

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA APLICACIÓN DE LOS
DISPOSITIVOS DE CONTROL DE INFLUJO AUTÓNOMOS Y EL
IMPACTO DEL ARENAMIENTO EN SU DESEMPEÑO A SER
EVALUADAS EN LAS ARENAS “D” DE LA FORMACION OFICINA,
BLOQUE JUNIN**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Edgar A. Dávila S.
para optar por el Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Noviembre de 2015

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA APLICACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE CONTROL DE INFLUJO AUTÓNOMOS Y EL IMPACTO DEL ARENAMIENTO EN SU DESEMPEÑO A SER EVALUADAS EN LAS ARENAS “D” DE LA FORMACION OFICINA, BLOQUE JUNIN

Tutor Académico: Prof. Pedro Díaz

Tutor Industrial: Ing. Eliana Alvarado

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Edgar A. Dávila S.
para optar por el Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Noviembre de 2015



Universidad Central de Venezuela
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería de Petróleo
Caracas

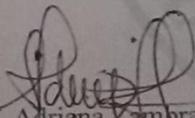


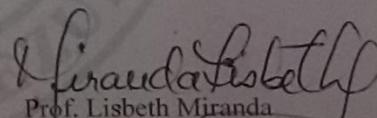
ACTA

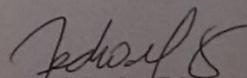
Quienes suscriben, integrantes de la totalidad del jurado examinador del Trabajo Especial de Grado, titulado: **“FACTIBILIDAD TÉCNICO – ECONÓMICA DE LA APLICACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE CONTROL DE INFLUJO AUTÓNOMOS Y EL IMPACTO DEL ARENAMIENTO EN SU DESEMPEÑO A SER EVALUADAS EN LAS ARENAS “D” DE LA FORMACIÓN OFICINA, BLOQUE JUNÍN”**, presentado por el Br. EDGAR DAVILA, titular de la Cédula de Identidad No. 20.761.476. Para optar al título de Ingeniero de Petróleo, acordaron por unanimidad solicitarles a las autoridades correspondientes de la Facultad de Ingeniería, tengan a bien otorgar **MENCIÓN HONORÍFICA** al Trabajo de Grado antes mencionado.

Esta solicitud se hace con base a la originalidad del enfoque utilizado para tratar el tema presentado y a la excelencia, tanto de su contenido como de su presentación formal, atributos que lo convierten en una fuente de referencia útil.

Se levanta la presente Acta en Caracas, a los cuatro (04) días del mes de noviembre del año dos mil quince


Prof. Adriana Zambrano
Jurado Principal


Prof. Lisbeth Miranda
Jurado Principal


Prof. Pedro Díaz
Tutor Académico

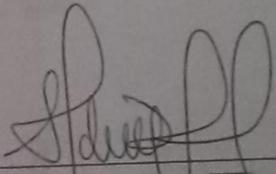
Caracas, Noviembre de 2015

CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el bachiller: Edgar A. Dávila S., titulado:

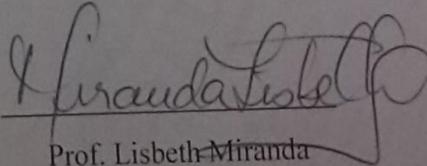
FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA APLICACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE CONTROL DE INFLUJO AUTÓNOMOS Y EL IMPACTO DEL ARENAMIENTO EN SU DESEMPEÑO A SER EVALUADAS EN LAS ARENAS "D" DE LA FORMACION OFICINA, BLOQUE JUNIN

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniera de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



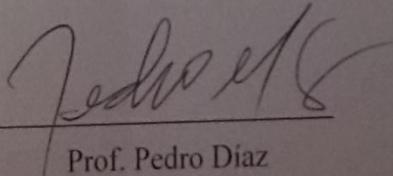
Prof. Adriana Zambrano

Jurado



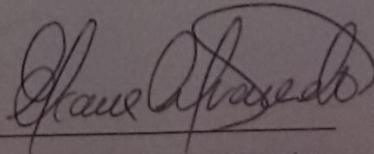
Prof. Lisbeth Miranda

Jurado



Prof. Pedro Díaz

Tutor Académico



Ing. Eliana Alvarado

Tutor Industrial

DEDICATORIA

A las mujeres más importantes en mi vida

Mi madre, Isabel Teresa Santiago Meza,

Mi esposa, Loveida Coromoto Montilla Rivero

Mi hija Ana Isabel Dávila Rivero

Y mi segunda madre donde quiera que este

Marnely Yolanda Santiago.

Las Amo.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme la fortaleza espiritual cuando lo necesite.

A la Ilustre Universidad Central de Venezuela por despertar y mantener en mí una curiosidad insaciable.

A mis Padres, Chavela y Edgar, por su apoyo incondicional en todos los aspectos.

A mis hermanos, Johana y Yiyo, por ser mis compañeros de por vida.

A mi amada esposa, Loveida, por permitirme ser su compañero en las buenas y en las malas.

A mis Segundos Padres, Marnely y Luis, por apoyarme como uno de sus hijos.

A mi Tíos (as), Edith, Nancy, Pancho, Jenny, Sonia, Haggeo, Midayra y Ernesto, por convertirse en mí sostén cuando los necesite.

A mis primos (as), Haggeo, Margareth, Javier (cuñado), Yaina, Roy, Yirami, David, Carlos Luis, Robin, y Ghiliana, por apoyarme y siempre creer en mí.

A mis amigos (as) más cercanos Yehimy, Jonathan y Elvis, por compartir momentos inolvidables conmigo.

A mi Tutor Académico, Pedro Díaz, por nunca perder la fe en mí y convertirse en un amigo y consejero en la profesional y personal para toda mi vida. Mi Aprecio y agradecimiento infinito.

A mi Tutora Industrial, Eliana Alvarado, por ser un Ángel en mi camino en esta nueva etapa de mi vida y convertirse en mi mentora. Mi respeto y cariño eterno.

A Statoil Venezuela C.A. por su apoyo en la realización del presente trabajo.

Estaré por siempre agradecido a todas las personas que estuvieron apoyándome de alguna u otra manera durante mi carrera universitaria: **¡Lo Logramos!**

Dávila S., Edgar.

**FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA APLICACIÓN DE LOS
DISPOSITIVOS DE CONTROL DE INFLUJO AUTÓNOMOS Y EL
IMPACTO DEL ARENAMIENTO EN SU DESEMPEÑO A SER
EVALUADAS EN LAS ARENAS “D” DE LA FORMACION OFICINA,
BLOQUE JUNIN**

Tutor Académico: Prof. Pedro Díaz. Tutor Industrial: Ing. Eliana Alvarado
Tesis Caracas. UCV. Facultad de Ingeniería. Escuela de petróleo. Año 2015

Palabras clave: AICD, Control de Influjo, Arenamiento, Producción de Arena, Faja Petrolífera del Orinoco.

Resumen:

Uno de los mayores retos de la perforación horizontal en yacimientos heterogéneos consiste en mantener un aporte eficiente de todo el brazo productor. La explotación de un campo en el bloque Junín de la Faja Petrolífera de Orinoco ha demostrado que este efecto favorece la entrada de agua a través de canales preferenciales acortando la vida productiva del pozo y la recuperación del campo. Los dispositivos de control de influjo autónomos (AICD, *Autonomous Inflow Control Device*) podrían representar una solución a estos problemas.

Los AICD consisten en válvulas colocadas en secciones del brazo productor para equilibrar la contribución de las zonas abiertas a flujo capaces de imponer restricción adicional ante la presencia de fluidos no deseados como el agua y/o gas, favoreciendo un barrido eficiente y retrasando la irrupción de los mismos. Sin embargo, esta tecnología no ha sido probada en yacimientos característicos de la Faja. En esta investigación se compara la tecnología AICD con otras tecnologías de control de influjo y se realiza el primer acercamiento a la tecnología con la finalidad de evaluar su factibilidad técnica y económica, y el impacto del arenamiento en su desempeño.

Se desarrollo una metodología para definir trayectorias y ubicaciones de pozos con menor riesgo de arena, y condiciones de monitoreo para reducir su producción, por medio del análisis de curvas de producción y datos de arena, generando mapas de riego y proponiendo recomendaciones para la elaboración de un plan piloto. Se realizo un análisis económico tomando en cuenta los resultados de simulación de un modelo realístico del área facilitado por Statoil Venezuela C.A.

El resultado mostró la posibilidad de minimizar el riesgo de arena a través de condiciones de explotación estable (caída de presión), en una dirección de perforación preferencial (noroeste-sureste) y la factibilidad económica de la tecnología para un pozo nuevo.

ÍNDICE GENERAL

Índice de figuras.....	viii
Índice de tablas.....	xii
Introducción	1
Planteamiento del problema.....	3
1.1 Objetivos	3
1.1.1. Objetivo General	3
1.1.2. Objetivos específicos	3
1.2. Alcance	4
1.3. Limitaciones	5
1.4. Justificación.....	5
Marco Teórico.....	6
2.1. Generalidades del Área.....	6
2.2. Generalidades de los fluidos.....	7
2.2.1 Crudo espumante.....	7
2.3. Descripción del área de estudio.....	8
2.3.1 Ubicación geográfica	8
2.3.2 Geología y yacimiento	9
2.3.3 Condiciones de la estrategia de desarrollo	11
2.3.4 Producción de arena	13
2.4. Pérdidas de presión en la sección horizontal de un pozo productor.....	13
2.4.1 Consecuencias de las caídas de presión desigual en la sección horizontal.....	16
2.5. Control de Influjo en la sección horizontal	17
2.5.1 ICD tipo canal laberinto	19
2.5.2 ICD tipo canal helicoidal	20
2.5.3 ICD tipo tubo (<i>tube-type</i>).....	21
2.5.4 ICD tipo boquilla (<i>nozzle-type</i>).....	21
2.5.5 ICD tipo orificio	22
2.6. Dispositivos de control de influjo autónomos	23
2.6.1 AICD tipo aleta (<i>flapper-type</i>).....	23
2.6.2 AICD tipo bola (<i>ball-type</i>).....	24
2.6.3 AICD tipo expansible (<i>swellable-type</i>).....	25

2.6.4	AICD tipo disco (<i>disc-type</i>)	26
2.7	Ventajas de la AICD ante las ICD.....	29
2.8	Producción de arena y/o finos	32
2.8.1	Naturaleza de la producción de arena	32
2.8.2	Causas de la producción de arena	34
2.8.3	El arenamiento y la geomecánica.....	37
Metodología	40
3.1	Revisión bibliográfica y recopilación de información	41
3.2	Visualización de tecnologías de control de flujo	41
3.2.1	Incertidumbre en la descripción del yacimiento	42
3.2.2	Mayor flexibilidad de desarrollo.....	43
3.2.3	Tamaño de la tubería de completación.....	43
3.2.4	Valor de la información	44
3.2.5	Pozos multilaterales	44
3.2.6	Permeabilidad de la formación.....	44
3.2.7	Herramientas de modelado disponibles	44
3.2.8	Confiablez de los equipos a largo plazo	45
3.2.9	Limpieza de los pozos.....	46
3.2.10	Costo de equipos	46
3.2.11	Instalación	47
3.3	Estudio de datos de arenamiento	48
3.3.1	Arenamiento vs. dirección de perforación	49
3.3.2	Variables relevantes en el arenamiento.....	53
3.4	Mejores prácticas en el diseño de la completación AICD.....	54
3.4.1	Visualización y aplicabilidad de la tecnología.....	55
3.4.2	Estimaciones de la productividad del pozo y balance.....	55
3.4.3	Identificación y optimización de dispositivo pasivo	57
3.4.4	Flujo anular	64
3.5	Análisis económico de la tecnología AICD	65
Análisis de resultados.....		69
4.1	Visualización de tecnologías de control de flujo	69
4.2	Datos de arenamiento	71
4.2	Arenamiento y dirección de perforación	74

4.3	Selección del área piloto.....	81
4.4	Completación AICD para el área de estudio	84
4.5	Análisis económico	87
	Conclusiones	98
	Recomendaciones.....	100
	Referencias Bibliográfica.....	101

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Localización de la Faja Petrolífera del Orinoco y división en zonas de exploración y producción	7
Figura 2: Ubicación del área del área de estudio en la Faja Petrolífera del Orinoco	8
Figura 3: Columna estratigráfica del área de estudio.....	9
Figura 4: Perfil producción de agua del área de estudio/Capacidad de manejo de agua del área de estudio	11
Figura 5 : Esquemático de Perforación de un pozo tipo del área de estudio	11
Figura 6: Mapa del área de estudio	12
Figura 7: Granulometría tipo del área de estudio a través de un Liner de 500 micrones.....	13
Figura 8: Producción acumulada de crudo para diferentes longitudes de sección horizontal	15
Figura 9: Caídas de presión a lo largo de la sección horizontal	16
Figura 10: Entrada de agua vertical, según resultados de simulación en un pozo del área de estudio)	17
Figura 11: Esquema de patrón de flujo ICD	18
Figura 12: Dispositivo de control de influjo original	19
Figura 13: ICD tipo Canales de laberinto	20
Figura 14: ICD tipo Canal helicoidal	20
Figura 15: ICD tipo canales helicoidales con slots	21
Figura 16: ICD tipo tubo ¹	21
Figura 17: ICD tipo Boquilla	22
Figura 18: ICD tipo orificio	22
Figura 19: AICD tipo aleta ¹	24
Figura 20: AICD tipo bola	25
Figura 21: AICD tipo expandible	25
Figura 22: AICD tipo disco, controlada por zona de estancamiento o resorte	26

Figura 23: RCP, controlada por zona de estancamiento o resorte	27
Figura 24: Modelo simplificado de AICD flujo dividido y patrones de flujo	27
Figura 25: Comparación teórica AICD vs ICD	30
Figura 26. Cronología y proveedores (A) ICD	31
Figura 27: Geometría de un arco estable rodeando una perforación	34
Figura 28: Flujo de trabajo.....	40
Figura 29: Matriz de comparación simplificada para comparar tecnologías en una aplicación específica.	42
Figura 30: Distribución de los datos depurados.....	49
Figura 31: Sub-cuadrantes de trabajo.....	49
Figura 32: Pozo 01. El corte de arena está influenciado por la llegada de agua.	50
Figura 33: Pozo 02. Apertura acelerada y mayores tasas de producción de arena.	51
Figura 34: Producción de arena (gr/ bls) en función de la dirección de perforación, Arenas “D”	51
Figura 35: Producción de arena vs. Dirección de perforación para todas las macollas del campo de estudio.....	52
Figura 36: RPM vs. producción de arena.....	53
Figura 37: QL vs. producción de arena.....	53
Figura 38: ΔP vs. producción de arena	54
Figura 39: Modelo de fluido para análisis nodal en el brazo productor	56
Figura 40: Modelo de fluido para análisis nodal en el brazo productor con (A)ICD	57
Figura 41: Caída de presión a través de la RCP en un crudo sintético de 3000 cp y agua	59
Figura 42: Ejemplo simplificado para diseño de completación con dispositivos AICD).....	60
Figura 43: Impacto de las (A) ICD para equilibrar el aporte de zonas de diferente permeabilidad.....	62
Figura 44: Diseño de AICD a través de un equipo multidisciplinario	63
Figura 45: efecto de la tasa vs las caídas de presión en el fenómeno de arenamiento.	72

Figura 46: Producción de arena a Caída de presión constante en un pozo del área de estudio.	73
Figura 47: Frecuencia de Arenamiento grave a diferentes valores de caída de presión.	74
Figura 48: Ejemplo de pozos en determinada dirección (este) para elaboración del polígono de producción de arena.	75
Figura 49: Polígono de producción de arena en función de la dirección según los datos de producción.....	75
Figura 50: Polígono de producción de arena en función de la dirección según los datos de producción para la arena D3 del área de estudio.	76
Figura 51: Dirección de pozos completados en D arenados contra polígono de riesgo de arena.....	77
Figura 52: Producción de arena vs caída de presión, en la dirección del cuadrante I.	77
Figura 53: Frecuencia de producción de arena grave, en la dirección del cuadrante I.	78
Figura 54: Producción de arena vs caída de presión, en la dirección del cuadrante II.....	78
Figura 55: Frecuencia de producción de arena grave, en la dirección del cuadrante II.....	79
Figura 56: Producción de arena vs caída de presión, en la dirección del cuadrante III.	79
Figura 57: Frecuencia de producción de arena grave, en la dirección del cuadrante III.	80
Figura 58: Producción de arena vs caída de presión, en la dirección del cuadrante IV.	80
Figura 59: Frecuencia de producción de arena grave, en la dirección del cuadrante IV.	81
Figura 60: Zonas con mayor concentración de arena en el área de estudio.	82
Figura 61: Mapa de calidad para los miembros D2 y D3.	86
Figura 63: Ganancial de crudo AICD según modelo realístico del área de estudio ...	88

Figura 64: Comportamiento del crudo y agua según perfiles ajustados para reconstruir el ganancial de la simulación (Tasa inicial: 600 barriles).....	89
Figura 65: Comportamiento del crudo acumulado (NP) según los perfiles ajustados para reconstruir el ganancial de la simulación	90
Figura 66: Comparación de ganancias entre pozos disponibles para aplicación de tecnología AICD en el área de estudio.....	92
Figura 67: Caso base vs menor longitud.....	94
Figura 68: Sensibilidad económica para distinta cantidad de dispositivos	95
Figura 69: Curvas de ganancial de crudo a los diferentes años del proyecto y acumulado final.	96
Figura 70: Flujo de caja acumulado para diferentes escenarios del proyecto.....	97

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Ejemplos de fórmula para el cálculo de tasa de flujo a través de diferentes tipos de dispositivos de control de influjo en función del IP	58
Tabla 2: Distribución de pozos por año disponibles para aplicación de tecnología AICD.....	67
Tabla 3: Resultados de la comparación de las tecnologías activas y pasivas según los criterios aplicados al área de estudio.....	69
Tabla 4: Comparación entre tecnologías AICD disponibles y riesgo de falla	71
Tabla 5: Completación propuesta para el área de estudio.....	85
Tabla 6: Costo tipo de una junta AICD.....	87
Tabla 7: Ganancial de crudo en una zona no conectada (pozo nuevo)	90
Tabla 8: Ganancial de crudo en una zona conectada	91
Tabla 9: Completación propuesta para reentradas	93
Tabla 10: Escenarios evaluados para la curva del proyecto AICD.....	96

INTRODUCCIÓN

La irrupción temprana de fluidos no deseados (agua y gas) en la vida productiva de un pozo es un problema alarmante para la industria petrolera debido a la reducción en la producción de crudo, la reducción de la eficiencia de barrido y el cierre temprano de los pozos productores en función de la capacidad de manejo de los fluidos no deseados.

Con el desarrollo de la tecnología de perforación horizontal se logro maximizar el contacto del pozo con la arena a drenar, permitiendo llegar a más áreas del yacimiento aumentando el factor de recobro y convirtiéndose en el método de perforación común en yacimientos no convencionales (crudos extra pesados). Sin embargo, a medida que la longitud de la sección horizontal aumenta se producen caídas de presión desiguales a lo largo de la zona productora, de la misma forma, alta variación de permeabilidad lateral genera la producción preferencial de fluidos con alta movilidad en la zona más permeable dejando con fluidos de valor las zonas menos permeables, esto perjudica el factor de recobro, reduce el barrido y favorece la irrupción de fluidos no deseados. En función de este problema se han desarrolla tecnologías que permitan la producción eficiente de petróleo retrasando la llegada de fluidos como el agua y/o gas.

Los dispositivos de control de influjo (ICD, *Inflow Control Device*) corresponden a reductores de flujo que generan caídas de presión adicionales en puntos estratégicos de la completación permitiendo un drenaje parejo en la sección productora, aumentado el número de zonas drenadas y retrasando la irrupción del agua o gas. Este dispositivo principalmente restringe el paso de fluido independientemente del tipo de fluido que sea. Esta tecnología se ha aplicado por más de una década (desde 1990) convirtiéndose en una tecnología madura y permitiéndose una nueva generación de dispositivos de control de influjo que aumentan la caída basados en las propiedades del fluido que fluyen a través de estos (por ello el nombre autónomo), permitiendo

ajustar el área de flujo en función de los fluidos presentes y/o ofreciendo mayor resistencia a los fluidos no deseados destacando las razones de movilidad entre las fases presentes en el yacimiento (Agua/Gas/Petróleo). Esta tecnología es conocida como dispositivos de control de flujo autónomos (AICD, *Autonomous Inflow Control Device*).

La principal ventaja de los ICD autónomos ante los ICD convencionales es igualar el diferencial de presión a lo largo de la longitud de todo el pozo, independiente de la ubicación y variación de la permeabilidad. Adicionalmente, para que fluya el agua en una ICD convencional se requería una menor caída de presión comparado cuando fluye el petróleo con lo cual no se tenía un control óptimo de agua ya que por su baja viscosidad le permitía una alta movilidad, pero con la AICD es todo lo contrario para que fluya el agua se requiere una mayor caída de presión, lo cual ayuda a controlar el agua de mejor manera y tener una mayor recuperación de petróleo una vez los fluidos no deseados han alcanzado la zona productora.

Sin embargo, la tecnología AICD no ha sido aplicada en yacimientos tipo FPO (Faja petrolífera del Orinoco) y aun existen algunas incertidumbres asociadas al desempeño de la tecnología. Las condiciones particulares como: la producción de arena y migración de finos y/o el efecto del crudo espumante son algunos aspectos técnicos a considerar para aprovechar al máximo las ventajas que ofrecerían los AICD.

El siguiente trabajo especial de grado (TEG) tiene como finalidad describir la factibilidad técnica de la aplicación de la tecnología AICD en yacimientos fluviales (arenas D) de la formación Oficina en el campo de estudio, enfocado en los aspectos que podrían comprometer el desempeño en cuanto al efecto del arenamiento y proponer un diseño óptimo para pozos completados con esta tecnología, según el riesgo de taponamiento. Finalmente se pretende realizar un estudio económico de la aplicación de los AICD para determinar su factibilidad de aplicación.

CAPÍTULO I

Planteamiento del problema

1.1 Objetivos

1.1.1. Objetivo General

Determinar la factibilidad técnico-económica de la aplicación de las válvulas de control de flujo autónomas y el efecto del arenamiento en las arenas “D” de la formación Oficina en un campo del bloque Junin.

1.1.2. Objetivos específicos

- ✓ Detallar las generalidades del campo de estudio.
- ✓ Recopilar y revisar la información disponible sobre la aplicación de la tecnología AICD.
- ✓ Realizar una comparación entre las tecnologías AICD disponibles.
- ✓ Establecer los retos de la tecnología en el área de estudio.
- ✓ Recopilar y analizar la información disponible sobre los estudios geomecánicos del área de estudio.
- ✓ Organizar la información disponible sobre la producción de arena en los pozos del área de estudio.
- ✓ Establecer las principales causas de arenamiento en el área de estudio.
- ✓ Seleccionar las macollas (grupo de pozos) candidatas a la aplicación piloto de la tecnología en función de la información disponible y los efectos de arenamiento.
- ✓ Establecer un modelo de predicción de arenamiento para las macollas seleccionadas en función de la dirección de perforación y producción de arena.
- ✓ Proponer la dirección óptima de perforación y/o pozos candidatos a la aplicación de la tecnología minimizando el riesgo de taponamiento por arena.
- ✓ Proponer la completación con AICD para los pozos seleccionados.
- ✓ Realizar estudio económico completación AICD vs. completación tipo para pozos del área de estudio.

1.2. Alcance

El presente trabajo especial de grado corresponderá a un acercamiento preliminar a la tecnología AICD, suponiendo potenciales riesgo de taponamiento motivado a la alta producción de arena en el campo de estudio (50 g/ bls promedio). En primer lugar se pretende definir la tecnología, sus principales aplicaciones y el estudio de casos históricos similares al área de estudio que permitan evaluar la factibilidad de la aplicación. La investigación no describirá un caso real aplicado en la FPO ya que no existen antecedentes.

No se pretende realizar un estudio geomecánico del área pero si identificar los principio que rigen la producción de arena y soportarlos con los estudios disponibles en el área en cuánto al estado de los esfuerzos máximos y mínimos.

La investigación no será exclusivamente teórica puesto que se estudiará el comportamiento del arenamiento para minimizar los riesgos en la factible aplicación de la tecnología, según datos de producción de arena en diferentes pozos del área de estudio. Los datos de producción de arena estarán limitados a los pozos completados en las unidades fluviales ya que estos yacimientos corresponden a la prioridad en las primeras campañas de perforación del área de estudio.

Según los resultados en los estudios de arenamiento se propondrán áreas prospectivas para la aplicación piloto de los dispositivos AICD en nuevos pozos o *re-entry*. Esta investigación servirá como base para proponer la re-completación de los pozos existentes pero no se estudiará a fondo esta propuesta.

Es importante destacar la necesidad de sustentar esta investigación con estudios de simulación dinámica que permitan analizar otros factores de desempeño y riesgo en la tecnología. Dichos estudios podrían no estar presentes en el actual trabajo motivado a la disponibilidad de información y limitaciones en herramientas de modelado.

1.3. Limitaciones

Actualmente no se cuenta con las licencias de *software* de modelado que permitan los estudios de simulación dinámica para evaluar el desempeño de la válvula, sin embargo en la medida de lo posible se incluirá el análisis de los modelados realizados por Statoil Venezuela C.A. de encontrarse disponibles durante el tiempo que se realice la investigación.

Existen limitaciones en cuanto la disponibilidad de los datos de producción de arena en el área de estudio, ya que no siempre se encuentra disponible el histórico de producción de toda la población de pozos, por lo cual se limitará la investigación a las macollas con la que se cuente con esta información.

1.4. Justificación

La investigación actual está enmarcada en los proyectos de aplicación de nuevas tecnologías para el campo de estudio, específicamente la investigación aportará insumos para las fases de visualización y selección del proyecto de aplicación de tecnología de control de influjo para retrasar la irrupción de agua y maximizar el factor de recobro primario de los pozos del campo del área de estudio.

CAPÍTULO II

Marco Teórico

2.1. Generalidades del Área

La Faja Petrolífera del Orinoco tiene unos 700 kilómetros de largo y abarca desde Tucupita, Delta Amacuro, atraviesa los estados Monagas y Anzoátegui, y cubre parte del estado Guárico. Tiene un ancho de 32 a 100 kilómetros y su área abarca unos 55.314 kilómetros cuadrados. Geológicamente es la parte sur de oriente, sub cuenca de Maturín, y geográficamente se le ha dado el nombre de Orinoco porque en parte limita con este río. El delineamiento de su parte norte se fue construyendo desde mediados de los años treinta, a medida que el taladro exploraba la sub cuenca de Maturín y se avanzaba en dirección este-oeste y viceversa hacia el sur.

Una de las características de las formaciones que conforman los yacimientos de crudos extra pesados y pesados es que son arenas no consolidadas, es decir, que los granos de arenas tienen poca adhesión entre sí y por lo tanto están bastante sueltos. Esta condición de poca consolidación hace que el yacimiento en su estado virgen muestre alta porosidad y alta permeabilidad pero al ser perforado, la pared del hoyo se vuelve bastante inestable, causando problemas de arenamiento y en caso de la toma de núcleos mediante métodos convencionales la operación se haga imposible ^[1].

La Faja Petrolífera del Orinoco está dividida en cuatro zonas de exploración y producción: Boyacá (antiguamente conocida como Machete), Junín (antes Zuata), Ayacucho (antiguo Hamaca); y Carabobo (antes Cerro Negro). El área actual en explotación es de 11.593 kilómetros cuadrados. En la Figura 1 se muestra la ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco y su división.

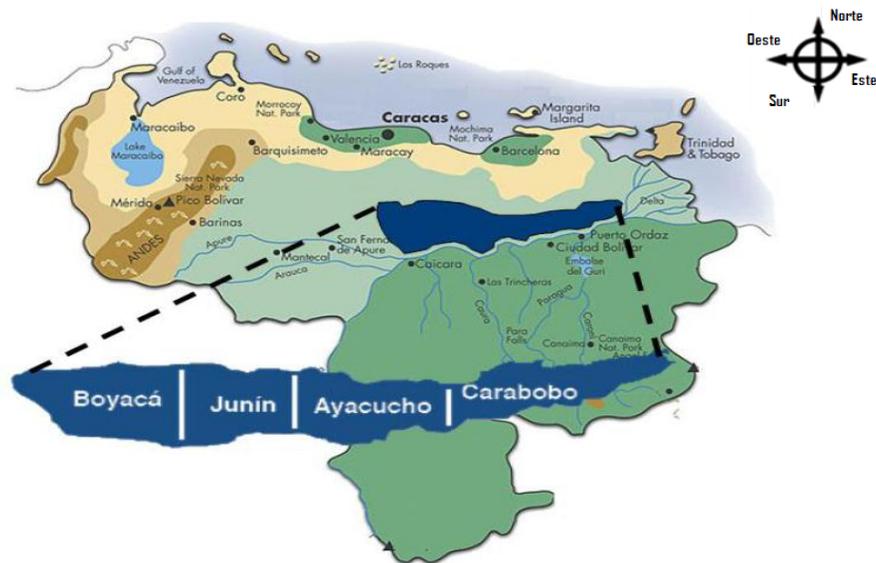


Figura 1: Localización de la Faja Petrolífera del Orinoco y división en zonas de exploración y producción [2]

2.2. Generalidades de los fluidos

El petróleo contenido en la Faja Petrolífera del Orinoco es mayormente considerado como extra-pesado, es decir, con gravedades API menores a 10° . Si bien las propiedades petrofísicas y geológicas de las diferentes zonas difieren entre ellas es posible afirmar que la porosidad se encuentra en el rango del 30% mientras que las permeabilidades varían entre 10 y 20 Darcys. Los espesores de arena se encuentran entre 50 y 200 pies y dichas arenas se encuentran a profundidades someras [3].

2.2.1 Crudo espumante

Además de las características únicas de los yacimientos de la faja, los fluidos extra-pesados contenidos en estas acumulaciones presentan una condición denominada crudo espumante. Es decir, presentan una fase gaseosa dispersa en una fase continua de petróleo. Este fenómeno ocurre por la nucleación de un gran número de pequeñas burbujas de gas que no consiguen coalescer y permanecen dispersas en el petróleo aún cuando la presión del yacimiento sea menor que la presión de burbujeo. La

espuma persiste durante varias horas en superficie e induce una viscosidad anormalmente baja. Este fenómeno explica porque los crudos espumosos presentan una mejor movilidad y fluyen en el yacimiento a tasas mucho mayores que las estimadas utilizando la ley de Darcy [4].

En crudos muy viscosos, el gas que sale de solución no conecta a burbujas de poros vecinos, entonces al fluir al pozo las burbujas crecen y en lugar de coalescer se dividen en burbujas más pequeñas. Este proceso de ruptura de burbujas mantiene el gas disperso en el petróleo, el cual mantiene una relación gas-petróleo y una viscosidad baja [3].

2.3. Descripción del área de estudio

2.3.1 Ubicación geográfica

El área de estudio está ubicada en la localidad de San Diego de Cabrutica, municipio Monagas al sur del Estado Anzoátegui, en el Bloque Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco, con una extensión de 399,25 Km².

