

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ANÁLISIS DE LOS FLUIDOS DE CONTROL EN OPERACIONES DE
COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO PARA MINIMIZAR
EL DAÑO DE FORMACIÓN EN RESERVORIOS DEL CAMPO
CUYABENO-SANSAHUARI**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN PETRÓLEOS
OPCIÓN: TRABAJO TÉCNICO-EXPERIMENTAL**

**ANA CAROLINA ESPINOSA LÓPEZ
anacaro0193@hotmail.com**

**DIRECTOR: Msc. FRANKLIN GÓMEZ
franklin.gomez@epn.edu.ec**

Quito, enero 2018

DECLARACIÓN

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

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

ANA CAROLINA ESPINOSA L.

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Ana Carolina Espinosa López, bajo mi supervisión.

Msc. Franklin Gómez
DIRECTOR DE TRABAJO

AGRADECIMIENTOS

A mi familia.

DEDICATORIA

A mi familia.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA.....	V
RESUMEN	XIV
PRESENTACIÓN	XV
CAPÍTULO 1	1
GENERALIDADES DEL CAMPO Y MARCO TEÓRICO.....	1
1.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI.....	1
1.1.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA.....	1
1.1.2 UBICACIÓN DEL CAMPO	1
1.1.3 ESTRUCTURA DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI	1
1.1.4 ESTRATIGRAFIA DEL CAMPO	3
1.1.4.1 Arenisca “U” Superior.....	4
1.1.4.2 Arenisca “U” Media.....	4
1.1.4.3 Arenisca “U” Inferior	4
1.1.4.4 Arenisca “T” Superior	5
1.1.5 CARACTERÍSTICAS DE ROCA Y FLUIDO.....	5
1.1.6 PRODUCCIÓN Y RESERVAS DEL CAMPO.....	5
1.1.6.1 Producción.....	5
1.1.6.2 Variación de producción en pozos intervenidos.....	6
1.1.6.3 Reservas	7
1.1.6.3.1 Reservas Probadas Produciendo	7
1.2 FLUIDOS DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO.....	8
1.2.1 DEFINICION Y CARACTERÍSTICAS	8
1.2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE COMPLETACIÓN	8
1.2.2.1 Según su componente principal	8
1.2.2.2 Según su homogeneidad	8
1.2.3 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE UN FLUIDO DE CONTROL	9
1.2.3.1 Factores mecánicos	9
1.2.3.2 Factores de formación	10
1.2.4 COMPATIBILIDAD DE LOS FLUIDOS	10
1.2.4.1 Compatibilidad con las arcillas de formación.....	11
1.2.4.2 Compatibilidad con el agua de formación.....	11
1.2.4.3 Compatibilidad con el crudo y el gas natural de formación.....	11
1.2.5 ADITIVOS UTILIZADOS AL FORMULAR LOS FLUIDOS DE CONTROL.....	11
1.2.5.1 Densificantes.....	12
1.2.5.2 Solvente mutal.....	12
1.2.5.3 Bactericida.....	12
1.2.5.4 Inhibidores de corrosión	12

1.2.5.5 Modificadores de pH.....	13
1.2.5.6 Surfactantes	13
1.2.5.7 Inhibidor de arcillas	15
1.3 DAÑO DE FORMACIÓN	15
1.3.1 DEFINICIÓN	15
1.3.2 CLASIFICACIÓN DEL DAÑO	17
1.3.2.1 Daño por Perforación	17
1.3.2.2 Daño por cementación.....	17
1.3.2.3 Daño por cañoneo	17
1.3.2.4 Daño por Fluidos de Completación.....	17
1.3.2.5 Daño durante la Producción	17
1.3.2.6 Daño en Pozos Inyectores.....	18
1.3.3 CAUSAS POR DAÑO EN LA FORMACIÓN	18
1.3.3.1 Hinchamiento de arcillas	18
1.3.3.2 Invasión de sólidos	18
1.3.3.3 Bloqueo de agua.....	18
1.3.3.4 Bloqueo por emulsión	18
1.3.3.5 Cambios de mojabilidad en la roca reservorio	19
1.4 INDICE DE PRODUCTIVIDAD.....	19
CAPÍTULO 2	22
METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN Y PRUEBAS.....	22
2.1 METODOLOGÍA.....	22
2.2 PRUEBAS DE LABORATORIO	23
2.2.1 ANÁLISIS MINERALÓGICO	23
2.2.1.1 Análisis por difracción de rayos x.....	23
2.2.1.2 Análisis petrográfico	23
2.2.2 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD.....	24
2.2.3 ENSAYOS DE SIMULACIÓN DE DAÑO DE FORMACIÓN	25
2.2.3.1 Saturación inicial del núcleo	26
2.2.3.2 Permeabilidad inicial efectiva al petróleo	27
2.2.3.3 Simulación de daño en el plug.....	27
2.2.3.4 Prueba de retorno de permeabilidad	27
CAPÍTULO 3	29
ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	29
3.1 ANÁLISIS MINERALÓGICO	29
3.1.1 RESULTADOS DE LA DIFRACCIÓN DE RAYOS X	30
3.1.1.1 Arena U superior	30
3.1.1.2 Arena U media	30
3.1.1.3 Arena U inferior	31
3.1.2 RESULTADOS DEL ANÁLISIS PETROGRÁFICO	31
3.2 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD.....	32

3.2.1 ARENA U SUPERIOR	32
3.2.2 ARENA U MEDIA.....	34
3.2.3 ARENA U INFERIOR	36
3.3 ENSAYOS DE SIMULACIÓN DE DAÑO DE FORMACIÓN.....	39
3.3.1 ARENA U SUPERIOR	41
3.3.2 ARENA U MEDIA.....	42
3.3.3 ARENA U INFERIOR	43
3.4 ANÁLISIS POR ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.....	45
CAPÍTULO 4	49
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	49
4.1 CONCLUSIONES.....	49
4.2 RECOMENDACIONES	51
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	53
ANEXOS.....	57

ÍNDICE DE CUADROS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Datos PVT del Campo Cuyabeno-Sansahuari	5
1.2	Producción acumulada al 31 de diciembre de 2016	6
1.3	Detalle de producción en trabajos de pulling en la arena U superior	6
1.4	Detalle de producción en trabajos de pulling en la arena U media	6
1.5	Detalle de producción en trabajos de pulling en la arena U inferior	7
1.6	Reservas probadas produciendo acumulada al 31 de diciembre de 2016	7
1.7	Clasificación de los surfactantes	14
1.8	Clasificación del daño de formación	16
2.1	Resultados compatibilidad de fluidos de control Cuyabeno-Sansahuari 2014	24
3.1	Composición mineralógica arena U, pozo Sansahuari 07	29
3.2	Composición mineralógica arena U, pozo Sansahuari 08	29
3.3	Composición mineralógica arena U, pozo Sansahuari 10	30
3.4	Composición prueba de compatibilidad número 1, arena U superior	32
3.5	Composición prueba de compatibilidad número 2, arena U superior	33
3.6	Composición prueba de compatibilidad número 1, arena U media	34
3.7	Composición prueba de compatibilidad número 2, arena U media	35
3.8	Composición prueba de compatibilidad número 1, arena U inferior	36
3.9	Composición prueba de compatibilidad número 2, arena U inferior	37
3.10	Composición prueba de compatibilidad número 3, arena U inferior	38
3.11	Concentraciones recomendadas para cada arena	39
3.12	Datos técnicos de las muestras	40
3.13	Formulaciones para arena U superior, probadas en el FDS	41
3.14	Resultados de los ensayos de simulación de daño de formación en la arena U superior	41
3.15	Formulaciones para arena U media, probadas en el FDS	42
3.16	Resultados de los ensayos de simulación de daño de formación en la arena U media	42
3.17	Formulaciones para arena U inferior, probadas en el FDS	43
3.18	Resultados de los ensayos de simulación de daño de formación en la arena U inferior	44
3.19	Resultados de la relación de índices de productividad	46
3.20	Datos utilizados en el cálculo de corrección de la presión de	47

	fondo	
3.21	Resultados presión de fondo corregida	47
3.22	Resultados índices de productividad antes y después de la exposición al fluido	48
4.1	Formulación recomendada para arenas U superior, U media y U inferior	49
4.2	Índices de productividad antes y después de la exposición al fluido de control	51

ÍNDICE DE FIGURAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Ubicación geográfica del campo Cuyabeno-Sansahuari	2
1.2	Mapa estructural campo Cuyabeno-Sansahuari a base de la caliza "A"	3
1.3	Columna estratigráfica del campo Cuyabeno-Sansahuari	4
1.4	Representación esquemática de un surfactante	13
1.5	Orientación de los surfactantes en las interfases	13
2.1	Equipo de simulación de daño de formación FDS 800-10000	26
3.1	Difractograma de la arena U media pozo CYBJ 41	30
3.2	Difractograma de la arena U superior pozo CYBJ 41	31
3.3	Distribución de porosidad y gargantas porales en la arena U	31
3.4	Cuarzo y caolinita en espacios porales en la arena U	32
3.5	Resultados prueba de compatibilidad número 1, arena U superior	33
3.6	Resultados prueba de compatibilidad número 2, arena U superior	34
3.7	Resultados prueba de compatibilidad número 1, arena U media	35
3.8	Resultados prueba de compatibilidad número 2, arena U media	36
3.9	Resultados prueba de compatibilidad número 1, arena U inferior	37
3.10	Resultados prueba de compatibilidad número 2, arena U inferior	38
3.11	Resultados prueba de compatibilidad número 3, arena U inferior	39

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
API	American Petroleum Institute	
bls	Barriles	L^3
bls/blsf	Barriles por barriles fiscales	L^3 / t
BFPD	Barril fiscal por día	L^3 / t
BPPD	Barril de petróleos por día	L^3 / t
BSW	Corte de agua	
β_o	Factor volumétrico del petróleo	
$^{\circ}C$	Grado celcius	T
CARB	Carbonatos	
cc	Centímetro cubico	L^3
cp	centipoise	$FL^{-2} T^{-1}$
CSG	Casing, tubería de revestimiento	
$^{\circ}F$	Grado farengeith	T
FDS	Formation Damage System	
FLDS	Feldespatos	
FOI	Folds of increase	
g	Gramos	M
GLAU	Glauconitas	
gpt	Galón por tonelada	L^3 / M
h	Espesor	L
J	Índice de productividad	
K_a	Permeabilidad absoluta	L^2
K_o	Permeabilidad efectiva al petróleo	L^2
K_{ro}	Permeabilidad relativa al petróleo	L^2
ϕ	Porosidad	
l	Litro	L^3
lb	Libra	M
N_p	Producción acumulada	L^3 / t
mD	Milidarcys	L^2
ml	Mililitro	L^3
\bar{P}	Presión promedia de reservorio	Psi
pH	Potencial de hidrógeno	
ppm	Partes por millón	
PROF.	Profundidad	L
psi	Libras por pulgada cuadrada	M/Lt^2
PVT	Presión-volumen-temperatura	
P_p	Presión de poro	M/Lt^2
P_{wf}	Presión de fondo fluyente	M/Lt^2
q_o	Caudal de producción	L^3 / t
$q_{MÁX}$	Caudal máximo de producción	L^3 / t
QTZ	Cuarzo	
r_e	Radio de drenaje	L
r'_w	Radio equivalente del pozo	L

r_w	Radio del pozo perforado	L
S	Daño de formación	
TVD	Profundidad vertical	L
μ	Viscosidad absoluta	$FL^{-2} T^{-1}$
IPR	Índice de productividad relativa	
DCA	Curvas de declinación del pozo	
WO	Work over	
α_r	Coficiente de unidades	

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo principal realizar un análisis de los fluidos de control que se ofertan en la industria, desde un punto de vista técnico, con la finalidad de determinar una formulación que minimice el daño formación en operaciones de reacondicionamiento en los reservorios del campo Cuyabeno-Sansahuari

En el Capítulo I se realiza una descripción del campo donde se realizó el estudio y de las características de las principales arenas productoras. El capítulo también contiene la información correspondiente al marco teórico, se describen los fundamentos que han servido como referencia en el desarrollo del presente trabajo.

En el Capítulo II se detalla la metodología que se utilizó para realizar el presente proyecto, también se describe cada una de las pruebas de laboratorio realizadas y las normas que las rigieron.

En el Capítulo III se realiza un análisis técnico de los resultados que arrojó la experimentación en laboratorios, se calculó la relación de los índices de productividad antes y después de la exposición de las arenas a los fluidos, lo cual permitió determinar el impacto de cada fluido de control en los reservorios, y recomendar la formulación óptima para cada arena productora.

En el Capítulo IV se encuentran las conclusiones y recomendaciones que se obtuvieron del presente estudio.

PRESENTACIÓN

La productividad de un pozo petrolero se puede ver afectada de manera significativa cuando los fluidos de control que se utilizan en las operaciones que se realizan en el pozo, y los fluidos contenidos en el yacimiento reaccionan de manera desfavorable; ocasionando un daño a la formación que reduce su permeabilidad y se traduce en una pérdida de producción para el activo. Por esta razón controlar estas reacciones se ha tornado un tema de sumo interés para las empresas prestadoras de servicios y operadoras del país.

El desarrollo de este proyecto abarca un estudio de las formulaciones de fluido de control que se ofertan para operaciones de reacondicionamiento en pozos del campo Cuyabeno-Sansahuari. La finalidad fue determinar un fluido compatible con los fluidos del reservorio y minimizar el posible daño causado durante su interacción.

Para la consecución de este objetivo se realizaron pruebas de compatibilidad entre fluidos de control y el crudo del yacimiento, en los laboratorios de la empresa ofertante. También se efectuó un ensayo de simulación de daño de formación en núcleos de las arenas U superior, U media y U inferior del campo, donde se midió la permeabilidad de retorno de los plug para evaluar el impacto causado durante la operación. Este estudio se llevó a cabo en el Centro de Investigaciones Geológicas de Petroamazonas EP.

Finalmente, y para concluir que formulación es la más idónea para cada reservorio, se calculó la relación de los índices de productividad antes y después de la exposición de las arenas a los fluidos, lo cual permitió determinar el impacto de cada fluido de control en los reservorios, y recomendar la formulación óptima para cada arena productora.

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES DEL CAMPO Y MARCO TEÓRICO

1.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI

1.1.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA

En noviembre de 1972, el consorcio Texaco-CEPE perfora el pozo Cuyabeno 1, llegando a los 8.157 pies de profundidad, y produciendo 648 BPPD de 26 °API de la arena "U". El pozo Sansahuari 1, se perforó entre octubre y noviembre de 1979 por la empresa CEPE, alcanzando una profundidad de 8268 pies, y produciendo 2098 BPPD de 25° API del reservorio "U" (Pozo S, 2013).

El campo Cuyabeno-Sansahuari, inicialmente fue tratado como dos campos diferentes, puesto que las primeras interpretaciones geológicas mostraban dos estructuras independientes: una al norte que se denominó Sansahuari y otra al sur denominada Cuyabeno (Baby et al, 2014).

En el año 1996, mediante nuevos estudios de sísmica y geología, acompañados de la perforación de los pozos Cuyabeno 21 y Sansahuari 10, se demuestra que el campo Cuyabeno-Sansahuari pertenece a una sola estructura (Baby et al, 2014).

Las principales arenas productoras de este campo son: "U" superior, "U" inferior que produce un crudo de 25° API promedio y "T" con crudo de 29°API. Actualmente el campo produce 24.228 BPPD (Petroamazonas EP, 2017).

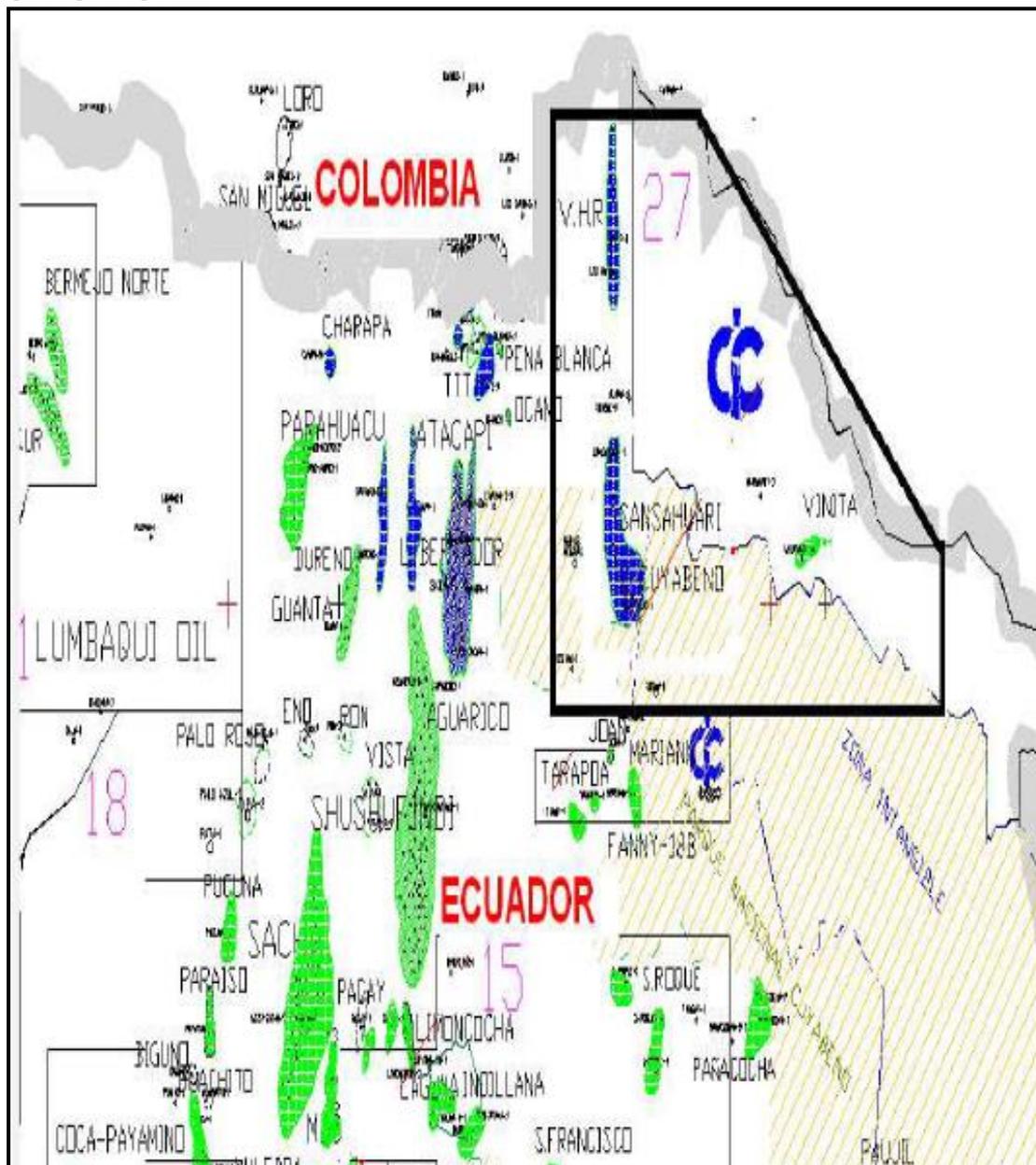
1.1.2 UBICACIÓN DEL CAMPO

El campo Cuyabeno-Sansahuari se ubica en la Región Amazónica del Ecuador, al noreste de la provincia de Sucumbíos, aproximadamente a 23 kilómetros de la población de Tarapoa, como se ilustra en la figura 1.1. Sus límites son: al norte con el campo Victor Hugo Ruales, al sur con el campo Tarapoa y al Oeste con el Campo Libertador (Petroamazonas EP, 2017).

