



**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**ANÁLISIS DEL FLUIDO DE CONTROL PARA OPERACIONES  
DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO DE POZOS,  
CON EL FIN DE EVITAR O REDUCIR EL DAÑO DE  
FORMACIÓN EN EL CAMPO PAKA SUR DEL BLOQUE 15.**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO  
DE INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**HOSMANY DANIEL MOROCHO ORDOÑEZ**

**DIRECTOR: ING. BENJAMÍN HINCAPIÉ**

**Quito, Junio, 2015**

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2015

Reservados todos los derechos de reproducción

## DECLARACIÓN

Yo **HOSMANY DANIEL MOROCHO ORDOÑEZ**, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Universidad Tecnológica Equinoccial puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

---

Hosmany Daniel Morocho Ordoñez

1104198187

# CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “**Análisis del fluido de control para operaciones de completación y reacondicionamiento de pozos, con el fin de evitar o reducir el daño de formación en el campo Paka Sur del Bloque 15**”, que, para aspirar al título de **Ingeniero de Petróleos** fue desarrollado por **Hosmany Daniel Morocho Ordoñez**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 18 y 25.

---

Ing. Benjamín Hincapié

DIRECTOR DEL TRABAJO

C.I. 0800852758

## **AGRADECIMIENTO**

A la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, al Ing. Raul Baldeón y al Ing. Joaquín Arellano.

Al Ing. José Cabezas, por su ayuda.

Al Ing. Benjamín Hincapié por su acertada dirección y enseñanzas.

## DEDICATORIA

A Dios en primer lugar, talvez no sea un creyente acérrimo pero el creador de alguna forma ayudo a conseguir este logro que no solo es mío.

A mi familia, mis padres Enith y Patricio todo lo soy gracias a ustedes.

A mis hermanos Glenda y Rafael que gracias a su ejemplo, he logrado superar las dificultades incesantes de una vida llena de retos y obstáculos.

A mi abuelita Lucinda, que en paz descansa, su ejemplo de lucha incansable me enseñó sobre todo a jamás darme por vencido, gracias "Bolita" tu ausencia física no mitiga que tus recuerdos y enseñanzas sigan latentes en mi corazón.

A mi abuelita Rosita, gracias por tu ayuda desinteresada, tus enseñanzas siempre me acompañan.

A mi familia en general, a mis amigos, a todos lo que de alguna manera colaboraron directa o indirectamente en alcanzar esta meta.

Nunca olvide el camino de regreso a casa y me levante cuando tuve que hacerlo.

Hosmany

# ÍNDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN.....	XIII
ABSTRACT.....	XV
CAPÍTULO I.....	1
1. INTRODUCCIÓN .....	1
1.1 PROBLEMA.....	2
1.2 JUSTIFICACIÓN.....	3
1.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO.....	4
1.3.1 OBJETIVO GENERAL .....	4
1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	4
CAPÍTULO II.....	6
2. MARCO TEÓRICO .....	6
2.1 DAÑO DE FORMACIÓN.....	6
2.1.1 EFECTO DEL DAÑO EN LA FORMACIÓN .....	6
2.2 MECANISMOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN.....	9
2.2.1 INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO.....	9
2.2.1.1 Taponamiento por partículas finas.....	10
2.2.1.2 Formación de precipitados por reacciones químicas en el medio poroso.....	13
2.2.2 INTERACCIÓN FLUIDO-FLUIDO.....	13
2.2.2.1 Precipitaciones Orgánicas .....	14
2.2.2.2 Precipitaciones Inorgánicas .....	16
2.2.3 FENÓMENOS INTERFACIALES .....	16

2.2.3.1 Bloqueo por emulsiones.....	17
2.2.3.2 Bloqueo por agua.....	18
2.2.4 CAMBIO EN LA MOJABILIDAD.....	19
2.2.5 DAÑO TIPO MECÁNICO .....	20
2.2.6 DAÑO TIPO BIOLÓGICO .....	20
2.3 DAÑO A LA FORMACIÓN DURANTE LAS OPERACIONES.....	21
2.3.1 DAÑO DURANTE LAS OPERACIONES DE COMPLETACIÓN Y REPARACIÓN .....	21
2.3.2 DAÑO DURANTE LA PRODUCCIÓN.....	24
2.4 FLUIDO DE CONTROL EN OPERACIONES DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO.....	24
2.4.1 DEFINICIÓN .....	25
2.4.2 FUNCIONES .....	25
2.4.3 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE CONTROL .....	25
2.4.3.1 Homogeneidad.....	25
2.4.3.1.1 Fluidos con sólidos en suspensión .....	26
2.4.3.1.2 Fluidos sin sólidos en suspensión.....	26
2.4.3.1.3 Fluidos espumosos .....	26
2.4.3.2 Componente principal .....	26
2.4.3.2.1 Petróleo.....	26
2.4.3.2.2 Salmuera.....	26
2.4.3.2.3 Agua de formación .....	27
2.4.3.2.4 Fluido convencional a base de agua.....	27
2.4.3.2.5 Fluido de emulsión inversa .....	27
2.4.3.2.6 Fluido a base de polímeros.....	27
2.4.4 FACTORES QUE INCIDEN EN LA SELECCIÓN DE UN FLUIDO DE COMPLETACIÓN .....	28
2.4.4.1 Mecánicos.....	28
2.4.4.1.1 Velocidad anular .....	28
2.4.4.1.2 Facilidades de mezcla.....	29
2.4.4.1.3 Espacio anular .....	29



2.4.4.1.4 Naturaleza y cantidad de fluido en el pozo .....	29
2.4.4.1.5 Corrosión .....	29
2.4.4.1.6 Componentes de los fluidos.....	29
2.4.4.2 Propios de la formación .....	30
2.4.4.2.1 Presión.....	30
2.4.4.2.2 Permeabilidad .....	30
2.4.4.2.3 Consolidación .....	30
2.4.4.2.4 Temperatura .....	30
2.4.4.2.5 Arcillosidad.....	30
2.4.4.2.6 Humectabilidad .....	31
2.4.4.3 Ambientales .....	31
2.4.4.3.1 Contaminación .....	31
2.4.4.3.2 Seguridad.....	31
2.4.4.3.3 Economía.....	31
CAPÍTULO III.....	32
3. METODOLOGÍA .....	32
3.1 DESCRIPCIÓN DEL ACTIVO INDILLANA .....	32
3.1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA .....	32
3.1.2 RESEÑA HISTÓRICA.....	32
3.1.3 GEOLOGÍA REGIONAL.....	34
3.1.4 GEOLOGÍA DEL ACTIVO INDILLANA .....	35
3.1.4.1 Arenisca U .....	35
3.1.4.1.1 Arenisca “U” Superior.....	35
3.1.4.1.2 Arenisca “U” Media .....	36
3.1.4.1.3 Arenisca “U” Inferior.....	36
3.1.4.2 Arenisca T.....	37
3.1.4.2.1 Arenisca “T” Superior .....	37
3.1.4.2.2 Arenisca “T” Principal.....	38
3.1.4.3 Arenisca Hollín.....	38
3.1.5 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO PAKA SUR.....	39

3.1.5.1 Campo Paka Sur.....	39
3.1.5.2 Introducción .....	40
3.1.5.3 Geología .....	40
3.1.5.3.1 Estructura.....	40
3.1.5.3.2 Litología .....	41
3.1.5.3.3 Yacimientos .....	42
3.1.6 RESERVAS .....	43
3.1.7 PRODUCCIÓN EN EL CAMPO PAKA SUR .....	44
CAPÍTULO IV.....	45
4. ANALISIS DE RESULTADOS.....	45
4.1 ANÁLISIS DE LOS HISTORIALES DE PRODUCCIÓN.....	45
4.2 ANÁLISIS DEL FLUIDO DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO.....	46
4.2.1 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS-QUÍMICAS DEL FLUIDO DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO.....	46
4.2.2 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD FLUIDO DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO – CRUDO DEL CAMPO PAKA SUR.....	47
4.2.2.1 Resultados de las Pruebas de Compatibilidad.....	48
4.3 FORMULACIÓN DEL FLUIDO DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO.....	53
4.3.1 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS-QUÍMICAS DEL FLUIDO DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO.....	55
4.3.2 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD ENTRE FLUIDO DE CONTROL Y EL CRUDO PRODUCIDO .....	56
4.3.3 PRUEBAS DE PERMEABILIDAD .....	67
CAPÍTULO V.....	71
5.1 CONCLUSIONES .....	71

5.2 RECOMENDACIONES.....	73
BIBLIOGRAFÍA.....	74
ANEXOS.....	76
ANEXO 1 .....	76
PRUEBA DE COMPATIBILIDAD DE FLUIDO DE COMPLETACION Y REACONDICIONAMIENTO Y MUESTRAS DE CRUDO .....	76
ANEXO 2 .....	77
GRÁFICAS DE CORTE DE AGUA Y RELACIÓN AGUA – ACEITE DEL BLOQUE 15.....	77
ANEXO 3 .....	78
CORTES DE AGUA Y RELACION AGUA- ACEITE EN LAS ARENAS PRODUCTORAS Y CAMPO PAKA SUR .....	78
ANEXO 4 .....	80
HISTORIALES DE PRODUCCIÓN.....	80
ANEXO 5 .....	87
PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS FÍSICAS.....	87
ANEXO 6 .....	89
PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS QUÍMICAS .....	89
ANEXO 7 .....	92
PROCEDIMIENTO DE PRUEBA DE PERMEABILIDAD .....	92

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Preparación de fluidos en base de salmuera.....	28
<b>Tabla 2.</b> Propiedades petrofísicas de los submiembros del reservorio “U” ..	37
<b>Tabla 3.</b> Propiedades petrofísicas de los submiembros del reservorio “T” ..	38
<b>Tabla 4.</b> Propiedades petrofísicas del reservorio Hollín .....	39
<b>Tabla 5.</b> Parámetros Petrofísicos de la formación “U” Inferior .....	42
<b>Tabla 6.</b> Parámetros Petrofísicos de la formación “T” Principal.....	42
<b>Tabla 7.</b> Propiedades PVT de la formación Hollín .....	43
<b>Tabla 8.</b> Propiedades PVT de la formación “T” Principal.....	43
<b>Tabla 9.</b> Propiedades PVT de la formación “U” Inferior .....	43
<b>Tabla 10.</b> Parámetros necesarios para el cálculo del POES .....	43
<b>Tabla 11.</b> Reservas del campo Paka Sur .....	44
<b>Tabla 12.</b> Producción de los campos del Bloque 15.....	44
<b>Tabla 13.</b> Campo de estudio .....	45
<b>Tabla 14.</b> Pozos del campo Paka Sur .....	45
<b>Tabla 15.</b> Químicos utilizados en el fluido de control.....	46
<b>Tabla 16.</b> Principales propiedades físicas y químicas .....	46
<b>Tabla 17.</b> Valores de las propiedades físicas y químicas del fluido de completación.....	47
<b>Tabla 18.</b> Prueba 1 “U” Inferior .....	48
<b>Tabla 19.</b> Prueba 2 “U” Inferior .....	48
<b>Tabla 20.</b> Prueba 3 “U” Inferior .....	49
<b>Tabla 21.</b> Prueba 4 “U” Inferior .....	50
<b>Tabla 22.</b> Prueba 5 “U” Inferior .....	50
<b>Tabla 23.</b> Prueba 1 “T” Principal.....	51
<b>Tabla 24.</b> Prueba 2 “T” Principal.....	52
<b>Tabla 25.</b> Prueba 3 “T” Principal.....	52
<b>Tabla 26.</b> Formulación del fluido de control .....	54
<b>Tabla 27.</b> Propiedades Físicas y Químicas del fluido de control .....	55
<b>Tabla 28.</b> Prueba 1 “U” Inferior .....	56
<b>Tabla 29.</b> Prueba 2 “U” Inferior .....	56

<b>Tabla 30.</b> Prueba 3 “U” Inferior .....	57
<b>Tabla 31.</b> Prueba 4 “U” Inferior .....	58
<b>Tabla 32.</b> Prueba 1 “T” Principal.....	59
<b>Tabla 33.</b> Prueba 2 “T” Principal.....	59
<b>Tabla 34.</b> Prueba 3 “T” Principal.....	60
<b>Tabla 35.</b> Prueba 4 “T” Principal.....	61
<b>Tabla 36.</b> Correlación Fluido de Control vs Pozo PKSA-002TP .....	62
<b>Tabla 37.</b> Correlación de fluido de control vs Pozo PKSB-020UI .....	64
<b>Tabla 38.</b> Correlación de fluido de control vs Pozo PKSB-020UI .....	65
<b>Tabla 39.</b> Correlación de fluido de control vs Pozo PKSB-020UI .....	66

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Esquematación del daño de un pozo .....	6
<b>Figura 2.</b> Caída adicional de presión.....	7
<b>Figura 3.</b> Daño en la cara de la formación .....	8
<b>Figura 4.</b> Influencia del radio de daño en la formación.....	8
<b>Figura 5.</b> Mecanismo de daño a la formación .....	9
<b>Figura 6.</b> Depositación por interacción roca-fluido .....	10
<b>Figura 7.</b> Filtración de partículas finas en la formación .....	11
<b>Figura 8.</b> Daño a la formación por sólidos.....	12
<b>Figura 9.</b> Depósitos Orgánicos.....	14
<b>Figura 10.</b> Precipitación de parafinas.....	15
<b>Figura 11.</b> Daño por cambio en la mojabilidad .....	19
<b>Figura 12.</b> Ubicación Geográfica del Bloque 15.....	32
<b>Figura 13.</b> Columna Estratigráfica del Bloque 15.....	34
<b>Figura 14.</b> Ubicación geográfica del campo Paka Sur .....	40
<b>Figura 15.</b> Mapa Estructural en Profundidad Campo Paka Sur .....	41
<b>Figura 16.</b> Prueba 1 “U” Inferior .....	48
<b>Figura 17.</b> Prueba 2 “U” Inferior .....	49
<b>Figura 18.</b> Prueba 3 “U” Inferior .....	49
<b>Figura 19.</b> Prueba 4 “U” Inferior .....	50
<b>Figura 20.</b> Prueba 5 “U” Inferior .....	51
<b>Figura 21.</b> Prueba 1 “T” Principal .....	51
<b>Figura 22.</b> Prueba 2 “T” Principal .....	52
<b>Figura 23.</b> Prueba 3 “T” Principal .....	52
<b>Figura 24.</b> Fluido de control.....	55
<b>Figura 25.</b> Prueba 1 “U” Inferior .....	56
<b>Figura 26.</b> Prueba 2 “U” Inferior .....	57
<b>Figura 27.</b> Prueba 3 “U” Inferior .....	57
<b>Figura 28.</b> Prueba 4 “U” Inferior .....	58
<b>Figura 29.</b> Concentraciones de aditivos químicos en la arena “U” Inferior..	58
<b>Figura 30.</b> Prueba 1 “T” Principal .....	59

<b>Figura 31.</b> Prueba 2 “T” Principal .....	60
<b>Figura 32.</b> Prueba 3 “T” Principal .....	60
<b>Figura 33.</b> Prueba 4 “T” Principal .....	61
<b>Figura 34.</b> Concentraciones de aditivos químicos en la arena “T” Principal	61
<b>Figura 35.</b> Fluido de control proporción 50/50.....	62
<b>Figura 36.</b> Proporción 50/50 de fluido de formación y crudo del pozo PKSA-002TP .....	63
<b>Figura 37.</b> Proporción 50/50 después de la prueba .....	63
<b>Figura 38.</b> Proporción 30/70 de fluido de control y crudo del pozo PSBA-020UI .....	64
<b>Figura 39.</b> Prueba terminada proporción 30/70.....	64
<b>Figura 40.</b> Proporción 50/50 de fluido de control con crudo del pozo PKSB-020UI .....	65
<b>Figura 41.</b> Proporción 50/50 después de la prueba .....	65
<b>Figura 42.</b> Proporción 80/20 de fluido de control y crudo del pozo PKSB-020UI .....	66
<b>Figura 43.</b> Prueba terminada proporción 80/20.....	67
<b>Figura 44.</b> Resultados de la prueba de permeabilidad en el reservorio UI..	68
<b>Figura 45.</b> Permeabilidad en las muestras.....	69
<b>Figura 46.</b> Resultados de la prueba de permeabilidad en el reservorio TP.	69
<b>Figura 47.</b> Test Regained Permeability .....	70

## ÍNDICE DE ANEXOS

<b>ANEXO 1:</b> PRUEBA DE COMPATIBILIDAD DE FLUIDO DE COMPLETACION Y REACONDICIONAMIENTO Y MUESTRAS DE CRUDO .....	76
<b>ANEXO 2:</b> GRÁFICAS DE CORTE DE AGUA Y RELACIÓN AGUA – ACEITE DEL BLOQUE 15 .....	77
<b>ANEXO 3:</b> CORTES DE AGUA Y RELACION AGUA- ACEITE EN LAS ARENAS PRODUCTORAS Y CAMPO PAKA SUR.....	78
<b>ANEXO 4:</b> HISTORIALES DE PRODUCCIÓN .....	80
<b>ANEXO 5:</b> PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS FÍSICAS .....	87
<b>ANEXO 6:</b> PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS QUÍMICAS .....	89
<b>ANEXO 7:</b> PROCEDIMIENTO DE PRUEBA DE PERMEABILIDAD .....	92



## NOMENCLATURA O GLOSARIO

<b>API</b>	Gravedad específica del crudo
<b>Bls</b>	Barril
<b>BBPD</b>	Barriles de petróleo por día
<b>By/Bn</b>	Barriles de yacimiento/barriles normales
<b>°C</b>	Grado Celsius
<b>cm<sup>3</sup></b>	Centímetro cúbico
<b>epm</b>	Equivalencia por millón
<b>°F</b>	Grado Fahrenheit
<b>gr</b>	Gramos
<b>gl</b>	Galones
<b>ft</b>	Pies
<b>ft<sup>3</sup></b>	Pie cúbico
<b>gpt</b>	Galones por mil de fluido
<b>h</b>	Altura
<b>K</b>	Permeabilidad
<b>KCL</b>	Cloruro de Potasio
<b>Km</b>	Kilómetros
<b>Ks</b>	Permeabilidad de la zona dañada
<b>l</b>	Litro
<b>lb</b>	Libra

<b>lpg</b>	Libras por galón
<b>mg</b>	Miligramos
<b>ml</b>	Mililitros
<b>mD</b>	Milidarcys
<b>MD</b>	Profundidad medida
<b>NTU</b>	Unidad Nefelométrica de turbidez
<b>Pf/Mf</b>	Alcalinidad
<b>pH</b>	Medida de acidez o alcalinidad
<b>psi</b>	Libras por pulgada cuadrada
<b>Pwf</b>	Presión de fondo fluyente
<b>R<sub>s</sub></b>	Relación de Solubilidad
<b>S</b>	Factor skin daño
<b>Sw</b>	Saturación de agua
<b>THTS</b>	Ethylenediaminetetraacetic acid
<b>φ</b>	Porosidad
<b>μ</b>	Viscosidad

## RESUMEN

En las operaciones de completación y reacondicionamiento de pozos el principal objetivo trazado es sin duda, evitar en mayor forma el daño en la formación sobre la cual se espera producir hidrocarburos, por tal motivo es vital el uso de un fluido de completación adecuado para las condiciones sobre las cuales se va a realizar las operaciones.

El presente estudio consiste en analizar la información obtenida del campo Paka Sur y basados en los fundamentos teóricos y técnicos determinar una formulación para un fluido de control, que se ajuste a las características de los reservorios de los que se produce el mismo y gracias a esta adecuada formulación, evitar de manera sustancial el daño a la formación en las operaciones necesarias para su producción o reacondicionamiento.

El Primer Capítulo se define los objetivos del estudio, y se realiza una clara introducción del proyecto como tal, para delimitar la metodología que se utilizó en este análisis.

En el Segundo Capítulo comprende de manera clara los fundamentos teóricos necesarios para entender los mecanismos de daño a las formaciones productoras, la manera cómo influyen estos en la disminución de la producción de un determinado reservorio y conocer acerca del fluido de control en operaciones de completación y reacondicionamiento de pozos.

El Tercer Capítulo abarca en primera instancia la descripción del Bloque 15, su geología regional, estratigrafía general y litología, para luego abordar de manera específica en la descripción del campo Paka Sur, seguidamente conocer las características de sus reservorios productores; y las propiedades de los mismos, además se describe los datos de producción y reservas de este campo.

El Cuarto Capítulo, se utiliza toda la información obtenida acerca de las características físicas-químicas, pruebas de compatibilidad del fluido de

control, historiales de producción de los pozos del campo Paka Sur para valorar por el método analítico como ha sido la interacción de este fluido con las formaciones productoras cuando se realiza trabajos de completación y reacondicionamiento de pozos y como ha afectado este, a las arenas de las que se está produciendo hidrocarburos. Al analizar el daño de formación que ha ocasionado este fluido mal formulado en las zonas productoras se ha propuesto, apoyado en pruebas de compatibilidad, permeabilidad y evidencias fehacientes, una formulación que evite o minimice de manera sustancial el daño a la formación y con este fluido de control correctamente formulado, lograr con éxito mantener o mejorar la producción de este campo.

Finalmente en el Capítulo Quinto se realiza las conclusiones y recomendaciones a las que se llegó después de realizar el presente estudio.