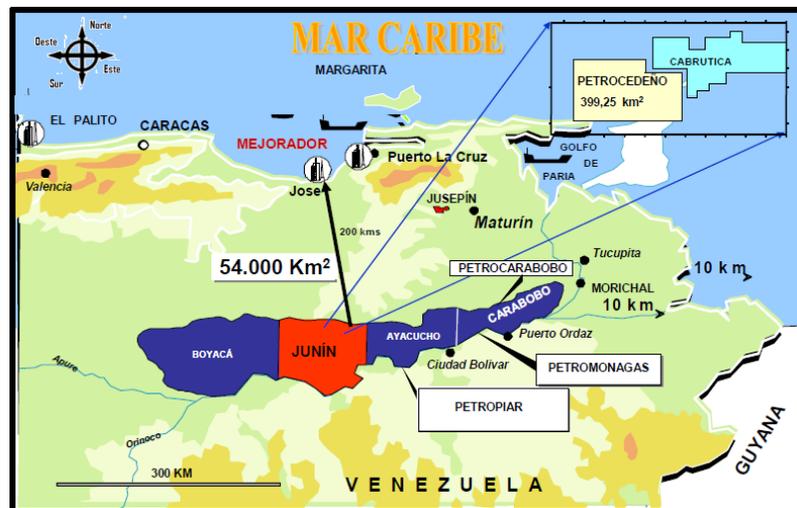


Figura 2: Ubicación del área del área de estudio en la Faja Petrolífera del Orinoco (Fuente: Statoil Venezuela C.A.)

2.3.2 Geología y yacimiento

La unidad productora en el área de estudio corresponde a la formación Oficina, Miembro Mioceno Temprano; que se caracteriza por presentar cuerpos arenosos que poseen un patrón meandriforme del tipo deltaico y fluvial (figura 3), las cuales descansan discordantemente sobre la formación Tigre/Canoa (Cretácico) que a su vez, se encuentra bajo la formación Carrizal (cámbrico). Las arenas no consolidadas que conforman el área de estudio pueden ser:

- ✓ Arenas con canales en formas de meandros formadas en su mayoría en la zona deltaica.
- ✓ Canales entrelazados en la zona fluvial.

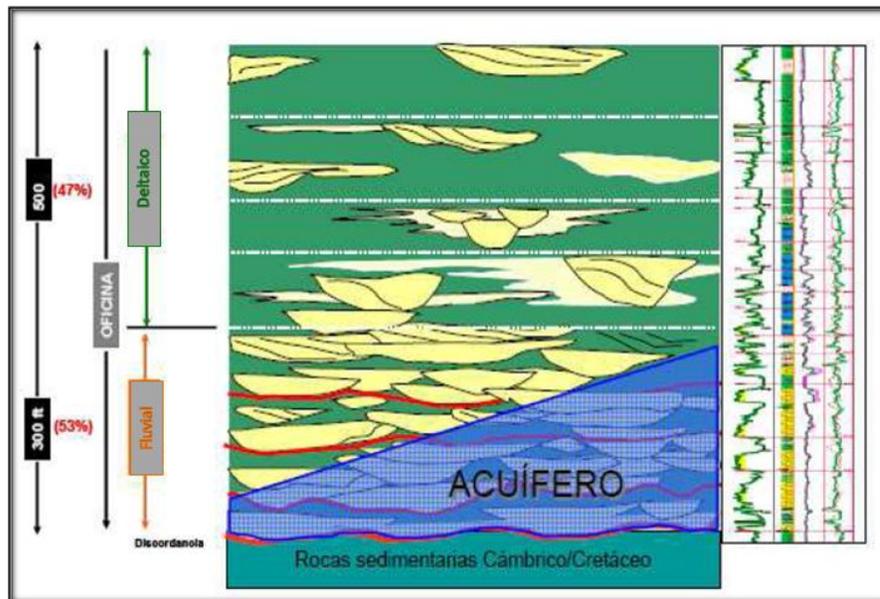


Figura 3: Columna estratigráfica del área de estudio (Fuente: Statoil Venezuela C.A.)

Estos yacimientos producen bajo el mecanismo de la expansión del gas en solución con el consiguiente agotamiento de la presión de yacimiento. Los pozos están completados con bombas de cavidad progresiva (BCP). Además de una sarta de producción compuesta por tubería de 5^{1/2}” y tubería de 1,315” la cual se conecta a otra tubería de 2^{3/8}” para la inyección de diluyente. En algunos pozos se distingue el

empuje hidráulico del acuífero basal que constituye un mecanismo de producción adicional.

La presencia de un acuífero activo, evidenciado en la producción de los pozos de las arenas fluviales es un hecho a tener en cuenta en la descripción del campo. Se evidencia la canalización del agua en los pozos, no existe un barrido uniforme del acuífero en las arenas fluviales, la alta relación de movilidad favorece el adedamiento causando una alta producción de agua.

La heterogeneidad presente en los yacimientos fluvio-deltaicos ha significado un reto para la definición del acuífero, evidenciando mayor complejidad geológica que la esperada. Sin embargo, el comportamiento de la producción ha confirmado la entrada vertical y lateral del agua en los pozos. Este fenómeno debido a la presencia o no de formaciones sello o lutitas que aíslan el acuífero de las zonas saturadas de crudo. La inconsistencia de este sello ha permitido que el agua tome canales preferenciales a formaciones superiores inundando parte de las zonas prospectivas he impactando las reservas del campo. Actualmente, el campo se encuentra en el límite de capacidad de manejo de agua en superficie, lo que obliga a limitar la producción en función del agua producida. Como se muestra en la figura 4, la grafica de producción del campo para petróleo y agua.

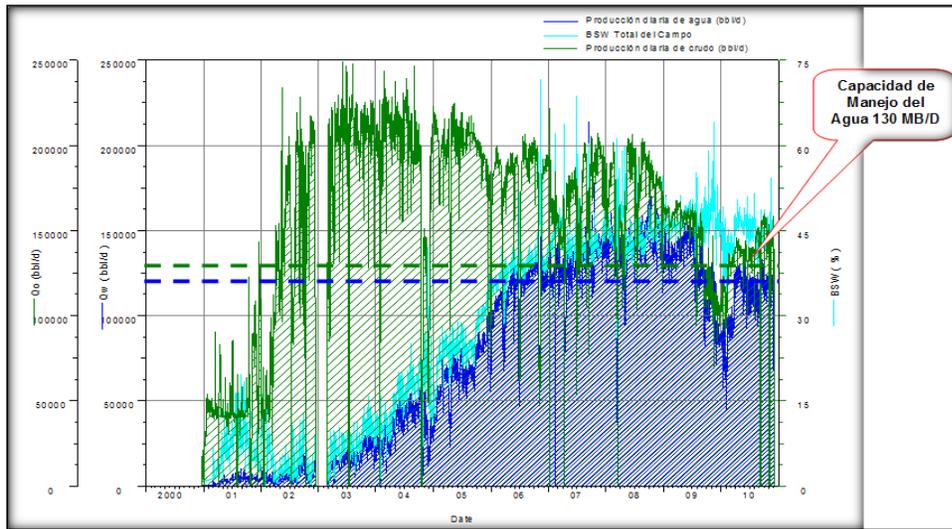


Figura 4: Perfil producción de agua del área de estudio/Capacidad de manejo de agua del área de estudio (Fuente: Statoil Venezuela C.A.)

2.3.3 Condiciones de la estrategia de desarrollo

Actualmente el campo cuenta con un total 697 pozos productores de petróleo distribuidos en 40 macollas. Así como 100 pozos estratigráficos/observadores y 9 inyectores de agua. Las macollas son perforadas en forma radial o estrella, el esquema de los pozos es presentado en la figura 5.

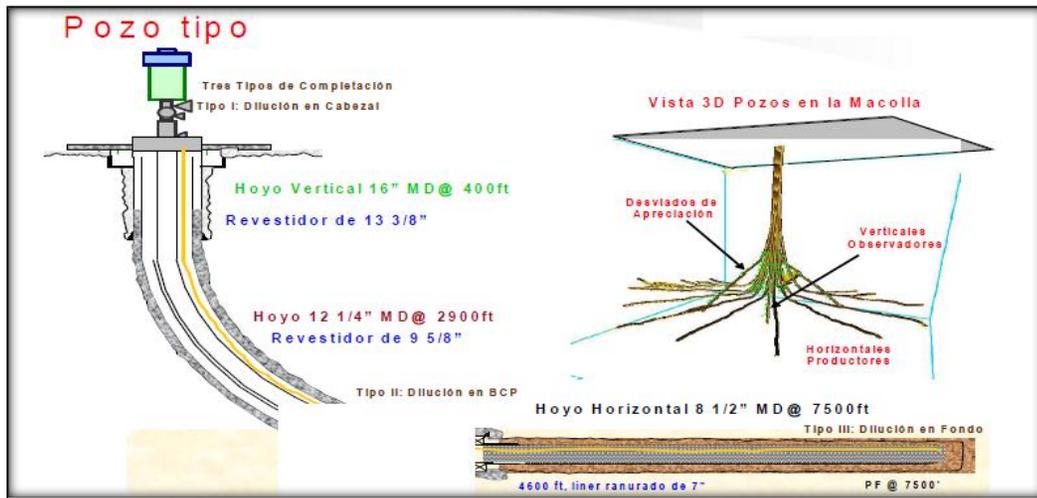


Figura 5 : Esquemático de Perforación de un pozo tipo del área de estudio (Fuente: Statoil Venezuela C.A.)

Se pueden reconocer tres áreas principales en el esquema de desarrollo del campo. La mayor cantidad de pozos se concentran en el denominada área Principal (MA) y actualmente el desarrollo se encuentra hacia la denominada área Sur (SA). Motivado a la presencia de agua en la denominada área norte (NA), el desarrollo de esta área se encuentra comprometido, lo que despierta el interés en la búsqueda de tecnologías que permitan una recuperación mayor en estas zonas, dadas las problemáticas del agua. En la Figura 6, se muestra la localización de dichas áreas.

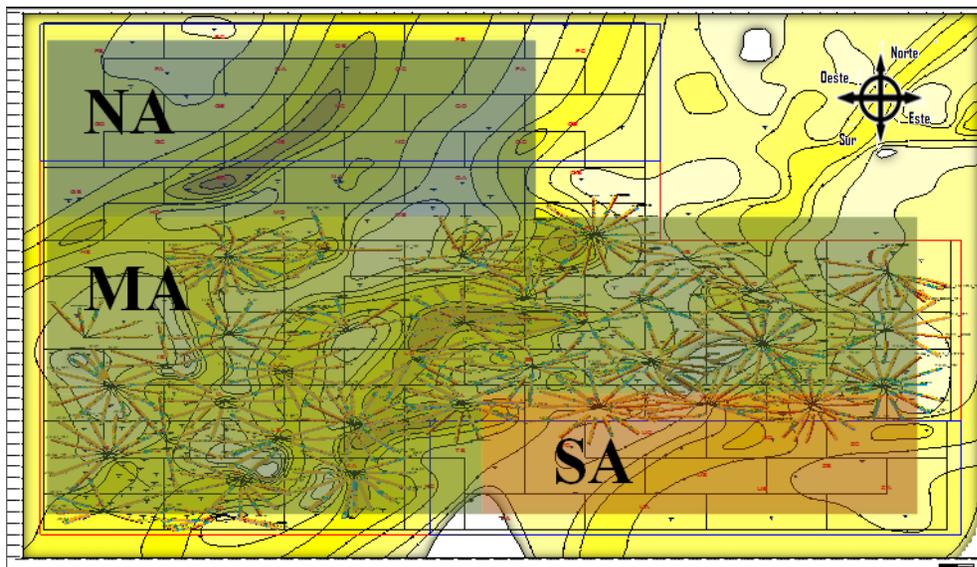


Figura 6: Mapa del área de estudio. (Modificado por Dávila) (Fuente: Statoil Venezuela C.A.)

Con las condiciones del campo de estudio, los pozos horizontales atraviesan gran cantidad de heterogeneidades, al sumarse la razón de movilidad desfavorable y la presencia de un acuífero activo, se crea el escenario propicio para la irrupción de agua. Estas condiciones imponen un reto para la perforación horizontal pues a través de toda la zona productora se evidencian caídas desiguales de presión, motivado principalmente por las pérdidas de presión por fricción ^[5].

2.3.4 Producción de arena

Para este campo se considera una producción promedio 50 gramos por barril ^[6]. Estudios realizados en el área de estudio sugieren el 80% de las macollas producen sobre este promedio. Según estudios realizados por la operadora previa en el área de estudio, la producción de arena está asociada a la completación en facies degradadas. La figura 7 presenta el tamaño de grano típico del área de estudio de una completación de 500 micrones (mic).

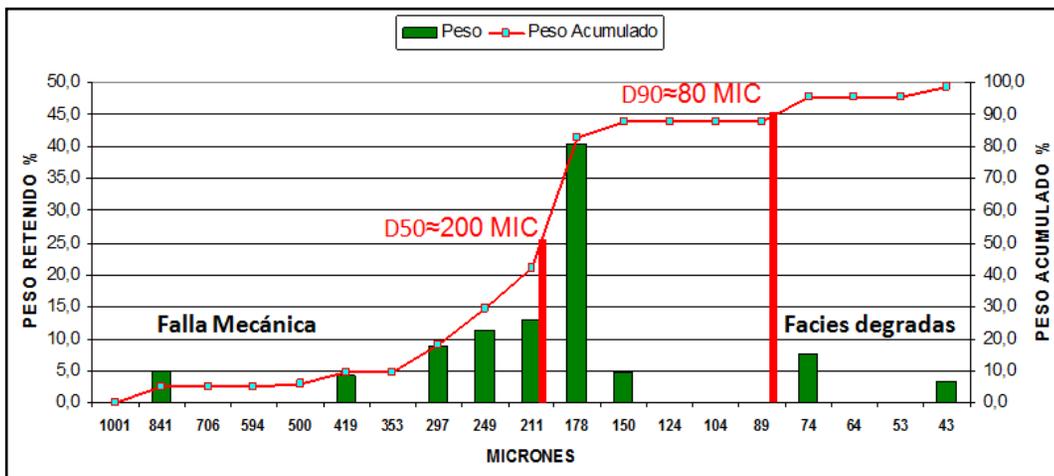


Figura 7: Granulometría tipo del área de estudio a través de un Liner de 500 micrones. Modificado por Dávila. (Fuente Statoil).

2.4. Pérdidas de presión en la sección horizontal de un pozo productor

Teóricamente se puede considerar el pozo horizontal como una fractura de conductividad infinita, es decir, la caída de presión a lo largo de la sección horizontal es despreciable. Así que el pozo horizontal representa un pozo largo donde la presión en el pozo en toda la extensión es constante ^[7].

En la práctica, resulta evidente que la presión en diferentes puntos del brazo productor no es la misma, de hecho, incrementa a medida que se aleja del brazo

productor. Esto se traduce a una presión de yacimiento fija (denominada P_e), a diferentes caídas de presión a lo largo de pozo (variación de presión, $P_e - P_{wf}$).

Si las pérdidas de presión por fricción del pozo horizontal son pequeñas al compararse con la caída entre la presión de yacimiento y la presión de fondo fluente, para todos los propósitos prácticos, un pozo horizontal puede ser considerado como un pozo de conductividad infinita, es decir, un pozo a una presión constante. En contraste con eso, si la presión a través de la sección horizontal es significativa con respecto al diferencial de presión, entre la presión del yacimiento y la presión de fondo fluente, este diferencial cambiaría a través de la longitud del pozo, por lo tanto, cambiaría también la producción del pozo.

Las grandes caídas de presión a través de la sección horizontal ocurren principalmente en yacimientos con altas permeabilidades. En tales yacimientos, las tasas de flujo no están restringidas por la productividad del pozo, sino por las limitaciones de las caídas de presión en las tuberías de producción. En un pozo horizontal el incremento del área de contacto a bajos diferenciales de presión permite recuperar más cantidad de petróleo. Sin embargo, existe un factor que puede limitar la longitud útil de un pozo horizontal y es la pérdida por fricción en el pozo.

En pozos horizontales de sección horizontal pequeña, la fricción es despreciable y el pozo actúa con un diferencial de presión uniforme, la tasa de producción (q), entonces aumenta rápidamente con la longitud del pozo (L). En pozos con secciones horizontales largas, la fricción agota el diferencial de presión que existe en el pozo productor, entonces la tasa de producción es independiente de la longitud. Un aumento de un pie de longitud en la sección horizontal no genera un aumento significativo de la tasa, esto se muestra en la figura 8. Todos los pozos horizontales se encuentran entre estos extremos.

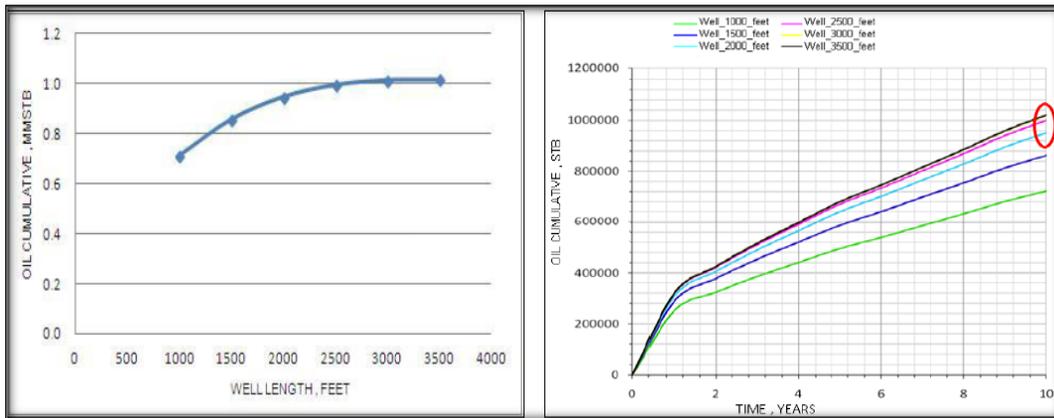


Figura 8: Producción acumulada de crudo para diferentes longitudes de sección horizontal [8]

La caída de presión en el yacimiento depende de los siguientes factores:

- ✓ Caudal (q): mayor caudal, mayor caída de presión (ΔP).
- ✓ Permeabilidad (k): reducción de la permeabilidad genera mayor caída de presión.
- ✓ Viscosidad (μ): fluido del pozo con alta viscosidad genera mayor caída de presión, que uno con viscosidad más baja.
- ✓ Daño de la formación (S): dando por resultado la permeabilidad reducida (k) y una mayor caída de presión.
- ✓ Opciones de completación: la caída de presión depende de la opción de la completación:
 - Diámetro del pozo: si aumenta el diámetro del pozo, la caída de presión disminuirá porque el fluido del pozo entrará en una primera etapa, consiguiendo un área más grande del flujo (región de flujo radial incrementada).
 - Variaciones en las perforaciones.: la altura del intervalo perforado y la profundidad de la penetración.
 - Equipo de control de arena.: empaquetamientos con grava, filtros o una combinación de éstos.

- Dispositivos y equipos (A) ICD: regulan la caída de presión en la totalidad de la sección horizontal del pozo.

2.4.1 Consecuencias de las caídas de presión desigual en la sección horizontal

Las caídas de presión causadas por el flujo de fluidos en la sección horizontal resultan en una caída de presión mayor en el inicio de la sección completada (llamado *heel*) (figura 9). Además de este efecto denominado “*heel- toe effect*”, la distribución variable de la permeabilidad y/o estratificación, podría resultar en un desbalanceado flujo a través de la completación, promoviendo la irrupción de fluidos no deseados (agua y gas) por su alta movilidad y el barrido desigual del yacimiento ^[6].

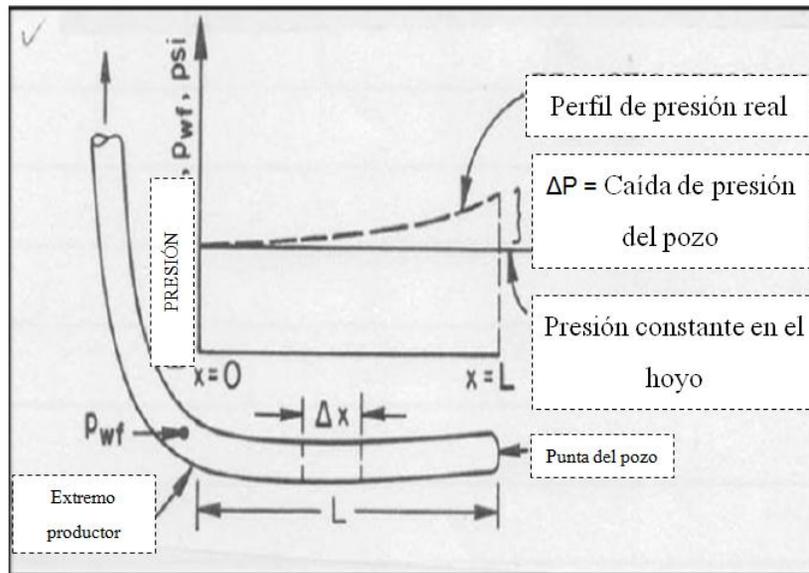


Figura 9: Caídas de presión a lo largo de la sección horizontal ^[6]

En yacimientos con problemas de conificación de agua y gas, las excesivas caídas de presión de fondo alrededor de los pozos incrementan la tendencia del gas y agua a conificarse rápidamente en un punto de mínima presión y formar crestas en los horizontales. Este es el caso del campo del área de estudio como lo muestran simulaciones realizadas, como se muestra en la figura 10. En la cual se representa en

azul las celdas de un modelo de simulación saturado con agua en un punto de la completación del pozo, a través del cual el agua se canaliza lateralmente hacia los pozos vecinos.

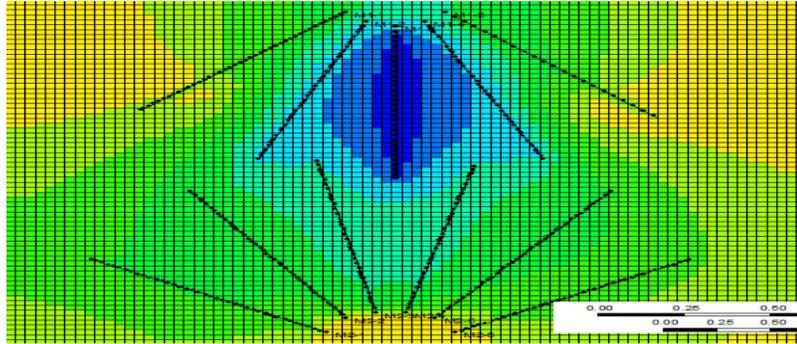


Figura 10: Entrada de agua vertical, según resultados de simulación en un pozo del área de estudio (Fuente: Statoil, Venezuela C.A.)

Algunas estrategias han sido desarrolladas para combatir el efecto de *heel- toe effect*, el presente trabajo especial de grado se centrará en los dispositivos de control de influjo autónomos (AICD, *Autonomuos Inflow Control Device*).

2.5. Control de Influjo en la sección horizontal

La instalación de dispositivos que ecualicen las caídas de presión a lo largo de la sección horizontal presenta una solución a los problemas de canalización de agua en los pozos. Los dispositivos de control de influjo han sido instalados con éxito en la última década, considerándose actualmente como una tecnología madura, llegando a ser analizada en detalle con *software* de modelado ^[9].

Básicamente esta tecnología consiste en generar una caída de presión adicional en la sección de la zona productora que este aportando más fluido, permitiendo que toda la sección del pozo abierta a producción aporte la misma cantidad de fluido alcanzando un barrido eficiente de los alrededores de un pozo productor. Esta caída de presión adicional puede ser alcanzada de diferentes formas, la elección del método que generará la restricción será altamente dependiente de las condiciones y tipo de flujo

esperado. Estos dispositivos de control de influjo (ICD, *Inflow Control Device*) pueden ser colocados directamente en una completación a hoyo desnudo con forro o tubería ranurada para formaciones no consolidadas. El flujo del yacimiento pasará a través del *liner* o tubería de completación de producción ranurado o filtro de arena para luego recibir resistencia por parte del dispositivo ICD antes de alcanzar la sección interior del *liner* de producción (figura 11).

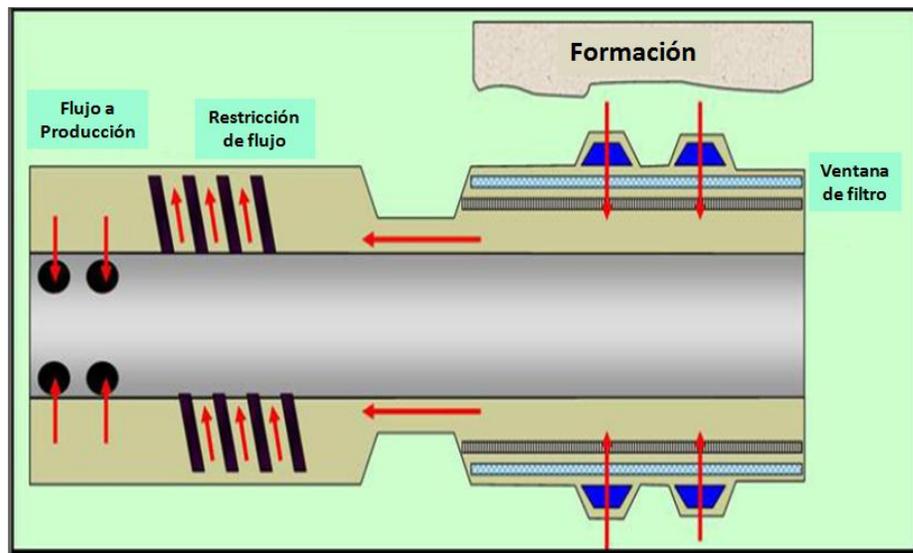


Figura 11: Esquema de patrón de flujo ICD ^[10]

La tecnología de control de influjo por medio de dispositivos o válvulas fue introducida en 1990 por la empresa Nork Hydro para mejorar el comportamiento de los pozos horizontales en el campo Troll, Noruega. Esta tecnología resultó ser exitosa en dos pozos de este campo, demostrando la aplicabilidad a largo plazo de la tecnología y la capacidad de retrasar el fluido no deseado, en este caso el gas ^[11].

El dispositivo de control de influjo original tenía un número de canales de laberinto ensamblados e instalados en un tubo base sólido en la completación como se muestra en la figura 12. En este tipo de ICD el fluido pasa por el *liner* ranurado después de atravesar los canales del dispositivo. La longitud y tamaño de los canales eran

definidos por las restricciones que querían ser impuestas en determinado tramo de la sección productora y el tipo de fluido esperado ^[12].

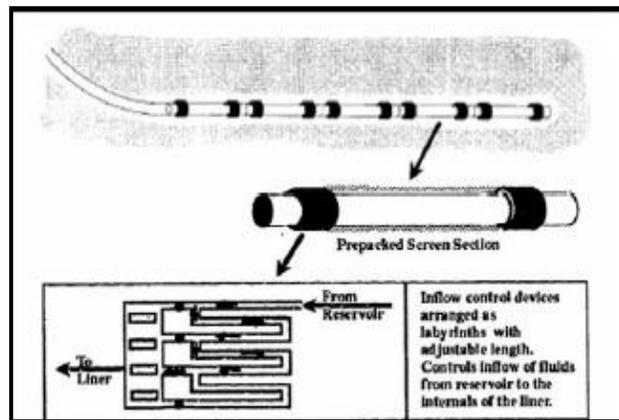


Figura 12: Dispositivo de control de influjo original ^[12]

Antes de que el primer dispositivo AICD fuera desarrollado, primeramente se desplegaron muchos dispositivos de control de influjo pasivos o ICD, muchos de ellos permanecen hoy en día disponibles en el mercado. A continuación se describe el funcionamiento de distintos dispositivos ICD.

2.5.1 ICD tipo canal laberinto

Este dispositivo usa canales para crear la resistencia de presión ^[13] como se muestra en la Figura 13. La caída de presión es altamente dependiente de la viscosidad y velocidad del fluido (caudal), pero muy poco dependiente de la densidad, especialmente en pozos perfectamente horizontales. El dispositivo es menos susceptible a la erosión pero la caída de presión será altamente dependiente de los cambios de viscosidad del fluido, como la formación de una emulsión.



Figura 13: ICD tipo canales de laberinto ^[13]

2.5.2 ICD tipo canal helicoidal

En estos dispositivos las caídas de presión son alcanzadas por medio de la alteración de los diámetros, longitud y canales que se le incorporen ^[14] (figura 14). Las grandes distancias que debe recorrer el fluido a través del helicoide del dispositivo le da una resistencia particular a la erosión y el taponamiento pero la caída de presión continua siendo altamente dependiente de la viscosidad. Una modificación de este dispositivo desarrollada por Baker Oil Tool minimiza la dependencia a la viscosidad por medio de ranuras o muescas que pueden usar bien sea una secuencia de discos circulares para imponer una caída de presión especifica pre-establecida (figura 15 A) o una secuencia de slots ajustables en sitio divididos en cuatro, para imponer una caída de presión diferente según las características del fluido (figura 15 B). Este modelo conocido como ICD tipo canal helicoidal hibrida es el menos dependiente a la viscosidad del fluido y conserva la resistencia a la erosión ^[15].

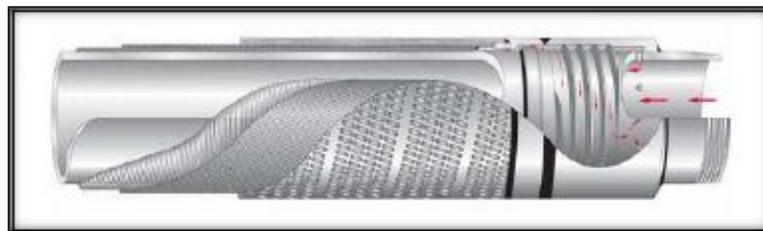


Figura 14: ICD tipo canal helicoidal ^[14]

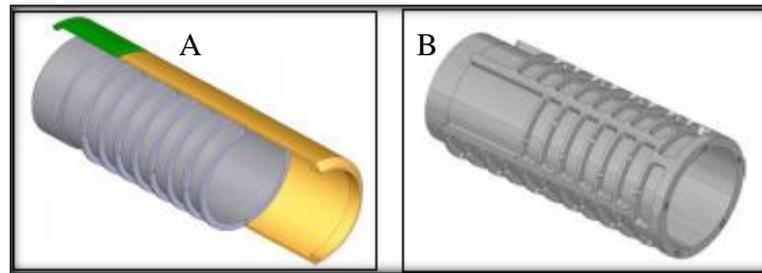


Figura 15: ICD tipo canales helicoidales con slots ^[14]

2.5.3 ICD tipo tubo (*tube-type*)

Este dispositivo genera la caída de presión por medio de la restricción del diámetro y el paso por un tubo recto, ambas condiciones pre establecidas para una tasa específica ^[16]. Los tubos insertados en el tubo base varían en longitud y diámetro para alcanzar la caída de presión deseada. La figura 16 muestra la ubicación de los tubos sobre el tubo base y la dirección de flujo.

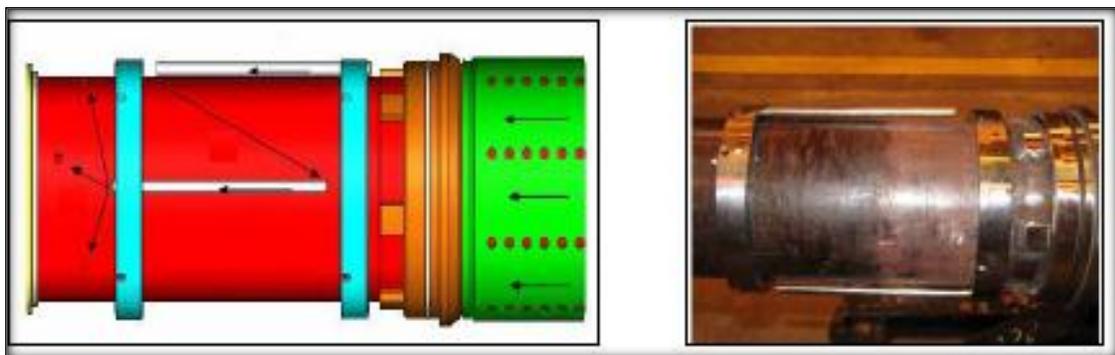


Figura 16: ICD tipo tubo ^[16]

2.5.4 ICD tipo boquilla (*nozzle-type*)

Este dispositivo emplea una boquilla para generar la resistencia de presión adicional. Se permite que el fluido pase por una boquilla pre condicionado que controla el flujo en la sección interna del *liner* ^[17]. Se muestra en la Figura 17 este dispositivo, el cual es altamente dependiente de la velocidad y densidad, pero menos dependiente de la

viscosidad. Sin embargo una alta velocidad de flujo combinada con producción de arena convierte este tipo de ICD vulnerables a la erosión y taponamiento.