1.1.3 ESTRUCTURA DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI

La estructura del campo es un anticlinal alargado, de 16 kilómetros de longitud que se ensancha en dirección Norte- Sur. Limita al oeste con una falla inversa, de un salto máximo de 400 pies a base de la caliza A, que sella la estructura. (Ver figura 1.2) (Baby et al, 2014).

FIGURA 1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI



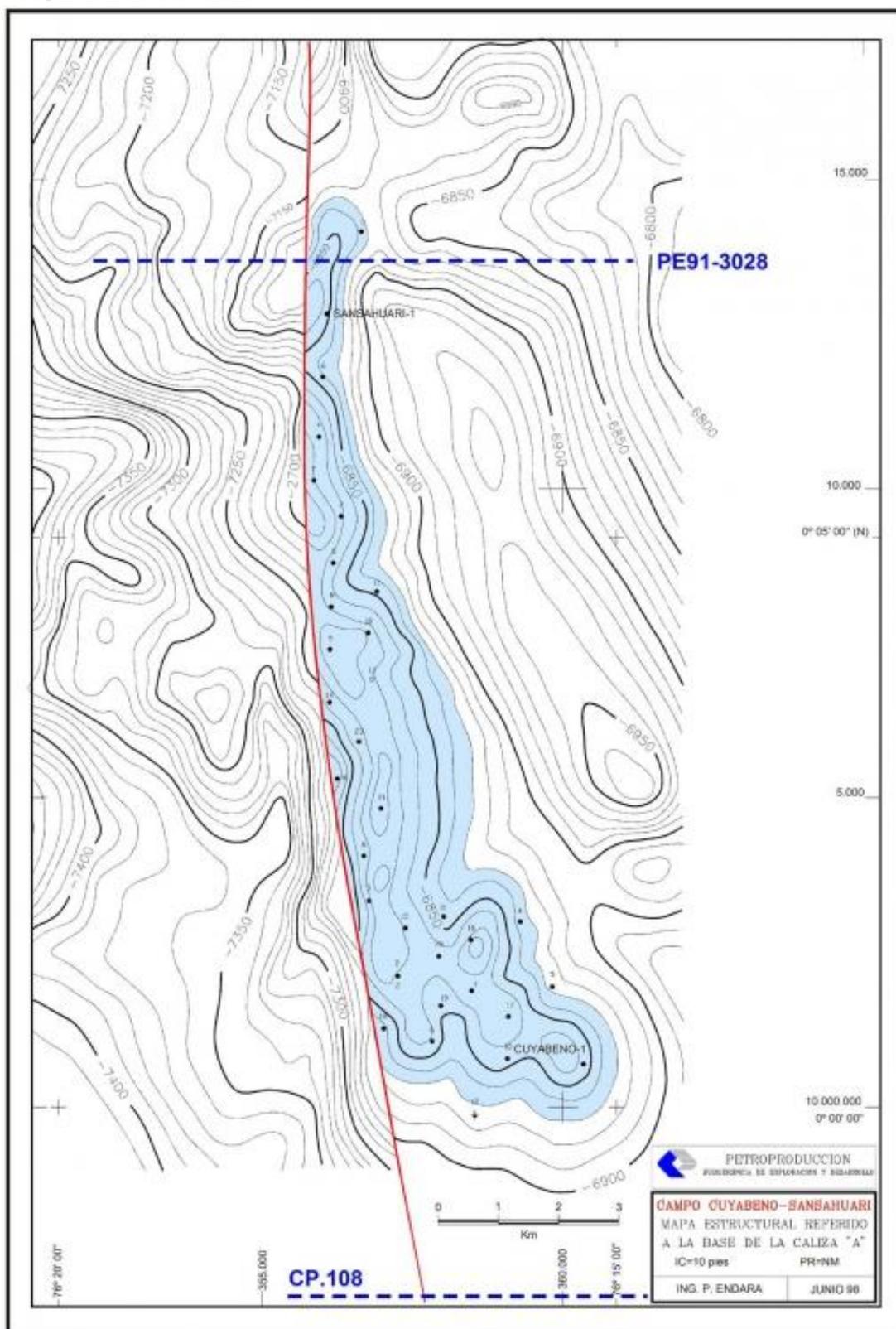
Fuente: Petroamazonas EP
Modificado por: Ana Carolina Espinosa

1.1.4 ESTRATIGRAFIA DEL CAMPO

Los principales reservorios productores del campo Cuyabeno-Sansahuari son las arenas “U” superior, “U” inferior y “T”; localizadas en la formación Napo, que presenta una secuencia de areniscas, calizas y lutitas, y alcanza un espesor promedio de 940 pies (Petroamazonas EP, 2017).

En la figura 1.3 se describen las formaciones y arenas de interés en la columna estratigráfica de la cuenca oriente ecuatoriana.

FIGURA 1.2 MAPA ESTRUCTURAL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI A BASE DE LA CALIZA "A"



Fuente: Petroamazonas EP

FIGURA 1.3 COLUMNA ESTRATIGRAFICA DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI.

Era	Período	Formación	Espesor	Ambiente	Miembro	Zona	Descripción	Observación
	Oligoceno a Eoceno	Tiyuyacu	1510 ft	Continental			Arenisca y Conglomerado	Productivo en Colombia
M E S O Z O I C O	Cretácico Superior	Tena	350 ft	Marino			Arcillas café chocolate y gris verdoso	Delgada arena Basal frecuente contenido de gas y petróleo
		Basal Tena		Continental				
	Cretácico Medio	Napo	912 ft	Marino Transgresivo con facies regresivas en parte	Superior	Arenisca M1	Niveles de arenisca y caliza con intercalaciones de lutita oscuras	Arena U y T con contenido de petróleo
						Caliza M1		
					Medio	Arenisca M2		
						Caliza A		
					Inferior	Arena Us 36'		
						Arena Ui 72'		
						Caliza B		
	Arena Ts 50'							
	Arena Ti 67'							
	Caliza C							
Cretácico Inferior	Hollín	85 ft	Marino transgresivo			Areniscas cuarzosas blancas	Arena Hs con petróleo	
Precretácico	Capiza Misahualli	2300 a 4500 ft	Continental			Arcillas semidura y calcárea		

Fuente: Petroamazonas EP

A continuación se describen las características de los principales reservorios productores del campo Cuyabeno-Sansahuari:

1.1.4.1 Arenisca “U” Superior

Es una arena cuarzosa, de grano fino, color blanco o café claro, matriz caolinítica, presenta cemento calcáreo y posee incrustaciones de glauconita. El cuerpo arenoso posee buena porosidad y permeabilidad moderada. Tiene un espesor promedio de 35 pies, que disminuye a 12 y 17 pies en los pozos Cuyabeno-8 y Cuyabeno-12 (Mosquera & Rodríguez, 2010).

1.1.4.2 Arenisca “U” Media

Es una arena de grano fino de buena porosidad y permeabilidad Alcanza un espesor máximo de 43 pies. Su base se encuentra a una profundidad de 7850 pies compuesta por un cuello calcáreo lutítico de 10 pies, mientras que su tope arenoso se encuentra a una profundidad de 7807 pies, separada de la arena “U superior” por un cuello calcáreo lutítico de 19 pies de espesor (Aimacaña, 2009).

1.1.4.3 Arenisca “U” Inferior

Esta arena es a mejor desarrollada del campo, con buenas porosidades y grandes espesores netos de petróleo, se desarrolla regularmente a través de todo el campo. Su espesor varía de 40 a 60 pies, alcanzando el máximo de 72 pies en el pozo Cuyabeno-2. Se encuentra sobre un intervalo de lutitas que la separan de la Caliza B.

Su litología está compuesta de una arenisca cuarzosa de color gris claro a color gris verdoso, se trata de una arena limpia de grano fino a grueso, presenta cemento silicio arcilloso y calcáreo (Bonilla & Buestán, 2013).

1.1.4.4 Arenisca “T” Superior

El reservorio está constituido por una arenisca cuarzosa, lutitas y calizas en menor proporción, con buena presencia de glauconita, de color verde grisáceo a blanco. Muestra cemento silicio, calcáreo y arcilloso. Tiene un espesor de 50 pies aproximadamente, que se comprueba en los pozos CYB-4 y CYB-1.

Aunque la arenisca “T” inferior, es la que presenta las mejores características, ésta siempre es un acuífero, dejando así la parte superior del reservorio “T” como petrolífera.

No se observa contacto agua petróleo pero la entrada de agua se debe a flujos laterales que están siendo monitoreados constantemente (Mosquera & Rodríguez, 2010).

1.1.5 CARACTERÍSTICAS DE ROCA Y FLUIDO

En el cuadro 1.1 se describe las propiedades de roca y fluido de las arenas productoras del campo Cuyabeno-Sansahuari.

CUADRO 1.1 DATOS PVT DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI

PARÁMETRO	RESERVORIO					
	Basal Tena	U Superior	U Media	U inferior	T Superior	T Inferior
POROSIDAD (%)	14.32	17.25	14.61	18.33	15.13	17.59
PERMEABILIDAD (mD)	76	412	400	1,200	296	476
PRESIÓN DE RESERVORIO (psi)		2,820	2,550	2,950	2,550	3,170
PRESIÓN DE BURBUJA (psi)		570	690	690	1005	1005
TEMPERATURA (°F)		178	180	180	181	182
°API		24.5	27.3	27.3	29.4	29.4
VISCOSIDAD (cp)		3.50	3.22	3.22	1.58	1.58
FACTOR VOLUMÉTRICO (bls/blsf)		1.1586	1.1836	1.1836	1.2198	1.2198
SALINIDAD (ppm)		45,000	45,000	30,000	17,000	13,500

Fuente: Petroamazonas EP

Elaboración: Ana Carolina Espinosa, 2017

1.1.6 PRODUCCIÓN Y RESERVAS DEL CAMPO

1.1.6.1 Producción

En el cuadro 1.2 se muestra la producción acumulada, por arena, del campo Cuyabeno-Sansahuari.

CUADRO 1.2 PRODUCCION ACUMULADA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016

PRODUCCIÓN(bls)					
Basal Tena	U Superior	U Media	U inferior	T Superior	T Inferior
187,070	29,843,748	6,472,760	56,351,015	34,762,937	1,110,089

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Ana Carolina Espinosa, 2017.

1.1.6.2 Variación de producción en pozos intervenidos

La principal razón de realización de este proyecto es la notable baja en la producción de algunos de los pozos intervenidos en trabajos de pulling en el activo Cuyabeno-Sansahuari.

En los cuadros 1.3, 1.4 y 1.5 se muestran las estadísticas del uso de fluidos de control y producción en el activo.

CUADRO 1.3 DETALLE DE PRODUCCIÓN EN TRABAJOS DE PULLING EN LA ARENA U SUPERIOR

Pozo	Empresa Ofertante de Fluido de Control	Producción Antes WO			Producción Después WO			ΔQ
		BFPD	BPPD	BSW	BFPD	BPPD	BSW	
SANSAHUARI-19	Baker	900	126	86	800	48	94	-78
CUYABENO-40	Baker	850	187	78	960	192	80	5
SANSAHUARI-02	Emprevenecu	1695	178	89.5	1691	186	89	8
CUYABENO-40D	Emprevenecu	909	200	78	1204	277	77	77
SANSAHUARI-13	Emprevenecu/ Brentag	1050	105	90	1120	112	90	7
CUYABENO-68	Schlumberger	312	296	5	324	308	5	12
SANSAHUARI-13	Petroamazonas	1150	115	90	1050	105	90	-10

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Ana Carolina Espinosa, 2017

CUADRO 1.4 DETALLE DE PRODUCCIÓN EN TRABAJOS DE PULLING EN LA ARENA U MEDIA

Pozo	Empresa Ofertante de Fluido de Control	Producción Antes WO			Producción Después WO			ΔQ
		BFPD	BPPD	BSW	BFPD	BPPD	BSW	
CUYABENO-45	Petroamazonas	2222	400	82	1993	279	86	-121
SANSAHUARI-10	Mi-Swaco	125	120	4	129	125	3	5
SANSAHUARI-12D	Mi-Swaco	517	476	8	1270	1257	1	781

Fuente: Petroamazonas EP

Elaboración: Ana Carolina Espinosa, 2017

CUADRO 1.5 DETALLE DE PRODUCCIÓN EN TRABAJOS DE PULLING EN LA ARENA U INFERIOR

Pozo	Empresa Ofertante de Fluido de Control	Producción Antes WO			Producción Después WO			ΔQ
		BFPD	BPPD	BSW	BFPD	BPPD	BSW	
CUYABENO-52	Halliburton	1694	288	83	1688	270	84	-18
CUYABENO-46	Mi-Swaco	1536	215	86	880	176	80	-39
CUYABENO-09	Petroamazonas	766	111	85.5	0	0	0	-111
SANSAHUARI-09	Mi-Swaco	1437	125	91.3	1592	207	87	82
CUYABENO-67	Emprevenecu/ Brentag	1259	277	78	1487	223	85	-54
CUYABENO-38	Emprevenecu/ Brentag	1900	95	95	1980	99	95	4
CUYABENO-52	Petroamazonas	1436	158	89	1580	158	90	0
CUYABENO-62	Petroamazonas	814	342	58	855	342	60	0

Fuente: Petroamazonas EP

Elaboración: Ana Carolina Espinosa, 2017

1.1.6.3 Reservas

Se define como reservas a la cantidad de hidrocarburo que se puede recuperar de un yacimiento petrolífero. El cálculo de reservas permite elaborar los programas de desarrollo de un campo (Mejía, 2013).

En el campo Cuyabeno-Sansahuari la estimación de reservas se basa en las curvas de declinación (DCA) por pozo, correlacionadas con los cálculos volumétricos; y se calcula más de 99 millones de barriles de petróleo, entre reservas probadas, probables y posibles (Petroamazonas EP, 2016).

1.1.6.3.1 Reservas Probadas Produciendo

Las reservas Probadas Produciendo fueron calculadas mediante el análisis de curvas de declinación de los 63 completaciones que se encuentran produciendo al 31 de diciembre 2016; las reservas de estas completaciones se encuentran distribuidas de acuerdo al cuadro 1.6:

CUADRO 1.6 RESERVAS PROBADAS PRODUCIENDO ACUMULADA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016

RESERVORIO	N° DE COMPLETACIONES PB-PRODUCIENDO	RESERVAS PROBADAS PRODUCIEDO (bl)
Basal Tena	0	-
U Superior	25	11,193,690
U Media	8	6,098,330
U Inferior	20	8,697,443
T Superior	10	5,391,752
T Inferior	0	-
	63	31,381,214

Fuente: Petroamazonas EP

Elaboración: Ana Carolina Espinosa

1.2 FLUIDOS DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO

1.2.1 DEFINICION Y CARACTERÍSTICAS

Un fluido de completación o reacondicionamiento es cualquier fluido que se coloca en el pozo, antes o inmediatamente después del cañoneo, o un fluido inyectado a través de la formación durante las operaciones de reparación. Su función principal es controlar la presión de formación y estabilizar el pozo, mediante la modificación de su densidad (López & Cova, 2013).

Las características de un fluido de completación adecuado, según Simancas en 2005, son las siguientes:

- Ser estable, no corrosivo y no tóxico
- Ser inerte a contaminaciones por sales solubles, minerales, cemento
- No dañar la formación
- Ser biodegradable
- Ser económico

1.2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE COMPLETACIÓN

1.2.2.1 Según su componente principal

- a) Base agua: Se refiere a los sistemas formulados con agua o salmuera. La fase acuosa puede variar desde agua dulce a altas concentraciones de sales solubles. En la actualidad los fluidos de control más utilizados son las salmueras porque carece de sólidos insolubles, su compatibilidad con las formaciones y por el amplio rango de densidades que alcanza (Simancas, 2005).
- b) Base aceite o emulsiones: Estos fluidos no son empleados comúnmente como fluido de control. Consiste en una emulsión inversa, donde la salmuera de cloruro de calcio está emulsionada en algún tipo de aceite. No generan daño en ciertas formaciones y puesto que el filtrado se compone de aceite las arcillas no se ven afectadas (López & Cova, 2013).
- c) Base polímeros: Estos sistemas se usan comúnmente en completaciones donde las perforaciones abiertas permitirían una alta incidencia de filtrado, por lo que se utilizan polímeros para añadir propiedades al fluido, como viscosidad, control de arcillas o agentes puenteantes (Ríos E y Perozo A, 1999).

1.2.2.2 Según su homogeneidad

- a) Fluidos con sólidos en suspensión: Estos fluidos contienen gran cantidad de sólidos para aumentar su peso. No son muy recomendados porque ocasionan daño por taponamiento a la formación.

- b) Fluidos sin sólidos en suspensión: Estos sistemas son los de mayor uso en la industria, pues protegen a la formación. Su principal componente es el petróleo o soluciones de salmuera con aditivos para mejorar sus propiedades.
- c) Fluidos espumosos: Estos fluidos constituyen emulsiones estables aireadas con gas o aire. Debido a la baja densidad de la espuma se emplean para el trabajo con presiones bajo balance. Son usados en su mayoría como fluidos de circulación para operaciones de completación.

(López & Cova, 2013)

1.2.3 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE UN FLUIDO DE CONTROL

El principal criterio a tomar en cuenta en la selección de un fluido de control es la densidad que se requiere para brindar el peso necesario a la columna hidrostática y controlar la presión de formación. Sin embargo existen criterios como el contenido de sólidos para evitar el taponamiento de la formación, la naturaleza arcillosa del reservorio, el cambio de mojabilidad o formación de emulsiones, el uso de anticorrosivos y bactericidas, el tiempo de producción, y el tipo de trabajo a realizarse, que son determinantes al momento de escoger un fluido de control que brinde los mayores beneficios (Apo, 2016).

Controlar las interacciones roca – fluido es de gran importancia en el diseño del fluido se deben agregar productos prevenir el hinchamiento y disgregación de arcillas, remover los minerales restantes de la cementación y estabilizador la mojabilidad del reservorio. También son importantes las interacciones fluido – fluido entre los químicos y la mezcla agua – petróleo que detendrán emulsiones e incrementarán la saturación de agua en el reservorio (Mafla, 2016).

