

**EVALUACIÓN DE LOS COMPONENTES DE LAS SARTAS SELECTIVAS
COMO UNA OPORTUNIDAD DE MEJORA DEL SISTEMA DE INYECCIÓN EN
EL CAMPO LA CIRA- INFANTAS**

PERLA MELISSA PINZÓN AGUDELO

ESTEFANÍA RUGELES REYES

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2015

**EVALUACIÓN DE LOS COMPONENTES DE LAS SARTAS SELECTIVAS
COMO UNA OPORTUNIDAD DE MEJORA DEL SISTEMA DE INYECCIÓN EN
EL CAMPO LA CIRA- INFANTAS**

**PERLA MELISSA PINZÓN AGUDELO
ESTEFANÍA RUGELES REYES**

Trabajo de Grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director

**WERNEY DE JESÚS MACHUCA BOADA
Ingeniero de Petróleos**

Codirectores

**JAIME ANTONIO CASTRO ROMERO
CESAR LEONARDO AFANADOR SUAREZ
Ingenieros de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2015**

DEDICATORIA

Hoy, mi corazón se llena de una inmensa felicidad por culminar la etapa más importante de mi vida hasta el momento. En primer lugar, quiero agradecer a Dios y a la Virgencita por permitirme alcanzar este logro tan valioso en mi camino, gracias por llenar mi vida de bendiciones día a día, por regalarme la oportunidad de estudiar la carrera profesional que yo deseaba y por hacer posible que los sueños del ayer, hoy se acerquen cada vez más a la realidad.

A mi mami Ruby Stella, mil y mil gracias por todo el apoyo incondicional que siempre me has brindado, por ser mi mano derecha durante mi trayectoria académica, y por dedicar tu vida a mí, para hacer de la mía cada día mejor. Hoy, guardo los más gratos recuerdos de nuestros mejores momentos juntas y de tantas alegrías a tu lado; te adoro y además de ser mi madre, eres mi mejor amiga, mi ejemplo a seguir y mi razón para vivir. A mi abuelita Cecilia va esta dedicatoria, pues a pesar de encontrarme en la pena por su reciente fallecimiento, desde el cielo ella me ha enviado mucha fortaleza y sabiduría para sacar adelante este proyecto. Con un especial sentimiento de agradecimiento, quiero dedicar este logro a mi abuelito Jorge, quien me ha brindado todo su cariño y apoyo siempre, por ser mi fiel compañero, por contarme tantas historias, sacarme grandes sonrisas y vivir su día a día a mi lado.

Le agradezco a la Universidad Industrial de Santander, por haberme dado la oportunidad de crecer junto a esta alma máter, a mis profesores por sus enseñanzas, y a mis amigos Luz Adriana, Juan José, Oscar, Carlos y Anyul, porque todos y cada uno de ustedes se han convertido en seres muy especiales para mí, y me han acompañado en mi carrera desde el primer momento; gracias por sus buenos deseos, por apoyarme en todo y hacer de mi vida universitaria una experiencia inolvidable.

Quiero incluir en esta dedicatoria a la Universidad Nacional Autónoma de México, por abrirme las puertas de esta máxima casa de estudios, y a mis amigos mexicanos que fueron parte fundamental de mi intercambio académico y cultural. Hoy también doy gracias a los profesionales que hicieron parte de mi primera experiencia laboral, por todos los conocimientos que me aportaron.

Finalmente, un especial reconocimiento a todas las personas que hicieron posible la realización de este proyecto de grado. Con todo mi corazón, les doy infinitos agradecimientos, Dios los bendiga y un fuerte abrazo para todos.

PERLA MELISSA PINZÓN AGUDELO

DEDICATORIA

Quiero dedicar este proyecto a Dios que con sus bendiciones me regala la fuerza y la salud para seguir adelante cada día de mi vida.

A mis padres y mi hermana por su colaboración, ayuda, confianza y todo el amor que me transmiten diariamente; son ellos mi motivación y mi motor para lograr cumplir y compartir junto a ellos mis metas y ser un mejor ser humano.

A mi novio por su incesante apoyo y comprensión durante la realización tanto del proyecto como de cualquier propósito. Gracias por acompañarme en este camino de la vida.

Por último quiero agradecer a la Universidad Industrial de Santander, mis profesores, director y codirectores, que con sus enseñanzas y sabios consejos hicieron parte de todo el proceso de mi formación profesional y personal.

ESTEFANIA RUGELES REYES

CONTENIDO

	Pág
INTRODUCCIÓN	17
1. SARTAS SELECTIVAS EN EL CAMPO LA CIRA-INFANTAS	19
1.1 LA CIRA-INFANTAS	19
1.2 INYECCIÓN DE AGUA	22
1.2.1 Ciclo de vida de los yacimientos	22
1.2.2 Importancia de la Inyección de Agua y el EOR	23
1.2.3 Producción Primaria	23
1.2.4 Producción Secundaria	23
1.2.5 EOR	23
1.2.6 Inyección de Agua	24
1.2.7 Mantenimiento de Presión	24
1.3 ¿CÓMO TRABAJA LA INYECCIÓN?	25
1.4 VARIABLES QUE DETERMINAN UNA BUENA INYECCIÓN DE AGUA	26
1.4.1 Tasa de producción de petróleo	26
1.4.2 Tasas de producción/inyección de agua	26
1.4.3 Relación de fluidos	26

1.4.4 Tiempo de ruptura	26
1.4.5 Factor de Recobro	26
1.4.6 Económico	26
1.5 SECCION OPERACIONAL	27
1.6 COMPONENTES DE LAS SARTAS	30
1.6.1 Mandril	30
1.6.2 Válvula Reguladora	31
1.6.3 Válvula Cheque	32
1.6.4 Empaques	32
1.6.5 Conector On-Off NF-1	34
1.6.6 Conector Giratorio NF-3	34
2. DESEMPEÑO DE LOS COMPONENTES DE LAS SARTAS SELECTIVAS	35
2.1 EVALUACIÓN DE LOS COMPONENTES DE LA SARTA SELECTIVA	35
2.1.1 Mandriles	35
2.1.2 Válvulas reguladoras de flujo	36
2.1.3 Válvulas cheques	38
2.1.4 Empaques	40
2.1.5 Tubulares	42
2.2 FALLAS PRELIMINARES	44

2.2.1 Fallas preliminares Campaña Well Services Año 2012	44
2.2.2 Fallas preliminares Campaña Well Services Año 2013	45
2.2.3 Fallas preliminares Campaña Well Services Año 2014	46
2.3 ANÁLISIS DE FALLA TIPO CORROSIÓN EN POZOS INYECTORES	46
2.4 VELOCIDAD DE CORROSIÓN	49
2.5 RUN LIFE DE LOS COMPONENTES DE LAS SARTAS SELECTIVAS	49
2.6 EVOLUCIÓN DE LAS SARTAS SELECTIVAS	55
2.7 TECNOLOGÍAS UTILIZADAS PARA DETECTAR LAS FALLAS EN LAS SARTAS SELECTIVAS DE INYECCIÓN	57
2.7.1 Tecnología I.L.T. (Injection Logging Test)	57
2.7.2 Tecnología Prueba de Trazadores Radiactivos	58
2.11.3 Tecnología Microtorque	59
3. ESTUDIO DE LAS POSIBLES OPCIONES DE MITIGACIÓN DE LOS AGENTES DE DAÑO QUE AFECTAN EL RUN LIFE DE LOS COMPONENTES DE LAS SARTAS SELECTIVAS	63
3.1 SECCIÓN TUBERÍA POR ENCIMA DEL BHA DE INYECCIÓN SELECTIVA	64
3.1.1 Alternativas de Reforzamiento Metálico	64
3.1.2 Alternativas de Acero Recubierto	69
3.1.3 Alternativas No Metálicas	76
3.2 SECCIÓN BHA DE INYECCIÓN SELECTIVA	84

3.2.1 Accesorios del BHA Niquelados	84
3.2.2 Accesorios del BHA Fabricados en Acero Inoxidable Dúplex	88
3.2.3 Accesorios del BHA fabricados en Fibra de Vidrio	89
4. OTROS CASOS DE APLICACIÓN DE SARTAS SELECTIVAS PARA INYECCIÓN DE AGUA EN LA INDUSTRIA PETROLERA	90
4.1 CASABE	90
4.2 CAMPO RANGELY WEBER SAND UNIT (RWSU)	97
4.3 CERRO DRAGÓN ARGENTINA	100
5. EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DE LOS MATERIALES PARA OPTIMIZAR EL FUNCIONAMIENTO DE LAS SARTAS SELECTIVAS PARA LA INYECCIÓN DE AGUA	111
6. CONCLUSIONES	117
7 RECOMENDACIONES	119
BIBLIOGRAFÍA	120

LISTA DE TABLAS

	Pág
Tabla 1: Características físicas de la tubería de fibra de vidrio.	78
Tabla 2: Comparación Características químicas entre GFK, Acero No aleado y HDPE.	82
Tabla 3: Comparación Características físicas entre GFK, Acero No aleado y HDPE.	83
Tabla 4: Evaluación financiera de las opciones para tubería por encima del BHA de inyección.	112
Tabla 5: Evaluación financiera de las opciones para el BHA de inyección.	113

LISTA DE FIGURAS

	Pág
Figura 1: Localización de La Cira-Infantas. Valle Medio del Magdalena.	19
Figura 2: Capacidad de Inyección y de Producción de Agua en La Cira-Infantas.	21
Figura 3: Ciclo de vida de los yacimientos.	22
Figura 4: Tasa de petróleo vs Tiempo.	23
Figura 5: Agua inyectada en el yacimiento.	24
Figura 6: El ciclo de la inyección de agua.	25
Figura 7: Sarta Selectiva corrida en un pozo en Colombia.	29
Figura 8: Mandril.	30
Figura 9: Válvula Reguladora.	31
Figura 10: Válvula Cheque.	32
Figura 11: Empaque Recuperable Hidráulico PCS-5.	33
Figura 12: Empaque Tándem Recuperable Hidráulico C-5.	33
Figura 13: Conector On-Off NF-1.	34
Figura 14: Conector Giratorio NF-3.	34
Figura 15: Mandriles en buen estado mecánico.	36
Figura 16: Válvula Reguladora de Flujo con latch doblado.	38
Figura 17: Válvulas cheques tapadas de Sedimento.	40
Figura 18: Inspección física en general de PACKERS.	41
Figura 19: Tubería con evidencia de alta corrosión.	43
Figura 20: Accesorios BHA tapados de arena.	43
Figura 21: Scale - Oxidos.	44
Figura 22: Falla de Blast Joint con marcas de erosión y por otro lado aparenta un efecto corrosivo.	48
Figura 23: Estadísticas de Componentes Fallados Año 2011.	50
Figura 24: Estadísticas de Subcomponentes Fallados Año 2011.	51
Figura 25: Estadísticas de Componentes Fallados Año 2012.	52
Figura 26: Estadísticas de Subcomponentes Fallados Año 2012.	52

Figura 27: Estadísticas de Componentes Fallados Año 2013.	53
Figura 28: Estadísticas de Subcomponentes Fallados Año 2013.	54
Figura 29: Estadísticas de Componentes Fallados Año 2014.	54
Figura 30: Estadísticas de Subcomponentes Fallados Año 2014.	55
Figura 31: Estadísticas de Sartas Selectivas Instaladas por Año.	56
Figura 32: Estadísticas de Sartas Selectivas Falladas por Año.	56
Figura 33: Medidor de Caudal Microtorque.	60
Figura 34: Registro típico de Microtorque.	61
Figura 35: Tubería Boronizada.	67
Figura 36: Recubrimiento interno GRE a tubería.	73
Figura 37: Recubrimiento interno con resina epoxy.	75
Figura 38: Tubería en Plástico Reforzado con Fibra de Vidrio.	84
Figura 39: Empaque hidráulico niquelado.	85
Figura 40: Desprendimiento de la capa de Ni-P y ataque del acero base en la superficie interna del mandril.	87
Figura 41: Detalle de la zona del pistón roscado al mandril donde hubo desprendimiento de la capa de Ni-P y ataque del acero en la superficie externa del mandril.	88
Figura 42: Producción de petróleo e inyección de agua en el campo Casabe.	91
Figura 43: Comparación de los esquemas de inyección de agua del campo Casabe correspondiente a los años 1986 y 2003.	92
Figura 44: Completamiento de Inyección Selectiva Campo Casabe.	95
Figura 45: Perfiles de inyección antes y después de las fracturas.	97
Figura 46: Producción de aceite vs tiempo después de la instalación del sistema de sartas selectivas en el campo Rangely Weber Sand unit.	99
Figura 47: Configuración de Empaques Mecánicos e Hidráulicos en Cerro Dragón.	105
Figura 48: Completamiento con empaques hidráulicos de liberación rotacional con anclaje.	110
Figura 49: Costos de inversión de la Sarta Convencional Vs Sarta Revestida.	116

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE LOS COMPONENTES DE LAS SARTAS SELECTIVAS COMO UNA OPORTUNIDAD DE MEJORA DEL SISTEMA DE INYECCIÓN EN EL CAMPO LA CIRA-INFANTAS*

AUTORES: ESTEFANÍA RUGELES REYES
PERLA MELISSA PINZÓN AGUDELO**

PALABRAS CLAVE: SARTAS SELECTIVAS, FALLAS, CORROSIÓN, MATERIALES

DESCRIPCIÓN:

La implementación de las sartas selectivas en el campo La Cira-Infantas comenzó en el año 2005 gracias a la firma de un acuerdo entre las empresas Ecopetrol S.A y Occidental de Colombia. Este tipo de inyección aumentó la producción del campo notoriamente, pero a su vez con el tiempo se evidenciaron una serie de fallas determinadas principalmente como: Pérdida de inyección, Restricciones mecánicas, Arenado, Taponamientos y Fallas de Componentes del BHA, siendo esta última la que más se ha presenciado durante los últimos dos años. Estas fallas por componentes del BHA son asociadas a fallas de integridad de la tubería, en las juntas cortas y en los accesorios; las cuales han venido incrementando y pueden ser atribuidas a factores como calidad del agua, calidad de los materiales y diseño de la sarta de inyección.

Al experimentar serios problemas de corrosión, tanto por CO₂ como por bacterias en el BHA y en la tubería de inyección, se llevó a cabo una evaluación de los componentes de la sarta selectiva, lo cual determinó la corrosión por CO₂ como la principal causa de las fallas presenciadas por pérdida de integridad y orientó la investigación hacia la posible implementación de nuevos materiales que ayuden a mitigar éste problema. Para cada uno de los materiales se evaluaron sus características y técnicas operacionales, y se estudiaron sus ventajas y desventajas con el fin de analizar el aporte de cada una de las opciones al funcionamiento de las sartas selectivas y a la operación en general, para finalmente poder realizar una selección y proponer una opción que genere el mayor factor costo-beneficio, para disminuir los daños asociados a la corrosión e incrementar el runlife de los componentes de las sartas selectivas y la tubería de inyección.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Werney de Jesús Machuca Boada. Codirector: Jaime Antonio Castro Romero. Asesor: César Leonardo Afanador Suárez

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF THE SELECTIVE STRING ELEMENTS AS AN IMPROVEMENT OPPORTUNITY OF THE INJECTION SYSTEM OF LA CIRA- INFANTAS FIELD*

AUTHORS: ESTEFANÍA RUGELES REYES
PERLA MELISSA PINZÓN AGUDELO**

KEYWORDS: SELECTIVE STRINGS, FAILURES, CORROSION,
MATERIALS

DESCRIPTION:

The implementation of the selective strings in La Cira-Infantas field started in 2005 when an agreement between Ecopetrol S.A and Occidental from Colombia was signed. This kind of injection increased the production of this field, but at the same time some failures were showed and mainly determined as: Loss of injection, mechanical restrictions, sand, stuck and failures in the elements of the BHA, being the last one mentioned the most witnessed during the last two years. These failures of the elements of the BHA are associated to failures of tubing integrity, pup joints and the accessories; which have been more frequent and can be attributed to agents such as the water quality, the design of the selective string and the materials quality.

After serious CO₂ and bacterial corrosion problems were witnessed in the BHA and the injection tubing, an evaluation of the selective strings' elements was achieved which showed the CO₂ corrosion as the main cause for the loss of integrity failures and guided the investigation towards the possible implementation of new materials to the selective strings which might help to relieve this problem. For all of the contemplated materials, their technical features, operational features, advantages and disadvantages were evaluated, in order to analyze the contribution of each of the options to the selective strings' operation and overall operation, to finally perform a selection and propose the best cost-effectiveness factor to reduce the harm associated with corrosion and increase the selective strings elements and injection tubing's runlife.

* Work Degree

** Faculty of Physical - Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Werney de Jesús Machuca Boada. Codirector: Jaime Antonio Castro Romero. Asesor: César Leonardo Afanador Suárez

INTRODUCCIÓN

El campo La Cira-Infantas protagonista clave de la historia petrolera en Colombia, inicio su explotación en 1918 convirtiéndose en el primer campo petrolero del país, operado inicialmente por la Tropical Oil Company y testigo del nacimiento de Ecopetrol en 1951; hoy en día sigue cobrando vigencia, al demostrar como mediante el acuerdo de colaboración empresarial firmado con Occidental de Colombia en 2005 logro incrementar su producción de 5.000 a 40.000 barriles de aceite por día.

Uno de los aspectos claves para el éxito de esta alianza, ha sido la optimización del recobro secundario mediante la implementación de sartas selectivas, permitiendo con esto alcanzar mayores volúmenes de inyección y mejoras ostensibles en la eficiencia vertical de los pozos inyectoros.

Al revisar el comportamiento de estas sartas, factores como la pérdida de integridad, problemas de sobre caudal y pérdida de inyectividad en algunos grupos, taponamiento por sedimentos tanto en los componentes de la sarta como en la formación y los costos operacionales asociados a las actividades necesarias para mantener estos pozos en las mejores condiciones de inyección, nos evidencian la necesidad de plantear alternativas que nos permitan extender el run life de sus componentes.

La diferencia entre el run life y el replacement life de los componentes de la sarta selectiva es que el run life, se entiende como el tiempo desde la instalación de las sartas hasta el tiempo de la primera pérdida o falla en alguno de sus componentes

de la instalación, mientras que el replacement life es el tiempo desde la instalación de las sargas hasta el tiempo en el que el equipo debe ser extraído del pozo.

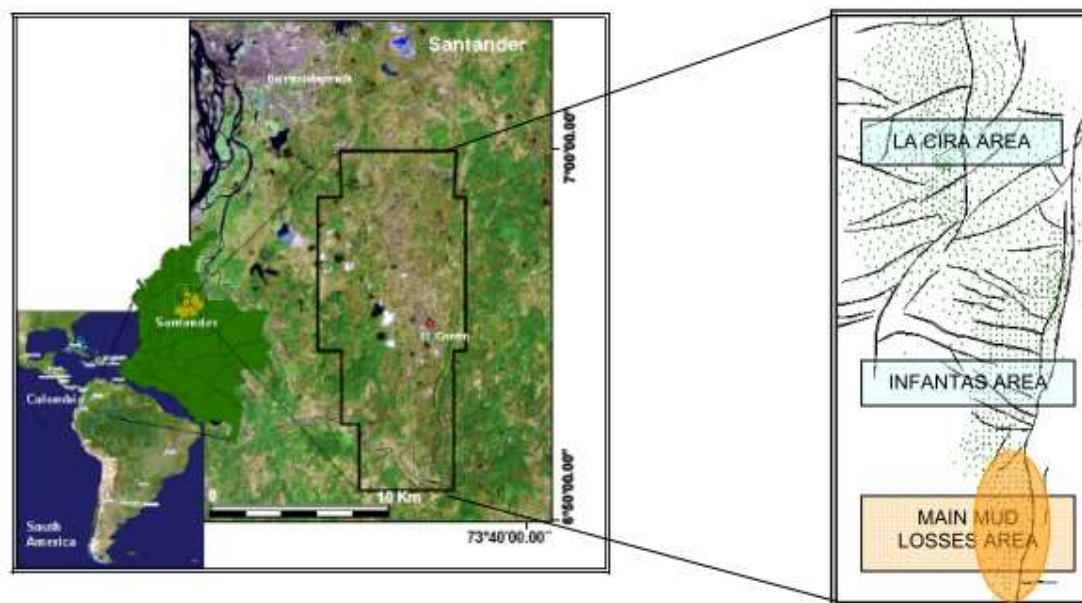
Por esta razón se plantea desarrollar un estudio que nos permita evaluar las opciones de optimización del diseño, analizar los diferentes factores que afectan el run life de los componentes de la sarga y estudiar alternativas para mejorar su desempeño; con el fin de generar una propuesta de optimización al sistema de inyección que nos permita hacerlo aún más eficiente y con esto contribuir en una forma importante al proceso de revitalización de éste campo maduro.

1. SARTAS SELECTIVAS EN EL CAMPO LA CIRA-INFANTAS

1.1 LA CIRA-INFANTAS

La Cira-Infantas se encuentra localizada en el valle medio del Magdalena en Colombia, este campo fue descubierto en el año 1918 con un área aproximada de 160 Km² por la Compañía Tropical Oil, la cual en el año 1919 se convirtió en un asociado de la compañía Standard Oil, y la concesión de este campo revirtió al gobierno colombiano en el año 1951, año en el cual se creó lo que actualmente se conoce como la empresa Ecopetrol S.A.

Figura 1: Localización de La Cira-Infantas. Valle Medio del Magdalena.



Fuente: E.A. Lopez y P. Antonio Bonilla (2010), SPE 139020 Casing-Drilling Application in the Depleted La Cira Infantas Mature Field, Colombia.

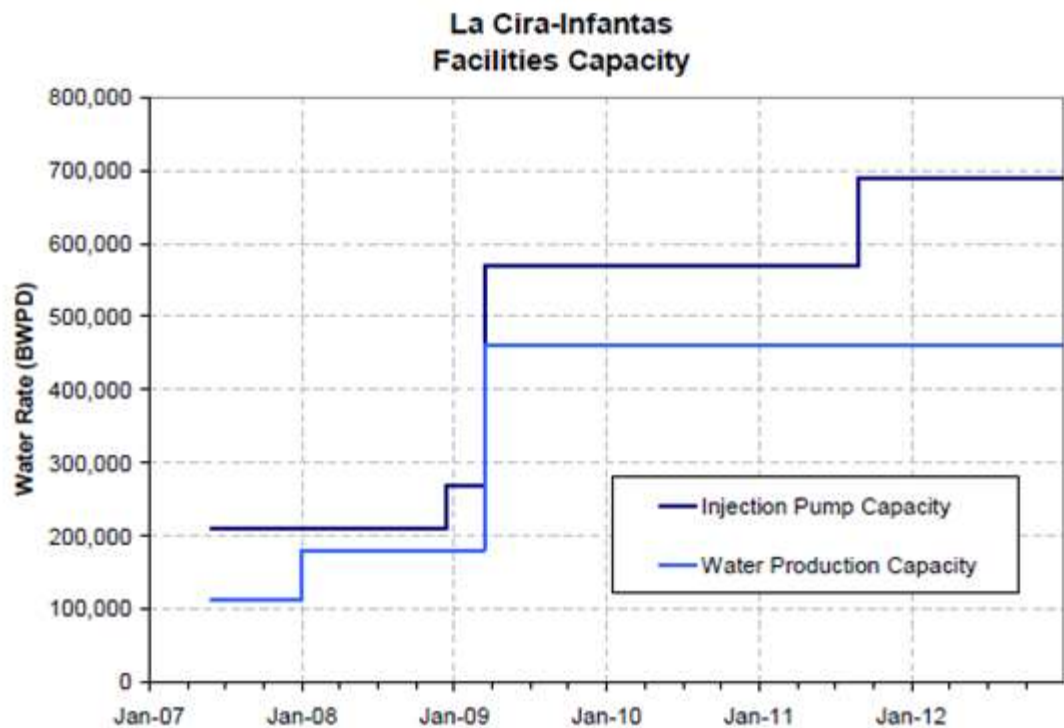
El yacimiento se ha dividido en zona A, B, C y D. Produce de las zonas A, B y C. Las arenas de la zona A son parte de la formación Colorado mientras las arenas B y C de la formación Mugrosa. Alrededor del 90% de la producción y las reservas están asociadas a las arenas C por lo cual se centró su interés en esta, para el redesarrollo de este campo maduro. El grosor del intervalo C tiene alrededor de unos 600 pies, posee un Net to Gross (fracción del espesor total del yacimiento que posee condiciones petrofísicas para producir hidrocarburos) entre el 30% y 40%. Este sistema fluvial contiene una heterogeneidad muy significativa con un coeficiente de Dykstra-Parsons V aproximadamente de 0,9, lo que significa que la medida de la no uniformidad del yacimiento es bastante alta, la porosidad promedio es del 22% y la saturación inicial es estimada a un 60%. La presión de este yacimiento se estimó en unos 1.450 psi a unos 3.300 pies de profundidad y el aceite negro que se encuentra en este yacimiento posee una gravedad que varía entre 16-28°API. El GOR (Relación Gas-Aceite) inicial se estimó en unos 150 SCF/STB (Pies Cúbicos Estándar/Barril a Condición Estándar), lo que resulta en un bajo factor volumétrico del aceite, B_o , estimado en 1.08 bbl/STB (barriles a condiciones de yacimiento/Barril a Condición Estándar).