## **ABSTRACT**

In operations completion and workover the main objective set is undoubtedly prevent further shape the formation damage on which it is expected to produce hydrocarbons, for this reason it is vital to use a fluid proper completion for conditions on which it is to perform operations.

The present study is to analyze the information obtained from Paka Sur field and based on theorist and technical foundations define a formulation for fluid control, which conforms to the characteristics of the reservoirs from which and for this formulation suitable, substantially prevent the formation damage in the operations necessary for their production or workover.

The first chapter the study objectives defined, and a clear introduction to the project as such is performed to define the methodology used in this analysis.

In the second chapter clearly understand the theoretical foundations needed to understand the mechanisms of damage to the producing formations, workover of a reservoir and learn about fluid control and completion operations workover.

The third chapter covers in the first instance the description of Block 15, regional geology, stratigraphy and lithology generally, then specifically addressed in the description Paka Sur field, for after knowing the characteristics of its producers reservoirs; and properties of these, addition data production and reserves of this field is described.

The Fourth Chapter, all information obtained about the physical-chemical characteristics, compatibility testing fluid control, production histories wells Paka Sur field is used to assess the analytical method as has been the interaction of this fluid with the producing formations while work completion and workover is done and how this has affected, to the sands of being produced hydrocarbons When analyzing formation damage that caused this fluid wrongly formulated in production areas proposed, supported

compatibility testing, permeability and convincing evidence, a formulation that avoids or minimizes substantially the formation damage and this fluid properly formulated control successfully achieve maintain or improve production from this field.

Finally in Chapter Five conclusions and recommendations that were reached after performing this study is performed.

# CAPÍTULO I

## 1. INTRODUCCIÓN

La explotación petrolera en nuestro país es el principal motor de la economía nacional y el negocio más significativo del estado, durante el proceso para el desarrollo de un campo luego de su perforación, es necesario un correcto estudio y trabajos óptimos necesarios para completar los pozos y permitir una adecuada producción del mismo.

Durante muchos años la explotación petrolera y las empresas encargadas de realizarla, no le daban un valor significativo al cuidado del pozo para evitar daños a las formaciones por un bajo conocimiento y poca atención a la formulación adecuada del fluido de control para realizar operaciones, ocasionando notablemente una disminución en la producción del mismo y reduciendo su valor económico.

En los trabajos de reacondicionamiento, utilizan fluidos para el control del pozo (matado de pozo), usualmente a base de salmueras. La calidad de los fluidos de control del pozo es extremadamente variable debido a que los fluidos de limpieza tienen que ser transportados de una locación a otra en carro-tanques, mezclándose con sólidos finos, crudo emulsionado, aditivos químicos, compuestos precipitados orgánicos e inorgánicos y agua que es incompatible con la formación; todos ellos son orígenes de daño de la permeabilidad.

La mayor parte de los mecanismos de daño de formación se dan cuando se realiza operaciones de completación y reacondicionamiento, por tal motivo es vital y necesario utilizar el fluido de control que se ajuste a las necesidades y a las características propias de un determinado campo, para disminuir el daño a la formación que puede ocasionarse por un mal escogimiento del fluido de control.

Luego de un análisis de las alternativas que presta el avance de la tecnología, hoy en día el aprovechamiento de los recursos invertidos para explotar un recurso no renovable como es el petróleo son trascendentes, así como de un correcto estudio en todas las operaciones que se realizan en el mismo, de esta manera se evita de manera sustancial futuros acontecimientos indeseables como formación de emulsiones, cambios en la mojabilidad de la roca, migración de finos, etc.

El avance significativo de la técnicas de completación de pozos petroleros brinda un sin fin de aplicaciones innovadoras, y es necesario aprovechar los nuevos productos químicos que facilitan el tratamiento del fluido de completación y reacondicionamiento para controlar todos los parámetros necesarios en las operaciones y disminuir de manera significativa los daños en las formaciones.

El estudio de este tipo de proyectos ha brindado salidas factibles, para aprovechar al máximo este proceso y buscar alternativas que permitan aminorar los costos de implementación de este tipo de análisis, así como de obtener mayores réditos en cuanto a mejoramiento de índices de productividad, disminución de trabajos de reacondicionamiento y tratamientos lo que aminora la inversión económica y mejora la recuperación del capital invertido.

La disponibilidad de un proyecto ampliamente estudiado, y de una correcta predicción de las alternativas, apoyada por un sustento matemático de fórmulas que permitan predecir a futuro valores y simular el comportamiento esperado del proceso, es un pilar fundamental para la correcta aplicación de este tipo de proyecto.

## **1.1 PROBLEMA**

En el oriente ecuatoriano se ha presentado una problemática común en la mayoría de los campos, que es la madurez de los mismos y la declinación



de su producción, resultando cada vez más complicada la recuperación de los hidrocarburos.

Los diferentes problemas que ocasionan caídas de producción de un pozo han permitido la posibilidad de plantear el presente trabajo de investigación con el propósito de formular un fluido de completación, que minimice los posibles daños en las formaciones y en los pozos pertenecientes al campo Paka Sur que están dentro de los límites del bloque 15 operado por Petroamazonas y con información de las especificaciones de materiales usados para preparar los fluidos, e información de las características de los fluidos del yacimiento, permitan lograr con éxito el propósito de selección de un fluido de completación que sea compatible a los fluidos de la formación y aplicable en este campo.

## **1.2 JUSTIFICACIÓN**

Los resultados que se han obtenido a nivel mundial producto de la correcta formulación del fluido de control para las operaciones de completación y reacondicionamiento en un pozo petrolero han sido satisfactorios y sobretodo han brindado beneficios económicos, ya que han permitido un ahorro significativo ya que permiten evitar costosos trabajos para disminuir el daño en la formación.

En el campo Paka Sur pertenecientes a este bloque de la cuenca oriental, se carece de un estudio completo acerca de la correcta formulación del fluido de control para las operaciones de completación y reacondicionamiento de pozos por tal motivo es necesario realizar este estudio con el fin de mantener la vida útil de estos pozos y aprovechar al máximo la producción que estos pueden brindar.

En base a las características del reservorio, el fluido de completación propuesto debe considerar el peso requerido, invasión al yacimiento, minerales o arcillas activas que podrían estar presentes en la formación.

Para efectos de un diseño adecuado del fluido de completación, se requiere un previo conocimiento del historial del reservorio y los tratamientos químicos utilizados en la estimulación química de los pozos productores. La interacción química entre los surfactantes, no emulsionantes y solventes mutuales así como los ácidos empleados, deben ser controlados para determinar las concentraciones y compatibilidades con los fluidos de la formación.

La implementación de este análisis debe apoyarse en un conocimiento específico y el manejo apropiado de la información, utilizando las disciplinas concernientes al manejo de reservorios y el diseño de fluidos de control para conseguir un análisis óptimo esperado.

## **1.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO**

### **1.3.1 OBJETIVO GENERAL**

Realizar un análisis del fluido de control en las operaciones de completación y reacondicionamiento de pozos, con el fin de establecer los parámetros y características apropiadas en el mismo, para evitar o minimizar el daño en la formación productora.

### **1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Describir las características del campo Paka Sur y la litología de las arenas productoras.
2. Estudiar el daño y sus mecanismos en las arenas productoras.

3. Realizar un análisis de los parámetros que intervienen en la formulación de un fluido de control en operaciones y los problemas que ocasiona una inadecuada formulación.
4. Determinar la formulación del fluido de control apropiada para proteger la formación productora durante las operaciones de completación y reacondicionamiento de pozos, en el campo Paka Sur.

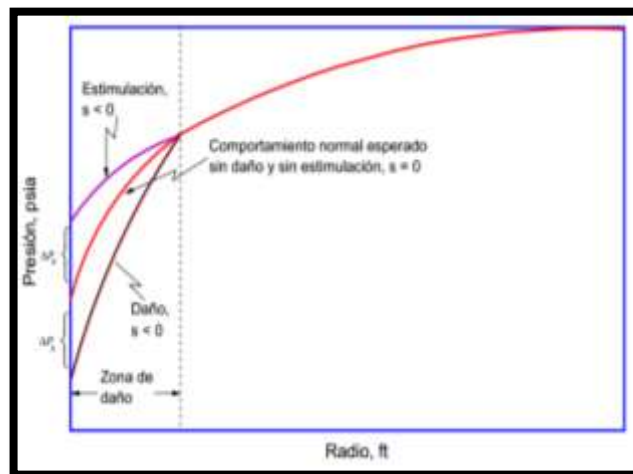
# CAPÍTULO II

## 2. MARCO TEÓRICO

Es importante realizar una revisión de los temas y conceptos más importantes relacionados con el daño a la formación, para tener una idea más clara de los objetivos de este proyecto.

### 2.1 DAÑO DE FORMACIÓN

El daño a la formación se define como cualquier restricción al flujo de fluidos en el medio poroso, que es causado por la disminución de la permeabilidad en la vecindad del pozo, por la producción de fluidos o por la introducción de fluidos durante las operaciones de perforación, completación y reacondicionamiento del pozo, y que puede ser eliminada mediante tratamiento químico (ácido, surfactantes u otros), permitiendo al pozo recuperar la mayor parte de su capacidad original de producción.

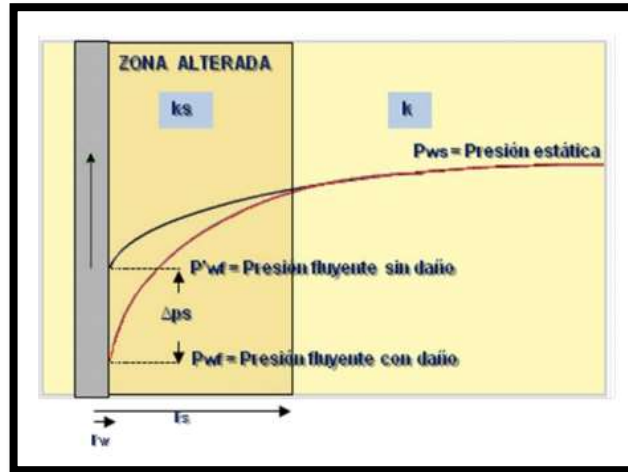


**Figura 1.** Esquematización del daño de un pozo

(Escobar, 2004)

#### 2.1.1 EFECTO DEL DAÑO EN LA FORMACIÓN

La caída de presión que existe en una formación es el resultado de una zona de permeabilidad dañada alrededor del pozo durante el movimiento de fluidos desde el yacimiento hacia el mismo.

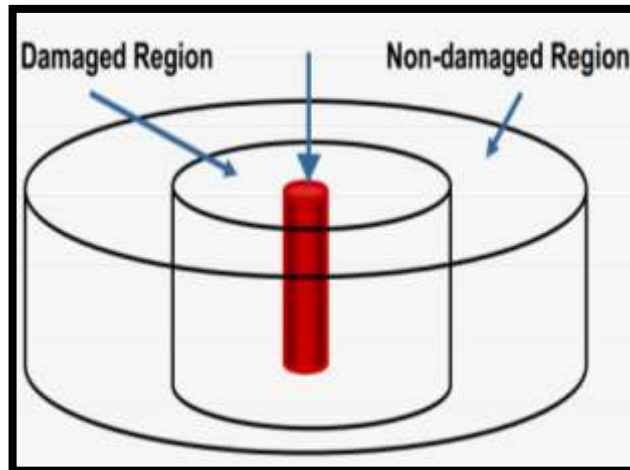


**Figura 2.** Caída adicional de presión

(González, 2012)

El área cercana al pozo es crítica debido a que los fluidos fluyen desde el yacimiento a través del área lateral de un cilindro, como podemos evidenciar en la Figura 3; si el flujo ha de ser constante la velocidad ha de aumentar al disminuir el área con la cual aumentan las caídas de presión por fricción<sup>1</sup>.

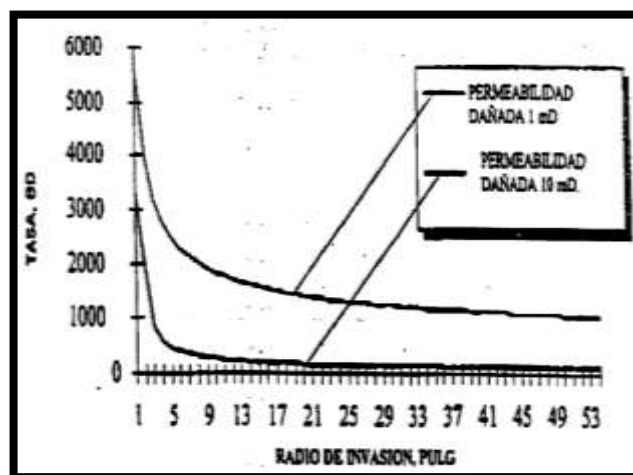
<sup>1</sup> Intevep., Daños a la Formación, Primera edición, 1997, pág 6.



**Figura 3.** Daño en la cara de la formación  
(CIVAN, 2006)

Para cuantificar el efecto del daño de la formación en la reducción de la producción de ha introducido el factor “S” como variable.

Este valor es adimensional y se obtiene de las pruebas de presión que miden los cambios en la permeabilidad de la formación.



**Figura 4.** Influencia del radio de daño en la formación  
(Intevep, 1997)

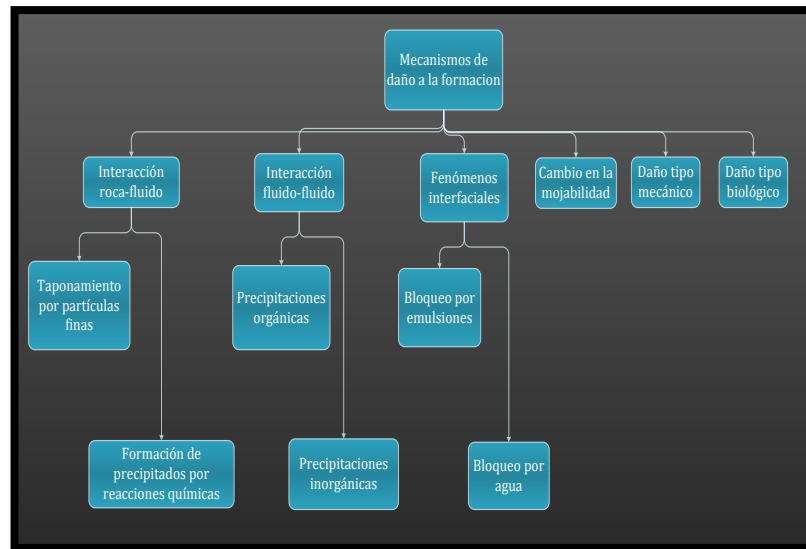
- $S < 0$  formación estimulada
- $S = 0$  formación que no ha sido estimulada ni dañada

- $S > 0$  formación dañada

## 2.2 MECANISMOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN

Los mecanismos por los cuales pueden restringirse el movimiento de fluidos desde el yacimiento hasta el pozo son variados, en primer lugar aquellos que producen precipitados que alteran los poros y la matriz de la roca, por las interacciones roca-fluido y fluido-fluido, aquellos que alteran los fenómenos interfaciales entre la roca y los fluidos y las de superficie de la roca, además también existen daños de origen biológico y específicamente mecánicos.

Se muestra un cuadro resumen de estos mecanismos en la Figura 5.

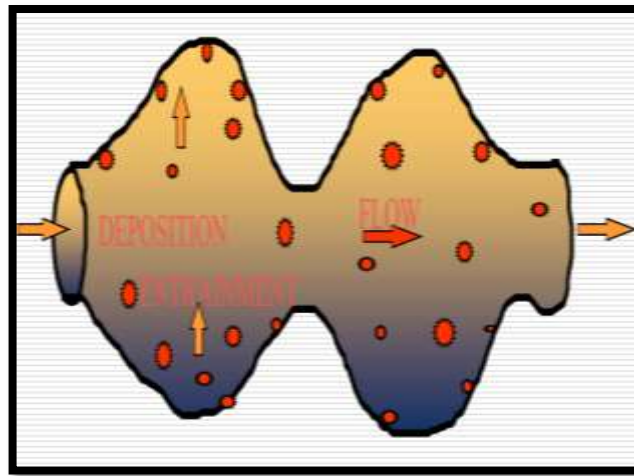


**Figura 5.** Mecanismo de daño a la formación

### 2.2.1 INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO

La restricción que afecta a la productividad o inyectividad del pozo puede ser causada por desequilibrios químicos, físicos en la matriz de la roca o en los fluidos de la formación, que existiendo en equilibrio durante el tiempo

geológico, se ven alterados por la introducción de fluidos extraños durante las operaciones de campo, con lo cual se reduce la permeabilidad<sup>2</sup>.



**Figura 6.** Deposición por interacción roca-fluido  
(CIVAN, 2006)

La composición de los fluidos inyectados, la tasa de inyección, la temperatura, el pH y la mineralogía de la roca son el conjunto de variables que afectan la naturaleza y la extensión de las interacciones fluido-roca.

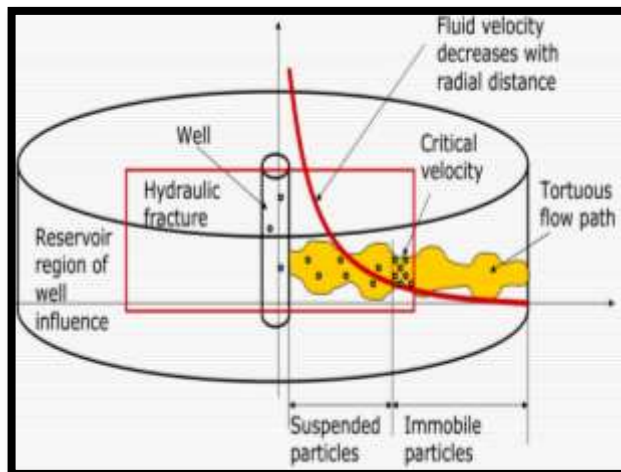
### 2.2.1.1 Taponamiento por partículas finas

Los finos se definen como pequeñas partículas que están adheridas a las paredes de los poros de la roca, las cuales son producidas in situ o por operaciones de campo. La migración de finos es una fuente reconocida de daño de formación en algunos pozos de producción, sobre todo en las areniscas<sup>3</sup>.

<sup>2</sup> Intevp., Daños a la Formación, Primera edición, 1997, pág 15.

<sup>3</sup> Gray, D.H. and Rex, R.W. 1966. Formation Damage in Sandstones Caused by Clay Dispersion and Migration. Clays and Clay Minerals 14 (1): 355.





**Figura 7.** Filtración de partículas finas en la formación  
(CIVAN, 2006)

En los pozos productores la evidencia directa del daño de formación es muy difícil de obtener. Aunque la mayoría de las otras formas de daño de formación tienen indicadores evidentes del problema, los síntomas de campo de la migración de finos son mucho más sutiles.

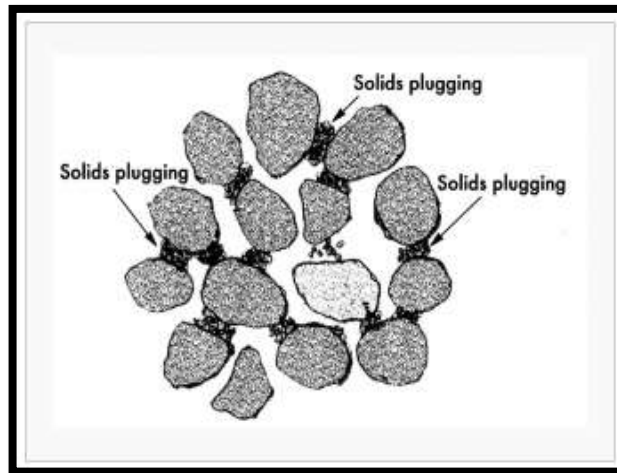
Las pruebas indirectas tales como la disminución de la productividad durante un período de varias semanas o meses es el síntoma más común.

Para que ocurra su migración las partículas deben desprenderse de la superficie del grano, dispersarse y fluir a través del medio poroso hasta llegar a los cuellos de los poros, lo que causa un taponamiento severo y una disminución en la permeabilidad de los medios porosos en la región cercana al pozo donde la velocidad del fluido es máxima<sup>4</sup>.

La migración de finos también puede ser inducida por arrastre mecánico de las partículas, que puede ocurrir cuando la velocidad del fluido se incrementa por encima de una velocidad crítica<sup>5</sup>.

<sup>4</sup> Intevep., Daños a la Formación, Primera edición, 1997, pág 15.

<sup>5</sup> Das, S.K., Sharma, M.M., and Schechter, R.S. 1995. Adhesion and Hydrodynamic Removal of Colloidal Particles from Surfaces. Particle Science and Technology 13: 227.



**Figura 8.** Daño a la formación por sólidos

(SPE, 2012)

Las partículas finas se caracterizan por tener un tamaño promedio de grano que va desde el coloidal hasta 40 micrones.

Las principales partículas finas que se hallan en el medio poroso son:

Arcillas antigénicas como:

- Caolinita
- Lutita
- Clorita

Carbonatos como:

- Calcita
- Dolomita
- Siderita

Las arcillas que más afectan a la permeabilidad del yacimiento se las conoce como antigénicas y son una grave amenaza ya que se encuentran directamente en el espacio poroso en la trayectoria de los fluidos.

Estos minerales son de tamaño pequeño, estructuralmente laminares y de gran área superficial por lo que tienden a reaccionar rápidamente con el flujo

que se introduce en el medio poroso de modo que este fluido no es compatible con el tipo de arcilla presente<sup>6</sup>.