Además existen otros factores que se deben tomar en cuenta al momento de seleccionar un fluido de completación y reacondicionamiento:

1.2.3.1 Factores mecánicos

- *Velocidad angular:* Origina el impacto que ejerce el fluido sobre la formación. A tasas muy altas se crea una turbulencia que puede dañar la formación.
- *Facilidades de mezcla:* Cuando un equipo maneja espacio de almacenamiento limitado, se debe escoger un fluido cuya preparación y mantenimiento requiera poca cantidad de material.
- *Naturaleza y cantidad de los fluidos en el pozo:* El fluido de control y el fluido que se encuentra en el pozo deben ser compatibles de modo que no produzca reacciones y residuos que puedan generar daño de formación. (López & Cova, 2013).

- *Corrosión:* La mayoría de las salmueras son corrosivas, como aquellas que contienen cloruro de zinc. Es posible minimizar la corrosión aumentando el PH del fluido o agregando anticorrosivos (Simancas, 2005).
- *Componentes de los fluidos:* Cuando se realiza operaciones de reacondicionamiento, el fluido seleccionado para controlar el pozo, debe tener la menor cantidad de sólidos posibles, por lo tanto sus componentes deben ser solubles y estables a presiones y temperaturas de trabajo (Ríos E y Perozo A, 1999).

1.2.3.2 Factores de formación

Presión: La densidad del fluido seleccionada debe ser suficiente para que la presión de la columna hidrostática, supere entre 200 a 300 psi, a la presión de formación y crear una contrapresión que mantenga a los fluidos dentro de la formación y poder realizar los trabajos pertinentes (López & Cova, 2013).

- *Permeabilidad:* En formaciones altamente permeables, el control de la pérdida de filtrado es primordial, las emulsiones experimentan poca pérdida de filtrado, y en las soluciones de salmueras la pérdida de filtrado hacia la formación puede ser controlada mediante la adición de resinas solubles en aceite (Simancas, 2005).
- *Temperatura:* La temperatura de fondo es un criterio importante de selección, puesto que afecta varias propiedades del fluido. La densidad de una salmuera disminuye a medida que la temperatura aumenta, también influye en la velocidad de corrosión. Además si la temperatura disminuye demasiado el fluido se cristalizará y aparecerán sólidos insolubles (MI-SWACO, 2001).
- *Humectabilidad:* Ciertas formaciones son mojadas preferiblemente por agua (hidrófilas) y otras por petróleo (oleófilas), dado que el filtrado a las formaciones depende de la fase continua del fluido dado, es necesario escoger un sistema que no genere emulsiones entre el filtrado y los fluidos de formación para que la producción no se vea afectada (López & Cova, 2013).

1.2.4 COMPATIBILIDAD DE LOS FLUIDOS

La compatibilidad química de los fluidos de control con la roca, fluidos y crudo de la formación, constituye uno de los criterios más importantes de selección. Un fluido no compatible puede causar daños a la formación que ocasionan pérdidas a la producción y la necesidad de costosos tratamientos de remediación (MI-SWACO, 2001).

1.2.4.1 Compatibilidad con las arcillas de formación

Los daños a la formación relacionados con las arcillas se generan por el bloqueo de las aberturas del poro, causado frecuentemente por el hinchamiento y migración de arcillas presentes en la formación, debido a la separación de las partículas de arcillas y de las paredes del poro (MI-SWACO, 2001).

La principal preocupación es determinar si una salmuera de completación causará el hinchamiento, desfloculación y/o migración de arcillas de la formación, especialmente en arenisca "compacta" con contenido de arcillas, la salmuera usada debe tener una composición y una concentración de sales que sean compatibles con la formación en particular (API, 2001).

Algunas sales actúan de mejor manera como estabilizadores de arcillas que otras, por ejemplo el cloruro de potasio al 3% o el cloruro de amonio al 3% (MI-SWACO, 2001).

1.2.4.2 Compatibilidad con el agua de formación

Cuando el fluido de control y el agua de formación no son compatibles, pero llegan a mezclarse, se generan depósitos minerales inorgánicos llamados incrustaciones. Estas incrustaciones también pueden formarse por cambio de solubilidad de las sales con la temperatura y/o presión, y la evaporación del agua (API, 2001).

Las incrustaciones son causadas generalmente por la precipitación de cationes multivalentes como el calcio, hierro y magnesio; al reaccionar con aniones de sulfato y carbonato, y afectan la permeabilidad de la formación (MI-SWACO, 2001).

1.2.4.3 Compatibilidad con el crudo y el gas natural de formación

En este caso, el daño de formación asociado, tiene origen en el bloqueo de poros por emulsiones de aceite, agua, y/o cieno. Estas emulsiones también pueden causar problemas en superficie, en el procesamiento de la producción.

Para evitar la formación de emulsiones por incompatibilidad con el crudo, se debe tener especial cuidado cuando se usan salmueras pesadas o de pH bajo y cuando se realiza estimulación con ácido. Las salmueras de pH alto y que contienen calcio, al entrar en contacto con gas natural con contenido de dióxido de carbono tienden a causar precipitaciones de carbonato de calcio (MI-SWACO, 2001).

1.2.5 ADITIVOS UTILIZADOS AL FORMULAR LOS FLUIDOS DE CONTROL

Los fluidos de control más utilizados en la industria son las salmueras monovalentes, perfeccionadas con aditivos que mejoran las propiedades según las necesidades de cada pozo.

Para añadir densidad al fluido se agregan sales que se disuelven sin dejar sólidos, como el formiato de sodio, formato de potasio, cloruro de sodio, cloruro de potasio, también el bromuro de potasio y bromuro de sodio que son especialmente efectivas en formaciones sensibles al calcio y donde el gas dióxido de carbono tiene tendencia a formar precipitados (BAROID, 2009).

1.2.5.1 Densificantes

Cuando se desea añadir más peso o densidad al fluido, se recurre al uso de materiales densificantes como el carbonato de calcio, que se presenta en forma de polvo o gránulos, además actúa como agente puenteante y controlador de pérdida de filtrado (Inpark Drilling Fluids S.A., 2003).

1.2.5.2 Solvente mutuo

También conocido como solvente mutuo, tiene entre sus funciones, además de evitar la formación de emulsiones y bloqueos por agua, ayudar a solubilizar una solución acuosa en otra de petróleo o viceversa.

Actúa reduciendo la tensión superficial del agua, volviéndola más soluble al mezclarse con hidrocarburos y disminuyendo la saturación de agua en las inmediaciones del pozo.

También contribuye a que la formación se humecte con agua, mejorando la permeabilidad relativa al petróleo, y evita que los finos insolubles se humecten con petróleo. Mantiene la concentración necesaria de surfactantes e inhibidores (Apo, 2016).

1.2.5.3 Bactericida

El crecimiento bacteriano puede causar una serie de problemas como la corrosión inducida, formación de escalas y producción de sulfuro de hidrógeno que a su vez causa la acidificación de los fluidos en el reservorio. Esto se puede controlar mediante la adición de agentes químicos diseñados para inhibir el desarrollo de microorganismos (Quimipac, 2017).

1.2.5.4 Inhibidores de corrosión

Estos aditivos químicos se usan para prevenir el ataque de la corrosión a los elementos metálicos, tales como tubería de revestimiento, tubería de producción y herramientas de fondo, que entren en contacto con las salmueras de control. La efectividad de un inhibidor depende de la capacidad de crear y mantener una película protectora sobre la superficie metálica.

Los inhibidores de corrosión pueden ser orgánicos o inorgánicos. El uso de inhibidores orgánicos no es recomendable porque puede causar problemas en la refinación del crudo (MI-SWACO, 2001).

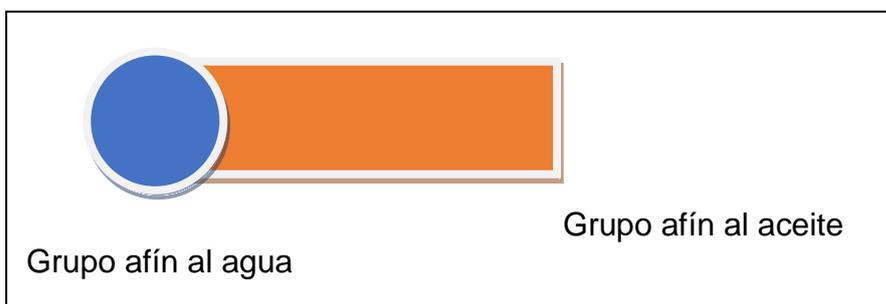
1.2.5.5 Modificadores de pH

Para controlar el pH se usan productos químicos como el hidróxido de sodio, conocido en la industria como soda caustica o lejía. Si se desea reducir el pH, se recomienda usar ácido cítrico, que también elimina el calcio de los fluidos evitando la formación de precipitados. El óxido de magnesio se usa para aumentar el pH en salmueras divalentes, mantiene un pH entre 8.5 y 10, y la cal se utiliza en salmueras de calcio (MI-SWACO, 2001).

1.2.5.6 Surfactantes

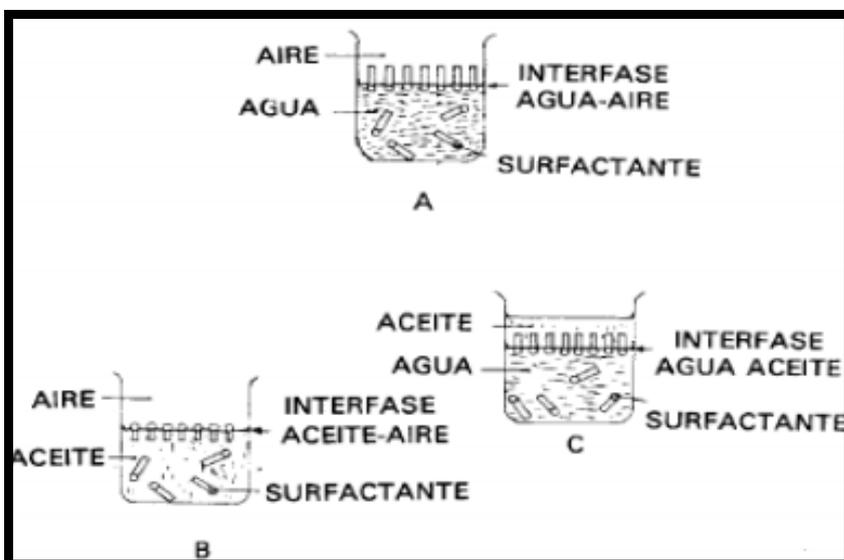
Son agentes químicos, activos de superficie, que se caracterizan por estar formados de dos grupos químicos, uno polar llamado hidrofílico y uno no polar llamado topofílico, como se ilustra en la figura 1.4, que se orientan según su afinidad como se muestra en la figura 1.5.

FIGURA 1.4 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE UN SURFACTANTE



Fuente: Manual de estimulación matricial. Islas, 1991
Elaborado por: Ana Carolina Espinosa

FIGURA 1.5 ORIENTACIÓN DE LOS SURFACTANTES EN LAS INTERFASES



Fuente: Manual de estimulación matricial. (Islas, 1991)

Los surfactantes actúan en las interfases, como agua-aire o agua-aceite, y ahí ejercen diversas funciones: cambiar la humectabilidad de la formación favoreciendo a la producción, romper emulsiones, evitar bloqueos por agua, etc. Los surfactantes son muy útiles en el proceso de limpieza, la parte topofílica es atraída por los componentes del aceite o grasa, mientras que la parte hidrofílica interacciona con el agua, estas fuerzas opuestas hacen que la grasa se desprenda y las herramientas de fondo se limpien de manera óptima (BJ Services-Edc Lar, 2004).

Los surfactantes pueden ser de tipo:

- Catiónicos:** En pH menores a 8.5, el agua humecta a carbonatos y el petróleo humecta a las arenas, lutitas, arcillas y otros silicatos.
- Aniónicos:** En pH menores que 8.5, el petróleo humecta carbonatos y el agua humecta a las arenas, lutitas, arcillas y otros silicatos.
- No iónicos:** Puede el agua o petróleo humectar silicatos y carbonatos dependiendo de la química de los surfactantes.
- Anfotéricos:** Dependiendo del pH del fluido estos surfactantes pueden ser catiónicos o aniónicos. Por lo tanto, las características de humectabilidad variarán.

En el cuadro 1.7 se detalla la clasificación y aplicaciones de los surfactantes:

CUADRO 1.7 CLASIFICACIÓN DE LOS SURFACTANTES

Clasificación	Descripción	Carga Soluble en Agua	Grupo Químico	Aplicaciones
Catiónico		Positiva	Sulfatos, Fosfatos, Sulfonatos, Fosfonatos	No emulsificantes retardadores No emulsificantes limpiadores
Aniónico		Negativa	Compuestos de Aminas	No emulsificantes Inhibidos de corrosión Bactericidas
No-iónico		Sin Carga	Polímeros	No emulsificantes Inhibidos de corrosión Espumantes
Anfotérico		Carga dependiente del pH del sistema	Sulfato de Amina Fosfato de Amina	Viscosificantes Inhibidos de corrosión

Fuente: BJ Services-Edc Lar, 2004

Elaboración: Ana Carolina Espinosa

1.2.5.7 Inhibidor de arcillas

Para evitar el daño ocasionado por arcillas expansivas, y/o el desprendimiento de arcillas migratorias, se usan agentes químicos cuya función principal es detener o lentificar la hidratación, hinchamiento y desintegración de las arcillas y lutitas, mediante la inhibición del intercambio catiónico que ocurre entre arcillas y el fluido de control (Schlumberger, 2017).

1.3 DAÑO DE FORMACIÓN

1.3.1 DEFINICIÓN

El daño de formación es aquella limitación parcial o general al flujo de fluidos en un medio poroso, desde el yacimiento hacia el pozo, debido a la disminución en los canales permeables. Se expone que el daño de formación existe cuando la roca de reservorio ha sido dañada por causas artificiales (Apo, 2016).

El daño de formación, conocido también como skin, es una variable adimensional y compuesta. Se la define como el cambio de permeabilidad y porosidad en las zonas adyacentes al pozo (Cordero, 2013).

El daño que es ocasionado en la formación es una de las principales razones por las que algunos pozos de petróleo, gas o agua tienen una baja productividad o inyectividad (Apo, 2016).

Se define como severidad y es denotado por "S", los cuales pueden tener diferentes valores y pueden ser muy grandes. A continuación se detallan las ecuaciones con respecto al daño de formación.

Ecuación Radio equivalente:

$$r'_w = r_w \times e^{-s} \quad (1.1)$$

Con el radio equivalente, se puede calcular el Índice de productividad (IP).

Ecuación Índice de Productividad:

$$IP = \frac{k \times h}{\alpha_r \times \beta_o \times \mu \times \ln(r_e / r'_w)} = \frac{Q}{P_e - P_{wf}} \quad (1.2)$$

Donde:

K: Permeabilidad

h: Espesor de la capa

α_r : Coeficiente de unidades

β_o : Factor volumétrico del petróleo

μ : Viscosidad absoluta
 r_e : Radio de drenaje
 r_w' : Radio equivalente del pozo
 r_w : Radio del pozo perforado
 Q : Caudal de producción
 P_e : Presión estática de la formación
 P_{wf} : Presión dinámica de la formación
 S : Daño total de la formación

El daño de formación por lo general es determinado mediante pruebas en laboratorio, pero también puede ser estimado mediante la relación de permeabilidades, radios del skin y la formación.

Ecuación del daño:

$$S = \left(\frac{k}{k_{skin}} - 1 \right) \times \ln \left(\frac{r_{skin}}{r_w} \right) \quad (1.3)$$

Donde:

k : Permeabilidad media de la formación productiva
 k_{skin} : Permeabilidad media de la zona afectada por el daño.
 r_{skin} : Radio desde el centro del pozo al borde externo del daño
 r_w : Radio del pozo

Por lo tanto, se puede determinar lo siguiente de acuerdo al valor del daño:

- Si $k_{skin} < k$, $S > 0$, el pozo tiene daño
- Si $k_{skin} = k$, $S = 0$, el pozo no tiene daño
- Si $k_{skin} > k$, $S < 0$, el pozo fue estimulado

(Cordero, 2013)

A continuación en el siguiente cuadro 1.8 se detallan los valores del daño que se producen en un pozo:

CUADRO 1.8 CLASIFICACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN

Condición del pozo	Valor
Altamente dañado	$S > 10$
Dañado	$S > 0$
Sin daño	$S = 0$
Acidificado	$-1 < S < -3$
Fracturado	$-2 < S < -4$
Masivamente fracturado	$S < -5$

Fuente: Daño de formación (Cordero, 2013)

Elaboración: Ana Carolina Espinosa

1.3.2 CLASIFICACIÓN DEL DAÑO

1.3.2.1 Daño por Perforación

La zona productora se encuentra expuesta a lodos de perforación, así como también a diferentes operaciones, las cuales afectan la capacidad productora de un pozo. Esto puede suceder desde que la broca ingresa a la zona productora hasta que alcanza la profundidad total del pozo.

Las partículas y líquidos contenidos en los fluidos de perforación, durante el proceso, son potencialmente peligrosos cuando son forzados hacia la formación productora. Estos pueden disminuir la porosidad y permeabilidad, así como también se puede producir una filtración muy grande en la roca reservorio (Islas, 1991).

1.3.2.2 Daño por cementación

Pueden llegarse a dar serios daños a las formaciones productoras intervenidas, debido a la composición química de las lechadas de cemento y a las presiones de inyección de las mismas. Las formaciones por ser porosas y permeables permiten la filtración de productos químicos de la lechada, generando cambios en la composición químicas de las aguas de formación, y de esta manera provocan precipitaciones que taponan los poros intercomunicados, reduciendo así la permeabilidad de la roca (Cordero, 2013).

1.3.2.3 Daño por cañoneo

Durante el proceso operativo de cañoneo se pueden producir serios daños en la formación, debido a que la carga explosiva crea una zona cuarteada en la roca. Los residuos de éstas cargas y los sólidos de los fluidos utilizados durante la operación de punzado, pueden taponar las permeabilidades de la formación, por causa de la diferencia de presiones entre el hueco y la formación (Islas, 1991).

1.3.2.4 Daño por Fluidos de Completación

Las causas más comunes de daño por fluidos de completación, durante el proceso de completación en un pozo son las siguientes:

- a) Taponamiento de la formación y punzados por los sólidos suspendidos, residuos de polímeros, bacterias, que causan que la permeabilidad de la formación disminuya.
- b) Hinchamiento y dispersión de las arcillas, bloqueo por emulsiones y por agua, precipitación de incrustaciones.

Para evitar este tipo de daño es necesaria la utilización de fluidos de completación limpios y filtrados, empleando bactericidas y a una presión diferencial favorable a la de la formación. (Cordero, 2013)

1.3.2.5 Daño durante la Producción

Durante la fase productiva de un pozo, la necesidad de utilizar sustancias químicas para inhibir la corrosión, deposición de parafinas o sales entra en contacto con la formación y por tal razón causan daños en la mojabilidad de la

roca, ocasionando taponamientos. Así como también las elevadas caídas de presión entre el reservorio y el pozo hacen que la presión poral en las inmediaciones del pozo disminuyan y de esta manera la fuerza comprensiva de la roca se vea aumentada (Apo, 2016).

