



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

TÍTULO DE TRABAJO DE TITULACIÓN

**COMPORTAMIENTO DE AGENTES TENSOACTIVOS E INHIBIDORES EN
FLUIDOS DE COMPLETACIÓN APLICABLES EN ARENA SOCORRO –
ANCÓN**

AUTOR

Lema Cefla, Juan Carlos

TRABAJO DE TITULACIÓN

**Previo la obtención del grado académico en
MAGÍSTER EN PETRÓLEOS**

TUTOR

Malavé Carrera, Carlos Alfredo

Santa Elena, Ecuador

Año 2024



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



ALEX GIOVANNY
TENICOTA GARCIA

Ing. Alex Giovanni Tenicota García, Mgtr.
COORDINADORA DEL PROGRAMA



CARLOS ALFREDO
MALAVE CARRERA

Ing. Carlos A. Malavé Carrera, Mgtr.
TUTOR

ANDRES
EDUARDO
GUZMAN
VELASQUEZ

Firmado digitalmente
por ANDRES EDUARDO
GUZMAN VELASQUEZ
Fecha: 2024.06.13
15:46:08 -05'00'

Ing. Andrés Eduardo Guzmán Velázquez, Mgtr.
DOCENTE ESPECIALISTA 1

FIDEL VLADIMIR
CHUCHUCA
AGUILAR

Firmado digitalmente por FIDEL
VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR
Fecha: 2024.06.13 16:54:01
-05'00'

Ing. Fidel V. Chuchuca Aguilar, Mgtr.
DOCENTE ESPECIALISTA 2

Abg. María Rivera González, Mgtr.
SECRETARIA GENERAL
UPSE



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo de titulación **Comportamiento de agentes tensoactivos e inhibidores en fluidos de completación aplicables para arena Socorro – Ancón**, fue realizado en su totalidad por el Ing. Juan Carlos Lema Cefla, como requerimiento para la obtención del título de Magíster en Petróleo.

TUTOR



CARLOS ALFREDO
MALAVE CARRERA

Ing. Carlos Alfredo Malavé Carrera, MSc.

2 días del mes de abril del año 2024



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, JUAN CARLOS LEMA CEFLA

DECLARO QUE:

El trabajo de titulación, (Comportamiento de agentes tensoactivos e inhibidores en fluidos de completación aplicables para arena Socorro – Ancón) previo la obtención del título de Magíster en Petróleo, ha sido desarrollado respetando los derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias bibliográficas. Consecuentemente puedo afirmar que este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de mi declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Santa Elena, a los 2 días de mes de marzo del 2024

EL AUTOR



mailto:elaboracion@upse.edu.ec
JUAN CARLOS LEMA
CEFLA

Juan Carlos Lema Cefla



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO

AUTORIZACIÓN

Yo, JUAN CARLOS LEMA CEFLA

Autorizo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, para que haga de este trabajo de titulación o parte de él, un documento disponible para su lectura y procesos de investigación, según las normas de la Institución.

Cedo los derechos del informe de investigación con fines de difusión pública, además apruebo la reproducción de este informe de investigación dentro de las regulaciones de la Universidad, siempre y cuando esta reproducción no suponga una ganancia económica y se realice respetando mis derechos de autor de la misma.

Santa Elena, a los 2 días del mes de marzo del año 2024

EL AUTOR



JUAN CARLOS LEMA
CEFLA

Juan Carlos Lema Cefla



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO
CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO

Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación denominado (Comportamiento de agentes tensoactivos e inhibidores en fluidos de completación aplicables para arena Socorro – Ancón), presentado por el maestrante, JUAN CARLOS LEMA CEFLA fue enviado al Sistema Antiplagio COMPILATIO, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al 4%, por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.

 CERTIFICADO DE ANÁLISIS magister	Tesis para Compilatio - Juan Lema	4% Textos sospechosos	2% Similitudes 0% similitudes entre comillas 0% entre las fuentes mencionadas 2% Idiomas no reconocidos
Nombre del documento: Tesis para Compilatio - Juan Lema.docx ID del documento: b0428229dc6b85ed31cc2b1ef185255ff2b4516c Tamaño del documento original: 81,08 kB	Depositante: CARLOS ALFREDO MALAVE CARRERA Fecha de depósito: 3/4/2024 Tipo de carga: interface fecha de fin de análisis: 3/4/2024	Número de palabras: 11.597 Número de caracteres: 72.341	

TUTOR



Firmado electrónicamente por:
CARLOS ALFREDO MALAVE CARRERA

Ing. Carlos Alfredo Malavé Carrera, MSc.

AGRADECIMIENTO

Deseo dedicar estas palabras de agradecimiento a todas las personas que de una u otra manera intervinieron para optar por esta maestría, en primer lugar, quiero expresar mi agradecimiento profundo a mi señor padre Francisco Lema Caino, mi esposa e hijos, quienes gracias a su comprensión, apoyo y cariño dieron empuje y determinación para avanzar en el desempeño de este trabajo.

Así también quiero dar un agradecimiento especial al Ing. Kervin Chunga, PhD, Ing. Cristian Sánchez, MSc e Ing. Carlos Portilla Lazo, MSc. Incluyo también a los docentes y compañeros de estudios que estuvieron durante el desarrollo de esta maestría.

Juan Carlos Lema Cefla

DEDICATORIA

Este trabajo deseo dedicarlo a todos los compañeros de trabajo que de una u otra manera me incentivaron con sus palabras de aliento y que generosamente compartieron su tiempo, conocimiento y experiencias.

Asimismo, quiero mencionar a los ingenieros de proyectos y gerentes de líneas tanto como el Ing. Paulo Lema e Ing. Francisco Carrión sin olvidar a la Ing. Jeanette Boas quienes fomentaron y direccionaron mi perfil profesional dentro de Schlumberger del Ecuador S.A.

Juan Carlos Lema Cefla

INDICE GENERAL

CERTIFICACIÓN	II
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	III
AUTORIZACIÓN	IV
CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO.....	V
AGRADECIMIENTO	VI
DEDICATORIA.....	VII
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN.....	VIII
INDICE GENERAL	IX
ÍNDICE DE TABLAS.....	XIV
ÍNDICE DE FIGURAS	XV
ABREVIATURAS Y SIMBOLOGIA	XVII
ANEXOS	XIX
RESUMEN	XX
ABSTRACT	XXI
INTRODUCCION	1
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
OBJETIVO GENERAL.....	4
OBJETIVOS ESPECIFICOS	4
HIPÓTESIS	4
CAPITULO 1 : MARCO TEÓRICO	5
1.1. Área de estudio	5
1.1.1. Antecedentes del Campo Gustavo Galindo Velasco	5
1.2. Geología y Columna estratigráfica.....	7

1.3.	Estratigrafía.....	8
1.3.1.	Formación PIÑÓN.....	8
1.3.2.	Formación CAYO.....	8
1.3.3.	Formación SANTA ELENA.....	9
1.3.4.	Formación ATLANTA.....	9
1.3.5.	Formación ESTANCIA.....	11
1.3.6.	Formación CHANDUY.....	11
1.3.7.	Formación ENGABAO.....	11
1.3.8.	Formación PASSAGE BEDS (PB).....	11
1.3.9.	Formación CLAY PEBBLE BEDS (CPB).....	13
1.3.10.	Formación SANTO TOMÁS.....	13
1.3.11.	Formación SOCORRO.....	13
1.3.12.	Formación SECA.....	14
1.3.13.	Formación PUNTA ANCÓN.....	15
1.3.14.	Formación TABLAZO.....	15
1.3.14.1.	Tipo de fluidos producidos.....	15
1.4.	Daño de formación / SKIN FACTOR / factor de daño.....	16
1.4.1.	Daño por invasión de filtrado de lodo durante la perforación.....	19
1.4.2.	Daño por invasión de sólidos durante la etapa de perforación.....	22
1.4.3.	Daño durante la cementación.....	22
1.4.4.	Daño por el fluido de matado durante el cañoneo.....	23
1.4.5.	Daño debido al fluido producido.....	23

1.4.6.	Daño por trabajos de estimulación	26
1.4.7.	Daño por invasión de bacterias	27
1.4.8.	Daño por trabajo de reacondicionamiento / workover	29
1.5.	Arcillas y sus consecuencias por la incompatibilidad de fluidos	30
1.6.	Productos de formulación más empleados en un fluido de control.....	35
1.6.1.	Densificante	36
1.6.2.	Solvente Mutual	37
1.6.3.	Surfactante.....	37
1.6.4.	Inhibidor de corrosión.....	39
1.6.5.	Inhibidor de arcillas	39
1.6.6.	Bactericida	39
1.7.	Ecuaciones empleadas en el cálculo de volumen.....	40
1.8.	Historial de producción del pozo candidato	41
CAPITULO 2 : METODOLOGIA		43
2.1	Área de estudio y muestra.....	44
2.2	Recolección de información	44
2.3	Condiciones mecánicas del pozo	45
2.3.1	Volumen de trabajo	46
2.4	Síntesis de información	46
2.5	Referencias de seguridad personal en campo.....	47
2.6	Equipos e instrumentos para prueba de laboratorio.....	48
2.6.1	Turbidímetro.....	48

2.6.2	Balanza electrónica.....	49
2.6.3	Instrumentos de medición	49
2.6.4	Equipo baño maría.....	50
2.6.5	Botellas de prueba	50
2.6.6	Indicador pH.....	51
2.6.7	Materiales de limpieza.....	52
2.6.8	EPP.....	52
2.7	Norma API RP 42B – Análisis de compatibilidad	53
CAPÍTULO 3 – PRUEBA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS		54
3.1	Procedimiento experimental	54
3.1.1	Muestra y caracterización.....	54
3.1.2	Productos químicos para la prueba de compatibilidad.....	54
3.1.3	Formulaciones propuestas para la prueba	55
3.1.4	Procedimiento de Prueba de Compatibilidad usado	55
3.1.5	Prueba de Laboratorio.....	56
3.1.5.1	Prueba de compatibilidad – Formulaciones vs resultados	56
3.1.5.2	Prueba de compatibilidad (parte 2)– Registro gráfico de muestras	57
3.1.5.3	Prueba de compatibilidad (Parte 3) – Formulaciones favorables	58
3.1.5.4	Prueba de compatibilidad (Parte 4) – Formulaciones descartadas	61
3.2	Historial de workover del pozo candidato	63
3.3	Conversión de unidades de laboratorio a volúmenes de campo.....	63
CONCLUSIONES.....		65

RECOMENDACIONES	66
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	67
ANEXOS	75

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Información General Bloque 2 - Bloque Gustavo Galindo Velasco	6
Tabla 2 Características del fluido producido en la formación Atlanta	15
Tabla 3 Características del fluido producido en la formación Socorro.....	16
Tabla 4 Compuestos químicos que pueden sedimentarse en las tuberías	25
Tabla 5 Químicos empleados en trabajos de estimulación	27
Tabla 6 Clasificación de arcillas presentes en el Bloque 2.....	31
Tabla 7 Saturación de sales en agua fresca.....	36
Tabla 8 Tabla Procedimiento para prueba de compatibilidad API RP 42	53
Tabla 9 Caracterización del crudo MOR0001X.....	54
Tabla 10 Productos químicos para la formulación de fluidos de control.....	54
Tabla 11 Formulaciones propuestas para someterse a prueba de compatibilidad	55
Tabla 12 Resultados de separación tiempo vs velocidad separación	56
Tabla 13 Resultados del fluido de control óptimo mediante análisis visual	57
Tabla 14 Formulación en BLANCO usada como referencia.....	58
Tabla 15 Formulación 1 recomendada como fluido de control convencional	59
Tabla 16 Formulación 2 escogida para fluido de control especial	60
Tabla 17 Formulación 3 - Ensayo descartado	61
Tabla 18 Formulación 4 - Ensayo descartado	62
Tabla 19 Cantidades de química empleables en campo.....	64

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Ubicación del área de estudio - Campo Gustavo Galindo Velasco.....	5
Figura 2 Columna Estratigráfica - Bloque Santa Elena	7
Figura 3 Variación de P_{wf} con respecto a su radio de drenaje y S	17
Figura 4 Zonas consideradas críticas al radio del pozo.....	20
Figura 5 Representación del efecto de un disparo (cañoneo) de un pozo.....	23
Figura 6 Obstrucción y reducción de ID de las tuberías de producción	24
Figura 7 Limpieza mecánica de tuberías afectadas por sedimentación de asfáltenos...26	
Figura 8 Clasificación de los trabajos de intervención a un pozo productivo	29
Figura 9 Obstrucción de canales permeables por presencia de Esmectita.....	31
Figura 10 Obstrucción de fluido por alteración de Esmectita.....	32
Figura 11 Obstrucción de canales permeables por presencia de caolinitas	32
Figura 12 Recreación de la migración de Caolinita en los canales permeables	33
Figura 13 <i>Obstrucción de canales permeables por presencia de illitas</i>	33
Figura 14 Obstrucción de fluido por alteración de Illita en los canales permeables	34
Figura 15 Obstrucción de flujo por presencia de arcilla tipo clorita	34
Figura 16 Barrido de microscopio de una muestra con arcilla tipo Clorita	35
Figura 17 Historial de producción pozo Morillo 0001X	42
Figura 18 Esquema mecánico pozo MOR0001X	45
Figura 19 Turbidímetro de aplicación en campo	48
Figura 20 Balanza Electrónica	49
Figura 21 Equipo baño maría.....	50
Figura 22 Botellas de prueba de 100 ml.....	51
Figura 23 Equipo pHmetro electrónico, calibrado con solución Buffer 7.....	51
Figura 24 Etiqueta HMIS III.....	52

Figura 25 Estado inicial de las muestras antes de la prueba de compatibilidad	57
Figura 26 Muestras luego de la prueba de compatibilidad 60 minutos	58

ABREVIATURAS Y SIMBOLOGIA

GGV	Gustavo Galindo Velasco, Campo Ancón-Bloque 2
SPE	Society Petroleum Engineers
BPPD	Barriles de petróleo por día
CPB	Clay Pebble Beds – Formación rocosa
PB	Passage Bed – Formación rocosa
%BSW	% Sedimentos básicos y agua
NNW	Norte-Noroeste
SSE	Sur-sureste
bbl	Barriles (42 galones)
ohm	ohmio (resistencia eléctrica)
ohm-m	ohmio metro
ppm	partes por millón
ClNa	Cloruro de sodio
°API	American Petroleum Institute
m	metros
md	milidarcies
K	permeabilidad
∅	porosidad
So	saturación de petróleo

psia	libras pulgadas cuadradas atmosféricas
psi	poundal square inch
S	Skin factor (Daño de formación)
ΔP_s	Variación de presión resultante de una presión con S
DPP	Disparos por pie durante cañoneo
Ca	Calcio
Mg	Magnesio
PIG	Pipeline Inspection gauge (chanchito)
H ₂ S	Gas sulfhídrico
FeS	Sulfuro de hierro
SRB	Bacterias sulfo reductoras
BHA	Botton Hole Assembly
NTUs	Nephelometric Turbidity Unit
PH	Presión Hidrostática
TVD	True vertical Deep
MSDS	Material safety data sheet
gpt	gallons per thousand

ANEXOS

Anexo 1 Columna Estratigráfica Bloque Santa Elena.....	76
Anexo 2 Esquema mecánico MOR0001X.....	77
Anexo 3 Botellas de prueba y equipos laboratorio	78
Anexo 4 Reactivos para preparación del fluido de control.....	78
Anexo 5 Muestra de crudo previo inicio de ensayo	78
Anexo 6 Muestras listas para iniciar prueba.....	79
Anexo 7 Equipos de Laboratorio, EPP.....	79
Anexo 8 Equipos de calentamiento y agitación de muestras.....	80
Anexo 9 Proceso de calentamiento de la muestra	80
Anexo 10 Muestras luego de 60 minutos de prueba	80
Anexo 11 Resultados de interface y humectabilidades	81
Anexo 12 Prueba de humectabilidad e interface de cada muestra.....	82
Anexo 13 Resultados de F2, F3 y F4.....	82
Anexo 14 Histórico de producción de todo el campo GGV - Bloque 2.....	83

RESUMEN

Los pozos del área de Morillo pertenecientes al campo Ancón denotan un decaimiento en la producción de crudo, en ciertos casos presentan un incremento en el corte de agua (alto %BSW) y disminución del volumen de crudo recuperable.

Este trabajo desarrolló varios análisis de laboratorio mediante pruebas de compatibilidad API RP 42B del crudo extraído de la arena Socorro empleando en las formulaciones agentes tensoactivos (surfactante no iónico) e inhibidor de arcilla, elementos químicos muy empleados en la actualidad por los fluidos de control de nueva generación denominados “nuevas tecnologías” empleados en los pozos del oriente ecuatoriano. La prueba de compatibilidad se desarrolló en los laboratorios de la compañía BJ Advance S.A., empleando sus productos químicos que ofrece su línea de trabajo dirigida a la preparación de fluidos de control. Se realizaron varios ensayos de formulaciones en compañía de los técnicos de fluidos de la empresa y se registraron los 5 más representativos para su registro.

Los resultados obtenidos demuestran una mayor estabilidad de la muestra que contiene surfactante e inhibidor debido a que estos dos productos generan una mayor afinidad con los fluidos del reservorio. Las pruebas también nos permitieron definir el tipo de fluido de control más equilibrado entre un máximo y mínimo de química empleable para poder establecer un fluido de control convencional y el otro denominado especial.

Palabras clave: fluido de control, fluido de completación, Norma API RP 42B, inhibidor, surfactantes.

ABSTRACT

Wells in the Morillo area belonging to the Ancón field show a decline in crude oil production. In certain cases, they present an increase in water cut (high %BSW) and a decrease in the recoverable crude oil volume.

This work developed several laboratory analyses through API RP 42B compatibility tests of the crude extracted from Socorro sand reservoir using formulations that include surfactants (non-ionic surfactant) and clay inhibitor, chemical elements widely used today by the new generation control fluids known as “new technologies” used in the eastern Ecuador. The compatibility test was carried out in the laboratories of BJ Advance S.A., using their chemical products offered in their line of work aimed at preparing control fluids. Several formulation tests were conducted by the supervision of company’s fluid technicians, and the 5 most representative were filed for documentation.

The results obtained demonstrate greater stability of the sample containing surfactant and inhibitor, as these two products generate greater affinity with the reservoir fluids. The tests also allowed us to define the type of control fluid that is most balanced between a maximum and minimum of usable chemicals, in order to establish a conventional control fluid and another called special control fluid.

Keywords: control fluid, completion fluid, API RP 42B Standard, Inhibitor, Surfactant.

INTRODUCCIÓN

El fluido de control previene que el daño de formación (skin factor) está presente en el desarrollo y producción de un pozo petrolero que conlleva a que varias propiedades físicas como la permeabilidad y porosidad de la arena estén directamente afectadas, la permeabilidad (k) puede reducirse si el daño es alto y provocar que los fluidos del reservorio no migren a la boca del pozo y sean producidos, en cambio la porosidad puede verse comprometida cuando el factor de daño está presente obstruyendo los poros de la matriz taponando los canales permeables volviéndolos no productivos. En la actualidad los fluidos de completación están diseñados mediante ensayos de laboratorio con la finalidad de que exista una compatibilidad entre estos y los fluidos del reservorio.

Luego de finalizada la perforación y completación inicial del pozo prosigue la etapa de producción, dependiendo de la energía del reservorio producirá durante determinado tiempo acorde a la declinación de presión, en ciertos casos se ha observado que varios pozos del campo Ancón producen bajo periodos de acumulación de petróleo hacia el pozo, en otros casos necesitan de completaciones de levantamiento artificial como balancines o sistemas de gas lift o de bombeo de cavidades progresivas.

Regresando al efecto del factor de daño este puede originar declinación en la producción y se origina por múltiples causas, pero las más frecuentes son relacionadas al fluido de completación empleado para los mantenimientos mecánicos de los pozos productores, fluido de matado de pozo o fluido de completación empleado en estimulaciones matriciales. Debido a la baja presión de reservorio del campo, el fluido de control empleado en los trabajos de intervención de los pozos del campo Ancón penetran a la formación donde si no han sido cuidadosamente analizados puede acarrear un skin factor al pozo que afectara directamente en la producción del pozo.

El fluido de control ideal, es aquel que no provoca reacciones negativas en la producción tales como efectos químicos o físicos con los fluidos originales del yacimiento. Para ello, el fluido de control está compuesto de agentes inhibidores de arcillas, un agente como solvente mutual, bactericida y surfactantes, todos en combinación con un volumen de agua filtrada (agua dulce) acondicionado con un densificante, que se preparan en locación y están diseñados para que los fluidos y compuestos sólidos (arcillas) que se encuentran adheridos a la arena no reaccionen de manera negativa como: formando precipitados, canalizando el flujo de agua, obstruyendo los canales porosos y permeables, entre otros. Para lograr un adecuado fluido de control se someten a pruebas de compatibilidad al petróleo y agua de formación de cada pozo, se establecen las cantidades adecuadas de químicos acorde a las presiones de fondo, saturaciones de fluido (agua de formación o gas) y porcentaje de contenido de arcillas.

