

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**PROPUESTA DE POZOS PARA LA INYECCIÓN SUBTERRÁNEA DE
DESECHOS (ISD) Y CONDICIONES NECESARIAS PARA LA
UTILIZACIÓN DE LA TECNOLOGÍA**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Cedeño M. Sergio III.,
Oropeza O. Williams A.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Noviembre de 2013

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**PROPUESTA DE POZOS PARA LA INYECCIÓN SUBTERRÁNEA DE
DESECHOS (ISD) Y CONDICIONES NECESARIAS PARA LA
UTILIZACIÓN DE LA TECNOLOGÍA**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Pedro Díaz

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Cedeño M. Sergio III.,
Oropeza O. Williams A.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Noviembre de 2013

Caracas, Noviembre de 2013

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 los Bachilleres Sergio III Cedeño Mañas, y Williams Alexander Oropeza Oleaga, titulado:

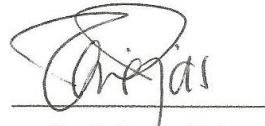
“PROPUESTA DE POZOS PARA LA INYECCIÓN SUBTERRÁNEA DE DESECHOS (ISD) Y CONDICIONES NECESARIAS PARA LA UTILIZACIÓN DE LA TECNOLOGÍA”

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



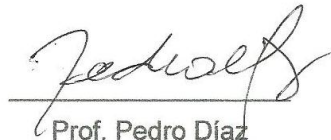
Prof. Miguel Castillejo

Jurado



Prof. Rene Rojas

Jurado



Prof. Pedro Díaz

Tutor Académico



ACTA


Quienes suscriben, integrantes de la totalidad del jurado examinador del Trabajo Especial de Grado, titulado: “**PROPUESTA DE POZOS PARA LA INYECCIÓN SUBTERRÁNEA DE DESECHOS (ISD) Y CONDICIONES NECESARIAS PARA LA UTILIZACIÓN DE LA TECNOLOGÍA**”, presentado por el Br. WILLIAMS OROPEZA, titular de la Cédula de Identidad No. 19.332.470. 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 ocho (08) días del mes de noviembre del año dos mil trece.



Prof. Miguel Castillejo
Jurado Principal



Prof. René Rojas
Jurado Principal



Prof. Pedro Díaz
Tutor Académico




ACTA

Quienes suscriben, integrantes de la totalidad del jurado examinador del Trabajo Especial de Grado, titulado: “PROPUESTA DE POZOS PARA LA INYECCIÓN SUBTERRÁNEA DE DESECHOS (ISD) Y CONDICIONES NECESARIAS PARA LA UTILIZACIÓN DE LA TECNOLOGÍA”, presentado por el Br. SERGIO CEDEÑO, titular de la Cédula de Identidad No. 13.910.332. 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 ocho (08) días del mes de noviembre del año dos mil trece.



Prof. Miguel Castillejo
Jurado Principal



Prof. René Rojas
Jurado Principal



Prof. Pedro Díaz
Tutor Académico



DEDICATORIA

A dios, por sobre todas las cosas.

A ti mama, por tu amor, por tu perseverancia, honestidad y darme la vida.

A ti papa, por tu palabra precisa, por forjarme como hombre, por enseñarme a luchar y ser un hombre de honor.

A ti hermana, por tu honestidad, valores, corazón ucevista, amor y apoyo.

A ti Rafa, que desde el cielo me guías y me enseñas todavía.

A ti abuela Joaqui, que me enseñaste a levantarme después de caer.

A ti abuelo Sergio, por ese petróleo en mis venas.

A ti mi Lore, por tu amor, apoyo incondicional y enseñanza de vida.

A todos los compañeros que me acompañaron en este camino.

A ti alma mater, Universidad Central de Venezuela.

A mi compadre, ejemplo de hombre, ucevista y compañero de equipo.

A mí, por creérmelo y lograrlo.

Sergio III Cedeño Mañas

DEDICATORIA

Esta tesis va dedicada a mis padres, Yelitza Oleaga y Manuel Oropeza, por haberme dado la educación y el apoyo para lograr estas metas.

Williams Alexander Oropeza Oleaga

AGRADECIMIENTOS

A la máxima casa de estudio y Patrimonio Mundial de la Humanidad, la Universidad Central de Venezuela, por abrirme sus puertas y haberme dado la oportunidad de estudio para mi formación profesional, personal y de llevar en alto por siempre el orgullo de ser ucevista.

Al Profesor Pedro Díaz, por su calidad y excelencia como docente y tutor; por habernos brindado su apoyo, conocimientos y tiempo los cuales fueron piezas fundamentales para finalizar con éxito este Trabajo Especial de Grado. Gracias por creer en nosotros.

A todos los profesores de la Escuela de Petróleo.

A toda mi familia, por ser ejemplo de trabajo y honestidad.

A mis compañeros y amigos de la universidad, Pedro Pardo, Simón Marcano, Roberto Zambrano, Héctor Giraud, Carelys Falcón, Rafael Escalona, Engelbert Nieto, José García, Harrysong Santander, Eliana Quaranta, Julio Silva, Len Flores, Daniel Giamporcaro, Neptali Álvarez, Rhannier Navarro, Rodolfo Saya, Ricardo Ortiz.

A mi pana y compañero de tesis Williams Oropeza.

Sergio III Cedeño Mañas

AGRADECIMIENTOS

A Jehová, por haberme permitido vivir y cursar esta carrera.

A la Universidad Central de Venezuela, por tener la disponibilidad y brindarme la oportunidad de cursar esta carrera.

A mi tutor académico, Prof. Pedro Díaz por haberme asignado este tema en conjunto con mi compañero Sergio Cedeño, por su apoyo y dedicación en la elaboración de este trabajo especial de grado.

A mis padres, por estar presentes siempre, darme consejos para ir por los mejores caminos, por animarme a levantarme en los momentos de tropiezos y poder llegar a este momento.

A mi novia Esmaira Sumoza, por el apoyo brindado, por darme ánimo para culminar la carrera y finalizar este trabajo especial de grado.

A mis amistades más cercanas, Zuloy Sotillo, Héctor Valderrey, Carlos Hernández, Yonathan González, Andry Caraballo y Sergio Cedeño por estar en los momentos en los cuales los necesite.

A todas las instituciones que me dieron trabajo y me brindaron el apoyo económico para lograr este trabajo especial de grado.

Williams Alexander Oropeza Oleaga

RESUMEN

Cedeño M. Sergio III.

Oropeza O. Williams A.

PROPUESTA DE POZOS PARA LA INYECCIÓN SUBTERRÁNEA DE DESECHOS (ISD) Y CONDICIONES NECESARIAS PARA LA UTILIZACIÓN DE LA TECNOLOGÍA

Tutor Académico: Prof. Pedro Díaz.

**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de
Petróleo. Año 2013, 146 p.**

Palabras Claves: Ripios de perforación, Fluidos de perforación, Inyección subterránea de desechos (ISD), Estratigrafía, suspensión.

Resumen. Durante la perforación de pozos petroleros se generan una gran cantidad de desechos que generalmente causan inconvenientes en su manejo y al ambiente, a través de los años se ha ido buscando una solución ambientalmente amigable y que ayude a la reducción de costos. A principios de los años 80 surge la Inyección subterránea de desechos (ISD) la cual consiste en la re-inyección de sólidos mezclados en suspensión en una formación receptora que cumpla con características idóneas de sello o contención de lo inyectado.

En base a experiencias exitosas aplicadas en el extranjero, el presente trabajo estableció comparaciones y analogías de las características de esos casos para ser usadas en campos petroleros venezolanos, tomando como principal método de comparación la configuración estratigráfica y el volumen de sólidos generados, la zonas en estudio seleccionadas fueron las Cuenca Barinas – Apure y la Faja Petrolífera del Orinoco, obteniéndose como resultado, la factibilidad de uso y su contribución en la disminución del pasivo ambiental de ambas zonas.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURASxv

ÍNDICE DE TABLAS xviii

INTRODUCCIÓN 1

CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA 3

 I.1 El Problema 3

 I.2 Objetivos de la investigación 4

 I.2.1 Objetivo General 4

 I.2.2 Objetivos Específicos 4

 I.3 Limitaciones 4

 I.4 Alcance 5

 I.5 Justificación 5

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO 6

 II.1 Desechos de Perforación..... 6

 II.1.1 Ripios de perforación 7

 II.1.1.1 Definición 7

 II.1.1.2 Volumen de Ripios..... 8

 II.1.2 Fluidos de perforación 10

 II.1.2.1 Clasificación de los fluidos de perforación 10

 II.1.2.2 Función de los fluidos de perforación 11

 II.1.2.3 Propiedades de los fluidos de perforación 11

 II.1.2.3.1 La reología..... 11

 II.2 Métodos de control de sólidos. 13

 II.2.1 Equipos de control de sólidos 14

 II.3 El impacto de la actividad petrolera 22

| | |
|--|----|
| II.3.1 Contaminación causada por los desechos obtenidos durante la perforación | 23 |
| II.3.2 Metales pesados presentes en los rípios de perforación..... | 23 |
| II.3.3 Modificaciones del Ambiente por Contaminación..... | 25 |
| II.4 Tecnologías para el tratamiento de Desechos de Perforación Petrolera | 28 |
| II.4.1 Reducción en Fuente de Desechos de Perforación | 29 |
| II.4.2 Reúso y Reciclaje..... | 29 |
| II.4.3 Tratamiento de desechos de Perforación en Superficie | 30 |
| II.4.4 Disposición y transporte de Desechos de Perforación | 32 |
| II.4.5 Degrins™ | 33 |
| II.5 Inyección Subterránea de Desechos | 33 |
| II.5.1 Antecedentes del uso de la ISD | 34 |
| II.5.2 Descripción y parámetros en el proceso ISD | 38 |
| II.5.2.1 Análisis pre operación | 39 |
| II.5.2.2 Concentración de los sólidos..... | 42 |
| II.5.2.3 Especificaciones del cabezal de pozo. | 42 |
| II.5.2.4 Análisis Post Inyección | 42 |
| II.5.3 Componentes Utilizados en la ISD..... | 42 |
| II.5.3.1 Cabezal del pozo. | 43 |
| II.5.3.2 Sistema de control de sólidos | 43 |
| II.5.3.3 Sistema de transporte de Rípios..... | 44 |
| II 5.3.4 Sistema de acondicionamiento de suspensión..... | 48 |
| II 5.3.5 El paquete de reinyección | 50 |
| II.5.4 Modalidades de inyección | 55 |
| II.5.4.1 ISD Directa simple en un pozo exclusivo..... | 56 |
| II.5.4.2 ISD Anular simple en un pozo productor | 57 |
| II.5.4.3 ISD Combinada múltiple en pozo exclusivo..... | 60 |
| II.6 Fracturamiento Hidráulico..... | 61 |
| II.6.1 Geometría de la Fractura | 62 |

| | |
|--|----|
| II.6.2 Orientación de la fractura | 63 |
| II.6.2.1 Fractura Vertical | 63 |
| II.6.2.2 Fractura Horizontal | 64 |
| II.6.2.3 Fractura Oblicua | 65 |
| II.6.3 Creación de fracturas de acuerdo al régimen de inyección..... | 66 |
| II.6.3.1 Fracturas múltiples. | 66 |
| II.6.3.2 Fracturas simples. | 67 |
| II.6.4 Comportamiento de la presión durante el fracturamiento hidráulico..... | 67 |
| II.6.5 Pruebas de esfuerzos <i>in-situ</i> | 68 |
| II.6.6 Minifrac..... | 70 |
| II.6.7 Prueba Step-down..... | 71 |
| II.6.8 Parámetros de tratamiento en superficie para el fracturamiento hidráulico..... | 73 |
| II.6.8.1 Presión de tratamiento..... | 73 |
| II.6.8.2 Presión en fondo o de extensión de la fractura..... | 74 |
| II.6.8.3 Presión de fractura | 75 |
| II.6.8.4 Pérdidas de presión por tortuosidad. | 75 |
| II.6.8.5 Pérdidas de presión a través de las perforaciones. | 76 |
| II.6.8.6 Pérdidas de presión por fricción en la tubería. | 76 |
| II.6.9 Circulación a través del casing o tubing..... | 77 |
| II.6.10 Circulación a través del espacio anular | 78 |
| II.6.11 Presión Hidrostática | 79 |
| II.6.12 Potencia hidráulica. | 79 |
| II.6.13 Presión de cierre | 80 |
| II.7 Geomecánica del Fracturamiento Hidráulico | 81 |
| II.7.1 Parámetros Geomecánicos considerados en el Fracturamiento Hidráulico | 82 |
| II.7.1.1 Esfuerzos principales..... | 82 |
| II.7.1.2 Deformación (Strain)..... | 83 |

| | |
|--|-----|
| II.7.1.3 Resistencia de la roca (Strenght)..... | 84 |
| II.7.2 Propiedades elásticas de la roca | 84 |
| II.7.2.1 Módulo de Young (E)..... | 84 |
| II.7.2.2 Relación de Poisson (v)..... | 84 |
| II.7.2.3 Módulo de rigidez (G). | 85 |
| II.7.2.4 Módulo de Bulk (K). | 85 |
| II.7.3 Anisotropía | 86 |
| II.7.4 Presión de Poro..... | 86 |
| II.7.5 Esfuerzos In Situ | 87 |
| II.7.6 Falla de la Roca | 87 |
| II.7.7 Modelo Geomecánico | 88 |
| II.8 Marco Legal Vigente para la aplicación de ISD en Venezuela | 90 |
| CAPÍTULO III: EXPERIENCIA DE USO ISD INTERNACIONALMENTE | 93 |
| III.1 Eliminación segura de un millón de barriles de material radioactivo natural en Louisiana a través del uso de la ISD..... | 94 |
| III.2 Experiencia sobre estudio realizado en Iran para la aplicación de ISD..... | 107 |
| CAPÍTULO IV: MÉTODO | 117 |
| IV.1 Tipo de investigación..... | 117 |
| IV.2 Diseño de la investigación..... | 117 |
| IV.3 Descripción de las etapas de la Investigación..... | 117 |
| CAPÍTULO V: DISCUSIÓN DE RESULTADOS | 120 |
| CONCLUSIONES | 144 |
| RECOMENDACIONES..... | 146 |
| REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... | 147 |
| BIBLIOGRAFÍA..... | 152 |

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura II.1 Configuración de los *casings* en un Pozo X..... 9

Figura II.2 Balanza de lodos 12

Figura II.3 Viscosímetro de Marsh 13

Figura II.4 Zaranda o *Shale Shaker*..... 16

Figura II.5 Tipos de desgasificadores: Tipo vacío (Izq) y Tipo atmosférico
(Der) 17

Figura II.6 Hidrociclón 18

Figura II.7 Desarenador 20

Figura II.8 Deslimador..... 21

Figura II.9 Limpiador de lodos..... 22

Figura II.10 Ripios y suspensión creada 41

Figura II.11 Sistema básico para ISD 45

Figura II.12 Sistema de transporte ripios en taladros..... 46

Figura II.13 Sistema de transporte al vacío 47

Figura II.14 Sistema CLEAN CUT® de M-I SWACO 48

Figura II.15 Sistema de acondicionamiento de suspensión 50

Figura II.16 Registro de presión de inyección 52

Figura II.17 Registro de presiones (Superficie, fondo y tasa de inyección) .. 53

Figura II.18 Esquema de monitoreo micro-sísmico..... 55

Figura II.19 Tipos de ISD 56

Figura II.20 Operación de ISD simultánea con perforación y producción 59

Figura II.21 Tipos de fractura 63

Figura II.22 Fractura Vertical..... 64

Figura II.23 Fractura Horizontal 65

Figura II.24 Fractura Oblicua 65

Figura II.25 Fracturas Múltiples..... 67

| | |
|---|-----|
| Figura II.26 Comportamiento Idealizado de la presión durante el fracturamiento | 68 |
| Figura II.27 Equipos Necesarios para realizar pruebas de esfuerzos <i>in-situ</i> | 69 |
| Figura II.28 Data obtenida de una prueba de esfuerzos <i>in-situ</i> | 70 |
| Figura II.29 Prueba de Inyectividad de la Fractura mediante Minifrac | 71 |
| Figura II.30 Efectos de la tortuosidad y de las perforaciones en la caída de presión cerca del pozo | 73 |
| Figura II.31 Presiones involucrada en la hidráulica..... | 74 |
| Figura II.32 Tipos de esfuerzos..... | 82 |
| Figura II.33 Deformación longitudinal | 83 |
| Figura II.34 Tipos de falla de pozo..... | 88 |
| Figura III.1 a) Esquema de Completación #1 b) Esquema Completación #2 | 97 |
| Figura III.2 Bahía Marchand, Port Fourchon Luisana | 98 |
| Figura III.3 Gráfica Tiempo, Presión de fondo e Inyección | 99 |
| Figura III.4 Perfil de cementación, Gamma Ray y Temperatura Completación #1 | 102 |
| Figura III.5 Indicadores de presión Completación #1 | 103 |
| Figura III.6 Perfil de cementación, Gamma Ray y Temperatura Completación #1 | 105 |
| Figura III.7 Gráfico Tiempo vs. Presión de fondo..... | 106 |
| Figura III.8 Modelo de Fractura (Caso 1) | 112 |
| Figura III.9 Modelo de la fractura (Caso 2) | 113 |
| Figura III.10 Geometría de la fractura de Inyección Anular..... | 115 |
| Figura IV.1 Esquema metodológico de la investigación..... | 119 |
| Figura V.1 Cuencas Petrolíferas de Venezuela | 124 |
| Figura V.2 Configuración estructural esquematizada de la Faja del Orinoco | 125 |
| Figura V.3 Perfil eléctrico tipo del Bloque Carabobo..... | 127 |
| Figura V.4 Sección NO-SE de la Cuenca de Barinas – Apure..... | 129 |

| | |
|---|-----|
| Figura V.5 Perfil eléctrico tipo de la Cuenca Barinas – Apure | 132 |
| Figura V.6 Configuración estratigráfica adecuada | 135 |
| Figura V.7 Sistema integral para la aplicación de ISD | 139 |
| Figura V.8 Geometría de la Fractura | 140 |
| Figura V.9 Prueba de inyección | 141 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|---|-----|
| Tabla II.1 Clasificación de Ripios y Partículas Sólidas según su tamaño | 8 |
| Tabla II.2 Volumen total aproximado del Pozo X | 9 |
| Tabla II.3 Registros asociados a volúmenes inyectados | 35 |
| Tabla II.4 Otros proyectos de Inyección..... | 37 |
| Tabla II.5 Total barriles inyectados de suspensión en el Lago de Maracaibo | 38 |
| Tabla II.6 Ventajas y desventajas de la ISD directa simple en un pozo exclusivo..... | 57 |
| Tabla II.7 Ventajas y desventajas de la ISD anular simple en un pozo productor | 60 |
| Tabla II.8 Ventajas y desventajas de la ISD Combinada múltiple en pozo exclusivo..... | 61 |
| Tabla II.9 Fuentes de información para la construcción de un modelo geomecánico | 89 |
| Tabla III.1 Datos geológicos generalizados, junto con los recortes de perforación y los volúmenes de lodos | 108 |
| Tabla III.2 Explicación de los datos necesarios para la simulación ISD..... | 109 |
| Tabla III.3 Propiedades utilizadas en las simulaciones de las fracturas | 110 |
| Tabla III.4 Propiedades físicas de la suspensión a inyectar | 110 |
| Tabla III.5 Resultados de la Simulación de la inyección en el pozo dedicado | 113 |
| Tabla III.6 Resultados de la simulación del pozo de Inyección Anular..... | 114 |
| Tabla V.1 Propiedades de la suspensión..... | 136 |
| Tabla V.2 Residuos y desechos que deben ser evaluados para el uso de la ISD | 137 |
| Tabla V.3 Comparación entre tecnologías comúnmente usadas y la ISD. . | 142 |

INTRODUCCIÓN

En la última década, el aumento de la actividad petrolera en nuestro país ha tenido un impacto significativo en las áreas de exploración, perforación y producción, este aumento ha influido de manera directa en la generación de desechos producto de estas actividades y problemas sustanciales en el manejo en superficie de los mismos, en el marco de la reglamentación legal y ambiental establecida por el estado Venezolano.