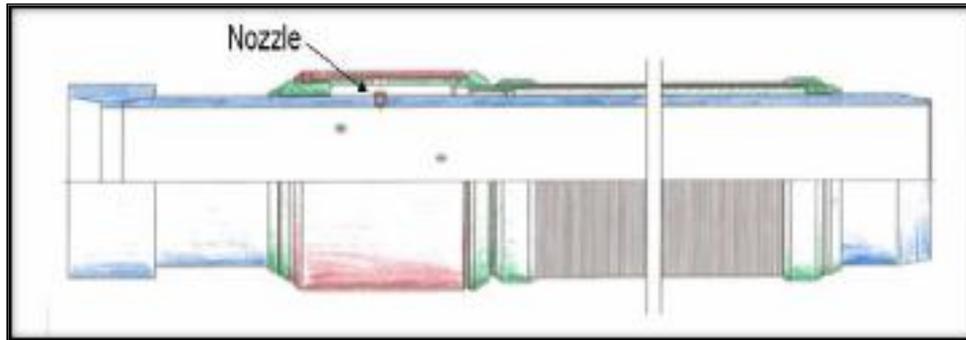


Figura 17: ICD tipo boquilla ^[17]

2.5.5 ICD tipo orificio

Este dispositivo emplea un determinado número de orificios para imponer la resistencia de flujo necesaria. Cada ICD contiene un número determinado de orificio de diámetro conocido y características del flujo ^[18]. Los orificios son parte de la chaqueta instalada alrededor del tubo base, su desempeño es muy similar al de las ICD tipo boquilla, aunque una versión de estas ICD permite ajustar en sitio el número de orificios abiertos (Flux-Rite™) ^[19]. Se presenta un diagrama del patrón de flujo a través de la ICD tipo orificio en la figura 18.

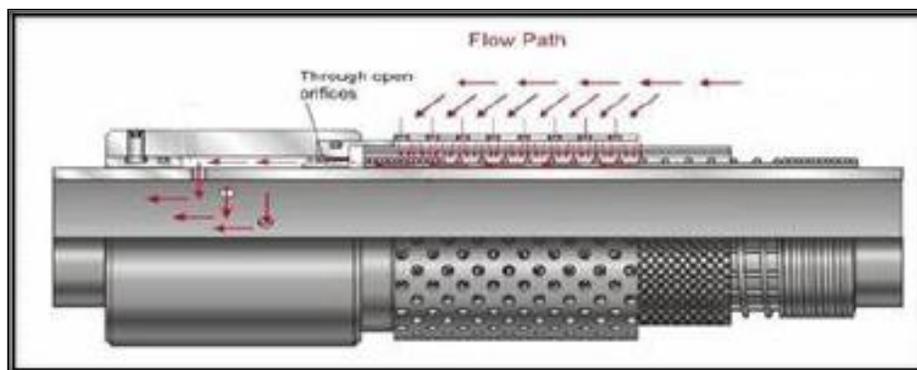


Figura 18: ICD tipo orificio ^[18]

Con la evolución de los dispositivos de control de influjo, los aparatos descritos anteriormente corresponden a dispositivos de tipo pasivo o no reactivo. Las ICD son capaces de balancear efectivamente la contribución de las zonas completadas, sin embargo no son capaces de controlar el flujo de fluidos no deseados, ya que cuando estos alcanzan el pozo se producirán irremediamente. Por tal motivo una nueva generación de dispositivos de control de influjo fue desarrollada.

2.6 Dispositivos de control de influjo autónomos

Las AICD poseen el mismo principio de funcionamiento que sus predecesoras con la diferencia de que reaccionan o imponen una resistencia adicional cuando las condiciones de flujo que pasa a través de ellas cambia, imponiendo una mayor resistencia a los fluidos de mayor movilidad (agua y gas), permitiendo que las zonas saturadas mayormente con petróleo fluya preferencialmente al pozo ^[20]. Adicionalmente no necesitan la intervención humana, ni líneas de control, ni líneas electrónicas. Existen diferentes tipos de AICD, las mismas varían según el método con el que imponen la resistencia al flujo según la composición del flujo, estos son explicados a continuación.

2.6.1 AICD tipo aleta (*flapper-type*)

Las aletas son usadas para controlar el flujo hacia una ICD con canales colocadas en la parte interior del tubo base ^[21]. La aleta está diseñada para permanecer abierta cuando la densidad del fluido de producción coincide con la densidad el crudo de la formación y se cerrará si la densidad decrece por la presencia del gas (en forma contraria en presencia de agua). Esta aleta es controlada por un contrapeso. La tasa de flujo que pasa en la posición cerrada puede ser diseñada en función de la tasa de flujo no deseado que se espera. El dispositivo también cuenta con un anillo de gravedad para orientar la posición de la válvula que debe estar 180° hacia la formación. El dispositivo también posee una sección un orificio de *bypass* que permite un flujo constante del flujo independiente de la posición de la aleta. Todos los elementos que

componen este dispositivo de control de flujo se encuentran señalados en la figura 19.

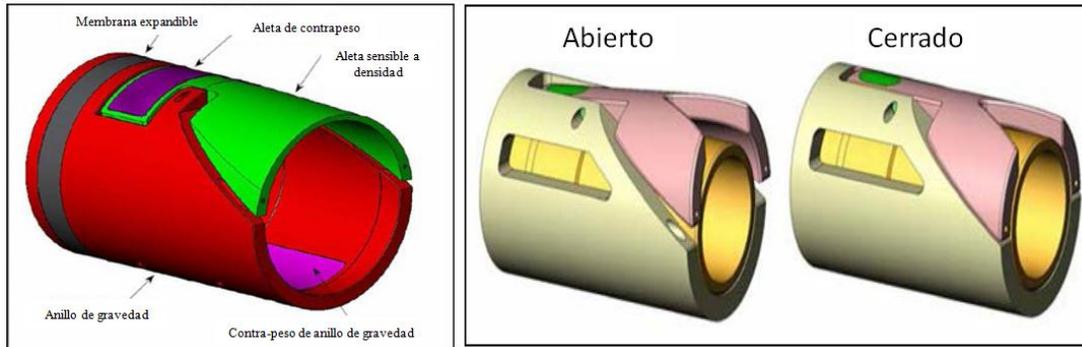


Figura 19: AICD tipo aleta ^[21]

2.6.2 AICD tipo bola (*ball-type*)

Al igual que el dispositivo anterior el principio reactivo de esta AICD depende de la densidad del fluido pero en cambio utiliza unas esferas y el principio de flotabilidad para limitar el flujo de la fase no deseada ^[22]. Unas esferas metálicas son usadas para cerrar las boquillas ubicadas en la cámara interna de la AICD. Las boquillas son diseñadas para imponer una caída de presión pre-establecida (como una ICD).

Para una AICD tipo bola que controla el agua, las esferas descansan en el fondo de la cámara cuando la producción es seca. Cuando la mezcla cambia, elevando el corte de agua, las esferas flotarían y sellarían algunas de las boquillas disponibles, limitando la producción en esta sección. Por diseño este dispositivo posee unas boquillas que no pueden ser cerradas y permiten el flujo continuo de los fluidos de la formación. Se muestran los elementos del dispositivo en la figura 20.

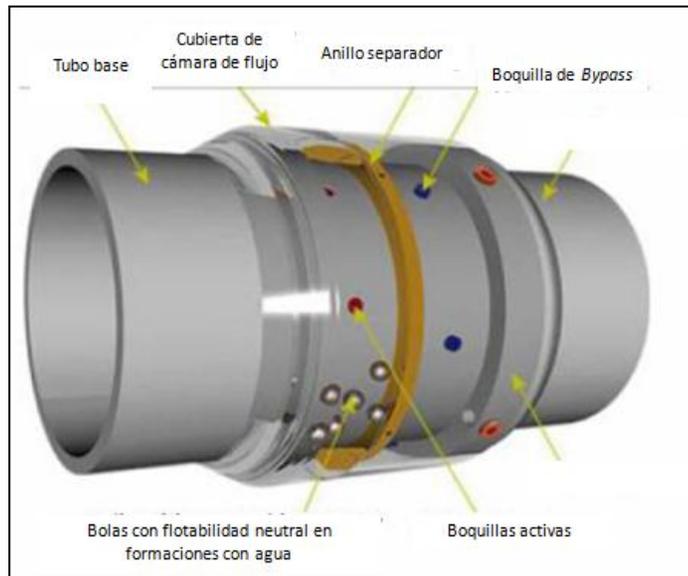


Figura 20: AICD tipo bola ^[21]

2.6.3 AICD tipo expansible (*swellable-type*)

Este dispositivo emplea el principio de osmosis o absorción termodinámica, según el tipo de material expansible, para reaccionar ante el cambio en la mezcla del fluido producido. La membrana expansible bloqueará parte de las hélices disponibles para flujo restringiendo el paso de los fluidos no deseados ^[20]. Se muestran las partes de la AICD expansible en la figura 21.

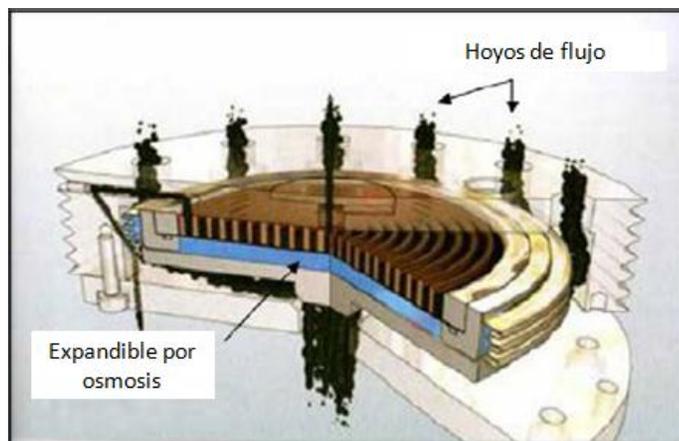


Figura 21: AICD tipo expansible ^[20].

2.6.4 AICD tipo disco (*disc-type*)

Estos dispositivos poseen un disco movable que reduce el área de flujo disponible en función del fluido presente. La presión que moverá al disco puede ser impuesta por un resorte o por un espacio de estancamiento ^[20] (Figura 22). Un modelo patentado por Statoil, AICD tipo disco llamada tasa de producción controlada (RCP, *rate controlled producción*) funciona con el principio de Bernoulli ^[23]. Cuando el fluido menos viscoso fluye a través de la válvula la presión en la entrada de la válvula (desde el yacimiento) será menor debido a la alta velocidad del gas, en la cara contraria del disco la alta presión forzará el movimiento del mismo unos asientos metálicos colocados por diseño según la restricción que se desee imponer. Adicionalmente los fluidos con diferentes viscosidades tenderán a tomar diferentes caminos de flujo (figura 23).

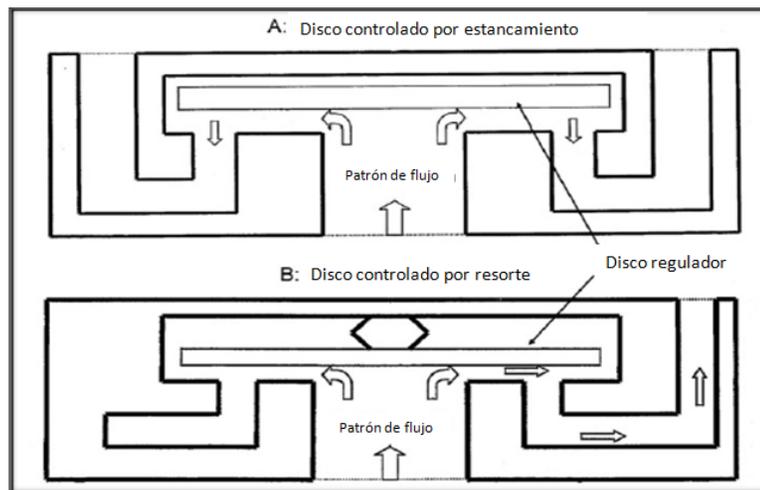


Figura 22: AICD tipo disco, controlada por zona de estancamiento o resorte ^[23]

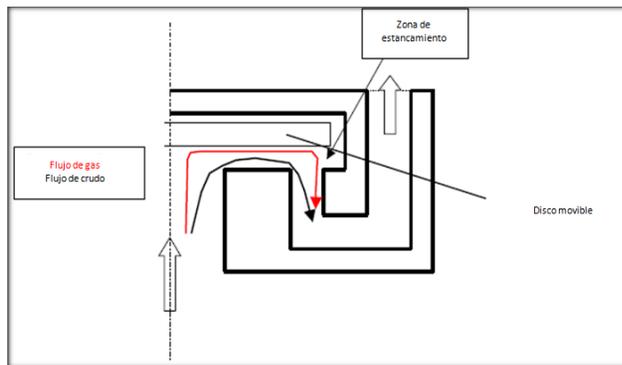


Figura 23: RCP, controlada por zona de estancamiento o resorte [23]

2.6.5 AICD flujo dividido (*fluidic diode*)

Este dispositivo, actualmente el más nuevo diseño de AICD, ha sido patentado por Halliburton [20]. La AICD está diseñada para que la velocidad de rotación del fluido cambie con las propiedades del fluido [24]. El flujo a través del dispositivo toma un patrón de flujo según sus propiedades, un patrón de flujo divergente para el flujo más viscoso y patrón de flujo recto para el fluido menos viscoso. El patrón de flujo divergente, tortuoso pero más corto favorecerá la llegada del crudo al orificio de salida mientras que el patrón de flujo recto conducirá al agua o gas a ingresar tangencialmente a un disco que producirá un recorrido de vórtice mucho más largo, generando una resistencia de presión adicional (figura 24).

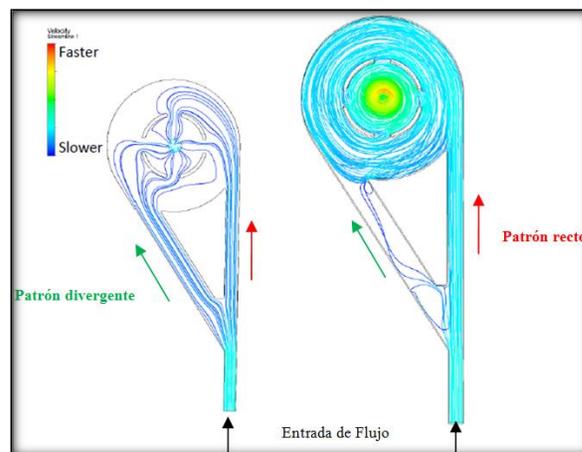


Figura 24: Modelo simplificado de AICD flujo dividido y patrones de flujo [24] (Modificado por Dávila)

Existe una tercera clase de dispositivos de control de influjo, las válvulas de control de influjo (ICV, *inflow control valve*) fueron diseñadas paralelamente con los dispositivos ICD convencionales. En principio, los fines de las ICV eran facilitar el manejo de la producción de varios yacimientos desde el mismo pozo (producción *commingled*), sin embargo con el pasar del tiempo las ICV pasaron a utilizarse con la misma finalidad que los dispositivos ICD ^[10]. Al tratarse de una tecnología que se manipula remotamente requiere el uso de cables y sistemas eléctricos junto con la completación, haciéndola más costosa y que deba ser instalada en completaciones a hoyo revestido. En el presente TEG no se desarrollará a profundidad la descripción de esta tecnología, sin embargo, es importante esclarecer el término de las ICV y conocer las diferencias ya mencionadas entre las tecnologías de control de influjo no manipuladas remotamente.

Para evitar ambigüedades es conveniente definir de aquí en adelante los términos relacionados con los dispositivos de control de influjo. El término principio activo, responde al principio de funcionamiento de los AICD de imponer una restricción adicional en presencia del agua y/o gas, mientras que el término principio pasivo se referirá a la incapacidad de los dispositivos convencionales de modificar la restricción de flujo por las condiciones del flujo a través de ellos. La abreviatura “(A) ICD” se usará para referirse tanto a los dispositivos autónomos como convencionales. Es importante destacar que se evitará el uso de la palabra “válvula” para referirse a dispositivos de control de influjo diferentes a las ICV, sin embargo, es común encontrar la definición de estos dispositivos como válvulas de control de influjo.

Algunos autores han señalado los criterios de selección entre los principios pasivos o reactivos que deben ser elegidos según las condiciones del campo y los objetivos que se persiguen ^[10,20]. La metodología para esta escogencia resumida en una matriz de selección simplificada será expuesta en el capítulo III del presente trabajo especial de grado (TEG). Sin embargo en cuanto a retrasar la llegada de agua y vencer las

consecuencias de la canalización de fluidos es posible establecer las ventajas de los dispositivos autónomos antes los convencionales.

2.7 Ventajas de la AICD ante las ICD

Las principales ventajas de acuerdo a la revisión bibliográfica realizada corresponden:

- ✓ La resistencia de presión adicional se ejerce solo cuando es necesario, en presencia de fluidos no deseados.
- ✓ El resto de la sección horizontal está libre de caídas de presión mayores. En la válvula AICD también puede imponer una pequeña resistencia al flujo para igualar el aporte de toda la sección productora (efecto ICD).
- ✓ Si el agua retrocede, el AICD no restringe la producción de petróleo.
- ✓ Si existen incertidumbres en cuánto al punto de llegada de agua, las AICD solo funcionará cuando sea necesario.
- ✓ Si se tiene confianza en el comportamiento esperado del pozo, y se reconoce la zona de irrupción de agua se puede completar con AICD solo esta zona.

Estos puntos pueden ser traducidos en la comparación teórica de la figura 25, en la misma se evidencia como las AICD generaría un ganancial al retrasar la llegada del agua (*water breakthrough*) frente a una completación convencional (*liner ranurado*). Luego de la llegada de agua a una de las zonas (figura 25 A) la AICD produciría menos agua suavizando la pendiente de la producción de agua (figura 25 B), traduciéndose en una ganancia de crudo ante una ICD convencional. Físicamente se espera que el principio activo de los dispositivos autónomos imponga resistencia adicional en el punto de la completación donde el agua ha sido canalizada, permitiendo a una misma caída de presión total, que las zonas con alta saturación de crudo sigan aportando fluido al pozo.

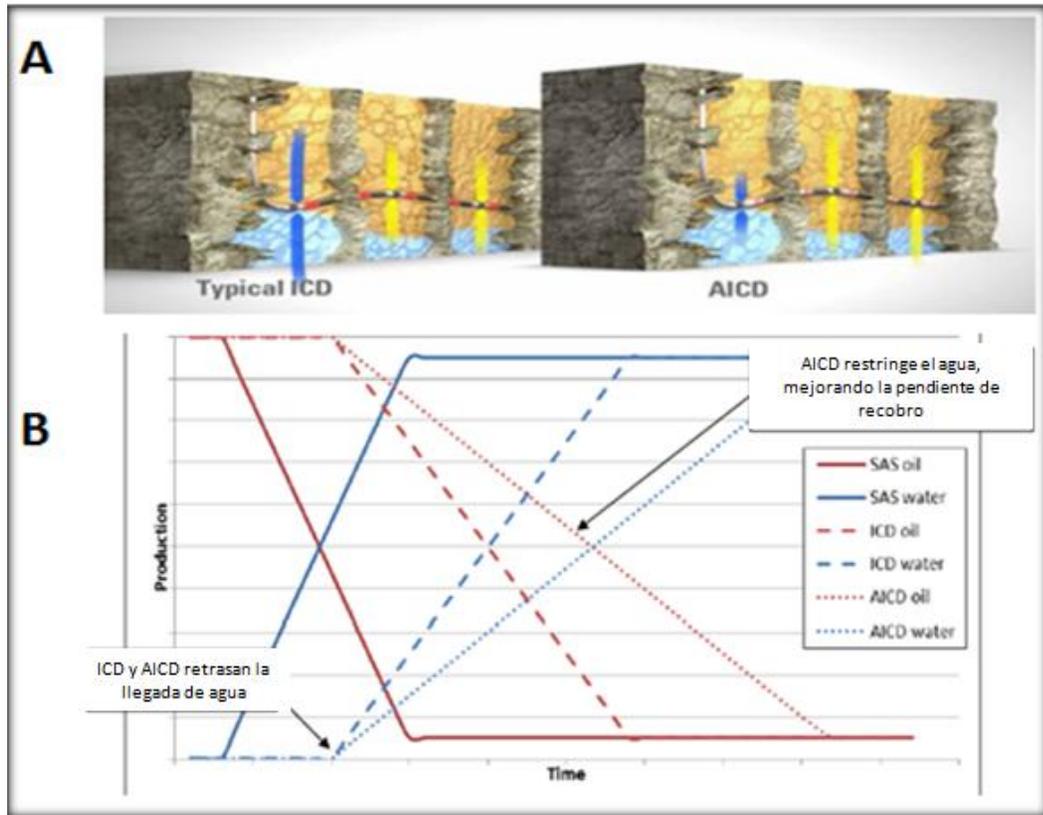


Figura 25: Comparación teórica AICD vs ICD ^[23, 24, 25] (Modificado por Dávila)

Es importante esclarecer que para ambas tecnologías la llegada definitiva del agua al pozo generara altos cortes de agua en superficie, de ninguna manera se dejará de producir agua si esta alcanza la totalidad del brazo productor, pese a que este planteamiento suene lógico, es importante esclarecerlo para evitar falsas expectativas ^[20, 26].

A modo de resumen se presenta la figura 26 en la cual se presentan los proveedores y orden cronológico de las tecnologías de control de influjo ICD y AICD.

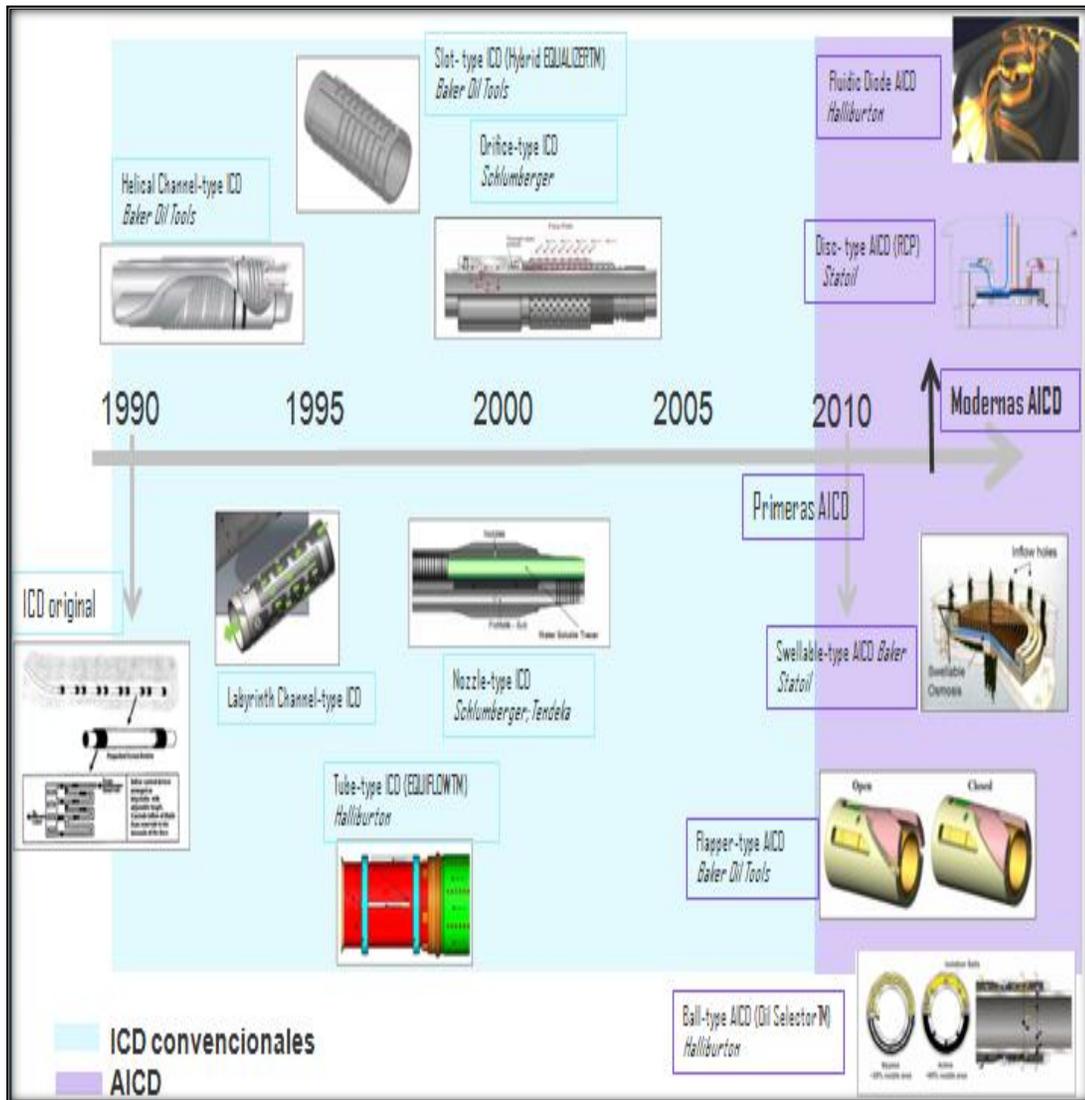


Figura 26. Cronología y proveedores (A) ICD [20,23,24]

Los retos de la tecnología AICD para el área de estudio impulsaron la elaboración de presente investigación, actualmente gran incertidumbre se mantiene sobre el efecto del crudo espumante y arenamiento sobre los dispositivos. Para comprender esta problemática es necesario revisar los aspectos más importantes sobre la producción de arena.

2.8 Producción de arena y/o finos

La producción de arena ocurre cuando parte del material perteneciente a la formación viaja del yacimiento al pozo y a la superficie, junto con los fluidos producidos. Este material comúnmente denominado arena, se define como toda partícula con un rango de tamaño entre 2 y 0,0625 mm de diámetro ^[1]. Ocasionalmente el fenómeno de migración de finos es confundido con el fenómeno de arenamiento. Con la palabra finos se definen aquellas partículas que pasan a través del tamiz # 200, que son partículas con tamaño menor a 0,074 mm (74 micras) ^[27]. Muchas veces la migración de finos y el arenamiento están relacionados, ya que al moverse las partículas de finos se pueden crear espacios lo suficientemente grandes, como para permitir que se muevan partículas de arena. Para la presente investigación se abordará la problemática de producción de arena, sin embargo la producción de finos seguirá presente en el campo.

En aquellas formaciones que son altamente no consolidadas, la producción de fluidos de formación probablemente estará vinculada a la producción de arena de formación. En algunos casos, pueden producirse pequeñas cantidades de arena de formación sin que ello acarree efectos adversos significativos. Sin embargo, en la mayoría de las situaciones, la producción de arena se traduce en una disminución de la productividad y/o en un exceso de mantenimiento del equipo de fondo y de superficie.

2.8.1 Naturaleza de la producción de arena

Las condiciones que pueden originar la producción de arena y el estado en que probablemente se encuentre la formación, una vez producida dicha arena, se determinan con base en los factores que inciden en el inicio de la producción de arena. Estos factores deben describir tanto la naturaleza del material de la formación como las fuerzas que ocasionan la falla en la estructura de la misma.

La resistencia de una arenisca está determinada por:

- ✓ La cantidad y el tipo de material de cementación que mantiene la cohesión de los granos
- ✓ Las fuerzas de fricción existentes entre los granos
- ✓ La presión del fluido en los poros de la roca
- ✓ Las fuerzas de presión capilar

Un pozo con problemas de arenamiento sin la atención adecuada producirá arena progresivamente y su condición empeorará con el tiempo ^[28].

El fenómeno de arenamiento tiene su origen cuando los esfuerzos desestabilizadores (esfuerzos de arrastre y gradientes de presión) son mayores que la resistencia mecánica de la formación. Cuando esto ocurre se origina una inestabilidad, que causa el desprendimiento del material de la formación. Este desprendimiento puede ser en forma de granos individuales de arena, que se producen continuamente, o pedazos enteros de la formación. En cierta medida, la utilización del concepto de arcos en la excavación de túneles se aplica a la roca no consolidada que rodea una perforación ^[29].

Después que se produce algo de arena en la zona que rodea un túnel de perforación, se forma un arco que posee resistencia suficiente como para sustentar el peso del material circundante. En determinadas condiciones, puede tolerarse la producción de una cantidad limitada de arena de formación, para que permita el desarrollo de un arco, tras lo cual cesa la producción de arena de formación. La Figura 27. muestra el concepto de arco estable alrededor de una perforación. Sin embargo, la estabilidad del arco se complica, porque el estado de esfuerzo existente alrededor de la perforación se transforma constantemente debido a los cambios que registra la tasa de flujo, la presión del yacimiento, el corte de agua en la producción, etc.

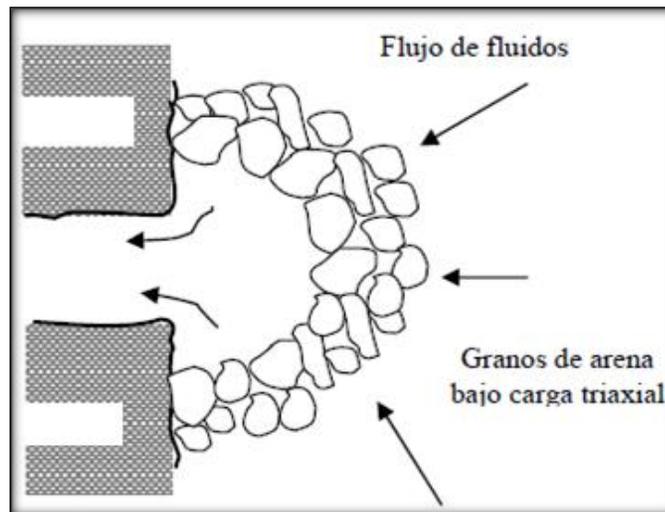


Figura 27: Geometría de un arco estable rodeando una perforación ^[29]

2.8.2 Causas de la producción de arena ^[30]

- ✓ **Flujo de fluidos.** Las tensiones que en su mayoría tienden a causar la producción de arena usualmente son las que derivan del flujo de fluido, que es proporcional a la caída de presión entre el pozo y el yacimiento. El arrastre relaciona la fuerza impartida por el flujo de fluido a la velocidad y a la viscosidad del fluido. Si la arena es mojada por agua o petróleo también se puede afectar su tendencia a ser producida. Las uniones intergranulares proporcionan restricciones entre los mayores esfuerzos y las tensiones. Por esta razón, la tasa de un pozo y el grado de consolidación natural en la formación influyen en el arenamiento.

- ✓ **Factores geográficos y geológicos.** La producción de arena ha sido experimentada en casi todas las áreas del mundo dónde la tasa de petróleo o de gas proviene de los yacimientos de areniscas; por lo tanto, el problema es mundial. La producción de arena es muy común en los yacimientos de la Edad Terciaria, debido a que estos yacimientos son geológicamente jóvenes y normalmente se localizan a profundidades relativamente bajas por lo que no han logrado compactarse y tienen cementación intergranular muy pobre.

- ✓ **Grado de consolidación.** La capacidad de mantener túneles de perforación abiertos depende estrechamente del nivel de cohesión existente entre los granos de arena. La cementación de la arenisca suele constituir un proceso geológico secundario y, por lo general, los sedimentos más antiguos tienden a estar más consolidados que los más recientes. Una característica mecánica de la roca que se asocia al grado de consolidación es la resistencia a la compresión. Las formaciones de arenisca poco consolidadas suelen tener una resistencia a la compresión inferior a 1.000 libras por pulgada cuadrada.