Al campo se le ha aplicado el proceso de inyección de agua por más de 50 años, este proceso inició entre los años 1946 y 1949 con 7 pozos de inyección con el fin de presurizar el yacimiento en la zona norte.

Para realizar la simulación analítica de esta técnica se utilizó una herramienta de soporte conocida como ASIA cuyas siglas en ingles traducen a Sistema Avanzado para Análisis de Inyección el cual fue diseñado por Ecopetrol S.A y hace un ajuste de la historia tanto de producción como de inyección y en base a los parámetros obtenidos del modelo determina el grado de barrido de áreas específicas de estudio, tanto vertical como areal para así poder determinar e identificar oportunidades de

mejora en la producción del campo. Dentro de los resultados obtenidos de esta herramienta se determinó que cerca del 38% del agua inyectada estaba siendo perdida y no se estaba inyectando en el área de interés.

Figura 2: Capacidad de Inyección y de Producción de Agua en La Cira-Infantas.



Fuente: Maria Elizabeth Prieto, Jorge Mantilla, Brian Keith Owens, Adriano Lobo, Fabian Fernandez (2009), SPE 120794 Redevelopment Progress for Colombia's La Cira – Infantas. Field.

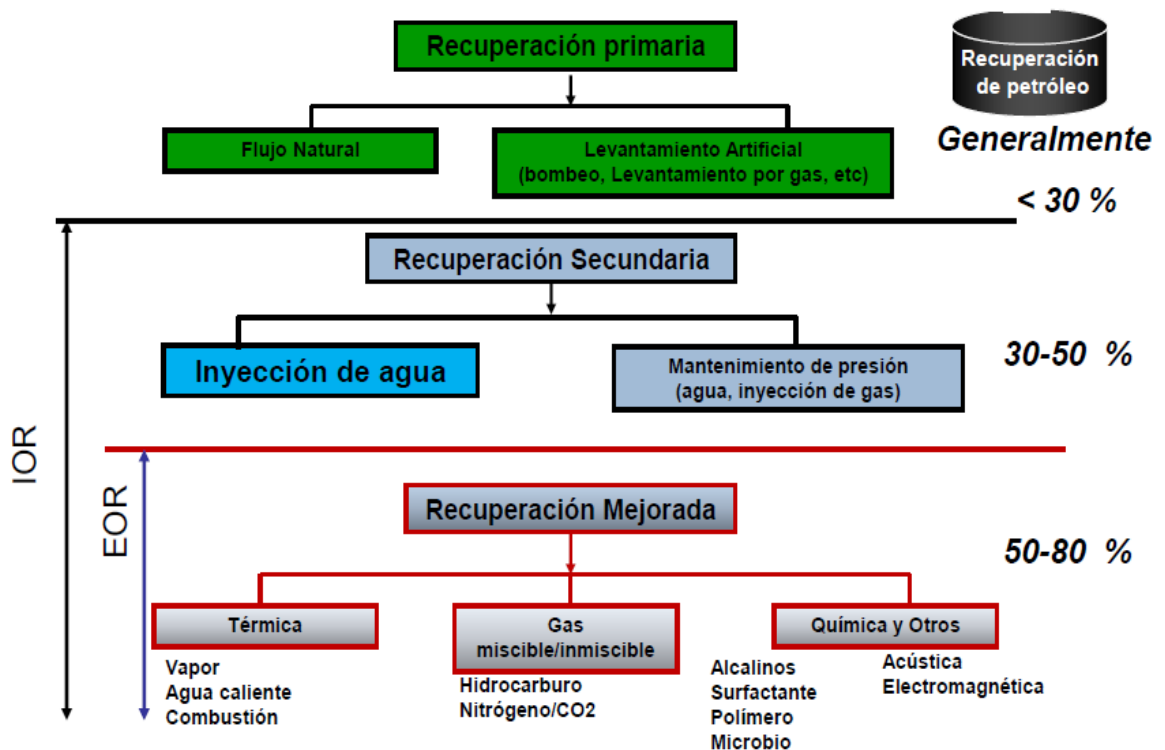
La producción de éste campo llegó a su tope más alto para el año 1939 con cerca de 65.000 barriles por día. Luego comenzó a decaer hasta que en el año 2003 se producían alrededor de 5.000 barriles de aceite por día.

En Septiembre de 2005 Ecopetrol y la empresa Occidental de Colombia (OXY) firmaron un acuerdo técnico y comercial para incrementar la producción de aceite y gas en La Cira-Infantas, incremento que se notó logrando pasar de 5.000 barriles de aceite por día a 40.000 barriles de aceite por día.

1.2 INYECCIÓN DE AGUA

1.2.1 Ciclo de vida de los yacimientos

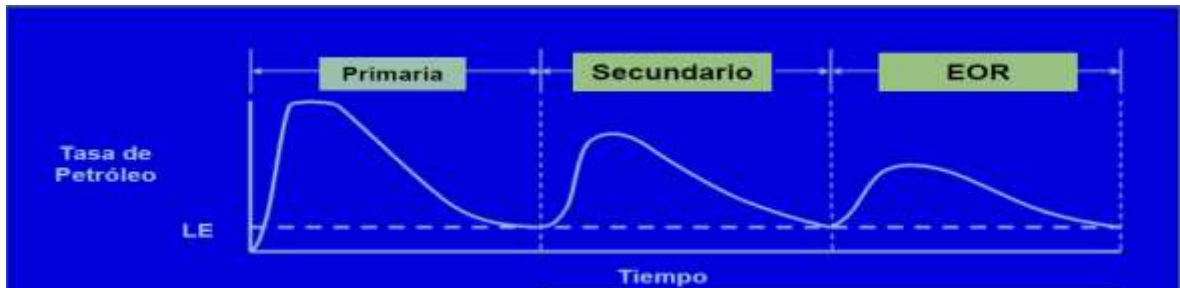
Figura 3: Ciclo de vida de los yacimientos.



Fuente: Instructor Rodolfo Soto B., P. (Agosto 2012). *Inyección de Agua de la A a la Z*. PetroSkills.

1.2.2 Importancia de la Inyección de Agua y el EOR

Figura 4: Tasa de petróleo vs Tiempo.



Fuente: Instructor Rodolfo Soto B., P. (Agosto 2012). *Inyección de Agua de la A a la Z*. PetroSkills.

1.2.3 Producción Primaria. La producción usa la energía natural en el yacimiento hasta que su presión es insuficiente para llevar el petróleo hasta la superficie. Al declinar la presión del yacimiento, la producción de petróleo tiende a disminuir, por lo cual se recurre a los sistemas de levantamiento artificial para la extracción de crudo.

Rango (como porcentaje del OOIP) de recuperación: 5 – 15%

1.2.4 Producción Secundaria. La recuperación se da como resultado del incremento de la energía natural por inyección de agua (y de gas en el pasado).

Rango (incremental) de recuperación: 15 – 40%

1.2.5 EOR. La recuperación mejorada resulta de la inyección de agua + aditivos, gas, energía térmica y/u otros.

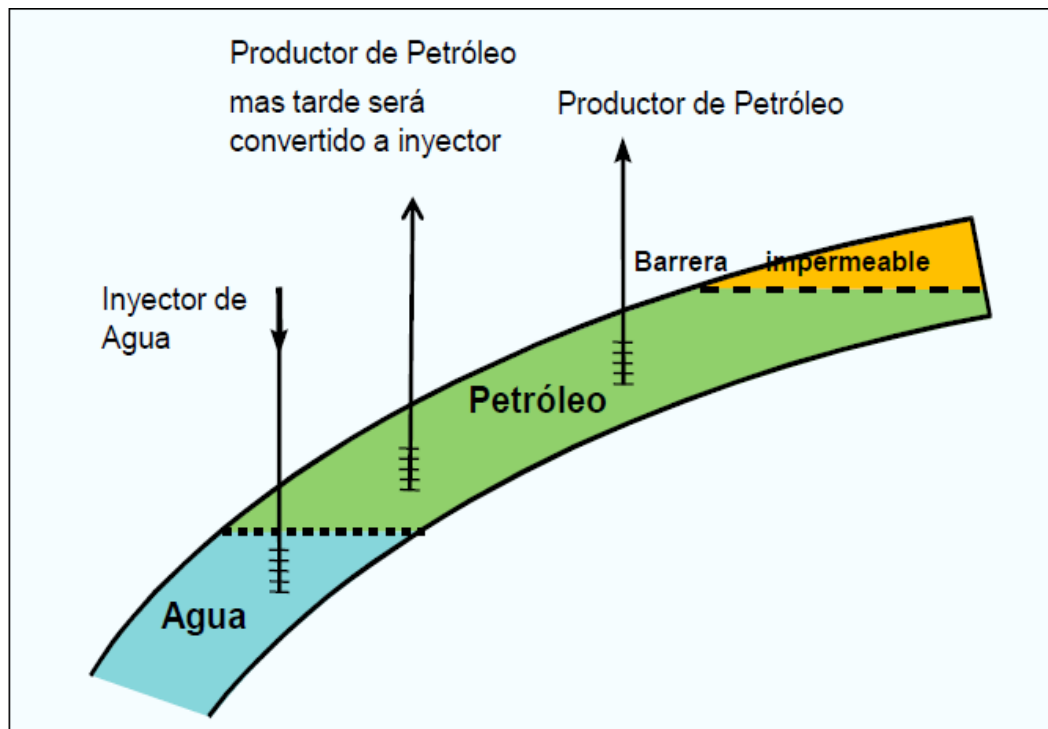
Rango (incremental) de recuperación: 15 – 65%

1.2.6 Inyección de Agua. La práctica de inyectar agua en un yacimiento para incrementar y acelerar el recobro de petróleo.

1.2.7 Mantenimiento de Presión. La práctica de inyectar un fluido (que puede ser agua/gas) en el yacimiento para mantener la presión.

Las técnicas usadas para analizar la inyección de agua son idénticas a las que se usan para un esquema de mantenimiento de presión.

Figura 5: Agua inyectada en el yacimiento.

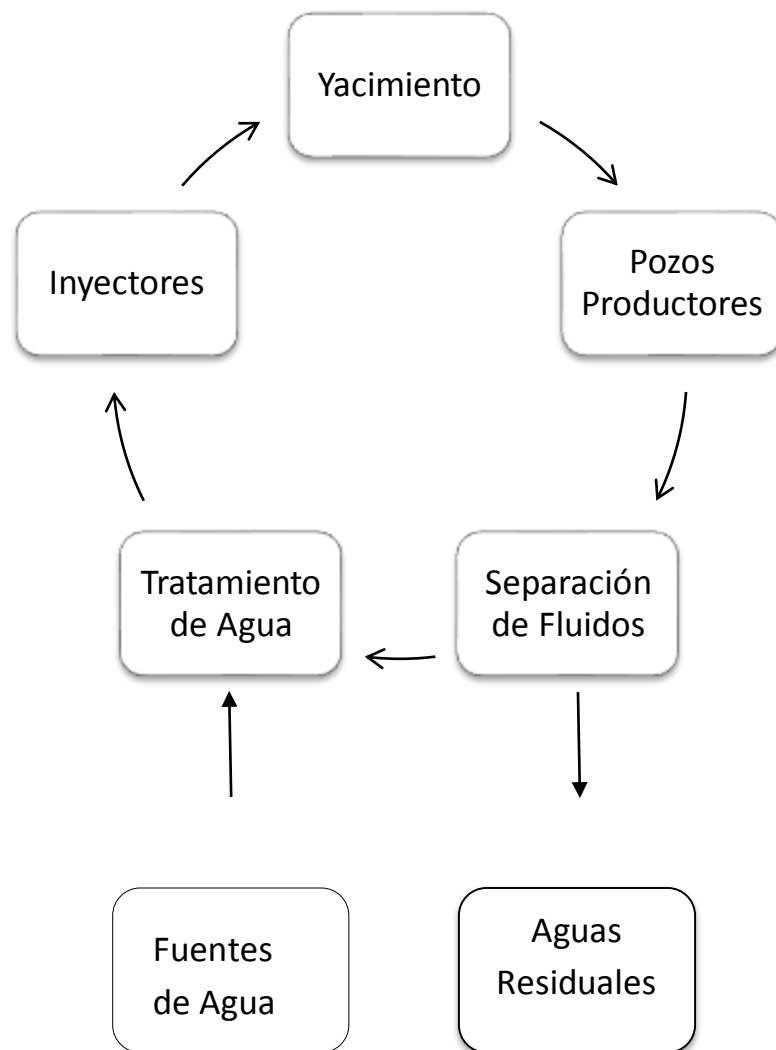


Fuente: Instructor Rodolfo Soto B., P. (Agosto 2012). *Inyección de Agua de la A a la Z*. PetroSkills.

El agua inyectada en el yacimiento o en el acuífero incrementa la energía del yacimiento al reemplazar los fluidos que se extraen en el recobro primario y actúa como pistón desplazando el petróleo.

1.3 ¿CÓMO TRABAJA LA INYECCIÓN?

Figura 6: El ciclo de la inyección de agua.



Fuente: Modificado de Instructor Rodolfo Soto B., P. (Agosto 2012). *Inyección de Agua de la A a la Z*. PetroSkills.

1.4 VARIABLES QUE DETERMINAN UNA BUENA INYECCIÓN DE AGUA

1.4.1 Tasa de producción de petróleo. Si las tasas de producción de petróleo son más altas, el flujo de ingresos será mayor.

1.4.2 Tasas de producción/inyección de agua. Cuanto mayor sea la tasa de producción de agua, los costos de operación serán mayores. Es común para los operadores de subestimar los costos del tratamiento del agua que se produce y desecho de los volúmenes de agua.

1.4.3 Relación de fluidos. La relación agua-petróleo se puede usar como un indicador de cómo nuestros ingresos se comparan a nuestros costos y por lo tanto nos dice cuán cerca estamos al final del proyecto.

1.4.4 Tiempo de ruptura. El tiempo de ruptura se define como el momento en el cual el agua inyectada llega al pozo productor. Se evidencia en superficie que la tasa de producción de agua incrementa considerablemente.

1.4.5 Factor de Recobro. Esto es la fracción de petróleo originalmente en el lugar que es (o será) recuperada. Por lo tanto es un indicador de la eficiencia y puede ser usado para comparar proyectos de inyección de diferentes tamaños. Mejores proyectos suelen tener mejores factores de recuperación.

1.4.6 Económico. Al final del día, la compañía está muy interesada en saber cuánto dinero se está haciendo, y cuan eficientemente se está realizando. Esto se aplica incluso a las empresas petroleras estatales, como el dinero en efectivo es mucho

más eficiente para la construcción de la economía nacional que el uso del crudo directamente.

1.5 SECCION OPERACIONAL

Los pozos que cuentan con sartas de inyección selectiva, tienen como objetivo controlar la inyección de diferentes zonas de manera individual con válvulas reguladores de flujo, y poder así barrer zonas del yacimiento que no han sido barridas. Estas sartas se conforman por herramientas tales como: mandriles, válvulas reguladoras, válvulas cheque, empaques hidráulicos, conectores “On-Off”, entre otros.

Las sartas selectivas aplicadas en el campo de estudio La Cira-Infantas poseen un promedio de siete mandriles variando desde dos hasta doce mandriles; las válvulas reguladoras en su mayoría son de 1 ½ pulgadas de diámetro; los empaques usados para el aislamiento de las zonas son en su totalidad hidráulicos tanto los de tipo Tándem como los de cuñas, y cabe aclarar que se estableció una distancia máxima de 300-350 pies de separación entre empaques tipo cuñas. También se usa un empaque cero que inicia el BHA de abajo hacia arriba para poder aumentar el volumen de sedimentos que caen al fondo del pozo al ser arrastrados por el agua de inyección.

Para el diseño usado en La Cira-Infantas, al usar la herramienta conector On-Off giratoria que separa secciones del BHA de inyección, el primer empaque a colocar debajo de esta herramienta debe ser un empaque de cuñas, para que en el momento que se deba hacer una conexión o desconexión de la sección superior a este y sea necesario aplicar giro con tensión o peso, la sección inferior no se desplace gracias al soporte por el anclaje que genera el empaque de cuñas.

En el campo La Cira-Infantas se tienen 420 pozos de inyección de agua con sartas selectivas, los cuales cuentan con una profundidad promedio de 3,800 pies (3,200 pies de tubería lisa y 600 pies de BHA de inyección).

Para poder describir las sartas selectivas de una manera más clara, a continuación se muestra un diseño de Sarta aplicado al campo de estudio La Cira-Infantas:

Figura 7: Sarta Selectiva corrida en un pozo en Colombia.



ITM	CANT.	DESCRIPCION
34	1	MESA ROTARIA
33	1	HANGER
32	1	X-OVER 3 1/2" X 2 7/8" EUE
31	82	TUBING JOINT N-80 6.5#/FT
30	1	CONECTOR NF-1 7" x 2 7/8" PERFIL 2,31 F
29	1	PUP JOINT 2 7/8 N-80 6,5#/ft (1x 6 ft)
28	1	PKR PCS-5 7" x 2 7/8" (23-29#) EUE PINES 4 X 650 PSI C/U CENTRO GOMA N° 6 RESTO DE PACKER
27	1	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT No.8
26	1	MANDRIL 2 7/8 C/ VALVULA 1 1/2" N° 5
25	3	PUP JOINT DE 2 7/8 N-80 6,5 #/ft (2x10 + 1x4ft)
24	1	PKR TANDEM C-5 7" x 2 7/8" (23-29#) EUE PINES 4 X 650 PSI C/U CENTRO GOMA N° 5 RESTO DE PACKER
23	2	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT No.6,7
22	1	MANDRIL 2 7/8 C/ VALVULA 1 1/2" N° 4
21	3	PUP JOINT DE 2 7/8 N-80 6,5 #/ft (2 x 10 ft)(1 x 6 ft)
20	1	PKR TANDEM C-5 7" x 2 7/8" (23-29#) EUE PINES 4 X 650 PSI C/U CENTRO GOMA N° 4 RESTO DE PACKER
19	3	PUP JOINT DE 2 7/8 N-80 6,5 #/ft (2 x 10 ft)(1 x 8 ft)
18	1	MANDRIL 2 7/8 C/ VALVULA 1 1/2" N. 3
17	1	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT No.5
16	1	PUP JOINT DE 2 7/8 N-80 6,5 #/ft (1 x 4 ft)
15	1	CONECTOR NF-3 Swivel & On-Off 7" x 2 7/8"
14	1	PUP JOINT DE 2 7/8 N-80 6,5 #/ft (1x4 ft)
13	1	PKR PCS-5 7" x 2 7/8" (23-29#) EUE PINES 4 X 650 PSI C/U CENTRO GOMA N° 3 RESTO DE PACKER
12	2	PUP JOINT DE 2 7/8 N-80 6,5 #/ft (2 x 10 ft)
11	1	MANDRIL 2 7/8 C/ VALVULA 1 1/2" N° 2
10	2	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT No.3,4
9	3	PUP JOINT DE 2 7/8 N-80 6,5 #/ft (2 x 10 ft)(1 x 4 ft)
8	1	PKR TANDEM C-5 7" x 2 7/8" (23-29#) EUE PINES 4 X 650 PSI C/U CENTRO GOMA N° 2 RESTO DE PACKER
7	1	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT No.2
6	1	MANDRIL 2 7/8 C/ VALVULA 1 1/2" N°1
5	1	TUBING JOINT N-80 6,5#/FT No.1
4	1	PKR PCS-5 7" x 2 7/8" (23-29#) EUE PINES 4 X 650 PSI C/U CENTRO GOMA N° 1 RESTO DE PACKER
3	1	PUP JOINT DE 2 7/8 N-80 6,5 #/ft (1 x 8 ft)
2	1	LANDING NIPPLE 2 7/8" PERFIL R 2,25"
1	1	2 7/8" Wireline Entry Guide Shoe
		Float Collar

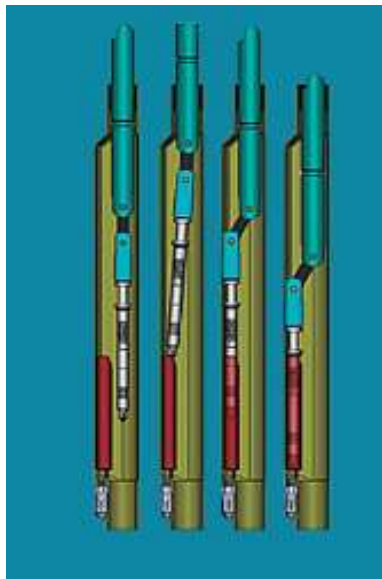
Fuente: Oxy (Occidental Petroleum Corp).

1.6 COMPONENTES DE LAS SARTAS

1.6.1 Mandril. Su función principal es alojar la válvula reguladora de flujo en una cavidad llamada bolsillo; en la configuración utilizada en los pozos del campo de estudio se usa mandril de salida inferior con bolsillo de 1.5 pulgadas y conexión de 2 7/8 o 2 3/8 de pulgada según se requiera, con válvula cheque instalada para evitar el retorno del fluido.

El mandril cuenta con una camisa orientadora que permite la fácil instalación de las válvulas. Se diseñan en versiones para casing de 7 y 5 ½ pulgadas. Poseen una cavidad llamada bolsillo en donde se aloja la válvula reguladora de flujo.

Figura 8: Mandril.



Fuente: Herramientas Completion Services. Tomado de <http://completion-services.com/herramientas.html> el 25 de septiembre de 2015.

Descripción: el diseño especial del bolsillo evita que en caudales altos se origine un jet de agua, que dañe el bolsillo y erosione las paredes del casing. Se proveen para válvulas recuperables de 1 o 1.5 pulgadas.

Materiales: se fabrican con tubos de Acero al Carbono (SAE 4130) o tubos de acero inoxidable (AISI 316L) para instalaciones en ambientes corrosivos. De igual forma se pueden conseguir en diferentes materiales como acero dúplex, entre otros.

1.6.2 Válvula Reguladora. Estas válvulas se localizan en los mandriles y se usan para regular los caudales del flujo de inyección. Este tipo de válvula mantiene un caudal constante, independientemente de las variaciones en la presión.

Descripción:

- Construidas en su mayoría en acero inoxidable AISI 316.
- Esta válvula posee un sistema de retención que la hace ideal para colocar en pozos presurizados o que sus formaciones devuelvan, ya sea agua o arena.
- Se pueden obtener en diferentes materiales.