Los procesos de perforación y producción suelen generar grandes volúmenes de fluidos de perforación y rípios que deben ser gestionados adecuadamente, además que la disposición y tratamiento de los mismos generalmente sucede a grandes distancias de donde fueron generados. En la actualidad existen numerosos procesos para el tratamiento de los mismos que generan menor impacto ambiental y reducen los costos de operación, uno de ellos es la tecnología de Inyección Subterránea de Desechos (ISD), esta tecnología se pudiera considerar como la de mayor aplicabilidad, por su empleo *In situ* y la posibilidad de ser usada en cualquier ubicación geográfica ya sea en tierra firme o en perforaciones costa afuera.

Los desechos generados por el proceso de perforación y producción tienen generalmente distintas características como la litología de la roca perforada y el lodo usado para la perforación del pozo, que en muchos casos viene contaminado con azufre, metales, estos desechos son tratados en superficie para su posterior inyección y dependen en muchos casos de la geomecánica de la formación del pozo donde se inyectará la suspensión y de sus propiedades reológicas.

A nivel mundial la mayoría de los trabajos de inyección se han realizado en profundidades someras de hasta 5.000 pies, reportándose la más profunda a

15.300 pies en los Estados Unidos de Norteamérica, las tasas de inyección reportadas están en el rango de 0,3 bbls/min a 44 bbls/min con presiones de inyección que varían desde las 50 a 5.431 lpc, obteniéndose volúmenes de inyección que van desde 50.000 hasta 43 millones de barriles de suspensión en un proyecto realizado en la Bahía de Prudhoe en el Norte Slope de Alaska. En Venezuela existen proyectos de reinyección que datan del año 1994 en el estado Monagas y en el año 2000 en el Lago de Maracaibo, en dicho proyecto se inyectó un total de 970.000 barriles (bbls) de suspensión.

De lo anteriormente expuesto surge la propuesta de realizar un estudio que permita establecer las condiciones mínimas necesarias para la utilización de la tecnología ISD en pozos candidatos para disposición en el oriente y occidente del país.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

I.1 El Problema

En Venezuela se ha profundizado en la búsqueda de petróleo, lográndose cuantificar altos volúmenes de hidrocarburos que se suman a las reservas del estado, lo cual implica que en el proceso de perforación se generen grandes cantidades de desechos, que requieren ser tratados y dispuestos en aéreas adecuadas para evitar contaminación. La técnica comúnmente aplicada para la disposición de estos desechos se basa en la construcción de fosas donde estos son depositados, luego son tratados en sitios muy alejados de donde fueron extraídos, lo cual implica costos elevados y un alto riesgo ambiental en su traslado.

Otra de las técnicas más recientes empleadas para la disposición de los desperdicios productos de la perforación, se basa en la ISD, la cual puede ser aplicada en simultáneo con su extracción, permitiendo la eliminación de estos de forma inmediata.

Actualmente se tiene poca información acerca del uso de esta tecnología en Venezuela por lo tanto se requiere de un estudio para evaluar las condiciones necesarias que deben tener los pozos de disposición para la inyección subterránea de desechos.

I.2 Objetivos de la investigación

I.2.1 Objetivo General

Establecer las características de las formaciones para implementar la tecnología ISD en pozos candidatos para disposición en el oriente y occidente del país.

I.2.2 Objetivos Específicos

- Revisar los antecedentes de la utilización de la tecnología ISD a nivel mundial y en Venezuela.
- Establecer la normativa legal que rige los procesos del uso de la tecnología ISD en Venezuela.
- Identificar los equipos y actividades pre y post-inyección, seguimiento y monitoreo
- Estudiar los casos exitosos de aplicación de la tecnología ISD a nivel mundial.
- Seleccionar áreas con elementos característicos similares a las que se consideraron exitosas a nivel mundial.
- Proponer las condiciones para el uso de la tecnología ISD en pozos de disposición.

I.3 Limitaciones

Entre las limitaciones que complican el desarrollo de la investigación se encuentran:

- Poco material bibliográfico referente al uso de esta tecnología en Venezuela, por ser aplicada recientemente en el país.
- Marco legal existente, no es específico para operaciones de inyección de desechos en el subsuelo.
- Dificultad para la búsqueda de datos y realizar pruebas establecidas.

I.4 Alcance

La investigación abarcará dos zonas de estudio, una ubicada al Occidente del país y otra zona ubicada al oriente del país en pozos de la Faja petrolífera del Orinoco, siendo esta última zona, la de mayor número de taladros operativos existentes. Se evaluarán los volúmenes de ripios extraídos y la posibilidad de que los mismos puedan ser procesados y dispuestos con la tecnología ISD.

I.5 Justificación

En el proceso de perforación de pozos se generan desechos constituidos por recortes de formación que resultan impregnados por los fluidos de perforación utilizados, sumado a esto se encuentran los altos costos de procesamiento y traslado a las plantas que los procesan, esto ha generado una gran cantidad de pasivos ambientales y violaciones a la normativa legal vigente que en muchos casos ha influido directamente en el medio ambiente y poblaciones cercanas.

Desde la década de los 80 la utilización a nivel mundial de la tecnología ISD ha venido en constante crecimiento por lo que se ha catalogado como una de las más confiables y económicas para la disposición de desechos producto de la perforación de pozos petroleros, por tal motivo se sugiere establecer las condiciones mínimas necesarias para la utilización de esta tecnología en pozos candidatos para disposición en el oriente y occidente del país.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

Antes de establecer las condiciones necesarias para la aplicación de la inyección subterránea de desechos, es necesario definir los conceptos y apreciaciones básicas que tienen relación con el tema, abarcando desde las propiedades del fluido hasta su comportamiento en la formación, dichas definiciones son expuestas a continuación.

II.1 Desechos de Perforación

En la perforación de pozos de petróleo y gas se generan dos tipos principales de desechos: Ripios y fluidos de perforación. La mayoría de los fluidos de perforación contienen arcilla de bentonita, agua, barita, aditivos y algunos contienen hidrocarburos. Los grandes volúmenes de lodos de perforación se almacenan en tanques superficiales o pozos de disposición. Los lodos líquidos se reciclan continuamente para mantener las propiedades deseadas para una operación de perforación con éxito. A estos se les trata y de acuerdo a su disponibilidad final, se llamarán de una u otra manera, pues es así que a los que pueden ser recuperados, reciclados, reutilizados o eliminados se les denomina residuos de perforación y a los que no cumplen con las especificaciones y que por ende no podrían ser reciclados o reutilizados se les denomina desechos de perforación.

El tratamiento y Disposición de los residuos en general en el taladro dependen geográficamente de las regulaciones gubernamentales de cada país y pueden comprender:

- Residuos de perforación base aceite.
- Residuos de perforación base agua.
- Fluidos de perforación.

- Fluidos de Completación.
- Aguas negras y grises (aguas que provienen de los baños; y las que provienen de los procesos de lavandería y cocina respectivamente).
- Agua de lluvia.

Dependiendo de la profundidad y el diámetro del pozo, el volumen de desechos de perforación generados varía, por lo general, varios miles de barriles de desechos de perforación se generan por pozo. La generación de residuos de fluidos de perforación y ripios de perforación depende de las secciones del pozo que se estén perforando. Cuando se perforan los primeros pies para asentar el primer *casing*, se generan altas cantidades de ripios ya que el diámetro del hoyo es mayor en esta etapa. Cuando se perforan pozos profundos, se pueden encontrar formaciones inestables, por lo tanto se utilizan lodos base aceite para superar los problemas de estas formaciones. Por otra parte se genera otro volumen de desecho cuando se finaliza la perforación, ya que el fluido de perforación en el pozo es desplazado para ser sustituido por los fluidos y equipos de terminación.

II.1.1 Ripios de perforación

II.1.1.1 Definición ^[1]

Los ripios de perforación son los sólidos que se desprenden de la formación desde la superficie interior del hoyo, dichas partículas son creadas por la acción de la fuerzas de compresión y rotatoria de la mecha. La Tabla II.1, muestra la diferencia entre ripios de perforación y partículas sólidas del fluido de perforación, las cuales son añadidas al fluido para controlar las propiedades químicas y físicas del mismo.

Tabla II.1 Clasificación de Ripios y Partículas Sólidas según su tamaño ^[1]

| Clasificación | Tamaño de la partícula (micras) |
|---------------|---------------------------------|
| Ripios | Más grande que 500 |
| Arena | 74 – 500 |
| Cieno | de 2 a 74 |
| Arcilla | Más pequeño que 2 |

II.1.1.2 Volumen de Ripios ^[1]

Hay que recalcar que el volumen de los ripios nunca es el volumen del hoyo, el típico volumen de los ripios es aproximadamente de 1,5 a 3 veces el volumen del hoyo y el volumen del líquido es de 3 a 30 veces el volumen del hoyo.

El volumen extra viene de:

- Degradación de la partícula.
- Operaciones de cementación y completación.
- Lavado del hoyo.
- Formaciones hinchables.
- Aditivos del lodo.
- Deficiente equipo de control de sólidos (ECS)

Para calcular el volumen total de un hoyo X directamente (sin necesidad de hacer conversiones por unidades) se utiliza la siguiente ecuación:

$$V_{Hoyo} = \left(\frac{\pi(R_{Hoyo}(pulg))^2 \times 0,0519}{42} \right) (prof, pies) = bbls \dots \dots \dots \text{Ecuación 1.1}$$

En la figura II.1 se observa un pozo X con una profundidad total (TVD, por sus siglas en inglés: *True Vertical Depth*) de 18.500 pies perforado en 5 secciones (azul, verde, rojo, fucsia y naranja respectivamente).

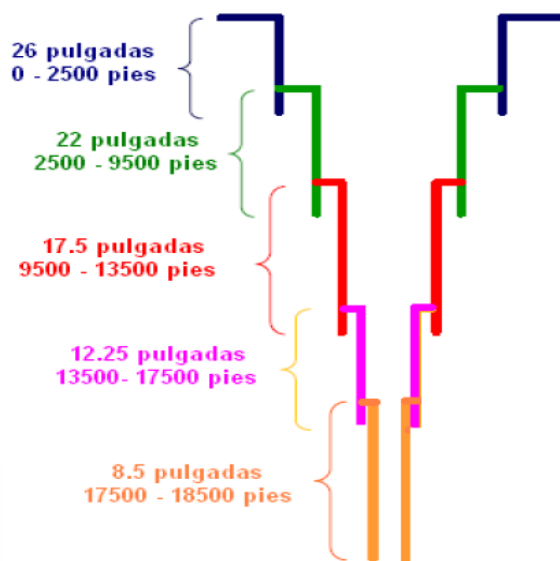


Figura II.1 Configuración de los *casings* en un Pozo X

Se tiene entonces que para un Pozo X, el volumen del hoyo será la sumatoria de los volúmenes para cada sección, las cuales varían su tamaño de mayor a menor a medida que se perfora, por lo que el volumen extraído en las etapas iniciales puede ser mayor dependiendo de la longitud del intervalo perforado, tal como se puede observar en la Tabla II.2.

Tabla II.2 Volumen total aproximado del Pozo X

| Secciones | Diámetro del hoyo (pulg) | Profundidad (pies) | Volumen (bbls) |
|--------------|--------------------------|--------------------|----------------|
| 1 | 26 | 0-2500 | 1.641 |
| 2 | 22 | 2.500-9.500 | 3.289 |
| 3 | 17,5 | 9.500-13.500 | 1.189 |
| 4 | 12,25 | 13.500-17.500 | 583 |
| 5 | 8,5 | 17.500-18.500 | 71 |
| Total | | | 6.773 |

II.1.2 Fluidos de perforación

En la perforación de pozos petroleros se emplean fluidos que se hacen circular por el hoyo con la finalidad de mantener las condiciones operacionales del pozo y de esta forma alcanzar la profundidad requerida. Estos fluidos son sustancias que se diseñan con propiedades físicas y químicas adecuadas para la extracción de ripios de perforación hasta la superficie y cumplen diferentes funciones a medida que avanza la perforación.

La perforación del pozo comienza rotando la mecha sobre el suelo y haciendo circular el fluido, este se inyecta por el interior de la tubería de perforación y se desplaza por el espacio anular hasta la superficie con los ripios en suspensión, parte de los sólidos que componen el fluido se depositan en el medio poroso de la pared del pozo creando una capa llamada revoque, que evita la filtración de este a la formación. Esta circulación debe ser de forma continua y solo debe detenerse cuando se agrega una nueva tubería o se procede a realizar un cambio de mecha, ya que la interrupción inadecuada o la ausencia de fluido en el pozo implica riesgos operacionales, ambientales y humanos.

II.1.2.1 Clasificación de los fluidos de perforación ^[2,3]

II.1.2.1.1 Fluidos de Perforación base agua

Son fluidos en los cuales la fase continua es el agua, bien sea agua dulce, agua de mar o salmuera. Los principales aditivos que se usan para la formulación de este tipo de fluidos se componen de: Materiales de arcillas, controladores de viscosidad, controladores de filtrado y densificantes.

II.1.2.1.2 Fluidos de Perforación base aceite

Los fluidos de perforación base aceite son aquellos en los que la fase continua es el aceite, se caracterizan por ser altamente inhibidos, resistentes a contaminaciones, estables a altas temperaturas y presiones, de alta lubricidad y no corrosivos. Estos pueden clasificarse en Fluidos de emulsión inversa y fluidos de perforación 100% aceite.

II.1.2.2 Función de los fluidos de perforación ^[4]

Básicamente el transporte de ripios de perforación a superficie es la principal función de los fluidos de perforación, sin embargo, dependiendo de cada pozo o formación, los fluidos deben cumplir un objetivo distinto.

II.1.2.3 Propiedades de los fluidos de perforación ^[3,5]

II.1.2.3.1 La reología

La reología es la ciencia de la deformación de los materiales (si son sólidos) o de su flujo (si son líquidos) bajo un esfuerzo aplicado. En caso de fluidos de perforación la reología es el estudio de las características que definen el flujo y las propiedades gelatinizantes del mismo, entre los factores que afectan la reología se encuentran los siguientes:

Temperatura.

Generalmente, la viscosidad decrece a medida que aumenta la temperatura. Hay excepciones en casos de altas temperatura. Como el de algunos lodos de calcio, en los cuales a unos 300 °F empieza a producir gelificación.

Presión.

La presión ejerce poco efecto sobre la reología de los lodos base agua, pero puede afectar significativamente la reología de los lodos base aceite.

Tiempo.

La reología de un lodo depende del tiempo. Es como si el lodo recordara las velocidades de corte que ha experimentado en el pasado y permitiera que su tensión de corte a la velocidad de corte actual sea influida parcialmente por esa memoria. Así, el orden de las lecturas en el viscosímetro FANN deben tomarse en el orden correcto, primero a 600 rpm que a 300 rpm, ya que de invertirse el orden de las lecturas puede alterarse el resultado. La resistencia de gel es otra manifestación de la dependencia del tiempo. La estructura del gel solo se desarrolla después de un período de tiempo durante el cual el lodo ha sido sometido a una velocidad de corte igual a cero.

Densidad.

Su principal función es mantener las paredes del hoyo, evitando que se derrumben durante la perforación y controla los influjos de la formación. Se define como el peso por unidad de volumen, es expresada en libras masa por galón (lbsm/gal) o libras masa por pie cúbico (lbsm/pie³). La densidad depende del tipo de formación que se esté perforando y del gradiente de la misma, los valores de la densidad son obtenidos a través del instrumento llamado balanza de lodo, el mismo se muestra en la Figura II.2



Figura II.2 Balanza de lodos ^[8]

Viscosidad

La viscosidad se define como la resistencia de un fluido al flujo. Se mide rutinariamente en el campo utilizando el embudo Marsh y se mide el tiempo en segundos que le toma a un cuarto de galón del fluido pasar a través del embudo. Conforme aumenta la penetración, los sólidos inertes y los contaminantes entran al sistema de lodo y pueden hacer que la viscosidad aumente. En la figura II.3 se muestra este instrumento.



Figura II.3 Viscosímetro de Marsh^[8]

II.2 Métodos de control de sólidos. ^[6,7]

Existen diferentes métodos para el control de sólidos, los más importantes son los siguientes:

- Dilución: Reduce la concentración de sólidos perforados adicionando un volumen de fluido de perforación.
- Desplazamiento: Es la remoción o descarte de grandes cantidades de fluido por fluidos nuevos con óptimas propiedades reológicas.
- Piscina de asentamiento (gravedad): Es la separación de partículas sólidas por efecto de gravedad, debido a la diferencia en la gravedad específica de los sólidos y el líquido. Depende del tamaño de las partículas, gravedad específica y viscosidad del fluido.

– Separación mecánica: Separación selectiva de los sólidos perforados del fluido por diferencias de tamaño y masa. Hay varios tipos de equipos los cuales son diseñados para operar eficientemente bajo condiciones específicas.

II.2.1 Equipos de control de sólidos ^[5]

El objetivo de diseño de cualquier equipo de control de sólidos es alcanzar la remoción progresiva de los sólidos perforados. Estos permiten que cada equipo optimice el desempeño del siguiente equipo.

El control de sólidos se logra usando uno o varios de los métodos básicos de separación de sólidos entre los cuales están:

- Trampa de arena.
- Zaranda o *Shale Shaker*.
- Desgasificadores.
- Hidrociclones.
- Desarenador.
- Deslimador.
- Limpiador de lodo.
- Centrifugas.

A continuación se detallan cada uno de los componentes antes mencionados:

Trampa de arena.

Los tanques de asentamiento o trampas de arena casi nunca son usados en las operaciones modernas de perforación: sin embargo, pueden ser usados si se requiere. La proporción de sólidos que se depositan en los tanques de asentamiento o trampas de arena depende de:

- El tamaño, la forma y la gravedad especifican de las partículas.
- Densidad y viscosidad del fluido de perforación.

- El tiempo de estancia en el tanque.

De acuerdo con la ley de Stokes, la sedimentación eficaz de los sólidos solo puede lograrse cuando el fluido tiene un flujo laminar. Bajo condiciones de flujo turbulento, la sedimentación es muy mínima. La mayoría de las zarandas modernas eliminan los sólidos de tamaño de arena y más grandes sin necesidad del uso de trampas de arena y/o tanques de asentamiento.

Zaranda o *Shale Shaker*.

Es un tamiz vibratorio usado para la filtración de sólidos del fluido de perforación circulante para eliminar los ripios del lodo. Es el único aparato removedor de sólidos que hace una separación basada en el tamaño físico de las partículas. Como primera etapa de la cadena de limpieza de lodo y remoción de sólidos, las zarandas constituyen la primera línea de defensa contra la acumulación de sólidos, muchos problemas potenciales pueden ser evitados observando y ajustando las zarandas para lograr una eficiencia máxima de remoción con base en la capacidad de manejo. Las zarandas pueden eliminar hasta el 90% de los sólidos generados, aunque no pueden eliminar los sólidos que tienen tamaño de limo y coloides, por lo tanto resulta necesario usar la dilución y otros equipos para los sólidos perforados más pequeños. Las zarandas son lo primero con lo que se encuentra el lodo al retornar del pozo. En la figura II.4 se muestra una zaranda, comúnmente utilizada en pozos petroleros.



Figura II.4 Zaranda o *Shale Shaker*^[10]

La operación de la zaranda es función de:

- Norma de vibración.
- Dinámica de la vibración.
- Tamaño de la cubierta y su configuración.
- Características de las mallas (*mesh* y condición de superficie).
- Reología del fluido (especialmente densidad y viscosidad).
- Ritmo de carga de sólidos (ROP, GPM y Diámetro del Hoyo).

