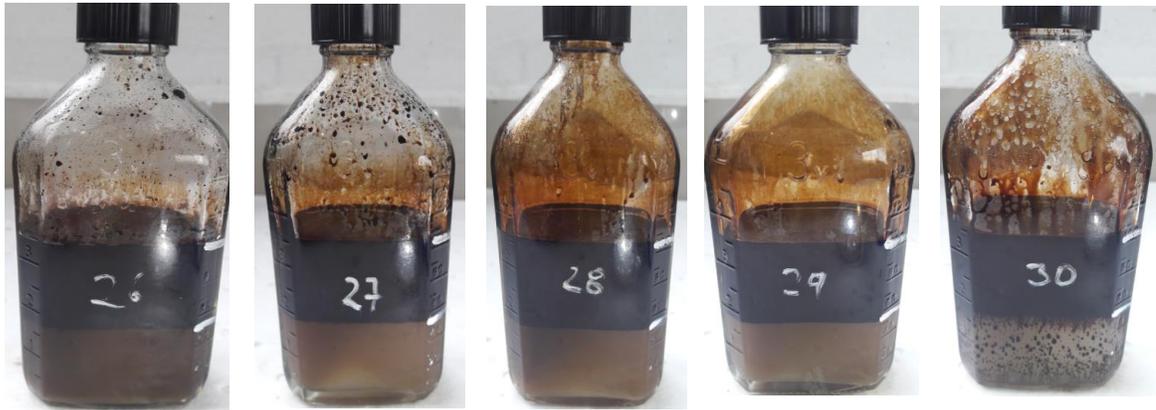


Figura 3.22. Resultado de la mezcla pruebas 27, 28, 29 y 30 de fluido de completación con nanotecnología del PLAD-034H [Dynadrill S.A., 2018]

Análisis

Prueba 27. En la figura 3.22 se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B”, y el surfactante “D” presenta las siguientes características: interfase regular, paredes limpias, agua turbia.

Prueba 28. Se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B”, y el surfactante “G” presenta las siguientes características: interfase buena, paredes limpias, agua turbia.

Prueba 29. En la figura 3.22 se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B”, y el surfactante “H” presenta las siguientes características: interfase buena, paredes limpias, agua turbia.

Prueba 30. Se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B”, y el surfactante “C” presenta las siguientes características: interfase mala, paredes sucias, agua turbia.

3.6.7 Fluido de control PLAC-013

Se toma una muestra de fluido de yacimiento en el cabezal del pozo, con un API de 26.4 y BSW de 25.0. En la tabla 3.38 se describe la composición química que se utilizó en cada prueba.

Tabla 3.38. Componentes químicos de las pruebas 37, 38, 39 y 40 de fluido de completación con nanotecnología del PLAC-013 [Dynadrill S.A., 2018]

Prueba 37		Prueba 38		Prueba 39		Prueba 40	
Química	Concentración (gpt)						
Solvente mutual	30						
Inhibidor de arcilla	2						
Biocida	0,2	Biocida	0,2	Biocida	0,2	Biocida	0,2
Surfactante "D"	3	Surfactante "G"	3	Surfactante "H"	3	Surfactante "C"	3
Nanotecnología "B"	1						
Surfactante "J"	0	Surfactante "J"	1	Surfactante "J"	1	Surfactante "J"	0

RESULTADO

En la tabla 3.27 se muestra los resultados de la interfase y el comportamiento del fluido que se realizó en la prueba de emulsión con fluido de completación con nanotecnología.

Tabla 3.39. Resultado de las pruebas 37, 38, 39 y 40 de fluido de completación con nanotecnología del PLAC-013 [Dynadrill S.A., 2018]

Tiempo	3 min	5 min	10 min	20 min	30 min
Prueba 32	30	40	50	50	50
Prueba 33	20	28	45	50	50
Prueba 34	30	40	48	50	50
Prueba 35	50	50	50	50	50



Figura 3.23. Resultado de la mezcla pruebas 37, 38, 39 y 40 de fluido de completación con nanotecnología del PLAC-013 [Dynadrill S.A., 2018]

Análisis

Prueba 32. Se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B”, y el surfactante “D” presenta las siguientes características: interfase buena, paredes limpias, agua turbia.

Prueba 33. En la figura 3.23 se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B”, y el surfactante “G” presenta las siguientes características: interfase buena, paredes limpias, agua turbia.

Prueba 34. Se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B”, y el surfactante “H” presenta las siguientes características: interfase buena, paredes limpias, agua turbia.

Prueba 35. En la figura 3.23 se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B”, y el surfactante “C” presenta las siguientes características: interfase mala, paredes sucias, agua turbia.

3.6.8 Fluido de control PLAA-016

Se toma una muestra de fluido de yacimiento en el cabezal del pozo, con un API de 25.2 y BSW de 24.0.

Se describe en la tabla 3.40 la composición química que se utilizó en cada prueba.