1.3.2.6 Daño en Pozos Inyectores

La mayoría de los problemas que se mencionan anteriormente pueden ocurrir en pozos inyectores de agua.

- a) Incompatibilidad del agua inyectada y la de la formación.
- b) Invasión de sólidos suspendidos y subsecuente taponamiento.
- c) Taponamiento por formación de coloides.
- d) Taponamiento por bacterias.

(Cordero, 2013)

1.3.3 CAUSAS POR DAÑO EN LA FORMACIÓN

Los daños en la formación son causados por varios factores, los cuales pueden ocurrir antes o durante la vida del pozo. Entre los principales se encuentran:

1.3.3.1 Hinchamiento de arcillas

El hinchamiento de las arcillas es provocado por la admisión de agua dulce o de filtrados de inyección, esto hace que la permeabilidad del petróleo se reduzca. Un contenido que indique alrededor del 15% de arcilla en arenisca, permite determinar que es una arena sucia (Mafla, 2016).

1.3.3.2 Invasión de sólidos

Las partículas de lodo pueden invadir la formación, bloqueando los canales de flujo, esto se genera cuando las partículas penetran en la formación durante el spurt loss (formación expuesta por primera vez a la broca), antes de que se establezca el revoque. Una vez que se forme completamente el revoque, los sólidos más finos se filtran debido a su estructura y baja permeabilidad (Apo, 2016).

1.3.3.3 Bloqueo de agua

El problema es muy común en reservorios que contienen baja permeabilidad y porosidad, esto se genera cuando la saturación de agua inicial es menor a la saturación de agua irreductible de la invasión de fluidos. El bloqueo de agua se produce por la filtración de fluidos de perforación que invaden la formación, y de esta manera afecta los poros de diámetro menor (Mafla, 2016).

1.3.3.4 Bloqueo por emulsión

La emulsión es la dispersión de gotas de un líquido en la cavidad del otro, ocupando el espacio poroso cercano al pozo y ocasionando una obstrucción en el flujo de fluidos. Se pueden formar emulsiones de dos tipos:

- a) Agua en petróleo
- b) Petróleo en agua

(Apo, 2016)

1.3.3.5 Cambios de mojabilidad en la roca reservorio

La cantidad de mojabilidad del petróleo influye en la permeabilidad entre la roca y el fluido, esto se debe a la adherencia de minerales que se encuentran activos en la superficie de los poros. La remediación se lo obtiene mediante la inyección de solventes que permiten que el agua sea la fase mojante, con el riesgo de generar bloqueo por emulsión (Mafla, 2016).

1.4 INDICE DE PRODUCTIVIDAD

Cuando se abre un pozo para iniciar su producción, es necesario evaluar la productividad a las condiciones que se encuentra en ese momento.

Para el cálculo de la productividad de un pozo, se asume (Vogel, 1968) “que el flujo hacia el pozo es directamente proporcional a la diferencia de presión entre el yacimiento y la pared del pozo”. Dicho en otras palabras, la producción es directamente proporcional a la caída de presión que existe en el sistema yacimiento-pozo (Reyes & Rosete, 2010).

T.V Moore (1939) sugirió un método de cálculo de índice de productividad, donde se requiere medir la presión estática del yacimiento y la presión de fondo fluyendo a varios caudales:

$$J = IP = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} \left[\frac{\text{bl/día@ c.s}}{\text{psi}} \right] \quad (1.4)$$

Donde:

Si se considera el efecto de las propiedades del yacimiento, se puede partir de la Ley de Darcy para definir el índice de productividad de la siguiente manera:

Sea la ecuación de Darcy para flujo radial estacionario de un fluido incompresible:

$$q_o = \frac{0.00708 \times k \times h (p_e - p_{wf})}{\mu_o \times \beta_o \times \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (1.5)$$

Donde:

p_e = Presión medida al radio de drenaje, psi

p_{wf} = Presión medida en el fondo del pozo, psi

k = Permeabilidad absoluta, mD

h = Espesor del yacimiento, pies

μ_o = Viscosidad del petróleo, cp

β_o = Factor volumétrico del petróleo, bl@c.s / bl@c.y

r_e = Radio de drenaje del pozo, pies

r_w = Radio del pozo, pies

q_o : Caudal de petróleo, bl/día @ c.s

Tomando en cuenta que el medio poroso está saturado de más de un fluido, agua y petróleo, matemáticamente en la fórmula de Darcy, se usa la permeabilidad efectiva k_o ; en lugar de la permeabilidad absoluta, k .

$$q_o = \frac{0.00708 \times k_o \times h(p_e - p_{wf})}{\mu_o \times \beta_o \times \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (1.6)$$

La presión en el radio de drenaje, P_e , usada en la ecuación 1.5 no puede ser medida fácilmente. Craft y Hawkins, demostraron que en caso de estar presente un acuífero fuerte y activo, la presión promedio en todo el yacimiento puede ser medida a una distancia cercana al 61% del radio de drenaje, así para expresar la ecuación 1.6 en términos de Presión promedio se tiene:

$$q_o = \frac{0.00708 \times k_o \times h(\bar{P} - P_{wf})}{\mu_o \times \beta_o \times \ln\left(\frac{0.61r_e}{r_w}\right)} \quad (1.7)$$

Reduciendo tenemos:

$$q_o = \frac{0.00708 \times k_o \times h(\bar{P} - P_{wf})}{\mu_o \times \beta_o \times \ln\left(\frac{r_e}{r_w} - 0.5\right)} \quad (1.8)$$

Sustituyendo la ecuación 1.8 en Ec 1.4 y eliminando términos semejantes, considerando que la presión estática del reservorio es igual a la presión promedio se tiene:

$$J = \frac{0.00708 \times k_o \times h}{\mu_o \times \beta_o \times \ln\left(\frac{r_e}{r_w} - 0.5\right)} \quad (1.9)$$

Si relacionamos el índice de productividad que se tiene en el pozo antes de ser intervenido con el fluido de control, y el índice de productividad del pozo después de ser expuesto al fluido a probar, se tiene:

$$FOI = \frac{J_{\text{after}}}{J_{\text{before}}} = \frac{\left[\frac{0.00708 \times k_o \times h}{\mu_o \times \beta_o \times \ln\left(\frac{r_e}{r_w} - 0.5\right)} \right]_{\text{after}}}{\left[\frac{0.00708 \times k_o \times h}{\mu_o \times \beta_o \times \ln\left(\frac{r_e}{r_w} - 0.5\right)} \right]_{\text{before}}} = \frac{[k_o]_{\text{after}}}{[k_o]_{\text{before}}} \quad (1.10)$$

Reduciendo términos semejantes se tiene:

$$FOI = \frac{J_{\text{after}}}{J_{\text{before}}} = \frac{[k_o]_{\text{after}}}{[k_o]_{\text{before}}} \quad (1.11)$$

De tal manera tenemos que la relación de productividad antes y después de la intervención con el fluido de control, está dada por el porcentaje de ganancia o pérdida de permeabilidad efectiva al petróleo de la formación. (Paris, 2009) (Islas, 1991)

CAPÍTULO 2

METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN Y PRUEBAS

2.1 METODOLOGÍA

De acuerdo a Luis Moreno, en su libro “Guía para elaborar diseños de investigación”, el presente estudio es de carácter técnico experimental, tiene como objetivo analizar las formulaciones de fluidos de control ofertadas para el campo Cuyabeno-Sansahuari, basándose en pruebas de laboratorio realizadas en la empresa Dynadrill Ecuador C.A. y en el Centro de Investigaciones Geológicas de Petroamazonas EP., localizado en San Rafael; con la finalidad de recomendar un fluido de control que minimice el daño de formación, y mantenga o aumente la productividad de un pozo.

Lourdes Munch y Ernesto Ángel, en “Métodos y Técnicas”, definen al universo como “el conjunto para el cual serán aplicables las conclusiones que se obtenga”; y la selección de la muestra que pueda o no ser representativa es subjetiva, por lo que se debe justificar el tipo y tamaño de muestra.

Para el desarrollo de la presente investigación se seleccionó como universo al Campo Cuyabeno-Sansahuari, ubicado al noreste de la provincia de Sucumbíos en el Bloque 53, del que se tomó en cuenta los fluidos producidos (crudo) y los núcleos de las arenas productoras U superior, U media, y U inferior.

Debido a la disponibilidad de núcleos en laboratorio, se escogió como muestra al pozo Cuyabeno J-41.

La recopilación de información inicialmente se basó en estudios y trabajos previos, publicaciones especializadas, revisión bibliográfica, acceso a internet, manuales de operación, entre otros.

Se recolectó las formulaciones de fluidos de control ofertados por las empresas: Dynadrill, Emprevenecu, Quitoil, San Antonio, Weatherford y MI-SWACO; para ser sometidas a pruebas.

Para la obtención de los datos experimentales se realizaron pruebas de compatibilidad a los fluidos de control y crudo del pozo en los laboratorios de la empresa Dynadrill; y en el Centro de Investigaciones Geológicas de Petroamazonas EP., se sometieron los núcleos de cada reservorio a dos tipos de ensayos; el primero para determinar su mineralogía, y un segundo ensayo de simulación de daño de formación, para determinar la permeabilidad de retorno del plug.

Los datos de los resultados de las pruebas de laboratorio fueron obtenidos a medida que se necesitaron y tomados al finalizar cada uno de los estudios realizados.

2.2 PRUEBAS DE LABORATORIO

Previo a la ejecución de los ensayos con los fluidos de control, se realizaron pruebas a las muestras limpias de las arenas productoras, con la finalidad de conocer la mineralogía y propiedades de roca, para establecer un criterio de selección de fluido más minucioso.

Se realizó un proceso sistemático el cual se inició con pruebas de compatibilidad realizadas en la empresa Dynadrill Ecuador C.A., con fluidos de control formulados por las principales compañías de servicios; con la finalidad de definir la formulación más apta para cada reservorio.

A continuación se llevó a cabo la simulación de daño de formación, mediante las pruebas de retorno de permeabilidad, en núcleos del pozo Cuyabeno J-41; realizadas en el equipo Formation Damage System marca Temco, modelo FDS-800-10000, instalado en el Área de Investigación Geológica del Centro de Investigaciones Geológicas de Petroamazonas EP.

De esta manera se cuantificó el grado de daño a la formación relacionando la permeabilidad inicial del reservorio con la permeabilidad de retorno obtenida luego del ensayo. Los tipos de pruebas realizados se detallan a continuación.

2.2.1 ANÁLISIS MINERALÓGICO

Con la finalidad de poder determinar posibles causas del daño de formación en las arenas, se necesita conocer con mayor exactitud la composición mineralógica, la cual se obtiene mediante el análisis al microscopio petrográfico de láminas de cores, en combinación con la técnica de difracción de rayos X.

Se analizaron tres láminas cortadas de plugs tomados en cada una de las arenas. Para la arena U superior la muestra fue tomada a 7659.6 pies de profundidad, U media a 7680 pies de profundidad, y las láminas de U inferior se cortaron a 7727.7 pies de profundidad.

2.2.1.1 Análisis por difracción de rayos x

La técnica de difracción por rayos X se usa en muestras de núcleos relativamente pequeñas, para evaluar la reactividad de una formación de tipo arcillosa y determinar la mineralogía. Se muele la muestra y se bombardea con rayos X, finalmente se miden las reflexiones resultantes que exponen los componentes minerales de la muestra.

2.2.1.2 Análisis petrográfico

Mediante los análisis de petrografía se pudo determinar: composición mineralógica, tamaño, forma y selección de la roca, porosidad y gargantas porales.

2.2.2 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD

En mayo de 2014, la empresa Dynadrill realiza pruebas de compatibilidad para diferentes formulaciones de fluidos de control en las arenas U superior, U media, U inferior y T superior del campo Cuyabeno-Sansahuari, usando aditivos de tipo solvente mutual y surfactante.

Los resultados del mencionado estudio, se muestran en el cuadro 2.1, y fueron utilizados como base para las formulaciones a probarse durante el presente proyecto.

CUADRO 2.1 RESULTADOS COMPATIBILIDAD DE FLUIDOS DE CONTROL CUYABENO-SANSAHUARI 2014

ARENA	CONCENTRACIONES (gpt)	
	Solvente mutual ME 76 XC	Surfactante
U superior	40	2
U media	40	2
U inferior	50	2
T superior	40	2 a 4

Fuente: Petroamazonas EP

Elaboración: Ana Carolina Espinosa

Estas formulaciones probadas fueron preparadas con solvente mutual ME 76 XC, el cual se encontraba en stock en campo, pero tiene menor rendimiento que el solvente XL-100.

Se debe tomar en cuenta que para la arena U superior concentraciones de solvente ME 76 XC mayores de 40 gpt y 2 gpt de surfactante producen dispersión del crudo en la fase acuosa. La concentración óptima de solvente mutual XL-100 es 30 gpt y actúa sin necesidad de surfactante.

Para la arena U media, concentraciones de solvente mutual ME 76 XC mayores a 50 gpt y 4 gpt de surfactante producen precipitación del químico surfactante. El solvente XL-100 actúa en concentraciones entre 20 y 25 gpt, y 2 gpt de surfactante.

Se realizaron nuevas pruebas de compatibilidad, usando fluido de control preparado con aditivos químicos de tipo: controlador de arcillas, estabilizador de arcillas, solvente mutual, surfactante, bactericida y en casos específicos agente limpiador de punzados.

Se prepararon los fluidos de control a probar de acuerdo a la formulación ofertada por cada empresa, variando la concentración de surfactante, para de evaluar su capacidad de romper emulsiones y compatibilidad con el crudo de la arena.

Se evaluó separación de fases, claridad de agua, formación de precipitados y rompimiento de emulsiones.

Las pruebas se realizaron según la normativa interna de empresa Dynadrill, tomando en cuenta la norma API RP 42.

Procedimiento:

- Las muestras están compuestas por 50 ml de fluido de control y 50 ml del tipo de crudo correspondiente.
- Se preparó el fluido de control a probar, con agua filtrada a 5 micras, y aditivos ofrecidos por la empresa Dynadrill, en base a las formulaciones usadas en el activo. La concentración se varió para probar 1, 2, 4, 6 y en algunos casos hasta 8 gpt de surfactante.
- Agitar la muestra durante dos minutos y logrando una muestra uniforme.
- Calentar la mezcla en baño térmico a 75 Celsius, durante 30 minutos
- Monitorear la mezcla y observar los parámetros de interés.

2.2.3 ENSAYOS DE SIMULACIÓN DE DAÑO DE FORMACIÓN

La ejecución de los ensayos de simulación de daño de formación se llevó a cabo en las instalaciones del Centro de Investigaciones Quito (CIQ) en núcleos de corona del pozo Cuyabeno J-41, usando fluidos de control elaborados en el laboratorio a partir de las formulaciones ofertadas por 6 empresas.

Se realizaron en total 10 ensayos de simulación de daño: 2 en plugs cortados de la arena U superior, 2 en U media, y 6 en la arena U inferior.

La experimentación se realizó en el equipo Formation Damage System FDS-800-10000 marca Temco, que cuantifica los efectos de los fluidos sobre la formación midiendo los diferenciales de presión que se originan durante la circulación tangencial de fluidos a través de una muestra, y los transforma en valores de permeabilidad.

El equipo, que se ilustra en la figura 2.1, y de manera más detallada en el Anexo N°1; consta de un horno dentro del cual se encuentra un core holder donde se almacena la muestra de arena que se va a probar, de la misma manera se dispone de acumuladores que almacenan el fluido que se va a circular por el núcleo, válvulas que controlan el sentido de flujo del fluido y bombas que alimentan el sistema.

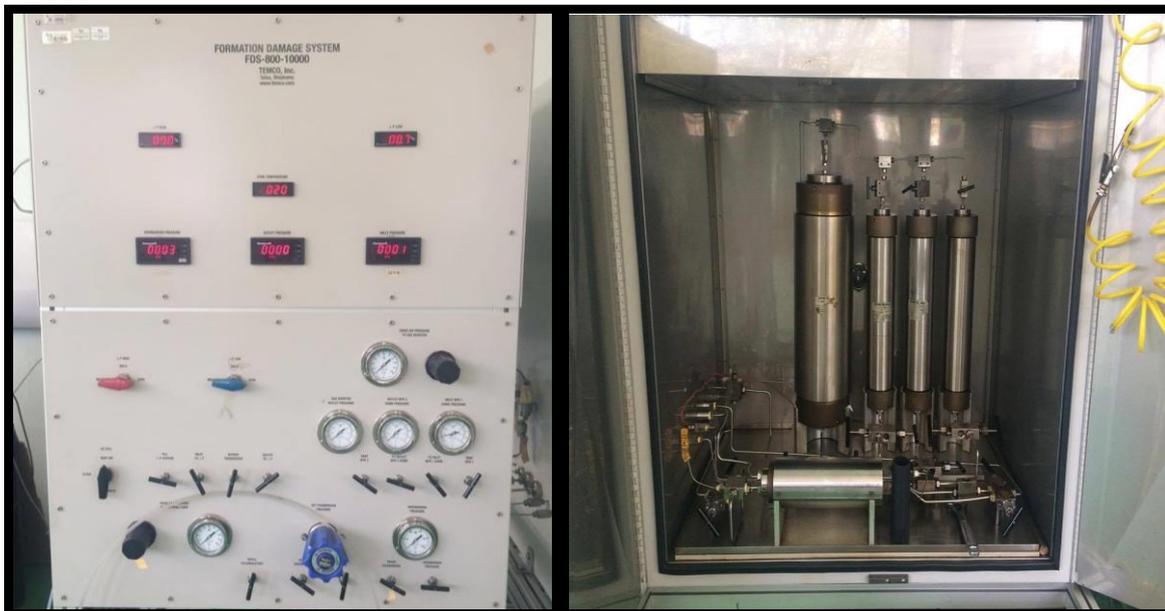
El software Smart Formation 9, controla el funcionamiento manual y automático del equipo, y requiere datos de entrada como: dimensiones del plug, viscosidad del fluido, presión de poro y de confinamiento y caudal de prueba. Para el cálculo de la permeabilidad efectiva al petróleo. El software utiliza una correlación basada en la ley de Darcy y se describe a continuación:

$$K_o = \frac{1000 \times \mu \times Q}{A \times dP} \text{ [mD]} \quad (2.1)$$

El proceso se ilustra de manera gráfica en el Anexo N°2.

La simulación de daño es un proceso sistemático que inicia con la saturación del núcleo con agua de formación, luego se mide la permeabilidad efectiva al petróleo circulando crudo del pozo por el core. A continuación se satura el plug con fluido de control para simular un daño por intrusión. Finalmente se vuelve a circular petróleo por la muestra y se mide la permeabilidad de retorno efectiva al petróleo, la cual al ser comparada con la permeabilidad inicial, brinda un indicador del daño causado en la formación.