De un buen control de sólidos en las zarandas, depende en gran parte la eficiencia de los equipos de control de sólidos restantes.

Desgasificadores.

Debido a la contaminación que sufre el lodo de perforación con gas proveniente de las formaciones atravesadas, es necesario contar con dispositivos que permitan eliminar este gas. Para remover este gas del lodo se utilizan dispositivos que son los desgasificadores. La presencia de gas en el fluido puede ser:

- Perjudicial para los equipos del taladro.

- Un problema potencial de control de pozo.
- Peligroso si es toxico o inflamable (H_2S , CO_2).
- Bombas centrifugas, hidrociclones y bombas del taladro pierden eficiencia si el flujo contiene gas.

Los desgasificadores deben ser instalados entre la trampa de arena y los primeros hidrociclones (Desarenador). Existen básicamente dos tipos de desgasificadores:

- Desgasificadores de vacío: Aquellos que remueven el gas mediante la aplicación de vacío al lodo de perforación. Los diseños de estas unidades son variables, algunos relacionan más de un vacío, otros relacionan una combinación de agitación-vacío o fuerza centrífuga para remover el gas. Son usados en fluidos pesados y de alta viscosidad.
- Desgasificadores atmosféricos: El tipo atmosférico relaciona solamente una fuerza, ya sea centrífuga, o bien, una de agitación. Debido a que estos no aplican vacío para arrojar el fluido de perforación a la unidad, es necesario contar con bombas centrífugas que lo operen. Aceptable en fluidos ligeros y de baja viscosidad. En la figura II.5 son mostrados los tipos de desgasificadores



Figura II.5 Tipos de desgasificadores: Tipo vacío (Izq) y Tipo atmosférico (Der) ^[11]

Hidrociclones.

Los hidrociclones son dispositivos físicos que consisten de un recipiente en forma de cono con una entrada lateral y dos salidas opuestas. Las salidas de los hidrociclones están una en la parte superior y otra en la parte inferior del cono. Son recipientes en los cuales la energía de presión es transformada en fuerza centrífuga. Un hidrociclón común es mostrado en la figura II.6



Figura II.6 Hidrociclón ^[9]

En los hidrociclones el lodo es alimentado tangencialmente por una bomba centrífuga a través de la entrada de alimentación al interior de la cámara de alimentación. Las fuerzas centrífugas así desarrolladas multiplican la velocidad de decantación del material de fase más pesada, forzándolo hacia la pared del cono. Las partículas más livianas se desplazan hacia adentro y arriba en un remolino espiral hacia la abertura de rebasamiento de la parte superior. La descarga por la parte superior es el sobre flujo o efluente; la descarga de la parte inferior es el flujo inferior. El flujo inferior debe tomar la forma de un rociado fino con una ligera succión en el centro. Una descarga sin succión de aire es indeseable. Las características de las partículas

juegan un papel importante en la eficiencia de separación y se influyen por:

- Tamaño y forma de las partículas.
- Densidad de las partículas.
- Concentración de sólidos.
- La forma influye en el comportamiento de asentamiento. Partículas con altos coeficientes de fricción se asentarán más despacio que las partículas cilíndricas.
- La concentración volumétrica de sólidos genera varios problemas de asentamiento como: Incremento de viscosidad, interferencia de partículas y saturación de fluidos.

Desarenadores.

Los desarenadores son usados en fluidos con poco peso para separar partículas tamaño de arena de 74 micrones o más grandes. Se utiliza el desarenador para impedir la sobrecarga de los deslimadores. En general se usa un hidrociclón de 6 pulgadas de diámetro interior o más grande, con una unidad compuesta de dos hidrociclones de 12 pulgadas, cada uno de los cuales suele tener una capacidad de 500 gpm.

La descarga de este equipo es muy seca y abrasiva, por lo cual debe ser desechada, sin embargo, en fluidos costosos (bases aceite, polímeros entre otros) cuando es necesario recuperar la fase líquida esta descarga debe ser dirigida hacia una zaranda con una malla mínima 200 (punto de corte 74 micrones). Este equipo debe ser instalado después del desgasificador y antes del deslimador. El fluido de alimentación debe ser tomado del tanque de descarga del desgasificador, su descarga debe ser en el tanque continuo de succión. En la figura II.7 se muestra un desgasificador.



Figura II.7 Desarenador^[10]

Deslimador.

El deslimador puede remover partículas de tamaño de limo y arena fina provenientes de los fluidos de perforación. Cuando se utiliza adecuadamente, remueve prácticamente todas las partículas de limo de más de 25 micrones. Se componen de una batería de conos de 4 pulgadas o menos. Dependiendo del tamaño del cono se puede obtener un corte de tamaño de partículas de entre 6 y 40 micrones. Se usan muy poco en los lodos densificados de más de 12,5 lbs/gal debido a gran cantidad del tamaño de partículas de la barita se encuentra en el rango de limo por este caso no es recomendable la utilización.

Los conos deslimadores son fabricados en una gran variedad de tamaños, en un rango de 2 a 6 pulgadas. El deslimador mostrado en la Figura II.8 difiere del desarenador en el tamaño de los conos y el punto de corte pero su funcionamiento es igual. La operación de este equipo igualmente depende de la bomba centrífuga. El fluido debe ser succionado del tanque que descarga el desarenador y su descarga procesada en el tanque contiguo.



Figura II.8 Deslimador ^[12]

Limpiador de lodo.

Los limpiadores de lodo son sistemas de procesamiento de separación de dos etapas que comprenden varias combinaciones de hidrociclones desarenadores y deslimadores montados sobre una zaranda y diseñados para operar como una sola unidad. El limpiador de lodo mostrado en la figura II.9 remueve los sólidos por medio de un proceso de dos etapas. Primero, el fluido de perforación es procesado por el desarcillador. Segundo, la descarga del desarcillador es procesada por una zaranda de alta energía y de malla fina. Este método de remoción de sólidos es recomendado para lodos que contengan considerables cantidades de materiales densificantes o que tengan costosas fases de fluidos. El propósito del limpiador de lodo es tamizar la descarga inferior de los hidrociclones para:

- Recuperar la fase líquida.
- Recuperar la barita descartada.
- Producir ripios relativamente más secos.

Figura II.9 Limpiador de lodos^[10]

Centrifuga decantadora.

Se usa para la separación de los sólidos de la fase líquida, que no han sido removidos por las zarandas ni por los hidrociclones. Consiste de un recipiente en forma cónica o *blowl*, rotando sobre su eje a diferentes velocidades (entre 1.900 y 3.200 rpm). Un tornillo o *conveyor* ubicado dentro del *blowl* gira en la misma dirección del *blowl* generando una velocidad diferencial respecto al mismo entre 33 y 56 rpm. La velocidad diferencial permite el transporte de los sólidos por las paredes del *blowl* en donde los sólidos han sido decantados por la fuerza centrífuga. El éxito de la operación depende de su trabajo continuo, la capacidad para descargar sólidos relativamente secos y alcanzar una alta eficiencia de separación. Las centrifugas juegan un papel muy importante para la remoción de sólidos de perforación de hasta 1-2 micrones. Estas partículas son las más dañinas para las propiedades del lodo.

II.3 El impacto de la actividad petrolera ^[13]

La extracción petrolera es una de las actividades que genera más impacto ambiental y en la biodiversidad a nivel local y global.

A pesar de la importancia que tienen las regiones tropicales para la estabilidad del clima mundial, de la importantísima biodiversidad que albergan y de ser el hogar de cientos de pueblos indígenas y comunidades ancestrales, la industria petrolera ve en estas regiones el lugar ideal para ampliar su negocio.

II.3.1 Contaminación causada por los desechos obtenidos durante la perforación

En esta fase, se genera un volumen importante de desechos de perforación. Cuando se perfora se genera una gran cantidad de fragmentos de rocas, estos fragmentos se diferencian entre sí por su lugar en la columna estratigráfica. A medida que se perfora la mecha atraviesa formaciones que pueden contener metales pesados, sustancias radioactivas, azufre, elementos contaminantes propios de la geología local e inclusive pequeñas cantidades de hidrocarburos.

II.3.2 Metales pesados presentes en los ripsos de perforación

Cadmio: Es un micronutriente esencial para los humanos, animales y plantas. Sus propiedades tóxicas son similares a las del zinc. Es persistente en el ambiente y si es absorbido por el organismo humano puede persistir por décadas antes de ser excretado. En humanos, la exposición prolongada se relaciona con la disfunción renal. También puede llevar a enfermedades pulmonares, ya que se la ha relacionado con el cáncer de pulmón y puede provocar osteoporosis en humanos y animales. El ingreso medio diario, para humanos se estima en 0,15 µg procedente del aire y 1 µg del agua. Fumar unos 20 cigarrillos puede provocar la inhalación de unos 2 a 4 µg. Es un metal absorbido rápidamente por las plantas.

Plomo: El plomo es tóxico para la mayoría de organismos vivos por sus efectos sobre el sistema nervioso. Se acumula en el organismo hasta que alcanza niveles tóxicos y produce sus efectos.

Mercurio: El mercurio es un metal pesado, neurotóxico y peligroso, que se bioacumula en la cadena alimenticia. El mercurio es un metal no esencial y altamente tóxico. Los mecanismos de eliminación biológica son escasos. El mercurio es el único metal que se ha comprobado puede biomagnificarse, es decir acumularse progresivamente en la cadena alimentaria. El mercurio inorgánico puede ser metilado por microorganismos nativos del suelo, el agua dulce o los sedimentos marinos. La forma más común de mercurio orgánico es el mercurio de metilo (MeHg), que es soluble, voluble y de rápido ingreso en la cadena alimentaria acuática (Goyer, 1996).

Arsénico: La toxicidad de los compuestos del arsénico varía considerablemente. Los compuestos inorgánicos son generalmente más tóxicos que los compuestos orgánicos. Ciertos derivados del arsénico son además carcinogénicos. Las intoxicaciones en el ambiente de trabajo juegan un papel particularmente importante. La exposición a altos niveles de arsénico puede causar la muerte.

Cobre: Es un elemento esencial para la vida humana, pero en dosis elevadas puede provocar anemia, irritación del estómago e intestino y daño renal y hepático. Los pacientes con la enfermedad de Wilson (Acumulación de cobre en los tejidos, manifestada por síntomas neurológicos), pueden tener mayores riesgos en caso de sobreexposición al cobre. El cobre puede encontrarse en el agua potable, procedente de las cañerías de ese metal o de aditivos empleados para evitar la proliferación de algas.

Cromo: Frecuentemente se acumula en ambientes acuáticos, por lo que existe cierto riesgo de ingerir pescado contaminado. Los bajos niveles de

exposición pueden provocar irritación de la piel y úlceras, mientras que la exposición prolongada puede causar daños hepáticos y renales, al tejido nervioso y al sistema circulatorio.

Se puede presentar además Cobalto, Hierro, Selenio, Manganeso, Molibdeno, Antimonio, Bario, Plata, Talio, Titanio, Estaño, Zinc, Cromo y Vanadio.

A estos desechos se suman los lodos de perforación que pueden ser base aceite o base agua. En teoría los lodos base agua son los menos contaminantes, aunque en la mayoría de los casos contienen material densificante como la barita, el carbonato de calcio, la bentonita y otras arcillas que son adicionadas para aumentar su viscosidad.

Se suele relacionar la palabra lodo base agua a lodo no contaminante, pero estos además de poseer compuestos densificantes y que los hacen más viscosos, tienen en su composición metales pesados (tóxicos y no tóxicos), sales inorgánicas, polímeros orgánicos, químicos anticorrosión y grandes cantidades de hidrocarburos que son agregados para aumentar la lubricación, reducir la fricción.

Los lodos base aceite contienen petróleo mineral, con cantidades variables de hidrocarburos aromáticos, soda caustica para aumentar el pH y controlar la corrosión, lignitos para evitar pérdidas de circulación, emulsificantes de todo tipo (ácidos grasos, ácido sulfónico y alcoholes) y cloruro de calcio para aumentar la viscosidad.

II.3.3 Modificaciones del Ambiente por Contaminación ^[14]

Las consecuencias de la contaminación petrolera para el ambiente están todavía en curso de estudio e investigación. Los efectos sobre la fauna y la flora son los más perjudiciales, pues a menudo son irreversibles.

Se puede sintetizar el resultado de una contaminación por sus dos principales efectos:

Efectos mecánicos: la existencia de una película en la interfase agua-aire tiene por consecuencia la perturbación de los intercambios gaseosos, lo que provoca una disminución del proceso de auto depuración por la disminución de la capacidad de re-oxigenación del medio. Si esta película es importante, puede tener acciones directas de orden mecánico que son particularmente apreciables en las aves. Un ave "impregnada en petróleo" pierde su capacidad de volar y su aislamiento térmico.

Los organismos acuáticos parecen tener mejor grado de protección, las algas tienen un comportamiento muy diferente. Los animales protegidos por conchillas tienen cierto grado de protección, aunque los gasterópodos experimentan una mortandad importante. Más grave aún, es la destrucción de los individuos planctónicos, primer eslabón en la cadena alimenticia de la fauna marina, que puede resultar en modificación notable de todo el ecosistema local.

Efectos tóxicos: la penetración de los componentes tóxicos de la perforación petrolera puede traer como consecuencia la inhibición del metabolismo, acumulación de tóxicos a nivel de la membrana celular provocando la inhibición de los intercambios entre la célula y el mundo exterior; modificación de las propiedades físicas del medio tales como la tensión superficial, el pH, la temperatura, el potencial de óxido reducción; la precipitación de elementos minerales (nitrógeno, fósforo, hormonas, oligo-elementos, vitaminas, etc.) Indispensables para la vida de los microorganismos y plancton.

Cabe señalar que los agentes contaminantes en caso de derrame no son solamente los hidrocarburos, sino también los productos orgánicos que provienen de su transformación y los compuestos minerales u orgánicos

adicionados al medio receptor durante la lucha contra la contaminación, (existen, sin embargo y a la fecha, productos sintéticos inocuos que pueden dispersar el petróleo, o agentes de "solidificación" de petróleo que resuelven y controlan rápidamente gran parte de la contaminación, cuya toxicidad no se ha detectado hasta el presente).

Independientemente de los síntomas evidentes (color, olor, sabor), el medio experimenta efectos que perturban su equilibrio; el más visible es una desoxigenación del medio receptor debido al consumo de oxígeno por parte de los microorganismos que crecen y se multiplican utilizando como alimentos las materias orgánicas biodegradables. Por otra parte, las transformaciones físicas y químicas en el medio tienen una acción directa sobre los otros seres vivos.

Existen tres criterios generalmente aceptados para determinar la contaminación del agua:

- Materia en suspensión (MES).
- Demanda biológica de oxígeno (DBO).
- Demanda química de oxígeno (DQO).

Sin embargo no existe un método válido para medir el DQO en agua de mar y para que la medida del DBO en laboratorio, sea válida o representativa de la contaminación del medio, es necesario que se reúnan simultáneamente las siguientes condiciones:

- Presencia de microorganismos capaces de metabolizar las sustancias orgánicas presentes.
- Condiciones favorables de pH y temperatura para la prueba.
- Presencia de elementos minerales nutritivos (nitrógeno, fósforo) indispensables para el desarrollo de dichos organismos.
- Ausencia de productos tóxicos o inhibidores de la actividad biológica.

El comportamiento del petróleo en el mar varía según: su composición, características y temperatura del agua. El espesor de la capa aceitosa puede ser de unos pocos hasta varios centímetros.

El tiempo de residencia, es decir el tiempo durante el cual el petróleo es detectable depende también de varios factores y/o del tipo de método que se emplea para su detección. La degradación del petróleo y la velocidad de su degradación está influenciada por: la luz, la temperatura, el tipo y número de sustancias nutrientes e inorgánicas que contiene, vientos, mareas, corrientes, etc. Estos factores afectan a la degradación microbiana, la evaporación, la disolución, la dispersión y los procesos de sedimentación. Las fracciones más tóxicas son generalmente las menos susceptibles a la degradación microbiana. Los residuos densos pueden flotar, depositarse en los sedimentos o llegar a la costa como manchas de alquitrán. En los mares fríos, como el Atlántico Sur, la actividad microbiana es lenta, no sólo porque los mecanismos bacterianos son más lentos, sino también porque el petróleo se vuelve más viscoso y produce una película gruesa que impide o reduce el ataque microbiano. En período invernal, además, la oxidación fotoquímica se reduce por ser los días más cortos.

Las alteraciones que sufre el petróleo derramado en el medio marino se designan bajo el nombre de intemperización. Este petróleo a la intemperie es bastante diferente que el petróleo producido o recientemente derramado, ya que pierde muchos de sus componentes solubles o volátiles. Este crudo puede dañar a los organismos marinos, permanecer en los sedimentos y dañar a las aves.

II.4 Tecnologías para el tratamiento de Desechos de Perforación Petrolera ^[15]

Las Tecnologías empleadas para el tratamiento de desechos generados por la actividad petrolera se pueden dividir en cuatro grupos: Reducción en

Fuente, que implica la mejor selección del fluido de perforación para reducir la producción de desechos; Reúso y Reciclaje, en la cual, los ripios son tratados para ser usados como complementos en diversas áreas de construcción; Tratamiento, en el cual los desechos son sometidos a procesos con la finalidad de ser dispuestos en superficie y por último la Disposición y transporte de Desechos de Perforación, que implica la inyección de ripios en el subsuelo y transporte a vertederos cercanos, estos cuatro grupos se detallan a continuación:

II.4.1 Reducción en Fuente de Desechos de Perforación

Tecnologías para la reducción del volumen de efluentes, desechos sólidos y emisiones de las perforaciones de los pozos usando fluidos biodegradables y no tóxicos, tales como *Biodoil* y *Greenoil*, donde los ripios extraídos pueden ser tratados y dispuestos en superficie con el menor riesgo de contaminación de la capa vegetal.

Biodoil: Aceite mineral hidratado, no tóxico y biodegradable, para formular fluidos de perforación, completación y rehabilitación.

Greenoil: Aceite vegetal esterificado, derivado del aceite de palma.

II.4.2 Reúso y Reciclaje

Tecnologías para valorar los desechos de perforación, estas pueden ser: Endrill (Encapsulamiento de sólidos), Riego, Reúso de efluentes producto de la Exploración, Producción y Mejoramiento de crudos (EPM) y coprocesamiento térmico.

Endrill: Se encapsulan los constituyentes indeseables del ripio en una matriz sólida que impide su lixiviación al medio ambiente y permite su uso en relleno de tierra de locaciones, sub-bases para vialidades o como llenante en mezclas asfálticas.

Riego: Se basa en el Reúso de efluentes provenientes de la Exploración, Producción y mejoramiento de crudos. Estos fluidos son tratados con la finalidad de aprovecharlos en sistemas de riego para la producción agrícola.

Coprocesamiento Térmico: Volúmenes de desechos son sometidos a elevadas temperaturas con la finalidad de separar los componentes orgánicos de los ripsos de perforación, bien sea por desorción térmica en donde se separan los elementos contaminantes al ser calentados y evaporados para luego ser tratados, o por Incineración, proceso en el cual se queman los componentes contaminantes y luego los ripsos y cenizas remanentes pueden ser eliminados en vertederos o ser enterrados en sitio.

II.4.3 Tratamiento de desechos de Perforación en Superficie

Son las técnicas empleadas para el acondicionamiento de los desechos de perforación para ser dispuestos en superficie, dentro de estas se tienen: Interbios, Drillacsoil, Fitorremediación, Biolagunas, Humedales y Oxidación Avanzada.

Interbios: Es un paquete tecnológico de biotratamiento de desechos de perforación basado en la transformación de las fracciones tóxicas en compuestos inocuos como el CO_2 y H_2O , estos desechos pueden ser: fluidos de perforación base aceite, fondos de fosas y suelos impactados por crudo.