Tabla 3.40. Componentes químicos de las pruebas 37, 38, 39 y 40 de fluido de completación con nanotecnología del PLAA-016 [Dynadrill S.A., 2018]

Prueba 37		Prueba 38		Prueba 39		Prueba 40	
Química	Concentración (gpt)						
Solvente mutual	30						
Inhibidor de arcilla	2						
Biocida	0,2	Biocida	0,2	Biocida	0,2	Biocida	0,2
Surfactante “D”	3	Surfactante “G”	3	Surfactante “H”	3	Surfactante “C”	3
Nanotecnología “B”	1						
Surfactante “J”	0	Surfactante “J”	1	Surfactante “J”	1	Surfactante “J”	0

RESULTADO

En la tabla 3.41 se muestra los resultados de la interfase y el comportamiento del fluido que se realizó en la prueba de emulsión con fluido de completación con nanotecnología.

Tabla 3.41. Resultado de las pruebas 37, 38, 39 y 40 de fluido de completación con nanotecnología del PLAA-016 [Dynadrill S.A., 2018]

Tiempo	3 min	5 min	10 min	20 min	30 min
Prueba 37	50	50	50	50	50
Prueba 38	50	50	50	50	50
Prueba 39	50	50	50	50	50
Prueba 40	10	40	50	50	50

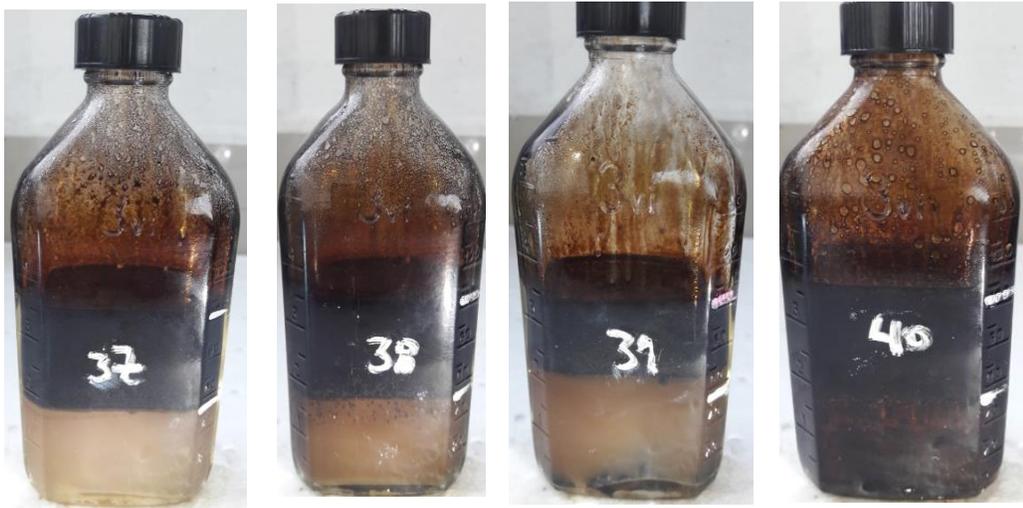


Figura 3.24. Resultado de la mezcla pruebas 37, 38, 39 y 40 de fluido de completación con nanotecnología del PLAA-016 [Dynadrill S.A., 2018]

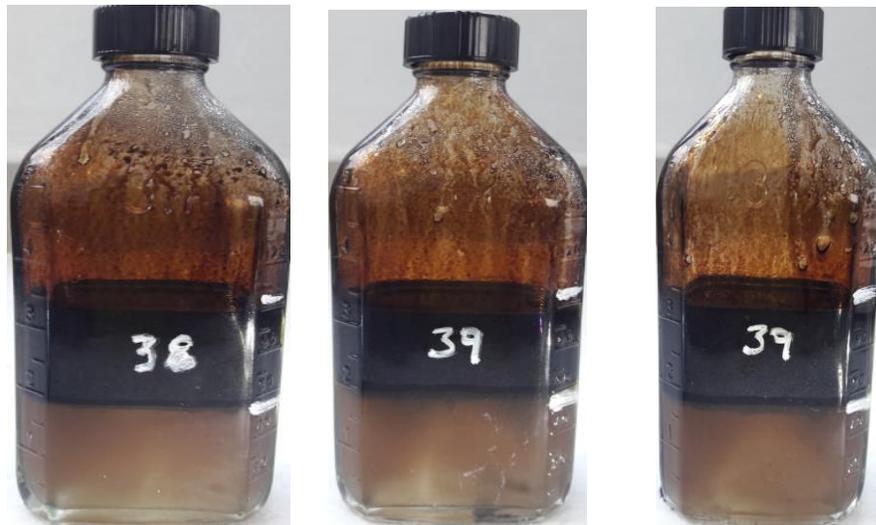


Figura 3.25. Resultado de la mezcla pruebas 38, 39 y 40 de fluido de completación con nanotecnología del PLAA-016 [Dynadrill S.A., 2018]

Análisis

Prueba 37. Se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B”, y el surfactante “D” presenta las siguientes características: interfase regular, paredes limpias, agua turbia.

Prueba 38. Se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B”, surfactante “G”, y el surfactante “J” presenta las siguientes características: interfase buena, paredes limpias, agua turbia.

Prueba 39. Se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B”, surfactante “H”, y el surfactante “J” presenta las siguientes características: interfase regular, paredes limpias, agua turbia.