Este tipo de migraciones se diagnostica cuando se tiene indicios presentes, como:

- Abrasión en equipos de subsuelo y superficie
- Muestras tomadas en verificaciones de fondo
- Taponamiento de intervalos de interés
- Pozos completados en formaciones someras no consolidadas
- Caracterización de arcillas mediante análisis de núcleos, muestras de canal y registros de gamma ray espectral

#### **2.2.1.2 Formación de precipitados por reacciones químicas en el medio poroso**

Para estimulación de formaciones en casos necesarios se utiliza ácidos, los cuales usados de forma correctamente no deberían ocasionar daños en las arenas productoras.

Al interactuar un ácido con los minerales presentes en la formación se provoca la disolución de estos, por lo que se produce la precipitación de otras especies químicas al gastarse el ácido y aumentar el pH.

#### **2.2.2 INTERACCIÓN FLUIDO-FLUIDO**

La interacción fluido-fluido puede traer como consecuencia varios mecanismos de daño como son:

- Bloqueo por emulsiones
- Precipitación de compuestos inorgánicos
- Precipitación de compuestos orgánicos

---

<sup>6</sup> Intevp., Daños a la Formación, Primera edición, 1997, pág 26.

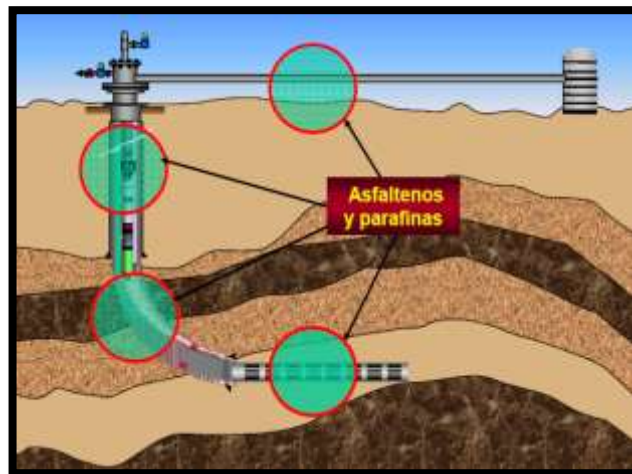
La precipitación de compuestos sólidos inorgánicos se facilita por incompatibilidad entre los fluidos inyectados, como el fluido de control y agua de formación presente en el reservorio, la precipitación de compuestos orgánicos se da por incompatibilidad entre fluidos inyectados y el crudo.

La precipitación de sólidos de las salmueras utilizadas en terminación o reacondicionamiento de pozos y el crudo de la arena productora, puede causar grave daño a la formación cuando estos sólidos obstaculizan los espacios porosos.

Los sólidos precipitados pueden ser inorgánicos que provienen de las salmueras u orgánicos que provienen del crudo presente en la arena productora.

### 2.2.2.1 Precipitaciones Orgánicas

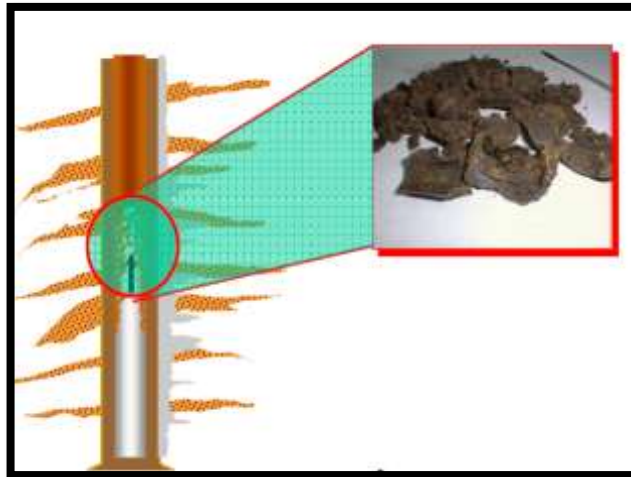
Las variedades orgánicas más comunes que causan daño a la formación, son las parafinas y los asfaltenos.



**Figura 9.** Depósitos Orgánicos

(Rodríguez, 2007)

Las parafinas son hidrocarburos de cadena larga que se precipitan de ciertos tipos de crudo, cuando decrece la temperatura o si la composición del crudo varía cuando la presión disminuye y se libera gas.



**Figura 10.** Precipitación de parafinas

(Rodríguez, 2007)

Los asfaltenos son compuestos aromáticos y nafténicos del alto peso molecular que se encuentran en dispersión coloidal en algunos crudos.

Los asfaltenos y resinas generalmente se definen como la fracción insoluble en pentano del petróleo crudo<sup>7</sup>.

La precipitación de productos orgánicos puede ser también natural o inducida.

La precipitación natural de las parafinas está relacionada directamente a la disminución de la temperatura del crudo y se presenta con más frecuencia en las tuberías, que en la arena productora.

La precipitación natural de asfaltenos se ocasiona principalmente por cambios en la composición del petróleo, provocados por liberación de gas y fracciones ligeras al disminuir la presión. Si hay una zona de alta caída de presión en las cercanías del pozo, los asfaltenos pueden precipitarse en el medio poroso.

La causa principal de la depositación de parafinas es simplemente una pérdida de la solubilidad en el aceite crudo<sup>8</sup>.

---

<sup>7</sup> Yen, T.F. 1974. Structure of Petroleum Asphaltene and Its Significance. Energy Sources 1 (4): 447-463.

La presencia de agua de humectación de las superficies de la tubería favorece a inhibir la deposición de parafina. Además, el agua tiene un calor específico más alto que el petróleo, lo que aumenta la temperatura de flujo.

En la tubería con presencia de óxido, presenta una gran superficie y numerosos lugares para la formación de cristales de parafina, además ofrece un lugar apropiado para la deposición de parafinas, ya que estos hidrocarburos de cadenas largas se adhieren mejor a superficies rugosas, que ha superficies lisas.

El perfil de temperatura dentro de la tubería o en las cercanías del pozo es un factor determinante en la conclusión, que si la parafina es arrastrada por el fluido o se deposita en las paredes de la tubería.

La precipitación inducida resulta de la alteración del equilibrio entre el crudo del yacimiento y sus constituyentes parafínicos y asfálticos, esta alteración puede producirse durante cualquiera de las operaciones que se llevan a cabo en un pozo<sup>9</sup>.

#### **2.2.2.2 Precipitaciones Inorgánicas**

La precipitación de sólidos inorgánicos se da principalmente cuando la salmuera utilizada y las aguas de formación son incompatibles y se producen cambios en las condiciones de presión y temperatura. Los sólidos inorgánicos se les conocen como escala y se depositan cuando se altera el equilibrio químico y termodinámico, haciendo que las aguas o sus mezclas alcancen el punto de saturación de sus sales disueltas.

### **2.2.3 FENÓMENOS INTERFACIALES**

---

<sup>8</sup> McClafin, G.G. and Whit fill, D.L. 1984. Control of Paraffin Deposition in Production Operations. J Pet Technol 36 (11): 1965-1970. SPE-12204-PA

<sup>9</sup> Intevp., Daños a la Formación, Primera edición, 1997, pág 27.

Las obstrucciones que disminuyen la permeabilidad de la roca, no son la única forma de daño en la formación, estos además pueden ser ocasionados por fenómenos interfaciales.

Hay daños causados por los fluidos que involucran cambios en la viscosidad aparente de la fase oleica o un cambio en la permeabilidad relativa al petróleo, a veces se cree que este tipo de daño es temporal, ya que los fluidos son móviles y deberían poder alejarse de la vecindad del pozo sin embargo en la práctica es muy difícil eliminar este tipo de daño<sup>10</sup>.

### **2.2.3.1 Bloqueo por emulsiones**

Si en la superficie se observa emulsiones esto no significa la formación de emulsiones en las inmediaciones del pozo. Muy a menudo, las emulsiones de superficie son el resultado de la mezcla y de cizallamiento que se producen en las válvulas de la corriente de flujo después de que los fluidos han entrado en el pozo. Es raro tener emulsiones y formar lodos en la región vecina al pozo sin la introducción de productos químicos externos<sup>11</sup>.

Esto ocurre cuando una emulsión viscosa ocupa el espacio poroso cercano al pozo y bloquea el flujo de fluidos hacia el mismo. La conductividad de la formación cerca del pozo puede quedar reducida a cero, este fenómeno no es frecuente pero cuando ocurren sus consecuencias son desastrosas.

El mecanismo de la formación de emulsiones en el medio poroso es controversial pero parece que no solo depende de las propiedades del crudo sino también de la introducción de agentes externos.

Es más probable que la formación de emulsiones se produzca por la introducción de agentes emulsificantes con los filtrados de los fluidos de perforación o de control, si además existen partículas finas dispersas en el

---

<sup>10</sup> Intevep., Daños a la Formación, Primera edición, 1997, pág 30.

<sup>11</sup> Schechter, R.S. 1991. Oil Well Stimulation. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall.

medio poroso estas se colocaran en la interfase impidiendo la coalescencia de las gotas de agua de las fase dispersa de la emulsión estabilizándola<sup>12</sup>.

Por lo general, se identifica este mecanismo de daño porque existe un aumento en el corte de agua y sedimentos de la producción, esto se ocasiona en pozos que han sido objeto de trabajos de reacondicionamiento con fluido de control mal formulado.

### **2.2.3.2 Bloqueo por agua**

Este es una reducción en la permeabilidad relativa al petróleo por el incremento de la saturación de agua en el medio poroso en las cercanías del pozo.

Si grandes volúmenes de fluido de perforación o de terminación a base de agua se pierden en el pozo, una región de alta saturación de agua se forma en torno a las proximidades del pozo. En esta región, la permeabilidad relativa de las fases de hidrocarburos se reduce, resultando en una pérdida neta de la productividad del pozo<sup>13</sup>.

Cuando se filtra a la arena productora agua que proviene de los fluidos de perforación, completación o reacondicionamiento, pueden ocurrir bloqueos por agua.

Otra forma que puede ocasionarse estos bloqueos es por la comunicación con una zona de elevada saturación de agua.

La región de alta saturación de agua resultante de un bloqueo cerca del pozo reduce la permeabilidad de la formación al petróleo.

---

<sup>12</sup> Intevep., Daños a la Formación, Primera edición, 1997, pág 32.

<sup>13</sup> Abrams, A. and Vinegar, H.J. 1985. Impairment Mechanisms in Vicksburg Tight Gas Sands. Presented at the SPE/DOE Low Permeability Gas Reservoirs Symposium, Denver, Colorado, 19–22 March. SPE-13883-MS.

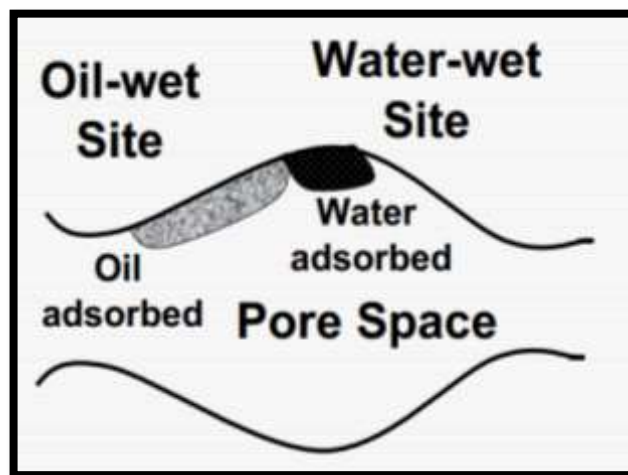


Un bloqueo por agua en general se elimina por sí solo, en general viene asociado con otros tipos de daños que enmascaran su identificación e impiden su eliminación.

Este tipo de bloqueo se identifica si existió previamente un trabajo inadecuado en el pozo, un incremento repentino del corte de agua o una ausencia total en la producción<sup>14</sup>.

#### 2.2.4 CAMBIO EN LA MOJABILIDAD

Los cambio en la mojabilidad se producen principalmente por el efecto de surfactantes en el medio poroso, estos aditivos químicos adicionados en el fluido de perforación pueden afectar directamente a la formación si están mal aplicados. Su principal alteración en la arena es afectando la mojabilidad de la formación hacia el petróleo, reduciendo la permeabilidad relativa al petróleo. Esto se da principalmente en fluidos de perforación de emulsión inversa.



**Figura 11.** Daño por cambio en la mojabilidad

(CIVAN, 2006)

La pérdida de los tensoactivos en inhibidores de perforación, fluidos de terminación de corrosión, dispersantes en los fluidos de estimulación y el uso

<sup>14</sup> González N, Completación y Reacondicionamiento de Pozos, Primera edición, pág 208.

de resinas para el control de arena puede causar cambios en la humectabilidad en la región cercana al pozo<sup>15</sup>.

La adición de surfactantes puede alterar la mojabilidad de la formación al petróleo, por tal motivo debe existir en el fluido de control a utilizarse en trabajos de reacondicionamiento una concentración adecuada de este aditivo químico.

Cuando la roca es hidrófila existe un proceso de imbibición, el agua desplaza al crudo, si este proceso se invierte se producirá agua, aumentando el corte de agua en la producción.

### **2.2.5 DAÑO TIPO MECÁNICO**

Durante los trabajos de perforación, reacondicionamiento e inyección de agua en la formación, el medio poroso puede ser invadido por partículas sólidas. Dependiendo del tamaño de las partículas, relativo al tamaño de los poros, ese daño será más o menos profundo.

El colapso de la formación productora alrededor del pozo es otra variante de daño mecánico, esto puede darse ya sea por los altos diferenciales de presión, que crean altas velocidades de flujo y tasas de cizallamiento o por destrucción del material cementante intergranular durante procesos de acidificación.

### **2.2.6 DAÑO TIPO BIOLÓGICO**

Los pozos que reciben particularmente agua son susceptibles al daño causado por bacterias en la zona cercana al pozo. Las bacterias que han sido inyectadas a la arena productora si son anaeróbicas, son muy perjudiciales ya que se reproducen rápidamente en la formación,

---

<sup>15</sup> Sharma, M.M. and Wunderlich, R. 1987. Alteration of Rock Properties Due to Interaction With Drilling Fluid Components. J. Petroleum Science and Engineering (1): 127-143.

obstaculizando los espacios porosos con precipitados que resultan de sus procesos biológicos o con su aglomeración.

Bajo la mayoría de condiciones de producción los microorganismos bacterianos, su crecimiento no se estimula debido a las condiciones de alta temperatura y presión. Sin embargo, en algunos casos, la inyección de fluidos a base de agua puede inducir el crecimiento de las poblaciones microbianas y puede resultar en una disminución significativa en la productividad o inyectividad<sup>16</sup>.

## **2.3 DAÑO A LA FORMACIÓN DURANTE LAS OPERACIONES**

Durante las operaciones que se llevan a cabo en un pozo a lo largo de su vida pueden ocasionarse daños a las formaciones productoras de hidrocarburos.

### **2.3.1 DAÑO DURANTE LAS OPERACIONES DE COMPLETACIÓN Y REPARACIÓN**

Durante las operaciones de cementación la invasión de sólidos es un problema importante, ya que el tamaño promedio de las partículas de cemento por lo general es de una magnitud mayor que el tamaño promedio de los poros de la arena, esto es incluso un problema serio en yacimientos de alta permeabilidad.

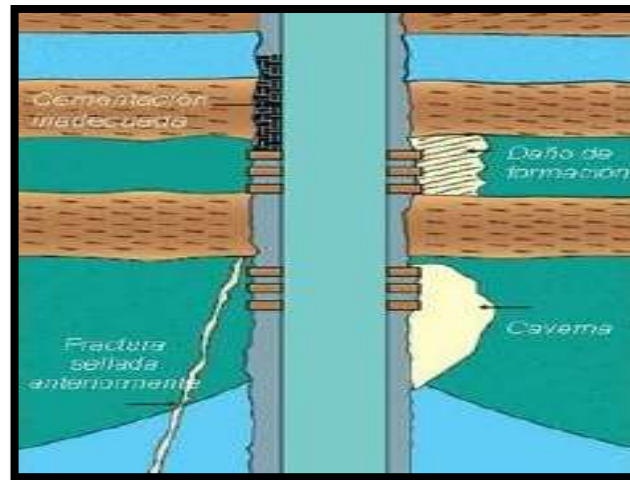
Existe la posibilidad de forzar sólidos a la arena productora en forma de una fractura, no de la invasión del medio poroso durante las operaciones de cementación forzada o en el caso de que ocurra una pérdida de circulación durante la cementación inicial.

Durante las operaciones de cementación la invasión de filtrado es un grave inconveniente, ya que para remover el revoque se inyecta lavadores

---

<sup>16</sup> Raleigh, J.T. and Flock, D.L. 1965. A Study of Formation Plugging With Bacteria. J Pet Technol 17 (2): 201-206. SPE-1009-PA

químicos para limpiar el pozo, los cuales carecen de control de pérdidas de filtrado.



**Figura 12.** Daño causado por la cementación

(González, 2012)

El filtrado de los lavadores químicos si reacciona con los minerales y fluidos del yacimiento puede provocar inconvenientes como:

- Desestabilización de las arcillas
- Migración de partículas finas
- Cambios de mojabilidad
- Cambios en la saturación de fluidos alrededor del pozo

El daño en operaciones también puede provocarse por invasión de fluidos hacia el pozo durante operaciones de completación y reacondicionamiento, debido generalmente a los altos sobrelances de presión que se utilizan como medida de seguridad o por desconocimiento de la verdadera presión del yacimiento.

Para este tipo de operaciones se usa generalmente salmueras con elevada concentración de sales, con polímeros que permitan sostener los sólidos, además de aditivos químicos como: inhibidores de corrosión, solventes y surfactantes.

Además en operaciones de completación o reacondicionamiento los daños pueden ocasionarse por reacciones químicas de las sales disueltas con los fluidos presentes en la formación y en algunos casos con los minerales.

La penetración de agua en la formación puede causar bloqueo por agua al disminuir la permeabilidad relativa a los hidrocarburos, este bloqueo se incrementa si hay arcillas presentes.

Existe tendencia a formar emulsiones entre el agua introducida y el petróleo presente, estabilizadas por partículas finas o por el exceso de inhibidor de corrosión presente. También puede haber reacciones entre la salmuera que se filtra a la formación y el filtrado del fluido de perforación que ocupa el espacio alrededor del pozo. En general el resultado de estas interacciones es la formación de emulsiones.

En las operaciones de completación de un pozo es muy importante supervisar el proceso de cañoneo, ya que hay que distinguir entre el cañoneo sub-balanceado (TCP) y el cañoneo en sobrebalance. La intención al cañonear es producir la entrada de fluidos desde el yacimiento hasta el pozo, pero también pasar más allá de la zona invadida por los filtrados y sólidos introducidos a la formación en operaciones anteriores.

El diferencial de presión a favor de la columna de fluido en un cañoneo sobrebalance producirá que el filtrado y partículas sólidas se introduzcan en el túnel de la perforación resultado del cañoneo.

En cambio si la diferencial de presión es a favor de la formación y el cañoneo se lo realiza en sub-balance esto facilita el flujo desde la arena hacia el pozo para expulsar parte de los elementos extraños que han invadido previamente el yacimiento.

Por ultimo durante estas operaciones las perforaciones pueden taparse por agentes extraños, como son: el recubrimiento o la suciedad de las tuberías, y el exceso de grasa que se coloca en las roscas<sup>17</sup>.

### **2.3.2 DAÑO DURANTE LA PRODUCCIÓN**

Los daños más frecuentes observados durante la vida productiva de un pozo son:

- Migración y taponamiento por partículas finas en el área critica alrededor del pozo.
- Precipitación de productos inorgánicos al cambiar las condiciones de presión y temperatura.
- Precipitados orgánicos, parafinas y asfaltenos.
- Producción de arena debida a las altas velocidades de flujo, producidas por altas presiones diferenciales en el radio crítico del yacimiento alrededor del pozo.
- Colapso de los poros por alta presión diferencial o por aumento de la presión del yacimiento.

## **2.4 FLUIDO DE CONTROL EN OPERACIONES DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO**

Cuando las operaciones de terminación o reparación se llevan a cabo en un pozo, el fluido presente en el mismo debe minimizar el impacto en la permeabilidad cerca del pozo. Hace varias décadas, los ingenieros se dieron cuenta de que el uso de fluidos de perforación durante las terminaciones era inapropiado porque los líquidos causaron severos daños en la zona productiva. Una amplia variedad de fluidos están ahora disponibles para terminación o reparación de pozos fluidos.

---

<sup>17</sup> Intevep., Daños a la Formación, Primera edición, 1997, pág 50.

### **2.4.1 DEFINICIÓN**

Es cualquier fluido colocado frente a un intervalo de producción, antes o después del cañoneo o cualquier fluido que se circule en el pozo o sea inyectado a la formación durante cualquier operación de reacondicionamiento de pozos.

### **2.4.2 FUNCIONES**

Entre las principales funciones están:

- Controlar las presiones del yacimiento
- Eliminar del pozo todos los sólidos móviles
- Enfriar y lubricar la sarta de trabajo y las herramientas dentro del pozo
- Reducir al mínimo, tanto las pérdidas por fricción mecánica como por el fluido
- Causar el menor daño posible a la formación
- Ser un fluido estable, no tóxico, no corrosivo e inherentemente limpio
- Ser inerte a la contaminación por sales solubles, minerales y cemento
- Ser un fluido económico

### **2.4.3 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE CONTROL**

Los fluidos de completación y reacondicionamiento pueden ser clasificados de la siguiente manera:

#### **2.4.3.1 Homogeneidad**

De acuerdo a la homogeneidad los fluidos de control se clasifican en:

#### 2.4.3.1.1 Fluidos con sólidos en suspensión

Contienen gran cantidad de sólidos con el fin de aumentar el peso del fluido y controlar las presiones de formación, son poco usados ya que causan taponamiento en la formación y reducen la permeabilidad.