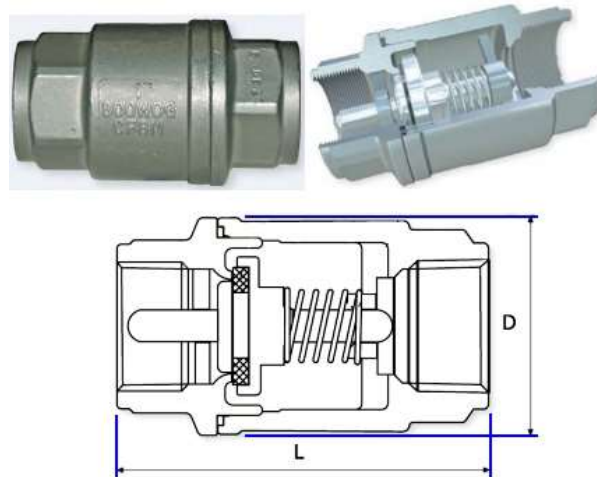
Figura 9: Válvula Reguladora.



Fuente: Resumen Análisis de Falla Pozos Inyectores. Realizado por Equipo Análisis de Falla pozos inyectores Ecopetrol 2015.

1.6.3 Válvula Cheque. La válvula cheque tiene como objetivo evitar completamente el retorno del agua en circulación, permitiendo el flujo del fluido en una sola dirección.

Figura 10: Válvula Cheque.



Fuente: Stainless Steel Check Valves. Disponible en el siguiente link:
<http://www.controlresourcesinc.com/stainlesscheckvalves.htm>. Octubre 5 de 2015.

1.6.4 Empaques. A continuación se describirán dos ejemplos de empaques que se utilizan para este tipo de sartas:

- **Empaque Recuperable Hidráulico PCS-5:** Es de fijación hidráulica tanto para pozos inyectoros como para pozos productores. Su liberación es mecánica por medio de la rotación y peso entre 1000 y 1500 lb, y giro a la derecha $\frac{1}{4}$ de vuelta. Su posición y empaquetamiento no se ve afectado por los cambios de presión y/o temperatura. Posee un sistema de bloqueo de accionamiento que impide que la herramienta se fije si no es únicamente por presión hidráulica. Posee un sistema de traba que impide el accionamiento antes de llegar a la posición deseada, y otro que le impide volver a accionarse después de haber sido liberado. Cuenta con cuñas bi-direccionales y gomas en nitrilo que soportan altas

presiones hacia arriba y hacia abajo. Es ideal para pozos con instalaciones selectivas donde el número de empaquetadores es elevado o aquellos pozos con cierto grado de desviación.

Figura 11: Empaque Recuperable Hidráulico PCS-5.



Fuente: Oxy (Occidental Petroleum Corp). (Septiembre de 2013). *Generalidades Sistema de Inyección LCI.*

- **Empaque Tándem Recuperable Hidráulico C-5:** Es un empaque de fijación hidráulica tanto para pozos inyectoros como para pozos productores. Su liberación es mecánica por medio de la rotación y peso. Su posición y empaquetamiento no se ve afectado por los cambios de presión y/o temperatura. Posee un sistema de bloqueo de accionamiento que impide que la herramienta se fije si no es únicamente por presión hidráulica. Posee un sistema de traba que impide el accionamiento antes de llegar a la posición deseada, y otro que le impide volver a accionarse después de haber sido liberado. No cuenta con cuñas bi-direccionales, lo cual reduce los costos del completamiento. Posee gomas en nitrilo que soportan altas presiones hacia arriba y hacia abajo.

Figura 12: Empaque Tándem Recuperable Hidráulico C-5.



Fuente: Resumen Análisis de Falla Pozos Inyectoros. Realizado por Equipo Análisis de Falla pozos inyectoros Ecopetrol 2015.

1.6.5 Conector On-Off NF-1. Es una herramienta que permite acoplar y desacoplar tubería, manteniendo un sello confiable entre el interior y exterior del mismo; puede trabajar tanto con tensión como con peso; conecta el BHA de inyección con las juntas de tubería que se encuentran por encima de éste. Su desconexión es con giro a la izquierda.

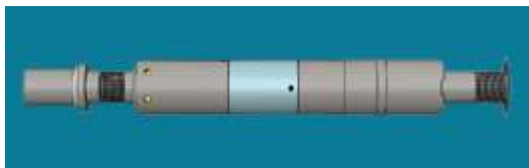
Figura 13: Conector On-Off NF-1.



Fuente: Herramientas Completion Services. Tomado de <http://completion-services.com/herramientas.html> el 25 de septiembre de 2015.

1.6.6 Conector Giratorio NF-3. Es una herramienta que vincula dos o más etapas de instalaciones selectivas; a diferencia del NF-1 no transmite torque en la etapa inferior, cuando es necesario liberar las herramientas de la etapa superior. Su conexión se realiza por medio de tensión y giro a la derecha y su desconexión mediante peso y giro a la izquierda.

Figura 14: Conector Giratorio NF-3.



Fuente: Herramientas Completion Services. Tomado de <http://completion-services.com/herramientas.html> el 25 de septiembre de 2015.

2. DESEMPEÑO DE LOS COMPONENTES DE LAS SARTAS SELECTIVAS

2.1 EVALUACIÓN DE LOS COMPONENTES DE LA SARTA SELECTIVA

2.1.1 Mandriles. Es uno de los componentes del BHA de menor índice de falla, las fallas se encuentran asociadas al comportamiento del yacimiento.

Sin embargo, los mandriles pueden presentar los siguientes problemas:

- Taponamiento con sedimentos.
- Pérdida de integridad.
- Caída de la guía del mandril dificultando la localización de éste para la instalación de la VRF, y generando restricción para acceder al resto del BHA.

Así mismo, los mandriles presentan oportunidades de mejora como:

- Realizar control de sólidos para disminuir la erosión y abrasión que generan pérdida de integridad.
- Evaluar metalurgias que sean resistentes a la corrosión y erosión.
- Analizar diseños que ayuden a controlar el ajuste correcto de la guía orientadora del mandril.
- Controlar operativamente los procedimientos de Slickline.

Según los resultados de los análisis de falla de los well services durante al año 2013, de un total de 206 mandriles inspeccionados, alrededor de un 78% se encontraban en buenas condiciones, mientras que el 22% restante se encontraban total o

parcialmente bloqueados, de los cuales, correspondían al primero y segundo mandril de abajo hacia arriba de los respectivos BHA's.

El mandril es uno de los componentes de mejor desempeño, ya que las obstrucciones que se han encontrado se deben a fallas en la funcionalidad de la válvula cheque.

Figura 15: Mandriles en buen estado mecánico.



Fuente: Resultados Análisis de Falla Well Services Pozos Inyectores – 2012. Proyecto La Cira-Infantas.

2.1.2 Válvulas reguladoras de flujo. El cambio de la válvula reguladora de flujo, está asociado a la entrada de sedimentos desde la formación hacia el pozo.

Las válvulas reguladoras de flujo, cumplen su función de regulación pero también actúan como filtro entre el pozo y los grupos de arena. Esto quedó demostrado

durante las pruebas full open, es decir, mandriles sin VRF instalada, cuando dos pozos perdieron inyección importante después de la prueba (Año 2012).

Entre los problemas más comunes en una válvula reguladora de flujo se encuentran:

- Corrosión y erosión en los elementos de la válvula reguladora de flujo.
- Taponamiento de las VRFs.
- Presencia de sedimentos dificultando la instalación o el retiro del Slickline.
- Fallas mecánicas en latches, vástagos, asientos, retenedores, V-packing, y resortes de la válvula reguladora.
- Caídas de presión en zonas de baja inyección.

Entre las acciones para mejorar ésta serie de dificultades, se tienen:

- Instalar válvulas reguladoras de flujo con metalurgia resistente.
- Mejorar la calidad del agua de inyección.
- Controlar operativamente los procedimientos de Slickline.
- Modificar el diseño de la VRF con el objetivo de disminuir las caídas de presión.
- Integrar una canasta en las operaciones de Slickline, para controlar las caídas de las válvulas reguladoras.

Figura 16: Válvula Reguladora de Flujo con latch doblado.



Fuente: Resultados Análisis de Falla Well Services Pozos Inyectores – 2012. Proyecto La Circa-Infantas.

2.1.3 Válvulas cheques. Es el componente del BHA que limita de forma directa o indirectamente el Run Life de los BHA's de inyección. Las fallas encontradas se asocian al no adecuado comportamiento de ésta herramienta.

Los principales problemas que se presentan en una válvula cheque son:

- Taponamiento de cheques con sedimentos, carbonatos, óxidos y cintas.
- Fácil bloqueo del elemento ante la variación de las condiciones de inyección.
- Caída de presión en un valor desconocido.
- Exposición del resorte incrementando el riesgo de falla.

Las acciones de mejoramiento con respecto a los problemas mencionados anteriormente son:

- Mejorar la calidad del agua de inyección.
- No usar materiales extraños en los trabajos de Slickline.
- Mejorar el diseño del elemento.
- Simular el comportamiento de las presiones que se manejan a través del elemento.
- Evaluar el cheque y la válvula reguladora de flujo integral.
- Instalar válvula cheque recuperable si es posible.
- Disminuir los aportantes de sedimentos aguas arriba (líneas de superficie, manifold, tubería, etc.)

Según los resultados de los análisis de falla de los well services durante al año 2013, de un total de 206 Válvulas cheques inspeccionadas, el 41% se encontraban en buen estado, un 56% mostraron mal funcionamiento del cual el 39% estaban bloqueadas (cinta aislante y o-rings de latch de VRF's) y un 17% tapadas (Sedimento – óxidos – scale), el 3% restante tenían daño en el resorte de la válvula cheque.

El actual diseño de la válvula cheque, presenta un bajo desempeño en la funcionalidad, causando taponamiento y bloqueo total del BHA.

Figura 17: Válvulas cheques tapadas de Sedimento.



Fuente: Resultados Análisis de Falla Well Services Pozos Inyectores – 2012. Proyecto La Cira-Infantas.

2.1.4 Empaques. Los empaques son el componente con mejor rendimiento de la sarta de inyección. El análisis de falla de los empaques ha indicado que el principal problema está asociado a la corrosión, y no a sus componentes o funcionalidad.

Los principales problemas que son encontrados en los empaques son:

- Taponamiento con sedimentos.
- Pérdida de integridad en cuñas y gomas.
- Corrosión en los empaques.

Las principales acciones de mejora que solucionen los problemas anteriormente mencionados son:

- Mejorar la calidad del agua de inyección.

- Controlar los sólidos con el fin de disminuir las depositaciones sobre los empaques.
- Revisar las maniobras realizadas durante el desasentamiento de los empaques.
- Simular esfuerzos sobre la sarta con el objetivo de determinar una óptima ubicación para los empaques de cuñas.

Según los resultados de los análisis de falla de los well services durante al año 2013, de un total de 206 empaques inspeccionados, de los cuales 119 eran empaques tipo tándem, y 87 empaques tipo cuñas; se encontró que por medio de inspección tipo visual, los empaques tipo cuñas no presentaron daño. Con respecto a los empaques tipo tándem, el 88% se encontraban en buen estado y funcionales, el 7% presentaban gomas dañadas, el 4% gomas deterioradas pero funcionales y el 1% restante rasgadas asociadas a la pesca.

Figura 18: Inspección física en general de PACKERS.



Fuente: Resultados Análisis de Falla Well Services Pozos Inyectores – 2012. Proyecto La Cira-Infantas.

2.1.5 Tubulares. La tubería puede presentar una serie de problemas como los que se mencionan a continuación:

- Corrosión y erosión en tubos y pup joints.
- Pérdida de integridad en tubos y pup joints.
- Depositaciones en tubería.
- Desgaste en roscas y uniones.

Sin embargo, la tubería también presenta buenas oportunidades de mejora para llevar a cabo, entre las que se encuentran:

- Mejorar la calidad del agua inyectada en parámetros como sólidos, grasas y aceites.
- Analizar metalurgias que sean resistentes a los problemas de corrosión y erosión que se presentan en la tubería.
- Implementar rutinas de lavado de la tubería.

Según los resultados de los análisis de falla de los well services durante el año 2013, de un total de 26 pozos en estudio, cerca del 40% presentaban tubulares con pérdida de integridad, es decir, pérdida de espesor y agujeros, debido principalmente a la corrosión.

También se presentaron algunos casos adicionales atípicos durante el análisis de falla, como un tubular en superficie altamente deformado en forma espiral.

Figura 19: Tubería con evidencia de alta corrosión.



Fuente: Resultados Análisis de Falla Well Services Pozos Inyectores – 2013. Proyecto La Cira-Infantas.

Figura 20: Accesorios BHA tapados de arena.



Fuente: Resultados Análisis de Falla Well Services Pozos Inyectores – 2012. Proyecto La Cira-Infantas.

Figura 21: Scale - Oxidos.



Fuente: Resultados Análisis de Falla Well Services Pozos Inyectores – 2012. Proyecto La Cira-Infantas.

2.2 FALLAS PRELIMINARES

Son las causas por la cuales se intervienen los pozos. Las fallas preliminares se confirman mediante la inspección física.

2.2.1 Fallas preliminares Campaña Well Services Año 2012. La principal falla preliminar fue la pérdida de inyección, la cual se asoció de forma importante a la calidad del agua de inyección, con lo cual también se generaron los principales problemas operacionales, como mandriles tapados de sedimentos, sartas de slickline pegadas o válvulas cheques tapadas.

Las principales fallas preliminares encontradas en los pozos durante el año 2012 fueron:

- Pérdida de inyección = 31%

- Pescado en fondo = 20.7%
- Válvula Reguladora de Flujo con Latch doblado = 13.8%
- Sobrecaudal en Mandril = 10.3%
- Restricción Mecánica = 7%
- Válvula Reguladora de Flujo partida en bolsillo de mandril = 7%
- Mal sentamiento de empaques – Estado mecánico = 3.4%
- Arenado = 3.4%
- Performance = 3.4%

2.2.2 Fallas preliminares Campaña Well Services Año 2013. Durante el año 2013, la principal causa de intervención en los pozos inyectoros es atribuible a la pérdida de integridad asociada a la corrosión. A diferencia del año inmediatamente anterior, las intervenciones de Well Services asociadas a errores operacionales disminuyeron en un 100%, es decir, que las fallas operacionales causantes de Well Services en el 2013 llegaron a cero, debido a la adecuada supervisión y comunicación con los diferentes equipos de trabajo.

Las principales causas de la intervención Año 2013 fueron:

- Integridad de tubería en BHA (38.5%): Estas fallas se evidenciaron con la ayuda de trazadores radioactivos, y después de realizar las acciones correctivas necesarias.
- Perdida de inyectividad (34.6%): Los pozos intervenidos por ésta razón, son atribuibles a la campaña de mandriles full open, causando bloqueo en las válvulas cheques.
- Sedimentos y pescados (26.9%): Los pescados que se tienen en ésta campaña se asocian al atrapamiento durante las intervenciones de Rigless, las cuales se deben al inadecuado funcionamiento de las válvulas cheques, y a condiciones del yacimiento.

2.2.3 Fallas preliminares Campaña Well Services Año 2014

- Fallas por Restricción Mecánica (3%): Este tipo de fallas son causadas por válvulas reguladoras de flujo pegadas, partidas, con Latch doblado, o pescados de herramientas de slickline. En el 2014, se observó una reducción en el número de fallas asociadas a esta condición, principalmente por el mejoramiento de los procedimientos operativos de slickline, adecuación de la herramienta de slickline, desarrollo de procedimientos de pesca sin necesidad de equipo de well service y una reducción de intervenciones de slickline por mejoras en la selección de VRF's.
- Fallas de Componentes del BHA (91%): Son asociadas a fallas de integridad de la tubería, en las juntas cortas y en los accesorios de los mandriles. Este tipo de falla se ha venido incrementando y pueden ser atribuidas a factores como calidad del agua, calidad de los materiales y diseño de la sarta de inyección. En el 2014, se evaluaron alternativas como modificar los criterios de diseño, mejorar la calidad del agua y seleccionar mejores materiales.
- Fallas por taponamiento de la sarta selectiva (6%): Se ven reflejadas por el taponamiento de componentes por factores externos al pozo, y en las pérdidas de inyectividad por sedimentos en los componentes de la sarta como mandriles, cheques, etc. Es una falla asociada principalmente a la calidad del agua, y en el 2014 se intentó reducir esta causa a través del mejoramiento de la calidad del agua, tratamientos químicos u orgánicos sin necesidad del equipo de well service y modificaciones en el diseño de la sarta de inyección.

2.3 ANÁLISIS DE FALLA TIPO CORROSIÓN EN POZOS INYECTORES

Las fallas se han presentado principalmente en pup joints y tubería, cuyos materiales asociados son principalmente N80 acero al carbono sin recubrimientos y con un run life cercano a los 2 años en pozos fallados.

La principal causa de intervención en los pozos inyectores de agua en el Campo La Cira-Infantas es atribuible a la pérdida de integridad asociada a la corrosión. A éste fenómeno de corrosión al interior del pozo, se le atribuye la disminución en el espesor de pared de la tubería y su posterior rotura.

Durante el análisis de fallas se encontró pérdida localizada del material desde la parte interna hacia la parte externa, debido a la disolución de gases corrosivos en el agua de producción.

El procedimiento que se debe seguir para disminuir el deterioro de las tuberías, consiste en implementar un programa de inhibición de corrosión. Con el fin de identificar el sistema de inhibición más apropiado, primero es necesario realizar pruebas de laboratorio bajo las mismas condiciones de operación. El tratamiento químico utilizado para inhibir la corrosión debe ser inyectado desde la planta de inyección de agua en superficie, para facilitar la adherencia del químico en los componentes del pozo inyector.

Por otro lado, también se encontraron fenómenos erosivos como consecuencia de la remoción mecánica del material ocasionada por un fluido acompañado de un gas y de partículas erosivas como la arena.

Esta falla observada ocasionalmente en la superficie externa de la tubería, probablemente es consecuencia de que la tubería precisamente se encuentre frente a la zona de los perforados; para lo cual, una rápida solución sería utilizar tubería tipo blast joint a la profundidad de la falla, prolongando así la vida útil de la sarta.

Otra posible causa de éste fenómeno erosivo, podría ser que la tubería se encuentre frente a un daño localizado a la profundidad de la falla en el revestimiento; en caso de presentarse ésta situación, se debe realizar una evaluación al casing y al cemento, mediante la toma de registros en el pozo y así determinar su estado estructural. Si se llegaran a identificar daños realizando la toma de registros, se debe utilizar la técnica más adecuada de cementación remedial para la reparación de las zonas afectadas.

Finalmente, no se puede descartar la posibilidad de que la erosión se esté causando porque el pozo se vea afectado por un influjo o canalización del frente de inyección de agua; así que también se debe revisar si existe la presencia de éstos influjos deteriorando el pozo.

Figura 22: Falla de Blast Joint con marcas de erosión y por otro lado aparenta un efecto corrosivo.



Fuente: Revisión Integridad Pozos Inyectores Fallas 2013. Departamento de Ingeniería LCI, Control de Producción LCI, Instituto Colombiano del Petróleo ICP.

2.4 VELOCIDAD DE CORROSIÓN

Los factores que influyen en la velocidad de corrosión son:

- Alta concentración de sales que aumentan la conductividad de la solución.
- Bajo PH: entre pH de 4.5 a 9.5 se presenta una región en donde la tasa de corrosión es constante, debido a la formación de películas protectoras sobre la superficie. A pH altos por encima de 9.5 la tasa de corrosión disminuye debido a que la reacción de corrosión no puede suceder.
- La presencia de gases disueltos como CO₂, H₂S y O₂.
- Alta temperatura.
- Alta presión cuando la corrosión es por gases disueltos.

Para evaluar la velocidad de corrosión y la efectividad de los agentes químicos anticorrosivos, se utilizan cupones que son ubicados en puntos estratégicos de la inyección.

Estos cupones son pesados antes de ser introducidos al sistema, y después de un tiempo son sacados para determinar la pérdida de peso y expresarla en [MPY] miligramos de metal corroído por año.

El límite permitido para las medidas de velocidad de corrosión en alta presión es de 3 miligramos de metal corroído por año [MPY].

2.5 RUN LIFE DE LOS COMPONENTES DE LAS SARTAS SELECTIVAS

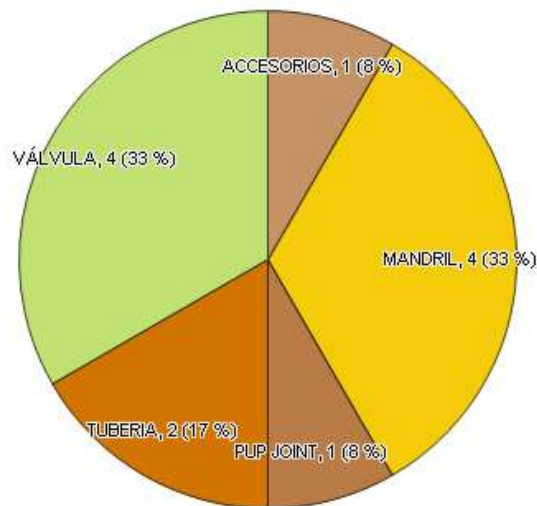
El Run Life de las sartas selectivas es el tiempo desde la instalación de las sartas hasta el tiempo de la primera pérdida o falla en alguno de sus componentes.

El tiempo esperado para que una sarta selectiva falle es de 1066 días, de acuerdo con la distribución estadística de las fallas y las sargas que aún no han fallado.

Las siguientes estadísticas presentan los resultados de los porcentajes de falla de los componentes y subcomponentes de las sargas selectivas de inyección en los pozos fallados, y que fueron identificados durante el análisis de fallas de pozos inyectoros.

Durante el año 2011, los mandriles y las válvulas fueron los componentes con mayores porcentajes de falla (33% cada uno), seguidos por la tubería con un porcentaje que equivale al 17% del total de fallas, y finalmente los pup joints y accesorios con un menor porcentaje (8% cada uno).

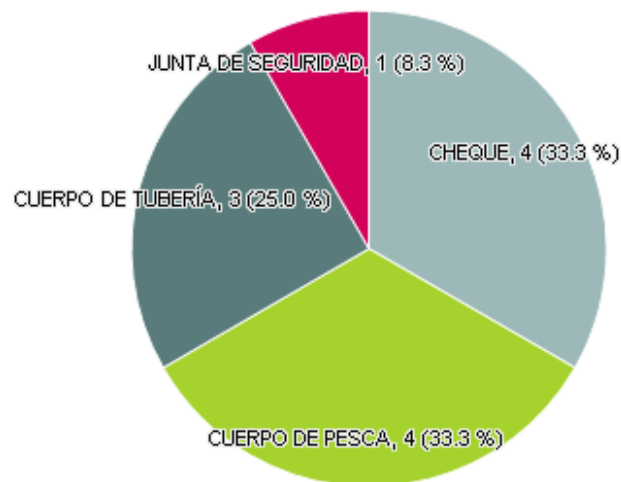
Figura 23: Estadísticas de Componentes Fallados Año 2011.



Fuente: Departamento de Ingeniería LCI – Empresa Occidental Petroleum (Oxy).

Con respecto a los subcomponentes fallados durante ese mismo año, el cuerpo de pesca y los cheques fueron los subcomponentes más fallados (33.3% cada uno), seguidos por el cuerpo de tubería con un porcentaje dentro de las estadísticas del 25% del total de fallas, y finalmente, las juntas de seguridad fueron el subcomponente menos fallado (8.3%).

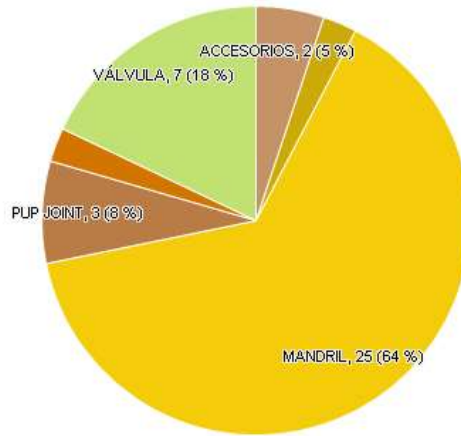
Figura 24: Estadísticas de Subcomponentes Fallados Año 2011.