Prueba 40. Se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B”, y el surfactante “C” presenta las siguientes características: interfase mala, paredes sucias, agua turbia.

3.6.9 Fluido de control PLAD-033

Se toma una muestra de fluido de yacimiento en el cabezal del pozo, con un API de 22.6 y BSW de 79.0.

Se describe en la tabla 3.42 la composición química que se utilizó en cada prueba.

Tabla 3.42. Componentes químicos de las pruebas 42, 43, 44 y 45 de fluido de completación con nanotecnología del PLAD-033 [Dynadrill S.A., 2018]

Prueba 42		Prueba 43		Prueba 44		Prueba 45	
Química	Concentración (gpt)						
Solvente mutual	30						
Inhibidor de arcilla	2						
Biocida	0,2	Biocida	0,2	Biocida	0,2	Biocida	0,2
Surfactante "D"	3	Surfactante "G"	3	Surfactante "H"	3	Surfactante "C"	3
Nanotecnología "B"	1						

RESULTADO

En la tabla 3.27 se muestra los resultados de la interfase y el comportamiento del fluido que se realizó en la prueba de emulsión con fluido de completación con nanotecnología.

Tabla 3.43. Resultado de las pruebas 42, 43, 44 y 45 de fluido de completación con nanotecnología del PLAD-033 [Dynadrill S.A., 2018]

Tiempo	3 min	5 min	10 min	20 min	30 min
Prueba 42	50	50	50	50	50
Prueba 43	30	40	50	50	50
Prueba 44	20	25	40	50	50
Prueba 45	10	40	50	50	50



Figura 3.26. Resultado de la mezcla pruebas 42, 43, 44 y 45 de fluido de completación con nanotecnología del PLAD-033 [Dynadrill S.A., 2018]

Análisis

Prueba 42. Se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B”, y el surfactante “D” presenta las siguientes características: interfase regular, paredes limpias, agua turbia.

Prueba 43. Se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B”, surfactante “G”, y el surfactante “J” presenta las siguientes características: interfase buena, paredes limpias, agua turbia.

Prueba 44. Se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B”, surfactante “H”, y el surfactante “J” presenta las siguientes características: interfase regular, paredes casi limpias, agua turbia.

Prueba 45. Se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B”, y el surfactante “C” presenta las siguientes características: interfase mala, paredes sucias, agua turbia.

3.6.10 Fluido de completación PLAB-036

Se toma una muestra de fluido de yacimiento en el cabezal del pozo, con un API de 25.8 y BSW de 92. Se describe en la tabla 3.44 la composición química que se utilizada en cada prueba.

Tabla 3.44. Componentes químicos de las pruebas 03, 04, 06, 07 y 08 de fluido de completación con nanotecnología del PLAB-036 [Dynadrill S.A., 2018]

Prueba 3		Prueba 4		Prueba 6		Prueba 7		Prueba 8	
Química	Concentración (gpt)								
Solvente mutual	30								
Inhibidor de arcilla	2								
Biocida	0,2								
Surfactante “A”	3	Surfactante “B”	3	Surfactante “C”	3	Surfactante “D”	3	Surfactante “E”	3
Nanotecnología “A”	1								

RESULTADO

En la tabla 3.45 se muestra los resultados de la interfase y el comportamiento del fluido que se realizó en la prueba de emulsión con fluido de completación con nanotecnología.

Tabla 3.45. Resultado de las pruebas 03, 04, 06, 07 y 08 de fluido de completación con nanotecnología del PLAB-036 [Dynadrill S.A., 2018]

Tiempo	3 min	5 min	10 min	20 min	30 min
Prueba 3	49	49	49	50	50
Prueba 4	36	38	49	50	50
Prueba 6	28	35	46	50	50
Prueba 7	49	49	49	50	50
Prueba 8	22	30	43	50	50
Prueba 9	0	0	0	0	0
Prueba 10	0	0	10	12	20



Figura 3.27. Resultado de la mezcla pruebas 03, 04, 06, 07 y 08 de fluido de completación con nanotecnología del PLAB-036 [Dynadrill S.A., 2018]



Figura 3.28. Resultado de la mezcla pruebas 09 y 10 de fluido de completación con nanotecnología del PLAB-036 [Dynadrill S.A., 2018]

Análisis

Prueba 3. Se observó que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “A” presenta las siguientes características: interfase buena, paredes sucias, agua turbia.

Prueba 4. Se observó que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “B” presenta las siguientes características: interfase regular, paredes sucias, agua turbia. Prueba 5. Se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “C” presenta las siguientes características: interfase buena, paredes limpias, agua turbia.

Prueba 6. Se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “D” presenta las siguientes características: interfase buena, paredes sucias, agua turbia.

Prueba 7. Se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “E” presenta las siguientes características: interfase buena, paredes casi limpias, agua clara.

Prueba 8. Se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “F” presenta las siguientes características: interfase regular, paredes sucias, agua turbia.

Prueba 9. Se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “G” no presenta características visibles de la interfase.

Prueba 10. Se observa que la prueba de emulsión realizada con nanotecnología “H” presenta las siguientes características: paredes limpias, agua clara.