El presente trabajo propone optimizar un fluido de control aplicable a los pozos del campo Ancón que producen de la arena Socorro mediante los resultados de las pruebas de compatibilidad en base a pruebas de laboratorio y definir mediante recopilación de información si durante su historial de producción se ha acumulado o está presente daño de formación. Tomando de referencia los datos petrofísicos del campo se puede ofrecer una reformulación del fluido de control aplicado a los pozos del campo Gustavo Galindo Velasco para determinar si con el tiempo de producción se ha inducido a que el factor de daño se incremente y que éste se asocie con la alta tasa de producción de agua y de alguna manera prevenir o disminuir el factor de daño existente.

Esta investigación considera implementar la experiencia de campo adquirida en una empresa de servicios de fluidos al formular un fluido de control diseñado a partir de un análisis de compatibilidad, destinando los resultados para ser empleado en el Campo GGV, el procedimiento de muestreo, equipos y análisis de los porcentajes de

concentración de químicos será detallado en un capítulo posterior sirviendo de referencia para consulta o aplicación en laboratorio.

El marco teórico considera información desde artículos provenientes de páginas de repositorios científicos como Scielo, Onepetro, SPE y tomando de referencia la experiencia de campo (oriente ecuatoriano) en trabajos en la compañía de servicio como M-I Swaco y Well Services, ambas líneas pertenecientes a Schlumberger del Ecuador S.A. logrando establecer información fiable y aplicada en otros campos del oriente ecuatoriano.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El campo Ancón pertenece al Bloque 2 – Bloque Gustavo Galindo Velasco operado por Pacifpetrol S.A., la producción de este bloque inicio desde 1911 en el que se perforó el primer pozo (Ancon-001). En su mejor época producía alrededor de 10.000 BPPD, en la actualidad cuenta con 2.884 pozos y una producción diaria de 1.242 BPPD. Las arenas productoras la conforman en orden de mayor producción por: Formaciones Socorro, CPB, Santo Tomas, PB, Atlanta y Santa Elena.

Tomando en cuenta el tiempo de producción del campo es de alrededor de 112 años se ha observado que la tasa de producción de agua (%BSW) ha incrementado en ciertos pozos en contraste con la presión de formación ha decaído totalmente en ciertas áreas, se considera también que haya la existencia de áreas con presiones subnormales originadas a través del tiempo y por la presencia de algún grado de daño de formación.

No se ha expuesto un trabajo similar (formulación y evaluación de un fluido de control) para los campos petroleros de la costa como Pacoa y Ancón, pero existen estudios referenciales realizados en Tarapoa (Cadena Ramirez & Puetate Güiz, 2021), donde definen una formulación específica para pozos de plataformas diferentes y el

trabajo de (Schettino Villalba & Gallardo Perez, 2022) que desarrollan un fluido de control para los pozos del campo Shushufindi, ambos relacionados en común con el factor de daño presente debido al empleo de un fluido de control no apto para la arena productora.

OBJETIVO GENERAL

Optimizar una formulación de un fluido de control con agentes tensoactivos e inhibidores mediante análisis de laboratorio y pruebas de compatibilidad de fluidos bajo norma API RP 42B previniendo el daño de formación en la arena Socorro del Bloque 2 – Bloque Gustavo Galindo Velasco.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Analizar los fluidos nativos del reservorio para determinar el estado inicial de las muestras mediante análisis de laboratorio, esquema mecánico e historial de producción.
- Determinar la composición porcentual de agentes químicos requeridos para formular un fluido de control empleando los resultados del estado inicial de las muestras de crudo y agua libre.
- Evaluar el fluido de control formulado para determinar su efectividad mediante prueba de compatibilidad bajo Norma API RP 42B.

HIPÓTESIS

La formulación del fluido de control con agentes tensoactivos e inhibidores prevendrá el daño de formación por incompatibilidad de fluidos de los pozos productores de la zona norte del campo como son los pozos: MOR0001x, MOR0002X, MOR0004X, MOR0005X todos produciendo de la arena Socorro, la etapa productiva del pozo se incrementará al evitar que los canales permeables se saturen de agentes externos como sólidos, precipitados o bacterias producto de un fluido no compatible con la arena.

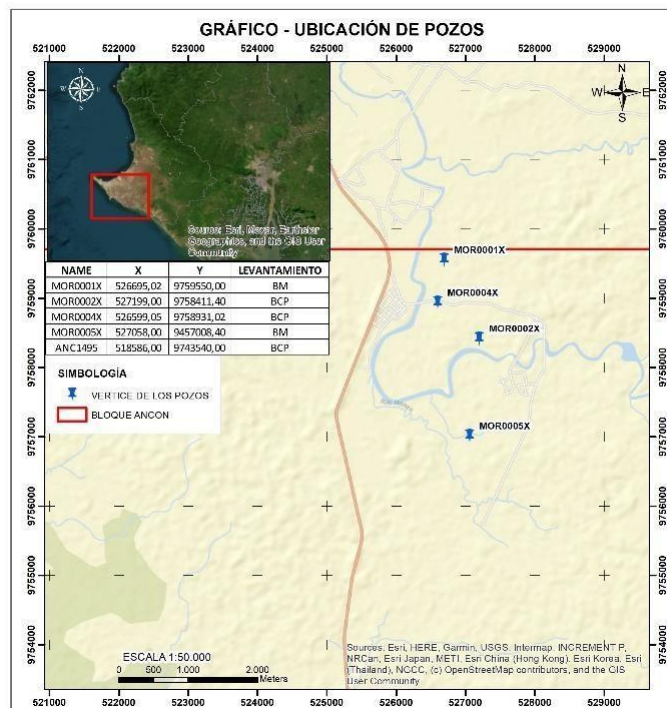
CAPITULO 1 : MARCO TEÓRICO

1.1. Área de estudio

1.1.1. Antecedentes del Campo Gustavo Galindo Velasco

Figura 1

Ubicación del área de estudio - Campo Gustavo Galindo Velasco



Nota: Fuente Pacífpetrol S.A. 2023 – Diseño gráfico E. Baque.

En el año 1911 se perforo el primer pozo en Ecuador, específicamente en Ancón, el Ancon-001 [ANC001], desde entonces Ecuador priorizo la explotación petrolera como su principal fuente de ingreso económico, en la actualidad Ecuador produce conjuntamente con los campos de la costa y oriente un total de 461.040 barriles de petróleo por día (Banco Central del Ecuador, 2023).

La distribución de los campos petroleros en Ecuador está sujeta a una zonificación por Bloques, para el campo Ancón pertenece al Bloque 2 – Bloque Gustavo Galindo Velasco [GGV] que de ahora en adelante lo citaremos de esta manera, el bloque 2 abarca

una extensión de 1.200 km² distribuidos tanto en costa como en tierra y su volumen de producción diaria es de 1.242 barriles por día. Con 112 años de producción su caudal de producción ha disminuido paulatinamente e incrementado el corte de agua por barril producido.

Tabla 1

Información General Bloque 2 - Bloque Gustavo Galindo Velasco

Superficie del Bloque 2	1.200 km ²	Área costa fuera (offshore)	660 km ² (55% área)	Área Costa dentro (onshore)	540 km ² (45% área)		
Datos 1° pozo perforado	Pozo: Ancón 001 /ANC001 Fecha: 1.911 Ancón, Santa Elena, Ecuador Profundidad: 2.116 pies Zona productora: Fm Socorro			Numero de pozos totales activos +inactivos	2.882 pozos		
Mayores zonas de producción	Distribución operativa del Bloque 2				Histórico de producción		
Formación productora	Aporte	Zona Norte	Zona Centro	Zona Sur	Volumen producido año 1.956		
Atlanta (AT)	57,5%	Morrillo	Tigre	Certeza	10.000 bbl por día		
Socorro (SO)	26,1%	Carmela	Pozo 66	Pozo 65	Volumen producido 2.023 1.242 bbl por día		
Santo Tomas (ST)	8,77%	Petropólis	Pozo 67	Pozo 68			
CPB, PB, Santa Elena	7,67%	Santa Paula Pozo 73	Pozo 74	Pozo 69 Pozo 70, 71 y 72			
Parámetros petrofísicos de la formación							
Formación	K [md]	K vertical [md]	horizontal [md]	Ø [%]	So [%]	Sw [%]	Densidad grano [grs/cm ³]
SOCORRO	82	35	37	23	22	56	2,38
CPB	55	-	-	24	20	55	2,34
SANTO TOMAS	6	-	-	6	8	62	2,43
PB	5	-	-	10	-	-	2,62
ATLANTA	0,7	8,7	0,7	6,6	0,6	63,8	2,5
SANTA ELENA	0,1	13	7,7	8,2	-	-	2,6

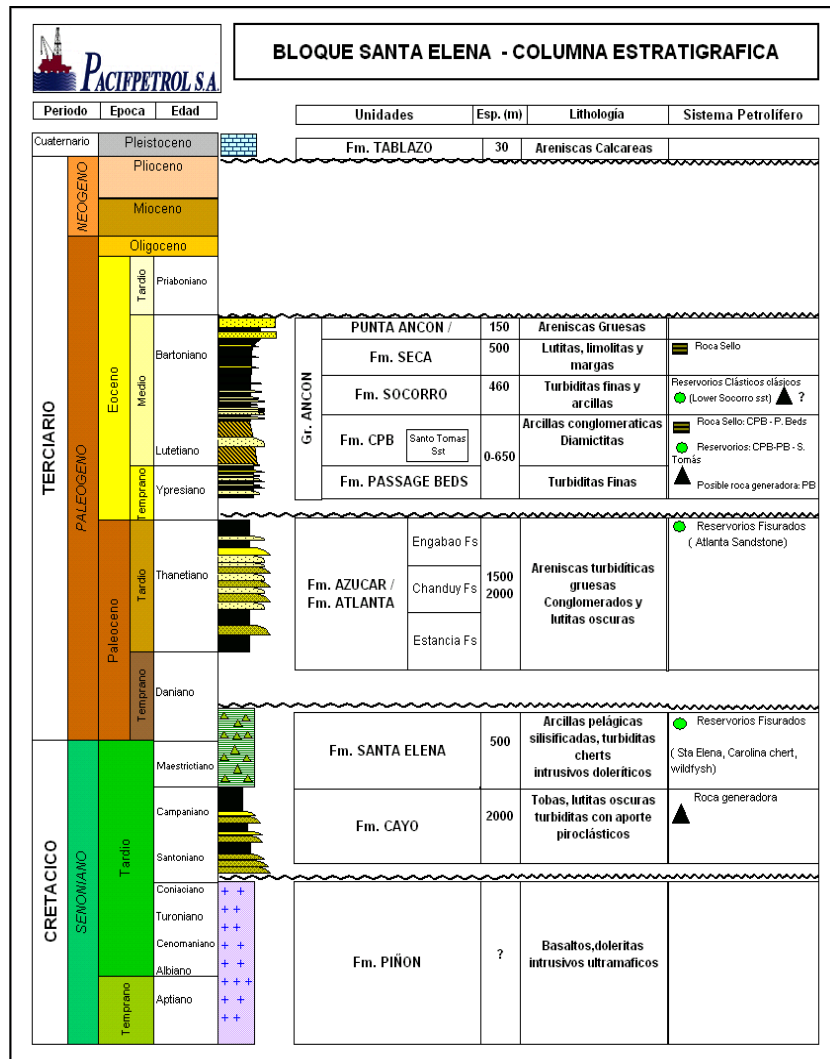
Nota: Fuente Pacifpetrol S.A. 2023.

1.2. Geología y Columna estratigráfica

El campo Ancón se encuentra ubicado en el Levantamiento Santa Elena, comprende depósitos sedimentarios del Cretácico al Terciario inferior desarrollados sobre corteza oceánica y se presentó como una unidad geológica emergente a partir de la reactivación sistema falla La Cruz. Se encuentra limitado al norte por la cordillera Chongón Colonche, al este por la falla La Cruz, al sur por el Graben de Jambelí y al oeste por el prisma de subducción Neógeno.

Figura 2

Columna Estratigráfica - Bloque Santa Elena



Nota: Fuente Pacifpetrol S.A. 2023 – área producción (Incluida en los anexos).

La geología de la Península de Santa Elena está marcada como muy compleja, caracterizada por un margen activo de subducción oblicua de la Placa Oceánica (Farallón – Nazca) por debajo de la Placa Sudamericana; esta subducción en ángulo ha generado un sistema transcurrente cuyos esfuerzos compresivos han determinado la compleja estructura de los sedimentos depositados en la fosa, que no pueden ser explicadas con un modelo tectónico puro ya sea distensivo o compresivo; por cuanto esta subducción oblicua ha generado deformaciones que han variado de compresionales a las de desplazamiento de rumbo, las que al norte provocaron una transtensión (campo Pacoa) y hacia el sur una transpresión (campo Ancón).

1.3. Estratigrafía

Las etapas estratigráficas están por sedimentación desde el Cretácico hasta el Paleógeno Medio (Eoceno), las características que predominan están detalladas por:

1.3.1. Formación PIÑÓN

Constituida por basalto afaníticos, alrededor del mundo su presencia es considerable tanto en ambientes oceánicos como en áreas de islas oceánicas y como en este caso en arcos volcánicos continentales e insulares, su composición es una mezcla de silicatos de magnesio, hierro o sílice. Puede presentarse también diabasas, piroxenitas y aglomerados piroclásticos, no se observa estratificación. La edad de esta formación está situada en el periodo Aptiano superior – Albiano con 180 millones de años (Jurásico medio).

1.3.2. Formación CAYO

De origen y composición, volcánica – sedimentaria. Tiene presencia la grauvaca (del alemán: *grauwacke*, “roca gris”) siendo esta una roca detrítica resultante de la disgregación del granito, también es observable areniscas y capas de arcillas verdes a gris silicificadas. Su nombre proviene del afloramiento ubicado en Puerto Cayo – oeste

de Jipijapa, su espesor está calificado en 2.000 m incluyendo sedimentos marinos como lutitas bituminosas y turbiditas finas, volcanoclastos (tobas). Su edad de formación está considerada en el Cretácico Superior. (Thalman, 1948), la divide en 3 miembros: Calentura a la base, Cayo SS y Guayaquil al tope.

1.3.3. Formación SANTA ELENA

Constituida por depósitos turbidíticos finos de origen oceánico, deslizamientos y flujos de detritos (partículas más finas de una masa inicial). También incluye arcillitas silíceas, chert y limolitas arenosas finas. También puede relacionarse con los nombres de : Wildfysh Santa Elena, Chert de Carolina o Chert de Santa Paula. Puede considerarse como una formación reservorio fisurado con un espesor medio de 400 m, tiene cierto parentesco con el miembro Guayaquil de la formación Cayo. En ciertas áreas el tope esta continuo discordantemente con el Grupo Azúcar. Los niveles productivos son el Chert 1 y Chert 2, la mayor presencia está ubicada en los campos Santa Paula – Salinas.

El levantamiento de Santa Elena presenta un sistema de fallas subparalelo a la falla La Cruz y otro ortogonal, los que han producido microfracturamiento, el cual es el elemento fundamental en el mecanismo de migración del petróleo. Las principales estructuras del campo Ancón se encuentran limitadas por fallas, que corresponden a un estilo estructural caracterizado por una tectónica de fallas de desplazamiento de rumbo, el cual modificó antiguas fallas inversas. La principal orientación de las fallas que afectan a la Fm. Passage Beds son de rumbo NNW-SSE.

1.3.4. Formación ATLANTA

Esta formación es una de las primeras identificadas en la perforación de pozos en el campo Ancón, está formada por areniscas de textura media a gruesa con una cementación consolidada de matriz arcillosa de rasgos silícea o calcárea, presenta una coloración gris-verdoso a gris completo, puede presentarse rasgos de conglomerados

muy duros ya que están compuestos de guijarros y grava bien cementados con matriz arenosa (Moran, 1999).

Las trampas son de característica estructural relacionadas a fallas con rocas sello pertenecientes a las formaciones Clay Pebble Beds (CPB) y Passage Beds (PB) con una profundidad relativa promedio de 3.500 pies (campo Ancón), el espesor de la arena productora comprende 200 pies, con un histórico de 800 pies perforados en esta arena.

En esta formación existen trampas estructurales vinculadas a fallas, la roca sello es de la formación Clay Pebble Beds (CPB) y Passage Beds (PB). La profundidad promedio al tope del intervalo productivo en esta formación es de 3.500 pies (campo Ancón). El espesor de la arenisca Atlanta bordea los 200 pies. El espesor máximo perforado de esta formación es de 800 metros. En esta sección se ha registrado petróleo con 39° API, aunque su porosidad es relativamente baja (5 al 8%) se ha incrementado por microfisuras alcanzando un 10% de porosidad. También hay que acotar que presenta una alta resistividad medida entre 30 ohm-m a 120 ohm-m. Esta arenisca aporta mayormente (más del 60%) con la producción acumulada total del campo. Además, se ha encontrado relación entre la producción petrolera de la Fm Atlanta y el gradiente geotermal $16^{\circ}\text{F}/1.000'$, cuanto mayor es el valor del gradiente la producción inicial es superior a los 100 bbl diarios, en caso contrario decae a 50 bbl de petróleo (G. Salcedo, 1986).

En superficie el equivalente a la formación Atlanta se denomina Grupo Azúcar delimitado por la Formación Santa Elena y el Grupo Ancón. Toda la secuencia de este grupo se depositó en una llanura abisal presentando facies características de abanico submarino cuyos sedimentos se derivan de cuarcitas paleozoicas, el Grupo Azúcar contiene tres formaciones separadas por una facies de conglomerados que separa a las facies arena – arcillosas (B. Faucher y E. Savoyat, 1973).

1.3.5. Formación ESTANCIA

Constituido por secuencias de areniscas grises con tonos de alteración rojizos y niveles de rodados cuarcíticos que alternan con pelitas negras duras y areniscas micáceas con restos de materiales carbonosos, depositadas en ambiente salobre de aguas poco profundas como producto de la fase de plegamiento Larámica (Orogenia alpina) subsiguiente al Cretácico Superior. Se considera su edad en el Paleoceno (Montiano) y la Formación Chanduy descansa sobre esta formación con discordancia angular local.

1.3.6. Formación CHANDUY

Contiene areniscas grises silíceas de dureza media con conglomerados de rodados de cuarcita con alternancias de areniscas, en el tope se observan pelitas negras y areniscas duras. Los clastos de estos conglomerados adquirieron su redondez y esfericidad en un ambiente continental, pero al llegar al talud fueron llevados al fondo por flujo de detritos.

1.3.7. Formación ENGABAO

Formada por areniscas castañas macizas, friables con intercalaciones de bancos delgados de pelitas con areniscas y conglomerados de rodados cuarcíticos. Se diferencian de las areniscas de Estancia por su carácter más masivo y según (Bristow y Hoffetter 1977) si hay la ausencia de la formación Chanduy no hay como diferenciar Estancia de Engabao.

1.3.8. Formación PASSAGE BEDS (PB)

En esta formación presenta acumulaciones de petróleo con aporte de 30 a 50 bbl de petróleo diarios con empuje por gas disuelto. Se encuentra sobre la Formación Atlanta con discordancias angulares, los mayores espesores se dan en los ejes sinclinales o labio bajo de fallas (área del campo central) disminuyendo hacia los altos estructurales. Esta

forma de dependencia del espesor con su posición estructural supone una sedimentación coetánea con la deformación y la erosión de las rocas subyacentes (Benítez, 1995). Su resistividad se encuentra entre los 15 ohm-m a 25 ohm-m. Su edad se establece entre el Eoceno Inferior y Eoceno Medio, se han clasificado microfósiles datadores como: *Globorotalia aff*, *Bathysiphon sp* y *Spiroplectamina gryzbowskii*.

Esta formación presenta arcillas en mezcla de capas del tipo Illita/Esmectita que a partir de los microfósiles encontrados en Passage Beds se desprende un ambiente de depositación de plataforma. Se ha dividido en secuencias progradantes identificándolas como PB 1, PB 2 y PB 3.

Las primeras secuencias en depositarse PB 1 presentan arcillas en el Campo Ancón, se depositan en los bajos del paleorelieve de Atlanta. Luego se depositan secuencias PB 2 que presentan litologías arcillosas, arenosas y conglomeráticas. El material de estos depósitos proviene de áreas levantadas que sirven de límite de la cuenca y se encuentran al noroeste (Santa Paula), al norte (japonesa), al noreste (San Vicente), las cuales han servido para rellenar las zonas de Transvaal, Carmela y Tigre. Se observa una tercera secuencia PB 3 que presentan litologías arcillosas, arenosa y conglomeráticas. Los depósitos presentan una dirección de depositación desde el Noreste hacia el Sudoeste en las áreas Tigre y Tablazo, contactos downlap en la base, progradación de secuencias hacia el tope.

En las áreas de Tigre y Tablazo se han definido las secuencias PB 2 y PB 3 las cuales al ser mapeadas su distribución litológica presentan diferentes ubicaciones una respecto a la otra. Es así como la secuencia PB 2 presenta facies conglomeráticas al este del campo mientras que en la secuencia PB 3 esta facie se encuentra en el noroeste del área.