Fuente: Departamento de Ingeniería LCI – Empresa Occidental Petroleum (Oxy).

Durante el año 2012, los mandriles fueron el componente con mayor porcentaje de falla (64%), seguidos por las válvulas con un porcentaje que equivale al 18% del total de fallas y finalmente los pup joints y accesorios fueron nuevamente los componentes con menores porcentajes de falla, 8% y 5% respectivamente.

Figura 25: Estadísticas de Componentes Fallados Año 2012.



Fuente: Departamento de Ingeniería LCI – Empresa Occidental Petroleum (Oxy).

Con respecto a los subcomponentes fallados durante ese mismo año, los cheques fueron los subcomponentes más fallados (46.2%), seguidos por el cuerpo de pesca con un porcentaje del 17.9% del total de fallas, el cuerpo de tubería y cuerpo de mandril obtuvieron el mismo porcentaje de falla (10.3%) y finalmente, de nuevo fueron las juntas de seguridad el subcomponente menos fallado (5.1%).

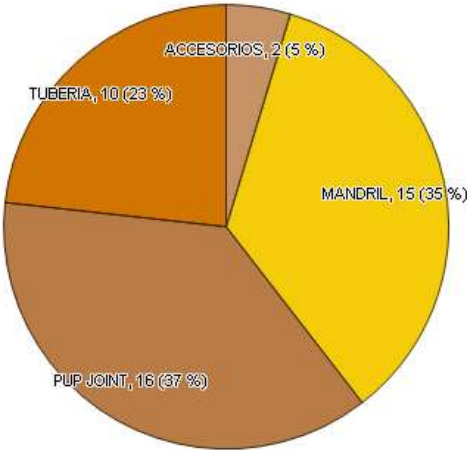
Figura 26: Estadísticas de Subcomponentes Fallados Año 2012.



Fuente: Departamento de Ingeniería LCI – Empresa Occidental Petroleum (Oxy).

Durante el año 2013, los pup joints fueron el componente con mayor porcentaje de falla (37%), seguidos por los mandriles con un porcentaje que equivale al 35% del total de fallas y finalmente la tubería y accesorios fueron los componentes con menores porcentajes de falla, 23% y 5% respectivamente.

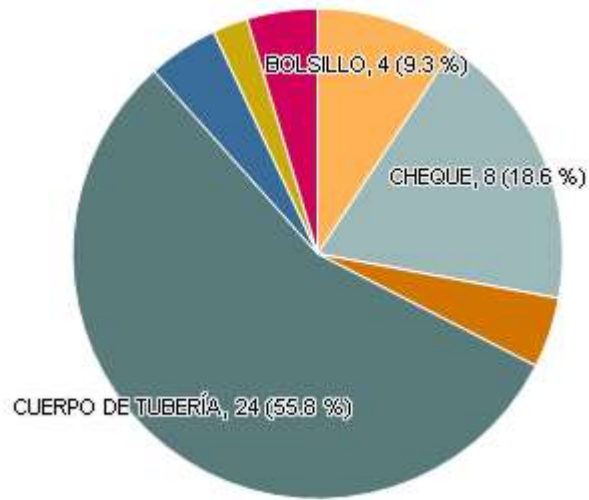
Figura 27: Estadísticas de Componentes Fallados Año 2013.



Fuente: Departamento de Ingeniería LCI – Empresa Occidental Petroleum (Oxy).

Con respecto a los subcomponentes fallados durante ese mismo año, el cuerpo de tubería fue el subcomponente más fallado (55.8%), seguido por los cheques con un porcentaje dentro de las estadísticas del 18.6% del total de fallas, y finalmente, los bolsillos de los mandriles con un 9.3%.

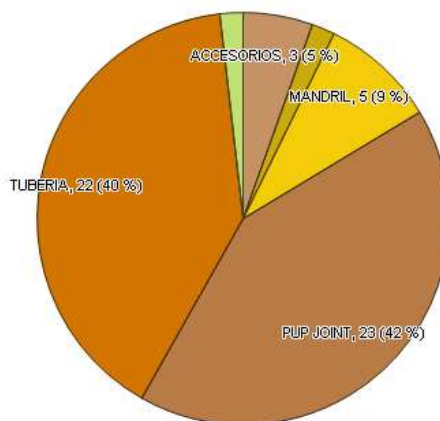
Figura 28: Estadísticas de Subcomponentes Fallados Año 2013.



Fuente: Departamento de Ingeniería LCI – Empresa Occidental Petroleum (Oxy).

Durante el año 2014, los pup joints fueron los componentes con mayor porcentaje de falla (42%), seguidos por la tubería con un porcentaje del 40% del total de fallas y finalmente los mandriles y accesorios fueron los componentes con menores porcentajes de falla, 9% y 5% respectivamente.

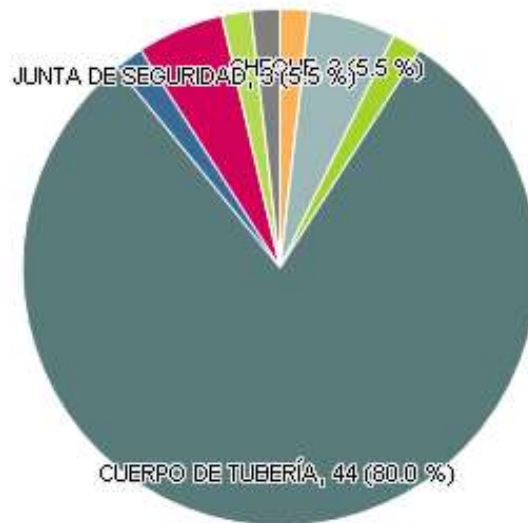
Figura 29: Estadísticas de Componentes Fallados Año 2014.



Fuente: Departamento de Ingeniería LCI – Empresa Occidental Petroleum (Oxy).

Con respecto a los subcomponentes fallados durante ese mismo año, el cuerpo de tubería fue el subcomponente más fallado (80%), seguido por las juntas de seguridad y los cheques con un porcentaje del 5.5% cada uno del total de fallas.

Figura 30: Estadísticas de Subcomponentes Fallados Año 2014.

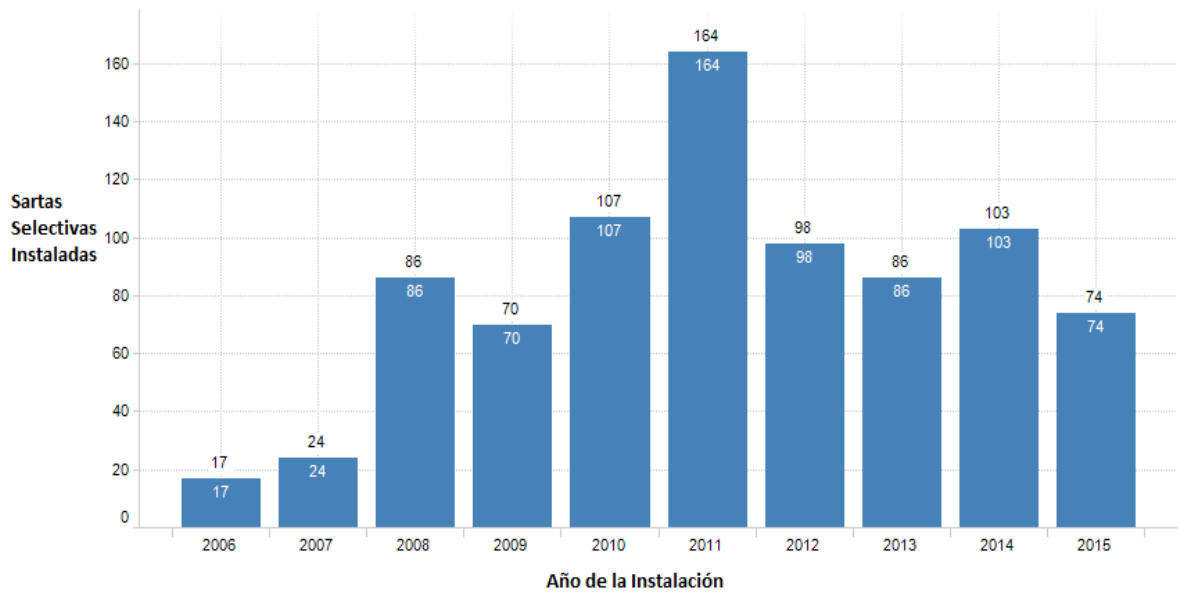


Fuente: Departamento de Ingeniería LCI – Empresa Occidental Petroleum (Oxy).

2.6 EVOLUCIÓN DE LAS SARTAS SELECTIVAS

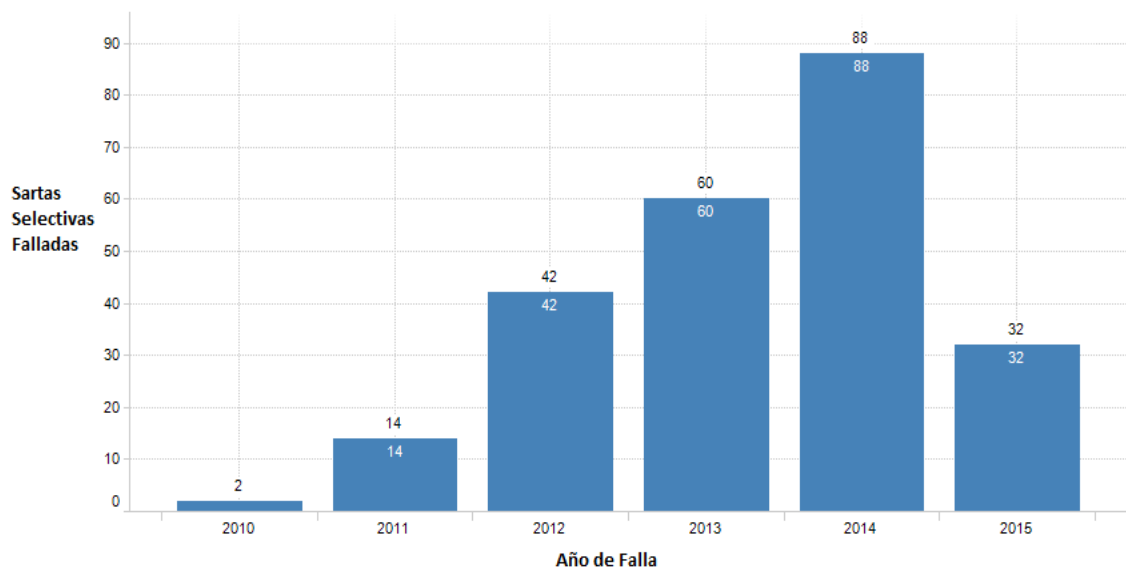
Las siguientes estadísticas representan una comparación entre la cantidad de sartas selectivas instaladas y falladas.

Figura 31: Estadísticas de Sartas Selectivas Instaladas por Año.



Fuente: Modificado de la información estadística del Departamento de Ingeniería LCI – Empresa Occidental Petroleum (Oxy).

Figura 32: Estadísticas de Sartas Selectivas Falladas por Año.



Fuente: Modificado de la información estadística del Departamento de Ingeniería LCI – Empresa Occidental Petroleum (Oxy).

De las anteriores gráficas se puede concluir que el año con el mayor número de sartas selectivas instaladas en el campo La Cira-Infantas fue el 2011, llegando al pico máximo de 164 sartas instaladas durante ese año. Durante el periodo de tiempo comprendido entre el año 2010 y el año 2014, el número de sartas selectivas falladas ha ido incrementando, siendo el año 2014, el de mayor número de sartas falladas.

2.7 TECNOLOGÍAS UTILIZADAS PARA DETECTAR LAS FALLAS EN LAS SARTAS SELECTIVAS DE INYECCIÓN

2.7.1 Tecnología I.L.T. (Injection Logging Test). Consiste en un registro memorizado de inyección que se toma para calcular el caudal de inyección de agua por zona y realizar los diagnósticos de esos perfiles.

La herramienta de perfil de inyección ILT utiliza sensores de presión, temperatura, caudal y densidad que proveen una descripción del comportamiento de los fluidos, facilitando el análisis del desempeño dinámico del pozo.

El registro en sí consiste en pasar la herramienta a velocidades distintas y la respuesta que se obtiene de la misma permite calcular un perfil de velocidades aparentes, el cual en conjunto con las correlaciones para los diferentes fluidos permite obtener un caudal para cada zona del pozo. El registro de CCL que se obtiene de la herramienta, es necesario para la puesta en profundidad real del registro cuando se compara con el CCL patrón del pozo.

Este registro de caudal de inyección de agua en diferentes capas de un yacimiento se efectúa mediante el servicio de slickline.

2.7.2 Tecnología Prueba de Trazadores Radiactivos. Los trazadores son compuestos de propiedades químicas específicas que se disuelven en el agua de inyección, con el fin de identificar las variaciones en las velocidades del fluido inyectado, zonas de pérdida, cemento canalizado, roto en la tubería, perforados obstruidos, pérdida de empaques, entre otros.

Entre sus ventajas, se destaca que un trazador permanece en el fluido inyectado, viaja a la misma velocidad, es económico, no tóxico, fácil de detectar, no altera la dirección de flujo, estable químicamente, y no es absorbido por el medio poroso del yacimiento.

Esta herramienta de diagnóstico que funciona midiendo el tiempo que transcurre mientras el fluido radiactivo va desde un primer detector hasta un segundo detector, se utiliza para obtener una mejor descripción de las características del yacimiento, permitiendo un seguimiento y evaluación al funcionamiento de las sartas selectivas para la inyección de agua.

Entre sus aplicaciones, principalmente se usa para determinar con un alto grado de exactitud el perfil de inyección para cada uno de los intervalos evaluados, calculando los volúmenes barridos y las permeabilidades de las zonas ladronas. Además, permite localizar donde se encuentran los problemas de desbalance o canalización de la inyección, verificar el éxito de un tratamiento correctivo, inferir las

heterogeneidades del yacimiento y la distribución de los hidrocarburos, y la conexión entre el pozo inyector y el productor.

El proceso operativo se inicia con la corrida de un CCL para realizar un perfil y corregir profundidades, en base al primer punto se determinan las profundidades donde se van a realizar las mediciones, se ejecuta el registro para graficar la respuesta de éste en función del tiempo de un detector de rayos gama de pulsos positivos y un detector de rayos gamma de pulsos negativos, y es en ese momento cuando se inyecta una cantidad de líquido radiactivo a la corriente de inyección, esta nube radiactiva es detectada a su paso frente al primer detector, el cual dispara en superficie un reloj contador digital, al ser detectada esta nube radiactiva por el segundo detector, el reloj contador es detenido indicando el tiempo empleado por la nube para recorrer la distancia entre detectores. Finalmente se ingresa en el programa de interpretación de la computadora el tiempo que dura el líquido radiactivo transitando entre los detectores de cada medición, programa que tiene en cuenta toda la información del pozo que previamente se ha cargado al sistema.

Con respecto a las desventajas que presenta esta tecnología, se tiene que no existe precisión en las lecturas, y que la distancia entre el emisor y receptor de la señal debe ser de 15 a 18 pies. Si el monitoreo no es adecuado o la cantidad de trazadores es insuficiente sólo se logra captar unos pocos puntos de la curva de surgencia, existe entonces gran incertidumbre en los tiempos más descriptivos.

2.11.3 Tecnología Microtorque. Esta herramienta es un medidor de flujo que se utiliza para evaluar perfiles de inyección, identificar condiciones anómalas en el completamiento de inyección selectiva por mandriles, y verificar la integridad de tubería de inyección detectando rotos en tubing, entre otros.

Se utiliza un impeler, semejante al de un medidor de caudal tipo turbina, al que no se le permite girar. El flujo se mide detectando el torque producido por la turbina estacionaria.

Figura 33: Medidor de Caudal Microtorque.

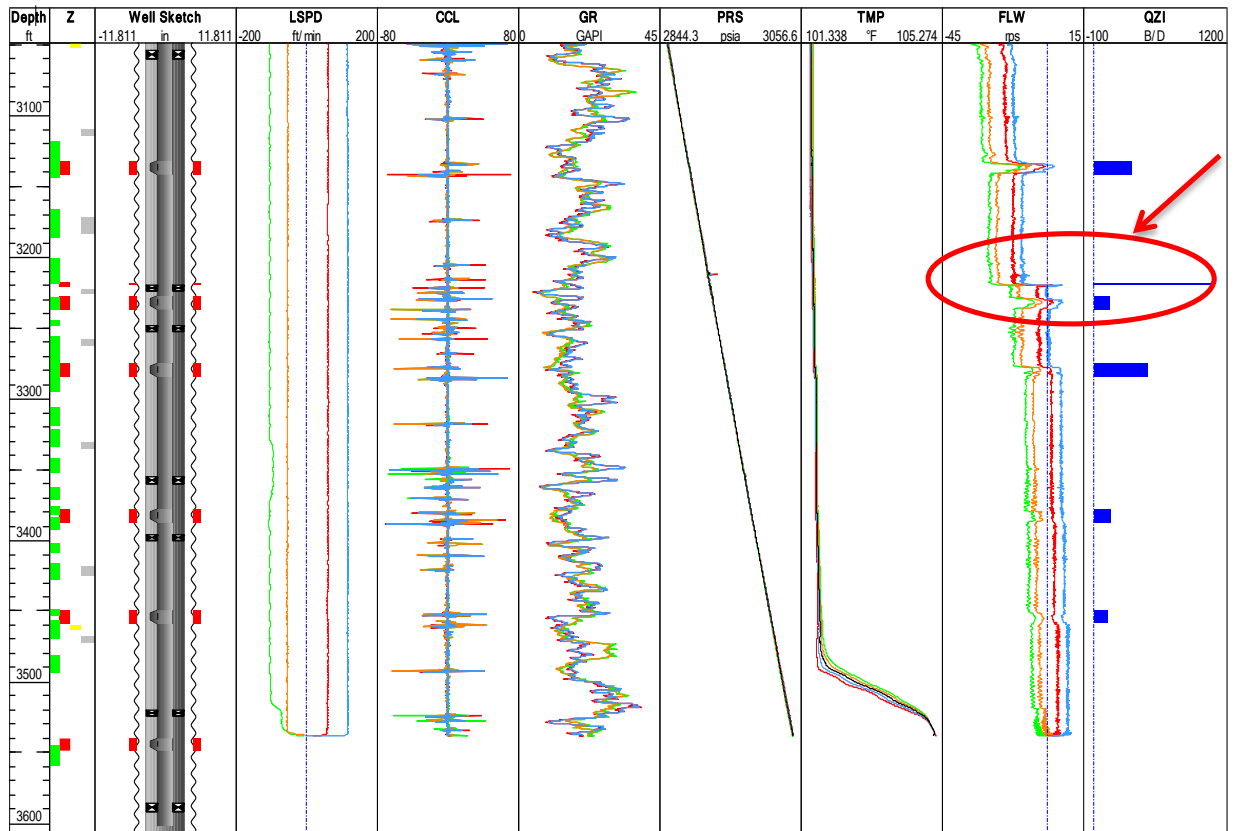


Fuente: Presentación realizada por Asesoría en Ingeniería de Petróleos AIP – Ingeniería con Tecnología Certificada. Año 2015.

La sarta de registro se compone de un localizador de collares del casing CCL, un medidor de presión, un sensor de registro de temperatura y finalmente el medidor de caudal Microtorque, para identificar los perfiles de flujo. El CCL es un dispositivo magnético que responde a los cambios en la masa del metal y se utiliza para obtener una correlación precisa de la profundidad de la tubería.

A continuación, se muestra un registro típico de Microtorque, donde se puede observar que se encontró una zona con anomalía, un posible orificio a 3,218 pies de profundidad, ya que el perfil de inyección aumenta considerablemente sin la presencia de un mandril a ésta profundidad.

Figura 34: Registro típico de Microtorque.



Fuente: Reporte diario de operaciones realizado por Asesoría en Ingeniería de Petróleos AIP.
 Campo La Cira-Infantas. Septiembre 17 del año 2015.

En el campo La Cira-Infantas, en busca de una tecnología con importantes ventajas en confiabilidad, respuesta y mantenimiento, que su exactitud no se viera afectada, y la medición de flujo fuera casi instantánea, implementó entonces la tecnología de Microtorque para optimizar los perfiles de inyección del completamiento de inyección selectiva por mandriles, por medio de un registro MILT con sensor de flujo Microtorque.

La tecnología Microtorque fue utilizada para reemplazar los trazadores y obtener mejores resultados, ya que permite identificar y descartar con exactitud problemas

de integridad en tubería, la información es confiable en los reportes generados, se optimizan los recursos de slick line, se disminuye el tiempo en la entrega del registro, la información se encuentra en línea, posee capacidad para manejar caudales altos y bajos, y la medición del flujo es casi instantánea. La gran ventaja del Microtorque con respecto a los registros ILT es que mientras las lecturas de caudal de Microtorque son a partir de 1 barril, la de los registros ILT son a partir de 20-30 barriles, por ende Microtorque tiene un rango de aplicación por lectura de caudales mucho más amplio.

3. ESTUDIO DE LAS POSIBLES OPCIONES DE MITIGACIÓN DE LOS AGENTES DE DAÑO QUE AFECTAN EL RUN LIFE DE LOS COMPONENTES DE LAS SARTAS SELECTIVAS

De acuerdo a los estudios realizados en la evaluación de los componentes de las sartas selectivas, se encontró que los principales factores que han venido afectando el run life de los componentes de la sarta durante los últimos dos años, están asociados a la pérdida de integridad en la tubería y en los accesorios del BHA, que a su vez se asocian a fenómenos tanto de corrosión por CO_2 , la cual es atribuible al material en contacto con el agua de inyección, como también biocorrosión, que se atribuye a la presencia de bacterias debido a la calidad del agua de inyección.

Según un análisis de segmentos de tubos metálicos y muestras de sólidos que corresponden a la zona de subsuelo perteneciente a pozos de inyección selectiva del Campo La Cira-Infantas, y basados en la metodología de análisis de falla, se determinaron los siguientes resultados:

- Por medio de la Microscopía Electrónica de Barrido, se evidenció en las muestras la presencia de compuestos asociados al azufre, condición que indica la posible existencia de crecimiento bacteriano y/o que el fluido contiene dicho elemento y puede generar daño (Biocorrosión).
- A través de la difracción de rayos X se identificó la presencia de siderita FeCO_3 , el cual es un compuesto asociado a la presencia de CO_2 , lo cual también conlleva a la probabilidad que fenómenos corrosivos se estén causando por este compuesto (Corrosión por CO_2).

De los fenómenos asociados a la corrosión anteriormente nombrados, la corrosión por CO₂ fue determinado como la principal causa de las fallas presenciadas por pérdida de integridad, razón por la cual la investigación tiene como objeto buscar opciones de implementación de nuevos materiales que ayuden a mitigar éste problema.

Estas posibles opciones de mitigación de daño, han sido divididas para dos secciones del pozo inyector, en primer lugar, para el BHA de inyección selectiva, y en segundo lugar, para todas las juntas de tubería que se encuentra ubicadas por encima de éste.

3.1 SECCIÓN TUBERÍA POR ENCIMA DEL BHA DE INYECCIÓN SELECTIVA

3.1.1 Alternativas de Reforzamiento Metálico

3.1.1.1 Tubería en Acero Inoxidable Dúplex. Aceros inoxidables dúplex, también conocidos como acero inoxidable austenítico-ferrítico, de la familia de grados con proporciones iguales de ferritos y austenitas.

Hoy los aceros modernos de dúplex están divididos en 3 grupos:

- Dúplex ligeros como LDX2101
- Dúplex estándar como 2205
- Súper Dúplex como Ferralium 255, Zeron 100 y 2507

De los diferentes grados, el 2205 es el más comúnmente usado. Sin embargo

aceros súper dúplex como Zeron 100 y 2507 son excelentes para el servicio en ambientes corrosivos severos, como aplicaciones marítimas. Dúplex ligero es disponible como una alternativa económica a la serie 300 de inoxidable.