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

Se analiza el fluido de completación con nanotecnología usado en el workover 3, dando ventajas significativas en la estabilización del BSW en tres días y la cantidad de fluido que produce después del trabajo de reacondicionamiento. Ver tabla 3.46.

Tabla 3.46. Historial de producción desde el 8 de agosto del 2018 hasta el 23 de agosto de 2018 del PLAB-036 [Dynadrill S.A., 2018]

WELL	YACIM	DATE	BFPD	BPPD	BWPD	% BS&W
Palo Azul-36HST	H	8-Aug-18	3360	101	3259	97,0
Palo Azul-36HST	H	9-Aug-18	2565	103	2462	96,0
Palo Azul-36HST	H	10-Aug-18	2900	203	2697	93,0
Palo Azul-36HST	H	11-Aug-18	3070	215	2855	93,0
Palo Azul-36HST	H	12-Aug-18	3140	220	2920	93,0

3.7 Análisis litológico de la formación Hollín del campo Palo Azul

El estudio que realizó Petroamazonas con empresas contratistas, del cual se obtuvo 3 muestras de núcleos siendo estos PLA-002, PLA-004 y PLA-054. Los análisis determinaron la presencia de Caolinita e Ilita, un proceso de reducción de permeabilidad se da por las arcillas bajo condiciones favorables coloidales la

Caolinita y la Illita son arcillas no hinchadoras. Pueden ser liberadas de los poros y migrar a través de la formación con la ayuda del desplazamiento de los fluidos. La hidratación de las arcillas con agua provoca que los cationes unidos a las arcillas se hidraten y posteriormente se hinchen por dos factores importantes en las arcillas como lo son el catión absorbido y la cantidad de sal en el fluido de contacto con la arcilla.

B. J. Services (Muestra 05-12-1036)			Schlumberger	
1-13-14	1-12-13B		11-11-13	1-12-13-A
	(10529.61 ft)	(10530.74 ft)		
Arcillas y Micas:				
Caolinita	4	3	3.7	
Illita & Moscovita			0.3	
Carbonatos:				
Siderita (FeCO ₃)	N/D	N/D	N/D	
Ferroan Dolomite ((Ca,Mg)(CO ₃) ₂)	N/D	N/D		
Otros Minerales				
Cuarzo:	94	94	96	
Pirita:	1	2		
TOTALES:				
Arcillas	4	3		
Carbonatos	N/D	N/D		
Otros	95	96		
Datos del Núcleo				
Max. Tamaño de Poro um	120	80		
Max. Tam. Garganta Poral um	8	5		
Porosidad Helio %	12.3	7.7	12.7	10
Permeabilidad Nitrogeno(md)	871	546		
Resultados de Tratamientos				
Fluido	10% S3+ RS BJ SSA+ 5% Acético	10% Acético+ HS BJSSA+5% Acético	Fluido de Matado	10% Acético+ OCA-R
Permeab. Antes	265	89	93.8	97.7
Permeab. Despues	193	97	7.3	110.2
Incremento (decremento)%	(27%)	9	7.8	12.8

Figura 3.29 Muestras de núcleos de PLA-002, PLA-004 y PLA-054

3.8 Análisis de toma de decisión

Se realizó un estudio analítico de campo y bibliográfico. Esta investigación se desarrolló en el Oriente ecuatoriano Campo Palo Azul Bloque 18, operado por la empresa pública PETROAMAZONAS EP.

“Optimizar es el proceso de modificar un sistema para que este sea más eficiente”

En el año 2018 se realizaron 19 trabajos de reacondicionamientos en el campo Palo Azul, en los cuales 18 de ellos se utilizó fluido de control con química normal y 1 pozo con fluido de control nanotecnología

Los 18 trabajos de reacondicionamiento con fluido de control normal, se describen en la figura 3.30.



Figura 3.30. Trabajos con fluido de control con química normal [[Larco A. & Montesdeoca C., 2019]

Se muestra los pozos con pérdida de producción.

Tabla 3.47. Pozos con pérdida de producción

Pozo	Antes de WO	Después de WO	Perdida
PLA-012	110	68	-42
PLA-006	69	61	-8
PLA-032	132	60	-72
PLA-059	311	255	-56
PLA-055	138	4	-134

El valor monetario que pierde PETROAMAZONAS EP por la mala formulación química del fluido de control.

USD 17.019,60

En el único trabajo de reacondicionamiento que se utilizó la nanotecnología como aditivo principal en el fluido de completación, fue exitoso.

Entonces; en la tabla 3.47 se evalúa la certeza, el riesgo y la incertidumbre, de realizar trabajos con química normal y nanotecnología. El cuál nos ayudará a tener el criterio adecuado para tomar la decisión del fluido de completación óptimo en el campo Palo Azul.