1.3.9. Formación CLAY PEBBLE BEDS (CPB)

Constituido por conglomerados de guijarros con matriz de arcilla, arena, limolitas arenosas e intercalaciones de areniscas finas con un espesor variable de 0 a 2.000 pies. La matriz está compuesta de arcilla gris-verdosa a amarillo-naranja cuando es expuesta, los guijarros arcillosos son los que le dan el nombre a la formación y están compuestos de la misma arcilla de la matriz y poseen forma angular a subangular, dentro de CPB puede presentarse secuencias de areniscas denominadas Santo Tomás.

La resistividad es relativamente baja entre 2 a 5 ohm-m. El origen de esta formación se debe a deslizamientos sedimentarios del tipo lodos densos a nivel submarino e interestratificados con turbiditas, su edad se ubica entre el Eoceno Medio por la presencia de microfósiles: *Operculina ocaana*, *Lepidocyclina var*, *Globorotalia crassata* y *Truncorotalia topilensis*. Esta formación inicio su aporte de crudo desde el año 2.004 por lo que se considera que existe mayor cantidad de crudo por ser extraído. No hay pruebas de núcleos que den más información de esta formación.

1.3.10. Formación SANTO TOMÁS

Agrupar secuencias de areniscas, conglomerados y lutitas, su presencia se manifiesta en gran proporción hacia el campo Tigre y al oeste, pero comienza a desaparecer hacia el campo La Fe, su espesor va desde los 100 a 150 pies con resistividades de 12 a 15 ohm-m. Posee un espesor de arena neta de 24 a 550 pies, su tope está alrededor de 1.000 a 1.500 pies, con porosidad de 11,5% y una saturación de petróleo del 50%, la salinidad del agua de formación está en 13.000 y 15.000 ppm de ClNa.

1.3.11. Formación SOCORRO

Considerada como el segundo reservorio de mayor importancia del campo, el 70% de pozos perforados produce de esta formación, la profundidad promedio del tope del

intervalo productivo es de 1.000 pies, el 20% está constituido por niveles arenosos con petróleo de 37° API.

Contiene areniscas turbidíticas y pelitas que recubren a la Formación CPB y por la parte inferior con pelitas de la Formación Seca, sus areniscas son de color gris-verdoso, de dureza media, compuesta por granos detríticos angulares conformados en su mayoría por cuarzo, feldespatos y fragmentos de roca cementados por calcita o material arcilloso. Esta considerado que este depósito proviene de sedimentación de abanico submarino que son la continuación del relleno sedimentario de surcos comenzados por las formaciones anteriores más antiguas. El espesor medido en la localidad de Ancón, según (Marchant 1956) es de 390 m; con espesor máximo de subsuelo de 460 m. Consta de una arenisca basal (saturada de petróleo) con conglomerados y areniscas depositados por corrientes densas, le siguen niveles arcillosos masivos con intercalaciones de areniscas turbidíticas centimétricas a decimétricas con indolitas indicativas de turbiditas distales. Hacia el tope se presentan areniscas limosas, la edad comprende Eoceno-Medio-Superior, porosidad primaria de 24%, se divide en tres miembros: Lower Socorro, seca Falsa y Upper Socorro. Los mejores reservorios se encuentran en Lower Socorro. Las trampas se dividen en estratigráficas como estructurales, poseen buzamientos bajos tanto en superficie como en el subsuelo. La saturación resultante en pruebas de núcleos arroja un 45% a 55%, la permeabilidad se fija hasta en 82 md con una salinidad del agua de formación de 12.000 a 14.000 ppm de ClNa.

1.3.12. Formación SECA

Contiene arcillas grises y verdes asociadas con vetas de yesos, posee lutitas turbidíticas y areniscas de origen nerítico y arrecifal. Corresponde a depósitos marinos de plataforma que intercalan con las facies de abanicos submarinos. La edad es del Eoceno Medio a Superior con espesor entre 200 a 300 m.

1.3.13. Formación PUNTA ANCÓN

Conformado por areniscas grises con alternancia de pelitas grises y de finos niveles de arena blanca, también puede aparecer conglomerados, calizas organogenas y las lutitas contiene foraminíferos con radiolarios. A 500 metros al sur de Anconcito afloran conglomerados conteniendo conchas de gasterópodos que no constituyen biocenosis sino tanatocenosis (G. Montenegro, B. Loo). Hacia el norte esta cartografiada como Formación Zapotal, su edad se estima entre Eoceno Medio y Eoceno Superior.

1.3.14. Formación TABLAZO

Estructurada por areniscas gruesas y calizas arenosas con bancos de conchillas que descansan en fuerte discordancia erosiva y en otras partes es angular, son depósitos de terraza marina de edad del Pleistoceno que descansan en fuerte discordancia erosiva y angular sobre rocas tanto cretácicas como terciarias de la península de Santa Elena.

Hay que dejar constancia que la acumulación de petróleo dentro de la península de Santa Elena se da en 5 formaciones geológicas: Socorro, Santo Tomás, Passage Beds, Atlanta y Santa Elena.

1.3.14.1. Tipo de fluidos producidos

Tabla 2

Características del fluido producido en la formación Atlanta

Formación Atlanta	Tipo Crudo	Ø [%]	K [md]	Resistividad [ohm-m]	Mecanismo de Empuje	
Calidad del crudo	39° API	Parafínico	4 - 13	0,5 – 4,5	30 - 100	Expansión por gas disuelto
Rocas sello: Formaciones CPB y PB, espesor área de interés de 250 zona oriental a 550 zona central						

Nota: Fuente Pacifpetrol S.A. 2023 – área producción.

Tabla 3*Características del fluido producido en la formación Socorro*

Formación Socorro (Lower Socorro)	Tipo Crudo	Ø [%]	K [md]	So [%]	Salinidad agua formación	Resistividad [ohm-m]	Mecanismo de Empuje	
Calidad del crudo	37° API	Nafténico-parafínico	24%	80	50	12.000 ppm	3 - 10	Expansión por gas disuelto

Trampas combinadas estructurales como estratigráficas, el tipo de crudo muestra similitud con los crudos del campo Pacoa, espesor de arena de 30 a 150.

Nota: Fuente Pacifpetrol S.A. 2023 – área producción.

1.4. Daño de formación / SKIN FACTOR / factor de daño

Si asumimos un flujo radial hacia el pozo, flujo pseudo-contínuo y condiciones de yacimiento ideales, podemos expresar una ecuación en términos de distribución de presión radial para un pozo de petróleo como:

$$\bar{P}_R - P_{wf}^* = \frac{141,2 q_o \mu_o \beta_o}{k_o h} \ln \left(\frac{0,472 r_e}{r_w} \right)$$

Donde;

$\bar{P}_R - P_{wf}^*$ = presión promedio – presión ideal

P_e = Presión a $r = r_e$ (psia)

P_{wf} = Presión a $r = r_w$ (psia)

r_e = radio de drenaje del pozo (pies)

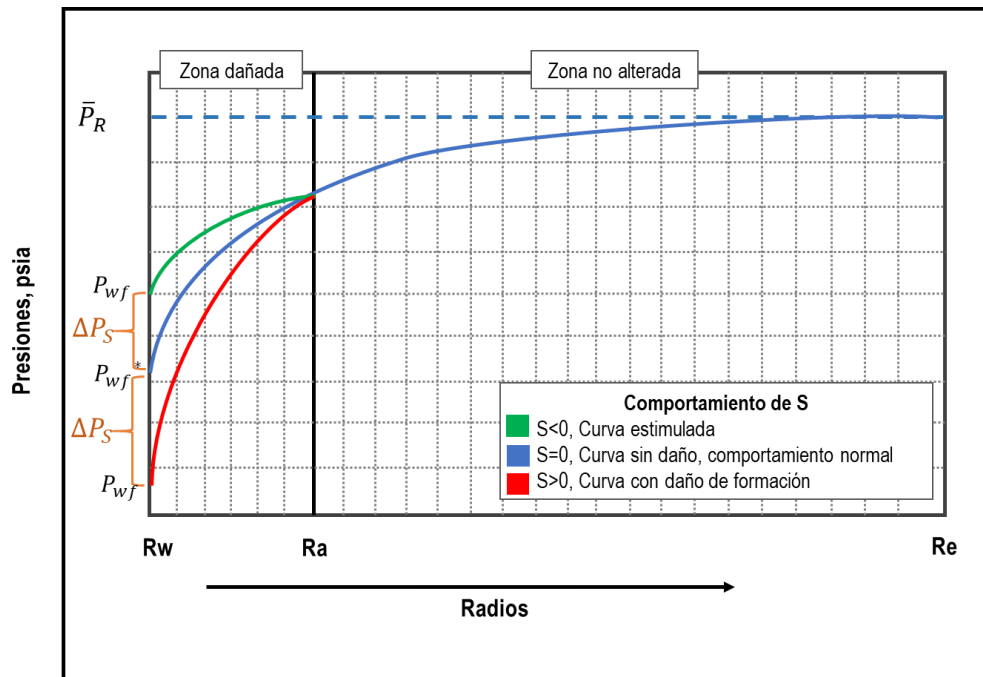
r_w = radio del pozo (pies)

Este modelo teórico se basa en modelos ideales, pero si nos enfocamos a la realidad podemos claramente identificar una zona alterada cercana a la boca del hoyo que durante la etapa de perforación y completación se puede filtrar fluidos y sólidos que alteran la permeabilidad de la formación, a esta intromisión y alteración del flujo desde el yacimiento hacia la boca del pozo se lo identifica como *factor de daño* o *Skin factor* en inglés, que es por definición la variación de flujo original desde la formación hacia la boca del pozo debido a alteraciones químicas o físicas por invasión de sólidos o fluidos externos.

La figura de curvas de presión presenta la distribución de presiones para un pozo en condiciones ideales, pero hay una disminución en un radio cercano a la boca del pozo, donde $P_{wf}^* - P_{wf}$ representa la diferencia entre la presión ideal y presión real debido a restricciones de flujo permeable ocurridos en dicho radio.

Figura 3

Variación de P_{wf} con respecto a su radio de drenaje y S



Nota: Rediseñado por el autor 2023 (Condit Salazar et al., 2009)

A esta diferencia se la conoce como ΔP_s , o variación de presión por efectos de daño. Aquí entra el término *factor de daño S*, el cual podemos definirlo como:

$$S = \frac{k_o h}{141,2 q_o \mu_o \beta_o} \Delta P$$

O, su equivalente en términos de ΔP_s como:

$$\Delta P_s = P_{wf}^* - P_{wf} = \frac{141,2 q_o \mu_o \beta_o}{k_o h} S$$

Ahora, si hacemos una equivalencia con la ecuación de distribución de presión, tendremos finalmente:

$$\bar{p}^2 - P_{wf}^2 = \frac{q_{sc} \mu_g Z T}{703 * 10^{-6} k_g h} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + S \right]$$

El factor de daño es un valor adimensional que si es negativo indica que ha habido estimulación y por ende mayor producción con respecto a una S positivo, que indica daño y restricción de flujo hacia el pozo. Ciertos autores asocian el factor de daño con la eficiencia de flujo (E_f) que se define como la relación entre la tasa de flujo real y la tasa de flujo ideal:

$$E_f = \frac{q_{real}}{q_{ideal}}$$

Si empleamos el gráfico de presiones asociada a S, podemos establecer:

$$E_f = \frac{\bar{p}_R - P_{wf}^*}{\bar{p}_R - P_{wf}}$$

El daño de formación se asocia a la alteración física, química e incluso bacteriana de la zona permeable que conecta los fluidos del reservorio hasta el pozo de producción, su origen puede desarrollarse desde los trabajos de perforación, cementación, cañoneo,

completación y reacondicionamiento (workover o estimulación), su presencia representa un problema económico y operacional indeseable que puede ocurrir incluso en la etapa

de producción del pozo. El factor de daño o skin factor en inglés se representa como un valor numérico adimensional que determina una variación en la producción de petróleo que pasa por los conductos porales del reservorio (permeabilidad y porosidad afectadas), si este valor es negativo indica que ha mejorado su tránsito por el reservorio hasta la boca del pozo, pero si es positivo indica que hay una restricción que impide que el petróleo fluya libremente a través de la zona poral. Estudios realizados indican que el daño de formación es reversible y puede mejorarse la productividad del pozo empleando técnicas que influyan en la arena del reservorio, canales porales o en los minerales contenidos en la arena (arcillas o precipitados).

Para poder determinar con mayor exactitud la presencia de un factor de daño y definir el método apropiado de tratamiento para reducirlo es necesario recabar información sobre pruebas de restauración de presión con tubería, registros de resistividad, históricos de producción y completación, pruebas y análisis de fluidos producidos. También es recomendable comparar la tasa de producción con pozosvecinos que produzcan de la misma arena productora, considerando que la presión de reservorio debe ser constante, pero si se denota bajo caudal de producción en alguno de ellos es un hecho de que ese pozo este afectado.

El factor de daño será positivo en los siguientes casos: invasión de fluidos, disparos parciales, flujo turbulento producido, fluido inyectado, producción de tres fases, cuando $P_e - P_{wf} > 1.000$ psi y cuando se cañonea a menos de 4 DPP. Sera negativo y favorable si: existe mini fracturas, el pozo es inclinado u horizontal y si el pozo tiene fracturas hidráulicas.

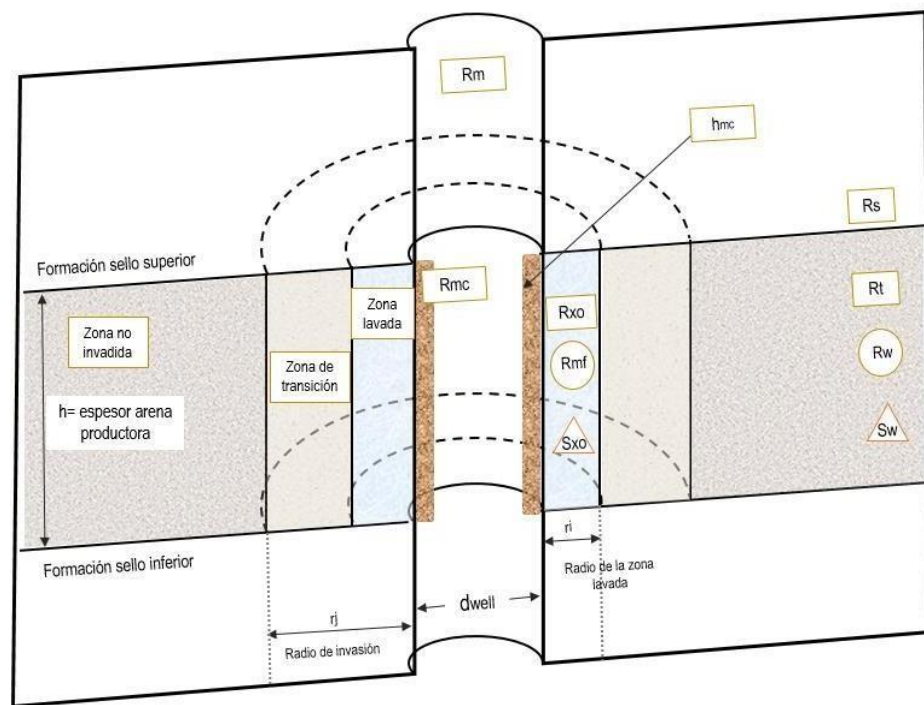
1.4.1. Daño por invasión de filtrado de lodo durante la perforación

En la perforación de un pozo la hidráulica juega un papel muy importante, más allá hay que tener precaución en manejar el tema de las presiones al perforar, si tenemos

en cuenta que la columna hidrostática puede manejarse como balanceada, sobre-balanceada o bajo-balance, cada una puede influir positivamente o negativamente en el área de invasión de fluidos (r_j) y sólidos hacia la zona del reservorio (r_i), otros factores que influyen es la tasa de perforación que influye en el tamaño de los cortes que se producen.

Figura 4

Zonas consideradas críticas al radio del pozo.



En donde:

Rm = resistividad del lodo

Rs = resistividad formación

Rmf = resistividad del filtrado de lodo

Rxo = resistividad de la zona lavada

ri = radio zona lavada

Rmc = resistividad de la costra de lodo

Rt = resistividad total

Rw = resistividad del agua

Sxo = saturación agua de la zona lavada

rj = radio zona de transición

Para que la invasión ocurra la presión de poro es menor que la presión del fluido que conforma la columna de lodo, el filtrado de lodo desplaza los fluidos móviles que existen en la formación dejando como resultado una zona lavada, una zona de transición y una zona no invadida.

El daño de formación se refleja en la reducción de la permeabilidad original de la arena y pueden presentarse de estas maneras más comunes:

- Invasión de gel viscosificado en la cara de la formación o dentro de fracturas naturales de la formación que conecten con la zona del hueco abierto.
- Cambios en la humectabilidad debido a los agentes químicos que componen el lodo de perforación, entre ellos podemos hablar de surfactantes o fluidos que componen los lodos base aceite.
- Reacción al filtrado de baja salinidad o con un alto pH, en este caso puede producirse un hinchamiento o dispersión y migración de finos debido a la disolución de la arcilla, feldespatos, micas o compuestos de hierro.
- Reacción de fluidos, el fluido filtrado de un lodo base agua puede contener iones divalentes de Ca y Mg, los cuales precipitan como carbonatos de calcio taponando los espacios porales.

Los métodos para demostrar su presencia son por lo general los registros eléctricos que presentan los valores de resistividad de las zonas de lavado y transición en donde están presente los fluidos saturados en la formación.

1.4.2. Daño por invasión de sólidos durante la etapa de perforación

Para que los sólidos puedan penetrar a los canales permeables y porosos de la formación deben considerarse factores como: tamaño de los poros de la formación, tamaño de las partículas contenidas en el fluido de perforación, sobrepresión en la cara de la formación (columna hidrostática sobre balanceada). Cuando los factores se favorecen los sólidos pueden penetrar y afectar la permeabilidad natural (zona ri), entre las causas más comunes tenemos:

- Taponamiento de canales permeables por material densificante proveniente del lodo como la bentonita o barita.
- Taponamiento de los canales permeables por los recortes finos producto del avance de la broca en la formación.
- Invasión de material sólido empleado para tratar la pérdida de circulación que ingresan en los espacios porosos y fracturas naturales.

El factor que origina los finos se debe a baja rata de perforación combinado con un alto ROP, formaciones no consolidadas, lodo contaminado o simplemente la detención de la circulación y sedimentación hasta la broca.

1.4.3. Daño durante la cementación

Cuando se realiza la cementación del área del pozo donde se encuentra la zona de interés se suele originar invasión de la parte acuosa de la lechada a la formación, originando daño por filtrado de cemento. La permeabilidad inicial se ve afectada por:

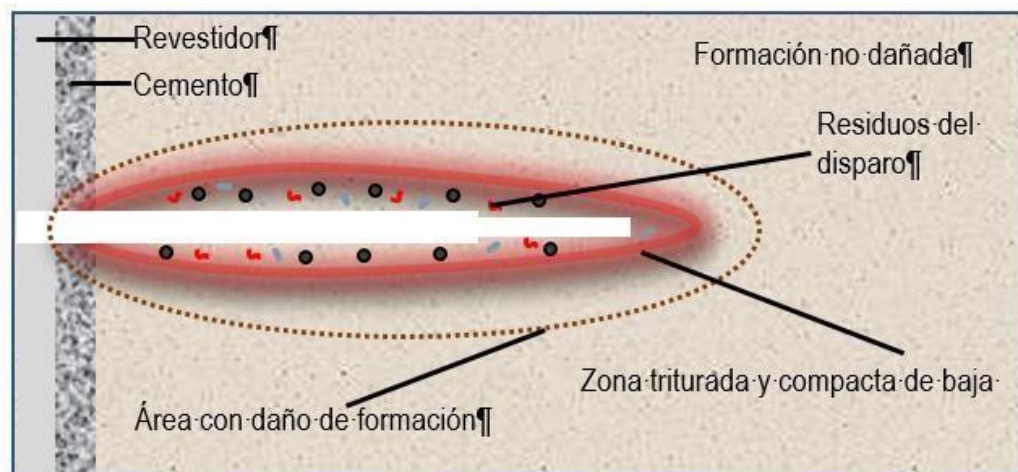
- *Hidratación del cemento con el agua de formación y reacción con la cal contenida produciendo cristalización en los espacios porosos.*
- *Reacción de la cal en el filtrado con silicio presente en la formación resultando en hidróxido de calcio o compuestos de silicato de calcio.*

1.4.4. Daño por el fluido de matado durante el cañoneo

Hay que tener presente que el fluido de matado debe estar lo más limpio posible ya que este será el que ingrese por los canales y fracturas que originen los disparos producto del cañoneo. En otra posición, si nos referimos al cañoneo, los residuos de las cargas explosivas y sólidos generados en el disparo pueden alojarse dentro de las aberturas recién creadas originando taponamiento, puede existir cristalización de la sílice debido a las altas temperaturas formando secciones que se pueden romper y migrar hacia los punzados taponándolos.

Figura 5

Representación del efecto de un disparo (cañoneo) de un pozo



Nota: Diseño recreado por el autor JC Lema

1.4.5. Daño debido al fluido producido

Durante la etapa de producción de un pozo pueden presentarse dificultades originadas por la composición de hidrocarburos de alto peso molecular, a estos tipos de sedimentos se los conoce como **escala** que pueden dividirse en *orgánicas* e *inorgánicas*.