- ✓ **Disminución de la presión de poro.** La presión del yacimiento sustenta parte del peso de la roca suprayacentes, a medida que se agota la presión del yacimiento a lo largo de la vida productiva de un pozo, se pierde parte del soporte que poseía la roca suprayacentes. La disminución de la presión del yacimiento genera una cantidad creciente de esfuerzo en la arena de formación. En un momento determinado, los granos de arena de formación podrían separarse de la matriz o triturarse, lo cual generaría finos que se producen conjuntamente con los fluidos del pozo. La compactación de la roca yacimiento por reducción de la presión de poro puede ocasionar el fenómeno de subsidencia de la superficie.

- ✓ **Tasa de producción.** La producción de fluidos de yacimiento genera un diferencial de presión y fuerzas de arrastre fraccional que pueden combinarse para vencer la resistencia a la compresión de la formación. Esto significa que existe una tasa de flujo crítica para la mayoría de los pozos por debajo de la cual el diferencial de presión y las fuerzas de arrastre friccional no son lo suficientemente grandes como para exceder la resistencia a la compresión de la formación y ocasionar la producción de arena. La tasa de flujo crítica de un pozo podría determinarse aumentando lentamente la tasa de producción hasta que se detecte producción de arena. Una técnica que se emplea para minimizar

la producción de la misma consiste en reducir la tasa de flujo hasta llegar a la tasa de flujo crítica a la cual no se produce arena o el nivel de producción es aceptable.

- ✓ **Viscosidad del fluido del yacimiento.** La fuerza de arrastre por fricción que se ejerce sobre los granos de arena de la formación es creada por el flujo de fluido del yacimiento. Dicha fuerza es directamente proporcional a la velocidad del flujo de fluido y la viscosidad del fluido de yacimiento que se está produciendo. La fuerza de arrastre por fricción sobre los granos de arena de la formación es mayor en el caso de fluidos de yacimiento de elevada viscosidad, en comparación con los de viscosidad baja. La influencia del arrastre por viscosidad induce la producción de arena en yacimientos de crudo pesado, donde se encuentran crudos altamente viscosos de poca gravedad incluso a velocidades de flujo bajas.

- ✓ **Aumento de la producción de agua.** La producción de arena podría incrementarse o iniciarse cuando comience a producirse agua o aumente el corte de agua debido a dos razones. En primer lugar, en el caso de una formación de arenisca mojada en agua, parte de la cohesión existente entre los granos se deriva de la tensión superficial del agua de formación que rodea a cada grano. Al inicio de la producción de agua, el agua de formación tiende a adherirse al agua producida, lo que disminuye las fuerzas de tensión superficial y, por ende, la cohesión intergranular. Se ha demostrado que la producción de agua restringe severamente la estabilidad del arco de arena que rodea una perforación, lo que a su vez da inicio a la producción de arena. El segundo mecanismo mediante el cual la producción de agua afecta la producción de arena está asociado a los efectos de la permeabilidad relativa. A medida que aumenta el corte de agua, disminuye la permeabilidad relativa al crudo, por lo cual se requiere un diferencial de presión mayor para producir crudo a la misma velocidad. Todo aumento del diferencial de presión en la

zona cercana a la cara de la formación genera una fuerza de cizallamiento mayor en los granos de arena de la formación. También en este caso, el aumento de los esfuerzos puede desestabilizar el arco de arena alrededor de cada perforación y, por ende, iniciar el proceso de producción de arena.

2.8.3 El arenamiento y la geomecánica

El fenómeno de producción de arena, principalmente en formaciones no consolidadas, se inicia en el momento en que los diferenciales de presión y/o esfuerzos de arrastre son mayores que el diferencial crítico de presión (CDP, *Critical drawdown Pressure*) induciendo esfuerzos de tensión en las paredes del pozo. Esto produce una inestabilidad causando desprendimiento del material de la formación.

La geomecánica se relaciona con los estudios de producción de arenas, ya que este fenómeno vincula los esfuerzos que actúan sobre la roca y la resistencia mecánica de la formación. Los esfuerzos que actúan sobre la roca pueden ser determinados conociendo las tasas de flujo, gradientes de presión en el pozo y las permeabilidades de la formación. La ley de Mohr-Coulomb muestra la resistencia mecánica de la formación como función directa de los esfuerzos efectivos ^[31]; esto exige la determinación de los esfuerzos totales y las presiones de poro en la vecindad del pozo. Estos valores de esfuerzos efectivos pueden ser evaluados y calibrados con ensayos de laboratorio para poder estimar la resistencia al corte de la formación. Esta resistencia al corte no involucra los daños mecánicos causados a la formación durante las operaciones de completación, cementación y cañoneo; ya que fue determinada con registros de hoyo abierto y ensayos de núcleos obtenidos antes de realizar dichas operaciones. Esto indica la necesidad de considerar todas las actividades involucradas con las operaciones del pozo, ya que un estudio estrictamente geomecánico o de actividades realizadas en el pozo no darán resultados satisfactorios por si solos; debe ser entonces un estudio multidisciplinario el más adecuado en estos casos ^[10].

Los dos mecanismos responsables de la producción de arena son fallas a compresión y a tensión. Las fallas compresivas se refieren a los esfuerzos tangenciales cerca de las paredes del hoyo que exceden la resistencia compresiva de la formación. La concentración de esfuerzos y la fuerza de arrastre de los fluidos son los factores claves al iniciarse la producción de arenas en un pozo. Las fallas de tensión se refieren a esfuerzos de tensión alcanzados exclusivamente por las caídas de presión que exceden el criterio de falla a tensión.

Las fallas de tensión predominan en formaciones poco consolidadas. Si se tiene un pozo productor en condiciones de flujo a estado constante, un aumento en la tasa de producción causará una disminución en la presión de fondo fluyente (P_{wf}). Debido a que la presión de yacimiento (P_e), se mantiene constante, la disminución en la presión de fondo fluyente se traduce en un aumento del diferencial de presión caída de presión (ΔP), que a su vez causa cambios en los esfuerzos efectivos. Este cambio en los esfuerzos efectivos causa aumentos en los esfuerzos de corte. Si los esfuerzos de corte inducidos por el incremento de la caída de presión son mayores que la resistencia al corte de la formación, puede ocurrir la falla del material, desprendiéndose granos y/o pedazos de la formación que serán transportados por los fluidos de producción, ocurriendo así el fenómeno de arenamiento. La presión crítica de fondo fluyente (P_{wfc}) corresponde al valor mínimo de la presión de fondo necesaria para comenzar a causar la falla de la formación, y en consecuencia la producción de partículas de arena ^[32].

Este planteamiento nos lleva a la conclusión de que existe una caída de presión crítica (CDP) que origina el proceso de arenamiento por aumento en los esfuerzos de corte. Esto indica que si se mantiene una caída de presión por debajo de la caída de presión crítica, se puede evitar el desprendimiento de material geológico y el problema de arenamiento.

En la determinación de caída de presión crítica (CDP) se deben combinar los registros acústicos de una manera continua, con resultados de ensayos de laboratorio que miden resistencia mecánica, conjuntamente con propiedades estáticas de la roca. La optimización en las técnicas de producción va a depender de la precisión con la que se obtenga del CDP ^[33].

Finalmente la integración de los estudios geomecánicos y comportamiento de campo, haría posible la construcción de un modelo predictivo de arenamiento según las condiciones de explotación, permitiendo concluir la necesidad o no del uso de equipo de contención de arena en fondo y/o las condiciones optimas de operación ^[34].

CAPÍTULO III

Metodología

Con la finalidad de lograr los objetivos propuestos se siguió un flujo de trabajo como el mostrado en la Figura 28. A continuación se explicará de manera detallada en qué consistió cada etapa y cuál fue su aporte en el cumplimiento de los objetivos planteados.

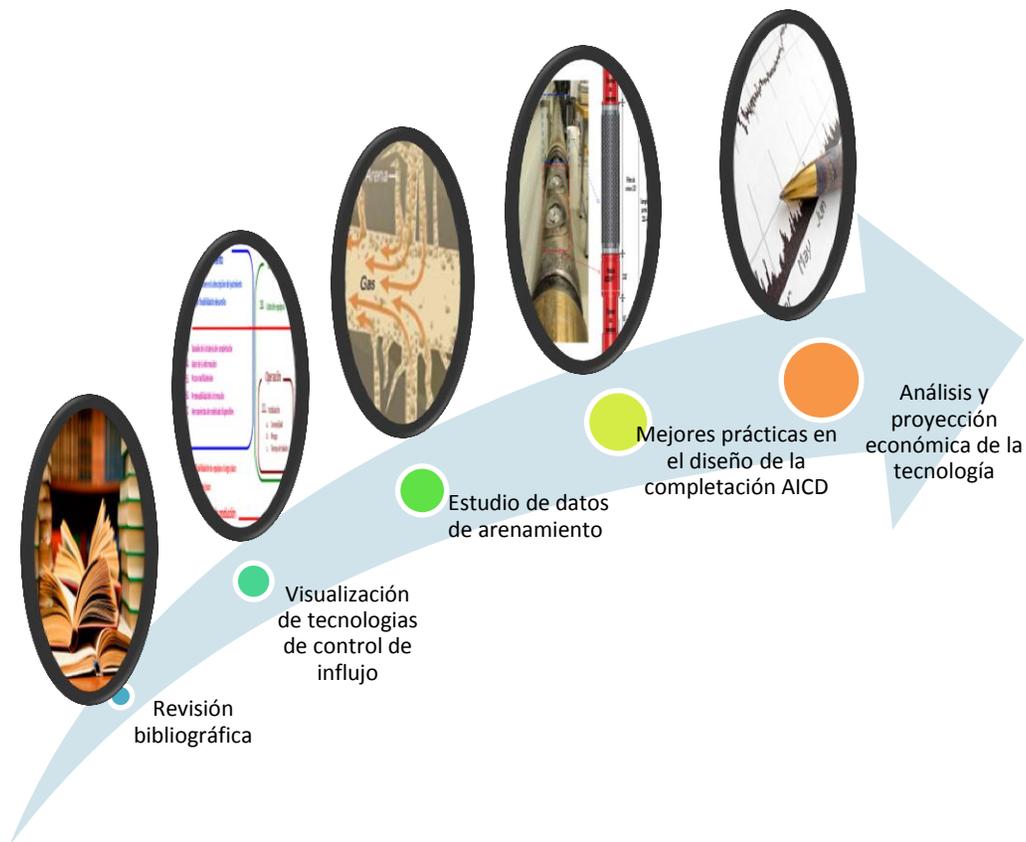


Figura 28: Flujo de trabajo.

3.1 Revisión bibliográfica y recopilación de información

En esta primera etapa de la investigación se establecieron las bases teóricas que sustentan todo el trabajo realizado. Se revisaron libros, artículos, publicaciones de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE), manuales, y diversas fuentes bibliográficas asociadas con el tema de esta investigación. Esto permitió conocer aspectos concernientes a las tecnologías de control de flujo, arenamiento y entendimiento del área de estudio.

Este paso permitió fundamentar las bases teóricas para desarrollar el capítulo I, detallar el área de estudio y comenzar el análisis de las tecnologías disponibles para establecer una idea acerca de los retos de la tecnología en función de las características del campo.

3.2 Visualización de tecnologías de control de flujo

Con la finalidad de tener un panorama claro con respecto a las tecnologías disponibles y/o visualizar los posibles retos que presentaría la tecnología en área de estudio se realizará una matriz de comparación simplificada entre los dispositivos de control de flujo autónomos vs. convencionales, esta metodología se encuentra reseñada en la referencia ^[35] y permite establecer los parámetros en orden de jerarquía según los cuatro (4) criterios señalados en la figura 29.

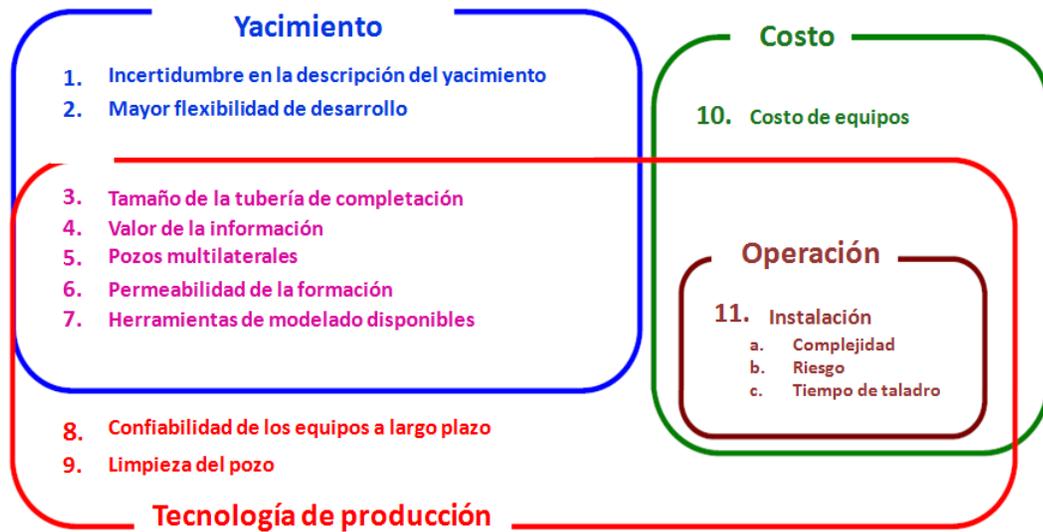


Figura 29: Matriz de comparación simplificada para comparar tecnologías en una aplicación específica ^[20] (modificada por Dávila).

Se describe a continuación la implicación de los 11 elementos de la matriz, y su importancia en el área de estudio:

3.2.1 Incertidumbre en la descripción del yacimiento

Este parámetro se refiere a flexibilidad de la herramienta ante las potenciales incertidumbres del yacimiento y como podrían afectar estas incertidumbres en el desempeño de la tecnología en cuanto a la recuperación de crudo ^[10]. El campo de estudio, específicamente las arenas “D”, objetivo actual de la tecnología, están conformadas por formaciones depositadas en ambientes fluvio-deltaicos. Esto representa un reto para yacimientos y perforación, se han reportado complicaciones en mantener el brazo productor en la arena objetivo, evidenciando discontinuidad en las arenas y constantes maniobras para poder completar el pozo mayoritariamente en arena. Dando como resultado poca representatividad de los modelos desarrollados y complicando las estimaciones de los pozos.

Esto significa para la tecnología de control de flujo fuerte dependencia a las condiciones en las cuales se logre completar el pozo en función de las

heterogeneidades que atraviese el brazo productor. La tecnología que logre una adaptabilidad mejor ante estas incertidumbres del yacimiento representará un menor riesgo en su futura aplicación y confiabilidad en un pronóstico de producción.

3.2.2 Mayor flexibilidad de desarrollo

El potencial entre tecnologías también puede ser medido por capacidad de adaptarse ante situaciones no deseadas. En el caso en que las variables del yacimiento sean diferentes a las óptimas, la capacidad de la tecnología en garantizar aun beneficios en estas condiciones juega un rol importante ^[20]. Esto se relaciona con el punto anterior y se agrega la posibilidad de buscar otras áreas de desarrollo si la tecnología resulta exitosa. Reproducir los beneficios de la tecnología en el mayor número de pozos pese a las adversidades que podrían presentarse representa una ventaja importante. Aspectos tales como reaccionar ante fluidos no deseados, capacidad de actuar en tiempo real o la capacidad de intervenir el pozo ante una situación no deseada son algunos de los parámetros que se consideran en este punto.

3.2.3 Tamaño de la tubería de completación

Las caídas de presión del fluido a lo largo de la sección completada es una de las razones de las aplicaciones de la tecnología de control de influjo. Como se explico en el capítulo II estas guardan una relación con el diámetro interno de la tubería de flujo y la viscosidad del fluido. La dependencia de las caídas de presión al diámetro de flujo varían según el tipo de flujo ($1/5$ para flujo turbulento y $1/4$ para flujo laminar) en ambos casos son altamente dependientes. En el caso del área de estudio la alta viscosidad del crudo hace necesario que el diámetro de la completación sea lo más amplio posible, para minimizar caídas de presión y maximizar el aporte de toda la sección horizontal. Por lo cual este es una implicación importante para la tecnología que se postule con mayores posibilidades según las condiciones estudiadas.

3.2.4 Valor de la información

Este punto se refiere a la capacidad de diseñar una completación específica que maximice los resultados de la tecnología si se tiene información detallada del área. En el caso del área de estudio, por ejemplo, si se contase con registros de fibra óptica, permitiendo predecir a través de perfiles de temperatura las futuras zonas de canalización de agua entonces tendría ventaja el dispositivo de control de flujo que más provecho obtenga con esta información. Al pensar en posibilidades de masificación y desarrollo de una tecnología a largo plazo, la cantidad de información disponible siempre incrementará. Una tecnología modificable a través de estos hallazgos es ventajosa.

3.2.5 Pozos multilaterales

Este punto corresponde a la capacidad de la tecnología de ser aplicada en pozos multilaterales. Este aspecto sumaría una opción adicional de desarrollo para la tecnología, aumentando sus posibilidades de desarrollo. Actualmente no existen pozos con control de flujo solo con una tecnología de control de flujo. Una combinación entre ICV para el hoyo principal y (A) ICD para los brazos productores en cambio, si ha sido aplicada con éxito.

3.2.6 Permeabilidad de la formación

Este punto se puede subdividir entre yacimientos de alta y media permeabilidad (>1 Darcy) y baja permeabilidad (<1 Darcy), ya que busca evaluar si la restricción de flujo que impondrá el dispositivo no condenaría la producción del pozo. Debido a que el caso de estudio se trata de yacimientos de alta permeabilidad se evaluará cual tecnología aprovecha esta condición y representa menos riesgo para la productividad del pozo.

3.2.7 Herramientas de modelado disponibles

Actualmente contar con la tecnología que posea amplia disponibilidad de herramientas de modelado es sin duda una ventaja. La mayoría de los simulares

comerciales disponibles son capaces de modelar las condiciones de los dispositivos de control de flujo convencionales (ICD and ICV) ^[36]. Estas herramientas de modelado dividen el hoyo en un determinado número de segmentos representando la sección completada, el espacio anular y el dispositivo de control de flujo. Posteriormente se realiza un análisis nodal considerando que todo el flujo converge a un único segmento, que va hacia el cabezal del pozo. Pese que los dispositivos AICD también cuentan con *software* incorporados a los simuladores comerciales ^[26], el principio reactivo o la restricción de flujo adicional ante la llegada de agua es difícil de modelar.

3.2.8 Confiabilidad de los equipos a largo plazo

Este aspecto está relacionado con el riesgo de erosión o taponamiento para las (A) ICD ^[10]. Aunque también se puede considerar los riesgos en que un aspecto de la completación (filtro de arena o *packer*) falle. El riesgo de taponamiento varía de dispositivo en dispositivo, aunque algunos presentan resistencia a la erosión, otros en cambio pueden ser diseñados contra el taponamiento. El riesgo de falla para ICD previamente ha sido estudiado ^[10, 20, 37].

Es importante señalar que el riesgo de taponamiento de cualquier AICD puede ser minimizado con un filtro de arena adecuado. Adicionalmente un diámetro mínimo puede ser introducido en el proceso de diseño de la (A) ICD para minimizar el riesgo de taponamiento. No ha sido reportado ningún caso de taponamiento en dispositivos de control de flujo convencionales, incluso en aquellos campos donde el taponamiento de la sección productora es frecuente ^[38]. Sin embargo no se cuenta con suficiente información disponible sobre los dispositivos autónomos, se tiene la sospecha que los dispositivos con elementos móviles tienen mayor riesgo de fallar. Estas incertidumbres impulsaron el desarrollo del presente trabajo, conocidas las condiciones de producción de arena del campo. Por tal motivo este es uno de los aspectos que reviste mayor importancia

3.2.9 Limpieza de los pozos

Las completaciones con dispositivos de control de influjo no están inmunes de los riesgos de las operaciones de limpieza. De hecho se incorporan nuevos riegos a los propios del proceso de limpieza ante la presencia de los dispositivos. Sin embargo las AICD representan una mejora en la limpieza del filtrado de lodo que causa el taponamiento de las completaciones ^[39]. Esto ocurre a bajas tasas, ya que la restricción adicional genera una caída de presión lo suficientemente fuerte como para remover el revoque que podría estar taponando las completación, caída de presión que no sería alcanzada con una completación con *liner* ranurado, debido a la presión desigual. El verdadero riesgo de los dispositivos se encuentra en la instalación de la completación, ya que el dispositivo se expone al retorno del lodo que podría causar taponamiento en el dispositivo. Los dispositivos ICD boquilla y orificio son particularmente propensos a este tipo de falla. Los puertos de todos los tipos de AICD, a excepción de las de disco y flujo dividido, pueden ser taponadas ^[39,40,41]. Siempre es necesario tener en cuenta las condiciones de limpieza que deben ser llevadas a cabo para evitar operaciones remediales demasiado costosas.

En el área de estudio es común realizar trabajos de limpieza en los pozos con gasoil, elevando la importancia de este aspecto en la selección entre tecnologías de control de influjo.

3.2.10 Costo de equipos

El costo de un pozo con (A) ICD es el costo del equipo de una completación convencional (tubería de producción, accesorios, cabezal, ect) más los componentes que regularmente acompañan una completación tipo (A) ICD: *Liner*, rejillas o empaque con grava, aislador del flujo anular (*packers*), tubería lisa para aislar las lutitas ^[10].

Sin embargo esto depende ampliamente del proveedor, el ensamblaje de la junta, y el costo en sí del dispositivo. Algunos proveedores facilitan la junta pre ensamblada,

con el numero de dispositivos estipulados en el diseño y con rejilla o liner según sea el caso.

Por lo cual entre dispositivos autónomos y convencionales no existirá mayor diferencia, se presume que la funcionalidad de los dispositivos autónomos eleva el costo contra uno convencional.

3.2.11 Instalación

Los riesgos en la instalación de los dispositivos de control de influjo radican principalmente en la falla de los elementos de la completación:

- a) La falla del propio dispositivo en la instalación debido a la exposición constante a lodo de perforación.
- b) La falla del equipo de aislación para evitar el flujo anular, esto depende de la correcta selección de la empacadura, las condiciones del hoyo y la experticia del operador.
- c) La falla de los mecanismos de control de arena por daño, ya sea por el lodo de perforación o la inadecuada selección.

Pese a que en efecto una completación convencional resulta más fácil de instalar, la instalación de los dispositivos de control de influjo no remotos, tampoco supone mayor complejidad y se disponen de gran cantidad de experiencias a nivel mundial para el perfeccionamiento de estas actividades.

Como se mencionó en el punto 3.2.8. Existe una gran incertidumbre sobre la aplicabilidad de la tecnología en cuanto al riesgo de arena, para evaluar este aspecto se proporcionaron datos de producción de arena del campo con la finalidad de encontrar parámetros de monitoreo y/o recomendaciones para minimizar estas incertidumbres.

3.3 Estudio de datos de arenamiento

La compañía Statoil Venezuela C.A. facilito los datos en cuánto a muestras de arena que se realizaron a lo largo de 10 años de producción en el área de estudio. Los datos corresponden a 21.471 muestras tomadas a 452 pozos, distribuidos en 40 macollas. Debido al interés de la aplicación de la tecnología en las arenas fluviales, únicamente se consideraron los pozos completados en las arenas “D” (Capítulo II). Reduciendo la población a 15.396 muestras puntuales de arena, agrupados en 371 pozos.

Es importante destacar que no todos los pozos del campo poseen muestreo constante de arena en superficie, el mismo era realizado cuando el pozo presentaba indicios de problemas de arenamiento, básicamente por pérdida de IP (índice de productividad) a condiciones de explotación similares, era entonces que se solicitaba el monitoreo de la producción de arena en los pozos a través del muestreo en superficie. Generalmente se tomaban varias muestras de arena seguidas para corregir problemas en la medición, es decir, se puede considerar a la mayoría de los pozos en los cuales no se tiene información de producción de arena baja o poca producción de sedimentos.

Los datos de arena de los pozos se encuentran expresados en concentración de sedimentos en gr por cada barril de fluido (gr/bls). Cada muestra se encuentra asociada a una fecha, a un corte de agua, a una RPM indicador de la velocidad de la bomba (revoluciones por minuto) y a un punto de inyección de diluyente en el pozo (Capitulo II). Para garantizar un mayor número de variables en el estudio, se complementaron los datos recibidos con ΔP , caudal de crudo (q_o), P_e y caudal de agua (q_w) obtenidos de la historia de producción de los pozos, exportada del programa OFM (*Oil Field Manager*). Sin embargo, no todos los pozos contaban con esta información disponible o era inconsistente (altos ΔP , P_e anormales). Adicionalmente, existían pozos que contaban con muy pocas muestras para reconstruir su historia en las áreas denominadas MA y SA por tal motivo no fueron

considerados en el estudio. Finalmente resultaron 11.911 muestras (311 pozos en 37 macollas) consideradas útiles para el estudio. En la figura 30 se presenta en detalle la distribución de los datos usados y descartados.

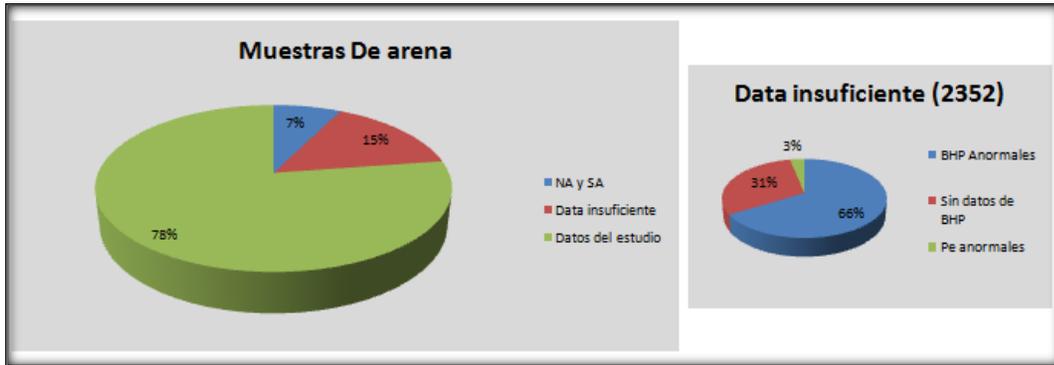


Figura 30: Distribución de los datos depurados.

3.3.1 Arenamiento vs. dirección de perforación

Ya que los pozos se encuentran perforados en un patrón radial (capítulo II), era interés de la compañía determinar si existía alguna relación con la dirección de perforación y el corte de arena. Por este motivo se definieron doce (12) cuadrantes y las cuatro (4) direcciones cardinales según la dirección de perforación de los pozos (azimut), esta información fue asociada a los datos suministrados (Figura 31).

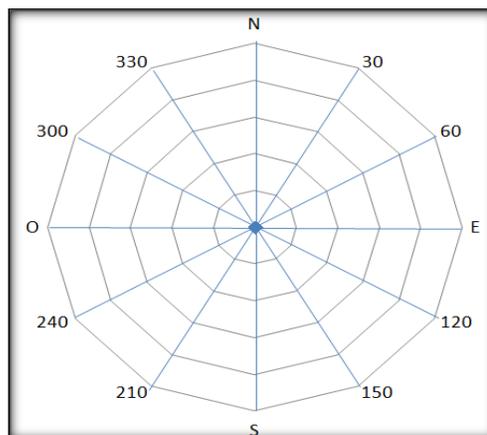


Figura 31: Sub-cuadrantes de trabajo.

Para asignar un valor promedio de producción de arena a cada dirección se reconstruyeron los perfiles de producción de los pozos involucrados en el estudio, agregando los datos de corte de arena. Aquellos pozos que presentaron alta producción de arena por irrupción de agua no fueron utilizados para el promedio, tampoco aquellos pozos que presentaron elevados valores de producción de arena después de una apertura. En la figura 32, la primera reconstrucción de producción realizada para los 371 pozos, se evidencia en el punto de irrupción del agua un incremento en la producción de arena. Por otro lado, se evidencia en la figura 33, el incremento de producción de arena por encima del promedio aceptado sólo después de una apertura del pozo, para la estimación del promedio de producción de arena en función de la dirección.

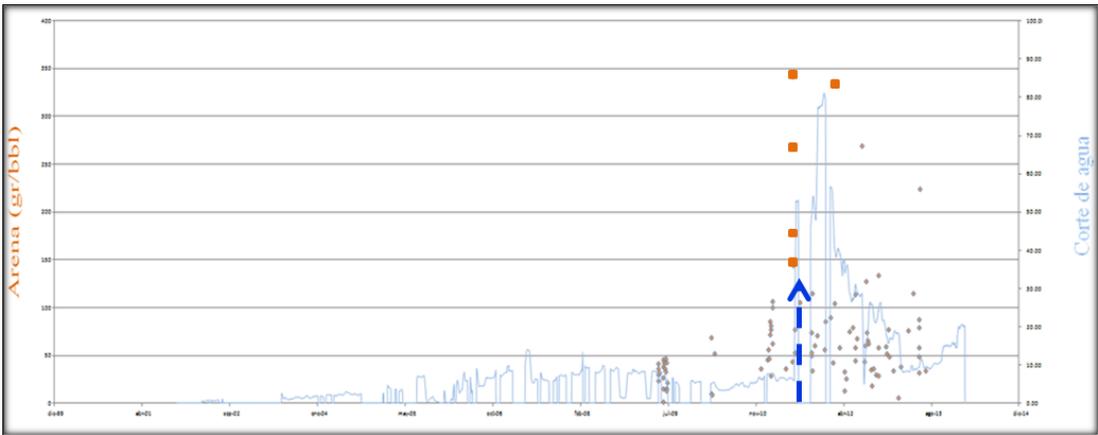


Figura 32: Pozo 01. El corte de arena está influenciado por la llegada de agua.

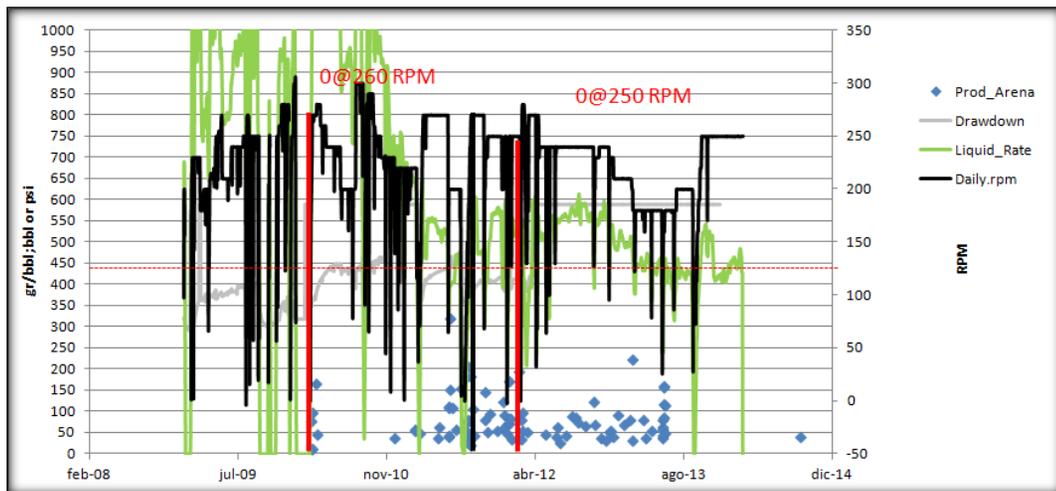


Figura 33: Pozo 02. Apertura acelerada y mayores tasas de producción de arena.

Una vez fueron depuradas las condiciones operacionales y la irrupción de agua, se asocio un promedio de producción de arena a cada cuadrante previamente definido. Se puede apreciar la grafica radial para las arenas “D”, en la figura 34.