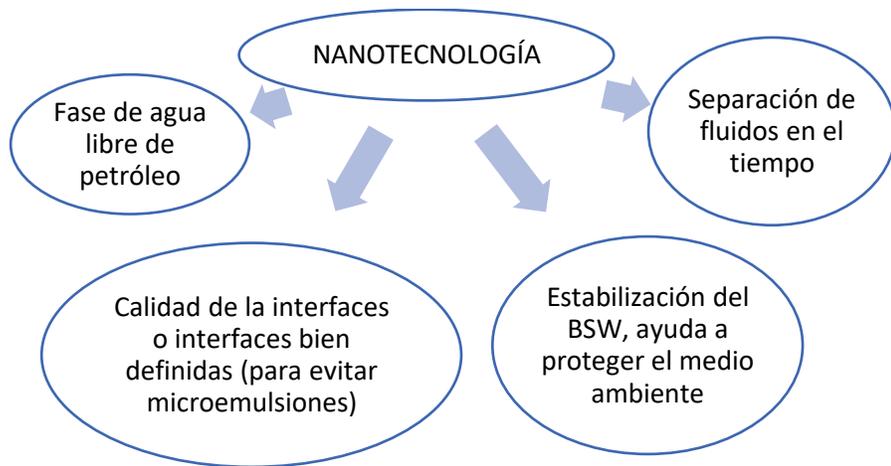
Tabla 3.48. Criterios para la decisión del fluido de completación óptimo [Larco A. & Montesdeoca C., 2019]

	Fluido de control normal	Fluido de control con nanotecnología
Certeza	72,22 %	100 %
Riesgo	27,78 %	0 %
Incertidumbre	1,06 %	19 %

La incertidumbre en el fluido de control nano es muy amplia, comparada con la incertidumbre del fluido de control normal.

Una vez demostrado mediante pruebas de emulsión y el fluido de control que se utilizó en el PLA-036, se demuestra que la utilización de nanotecnología trae consigo múltiples beneficios para los trabajos de reacondicionamiento. Entonces la decisión es que en el campo Palo Azul se implemente esta nueva técnica para los reacondicionamientos próximos a realizar.





Las pruebas de emulsión realizadas se pudieron demostrar que la interface entre el fluido de formación y el fluido nano tiene una gran mejoría, con respecto a la mojabilidad de la roca si se encuentra adherida al petróleo la cambia al agua, este fenómeno físico sucede cuando la nanotecnología ingrese a través de los poros, sin causar emulsiones de petróleo y agua; ya que, esto reduce la productividad del pozo. En figura 3.30 se observa cómo después de inyectar nanopartículas los granos quedan limpios (deracha).

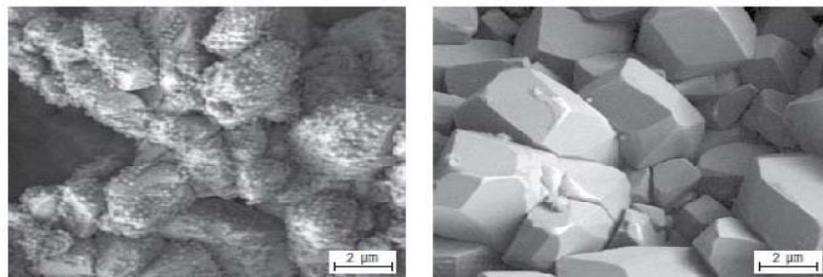


Figura 3.31. Inyección de nanotecnología a granos finos. (Cruz, 2013)

La tasa de penetración de un fluido de completación con nanotecnología es mayor que un fluido convencional, esto se ve reflejado en el aumento de producción de fluidos ya que limpia la formación. La nanotecnología está

diseñada de tal manera que no se adhiera a la superficie de la roca o al hidrocarburo y se muevan más rápido que los trazadores químicos tradicionales.



Figura 3.32. Muestra de fluido con nanotecnología (Cruz, 2013)

La roca tiene petróleo en los poros diminutos conectados por gargantas de poros, que son incluso más pequeño que los poros, la nanotecnología debe ser suficientemente pequeña para pasar a través de las gargantas de poros y liberar el aceite.

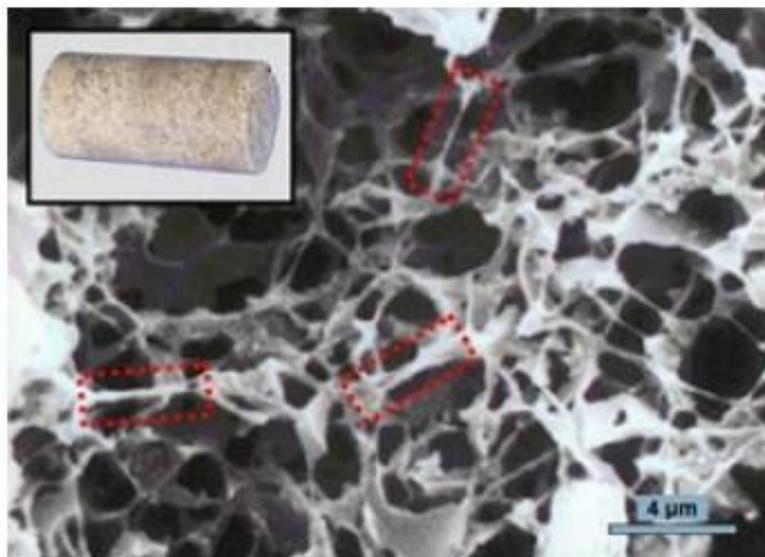


Figura 3.33. Muestra de núcleo (Cruz, 2013)