Los compuestos orgánicos se conforman en dos grupos: parafinas y asfáltenos.

Ambos se presentan desde los puntos de disparo hacia la superficie, las parafinas se sedimentan debido al cambio de temperatura, en cambio los asfáltenos están en

suspensión en el crudo en forma coloidal y son muy sensibles al cambio de presión. Estos tipos de crudo pueden sedimentar si se mezclan con fluidos con valores de pH ácidos, filtrados de cemento (pH alcalino), con lodos de perforación y con los mismos fluidos de completación (Al-Yaari, 2013).

Como se mencionó anteriormente, estos compuestos se sedimentan y adhieren a los elementos metálicos del pozo o el área por donde son extraídos hasta la superficie como: puntos de los disparos, bombas electrosumergibles, standing ball, ID de los BHA de producción, tubing de producción, líneas de superficie, válvulas, etc.

Figura 6

Obstrucción y reducción de ID de las tuberías de producción



Nota: Imágenes tomadas de la web (<https://pabambiental.com/Soluciones/Petroquimica>) por lo general la composición de parafinas en un crudo puede ocasionar este tipo de problemas.

Los asfaltenos son solubles en benceno o tolueno e insolubles en n-pentano o n-heptano. Su presencia está asociada en crudos pesados, por lo que también se disuelven con keroseno. Durante trabajos de workover o mantenimientos preventivos de completaciones de fondo el casing productor es limpiado con herramientas acopladas con raspadores, cepillos, canastas y broca tónica, recirculado con píldoras de limpieza (Surfactantes) y fluido de control.

Los compuestos inorgánicos son de mayor dureza por lo que su remoción es más efectiva con métodos químicos, aunque se emplean técnicas de fresado, limado o raspado empleando herramientas que se adaptan al BHA de limpieza. Una vista más resumida de los compuestos y causas de su origen se presentan en la tabla inferior:

Tabla 4

Compuestos químicos que pueden sedimentarse en las tuberías

Depósito inorgánico	Fórmula	Acumulación por
Sulfato de Bario	BaSO ₄	Mezcla de salmueras, cambios de temperatura y presión
Carbonato de calcio	CaCO ₃	Mezcla de salmueras, cambios de temperatura y presión
Carbonato de hierro	Fe ₂ CO ₃	Mezcla de salmueras, cambios de temperatura y presión
Sulfato de calcio	CaSO ₄	Mezcla de salmueras, cambio de temperatura y presión
Óxido de hierro	Fe ₂ O ₃	Reacción química del oxígeno con hierro disuelto en el fluido
Hidróxido de magnesio	Mg(OH) ₂	Exceso de oxígeno, ingreso de fluido alcalino al pozo, altas temperaturas
Cloruro de sodio	NaCl	Evaporación del agua por altas temperaturas, saturación de sal en el fluido
Silicatos	SiO ₂	Cambio en la solubilidad debido al enfriamiento de las salmueras, caídas de presión
Sulfuro de hierro	FeS	Corrosión del equipo de pozo por contacto con crudo agrio o gas H ₂ S
Sulfato de estroncio	SrSO ₄	Mezcla de salmueras, cambios de temperatura y presión

Figura 7

Limpieza mecánica de tuberías afectadas por sedimentación de asfáltenos



Figura 1. Presencia de sólido asfáltico en casing de producción, requerida limpieza mecánica.



Figura 2. Presencia de capa de asfalteno en el ID de una tubería de circulación.

Nota: Imágenes tomadas del paper publicado por Mullins, (Mullins, 2006).

1.4.6. Daño por trabajos de estimulación

Los trabajos de estimulación están dirigidos a mejorar la calidad de la permeabilidad de la arena mediante el uso de agentes químicos limpiadores como ácidos o también mejorar el canal permeables de arenas como en este caso es el fracturamiento hidráulico que puede realizarse usando agua o geles, en este caso también puede hacerse una combinación de fractura + acidificación de la arena, para realizarse este tipo de trabajos es necesario estudiar la geomecánica de las rocas, espesor de la arena, caudal, presión a producir y área de incidencia así como las permeabilidades relativas versus las fuerzas de compactación de la arena.

Los daños pueden presentarse por incompatibilidad de la salmuera y el cambio de pH en una acidificación (ácidos empleados), esto acarrea la sedimentación de compuestos compatibles químicamente entre el agua y la sal, o en ocasiones el dióxido de carbono + Calcio de la formación y el agua.

Ta
Qu

Características sobre los trabajos de estimulación de pozos		
Tipo de estimulación	Fluido empleado	Posibles desventajas
Acidificación	<ul style="list-style-type: none"> Ácido fluorhídrico (reacciona a sílice, silicatos y calizas) Ácido Clorhídrico Ácido Sulfúrico Surfactantes Fluido de control 	<ul style="list-style-type: none"> Desprendimiento y acumulación de finos Precipitación de sólidos (Floruro de calcio CaF_2) Presencia de bacterias SRB Efectos de temperatura Cambios de permeabilidad
Fracturamiento hidráulico	<ul style="list-style-type: none"> Fluido base agua-gel Fluido base agua-agente apuntalante o de sostén (arena artificial) 	<ul style="list-style-type: none"> Desprendimiento y migración de finos
Fracturamiento ácido	<ul style="list-style-type: none"> Fluido base – ácidos (HCl hasta 200 °F y para mayor temperatura es recomendable Ácido Acético CH_3COOH o Ácido fórmico HCOOH) Fluidos de lavado y retardantes 	<ul style="list-style-type: none"> Emulsiones Alteración de la mojabilidad Conexión con acuíferos Cambios de pH

1.4.7. Daño por invasión de bacterias

Este caso muy peculiar ocurre cuando se tiene un pozo reinjector ya que en ciertas áreas la presión de fondo es insuficiente para generar fuerza de empuje desde el reservorio al pozo por lo que como método de recuperación secundaria se emplea la reinyección de fluidos, cuando no se tiene cuidados con la calidad del agua a inyectar puede ocurrir que bacterias de categoría anaeróbica puedan asentarse en tanques y líneas de flujo, estos pueden contaminar las paredes de los metales y generar residuos sólidos que al ser inyectados pueden tapar los espacios porales pudiendo acarrear

problemas de incrustaciones, presencia de H_2S – gas sulfhídrico, FeS – sulfuro de hierro y sulfatos. Los residuos y escala pueden viajar en el fluido hacia el pozo y cambiar el pH, generar sólidos indeseables y colapsar la cavidad permeable.

Con tamaños de 0,5 micrones por longitudes de hasta 100 veces ese valor fueron descubiertas en 1923, los tipos de bacterias que pueden aparecer en las facilidades de los campos petroleros son:

- **Sulfo-reductoras / Sulfato reductoras**
- Formadoras de mucílagos
- Ferro oxidantes
- Sulfuros oxidantes

La característica de las *Bacterias Sulfato Reductoras* (SRB) son del tipo anaeróbicas y puede desarrollarse en agua dulce y salobre (se ha evidenciado la presencia de bacterias en concentraciones de 100.000 ppm de $ClNa$), su presencia puede apreciarse por:

- Una gradual acidificación del agua de inyección por aumento de la concentración de sulfuros.
- Presencia de oxidación de las facilidades de superficie y de fondo que entre en contacto con el agua.
- Incremento de lectura de hierro (miligramos/litro) en pruebas de laboratorio.
- Caída de presión de inyectividad.
- Presencia de aguas negras y mucílago negro.

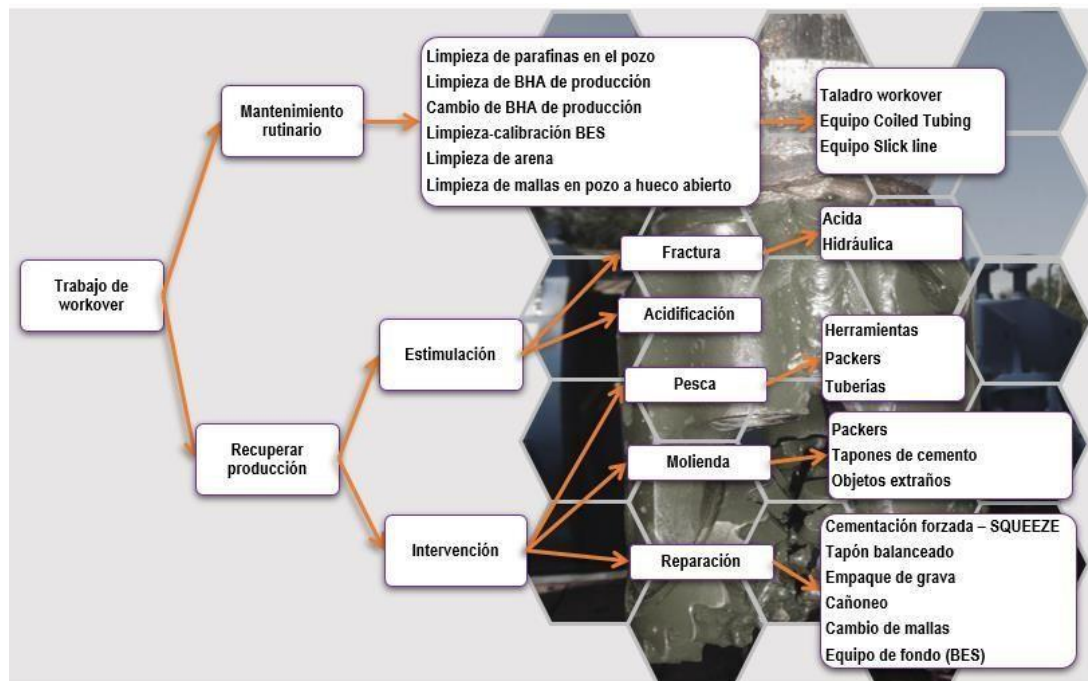
Su tratamiento para controlarlos es en base a bactericidas (biocidas), aunque pueden generar tolerancias a la dosificación y volverse resistentes.

1.4.8. Daño por trabajo de reacondicionamiento / workover

Para que una buena producción de petróleo se mantenga continua durante un buen periodo de tiempo y hasta que alcance su nivel de productividad máxima se debe invertir tiempo y recurso en un adecuado programa de mantenimiento en base a trabajos de workover que se elabora de acuerdo al conjunto de propiedades físicas y químicas de la formación y de los fluidos que contiene.

Figura 8

Clasificación de los trabajos de intervención a un pozo productivo



Nota: Cuadro desarrollado por el JC Lema – autor.

Los trabajos de reacondicionamiento o workover como se los conocen puede dividirse acorde a la finalidad de la operación como pueden ser de mantenimiento rutinario o de trabajos de recuperación de producción. Se ha elaborado un cuadro esquemático que detalla los trabajos más empleados en los campos petroleros de Ecuador, de los cuales pueden combinarse acorde a la complejidad y desarrollo del *programa de reacondicionamiento* aprobado por la *operadora de campo* (refiérase como *Operadora*

del campo a la Compañía que es dueña del contrato de explotación del Bloque concesionado).

El trabajo de reacondicionamiento no es el que genera el daño, es el mal procedimiento de la limpieza de sólidos en el fluido, cambio de pH, acidificación de la formación y la incompatibilidad de fluidos como el fluido de control.

1.5. Arcillas y sus consecuencias por la incompatibilidad de fluidos

La migración y acumulación de finos se produce generalmente por dos vías, *desde el pozo hacia el yacimiento o desde el yacimiento hacia el pozo*. Cuando se perfora el pozo, el lodo de perforación puede densificarse empleando compuestos en base a la arcilla como ingrediente de su preparación. El problema surge cuando esta arcilla o el material sólido resultante de la perforación ingresa a la zona de interés, refiérase a los puntos 1.4.1 y 1.4.2 para mayor información. Aunque si consideramos que el fluido de perforación o fluido de completación son incompatibles con el fluido del reservorio también puede generar alteración de las arcillas que se encuentran en los canales poralescercanos a la boca del pozo, generando el daño de formación (S+) por alteración del estado de las arcillas provocando que en el momento de producir el pozo por esa zona se desprenderán, hincharán o migrarán compuestos finos de arcillas hacia la boca del pozo generando taponamiento de los canales permeables del área.

Las arenas productoras del campo Gustavo Galindo Velasco contienen arcilla de tipo autigeno clasificadas en 4 tipos (Moran, 1999), estos tipos de arcillas se consideran a continuación:

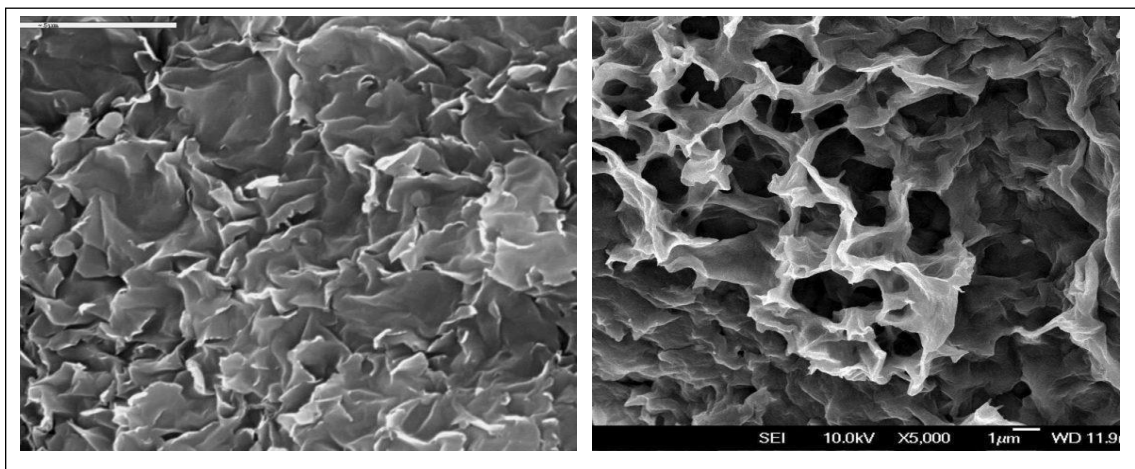
Tabla 6

Clasificación de arcillas presentes en el Bloque 2

Tipo arcilla	Elemento que varía su estado	Consecuencia
Caolinita	Altas tasas de flujo	Migración de finos
	Cambio de pH	
	Alteración iónica del medio	
Clorita	Sistemas ricos en oxígeno	Precipitados de hidróxido de hierro, silicato hidratado, escala de silicato
	Cambio de pH	
	Uso de HCl	
Esmectita (montmorillonita)	Uso de fluidos con agua fresca sin inhibidores	Hinchamiento por hidratación
	Altas tasas de flujo	
Illita	Uso de fluido de control en base de agua fresca sin inhibidor	Migración de finos (propensa a quebrarse)

Figura 9

Obstrucción de canales permeables por presencia de Esmectita

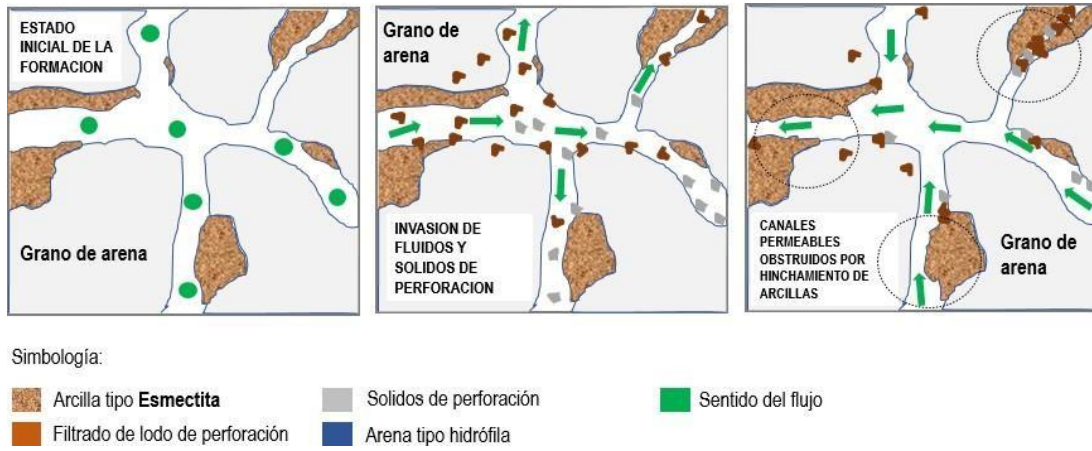


Nota: Barrido microscópico de una Esmectita - Sociedad Española de arcillas

(<https://www.sea-arcillas.es>).

Figura 10

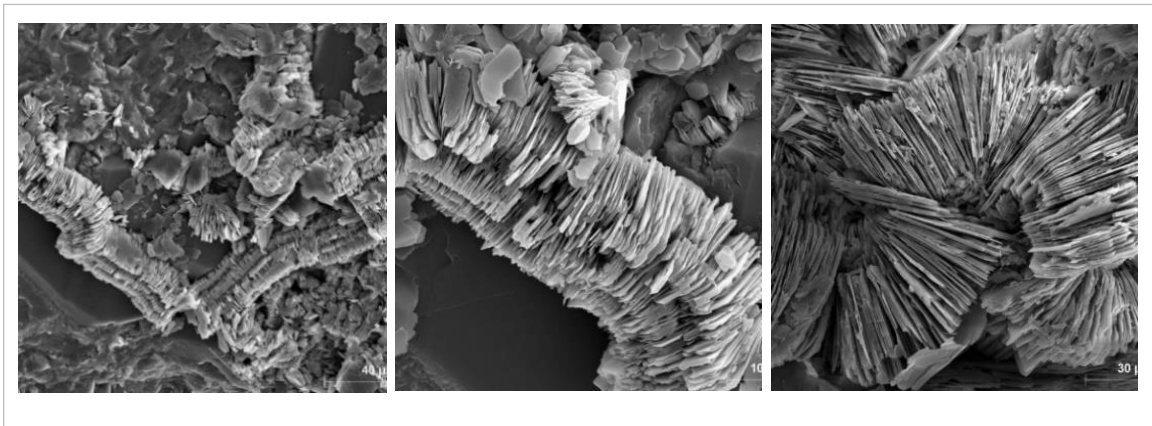
Obstrucción de fluido por alteración de Esmectita.



Nota: Imágenes recreadas para este trabajo. Autor JC Lema.

Figura 11

Obstrucción de canales permeables por presencia de caolinitas



Nota: Barrido microscópico de una Caolinita - Sociedad Española de arcillas

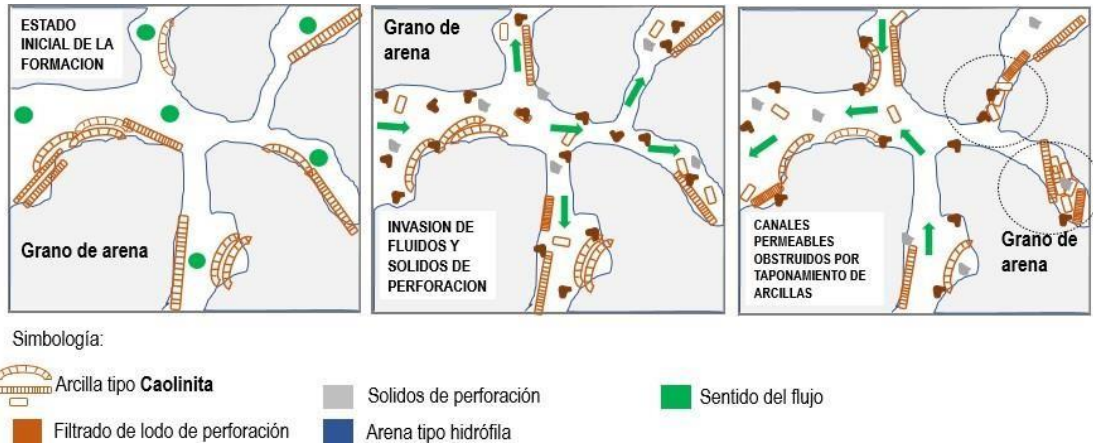
(<https://www.sea-arcillas.es>).

La Caolinita al reaccionar (hidratarse) con las moléculas de agua crece en volumen y puede desprenderse de la matriz y pasar a viajar por el medio poroso, esto puede acarrear acumulación en las zonas de tránsito y llegar a taponar estas vías

produciendo obstrucción de flujo y reduciendo la tasa de producción, el daño puede ser acumulativo y reflejarse en el historial de producción.