FIGURA 2.1 EQUIPO DE SIMULACIÓN DE DAÑO DE FORMACIÓN FDS 800-10000.



Fuente: Centro de Investigaciones Geológicas, Petroamazonas EP

Es de suma importancia recalcar que los fluidos con los que se llenaron los acumuladores y que posteriormente serían inyectados al core, fueron filtrados a 0.45 micras y se eliminó el gas disuelto en un agitador magnético.

Cada uno de los procesos que se llevaron a cabo dentro del ensayo de simulación de daño de formación se describe de manera detallada a continuación:

2.2.3.1 Saturación inicial del núcleo

Es el primer paso dentro del ensayo de simulación de daño de formación, se realiza con el propósito de reestablecer las condiciones iniciales del mojabilidad del reservorio se saturaron el núcleo de corona con agua de formación.

Procedimiento:

- Se colocó el núcleo de corona y la salmuera en un cilindro saturador de un litro de capacidad y con la ayuda de una bomba de desplazamiento positivo se subió la presión hasta alcanzar los 1700 psi.
- Se mantuvo estas condiciones durante un mínimo de cinco días. Tiempo suficiente para que se restauren las condiciones de mojabilidad inicial de la formación.
- Se extrajo el núcleo listo para continuar con las prueba de permeabilidad inicial al crudo en el equipo FDS.

2.2.3.2 Permeabilidad inicial efectiva al petróleo

Una vez reestablecida en el núcleo las condiciones de mojabilidad del reservorio, se satura el plug con crudo extraído del pozo Cuyabeno J-41, correspondiente a la arena que se va a probar; de esta manera se obtuvo la permeabilidad original del yacimiento, la cual se usó como referencia para evaluar el daño de formación causado por invasión de fluidos de control.

Procedimiento:

- Se llenó uno de los acumuladores del FDS 800-10000 con el crudo del pozo Cuyabeno J-41, correspondiente a la arena de la que se cortó el plug presente en el core holder.
- Se elevó la temperatura del horno a 80 Celsius, temperatura aproximada del reservorio.
- Se direccionó las válvulas del equipo, para inyectar el crudo en sentido yacimiento-pozo.
- Se introdujeron en el software de control los datos de diámetro y longitud del plug, presión de poro y de reservorio (cuyo diferencial debe ser mayor a 500 psi), y viscosidad del crudo.
- Se bombea el crudo a un caudal constante de 1 cc hasta alcanzar 10 volúmenes porosos, y que las mediciones de diferencial de presión y permeabilidad se estabilicen.
- Se analiza los resultados obtenidos y se determina una permeabilidad promedio en el intervalo estable.

La permeabilidad obtenida durante esta prueba es la permeabilidad efectiva al petróleo que poseía la formación antes de entrar en contacto con el fluido de control.

2.2.3.3 Simulación de daño en el plug

Durante esta fase del ensayo el objetivo principal fue simular la intrusión de fluido de control a la formación, para provocar el posible daño.

Procedimiento:

- Se llenó uno de los acumuladores del FDS 800-10000 con el fluido de control a probar, previamente filtrado y eliminado el aire disuelto.
- Se elevó la temperatura del horno a 80 Celsius, temperatura aproximada del reservorio.
- Se direccionó las válvulas del equipo, para inyectar el fluido en sentido pozo-yacimiento.
- Se introdujeron en el software de control los datos de diámetro y longitud del plug, presión de poro y de reservorio (cuyo diferencial debe ser mayor a 500 psi), y viscosidad del fluido.
- Se bombea el fluido a un caudal constante de 1 cc hasta alcanzar 10 volúmenes porosos, y se comprueba que el fluido haya circulado completamente por la muestra.

2.2.3.4 Prueba de retorno de permeabilidad

El objetivo de esta prueba es medir la permeabilidad del núcleo luego de haber sido expuesto al fluido de control, con lo cual se consigue cuantificar el daño

ocasionado en la formación mediante la diferencia de las permeabilidades medidas antes y después de la simulación de daño.

Este tipo de pruebas se realizan en los laboratorios usando técnicas diferentes, ya que no existe ninguna elaboración estándar en la industria que guíe este proceso. El único requisito en el diseño de esta prueba es que simule las condiciones de campo lo más cerca posible.

Procedimiento:

- Una vez terminada la simulación de daño a la formación, se direcciona las válvulas para inyectar el crudo, almacenado en el acumulador, en sentido yacimiento-pozo.
- Se elevó la temperatura del horno a 80 Celsius, temperatura aproximada del reservorio.
- Se introdujeron en el software de control los datos de diámetro y longitud del plug, presión de poro y de reservorio (cuyo diferencial debe ser mayor a 500 psi), y viscosidad del crudo.
- Se bombea el crudo a un caudal constante de 1 cc hasta alcanzar 10 volúmenes porosos, y hasta que las condiciones de la prueba se estabilicen.
- Se analiza los resultados obtenidos y se determina una permeabilidad promedio en el intervalo estable.

La permeabilidad obtenida al final de esta prueba, es conocida como permeabilidad de retorno, y comprueba si el yacimiento fue dañado o no durante la exposición al fluido de control.

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS DE RESULTADOS

El capítulo tiene como objetivo realizar un análisis profundo de las formulaciones de fluidos de control que se ofertan para las arenas U superior, U media y U inferior del campo Cuyabeno-Sansahuari, utilizando como principal herramienta los resultados arrojados por los ensayos de laboratorio descritos en el capítulo anterior, y las diferentes fórmulas utilizadas en Ingeniería de Petróleos, como el cálculo de índices de productividad, con los cuales se concluyó qué fluido mantiene o mejora la permeabilidad del reservorio, minimiza el daño de formación e incrementa la producción.

3.1 ANÁLISIS MINERALÓGICO

En los cuadros 3.1, 3.2 Y 3.3 se muestran los resultados del estudio realizado al pozo Sansahuari 07, Sansahuari 08 y Sansahuari 10, los cuales se compararon con las muestras obtenidas del pozo Cuyabeno J-41 para establecer una relación de uniformidad en los reservorios.

CUADRO 3.1 COMPOSICIÓN MINERALÓGICA ARENA U, POZO SANSAHUARI 07

PROF. (pies)	QTZ. (%)	FLDS. (%)	CARB. (%)	GLAU (%)	MICAS (%)	ARCILLAS (%)	CEMENTO CALCÁREO (%)	OTROS (%)
7799.5	87	8	-	TR	TR	5	-	TR
7798.5	63	10	-	1	TR	20	1	5
7787.0	61	10	-	3	TR	20	-	6
7781.7	69	10	-	3	TR	10	3	5
7780.7	30	10	-	3	TR	-	45	2

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Ana Carolina Espinosa, 2017

CUADRO 3.2 COMPOSICIÓN MINERALÓGICA ARENA U, POZO SANSAHUARI 08

PROF. (pies)	QTZ. (%)	FLDS. (%)	CARB. (%)	GLAU (%)	MICAS (%)	ARCILLAS (%)	CEMENTO CALCÁREO (%)	OTROS (%)
7696.7	82	15	-	-	-	TR	TR	3
7692.5	80	20	-	-	-	-	TR	TR
7687.5	85	15	-	-	-	TR	TR	TR
7686.0	85	15	-	-	TR	TR	TR	TR
7679.4	87	12	-	-	-	<1	TR	TR
7667.7	49	10	-	3	-	-	35	3

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Ana Carolina Espinosa, 2017

CUADRO 3.3 COMPOSICIÓN MINERALÓGICA ARENA U, POZO SANSAHUARI 10

PROF. (pies)	QTZ. (%)	FLDS. (%)	CARB. (%)	GLAU (%)	MICAS (%)	ARCILLAS (%)	CEMENTO CALCÁREO (%)	OTROS (%)
7614.4	90	7	-	-	-	3	-	TR
7608.7	90	10	-	-	TR	TR	-	TR
7596.1	81	10	-	TR	-	-	1	8
7591	36	14	-	40	TR	-	1	9

Fuente: Petroamazonas EP

Elaborado por: Ana Carolina Espinosa, 2017

3.1.1 RESULTADOS DE LA DIFRACCIÓN DE RAYOS X

Se sometieron a evaluación láminas de cada una de las arenas, cuyos resultados se describen a continuación:

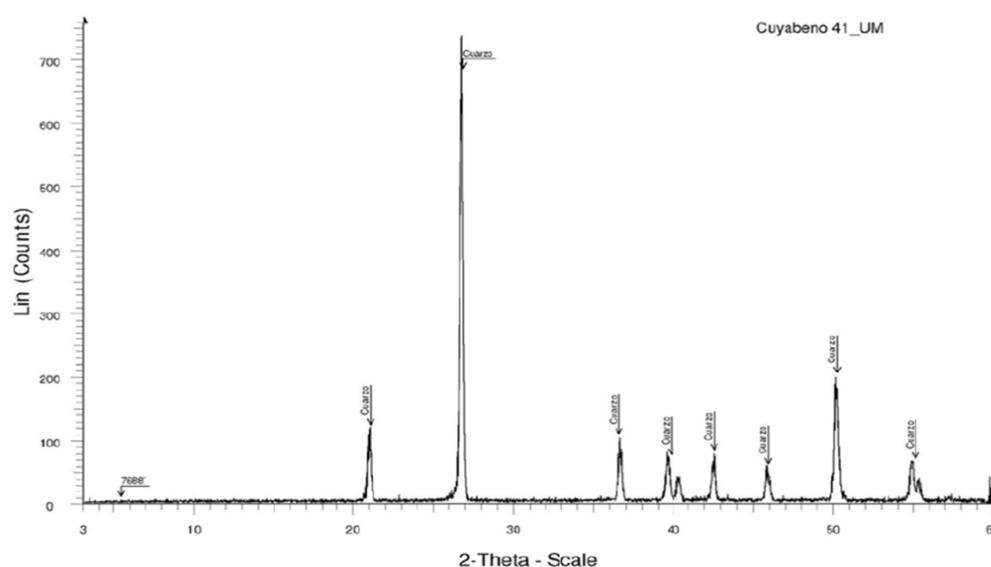
3.1.1.1 Arena U superior

El difractograma obtenido por difracción de rayos X de una muestra de la arena U superior a una profundidad de 7659.6 pies del pozo Cuyabeno J-41, muestra como principal mineral el cuarzo con un porcentaje del 90%, seguido por menor cantidad de calcita, flogopita, albita y caolinita. La muestra contiene trazas de dolomita, siderita, pirita y barita en un porcentaje menor a 1%.

3.1.1.2 Arena U media

El difractograma obtenido de la arena U media a una profundidad de 7680 pies del pozo Cuyabeno J-41, muestra como principal mineral el cuarzo con un porcentaje del 97.58%, contiene también trazas de flogopita, caolinita, dolomita, siderita y barita, en porcentajes menores al 1%.

FIGURA 3.1 DIFRACTOGRAMA DE LA ARENA U MEDIA POZO CYBJ 41

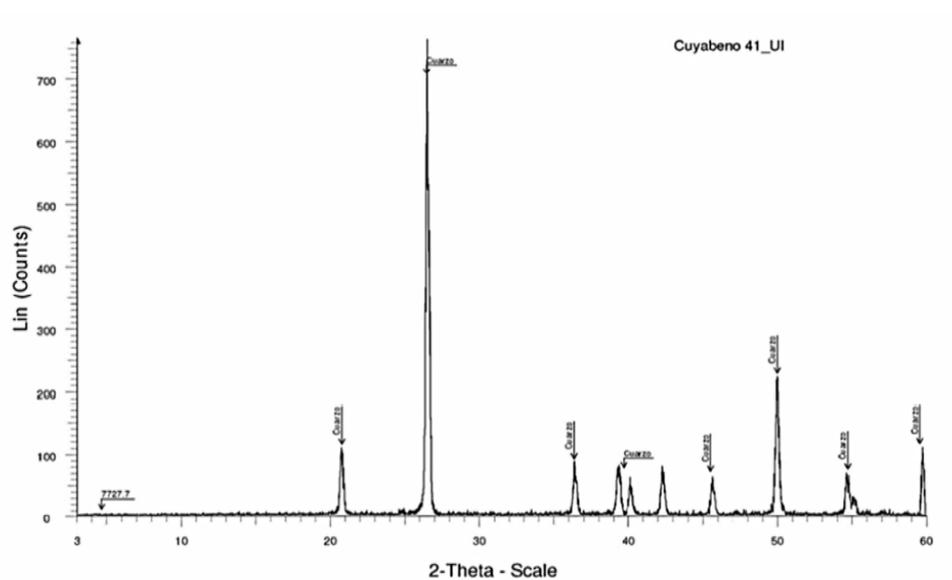


Fuente: Centro de Investigaciones Geológicas, Petroamazonas EP

3.1.1.3 Arena U inferior

El difractograma obtenido de la arena U inferior a una profundidad de 7727.7 pies del pozo Cuyabeno J-41, muestra como principal mineral el cuarzo con un porcentaje del 96.7%, contiene también trazas de albita, calcita, siderita, pirita y barita, en porcentajes que no superan el 1%.

FIGURA 3.2 DIFRACTOGRAMA DE LA ARENA U INFERIOR POZO CYBJ 41

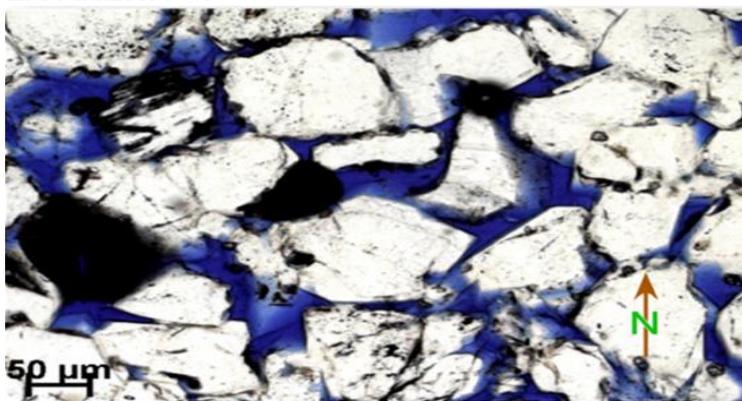


Fuente: Centro de Investigaciones Geológicas, Petroamazonas EP

3.1.2 RESULTADOS DEL ANÁLISIS PETROGRÁFICO

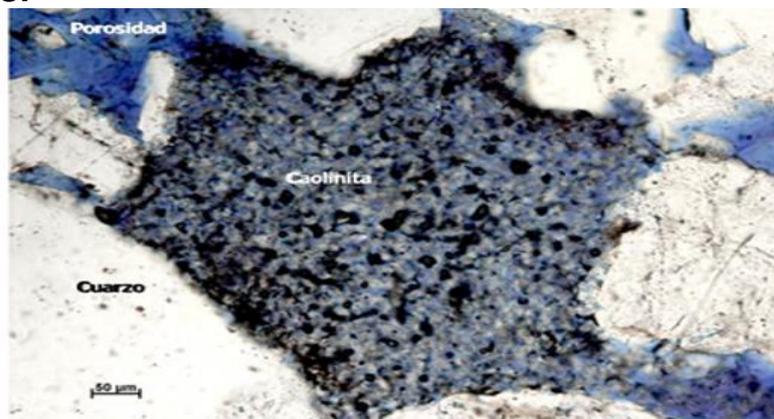
En la arena U, se clasifican las muestras en su mayoría subarcosas calcáreas con alto contenido de cuarzo, y trazas de glauconita y caolinita. Cemento calcáreo. El tamaño del grano es de medio inferior a grueso superior, la plataforma arcillosa compuesta por limo grueso. Se observa porosidad de 15 a 20%. En las figuras 3.3 y 3.4 se ilustran los detalles microscópicos de los sedimentos de la arena U del campo Cuyabeno-Sansahuari.

FIGURA 3.3 DISTRIBUCIÓN DE POROSIDAD Y GARGANTAS PORALES EN LA ARENA U.



Fuente: Centro de Investigaciones Geológicas, Petroamazonas EP

FIGURA 3.4 CUARZO Y CAOLINITA EN ESPACIOS PORALES EN LA ARENA U.



Fuente: Centro de Investigaciones Geológicas, Petroamazonas EP

3.2 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD

3.2.1 ARENA U SUPERIOR

Para la arena U superior se probaron las formulaciones descritas en los cuadros 3.4 y 3.5, en un volumen total de 2 litros.

CUADRO 3.4 COMPOSICIÓN PRUEBA DE COMPATIBILIDAD NÚMERO 1, ARENA U SUPERIOR

ADITIVO	TIPO	CONCENTRACIÓN (gpt)	TOTAL (ml)
	Agua filtrada	966	1932
DYCLAYPLUS 50	Controlador de arcillas	1	2
DYCLAYNORM-30	Estabilizador de arcillas	1	2
DYORGSOLV-276	Solvente mutual	30	60
DYAS-60	Surfactante No-iónico	1 - 8	2 - 16
DYCIDE 57	Bactericida	0.2	0

Fuente: Petroamazonas EP

Elaboración: Ana Carolina Espinosa

La prueba se realiza en crudo de alto BSW (72%), se prueba surfactante a concentraciones de 1, 2, 4, 6 y 8 gpt.

Como se observa en la figura 3.5, el crudo se adhiere al envase, se logra una buena separación de fases desde los 6 gpt, rompiendo emulsiones con alto contenido de surfactante.

FIGURA 3.5 RESULTADOS PRUEBA DE COMPATIBILIDAD NÚMERO 1, ARENA U SUPERIOR.



Fuente: Petroamazonas EP

Los rótulos en los envases describen la cantidad de aditivo surfactante usado en cada prueba, de izquierda a derecha se tiene: 7.B muestra sin aditivo surfactante, 7.1 fluido con 1 gpt de surfactante, 7.2, 7.4, 7.6 y 7.8, indicando que las muestras contienen 2, 4, 6 y 7 gpt de aditivo.

CUADRO 3.5 COMPOSICIÓN PRUEBA DE COMPATIBILIDAD NÚMERO 2, ARENA U SUPERIOR

ADITIVO	TIPO	CONCENTRACIÓN (gpt)	TOTAL (ml)
	Agua filtrada	967	1934
DYCLAYPLUS 50	Controlador de arcillas	1	2
DYCLAYNORM-30	Estabilizador de arcillas	1	2
DYSM-96	Solvente mutual	26	52
DYAS-60	Surfactante No-iónico	1 – 8	2 – 16
DYCIDE 57	Bactericida	0.2	0

Fuente: Petroamazonas EP

Elaboración: Ana Carolina Espinosa

La prueba se realizó con crudo de BSW de 60%. Acorde a la figura 3.6, se observa separación de fases desde los 1 gpt de concentración de surfactante, con microemulsiones en suspensión.