#### 2.4.3.1.2 Fluidos sin sólidos en suspensión

El principal componente es petróleo o soluciones de salmuera. Contiene aditivos tales como inhibidores de arcilla, anticorrosivos o controladores de pérdida de circulación, son los más usados ya que no causan taponamiento en la formación y provocan poca reducción en la permeabilidad.

#### 2.4.3.1.3 Fluidos espumosos

Formados por emulsiones estables de lodo aireadas con aditivos estabilizadores del lodo y agentes espumosos.

### **2.4.3.2 Componente principal**

De acuerdo al componente principal los fluidos de control se clasifican en:

#### 2.4.3.2.1 Petróleo

La disponibilidad de petróleo en la mayoría de los taladros de reacondicionamiento es una alternativa en aquellos casos donde el peso del fluido no es un factor crítico y se puede realizar las operaciones sin inconvenientes.

#### 2.4.3.2.2 Salmuera



Muy usada como fluido de completación y reacondicionamiento, sin embargo en formaciones que contienen arcillas puede causar hinchamiento de estas y se pueden alcanzar pesos de 8,3 a 20 libras por galón. El único problema con las salmueras es que no son nunca realmente claras<sup>18</sup>.

#### 2.4.3.2.3 Agua de formación

Es muy usada debido a su bajo costo y disponibilidad, contiene gran cantidad de sólidos, lo que representa un problema ya que necesita un tratamiento previo para evitar daño por taponamiento de sólidos.

#### 2.4.3.2.4 Fluido convencional a base de agua

No es muy considerada como fluido de completación debido al contenido de sólidos, los cuales pueden bloquear la formación y taponar las perforaciones. El análisis económico y su disponibilidad son las razones para ser usado como fluido de control en reacondicionamiento de pozos.

#### 2.4.3.2.5 Fluido de emulsión inversa

El filtrado de este tipo de lodos es petróleo, por lo que son considerados menos dañinos que los lodos a base de agua. Evitan el hinchamiento de arcilla, se pueden usar como fluidos de empaque. Su uso está limitado en pozos profundos con alta temperatura de fondo que requieren fluidos pesados que no reaccionen frente a la temperatura con las salmueras.

#### 2.4.3.2.6 Fluido a base de polímeros

Su uso está limitado por su elevado costo, se los considera fluidos limpios. Fluidos con base en polímeros sufren de desventajas y puede provocar daño grave a la formación si grandes cantidades de polímero se pierden a la en la

---

<sup>18</sup> Morgenthaler, L.N. 1986. Formation Damage Tests of High-Density Brine Completion Fluids. SPE Prod Eng 1 (6): 432-436

misma. Este problema es particularmente agudo si el polímero no está completamente hidrolizado en la salmuera.

Se muestra las densidades de salmueras utilizadas comúnmente como fluidos de control en la Tabla 1.

**Tabla 1.** Preparación de fluidos en base de salmuera

Salmuera	Máxima densidad (lpg)
Cloruro de calcio	9
Cloruro de sodio	10
Cloruro de calcio	12,7
Bromuro de sodio	15,1
Bromuro de calcio	19,2

(Cholet, 2000)

El uso de estas salmueras se dicta principalmente por su aplicación, condiciones del reservorio y costo.

#### **2.4.4 FACTORES QUE INCIDEN EN LA SELECCIÓN DE UN FLUIDO DE COMPLETACIÓN**

Estos dependen de los factores propios inherentes a la operación de completación y reacondicionamiento que se desea realizar.

Se los puede describir así:

##### **2.4.4.1 Mecánicos**

###### **2.4.4.1.1 Velocidad anular**

Esta origina el impacto del fluido sobre la formación. Tasas altas crean turbulencia que pueden causar daños. Tasas bajas influyen en la apropiada colocación del fluido para realizar la completación, estas se deben principalmente a limitaciones en el equipo de bombeo, altas pérdidas de fluido en el anular o la combinación de ambos.

Es importante analizar la velocidad con la que se inyecta el fluido y las condiciones del yacimiento.

#### 2.4.4.1.2 Facilidades de mezcla

Analizar la capacidad con la que opera correctamente los equipos de superficie es un factor muy importante, ya que cuando estos equipos superficiales manejan un volumen limitado de fluido, se debe seleccionar un fluido que pueda ser preparado y mantenido con poca cantidad de material, evitando el desabastecimiento de fluido para las operaciones.

#### 2.4.4.1.3 Espacio anular

La reducción del espacio anular por equipos de fondo influye en el mantenimiento de la caída de presión en el sistema, lo que contribuye a su estabilidad mientras se realiza la completación<sup>19</sup>.

#### 2.4.4.1.4 Naturaleza y cantidad de fluido en el pozo

Los fluidos de completación y los fluidos que se encuentran en el pozo deben ser compatibles de manera tal que no produzcan residuos o precipitados los cuales causaran daño.

#### 2.4.4.1.5 Corrosión

Existen fluidos que pueden provocar un alto grado de corrosión sobre las superficies metálicas, por lo que es necesario el uso de un inhibidor de corrosión, el que debe ser compatible con el fluido y que no exceda los límites permitidos entre 0,05 - 0,1 porcentaje en el fluido de control.

#### 2.4.4.1.6 Componentes de los fluidos

---

<sup>19</sup> González N. Completación y Reacondicionamiento de Pozos, Primera edición, pág 146.

El fluido de control seleccionado es recomendable que contenga la menor cantidad posible de sólidos en suspensión, por lo que sus componentes deben ser solubles y estables a las presiones y temperaturas de operación.

#### **2.4.4.2 Propios de la formación**

##### 2.4.4.2.1 Presión

La presión hidrostática del fluido debe ser lo suficiente para vencer la presión de la formación por lo menos en 100 psi o mayor del factor de seguridad con el que se está trabajando, es necesario el control en esta variable para evitar catástrofes en las operaciones.

##### 2.4.4.2.2 Permeabilidad

El fluido de control con el que se va a operar debe impedir las pérdidas de circulación cuando estamos en presencia de arenas de altas permeabilidades.

##### 2.4.4.2.3 Consolidación

El fluido de operación tiene que ser apto para permitir el aumento de su viscosidad para efectos de limpieza sobre todo en arenas poco consolidadas.

##### 2.4.4.2.4 Temperatura

Es trascendental tener el dato veraz de temperatura a la cual el fluido se va a exponer, esto con el objetivo de garantizar la estabilidad del mismo.

##### 2.4.4.2.5 Arcillosidad

Es necesario seleccionar un fluido que inhiba la hidratación de las arcillas, sea el caso en las formaciones propensas a este daño.

#### 2.4.4.2.6 Humectabilidad

Algunas formaciones son mojadas preferentemente por agua y otras por petróleo. El filtrado depende de cuál es la fase continua de un fluido. Esto debe ser tomado en cuenta para evitar la formación de emulsiones entre el filtrado y el fluido de la formación<sup>20</sup>.

### **2.4.4.3 Ambientales**

#### 2.4.4.3.1 Contaminación

La exposición del fluido de control provoca cambios en sus propiedades físicas y químicas, por lo que es necesario evitar la exposición del fluido de control, a contaminantes como: cemento, agua salada, ácidos, surfactantes.

#### 2.4.4.3.2 Seguridad

Se deben usarlos fluidos que garanticen la seguridad tanto del personal como los equipos.

#### 2.4.4.3.3 Economía

Uno de los factores más importantes que se debe tomar en cuenta a la hora de seleccionar un fluido de completación y reacondicionamiento. Se debe hacer un análisis económico del costo de estimular para remover el daño ocasionado por el fluido vs el costo del fluido a usar.

---

<sup>20</sup> González N. Completación y Reacondicionamiento de Pozos, Primera edición, pág 147.

## CAPÍTULO III

### 3. METODOLOGÍA

#### 3.1 DESCRIPCIÓN DEL ACTIVO INDILLANA

##### 3.1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El activo Indillana se encuentra ubicado en la parte Oriental de la cuenca Oriente, limita al Norte con el campo Shushufindi-Aguarico, al Sur con los campos pertenecientes al Bloque 14 y campo Yuca Sur, al Este limita con los campos del Bloque 12.



**Figura 13.** Ubicación Geográfica del Bloque 15

(ARCH, 2014)

##### 3.1.2 RESEÑA HISTÓRICA

El 25 de Enero de 1985 se firmó el contrato de licitación del Bloque 15, a la empresa OEPC (Occidental Exploration of Petroleum Company), iniciándose el periodo de exploración el 12 de Febrero de este año.

En los años de 1985 y 1986 se registraron aproximadamente 1241 Km de líneas sísmicas y el pozo exploratorio Limoncocha-1 se perforo entre Agosto y Noviembre de 1985, en la parte oeste se encontraron 25 pies de arena neta de pago en la formación "T", la cual produjo a una tasa de 2104 BPPD de 30,5 grados API. Además se encontraron 7 pies de arena de pago en el reservorio "U" Inferior de la que se recuperaron aproximadamente 5 barriles de petróleo de 7,8 grados API.

El segundo pozo exploratorio, Palmeras-1 se perforo hasta marzo de 1986 a 14,5 Km al noreste de Limoncocha-1. Las arenas "U" Inferior y "T" mostraron 48,5 y 119,5 pies de arena neta respectivamente y aun cuando se detectaron muestras de crudo, las dos arenas se consideraron productoras de agua y el pozo fue taponado y abandonado.

El tercer pozo exploratorio fue Itaya-1 y se perforo en los meses de Mayo y Junio de 1986, aproximadamente a 14,5 Km este-sureste de Limoncocha-1. En este pozo se encontraron 65,5 pies de arena neta de pago en la arena "U" Inferior, pero la arena "T" estuvo ausente, siendo reemplazada por rocas volcánicas extrusivas. Las pruebas de producción de la arena "U" Inferior registraron 223 BPPD de 17,2 grados API. En esta arena no se encontró el contacto agua-petróleo.

El ultimo pozo exploratorio Indillana-1, se perforo en Septiembre de 1988 a 3 Km al suroeste de Itaya-1. Este pozo penetro 34,5 pies de arena neta de pago en el yacimiento "U" Inferior y 48 pies de arena neta de pago en el yacimiento "T". El contacto agua-petróleo se encontró a 8466 pies bajo el nivel del mar en la arena "U" inferior, pero la arena "T" estaba saturada de petróleo hasta la base del yacimiento, a 8613 pies bajo el nivel del mar.

Durante el periodo de extensión entre los meses de Septiembre a Noviembre de 1990 se perforo el pozo Jivino-1, este penetro 59 pies de arena neta de pago en el reservorio "U" Inferior, 18 pies de arena neta de pago en la arena "T" y 45,5 pies de arena neta de pago en la arena Hollín.

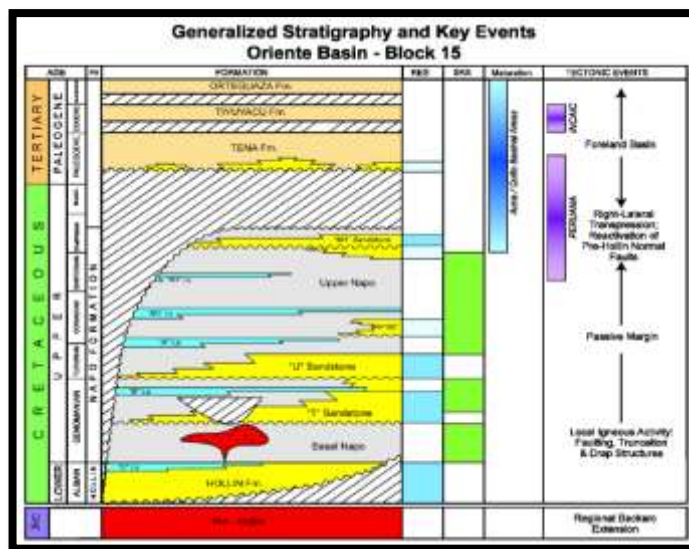
Las pruebas de producción mostraron, que en la arena Hollín se produjo 950 BPPD de 25,3 grados API, en la arena “T” 1872 BPPD de 28,2 grados API y en la “U” Inferior 997 BPPD de 18,2 grados API.

En Julio de 1991 se perforo el pozo Laguna-1, localizado a 3,4 Km este-norte-este de Jivino-1. Las arenas “U” Inferior y “T” tuvieron 69,5 pies y 75 pies de arena neta de pago respectivamente, mientras que la arena Hollín contenía únicamente agua.

En las pruebas de producción, la arena “T” fluyo 2130 BPPD de 22,1 grados API y la arena “U” Inferior 2330 BPPD de 19,5 grados API.

Es notable que los principales horizontes productores en estos campos, son los yacimientos “T” Principal y “U” Inferior de la formación Napo, además se encontraron acumulaciones de hidrocarburos en la arena Hollín.

La columna estratigráfica del Bloque 15 se expone en la Figura 14.



**Figura 14.** Columna Estratigráfica del Bloque 15

(ARCH, 2014)

### 3.1.3 GEOLOGÍA REGIONAL



El área de los Campos del CPF forma parte de la Cuenca Amazónica, desarrollada entre el Cratón Guyano-Brasileño al este y el arco volcánico andino al oeste, en el que se desplegó un extenso ambiente sedimentario tectónico, cuenca que se extiende desde Venezuela, al norte, hasta Bolivia al sur.

Es una de las cuencas andinas de “Foreland” de la parte occidental de Sudamérica, que se desarrolló durante la era terciaria, entre el basamento pre cambriano hacia el este y los arcos magmáticos activos andinos con sus cinturones de cabalgamiento hacia el oeste.

La cuenca Oriente es geológicamente continua con la cuenca Putumayo en Colombia y la Marañón en el Perú, es asimétrica en su corte transversal, buzando ligeramente hacia el oeste y sur a lo largo de su flanco oriental y buzando fuertemente hacia el este a través de su angosto flanco occidental.

La sección sedimentaria consiste en estratos Paleozoicos hasta Terciarios distribuidos dentro del actual “Foreland Basin Setting”, la prolífica sección cretácica está compuesta de sedimentos terrígenos derivados del este y depositados a lo largo del margen pericratónico asociado con la actividad intermitente de un arco de islas.

### **3.1.4 GEOLOGÍA DEL ACTIVO INDILLANA**

#### **3.1.4.1 Arenisca U**

Este Miembro está comprendido por areniscas, con intercalaciones de lutita y caliza. Se la ha subdividido en tres submiembros de acuerdo a las características del reservorio, estas son: Superior, Media e Inferior.

##### **3.1.4.1.1 Arenisca “U” Superior**

Está comprendido de arenisca con intercalaciones finas de lutita.

**Arenisca:** Blanca, gris, translúcida a transparente, friable a suelta, grano fino a medio, cuarzosa, subredondeada a redondeada, moderada selección, matriz caolinítica, cemento calcáreo, porosidad no visible, con inclusiones de glauconita.

**Lutita:** Gris oscuro, negra, moderadamente dura, fisil, laminar, textura cerosa, no calcárea, con inclusiones de micro mica.

#### 3.1.4.1.2 Arenisca “U” Media

Este Submiembro está compuesto predominantemente por arenisca intercalada con finos niveles de lutita y caliza.

**Arenisca:** Gris clara, hialina, de translúcida a transparente, de friable a suelta, de grano fino a medio, cuarzosa, de subangular a subredondeada, de moderada selección, en parte con matriz caolinítica, cemento no visible, pobre porosidad, ocasionalmente con inclusiones de glauconita.

**Lutita:** Gris oscura, suave a moderadamente dura, sublaminar a subfísil, ocasional planar, cerosa, con inclusiones de micro pirita y micro mica.

**Caliza:** Packstone, blanca, crema, suave a moderadamente dura, irregular a subblocosa, no visible la porosidad, ocasionalmente con inclusiones de glauconita. No presenta manifestación de hidrocarburos.

#### 3.1.4.1.3 Arenisca “U” Inferior

Compuesta principalmente de arenisca.

**Arenisca:** Gris clara, hialina, de translúcida a transparente, friable, de grano fino, cuarzosa, de subangular a subredondeada, de buena selección, con matriz caolinítica, cemento no visible, pobre porosidad, ocasionalmente con inclusiones de glauconita.

En la siguiente tabla se muestra las propiedades de porosidad, y espesor promedio de esta arena:

**Tabla 2.** Propiedades petrofísicas de los submiembros del reservorio “U”

FORMACIÓN	RESERVORIO	POROSIDAD	Sw
		%	%
Reservorio U	U Superior	15,3	44,4
	U Media	13,5	25,2
	U Inferior	17,2	21,3

(ARCH, 2014)

### 3.1.4.2 Arenisca T

Este Miembro está compuesto de areniscas, con intercalaciones de lutita y caliza. De acuerdo a las características del reservorio, la Arenisca “T” se la ha subdividido en dos submiembros.

#### 3.1.4.2.1 Arenisca “T” Superior

Está compuesto de arenisca, con intercalaciones de lutita y un nivel de caliza hacia el tope.

En la sección media se presenta una arenisca; gris claro, blanca, translúcida a transparente, friable, grano fino a muy fino, cuarzosa, subangular a subredondeada, moderada selección, matriz argilácea, cemento calcáreo, pobre porosidad visible, con inclusiones de glauconita y pirita.

Las areniscas presentes al tope y base de este cuerpo, presentan trazas de hidrocarburos.

**Lutita:** Gris, gris oscuro, suave a moderadamente dura, fisil, laminar, quebradiza, corte subblocoso, textura ceroso a terrosa, ligeramente calcárea, con inclusiones de micro mica.

**Caliza:** Mudstone a wackstone, crema, gris claro moteado con crema, moderadamente dura a suave, corte subblocoso, porosidad no visible.

### 3.1.4.2.2 Arenisca “T” Principal

Está comprendido de arenisca con delgadas intercalaciones de lutita.

**Arenisca:** Blanca, café claro, hialina, transparente a translúcida, suelta a friable, grano medio a fino, cuarzosa, subangular a subredondeada, moderada selección, matriz caolinítica, cemento no visible, porosidad no visible.

**Lutita:** Gris oscuro, negra, café oscuro, moderadamente dura a suave, físil, laminar, textura cerosa, no calcárea, con inclusiones de micro mica y glauconita.

En la siguiente tabla se muestra las propiedades de porosidad y espesor promedio de esta arena:

**Tabla 3.** Propiedades petrofísicas de los submiembros del reservorio “T”

FORMACIÓN	RESERVORIO	POROSIDAD	Sw
		%	%
Reservorio T	T Superior	13,22	36,19
	T Principal	15,65	22,62

(ARCH, 2014)

### 3.1.4.3 Arenisca Hollín

Este Submiembro está compuesto predominantemente de arenisca intercalada con lutitas.

**Arenisca:** Café clara, blanca verdosa, menor crema, de transparente a translúcida, de suelta a friable, de grano fino a medio, menor muy fino y ocasionalmente grueso, cuarzosa, subangular, menor subredondeada, de

pobre selección, ocasionalmente con matriz caolinítica, con cemento ligeramente calcáreo, pobre porosidad, con inclusiones de glauconita.

**Lutita:** Gris oscura, negra, moderadamente dura a suave, físil, menor sublamina, astillosa, terrosa, no calcárea.

A continuación se muestra en la siguiente tabla la porosidad y saturación de agua inicial en esta arena:

**Tabla 4.** Propiedades petrofísicas del reservorio Hollín

FORMACIÓN	RESERVORIO	POROSIDAD	Sw
		%	%
Hollín	Hollín	15,6	27,4

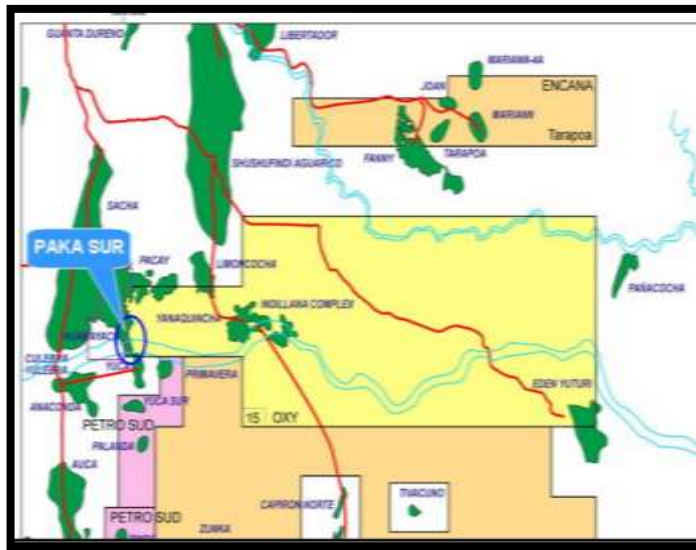
(ARCH, 2014)

### 3.1.5 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO PAKA SUR

#### 3.1.5.1 Campo Paka Sur

El campo Paka Sur se encuentra localizado en el Bloque 15 a unos 25 Km al oeste de la cuenca oriente, es el rincón sur occidental del área de Operación Central de Petroamazonas EP, conocida como el “Panhandle”.