Figura 12

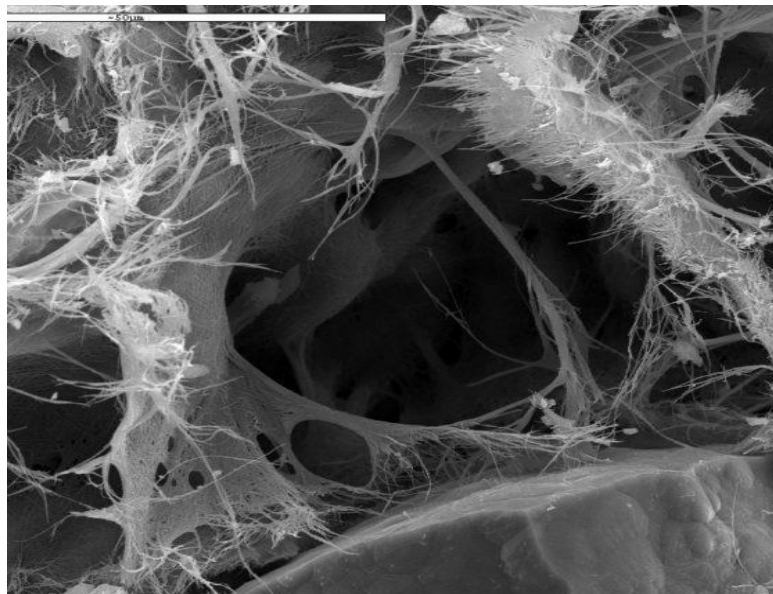
Recreación de la migración de Caolinita en los canales permeables



Nota: Imágenes recreadas para este trabajo. Autor JC Lema.

Figura 13

Obstrucción de canales permeables por presencia de illitas



Nota: Barrido microscópico de una Illita - Sociedad Española de arcillas (<https://www.sea-arcillas.es>).

Figura 14

Obstrucción de fluido por alteración de Illita en los canales permeables



Simbología:

- | | | |
|---------------------------------|------------------------|-------------------|
| Arcilla tipo Illita | Solidos de perforación | Sentido del flujo |
| Filtrado de lodo de perforación | Arena tipo hidrófila | |

Nota: Imágenes recreadas para este trabajo. Autor JC Lema.

Figura 15

Obstrucción de flujo por presencia de arcilla tipo clorita



Simbología:

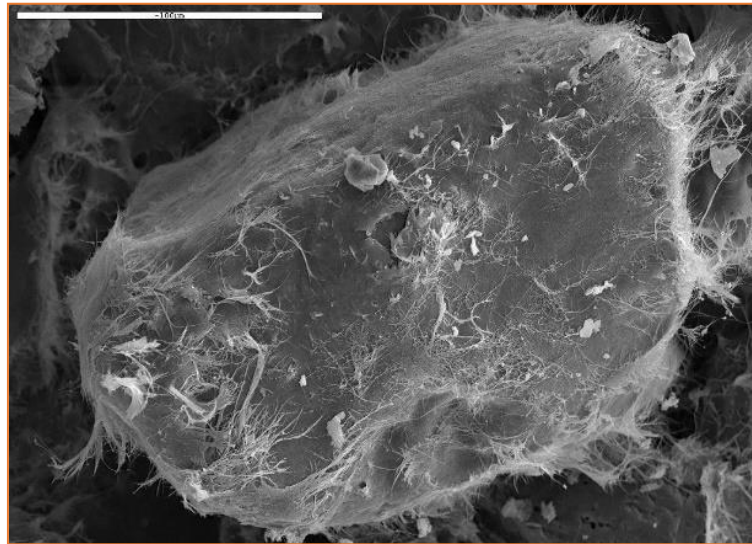
- | | | |
|---------------------------------|------------------------|---|
| Arcilla tipo Clorita | Solidos de perforación | Sentido del flujo |
| Filtrado de lodo de perforación | Arena tipo hidrófila | Escala, Silicatos, Hidróxidos de hierro |

Nota: Imágenes recreadas para este trabajo. Autor JC Lema.

La obstrucción por Clorita ocurre cuando el filamento de clorita por su naturaleza alargada reacciona químicamente con el agua y se desprende viajando y acumulándose entre más elementos del mismo tipo, si el fluido de control permite que la hidratación se mantenga la clorita puede sellar el canal permeable al ser una arcilla invasiva.

Figura 16

Barrido de microscopio de una muestra con arcilla tipo Clorita



Nota: Imagen superior tomada del archivo de la Sociedad Española de arcillas (<https://www.sea-arcillas.es>).

1.6. Productos de formulación más empleados en un fluido de control

Un reservorio que produce hidrocarburos es el bien más preciado para una Operadora de campo. Por lo que un fluido de completación que es empleado en el pozo debe priorizar la limpieza de residuos, mantener la presión hidrostática de manejo y sobre todo no alterar ni dañar la producción. Así como hay una variedad de operaciones y trabajos que se realizan en el pozo existen fluidos adecuados para ellos que a más de mantener la presión balanceada deben estar formulados adecuadamente con compuestos químicos que se agregan dependiendo de las características de la zona productora y que protejan el BHA y equipo de fondo del pozo.

En la actualidad los fluidos empleados en la perforación y completación de pozos son: fluidos de perforación (lodos), fluidos de completación (fluido de matado y especial), los packers fluids (fluidos de empaquetamiento) y los fluidos referentes a las píldoras de

limpieza (píldoras viscosas, surfactantes y las calientes). Otro punto relevante para el diseño del fluido de control es el ambiente a emplearse, no es lo mismo que preparar un fluido de control en el oriente o costa ecuatoriana (agua dulce contenida en ríos o estaciones de producción cercanas) que en costa fuera, su traslado o purificación genera costos por lo que se clasifica por su entorno: pozos en tierra, medioambientes sensibles, áreas urbanas, offshore y pozos de aguas profundas.

1.6.1. *Densificante*

Tabla 7

Saturación de sales en agua fresca

Máxima solubilidad de sales en 1 bbl (42 gal) de agua a T° ambiente.					
Sal	Solubilidad Peso%	Densidad (lb/gal)	Gravedad Especifica	Sal libras	Agua Galones
Cloruro de sodio - ClNa	26	10,0	1,200	109	37,27
Cloruro de potasio - KCl	24	9,7	1,164	98	37,03
Bromuro de Sodio - NaBr	46	12,7	1,525	245	34,51
Cloruro de Calcio - CaCl ₂	40	11,8	1,416	198	35,71
Bromuro de Calcio - CaBr ₂	57	15,3	1,837	366	33,19
Bromuro de Zinc - ZnBr ₂	78	21,0	2,521	688	23,24
Formiato de Sodio - HCOONa	50	11,1	1,329	231	28,16
Formiato de Potasio – HCOOK	78	13,3	1,595	434	14,98
Formiato de Cesio - HCOOCs	84	19,17	2,30	676,3	15,44

Nota: Referencia tomada del Manual de Fluidos de Completación (Schlumberger Company, 2006)

Inicialmente en las operaciones de explotación de petróleo en el Ecuador se manejaba el fluido de matado y posterior trabajo de workover basándose en salmueras que se componían de agua fresca (8,33 lbs/gal) agregándose sal que podía ser de

variados tipos: base de cloruro de sodio, cloruro de calcio o de cloruro de potasio, aunque también se podían usar sales de zinc, de bromuro o de yodo, aunque su desventaja es el costo a diferencia de las demás.

La densidad requerida de la salmuera depende de la presión hidrostática que requiere el pozo para que no suceda una arremetida o surgencia. Así también hay pozos que no tienen presión de fondo por lo que solo se emplea agua fresca con estabilizadores de arcilla, en este caso es más crítico ya que de seguro el fluido de control drenará hacia la formación (Schlumberger Company, 2006). Lo que sí es seguro es que el agua fresca que se emplea sea filtrada, como condición en los programas de workover es que su lectura de sólidos en suspensión es máxima de 20 NTUs.

1.6.2. Solvente Mutua

El solvente mutua es un compuesto químico empleado en tratamientos ácidos y como fluido de completación por su facilidad para mezclarse con el petróleo y agua, o como agente para el tratamiento de prevención o descomposición de emulsiones. Para la preparación de fluidos de control el más empleado es el etilenglicolmonobutilo (EGMBE), su nombre comercial puede variar a Musol, U-66, Butil Oxitol o Butil Cellosolve.

Sus beneficios son canalizar la humectabilidad por agua, mantiene en solución los inhibidores de corrosión y otros aditivos. Su propiedad más importante es de reducir la adsorción de los inhibidores de corrosión en partículas de arcilla no disuelta por ácidos.

1.6.3. Surfactante

Se emplean en la fase de producción como agentes de deshidratación, tenso-activos o de estimulación para recuperación mejorada como emulsionante. Los surfactantes tienen la capacidad de disminuir la tensión superficial cuando se absorben en una interfase líquido-gas, disminuir la tensión interfacial entre una fase líquido-líquido

siendo estos inmiscibles (petróleo-agua) y disminuyen el ángulo de contacto cuando se encuentran en una interfase líquido-sólido.

Los surfactantes se dividen en dos grupos: polar y apolar. Los que tienen afinidad polar se conocen como hidrofílicos que contienen heteroátomos como: O, S, N y P, presentes en grupos funcionales como alcohol, éter, ácido, sulfato, fosfato, aminas, amidas y sulfonatos. Los surfactantes de afinidad apolar se los conoce como hidrofóbica, por su afinidad por solventes orgánicos como hidrocarburos, aceites y grasas.

Para la preparación de fluidos de control se emplea el tipo de surfactante basado en Alquil-fenoles etoxilados que permiten el rompimiento de emulsiones y restauración de la mojabilidad de la roca. Los surfactantes están clasificados por el tipo de molécula en : No iónicos, Aniónicos, Catiónicos y Anfotéricos.

Los **surfactantes no iónicos** en solución acuosa no forman iones debido a que contienen cadenas de polímeros de óxidos de etileno o propileno fijadas a grupos hidrófilos por ejemplo los alcoholes o fenoles etoxiliados, por lo que no poseen carga. Su uso está dirigido a los fluidos de completación ya que permite reducir la tensión interfacial entre moléculas de agua y crudo, mantiene la humectabilidad favorable al petróleo, disuelve y remueve residuos de lodo.

Los **surfactantes aniónicos** al mezclarse en una solución acuosa se separan en un catión y un anión anfifilo. Se conforman por compuestos químicos como fosfatos, sulfatos, sulfonatos y fosfanatos. Se emplean como no emulsificantes (separación de fases).

Los **surfactantes anfóteros** pueden tener carga negativa, positiva o no tener carga de acuerdo al pH del entorno. Los grupos químicos que lo conforman son los sulfonatos de amina y fosfato amina.

Los **surfactantes catiónicos** se separan en el agua en cationes anfifilo y aniones. Se emplean como no emulsificantes, bactericidas e inhibidores de corrosión. Están compuestos de aminas.

1.6.4. Inhibidor de corrosión

Son compuestos de fuerte carga catiónica que dejan las superficies por las que pasan mojables al petróleo, en este caso son empleados para reducir la adherencia de material o compuestos propensos a generar corrosión. En los fluidos de control se emplean para proteger los BHA de fondo en situaciones de paro inesperado de la operación (molienda o pesca) o en instalaciones de superficie para proteger a las tuberías del traslado de fluidos altamente corrosivos.

1.6.5. Inhibidor de arcillas

Los inhibidores de arcilla trabajan evitando que las moléculas de agua hidraten a las capas de arcilla impregnada a la arena, restando su movilidad en los tramos permeables al hincharse y separarse de la matriz. Están compuestos por aminas policuaternarias o poliaminas. En trabajos de acidificación por lo general es recomendable enviarse en preflujo o como píldora antes del ácido fluorhídrico (HF) en concentraciones del 0,1% al 0,4%, ya que ciertas sales pueden reaccionar debido al cambio de pH, en otros casos la presencia de dióxido de carbono en la formación puede acarrear la precipitación de carbonato, por lo que es importante que la concentración del inhibidor no sea reducida.

1.6.6. Bactericida

Por lo general se emplea bactericida o Biocidas para evitar la propagación de bacterias anaerobias sulforeductoras (SRB) en el fluido de control, su dosificación es mínima pero efectiva. Las bacterias pueden generar la aparición de sulfuro de hidrogeno, generando baja del pH, corrosión o presencia de escala en tuberías.

1.7. Ecuaciones empleadas en el cálculo de volumen

- Cálculo de volumen en tanques cilíndricos verticales y rectangulares

$$Vc = \frac{\pi D^2 h}{4} ; \quad Vt = l * h * a$$

- Gradiente de presión

$$Gp \left(\frac{psi}{pie} \right) = 0,052 * peso\ del\ lodo\ (lpg)$$

- Peso del lodo

$$\delta_{LODO} \left(\frac{psi}{pie} \right) = \frac{G \left(\frac{psi}{pie} \right)}{0,052} ; \delta_{LODO} \left(\frac{psi}{pie} \right) = \frac{PH (psi)}{0,052 * TVD (pies)}$$

- Presión hidrostática

$$PH (psi) = 0,052 * \delta_{LODO} * TVD (pies)$$

- Profundidad

$$TVD(pies) = \frac{PH (psi)}{0,052 * \delta_{LODO} (lpg)}$$

- Capacidad de tuberías

$$C \left(\frac{bls}{pie} \right) = \frac{ID^2 (pulg)^2}{1029,4}$$

- Cálculo de volumen en tuberías

$$V (bls) = \frac{ID^2 (pulg)^2}{1029,4} * long.\ tubería\ (pies) ; V (bls) = C \left(\frac{bls}{pie} \right) * long.\ tubería\ (pies)$$

→ Volumen de desplazamiento de tubería

$$\text{Desplazamiento } D \left(\frac{\text{bls}}{\text{pie}} \right) = \frac{OD^2 - ID^2}{1029,4}$$

$$Vd (bls) = \frac{OD^2 - ID^2}{1029,4} * long. tubería (pies)$$

OD e ID están en pulgadas.

- Volumen anular en casing-tubería / open hole – tubería

$$Va (bls) = \frac{OD^2 - ID^2}{1029,4} * profundidad o sección de longitud (pies)$$

OD e ID están en pulgadas.

- Presión de formación

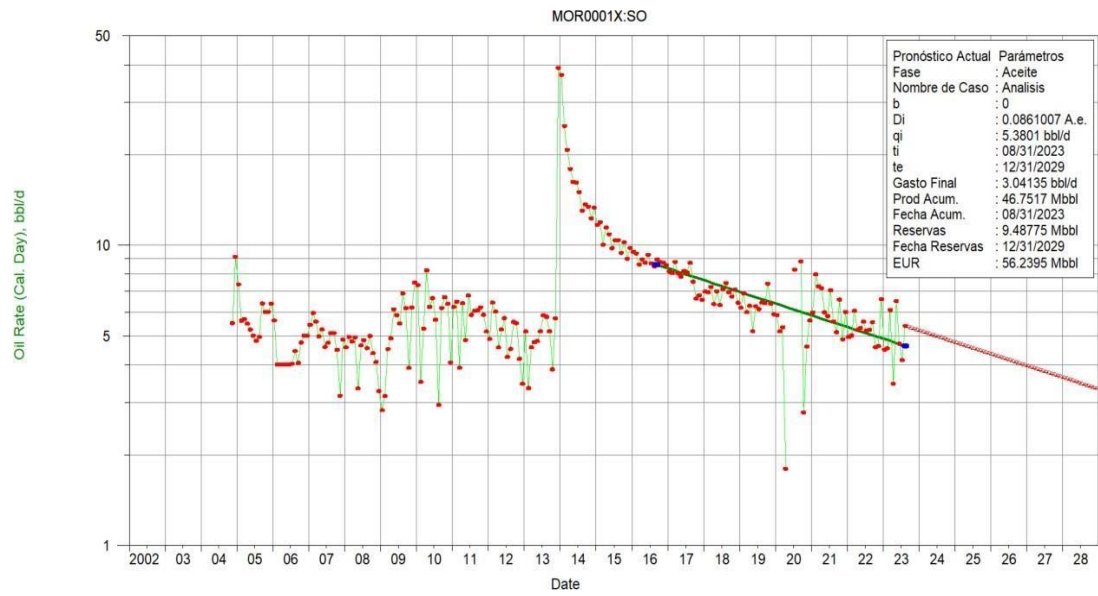
$$Presión de formación P_f = (0,052 * \delta_{LODO} * TVD) + P cierre tubería (psi)$$

1.8. Historial de producción del pozo candidato

El pozo escogido como candidato a estudio es el MORILLO 0001X, este pozo registra en el sistema informático de Pacifpetrol S.A. datos de producción desde el año 2004, la migración y actualización del almacenamiento de datos permite observar el comportamiento de producción del pozo que ha tenido varias etapas de producción que contrastan en un decaimiento de producción actual. Tenemos una primera etapa desde el año de registro 2004 hasta mediados del 2013 de 5 bpd promedio hasta que a mediados del 2014 debido a una estimulación en el pozo se da un incremento de un máximo de 40 bpd decayendo gradualmente hasta 6 bpd. Los registros de workovers realizados no se encuentran disponibles a excepción de los registros más actuales desde el 2020 donde exponen mantenimientos de la completación de fondo y limpieza del pozo.

Figura 17

Historial de producción pozo Morillo 0001X



Nota: Imagen provista por el departamento de producción de Pacifpetrol S.A.

CAPITULO 2 : METODOLOGIA

Este proyecto está definido como una investigación del tipo experimental con un enfoque cuantitativo basándose en muestras iniciales de petróleo de los pozos Morillo (MOR0001x, MOR0002X, MOR0004X, y MOR0005X), Ancón (ANC1459) y de los estudios de núcleo también como de los fluidos de control aplicados a los pozos Ancón (ANC0319, ANC0339, ANC0320) pertenecientes al campo Gustavo Galindo zonas norte y sur. Las muestras serán sometidas a pruebas de laboratorio en base a una formulación que ya es empleada en campo (pozos zona sur ANC0319, ANC0339, ANC0320).

Considerando las propiedades petrofísicas de la arena, se debe recrear la nueva formulación tomando de base el fluido de control usado, se categorizará n-muestras y n-formulaciones disminuyendo y maximizando el volumen de surfactante (agente tensoactivo) e inhibidores de arcillas para recrear un fluido de control especial aplicable en los trabajos de mantenimiento o workover en la etapa de desplazamiento final.

El propósito de recrear un fluido de control especial es minimizar la afectación de la arena productora y que decaiga el flujo de petróleo producido. Este estudio prevé será de guía o referencia para futuras pruebas de compatibilidad que cualquier estudiante o profesional desea realizar, ya que es de conocimiento que la industria del petróleo requiere permanentemente de pruebas de laboratorio con muestras de pozos antes de aplicar un fluido de control específico, las empresas prestadoras de servicios emplean tiempo y recursos en balancear los fluidos de control entre la *efectividad y los costos*, he aquí la importancia de conocer y de alguna manera fiscalizar el potencial de un fluido de completación, ya que también es recomendable el manejo de la operación de workover con un fluido de control más sencillo que el fluido de control especial (relación de costos), a estos tipos de fluidos se lo conoce en el mercado como *fluido de control convencional*.

En base a la referencia bibliográfica se ha profundizado en el tema de las arcillas, el crudo producido en Ancón comparte cierta similitud con el petróleo de Talara, Perú. La producción de este tipo de petróleo se asocia a depósitos del eoceno que se alojaron en lo que hoy se conoce como Cuenca Progreso, en la actualidad se ha fijado por mirar hacia los depósitos que se encuentran costa fuera, encontrándose yacimientos de gas e hidratos de metano frente a las costas de Perú, y en Ecuador se ha logrado explotar gas del golfo, a futuro se espera que la industria crezca en la exploración y explotación de hidrocarburos, y he aquí que este trabajo deja un aporte que acerque al estudiante a los ensayos de compatibilidad para pozos de petróleo.

2.1 Área de estudio y muestra

El desarrollo del trabajo de investigación se localiza en los pozos productores de la zona de Morillo perteneciente al Bloque 2 – Gustavo Galindo Velasco, pozos MOR0001x, MOR0002X, MOR0004X, pertenecientes al sector norte del campo. Los pozos producen fluidos de la arena Socorro con características petrofísicas: BSW 0,05%, salinidad entre 31.680 ppm y 34.155 ppm y un API de 43 a 45°.

2.2 Recolección de información

La información requerida pertenece al historial de producción y el historial de mantenimiento mecánico, los datos petrofísicos de la arena productora y el tipo de fluido de completación aprobado para uso como fluido de control. Toda la información será recabada y recopilada en las instalaciones de la base Pacifpetrol S.A., debido a su carácter de privado y confidencial. Los antecedentes geológicos serán tomados de papers y base de datos de la empresa.