A los 4 gpt las microemulsiones disminuyen, las fases se observan más claras, y no hay formación de precipitados. Con concentraciones mayores, la interfase se rompe, y se depositan precipitados en el fondo de la botella.

FIGURA 3.6 RESULTADOS PRUEBA DE COMPATIBILIDAD NÚMERO 2, ARENA U SUPERIOR



Fuente: Petroamazonas EP

Rótulos en los envases (de izquierda a derecha): 6.B, 6.1, 6.2, 6.4, 6.8, 6.6.

3.2.2 ARENA U MEDIA

Para la arena U media se probaron las formulaciones descritas en los cuadros 3.6 y 3.7, se preparó un volumen total de 2 litros.

CUADRO 3.6 COMPOSICIÓN PRUEBA DE COMPATIBILIDAD NÚMERO 1, ARENA U MEDIA

ADITIVO	TIPO	CONCENTRACIÓN (gpt)	TOTAL (ml)
	Agua filtrada	972	1944
DYCLAYPLUS 50	Controlador de arcillas	2	4
DYCLAYNORM-30	Estabilizador de arcillas	2	4
DYORGSOLV-276	Solvente mutual	20	40
DYAS-60	Surfactante No-iónico	2 - 4	4 - 8
DYSRC-2	Agente limpiador de punzados	2	4
DYCIDE 57	Bactericida	0.2	0

Fuente: Petroamazonas EP

Elaboración: Ana Carolina Espinosa

La prueba se realizó con crudo de BSW del 1%, al tomarse crudo de un pozo nuevo, el fluido de control que se use debe contener un aditivo que asegure la limpieza de los punzados. Como se observa en la figura 3.7 se prueba surfactante a concentraciones de 2 y 4 gpt, logrando una buena separación de fases a los 4

gpt de concentración de surfactante, se rompe emulsiones y no se observa formación de precipitados.

A concentraciones menores se forman emulsiones en la fase acuosa.

FIGURA 3.7 RESULTADOS PRUEBA DE COMPATIBILIDAD NÚMERO 1, ARENA U MEDIA.



Fuente: Petroamazonas EP

Rótulos en los envases (de izquierda a derecha): P1-50 B, P1-50 2, P1-50 4.

CUADRO 3.7 COMPOSICIÓN PRUEBA DE COMPATIBILIDAD NÚMERO 2, ARENA U MEDIA

ADITIVO	TIPO	CONCENTRACIÓN (gpt)	TOTAL (ml)
	Agua filtrada	970	1940
DYCLAYPLUS 50	Controlador de arcillas	1	2
DYCLAYNORM-30	Estabilizador de arcillas	1	2
DYSM-96	Solvente mutual	25	50
DYAS-60	Surfactante No-iónico	2 – 4	4 – 8
DYCIDE 57	Bactericida	0.2	0

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaboración: Ana Carolina Espinosa

La prueba se realizó en crudo de alto BSW (77%). Se prueban concentraciones de 10 gpt de solvente mutual y surfactante en concentraciones de 2 y 4 gpt. No se observan resultados exitosos por lo que se aumenta la concentración de solvente, a la anteriormente recomendada de 25 gpt, y surfactante a 2 gpt.

Acorde a la figura 3.8, se observa separación de fases a los 2 gpt de concentración de surfactante. Para reducir el riesgo de emulsión se recomienda como concentración final de hasta 3 gpt de agente surfactante.

FIGURA 3.8 RESULTADOS PRUEBA DE COMPATIBILIDAD NÚMERO 2 ARENA U MEDIA



Fuente: Petroamazonas EP

Rótulos en los envases (de izquierda a derecha): P1-20 B, P1-20 2, P1-20 4 y P1-50 2.

3.2.3 ARENA U INFERIOR

Para la arena U inferior se probaron las formulaciones descritas en los cuadros 3.8, 3.9 y 3.10, se preparó un volumen total de 2 litros.

CUADRO 3.8 COMPOSICIÓN PRUEBA DE COMPATIBILIDAD NÚMERO 1, ARENA U INFERIOR

ADITIVO	TIPO	CONCENTRACIÓN (gpt)	TOTAL (ml)
	Agua filtrada	969	1938
DYCLAYPLUS 50	Controlador de arcillas	1	2
DYCLAYNORM-30	Estabilizador de arcillas	1	2
DYORGSOLV-276	Solvente mutual	25	50
DYAS-60	Surfactante No-iónico	2 - 4	4 - 8
DYSRC-2	Agente limpiador de punzados	2	4
DYCIDE 57	Bactericida	0.2	0

Fuente: Petroamazonas EP

Elaboración: Ana Carolina Espinosa

La prueba se realiza con crudo de BSW del 40%, de un pozo nuevo. Se agrega agente limpiador de punzados. Se prueba concentraciones de 2 y 4 gpt de surfactante.

Como se observa en la figura 3.9, se logra separación de fases con surfactante a concentración de 2 gpt. Cuando se aumentó la concentración a 4 gpt, se observa formación de precipitados en el fondo del envase y mezcla de fases.

FIGURA 3.9 RESULTADOS PRUEBA DE COMPATIBILIDAD NÚMERO 1, ARENA U INFERIOR.



Fuente: Petroamazonas EP

Rótulos en los envases (de izquierda a derecha): P4-50 B, P4-50 2, P4-50 4.

CUADRO 3.9 COMPOSICIÓN PRUEBA DE COMPATIBILIDAD NÚMERO 2, ARENA U INFERIOR

ADITIVO	TIPO	CONCENTRACIÓN (gpt)	TOTAL (ml)
	Agua filtrada	965	1930
DYCLAYPLUS 50	Controlador de arcillas	1	2
DYCLAYNORM-30	Estabilizador de arcillas	1	2
DYSM-96	Solvente mutual	25	50
DYAS-60	Surfactante No-iónico	1 – 8	2 – 16
DYCIDE 57	Bactericida	0.2	0

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaboración: Ana Carolina Espinosa

Esta prueba se realizó con crudo de alto BSW (86%), por lo que se probó concentraciones de 1, 2, 4, 6 y 8 gpt de surfactante.

Acorde a la figura 3.10, existe clara separación de fases desde concentración 2 gpt de surfactante, sin embargo se observan microemulsiones. Se evidencia, a concentración de 8 gpt, una interfase marcada y que las microemulsiones desaparecen.

FIGURA 3.10 RESULTADOS PRUEBA DE COMPATIBILIDAD NÚMERO 2 ARENA U INFERIOR



Fuente: Petroamazonas EP

Rótulos en los envases (de izquierda a derecha): 8.B, 8.1, 8.2, 8.4, 8.6, 8.8.

CUADRO 3.10 COMPOSICIÓN PRUEBA DE COMPATIBILIDAD NÚMERO 3, ARENA U INFERIOR

ADITIVO	TIPO	CONCENTRACIÓN (gpt)	TOTAL (ml)
	Agua filtrada	972	1944
DYCLAYPLUS 50	Controlador de arcillas	1	2
DYCLAYNORM-30	Estabilizador de arcillas	1	2
DYSM-96	Solvente mutual	25	50
DYAS-60	Surfactante No-iónico	1 – 8	2 – 16
DYCIDE 57	Bactericida	0.2	0

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaboración: Ana Carolina Espinosa

Esta prueba se realizó con crudo de bajo BSW (36%), se tiene experiencia de sensibilidad al surfactante, por lo que se prueba concentraciones desde 1 hasta 8 gpt.

Como se muestra en la figura 3.11 se consigue separación de fases desde la primera prueba, a 1 gpt. A medida que se aumenta la concentración no se obtiene separación de fases exitosa, se forman microemulsiones, y precipitados que se depositan en el fondo de la botella.

FIGURA 3.11 RESULTADOS PRUEBA DE COMPATIBILIDAD NÚMERO 3 ARENA U INFERIOR



Fuente: Petroamazonas EP

Rótulos en los envases (de izquierda a derecha): 5.B, 5.1, 5.2, 5.4, 5.6, 5.8.

Por lo tanto las concentraciones recomendadas para los reservorios U superior, U media y U inferior, del campo Cuyabeno-Sansahuari, se presentan en el cuadro 3.11.

CUADRO 3.11 CONCENTRACIONES RECOMENDADAS PARA CADA ARENA

ARENA	CONCENTRACIONES (GPT)				
	Controlador de arcillas	Estabilizador de arcillas	Solvente mutual	Surfactante	Bactericida
U superior	1	1	25 - 30	2 - 6	0.2
U media	2	2	20 - 25	2 - 4	0.2
U inferior	1	1	25	2 - 8	0.2

Fuente: Petroamazonas EP

Elaboración: Ana Carolina Espinosa

3.3 ENSAYOS DE SIMULACIÓN DE DAÑO DE FORMACIÓN

A continuación en el cuadro 3.12 se describe los parámetros de las muestras de plug del pozo Cuyabeno J-41, sometidas a ensayos de simulación de daño de formación en el equipo FDS.

CUADRO 3.12 DATOS TÉCNICOS DE LAS MUESTRAS

EMPRESA	ARENA	PROF. PLUG (ft)	DIAM. PLUG (mm)	LONG. PLUG (mm)	K AL AIRE (mD)	ϕ (%)	VOLUMEN POROSO (cc)	PRESIÓN DE PORO (psi)	P. DE CONFINAMIENTO (psi)	TEMPERATURA DE ENSAYO (°F)	CAUDAL DE ENSAYO (cc/min)
DYNADRILL	U superior	7656.6	37.95	35.56	271.14	17.46	7.02	1100	1700	80	1
DYNADRILL	U superior	7659.6	38.07	35.57	216	21.02	8.51	1100	1700	80	1
EMPREVENECU	U media	7680	38.07	38.16	572.12	23.6	10.25	1100	1700	80	1
QUITOIL	U media	7680	38.07	38.16	572.14	23.6	10.25	1100	1700	80	1
EMPREVENECU	U inferior	7727.7	38	36	6100	22.1	9.53	950	1500	80	2
DYNADRILL	U inferior	7726.3	37.93	48.8	4996.67	20.17	11.12	1100	1700	80	1
WEATHERFORD	U inferior	7727.7	38.004	38.018	4346	22.1	9.53	950	1500	80	1
SAN ANTONIO	U inferior	7727.7	38.17	38.018	4346	22.1	9.53	950	1550	80	1
QUITOIL	U inferior	7727.7	37.96	38.85	6400	25.94	11.387	950	1500	80	2.5
MI-SWACO	U inferior	7727.7	38.02	38.172	4066	22.2	9.4	950	1550	80	1

Elaboración: Ana Carolina Espinosa

A continuación se describen las formulaciones que ofertaron las empresas, y fueron probadas en los núcleos tomados de cada una de las arenas. De igual manera se presentan los resultados del ensayo de permeabilidad de retorno.

3.3.1 ARENA U SUPERIOR

Para la arena U superior, la empresa DYNADRILL propuso dos formulaciones de fluido de control que se describen en el cuadro 3.13.

CUADRO 3.13 FORMULACIONES PARA ARENA U SUPERIOR, PROBADAS EN EL FDS.

EMPRESA	FLUIDO	CONCENTRACIONES (gpt)				
		Controlador de arcillas	Estabilizador de arcillas	Solvente mutual	Surfactante	Bactericida
Dynadrill	Formulación 1	1	1	25	4	0.2
Dynadrill	Formulación 2	1	1	50	5	0.2

Fuente: Petroamazonas EP

Elaboración: Ana Carolina Espinosa

Una vez realizado el ensayo de simulación de daño de formación, en el cual se midió la permeabilidad de retorno, se obtuvieron los resultados descritos en el cuadro 3.14.

CUADRO 3.14 RESULTADOS DE LOS ENSAYOS DE SIMULACIÓN DE DAÑO DE FORMACIÓN EN LA ARENA U SUPERIOR

EMPRESA	FLUIDO	K inicial (mD)	K final (mD)	ΔK (%)	OBSERVACIONES
Dynadrill	Formulación 1	127.77	130.19	1.9	La muestra posee buenos valores de permeabilidad y porosidad, una vez expuesta al fluido de control, se observa un incremento de la permeabilidad efectiva al petróleo.
Dynadrill	Formulación 2	109.52	52.07	52.21	La muestra exhibe porosidad y permeabilidad alta, después de someterse al ensayo de simulación de daño, se observa una disminución de permeabilidad de más del 50%, lo que se interpreta como daño a la formación.

Fuente: Petroamazonas EP

Elaboración: Ana Carolina Espinosa

La formulación 1 provista por la empresa Dynadrill, causa un efecto estimulante en la muestra sometida a prueba aumentando su permeabilidad en un 1.9%, las concentraciones de los aditivos usados están dentro de los valores recomendados por pruebas de compatibilidad. Mientras que la formulación 2, también provista por la empresa Dynadrill, duplica la concentración de solvente mutual

recomendada, a lo que se le atribuye el daño causado en la muestra disminuyendo su permeabilidad efectiva al petróleo de 109.52 mD a 52.07 mD.

3.3.2 ARENA U MEDIA

Para la arena U media, las empresas DYNADRILL y EMPREVENECU propusieron dos formulaciones de fluido de control que se describen en el cuadro 3.15.

CUADRO 3.15 FORMULACIONES PARA ARENA U MEDIA, PROBADAS EN EL FDS.

EMPRESA	FLUIDO	CONCENTRACIONES (gpt)				
		Controlador de arcillas	Estabilizador de arcillas	Solvente mutual	Surfactante	Bactericida
Quitoil	Formulación 1	-	1	-	2	0.2
Emprevenecu	Formulación 2	1	1	40	2	0.2

Fuente: Petroamazonas EP

Elaboración: Ana Carolina Espinosa

La formulación 1, provista por la empresa Quitoil, difiere de las utilizadas normalmente, pues utiliza un tipo de surfactante que actúa en cantidades menores a las probadas en pruebas de compatibilidad y sin necesidad de solvente; usa acetato de potasio como inhibidor de arcillas, además de inhibidor de corrosión y secuestrante de oxígeno en concentraciones menores a 0.1 gpt.

Una vez realizado el ensayo de simulación de daño de formación, en el cual se midió la permeabilidad de retorno, se obtuvieron los resultados descritos en el cuadro 3.16.

CUADRO 3.16 RESULTADOS DE LOS ENSAYOS DE SIMULACIÓN DE DAÑO DE FORMACIÓN EN LA ARENA U MEDIA

EMPRESA	FLUIDO	K inicial (mD)	K final (mD)	ΔK (%)	OBSERVACIONES
Quitoil	Formulación 1	210	231	10	La muestra usada en el ensayo es uniforme y posee una permeabilidad y porosidad muy buenas, una vez expuesta al fluido de control, se observa un incremento de la permeabilidad efectiva al petróleo.
Emprevenecu	Formulación 2	160.34	358.87	123.81	La muestra de arena tomada exhibe valores buenos de permeabilidad y porosidad, luego de realizar en ensayo de simulación de daño, la permeabilidad efectiva al petróleo aumentó en un 123.81%.

Fuente: Petroamazonas EP

Elaboración: Ana Carolina Espinosa

La formulación 1, provista por la empresa Quitoil, ocasionó un aumento en la permeabilidad del plug de 31 mD, equivalente al 10%; esta formulación usa un tipo de surfactante que ofrece la empresa que rompe emulsiones sin necesidad de usar solvente. Además utiliza secuestrante de oxígeno e inhibidor de corrosión para controlar los efectos del fluido sobre la tubería.

La formulación 2, provista por la empresa Emprevenecu, usa solvente mutual ME 76 XC, diferente al que usan las otras compañías, el cuál en concentraciones mayores a 50 GPT produce precipitación. La concentración usada en la prueba está dentro de los valores compatibles, y el uso de esta formulación incrementa la permeabilidad en 198,53 mD, lo que se interpreta como una ganancia y se recomienda su uso en la arena.

3.3.3 ARENA U INFERIOR

Para la arena U inferior, las empresas DYNADRILL, MI-SWACO, SAN ANTONIO, QUITOIL, EMPREVENECU y WEATHERFORD propusieron un fluido de control cada una. Las seis formulaciones probadas se describen en el cuadro 3.17.

CUADRO 3.17 FORMULACIONES PARA ARENA U INFERIOR, PROBADAS EN EL FDS.

EMPRESA	FLUIDO	CONCENTRACIONES (gpt)				
		Controlador de arcillas	Estabilizador de arcillas	Solvente mutual	Surfactante	Bactericida
Emprevenecu	Formulación 1	1	1	50	2	0.1
Dynadrill	Formulación 2	1	1	25	4	0.2
Weatherford	Formulación 3	0.7	0.3	8	0.5	0.2
San Antonio	Formulación 4	3	2	16	10	0.24
Quitoil	Formulación 5	-	-	-	-	0.14
MI-SWACO	Formulación 6	-	1	4	2	0.1

Fuente: Petroamazonas EP

Elaboración: Ana Carolina Espinosa

La formulación 3, presentada por la empresa Weatherford, utiliza aditivos que ofrece la compañía, que cumplen con las propiedades deseadas para el fluido, pero que tienen un rendimiento diferente a los probados en los ensayos de compatibilidad, razón por la cual las concentraciones, con respecto a las recomendadas en pruebas de compatibilidad, varían.

La formulación 4, ofertada por la empresa San Antonio, utiliza aditivos propios de la empresa, que imitan las propiedades de un solvente y surfactante, rompiendo emulsiones, pero actúan con un rendimiento mayor, por esta razón su concentración es menor a la recomendada en ensayos de compatibilidad.

La formulación 5, ofertada por la empresa Quitoil, difiere en la mayoría de los aditivos utilizados: usa viscosificante y KCL en concentraciones de 10 gpt; inhibidor de corrosión en 1.4 gpt y secuestrante de oxígeno a 1 gpt.

La formulación 6, ofertada por la empresa MI-SWACO, usa KCL como densificante, en concentración de 5 gpt, Un agente tensoactivo que previene emulsiones y actúa como solvente, por eso se explica la baja concentración de solvente mutal.

Una vez realizado el ensayo de simulación de daño de formación, en el cual se midió la permeabilidad de retorno, se obtuvieron los resultados mostrados en el cuadro 3.18.