Este campo limita con otros campos petrolíferos tales como: MDC al nor-este, Yuca al sur, Paka Norte y el campo Yanaquincha al norte, como se muestra en la Figura 15.



**Figura 15.** Ubicación geográfica del campo Paka Sur  
(ARCH, 2014)

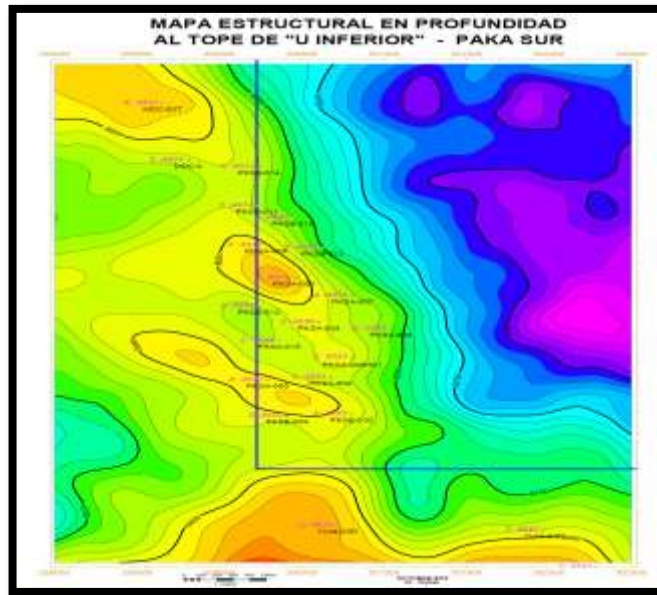
### 3.1.5.2 Introducción

Este campo fue descubierto con la perforación del pozo exploratorio Paka Sur-1, que se inició el 14 de Julio del 2004 y alcanzo una profundidad medida (MD) de 10625' en la formación Chapiza, el 01 de Agosto del mismo año. Los objetivos de la perforación exploratoria fueron las areniscas U Inferior, T Principal, y Hollín en las cuales se encontró acumulación de hidrocarburos.

### 3.1.5.3 Geología

#### 3.1.5.3.1 Estructura

El campo Paka Sur corresponde a un anticlinal asimétrico de dirección preferencial noreste-suroeste localizado en el extremo sur occidental del Bloque 15.



**Figura 16.** Mapa Estructural en Profundidad Campo Paka Sur

(ARCH, 2014)

### 3.1.5.3.2 Litología

Los reservorios de las formaciones Napo y Hollín muestran intercalaciones de areniscas, lutitas y calizas con presencia de glauconita en los miembros superiores.

Arenisca “U” Inferior: Esta arena comprendida de arenisca con intercalaciones de lutita.

Arenisca “T” Principal: Esta comprendido de arenisca con delgadas intercalaciones de lutita.

Los parámetros petrofísicos de estas arenas se resumen, a continuación en las siguientes tablas:

**Tabla 5.** Parámetros Petrofísicos de la formación “U” Inferior

Pozo	Topo	Base	ESPESOR			$\phi$	Sw	K
	(ft)	(ft)	Bruto	Arena	Neto	(%)	(%)	(md)
PKSA-001	8634	8695	61	58,7	58,7	16,4	8,7	442
PKSA-002	8664	8718	54	42,2	42,2	13,9	11,3	153
PKSA-003	8649	8685	36	29	28,5	15,9	10,6	253
PKSA-004	8656	8699	43	27,1	27,1	16,1	15,8	347
PKSB-013	8700	8737	37	28	20,5	13,8	26	108
PKSB-014	8670	8717	47	36,4	24,6	15,4	28	188
PKSB-015	8690	8723	33	20	20	16,3	10,8	486

**Tabla 6.** Parámetros Petrofísicos de la formación “T” Principal

Pozo	Topo	Base	ESPESOR			$\phi$	Sw	K
	(ft)	(ft)	Bruto	Arena	Neto	(%)	(%)	(md)
PKSA-001	8891	8960	69,1	61	61	16,9	8,7	730
PKSA-002	8939	8977	38,7	30	30	15	20,4	2038
PKSA-003	8913	8956	43,7	32	32	15	15,4	136
PKSA-004	8902	8939	60,4	27,1	14	14,5	25,9	158
PKSB-013	8964	9001	36,5	30	30	14,1	16,5	194
PKSB-011	8930	8972	41,8	7	7	13,2	21,2	35
PKSB-019	8951	8988	37	15	15	15,7	17,9	257

### 3.1.5.3.3 Yacimientos

El Campo Paka Sur posee tres yacimientos productores los cuales son:

- Yacimiento “U” Inferior
- Yacimiento “T” Principal
- Hollín Principal

Cada yacimiento tiene características propias de presión, temperatura, propiedades de roca y fluido.

A continuación en las siguientes tablas se resume las propiedades PVT de estas arenas:



**Tabla 7.** Propiedades PVT de la formación Hollín

Pozo	Formación	Pi (psi)	Pb (psi)	Rs (scf/bbl)	Boi (by/bn)	Bob (by/bn)	Viscosidad @ Pi (cP)	API
PKSA-01	HOLLIN	4400	69	18,8	1,07	1,1	9,7	24,4

(ARCH, 2014)

**Tabla 8.** Propiedades PVT de la formación "T" Principal

Pozo	Formación	Pi (psi)	Pb (psi)	Rs (scf/bbl)	Boi (by/bn)	Bob (by/bn)	Viscosidad @ Pi (cP)	API
PKSA-02	TP	2189	834	147,4	1,183	1,196	1,5	25,4

(ARCH, 2014)

**Tabla 9.** Propiedades PVT de la formación "U" Inferior

Pozo	Formación	Pi (psi)	Pb (psi)	Rs (scf/bbl)	Boi (by/bn)	Bob (by/bn)	Viscosidad @ Pi (cP)	API
PKSA-04	UI	3195	767	105	1,103	1,122	8,49	16,5

(ARCH, 2014)

### 3.1.6 RESERVAS

En las siguientes tablas se muestra los parámetros necesarios para el cálculo volumétrico del POES en las arenas de interés del campo Paka Sur perteneciente al Bloque 15.

**Tabla 10.** Parámetros necesarios para el cálculo del POES

CAMPO	Reservorio	Volumen total de roca	Área cero	Espesor promedio neto	Volumen neto de roca	Porosidad	Sw	Factor Volumétrico Inicial, Boi	Petróleo Original en Sitio POES
		acre-pie	Acres	pies	acre-pie	%	%	By/Bn	Bls
PAKA SUR	U Inferior	32 555	975	30,4	29 611	16,5	8,5	1,10	31 497
	T Principal	32 296	1 114	21,9	24 413	14,8	12,0	1,19	20 771
	Hollín	64 154	452	20,5	9 287	14,1	37,4	1,07	5 937
<b>Total</b>									<b>58 206</b>

(ARCH, 2014)

Las Reservas en este campo se detallan a continuación:

**Tabla 11. Reservas del campo Paka Sur**

CAMPO	Reservorio	Reservas Probables	Reservas Posibles	Reservas Probadas	Reservas Probadas + Probables	Reservas Probadas + Probables + Posibles
		Bls	Bls	Bls	Bls	Bls
PAKA SUR	U Inferior	0	0	5.383	5.383	5.383
	T Principal	0	0	3.920	3.920	3.920
<b>Total</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>9.303</b>	<b>9.303</b>	<b>9.303</b>

(ARCH, 2014)

### 3.1.7 PRODUCCIÓN EN EL CAMPO PAKA SUR

La producción de estos campos se muestra en la Tabla 12, los valores están expresados en barriles de petróleo anuales. Las formaciones de las cuales se produce son: las arenas “U” Inferior y “T” Principal.

Para este análisis, solo se valoró los datos de producción del campo Paka Sur.

**Tabla 12. Producción de los campos del Bloque 15**

CAMPOS	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Acumulado total
LIMONCOCHA	3 206 526	2 882 304	4 317 464	3 932 771	4 775 062	4 061 926	3 405 181	3 792 006	30 373 240
COMPLEJO INDILLANA	4 848 264	4 102 101	4 086 229	3 692 220	2 465 835	1 876 969	1 627 559	1 297 557	23 996 733
COMPLEJO YANAQUINCHA	1 718 446	2 190 635	2 427 230	3 039 927	3 875 054	3 585 678	3 328 916	3 323 478	23 489 363
PAKA NORTE	67 904	101 409	53 969	37 004	38 262	482 711	1 249 182	976 717	3 007 158
<b>PAKA SUR</b>	<b>377 268</b>	<b>910 444</b>	<b>2 234 901</b>	<b>2 624 153</b>	<b>2 094 266</b>	<b>2 812 661</b>	<b>2 429 827</b>	<b>2 490 030</b>	<b>15 973 550</b>
PALMAR OESTE			160 232	697 550	1 007 358	725 175	505 407	415 482	3 511 204
PALMARERAS NORTE			125 482	396 232	453 836	368 004	614 412	896 806	2 854 771
PAÑAYACU			783	267 724	129 545	105 638	78 555	46 092	628 337
QUINDE					78 041	61 560	51 964	78 705	270 271
<b>TOTAL</b>	<b>10 218 407</b>	<b>10 186 893</b>	<b>13 406 289</b>	<b>14 687 581</b>	<b>14 917 259</b>	<b>14 080 323</b>	<b>13 291 002</b>	<b>13 316 873</b>	<b>104 104 627</b>

(ARCH, 2014)

## CAPÍTULO IV

### 4. ANALISIS DE RESULTADOS

#### 4.1 ANÁLISIS DE LOS HISTORIALES DE PRODUCCIÓN

Los historiales de producción están tomados con valores desde el año 2006 hasta el año en curso, en los pozos pertenecientes al campo de estudio, que fueron motivo de trabajos de completación y reacondicionamiento, las gráficas de estos historiales se muestran en el Anexo 4.

Las gráficas que nos ayudan a identificar los problemas que ha ocasionado el fluido de control mal formulado, se muestran en el Anexo 4.

Este análisis se lo ha realizado en el campo y las arenas que se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla 13.** Campo de estudio

CAMPO	RESERVORIO
Paka Sur	U Inferior
	T Principal

En las siguientes tablas se muestra los pozos productores del campo que han sufrido declinaciones en su producción:

**Tabla 14.** Pozos del campo Paka Sur

POZO PRODUCTOR	RESERVORIO
PKSA-002	TP
PKSA-003	TP
PKSA-004	IU
PKSA-007	TP
PKSB-009	UI
PKSB-012	UI
PKSB-020	UI
PKSC-017	UI

## 4.2 ANÁLISIS DEL FLUIDO DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO

El fluido para operaciones de completación y reacondicionamiento de pozos para este campo es agua de formación tratada.

Este fluido es preparado con los aditivos que se muestran en la Tabla 15, el porcentaje de contenido de los aditivos químicos en la salmuera, depende de los parámetros de los reservorios y las condiciones de operación, esto se analizara en las pruebas de compatibilidad.

**Tabla 15.** Químicos utilizados en el fluido de control

QUÍMICO	% / BI
Biocida	0,04
Clarificador	0,05
Anticorrosivo	0,05

### 4.2.1 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS-QUÍMICAS DEL FLUIDO DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO

Es muy importante realizar este tipo de estudios que se detalla en el Anexo 5 y 6, para levantar datos veraces de las propiedades físico-químicas de estos fluidos, que es muy significativo para analizar correctamente su aplicación en los pozos de este campo.

Los principales parámetros que se analizan, se resumen en la siguiente tabla:

**Tabla 16.** Principales propiedades físicas y químicas

PROPIEDADES FÍSICAS	PROPIEDADES QUÍMICAS
Densidad	Alcalinidad
Contenido de solidos	pH
Turbidez	Dureza de calcio
	Dureza total
	Contenido de Cloruros

El fluido de completación, presenta las siguientes características:

**Tabla 17.** Valores de las propiedades físicas y químicas del fluido de completación

PROPIEDADES FÍSICAS		PROPIEDADES QUÍMICAS	
Densidad	8,4 lpg	Contenido de Cloruros	9400 mg/l
Turbidez	55 NTU	pH	7,4
		Dureza Total	180 mg/l

La densidad con la que se formula este fluido, es la apropiada para el uso en estos campos. Salmueras con densidades por encima de 9 lb/gal pueden inhibir parcialmente las arcillas y evitan el hinchamiento por su baja viscosidad.

La turbidez de este fluido presenta un valor elevado lo que refleja un elevado contenido de sólidos, lo que es poco apropiado ya que podría ocasionar daño a la formación.

El valor del contenido de cloruros es elevado, pero para este fluido y su interacción con la formación no representa un mayor peligro, ya que estos cloruros no interactúan con las arcillas evitando el daño a la formación.

La presencia de cationes multivalentes como el calcio y el magnesio, que se reflejan en la dureza del fluido, es un valor preocupante ya que estos, favorecen una fuerte interacción con las arcillas y permiten la hidratación de las mismas, lo que ocasionaría daño a la formación productora.

El valor del pH se encuentra en los rangos permitidos, ya que si este valor es muy elevado ocasiona daños en la formación como: Bloqueo por agua, obstrucción por emulsión y bloqueo por sólidos.

#### **4.2.2 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD FLUIDO DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO – CRUDO DEL CAMPO PAKA SUR**

Se ha tomado muestras de crudo de los pozos PKSA-02 de la arena TP y PKSB-020 de la arena UI, esto con el fin de medir el rendimiento y

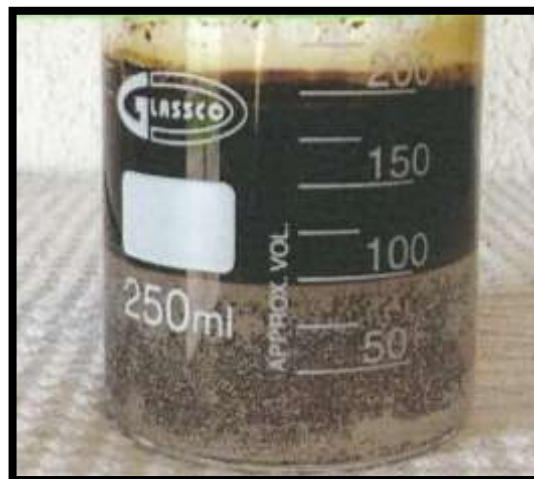
comportamiento de compatibilidad entre los fluidos de control y crudo de estos pozos.

#### 4.2.2.1 Resultados de las Pruebas de Compatibilidad

Los resultados obtenidos para la arena "U" Inferior son presentados con evidencia de imágenes y tablas.

**Tabla 18.** Prueba 1 "U" Inferior

PRODUCTOS QUÍMICOS UTILIZADOS	CONCENTRACIÓN DE PRODUCTOS	OBSERVACIONES
Agua de formación	99,30 ml	No hay separación, micro moléculas de crudo adheridas al vaso.
Aditivos Químicos	7 gpt	



**Figura 17.** Prueba 1 "U" Inferior

**Tabla 19.** Prueba 2 "U" Inferior

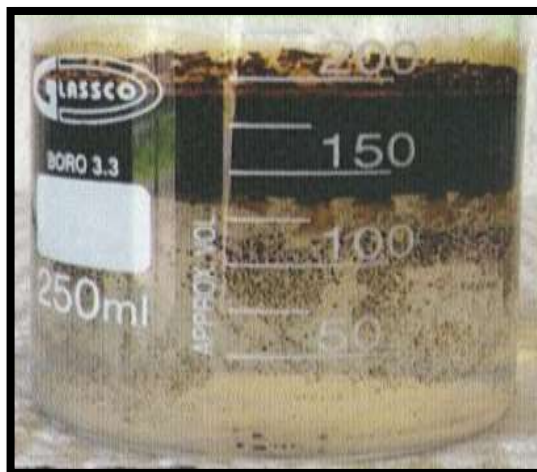
PRODUCTOS QUÍMICOS UTILIZADOS	CONCENTRACIÓN DE PRODUCTOS	OBSERVACIONES
Agua de formación	97,80 ml	Buena separación de fases, presenta crudo disperso y se incrementa proporción de agua.
Aditivos Químicos	22 gpt	



**Figura 18.** Prueba 2 “U” Inferior

**Tabla 20.** Prueba 3 “U” Inferior

PRODUCTOS QUÍMICOS UTILIZADOS	CONCENTRACIÓN DE PRODUCTOS	OBSERVACIONES
Agua de formación	95,80 ml	Buena separación de fases, crudo disperso
Aditivos Químicos	42 gpt	



**Figura 19.** Prueba 3 “U” Inferior

**Tabla 21.** Prueba 4 “U” Inferior

PRODUCTOS QUÍMICOS UTILIZADOS	CONCENTRACIÓN DE PRODUCTOS	OBSERVACIONES
Agua de formación	94,60 ml	Buena separación de fases, presenta crudo disperso
Aditivos Químicos	54 gpt	

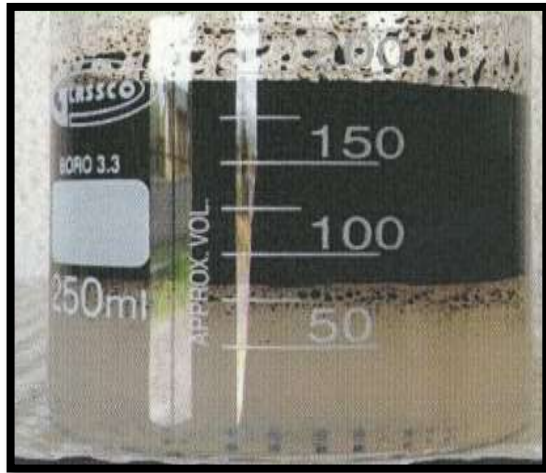


**Figura 20.** Prueba 4 “U” Inferior

**Tabla 22.** Prueba 5 “U” Inferior

PRODUCTOS QUÍMICOS UTILIZADOS	CONCENTRACIÓN DE PRODUCTOS	OBSERVACIONES
Agua de formación	95,40 ml	Mala separación de fases y agua turbia
Aditivos Químicos	46 gpt	





**Figura 21.** Prueba 5 “U” Inferior

Los resultados obtenidos para la arena TP son presentados con evidencia de imágenes y tablas.

**Tabla 23.** Prueba 1 “T” Principal

PRODUCTOS QUÍMICOS UTILIZADOS	CONCENTRACIÓN DE PRODUCTOS	OBSERVACIONES
Agua de formación	45,80 ml	Buena separación de fases, se presenta adherencia de crudo
Aditivos Químicos	42 gpt	



**Figura 22.** Prueba 1 “T” Principal

**Tabla 24.** Prueba 2 “T” Principal

PRODUCTOS QUÍMICOS UTILIZADOS	CONCENTRACIÓN DE PRODUCTOS	OBSERVACIONES
Agua de formación	99,30 ml	Buena separación de fases pero crudo disperso.
Aditivos Químicos	7 gpt	



**Figura 23.** Prueba 2 “T” Principal

**Tabla 25.** Prueba 3 “T” Principal

PRODUCTOS QUÍMICOS UTILIZADOS	CONCENTRACIÓN DE PRODUCTOS	OBSERVACIONES
Agua de formación	97,80 ml	Buena separación de fases, se incrementa proporción de agua
Aditivos Químicos	22 gpt	



**Figura 24.** Prueba 3 “T” Principal

Estas pruebas de compatibilidad entre las muestras de crudo de las arenas productoras y el fluido de control utilizado en las operaciones, indica que existe incompatibilidad entre los dos fluidos, esto se evidencia en el elevado índice de formación de emulsiones entre estos dos fluidos, lo que en condiciones de producción es totalmente desfavorable porque disminuye sustancialmente la producción de petróleo.

Esta formación de emulsiones en el fluido a producir aumenta su viscosidad, por lo tanto su caudal disminuirá, y en superficie se evidenciaría una disminución en la producción de crudo, por lo que es necesario al fluido de control adicionarle un solvente que permita mitigar o prevenir la formación de estas emulsiones y microemulsiones.

En el Anexo 4, se muestran los historiales de producción, los que sirven de ayuda para comprobar que el fluido de control utilizado que es incompatible con la formación provocó declinación en la producción de petróleo, después de los trabajos que se realizaron en cada pozo.

Un fenómeno interfacial como lo es el bloqueo por agua, se evidencia en un pozo productor por aumento en el corte de agua con el cual este pozo produce, razón por la cual es necesario al fluido de control adicionarle un surfactante para que ayude a contrarrestar este mecanismo de daño a la formación.

### **4.3 FORMULACIÓN DEL FLUIDO DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO**

Debido a que el fluido de completación y reacondicionamiento de pozos, presenta incompatibilidad con el crudo presente en la formación, se hace la propuesta de una formulación apropiada para utilizar en el campo Paka Sur y en las formaciones productoras que han sido motivo de análisis.

Se prueban escenarios con concentraciones variables de solventes y surfactantes, ya que es necesario realizar formulaciones mejoradas para

este campo. El objetivo es llegar a personalizar el fluido de completación evitando o minimizando la posibilidad de daño a la formación por cambio en la humectabilidad, bloqueo por agua y bloqueo por emulsiones.