Para el desarrollo de las pruebas de compatibilidad se emplearán los manuales técnicos de los equipos, procedimientos de seguridad en laboratorio y bajo la Norma API

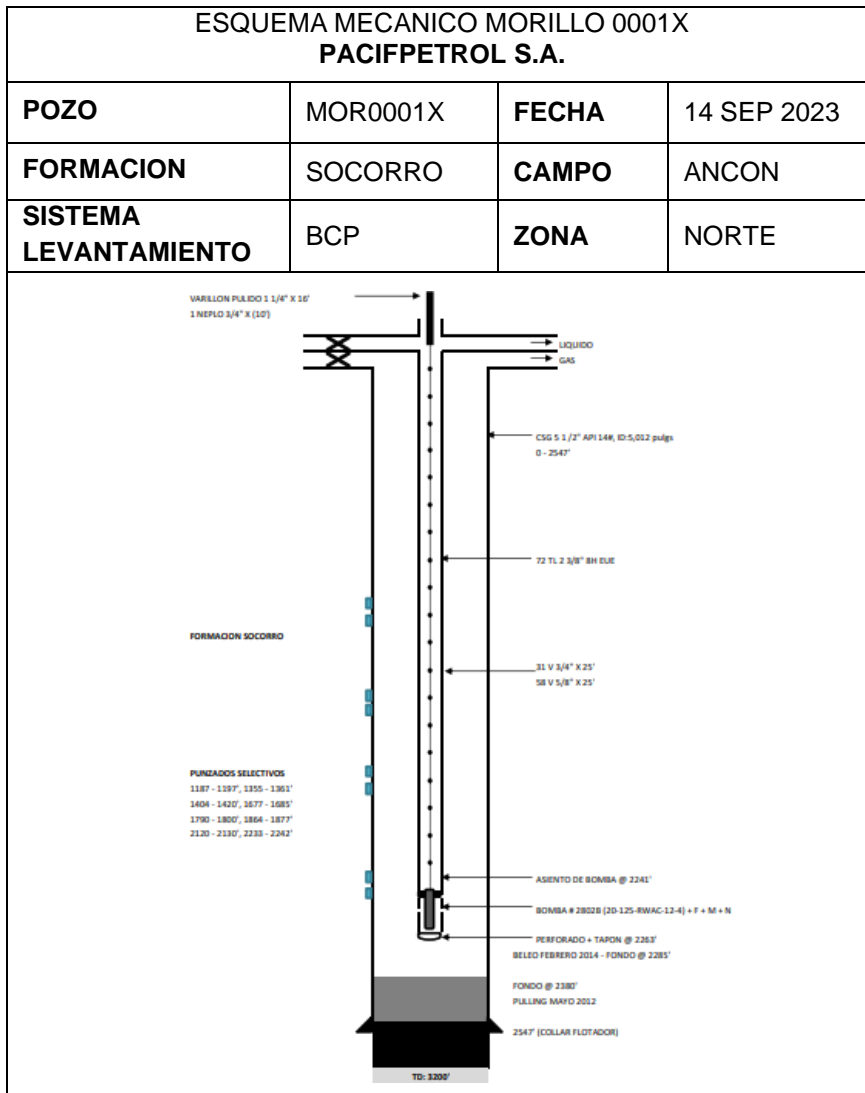
RP 42B, manteniendo que las muestras cumplan el 100% de los procedimientos de laboratorio en los porcentajes de mezcla y peso de las soluciones.

2.3 Condiciones mecánicas del pozo

Morillo 0001X denominado MOR0001X, fue perforado en el año 2.004 bajo condiciones de prestación de servicios bajo la supervisión de Pacifpetrol S.A., generando un caudal de 30 barriles de crudo diario de 43,6° API con un BSW de 0,05%, la permeabilidad de la arena esta alrededor de 80 md y con porosidad de 23%.

Figura 18

Esquema mecánico pozo MOR0001X



2.3.1 Volumen de trabajo

Empleamos los datos del esquema mecánico expuesto en la figura 11, empleamos la ecuación:

$$V (bbl) = \frac{ID^2 (in)^2}{1029,4} * longitud\ tuberia (ft)$$

En donde consideramos:

Fondo de trabajo: 2.280 ft

ID del casing: 5,012 in.

Entonces tenemos;

$$V (bbl) = \frac{(5,012)^2 (in)^2}{1029,4} * 2.280 (ft)$$

$$V (bbl) = 55,64\ barriles$$

Consideraciones:

- La capacidad del pozo es de 56 barriles, considerando un margen de seguridad completaría los 70 barriles (25% adicional del **V** real).
- Hay que tomar en cuenta que si se desea recircular el pozo incluyendo un tren de píldoras hay que incluir un volumen de 20 barriles de agua fresca y luego el fluido de control especial.

2.4 Síntesis de información

Para una adecuada síntesis se debe partir de la agrupación de datos e información que podamos reunir de la base de datos del pozo, en ciertos casos al ser de uso confidencial se va a presentar en cuadros o tablas resumidas.

Antes de proceder con las pruebas de compatibilidad se necesita elaborar un

cuadro esquemático con las propiedades físico – químico de los reactivos empleados en

base a los MSDS de los productos empleados. Los equipos deben ser revisados y garantizar su calibración con el técnico supervisor de laboratorio para garantizar una confiabilidad de los resultados.

2.5 Referencias de seguridad personal en campo

Debido al ambiente de inseguridad y lejanía de los pozos de las áreas pobladas es recomendable mantener ciertas normas de convivencia y prevención de riesgos al movilizarse en el campo:

- Mantener un perfil bajo y realizar los muestreos de los pozos con personal de la empresa manteniendo el no destacar, ni usar accesorios que generen interés por personas dueñas de lo ajeno.
- Al movilizarse en los vehículos siempre registrar en bitácora de garita el punto de destino y nombres de los ocupantes.
- Mantener un respaldo de la información electrónica y en lo mínimo exponer computadoras a la vista en los vehículos.
- Emplear los envases adecuado para el traslado de las muestras de petróleo y revisar el sellado de las tapas.
- Llevar los documentos básicos para identificarse dentro y fuera de la base.
Ejemplo: cedula de identidad, licencia de conducir, registro de vacunación básica y anti covid.
- Emplear el EPP requerido de acuerdo al evento y lugar necesario, puntos de muestreo, laboratorio, área de la base y en lo mínimo expóngase con el uniforme de trabajo fuera de la locación.

2.6 Equipos e instrumentos para prueba de laboratorio

El área de laboratorio cuenta con normas de comportamiento y seguridad acorde a los equipos y utensilios de limpieza empleados. Para el desarrollo de las pruebas de compatibilidad se emplearán equipos energizados y generadores de calor, por lo que referirse a los manuales de operación es necesario para familiarizarse con su uso. Los equipos a emplearse son:

2.6.1 Turbidímetro

Un turbidímetro es empleado para medir las partículas sólidas suspendidas en un líquido, presentando valores de NTU (Nephelometric Turbidity Unit), su principio de funcionamiento se basa en medir las partículas en suspensión mediante un haz de luz (lampara interna) y un detector sujeto a 90° con respecto al haz inicial. El valor de NTUs indica la densidad de partículas suspendidas en la muestra indicando el nivel de turbidez.

Figura 19

Turbidímetro de aplicación en campo



Nota: Equipo calibrado en laboratorio BJ Services.

En campo se requiere de un turbidímetro para medir la calidad del agua, el procedimiento de operación en campo requiere que, para la preparación de fluido de control, el agua debe arrojar un *valor de máximo 20 NTU's*, si el agua tiene un valor

superior es necesario filtrar el volumen requerido. Para las pruebas de compatibilidad en laboratorio se empleará agua destilada.

2.6.2 Balanza electrónica

Los compuestos sólidos como la sal tienen una presentación de sacos de 45 kilos, la cantidad a emplearse en la densificación del fluido de control depende de la presión hidrostática que se necesita para estabilizar el pozo o como agente estabilizador de arcillas (1% a 2% de concentración). Debido a los pesos que se necesitan para la preparación de la muestra es pequeño se emplea la balanza electrónica para mayor exactitud.

Figura 20

Balanza Electrónica



Nota: Equipo calibrado en laboratorio BJ Services.

2.6.3 Instrumentos de medición

La composición de químicos como surfactantes e inhibidores dependen de la composición que indique la formulación, para ellos se requerirá el uso de pipetas y probetas o micrómetros.

Para la mezcla del agua con la sal se necesitará vasos de precipitación y agitadores metálicos. Siempre mantener el etiquetado de las formulaciones y los envases

de ensayos. Se recomienda el uso de un cronometro o reloj con alarma para controlar los tiempos que requiere el calentamiento de las muestras durante el ensayo.

2.6.4 Equipo baño maría

La temperatura de trabajo bordeara los 90 °C tal como indica la norma API RP 42B, por lo que hay que tener paños absorbentes de algodón para sostener y manipular las botellas de vidrio. Durante la desgasificación mantener una distancia adecuada del rostro, los vapores pueden acumularse debido al grado ligero del petróleo y evaporarse en conjunto con el agua, por lo que ciertas muestras estarán con presión de vapor acumulado. Recuerde manipular con cuidado el material de vidrio, sea atento con el nivel de agua necesario dentro del equipo.

Figura 21

Equipo baño maría



Nota: Imagen cortesía quimicompany, Bogotá

2.6.5 Botellas de prueba

Las botellas a usarse para las pruebas se recomiendan sean de vidrio con tapa esterilizadas y lavadas con detergente para sacar restos oleos que hayan contenido y no alterar los resultados. El tamaño recomendable es de 100 ml para la prueba.

Figura 22

Botellas de prueba de 100 ml



2.6.6 Indicador pH

Se recomienda un lector de pH electrónica para registrar el valor más aproximado de la muestra. El procedimiento de medición de pH es preferible sea supervisado por el encargado del laboratorio para evitar errores, recordar que el equipo debe estar calibrado. El pH de un fluido de control en este caso debe estar en el valor de 6 a 7, en ciertos casos varias sales como el cloruro de amonio suelen acidificar la salmuera debido a su composición (amonio) y su condición reactiva con otros elementos, por lo que es muy necesario mantener un control del pH con el que se trabaja ya que su alza o baja puede crear precipitaciones de sólidos dentro del pozo o al contacto con los fluidos del yacimiento.

Figura 23

Equipo pHmetro electrónico, calibrado con solución Buffer 7



Nota: Indicador de pH electrónico, BJ Services.

2.6.7 Materiales de limpieza

Los materiales para limpiar las botellas, vasos, probetas y embudo de decantación son los paños y cepillos mezclados con una solución de detergente, no olvidarse que el manipular agua jabonosa y materiales de vidrio es muy delicada por su facilidad a resbalarse de las manos. El secado de los materiales de limpieza es de la misma manera que los materiales de vidrio remojándose y enjuagando con abundante agua hasta perder signos de petróleo. Se recomiendan usar limpiadores a base de detergentes, en ciertos casos es recomendable lavar primero los frascos con un solvente como gasolina para tratar de evacuar el crudo de las paredes internas de las botellas y no tener lecturas erradas en las pruebas.

2.6.8 EPP

La protección personal es muy importante tanto en campo como en laboratorio, para el proceso de muestreo es requerido el overol de trabajo, casco, botas, guantes y gafas. En laboratorio el equipo de protección personal se norma de acuerdo al producto a manipular, el etiquetado HMIS 3 identifica el EPP que se requiere emplear para su manipulación. Mantener en un lugar cercano los documentos MSDS para su referencia en cualquier momento o refiérase al encargado del laboratorio para mayor información.

Figura 24

Etiqueta HMIS III

SISTEMA DE IDENTIFICACIÓN DE MATERIALES PELIGROSOS	
ÍNDICE DEL PELIGRO	ÍNDICE PERSONAL DE PROTECCIÓN
4 = PELIGRO SEVERO	G
3 = PELIGRO SERIO	H
2 = PELIGRO MODERADO	I
1 = PELIGRO LEVE	J
0 = PELIGRO MÍNIMO	K
	X
	A
	B
	C
	D
	E
	F
	A
	n
	o
	p
	q
	r
	S
	t
	u
	w
	v
	Z

2.7 Norma API RP 42B – Análisis de compatibilidad

Según el procedimiento recomendado bajo las normas API para las pruebas de laboratorio: Surfactantes para estimulación de pozos, nos referiremos a la sección B – punto 1 donde nos muestra el procedimiento:

Tabla 8

Tabla Procedimiento para prueba de compatibilidad API RP 42

Procedimiento API RP 42	
1	Preparar las muestras y fluido de prueba acorde a la formulación deseada, etiquetar e identificar plenamente cada frasco
2	Definir temperatura del equipo baño maría a t° promedio de reservorio (aproximado > 80°C)
3	Si la muestra se encuentra entre 5° - 15° API, precalentar durante 1 hora para agilizar su viscosidad.
4	Preparar y medir en las botellas de vidrio con la muestra 25, 50 y 75 ml de crudo, completar el aforo de 100 ml con fluido de control. Considerar que cada formulación corresponde las 3 medidas de muestra 25 Oil / 75 FC, 50 Oil / 50 FC y 75 Oil / 25 FC.
5	Agitar las muestras manualmente o mecánicamente durante 1-3 minutos para incitar una emulsión provocada.
6	Colocar las botellas de vidrio con muestra en el equipo baño maría a la temperatura de prueba (aproximadamente > 80 °C). Recuerde que deben estar bien etiquetadas, considere que el vapor de agua puede despegar cintas adhesivas. Emplee doble capa de cinta transparente sobre las tiras de papel.
7	Registrar en la hoja de prueba a los tiempos de 2,5,7, 10, 15, 30 y 60 minutos el estado de las muestras: claridad del agua, calidad de separación de fases, separación tope y separación base
8	Tomar registro de todas las muestras a los tiempos especificados, una vez finalizado el registro de la última muestra continuar el tiempo de calentamiento. Recomendación: Tener en cuenta la pérdida de temperatura del agua.
9	Realizar un registro completo incluyendo el fotográfico al finalizar la hora de prueba.
10	Repetir el procedimiento para las otras muestras existentes.

CAPÍTULO 3 – PRUEBA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

3.1 Procedimiento experimental

3.1.1 Muestra y caracterización

El crudo empleado como muestra pertenecen del Pozo: MOR0001X (Morillo 0001X), posee un BSW% de 0,05%, por lo que el volumen de agua de formación es mínimo. El método de decantación es el procedimiento más empleado para separar el agua contenida en la muestra de crudo, entonces:

Tabla 9

Caracterización del crudo MOR0001X

Caracterización de muestra (crudo parafínico)	
API	43,6° @ 60°F
BSW	0,05%
Sedimentos	No presente
Salinidad	14.850 ppm
Compuestos Saturados	52%
Compuestos Aromáticos	40%

Nota: Datos proporcionados por Pacifpetrol S.A. 2024

3.1.2 Productos químicos para la prueba de compatibilidad

Tabla 10

Productos químicos para la formulación de fluidos de control

PRODUCTOS BJ FLUIDS			
Denominación	Presentación	Compuesto	Concentración
Preda Amonium	Saco 110 Lbs	Densificante	1% por 1000 ml
Preda-surf no ionic	Galón	Surfactante no iónico	1.000 µlitro
Preda-stab 300 nt	Galón	Inhibidor	1.000 µlitro
Preda-clean 102	Galón	Solvente Base Terpenos	1.000 µlitro
Preda-solvent 110	Galón	Solvente mutual	1.000 µlitro
Preda-cide	Caneca 20 litros	Biocida	600 µlitro

Nota: Fuente provista por Empresa de servicios petroleros BJ Services

3.1.3 Formulaciones propuestas para la prueba

Tabla 11

Formulaciones propuestas para someterse a prueba de compatibilidad

FORMULACIÓN CON RELACIÓN 50/50						
Compuesto	Dosis	BLANCO	F1	F2	F3	F4
Agua	ml	999	+/- 998	+/- 996	+/- 994	+/- 994
Preda Amonium	%	1%	1%	1%	1%	1%
Preda-surf no ionic	gpt	--	1	2	3	4
Preda-stab 300 nt	gpt	--	1	2	2	2
Preda-clean 102	gpt	--	--	--	2	2
Preda-solvent 110	gpt	--		6	6	6
Preda-cide	gpt	--	0,6	0,6	0,6	0,6

Nota: Formulaciones propuestas por JC Lema-Autor.

3.1.4 Procedimiento de Prueba de Compatibilidad usado

Aplicando el concepto del punto 2.7 se procede a realizar la prueba de compatibilidad por la Norma API RP 42B, detallando el procedimiento de la siguiente manera:

- Se preparan 4 formulaciones más un fluido BLANCO acorde a las formulaciones planteadas en la tabla 3-3, tener precaución en la dosificación de los aditivos.
- Encender el equipo baño maría (80 °C), prepara la balanza electrónica, agitador, probetas, pipeta micrométrica y botellas de prueba de 100 ml.
- Referente a las concentraciones, para el densificante se considera la concentración de 1% por 1.000 ml de fluido, es decir se considerará entonces 10gramos de densificante (la relación es acorde a las unidades de la densidad del agua grs/ml) en 1.000 ml de agua fresca (medir NTUs).
- Revisar las botellas de prueba, tapa y sello en buen estado. La prueba a realizarse es de relación 50/50, es decir se aforará a 100 ml repartidos en 50 ml de fluido preparado + 50 ml de crudo, aforarlo hasta los 100 ml.

- Etiquetar cada muestra, agitar mecánicamente o manualmente durante 2 minutos. Registrar estado.
- Colocar inmediatamente las botellas en el equipo Baño María, registrar su estado a los 1, 3, 5, 10, 15 y 30 minutos.
- Registrar por cada tiempo la claridad de la fase acuosa, la humectabilidad de las paredes y del fondo del envase, interfase definida o no, y velocidad de separación.

3.1.5 Prueba de Laboratorio

3.1.5.1 Prueba de compatibilidad – Formulaciones vs resultados

Tabla 12

Resultados de separación tiempo vs velocidad separación

Tiempo vs velocidad de separación					
Tiempo (min)	BLANCO	F1	F2	F3	F4
0	---	40	50	50	60
1		60	80	80	100
3		100	100	100	100
5		100	100	100	100
10		100	100	100	100
15		100	100	100	100
30		100	100	100	100
60		100	100	100	100

Nota: El rango de calificación es de 0 a 100, desarrollado por JC Lema-Autor

Se aprecia claramente que la formulación 4 tiene una velocidad de separación rápida (revisar en los anexos), aunque la velocidad de separación es un buen punto de consideración no es el parámetro principal que define la efectividad del fluido de control, la formulación en BLANCO no presenta separación por lo que sus valores se mantienen sin calificar.

Tabla 13

Resultados del fluido de control óptimo mediante análisis visual

Aspectos visuales - Resultados					
Características	BLANCO	F1	F2	F3	F4
Humectabilidad Tope	Bueno	Muy Bueno	Muy Bueno	Bueno	Bueno
Humectabilidad Base	Muy Bueno	Muy Bueno	Muy Bueno	Muy Bueno	Muy Bueno
Claridad del agua	Malo	Muy Bueno	Muy Bueno	Muy Bueno	Muy Bueno
Velocidad de separación	Malo	Muy Bueno	Muy Bueno	Muy Bueno	Bueno
Interface	Bueno	Muy Bueno	Muy Bueno	Bueno	Bueno
Sedimentos	No	No	No	No	No

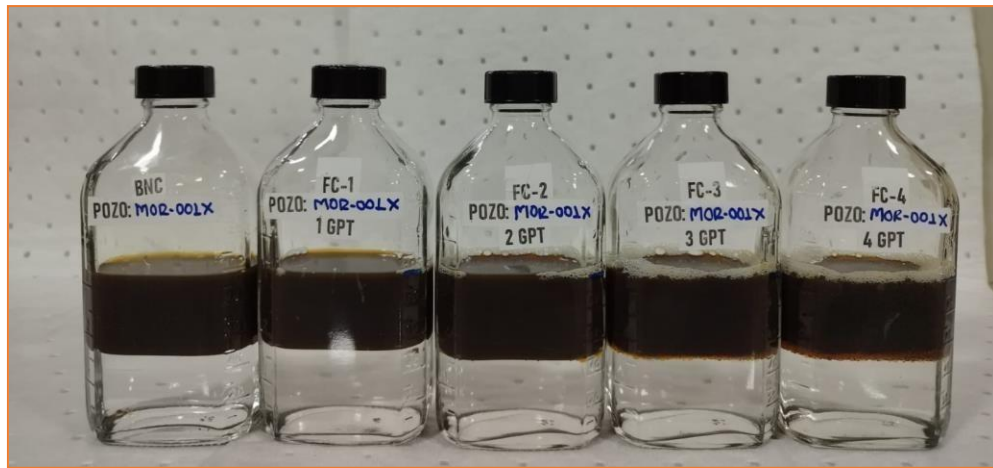
Nota: Resultados obtenidos luego de la prueba por JC Lema-Autor

La humectabilidad de la base y tope no deben presentar adherencia del crudo una vez que se gire el envase, por otra parte, la interface debe mantenerse durante la prueba de humectabilidad, sin cambios en su línea de separación.

3.1.5.2 Prueba de compatibilidad (parte 2)– Registro gráfico de muestras

Figura 25

Estado inicial de las muestras antes de la prueba de compatibilidad



Nota: Muestras dosificadas previo inicio de la prueba de compatibilidad, JC Lema-Autor

Figura 26

Muestras luego de la prueba de compatibilidad 60 minutos



Nota: Resultados obtenidos luego de la prueba por JC Lema-Autor

3.1.5.3 Prueba de compatibilidad (Parte 3) – Formulaciones favorables

Tabla 14

Formulación en BLANCO usada como referencia

MUESTRA REFERENCIA - INICIAL			
Resultado: BLANCO	Formulación BLANCO, 50 ml de muestra preparada vs 50 ml de crudo		
	Denominación	Compuesto	Dosificación
	Preda - Amonium	Densificante	1% , 10 gr x 1.000 ml
	Preda – surf no ionic	Surfactante no iónico	NO USADO
	Preda – stab 300 NT	Inhibidor	NO USADO
	Preda-clean 102	Solvente Base Terpeno	NO USADO
	Preda – solvent 110	Solvente Mutual	NO USADO
	Preda – cide	Biocida	NO USADO
	Agua fresca	Solvente	999 ml

Nota: Química empleada en la formulación en BLANCO desarrollada por JC Lema-Autor

La formulación en blanco nos sirve para poder observar el comportamiento del crudo en contacto con un fluido de control netamente básico (densificante añadido). Este tipo de fluido se empleaba en la antigüedad para todos los pozos de crudo (pozos del

orientado incluidos) en donde se deseaba controlar el pozo y el aporte de agua de formación era muy bajo como para poder almacenarlo y controlar (matar) el pozo durante una intervención de un workover. A simple vista el resultado obtenido indica una claridad del agua muy mala presentando partes emulsificadas de crudo con el agua con una línea de interface levemente definida y una humectabilidad tope buena y humectabilidad base muy buena debido a que el agua desplaza el crudo, la muestra no presenta sedimentación de sólidos.