Con respecto a sus ventajas, estos aceros tienen una microestructura doble la cual contribuye a su alta fuerza y alta resistencia a la fractura de corrosión de estrés. Debido a su alto contenido de cromo, nitrógeno y molibdeno, los aceros dúplex ofrecen una buena resistencia a la corrosión local y uniforme. Estos aceros también son fáciles de soldar.

Las principales características de los aceros inoxidables dúplex son:

- Muy buena resistencia a la corrosión uniforme
- Muy buena resistencia a la picadura y corrosión de rendija
- Alta resistencia a la fractura por corrosión de estrés y la corrosión por fatiga
- Alta fuerza mecánica
- Buena resistencia a la corrosión de estrés por sulfuro
- Buena resistencia a la abrasión y a la erosión
- Buena resistencia a fatiga de absorción de alta energía
- Baja expansión termal
- Fácilmente soldable

Los aceros inoxidables dúplex pueden ser usados en aplicaciones de equipo de petróleo y gas, tecnología en aplicaciones en mar, plantas de desalinización de agua salada, industrias químicas, especialmente en aplicaciones de cloruros, limpieza de tanques de gas de combustión, industrias de pulpa y papel, tanques de carga y sistemas de tubería en tanques químicos, paredes de contra fuego y "blast walls", puentes, tanques de almacenamiento, tanques de presión, reactores, intercambiadores de calor, ejes, impulsadores y rotores.

Su gran desventaja es que la tubería o cualquier pieza en éste acero inoxidable es mucho más costoso que el acero convencional y a su vez que los recubrimientos internos.

Tiene gran Aplicación en tuberías de inyección para la tecnología SAGD en Canadá y demás aplicaciones de la industria en las que se necesite una alta resistencia a la corrosión.

3.1.1.2 Tubería Boronizada. El boronizado es un proceso termo-químico que permite que el Boro se vaporice y se difunda dentro del sustrato de la tubería. Esto ocasiona un cambio en la metalurgia de la superficie expuesta para lograr una altísima dureza.

Las principales ventajas del proceso de boronizado en la tubería son:

- Apropiaada aplicación en tubería con problemas de erosión, abrasión y desgaste.
- Protege a la tubería de la corrosión causada por CO₂ y H₂S.
- Menor frecuencia de encontrar fallas en la tubería, y por lo tanto disminución en el número de intervenciones a realizar.
- Mayor resistencia al desgaste debido al bajo coeficiente de fricción en la tubería.
- Conserva el diámetro interno y las propiedades mecánicas de la tubería.
- Disminuye los costos relacionados a la inspección de tubería.
- Se incrementa el run life de la tubería a valores entre 3 y 10 veces de lo que sería el run life de una tubería convencional. Es decir, si el run life de una tubería convencional es 3 años, entonces, se espera que la boronizada tenga un run life de 9 años.

Sin embargo, la principal desventaja de implementar tubería boronizada, es el incremento de los costos asociados al proceso de boronizar la tubería. Se calcula que aproximadamente el costo por cada pie de tubería boronizada se acerca a los 30 dólares. Teniendo en cuenta que el costo por pie de tubería convencional son 10 dólares, los costos de ésta nueva implementación serían el triple de una convencional.

Figura 35: Tubería Boronizada.



Fuente: Endurance Technologies. Disponible en el link: <http://www.endurancetechnologies.com/>.
Octubre 2 de 2015.

De este tipo de recubrimiento no se encontraron registros de aplicación documentada en campos de inyección en la industria petrolera.

3.1.1.3 Tubería Cromada. El objetivo de diseñar el Acero 3% Cr es desarrollar y producir Aceros al Carbono de baja aleación para ambientes con CO₂. Se busca conseguir una adecuada distribución del Cromo, así como asegurar que el Cr permanezca en solución sólida en la matriz, e impedir la precipitación del carburo

de cromo. Para tener buenas propiedades mecánicas, se recomienda la adición de microaleantes y tratamiento térmico.

Con respecto a las ventajas, la tubería cromada presenta las siguientes:

- Mejor resistencia a la corrosión que la que poseen los aceros al carbono convencionales.
- Logran satisfactorias propiedades mecánicas (superiores a los aceros API L80).
- Buen concepto Costo – Beneficio.
- Formación de una capa de óxido protectora.
- Resistencia superior a la corrosión por CO₂ con tolerancia a la presencia de H₂S.

A continuación, una clasificación de alternativas de materiales de menor a mayor costo:

1. Aceros al Carbono de Baja aleación
2. Aceros al Carbono de Baja aleación + Inhibidor
3. Aceros al Carbono de Baja aleación + Liner o Coating
4. Aceros al Carbono con baja adición de Cromo (0,5% a 3% Cr)
5. 13% Cr
6. Súper 13% Cr
7. Materiales de alta aleación

Como se observa en la anterior clasificación, la principal desventaja de este tipo de tubería, es que su costo es mayor que los recubrimientos en aleaciones con otros

metales como Boro o Níquel, como también lo es para tubería recubierta internamente con polietileno o fibra de vidrio.

Caso de campo: Se trata de un pozo de petróleo con bombeo mecánico en Argentina, el cual se encuentra en un yacimiento de la Cuenca del Golfo San Jorge.

Luego de un estudio integral del yacimiento, se observó que tiene un alto costo total operativo. De acuerdo a los índices de corrosión, los análisis de fallas y a las observaciones de pulling, este pozo tenía un índice de intervenciones anual cercano a 3 debido a lo cual se lo consideró como uno de los principales "candidatos" para evaluar este nuevo producto.

Anteriormente la columna de Producción era Tubing 2 7/8" J55 6,5# EUE. Este pozo con una profundidad de 4780 pies, tiene una producción de 117 barriles de crudo por día y 314300 pies cúbicos de gas por día.

En julio del 2003, fue instalado el Tubing 2 7/8" 6.5# EUE TN803Cr. Previamente el pozo tenía un índice de casi 3 intervenciones por año. Al momento no se ha vuelto a intervenir.

3.1.2 Alternativas de Acero Recubierto

3.1.2.1 Tubería con Revestimiento de Polietileno. El polietileno es uno de los más interesantes y dinámicos de los "productos químicos" basados en petróleo. Fue

el primer material resistente, aislante de baja pérdida dieléctrica que podría ser fabricado fácilmente. Estudios técnicos intensivos han demostrado que las propiedades del polietileno se pueden variar mediante la alteración de la proporción de cortas y largas ramificaciones en las cadenas de polímero, así como por la variación del peso molecular y distribución del peso molecular.

El recubrimiento de superficies con polietileno por un proceso de pulverización de llama ha sido razonablemente bien desarrollado.

Entre las ventajas que posee el polietileno en el amplio mercado de tubería, se encuentran:

- Costo moderado
- Facilidad de fabricación
- Buena resistencia a los disolventes y químicos
- Buenas propiedades eléctricas y otras propiedades valiosas

Con respecto a sus desventajas, aunque el polietileno es resistente a muchos productos químicos, éste se oxida a menos que sea protegido adecuadamente. El polietileno también se oxida con el uso a largo plazo a temperaturas moderadamente elevadas. Además, el uso de polietileno en la tubería como un recubrimiento interno, no es capaz de soportar altas presiones o temperaturas, y su rigidez es baja.

De este tipo de recubrimiento no se encontraron registros de aplicación documentada en campos de inyección en la industria petrolera.

3.1.2.2 Tubería en Acero al Carbono con Fibra de Vidrio. GRE o Glass Reinforced Epoxy conocida comúnmente como tubería en acero al carbono con fibra de vidrio, consiste en adherir a la tubería de acero una sección interna de fibra de vidrio y en el anular entre la fibra de vidrio y el acero se asegura por medio de un cemento. Este tipo de tecnología se aplica en la industria del petróleo como un método de protección contra la corrosión en pozos de inyección de agua o gas y de producción de agua, aceite y gas, dado que la fibra de vidrio actúa como una barrera entre los fluidos corrosivos y el metal. Este tipo de tubería es un material compuesto formado de resinas epoxy termoestables reforzada con filamentos de fibra de vidrio.

Dentro de los factores y consideraciones a tener en cuenta a la hora de la aplicación de este tipo de material están:

- Para los pozos de inyección de agua el máximo de temperatura es de 130°C o 266 °F.
- Este tipo de recubrimiento no protege a la tubería de la formación de scales de $BaSO_4$ y $SrSO_4$.
- Tiene una mayor resistencia mecánica al desgaste que las tuberías revestidas en plástico o Epoxy.

Dentro de sus grandes ventajas están:

- Extiende la vida del pozo y evita las frecuentes operaciones de workover relacionadas a los problemas de corrosión.
- Permite la mayor continuidad de operaciones tanto de producción como de inyección.
- Las áreas de conexión de la tubería están a su vez mejor protegidas con este tipo de revestimiento que al encontrarse conformadas únicamente por el acero al carbono.

- Tubería muy fuerte y con excelente resistencia química.

Primer Caso de Campo: Al experimentar Saudi Aramco serios problemas de corrosión en la tubería de producción de un campo offshore atribuida a la presencia de H₂S, CO₂ y altos cortes de agua decidieron implementar GRE o Glass Reinforced Epoxy.

Después de ser aplicada este tipo de tubería, al cabo de 7 años de estudio de esta no hubo evidencias de corrosión, ni acumulación de scales, ni acumulación de presión en los anulares ni problema alguno en cuanto el diámetro interno promedio de la tubería. Y todo esto fue determinado a través de registros caliper, cámaras de video enviadas a fondo y extracción e inspección de la tubería. Al cabo de realizar varias intervenciones durante 7 años de estudio, esta tubería mostró ser tolerante a intervenciones con cable sin comprometer en lo absoluto su integridad.

Segundo Caso de Campo: La isla Thevenard está localizada al noroeste de Australia, el agua de producción del campo de estudio en esta zona es muy corrosiva debido a bacterias y CO₂ disuelto, razón por la cual decidieron implementar el uso de tubería con recubrimiento interno de fibra de vidrio adherido mediante un cemento portland a la tubería N80 de acero al carbono, la cual también ha sido exitosamente aplicada en campos como SACROC y Rangely. Los tubos de fibra de vidrio insertados en la tubería de acero al carbono son de 0.075 pulgadas de espesor o 1.9 milímetros.

Al realizar pruebas de doblado de la tubería los resultados mostraron que al momento de doblaje se requirió 10,825 ft-lb para producir un arco equivalente a 8°/100 pies. La máxima medida de deflexión fue de 0.36 pulgadas o 9.1 milímetros

en una porción de 14 pies. El mismo momento se aplicó a una muestra rotada 180° y el máximo de deflexión fue de 0.425 pulgadas. No se encontraron holidays.

En los pozos a los cuales se les aplicó este tipo de recubrimiento en este campo de Australia, el promedio de inyección era entre 69,000 a 85,000 barriles por día de agua. Según estudios realizados en este campo llegaron a la conclusión que tuvieron ahorros de costos al aplicar este recubrimiento en comparación a si se hubiesen aplicado aleaciones con cromo y níquel.

Figura 36: Recubrimiento interno GRE a tubería.



Fuente: NICOLINO Sandro. Recubrimientos, Tenaris University. Mayo 2009 [citado 27 de Junio de 2014]. Disponible en Base de datos Occidental de Colombia.

3.1.2.3 Tubería con Recubrimiento de Epóxicos. Este es un polvo no reactivo a condiciones normales y al aplicar altas temperaturas se derrite y se transforma en líquido, el cual humedece y se esparce por la superficie de acero por la cual se aplicó, y al poco tiempo se convierte en un recubrimiento sólido por la acción de

enlaces químicos cruzados para proveer protección a largo tiempo contra la corrosión.

El recubrimiento interno de la tubería con epóxico es aplicado mediante los siguientes pasos: una aplicación previa, un precalentamiento de la tubería a la temperatura sugerida del fabricante del epoxi, seguido por la aplicación del epóxico; después de este proceso se realiza una inspección visual y un chequeo del espesor que debe estar entre 375-625 micrones. Posteriormente, se realiza un test de discontinuidad.

El proceso por el cual los enlaces cruzados químicos convierten el epoxi llevado a líquido en sólido, recibe el nombre de “curing” o endurecimiento. Los agentes de endurecimiento juegan un papel importante en la determinación de las propiedades químicas y físicas del recubrimiento. Usualmente, el uso de poliamida como agente de endurecimiento para recubrimientos resistentes a la corrosión conlleva a un buen desempeño en el aspecto, resistencia al agua, adherencia y flexibilidad del recubrimiento. Mientras que una amina fenólica modificada usada como agente de endurecimiento tiene un buen desempeño en resistencia a agua salada, adherencia a superficies húmedas, y aplicación en superficies oxidadas.

Entre sus principales ventajas, se tienen:

- Propiedad de fuerza adhesiva resistente
- Resistencia a la humedad
- No tiene tendencias a la formación de scales en sus aplicaciones con agua
- Excelentes propiedades mecánicas
- Resistencia a los disolventes

- Buena adherencia al acero

Con respecto a sus desventajas, tiene muy mala durabilidad al impacto y mala resistencia a la penetración. La presencia de discontinuidades, sería un factor que contribuiría a la falla junto con otros que podrían adherirse a este, como que la superficie del revestimiento sea demasiado delgada, que algún factor afecte la preparación de la superficie para el revestimiento, como la presencia de sales o grasas, o por último la degradación del revestimiento debido al ambiente al que esté expuesto. Una de las fallas que presenta se debe por desunión catódica que puede suceder por una o la combinación de los siguientes mecanismos:

- Disolución de óxidos y/o reducción de la interface metal-recubrimiento
- Falla mecánica interfacial
- Interrupción de la interfaz metálica del polímero por hidróxido

Figura 37: Recubrimiento interno con resina epoxy.



Fuente: Adulla Luqman, ADCO; Maher M. Nour, CPE. Failure of internally coated fusion bonded epoxy in water injection flowlines. SPE-171835-MS. Año 2014.

Primer Caso de Campo: La compañía Abu Dhabi aplicó el uso de un recubrimiento interno con epóxico en tubería de acero al carbono en las líneas de inyección de agua del campo Bu Hasa. Esta implementación de recubrimiento se completó a principios del año 2007, y las fallas que se reportaron fueron debidas a la separación en el sello positivo del acoplamiento de la tubería.

Segundo Caso de Campo: El sistema de inyección de agua salada o de mar de Saudi Aramco se inició desde 1978. El agua del golfo arábico tiene un contenido de sal de aproximadamente 54,000 ppm. Inicialmente la corrosión fue el primer parámetro que consideraron para aplicar este sistema de inyección en particular la corrosión microbiológicamente influenciada o biocorrosión, especialmente la cual es inducida por reducción de sulfatos lo cual podría causar fallas en la tubería y comprometer la integridad del sistema. Dos tipos de daños por corrosión fueron experimentados por lo cual implementaron un revestimiento interno como la solución con mejor relación costo-beneficio al problema. Ellos decidieron usar FBE (Fusión Bonded Epoxy). Dentro de los problemas que contemplaron fueron algunos trazos del revestimiento que se desprendían de las líneas de tubería por abrasión y se atascaban en las bombas de inyección. En algunas ocasiones el Epóxico se encontró separado del acero antes de que siquiera las piezas fueran colocadas en funcionamiento. A pesar de esto en 7 años de monitoreo que le realizaron a 15 pozos en los cuales aplicaron el revestimiento con epóxico la inyectividad mejoró. Otro de los problemas que consideraron que podrían presentarse sería al realizar una limpieza a la tubería o raspado estos trabajos podrían dañar la capa de revestimiento generada por el epóxico. Al epóxico generar una superficie interna más suave esto mejoró las características de flujo al reducir las pérdidas por fricción.

3.1.3 Alternativas No Metálicas

3.1.3.1 Tubería en Fibra de Vidrio. Una de las mayores diferencias entre la fibra de vidrio y las aleaciones de metales es el incremento en la vida útil de la fibra de vidrio en comparación a los metales. La fibra de vidrio ha sido considerada para el control de la corrosión. Al introducir la fibra de vidrio prolonga el promedio de run life de los equipos a los que se le aplique por alrededor de 350 a 400 días.

Dentro de las grandes ventajas que se pueden encontrar con este tipo de material están:

- Gran resistencia a la corrosión
- Baja resistencia hidráulica
- Menor tasa de acumulación de ceras
- Se genera una reducción de masa por unidad de más de 3 veces
- El coeficiente de rugosidad es hasta 20 veces menor que las tuberías en acero
- Vida útil más del doble que las tuberías en acero

Con respecto a sus desventajas, el uso de la fibra de vidrio presenta ciertas limitaciones, por tanto hay que tener en cuenta ciertos criterios como que el fluido a manejar sea corrosivo, incrementos en las tasas de falla por corrosión, bajos run life de los equipos, un máximo de profundidad de 4000 metros y que la temperatura del fluido que manejen las tuberías no sea superior a 135 °C.

Tabla 1: Características físicas de la tubería de fibra de vidrio.

Parámetro	Unidad de Medida	Tubería en Acero	Tubería en Fibra de Vidrio
Diámetro Interno	Mm	62	63
Diámetro Externo	Mm	73	73
Peso por metro	Kg	9.5	3.1
Densidad del material	Kg/m ³	7,800	1,900
Coeficiente de Rugosidad		0.03	0.0015
Carga para rotura por tensión axial	kN	278	144-427
Conductividad de Calor	Kcal m hr °C	47	0.5
Vida Útil	Año	2-10	20

Fuente: Y.A. Gavriyuk. D.O. Perevoshchikov, Y.V. Shlyapnikov, A.A. Agafonov/ OJSC “Udmurtneft”. Use of Fiberglass Equipment in Petroleum Production. SPE 162068, 2012.

[adaptada por las Autoras]

Caso de Campo: Se aplicó Fibra de Vidrio en el campo Rangely Weber Sand Unit, en casi todo el pozo de inyección sin dejar casi metal en la sarta. Con empaques y mandriles en fibra de vidrio, cuyo bolsillo va en acero inoxidable y el resto del cuerpo del mandril en fibra de vidrio. La otra sección de metal sería un reforzamiento en los elementos de las gomas de los empaques.

El campo produce 35,000 barriles por día, con la ayuda de inyección de agua alternada con CO₂. Las seis diferentes zonas de inyección del yacimiento se encuentran en un promedio de profundidad de 6500 pies. Normalmente tenían mucho problema por corrosión y presencia de sulfuro de hierro en el anular entre el tubing y el casing, lo que hacía la pesca de la sarta selectiva muy costosa haciendo

necesario un lavado de la tubería y los mandriles y empaques debían ser molidos. El promedio de costos para reemplazar la sarta era de 166,000 y 171,900 dólares en 1989 y 1990. Removieron dos tipos de sartas la 9-Cromo1-Molibdeno y la J-55 revestida con plástico. La de cromo tenía poca vida útil debido a las altas tasas de corrosión, a diferencia de la revestida en plástico que presentaba el doble de vida útil que la de cromo y su costo para removerla era menor.

El campo Rangely tiene 173 pozos inyectores con sartas selectivas de un total de 328 inyectores. Generaron una sarta en fibra de vidrio con el mínimo de metal posible para reducir los costos de pescas ya que al moler la fibra de vidrio esta era más suave. Las ventajas para su aplicación a tener en cuenta por ellos fueron:

- No necesitaban herramientas de pesca.
- Menor cantidad de viajes al pozo con herramientas.
- Mejores oportunidades de remover exitosamente el equipo.
- Remover la sarta de una manera más fácil en pozos con casing de menor diámetro.
- Menos corrosión y por ende mayor vida útil.

Para ellos el equipo debía ser usado y luego desechado cuando el equipo fallara o cuando fuese necesario realizarle algún servicio. Y seleccionaron fibra de vidrio por las siguientes razones:

- Fuerza: fuerza y versatilidad en su aplicación, lo suficientemente fuerte como para realizar su trabajo y lo suficientemente suave para ser fácilmente molido.
- Resistencia a la corrosión y resistente también a la formación de sulfuro de hierro.
- Familiaridad: por su aplicación tubular por años en la industria y porque ya había sido aplicado en Rangely anteriormente y molido.

- Tecnología: al poder fabricar los empaques y mandriles de este material.

Aplicaron esta tecnología a 3 pozos, el primero en 1990, al segundo le aplicaron cromado en 1986 y lo cambiaron a fibra de vidrio en 1991 y al tercero le instalaron sarta convencional con solo los mandriles en fibra de vidrio en 1991 y hasta mediados de 1992 no presentaban ninguna falla. No se detectaron fugas en los empaques, las válvulas de inyección fueron cambiadas en varias ocasiones con cable, el único problema que presenciaron fue una obstrucción en el tubing que se generó justo debajo del tercer mandril en uno de los pozos, pero los mandriles y empaques funcionaron perfectamente según perfiles de inyección.

3.1.3.2 Tubería en Plástico Reforzado con Fibra de Vidrio. Los sistemas de tubería GFK se utilizan en situaciones de corrosión o de alto grado de exigencia mecánica o química. La fabricación de las tuberías GFK se efectúa mediante el proceso de enrollado de las fibras. Los principales componentes del proceso son la resina Epoxy y tres sistemas distintos de endurecimiento: aminas aromáticas, aminas alifáticas o anhídridos.

El plástico reforzado con fibra de vidrio es un compuesto de fibra y plástico, formado por un plástico (resinas no saturadas de poliéster, viniléster o epoxy) y fibra de vidrio; resultando un material que combina las elevadas resistencias a la rotura que poseen las fibras de vidrio, con la resistencia a la corrosión que posee la resina.

Así como la selección adecuada de la resina tiene influencia sobre la resistencia química y el comportamiento ante los cambios de temperatura del compuesto; también la selección de la fibra de vidrio es determinante para las propiedades

mecánicas, el límite de elasticidad, la resistencia a la presión y el módulo de elasticidad.

Los tubings y casings en plástico reforzado con fibra de vidrio se emplean en perforaciones de inyección de agua salada, donde los líquidos de inyección son corrosivos, perforaciones donde se deba controlar la evolución de posibles sedimentos, y donde el acero podría entrar en reacción con los equipos y la tubería de acero podría corroerse con facilidad.

El plástico reforzado con fibra de vidrio presenta las siguientes ventajas:

- Se evitan todas las formas de corrosión (dentro y fuera de las tuberías)
- Mejora del flujo – superficie interior lisa
- Mejor calidad del material
- Reducción de la formación de parafina
- Reducción de los costos de mantenimiento de las tuberías
- Altas resistencias a la presión, tanto interna como externa
- Vida útil larga, de hasta 10 veces mayor que la tubería convencional en acero
- Resistencia a la tracción de las tuberías
- Elevada resistencia a la ruptura por elongación
- Absorción elástica de energía
- Elevada resistencia específica
- Buenas propiedades aislantes

A continuación, una comparación entre las propiedades específicas del GFK con las de otros materiales utilizados en aplicaciones similares, como por ejemplo el acero o el polietileno de alta densidad HDPE.

Tabla 2: Comparación Características químicas entre GFK, Acero No aleado y HDPE.

Características Químicas	Plástico Reforzado con Fibra de Vidrio	Acero No aleado	Polietileno de Alta Densidad
Baja conductividad térmica	Mucho Mayor	Menor	Mayor
Resistencia Química	Mucho Mayor	Menor	Mucho Mayor
Inalterabilidad de la forma por calor	Mayor	Mucho Mayor	Mucho Menor
Resistencia a las inclemencias climáticas	Mucho Mayor	Menor	Mayor
Resistencia rayos UV	Mucho Mayor	Mayor	
Resistencia a la corrosión	Mucho Mayor	Mucho Menor	Mucho Mayor

Fuente: Artículo Fiberglass – Systems: Tuberías de fibra de vidrio para agua, geotermia, petróleo y gas. GWE PESA Engineering. [adaptada por las Autoras]

Tabla 3: Comparación Características físicas entre GFK, Acero No aleado y HDPE.