CAPÍTULO 4

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

- Con la nanotecnología se puede observar una mejora en la interfase en donde se forman las micro emulsiones, y las paredes del frasco de vidrio están libres de petróleo. Esto significa que el BSW no va a variar y la producción del pozo, puede incrementarse una vez que el pozo entre a producción.
- Con las pruebas de emulsión realizadas obtuvimos la composición química ideal para la arena Hollín del campo Palo Azul la cual es la siguiente:

Tabla 4.1 Composición química del fluido de completación. [[Larco A. & Montesdeoca C., 2019]

Química	Concentración (gpt)
Solvente mutual	30
Inhibidor de arcilla	2
Biocida	0,2
Surfactante	3
Nanotecnología	1

Los componentes químicos según sea el caso del pozo pueden variar en su concentración, el único componente que no puede variar en su concentración es la nanotecnología ya que puede causar un efecto no esperado en la formación como por ejemplo pérdida de producción, reducción de la permeabilidad, taponamiento de los poros entre otros.

- Con la nanotecnología se puede observar que se mejora la interfase en donde se forman las emulsiones y las paredes del frasco de vidrio están libres de petróleo por debajo de la interfase.
- La inclusión de la nanotecnología en la industria petrolera trae consigo un enorme potencial para encontrar soluciones en la producción de hidrocarburos, aumentar la recuperación de yacimientos de petróleo y abrir nuevos caminos para la creación de nuevos productos que aportarán al cambio positivo de la industria.
- Las emulsiones de petróleo y agua en la formación cerca del pozo reducen drásticamente la productividad del pozo.
- El análisis litológico para la arena Hollín indica resultados sobre el contenido de arcillas, el cual no representa un peligro de daño de la formación por hinchamiento de las arcillas al estar en contacto con el fluido de completación.

4.2 Recomendaciones

- Para eliminar la incertidumbre del 19 % que existe al momento de realizar trabajos con fluido de completación nanotecnología, se recomienda que Petroamazonas EP pague por resultado de trabajo exitoso; así, se elimina la incertidumbre que existe al aplicar la nanotecnología en los pozos.
- Se recomienda para dar peso al fluido de completación utilizar formiato de sodio ya que se ha obtenido buenos resultados con esta sal en los pozos intervenidos.
- Se debe preparar el fluido de completación con agua fresca filtrada con <10 NTU para eliminar posibles causas de taponamiento de la formación por sedimentos en el agua.
- Utilizar la composición química del fluido de completación adecuada determinadas en este estudio, preparadas en salmuera de formiato de sodio para todos los trabajos de reacondicionamiento de pozos que involucren el contacto del fluido de completación con la formación.

- Seguimiento de la producción de pozos en los que se utilice fluido de completación con nanotecnología y la composición química recomendada con el fin de eliminar el 19% de incertidumbre que se tiene sobre la utilización de este fluido.
- Evaluar la posibilidad de reusar el fluido de completación que se utiliza para recircular los pozos con el fin de abaratar costos operacionales.

BIBLIOGRAFÍA

Libros y Textos

- Arias, L. (2011). Estudio del fluido de completación y reacondicionamiento en pozos del Bloque Tarapoa para prevenir y minimizar el daño de formación. (Tesis pregrado). *Escuela Politécnica Nacional*. Quito, Ecuador.
- Baby, P., Rivadeneria, M., & Barragán, R. (2004). *La Cueca Oriente: Geología y Petróleo*.
- Brown, R., & Fatt, I. (1956). *Measurements Of Fractional Wettability Of Oil Fields' Rocks By The Nuclear Magnetic Relaxation Method*. Los Angeles.
- Clavijo, D. (2010). Diseño de un fluido de completación para la arena u inferior de los pozos h-1 y h-3h pertenecientes al campo Hormiguero, mediante pruebas de compatibilidad realizadas en laboratorio. (Título de pregrado). *Universidad Tecnológica Equioccial*. Quito, Ecuador.
- Cruz, J. (2013). Nanotecnología Aplicada a la Industria Petrolera (tesis de pregrado). *Universidad Nacional Autónoma*. México.
- Dajnov, V. (1982). *Petróleo y gas en las rocas*. Barcelona: Reverté, S.A.
- Dynadrill Ecuador C.A. (2018). *Nanotecnología como factor de innovación y crecimiento empresarial*.
- Ecuared. (12 de Noviembre de 2018). *Salinidad*. Obtenido de <https://www.ecured.cu/Salinidad>
- Hopp, V. (2005). *Fundamentos de Tecnología química*. Barcelona: Reverté S.A.
- Monterola, Y. (28 de Enero de 2009). *Porosidad de la roca*. Obtenido de <http://monterolamachado.blogspot.com/2009/01/porosidad-de-la-roca.html>

- Montilla, N. (2010). *Sedimentología De Yacimientos Clásticos*.
- Nolen-Hoeksema, R. (2014). Flow Through Pores. Houston: Schlumberger Oilfield Glossary.
- Pérez, J., & Gardey, A. (2014). *Surfactante*. Obtenido de <https://definicion.de/surfactante/>
- Petroamazonas EP. (2018). *Activo Palo Azul*. Quito.
- Salathiel, R. (1973). *Oil Recovery by Surface Film Drainage In Mixed-Wettability Rocks*.
- Schlumberger. (2018). *Oilfield glossary en español*. Obtenido de <https://www.glossary.oilfield.slb.com/>
- Slumberger oilfield glosasary. (2007). *Los fundamentos de la mojabilidad*.
- Smithson, T. (2012). How Porosity Is Measured. Schlumberger Oilfield Glossary.
- Villón, M. (2007). Ley de Darcy. En *Drenaje* (págs. 83-84). Tecnológica de Costa Rica.