Tabla 15

*Formulación 1 recomendada como **fluido de control convencional***

FORMULACIÓN RECOMENDADA PARA FLUIDO DE CONTROL CONVENCIONAL			
Imagen: F1	Formulación 1		
	Denominación	Compuesto	Dosificación
	Preda-Amonium	Densificante	1% , 10 gr x 1.000 ml
	Preda-surf no ionic	Surfactante no iónico	1 gpt
	Preda-stab 300 NT	Inhibidor	1 gpt
	Preda-clean 102	Solvente Base Terpeno	NO USADO
	Preda-solvent 110	Solvente Mutual	NO USADO
	Preda-cide	Biocida	0,6 gpt
	Agua fresca	Solvente	998 ml

Nota: Química empleada en la formulación 1 desarrollada por JC Lema-Autor

La formulación 1, presenta una excelente claridad del agua demostrando que el elemento surfactante no iónico incrementa el poder tensoactivo del fluido miscible (agua), de esta manera se evita que se forme emulsiones con la fase oleosa (crudo) en cierta manera mejoramos la mojabilidad de la arena al evitar que el petróleo se adhiera a esta. La línea de interface está muy bien definida y su humectabilidad tope como base son muy buenas en comparación con la muestra en blanco.


El agente inhibidor de arcillas es añadido para fortalecer la presencia del agente densificante, al evitar que las arcillas se hidraten y puedan taponar, desprenderse o acumularse en los canales permeables de los poros.

El efecto del biocida es evitar que bacterias puedan proliferar en el fluido de control al ser bombeado al pozo y que a la vez evite que bacterias anaeróbicas puedan ingresar a los canales permeables desde la boca del pozo al interior de la arena.

Esta formulación se ha considerado como el fluido de control convencional al estar equilibrada en la dosificación de química básica para que realice un trabajo efectivo y no sea desplazada por contaminantes como sólidos suspendidos o fluidos nativos del pozo al realizar el control del pozo, además este fluido puede ser descartado con una limpieza química del pozo al realizar un bombeo de tren de píldoras seguido por un fluido de control especial que será quien permanezca dentro del pozo hasta que se realice la bajada y armada de la completación final del BHA de producción. Este fluido esta equilibrado entre efectividad y costos.

Tabla 16

*Formulación 2 escogida para **fluido de control especial***

FORMULACIÓN RECOMENDADA PARA FLUIDO DE CONTROL ESPECIAL			
Imagen: F2	Formulación 2		
	Denominación	Compuesto	Dosificación
	Preda-Amonium	Densificante	1% , 10 gr x 1.000 ml
	Preda-surf no ionic	Surfactante no iónico	2 gpt
	Preda-stab 300 nt	Inhibidor	2 gpt
	Preda-clean 102	Solvente Base Terpeno	NO USADO
	Preda-solvent 110	Solvente Mutual	6 gpt
	Preda-cide	Biocida	0,6 gpt
	Agua fresca	Solvente	996 ml

Nota: Química empleada en la formulación 2 desarrollada por JC Lema-Autor

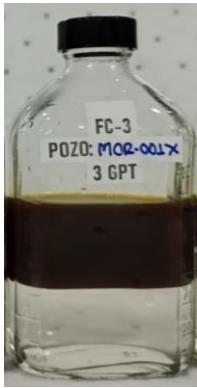
La formulación 2, presenta una velocidad de separación muy buena, además su estabilidad al realizar la prueba de humectabilidad es muy favorable para su uso en el pozo. Su interface es muy buena lo que nos permite considerar que dentro del pozo generará que la humectabilidad de la arena no se vea afectada. Su tiempo de efectividad es buena a comparación de las formulaciones 3 y 4 que se observa gotas de petróleo en la parte acuosa. Se considera que esta formulación pueda ser designada como fluido de control especial ya que la adición de química con respecto a la formulación 1 mejora levemente la efectividad del fluido sin alterar la finalidad del mismo a comparación de las formulaciones 3 y 4. Para mejor visualización de los resultados revisar los anexos.

La formulación 2 está compuesta de un solvente mutual (Preda-solvent 110) que mejora la velocidad de separación de la interface petróleo-agua y deja definida la línea de interface, además no se afecta la humectabilidad tope y base, ya que al someterlos a una muy leve agitación no se observa rastros de mezcla de fases.

3.1.5.4 Prueba de compatibilidad (Parte 4) – Formulaciones descartadas

Tabla 17

Formulación 3 - Ensayo descartado

FORMULACIÓN 3			
Imagen: F3	Formulación 3		
	Denominación	Compuesto	Dosificación
	Preda-Amonium	Densificante	1% , 10 gr x 1.000 ml
	Preda-surf no ionic	Surfactante no iónico	3 gpt
	Preda-stab 300 nt	Inhibidor	2 gpt
	Preda-clean 102	Solvente Base Terpeno	2 gpt
	Preda-solvent 110	Solvente Mutual	6 gpt
	Preda-cide	Biocida	0,6 gpt
	Agua fresca	Solvente	996 ml

Nota: Química empleada en la formulación 3 desarrollada por JC Lema-Autor

El objetivo de realizar varias formulaciones es comprender el comportamiento de la concentración de los compuestos químicos en el fluido de control al entrar en contacto con los fluidos del reservorio. Dependiendo de la concentración de los agentes químicos del fluido de control suele a veces comportarse muy diferente a lo propuesto e incluso puede acarrear serios problemas al no ser testeado adecuadamente.

Esta formulación presenta una característica peculiar, la adición del Preda-clean 102 (solvente base terpeno) al parecer incremento la tensión superficial del fluido de control lo que llevo a que durante la prueba de humectabilidad tope del envase tienda a adherirse a la botella y generó que la línea de interfase se distorsione generando burbujas de crudo dentro del fluido de control por lo que la interface sea irregular. Para mayor apreciación de los resultados puede revisarse los anexos.

Tabla 18

Formulación 4 - Ensayo descartado

FORMULACIÓN 4			
Imagen: F4	Formulación 4		
	Denominación	Compuesto	Dosificación
	Preda-Amonium	Densificante	1% , 10 gr x 1.000 ml
	Preda-surf no ionic	Surfactante no iónico	4 gpt
	Preda-stab 300 nt	Inhibidor	2 gpt
	Preda-clean 102	Solvente Base Terpeno	2 gpt
	Preda-solvent 110	Solvente Mutual	6 gpt
	Preda-cide	Biocida	0,6 gpt
	Agua fresca	Solvente	996 ml

Nota: Química empleada en la formulación 4 desarrollada por JC Lema-Autor

No es apreciable estabilidad en la línea de interface, al realizar la prueba de humectabilidad tope presenta la misma adherencia que en la formulación 3, la velocidad de separación es muy bueno, pero el incremento del surfactante no iónico y del solvente base terpeno ha deteriorado la aplicabilidad del fluido de control. La claridad del agua es

relativamente muy buena, pero luego de las pruebas de humectabilidad base-tope se forma gotas de crudo en el fluido de control manteniéndose por mucho más tiempo debido a que la fuerza de cohesión de las moléculas de agua se ha incrementado (tensión superficial). Refiérase a los anexos donde puede observarse los resultados de esta prueba.

3.2 Historial de workover del pozo candidato

El método de levantamiento artificial empleado en el pozo MOR-0001X ha sido el BCP (bombeo de cavidades progresivas) alternando en la actualidad con el bombeo mecánico (balancín).

La revisión de los archivos digitales ha denotado que los mantenimientos realizados en el pozo corresponden a mantenimiento rutinario y preventivo de la completación de fondo (BCP), con periodicidad de 1 por mes. No se ha podido esclarecer si estos mantenimientos rutinarios se han dado casi siempre de esta manera, pero es de imaginar que al no tener presión de fondo no se vuelve necesario matar el pozo con fluido de completación, ya que no se indica en el programa de completación del pozo.

Teniendo en cuenta que el crudo producido es de carácter parafínico, los mantenimientos se vuelven rutinarios para evitar la acumulación y daño de la completación de fondo por sólidos asentados. Puede predecirse que las curvas de declinación muestran cierta similitud en el diagrama del historial de producción, actualmente el método empleado para el levantamiento de crudo es por medio del bombeo mecánico a una tasa de producción de 5 bpd.

3.3 Conversión de unidades de laboratorio a volúmenes de campo

Los valores denotados anteriormente en las tablas de formulaciones deben ser ajustadas o convertidas a unidades de campo, en donde su concentración en relación a la concentración volumen/volumen (%v/v) se transforma en unidades de volumen manejables.

Tabla 19

Cantidades de química empleables en campo.

Volúmenes de química aplicada en los fluidos de control		Fluido de control convencional 1.000 bbl		Fluido de control especial 1.000 bbl	
Productos químicos		Dosificación		Dosificación	
Denominación	Compuesto	Laboratorio	Campo	Laboratorio	Campo
Preda-Amonium	Densificante	1% , 1 gr x 1.000 ml	2,3 lb/bbl	1% , 1 gr x 1.000 ml	2,3 lb/bbl
Preda-surf no ionic	Surfactante no iónico	1 gpt	42 gal	2 gpt	84 gal
Preda-stab 300 nt	Inhibidor	1 gpt	42 gal	2 gpt	84 gal
Preda-solvent 110	Solvente Mutual	NO USADO		6 gpt	252 gal
Preda-cide	Biocida	0,6 gpt	25,2 gal	0,6 gpt	25,2 gal
Agua	Solvente	998 ml	996 bbl	996 ml	990 bbl

Nota: Volúmenes calculados a partir de la dosificación de laboratorio. JC Lema-Autor

Las ecuaciones empleadas para la conversión de unidades de laboratorio a unidades de campo se encuentran relacionadas a 1 barril de crudo (42 galones), para relacionar el %V/V hay que dividir los valores gpt para 10.

$$\% V/V = \frac{V_{\text{soluta}}}{V_{\text{solución (fluido total)}}} * 100$$

$$V_{\text{soluta}} = \frac{\% V/V * V_{\text{solución (fluido total)}}}{100} * 42$$

CONCLUSIONES

- Se ha evidenciado que el surfactante preda-surf no ionic y el inhibidor preda- stab 300 nt agregados a la formulación 1 y 2 mejoran la estabilidad del fluido de control con la muestra del crudo, así también se comprobó que las formulaciones 3 y 4 que contienen una concentración mayor de química, actúan de manera más eficiente, pero cambian la humectabilidad de la parte acuosa. Las formulaciones consideradas como fluido de control convencional y especial presentan una buena compatibilidad con el crudo, mejorando considerablemente su comportamiento en los canales porales evitando que las arcillas se hidraten y que se afecte la humectabilidad de la misma.
- Se ha comprobado que la formulación en blanco que contiene Cloruro de amonio como densificante y agua fresca presenta una interface no definida en las pruebas de compatibilidad y que no garantiza que el fluido no interfiera con las propiedades de la arena. El fluido en blanco puede ayudar a inhibir la arcilla, pero no es recomendable su uso ya que la exposición continua de este fluido en la arena puede generar cambios importantes en la permeabilidad de la misma u otros daños desconocidos que afecten la producción del pozo.
- El uso del agente químico PREDA CLEAN 102 (Solvente Base Terpenos) en las formulaciones 3 y 4 mejoran la velocidad de separación de las fases agua-aceite, pero generan que el crudo tenga mayor estabilidad dentro del agua y que la humectabilidad del aceite sea más fuerte en la fase acuosa, esto no es recomendable que suceda, ya que el uso de este tipo de fluido puede acarrear un cambio en el tipo de humectabilidad que tiene la arena en el reservorio.

RECOMENDACIONES

- Debido a la excelente calidad del crudo (elementos livianos) en contraste con el crudo oriente, es recomendable desgasificar las botellas para evitar sobrepresión de las mismas debido al incremento de temperatura al realizar la prueba con el equipo de baño María durante cada intervalo de tiempo.
- Puede proponerse un tema de investigación referente a un fluido de control para dos fases presentes en el yacimiento (fluido y gas), ya que en este caso el fluido de control debe tener especial cuidado en el tipo de densificante y el cambio de pH en el fondo del pozo, esto debido a que puede generarse sólidos provenientes de iones de calcio y CO_2 del reservorio.
- Es recomendable que se aplique una limpieza mecánica con raspadores y cepillos en el BHA de fondo completando su efectividad con un barrido en directa de un tren de píldoras de limpieza para descartar la presencia de parafina o incrustaciones en las paredes interiores del casing o acumulaciones en la zona de los punzados (parafina o calcita).
- Puede generarse un tema de investigación relacionando el crudo producido desde otras arenas productoras del Campo Gustavo Galindo, tomando de base esta investigación, las formulaciones usadas en este trabajo puede usarse como ejemplo para las pruebas de compatibilidad del crudo de Atlanta o CPB.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Al-Yaari, M. (2013). Paraffin wax deposition: Mitigation & removal techniques. *Society of Petroleum Engineers - Saudi Arabia Section Young Professionals Technical Symposium 2011, March*, 35–44. <https://doi.org/10.2118/155412-ms>
- Banco Central del Ecuador. (2023). *ANÁLISIS DEL SECTOR PETROLERO*.
www.bce.ec
- Cadena Ramirez, E. S., & Puetate Güiz, B. olmedo. (2021). *DISEÑO DE FLUIDO DE COMPLETACIÓN A PARTIR DE PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD, POR EL MÉTODO CCDC BAJO NORMA API RP-42, POR INTERACCIÓN FLUIDO-FLUIDO PARA LAS ARENAS M1, U Y T DE LOS BLOQUES UCE1 Y UCE2 DE LA CUENCA AMAZÓNICA DEL ECUADOR*. Universidad Central del Ecuador.
- Condit Salazar, G., Barragan, E., & Tapia, D. (2009). *Análisis de un Fluido de Completación y Re-acondicionamiento de pozos para determinar si previene el daño de formación en los campos Fanny y Dorine*.
<http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/6229>
- Moran, R. (1999). "Geología Petrolera de los campos Tigre-Tablazo-La Fe-San Joaquín-Emporio-Certeza-Santo Tomás." ESPOL.
- Mullins, O. C. (2006). Molecular structure and aggregation of asphaltenes. *ACS National Meeting Book of Abstracts*, 232(October 2007), 9–12.
- Schettino Villalba, J. A., & Gallardo Perez, M. A. (2022). *Aplicación de nuevas tecnologías usando agentes tensoactivos y reductores de tensión superficial para el fluido de completación en el campo Shushufindi-Ecuador*. Escuela Superior Politecnica del Litoral.

Schlumberger Company. (2006). *Completion Fluids Manual* (2nd ed., Vol. 2). M-I SWACO, Schlumberger Company.

Carpenter, C. (2021). Automated Approaches Determine Solids Content in Drilling and Completions Fluids. *Journal of Petroleum Technology*, 73(11), 51-52.

Jiang, G., Sun, J., He, Y., Cui, K., Dong, T., Yang, L., ... & Wang, X. (2022). Novel water-based drilling and completion fluid technology to improve wellbore quality during drilling and protect unconventional reservoirs. *Engineering*, 18, 129-142.

Chacon, A., Corona, G., Pico, J., Bastidas, C., Diaz, M., Gualsaqui, F., ... & Velasquez, F. (2022, September). Autonomous ICD Introduction in Singue Field Ecuador: Completion Methodology and Production Evaluation. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition?* (p. D031S044R004). SPE.

Izurieta, A., Squires, S., Padilla, W., Peñaherrera, L., & Ruilova, M. (2022, February). Formation Damage in the Hollín Sandstone: Diagnosis, Evaluation, and Stimulation Practices from Laboratory to Field Implementation, Sacha Field, Ecuador. In *International Petroleum Technology Conference* (p. D031S104R001). IPTC.

Alvarez, J., Alarcon, X., & Tellez, J. (2023, March). Implementing a Novel Organic Acid Matrix Stimulation to Successfully Remove Formation Damage: Case Studies, Iraq and Ecuador Oilfields. In *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference* (p. D011S029R006). SPE.

Kumar, R., Mathur, A., Balenger, C., Ali, S., & Lopez, S. (2022, June). Completions fluid testing workflow to optimize chemical selection for better productivity or reduce completions costs. In *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference* (p. D031S065R005). URTEC.

- Abdulmutalibov, T. E., Shmoncheva, Y. Y., & Jabbarova, G. V. (2023, November). Advancements in Applications of Machine Learning for Formation Damage Predictions. In SPE Annual Caspian Technical Conference (p. D031S022R011). SPE.
- Paredes, M. P., Estevez, D. R., Sepúlveda, W. M., Giol, C. G., Zumbana, V., Tamayo, P. & Egas, L. (2023, June). Winning the Battle to Scale Precipitation from the Face of T Reservoirs in the Largest Ecuadorian Oilfield. In SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference (p. D021S008R006). SPE.
- Paredes, M. P., Marques da Silva, L. B., Egas, L. D. R., Endara, E. A., Escalona, P. L., Maulidani, O. A. & Villamar, F. A. (2021, October). A Novel Chemical Treatment and Well Completion Strategy to Prevent Scale and Production Losses in Shushufindi Aguarico Field. In SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition (p. D021S019R006). SPE.
- Kias, E., Kumar, R., Abell, B., Mathur, A., Barnes, C., Chin, B., ... & Ali, S. (2021, July). Comprehensive Laboratory Testing for Screening Completion Fluids to Maximize Productivity of Hydraulically Fractured Reservoirs. In SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference (p. D021S049R002). URTEC.
- Marquez, G., Morato, A., Guzman, M. A., Boente, C., & Witt, C. (2022). Geochemical characterization of crude oils and potential source rocks from southern coastal Ecuador: Hypothetical petroleum systems. *Marine and Petroleum Geology*, 138, 105545.
- Martínez, M., Lorenzo, E., Morato, A., & Gamboa, A. (2020). Distribution and geochemical significance of biphenyls and related bicyclic aromatic structures in oils

from Ancon oilfield (Tertiary Progreso Basin), Ecuador. *Geochemical Journal*, 54(3), 139-143.

Guzmán, M. A., Márquez, G., Boente, C., Witt, C., Morato, A., & Tocco, R. (2022).

Geochemical evaluation of sedimentary rocks and hydrocarbon fluids in the Amistad offshore field, Progreso Basin Province, Southwest Ecuador. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 213, 110410.

Alemán, A. M., Palencia, A. A., Lezama, E. E., & Montenegro, G. (2022). Reply to

Comments by Aizprua, C.; Witt, C. Reynaud, JY, Poujol, M. and Barba, D. on “The Chongón/Colonche oroclinal transrotational bending and the coeval opening of the Progreso basin in southwestern Ecuador”. *Journal of South American Earth Sciences*, 116, 103813.

Gallardo Calapaqui, C. G. Radiografía de la degradación e injusticias ambientales y sociales en contextos petroleros: la Península de Santa Elena en el Ecuador.

Malavé Tomalá, C. N., & Domínguez Bonilla, K. Y. (2023). Caracterización geoquímica de cinco muestras de crudo del campo Pacoa por medio del análisis de biomarcadores aromáticos (Bachelor's thesis, La Libertad: Universidad Estatal Península de Santa Elena, 2023).

Morato Medina, A. (2022). Caracterización geoquímica de petróleos crudos y potenciales rocas madre en la Cuenca Progreso (Ecuador): sistemas petroleros hipotéticos.

Díaz Torres, C. I., & Llerena Quimi, K. G. (2022). Sedimentología y estratigrafía secuencial de sedimentos cuaternarios entre el cerro La Estancia-Chanduy-Playas, en la costa sureste del Ecuador (Bachelor's thesis, Facultad de Ciencias Naturales. Universidad de Guayaquil).

Rodríguez Rosales, M. R. (2023). Estudio de factibilidad en la implementación de método químico con píldoras exotérmicas, para el control de parafinas en los pozos de petróleo del campo Gustavo Galindo Velasco.

Sociedad Española de arcillas <https://www.sea-arcillas.es>

Espinosa López, A. C. (2018). Análisis de los fluidos de control en operaciones de completación y reacondicionamiento para minimizar el daño de formación en reservorios del campo Cuyabeno-Sansahuari (Bachelor's thesis, Quito, 2018.).

Caenn, R., Darley, H. C. H., & Gray, G. R. (2017). Composition and properties of drilling and completion fluids (Seventh edition.). Gulf Professional Publishing.