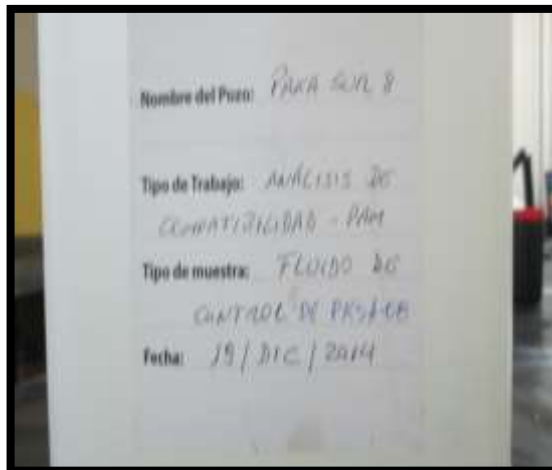
Se emplea 3 variables de solvente y surfactante no iónico. Estos aditivos químicos funcionan como preventor de emulsiones y evitan fenómenos interfaciales.

Se presenta en la siguiente tabla, la formulación adecuada para utilizar en el fluido en control para este campo.

**Tabla 26.** Formulación del fluido de control

FORMULACIÓN	
Cloruro de Potasio	SALMUERA
Inhibidor de corrosión	% ADITIVOS
Bactericida	
Surfactante	
Solvente Mutua	

Por medio de pruebas de compatibilidad en el laboratorio que se muestran adelante, se obtuvo el valor de concentración apropiado de aditivos a ser utilizados en el fluido de control, estas pruebas se realizaron en base a muestras de crudo de los pozos PKSA-002 TP y PKSB-20 UI, con la salmuera propuesta, variando los porcentajes de los aditivos, para identificar cual es el valor apropiado de estos químicos para las condiciones del campo.



**Figura 25.** Fluido de control

Esta es una salmuera especial, que sirve para evitar la formación de emulsiones y fenómenos interfaciales que afecten a las arenas productoras, mientras se realiza trabajos de completación y de reacondicionamientos de pozos.

#### 4.3.1 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS-QUÍMICAS DEL FLUIDO DE COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO

El fluido de completación, presenta las siguientes características:

**Tabla 27.** Propiedades Físicas y Químicas del fluido de control

PROPIEDADES FÍSICAS		PROPIEDADES QUÍMICAS	
Densidad	8,4 lpg	Contenido de Cloruros	5000 mg/l
		Dureza Total	80 mg/l
		pH	7,3

Los valores de las propiedades químicas muestran que el fluido de completación con la formulación propuesta, no causara daño a las arenas productoras.

Con la formulación del fluido que se propone se realizara pruebas de compatibilidad, con las muestras de crudo de las arenas productoras del campo Paka Sur.

### 4.3.2 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD ENTRE FLUIDO DE CONTROL Y EL CRUDO PRODUCIDO

Se realizan estas pruebas con muestras del crudo de los pozos, PKSA-002 TP y PKSB-20 UI.

Por medio de esta prueba se busca determinar si existe sensibilidad entre el fluido de control propuesto y las muestras de crudo que se obtuvieron, variando las concentraciones de surfactante y solvente para determinar los valores adecuados de estos aditivos, para el fluido de operación.

**Tabla 28.** Prueba 1 “U” Inferior

PRODUCTOS QUÍMICOS UTILIZADOS	CONCENTRACIÓN DE PRODUCTOS	OBSERVACIONES
Salmuera	94,80 ml	Buena separación de fases, micro moléculas de crudo adherido al vaso.
Solvente	50 gpt	
Surfactante	2 gpt	



**Figura 26.** Prueba 1 “U” Inferior

**Tabla 29.** Prueba 2 “U” Inferior

PRODUCTOS QUÍMICOS UTILIZADOS	CONCENTRACIÓN DE PRODUCTOS	OBSERVACIONES
Salmuera	94,60 ml	Existe buena separación de fases pero agua turbia.
Solvente	50 gpt	
Surfactante	4 gpt	



**Figura 27.** Prueba 2 “U” Inferior

**Tabla 30.** Prueba 3 “U” Inferior

PRODUCTOS QUÍMICOS UTILIZADOS	CONCENTRACIÓN DE PRODUCTOS	OBSERVACIONES
Salmuera	95,80 ml	Mala separación de fases y presenta crudo disperso.
Solvente	40 gpt	
Surfactante	2 gpt	



**Figura 28.** Prueba 3 “U” Inferior

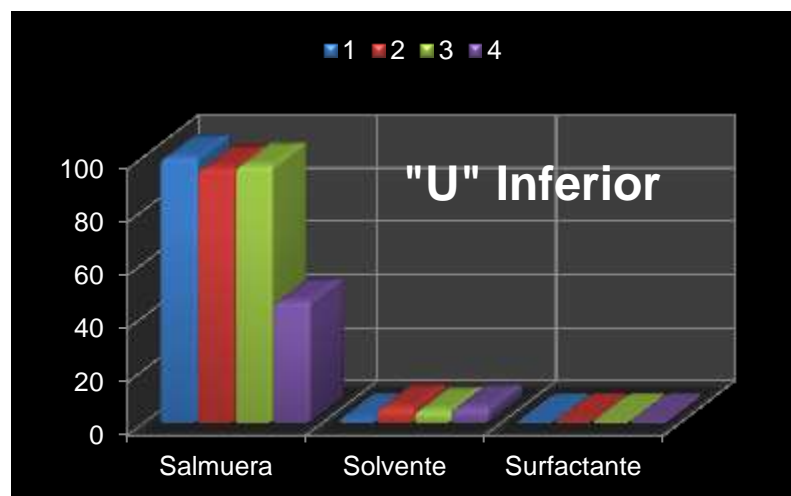
**Tabla 31.** Prueba 4 “U” Inferior

PRODUCTOS QUÍMICOS UTILIZADOS	CONCENTRACIÓN DE PRODUCTOS	OBSERVACIONES
Salmuera	95,60 ml	Buena separación de fases.
Solvente	40 gpt	
Surfactante	4 gpt	



**Figura 29.** Prueba 4 “U” Inferior

La prueba 4 es satisfactoria y se obtiene resultados favorables, concluyendo con la concentración adecuada de solvente y surfactante para el fluido de control propuesto, que presenta compatibilidad con la formación UI.

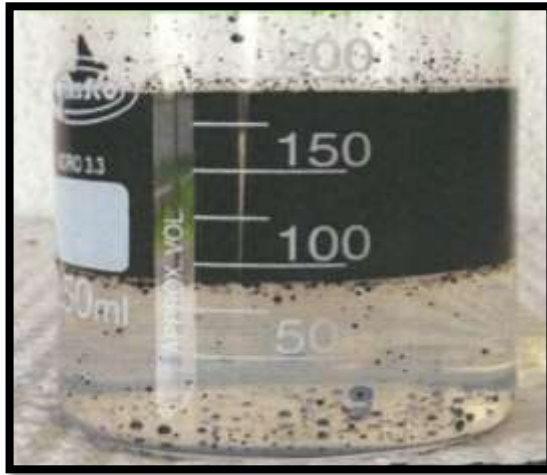


**Figura 30.** Concentraciones de aditivos químicos en la arena “U” Inferior



**Tabla 32.** Prueba 1 “T” Principal

PRODUCTOS QUÍMICOS UTILIZADOS	CONCENTRACIÓN DE PRODUCTOS	OBSERVACIONES
Salmuera	98,80 ml	Buena separación de fases pero existe crudo disperso.
Solvente	10 gpt	
Surfactante	2 gpt	



**Figura 31.** Prueba 1 “T” Principal

**Tabla 33.** Prueba 2 “T” Principal

PRODUCTOS QUÍMICOS UTILIZADOS	CONCENTRACIÓN DE PRODUCTOS	OBSERVACIONES
Salmuera	94,80 ml	Buena separación de fases pero existe crudo disperso.
Solvente	50 gpt	
Surfactante	2 gpt	



**Figura 32.** Prueba 2 “T” Principal

**Tabla 34.** Prueba 3 “T” Principal

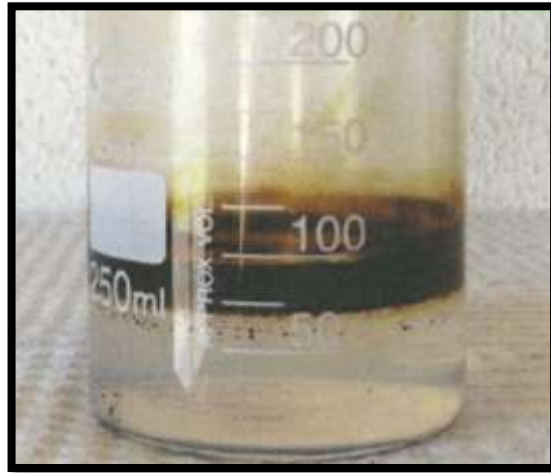
PRODUCTOS QUÍMICOS UTILIZADOS	CONCENTRACIÓN DE PRODUCTOS	OBSERVACIONES
Salmuera	95,80 ml	Buena separación de fases pero existe crudo disperso.
Solvente	40 gpt	
Surfactante	2 gpt	



**Figura 33.** Prueba 3 “T” Principal

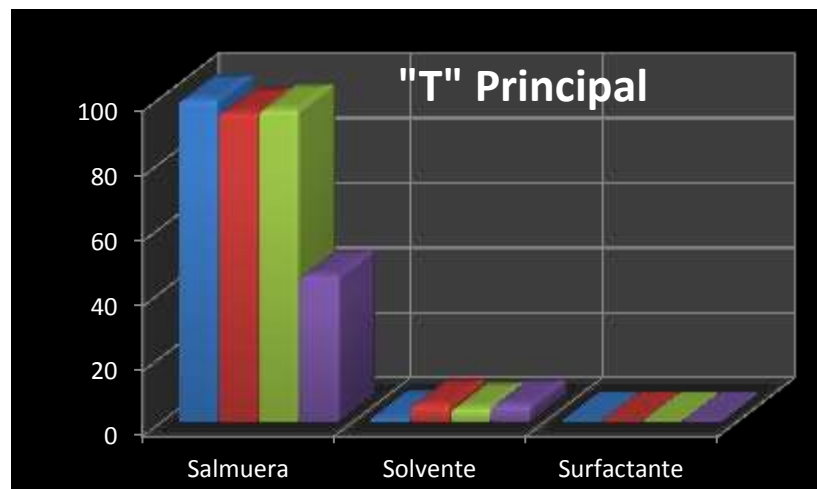
**Tabla 35.** Prueba 4 “T” Principal

PRODUCTOS QUÍMICOS UTILIZADOS	CONCENTRACIÓN DE PRODUCTOS	OBSERVACIONES
Salmuera	44,80 ml	Buena separación de fases.
Solvente	50 gpt	
Surfactante	2 gpt	



**Figura 34.** Prueba 4 “T” Principal

En la Prueba 4 se obtiene resultados favorables, se observa que existe compatibilidad entre los fluidos, además es evidente la buena separación de fases y no existe la presencia de microemulsiones.



**Figura 35.** Concentraciones de aditivos químicos en la arena “T” Principal

De acuerdo a estos resultados una vez establecidos los porcentajes de solvente y surfactante que son necesarios adicionarle al fluido, se realiza las siguientes pruebas de compatibilidad al fluido formulado, que se muestran a continuación:



**Figura 36.** Fluido de control proporción 50/50

**Tabla 36.** Correlación Fluido de Control vs Pozo PKSA-002TP

Tiempo (min)	Proporción (v/v)	Volumen recuperado de fluido de control (ml)	Interfase	Observaciones
0	50/50	5	-	-
5		40	no definida	crudo disperso en fluido de control
10		45	no definida	crudo disperso en fluido de control
20		45	no definida	crudo disperso en fluido de control
30		45	definida	crudo disperso en fluido de control



**Figura 37.** Proporción 50/50 de fluido de formación y crudo del pozo PKSA-002TP

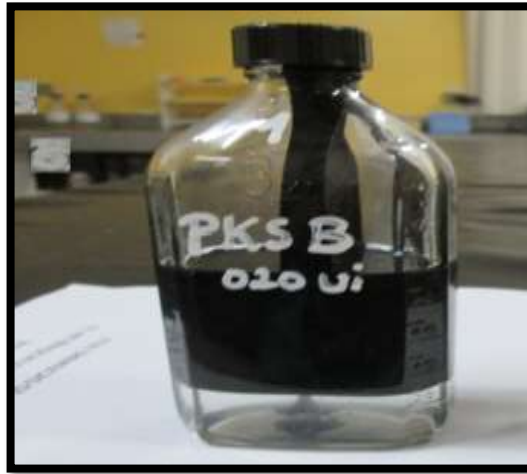


**Figura 38.** Proporción 50/50 después de la prueba

Existe crudo disperso en el agua de formación, lo que indica la sensibilidad entre los fluidos.

**Tabla 37.** Correlación de fluido de control vs Pozo PKSB-020UI

Tiempo (min)	Proporción (v/v)	Volumen recuperado de fluido de control (ml)	Interfase	Observaciones
0	30/70	0	-	-
5		4	no definida	crudo no disperso en fluido de control
10		10	no definida	crudo no disperso en fluido de control
20		10	no definida	crudo no disperso en fluido de control
30		12	no definida	crudo no disperso en fluido de control



**Figura 39.** Proporción 30/70 de fluido de control y crudo del pozo PSBA-020UI



**Figura 40.** Prueba terminada proporción 30/70

**Tabla 38.** Correlación de fluido de control vs Pozo PKSB-020UI

Tiempo (min)	Proporción (v/v)	Volumen recuperado de fluido de control (ml)	Interfase	Observaciones
0	50/50	5	-	-
5		18	no definida	crudo disperso en fluido de control
10		25	no definida	crudo disperso en fluido de control
20		50	no definida	crudo disperso en fluido de control
30		58	definida	crudo disperso en fluido de control



**Figura 41.** Proporción 50/50 de fluido de control con crudo del pozo PKSB-020UI



**Figura 42.** Proporción 50/50 después de la prueba

Existe crudo disperso en el fluido de control.

**Tabla 39.** Correlación de fluido de control vs Pozo PKSB-020UI

Tiempo (min)	Proporción (v/v)	Volumen recuperado de fluido de control (ml)	Interfase	Observaciones
0	80/20	5	-	-
5		78	no definida	Líquido muy turbio, poco crudo disperso en fluido de control.
10		79	definida	Líquido turbio, poco crudo disperso en fluido de control.
20		79	definida	Líquido turbio, poco crudo disperso en fluido de control.
30		80	definida	Líquido turbio, poco crudo disperso en fluido de control.



**Figura 43.** Proporción 80/20 de fluido de control y crudo del pozo PKSB-020UI





**Figura 44.** Prueba terminada proporción 80/20

Existe líquido turbio y poco crudo disperso en el fluido de control.

De acuerdo a los resultados expuestos en esta prueba de compatibilidad se ha determinado que la formulación propuesta para el fluido de control, presenta compatibilidad con el crudo, lo que evita el daño en la formación productora.

**Tabla 40.** Formulación del fluido de control definitiva

FORMULACIÓN	
Producto	Cantidad
Cloruro de Potasio	7lb x BI
Inhibidor de corrosión	0,05 %
Bactericida	0,03 %
Surfactante	0,2 %
Solvente Mutual	0,3 %

#### 4.3.3 PRUEBAS DE PERMEABILIDAD

Esta prueba es una herramienta valiosa para la obtención de información del fluido de control apropiado a utilizarse.

Se realizó una prueba de Regained Permeability, con el fin de determinar si el fluido de control provoca daño a la formación, lamentablemente no se puede determinar el mecanismo de daño a la formación, pero la información

que brinda este estudio facilita el escogimiento del fluido de control, adecuado para utilizarse.

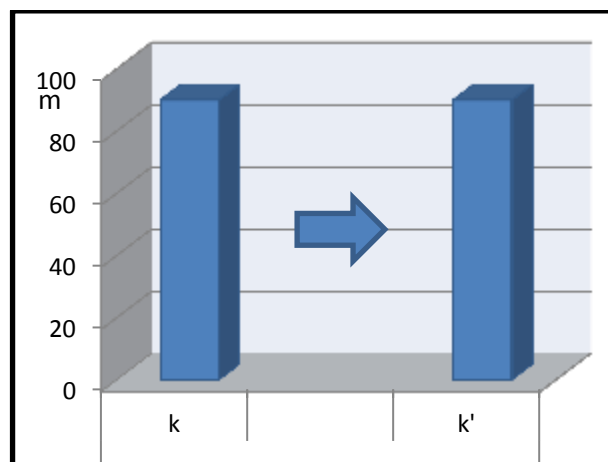
El procedimiento se detalla en el Anexo 7.

La prueba se la realizo en el pozo PKSB-008, tomando dos cores de cada una de las arenas productoras UI y TP.

**Tabla 41.** Prueba de permeabilidad

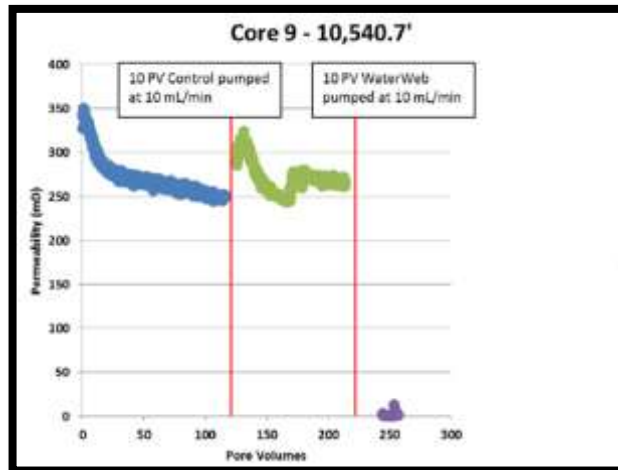
Muestras	Profundidad (ft)	Temperatura (°F)
Formación UI	10 540,7	215
Formación TP	10 853,5	

Los resultados para la primera muestra de núcleo se ensayó para determinar la eficacia de tanto el fluido de control. La permeabilidad original a la salmuera se midió para ser 250 mD. Después del tratamiento con el fluido de control, la permeabilidad se midió para ser 250 mD.



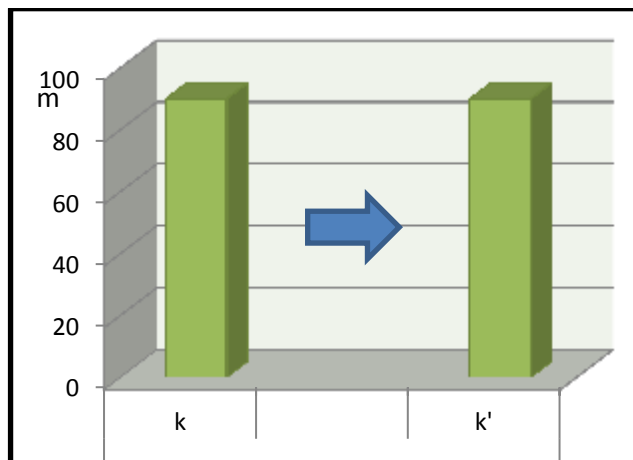
**Figura 45.** Resultados de la prueba de permeabilidad en el reservorio UI

Los resultados de esta prueba realizada en el core de la arena UI, indica claramente que al utilizar el fluido de control propuesto en esta formación no existe disminución en el valor de la permeabilidad de la misma, demostrando que el fluido no ocasiona daño en la arena productora.



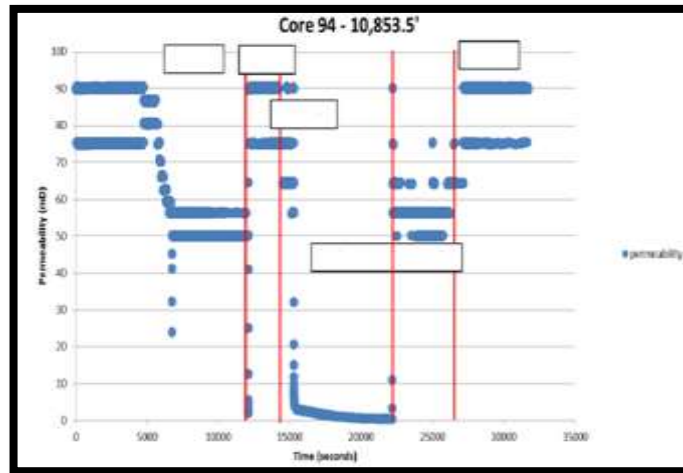
**Figura 46.** Permeabilidad en las muestras  
(ARCH, 2014)

En la prueba realizada al segundo núcleo, la permeabilidad inicial fue de 90 mD y después del tratamiento con el fluido de control, fue de 90 mD.



**Figura 47.** Resultados de la prueba de permeabilidad en el reservorio TP

La prueba realizada en el core de esta formación, indica claramente que al utilizar el fluido de control formulado no existe disminución en el valor inicial de la permeabilidad de la arena productora, demostrando que el fluido no ocasiona daño en la misma.



**Figura 48.** Test Regained Permeability

(ARCH, 2014)

Esta prueba muestra su eficacia para interrumpir el flujo de salmuera mientras que todavía permite hidrocarburo fluya. El fluido de control propuesto no causa ningún problema con la formación, y es apropiado ya que no ocasionada daño a la formación.