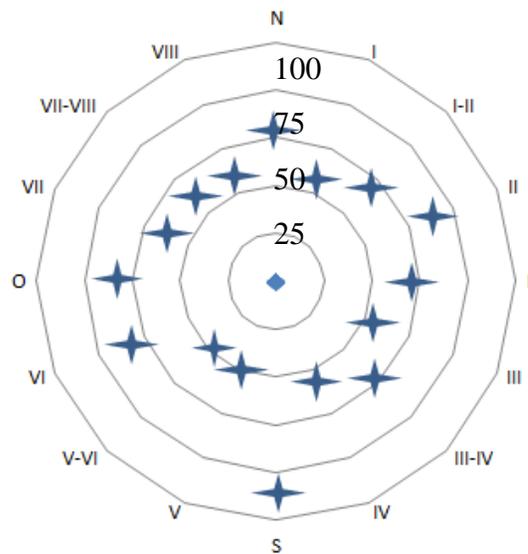


Figura 34: Producción de arena (gr/ bsl) en función de la dirección de perforación, Arenas “D”

Los gráficos radiales para cada macolla del área de estudio fueron también elaborados con la finalidad de reconocer tendencias hacia zonas particulares (Figura 35).

3.3.2 Variables relevantes en el arenamiento

Para determinar que variable posee más influencia sobre el arenamiento de los pozos del área de estudio se realizaron los gráficos de producción de arena contra todas las variables disponibles que podrían influir sobre el efecto de producción de arena como: RPM, ql y ΔP figuras 36, 37 y 38 respectivamente, se agrega en cada gráfico la tendencia lineal.

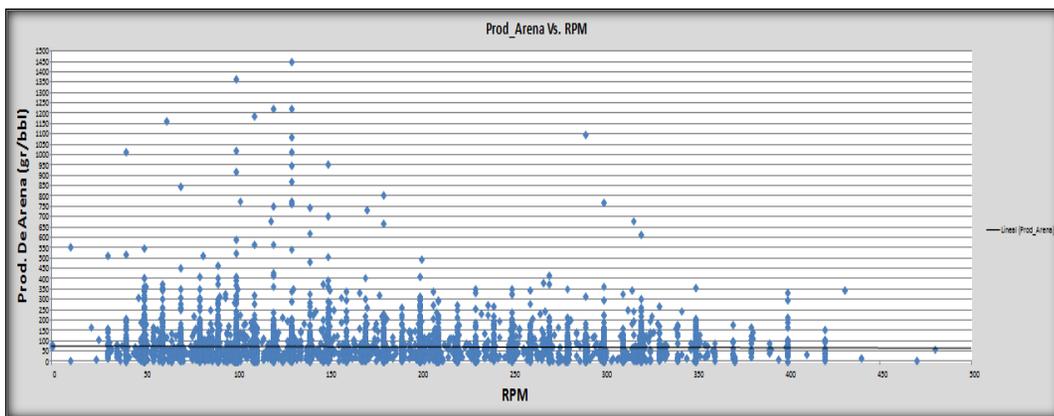


Figura 36: RPM vs. producción de arena

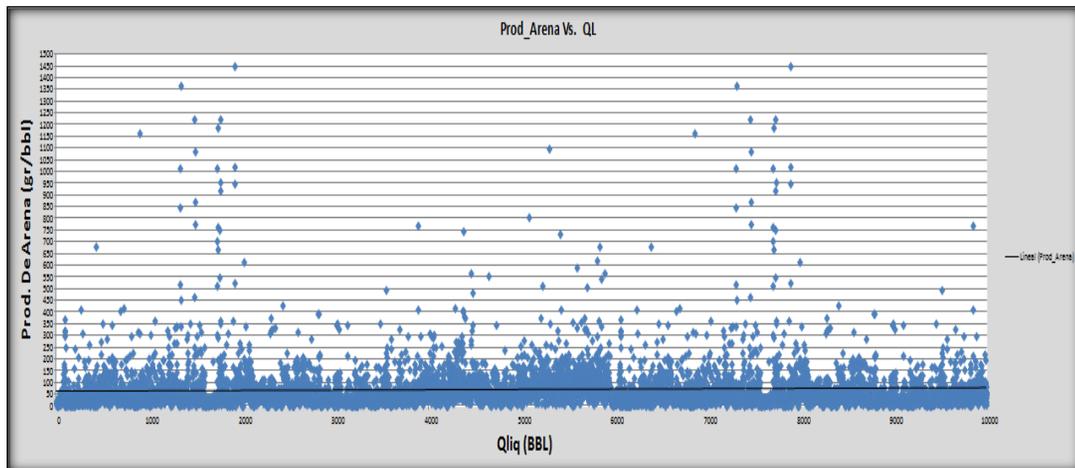


Figura 37: QL vs. producción de arena

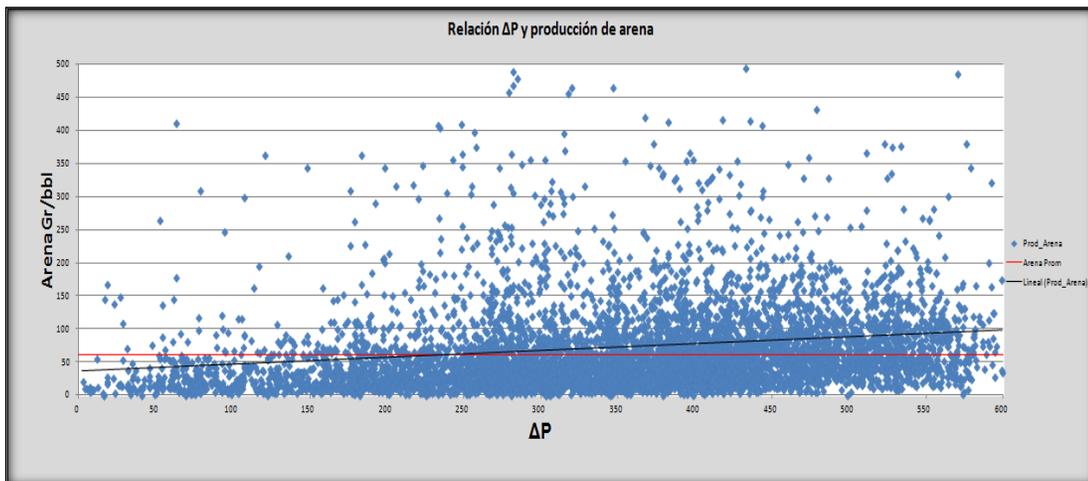


Figura 38: ΔP vs. producción de arena

En este punto también se observaron aspectos operacionales, el tiempo y producción acumulada del pozo al momento de la muestra para incluir la influencia del agotamiento. Los aspectos más resaltantes de estas evaluaciones serán detallados en el capítulo IV.

Lamentablemente el área no se posee estudios geotécnicos concluyentes, por lo cual no podrán ser vinculados con el análisis de producción de arena. Sin embargo este estudio de producción puede ser usada para validar modelos geomecánicos una vez se encuentren disponibles.

Estos análisis presentados de la sección 3.3 permitirán relacionar la dirección de perforación con la producción de arena, establecer las principales razones de producción de arena del campo en función de perfiles de producción y ayudará en la selección del área y posible pozo piloto para la aplicación de la tecnología.

3.4 Mejores prácticas en el diseño de la completación AICD.

El diseño de la completación AICD es sumamente dependiente de las condiciones específicas de cada hoyo. Debido a esto no es posible diseñar una única completación para todo el campo. Sin embargo, se puede detallar los pasos a seguir para el diseño de una completación con dispositivos de control de flujo de manera que se puedan

hacer las modificaciones pertinentes para las condiciones específicas del hoyo definitivo.

En el presente trabajo especial de grado se definirá una completación tipo AICD, y esta será la completación propuesta para el área de estudio. Pero también se describirá el proceso de diseño de la misma para realizar las modificaciones correspondientes.

Varios autores han definido los cálculos matemáticos detrás del diseño de una completación con control de flujo ^[20, 26]. Muchos de los cuales se encuentran disponibles en los *software* comerciales actuales ^[42, 43]. Se presentará a continuación, el proceso de elaboración de una completación AICD, a manera de guía.

3.4.1 Visualización y aplicabilidad de la tecnología

Corresponde a la evaluación sobre la aplicabilidad en sí de los dispositivos según el área y yacimiento. Para el presente TEG la sección 3.2 y 4.1 representan una descripción detallada de este paso para el área de estudio. Usando la matriz simplificada se puede definir si la tecnología es viable en el área de estudio o no. Pese a ser el primer paso es por obvias razones uno de los que reviste mayor importancia, sencillamente si los parámetros más importantes en función del campo representan mayores riesgos e incrementan las incertidumbres asociadas, no se debe avanzar en el estudio o por el contrario saldrán a relucir los estudios necesarios adicionales para vencer los retos que supone para la tecnología el área de estudio. De resultar viable la técnica se puede continuar con el estudio.

3.4.2 Estimaciones de la productividad del pozo y balance

Corresponde al análisis nodal del brazo productor para estimar la contribución de cada zona. Para ello, es necesario construir un modelo del yacimiento, pozo y fluido. Este debe comenzar asumiendo un valor de P_{wf} al final de la sección horizontal (*toe*). Luego se ira de nodo a nodo hasta el inicio de la sección horizontal (figura 39), calculando la P_{wf} de cada nodo (la cual varía según las caídas de presión en el pozo)

y se calculan las tasas que aporta cada sección (ley de Darcy) la cual estará influenciada por el modelo de yacimiento.

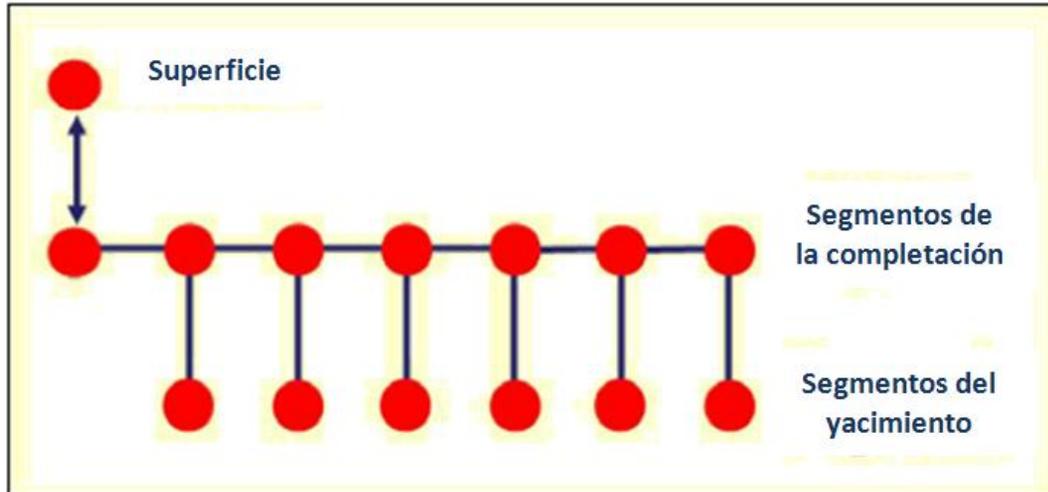


Figura 39: Modelo de fluido para análisis nodal en el brazo productor ^[20]

Según la P_{wf} elegida en el primer punto, el pozo fluirá o no. Para que el pozo fluya se debe cambiar la P_{wf} hasta alcanzar un valor de producción permitido u optimizado. Esto permitiría establecer el índice de productividad (J) esperado del pozo e identificar las zonas que estarían aportando más fluido.

El área de estudio solo cuenta con un modelo de yacimientos y fluidos cotejado, el mismo solo representa una parte del campo. Sin embargo, esto también significa la capacidad de continuar con el estudio en la implementación de la tecnología una vez las incertidumbres asociadas a la aplicabilidad sean despejadas. Lamentablemente este modelo no estuvo disponible durante el presente trabajo, pero si algunos resultados dinámicos provenientes de este modelo. Los análisis de estas corridas suministrados por Statoil Venezuela C.A. serán incluidos en el capítulo IV.

3.4.3 Identificación y optimización de dispositivo pasivo

Una vez identificado el J esperado del pozo modelo se incluye un nuevo nodo en el análisis, el nodo AICD (Figura 40). Esto con la finalidad de calcular la nueva tasa de flujo que aporta cada segmento.

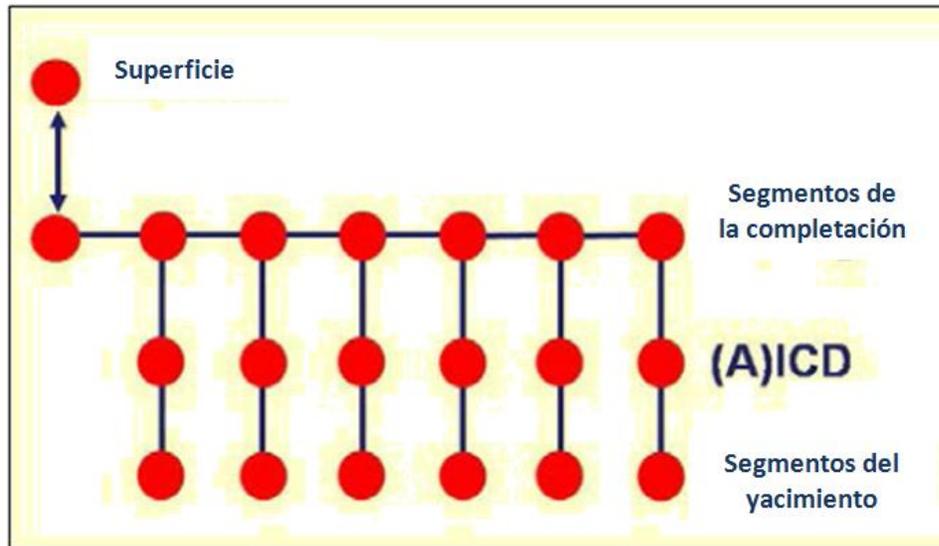


Figura 40: Modelo de fluido para análisis nodal en el brazo productor con (A)ICD ^[20]

La tasa de flujo a través de la (A) ICD es también función de las caídas de presión. Este esquema permite simplificar las estimaciones y activa la posibilidad de una solución analítica de la tasa de flujo. Se hace necesario realizar un proceso iterativo en cada segmento para identificar la tasa de flujo resultante. Esta solución analítica propuesta permite calcular la tasa a través de la (A) ICD como función del J del segmento al que estará asociado, y a las condiciones propias del tipo de dispositivo de control de influjo (canales, boquillas, disco, etc.). Solo a modo de ejemplo se muestran las ecuaciones en la tabla 1, se muestra la fórmula para calcular la tasa de flujo en función del tipo de dispositivo, se debe resaltar las variables a_{icd} , β , Cd y Cu las cuales son función de los diámetros y las condiciones de diseño propias de cada dispositivo.

Tabla 1: Ejemplos de fórmula para el cálculo de tasa de flujo a través de diferentes tipos de dispositivos de control de influjo en función del IP o PI por sus siglas en ingles ^[20].

Tipo de AICD	Ecuación
Canales	$q_{ICD}(i) = \frac{-1 + \sqrt{1 + 4 \left(PI_{ICD}^2 \left(\frac{\rho_{cal}}{\rho_{mix}} \frac{\mu_{mix}}{\mu_{cal}} \right)^{0.25} \frac{\rho_{mix}}{\rho_{cal}} a_{ICD} \right) (i) [\overline{P_r}(i) - P_w(i)]}}{2 \left(PI_{ICD} \left(\frac{\rho_{cal}}{\rho_{mix}} \frac{\mu_{mix}}{\mu_{cal}} \right)^{0.25} \frac{\rho_{mix}}{\rho_{cal}} a_{ICD} \right) (i)}$
Tubo	$q_{ICD}(i) = \frac{-1 + \sqrt{1 + \frac{32C_u}{\pi^2} \left(\frac{PI_{ICD}^2 \rho_{mix} (1 - \beta^4)}{C_d^2 \varepsilon^2 d_{no}^4} \right) (i) [\overline{P_r}(i) - P_w(i)]}}{\frac{16C_u}{\pi^2} \left(\frac{PI_{ICD} \rho_{mix}}{C_d^2 \varepsilon^2 d_{no}^4} \right) (i)}$
Bola, disco y aleta	$q_{ICD}(i) = \frac{-1 + \sqrt{1 + \frac{32C_u}{\pi^2} \left(\frac{PI_{ICD}^2 \rho_{mix} (1 - \beta^4)}{C_d^2 \varepsilon^2 d_{no}^4} \right) (i) [\overline{P_r}(i) - P_w(i)]}}{\frac{16C_u}{\pi^2} \left(\frac{PI_{ICD} \rho_{mix}}{C_d^2 \varepsilon^2 d_{no}^4} \right) (i)}$

Un número considerable de *software* permiten calcular estas condiciones. Pero es necesario dejar claro que va a depender de lo confiables que sean estas relaciones en reproducir la interacción entre el fluido y los dispositivos. Para el caso del área de estudio no existen pruebas de laboratorio de un fluido espumante a través de un dispositivo de control de influjo, esto complica considerablemente avanzar en el diseño de la completación sin incorporar una incertidumbre considerable en la funcionalidad del dispositivo ante un crudo de las características del área de estudio. Cabe mencionar que esta incertidumbre sólo puede ser solventando con análisis de laboratorio o aplicación directa de la tecnología, estas pruebas pueden representar un reto logístico y económico considerable.

Para el área de estudio fue posible desarrollar una prueba con un crudo sintético de 3000 cp para comprobar el funcionamiento de la válvula RCP (tipo disco). Se presenta en la figura 41 los resultados del estudio realizado por Statoil en el 2014. Pese a evidenciar la restricción que supone la válvula al flujo de agua y favoreciendo al crudo sintético, aun son necesarios estudios minuciosos para emitir conclusiones sobre el comportamiento del crudo espumante en los dispositivos de control de influjo.

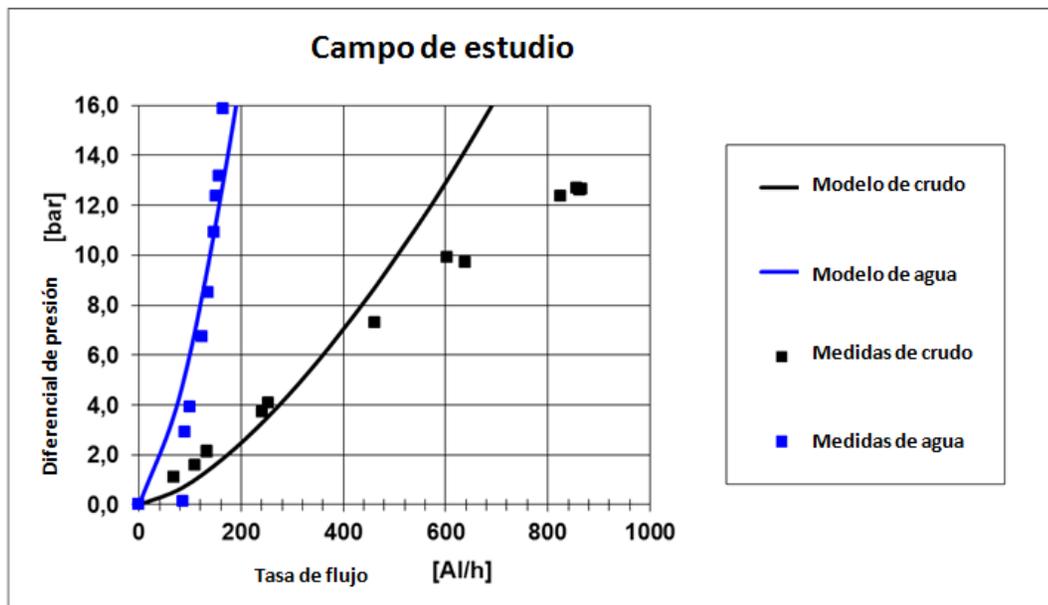


Figura 41: Caída de presión a través de la RCP en un crudo sintético de 3000 cp y agua (Fuente: Statoil)

Por lo tanto, la elección del tamaño óptimo de ICD o AICD antes de la llegada de agua estará fuertemente influenciado por el fluido, pero si se tiene cierta certeza de este comportamiento la selección de la restricción óptima se define por medio del reconocimiento de zonas de alta y baja permeabilidad en el yacimiento.

La zona de máxima permeabilidad y el número de zonas que aportan fluido son parámetros definidos a través de un registro eléctrico y/o las correlaciones de permeabilidad adecuadas. Si existe una zona de muy poca permeabilidad, las

estimaciones deben ser realizadas para no condenar el flujo en esa sección de la completación, incluso considerar la posibilidad de colocar secciones sin dispositivos, colocandolos solo donde se requiera la restricción.

Dado un perfil de permeabilidad, según el flujo esperado puede ser estimado el diferencial de presión necesario para que todas las zonas aporten fluidos en la misma proporción. A modo de ejemplo se propone un yacimiento que atraviesa 4 zonas de diferente permeabilidad, como el presentado en la figura 42. Se aprecia la presión del yacimiento y la distribución de las zonas 300, 350, 500 y 1.000 md respectivamente. Para realizar una ilustración práctica se asumirá misma longitud de cada zona y para este caso una despreciable caída de presión en la tubería. Al observar el gráfico de los IP de cada zona se observan que las mismas aportan de manera desigual (300, 350, 500 y 1.000 barriles respectivamente).

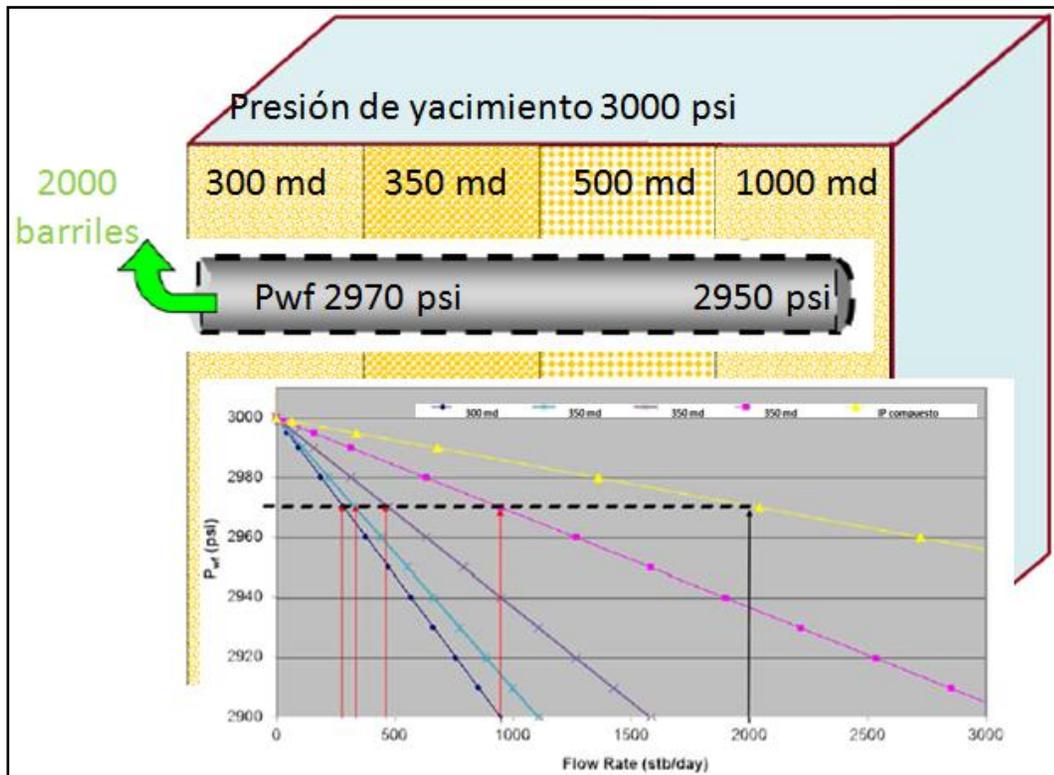


Figura 42: Ejemplo simplificado para diseño de completación con dispositivos AICD (Elaborado por Dávila).

En un pozo cercano al acuífero o con riesgo de canalización resulta evidente que el agua podría formar una cresta al final de la sección productora, condenando la producción de las tres (3) zonas restantes.

Para determinar el tamaño óptimo de un dispositivo de control de flujo, siempre se debe identificar la zona de menor permeabilidad, ya que esta determinará la configuración del resto de la completación. En este caso para retrasar la llegada del agua se diseñará una completación que genere la misma contribución para todas las zonas. Esta posibilidad se puede alcanzar de varias maneras y dependerá de criterios específicos de la calidad de cada zona, condiciones petrofísicas de cada zona y si las instalaciones de producción permitan alcanzar las condiciones deseadas de flujo.

Para continuar con el ejemplo, se supondrá que el equipo de yacimientos ha determinado que la zona de menor permeabilidad puede fluir hasta con 500 barriles sin generar una caída de presión excesiva y posee las características petrofísicas para alcanzar este potencial. Entonces el diseño consiste en configurar la completación para que todas las zonas aporten 500 barriles. Lo primero es determinar la P_{wf} a la cual la zona de peor permeabilidad aportaría mencionado caudal en caso de no requerir completar esta zona con dispositivos. Para el caso de los dispositivos autónomos siempre es conveniente colocarlos a lo largo de la zona productora, sobre todo si existe incertidumbre.

La caída de presión debe ser agregada a la profundidad de la siguiente sección para que el diferencial de presión produzca la misma cantidad de volumen. En la figura 43, se evidencia como ha determinado valor de P_{wf} , los dispositivos agregan diferentes valores de caída de presión a cada zona para generar un nuevo IP compuesto. La caída de presión que debe generar cada dispositivo en cada zona se agrega en la figura 43.

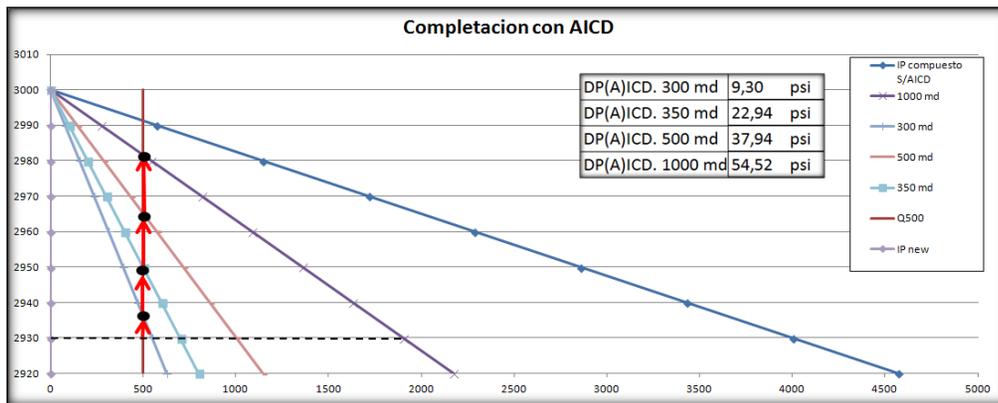


Figura 43: Impacto de las (A) ICD para equilibrar el aporte de zonas de diferente permeabilidad (Elaborado por Dávila).

Convertir esta caída de presión en el diseño de dispositivo requiere una cantidad considerable de pruebas de laboratorio según el tipo de dispositivo. Pero mucho de estos estudios han sido realizados y se encuentran cargados en *software* comerciales para el dispositivo de control convencional y algunas correlaciones han sido sugeridas para los dispositivos autónomos.

El siguiente paso corresponde a distribuir la caída de presión necesaria entre la longitud de la zona, de manera que el espacio disponible a flujo permite el flujo de petróleo a través de toda la zona. Para fines prácticos el ejemplo deja claro la aplicación de los dispositivos de control de influjo y permite tener una idea de los datos necesarios de entrada que se requieren para seleccionar la restricción óptima esperada de los dispositivos de control de influjo.

En ocasiones el diámetro que se traduce en esta caída de presión puede no ser alcanzado por un solo dispositivo y/o otros parámetros deben ser tomados en cuenta para establecer el diámetro de cada dispositivo. Esto es cierto para los dispositivos pasivos (boquilla/orificio/ranuras), los cuales presentan riesgo de taponamiento a ciertos diámetros y erosión a ciertas velocidades de flujo. Si los dispositivos AICD (bola, aleta) tienen el mismo principio pasivo requerirán corregir estos diámetros para evitar erosión o taponamiento. Una manera conservadora de hacerlo es configurar por

diseño el diámetro o boquillas del dispositivo AICD para ser cuatro (4) veces mayor al del grano D90 (se refiere al diámetro del tamiz que acumula el 10% en peso, en un análisis granulométrico, Ver figura 7)

En el caso de la AICD de flujo dividido se han reportado pruebas que evidencian su resistencia a la erosión y el taponamiento [39, 41]. Ningún dispositivo se puede preparar para la deposición de asfáltenos, esto debe ser controlado químicamente. Tampoco se han realizado estudios sobre creación de emulsiones a través de los dispositivos por exceder la tasa de corte, esto es sumamente dependiente del tipo de fluido.

El estudio resumido en esta sección se realiza a través de la integración de un equipo de trabajo multidisciplinario. En la figura 44. Se resumen los resultados que aporta cada equipo de trabajo en cada una de las fases de diseño de completación (A) ICD.

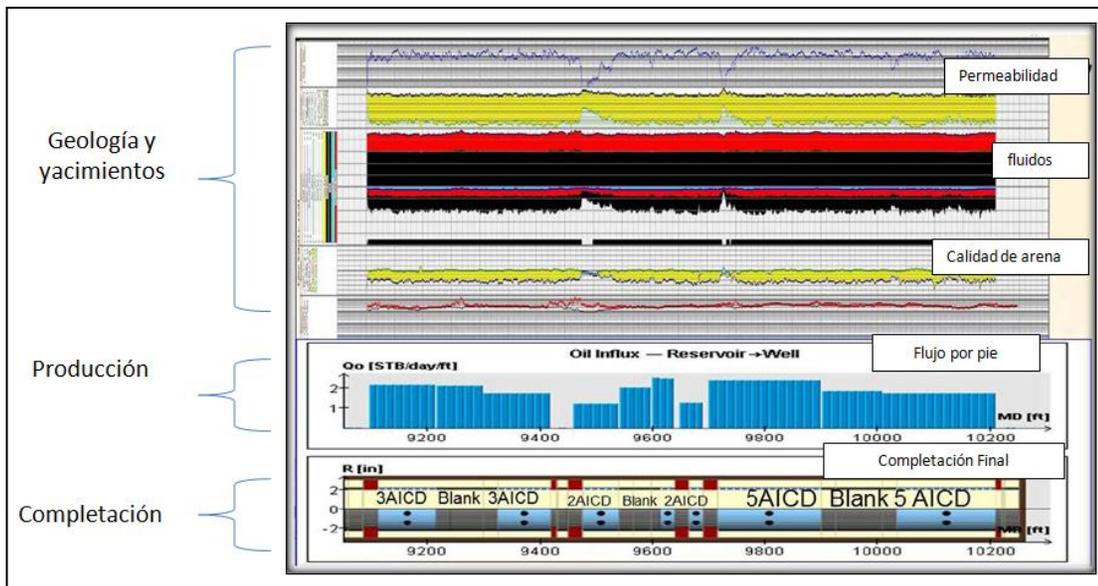


Figura 44: Diseño de AICD a través de un equipo multidisciplinario [44].

Otro punto importante en el diseño de la completación obedece a la frecuencia y selección del dispositivo que aislará el flujo anular. A continuación se señalan algunos aspectos a tener en cuenta para esta selección.

3.4.4 Flujo anular

Es el flujo de fluidos en el espacio anular entre el tubo de completación y la cara de la arena. Pese a ser un problema principalmente formación consolidadas, en el área de estudio podría estar presente por colapso desigual alrededor del hoyo o inadecuado balance de las caídas de presión a lo largo de la sección horizontal.