ANEXOS

Anexo A. Programa de reacondicionamiento del PLAN-033, WO#06

1. Movilizar el equipo de reacondicionamiento a la locación.
2. Realizar Check List e inspección de Seguridad al taladro.
3. Llenar los tanques del sistema con agua fresca y filtrar la misma (< 10 NTU).
4. Preparar fluido de reacondicionamiento de acuerdo a la siguiente receta: 1000 Bls.: SALMUERA (Formiato de Sodio) 8.4 PPG (Agua Filtrada 936 GPT) + CLASTA - XP (5 GPT) + LOSURF 300 (3 GPT) + BE - 9 (0.25 GPT) + MUSOL (50 GPT). Químicos para 1000 Bls fluido de control (GPT: Gls x cada 1000 Gls). 210 gal CLASTA – XP. 126 gal LOSURF 300. 9 gal BE – 9. 50 gal MUSOL
5. Con slick Line abrir camisa de circulación a 8372’.
6. Circular y controlar el pozo en reversa csg - tbg con fluido de control 8.4 lpg a través de la camisa de circulación hasta obtener retornos limpios, monitorear el pozo y verificar presiones.
7. Instalar BPV en Tubing hanger, retirar líneas de flujo y retirar cabezal.
8. Instalar BOP. Retirar BPV. Verificar compatibilidad del cabezal y Tubing hanger con respecto al equipo que se bajará al final de esta intervención.
9. Probar BOP’s solo funcionamiento.
10. Instalar Well Cleaner conjuntamente con técnico de Adrialpetro entre el BOP y el Niple de Flujo. Probar funcionamiento y realizar procedimiento operativo de la contratista.
11. Desasentar Tubing hanger, tomar pesos de la sarta y registrar.
12. Cortar el empate bajo el hanger, tomar medidas eléctricas y reportar.
13. Preparar spooler y equipo de la compañía asignada por levantamiento artificial, sacar quebrando a la planchada el Tubing utilizando las normas recomendadas para desenroscar la tubería TUBING 3-1/2" EUE, 9.3 LPP, L-80 CLASE "B" R-2(SARTA MIXTA DIFERENTES MARCAS); observar tubería por presencia de: aplastamiento, sobre-torque, corrosión, escala o impurezas y reportar; con

unidad Spooler enrollar el cable en el carrete; sacar con cuidado los zunchos, evitando su caída en el pozo.

14. Desarmar equipo electrosumergible y reportar el estado mecánico y eléctrico del equipo, chequear el mismo.
15. Desinstalar Well Cleaner conjuntamente con técnico de Adrialpetro entre el BOP y el Niple de Flujo.
16. Cuantificar el número de bandas y material que se queda en el pozo: De quedarse cantidad considerable o pescado equipo BES en el pozo, se prepara viaje de calibración. Caso contrario, bajar con Slick Line bloque impresor para casing de 9-5/8" (8" o mayor) y calibrar hasta el TOL de 7" (8988' MD), continuar con el paso siguiente.
17. Armar y bajar equipo BES en tubería 3 ½" EUE L-80, 9.3 LPP, Clase "B". Verificar el diseño con el anexo 4, de acuerdo al procedimiento de instalación de la compañía asignada.
18. Bajar el equipo BES manteniendo una velocidad reducida de aproximadamente 8-10 tubos/hora dependiendo en lo indicado en el procedimiento de instalación de la compañía asignada. Probar hermeticidad con 2000 psi cada 2000 ft y verificar continuidad eléctrica cada 2000 ft. De acuerdo a la tubería a usarse, aplicar el torque adecuado.
19. Armar el colgador del Tubing de 11" x 3 ½" en la sección "B" del cabezal. Realizar corte de cable bajo el Tubing hanger y realizar empate e instalación de conectores.
20. Asentar sarta con Tubing hanger en sección B e instalar BPV. Retirar BOPs.
21. Recuperar Standing Valve de NoGo en la completación de fondo.
22. Armar el cabezal, chequeando todas las válvulas, ring gaskets y los sellos respectivos.
23. Recuperar y retirar BPV.
24. Realizar las conexiones finales en superficie, tanto en el cable, como en el capilar.
25. Armar líneas de producción.

26. Recuperar Standing valve desde Nogo

27. Alinear pozo y dejar en producción.

28. Fin de operaciones.

Anexo B. Procedimiento de pruebas emulsión

Objetivo

Diseñar el fluido de completación adecuado a las características del pozo mediante diferentes aditivos químicos utilizados para determinar el fluido de completación óptimo.