# CAPÍTULO V

## 5.1 CONCLUSIONES

- El fluido de completación y reacondicionamiento formulado, después de las pruebas de laboratorio muestra una gran compatibilidad con los fluidos producidos de las arenas productoras del campo Paka Sur.
- De acuerdo al estudio de las características litológicas de este campo se determinó que esta formulación propuesta de fluido de control no provocaría daño en las formaciones productoras “U” Inferior y “T” Principal del campo de estudio.
- Como resultados de las pruebas de compatibilidad del fluido de control que se utilizó para las operaciones de completación y reacondicionamiento en los pozos del campo Paka Sur, se determinó que el principal daño en la formación que ocasiono fue el bloqueo por emulsiones, ya que el fluido de control por su elevada sensibilidad o incompatibilidad con el fluido producido por estas arenas favorecía la formación de emulsiones.
- El fluido de control formulado con cloruro de potasio demuestra excelentes resultados en las pruebas de compatibilidad realizadas con antiemulsionante y surfactante.
- Como resultado de este análisis se concluyó que la formulación adecuada del fluido de control basado en cloruro de potasio para los pozos de este campo con una densidad de 8,4 lpg, es la más adecuada para evitar el daño a las formaciones productoras.

- La salmuera propuesta como fluido de control basada en cloruro de potasio es muy valiosa, ya que favorece principalmente su acción como inhibidor de arcillas, de esta manera evita de manera sustancial el hinchamiento de las arcillas en una arena con contenido de arcillas, si en el caso no se formula el fluido con aditivo químico inhibidor de arcilla.
- De las pruebas químicas realizadas al fluido de completación se puede observar que el valor del pH está en los rangos permitidos, ya que si este valor excede el límite de 7,5 esto favorece enormemente a la formación de emulsiones y provocaría un decremento en la producción del pozo intervenido.
- El uso de aditivos químicos como bactericida e inhibidor de corrosión conjuntamente con el antiemulsionante y surfactante, para que estos no afecten el desempeño del mismo deben permanecer, el bactericida en rangos entre (0,03 - 0,05 %) y el inhibidor de corrosión en rangos entre (0,05 – 0,1 %).
- Las pruebas de permeabilidad que se realizaron con los cores tomados de las formaciones productoras demuestra que el fluido de completación y/o reacondicionamiento formulado no ocasiono daño a la formación ya que no existe una reducción en la permeabilidad de las arenas.

## 5.2 RECOMENDACIONES

- Preparar un fluido de control para completación y/o reacondicionamiento con agua fresca filtrada en las operaciones que la salmuera va a tener contacto con la formación productora.
- En una operación en un pozo productor es recomendable utilizar las concentraciones de surfactante y solvente determinado por este estudio, en la preparación de la salmuera basada en cloruro de potasio.
- Se recomienda el uso de salmueras con base en cloruro de potasio ya que son más económicas y el efecto como inhibidor de arcillas de este aditivo químico, permite un mayor control en formaciones propensas al hinchamiento de arcillas, además que este fluido con esta base requiere una menor concentración de antiemulsionante en pozos que produzcan crudos con valores API medianos.
- Es recomendable el uso de fluidos como píldoras viscosas en la limpieza de los revestidores en operaciones de reacondicionamiento, para obtener mejores resultados con el fluido de control a ser utilizado.
- Realizar un seguimiento de la producción de los pozos que son intervenidos con este fluido de control, para con estos datos realizar una afinación de los porcentajes de los aditivos químicos utilizados en la preparación del mismo.
- Se recomienda el uso de inhibidor de corrosión en los rangos permitidos, ya que la concentración en exceso en el fluido de control facilita la formación de emulsiones entre la salmuera y el crudo presente en la arena productora.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Abrams, A. and Vinegar, H.J. 1985. Impairment Mechanisms in Vicksburg Tight Gas Sands. Presented at the SPE/DOE Low Permeability Gas Reservoirs Symposium, Denver, Colorado, 19–22 March. SPE-13883-MS.
- [2] ARCH. (2014). *Archivos Técnicos del Bloque 15*. Quito: Ecuador
- [3] ARCH. (2014). *Archivos Técnicos del Campo Paka Sur*. Quito: Ecuador
- [4] Civan, F. 2007. Formation Damage Mechanisms. First Edition, Oklahoma: United States of America.
- [5] Darley, H. and Gray, G. 1988. Composition and Properties of Drilling and Completions Fluids. Fifth Edition, Houston: United States of America.
- [6] Das, S.K., Sharma, M.M., and Schechter, R.S. 1995. Adhesion and Hydrodynamic Removal of Colloidal Particles from Surfaces. *Particle Science and Technology*.
- [7] Escobar, F. 2004. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Primera edición, Neiva: Colombia
- [8] González, N. 2012. Completación y Reacondicionamiento de Pozos, Primera impresión. Neuquén: Argentina.
- [9] Gray, D.H. and Rex, R.W. 1966. Formation Damage in Sandstones Caused by Clay Dispersion and Migration. *Clays and Clay Minerals*
- [10] Intevep, Daños a la Formación, Primera edición, (1997).
- [11] McClafflin, G.G. and Whit fill, D.L. 1984. Control of Paraffin Deposition in Production Operations. J Pet Technol (11): 1965-1970. SPE-12204-PA
- [12] Morgenthaler, L.N. 1986. Formation Damage Tests of High-Density Brine Completion Fluids. *SPE Prod Eng*.



- [13] Raleigh, J.T. and Flock, D.L. 1965. A Study of Formation Plugging With Bacteria. J Pet Technol 17 (2): 201-206. SPE-1009-PA
- [14] Rodríguez, L. (2007). *Daño a la formación y estimulación de pozos*. Venezuela: CMPC Consultores.
- [15] Sharma, M.M. and Wunderlich, R. 1987. Alteration of Rock Properties Due to Interaction with Drilling Fluid Components. First Edition, Houston: United States of America.
- [16] Shechter, R. S., 1992. Oil Well Stimulation, Prentice Hall, New Jersey: United States of America.
- [17] Yen, T.F. 1974. Structure of Petroleum Asphaltene and Its Significance, Houston: United States of America.

# ANEXOS

## ANEXO 1

### PRUEBA DE COMPATIBILIDAD DE FLUIDO DE COMPLETACION Y REACONDICIONAMIENTO Y MUESTRAS DE CRUDO

Cronología del evento o Descripción de la prueba:

Análisis dureza de emulsión:

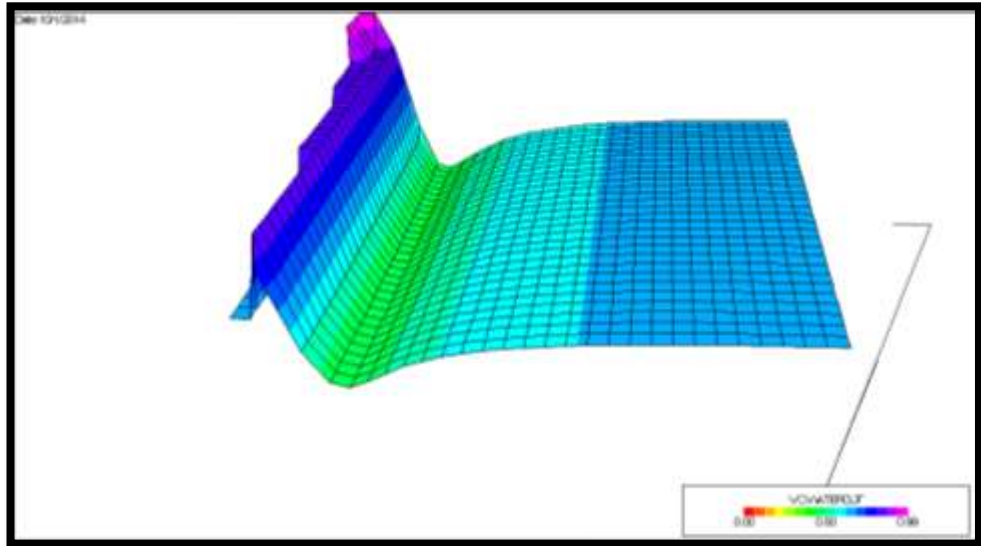
POZO	AGUA LIBRE	EMULSION	BS&W	SLUG(gotas)
PKSA- 002 TP	0	16	16	15
PKSB-020 UI	0	36	36	15

- Condiciones de análisis:
  1. Temperatura de baño maría: 80 °F.
  2. Mezclar el fluido de control con los pozos seleccionados en las siguientes proporciones (v/v):
    - Fluido de Control (50%) / PKSA-002 TP (50%)
    - Fluido de Control (30%) / PKSB-020 UI (70%)
    - Fluido de Control (50%) / PKSB-020 UI (50%)
    - Fluido de Control (80%) / PKSB-020 UI (20%)
  3. Lecturas de recuperación de volumen de fluido de cada botella a los 0, 5, 10, 20 y 30 minutos
  4. Lecturas de calidad de fluido e interfase

## ANEXO 2

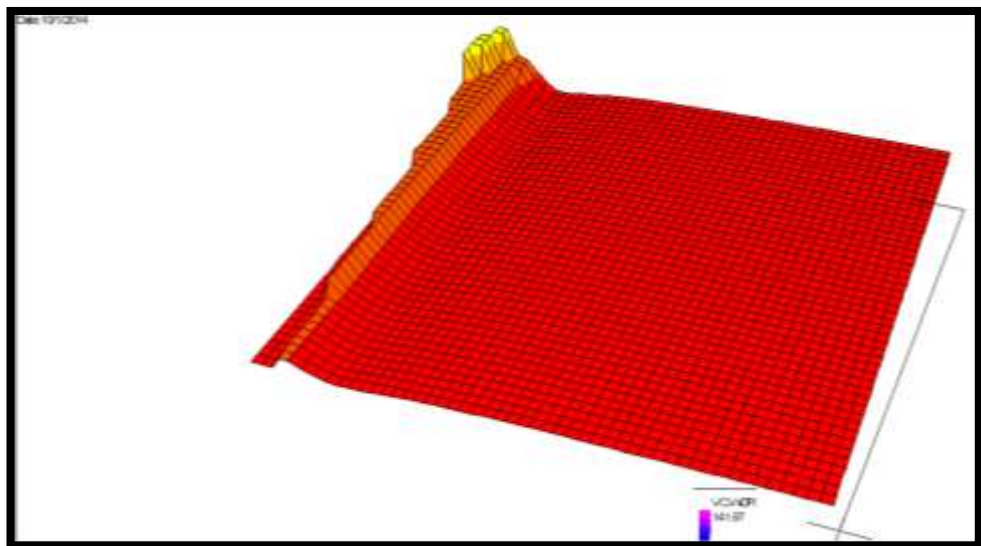
### GRÁFICAS DE CORTE DE AGUA Y RELACIÓN AGUA – ACEITE DEL BLOQUE 15

En la gráfica se muestra los valores de los cortes de agua del Bloque 15.



(ARCH, 2014)

Esta grafica muestra los valores de la relación agua-aceite que existe en el Bloque 15.



(ARCH, 2014)

## ANEXO 3

### CORTES DE AGUA Y RELACION AGUA- ACEITE EN LAS ARENAS PRODUCTORAS Y CAMPO PAKA SUR

#### Arena U Inferior

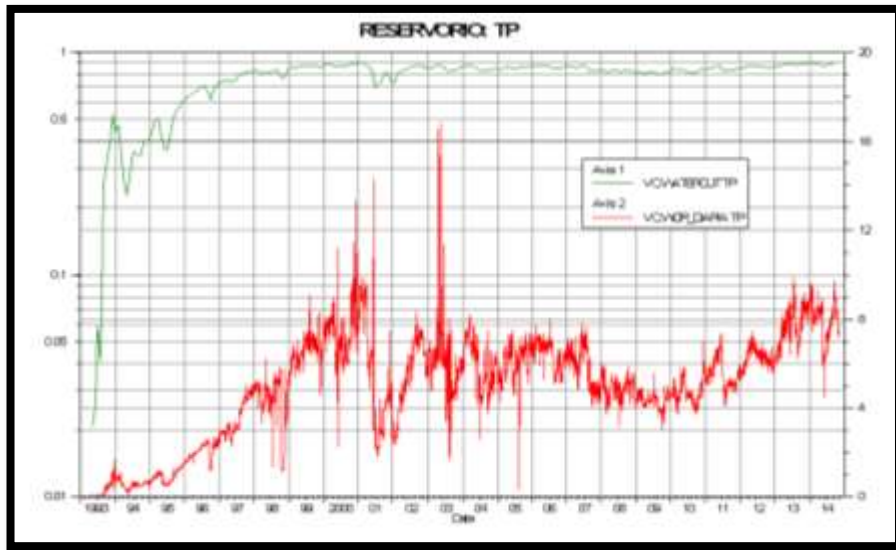
En la gráfica se muestra, el corte de agua y la relación agua-aceite, en el reservorio U Inferior.



(ARCH, 2014)

#### Arena T Principal

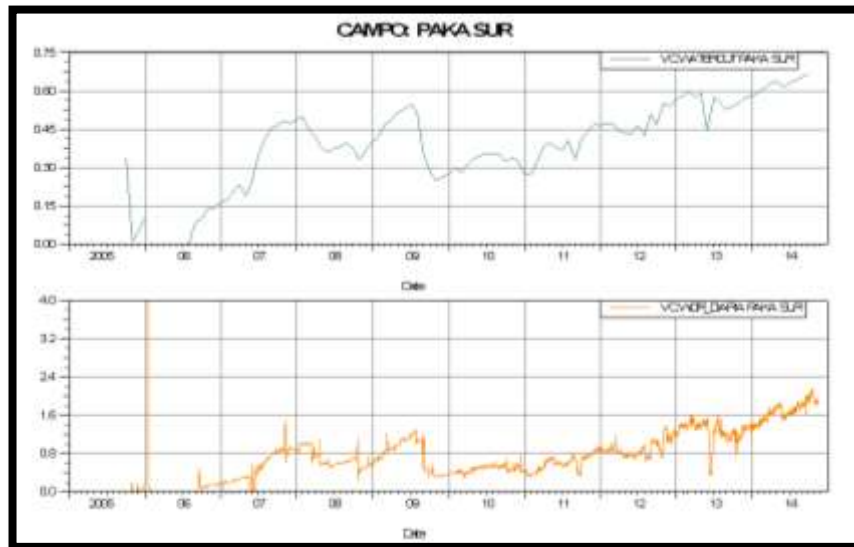
En la gráfica se muestra los valores de corte de agua y relación agua-aceite del reservorio T Principal.



(ARCH, 2014)

### Campo Paka Sur

En la gráfica se muestra el corte de agua y la relación agua-aceite en el campo Paka Sur.



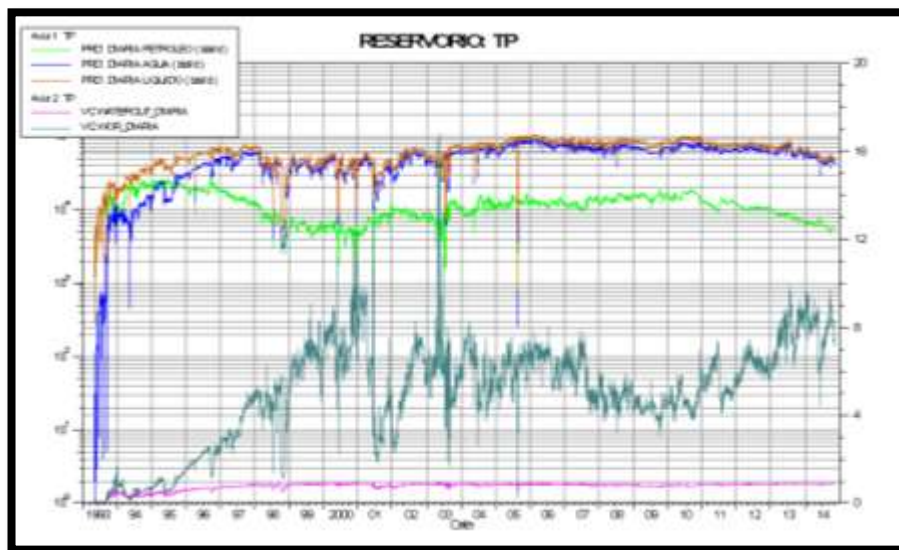
(ARCH, 2014)

## ANEXO 4

### HISTORIALES DE PRODUCCIÓN

#### Historial de producción del reservorio “T” Principal

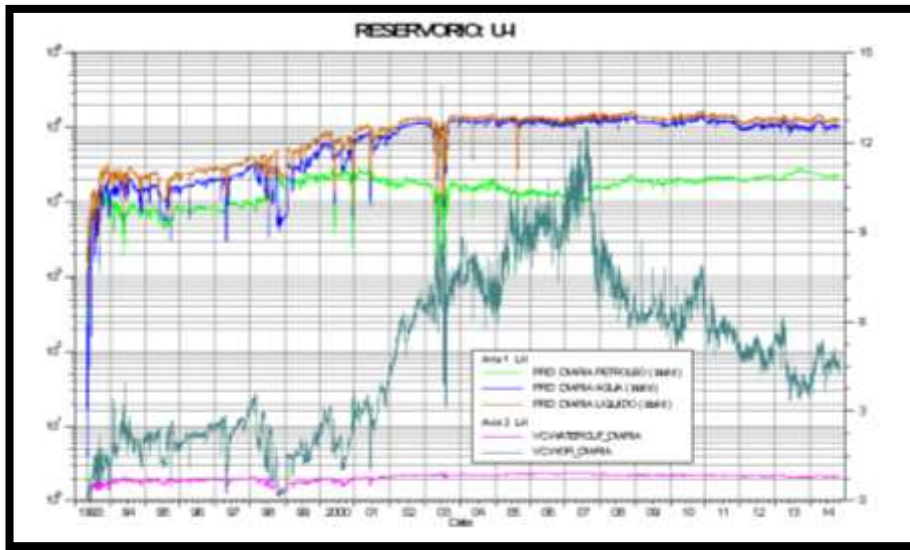
En esta grafica se muestra, el historial de producción del reservorio T principal.



(ARCH, 2014)

#### Historial de producción del reservorio “U” Inferior

En esta grafica se muestra, el historial de producción del reservorio U Inferior.



(ARCH, 2014)

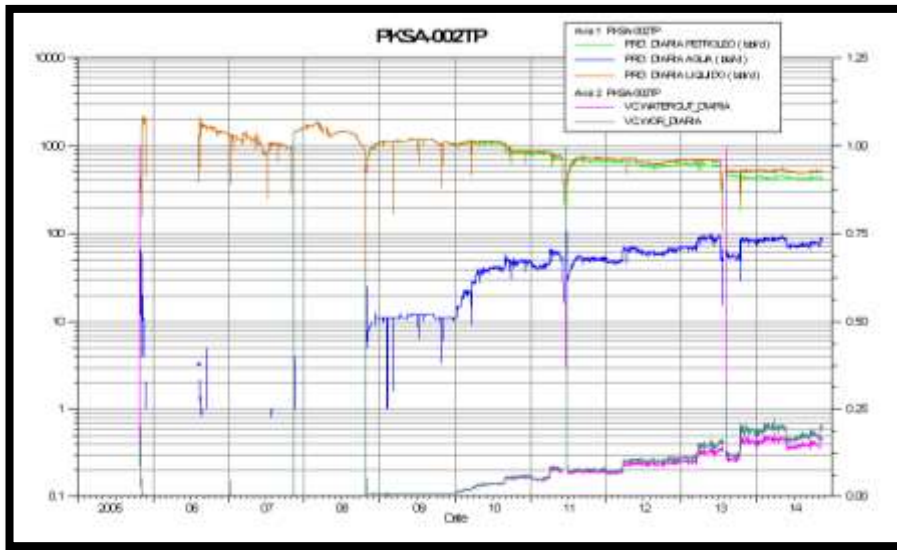
### Historiales de producción de los pozos del campo Paka Sur

A continuación se detalla los historiales de producción de los pozos productores.