La principal consecuencia del flujo anular es la pérdida de productividad de las cercanías del hoyo debido al taponamiento de la completación o filtros de arena, por esta razón uno de los aspectos más importantes de la completación tipo AICD corresponde a los aisladores de flujo anular. Está comprobada la capacidad de los dispositivos de control de influjo de llevar casi a cero el flujo anular en hoyos perfectamente horizontales y yacimientos homogéneos, esto es concluido a través de experimentos y modelados ^[45]. Sin embargo, el flujo anular se complica en yacimientos heterogéneos, causando la necesidad de aislar las juntas (A) ICD con aisladores de flujo anular o AFI (*Annular Flow Isolation*). Por su facilidad de instalación y confiabilidad las empacaduras inflables o SP (*Swell Packers*), han ganado popularidad en los últimos años volviéndose comunes para las completaciones con (A) ICD.

Básicamente el número de SP está determinado por las variaciones de productividad entre las zonas, las marcas geológicas y/o correlaciones geológicas que atraviese el pozo y la velocidad del flujo anular.

Un detallado principio de selección de AFI fue desarrollado por Al-khelawi (2013) ^[20]. Pero para el área de estudio aun no queda definida la naturaleza del flujo anular, considerando la formación no consolidada, es decir, es posible que el colapso natural de la formación evite mayores problemas asociados al flujo anular. Sin embargo, para el caso de estudio se asumirán un número AFI base de 8 SP (16 pies c/u), esto representa para una sección típica del área de estudio de 2.500 pies, 7 zonas aisladas,

de 400 pies cada una. Además, se realizarán sensibilidades del punto de vista económico suponiendo completaciones con más compartimientos.

Hasta este punto no existe diferencia entre el diseño de una completación activa o pasiva, ya que se ha descrito los puntos a tener en cuenta para que un pozo pueda fluir en condiciones óptimas, igualando las caídas de presión a lo largo de la sección anular y por ende retrasando la llegada del agua. Sin embargo, la principal ventaja de la AICD consiste en su restricción adicional ante la llegada de fluidos no deseados.

El diseño autónomo estará influenciado por las curvas de permeabilidad relativa que presente cada compartimiento de flujo, sin embargo, esta información no siempre se encuentra disponible, a menos que se realicen estimaciones e iteraciones con un modelo dinámico, además el dispositivo puede ser calibrado a partir de su posición cerrada, es decir, cuánto diferencial de presión será capaz de imponer un compartimiento ante la presencia del fluido no deseado, esto se realiza considerando que los demás compartimientos aportan flujo a diferente saturación de fluido no deseado pero siempre en aumento.

Se debe notar que estos procedimientos son altamente complejos analíticamente por lo que es necesario contar con un modelo de fluidos representativo de la zona. Sólo un sector del área de estudio cuenta con este nivel de representatividad del yacimiento y el mismo fue usado por Statoil para realizar sensibilidades dinámicas del número óptimo de dispositivos autónomos por junta. Esta información será analizada en el siguiente capítulo y será usada como referencia para realizar el análisis económico.

3.5 Análisis económico de la tecnología AICD

Debido a la dependencia de la completación a las condiciones específicas del hoyo se propondrá una completación tipo respetando los resultados arrojados por la simulación hecha por Statoil, las condiciones de completación de los pozos (longitud) y esperando encontrar formaciones lutíticas completadas con *liner* liso.

La completación propuesta evaluará la factibilidad económica de la tecnología, ya que independientemente de la ubicación final de las juntas AICD, es representativa de las juntas posibles de AICD con *Swell Packers* (SP) que pueden ser corridas en una longitud típica del campo de estudio.

Para realizar el análisis económico de la tecnología es necesario contar con un esquema de costos. Se consultó los costos tipo de una completación AICD en los lugares donde Statoil ha bajado una completación con dispositivos de control de flujo, se considera esta la referencia más cercana y válida por lo detallado de los datos de ensamblaje y la factibilidad de realizar un estudio comparativo.

Es importante resaltar que los costos de perforación, cabezal, accesorios y tuberías lisas se suponen igual tanto para una completación AICD como una convencional. Serán completados aproximadamente 3.500 pies de 4.500 pies de sección perforada, asumiendo secciones lutíticas.

La cartera de pozos disponibles para la aplicación de tecnología AICD para evaluar la tecnología como proyecto se presenta en la tabla 2.

Tabla 2: Distribución de pozos por año disponibles para aplicación de tecnología AICD.

Año	Pozo nuevo (600 barriles)	Pozo en área contactada (300 barriles)
0	1 (piloto)	0
1	11	0
2	16	15
3	32	15
4	28	15
5	0	15
6	0	15
7	0	15
8	0	15
9	0	15
10	0	0
11	0	0
12	0	0
13	0	0
14	0	0
15	0	0
16	0	0

Adicionalmente al costo de la completación, el ganancial de crudo por la aplicación de la tecnología y la cartera de pozos disponibles se hace necesario para el estudio económico fijar las variables financieras que afectan cualquier proyecto económico en la industria petrolera:

- ✓ Costo del barril de crudo por año: se asignará un valor único de 60 \$/ barril.
- ✓ Costo o Gasto operativo (OPEX): 10 \$/ barril.
- ✓ Regalías: 30% de los ingresos.
- ✓ Impuestos de ley: calculados como el 50% de las ganancias
- ✓ Inversiones: la única inversión corresponderá al costo de la completación AICD según el caso.
- ✓ Tasa de descuento del 10%

Los valores usados para analizar la factibilidad económica de los pozos tipo será la tasa interna de retorno (TIR).

El estudio económico se realizará a través del análisis de los gananciales que generaría una completación AICD ante una convencional según los resultados de los perfiles construidos. Es decir las inversiones corresponderán a los equipos adicionales necesarios para la completación AICD ante una convencional. A fin de tener un margen de costos, no se restará el costo de las juntas ranuradas que no se usaran en una completación AICD pre-ensamblada.

CAPÍTULO IV

Análisis de resultados

En este capítulo se presentan los resultados de la metodología establecida en el capítulo anterior, así como las sensibilidades realizadas y los aspectos concluyentes.

4.1 Visualización de tecnologías de control de flujo

A continuación se presenta la matriz simplificada resultante de la comparación entre las tecnologías pasivas y con principio activo/ autónomo (tabla 3), se presentan en color verde la tecnología ventajosa según el aspecto definido, en rojo el caso contrario:

Tabla 3: Resultados de la comparación de las tecnologías activas y pasivas según los criterios aplicados al área de estudio.

Matriz de comparación		ICD Convencional	ICD Autonomos
1. Incertidumbre del yacimiento		No es ajustable	Controla segmentos mas pequeños de la completación
2. Mayor flexibilidad en el desarrollo		Una vez instalada no puede ser modificada	Principio activo de control de flujo
3. Tamaño de la tubería de completación		ICD=AICD	ICD=AICD
4. Valor de la información		EL cambio en la tasa de producción es el unico cambio posible	Principio activo de control de flujo
5. Pozos multilaterales		ICD=AICD	ICD=AICD
6. Permeabilidad de la formación	HK, MK	Previene la llegada temprana de agua	Previene la llegada temprana de agua e impone restricción adicional una vez el agua alcanza al pozo
7. Herramientas de modelado		ICD=AICD	ICD=AICD
8. Confiabilidad de equipos a largo plazo		Diseño simple y ajustable según riesgos	Incertidumbre en los dispositivos con partes móviles (*)
9. Limpieza del pozo		Mejora la contribución de los fluidos de limpieza en toda la zona	Requiere procedimiento mas cuidadoso, sin embargo podría incluso mejorar la limpieza (**)
10. Costo de equipos		Diseño simple	Es apenas mas costoso
11. Instalación (complejidad, riesgo, tiempo de taladro)		ICD=AICD	ICD=AICD

Nota: (*) Esto solo es cierto para la RCP. Por el contrario AICD tipo flujo dividido poseen estudios sobre su confiabilidad ante la erosión y el taponamiento.

(**) Procesos de limpieza a bajas tasas por ende más lentos ofrecen ventajas ante una limpieza en completación convencional

Básicamente las incertidumbres asociadas al área de estudio en cuanto a heterogeneidades del yacimiento (aspectos 1 y 2) que complica la elaboración detallada y específica de un dispositivo convencional es la principal ventaja de los dispositivos autónomos. Como es conocido en el área de estudio que el acuífero ha canalizado en zonas aun saturadas con crudo, la función de imponer resistencia adicional a los puntos de llegada de agua (difíciles de predecir) y seguir produciendo en el resto de las zonas es el principal interés de la tecnología para el área. Esto convierte a la tecnología autónoma en más flexible y modificable en el tiempo para diseños más específicos (aspecto 4 y 6) en zonas parcialmente inundadas y con menos riesgos.

Solo en costos las ICD tienen una ventaja ante sus pares autónomos. Como se dijo anteriormente el principal criterio es el manejo de incertidumbre asociada a las heterogeneidades del campo y como se explicó en este aspecto se perfila mejor una tecnología autónoma.

En cuanto a la confiabilidad a largo plazo la AICD flujo dividido tiene ventaja ya que es la única que cuenta con aplicaciones de crudo pesado y estudios en laboratorio que promueven su confiabilidad (tabla 4). Sin embargo esto también implica confiar en el principio autónomo en crudos espumantes y como se ha mencionado anteriormente es conveniente profundizar en este aspecto.

Tabla 4: Comparación entre tecnologías AICD disponibles y riesgo de falla (elaborado por Dávila) ^[10, 20, 26, 35, 36, 40, 41, 46]

AICD/ comparación entre tecnologías disponibles/Proveedores	Bola	"Flapper"	Inflable		Disco	Diode
	Halliburton	Baker	Baker	Statoil	Statoil	Halliburton
Riesgo de erosión	Alto	Bajo	Moderado	Moderado	Moderado	Bajo
Riesgo de taponamiento	Alto	Moderado	Moderado	Moderado	Moderado	Bajo
Aplicaciones en crudos pesados	N	N	N	N	S	S
Estudios disponibles	M	Moderado	Moderado	Moderado	Alto	Alto
Flexibilidad operacional	Bajo	Bajo	Moderada	Moderada	Alto	Alto
Dependencia de la caída de presión a la viscosidad	Bajo	Bajo		N	Moderada	Alto
Dependencia de la caída de presión a la densidad	Alto	Alto		N	Moderada	Bajo
Aplicaciones retrasando la irrupción de agua / Gas	Gas	Gas	Agua	Agua	Ambos	Ambos
Sensibilidad a emulsión	Moderado	Moderado	Moderado	Moderado	Moderado	Moderado

Adicionalmente se aprecia la dependencia a la densidad o viscosidad del principio activo de los dispositivos autónomos. Debido a las similares densidades entre el agua y el crudo en el área de interés, los dispositivos que sean altamente dependientes a la densidad quedan descartados. Por el contrario los dispositivos cuyo principio se vale de movilidad o viscosidad para crear la restricción adicional al agua tienen mayor probabilidad de aplicación en el área de estudio. Si se suman los aspectos técnicos, experiencias y pruebas disponibles, el dispositivo de flujo dividido patentado por Haliburton y la tecnología RCP patentada por Statoil poseen ventaja según el criterio utilizado en el presente trabajo. Es importante dejar claro que este criterio es altamente teórico y en función de las aplicaciones publicadas, sigue siendo pertinente la realización de análisis de laboratorio para el crudo espumante a través de las AICD y confirmar la funcionalidad con viscosidades mayores a 3000 cp.

Se puede apreciar en la tabla 4 se debe tener en cuenta la tasa de corte crítica para la creación de emulsiones.

4.2 Datos de arenamiento

Se determinó la variable con mayor tendencia o relación con la producción de arena, la cual corresponde a la caída de presión, se clasificaron los datos de producción de

arena en: leve en verde, <50 gr/bls, moderado en amarillo, <150 gr/bls y grave en rojo, >150 gr/bls. Se evidencia en la figura 45 la tendencia de producción de arena grave coincide con altas tasas y altas caídas de presión (puntos rojos). Se observa que existen valores de producción de arena a cualquier combinación de valores de tasa y caída de presión, evidenciando la tendencia de las arenas no consolidadas del campo al constante aporte de sedimentos con/en el crudo.

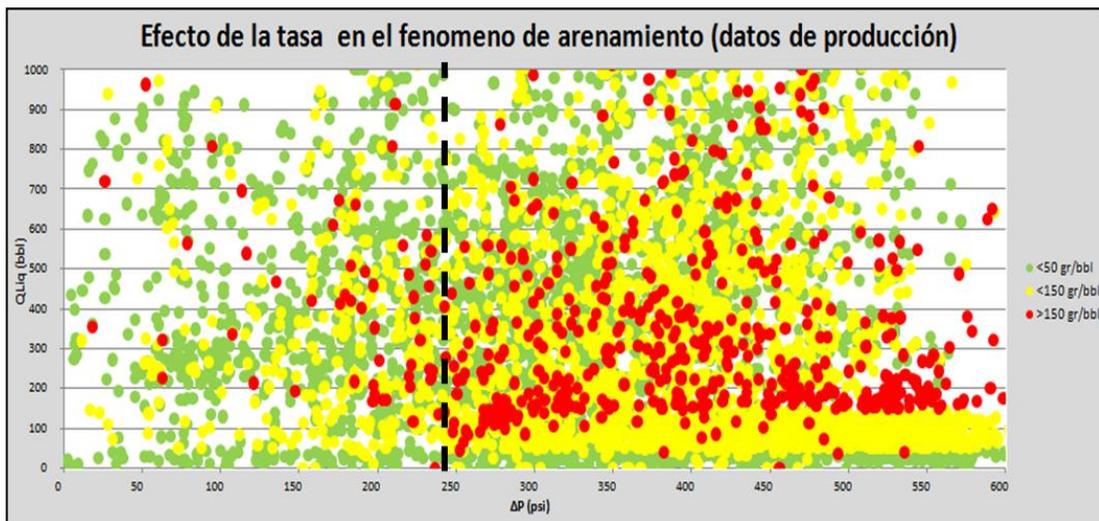


Figura 45: efecto de la tasa vs las caídas de presión en el fenómeno de arenamiento.

Se aprecia como hacia un valor cercano a 250 psi existen menos valores de producción de arena grave. Se debe tener en cuenta que una producción de arena grave no se mantiene en el tiempo, esto coincide con el comportamiento teórico esperado, es decir, luego de un pico de producción de arena (se presume vinculado a la desestabilización de un arco alrededor de la zona completada), la concentración de arena decrecerá si no se alteran las condiciones de explotación. Esto puede estar motivado a la formación de un nuevo arco o a la pérdida parcial de una sección productora.

Se aprecia en la figura 46 la producción de arena para un pozo del área de estudio, en el cual la caída de presión se mantuvo en un promedio de 300 psi durante el periodo mostrado.

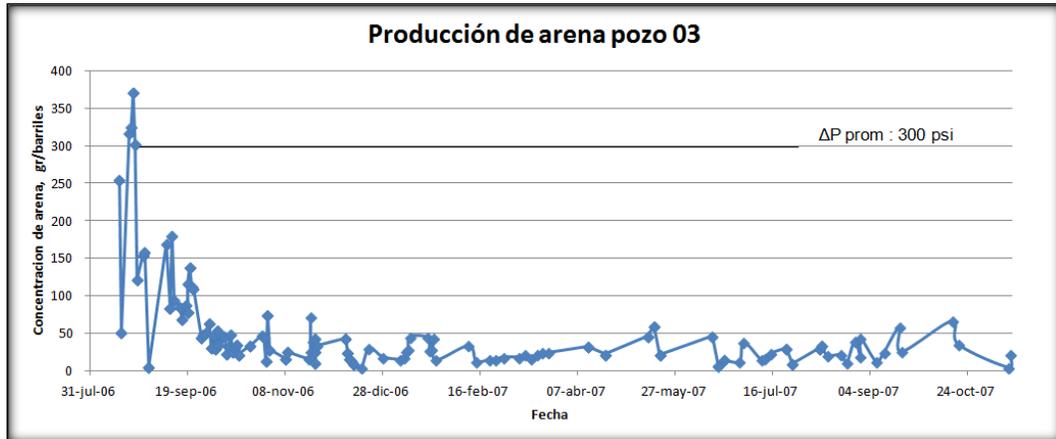


Figura 46: Producción de arena a Caída de presión constante en un pozo del área de estudio.

En todo caso alcanzar altos valores de producción de arena debería evitarse. Los valores y el comportamiento presentado en los datos hacen presumir la existencia de un régimen de explotación en el cual la probabilidad de arenamiento a niveles catastróficos sea mitigada. Para confirmar la posible tendencia a la producción de arena alrededor de determinada magnitud de caída de presión se realizó un diagrama de frecuencia, que se muestra en la figura 47, con los valores de arena grave, donde se puede observar la tendencia.

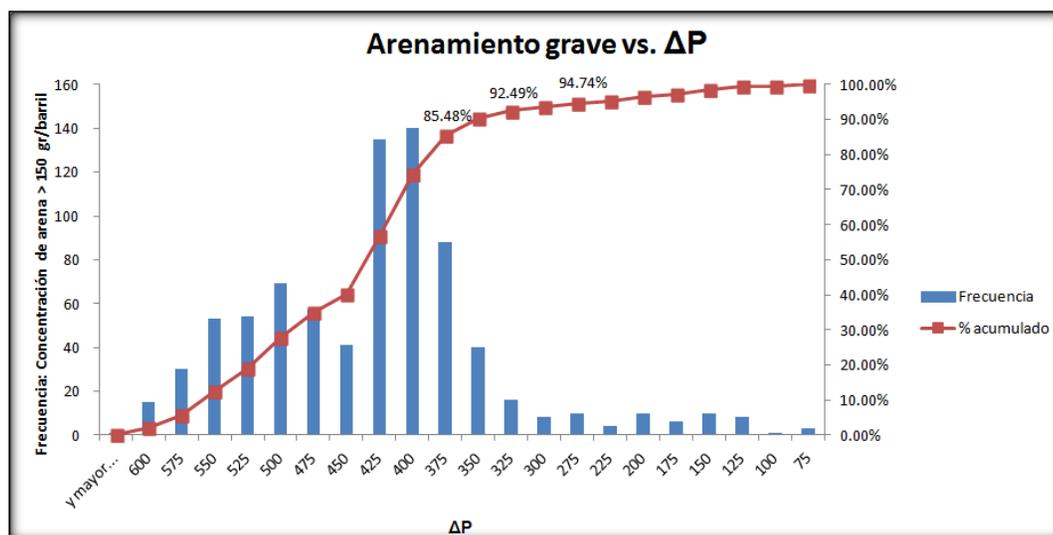


Figura 47: Frecuencia de Arenamiento grave a diferentes valores de caída de presión.

Se evidencia que aun valor menor de 300 psi según la datos examinados, alrededor del 5% de los pozos presentó valores de producción de arena graves que podrían comprometer secciones de la completación o compartimientos AICD.

Es importante destacar que aunque la presencia de agua conlleva arrastre de finos y sedimentos que comprometen parte de la completación, la funcionalidad de las AICD al imponer mayor caída de presión permitirá que estas zonas sean drenadas a menor tasa, menor velocidad por lo que se presume menor presencia de finos.

También se debe notar las evidencias de arranques acelerados en los pozos, generando una caída de presión brusca en los alrededores del hoyo fomentando la desestabilización de la ya débil formación.

4.2 Arenamiento y dirección de perforación

Como se presentó en la sección 3.3.1 se logró asociar un promedio de producción de arena a cada dirección de perforación. Es decir según la producción de arena de los pozos en determinada dirección según los cuadrantes definidos. De manera ilustrativa, se presenta en la figura 48 los pozos seleccionados para la dirección E.

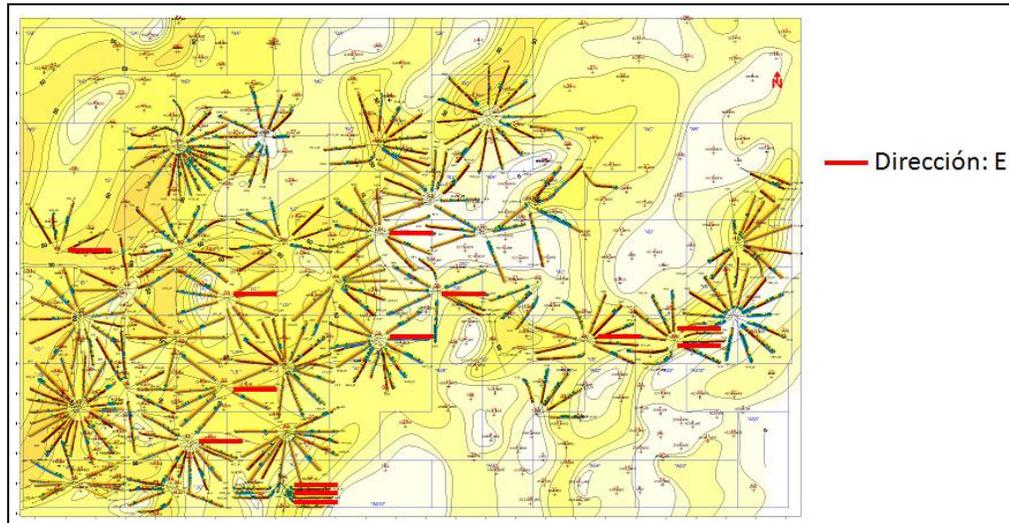


Figura 48: Ejemplo de pozos en determinada dirección (este) para elaboración del polígono de producción de arena.

Lo interesante de esto es la construcción de un polígono representativo alrededor de estos puntos, como se muestra en la figura 49. Se aprecia que la elipse formada alrededor de estos puntos asocia una concentración de arena a cada dirección. La elipse construida señala la mayor producción de arena asociada a la dirección (en rojo) Azimut 60° y 240° (75 gr/ bls) mientras las conjugadas de estas direcciones (en verde) corresponden a la menor producción de arena Azimut 150° y 330° (60 gr/ bls).

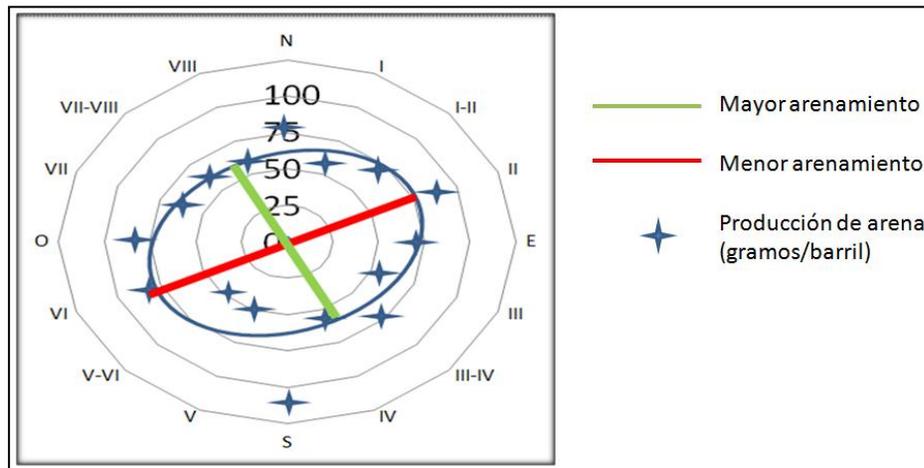


Figura 49: Polígono de producción de arena en función de la dirección según los datos de producción.

Al utilizar los datos únicamente considerando la arena “D3”, el polígono representativo de las direcciones de mayor arenamiento presenta un ligero cambio hacia las direcciones cardinales norte y sur, como de muestra en la figura 50, es decir, la dirección con mayor tendencia ha arenamiento se encuentra entre Azimut 60-90° y 240-270° con mucho mayor concentración de arena 85 gr/ bls. Es importante tener en cuenta la relación geomecánica implícita en estas relaciones, por esta razón se construyó el polígono conservando las dirección de mayor y menor riesgo de arena perpendiculares.

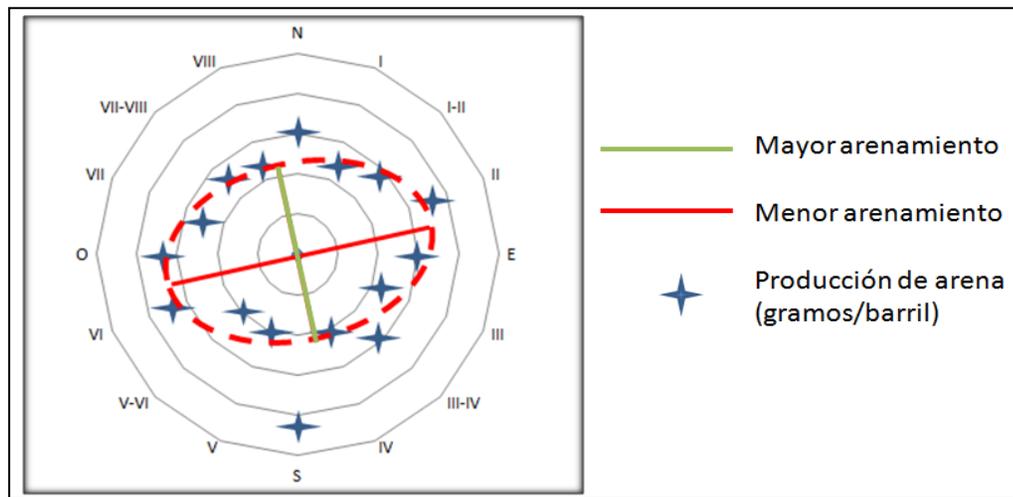


Figura 50: Polígono de producción de arena en función de la dirección según los datos de producción para la arena D3 del área de estudio.

También se observa la dirección de los pozos arenados reportados a la fecha, se muestran en la figura 51, según los el polígono de riesgo de producción de arena no se ha reportado en pozo arenado en las direcciones de menor riesgo de arena, evidenciando que la evaluación realizada responde a una medición de la ocurrencia o riesgo de arena en determinada dirección.

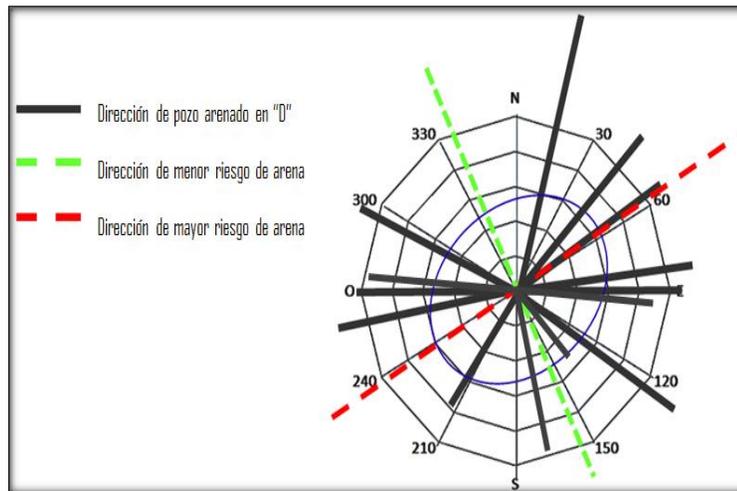


Figura 51: Dirección de pozos completados en D arenados contra polígono de riesgo de arena.

Para soportar la hipótesis de una dirección preferencial de arenamiento se construyeron nuevamente los gráficos de producción de arena vs caída de presión (DP) filtrados en la dirección de los cuatro cuadrantes y se construyó el gráfico de frecuencia para valores de arenamiento grave.

Para la dirección del cuadrante I (azimut entre 30-90°), se puede apreciar que los valores de arenamiento sobre el promedio ocurren alrededor de los 225 psi (figura 52) mientras que el gráfico de frecuencia muestra que el 98,11% de los datos solo presentaron arenamiento grave a caídas de presión mayores a 225 psi (figura 53).

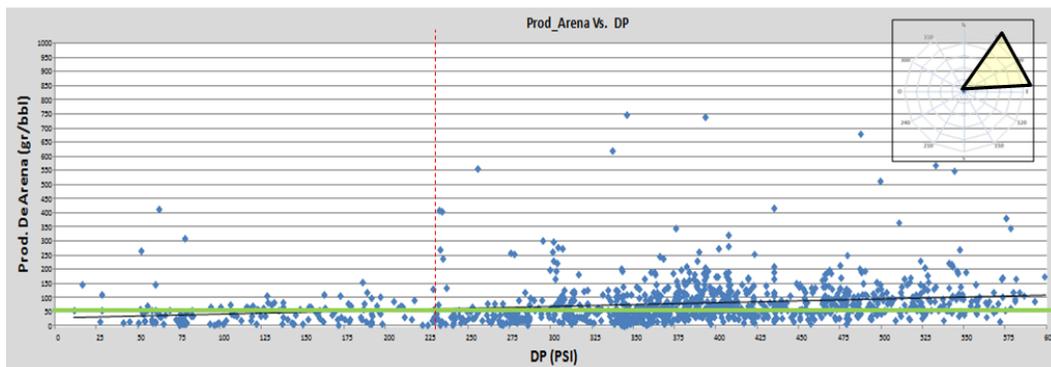


Figura 52: Producción de arena vs caída de presión, en la dirección del cuadrante I

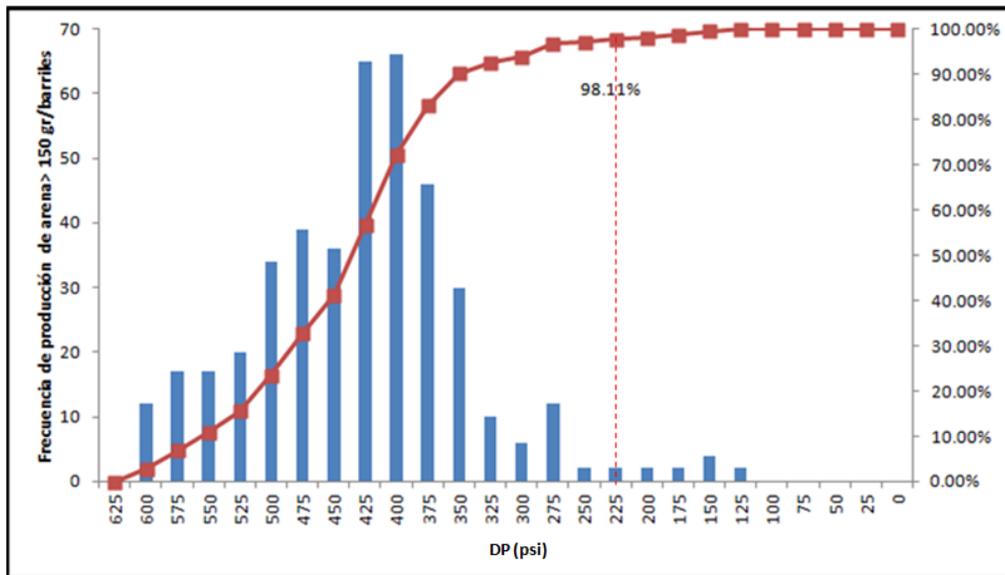


Figura 53: Frecuencia de producción de arena grave, en la dirección del cuadrante I.

Para la dirección del cuadrante II (azimut 120-180°) se puede apreciar que los valores de arenamiento sobre el promedio ocurren alrededor de los 275 psi (figura 54), mientras que el gráfico de frecuencia muestra que el 98,03% de los datos solo presentaron arenamiento grave a caídas de presión mayores a 275 psi (figura 55).