Drillacsoil: Tecnología para el esparcimiento de desechos no tóxicos en suelos, incluye el programa para el cálculo adecuado de dosis de mezcla del desecho con el suelo receptor, así como la dosificación de enmiendas correctoras para aplicar algunos parámetros que impliquen la reducción del impacto al ambiente.

Fitorremediación: Es una técnica biológica de descontaminación que consiste en el uso de plantas y sus microorganismos asociados que conducen a la

reducción, mineralización, degradación, estabilización y/o volatilización de dichos contaminantes y puede ser empleada para tratar suelos, sedimentos, aguas superficiales y subterráneas y lixiviados de vertederos.

Biologunas: Son lagunas artificiales que se construyen con la finalidad de tratar los fluidos provenientes de efluentes, producto de la explotación petrolera, que contienen gran cantidad de fenoles, sólidos disueltos y altas temperaturas que perjudican al ambiente y a los seres humanos. En las biologunas estos fluidos son tratados a fin de mejorar sus condiciones antes de ser dispuestos en el medio ambiente.

Humedales: Son zonas inundadas o saturadas, bien sea por aguas superficiales o por aguas subterráneas y con una frecuencia, duración y profundidad suficientes para mantener especies de plantas predominantes adaptadas a crecer en suelos saturados, estos sistemas son efectivos en la reducción de materia orgánica, para transformar y asimilar nutrientes y retienen y/o eliminan sustancias tóxicas que de otra manera serían vertidas sin tratamiento alguno al medio ambiente. Esta depuración ocurre por la interacción entre los elementos componentes del humedal y de los fenómenos físicos, químicos y biológicos, con la intervención del sol como fuente principal de energía.

Oxidación Avanzada: Tecnología que tiene por objetivo, la eliminación de compuestos solubles no biodegradables, presentes en aguas residuales, que implican la generación de oxiradicales muy reactivos, generalmente el radical hidroxilo (OH^\cdot). Estos procesos permiten eliminar tanto compuestos orgánicos como inorgánicos logrando una reducción de la Demanda Química de Oxígeno (DQO), Carbono Orgánico total (COT) y toxicidad de las aguas residuales tratadas.

II.4.4 Disposición y transporte de Desechos de Perforación

Estas tecnologías comprenden la recolección, el transporte, el tratamiento, el almacenamiento provisional, la deposición y el aprovechamiento de residuos sólidos. Estos desechos deben estar debidamente gestionados, es decir que cumplan con las medidas de prevención y reducción de sólidos, empleando aquellas técnicas que han sido aprobadas para su aplicación práctica y que sean ecológicamente compatibles con el tipo de desecho que se desea disponer.

El transporte de los residuos sólidos en vehículos de recolección comprende generalmente (además de los procesos de transporte en vacío, intermedio y lleno) los procesos para su descarga en estaciones de transbordo y plantas de tratamiento y en vertederos. El transporte de residuos sólidos en vehículos especiales tiene por objeto el traslado de residuos sólidos de las estaciones de transbordo a las instalaciones respectivas. En todos los casos se tendrá debidamente en cuenta que la distancia entre la zona de recolección y las instalaciones de disposición (vertedero) no sea excesiva desde el punto de vista de la rentabilidad, exigiendo donde resulte conveniente la disponibilidad de estaciones de transbordo.

El almacenamiento provisional de residuos sólidos se aplica cuando los residuos deben guardarse por un tiempo en instalaciones locales porque no pueden pasar inmediatamente a una etapa de aprovechamiento, tratamiento o deposición, por razones económicas o técnicas.

La deposición de residuos sólidos es un método de eliminación final ordenada en vertederos, con la condición de que se realice de acuerdo con los conocimientos técnicos actuales (impermeabilización de la base, tratamiento del agua de filtración, disposición y aprovechamiento de los gases de vertedero, etc.).

II.4.5 Degrins™

Metodología basada en la inyección de residuos de perforación previamente estabilizados, en estratos arcillosos someros. Esta técnica incluye la formulación para el granulado y solidificación de ripios, bien sea provenientes de fluidos base agua o aceite, obteniéndose una mezcla altamente viscosa para lograr su disposición en estratos impermeables sin la necesidad de realizar fracturamiento hidráulico. A veces, el suelo o lodo contaminado se extrae y se coloca en grandes mezcladoras en la superficie. La mezcladora combina el suelo o lodo con los materiales de tratamiento, como cemento y cal. Entonces, el suelo o lodo tratado puede ser colocado nuevamente en el sitio o depositados en un vertedero controlado. En otros sitios, en lugar de excavar el suelo o lodo, los materiales de limpieza se pueden mezclar directamente bajo tierra. La mezcla se prepara con el uso de grandes paletas rotatorias. Luego, el suelo o lodo tratado que queda en el sitio, se cubre con suelo limpio o un pavimento.

En el proceso de estabilización de residuos busca reducir la solubilidad, reactividad o movilidad de las elementos contaminantes, mediante la modificación de su estado químico o la inmovilización física por un agente contaminante. Con este método no se destruyen las sustancias contaminantes, sino que se impide su liberación o desprendimiento hacia el medio ambiente por procesos de lixiviación o reacciones químicas. Los minerales arcillosos, son utilizados en el proceso de estabilización ya que reaccionan con los compuestos orgánicos por lo que son usados para aumentar el rango de residuos aceptados por fijación a residuos inorgánicos.

II.5 Inyección Subterránea de Desechos

Se conoce como Inyección Subterránea de Desechos (ISD) al proceso en el cual los ripios y otros residuos sólidos provenientes de la perforación

petrolera son transformados en partículas más pequeñas mediante el molido o desintegración, para luego ser mezcladas con un líquido (Agua de mar, agua dulce, lodos de perforación) y crear una suspensión, una vez creada esta suspensión, se inyectará en una formación subterránea mediante distintas técnicas logrando la eliminación permanente de estos residuos.

El proceso de inyección de la suspensión requiere alta presión de bombeo para generar una fractura y entrar en la formación destinada, estos parámetros son analizados posteriormente.

II.5.1 Antecedentes del uso de la ISD ^[16,17,18,19]

A pesar de que el uso de esta tecnología aun en la actualidad es poco conocida, sus inicios se remontan a la década de los 80, cuando en Estados Unidos de América se inyectaron pequeños volúmenes de residuos en los espacios anulares de los pozos, logrando así, disminuir de manera significativa el impacto ambiental por disposición en superficie de los mismos.

En una investigación del Laboratorio Nacional Argonne en mayo del 2003, se levantó una base de datos con 332 trabajos de Inyección a nivel Mundial, las tres áreas principales de inyección de Ripios en suspensión fueron: Alaska (129 registros), Golfo de México (66 registros) y el Mar del Norte (35 registros), el faltante de trabajos estudiados corresponde al resto del mundo con (102 registros), divididos entre más de medio centenar de países donde se incluye Venezuela. De estos 334 trabajos de inyección, en 296 trabajos fue usada la inyección anular, representando un 88% y en el restante 12%, fueron usados pozos específicos o dedicados exclusivamente para la inyección.

Es importante señalar que a nivel mundial la tendencia es el uso del mismo pozo para la Inyección de desechos, el trabajo del Laboratorio nacional

Argonne señala que de los 129 registros estudiados en Alaska, 121 son de inyección anular, representando esta cifra un 93,7% del total.

En la mayoría de los registros estudiados por el Laboratorio, se comprobó que la mayoría de los trabajos de Inyección se realizaron a profundidades someras de hasta 5.000 pies, siendo mayormente utilizado el intervalo entre los 2.501 pies y los 5.000 pies. La menor profundidad utilizada o reportada en este estudio fue de 1.246 pies en Indonesia y los más profundos 15.300 pies en Luisiana en los Estados Unidos de América. Las tasas de inyección reportadas varían entre 0,3 bbls/min y 44 bbls/min con presiones de inyección que varían desde 50 hasta 5.431 lpc.

El estudio del laboratorio Nacional Argonne, discriminó que pozos fueron usados específicamente para la Inyección de Ripios de perforación, cuales otros pozos fueron usados para inyectar otro tipo de desechos, como: Arenas producidas, fondo del tanque, aguas aceitosas, contenidos de los pozos y materiales con radioactividad natural (NORM).

En la tabla II.3 se muestra el número de registros asociados a volúmenes inyectados.

Tabla II.3 Registros asociados a volúmenes inyectados^[16]

| Rango de volumen de desechos inyectados estudiada bbls | Número de registros en la base de datos |
|--|---|
| < 10.000 | 87 |
| 10.000 – 50.000 | 206 |
| 50.001 – 100.000 | 9 |
| 100.001 – 500.000 | 13 |
| 500.001 – 1.000.000 | 5 |
| > 1.000.000 | 12 |
| Total | 332 |

Se observa que en el 83% de los trabajos de inyección reportados es inyectada una cantidad menor a 50.000 barriles de desechos, el trabajo con

más barriles de mezcla inyectada se realizó en la Bahía de Prudhoe en Alaska y fueron inyectados más de 43 millones de barriles.

En América, hay casos exitosos de Inyección subterránea de desechos ISD, en Perú se realizó un trabajo de reinyección en el campo Cashiriari, localizado en la Reserva Forestal de Camisea, dicho trabajo comprendió la inyección de un total de 570.924 bbls de suspensión divididos en dos etapas, 309.976 bbls fueron inyectados en el Pozo Cashiriari Pad 1 (CR1) y en el Cashiriari Pad 3 (CR3) que se inyectó un total de 260.948 bbls, la única diferencia entre ambos fue el volumen de agua en cada suspensión, siendo en el CR1 mucho mayor que en el CR3.

En Argentina la empresa MI-SWACO, inyectó 56.000 bbls en el área de Tartagal en el 2001 a una profundidad de 4.596 pies, de esta suspensión 18.000 bbls eran ripios, se suspendió la operación por la época de lluvia ya que afectaba el proceso por acuíferos cercanos.

En México el proyecto de inyección en la zona de Campeche ha ahorrado a una operadora Mexicana, aproximadamente el 50% del costo por manejo, tratamiento y disposición final de sólidos y líquidos residuales de la perforación. A la fecha, las operaciones de inyección han generado cerca de 355.000 bbls de suspensión, equivalente a 30.651 toneladas de ripios de perforación, bombeados directamente a pozos inyectores, en las plataformas de Abkatun "S" y Abkatun "P".

Además de los Ripios de perforación inyectados, también han sido bombeados más de 101.756 bbls de fluidos, no deseables, de perforación, terminación y completación, en la tabla II.4 se destacan otros proyectos de reinyección a nivel mundial.

Tabla II.4 Otros proyectos de Inyección ^[17]

| Operador | País | Campo / Equipo |
|-----------------|-------------|-----------------------|
| Arco | Alaska | Alpine |
| BP Amoco | Noruega | GYDA |
| BP Amoco | Reino Unido | Harding |
| BP Amoco | Noruega | ULA |
| BP Amoco | Alaska | Badami |
| BP Amoco | Reino Unido | Bruce |
| BP Amoco | Reino Unido | ETAP |
| BP Amoco | Reino Unido | Magnus |
| Burligton | EEUU | Pit Closure |
| Conoco | EEUU | Ensko 69 |
| Danop/Amerada | Dinamarca | Kolsklaya |
| Exxon Mobil | EEUU | H&P 107 |
| Halliburton | EEUU | Earl Fredrikson |
| Halliburton | EEUU | Pit Closure / Viator |
| Halliburton | EEUU | Summit # 4 |
| Hibernia Group | Canada | Hibernia |
| Mobil | EEUU | Baltic 1 |
| Pan Canadian | Canada | Rowan Gorilla 3 |
| PEMEX | México | Nohoch C |
| PEMEX | México | Abkatun P |
| PEMEX | México | Abkatun S |
| Petroquest | EEUU | Falcon 23 |
| Phillips | Reino Unido | Rowan Gorilla 4 |
| Pogo | EEUU | land |
| Santa | EEUU | Rowan 24 |
| Shell/Dowell | Gabon | Rabi |
| Shell/KCA | Reino Unido | North Cormorant |
| Shell/KCA | Reino Unido | Tern Alpha |
| Shell/KCA | Reino Unido | Dunlin Alpha |
| Statoil | Dinamarca | Siri |
| Unocal | Alaska | Granite Point |
| Unocal | Alaska | Cook Inlet |
| Unocal | Alaska | Bruce |
| Vastar | EEUU | Ocean Triton |

En Venezuela el uso de la tecnología data del año 1994, en el campo Mel-1E, al este del estado Monagas. Se conoce además que en el lago de

Maracaibo, se llevaron a cabo dos proyectos de ISD, el primero comenzó en diciembre del año 2000 en el bloque LL-652 a cargo de la empresa CHEVRON donde se inyectaron 248.836 bbls de suspensión en el pozo LL-3584 y 722.130 bbls en el pozo LL-3589, este proyecto de corta duración, finalizó en el año 2001.

PDVSA en ese mismo año inicia otro proyecto de ISD en el Lago de Maracaibo utilizando la gabarra C-94, inyectando 1.182.526 bbls de suspensión en el pozo LL-725 y 74.687 bbls en el pozo BA-2073, dicho proyecto termina en el año 2003 con un total inyectado de suspensión de 2.228.179 bbls. En la tabla II.5 se muestra el total de desechos inyectados en el lago de Maracaibo.

Tabla II.5 Total barriles inyectados de suspensión en el Lago de Maracaibo ^[19]

| Empresa | Pozo | Inicio | Fin | Volumen Inyectado (bbls) |
|------------------------|---------|----------|----------|--------------------------|
| CHEVRON | LL-3584 | Feb-00 | Ago-2000 | 248.836 |
| CHEVRON | LL-3589 | Sep-00 | May-01 | 387.957 |
| CHEVRON-PDVSA | LL-3859 | Jun-01 | Nov-01 | 334.173 |
| PDVSA | LL-725 | Dic-2002 | Feb-03 | 1.182.526 |
| PDVSA | BA-2073 | Nov-00 | Feb-03 | 74.687 |
| Total Inyectado | | | | 2.228.179 |

Se conocen también de 11 trabajos de ISD realizados por la empresa *Drill Cuttings Disposal Company, LLC.*, en el año 2002 para la petrolera BP con un total de 56.000 bbls inyectados en la Faja Petrolífera del Orinoco.

II.5.2 Descripción y parámetros en el proceso ISD^[20]

La planificación y ejecución de un proyecto ISD comprende una visión integral de información que va desde el estudio inicial, el monitoreo de la inyección y se completa con el análisis de post-inyección. Estos procesos

son monitoreados en tiempo real para comparar el análisis de pre-inyección y los resultados de las post-inyección.

II.5.2.1 Análisis pre operación

La garantía del proceso comienza con un análisis profundo del potencial de inyección, evaluación y planificación de la inyección, donde se incluye:

- Revisión geológica.
- Selección de la zona.
- Simulación de la fractura hidráulica.
- Diseño operacional y del pozo.
- Prueba de Inyección.
- Identificación de riesgos.
- Opciones de mitigación.

Dentro del proceso de ISD, se consideran cuatro componentes decisivos para su ejecución exitosa y deben incluirse como tales en la planeación de cualquier proyecto ISD:

(a) Contención de la suspensión.

Garantizar la contención estable, es decir que a largo plazo hay que tener la suspensión inyectada asegurada dentro de la zona de inyección. Debe seleccionarse cuidadosamente la formación para poder inyectar, asegurando que en la parte superior de la zona de inyección haya una roca sello para que la suspensión no pueda trasladarse a la superficie.

(b) Tamaños o tipos de la partícula.

Las partículas que sean demasiado grandes podrían causar un taponamiento y por lo tanto reducir o impedir la capacidad de la formación para recibir materiales inyectados.

Por lo general, los siguientes tipos de materiales pueden inyectarse, dependiendo de los reglamentos locales:

- Ripios en forma de suspensión a granel.
- Ripios contaminados con crudo.
- Arena de separador y arena producida.
- Aceite lubricante.
- Píldoras de limpieza.
- Fluidos de drenaje del equipo.
- Lodo de desecho.
- Incrustaciones de material de radiación natural.

(c) Composición de la suspensión.

Debe tener una consistencia uniforme y poseer las características correctas de suspensión y transporte para asegurar que no ocurran salpicaduras de sólidos. Las suspensiones inconsistentes pueden conllevar a bloqueos de la línea de transporte de fluido y taponamiento de fracturas. Las propiedades típicas de la suspensión son las siguientes:

- Viscosidad del embudo Marsh: 60 a 90 seg.
- Distribución máxima de tamaño de partículas: $D_{90} < 250\mu$.
- Densidad: de 1,1 a 1,4 SG.
- Contenido de Sólidos: de 10 a 40% por volumen.

En la figura II.10 se puede observar la diferencia entre los ripios extraídos y la suspensión que se inyectará.



Figura II.10 Ripios y suspensión creada ^[21]

(d) Sistema de inyección en superficie.

La ISD requiere un sistema capaz de enviar hasta el fondo del pozo los volúmenes de fluidos requeridos y generar presiones adecuadas. Además la tubería del pozo tiene que estar diseñada para soportar altas presiones de inyección.

(e) Monitoreo de la operación

Durante este monitoreo se usa un estudio de arte, adquisición de data en tiempo real, uso de *software* y *hardware* para monitorear factores críticos como:

- Tasa de inyección.
- Presión de inyección.
- Propiedades de la suspensión (Viscosidad y densidad).
- Presión de fondo y de cierre.

Los parámetros operativos son parte del manejo de riesgos de los trabajos de ISD y se estipulan en los estudios de ingeniería. A continuación se especifican algunos de los parámetros operativos que se deben discutir y establecer antes de la operación de ISD.

II.5.2.2 Concentración de los sólidos.

Se utiliza como medida preventiva para una disposición segura e ininterrumpida, que el contenido de sólidos no debe exceder generalmente el 20% por volumen de suspensión, aunque esto se especifica según las condiciones de cada proyecto. Se debe interactuar con el operador para adoptar su experiencia sobre otros aditivos tales como inhibidores de corrosión, agentes secuestrantes de oxígeno y biocidas.

II.5.2.3 Especificaciones del cabezal de pozo.

Se debe evaluar el desgaste por erosión presente en el cabezal del pozo y en el anular, ya que pueden incidir en el proceso, para esto se usa la simulación previa donde se obtiene la presión de inyección y de esta forma se selecciona el equipo correcto. Los cálculos de estallido tubular establecen la máxima presión de inyección en superficie para no exceder los límites de la tubería.

II.5.2.4 Análisis Post Inyección

Los datos generados durante el proceso de monitoreo son usados posteriormente para el análisis post inyección, a partir de este análisis, se obtienen valores de seguridad y de cómo está dispuesta la suspensión en el subsuelo, se compara con los estudiado inicialmente y se verifica si se obtuvieron los resultados esperados.

II.5.3 Componentes Utilizados en la ISD ^[22]

Dentro del sistema de diseño y riesgos operacionales el cabezal de pozo, la válvula impide reventones y el árbol de navidad, son elementos secundarios que permiten el control del pozo mientras que la columna hidrostática de fluido constituye su control primario. En el caso del fracturamiento hidráulico para la implementación de la ISD, el diseño, ajuste y aplicación del cabezal

de pozo, debe soportar las presiones máximas generadas durante la operación de reinyección, o en inyecciones prolongadas. En la ISD, los principales controles de seguridad son: el cabezal de pozo y sistema de control de sólidos.

II.5.3.1 Cabezal del pozo.