#### Historial de producción del pozo PKSA-002

El pozo PKSA-002 que produce de la formación TP, presenta declinación de su producción después de los trabajos realizados, con fechas:

Descripción del Trabajo	Fecha
Completación	22/05/2005
Reacondicionamiento	31/07/2013

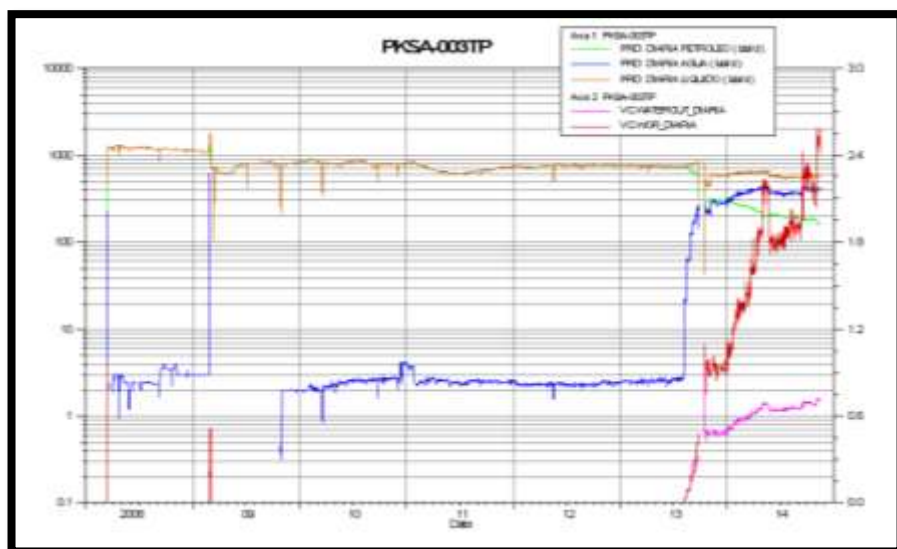


(ARCH, 2014)

### Historial de producción del pozo PKSA-003

El pozo PKSA-003 que produce de la formación TP, presenta declinación de su producción después de los trabajos realizados, con fechas:

Descripción del Trabajo	Fecha
Completación	04/03/2008
Reacondicionamiento	01/10/2013



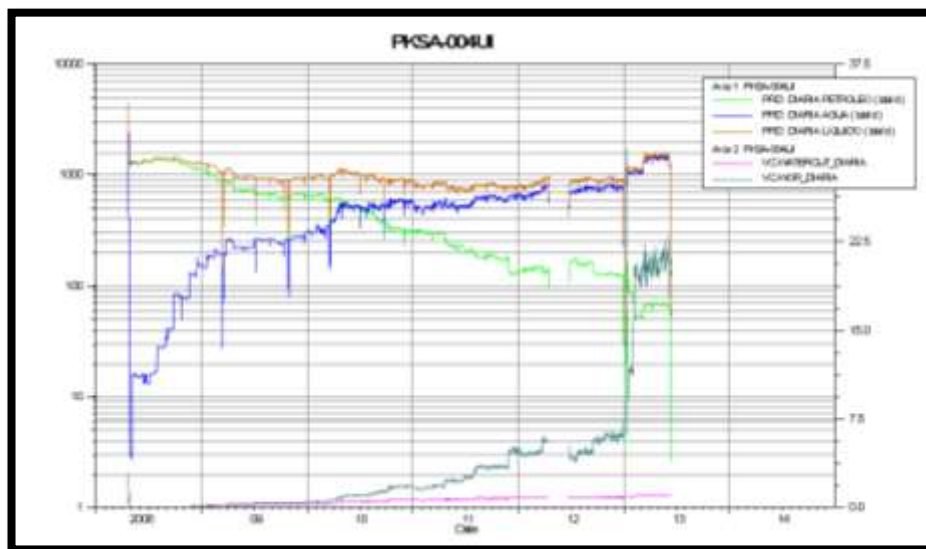
(ARCH, 2014)



### Historial de producción del pozo PKSA-004

El pozo productor PKSA-004 que produce de la formación UI, presenta declinación de su producción después de los trabajos realizados, con fechas:

Descripción del Trabajo	Fecha
Completación	12/04/2008
Reacondicionamiento	04/01/2013
Reacondicionamiento	13/04/2013

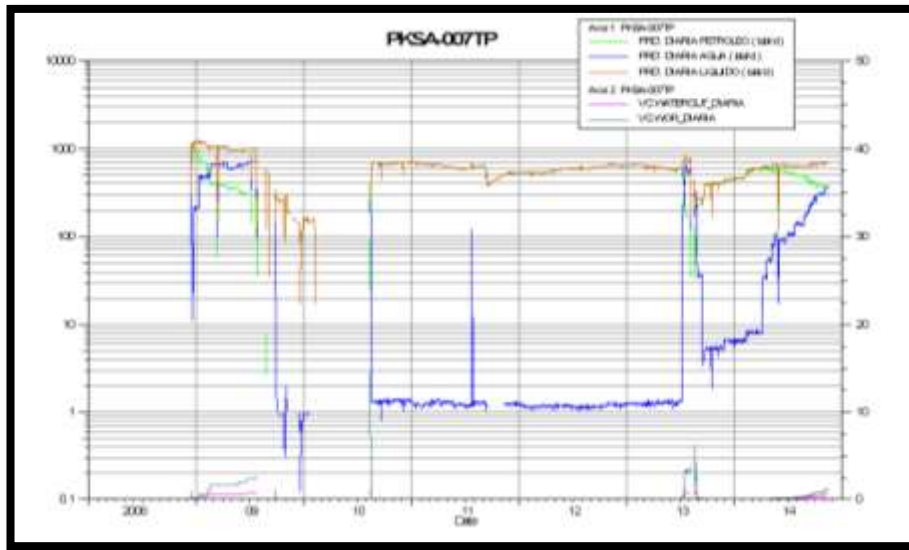


(ARCH, 2014)

### Historial de producción del pozo PKSA-007

El pozo productor PKSA-007 que produce de la formación TP, presenta declinación de su producción después de los trabajos realizados, con fechas:

Descripción del Trabajo	Fecha
Completación	22/11/2008
Reacondicionamiento	07/08/2013

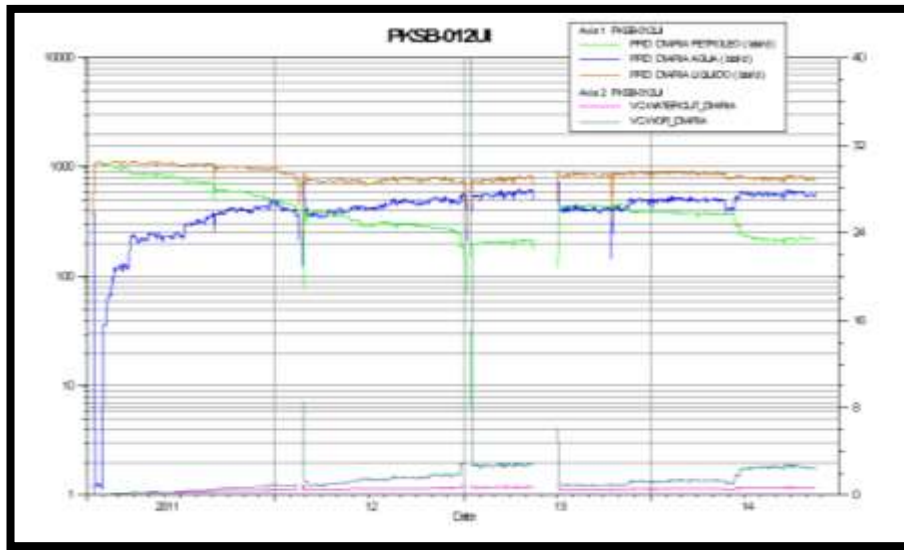


(ARCH, 2014)

### Historial de producción del pozo PKSB-012

El pozo PKSB-012 que produce de la formación UI, presenta declinación de su producción después de los trabajos realizados, con fechas:

Descripción del Trabajo	Fecha
Completación	06/01/2011
Reacondicionamiento	09/01/2013
Reacondicionamiento	25/06/2013

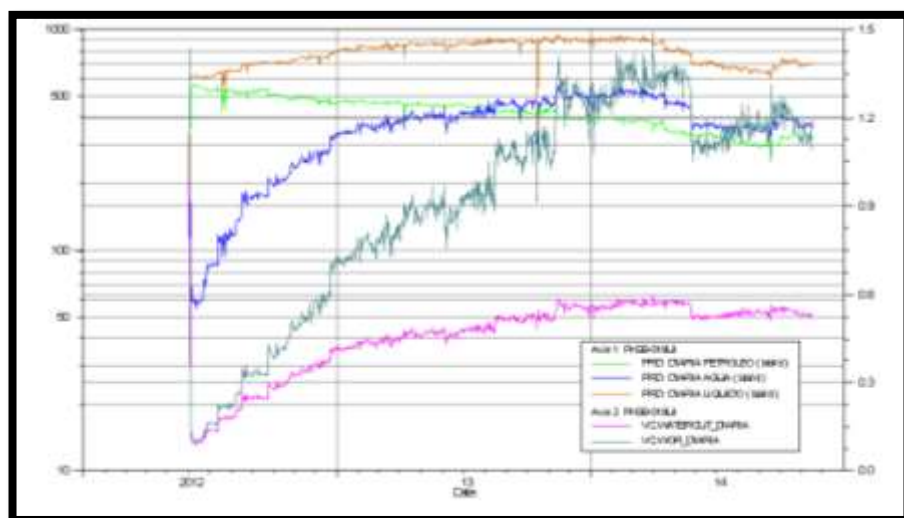


(ARCH, 2014)

### Historial de producción del pozo PKSB-020

El pozo productor PKSB-020 que produce de la formación UI, presenta declinación de su producción después de los trabajos realizados, con fechas:

Descripción del Trabajo	Fecha
	09/04/2012

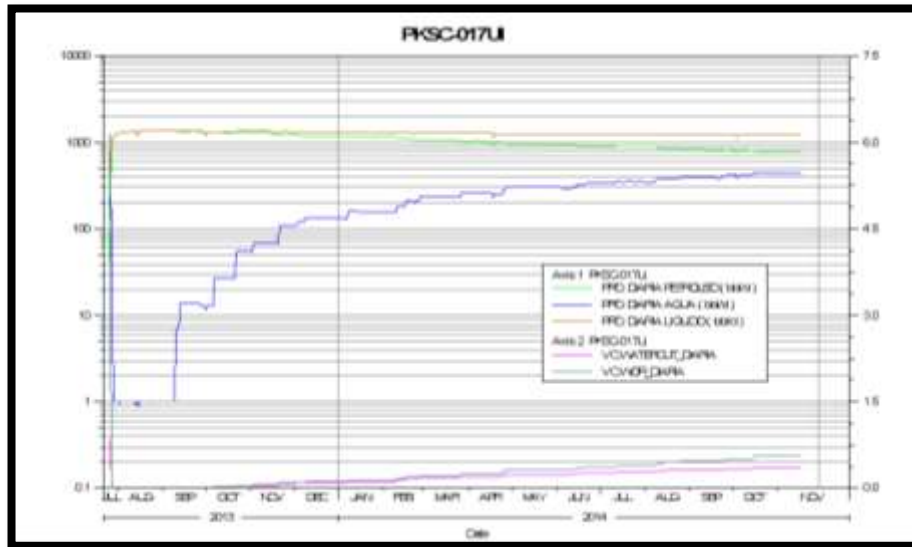


(ARCH, 2014)

## Historial de producción del pozo PKSC-017

El pozo productor PKSC-017 que produce de la formación UI, presenta declinación de su producción después de los trabajos realizados, con fechas:

Descripción del Trabajo	Fecha
	19/07/2013



(ARCH, 2014)

## **ANEXO 5**

### **PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS FÍSICAS**

#### **Medición de la turbidez**

##### Objetivo

El objetivo de esta prueba es determinar la medida de la turbidez de un fluido de control para reacondicionamiento de pozos. La turbidez se mide en Unidades Nefelométricas de turbidez, o *Nephelometric Turbidity Unit* (NTU).

##### Equipo

Para este procedimiento se utiliza el instrumento llamado turbidímetro, que mide la intensidad de la luz dispersada a 90 grados cuando un rayo de luz pasa a través de una muestra de agua.

##### Procedimiento

- Tomar un muestra representativa del fluido de control
- Colocar esta muestra en el recipiente portador de la muestra
- En el turbidímetro colocar el porta-muestra
- Registrar la medida que se muestra en el instrumento en unidades NTU.

#### **Medición de la Densidad**

Esta propiedad física es una de las más importantes a ser valoradas para un fluido de control, esta medida es la relación entre el peso y la unidad de volumen.

Se mide en unidades como: libras por galón (lb/gal), libras por pie cubico (lb/ft<sup>3</sup>).

##### Objetivo

Es determinar la densidad de un fluido de control que se utilizan en operaciones de completación y reacondicionamiento de pozos.

#### Equipo

- Balanza
- Termómetro escala Fahrenheit
- Jarra de lodo graduada en cuarto de galón (946ml)

#### Procedimiento

- Tomar una muestra del fluido de control
- Colocar la balanza en una superficie plana
- Medir la temperatura de la muestra de fluido de control
- Colocar el fluido en la taza de la balanza y golpear las paredes de la taza para desprender cualquier burbuja que se haya formado.
- Ubicar la tapa sobre la taza con la válvula de retención abierta
- Deslizar la envoltura de la copa hasta por encima de la misma desde abajo, alineando la ranura con el brazo de la balanza.
- Enroscar la traba sobre la tapa presurizable y ajustar fuertemente
- Llenar la bomba con la muestra a ensayar
- Empujar la nariz de la bomba contra la boca de presurización de la tapa
- Presurizar la tapa con la muestra manteniendo una fuerza hacia abajo sobre la envoltura del cilindro. Además forzar la perilla hacia abajo, con una fuerza de 50 y 70 libras y soltar la envoltura del cilindro, remover la bomba.
- Ajustar el borde afilado de la balanza en el eje y equilibrar el conjunto moviendo el cursor a lo largo del brazo.
- Registrar el valor de la densidad del costado del cursor más próximo a la taza de la balanza.
- Reconectar el conjunto de embolo vacío y empujar hacia abajo el cuerpo del cilindro para soltar la presión dentro de la taza.
- Remover la tapa presurizable de la taza

## **ANEXO 6**

### **PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS QUÍMICAS**

#### **Medición de la Alcalinidad**

##### Objetivo

Determinar la cantidad de iones solubles en fluido, que favorecen a la alcalinidad

##### Procedimiento

- El fluido filtrado obtenido por medio del ensayo API de filtración, se agregan 5 o 6 gotas de solución indicadora de fenolftaleína a un centímetro cubico de filtrado
- Si no se observa cambio de color la alcalinidad es cero
- Si se observa un color rosado se agregan cantidades medidas de un ácido estándar utilizando una pipeta hasta que la muestra pierda su color rosado
- Cuando el filtrado presenta un color tal que impide decidir el punto final de titulación, para estos casos se debe utilizar un medidor de pH
- El punto final de la titulación a la fenolftaleína ocurre cuando el pH es de 8,3.

#### **Medición del Contenido de Cloruros**

##### Objetivo

Es determinar el contenido de cloruros en un fluido de control. En el análisis resulta fundamental conocer si existe contaminantes para determinar de manera acertada la concentración de cloruros. Esto se realiza sobre el filtrado obtenido de la muestra estándar API de filtración.

##### Equipo

- Plato de titulación
- Pipeta de 1 ml
- Varilla agitadora
- Pipeta de 10 ml
- Solución indicadora de cromato de potasio
- Solución indicadora de fenolftaleína
- Agua destilada
- Solución de ácido sulfúrico

#### Procedimiento

- Se trata una muestra pequeña de filtrado con ácido hasta que la alcalinidad a la fenolftaleína sea cero o el pH 8,3.
- Luego se añade una solución indicadora (cromato de potasio), con el cual el filtrado adquirirá un color amarillo
- A continuación se añade una solución de nitrato de plata 1mg/ml, con lo que el filtrado adquirirá un color rojo ladrillo.

#### **Medición de la Dureza Total**

##### Objetivo

Es determinar el valor de la dureza total en un fluido con base de agua. Esto se realiza sobre el filtrado obtenido de la muestra estándar API de filtración.

##### Equipo

- Plato de titulación
- Dos Pipeta de 1 ml
- Cilindro graduado de 50 ml
- Solución tituladora de dureza total (THTS), en concentraciones de 2, 20 y 200 epm.
- Solución versenato compensadora de dureza



- Agua destilada
- Solución versenato indicadora de dureza

### Procedimiento

- Recoger una muestra de filtrado, usando el método filtrado API.
- Agregar entre 20 y 50 ml de agua destilada en el plato de titulación
- Adicionar 10-15 gotas de solución versenato amortiguadora de dureza en el plato de titulación.
- Agregar 10-15 gotas de solución versenato indicadora de dureza en el plato de titulación
  - La muestra cambiara a color rojo o violeta, entonces se dosifica el THTS hasta que la muestra cambie a color azul
  - Si la muestra es de color azul no se agrega el THTS
- Se adiciona 1ml de filtrado al plato de titulación
  - Si la muestra es de color rojo se dosifica THTS hasta que el color de la muestra cambie a gris, azul o verde.
- Registrar el volumen de THTS requerido para dosificar el filtrado hasta el punto final.
- Calcular el contenido de dureza total en mg/l.

Usaron 2 epm THTS	Dureza total = (ml THTS x 40)/ml de filtrado
Usaron 20 epm THTS	Dureza total = (ml THTS x 400)/ml de filtrado
Usaron 200 epm THTS	Dureza total = (ml THTS x 4000)/ml de filtrado

## **ANEXO 7**

### **PROCEDIMIENTO DE PRUEBA DE PERMEABILIDAD**

#### **Descripción de la Prueba**

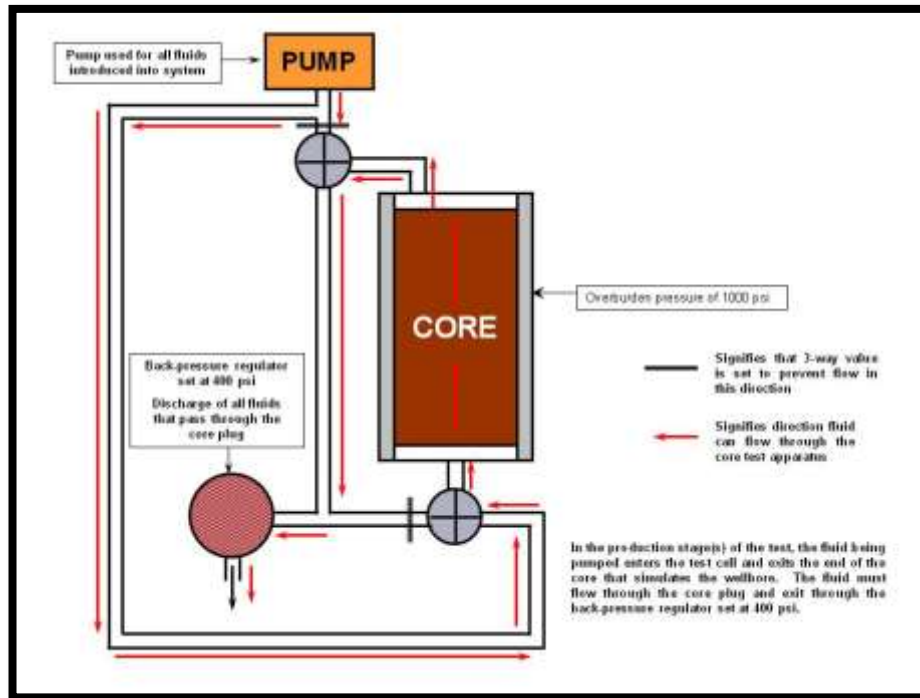
Un plug de la formación, de aproximadamente 1 a 1,5 pulgadas de diámetro por 2.3 pulgadas de largo, fue utilizado para la prueba.

Se registró el número de plug y profundidad. La porosidad del tapón de la formación se estimó en 20%.

El tapón se montó en un sleeve Hassler para asegurar el flujo lineal a través del tapón. Una contrapresión sobrecarga de 1500 psi se mantuvo en la sleeve Hassler durante toda la prueba.

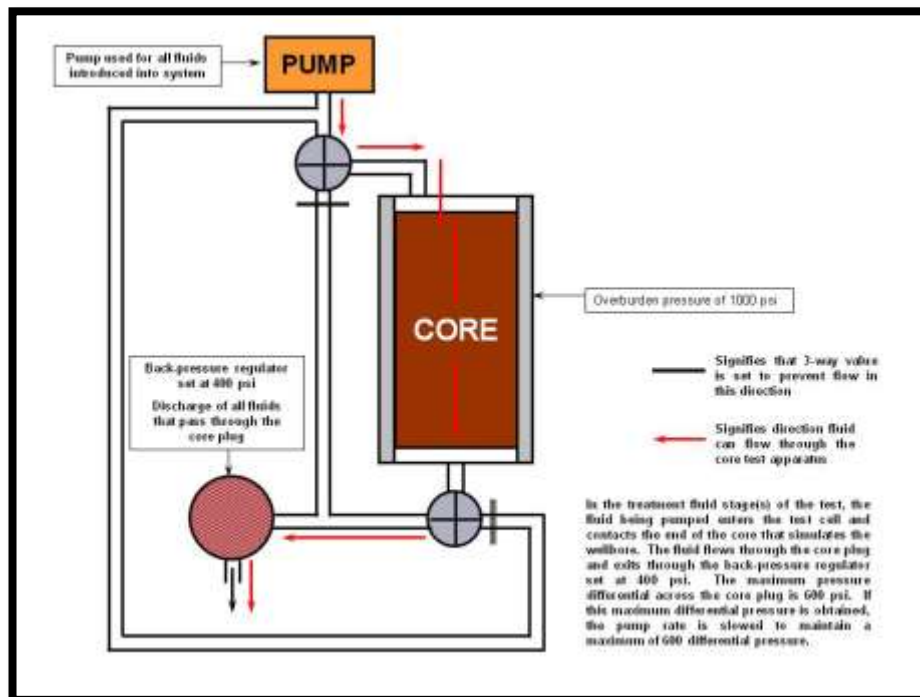
Un regulador de contrapresión fue ajustado a 500 psi y se colocó en el lado de descarga del plug. Esto mantiene a 600 psi la presión de sobrecarga real en el tapón de formación durante todo el ensayo.

El tapón de la formación se mantuvo a la temperatura de ensayo de 215 ° F durante toda la prueba mediante el uso de una camisa de calentamiento. En Figura 1 y la Figura 2 se puede observar los esquemas del aparato de flujo lineal.



**Figure 1:** Flow Apparatus-Flow in the production direction

(ARCH, 2014)



**Figure 2:** Flow Apparatus-Flow in the treatment direction

(ARCH, 2014)

Una vez que el tapón de formación se calentó a 215 °F, 5% KCl salmuera se pasó a través del tapón en la dirección de producción a una velocidad de 5 ml / min.

Se continuó flujo de la salmuera hasta que la caída de presión en el tapón se mantuvo constante. Una vez que la permeabilidad era estable, la etapa de tratamiento se inició en la dirección de inyección.

Después del tratamiento, la salmuera se hace fluir de nuevo en la dirección de producción hasta que la permeabilidad es estable. Este número se usa para calcular la permeabilidad recuperada.