Materiales

- Muestra de crudo deshidratada
- Surfactante
- Biocida
- Inhibidor de arcilla
- Solvente mutual
- Micropipetas
- Puntas azules y amarillas
- Embudo de separación
- Frasco de vidrio

Equipo

- Memmert (Baño maría)

Procedimiento

1. Se toma la muestra de crudo desde el cabezal de producción del pozo a realizar la prueba.
2. Se vierte la muestra de crudo dentro del embudo de separación, dejar reposar una media hora para lograr una separación óptima entre los fluidos.

3. Abrir la llave del embudo para retirar el agua del mismo, cerrarla y esperar a realizar la mezcla del fluido de completación.
4. Los químicos a utilizar en el fluido de completación son solvente mutual, inhibidor de arcilla, bactericida, surfactante, nanotecnología (este químico puede ser omitido). La concentración del fluido de completación, depende netamente del volumen a utilizar.
5. Mezclar el crudo de la muestra con el fluido de completación, en la botella de vidrio con una relación 1:1, siendo 50 mL de cada mezcla.
6. Agitar fuertemente el frasco de vidrio por 1 minuto.
7. Ingresar la botella de vidrio en el equipo de baño maría, el mismo que estará con una temperatura de 70°C - 158 °F.
8. Observar el comportamiento a los tiempos que el laboratorista disponga, recomendablemente cada 3, 5, 10,20,30 minutos.
9. Calificar la prueba realizada.

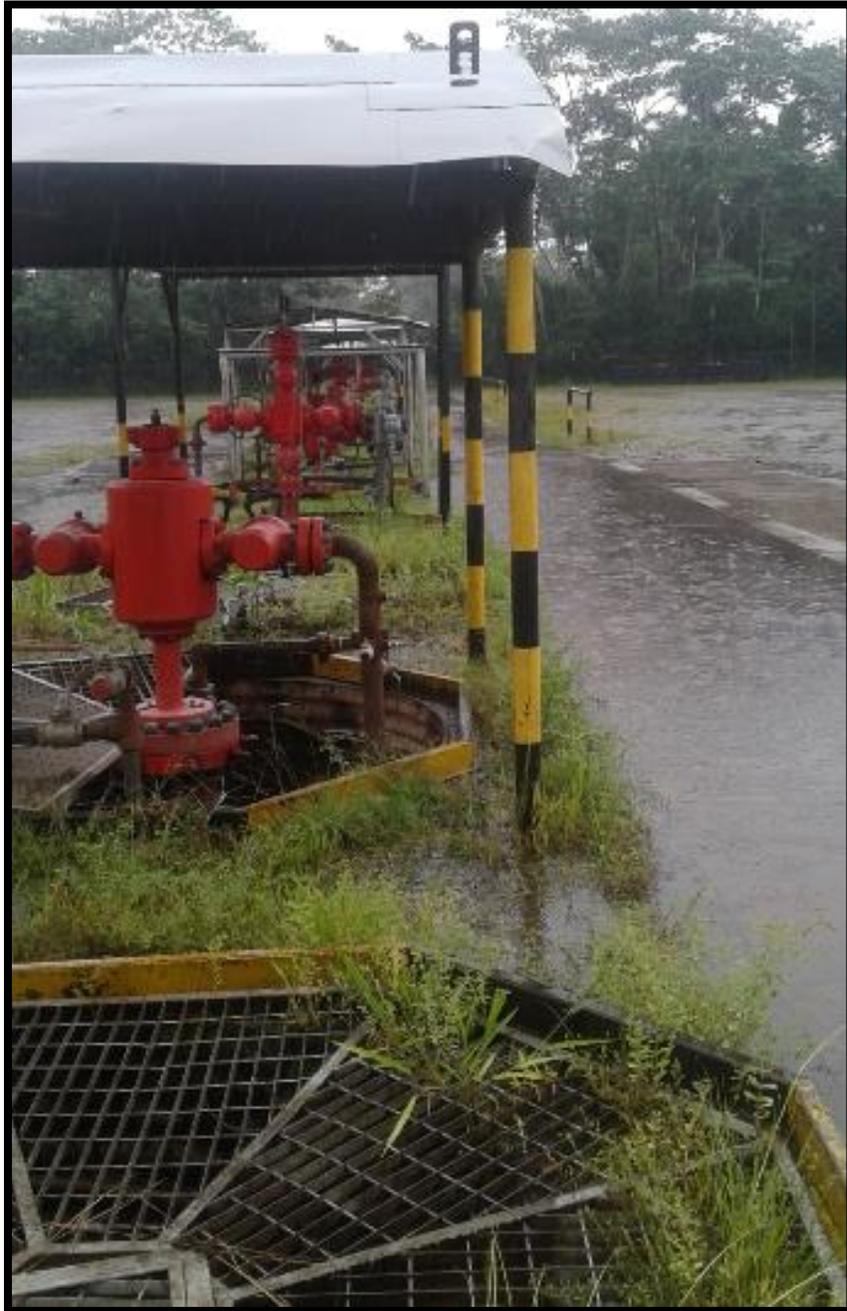


Figura 4.1. Pozos activos del campo Palo Azul



Figura 4.2. Pruebas de emulsión en laboratorio de Dynadrill S.A.