El cabezal de pozo es la base en la superficie sobre la cual se construye el pozo durante la operación de perforación. Durante la perforación el pozo está controlado por una válvula impide de reventones y un múltiple de flujo y estrangulación. Cada espacio anular está sellado por el cabezal del pozo, para evitar esfuerzos máximos. Los sistemas de cabezal de pozo deben diseñarse para:

- Soportar cargas de tensión de tubulares suspendidos.
- Tener la capacidad de sellar a presión.
- Aislar el pozo del ambiente exterior.
- Aislar entre revestidores y formaciones de fondo de pozo.
- Mantener presión durante operaciones de control de pozo, pruebas de pozo o periodos de cierre.
- Contener la presión.
- Vigilar la seguridad del pozo.
- Ofrecer una base para el árbol de navidad.

II.5.3.2 Sistema de control de sólidos

La función del sistema de control de sólidos es alcanzar, paso a paso, la remoción progresiva de los sólidos perforados. Esto permite que cada equipo optimice el desempeño del equipo siguiente. Además, el sistema debe tener la habilidad para diferenciar entre los sólidos perforados y el valioso material

pesante. La descripción del sistema de control de sólidos se realizó con anterioridad en este capítulo.

Para realizar una operación de ISD se debe tener un apropiado diseño, de esta manera son requeridos los siguientes equipos y procesos:

- Recolección y mezcla de ripios de perforación con residuos y agua limpia.
- Condiciones y pruebas de laboratorio.
- Parámetros de reinyección, propiedades de la mezcla, composición, presiones y volumen conforme a los procedimientos establecidos.
- Tanques de almacenamiento y bombas centrifugas.

Para garantizar el éxito en el momento de ejecución de la tecnología ISD se debe dar cumplimiento a cada etapa inherente al proceso, a continuación se describen los tres sistemas que componen el proceso de reinyección.

- El sistema de transporte de ripios.
- Sistema de acondicionamiento de suspensión.
- El paquete de re-inyección.

II.5.3.3 Sistema de transporte de Ripios.

Este sistema está compuesto de una gran variedad de equipos, los mismos dependen del tipo de operación, ya sea costa afuera o en tierra firme. La configuración del sistema de transporte de ripios integra el proceso desde la unidad de acondicionamiento, que es donde se seleccionan los ripios que cumplen con el tamaño de partícula óptimo, hasta la unidad donde se crea y acondiciona la suspensión a inyectar dependiendo de la formación receptora.

La configuración de este sistema depende en muchos casos de la disponibilidad de espacio, de los equipos en el sitio de la perforación y del transporte en caso de tener un pozo dedicado completamente a la

reinyección de ripios provenientes de otros pozos, donde los mismos son transportados en camiones del lugar de extracción o recogida al lugar de reinyección, debiendo cumplir con una serie de parámetros de seguridad y control para evitar la pérdida de desechos durante su recorrido. En la figura II.11 se muestra un sistema primario o básico para la Inyección subterránea de desechos.

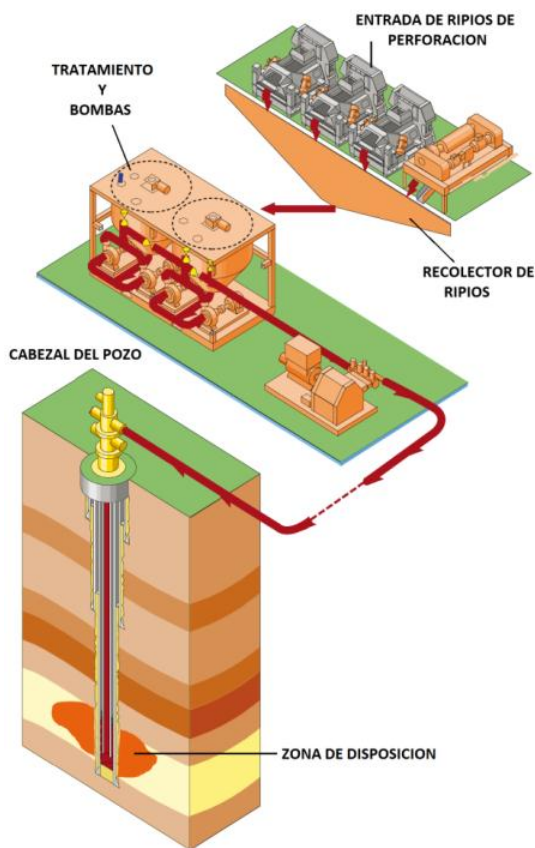


Figura II.11 Sistema básico para ISD ^[20]

En costa afuera hay diferentes sistemas para recolección y transporte de ripios, el más común para la recolección, es el sistema de colección por gravedad, en el cual influye en la fuerza de gravedad y permite que los líquidos y sólidos que se producen, pasen de una elevación más alta a un depósito o tanque a menor altitud.

II.5.3.3.1 Sistema de transporte de ripios en taladros

Este sistema transporta la mezcla por medios mecánicos de manera eficaz; se encuentra limitado por el alto contenido de líquidos, distancias cortas, la elevación, el cambio de dirección. Un aspecto importante es que los ripios se exponen a este tipo de transporte solo y cuando los materiales pueden causar atascamiento en el sistema. En la figura II.12 se muestra un esquema del equipo

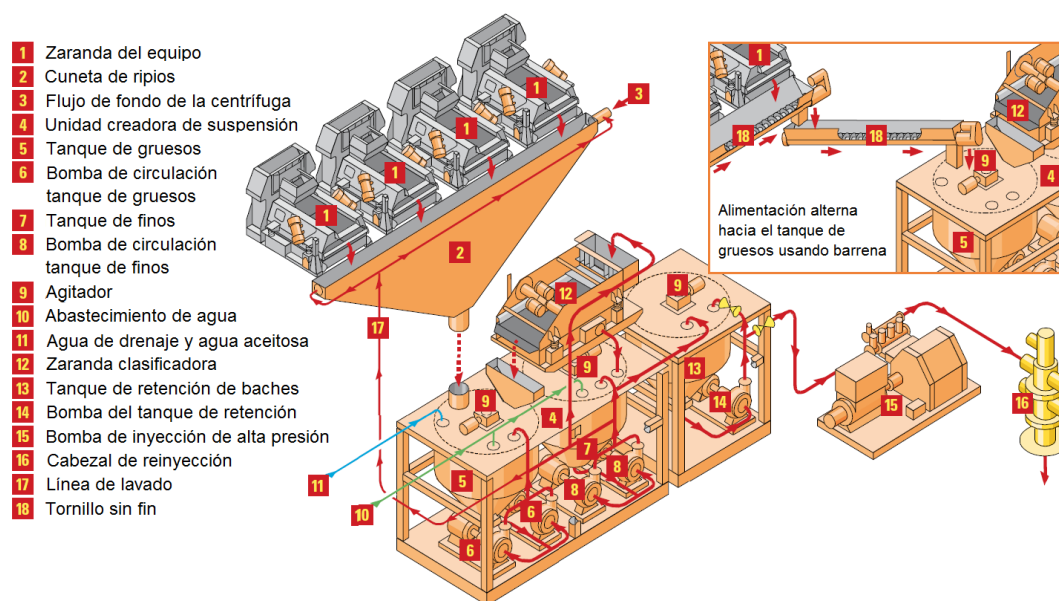


Figura II.12 Sistema de transporte ripios en taladros ^[20]

II.5.3.3.2 Sistema de transporte de ripios al vacío.

Con este tipo de transporte los sólidos y los líquidos son transportados por aire al vacío desplazado en líneas fijas al usar una unidad de vacío. Este sistema transporta tanto materiales secos, como materiales húmedos del pozo. Se encuentra limitado por la distancia, las propiedades del material y la

tasa esperada de inyección. La configuración del mismo se muestra en la Figura II.13.

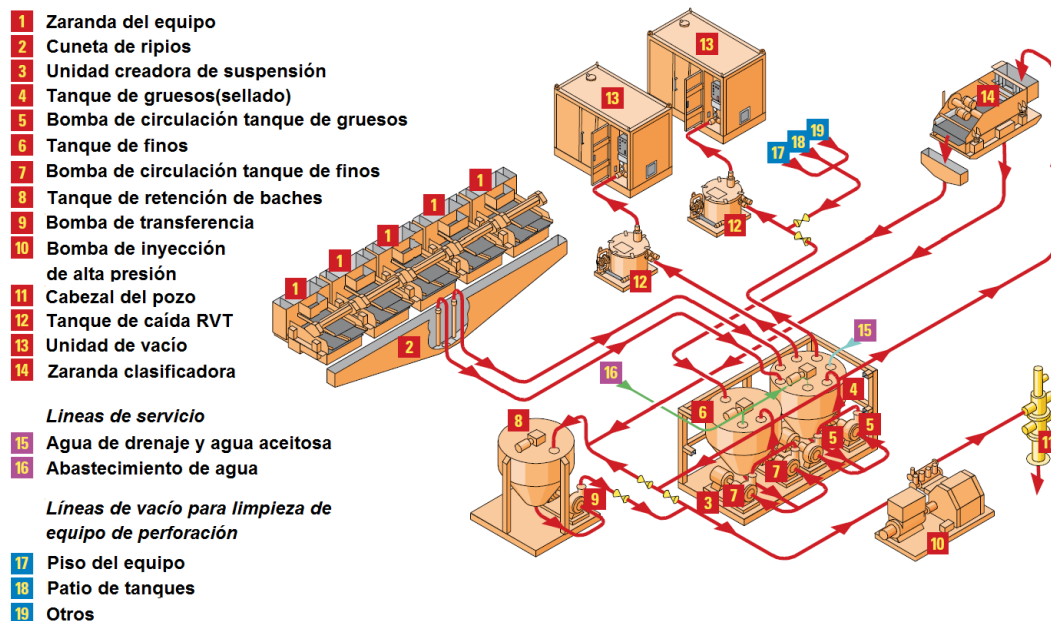


Figura II.13 Sistema de transporte al vacío ^[20]

II.5.3.3.3 Sistema neumático CLEAN CUT®. ^[20]

El sistema neumático CLEAN CUT® de M-I SWACO, es el sistema de transporte más flexible y más usado en la actualidad. Posee gran capacidad de almacenamiento de ripios para pozos de gran tamaño y brinda soluciones para pozos con problemas de inyectividad. Los beneficios de usar el sistema CLEAN CUT® son:

- Ofrece capacidad de cero descargas, es decir que no hay ningún contacto con el exterior.
- Mayor capacidad de manejo de volúmenes comparado con un sistema ISD normal (50 toneladas métricas/hr máx.).
- Proporciona un ambiente de trabajo limpio en comparación con otras operaciones.

En la Figura II.14 se muestra un esquema del sistema Neumático CLEANCUT® de M-I SWACO en operaciones de costa afuera.

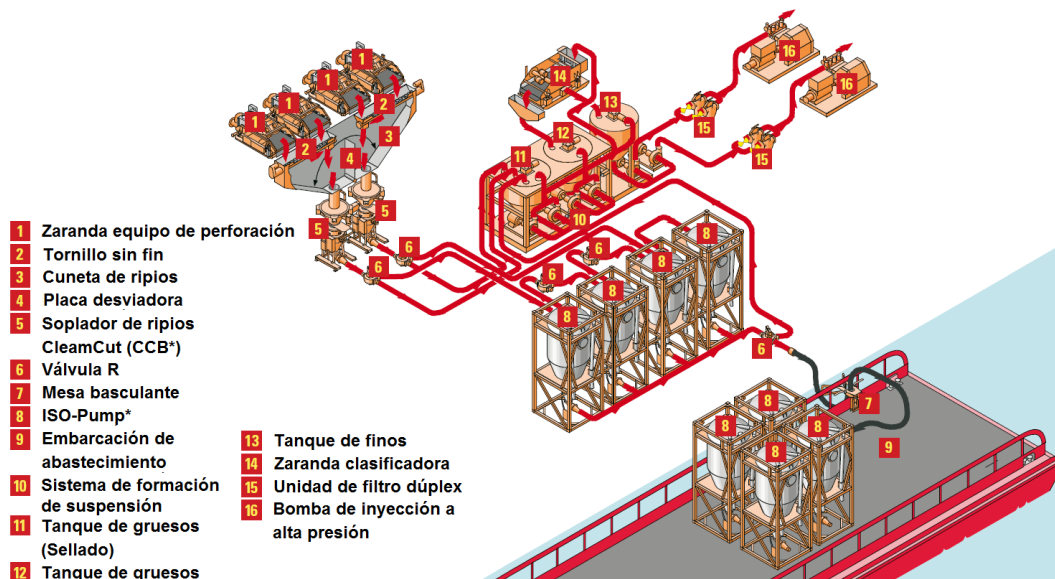


Figura II.14 Sistema CLEANCUT® de M-I SWACO [20]

II 5.3.4 Sistema de acondicionamiento de suspensión [20]

Una vez que los ripios son transportados desde el lugar de origen durante las operaciones de perforación, el sistema de acondicionamiento de suspensión para la ISD, proporciona un medio de degradación para las partículas. La homogenización de los ripios se determina en una suspensión de buena calidad que será reinyectada en la formación receptora. El proceso por separado puede requerir aplicaciones de trituración cuando se presentan materiales muy pesados o durante periodos donde se reciben arenas muy difíciles de degradar. Un diseño del sistema es crucial, ya que la calidad de la suspensión determinará el éxito del proceso. En general, un sistema de conversión de suspensión, está constituido por una serie de tanques y equipos que se explican con más detalle a continuación:

(a) Tanques de agua.

En cada operación de ISD se tienen como mínimo, 2 tanques de almacenamiento de agua de 300 barriles cada uno, con una línea hacia el tanque de sólidos gruesos, de esta forma se garantiza un suministro constante para el mezclado.

(b) Tanque sólidos gruesos.

En este tanque, los ripios son mezclados con agua usando bombas centrifugas para su degradación. Estas bombas son modificadas para aumentar el desgaste en la cámara de bombeo, lo que acelera la degradación de los sólidos generando rápidamente la mezcla. Las cubiertas de las bombas están equipadas con acero templado para minimizar la erosión que suelen generar las arenas. Cuando el tanque secundario está casi lleno, transfiere la mezcla a la zaranda de clasificación.

(c) Zaranda de clasificación.

Lleva a cabo tres funciones importantes:

- Asegura un tamaño de partícula adecuado para crear la suspensión a inyectar.
- Elimina los residuos que ocupan volumen útil del triturador.
- Asegura una concentración de sólidos específica.

La Zaranda de clasificación separa los sólidos de acuerdo a su tamaño, los de tamaño óptimo pasan directamente al tanque de almacenamiento, aquellos que no cumplen las especificaciones pasan a un triturador que los envía nuevamente a la Zaranda. Este proceso es un completo sistema de circuito cerrado, donde la arena completa varios ciclos hasta que alcanza las condiciones óptimas para ser usada en la suspensión y minimiza de forma correcta el efecto de desgaste por erosión en las bombas centrifugas.

(d) Tanque de sólidos finos.

Las partículas que cumplen con las especificaciones requeridas caen a través de la pantalla y entran en el depósito donde se realiza el control y verificación de calidad. En este depósito se acondiciona la suspensión mezclando la proporción correcta de sólidos, el volumen correcto de líquidos y se realiza el tratamiento químico adecuado para asegurar la homogeneidad y estabilidad de la misma. Una vez que se comprueba que la suspensión cumple con los criterios necesarios para el proceso, se transfiere al tanque de almacenamiento, donde se inicia el sistema de reinyección. La figura II.15 muestra un equipo de acondicionamiento de suspensión real en operación.



Figura II.15 Sistema de acondicionamiento de suspensión ^[22]

II 5.3.5 El paquete de reinyección ^[20]

El proceso de reinyección está diseñado para adaptarse a las necesidades del proyecto y las limitaciones del mismo, el éxito de una buena operación está sujeto al monitoreo de parámetros como: calidad de la suspensión de inyección y *hardware* de monitoreo. En general, los tres principales componentes de este sistema son:

II.5.3.5.1 Tanque de almacenamiento.

En este tanque se almacena la suspensión hasta que se decide reinyectarla, en el, se verifican las propiedades reológicas de la suspensión y se mantienen a condiciones de operación.

II.5.3.5.2 Bomba de inyección.

La bomba de inyección está diseñada para adaptarse a las características de cada operación y está basada en el manejo de distintos volúmenes, tasas y presiones. Estas bombas deben tener la capacidad de funcionar adecuadamente durante una inyección prolongada, especialmente cuando se combina la perforación con la inyección.

II.5.3.5.3 Paquete de adquisición en interpretación de datos ^[23]

Un programa de monitoreo bien planificado debe ser establecido para identificar signos de advertencias tempranas, que confirmen los parámetros operacionales y los procedimientos correctos. Para ello, se implementan herramientas de diagnóstico los cuales son detallados a continuación:

(a) Monitoreo de la presión.

Constituye la base para comprender como está operando un pozo de reinyección, la relación presión-tiempo proporciona un indicador clave del desempeño de las operaciones. Si la presión se incrementa lentamente con el tiempo, se puede hablar de un relleno normal en la zona de reinyección. Sin embargo, un incremento rápido de la presión indica obstrucción en la región cercana al pozo, lo cual requiere atención inmediata. Contrariamente, una caída rápida de la presión podría indicar una fuga en el sistema, ya sea en la superficie o en el pozo. Por último, los datos de presión constituyen un parámetro de entrada clave para modelos de fracturamiento hidráulico, que se utilizan tanto para el diseño como para validación del modelo durante la

operación de reinyección. En la figura II.16 se muestra un registro de presión de inyección típico, a lo largo de un ciclo de inyección entero, que incluye un período de bombeo o de inyección y un período de cierre. Después de detenido el bombeo, la fractura se cerrará y la presión declinará, equiparándose finalmente con la de la formación. Las variancias o anomalías observadas en estas curvas ayudan a los ingenieros a identificar los problemas existentes en el sistema de inyección.

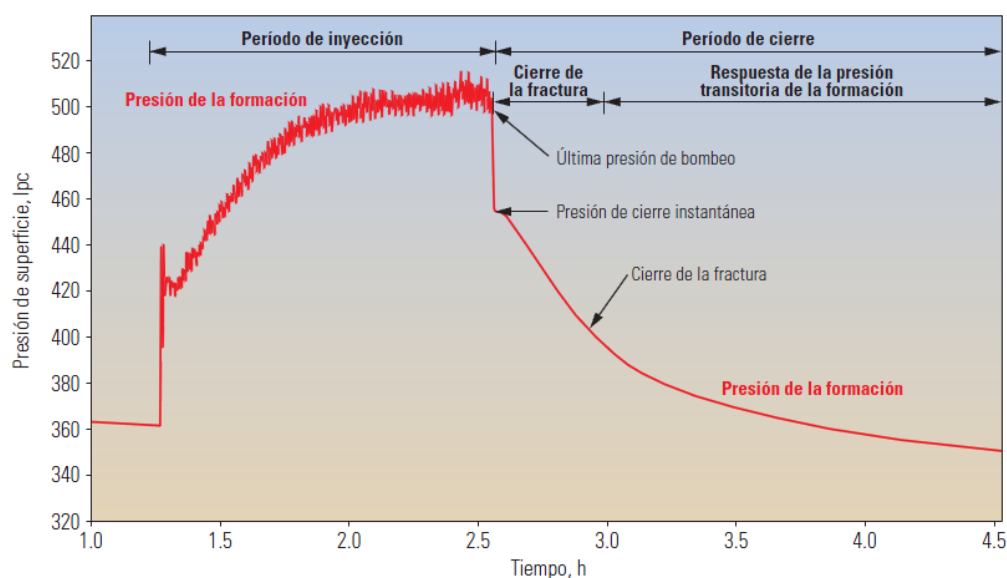


Figura II.16 Registro de presión de inyección ^[23]

También se necesita la supervisión de la presión anular si las condiciones de la tubería de inyección y del revestidor son inciertas. Estos datos se monitorean cuidadosamente durante la operación y son analizados con más detalle para controlar el fracturamiento hidráulico a largo plazo y llevar un historial del pozo. La figura II.17 muestra el registro de presión de superficie, presión de fondo y tasa de inyección.