CUADRO 3.18 RESULTADOS DE LOS ENSAYOS DE SIMULACIÓN DE DAÑO DE FORMACIÓN EN LA ARENA U INFERIOR

EMPRESA	FLUIDO	K inicial (mD)	K final (mD)	ΔK (%)	OBSERVACIONES
Emprevenecu	Formulación 1	3138	2504	20.2	La muestra usada para la prueba muestra parámetros petrofísicos muy altos. En el fluido de control de esta formulación se usa solvente mutal ME 76XC.
Dynadrill	Formulación 2	401.15	433.96	8.17	El fluido usado en el ensayo se formuló con solvente mutal BIO.
Weatherford	Formulación 3	5442.23	5211.55	4.24	El fluido probado cumple con los requisitos necesarios, pero la formulación reduce la permeabilidad de la muestra.
San Antonio	Formulación 4	5600.50	5582.18	0.33	La muestra presenta valores de permeabilidad y porosidad muy altos. Luego de probar el fluido de control, la permeabilidad de retorno es menor a la permeabilidad inicial.
Quitoil	Formulación 5	7597.39	6850.17	9.84	La formulación 5, no usa surfactante ni solvente mutal, afecta de manera negativa la permeabilidad de la muestra.
MI-SWACO	Formulación 6	4745.96	5081.24	7-06	El fluido de control usado en la prueba usa aditivos de la empresa, con rendimientos más óptimos, por lo que requiere menor concentración.i

Fuente: Petroamazonas EP

Elaboración: Ana Carolina Espinosa

La formulación 1, provista por la empresa Emprevenecu, usa un tipo de solvente mutal de menor rendimiento, por esta razón la concentración de solvente puede sobrepasar los 25 gpt sin formar precipitados. Sin embargo esta formulación causó una disminución de la permeabilidad relativa al petróleo de la muestra, lo que se interpreta como un daño a la formación.

La formulación 2, provista por la empresa Dynadrill, usa solvente mutual BIO, el cual dentro de la concentración usada, funciona de manera óptima y sin formar precipitados. El uso de esta formulación incrementa la permeabilidad en 32.81 mD, lo que se interpreta como una ganancia, y se puede recomendar como fluido para usar en la arena.

La formulación 3, provista por la empresa Weatherford, utiliza aditivos que ofrece la compañía, que actúan en concentraciones diferentes a las probadas. Sin embargo se demuestra que el fluido no es el óptimo para la arena, puesto que disminuye la permeabilidad de la muestra en 230.68 mD; por lo tanto no se lo podría recomendar para su uso.

La formulación 4, provista por la empresa San Antonio, causó una disminución en la permeabilidad efectiva al petróleo, de 5600.50 mD a 5582.19 mD, lo que se interpreta como un daño del 0.33%. El fluido sin embargo puede estar dentro de los recomendados para la arena U inferior, puesto que la disminución de permeabilidad casi nula.

La formulación 5, provista por la empresa Quitoil, no usa aditivos de tipo solvente mutual ni surfactante, se prueba esta formulación usando densificante de tipo KCl, viscosificante e inhibidores de corrosión. El fluido causó una disminución en la permeabilidad efectiva al petróleo, del 9.84%. equivalente a 747.22 mD, esta pérdida se atribuye al cambio en los aditivos básicos de la formulación.

La formulación 6, provista por la empresa MI-SWACO, usa un fluido densificado con KCl y aditivos de tipo tensioactivos para evitar las emulsiones, que se complementa con el solvente usado en baja concentración. Que al probarlo en el plug de la arena, causa un incremento en la permeabilidad efectiva al petróleo de 335.28 mD, equivalente al 7.06%, por dicha estimulación se puede recomendar el uso de este fluido.

3.4 ANÁLISIS POR ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

El índice de productividad es una de las maneras más sencilla de presentar y comparar resultados.

Para concluir que formulación de fluido de control causa la menor afectación al yacimiento, y por ende a la producción, se tomó los resultados del ensayo de simulación de daño y se calculó el índice de productividad. Así al comparar la productividad antes y después de la intervención con el fluido de control se pudo recomendar la formulación más apta para cada arena.

Para desarrollar un ejemplo de cálculo tomaremos la FORMULACIÓN 1 ofertada por la empresa Dynadrill para la arena U superior, el ensayo arrojó dos medidas de permeabilidad efectiva, una antes de la exposición al fluido de control y una después de exponer el núcleo al mencionado fluido.

Cálculo de la relación de índices de productividad

Reemplazando las permeabilidades obtenidas en la ecuación 1.11, deducida en el capítulo 1, tenemos:

$$FOI = \frac{J_{\text{after}}}{J_{\text{before}}} = \frac{[k_o]_{\text{after}}}{[k_o]_{\text{before}}} = \frac{130.19}{127.77} = 1.0189 \quad (1.11)$$

El cuadro 3.19 muestra los resultados del cálculo de la relación entre índices de productividad para todas las formulaciones probadas en las arenas. Si la relación es mayor a 1, el fluido probado mejora las propiedades de la arena por lo tanto mejora la productividad del pozo. Caso contrario causa un daño en la formación.

CUADRO 3.19 RESULTADOS DE LA RELACIÓN DE INDICES DE PRODUCTIVIDAD.

ARENA	FORMULACIÓN	FOI
Us	1	1.02
	2	0.48
Um	1	1.10
	2	2.24
	1	0.80
	2	1.08
	3	0.96
Ui	4	1.00
	5	0.90
	6	1.07

Elaboración: Ana Carolina Espinosa

Para el ejemplo de cálculo, el resultado es mayor a uno, por lo tanto, el uso del fluido de control probado no daña la formación; al contrario, aumenta su productividad en un 1.02%.

Se tiene como dato la presión promedio del yacimiento, la presión en el fondo del pozo, y el caudal de fluido. Estos datos serán utilizados para calcular el índice de productividad antes de la intervención con el fluido de control.

Cálculo de la corrección por profundidad de la presión de fondo

Los datos de presión de fondo fluyente y de la presión de reservorio se toman de pruebas B'UP. Para determinar la presión de fondo fluyente, se realizan correcciones, en las que se toma en cuenta las profundidades del sensor y de los disparos, como se denota en la siguiente ecuación:

$$P_{wf} = PIP + \left\{ \left(\text{Prof.}_{\text{disparos}} - \text{Prof.}_{\text{sensor}} \right) \left[(\rho_w)(BSW) + \left(\frac{141.5}{131.5 + \text{°API}} \right) (1 - BSW) \right] \gamma_w \right\} \quad (3.1)$$

Donde:

PIP= Presión a la altura del sensor, psi

ρ_w = Densidad del agua, lb/pg²

BSW= corte de agua

En el cuadro 3.20 se presentan el sumario de la data necesaria para el cálculo de la corrección por profundidad de la presión de fondo.

Los datos de profundidad de los disparos y profundidad del sensor de presiones, se obtuvieron de los esquemas de completación del pozo, adjuntos en el Anexo N° 3.

CUADRO 3.20 DATOS UTILIZADOS EN EL CÁLCULO DE CORRECCIÓN DE LA PRESIÓN DE FONDO.

ARENA	PIP(psi)	Prof. Disparos(ft)	Prof. Sensor(ft)	%BSW	°API
Us	2350	7662	7457	96	24.5
Um	250	7706	7457	95	27.3
Ui	2550	7735	7457	95	27.3

Elaboración: Ana Carolina Espinosa

Reemplazando datos en la ecuación 3.1, para el ejemplo de cálculo en la arena U superior, tenemos:

$$P_{wf} = 2350 + \left\{ (7662 - 7457) \left[(0.04)(0.96) + \left(\frac{141.5}{131.5 + 24.5} \right) (1 - 0.96) \right] 0.433 \right\}$$

$$P_{wf} = 2356.63[\text{psi}]$$

En el cuadro 3.21 se presentan los resultados de la presión de fondo corregida, además de la presión del reservorio y caudal, que se utilizaran para el cálculo del índice de productividad.

CUADRO 3.21 RESULTADOS PRESIÓN DE FONDO CORREGIDA.

ARENA	Pwf corregida(psi)	Q(bl/día)	Pr(psi)
Us	2356.63	1440	2812
Um	258.90	984	2530
Ui	2559.94	960	2880

Elaboración: Ana Carolina Espinosa

Cálculo del índice de productividad antes de la exposición al fluido de control

Continuando con el ejemplo de cálculo en la arena U superior, reemplazando presión promedio, presión de fondo corregida y caudal en la ecuación 1.4, tenemos:

$$IP = J_b = \frac{q}{P_r - P_{wf}} = \frac{1440}{2812 - 2356.63} = 3.162 \left[\frac{\text{bls/día}}{\text{psi}} \right]$$

Cálculo del índice de productividad después de la exposición al fluido de control

Despejando de la ecuación 1.11, tenemos que:

$$FOI \times J_{\text{before}} = J_{\text{after}}$$

Reemplazando datos,

$$J_{\text{after}} = 1.0189 \times 3.162 = 3.222 \left[\frac{\text{bls/día}}{\text{psi}} \right]$$

Cálculo del caudal de fluido luego de la exposición al fluido de control

Despejando de la ecuación 1.4, tenemos:

$$J_{\text{after}} \times (P_r - P_{wf}) = q_{\text{after}}$$

Reemplazando datos,

$$q_{\text{after}} = 3.222 \times (2812 - 2356.63) = 1467.27 [\text{bls/día}]$$

Se aplicó el mismo cálculo señalado para todas las formulaciones probadas en plugs de las arenas: U superior, U media y U inferior; teniendo como resultados los mostrados en el cuadro 3.22.

CUADRO 3.22 RESULTADOS ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD ANTES Y DESPUES DE LA EXPOSICIÓN AL FLUIDO.

ARENA	FORMULACIÓN	FOI	Jbefore	Jafter	qbefore	Qafter
			bl/día/psi	bl/día/psi	bl/día	bl/día
Us	1	1.02	3.162	3.222	1440.000	1467.274
	2	0.48	3.162	1.503	1440.000	684.631
Um	1	1.10	0.433	0.477	984.000	1082.400
	2	2.24	0.433	0.970	984.000	2202.370
	1	0.80	2.999	2.395	960.000	766.531
	2	1.08	2.999	3.245	960.000	1038.518
	3	0.96	2.999	2.872	960.000	919.308
Ui	4	1.00	2.999	2.990	960.000	956.860
	5	0.90	2.999	2.704	960.000	865.582
	6	1.07	2.999	3.211	960.000	1027.820

Elaboración: Ana Carolina Espinosa

CAPÍTULO 4

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- Mediante pruebas de compatibilidad realizadas al crudo de pozos del activo Cuyabeno-Sansahuari y los fluidos de control, en los laboratorios de la empresa Dynadrill Ecuador C.A., se concluyó que la formulación de un fluido de control adecuada para utilizar en operaciones de completación y reacondicionamiento en las arenas U superior, U media y U inferior debe contener: Agua fresca filtrada + Agente Surfactante + Solvente Mutual + Estabilizador de Arcillas + Controlador de Arcillas + Inhibidor de Corrosión; en concentraciones especificadas en el cuadro 4.1.

CUADRO 4.1 FORMULACIÓN RECOMENDADA PARA ARENAS U SUPERIOR, U MEDIA Y U INFERIOR DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI

Arena	CONCENTRACIONES (gpt)				
	Controlador de arcillas	Estabilizador de arcillas	Solvente mutual	Surfactante	Bactericida
U superior	1	1	25 - 30	2 - 6	0.2
U media	2	2	20 - 25	2 - 4	0.2
U inferior	1	1	25	2 - 8	0.2

Elaboración: Ana Carolina Espinosa

- El solvente mutual utilizado en las pruebas de compatibilidad es de tipo XL-100, y en concentraciones mayores a las recomendadas, forma precipitados. El Solvente Mutual ME 76 XC, que también puede ser utilizado en un fluido de control, tiene un menor rendimiento y acepta concentraciones mayores.
- Para la arena U superior concentraciones de solvente ME 76 XC mayores de 40 gpt y 2 gpt de surfactante producen dispersión del crudo en la fase acuosa. Para la arena U media, concentraciones de solvente mutual ME 76 XC mayores a 50 gpt y 4 gpt de surfactante producen precipitación del químico surfactante.
- Las pruebas de compatibilidad realizadas en crudo de alto BSW, mostraron que el fluido de control es más propenso a formar microemulsiones y cambiar la humectabilidad del reservorio, por lo que la adición de agente surfactante es imperativa.

- Los ensayos de simulación de daño de formación, realizados en plugs de la arena U superior, arrojaron que la formulación con mejor desempeño es la número 1, que causa un efecto estimulante en la muestra sometida a prueba aumentando su permeabilidad en un 1.9%, las concentraciones de los aditivos usados están dentro de los valores recomendados por pruebas de compatibilidad.
- Los ensayos de simulación de daño de formación, realizados en plugs de la arena U media, arrojaron que la formulación con mejor desempeño para esta arena es la número 2, que usa los mismos aditivos recomendados por pruebas de compatibilidad y causa un incremento de la permeabilidad de la muestra en 198,53 Md, interpretándose como una estimulación en la arena.
- Los ensayos de simulación de daño de formación, realizados en plugs de la arena U inferior, arrojaron que la formulación con mejor desempeño para esta arena es la número 2, que usa los aditivos dentro de los rangos recomendados por pruebas de compatibilidad y estimula la arena, mejorando la permeabilidad de la muestra en más del 8%. Otra formulación con muy buen rendimiento en esta arena es la número 6, que utiliza aditivos que provee la empresa ofertante, manteniendo el uso de agentes tensioactivos como surfactantes, mejora la permeabilidad en un 7%.
- Uno de los fluidos con el peor rendimiento en ensayos de simulación de daño, es el preparado con la formulación 5, que al no incluir dentro de sus aditivos, solvente mutual y surfactante, el fluido de control forma emulsiones que taponan los poros y disminuyen la permeabilidad de la muestra en 747.22 mD equivalente al 9.84%, lo que se interpreta como daño en la arena.
- Al finalizar los ensayos de simulación de daño de formación, realizados en núcleos de las arenas U superior, U media y U inferior, en el Centro de Investigaciones de Petroamazonas EP., se evidenció que los fluidos que causaron mejora en la permeabilidad seguían las pautas de la formulación recomendada en el estudio; mientras que los fluidos que ocasionaron disminución en la permeabilidad de las muestras, fueron los que desobedecieron la formulación recomendada; por lo que se concluye que la formulación expuesta en el cuadro 4.1 puede ser aplicada en las arenas del Campo Cuyabeno-Sansahuari sin causar daño de formación.
- A continuación se expone en el cuadro 4.2, el resumen del cálculo de índices de productividad, usando datos obtenidos con el estudio de retorno de permeabilidad. Siendo los fluidos que mejoraron el índice de productividad los siguientes: Para U superior, la formulación 1; para U media, la formulación 2; y para U inferior las formulaciones 2 y 6. Y los fluidos que disminuyen el índice de productividad, por lo tanto los menos recomendables: Para U superior, la formulación 2; y para U inferior, las formulaciones 1 y 5

CUADRO 4.2 ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD ANTES Y DESPUÉS DE LA EXPOSICIÓN AL FLUIDO DE CONTROL

ARENA	FORMULACIÓN	Jbefore	Jafter
		bl/día/psi	bl/día/psi
Us	1	3.162	3.222
	2	3.162	1.503
Um	1	0.433	0.477
	2	0.433	0.970
	1	2.999	2.395
	2	2.999	3.245
	3	2.999	2.872
Ui	4	2.999	2.990
	5	2.999	2.704
	6	2.999	3.211

Elaboración: Ana Carolina Espinosa

- La implementación de un estudio de compatibilidad, en operaciones de completación y reacondicionamiento en el campo Cuyabeno-Sansahuari, previo al uso de cualquier fluido de control, es necesaria, pues evita la generación de daño de formación por incompatibilidad de fluidos, bloqueos por emulsión y cambios de mojabilidad; que afecten en un futuro la productividad del pozo.
- Al comparar estudios realizados en los pozos Sansahuari 07, Sansahuari 08 y Sansahuari 10, con análisis mineralógico de los núcleos tomados del pozo Cuyabeno J-41, se concluye que la arena U es en su mayoría uniforme, teniendo como principal mineral el cuarzo, con bajo contenido de feldespatos, cemento calcáreo y trazas de otros minerales y glauconita.

4.2 RECOMENDACIONES

- Es recomendable añadir una mezcla de fluoruro de sílice y bentonita o trazas de la formación pulverizada a la prueba de compatibilidad, pues estabiliza la emulsión y permite evaluar de mejor manera el rendimiento de los aditivos.
- Durante el ensayo de simulación de daño de formación en el FDS, se recomienda utilizar caudales menores a 2 cc/min, y circular un mínimo de 10 volúmenes porosos por la muestra, para asegurar que el fluido probado pase en su totalidad por la muestra y se evalúe con mayor exactitud sus efectos. De la misma manera el tiempo de reposo del agua de formación en el plug debe ser mínimo de 5 días para reestablecer las propiedades de la roca.