Características Físicas	Plástico Reforzado con Fibra de Vidrio	Acero No aleado	Polietileno de Alta Densidad
Resistencia a la rotura	Mayor	Mayor	Menor
Elasticidad	Mayor	Mucho Mayor	Menor
Expansión térmica	Mayor	Mucho Menor	Menor
Baja densidad específica	Mucho Mayor	Mucho Menor	Mucho Mayor
Baja expansión térmica	Mayor	Mucho Mayor	Mucho Menor

Fuente: Artículo Fiberglass – Systems: Tuberías de fibra de vidrio para agua, geotermia, petróleo y gas. GWE PESA Engineering. [adaptada por las Autoras]

Con respecto a sus desventajas, el plástico reforzado con fibra de vidrio posee una menor resistencia mecánica, a su vez que su costo es mayor que el de una sarta convencional en acero, y además requiere mayor cuidado en el momento de torquar la tubería, ya que el exceso de torque puede dañar el revestimiento.

Caso de Campo: Aplicación exitosa de epoxi reforzado con fibra de vidrio en el casing en pozos fracturados hidráulicamente con inyección de agua. Campo Puesto Hernández, localizado en la cuenca Neuquén en Argentina.

El epóxico reforzado con fibra de vidrio ha sido exitosamente usado en tubing y líneas de tubería en este y otros campos, ya que este material fue considerado como una alternativa para mitigar los problemas experimentados en los casings de los pozos de inyección. Después de que pruebas confirmaran resultados favorables,

fueron perforados cuatro pozos inyectores en Puesto Hernández en el año 2004 usando casing 5 ½ pulgadas de epoxi reforzado con fibra de vidrio.

Figura 38: Tubería en Plástico Reforzado con Fibra de Vidrio.



Fuente: Artículo Fiberglass – Systems: Tuberías de fibra de vidrio para agua, geotermia, petróleo y gas. GWE PESA Engineering.

3.2 SECCIÓN BHA DE INYECCIÓN SELECTIVA

3.2.1 Accesorios del BHA Niquelados. El Níquel es un elemento que se puede alea con diferentes metales, la mayor parte del níquel se emplea en el acero inoxidable y otras aleaciones resistentes a la corrosión.

Su aplicación sobre sustratos ferrosos mejora la resistencia a la corrosión y/o el desgaste. Posee buena resistencia en medios que contienen cloruros, CO₂ o H₂S.

Para obtener efectivamente las ventajas de este tipo de recubrimiento metálico se deben tener en cuenta varias variables:

- Acabado superficial del sustrato

- Porosidad del recubrimiento
- Composición del recubrimiento
- Espesor del recubrimiento
- Tratamiento posterior

Es fundamental para el buen desempeño del recubrimiento, no dejar imperfecciones en la superficie previa, ya que pueden quedar zonas expuestas como la base de los poros pasante y zonas con recubrimiento desprendido o no niquelado. Estas zonas sufrirán corrosión acelerada por la formación de una cupla galvánica.

Figura 39: Empaque hidráulico niquelado.



Fuente: Presentación Oil Tools Servicio de Completación. Colombia – Diciembre 2014.

Previo al niquelado, tratamientos mecánicos como amolados, esmerilados, arenados o pulidos pueden dejar grietas, raspaduras, picaduras y poros en el sustrato. Estas irregularidades pueden atrapar partículas de abrasivo, productos químicos del pretratamiento, productos de corrosión o impurezas que impedirían la nucleación del recubrimiento en estas áreas.

Se recomienda que el espesor mínimo de recubrimiento de níquel a usar deba ser de 50 a 75 micrómetros para prevención de corrosión en yacimientos petrolíferos y de 75 a 125 micrómetros para resistir erosión o abrasión, y que la adecuada preparación de la superficie a niquelar sea fundamental para que el desempeño del recubrimiento sea el óptimo.

Con respecto a sus ventajas, el níquel tiene propiedades térmicas, eléctricas, y magnetostrictivas muy buenas, este metal se usa frecuentemente en

intercambiadores de calor debido a su conductividad térmica alta. Las aleaciones de níquel contienen una cantidad significativa adicionada de otros elementos. El níquel y las aleaciones de níquel son metales no ferrosos útiles en una variedad de aplicaciones que incluyen resistencia a la corrosión y al calor. En caso de generarse un agujero en el sustrato recubierto, se generaría corrosión en este punto pero el resto del recubrimiento no permitiría que esta corrosión se extienda por el resto de la pieza.

Las principales características del Níquel son:

- Resistencia a la corrosión
- Adherencia en el sustrato
- Alta conductividad eléctrica
- Resistencia a altas temperaturas
- Dureza
- Lubricidad natural del recubrimiento
- Resistencia a la abrasión
- Su Run life es tres veces mayor que el de una sarta convencional
- Bajo costo de mantenimiento

Entre sus desventajas, el níquel no se compara bien con otros recubrimientos en términos de ciertas propiedades mecánicas. La ductilidad es una de ellas. El níquel se considera un material muy fuerte pero frágil. La ductilidad relativamente baja se debe a las diversas estructuras microcristalinas y amorfas que limitan la deformación plástica, es decir, la capacidad de "estirar" sin fractura. Otra desventaja que presenta este tipo de recubrimiento, es que la longitud máxima de las piezas a niquelar es de 10 pies, por ende cuando se encuentren juntas de tubería que hagan parte del BHA, estas tendrían que ser reemplazadas por juntas cortas, lo cual incrementa significativamente los costos de aplicación. Este tipo de recubrimiento

requiere de un mayor cuidado en la manipulación de las piezas durante el transporte e instalación del BHA de inyección, a su vez que es más costoso que una sarta convencional en acero.

Caso de un mandril de empaquetador hidráulico usado para inyección de agua:
Material base: acero 4140.

Análisis agua de inyección: $[Cl^-]=23.5$ g/L, $[HCO_3^-]=4.27$ g/L, pH=7, T=35°C.

La pieza poseía un espesor de recubrimiento promedio de 23 micrómetros.

El contenido de fósforo fue superior a 10% en todos los puntos analizados.

Figura 40: Desprendimiento de la capa de Ni-P y ataque del acero base en la superficie interna del mandril.



Fuente: R. Suarez Baldo, M. Zalazar, D. Salinas y J. Bessone . Fallas de Recubrimientos Metálicos empleados en equipos de producción de petróleo. Jornadas SAM, Conamet, simposio materia 2003.

Presentó desprendimiento de capa de níquel y corrosión en superficie interna y externa. La superficie del acero presento raspaduras, depresiones y más irregularidades. Se observaron poros que atravesaban el recubrimiento. La rosca interior del pistón y la exterior del mandril no estaban niqueladas, presentaron cupla galvánica que corroyó el acero en la interfaz sustrato/depósito y produjo la

separación del recubrimiento.

Figura 41: Detalle de la zona del pistón roscado al mandril donde hubo desprendimiento de la capa de Ni-P y ataque del acero en la superficie externa del mandril.



Fuente: R. Suarez Baldo, M. Zalazar, D. Salinas y J. Bessone . Fallas de Recubrimientos Metálicos empleados en equipos de producción de petróleo. Jornadas SAM, Conamet, simposio materia 2003.

3.2.2 Accesorios del BHA Fabricados en Acero Inoxidable Dúplex. Otra de las posibilidades a contemplar para aplicar al BHA de las sartas selectivas de inyección de agua del campo La Cira-Infantas, es la de realizar las piezas de la sarta como Empaques, Mandriles, Válvulas Reguladoras de Flujo, Pup Joints y demás accesorios presentes en ella completamente en Acero Inoxidable Dúplex; el cual puede brindar al funcionamiento y a la operación, todos aquellos beneficios que ya se expusieron en este capítulo y se encuentran nombrados anteriormente en la opción de Tubería por encima del BHA en Acero Dúplex.

Pero a pesar de que este tipo de material puede brindar grandes beneficios para el BHA de la sarta, al igual que en la opción de Tuberías, las piezas fabricadas en este tipo de acero inoxidable son de un costo muy elevado no solo en comparación con la sarta convencional aplicada sino también con algunos de los recubrimientos ya nombrados, lo cual debe valorarse por medio de la evaluación financiera para poder ver si esta posibilidad se encuentra económicamente viable dentro de las contempladas.

3.2.3 Accesorios del BHA fabricados en Fibra de Vidrio. Se contempló la posibilidad de implementar un BHA de Sartas selectivas completamente en fibra de vidrio, dado que además de aportar las ventajas en el funcionamiento de la sarta y la Operación de los pozos como tal, también se vio una aplicación de este tipo de BHA, lo cual se puede observar en la información expuesta en este mismo capítulo, nombrada anteriormente en la opción de Tubería en Fibra de Vidrio. Pero este BHA no se contempló para aplicación como tal, ni en la realización de la evaluación financiera debido a que además del alto costo de inversión que necesitaría, se le suma la dificultad de adquisición de todos los accesorios en este tipo de material para la empresa operadora.

4. OTROS CASOS DE APLICACIÓN DE SARTAS SELECTIVAS PARA INYECCIÓN DE AGUA EN LA INDUSTRIA PETROLERA

4.1 CASABE

Este campo se encuentra a unos 350 Km de la ciudad de Bogotá, en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, en el departamento de Antioquia, Colombia. Fue descubierto en el año 1941, está conformado por las formaciones Colorado, Mugrosa y La Paz, las cuales se encuentran a profundidades que oscilan entre 2,200 y 5,600 pies. La producción de este yacimiento comenzó en el año 1945, este campo alcanzó su producción máxima en el año 1958 con 46,000 barriles de aceite por día.

Para finales de los años 1970 se empezaron a implementar pruebas de inyección de agua como opción de recuperación secundaria, debido a una disminución en la producción del campo, pero a pesar de que hubo un incremento en la producción se detectó una irrupción temprana del agua de inyección en los pozos de producción, debido a la existencia de complejidad estructural, litología sensible, areniscas heterogéneas, la viscosidad del crudo, y la canalización del agua que estaba siendo inyectada, dentro de las capas de alta permeabilidad.

Después de generarse la irrupción del agua en los pozos productores; la producción de arena y las altas velocidades del agua arenosa por las perforaciones, causaron la erosión de las tuberías de revestimiento y los equipos de fondo de los pozos productores.

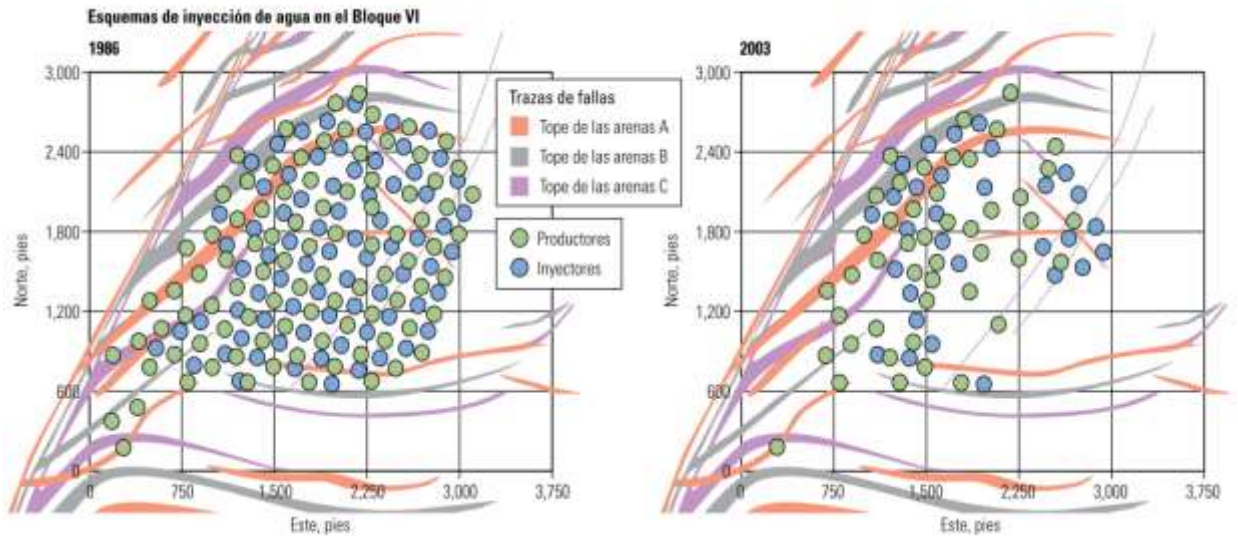
En el año 2004 se firmó una alianza entre la empresa productora del campo y una empresa prestadora de servicios, la cual aumentó la producción de petróleo hasta un 250% y el factor de recuperación del campo aumento del 16% al 22%. Los objetivos claves en esta alianza para el redesarrollo del campo eran: aumentar las reservas, aumentar la eficiencia del programa de inyección de agua y abordar problemas relacionados con los procesos de perforación.

Figura 42: Producción de petróleo e inyección de agua en el campo Casabe.



Fuente: Casabe: Revitalización de un campo maduro, 2010. Mauro Amaya, Raúl Amaya, Héctor Castaño, Eduardo Lozano, Carlos Fernando Rueda (Ecopetrol SA, Colombia), Jon Elphick (Cambridge, Inglaterra), Water Gambaretto, Leonardo Márquez, Diana Apola Olarte Caro, Juan Peralta-Vargas, Arévalo José Velásquez Marín.

Figura 43: Comparación de los esquemas de inyección de agua del campo Casabe correspondiente a los años 1986 y 2003.



Fuente: Casabe: Revitalización de un campo maduro, 2010. Mauro Amaya, Raúl Amaya, Héctor Castaño, Eduardo Lozano, Carlos Fernando Rueda (Ecopetrol SA, Colombia), Jon Elphick (Cambridge, Inglaterra), Water Gambaretto, Leonardo Márquez, Diana Apola Olarte Caro, Juan Peralta-Vargas, Arévalo José Velásquez Marín.

Los planes originales para el desarrollo del campo se basaban en cuatro pozos por localización de inyección. El diseño actual de la sarta para el nuevo esquema de inyectores-productores limita la perforación a un solo pozo productor por localización de inyección; este cambio redujo los costos.

Posteriormente recomendaron el proceso de inyección de agua por medio de sartas selectivas con reguladores de flujo. Con este diseño se le permitiría al operador restringir las tasas de inyección en cada capa, independiente a la presión, permeabilidad, factor de daño o cualquier factor que anteriormente afectaría el flujo.

Al aislar cada zona de inyección con diferentes propiedades se evita la invasión de fluido a otra zona diferente a la predeterminada para su inyección.

Dentro de los factores más importantes, consideraron el uso de las sartas selectivas debido a que estas permiten mejorar la eficiencia de barrido vertical, al mantener altas tasas de inyección en las capas menos afectadas anteriormente y mitigar los problemas por la canalización, al reducir las tasas en las capas problemáticas.

El completamiento con sartas selectivas en el Campo Casabe posee hasta 16 reguladores de flujo de inyección que se encuentran en mandriles de bolsillo lateral. De los pozos activos inyectoros en este campo, un 96% poseen completamiento de sartas selectivas, y el restante 4% están completados convencionalmente.

El desplazamiento de agua genera un factor de 2 barriles de petróleo producido por cada 10 barriles de agua inyectados. El costo de este sistema de completamiento con sartas selectivas en este campo es de alrededor de seis veces más que el costo de instalación de un sistema de completamiento convencional para inyección de agua.

Dentro de los problemas operacionales que se estaban presentando en este campo con este tipo de completamiento y su posible solución implementada encontramos:

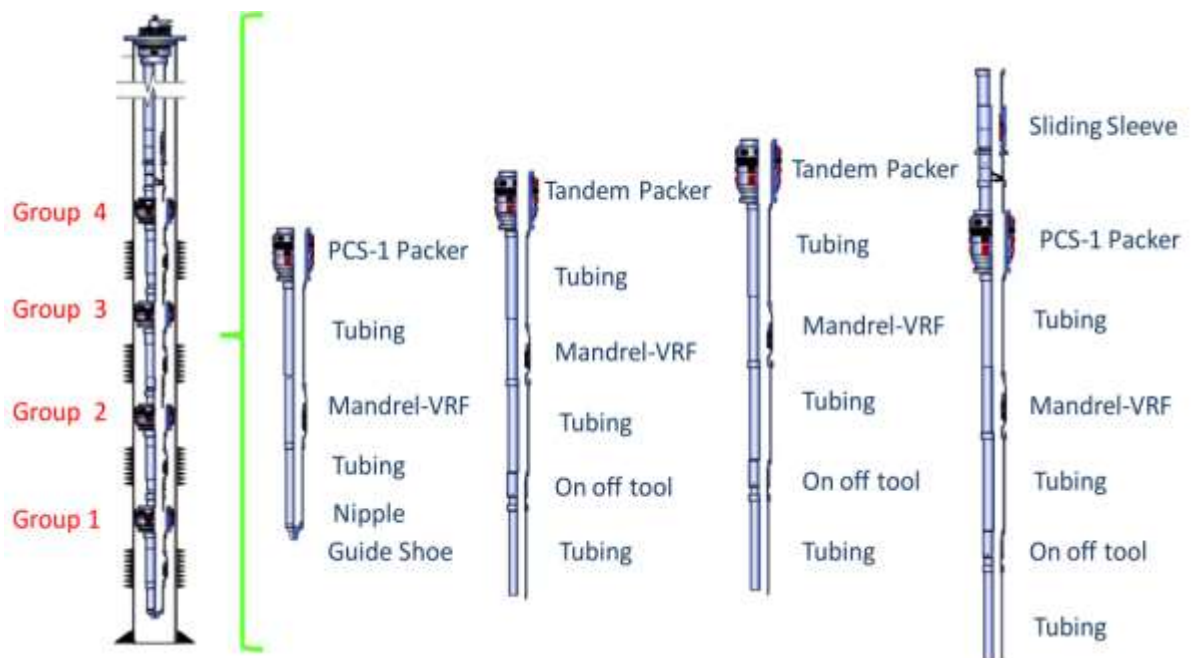
- Taponamiento en válvulas con orificios de tamaño menor a 2.25 mm, para lo cual decidieron usar orificios mayores o iguales en tamaño a esta medida y con un caudal mínimo de 90 barriles de agua por día.

- Dificultades en el posicionamiento de los empaques y presencia de flujo por el anular en las pruebas de inyección, por lo cual establecieron una medida de 20 pies como mínimo de separación entre empaques.
- Canalizaciones o baja admisión del flujo, por ende definieron utilizar una relación de inyección de 10 barriles por pie para todas las arenas.
- Fugas y daños continuos en las juntas de seguridad de la sarta, por lo cual determinaron reemplazar las juntas de seguridad por herramientas On-Off NF.
- Pérdida del sello hidráulico en los empaques Hidro 6 en el momento de su instalación, por ende, cambiaron este tipo de empaques por empaques PSC-1 y Tandem C-3, para así poder garantizar el sello.
- Dificultad para bajar el completamiento dada la problemática de colapsos que se venían presentando en los pozos de este campo.
- En los primeros completamientos se implementó tubería J55, la cual se encontraba doblada en muchas ocasiones por lo cual la reemplazaron a tubería N80.
- Erosión de las válvulas lo que generaba un aumento del caudal establecido, estas eran de acero 4140, para lo cual modificaron la metalurgia e implementaron acero 440C con carburo de tungsteno en los asientos de las válvulas.
- Presencia de arena en la tubería de inyección, para lo cual consideraron el uso de cheques en las válvulas reguladoras de flujo, instalar resortes de mayor resistencia en las válvulas cheque de los mandriles, e instalar válvulas cheque en las líneas de inyección y así evitar el retorno de fluido e ingreso de arena en la tubería si llega a existir la necesidad de parar la planta de inyección.

A pesar de una exitosa implementación de las sartas selectivas, este tipo de completamiento deja muchas capas sin ser barridas por agua, lo cual comprobaron con un registro de inyección. Algunas arenas mostraban bajas tasas de admisión de agua, lo que disminuiría el barrido y por ende el factor de recobro. Esta baja

inyectividad empeora con el tiempo, al estudiar los daños de pozo muestran presencia de bacterias que causan daño y por ende pérdida de la inyectividad, adicional a esto, el hinchamiento de arcillas causado por la reacción de estas con el agua genera una disminución en la permeabilidad de la arena productora.

Figura 44: Completamiento de Inyección Selectiva Campo Casabe.



Fuente: SPE 138860 World's First Fracturing-Stimulation Application Through Selective-Injection Completion: Casabe Field, 2010. P. Olarte, Schlumberger; R. Amaya, Ecopetrol; G. Cortes, P. Artola y R. Yeguez, Schlumberger.

Con el fin de mejorar la inyectividad consideraron realizar un fracturamiento a través de la sargas selectivas ya instaladas, para llegar a aquellas zonas no barridas del yacimiento, desplazar el aceite remanente y aumentar la eficiencia de barrido vertical, sin la necesidad de desinstalar las sargas de inyección para luego instalarlas de nuevo ni perder tanto tiempo de producción.

La efectividad de esta técnica experimental está basada en crear una fractura cuya presión para mantenerla abierta sea inferior a la presión de inyección en esa formación de arena, para así lograr mantener la fractura abierta sin necesidad de agentes propantes y generar una fractura con la mayor longitud posible.

La técnica la aplicaron a 2 pozos de inyección selectiva en el año 2009, seleccionaron 2 pozos con características diferentes para así probar la aplicabilidad de la técnica; el pozo número 1, un pozo antiguo con estimulación realizada en las arenas superiores (A) y el pozo número 2, un pozo nuevo con estimulación en las arenas más bajas (B y C). En total fracturaron 10 arenas de los grupos selectivos, 3 del pozo 1 y 7 del pozo 2.

Antes a las fracturas, ambos pozos mostraban perfiles similares de inyección, solo una arena de ellos permitía inyección y a bajas tasas de inyectividad. Después de las fracturas, los perfiles de inyección mostraron un aumento significativo, en adición a esto, el número de arenas que recibían agua inyectada también incrementó. Se logró un aumento en la eficiencia de barrido vertical (Eh) de entre un 72% y 100% y las tasas de inyección aumentaron a más de 7 veces para ambos pozos, junto con un aumento en la producción de más de 50 barriles de aceite por día por patrón de sistema de inyección.

Según los resultados obtenidos por esta técnica aplicada, demostró tener una implementación relativamente simple, económicamente atractiva y considerable para la inyección de agua en campos maduros, sea a través de la implementación de las fracturas en escenarios de inyección selectiva ya existente, o introduciendo las combinación de ambas técnicas.

Figura 45: Perfiles de inyección antes y después de las fracturas.



Fuente: SPE 138860 World's First Fracturing-Stimulation Application Through Selective-Injection Completion: Casabe Field, 2010. P. Olarte, Schlumberger; R. Amaya, Ecopetrol; G. Cortes, P. Artola y R. Yeguez, Schlumberger.

4.2 CAMPO RANGELY WEBER SAND UNIT (RWSU)

Este campo se encuentra localizado en la ciudad de Rio Blanco en el noroeste del estado de Colorado en los Estados Unidos. La formación productora es la arenisca Weber que fue descubierta en el año 1933. El desarrollo de este campo empezó en el año 1944. En el año 1956 su producción alcanzó los 82.000 barriles de aceite por día. Su desarrollo de inyección periférica a escala completa inicio a finales del año 1958.