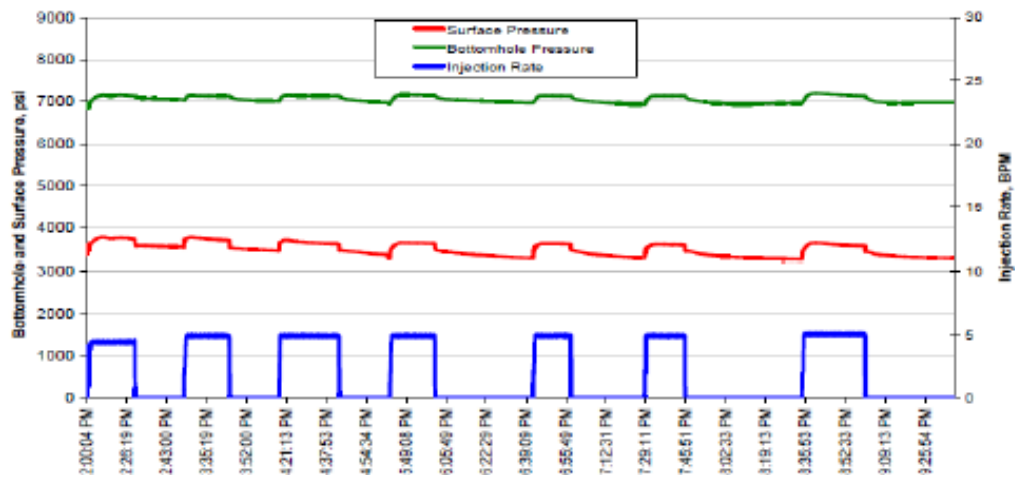


Figura II.17 Registro de presiones (Superficie, fondo y tasa de inyección) ^[23]

(b) Monitoreo de las propiedades reológicas de la lechada de inyección.

Debe ser llevado a cabo continuamente, por lo menos una vez por turno mientras se está en operación. Todo esto con el propósito de mantener las mismas propiedades y características en el momento de inyectarla y no afectar la creación de las fracturas. Las propiedades que deben ser monitoreadas son:

- Viscosidad.
- Peso de la suspensión.
- Aditivos (Viscosificantes).
- Generación de sólidos mientras se perfora.
- Análisis del tamaño de partícula.
- Contenido de sólidos.

(b) Monitoreo de la erosión.

La erosión causada por la ISD es monitoreada con pedazos de metal puestos en las zonas curvas de la tubería de inyección, la erosión de estos pedazos determina el grado de erosión y debe hacerse periódicamente.

(c) Monitoreo de registro de temperatura y rastreo.

Los registros de temperatura pueden revelar la altura de la fractura a lo largo del pozo. Los registros de rastreo pueden descubrir cualquier migración de la lechada detrás del revestidor por microfracturas o pobre cementación. Estos también pueden sugerir si partes de los intervalos perforados se han taponado.

(d) Monitoreo micro-sísmico ^[22]

Proporciona una visión en vivo del desarrollo de la fractura y de qué manera se puede evaluar o modificar en caso que sea necesario. Para entender más a fondo el mecanismo del monitoreo micro-sísmico es necesario entender el concepto de micro-sismo. Son eventos acústicos generados por un movimiento mínimo de las rocas. Estos movimientos pueden generarse durante las operaciones de fracturamiento hidráulico, o en otras actividades como producción la de fluidos, procesos de inyección o compactación de formaciones. Aunque el monitoreo de fracturas mediante las emisiones acústicas es útil para diagnosticar la trayectoria de la fractura puede ser limitado debido a que no se puede monitorear el crecimiento de ésta, desde el pozo de inyección debido al ambiente de ruido que hay en ese pozo, así que los sensores que detectan las ondas acústicas deben ser colocados en el pozo de observación. Los pozos deben tener cierta cercanía ya que la señal acústica se atenúa a medida que atraviesa la formación. Esta señal está en función de las características de la formación y de las limitaciones del equipo de recepción.

La figura II.18 muestra un esquema del monitoreo micro-sísmico. En él se recalca un pozo de observación obligatoriamente cercano, de lo contrario la operación de monitoreo no se puede efectuar.

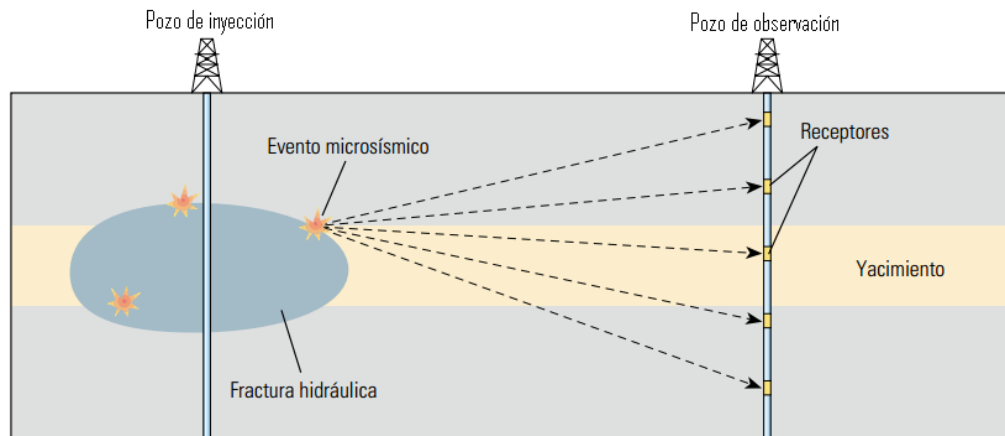


Figura II.18 Esquema de monitoreo micro-sísmico [22]

Durante la creación de una fractura por medio hidráulico, el tiempo transcurrido entre la detección de un evento micro-sísmico y la determinación de su localización es muy importante. Un lapso de tiempo aproximado de 20 a 30 minutos de detección del microsismo, puede ser irrelevante para las operaciones de inyección de fluidos.

II.5.4 Modalidades de inyección [22,24]

La ISD puede ser implementada bajo tres modalidades: Inyección directa simple en pozo exclusivo, inyección anular simple en un pozo productor y la inyección combinada múltiple en pozo exclusivo. La forma de inyectar los desechos a la formación depende de: si el pozo existe o si se debe perforar un nuevo pozo. En caso de realizarse la perforación de un nuevo pozo, éste estará sujeto al análisis geológico que se realiza previamente; pero si el pozo existe depende del tipo de completación que tiene, la profundidad de la zona de disposición, el tamaño del volumen de los ripios y desechos producidos, ubicación de la formación receptora, propiedades de la formación receptora, las estructuras geológicas y demás parámetros. En la figura II.19 se muestra el esquema de los diferentes tipos de inyección.

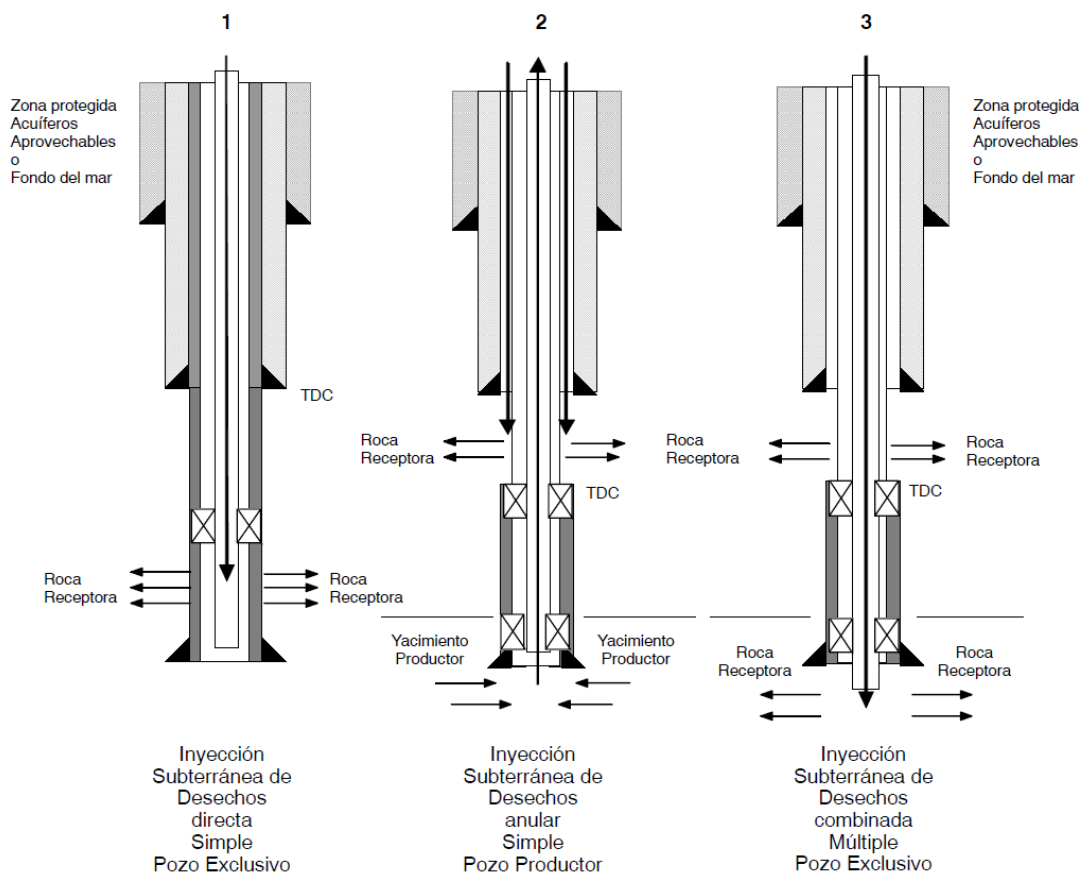


Figura II.19 Tipos de ISD ^[24]

II.5.4.1 ISD Directa simple en un pozo exclusivo

La suspensión es inyectada por la tubería ya sea de producción o dedicada exclusivamente para tal fin. Este método de reinyección puede ser ejecutado bajo dos modalidades: La primera consiste en la perforación de un pozo especialmente destinado a la disposición final de residuos y la segunda es donde se emplean pozos existentes para realizar dicho proceso, los mismos pueden ser pozos de yacimientos agotados, abandonados y exploratorios, esta segunda opción resulta ser la más atractiva económicamente y de menor dificultad. Si se decide perforar un pozo nuevo, hay que tener en cuenta el volumen de suspensión que se inyectará, ya que solamente es

recomendable si los volúmenes a disponer son muy grandes, de manera tal que se garantice el valor de la inversión del pozo perforado. El perforar un nuevo pozo significa, de manera técnica, la facilidad de seleccionar una configuración de revestidores que se adecue específicamente a zonas ambientalmente seguras para realizar la reinyección.

La inyección por medio de un pozo exclusivo puede ser diseñada para una formación objetivo específico, lo que facilita el diseño de la completación y no está sujeta a diferencia de la inyección anular, a la configuración de revestidores del pozo. Debido a que el pozo es diseñado solamente con propósitos de reinyección, ciertas modificaciones pueden ser efectuadas para minimizar los daños ocasionados por una inyección prolongada.

En la tabla II.6 se observan las ventajas y desventajas de esta modalidad.

Tabla II.6 Ventajas y desventajas de la ISD directa simple en un pozo exclusivo

| Ventajas | Desventajas |
|---|---|
| Acceso a una formación objetivo específica. | Es solamente viable, si la cantidad de ripsos producidos amerita la perforación de un pozo |
| Fácil limpieza en fondo por asentamiento de partículas. | En caso de perforar un pozo para la implementación exclusiva de reinyección de cortes, puede ser muy costoso. |
| Realizar diferentes modificaciones en el cabezal del pozo de acuerdo a los resultados que se ven durante el proceso | En caso de ser un pozo abandonado, está sujeto a la configuración de completación que este tenga. |

II.5.4.2 ISD Anular simple en un pozo productor

Modalidad de la ISD que aprovecha el espacio anular entre dos revestidores para que pase la suspensión, siempre que la zapata del primero haya sido

asentada en un punto de la roca receptora que permita la Inyección Subterránea de Desechos de manera segura y que la cementación del segundo haya dejado el intervalo libre, ya que en algunas ocasiones de acuerdo al programa de perforación establecido previamente, los espacios anulares han sido aislados con cemento, con el propósito de evitar alguna migración de fluidos en la etapa de perforación o producción. Se lleva a cabo en pozos de producción o pozos de recuperación mejorada, como un proceso simultáneo a la producción de hidrocarburos. Dependiendo de la profundidad de la zona de interés y la ubicación del espacio anular, la operación de inyección puede ser realizada.

Cuando se perfora un pozo que a futuro será utilizado para una operación de inyección anular, se debe dejar el espacio anular con una salmuera libre de sólidos, que sea compatible con la formación, que evite el asentamiento de partículas y por esta razón un taponamiento de la zona. Las operaciones de inyección anular pueden ser alternadas con otras operaciones que se requieran al mismo tiempo en el campo, por ejemplo: Producción y perforación simultaneas de pozos vecinos.

Para realizar una operación de inyección anular y producción simultánea hay que tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Asilamiento de las zonas productoras y de disposición mediante rocas sello.
- Profundidad de la formación productora y la roca receptora, en casos donde la roca receptora sea muy profunda y pueda generar fracturas verticales.
- Conexión de estructuras geológicas.
- Distancia entre los dos pozos (pozo de reinyección y pozo de producción).
- Asilamiento del anular del pozo perforado.

- Presencia de fluidos de perforación a la profundidad de la zona de reinyección, con el propósito de que la suspensión inyectada no retorne por el espacio anular del pozo en perforación.
- Monitoreo de presión a la profundidad de la formación de reinyección, ya que un efecto colateral de la presión, puede afectar la zona, y crear fracturas o canales de flujo adicionales, a los previstos.

En la figura II.20 se muestra una operación de inyección anular, con operaciones simultáneas de perforación y producción. Estas operaciones son más comunes en campos costa afuera, ya que por la reducción del espacio que hay en el taladro es necesario deshacerse de los desechos producidos con facilidad, además que representa una disminución en costos de traslado de desechos a tierra firme.

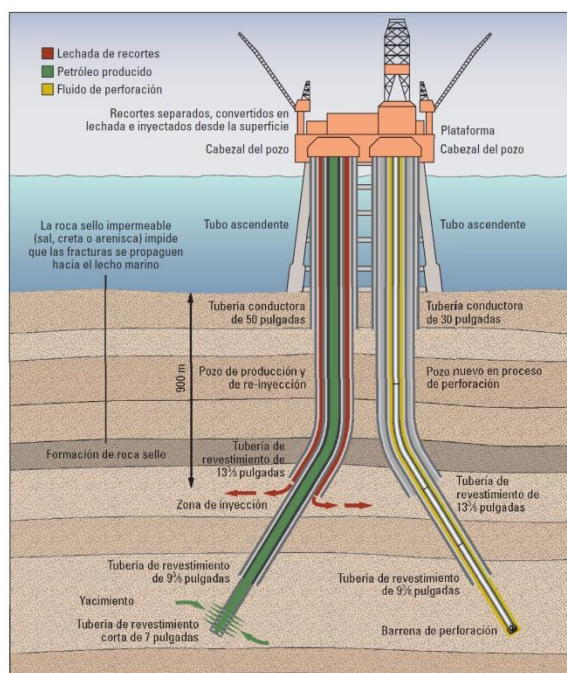


Figura II.20 Operación de ISD simultánea con perforación y producción ^[23]

La tabla II.7 muestra las ventajas y desventajas de este tipo de operación

Tabla II.7 Ventajas y desventajas de la ISD anular simple en un pozo productor

| Ventajas | Desventajas |
|---|--|
| Realizar operaciones de perforación simultáneas a la Inyección. | No hay anulares disponibles antes de la primera sección. |
| Permite eliminar volúmenes pequeños de ripios, lo que facilita la eliminación de desechos de perforación dentro del pozo mismo. | El sistema intermedio del <i>casing</i> no proporciona acceso a la formación de disposición, debido a que el cemento o los empaques evitan el flujo en el anular |
| Realizar diferentes modificaciones en el cabezal del pozo de acuerdo a los resultados que se ven durante el proceso | Asentamiento de partículas del fluido en el anular o producto de la corrosión del <i>casing</i> que pueden tapar el anular. |
| Es rentable si la duración del proyecto es corta | El espacio anular del <i>casing</i> es demasiado pequeño para ser factible para la inyección. |

II.5.4.3 ISD Combinada múltiple en pozo exclusivo

Es la modalidad de ISD para cuando existen dos o más unidades receptoras, obteniendo una capacidad de disposición mayor. La inyección múltiple puede incluir la completación múltiple, en la que se utilizan dos o más tuberías en un mismo pozo. La variable económica posee un peso importante. Se debe garantizar que, la inversión representada por el pozo exclusivo, se cubra sobre la base de los ahorros brindados en función del volumen de desechos a disponer. Se deben efectuar análisis costo/beneficio, sin embargo, en situaciones de alto riesgo socioambiental, la garantía de protección del ambiente debe tener prioridad.

En la tabla II.8 se aprecian las ventajas y desventajas de esta modalidad.

Tabla II.8 Ventajas y desventajas de la ISD Combinada múltiple en pozo exclusivo

| Ventajas | Desventajas |
|--|--|
| Permite el uso de dos o más zonas receptoras de suspensión | Puede no ser viable económicamente |
| Se puede inyectar un volumen más grande de suspensión. | Por ser exclusivo para inyección de desechos, los pozos cercanos deben generar un volumen de desechos considerable |
| Es rentable si la duración del proyecto es larga | Necesita una configuración litológica más completa |

II.6 Fracturamiento Hidráulico ^[25]

Se define la fractura de una roca como el proceso mediante el cual se inyecta un fluido al pozo, a una tasa y presión que supera la capacidad de admisión matricial de la formación expuesta, originando un incremento de presión y la posterior ruptura, esta se realiza perpendicular al esfuerzo mínimo. Si la tasa de bombeo se mantiene superior a la tasa de pérdida de fluido en la fractura, entonces la fractura se propaga y crece. La pérdida de fluido en la fractura es el resultado de un balance volumétrico: una parte del fluido abre la fractura y otra invade las vecindades de la misma. La fractura puede propagarse lateral y verticalmente y cambiar la dirección original del plano de deformación, dependiendo de la distribución de esfuerzos locales y de las propiedades de la roca.

La tecnología del fracturamiento hidráulico es un proceso bien conocido, utilizado originalmente para superar el daño en las cercanías de la pared del pozo. Desde entonces se ha empleado para aplicaciones tales como:

- La estimulación de yacimientos para el aumento de la capacidad de producción de hidrocarburos.
- Aumento del área de drenaje y de la disminución de la caída de presión alrededor del pozo para minimizar los problemas con los asfaltenos y/o la deposición de parafinas.
- La recuperación geotérmica del reservorio.
- Eliminación de residuos en las cercanías del pozo.
- El control de la producción de arena.
- Medición del campo de esfuerzos in situ.
- Extracción de calor (energía geotérmica) en formaciones.

II.6.1 Geometría de la Fractura ^[26]

La geometría de la fractura durante el proceso de inyección de recortes queda definida, por su altura, longitud y ancho. Esta depende de las propiedades de la formación y del fluido fracturante. Dentro de los factores que intervienen en el control de la geometría de la fractura se tienen:

- Propiedades mecánicas de la formación.
- Caudal de inyección.
- Propiedades del fluido fracturante.
- Volumen del fluido inyectado.
- Pérdida de fluido.

Para realizar estimaciones, acerca de la geometría de la fractura se requiere de la elaboración de modelos matemáticos con numerosas suposiciones y simplificaciones y de esta forma obtener aproximaciones del proceso y garantizar la factibilidad del mismo.