- Dado que el contenido de arcillas de la arena U en el campo Cuyabeno-Sansahuari no es alto, pero si cuenta con trazas e incrustaciones de glauconita, se recomienda la adición de controlador y estabilizador de arcillas al fluido de control, para evitar el daño que provoca la migración o hinchamiento de arcillas.
- Siendo el crudo producido en Cuyabeno de alto BSW, se recomienda el uso de un agente activo de superficie, como surfactante y solvente, efectivo en la prevención y rotura de emulsiones, para evitar posibles bloqueos y daño de formación.
- Se recomienda añadir bactericida, e inhibidor de corrosión en las formulaciones de fluido de control, para evitar formación de escalas y sólidos que taponen la formación y causen daño.
- En los futuros trabajos de perforación de pozos en el Activo Cuyabeno-Sansahuari, se recomienda planificar la toma de núcleos de cada arena, ya que existe poca disponibilidad de cores para realizar las pruebas de permeabilidades.
- Se recomienda realizar como mínimo una prueba de compatibilidad en campo, previa al uso del fluido de control en operaciones de completación o reacondicionamiento, pues los aditivos utilizados por cada empresa reaccionan de diferente manera con el crudo, y mediante esta prueba se puede evaluar de manera rápida la interacción entre fluidos.
- Se considera necesario la implementación de este tipo de estudios para todos los activos, unificando criterios de formulaciones de acuerdo al tipo de arena en los diferentes campos.
- Se recomienda utilizar los productos de las empresas que han dado el soporte en pruebas de laboratorio, con los que han tenido buenos resultados, y se ha definido las concentraciones de los fluidos para cada arena mostradas en el cuadro 4.1.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Aimacaña, D. (2009). *Estudio técnico económico para controlar el incremento de la producción de agua en el campo Sansahuari*. Escuela Politécnica Nacional, Quito- Ecuador
2. API, I. (2001). *Manual de fluidos de perforación. Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación*. Dallas, Texas.
3. Apo, N., Pinto, G. (2016). *Formulación del fluido de control para operaciones de reacondicionamiento en la arenisca "u media" del campo Yanaquincha Este*. Universidad Central del Ecuador, Quito- Ecuador
4. Baby,P., Rivadeneira, M., & Barragán, R.(2014). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Quito, Ecuador
5. Baroid Drillig Fluids, I. (1998). *Baroid Fluids Handbook*. Houston, USA
6. BJ Services-Edc Lar. (2004). *Fundamentos de acidificación*. Neuquén, Argentina
7. Bonilla, M., Buestán, A. (2013). *Estudio del límite técnico para la perforación de pozos en los campos Cuyabeno y VHR*. Escuela Politécnica Nacional, Quito- Ecuador
8. Cordero, S. (2013). *Metodología para la identificación de daños de formación basados en análisis de producción, presión y datos de laboratorio del campo Colibrí*. Universidad Central del Ecuador, Quito- Ecuador
9. Craft, B. C., Hawkins M. F. (1991). *Applied Petroleum Reservoir Engineering*.
10. Inpark Drilling Fluids S.A. (2003) Recuperado de: <http://impact-fluids.com/products/drilling-fluid-chemicals-additives#>
11. Islas, C. (1991). *Manual de Estimulación Matricial de Pozos petroleros*. México
12. López, M., Cova, H (2013). *Evaluación del comportamiento de un fluido de completación y reacondicionamiento formulado con agua de formación de los campos el Furrial y Morichal*. Universidad de Oriente Núcleo de Monagas, Monagas-Venezuela

13. Mafla, S. (2016). *Formulación de un fluido de completación para las arenas "U" inferior y "T" principal de un campo petrolero de la cuenca oriente*. Universidad Central del Ecuador, Quito- Ecuador
14. Mejía, L. (2013). *Análisis técnico-económico para la implementación de una bomba eléctrica con tecnología Zeitecs en el activo Cuyabeno*. Universidad Central del Ecuador, Quito- Ecuador
15. Moreno, L. (1982). *Guía para elaborar diseños de investigación*. Ediciones Rosaristas. Bogotá-Colombia.
16. Munch, L. (2000). *Método y técnicas de investigación para la administración e ingeniería*. Ed. Trillas. México.
17. MI SWACO. (2001). *Drilling Fluids Engineering Manual*. Houston, Texas.
18. Mosquera, L., Rodríguez, V. (2010). *Optimización de las facilidades de producción del campo Cuyabeno*. Escuela Politécnica Nacional, Quito- Ecuador
19. Paris, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo - Venezuela.
20. QUIMIPAC. (2017). *Servicios*. Recuperado de: <http://www.quimipac.com.ec/main.htm>
21. Reyes R, Rosete M., (2010). *Análisis de la Productividad en Pozos de Aceite y Gas Disuelto en Formaciones Carbonatadas para Diferentes Terminaciones*. Universidad Nacional Autónoma de México, México, DF.
22. Ríos, E., Perozo, A. (1999). *Completación y rehabilitación de pozos*. Centro Internacional de Educación y Desarrollo Filial de Petróleos de Venezuela S.A
23. Simancas, F. (2005). *Manual teórico práctico de ingeniería de completación y rehabilitación de pozos*. Universidad Central de Venezuela, Caracas- Venezuela
24. Schlumberger Oilfield Glossary. (2017). Inhibidor de arcillas. Recuperado de: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/i/inhibitive_mud.aspx

ANEXOS

ANEXO N° 1
EQUIPO FDS TEMCO 800-10000

DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO FORMATION DAMAGE SYSTEM FDS 800-10000

El equipo funciona con tres acumuladores de 1 litro donde se almacena crudo, lodo y/o fluidos de control. Un core holder donde se almacena el plug que se usará para la prueba de fluidos. Tres bombas, una de confinamiento, una de desplazamiento positivo, y la última de proceso. Válvulas que direccionan el fluido. Una balanza que se usa para medir la cantidad de fluido que pasa por el core y sale de él, cuando se realiza el proceso de saturación. Un horno y el software Smart Formation 9 que controla el funcionamiento de todo el equipo y realiza las mediciones de permeabilidad.

FIGURA A-1.1 EQUIPO FDS TEMCO 800-10000



Fuente: CIQ de Petroamazonas EP.

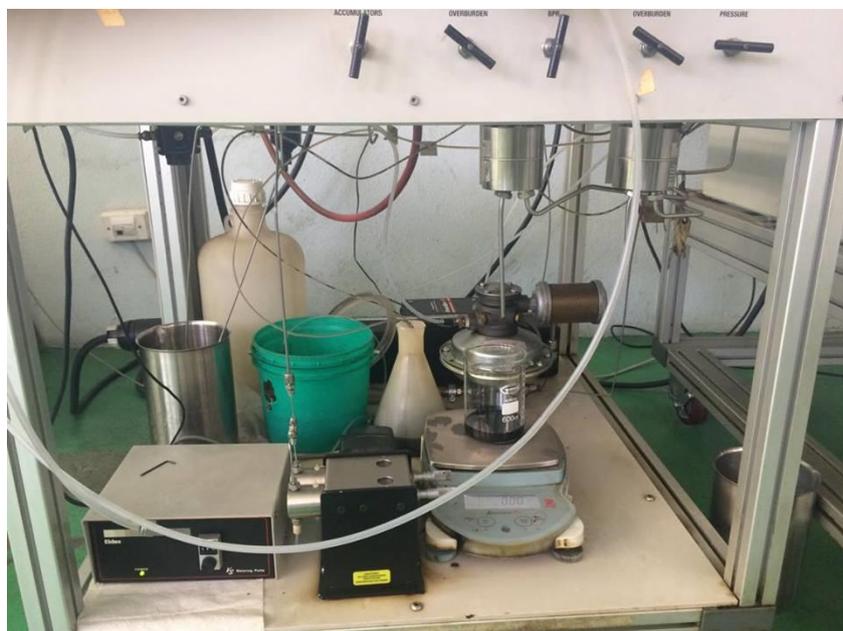
El equipo funciona sin, presentar problemas, hasta una presión de confinamiento de 10000 psi, presión de poro de 5000 psi y una temperatura máxima de 150 °C.

En la figura A-1.2 se muestra el interior del horno de equipo FDS: los contenedores, el core holder y las válvulas que direccionan el fluido.

Cuando se hace pasar fluido por el plug, en el proceso de saturación, se mide la cantidad de fluido que sale del núcleo y se deposita en un contenedor sobre una balanza, como se muestra en la figura A-1.3.

FIGURA A-1.2 INTERIOR DEL HORNO DEL EQUIPO FDS

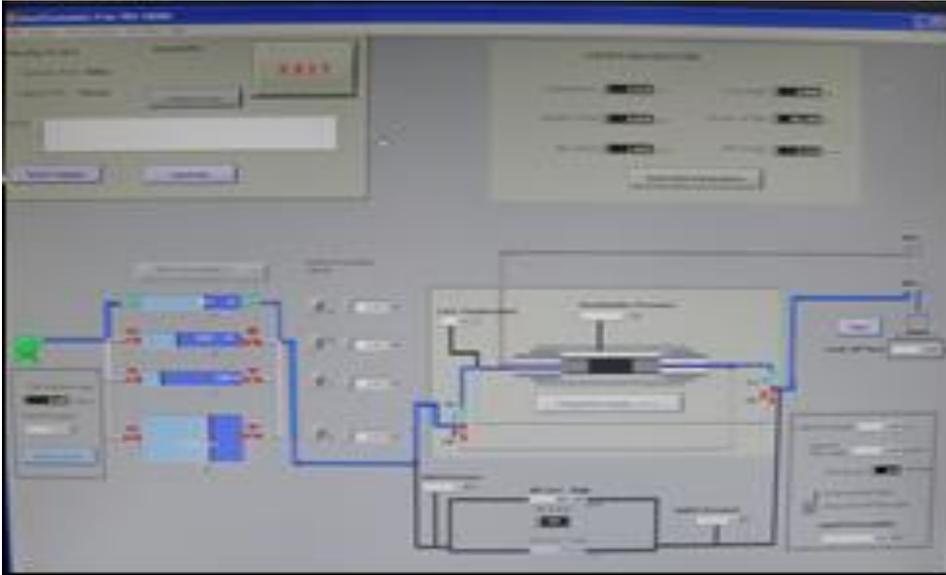
Fuente: CIQ de Petroamazonas EP.

FIGURA A-1.3 RECOLECCIÓN DEL FLUIDO QUE SALE DEL FDS

Fuente: CIQ de Petroamazonas EP.

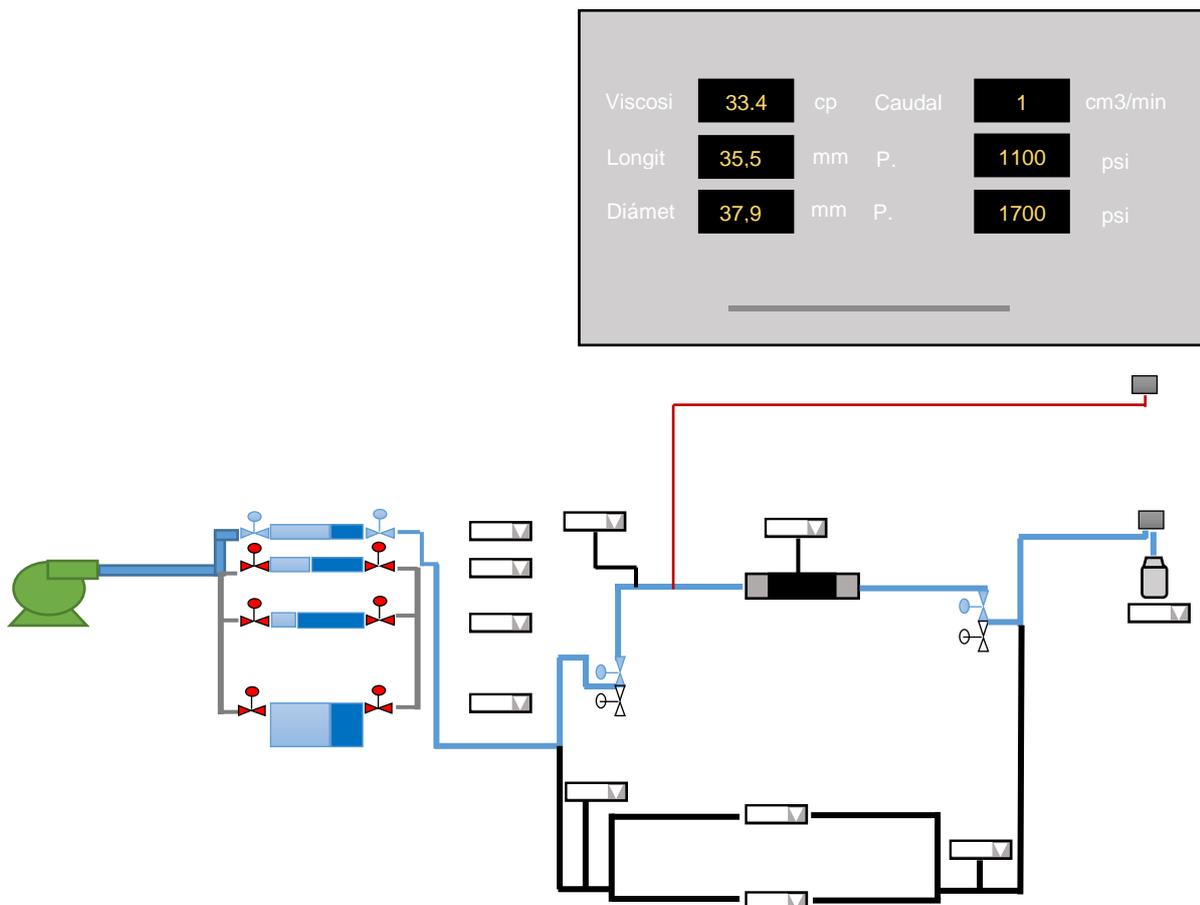
En la figura A-1.4 se muestra la página inicial del software que controla el funcionamiento del FDS, cuyos datos de inicio son: las dimensiones del plug, viscosidad y densidad del fluido a probar.

FIGURA A-1.4 SOFTWARE SMART FORMATION 9



Fuente: CIQ de Petroamazonas EP.

FIGURA A-1.5 DIAGRAMA DE FUNCIONAMIENTO AUTOMATIZADO DEL EQUIPO FDS



ANEXO N° 2

PROCEDIMIENTO DEL ENSAYO DE SIMULACIÓN DE DAÑO DE
FORMACIÓN.

PROCEDIMIENTO DEL ENSAYO DE SIMULACIÓN DE DAÑO DE FORMACIÓN

La figura A-2.1 ilustra el primer paso del proceso que es ensamblar el core holder, con el plug, de la arena que vamos a probar, dentro

FIGURA A-2.1 ENSAMBLAJE DEL CORE HOLDER



Fuente: CIQ de Petroamazonas EP.

A continuación se satura el plug con agua de formación, filtrada a 5 micras, por un mínimo de 5 días a 1500 psi, con la finalidad de reestablecer las condiciones de mojabilidad de la roca.

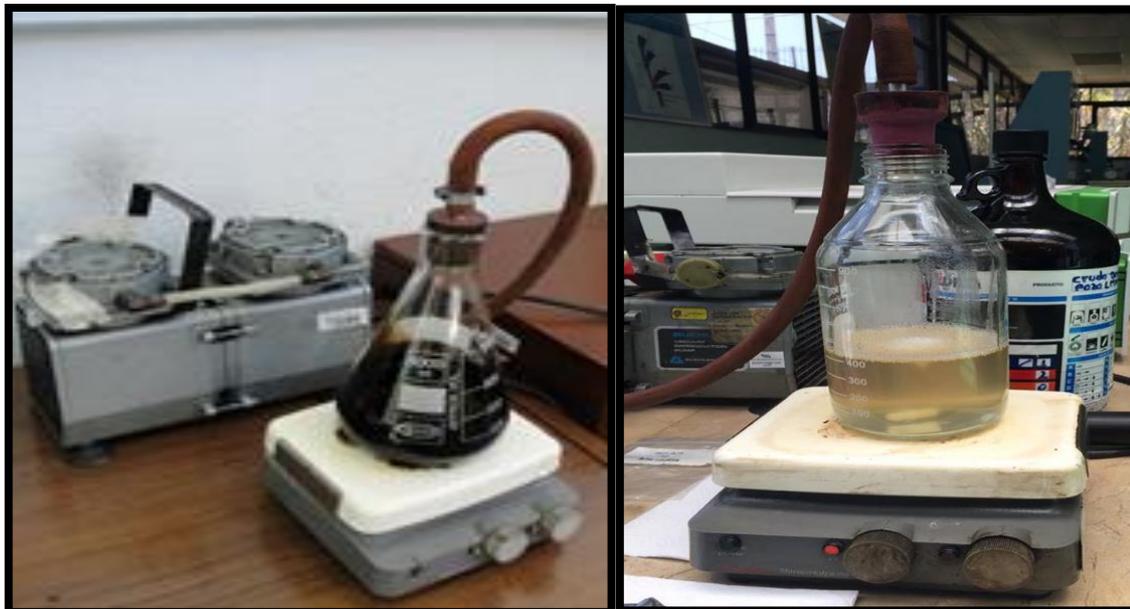
FIGURA A-2.2 SATURACIÓN DE LA MUESTRA CON AGUA DE FORMACIÓN



Fuente: CIQ de Petroamazonas EP.

Es importante, previo al llenado de acumuladores que se muestra en la figura A-2.4, que se prepara y filtre el fluido de control con la formulación dada por cada empresa, y el crudo del pozo. En la figura A-2.3 se muestra el filtrado de los fluidos a 0.45 micras y la eliminación del gas disuelto en un agitador magnético.

FIGURA A-2.3 ELIMINACIÓN DEL GAS DISUELTO EN AGITADOR MAGNÉTICO



Fuente: CIQ de Petroamazonas EP.

FIGURA A-2.4 LLENADO DE ACUMULADORES



Fuente: CIQ de Petroamazonas EP.

Una vez el fluido de control y el crudo se encuentran en los acumuladores, se inicia el proceso de simulación de daño. Para medir la permeabilidad efectiva el software utiliza la ecuación A-2.1, que parte del principio de la Ley de Darcy.

$$K_o = \frac{1000 \times \mu \times Q}{A \times dP} [\text{mD}] \quad (\text{A-2.1})$$

La primera parte del ensayo consiste en medir la permeabilidad efectiva al petróleo antes de ser expuesto al fluido de control, para lo cual se direcciona las válvulas y se hace pasar crudo por el plug, en dirección yacimiento-pozo.

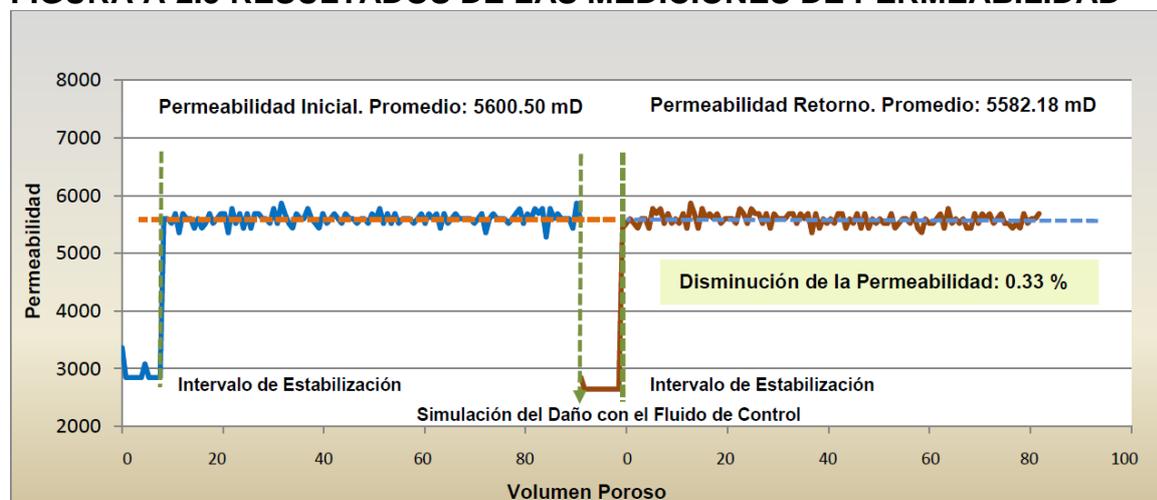
Paso siguiente, es necesario simular la intrusión de fluido de control al yacimiento, por lo que se direccionan las válvulas y se hace pasar la formulación por el plug, en dirección pozo-yacimiento, un total de 10 volúmenes porosos; el crudo que sale se deposita en el contenedor sobre la balanza donde se verifica que la totalidad haya sido desplazada por el fluido de control.

Para concluir el ensayo se direccionan las válvulas para hacer pasar crudo en dirección yacimiento-pozo, y se mide la permeabilidad efectiva al petróleo de retorno, ya se considera el efecto del fluido de control sobre el yacimiento.

Para todas las mediciones de permeabilidad existe un período en el que las mediciones no son estables y los valores fluctúan entre altos y bajos, a los 10 volúmenes porosos los valores de permeabilidad se estabilizan en un promedio, el cual se toma como resultado del ensayo. Este fenómeno se ilustra en la figura A-2.5.

Para concluir esta prueba, se comparan los resultados entre permeabilidad efectiva al petróleo inicial y de retorno y se evalúa qué fluido causa el efecto menos dañino en el pozo.

FIGURA A-2.5 RESULTADOS DE LAS MEDICIONES DE PERMEABILIDAD



Fuente: CIQ de Petroamazonas EP.

ANEXO N° 3
COMPLETACIÓN DEL POZO CUYABENO J-41