Para 1969 la porción oeste del yacimiento estaba siendo recuperada por un patrón de inyección de agua de cinco puntos. En 1976, 26 pozos productores y 28

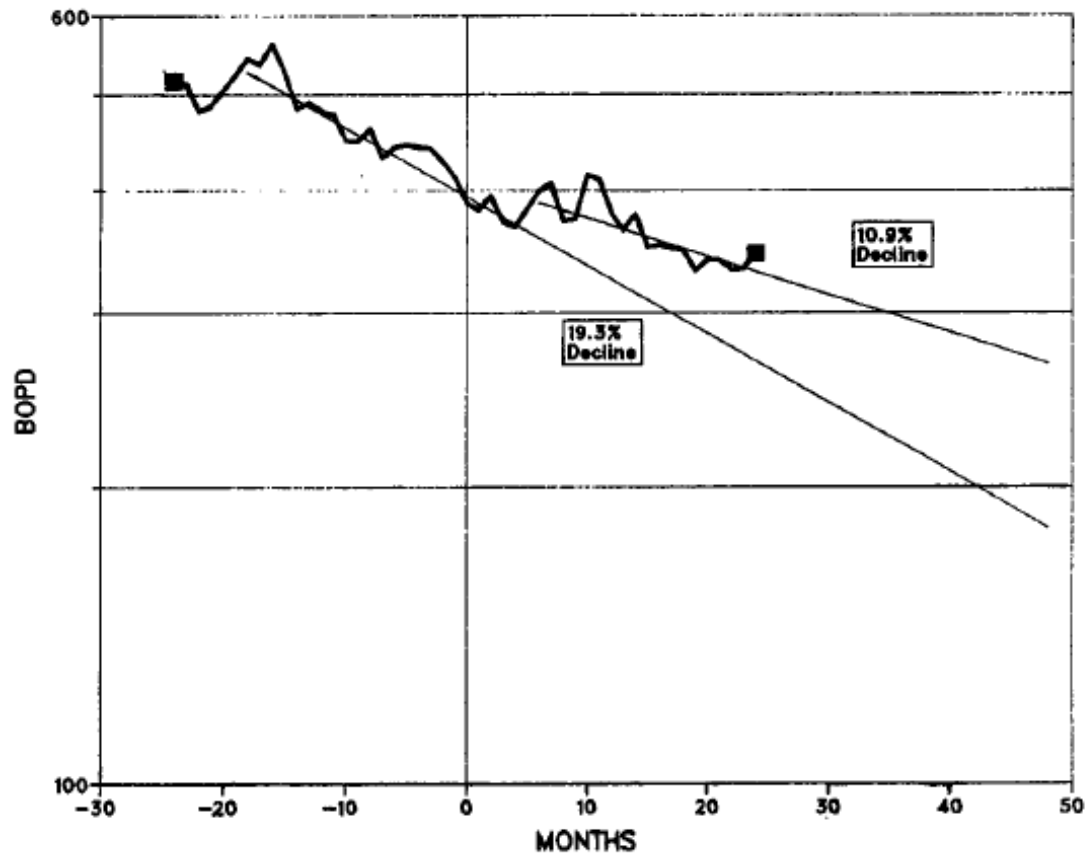
inyectores duales fueron perforados para convertir la zona oeste de un patrón de cinco puntos a un patrón de línea directa de inyección. En 1978 se instaló la primera sarta de inyección selectiva. Para el año 1986 éste era un campo maduro en inyección de agua con un recobro acumulado del 44% y un WOR (water oil ratio) de 16 a 1.

La profundidad de este yacimiento varia de 5.500 ft a 6.500 ft, tiene un espesor de arena de 700 ft y un espesor neto promedio de 250 ft a 300 ft, contacto inicial de gas-aceite a -330 ft debajo del nivel de mar y un contacto inicial de agua-aceite a -1.150 ft debajo del nivel del mar. El yacimiento Weber consiste en una serie de intercalados de areniscas, limolitas y lutitas. Este yacimiento es una arena heterogénea con un coeficiente de Dykstra-Parsons promedio estimado de 0.7, la porosidad promedio es de 13% y la relación de permeabilidad vertical a horizontal varía de 0.25 a 0.5.

De los 328 pozos activos para inyección hasta el año 1991, 140 estaban equipados con sartas de inyección selectiva, que en este campo consisten en un conjunto de empaques y mandriles ubicados verticalmente frente a cada intervalo de producción, donde unos chokes recuperables de 5/64 de pulgada a 3/4 de pulgada de diámetro se localizan en los mandriles para controlar la cantidad de fluido entrando a cada zona de producción. En 1987 y 1988 gastaron alrededor de nueve millones de dólares reemplazando sartas selectivas en 56 pozos.

Al realizar una gráfica de la producción de aceite vs tiempo en los primeros años siguientes a la instalación de las sartas selectivas, encontraron una disminución en el decline de producción del 19% por año al 11% por año, lo que llevo a concluir que mejoraron significativamente el recobro por agua en este campo.

Figura 46: Producción de aceite vs tiempo después de la instalación del sistema de sartas selectivas en el campo Rangely Weber Sand unit.



Fuente: SPE 21649. The use of Selective Injection Equipment in the Rangely Webe Sand Unit.
A.P. Franks, Chevron USA. Inc, 1991.

Para las primeras 124 instalaciones de sartas selectivas estaban conformadas por 9Cr-1Mo el cual posee un run life promedio de 2 años y un tiempo de reemplazo de 3 años. Pero este tipo de material no se siguió usando y procedieron a implementar sartas en acero al carbono revestidas en plástico (fiberline) con las líneas de tubería cementadas por encima del empaque superior lo que llevo a un run life promedio de 5.2 años y un tiempo promedio de reemplazo de 5.9 años; a su vez que las tasas de corrosión no mostraron aumentar, y en el campo la corrosión la controlaban con varios tipos y dosis de aminas químicas.

Al realizar un análisis general en los pozos en que implementaron las sartas selectivas se dieron cuenta que en algunos pozos las sartas no mostraron ninguna mejora en la inyección, posiblemente porque no eran necesitadas y su proceso de inyección previo a las sartas selectivas era el correcto.

El hecho de que las sartas selectivas no mejoraba el barrido por inyección de agua en todos los pozos de inyección, los llevo a colocar una menor cantidad de empaques por cada instalación. Dado que para la operadora de este campo las sartas selectivas no podían de cierto modo forzar la entrada de fluido en las zonas de muy bajas permeabilidad, a partir de 1986 empezaron a reducir la cantidad de empaques colocados de 6 a 4 y en ciertos pozos que concluyeron tener una baja heterogeneidad entre zonas, decidieron no continuar con el tipo de sistema.

Unos de los grandes problemas que se encontró debido a la naturaleza corrosiva del ambiente del yacimiento Weber fue el asentamiento de los empaques, ya que estos podrían versen afectados por daños si se veían expuestos a los fluidos del pozo por mucho tiempo. A pesar que las sartas selectivas no tuvieron éxito en todos los patrones de inyección, incrementaron el recobro en este campo en un 6.6%. El éxito de la aplicación también se asoció al hecho de que realizaron un filtrado al agua de inyección, para evitar taponamientos en el sistema.

4.3 CERRO DRAGÓN ARGENTINA

Cerro Dragón es un campo localizado en el Golfo de San Jorge, en las provincias de Chubut y Santa Cruz en Argentina. Tiene un área de 860,000 acres y comenzó su explotación en el año 1958. La profundidad promedio de sus pozos es de 7,500 pies. Para el año 2006 su producción era de uno 90,574 barriles de petróleo por día y 257 millones de pies cúbicos estándar de gas por día. Un 46% de la producción

proviene de proyectos de recobro secundario con unos 402 pozos de inyección de agua y una inyección de más de 700,000 barriles de agua por día, la mayoría de estos pozos de inyección están completados con un casing de 5 y 1/2 pulgadas.

El yacimiento principal proviene de la formación Comodoro Rivadavia con una porosidad promedio de 20% y una permeabilidad promedio que varía entre 10 y 50 md. Las zonas de producción de aceite y gas provienen principalmente de Comodoro Rivadavia y la formación de Mina del Carmen a profundidades de 600 pies hasta 8,700 pies. Hay aproximadamente 30 estructuras que producen en este campo cada una contiene entre 20 y 50 yacimientos horizontales separados de entre 3 a 26 pies de espesor. Es un yacimiento altamente heterogéneo.

La inyección de agua comenzó en 1969 como depósito de aguas, años después se comenzaron los proyectos de recobro secundario con agua. A partir de la implementación de las sartas selectivas para inyección de agua se ha avanzado en su diseño pasando desde 5 mandriles y empaques a más mandriles y empaques cada vez.

El completamiento de inyección usado hasta el año 2000 combinaba empaques de producción con varios empaques tándem de tensión para aislar zonas de inyección de diámetro de 2.875 pulgadas con mandriles entre los empaques y válvulas de control de flujo dentro de estos.

Completamiento con empaques mecánicos y tipo tándem de tensión: Este primer diseño de completamiento aislaba e inundaba hasta 6 zonas con una presión promedio de inyección en cabeza de pozo de 2.500 psi, pero no se recomendaba tener un completamiento de más de 5 empaques tándem de tensión debido al stress

que sufría el empaque superior del completamiento, por ende entre más empaques tándem de tensión se tuviesen en el completamiento, se podría ver comprometida la efectividad de sello de los empaques superiores.

De los 356 completamientos aplicados desde el año 1978 con sartas selectivas usando estos empaques tándem junto con un empaque mecánico, 143 se componían de 7 o más empaques, de los cuales el 24% de los casos hubo que hacer re-completamiento debido a fallas en los sellos de los elementos de los empaques superiores. Por lo que llegaron a la conclusión que con este tipo de configuración (5 empaques tándem o más y 1 empaque mecánico) no era viable para producir más de 6 zonas.

Completamiento con empaques mecánicos y empaques hidráulicos: A partir del año 2000 se empezó a implementar una combinación de empaques mecánicos e hidráulicos con herramientas de pesca On-Off para poder acceder a más zonas por cada pozo de inyección.

Los empaques hidráulicos tienen una medida de 5.25 pies de largo y se instalan con presión hidráulica. Lo que permite instalar más de un solo empaque a la vez. A su vez posee mecanismo que lo ensancha y evita que el empaque se mueva y permita así aislar zonas muy cercanas (13 a 16 pies). Este empaque se libera con tensión. Junto a este se encuentra el empaque hidráulico con sistema de liberación rotacional el cual cumple las mismas funciones pero es más corto, mide 4.5 pies de largo y se libera con tensión más rotación de la sarta de unas 6 a 8 vueltas.

La herramienta para pesca de la tubería On-Off permite realizar conexión y desconexión de la tubería manteniendo el sello en la posición. Está diseñada para dejar la tubería sea con peso, tensión o neutral. Permite conectar una etapa del completamiento de inyección, y al hacer la conexión de una etapa superior, este queda mecánicamente libre.

Los mandriles de inyección más usados son de 2.375 pulgadas con bolsillo para válvula reguladora de 1.5 pulgadas para los pozos de este campo completados con casing de 5 y ½ pulgadas. También en algunos casos se usan mandriles de 2.875 pulgadas con bolsillo para válvula de 1.5 pulgadas para aquellos pozos completados con casing de 7 pulgadas.

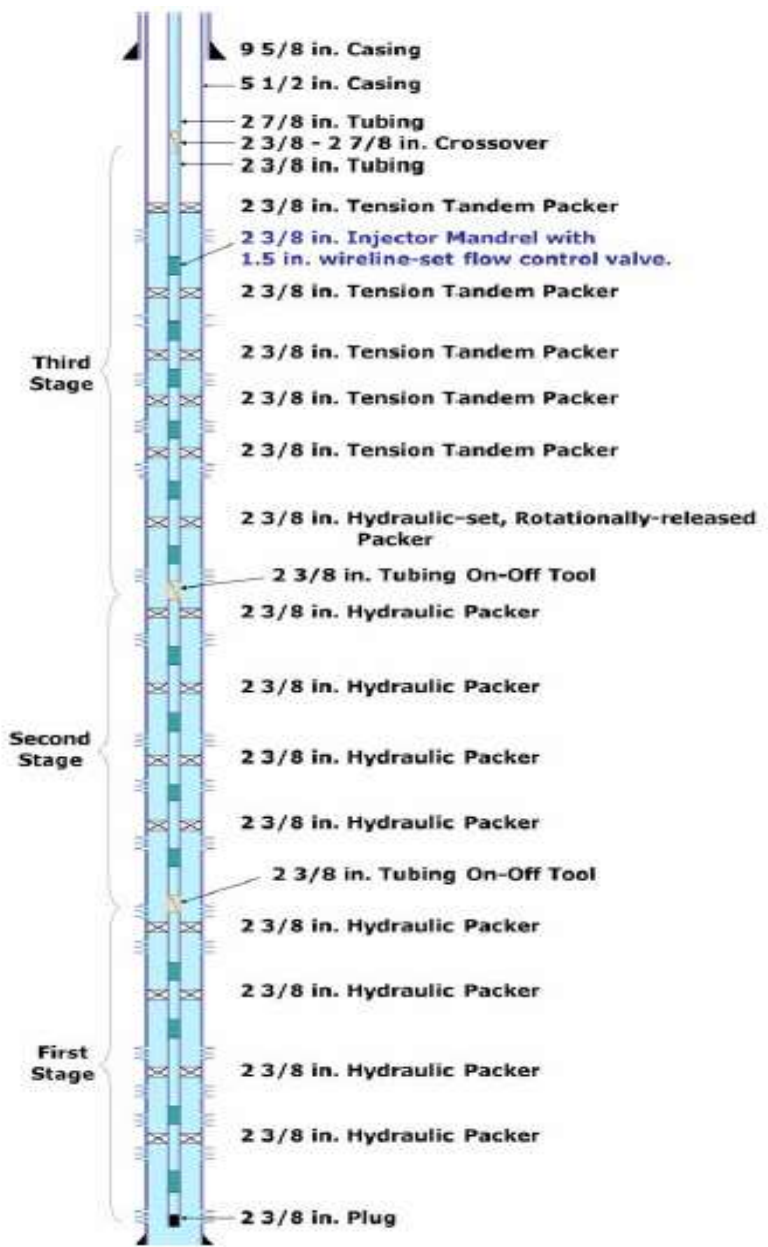
A finales del 2004 se comenzó a implementar una herramienta On-Off automática la cual difería en la anteriormente nombrada en que no necesita ser rotada para conectar o desconectar sino que lo realiza mediante la aplicación de peso sobre la herramienta.

Desde el año 2000 completaron 173 pozos inyectores con los elementos anteriormente nombrados. Del 2000 al 2003, 90 completamientos se realizaron, para los años 2004 y 2005 se completaron 83 pozos dentro de estos aquel con el mayor número de empaques colocada en este campo en el año 2005 con 19 empaques y 18 mandriles para así poder inyectar en 18 zonas del yacimiento.

El diseño de completamiento en general de los pozos en este campo a partir del año 2000 en los 173 pozos inyectores ha sido de la siguiente manera: una etapa superior que combine un empaque hidráulico de liberación rotacional con 5

empaques tándem de tensión, y de acuerdo al número de zonas a inyectar, 1,2 o 3 etapas más inferiores que contengan 4 empaques hidráulicos. La razón por la cual usan empaques tándem en la etapa superior es debido a que su costo es más bajo que los empaques hidráulicos y en esta última etapa el tándem de tensión cumple la misma función que los hidráulicos.

Figura 47: Configuración de Empaques Mecánicos e Hidráulicos en Cerro Dragón.



Fuente: E. Massaglia, SPE, D. Baldassa, SPE, C. Ponce and B. Zalazar, Pan American Energy LLC. "Injector-Well Completion Designs for Selectively Waterflooding up to 18 Zones in a Multilayered Reservoir: Experiences in Cerro Dragon Field. SPE 99997, 2006.

A partir del año 2004 decidieron usar empaques hidráulicos con menor longitud (4 pies) uno de ellos con sistema de anclaje y el otro sin sistema de anclaje que era el empaque hidráulico tipo tándem el cual tenía aún menor longitud (2.8 pies).

La siguiente configuración que tuvieron en cuenta a implementar fue combinar 2 empaques hidráulicos con sistema de anclaje o cuñas en cada extremo de la etapa con empaques hidráulicos tipo tándem en medio de estos, usando para cada etapa una herramienta On-Off automática; al ser estos empaques más cortos le otorgaba a la sarta selectiva de inyección una mayor flexibilidad que el diseño que mezclaba mecánicos e hidráulicos, lo que permitiría a la sarta de inyección pasar a través de restricciones. El fin de separar cada etapa con los On-Off automáticos genera el beneficio de que si hay que hacer algún cambio en la sarta, no haya necesidad de retirarla toda sino únicamente la etapa necesaria. Esta configuración se aplicó a 32 pozos en este campo, de estos 32 pozos 15 presentaron falla y hubo que re-completarlos al tener restricciones por dentro de la tubería de 2-3/8 pulgadas haciendo imposible a la herramientas bajadas con wire-line pasar por la sarta y por ende imposible medir o regular el flujo que pasaría a través de cada mandril. Otra de las fallas encontradas, fue fugas a través de alguno de los empaques hidráulicos o sello defectuoso de los elementos de este.

Dentro de los 15 pozos fallados con este tipo de configuración, encontraron un factor en común y es que todos estos eran pozos anteriormente usados para inyección, a los cuales se habían generados nuevos cañoneos para definir las nuevas zonas de inyección selectiva. Por aquellas zonas en las que ya se venía inyectando agua mucho antes existía una presión alta, mientras que las nuevas zonas cañoneadas poseían una presión mucho menor, y por ende aquellos empaques tándem sin anclaje que quedaban en medio de estas zonas, estaban expuestos a un diferencial de presión demasiado alto, con lo cual si la zona de menor presión estaba por

encima de los empaques tándem hidráulicos, la zona de mayor presión los empujaría hacia la de menor presión, generando una fuerza de compresión en la tubería por encima del empaque y una fuerza de tensión muy alta en la tubería por debajo de este ocasionando un pandeo de la tubería.

Para la tubería de 2 3/8 de pulgada que usaban en este campo para las últimas configuraciones y al ser sometida estas a fuerzas de tensión y compresión junto con los empaques, designaron que los empaques hidráulicos con anclaje deben ubicarse con una distancia máxima entre ellos de 689 pies, para asegurar que cualquier tándem entre estos sufra de los efectos de grandes diferenciales de presión y se genere un pandeo en la tubería (esta medida se toma en cuenta para las condiciones de trabajo en los campos de este pozo, es decir, tubería de 2 3/8 de pulgada en un casing de 5 1/2 de pulgada y con un diferencial de presión máximo de 1.500 psi), a su vez determinaron que la distancia mínima entre empaques con anclaje debe ser de 197 pies.

Además de esto recomendaron utilizar empaques con anclaje por encima y por debajo de los on-off que conectan las etapas para evitar que algún tándem se mueva y desconecte y genere alguna fuga. Aplicaron estas últimas recomendaciones al completamiento de 16 pozos del campo, de los cuales 6 debieron re-completarse debido a fugas y fallas en el sello de los empaques.

A pesar que el problema de pandeo de la tubería fue resuelto, el diferencial de presión siguió afectando los empaques tándem hidráulicos que con la tensión generada al tubing activaban el mecanismo de liberación de los empaques por debajo de ese tubing y por ende se generaban las fugas. En consecuencia la configuración del completamiento últimamente nombrado lo podían usar en este

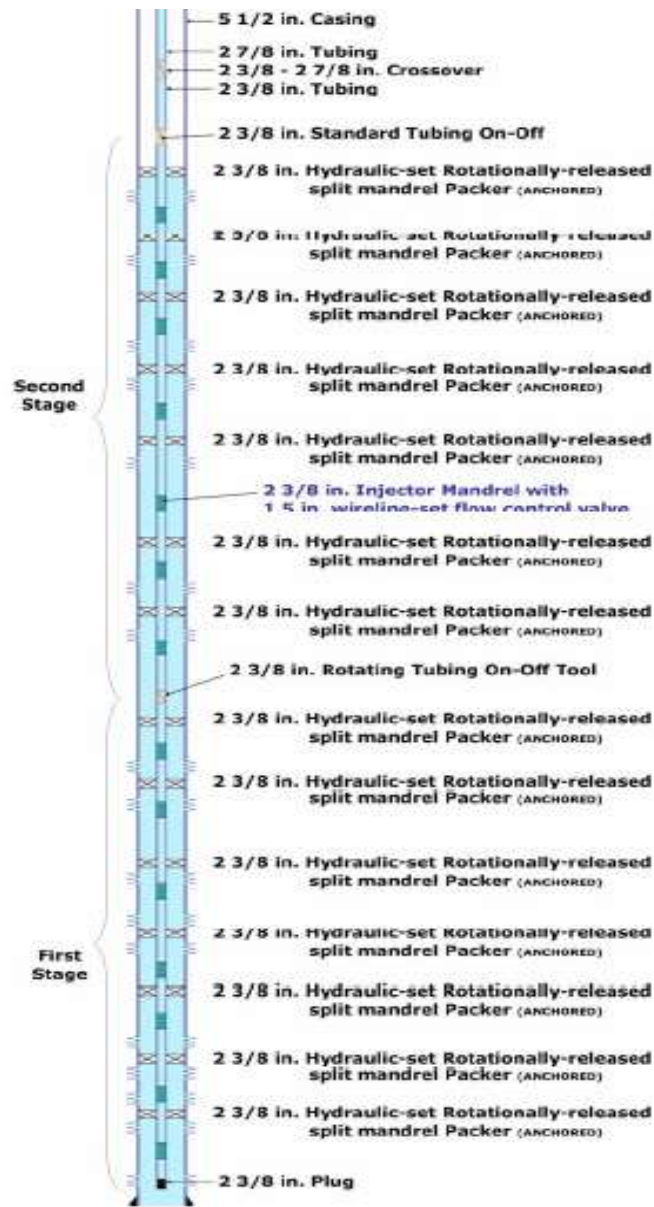
campo, siempre y cuando el diferencial de presión fuese menos de 1.500 psi, o si el diferencial de presión alcanzaba este valor, usar empaques hidráulicos con anclaje en vez de tándem para aislar las zonas.

Decidieron implementar el uso de un nuevo tipo de empaque y una nueva herramienta On-Off. Primero el empaque a usar sería un empaque hidráulico de liberación rotacional el cual posee un sistema de anclaje y para liberarlo se le aplica peso y se genera una rotación de $\frac{3}{4}$ de vuelta o una vuelta. Este empaque permite que la tubería por encima del empaque no transfiera movimiento rotacional a la tubería por debajo del empaque, evitando que al liberar los empaques se transfieran fuerzas de torsión. De igual forma se contaría con empaques hidráulicos de liberación rotacional tipo tándem, es decir, sin el sistema de anclaje. A su vez se une a estos elementos una herramienta de On-Off rotacional la cual evita transferir movimiento rotacional a la sarta debajo a esta a menos que se active un mecanismo con peso. Con estos elementos implementados en la sarta concluyeron que podrían usar este completamiento para cualquier tipo de pozo inyector, sea un pozo en expansión vertical (aquellos que anteriormente funcionaban como inyectores y se les realizaron nuevos cañoneos para instalar las sargas selectivas), un pozo maduro o un pozo nuevo a completar. Pero si existe alto diferencial de presiones entre zonas, existe la posibilidad de que cada vez que una fluctuación en la presión de inyección suceda, genere que los empaques tándem se muevan, como por ejemplo si se retira alguna válvula reguladora o cuando las bombas de inyección se apaguen y prendan, por lo cual recomendaron no usar o reducir el número de empaques tándem sino usar aquellos con anclaje.

Este tipo de completamiento se aplicó a 4 pozos en Cerro Dragón en el año 2006; 2 de los cuales fueron completados de la forma en que los empaques hidráulicos de liberación rotacional con anclaje, se encontrarían a los extremos de cada etapa del

pozo, con empaques de liberación rotacional tipo tándem en medio de estos y con una herramienta On-Off rotacional entre cada etapa, con una configuración de 11 empaques, 4 con anclaje y 7 tipo tándem; los otros 2 pozos se completaron usando únicamente empaques hidráulicos de liberación rotacional con anclaje, en 2 etapas separadas por una herramienta On-Off rotacional, con una configuración de hasta 14 empaques.

Figura 48: Completamiento con empaques hidráulicos de liberación rotacional con anclaje.



Fuente: E. Massaglia, SPE, D. Baldassa, SPE, C. Ponce and B. Zalazar, Pan American Energy LLC. "Injector-Well Completion Designs for Selectively Waterflooding up to 18 Zones in a Multilayered Reservoir: Experiences in Cerro Dragon Field. SPE 99997, 2006.

5. EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DE LOS MATERIALES PARA OPTIMIZAR EL FUNCIONAMIENTO DE LAS SARTAS SELECTIVAS PARA LA INYECCIÓN DE AGUA

Después de realizar un previo análisis técnico sobre las opciones que se habían contemplado para la optimización de los materiales, tanto del BHA de inyección como de la tubería que va por encima de éste en el capítulo 3; se realizó una preselección de materiales de acuerdo a que sus características técnicas y operacionales se encontraran dentro del rango de operación de los pozos del campo La Cira-Infantas, haciendo un análisis y comparación en cuanto a las ventajas y desventajas que podrían aportar cada una de las opciones al funcionamiento de la sarta de inyección selectiva y a la operación en general. Además se tuvo en cuenta la posibilidad de adquisición de las piezas en cada material por parte de la empresa operadora para poder realizar una evaluación financiera en base a éstas. De acuerdo a los criterios anteriormente mencionados, las opciones para tubería a tener en cuenta para realizar una evaluación financiera fueron:

- Tubería en plástico reforzado con fibra de vidrio
- Tubería con recubrimiento de Boro
- Tubería en Acero al carbono con recubrimiento interno de fibra de vidrio
- Tubería en acero inoxidable dúplex
- Tubería con recubrimiento de Epóxico.

Para el BHA de inyección, se consideró realizar evaluación financiera para las siguientes opciones:

- BHA con recubrimiento en Níquel para todos los accesorios
- BHA fabricado en Acero inoxidable dúplex
- Accesorios BHA niquelados con juntas de tubería y Pup Joints con Epóxico

Tabla 4: Evaluación financiera de las opciones para tubería por encima del BHA de inyección.

TUBERIA	Longitud (pies)	Número de Juntas	Costo por pie (\$USD)	Costo Total Tubería por encima del BHA (\$USD)
Acero Convencional	3000	100	10	30000
Plástico Reforzado con Fibra de Vidrio	3000	100	23	69000
Boronizado	3000	100	30	90000
Acero con Recubrimiento en Epóxico	3000	100	18	54000
Acero con Recubrimiento en Fibra de Vidrio	3000	100	13	39000
Acero Inoxidable Dúplex	3000	100	100	300000

Fuente: Datos tomados de Occidental de Colombia

Tabla 5: Evaluación financiera de las opciones para el BHA de inyección.

BHA	Cantidad	Costo por unidad (\$USD)	Costo Total por elementos (\$USD)	Costo por unidad en Níquel (\$USD)	Costo total por elementos en Níquel (\$USD)	Costo por unidad en Dúplex (\$USD)	Costo total por elementos en Dúplex (\$USD)	Costo BHA accesorios Niquelados con Juntas en Epóxico (\$USD)
Conector NF-1 7" x 2-7/8"	1	2147,6	2147,6	3579,4	3579,4	5835,8	5835,8	3579,4
Conector NF-3 7" x 2-7/8"	1	3454,9	3454,9	5758,1	5758,1	7500	7500	5758,1
Packer PCS-5 Cuñas 7" x 2-7/8"	3	4225	12675	7106,9	21320,7	9803,5	29410,5	21320,7
Packer Tándem C-5 7" x 2-7/8"	5	2910	14550	4513,1	22565,5	8823,7	44118,5	22565,5
Mandril 2-7/8" bolsillo 1-1/2"	7	3250	22750	5446,9	38128,3	14260	99820	38128,3
VRF 1-1/2"	7	1315	9205	1711,9	11983,3	1349,6	9447,2	11983,3
Pup Joint 2 pies	0	215	0	415	0	638,5	0	0
Pup Joint 4 pies	4	245	980	498	1992	766,2	3064,8	1268
Pup Joint 6 pies	4	272	1088	601,8	2407,2	926,2	3704,8	1520
Pup Joint 8 pies	4	310	1240	747	2988	1149,2	4596,8	1816
Pup Joint 10 pies	12	347	4164	933,8	44822,4	1436,6	17239,2	6324
Landing Nipple 2-7/8"	1	410	410	622,5	622,5	2154,6	2154,6	622,5
Wire Line Entry Guide 2 7/8"	1	325	325	440,9	440,9	965,25	965,25	440,9
Tubing Joint N-80 2-7/8"	12	300	3600	0	0	3000	36000	10080
			Convencional		Níquel		Dúplex	Híbrido
			76590		156608		263857	125407

Fuente: Datos tomados de Occidental de Colombia

De acuerdo a la evaluación financiera mostrada en las dos tablas anteriormente, para las opciones tanto de BHA de inyección selectiva como de tubería por encima del BHA, de acuerdo al costo base que son 106,590 dólares de las tuberías más BHA convencionales usados hasta el momento en los pozos de La Cira-Infantas; la opción que es más viable económicamente hablando de la preselección técnica de los materiales ya realizada, sería la tubería en acero al carbono reforzada internamente con Fibra de Vidrio junto con un BHA con recubrimiento en níquel en los accesorios y recubrimiento interno y externo de epóxico tanto en los pup joints como en las juntas de tubería, dado que el costo de la inversión de esta opción sería de 164,407 dólares por pozo. Esta opción es la mejor en cuanto a costo-beneficio en comparación a las otras opciones; esta inversión a su vez significaría una disminución en los costos de intervenciones para reemplazar las sartas.

De acuerdo a los valores generados anteriormente, se hace necesario realizar una comparación de costos de inversión a largo plazo sobre la implementación de la nueva sarta selectiva de inyección revestida en comparación a la sarta selectiva convencional utilizada hasta el momento en el campo La Cira-Infantas, la cual podemos ver a continuación:

- Valor Sarta Convencional = 106,590 USD
- Valor Sarta Revestida = 164,407 USD
- Valor Intervención = 200,000 USD + valor material o sarta
- Valor Total Caso Convencional = 306,590 USD
- Valor Total Caso Revestida = 364,407 USD
- Tasa de Oportunidad (i) = 15 %
- Periodos de tiempo (N) = 8 años
- VF= Valor Futuro
- VP= Valor Presente

$$VF = VP(1 + i)^N$$

$$VP = \frac{VF}{(1+i)^N}$$

Valor Presente Neto para Sarta Convencional:

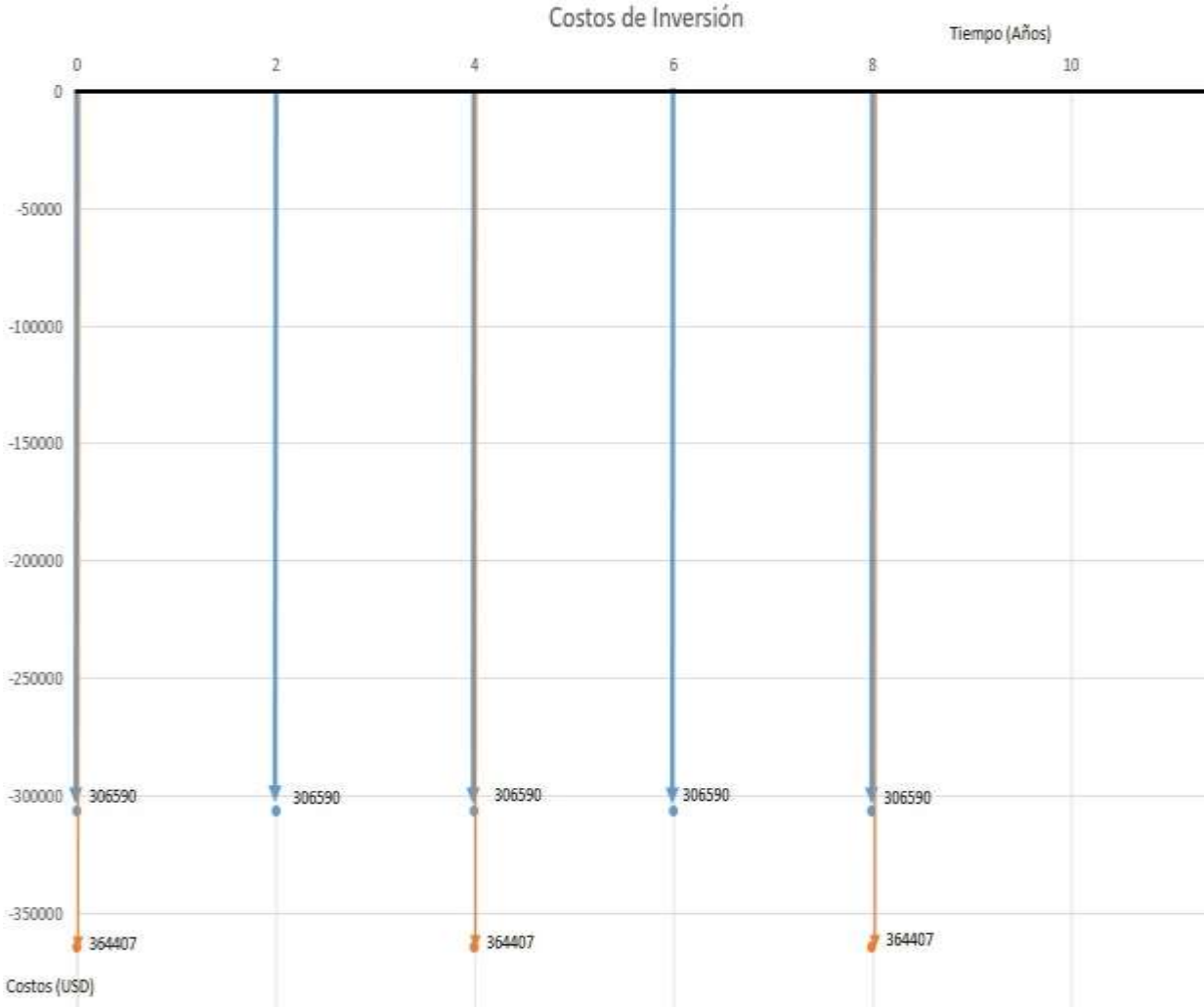
$$306,590 + \frac{306,590}{(1.15)^2} + \frac{306,590}{(1.15)^4} + \frac{306,590}{(1.15)^6} + \frac{306,590}{(1.15)^8} = 946,482 \text{ USD (100\%)}$$

Valor Presente Neto para Sarta Revestida:

$$364,407 + \frac{364,407}{(1.15)^4} + \frac{364,407}{(1.15)^8} = 691,883 \text{ USD (73.1\%)}$$

Con respecto al análisis por Valor Presente Neto, la diferencia serían 254,599 USD, por cada pozo de inyección. El total de pozos que utilizan sargas de inyección selectiva son aproximadamente 400 pozos. El ahorro en Valor Presente Neto es de 26.9% en costos de inversión.

Figura 49: Costos de inversión de la Sarta Convencional Vs Sarta Revestida.



6. CONCLUSIONES

De acuerdo a los análisis de las intervenciones realizadas a los pozos inyectoros en los últimos tres años, se puede concluir que la mayoría de las fallas presentadas en los componentes del BHA de inyección se le atribuyen a pérdidas de integridad asociada a la corrosión principalmente en la tubería y en los pup joints.

Al realizar una evaluación de los componentes de las sartas selectivas y encontrar problemas de corrosión por CO₂ y por bacterias en sus elementos, se determina que para disminuir las fallas presenciadas por perdida de integridad es necesario buscar otras alternativas de materiales que al ser implementados ayuden a mitigar este problema como también garantizar que la calidad del agua de inyección sea la adecuada.

La experiencia de campo aporta información tan interesante como los análisis de laboratorio para la selección del material.

Después de una evaluación de ventajas y desventajas, se realiza el mejor trabajo posible por encontrar el material que le permita tener al componente un mayor run life según la protección que le brinde contra la corrosión; pero también hay que tener en cuenta que la resistencia a la corrosión no es ilimitada, sino que el objetivo de la implementación es simplemente incrementar el tiempo de vida útil del componente.

La selección final de la mejor opción del material, basada en costos sólo se debe realizar cuando se tiene más de una opción de materiales para optimizar con

propiedades similares, y siempre debe estar asociada a una evaluación del factor costo-beneficio, puesto que por lo general las aleaciones que son más resistentes a la corrosión, resultan siendo demasiado costosas.

7 RECOMENDACIONES

De acuerdo al análisis técnico y financiero del proyecto con respecto a la implementación de nuevos materiales en las sartas selectivas, la opción que resultó ser más viable económicamente sería la tubería en acero al carbono reforzada internamente con Fibra de Vidrio junto con un BHA con recubrimiento en níquel en los accesorios y recubrimiento interno y externo de epóxico tanto en los pup joints como en las juntas de tubería. Por lo cual se plantea la posibilidad de realizar un piloto en campo con esta opción de sarta, haciendo un seguimiento a su proceso y dependiendo de los resultados continuar con su implementación.

En el caso de analizar los recubrimientos, se recomienda tener en cuenta que así como la selección del recubrimiento es importante, no se debe dejar de lado detalles como la adecuada preparación de la superficie de la tubería o del componente, que resulta tan primordial como la misma selección del recubrimiento.

Al momento de realizar la selección más óptima del material que cumpla con las especificaciones requeridas, se recomienda el previo análisis de otros casos de aplicación de sartas selectivas para la inyección de agua en la industria petrolera, puesto que es importante conocer el desempeño que haya podido tener el material en otros campos a nivel mundial y las condiciones de operación a las que fueron sometidos.

BIBLIOGRAFÍA

ADRENACCI Alfredo, WONG Dennis, GUAN Shiwei y MAYES Peter. Development of a New Two-Layer Polyethylene Coating Using State of the Art Adhesive Technology. NACE Paper No 09049 [online]. 2009 [citado el 20 de Febrero de 2015]. Disponible en OnePetro, Universidad Industrial de Santander.

ASESORÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS AIP S.A.S. Adquisición de Parámetros de Yacimientos: Registros memorizados de inyección. 2015 [citado 20 de Septiembre de 2015]. Disponible en Base de datos Occidental de Colombia.

----- . Reporte diario de operaciones MILT-MICROTORQUE. Septiembre 2015 [citado 22 de Septiembre de 2015]. Disponible en Base de datos Occidental de Colombia.

BARNECK M. R y PETERSEN D.G. Drillable Selective Injection Equipment. SPE 24326 [online], May 1992 [citado el 25 de Marzo de 2015]. Disponible en OnePetro, Universidad Industrial de Santander.

BURK Robert y STRAIN Daniel. Polyethylene. Proceedings fourth World Petroleum Congress, Section IV/C, Paper 4 [online], [citado el 20 de Febrero de 2015]. Disponible en OnePetro, Universidad Industrial de Santander.

FIGOVSKY Oleg y BEILIN Dmitry. Crack-Resistant and Anticorrosive Coatings Based on Vulcanized Water Dispersion of Chlorine-Sulfo-Polyethylene. NACE Paper No 10036 [online]. 2010 [citado el 20 de Febrero de 2015]. Disponible en OnePetro, Universidad Industrial de Santander.

FRANKS A.P. The Use of Selective Injection Equipment in the Rangely Weber Sand Unit. SPE 21649 [online], April 1991 [citado el 20 de Agosto de 2015]. Disponible en OnePetro, Universidad Industrial de Santander.

GAVRILYUK Y.A, PEREVOSHCHIKOV D.O, SHLYAPNIKOV Y.V y AGAFONOV A.A. Use of Fiberglass Equipment in Petroleum Production. SPE 162068 [online], October 2012 [citado 25 de Marzo de 2015]. Disponible en OnePetro, Universidad Industrial de Santander.

GOMEZ Vicente, GOMEZ Adriana, y DURAN Javier. Analytical Simulation of the Injection/Production System of La Cira East and North Areas Using CGM Method. SPE 121854 [online], May-June 2009 [citado 10 de Febrero de 2015]. Disponible en OnePetro, Universidad Industrial de Santander.

GWE, PESA ENGINEERING. Fiberglass-Systems, Tuberías de Fibra de Vidrio para agua, geotermia, petróleo y gas. Documento Online. Computadores Universidad Industrial de Santander [citado el 25 de Marzo de 2015]. Disponible en internet: http://www.gwe-tubomin.com/docs/7_otros_productos/5_fibra_de_vidrio/fibra_de_vidrio.pdf

LOPEZ E.A. y BONILLA Antonio. Casing-Drilling Application in the Depleted La Cira Infantas Mature Field, Colombia. SPE 139020 [online], December 2010 [citado 10 de Febrero de 2015]. Disponible en OnePetro, Universidad Industrial de Santander.

LUQMAN Abdulla, NOUR Maher. Failure of Internally Coated Fusion Bonded Epoxy in Water-Injection Flowlines. SPE 171835 MS [online], November 2014 [citado el 8 de Abril de 2015]. Disponible en OnePetro, Universidad Industrial de Santander.

MAINER F. B, ARAUJO M. M. On the effect of the Electroless Nickel-Phosphorus Coating defects on the Performance of this Type of Coating in Oilfield Enviroments. SPE 23635 [online]. 1994 [citado el 6 de Abril de 2015]. Disponible en OnePetro, Universidad Industrial de Santander.

MASSAGLIA E, BALDASSA D, PONCE C, ZALAZAR B. Injector-Well Completion Designs for Selectively Waterflooding Up to 18 Zones in a Multilayered Reservoir: Experiences in the Cerro Dragon Field. SPE 99997 [online], April 2006 [citado el 26 de Agosto de 2015]. Disponible en OnePetro, Universidad Industrial de Santander.

MEGA MEX. Aceros Inoxidables Duplex. Documento Online. Computadores Universidad Industrial de Santander [citado el 27 de Marzo de 2015]. Disponible en Internet: <http://www.megamex.com/span/duplex-stainless-steel.htm>.

NICOLINO Sandro. Acero 3% Cromo, Tenaris University. Mayo 2009 [citado 27 de Junio de 2014]. Disponible en Base de datos Occidental de Colombia.

OCCIDENTAL DE COLOMBIA / EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS-ECOPETROL. Revisión Integridad Pozos Inyectores Fallas 2013. [En línea] Departamento de Ingeniería y Control de Producción: La Cira Infantas. [Bogotá, Colombia] Diciembre, 2013 [citado 04 de Julio de 2015]. Disponible en Base de datos Occidental de Colombia.

----- . Análisis de Falla Inyectores. [En línea] Departamento de Ingeniería y Control de Producción: La Cira Infantas. [Bogotá, Colombia] Mayo, 2014 [citado 08 de Agosto de 2015]. Disponible en Base de datos Occidental de Colombia.

----- . Resultados Análisis de Falla Well Services Pozos Inyectores. [En línea] Departamento de Ingeniería y Control de Producción: La Cira Infantas. [Bogotá,

Colombia] 2013 [Citado 28 de Junio de 2015]. Disponible en Base de datos Occidental de Colombia.

------. Resultados Análisis de Falla Well Services Pozos Inyectores. [En línea] Departamento de Ingeniería y Control de Producción: La Cira Infantas. [Bogotá, Colombia] 2012 [citado 27 de Junio de 2015]. Disponible en Base de datos Occidental de Colombia.

------. Resúmen Análisis de Falla pozos inyectores. [En línea] Departamento de Ingeniería y Control de Producción: La Cira Infantas. [Bogotá, Colombia] 2015 [citado 18 de Agosto de 2015]. Disponible en Base de datos Occidental de Colombia.

OCCIDENTAL DE COLOMBIA. Estadísticas de falla en las sartas de inyección selectiva. [En línea] Departamento de Ingeniería y Control de Producción: La Cira Infantas. [Bogotá, Colombia] 2015 [citado 15 de Septiembre de 2015]. Disponible en Base de datos Occidental de Colombia.

------. Generalidades Sistema de Inyección LCI. [En línea] Departamento de Ingeniería y Control de Producción: La Cira Infantas. [Bogotá, Colombia] Septiembre 2013 [citado 06 de Agosto de 2015]. Disponible en Base de datos Occidental de Colombia.

OIL TOOLS Servicio de Completación. Diciembre 2014 [citado 20 de Agosto de 2015]. Disponible en Base de datos Occidental de Colombia.

OLARTE P, AMAYA R, CORTES G, ARTOLA P, YEGUEZ R. World's First Fracturing-Stimulation Application Through Selective Injection Completion: Casabe Field. SPE 138860 [online], December 2010 [citado el 22 de Febrero de 2015]. Disponible en OnePetro, Universidad Industrial de Santander.

PERALTA D, MAGGIONI A, GARCIA R y MARTIN D. Successful Application of Glass Reinforced Epoxy (GRE) Casing in Hydraulically Fractured Water-Injection Wells. SPE 102144 [online], September 2006 [citado el 8 de Abril de 2015]. Disponible en OnePetro, Universidad Industrial de Santander.

PRIETO Maria Elizabeth, MANTILLA Jorge, OWENS Brian Keith, LOBO Adriano y FERNANDEZ Fabian. Redevelopment Progress for Colombia's La Cira-Infantas Field. SPE 120794 [online], May-June 2009 [citado 10 de Febrero de 2015]. Disponible en OnePetro, Universidad Industrial de Santander.

RAMÍREZ Jetzabeth. Pruebas de trazadores en la recuperación de hidrocarburos. México, D.F. Septiembre de 2008. Documento Online [citado el 10 de Octubre de 2015]. Disponible en Internet: <http://www.ai.org.mx/ai/archivos/coloquios/5/Pruebas%20de%20Trazadores%20en%20la%20Recuperacion%20de%20Hidrocarburo.pdf>

SHARIF Qamar, ESMAIL Omar, RADHAKRISHNAN Gokulnath, SIMPSON John y BREMNER Martin. Experience with fiberglass (GRE) lined carbon steel tubular for corrosion protection for oil production applications. SPE 160236 [online], October 2012 [citado 25 de Marzo de 2015]. Disponible en OnePetro, Universidad Industrial de Santander.

SHERIK A.M, AJWAD H, RASHEED A.H, JABRAN A y ORTIGUERRA R.G. Adhesion and corrosion Performance of Nanostructured Nickel and Cobalt-based coatings. NACE Paper No 08025 [online]. 2008 [citado el 6 de Abril de 2015]. Disponible en OnePetro, Universidad Industrial de Santander.

SOTO, Rodolfo. Inyección de agua de la A a la Z. PetroSkills, Agosto de 2012 [citado 5 de Julio de 2015]. Disponible en Base de datos Occidental de Colombia.

SUAREZ R, ZALAZAR M, SALINAS D, BESSONE J. Fallas de Recubrimientos Metálicos empleados en quipos de producción de petróleo. Jornadas SAM/CONAMET/SIMPOSIO materia 2003 [online], 2003 [citado el 6 de Abril de 2015]. Disponible en OnePetro, Universidad Industrial de Santander.

THE DOW CHEMICAL COMPANY. Polietileno, La elección correcta para tubos. Documento Online. Computadores Universidad Industrial de Santander [citado el 20 de Febrero de 2015]. Disponible en Internet: http://msdssearch.dow.com/PublishedLiteratureDOWCOM/dh_0381/0901b80380381627.pdf?filepath=plastics_la/pdfs/noreg/003-09832.pdf&fromPage=GetDoc

TURNIPSEED Stephen, KOSTER Michael y AGHAR Hani. Use of large diameter fiberglass lined tubing in highly deviated offshore water injection wells. NACE paper No. 78 [online], 1997 [citado 25 de Marzo de 2015]. Disponible en OnePetro, Universidad Industrial de Santander.

WILLIAMS J.G. Oil Industry Experiences with Fiberglass Components. OTC 5380 [online], April 1987 [citado 25 de Marzo de 2015]. Disponible en OnePetro, Universidad Industrial de Santander.

ZHONGZHI Han, XIAOJUN Guo, QIBIN Zhang, SHAOMING Duan, YUYOU He y HAOLIANG Liu. Development of Anti-cathodic Disbonding Epoxy Coating. NACE Paper No 3927 [online], March 2014 [Citado el 8 de Abril de 2015]. Disponible en OnePetro, Universidad Industrial de Santander.