II.6.2 Orientación de la fractura

En un principio se creía que la orientación de la fractura era horizontal, esta idea estaba basada en que el fluido inyectado superaba la presión de la formación y se propagaba en un plano horizontal. Actualmente se ha podido demostrar que la forma de la fractura cuando se permite crecer libremente puede ser vertical, horizontal u oblicua.

Las fracturas horizontales se presentan cuando se realizan operaciones de fracturamiento hidráulico a bajas profundidades. Cuando la profundidad aumenta, se encuentra con mayor frecuencia fracturas verticales, es decir, la fractura es horizontal cuando el esfuerzo mayor es horizontal y el menor es vertical. Por otra parte la fractura es vertical cuando crece en el mismo plano del máximo esfuerzo vertical y perpendicular al esfuerzo mínimo vertical. La figura II.21 muestra la orientación de las fracturas horizontales y verticales. Cuando estas se combinan se pueden producir las fracturas oblicuas.

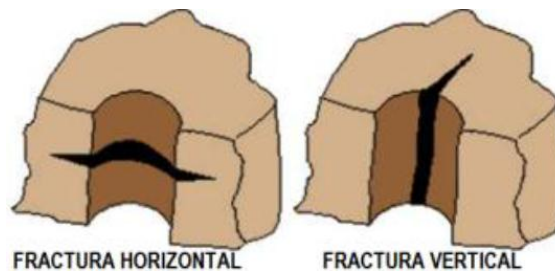


Figura II.21 Tipos de fractura ^[22]

II.6.2.1 Fractura Vertical

Esta fractura se genera paralela a la dirección del pozo. En este tipo de fractura el esfuerzo mayor hacia el cual esta se propaga está orientado perpendicularmente a la dirección del pozo. La geometría de una fractura vertical está caracterizada por la longitud que es función del tiempo; el ancho puede depender de la distancia al pozo, la posición vertical y el tiempo.

Las dimensiones de las fracturas cambian con el tiempo como el fluido inyectado. Si una fractura vertical es generada a hoyo desnudo, esta se extiende de acuerdo a la magnitud de la presión ejercida por el fluido de fracturamiento. Por otro lado, en pozos revestidos, se pueden crear múltiples fracturas verticales al mismo tiempo a través de las perforaciones, las cuales al crecer debido a la acción del fluido de Fracturamiento, se alinean en un solo plano de fractura generando una gran fractura única. En la figura II.22 se muestra un ejemplo de la orientación de una fractura vertical.

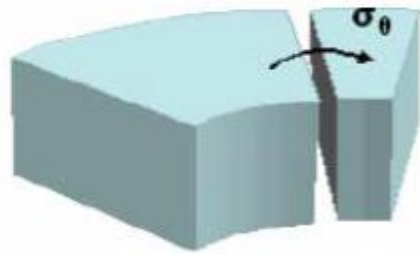
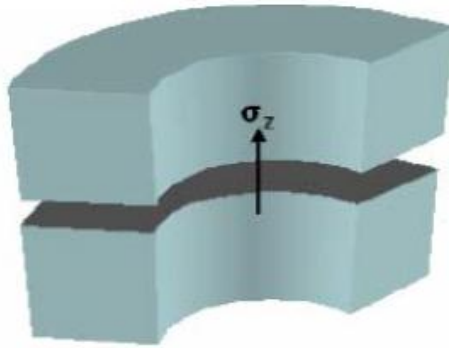


Figura II.22 Fractura Vertical ^[27]

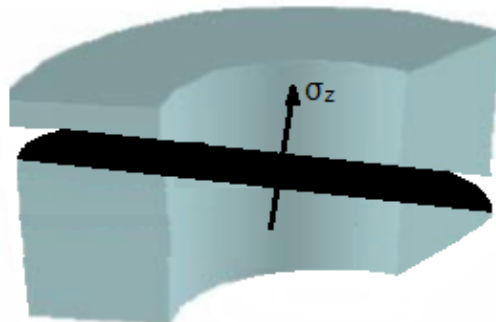
II.6.2.2 Fractura Horizontal

Este tipo de fractura se produce cuando el menor esfuerzo principal en la formación es vertical o paralelo al eje del pozo. Pueden formarse a pocas profundidades. A hoyo desnudo, la fractura iniciada en la pared del pozo es vertical; una vez que la fractura se extiende y sale de la influencia del pozo, el plano de fractura cambia y continua horizontal. En el caso de fracturas a través de perforaciones la situación cambia ligeramente; la posibilidad de iniciación de fracturas axiales es menor que en un hoyo desnudo. En la figura II.23 se muestra la geometría de una fractura horizontal.

Figura II.23 Fractura Horizontal ^[27]

II.6.2.3 Fractura Oblicua

Este tipo de fractura se caracteriza porque su orientación forma un ángulo con la horizontal. Este tipo de fracturas son creadas cuando ninguno de los tres esfuerzos principales es paralelo a la dirección del pozo. Aunque la fractura es perpendicular al menor esfuerzo principal, la fractura es inclinada con respecto al pozo. Su formación y crecimiento es similar a las fracturas verticales y horizontales. Este tipo de fracturas se pueden apreciar en la figura II.24

Figura II.24 Fractura Oblicua ^[27]

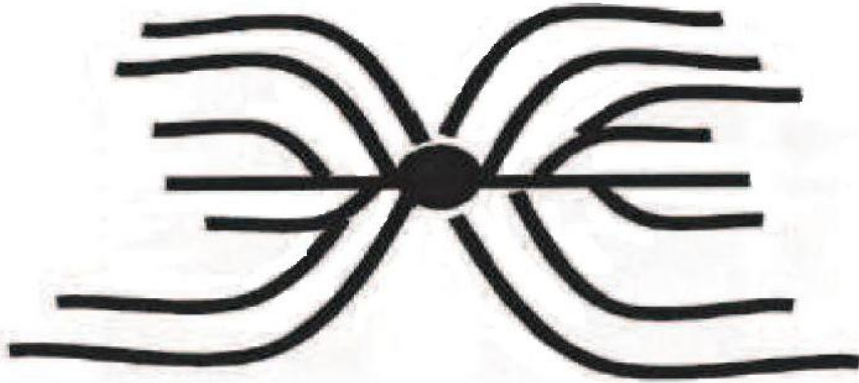
II.6.3 Creación de fracturas de acuerdo al régimen de inyección

La Suspensión a inyectar puede ser bombeada a la formación bajo dos regímenes de inyección. Estos regímenes de inyección son considerados básicamente dependiendo de la manera en que se deseen crear las fracturas, es decir, fracturas múltiples o simples.

II.6.3.1 Fracturas múltiples.

La forma de crear fracturas múltiples dentro de una formación receptora, es inyectando volúmenes iguales de lechada de manera periódica seguida de un periodo de cierre. El periodo de cierre permite a las fracturas creadas cerrarse, dejando sólidos atrapados dentro de las fracturas cuando se cierra completamente. Las fracturas toman más tiempo para cerrarse en arcillas que en arenas, debido a la baja permeabilidad de las arcillas. El tiempo de cierre depende del volumen inyectado y de los sólidos contenidos en la lechada. Las ramas de fracturas cortas o semi-paralelas aparecen para formar el tramo de una fractura principal. La inyección periódica promueve una propagación adicional y un depósito de lechada en las fracturas ramificadas. El volumen total de la suspensión está alojado en las más fracturas múltiples pequeñas dentro de una zona de disposición. La inyección periódica de volúmenes pequeños de lechada promueve la creación de pequeñas fracturas múltiples dentro de la propiedad de disposición porque las fracturas pueden remediarse durante la fase de cierre.

El almacenamiento de recortes en un sistema de fracturas incrementa localmente el esfuerzo mínimo en sitio, haciendo a las tensiones horizontales más isotrópicas con la introducción de más recortes. En la figura II.25 se muestra un dominio de disposición de fracturado de manera múltiple.

Figura II.25 Fracturas Múltiples ^[22]

II.6.3.2 Fracturas simples.

Estas se generan inyectando de manera continua la suspensión. Durante el proceso de inyección la fractura se propaga y este caso se ve representado como un peligro, ya que la fractura puede conectarse con un acuífero o migrar hacia la superficie. Cuando se inyectan volúmenes muy grandes de suspensión, la fractura creada puede ser muy grande y bastante compleja en su forma y geometría, para este tipo de casos se debe usar un simulador de fracturamiento hidráulico tridimensional para simular la fractura creada y garantizar que haya una contención segura de la disposición de desechos.

II.6.4 Comportamiento de la presión durante el fracturamiento hidráulico

En fracturamiento hidráulico, debe ser aplicada la presión suficiente para iniciar la ruptura o la fractura de la formación y la presión suficiente para poder continuar con la ruptura y la propagación. Una vez que se ha formado la fractura, el fluido actúa como una cuña, forzando a la fractura a crecer. Una fractura es creada más fácilmente usando un fluido de perforación de baja viscosidad que con uno de alta viscosidad que no penetra.

La tasa de inyección de fluido es constante, excepto que en algún momento se detiene la inyección para obtener presiones de cierre. La presión de fondo es mostrada Vs el tiempo desde la inyección inicial del fluido hasta que se ha completado todo el tratamiento. La presión de superficie es, claro, diferente de la presión de fondo porque el peso del fluido y la fricción se pierden en la pared del pozo. El historial de las presiones críticas de la presión se muestra en la figura II.26 y son:

- Presión de ruptura: es la presión requerida para agrietar la formación e iniciar la fractura.
- Presión de propagación: es la presión requerida para continuar el alargamiento de la fractura.
- Presión de cierre instantáneo: es la presión requerida para mantener abierta la fractura.

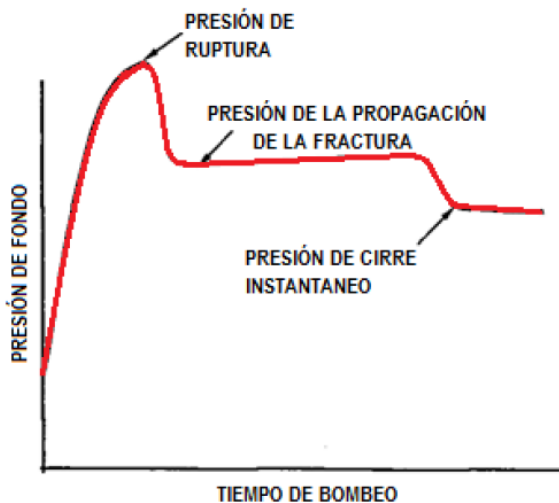


Figura II.26 Comportamiento Idealizado de la presión durante el fracturamiento ^[28]

II.6.5 Pruebas de esfuerzos *in-situ*

Una prueba de esfuerzo *in-situ* puede ser una prueba de inyección en declive o una prueba de inyección contraflujo, esta se lleva a cabo con pequeños

volúmenes de líquido (unos barriles) y se inyecta en una baja tasa de inyección (decenas de gal / min), y un pequeño número de perforaciones (1 a 2 pies). El objetivo es bombear un fluido delgado (agua o nitrógeno) a una velocidad suficiente para crear sólo una pequeña fractura. Una vez que la fractura es abierta, las bombas se apagan, la presión se registra y se analiza para determinar cuando la fractura se cierra. Por lo tanto, el término presión de cierre de fractura, es sinónimo del mínimo estrés *in-situ* y del mínimo esfuerzo horizontal. Cuando la presión en la fractura es mayor que la presión de cierre de fractura, la fractura es abierta. Cuando la presión en la fractura es menor que la presión de cierre de fractura, la fractura se cierra. La figura II.27 ilustra una configuración de pozo típico para la realización de una prueba de esfuerzo in situ.

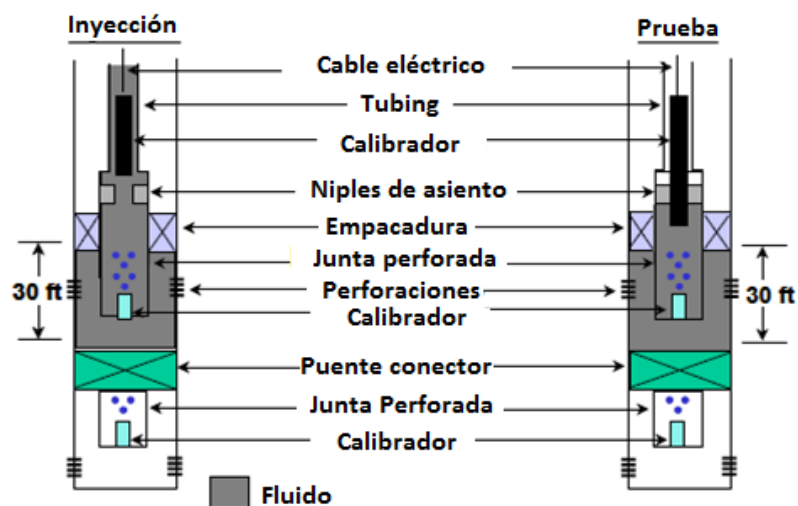


Figura II.27 Equipos Necesarios para realizar pruebas de esfuerzos *in-situ* ^[29]

La figura II.28 muestra datos típicos que se miden, cabe destacar que se llevan a cabo múltiples pruebas para asegurar la repetitividad de los resultados.

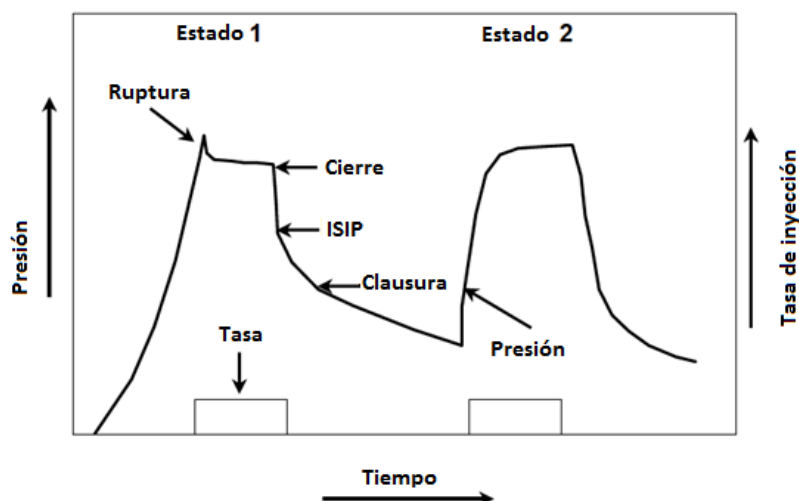


Figura II.28 Data obtenida de una prueba de esfuerzos *in-situ* ^[29]

II.6.6 Minifrac ^[30]

Las pruebas Minifrac se ejecutan para confirmar el valor de los esfuerzos locales en la zona de tratamientos y estimar las características de pérdidas del fluido de fractura.

Una prueba Minifrac se ejecuta con un líquido similar al del fluido de fractura que se utiliza en el tratamiento principal, se inyectan varios cientos de barriles de fluido a tasas de fracturación con el propósito de crear una fractura que será de altura similar a la creada durante el tratamiento de fractura, luego de que se crea la mini fractura se apagan las bombas y se controla la declinación de la presión y de esta forma se estima la presión de cierre de fractura y el coeficiente de pérdida de fluido total. Los datos obtenidos de la prueba Minifrac se pueden utilizar para alterar el diseño del tratamiento principal de fractura, si es necesario. La figura II.29 muestra una gráfica típica de una prueba de inyectividad de la fractura, en la cual se grafica Presión de Inyección Vs Tiempo, mostrando las tasas de inyección, la presión de ruptura, el final del bombeo, la presión de cierre de la fractura, el flujo pseudo lineal en el transcurso del tiempo, entre otros datos.

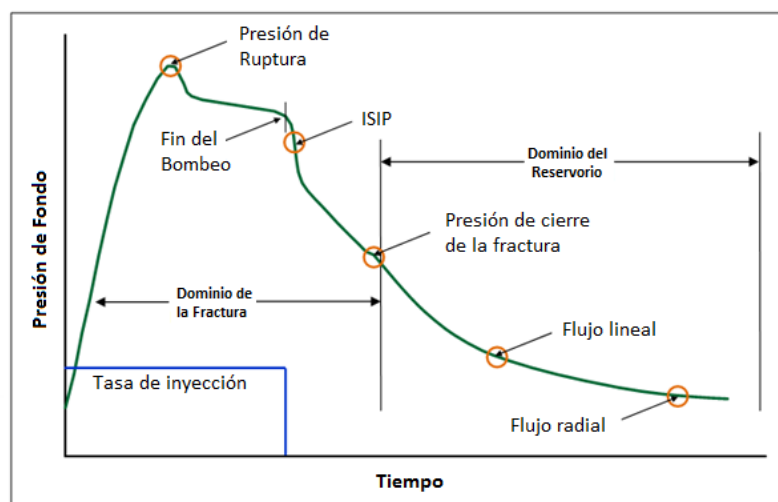


Figura II.29 Prueba de Inyectividad de la Fractura mediante Minifrac ^[30]

II.6.7 Prueba *Step-down* ^[31]

El principal objetivo de una prueba de esfuerzos *in-situ* y la prueba de mini fractura es determinar la presión de la fractura cuando esta es abierta y la presión cuando la fractura se cierra, si hay un exceso de caída de presión cerca del pozo debido a la mala conectividad entre el pozo y la fractura, se dificulta la interpretación de los datos de las pruebas de esfuerzos *in-situ*. En las formaciones naturalmente fracturadas o muy estratificadas, las fracturas múltiples que siguen caminos tortuosos a menudo se crean durante las pruebas de inyección. Cuando se crean estos caminos tortuosos, la caída de presión en la región cerca del pozo puede ser muy alta, lo que complica los análisis de los datos de presión. Para determinar las causas que originan la caída de presión cerca del pozo se realizan pruebas *Step-down*.

Una prueba *Step-down* se realiza justo antes del tratamiento de mini fractura, la presión en la parte inferior del hoyo durante la inyección es una función de la presión de la red en la fractura y la caída de presión cerca del pozo. Para medir la presión cerca del pozo, la presión en la red de la fractura tiene que ser relativamente constante durante la prueba *Step-down*.

El objetivo de una prueba *Step-down* es medir la caída de presión cerca del pozo como una función de la tasa de inyección. Si la presión de la red en la fractura es relativamente estable, entonces el cambio en la presión del fondo del pozo de inyección, como se reduce la velocidad de inyección, será una función de la caída de presión cerca del pozo.

La clave para el análisis de una prueba *Step-down* es que las dos principales causas de la caída de presión cerca del pozo se pueden distinguir al estudiar los datos. Cuando la caída de presión cerca del pozo es causada por la fricción de la perforación, esta será una función del cuadrado de la tasa de inyección.

$$\Delta P_{pfr} = \frac{0,2369\rho Q^2}{D^4C^4} \dots\dots\dots\text{Ecuación 1.2}$$

Donde:

ΔP_{pfr} = Caída de presión por la fricción de las perforaciones (lpc)

ρ = Densidad del fluido (lpg)

Q = Tasa de flujo a través de las perforaciones (BPM)

D = Diámetro de las perforaciones (pulg)

C = Coeficiente de las perforaciones, 0,95 en perforaciones redondas (adim)

Si la caída de presión cerca del pozo es causada por la tortuosidad, entonces esta será una función de la velocidad de inyección elevado a una potencia de un medio (0,5) como lo muestra la siguiente ecuación.

$$\Delta P_{\tau} = aQ^{0,5} \dots\dots\dots\text{Ecuación 1.3}$$

Donde:

ΔP_{τ} = Caída de presión por la tortuosidad (lpc)

a = Constante de proporcionalidad (adim)

Q = Tasa de flujo a través de las perforaciones (bbls/min)

La constante de proporcionalidad (a) es determinada a través de modelos matemáticos con los datos de las pruebas de *Step-down*.