López D, Chamat NM, Galeano-Caro D, Páramo L, Ramirez D, Jaramillo D, Cortés FB, Franco CA. Use of Nanoparticles in Completion Fluids as Dual Effect Treatments for Well Stimulation and Clay Swelling Damage Inhibition: An Assessment of the Effect of Nanoparticle Chemical Nature. *Nanomaterials* (Basel). 2023 Jan 18;13(3):388. doi: 10.3390/nano13030388. PMID: 36770349; PMCID: PMC9921731.

Fink, J. (2015). *Water-based chemicals and technology for drilling, completion, and workover fluids*. Gulf Professional Publishing.

Jia, Hu, Niu, Cheng-Cheng, and Chang-Lou Dai. "Solid-Free Flexible Colloidal Completion Fluid with Variable Density for Gas Well Completion in High-Temperature and High-Pressure Reservoirs: Experimental Study and Pilot Test." *SPE J.* 27 (2022): 186–203. doi: <https://doi.org/10.2118/208590-PA>

Ibragimova, Zalpato Mathisen, Anne Mette, and Niall Fleming. "Innovative Test Solutions of Drilling & Completion Fluids to Maximize Well Productivity." Paper presented at

the SPE Norway One Day Seminar, Bergen, Norway, April 2018. doi:

<https://doi.org/10.2118/191319-MS>

Poltronieri, O. C. C., Cunha, P. J., and G. B. da Fonseca. "Novelties on Non-Emulsifiers for Completion Brines: Adapting Chemicals to Brazilian Oilfield Challenges." Paper presented at the OTC Brasil, Rio de Janeiro, Brazil, October 2015. doi:

<https://doi.org/10.4043/26165-MS>

Jaimes, M. G., Castillo, R. D., Villar, A., Escobar, M. A., Dorado, R., and N. P.

Acevedo. "Integrated Analysis to Identify and Prevent Formation Damage Caused by Completion Brines: A Colombian Field Application." Paper presented at the SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Maracaibo, Venezuela, May 2014. doi: <https://doi.org/10.2118/169435-MS>

Huseynov, Rufat, Babayev, Javid, Sadikoglu, Kasim, Azizov, Ehtiram, and Farida

Ismayilova. "Water Breakthrough Effect on Well Productivity and Skin Factor Change." Paper presented at the SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition, Baku, Azerbaijan, November 2017. doi: <https://doi.org/10.2118/189033-MS>

Izurieta, A. J., and A. Iza. "The PVT Properties of the Ecuadorian Crude Oils." Paper

presented at the SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, May 2017. doi:

<https://doi.org/10.2118/185483-MS>

Jia, Hu, Niu, Cheng-Cheng, and Chang-Lou Dai. "Solid-Free Flexible Colloidal

Completion Fluid with Variable Density for Gas Well Completion in High-Temperature and High-Pressure Reservoirs: Experimental Study and Pilot Test."

SPE J. 27 (2022): 186–203. doi: <https://doi.org/10.2118/208590-PA>

Qiu, Xiaoping (Victoria), Morgenthaler, Lee, Martch, Eddy, Vu, Hiep, Chtay, Mootasem, and Vanessa Farrell David. "Chemical Additives for Improving Compatibility of Drilling Fluid, Completion Fluid, and Other Well-Treatment Fluids for Deepwater Wells." Paper presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, The Woodlands, Texas, USA, April 2011. doi: <https://doi.org/10.2118/141513-MS>

Kias, Evan, Kumar, Rahul, Abell, Bradley, Mathur, Ashish, Barnes, Colton, Chin, Brian, Belanger, Chad, and Safdar Ali. "Comprehensive Laboratory Testing for Screening Completion Fluids to Maximize Productivity of Hydraulically Fractured Reservoirs." Paper presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Houston, Texas, USA, July 2021. doi: <https://doi.org/10.15530/urtec-2021-5698.Fluid>

Al Moajil, Abdullah, Khaldi, Mohammed, Hamzaoui, Bilel, Al-Rustum, Abdullah, and Hameed Al-Badairy. "Formation Damage Assessment of High pH and Salinity Completion Fluids in Gas Wells." Paper presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2017. doi: <https://doi.org/10.2118/188266-MS>

Carnegie, A. W., Omar, M., Colman, G., and H. Supriyono. "Experience with Formate Fluids for Managed Pressure Drilling and Completion of Subsea Carbonate Gas Development Wells." Paper presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia, October 2013. doi: <https://doi.org/10.2118/165761-MS>

Baojun, Li, Pingya, Luo, Xiangyang, Zhao, and Chen Long. "Research and Application of Completion and Workover Fluid Technology in Heavy Oil Reservoir in Ecuador."

Paper presented at the International Petroleum Technology Conference, Dhahran, Saudi Arabia, February 2024. doi: <https://doi.org/10.2523/IPTC-24160-MS>

King, G. E., and G. B. Holman. "Hydrocarbon Solvents: An Alternative to Acid for Removing Some Formation Damage." Paper presented at the International Meeting on Petroleum Engineering, Beijing, China, March 1986. doi: <https://doi.org/10.2118/14136-MS>

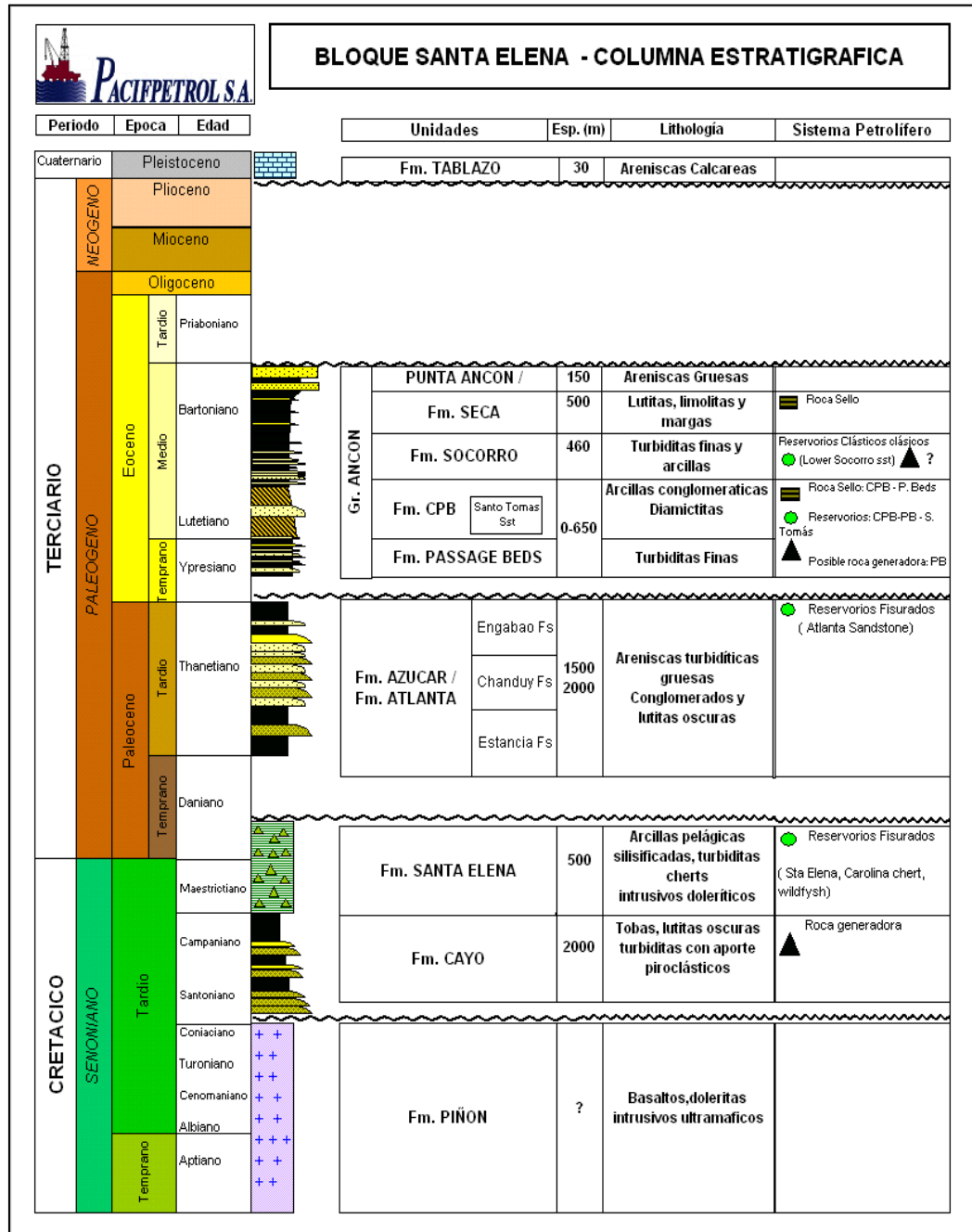
Taraghikhah, Shervin, Mohammadi, Mojtaba Kalhor, and Koroush Tahmasbi Nowtaraki. "Now it is the Time to Forget Potassium Based Shale Inhibitors by Developing Nano Silica-Alumina Based Drilling Fluid; Laboratory Study Proves Improvement in Shale Inhibition and Temperature Stability." Paper presented at the SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia, October 2017. doi: <https://doi.org/10.2118/186424-MS>

Bennion, D. Brant, Thomas, F. Brent, and Ronald F. Bietz. "Formation Damage and Horizontal Wells - A Productivity Killer." Paper presented at the International Conference on Horizontal Well Technology, Calgary, Alberta, Canada, November 1996. doi: <https://doi.org/10.2118/37138-MS>

ANEXOS

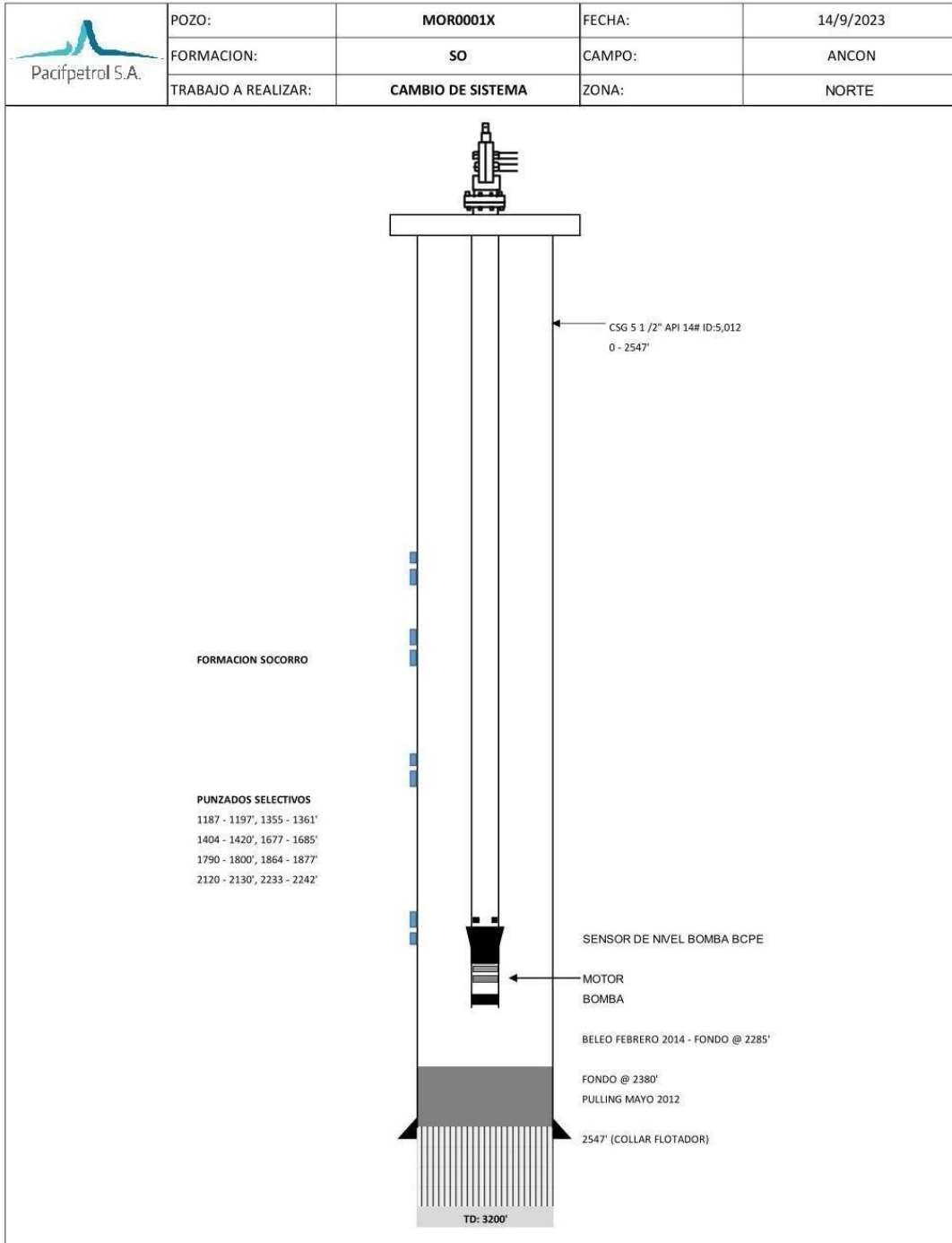
Anexo 1

Columna Estratigráfica Bloque Santa Elena



Anexo 2

Esquema mecánico MOR0001X



Anexo 3

Botellas de prueba y equipos laboratorio



Anexo 4

Reactivos para preparación del fluido de control



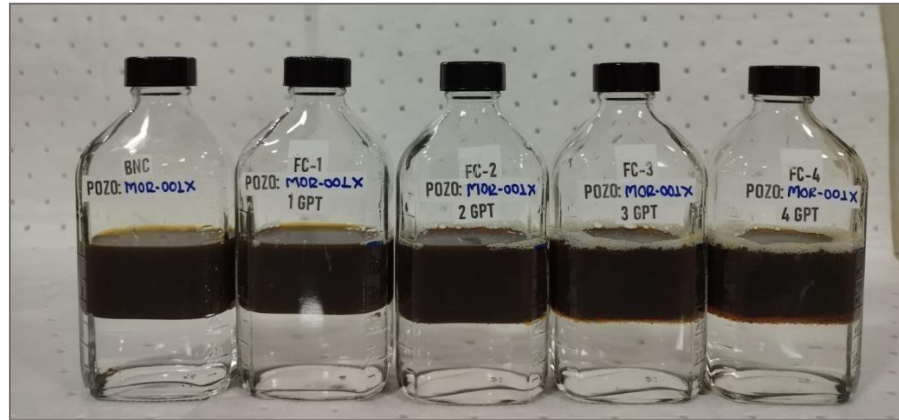
Anexo 5

Muestra de crudo previo inicio de ensayo



Anexo 6

Muestras listas para iniciar prueba



Anexo 7

Equipos de Laboratorio, EPP



Nota: Pipeta micrométrica, balanza electrónica y EPP para Laboratorio.

Anexo 8

Equipos de calentamiento y agitación de muestras



Nota: Equipo Baño María y Agitador Eberbatch, cortesía BJ Services.

Anexo 9

Proceso de calentamiento de la muestra



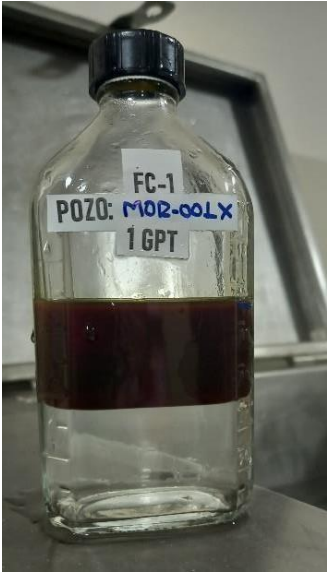
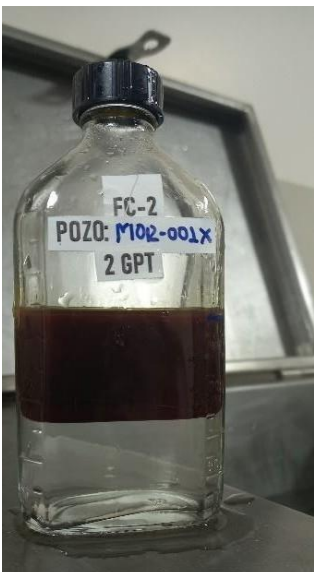


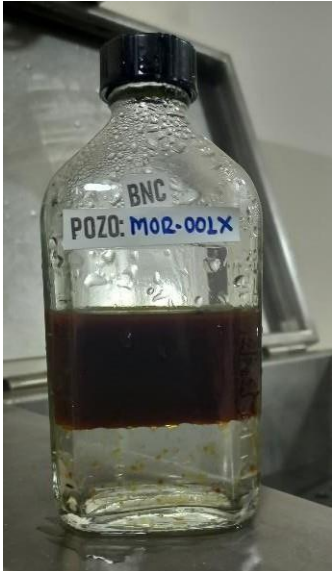

Anexo 10

Muestras luego de 60 minutos de prueba



Anexo 11

Resultados de interface y humectabilidades

 A glass bottle with a black cap, labeled "FC-1 POZO: MOR-001X 1 GPT". It contains a dark liquid with a clear, sharp horizontal interface line separating it from the lighter liquid below.	 A glass bottle with a black cap, labeled "FC-2 POZO: MOR-001X 2 GPT". It contains a dark liquid with a clear, sharp horizontal interface line separating it from the lighter liquid below.	 A glass bottle with a black cap, labeled "FC-3 POZO: MOR-001X 3 GPT". It contains a dark liquid with a clear, sharp horizontal interface line separating it from the lighter liquid below.
<p>La F1 muestra buena humectabilidad tope y base y una firme línea de Interface</p>	<p>F2 presenta humectabilidad de base y tope muy aceptables y muy buena interface.</p>	<p>F3 se consideraría mucho mejor que F2, pero la humectabilidad base presenta adherencia.</p>
 A glass bottle with a black cap, labeled "FC-4 POZO: MOR-001X 4 GPT". It contains a dark liquid with a clear, sharp horizontal interface line separating it from the lighter liquid below.	 A glass bottle with a black cap, labeled "BNC POZO: MOR-001X". It contains a dark liquid with a clear, sharp horizontal interface line separating it from the lighter liquid below.	 A glass bottle with a black cap, labeled "FC-1 POZO: MOR-001X 1 GPT". It contains a dark liquid with a clear, sharp horizontal interface line separating it from the lighter liquid below.
<p>F4 presenta una velocidad de separación excelente pero la interface se interrumpe por incrustaciones de burbujas de crudo por el nivel del fluido de control</p>	<p>La Formulación en BLANCO nos permite una referencia del comportamiento del crudo en una salmuera común.</p>	<p>F1 muestra buenos resultados y se proyecta como fluido de control convencional.</p>

Anexo 12

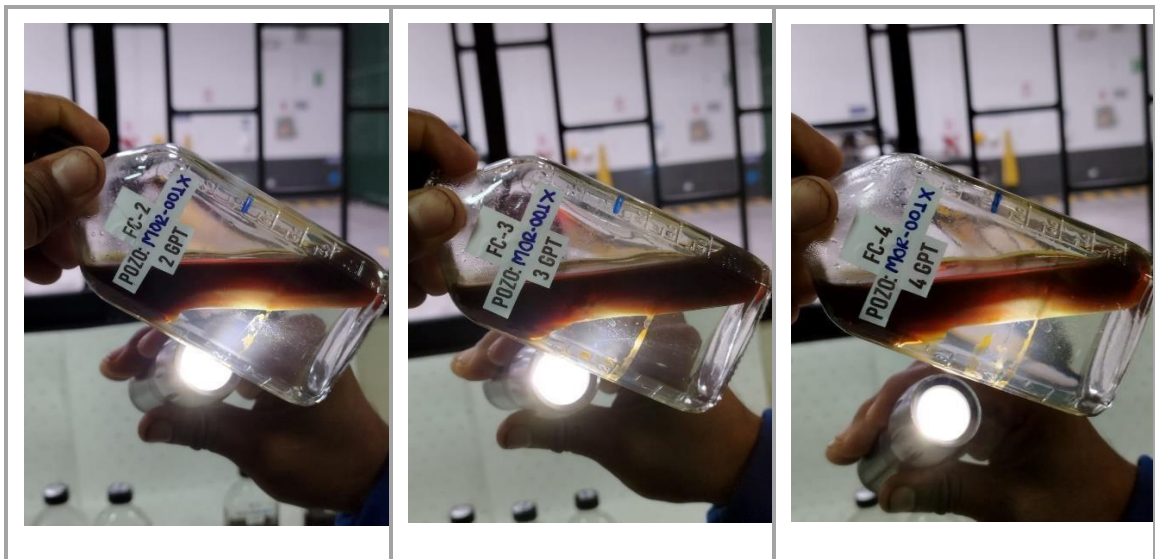
Prueba de humectabilidad e interface de cada muestra



Nota: Las muestras se revisan pasado los 60 minutos de calentamiento, la F1 muestra buena humectabilidad y excelente interface.

Anexo 13

Resultados de F2, F3 y F4



Nota: Los resultados de la humectabilidad son más visibles con mayor luz, así como la claridad del agua e interface de las muestras.

Anexo 14

Histórico de producción de todo el campo GGV - Bloque 2