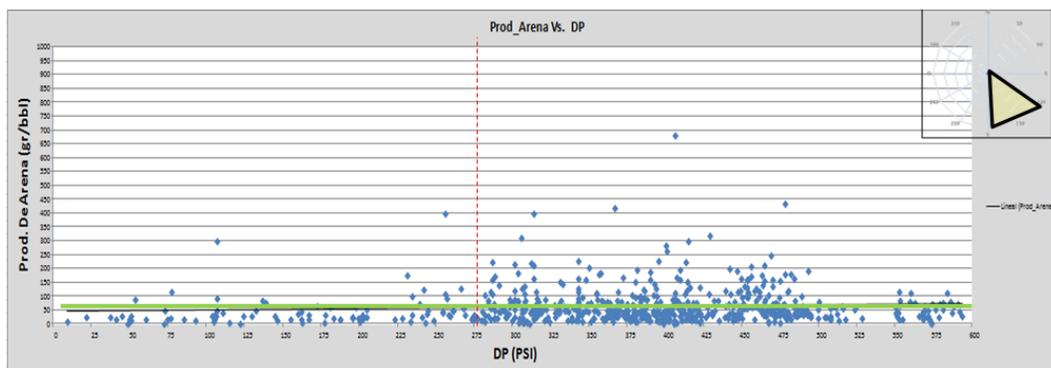


Figura 54: Producción de arena vs caída de presión, en la dirección del cuadrante II

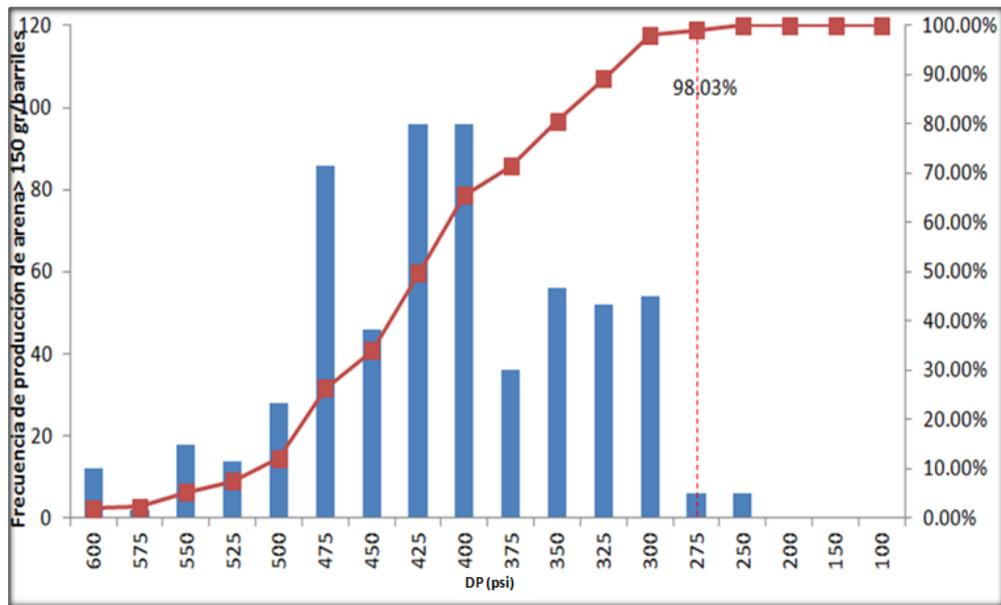


Figura 55: Frecuencia de producción de arena grave, en la dirección del cuadrante II.

Para la dirección del cuadrante III (azimut 210-270°) se puede apreciar que los valores de arenamiento sobre el promedio ocurren alrededor de los 200 psi (figura 56) mientras que el gráfico de frecuencia muestra que el 97,22% de los datos solo presentaron arenamiento grave a caídas de presión mayores a 200 psi (figura 57).

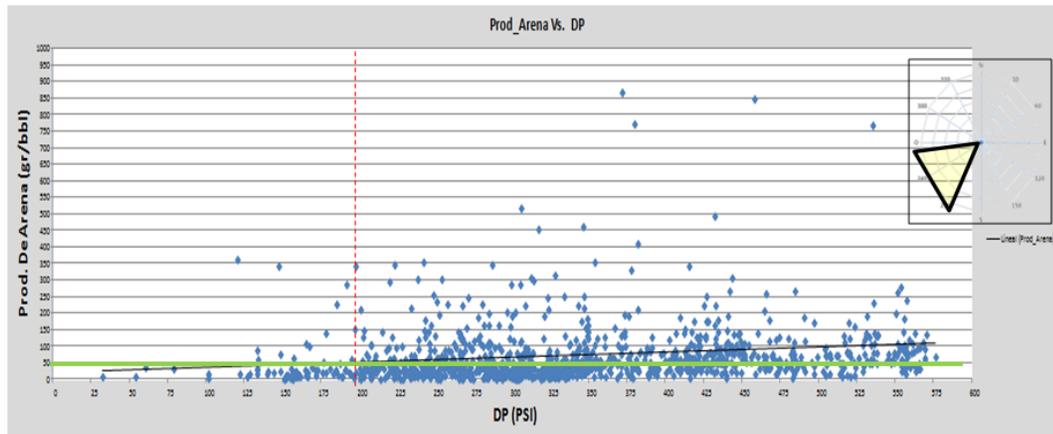


Figura 56: Producción de arena vs caída de presión, en la dirección del cuadrante III

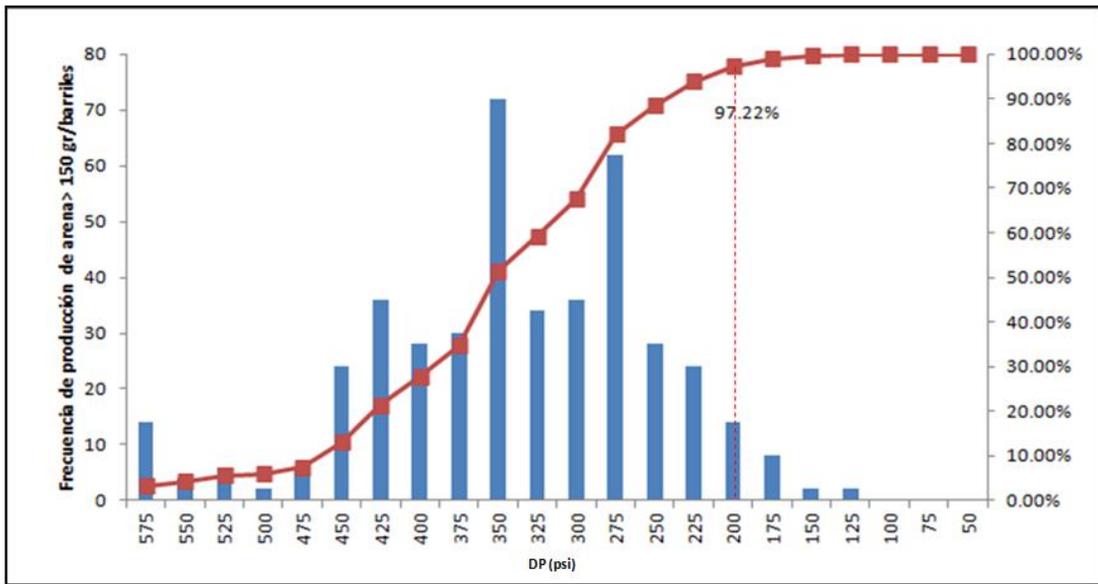


Figura 57: Frecuencia de producción de arena grave, en la dirección del cuadrante III

Para la dirección del cuadrante IV (azimut 300-0°) se puede apreciar que los valores de arenamiento sobre el promedio ocurren alrededor de los 175 psi (figura 58), mientras que el gráfico de frecuencia muestra que el 97,36% de los datos solo presentaron arenamiento grave a caídas de presión mayores a 175 psi (figura 59).

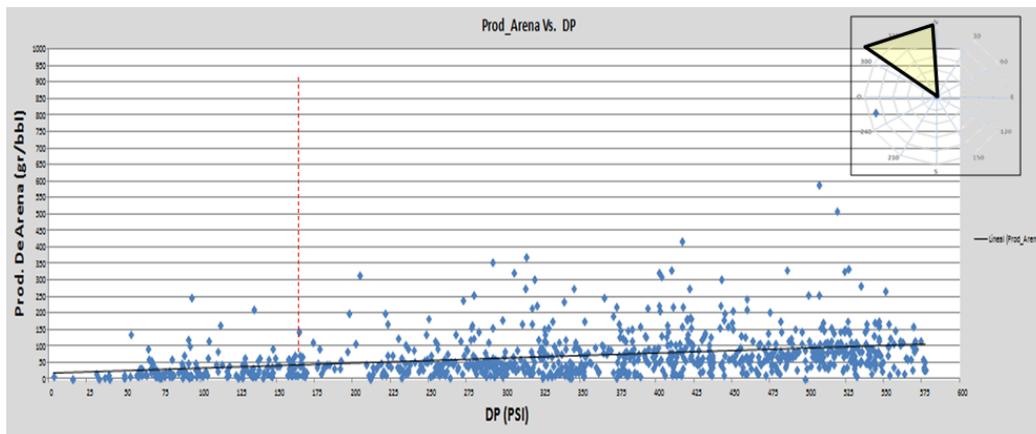


Figura 58: Producción de arena vs caída de presión, en la dirección del cuadrante IV

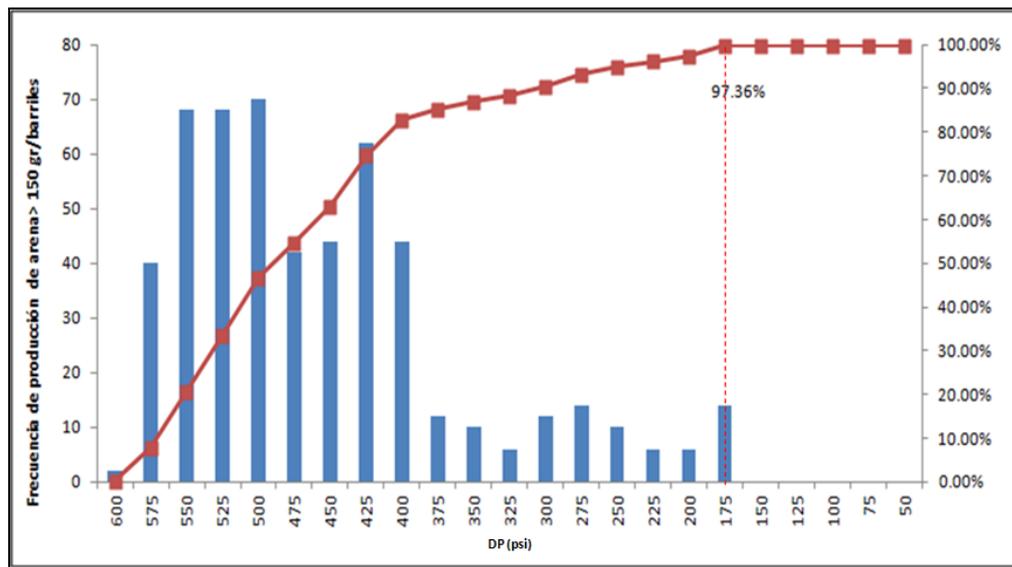


Figura 59: Frecuencia de producción de arena grave, en la dirección del cuadrante IV

Esta discriminación por cuadrante permite apreciar que en efecto existe una diferencia en la ocurrencia de producción a altos cortes de arena a diferentes valores de caída de presión según la dirección. El cuadrante II además de contener las direcciones con menor promedio de corte de arena también presenta 98% de los valores medidos de arena ocurrieron a valores superiores a 275 psi el valor de caída de presión más alto comparado con las demás direcciones. Pese a la dirección conjugada IV que se esperaba tener un comportamiento similar presentó 97% de ocurrencia alta producción de arena desde 175 psi pero la ocurrencia de estos eventos fue baja hasta 375 psi.

Esta información es interesante para sugerir opciones de explotación y monitoreo para el pozo piloto. A continuación se realizará un estudio en base a los datos de arenamiento estudiado para la selección de las áreas piloto.

4.3 Selección del área piloto

La selección del pozo piloto para el alcance de este trabajo dependerá de la zona de menos riesgo de arena según los datos estudiados. Sin embargo es prudente orientar

la recomendación en función de la zona más representativa del área de estudio y viabilidad.

La ubicación de los pozos en las zonas de mayor riesgo de arena se aprecia den la figura 60. En base a esta información se seleccionan las macollas A, B, C como posibles candidatas en función de este criterio y por su representatividad para las áreas denominadas MA y NA (mayor riesgo de agua).

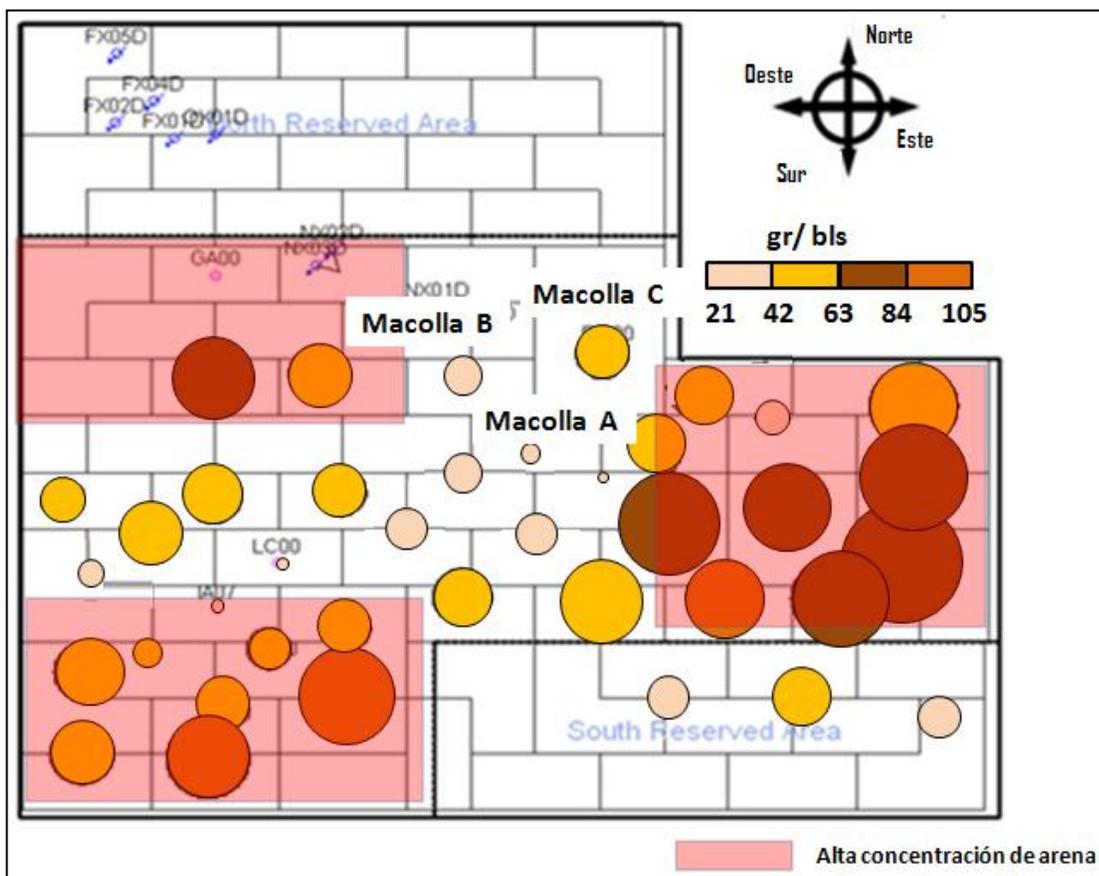


Figura 60: Zonas con mayor concentración de arena en el área de estudio

Para corresponder la información obtenida en cuanto a la dirección de perforación se revisa el mapa de calidad de los miembros de la arenas D para reconocer prospectividad en las direcciones de menor riesgo de arenamiento definidas (figura 61). Se marcan en rojo las direcciones de los pozos propuestos en las macollas A y C

que atraviesa buenas condiciones y siguen la dirección propuesta. Se evidencia que la Macolla B no presenta buenos espesores para el miembro D3, por lo cual se descarta. Además de la representatividad y minimizar el riesgo de arena se requiere que el pozo piloto presente un riesgo de agua moderado, puesto que el desarrollo de la tecnología AICD en el área de estudio será el desarrollo de zonas que de otra manera no se considerarán para el desarrollo.

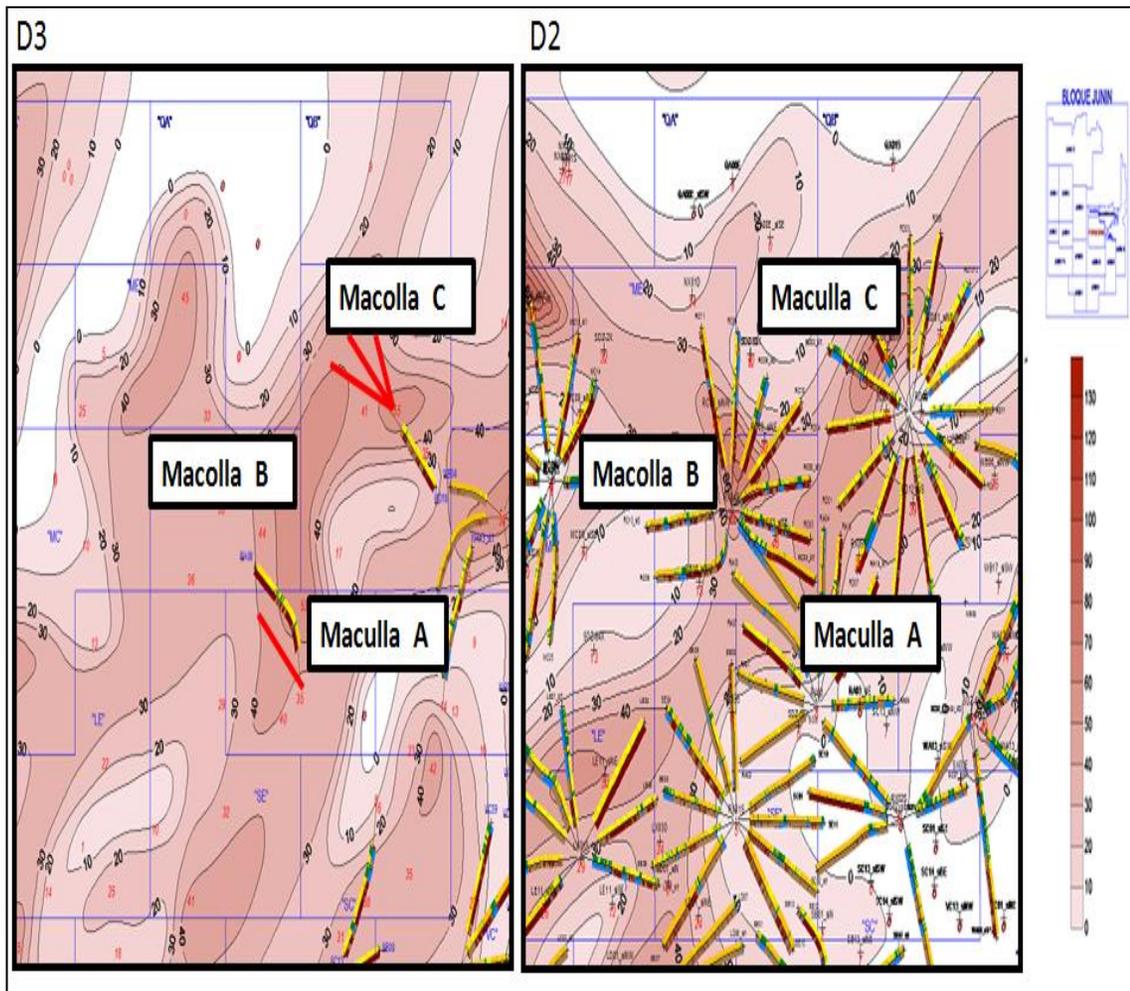


Figura 61: Mapa de calidad para los miembros D2 y D3. Se representan las direcciones en D3 (en rojo) que presentan la mayor prospectividad y la dirección de menor riesgo de arenamiento propuesta.

4.4 Completación AICD para el área de estudio

Esta completación cumple con las premisas:

- ✓ Compartimientos de 336 pies. Al esperarse heterogeneidades en el área de estudio y riesgo de flujo anular es necesario dividir la sección completada en compartimientos para maximizar los beneficios de los dispositivos de control de influjo
- ✓ Secciones horizontales de por lo menos 4.100 pies. Pese a la longitud típica del área es de 4.500 pies actualmente no todos los pozos alcanzan estas longitudes. Sin embargo este ítem puede ser sensibilizado.
- ✓ Zonas completadas con *liner* liso. Es típico en el área de estudio perder la arena objetivo motivado a la complejidad geológica, en muchas ocasiones es necesario a travesar zonas de mala calidad antes de recuperar el canal prospectivo. Por esta razón se asumirán zonas lisas entre juntas AICD, esto aumentara el numero de SP de la completación.
- ✓ El diámetro de la completación debe ser lo mayor posible. Considerando la existencia de una tubería de inyección de diluyente 2 ½”, el área efectiva de flujo se verá limitada, aumentando considerablemente las caídas de presión. Los costos disponibles corresponden a tuberías de 5 ½” pero las viscosidades exigen una completación por lo menos de 6 ½” para evitar incorporar incertidumbres.

La tabla 5 presenta los elementos de la completación AICD propuestos para el área de estudio, en función de las premisas detalladas.

Tabla 5: Completación propuesta para el área de estudio.

Hoyo de 8,5", Tally AICD tipo para el área de estudio			
Descripción	Cantidad	Longitud (pies)	Longitud acumulada (pies)
Tubería de perforación	3	282	282
Junta tipo Flex	8	736	1018
Tubería Extra pesada	16	1440	2458
Setting tool + pup joint	1	10	2468
Packer	1	10	2478
Tubería lisa	4	168	2646
Junta AICD	8	336	2982
Swellable Packer	1	16	2998
Junta AICD	8	336	3334
Swellable Packer	1	16	3350
Tubería lisa	7	294	3644
Swellable Packer	1	16	3660
Junta AICD	8	336	3996
Swellable Packer	1	16	4012
Junta AICD	8	336	4348
Swellable Packer	1	16	4364
Junta AICD	8	336	4700
Swellable Packer	1	16	4716
Tubería lisa	7	294	5010
Swellable Packer	1	16	5026
Junta AICD	8	336	5362
Swellable Packer	1	16	5378
Junta AICD	8	336	5714
Swellable Packer	1	16	5730
Junta AICD	8	336	6066
Swellable Packer	1	16	6082
Tubería lisa	7	294	6376
Swellable Packer	1	16	6392
Junta AICD	8	336	6728
Tubería Lisa	1	42	6770
Junta tipo punta de lápiz	1	2	6772

Otra consideración importante en el hecho de considerar una junta pre-ensamblada. Los elementos presentados en la figura 62 son suministrados por el proveedor y los costos de ensamblaje están incluidos para efectos de estos del presente trabajo.

La junta presentada en la figura 62 es a modo ilustrativo, debido a que los resultados de la simulación establecen 1 sola AICD por junta.

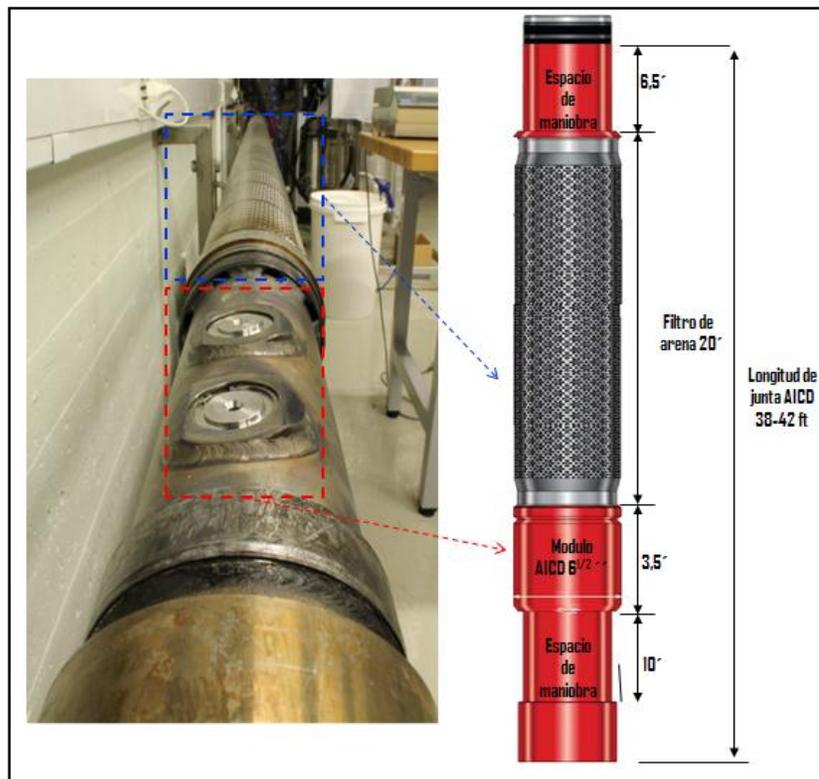


Figura 62: Ejemplo de junta AICD tipo propuesta para análisis económico en el área de estudio (la junta para el área de estudio según resultados de simulación está compuesta por una solo dispositivo).

4.5 Análisis económico

Los costos proporcionados para una junta pre-ensamblada con AICD y rejillas se reflejan en la tabla 6.

Tabla 6: Costo tipo de una junta AICD. (fuente: Statoil Venezuela)

Cantidad	Descripción	Precio (\$)	Longitud completada (pies)	Juntas estimadas
1	Junta de AICD 20 pies de filtro de arena rejilla 250 μ (micrones) 1 AICD 17 pies de tubería lisa	\$7,185.00	2500	63

Basados en la referencia ^[10] el costo de un SP quedará establecido en \$30,000.00. Suponiendo que la completación tipo AICD incorporara 8 SP, es necesario incorporar a los costos \$240,000.00, es decir, se eleva el costo de completación AICD pero no se incluye ningún costo adicional por efectos de instalación debido a la facilidad de instalación ^[20].

Según los resultados de las corridas realizadas por Statoil, usando el modelo cotejado de un sector del área de estudio, se facilitaron los siguientes resultados correspondientes al mejor escenario según las sensibilidades realizadas. El mejor escenario corresponde a un (1) dispositivo por junta y genera los siguientes perfiles de producción con respecto a la completación del área de estudio (figura 63).

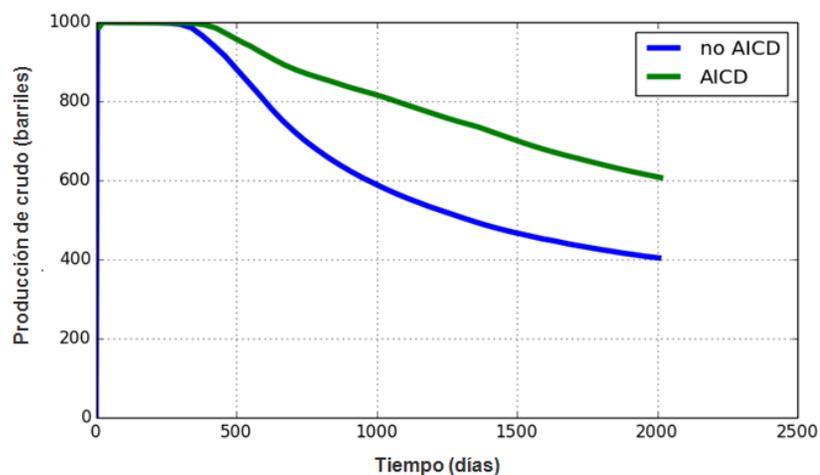


Figura 63: Ganancial de crudo AICD según modelo realístico del área de estudio

Esta simulación se realizó en un pozo existente y a las condiciones originales del yacimiento. Las condiciones de campo actualmente no son las mismas y difícilmente se pueda alcanzar una producción de 1000 barriles. Por esta razón, se reconstruyeron perfiles ajustados conservando los gananciales arrojados por la simulación permitiendo reproducir otras condiciones.

Estos perfiles ajustados se realizaron construyendo curvas gananciales, como la diferencia de crudo y agua entre una completación AICD vs convencional. Posteriormente se realizó una aproximación matemática de estas curvas para conocer el ingreso de crudo en función del tiempo y de la tasa de producción del pozo base. Para ajustar el crudo adicional a la producción de agua, se asoció la tasa de crudo con una de líquido, de esta manera los perfiles respetarían el ganancial de crudo y el retraso del agua, pero si se estipulaban unas condiciones de llegada de agua prematura se castigaría la tasa de crudo.

Para el caso base se promediaron las tasas de pozos recientemente perforados definiendo un valor de tasa inicial. La declinación usada fue la declinación general del campo la cual se encuentra en 30% anual según los datos de producción del área

de estudio. Este modelo es capaz de reproducir los resultados de la simulación para diferentes tasas de crudo inicial y corte de agua. Se presenta la figura 64 para una tasa inicial de 600 barriles, la cual representa el caudal promedio de un pozo nuevo.

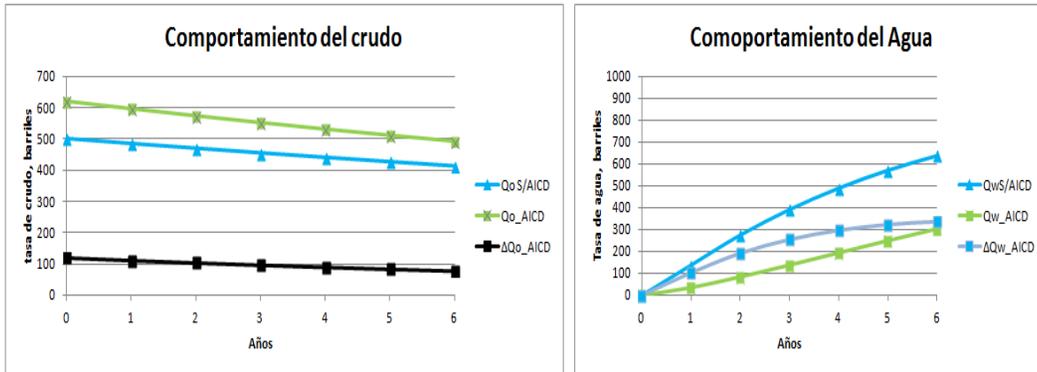


Figura 64: Comportamiento del crudo y agua según perfiles ajustados para reconstruir el ganancial de la simulación (Tasa inicial: 600 barriles)

Los resultados de la simulación realizada por Statoil arrojan un ganancial de crudo de 25% sobre los primeros 6 años, para un pozo de tasa inicial de 1.000 barriles. Los perfiles de producción reconstruidos muestran un ganancial de producción de 18% sobre 6 años para el caso seleccionado como base de 600 barriles de líquido, añadiendo la posibilidad de extrapolar la ganancia de crudo en el tiempo (figura 65). La tabla 7 representa los gananciales de crudo para cada año según la curva reconstruida.

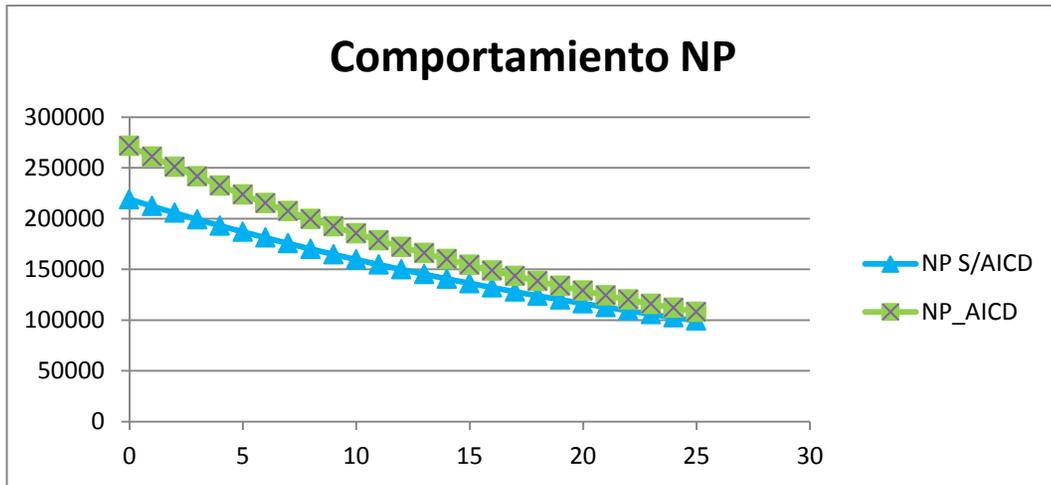


Figura 65: Comportamiento del crudo acumulado (NP) según los perfiles ajustados para reconstruir el ganancial de la simulación

Tabla 7: Ganancial de crudo en una zona no conectada (pozo nuevo)

Año	Qo S/AICD	Qo_AICD	ΔQo_AICD
0	600	744	144
1	581	715	134
2	563	688	124
3	546	661	116
4	529	636	108
5	512	613	100
6	496	590	93
7	481	568	87
8	466	547	81
9	451	527	75
10	437	507	70
11	424	489	65
12	411	471	61
13	398	454	57
14	385	438	53
15	373	422	49
16	362	407	46
17	350	393	42

Para evaluar la posible masificación de la tecnología en el área de estudio era necesario evaluar la cartera de pozos disponibles para la aplicación de los dispositivos. Para ello se revisó el plan de desarrollo del campo y se determinaron la cantidad de pozos que podrían resultar como el caso base (600 barriles), también se estudiaron las reentradas en las arenas “D” disponibles. Para este segundo caso se esperan tasas iniciales bajas y llegada del agua más temprana, para que el modelo construido tomara en cuenta estas variables se consideró una tasa inicial de líquido de 300 barriles con un corte de agua de 50%. Pese a que esta condición no representa una reconstrucción física, si reproduce una llegada de agua más temprana, traduciéndose en menos recuperación de crudo (tabla 8).

Tabla 8: Ganancial de crudo en una zona conectada

Año	Caso base (Bls)	Caso AICD (bls)	Ganancial (bls)
1	54	67	13
2	53	65	12
3	51	62	11
4	49	60	10
5	48	58	9
6	46	55	9
7	45	53	8
8	43	51	7
9	42	49	7
10	41	48	6
11	39	46	6
12	38	44	5
13	37	43	5
14	36	41	5
15	35	39	4
16	34	38	4
17	33	37	4

El estudio económico arroja la factibilidad económica para los pozos nuevos. El caso de área contactada también represento viabilidad aunque con una TIR más baja (figura 66).

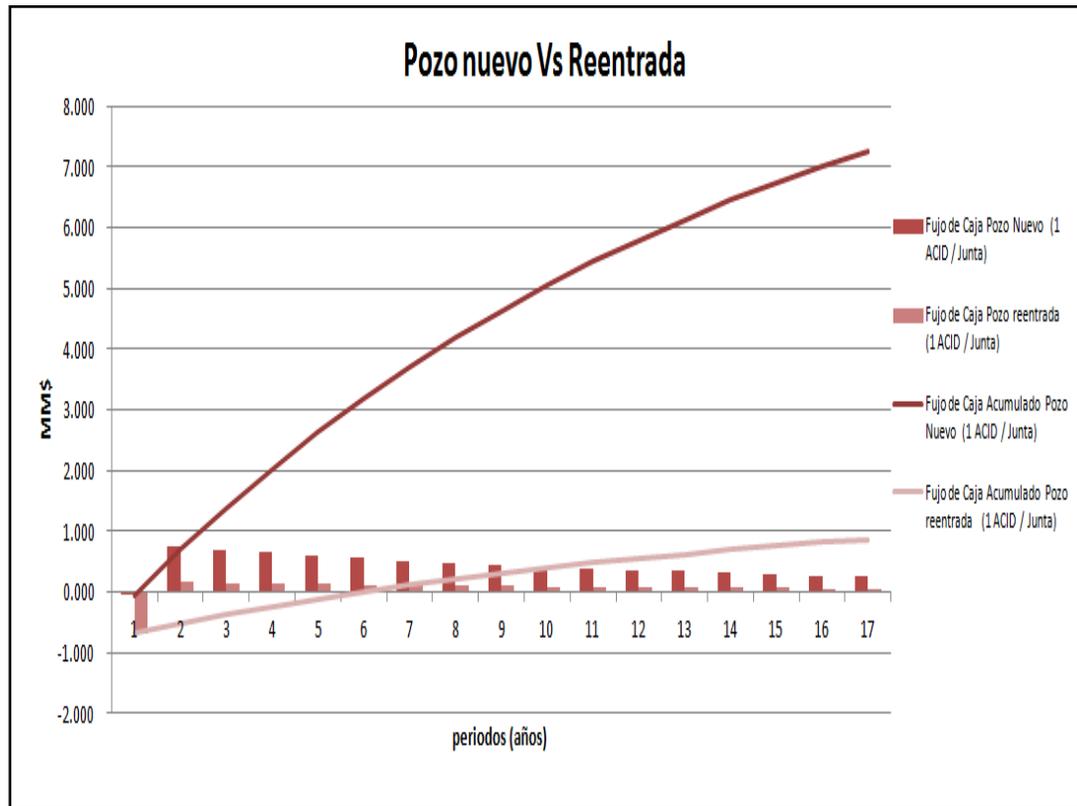


Figura 66: Comparación de ganancias entre pozos disponibles para aplicación de tecnología AICD en el área de estudio

El caso de área contactada o reentrada posee un ganancial de crudo muy bajo, traduciéndose en ganancias bajas que no soportarían sensibilidades a peores escenarios económicos. Por el contrario es un hecho técnico y verídico en el área de estudio que la longitud de una reentrada sea menor a la longitud de un pozo nuevo, esto considerando los taladros que perforan estos pozos son más pequeños debido a las instalaciones en superficie. Por este motivo una completación diferente es sugerida para un pozo de reentrada con las mismas premisas listadas anteriormente pero con una longitud horizontal menor, 3.000 pies. El detalle de esta completación presenta en tabla 9.

Tabla 9: Completación propuesta para reentradas

Hoyo de 8,5", Tally AICD tipo para pozos reentrada			
Descripción	Cantidad	Longitud (pies)	Longitud acumulada (pies)
Tubería de perforación	3	282	282
Junta tipo Flex	8	736	1018
Tubería Extra pesada	16	1440	2458
Setting tool + pup joint	1	10	2468
Packer	1	10	2478
Tubería lisa	4	168	2646
Junta AICD	8	336	2982
Swellable Packer	1	16	2998
Junta AICD	8	336	3334
Swellable Packer	1	16	3350
Tubería lisa	7	294	3644
Swellable Packer	1	16	3660
Junta AICD	8	336	3996
Swellable Packer	1	16	4012
Junta AICD	8	336	4348
Swellable Packer	1	16	4364
Junta AICD	8	336	4700
Swellable Packer	1	16	4716
Tubería lisa	7	294	5010
Swellable Packer	1	16	5026
Junta AICD	8	336	5362
Swellable Packer	1	16	5378
Junta AICD	8	336	5714
Tubería Lisa	1	42	5756
Junta tipo punta de lápiz	1	2	5758

Al tener una longitud inferior, es menor el número de juntas que pueden ser arregladas, reduciendo la inversión inicial pero también reduciendo el área contactada. Asumiendo una tasa de 230 barriles, se construyen los gráficos de flujo de caja del caso base reentrada contra la nueva completación. (Figura 67)

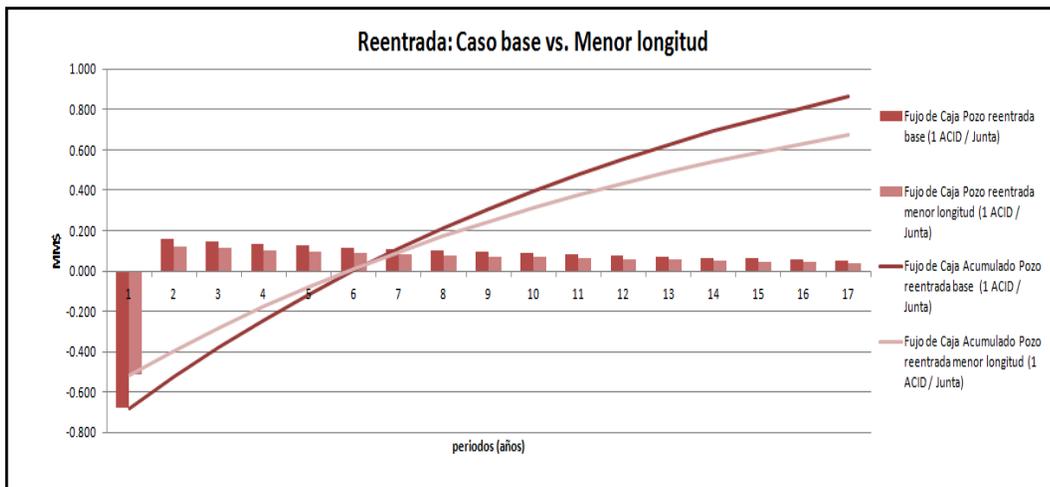


Figura 67: Caso base vs menor longitud

A pesar de presenta una TIR similar (11,3% versus 11,7%) se observa un mayor flujo de caja y finalmente es un representación que responde mejor a la factibilidad operativa. Los perfiles construidos para representar este caso ya se encuentran bastante castigados. Adicionalmente, si se considera la aplicación de tecnologías en pozos en áreas contactadas después del quinto año de aplicación de la tecnología, suponiendo factibilidad técnica, se asume mayor conocimiento de la los dispositivos y diseños más específicos. Quedará seleccionado el caso de longitud menor para la evaluación del proyecto.

Por otro lado, para el pozo nuevo se pueden realizar sensibilidades desde el punto de vista económico, suponiendo que un (1) único dispositivo no sea capaz de generar la caída de presión necesaria y sean requeridos un mayor número de válvulas para manejar la tasa esperada y asumiendo un costo unitario por AICD de 5.000 \$, se presenta en la figura 68 la incorporación de dispositivos a cada compartimiento AICD.

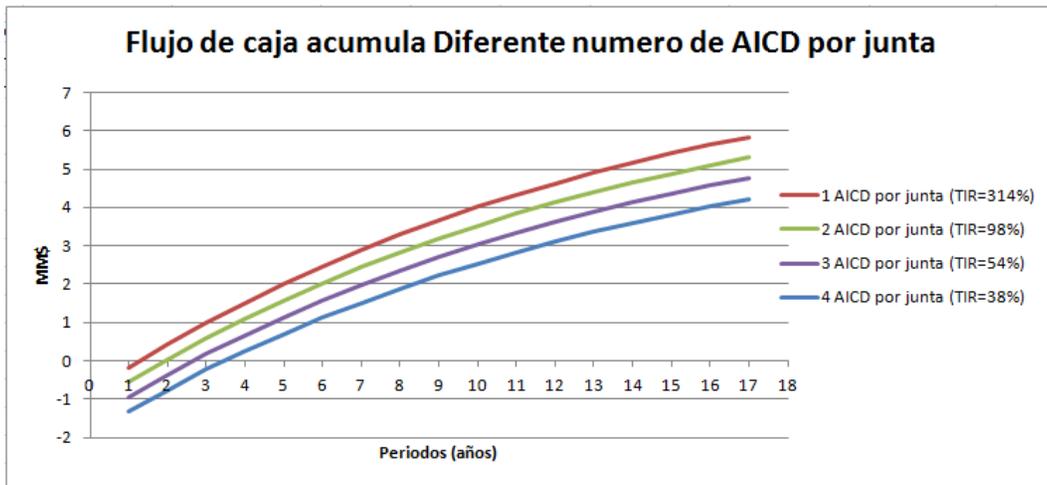


Figura 68: Sensibilidad económica para distinta cantidad de dispositivos

Será seleccionado como caso tipo para el proyecto la configuración con 2 AICD por junta. Sin embargo, es importante destacar la factibilidad AICD para diferentes casos según la cantidad de válvulas totales 72 una (1) AICD por junta, 144 dos (2) AICD por junta, 288 tres (3) AICD por junta, 376 cuatro (4) AICD por junta, en todos los casos se obtiene un valor de tasa interna de retorno positivo 314%, 98%, 54% y 38% respectivamente.

Para realizar el análisis económico del proyecto se considera la entrada de pozos como se presentó anteriormente, y se presentan diferentes escenarios en función de la factibilidad de la aplicación de los pozos en todo el campo. La tabla 10 resume los resultados.

Tabla 10: Escenarios evaluados para la curva del proyecto AICD.

Escenario	Descripción	Número de pozos	TIR
Escenario 1	Todos los pozos del plan pueden ser completados con AICD	207, 87 (nuevos) y 120 (reentradas)	>90%
Escenario 2	Solo el 60% de los pozos nuevos pueden ser completados con tecnología AICD	171, 51 (nuevos) y 120 (reentradas)	>90%
Escenario 3	Escenario 1 +Solo el 60% de los pozos reentrada pueden ser completados con pozos AICD	131, 51 (nuevos) y 80 (reentradas)	>90%
Escenario 4	Solo el 60 % de los pozos nuevos son perforados	51 (nuevos)	>90%

Se presentan los perfiles de producción resultantes de los diferentes escenarios (Figura 69). Se confirma la viabilidad del proyecto.

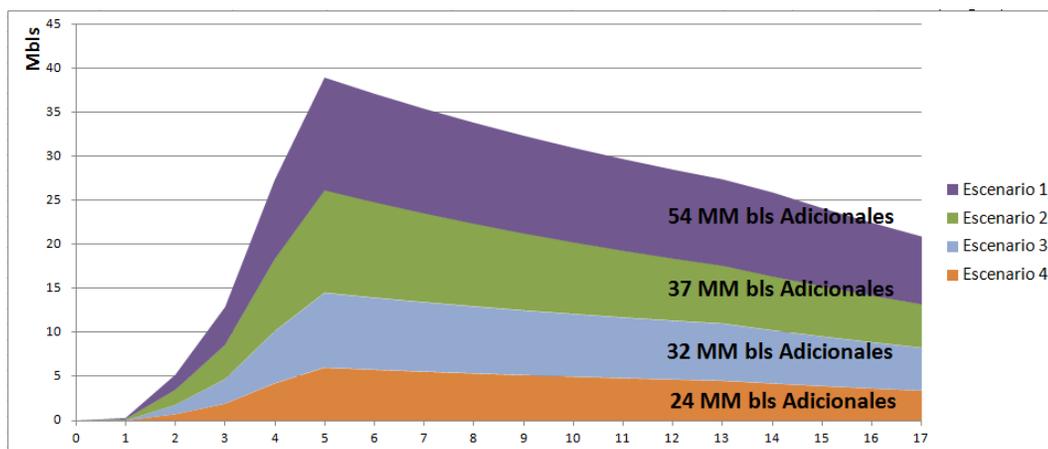


Figura 69: Curvas de ganancial de crudo a los diferentes años del proyecto y acumulado final.

Al analizar el flujo de caja acumulado para los diferentes escenarios (figura 70) se evidencia lo desventajoso que resulta el caso de reentradas según las condiciones evaluadas en el presente trabajo, ya que la inversión efectuada no se traduce en un

acumulado de caja superior a escenarios con menor inversión. Esto significa que los pozos *de reentrada* no representan factibilidad como proyecto.

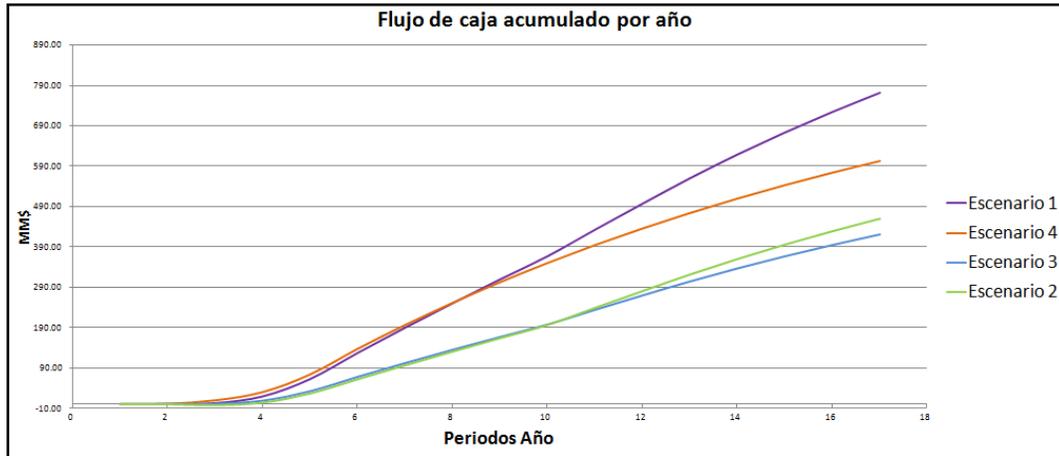


Figura 70: Flujo de caja acumulado para diferentes escenarios del proyecto.

Sin embargo, no se consideró en el presente trabajo los beneficios económicos y/o de desarrollo que supone la menor producción de agua asociada a la aplicación de la tecnología AICD. Esto afectaría considerablemente la proyección del proyecto específicamente en cuánto al desarrollo, permitiendo aumentar la cantidad de pozos proyectados en zonas donde no sería beneficio completar con una tecnología convencional o el manejo de agua en superficie.

CONCLUSIONES

1. En base a la revisión del área de estudio y la matriz de criterios presentada fue posible comparar entre las tecnologías de control de flujo autónomas y convencionales. Resultando las primeras las más prospectivas para el área de estudio en base al comportamiento complejo de modelar la llegada de agua en los pozos del campo estudiado.
2. Las tecnologías RCP y Fluidic Diodic se perfilan como los AICD más prospectivos para el área de estudio. Basado en el principio de funcionamiento y simplicidad presentan ventaja ante los demás dispositivos autónomos estudiados en el presente trabajo.
3. Una metodología para el estudio de producción de arena a través de muestras de superficie y comportamiento de curvas de producción para reconocer valores críticos y tendencias de producción de arena es propuesta en el presente trabajo.
4. Las macollas A y C del área de estudio son las más representativas y poseen menor riesgo de arena para la aplicación de un proyecto piloto de la tecnología AICD en el área de estudio.
5. Los pozos del área de estudio presentan mayor tendencia al arenamiento en dirección azimut 30° - 60° y azimut 210° - 240° . Así mismo presentaron menores tasas de producción de arena y tendencia al arenamiento en las direcciones azimut 120° - 150° y azimut 300° - 330° .
6. Es posible establecer condiciones de explotación en los pozos para minimizar el riesgo de arena. El 94,75 % de los pozos presentaron cortes de arena >150 gramos/ barril solo a valores superiores a 300 psi. Lo que significa que a

valores inferiores de caída de presión la tendencia a producción de arena fue menor.

7. Las principales razones de producción de arena del campo corresponden a la inadecuada selección del diámetro de la completación y las condiciones operacionales a las cuales están sometidos los pozos.
8. Debido a la dependencia de las características del fluido en el funcionamiento de los dispositivos la factibilidad técnica de la aplicación está comprometida a la realización de estudios de laboratorio sobre la interacción del fluido espumante con la caída, el AICD y la caída de presión requerida.
9. La tecnología AICD puede minimizar los riesgos de taponamiento por producción de arena a través de un esquema de producción y un diseño en función del tamaño de la granulometría esperada. El parámetro que más afecta la producción de arena corresponde a las caídas de presión.
10. La tecnología AICD es factible desde el punto de vista económico para la aplicación en el área de estudio. Para todos los casos evaluados, basados en ganancias de crudo aportados por simulación dinámica la TIR resulto positiva.

RECOMENDACIONES

1. Realizar un estudio geomecánico para corroborar los parámetros críticos de producción y dirección de arenamiento evidenciados en el estudio.
2. Realizar corridas con los datos de caída de presión máxima sugerida en el presente trabajo para comprobar beneficios de la tecnología ya que este parámetro reduciría el riesgo de arenamiento.
3. Establecer una nueva filosofía de control de pozos por riesgo de arena. Es común el arenamiento de pozos por excesivas velocidades de explotación.
4. Agregar variables de la completación y registros eléctricos por pozo al estudio. Como por ejemplo, longitud de secciones de completaciones mixtas (liner 300 micrones, liner 500 micrones y tubería lisa) y pozos completados en secciones heterolecitas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA

1. Barberii, E. (1998) El Pozo Ilustrado. Fondo Editorial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo. Caracas, Venezuela.
2. Pérez, C. (2007) SAGD Pilot Design Using ECLIPSE Thermal: A Case Study from Faja Del Orinoco. Schlumberger Reservoir Symposium 2007. Puerto La Cruz, Venezuela.
3. Maini V. (2001) “Foamy-oil flow”. Artículo tecnico SPE 68885. Distinguished Author Series, JPT.
4. Farías L. y Merola V. (2014) Propiedades de los fluido del yacimiento.Reverté. España.
5. Salamy, S.P., (2005) Maximun Reservoir contact (MRC) wells: A new generation of wells for developing tight reservoir facies. Artículo tecnico 108806-L presentado como lectura distinguida durante 2004-2005.
6. Parra, E. (2009) Parra Perozo Ingeniería S.A.. Consultoría de Ingeniería de petróleo.
7. Uricare J. y Flores M. (1999). Elaboración de Correlaciones de Índice de Productividad de los Pozos Horizontales de Crudos Pesados y Extrapesados del Sur de Anzoátegui. Trabajo de Grado. UDO, Núcleo de Anzoátegui, Departamento de Petróleo, Puerto La Cruz.
8. Vasquez , I. Y. (2013) Evaluation of inflow control devices to reduce the water production in horizontal Wells of Orinoco Heavy Oil Belt. Artículo Técnico IPTC 16686 presentado en la Conferencia de Tecnología en petróleo internacional en Beijing, China del 26 al 28 de Marzo del 2013.
9. Johansen, T. E., Khoriakov, V.,(2007). Iterative techniques in modeling of multi- phase flow in advanced wells and the near well region. Journal of Petroleum Science and Engineering.
10. Leitao J., y NEgrescu M. (2013). ICD/AICD for Heavy Oil – Technology Qualification at the peregrino Field. Artículo técnico OTC-24503 presentado en el Congreso de tecnologia costa afuera Rio de Janeiro, Brasil del 29 al 31 de Octubre del 2013

11. Lien, S., Seines, K. and Kydland, T., (1990). The First Long-Term Horizontal-Well Test in the Troll Thin Oil Zone., Articulo tecnico SPE 20715 presentado en la Conferencia anual técnica en Nueva Orleans-Luisiana, Estados Unidos en 1990.
12. Brekke, K. and Lien, S., (1992). New and Simple Completion Methods for Horizontal Wells Improved Production Performance in High-Permeability Thin Oil Zones. Articulo Técnico SPE 24762 presentado en la 67ma Conferencia SPE anual técnica, Washington, U.S.A., del 4 al 7 de Octubre de 1992.
13. *Pagina web de Ziebel ICD*. Folleto en la pagina web Zeibel, [Disponible en: http://www.ziebel.biz/icd/ICD_Overview.pdf.]
14. Henriksen, K., Gule, E. and Augustine, J., (2006). Case Study: The Application of Inflow Control Devices in the Troll Oil Field. Articulo tecnico SPE 100308 presentado en la Conferencia SPE Europea Anual en Vienna, Austria, en Junio del 2006.
15. Coronado, M. P., Garcia, L. A., Russell, R. D., Garcia, G. A. y Peterson, E. R., (2009). New Inflow Control Device Reduces Fluid Viscosity Sensitivity and Maintains Erosion Resistance. Articulo tecnico OTC 19811 presentado en la conferencia de tecnologia costa afuera en Texas, U. S. A del 4 al 7 de Mayo del 2009.
16. Pagina web Halliburton: "EquiFlow™ - Inflow Control Devices", Presentation de Haliburton 09-08-2015.
17. Pagina web Flotech acceso el 03-09-2015. http://www.flotechltd.com/news_dic_07.html.
18. Weatherford ICD folleto en el Pagina web Weatherford [Disponible en: <http://www.weatherford.com/weatherford/groups/public/documents/general/wft021093.pdf>.]
19. Schlumberger FluxRite™ folleto en el Pagina web de Schlumberger [Disponible en <http://www.absoluteenergysolutions.com/assets/files/FluxRite.pdf>]
20. Faisal Turki Manee Al-Khelaiwi, (2013) A Comprehensive Approach to the Design of Advanced Well Completions. Tesis para optar al grado de Doctor de filosofía de ingeniería de petróleo en la Universidad Heriot-Watt Edimburgo–Escocia, Reino Unido.

21. Crow, S. L., Coronado, M. P. and Mody, R. K., (2006) Means for Passive Inflow Control Upon Gas Breakthrough. Artículo técnico SPE 102208 Presentando en la conferencia técnica SPE anual en San Antonio, Texas,U.S.A., del 24 al 27 de septiembre del 2006.
22. Freyer, R., (2005). Run-and-Forget Completions for Optimal Inflow in Heavy Oil. Artículo técnico SPE/Ps-CIM/CHOA 97336 PS2005-304 presentado en el simposio internacional de operaciones térmicas y crudo pesado en Calgary, Alberta, Canadá, del 1 al 3 de Noviembre 2005.
23. Halvorsen, M., Elseth, G. y Naevdal, O. (2012) Increased oil production at Troll by autonomous inflow control with RCP valves. Artículo técnico SPE 159634 presentado en la Conferencia SPE anual técnica en San Antonio-Texas, Estados Unidos del 8 al 10 de Octubre del 2012.
24. Fripp M., Zhao L. y Least B. (2013). The theory of a Fluidic diode Autonomous Control Device. Artículo técnico SPE 16745 presentado en la Conferencia de energis inteligente del Medio Este en Dubái, Emiratos Árabes del 28 al 30 de Octubre 2013.
25. Least B., Bonner A., Regulacion R., Peñaranda R., Sampedro T. y Coloma F, (2013) Autonomous ICD Installation Success in Ecuador Heavy Oil: A Case Study. Artículo técnico SPE 166495 presentado en la Conferencia anual técnica en Nueva Orleans-Luisiana, Estados Unidos del 30 de Septiembre al 2 de Octubre del 2013.
26. Vasaly Mihailovivich Birchenko (2010). Analytical Modelling of wells with Inlow Control Device. Tesis para optar al grado de Doctor de filosofía de ingeniería de petróleo en la Universidad Heriot-Watt Edimburgo–Escocia, Reino Unido.
27. Lambe, T. W. y Whitman, R.V. (1981). Soil Mechanics. John wiley & sons. New York.
28. Least B., Greci S., Konopczynski M. y Thornton K. (2013) Inflow Control Device Improve Production in Heavy Well. Artículo tecnico SPE 167414 presentado en la Conferencia de energis inteligente del Medio Este en Dubái, Emiratos Árabes del 28 al 30 de Octubre 2013.
29. Suman, G.O. Jr., Ellis, R.C. y Snyder, R.E. (1991) Sand Control Handbook. Segunda Edición, Gulf Publishing Company, Houston, Texas.

30. Maya D. y Diego A. (2003) Análisis de estabilidad de hoyo y predicción de arenamiento en pozos verticales y direccionales en el campo Santa Rosa, área mayor de Anaco. Trabajo de Grado. Universidad Central de Venezuela, Escuela de Petróleo. Caracas
31. Vázquez A. R. (2000) Introducción a la Geomecánica Petrolera. Cuarta edición. Edición digital, formato PDF. 2-5 Cap.
32. Jaimes M., Quintero Y. y Contreras G. (2005) A comprehensive Approach to Modeling Sanding during Oil production. Artículo técnico SPE 81032-MS presentado en la Conferencia de ingeniería de petróleo latinoamericana y del Caribe en Puerto España, Trinidad y Tobago del 27 al 30 de Abril 2003.
33. Jaimes M., Quintero Y. y Contreras G. (2014) Drawdown Management: A technical and Economic Alternative for Sand Control in Wells: A Colombian Field Application. Artículo técnico SPE 169376-MS presentado en la Conferencia de ingeniería de petróleo latinoamericana y del Caribe en Maracaibo, Venezuela del 21 al 23 de Mayo 2014.
34. Palmer, I., Baziri, H. and Wilson S, Mochovidis, Z. Cameron, J. Isaps, I. (2003) Predicting and managing sand production: A new Strategy. Artículo técnico SPE 84499 presentado en la Conferencia SPE anual técnica en Denver, U.S.A. en 2003.
35. Al-Khelaiwi F., Birchenko V., Konopczynski M. y Davies D (2010) A comprehensive Approach to Modeling Sanding during Oil production. Artículo técnico SPE 132976 presentado en la Conferencia de tecnología petrolera en Kuala Lumpur, Malasia del 3 al 5 de diciembre 2008.
36. Ho-Jeen, S. and Dogru, A.H. (2009) Modeling of equalizer production system and smart well Applications in full-field studies. Artículo técnico SPE Res Eval & Eng. SPE 111288.
37. Abd El-Fattah M, F. T., Al-Yatem, H. K., Rajabian, B. (2013) Variable Nozzle-Based Inflow Control Device Completion; Inflow Control Distribution Comparison, Analysis, and Evaluation Artículo técnico IPTC 17168.
38. Tronvoll, J and SØnstebØ, E. F. (1997) Productivity Effects of Drawdown and Depletion in Open Hole Completion: Do Screens Plug)??. Artículo técnico SPE 38191 presentado en la SPE conferencia europea de daño. Del 2al 3 de Junio 1997.
39. Al-Khelawi F.T., Muradov K.M., Davies D.R. and Olowoleru D.K. (2009) .Advanced well flow Control Technologies can Improve Well Cleanup.

Articulo tecnico SPE 122267. . Presentado en la SPE conferencia europea de daño en Scheveningen, Holanda del 27 al 29 mayo del 2009.

40. Greci E., Least B., Aitken L. (2014). Plugging testing Confirms the reability of fluidic Diode-type Autonomous Inflow Control Device. Articulo tecnico SPE 170282 presentado en la SPE Deepwater Drilling and Copletions Conference en Texas, Estados unidos del 10 al 11 de Septiembre 2014.
41. Greci E., Least B., Tayloe G. (2014) “Testing results: Erosion testing Confirms the reability of fluidic Diode-type Autonomous Inflow Control Device”, paper SPE 170282 presentado en la Conferencia Internacional SPE Abu Dhabi, Emiratos Arabes del 10 al 13 de noviembre 2014.
42. Al-Khelawi F.T., Davies D.R. (2007). Inflow control devices: Application and Value Quantification of a Developing Technology”, Articulo tecnico SPE 108700. presentado en la conferencia SPE internacional de crudo en Veracruz, México del 27al 29 de Junio 2007.
43. Ghosh, B., College, I., King, P. (2013) .Optimisation os Smart well completion desing in Presence of Uncertainly. Articulo técnico SPE 166008. Presentado en la SPE conferencia internacional caracterización y simulación en Abu Dhabi, Emiratos Arabes del 16 al 18 Septiembre 2015.
44. Porturas F (2013) .Well completion Experiences with Inflow Control Devices in Latin America. Articulo tacnico OTC 24268. Presentado en la conferencia internacional SPE offshore en Rio de Janeiro, Brasil del 29al 31 de Octubre 2013.
45. Regulacion, R. and Shahreyar, N., F (2011). Inflow Control Devices Minimize Annular Velocity in Gas Wells with Stand-Alone Screen Completions”, paper SPE 142700. Presentado en la SPE conferencia internacional de daño en Noorwijk, Países Bajos del 7 a 10 junio del 2011.
46. Porturas F. (2013) Well completion experiences with Autonomous Inflow Control Devices in Latin America. Articulo técnico OTC 24268 presentado en la Conferencia de tecnologías costa afuera en Rio de janeiro, Brazil del 29 al 31 de Octubre de 2013.