Un gráfico del valor de la caída de presión cerca del pozo contra la velocidad de inyección proporcionará una indicación clara de lo que está causando la caída de presión cerca del pozo. La figura II.30 ilustra que la gráfica de la caída de presión contra la velocidad de inyección será cóncava hacia arriba cuando la caída de presión esté dominada por la tortuosidad y será cóncava hacia abajo cuando esté dominada por la fricción de las perforaciones.

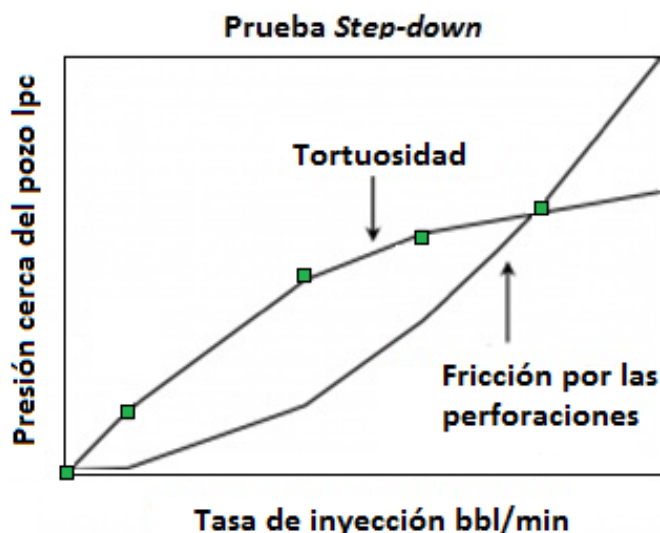


Figura II.30 Efectos de la tortuosidad y de las perforaciones en la caída de presión cerca del pozo ^[31]

II.6.8 Parámetros de tratamiento en superficie para el fracturamiento hidráulico ^[22]

II.6.8.1 Presión de tratamiento

La presión de tratamiento (P_s) corresponde a la presión necesaria que se debe aplicar en superficie para lograr fracturar la formación y está determinada por la presión para extender la fractura (P_{fondo}), la fricción desarrollada en tuberías (P_{ft}), y la presión hidrostáticas (P_h).

La presión requerida en superficie está dada por la siguiente ecuación:

$$P_s = P_{fondo} + P_{ft} - P_h \dots\dots\dots \text{Ecuación 1.4}$$

Esta es la presión en superficie cuando se está bombeando la mezcla de fluido con cortes de perforación y es colocada por equipos disponibles en superficie. Puede verse gráficamente en la figura II.31.

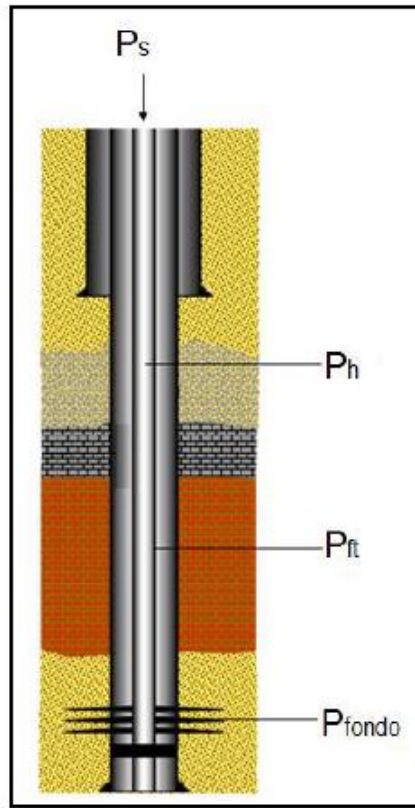


Figura II.31 Presiones involucrada en la hidráulica ^[31]

II.6.8.2 Presión en fondo o de extensión de la fractura

La presión de fondo corresponde al valor de presión necesario aplicar en el fondo del pozo para fracturar la formación, se expresa como:

$$P_{fondo} = P_{breakdown} + P_{tortuosidad} + P_{perf} \dots\dots\dots \text{Ecuación 1.5}$$

En donde:

$P_{breakdown}$: Presión para fracturar la formación obtenida a partir del gradiente de fractura (lpc)

$P_{tortuosidad}$: Pérdidas de presión por tortuosidad (lpc)

P_{perf} : Pérdidas de presión a través de las perforaciones (lpc)

II.6.8.3 Presión de fractura

Es la presión para fracturar la formación que se obtiene a partir del gradiente de fractura como se muestra a continuación:

$$P_{breakdown} = gf * h \dots\dots\dots \text{Ecuación 1.6}$$

Donde,

gf : Gradiente de fractura (lpc/pie)

h : Profundidad de la zona de interés (pies)

Esta presión de fractura es la necesaria para mantener abierta y propagar la fractura creada.

II.6.8.4 Pérdidas de presión por tortuosidad.

Las pérdidas de presión por tortuosidad ocurren cuando las perforaciones a través de la cuales sale el fluido, no se encuentra orientado en dirección del plano preferencial de formación de la fractura (dirección del esfuerzo máximo). Por esta razón el fluido que sale del pozo describe una trayectoria muy interrumpida en donde se presenta una caída de presión hasta llegar al cuerpo principal de la fractura. La prueba *step down* es utilizada para calcular la pérdida de presión por tortuosidad.

II.6.8.5 Pérdidas de presión a través de las perforaciones.

Las pérdidas de presión a través de las perforaciones se deben básicamente a la disipación de la energía cinética, de modo que influye la densidad del fluido, el caudal, el diámetro y número de las perforaciones. A pesar de que el diseño de fracturamiento implica la reducción de presión por perforaciones de tal manera de que se pueda considerar despreciable, esta se puede estimar a través de la prueba *step down*.

II.6.8.6 Pérdidas de presión por fricción en la tubería.

El cálculo de las pérdidas de presión por fricción desarrollada en las tuberías es algo más complejo y está sujeto a mayores márgenes de error. Hay muchos métodos para calcular las pérdidas de presión para fluidos gelificados, espumas y otros de comportamiento no newtoniano; como es el método de Fanning. Uno de los métodos más utilizados en la industria es el método de Babcock, este método utiliza el criterio de la velocidad crítica para determinar el régimen de flujo. Dependiendo de la manera por donde se va a bombear el fluido de fractura, sea por el espacio anular, *casing* ó *tubing*; el cálculo de las pérdidas por fricción total en las tuberías según Babcock se estiman mediante las siguientes condiciones:

- Sí la velocidad crítica es mayor que la velocidad promedio, corresponde a régimen laminar.
- Sí la velocidad crítica es menor que la velocidad promedio, corresponde a régimen turbulento.

II.6.9 Circulación a través del *casing* o *tubing*

$$V_{prom} = \frac{24,5*Q}{d_{int}^2} \dots\dots\dots \text{Ecuación 1.7}$$

$$V_{crit} = 1,969 \left[\frac{5*(3470-1370*n)*k'}{\rho_m} \right]^{\frac{1}{2-n}} * \left[\frac{3*n+1}{1,27*d_{int}^2*n} \right] \dots\dots\dots \text{Ecuación 1.8}$$

Para flujo laminar:

$$P_{ft} = \left(\frac{k'*L}{300*d_{int}} \right) * \left(\frac{0,4*V_{prom}}{d_{int}} * \frac{3*n+1}{n} \right)^n \dots\dots\dots \text{Ecuación 1.9}$$

Para flujo turbulento:

$$P_{ft} = \left(\frac{(\log n+2,5)*\rho_m*V_{prom}*L}{4645029*d_{int}} \right) * \left(\frac{19,63*k' * \left(\frac{0,4*V_{prom}}{d_{int}} * \frac{3*n+1}{n} \right)^n}{\rho_m*V_{prom}^2} \right)^{\frac{1,4-\log n}{7}} \dots\dots\dots \text{Ecuación 1.10}$$

Donde:

P_{ft} : Pérdidas de presión por fricción en el *tubing* o en el *casing* (lpc)

V_{prom} : Velocidad promedio (pies/min)

V_{crit} : Velocidad crítica (pies/min)

L : Longitud de la tubería (pies)

Q : Caudal total (gal/min)

d_{int} : Diámetro interno del *casing* o *tubing* (pulg)

n : Índice de comportamiento del fluido (adimensional)

k' : Índice de consistencia del fluido (lbsf.seg/100pies²)

ρ_m : Es la densidad de la mezcla, lbs/gal

II.6.10 Circulación a través del espacio anular

$$V_{Fluido} = \frac{24,5*Q}{d_{intc}^2 - d_{extT}^2} \dots\dots\dots \text{Ecuación 1.11}$$

$$V_{crit} = 1,969 \left(\frac{4,08*(3470-1370*n)*k'}{\rho_m} \right)^{\frac{1}{2-n}} * \left(\frac{2*n+1}{0,64*(d_{intc}^2 - d_{extT}^2)*n} \right)^{\frac{n}{2-n}} \dots\dots \text{Ecuación 1.12}$$

Para flujo laminar

$$P_{ftA} = \left(\frac{k'*L}{300*(d_{intc} - d_{extT})} \right) * \left(\frac{0,8*V_{prom}}{(d_{intc} - d_{extT})} * \frac{2*n+1}{n} \right)^n \dots\dots\dots \text{Ecuación 1.13}$$

Para flujo turbulento

$$P_{ftA} = \left(\frac{(\log n + 2,5)*\rho_m*V_{prom}^2*L}{3792669*(d_{intc} - d_{extT})} \right) * \left(\frac{15,81*k' * \left(\frac{0,8*V_{prom}}{(d_{intc} - d_{extT})} * \frac{2*n+1}{n} \right)^n}{\rho_m*V_{prom}^2} \right)^{\frac{1,4 - \log n}{7}} \dots\dots\dots \text{Ecuación 1.14}$$

Donde:

P_{ft} : Pérdidas de presión por fricción en el *tubing* o en el *casing* (lpc)

P_{ftA} : Pérdidas de presión por fricción en el anular (lpc)

V_{prom} : Velocidad promedio (pies/min)

V_{crit} : Velocidad crítica (pies/min)

L : Longitud de la tubería (pies)

Q : Caudal total (gal/min)

d_{intc} : Diámetro interno del *casing* (pulg)

d_{extT} : Diámetro externo del *tubing* (pulg)

n : Índice de comportamiento del fluido (adimensional)

k' : Índice de consistencia del fluido (lbsf.seg/100pies²)

ρ_m : Densidad de la mezcla, lbs/gal

II.6.11 Presión Hidrostática

La estimación de la presión hidrostática no ofrece mayores dificultades con los fluidos convencionales, puesto que solo depende de la densidad y la profundidad.

La presión hidrostática se define como:

$$Ph = 0,052 * \rho_m * h \dots\dots\dots\text{Ecuación 1.15}$$

Donde:

Ph : Presión hidrostática (lpc)

ρ_m : Densidad de la mezcla, lbs/gal.

h : Profundidad de la zona de interés (pies)

II.6.12 Potencia hidráulica.

Este es un componente muy importante en la operación del fracturamiento debido a que proporciona el caballaje necesario para lograr las presiones en superficie. Este parámetro depende de la tasa de bombeo y la presión de tratamiento en superficie como se presenta a continuación:

$$HHP = 0,000583 * Ps * Q \dots\dots\dots\text{Ecuación 1.16}$$

Donde:

HHP : Potencia hidráulica (hp)

Ps : Presión de tratamiento (lpc)

Q : Tasa de inyección (bbls/min)

II.6.13 Presión de cierre

Al finalizar el bombeo desaparecen todas las presiones de fricción quedando solo las presiones dentro de la fractura y la columna hidrostática del pozo la cual cierra la fractura sobre los ripios inyectados. Esta última presión medida justo después de que el bombeo se finaliza, es la presión instantánea de cierre (ISIP). Posterior a la interpretación de los principales parámetros de tratamiento en la operación de minifrac, se diseña un nuevo programa de bombeo para la ejecución de la operación de Fracturamiento hidráulico en el intervalo de tratamiento.

Además de la máxima presión disponible en las bombas, existe un factor de diseño muy importante como es la presión de colapso del *casing*. Es decir, cuando se está realizando el tratamiento pueden existir problemas mecánicos y daños en el revestimiento. De ese modo, se habla mucho de la necesidad de presurizar el anular cuando hay comunicación por detrás del *casing*, en ese caso se tiene que cumplir la siguiente condición mínima:

$$BHTP \ll \frac{P_c}{1,2} + P_{HA} \dots\dots\dots \text{Ecuación 1.17}$$

$$P_{HA} = 0,052 * \rho_{fp} * h \dots\dots\dots \text{Ecuación 1.18}$$

Sí la condición se cumple, entonces no es necesario presurizar el anular. Sí no se cumple tal condición se debe presurizar el anular con una presión que sea equivalente a:

$$P_{SA} = BHTP - P_{HA} - \frac{P_c}{1,2} \dots\dots\dots \text{Ecuación 1.19}$$

Donde:

P_{SA} : Presión para presurizar el anular, lpc.

P_c : Presión de colapso, lpc.

P_{HA} : Presión hidrostática en el anular, lpc.

ρ_{fp} : Densidad del fluido presurización, lbs/gal.

h : Profundidad de la zona de interés, ft.

BHTP : Presión de tratamiento en el fondo del pozo, lpc.

II.7 Geomecánica del Fracturamiento Hidráulico

La Geomecánica es una rama especializada de la ingeniería que aplica la mecánica, la matemática y la física para cuantificar como rocas y fracturas responden a la excavación, cambios de esfuerzos, presión, flujos, cambios de temperatura y otros fenómenos, permitiendo optimizar los planes de desarrollo del campo y encontrar soluciones de ingeniería para diagnosticar problemas.

La operación de fracturamiento hidráulico consiste en crear una fractura en la zona de interés para almacenar los cortes de perforación. El fracturamiento de la formación está relacionado directamente a la mecánica de rocas y a diferentes parámetros geomecánicos, los cuales establecen las condiciones necesarias para llevar a cabo el fracturamiento de la formación.

Además del fracturamiento de la formación, en la evolución de la fractura, también se encuentran involucrados parámetros geomecánicos los cuales definen la geometría de la fractura creada en la zona de interés y si es posible que la fractura se extienda más allá de los límites de dicha zona o la generación de múltiples fracturas.

Por tal motivo es importante analizar los parámetros geomecánicos del fracturamiento hidráulico para garantizar la efectividad de la operación y la optimización de tiempo y costos.

II.7.1 Parámetros Geomecánicos considerados en el Fracturamiento Hidráulico ^[32]

Para llevar a cabo una operación de fracturamiento hidráulico exitosa es necesario estudiar diversos parámetros geomecánicos, debido a que ellos son los encargados de establecer condiciones operacionales, y caracterizar el sistema objeto de estudio.

II.7.1.1 Esfuerzos principales

Se conoce como esfuerzo o *Stress* (σ), a la fuerza que se le aplica a un cuerpo (roca) por unidad de área. Dentro de la mecánica de rocas existen tres tipos de esfuerzos los cuales son:

- Esfuerzos compresivos: Se presentan cuando las fuerzas externas están dirigidas una contra la otra en el mismo plano (Figura II.32a). Como resultado de su acción el material tiende a reducir su volumen.
- Esfuerzos de corte: Ocurren cuando las fuerzas externas están paralelas y en direcciones opuestas, pero en diferentes planos (Figura II.32b). Su aplicación tiende a desplazar algunas partes del material con respecto a otras.
- Esfuerzos de tensión: Las fuerzas externas son paralelas y en dirección opuesta a lo largo del mismo plano (Figura II.32c). Al aplicarse en el material tiende formarse grietas o fracturas en este último.

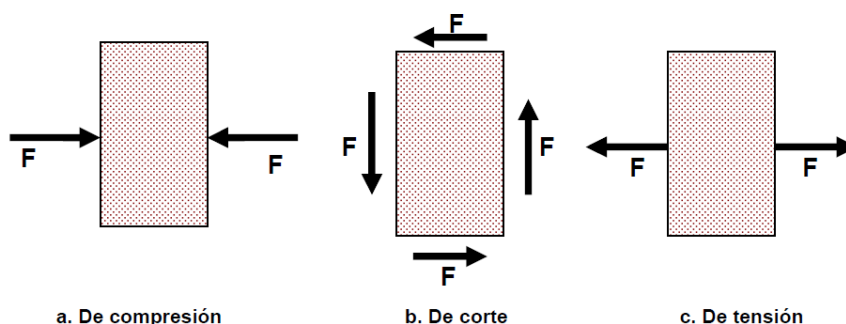


Figura II.32 Tipos de esfuerzos ^[32]

II.7.1.2 Deformación (*Strain*)

La deformación es definida como la compresión o extensión de un material que resulta de la aplicación de esfuerzos o de fuerzas externas. Cuando un cuerpo está sujeto a un campo de esfuerzos, este se deformará, la posición relativa de sus partículas será alterada. Si la posición relativa de las partículas de un cuerpo son cambiadas de manera que sus posiciones inicial y final no sean alteradas por rotación o traslación (movimiento de un sólido rígido), el cuerpo será deformado.

Se consideran dos tipos de deformaciones en un material:

Deformación longitudinal (elongación): La deformación longitudinal de un cuerpo lineal es definida como:

$$Elongación = \frac{\text{Cambio de Longitud}}{\text{Longitud Original}} \dots\dots\dots \text{Ecuación 1.23}$$

La figura II.33 muestra el cambio vectorial en una deformación longitudinal.

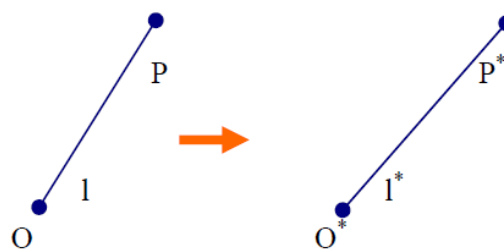


Figura II.33 Deformación longitudinal ^[32]

La deformación longitudinal es positiva cuando es el resultado de una fuerza compresiva o lo que es igual, la deformación es positiva cuando la longitud disminuye. Por otro lado, la deformación longitudinal es negativa cuando es el resultado de fuerzas de tensión, dicho de otra manera, la deformación es negativa cuando la longitud aumenta.

II.7.1.3 Resistencia de la roca (*Strenght*)

La resistencia es la habilidad de la roca para resistir los esfuerzos y está dominada por la mineralogía de la roca y el carácter de las partículas en contacto. Comúnmente la resistencia de la roca se mide en laboratorio mediante pruebas de compresión uniaxial y triaxial y pruebas de carga puntual.

II.7.2 Propiedades elásticas de la roca

Dentro de las propiedades elásticas se encuentran el módulo de Young, relación de Poisson, módulo de rigidez y módulo de Bulk.

II.7.2.1 Módulo de Young (E).

Es una medida de la propiedad que tiene la roca para resistir la deformación. El principio básico es que si a un cuerpo se le aplica un esfuerzo, y después de un tiempo este se retira, el cuerpo retorna a su cuerpo y tamaño original. Matemáticamente el módulo de Young está dado por:

$$\sigma = E * \epsilon_{ax} \dots \dots \dots \text{Ecuación 1.24}$$

Donde

ϵ_{ax} Corresponde a la deformación axial del cuerpo (adim). Esta propiedad puede ser obtenida de pruebas de esfuerzo-deformación.

σ Es la presión aplicada a la roca (lpc).

E Representa el módulo de elasticidad de la roca “Módulo de Young” (lpc)

II.7.2.2 Relación de Poisson (ν).

Es la relacion entre la deformación transversal y la deformación axial. Es decir, si una muestra de roca se somete a un esfuerzo paralelo a lo largo de su eje (bajo tensión), el diámetro de la muestra se vuelve más pequeño y la

muestra se alarga. De forma contraria, si la muestra se somete a un esfuerzo de compresión, el diámetro de la muestra aumenta.

La relación de Poisson matemáticamente está dada por:

$$\nu = \frac{\epsilon_{lat}}{\epsilon_{ax}} \dots \dots \dots \text{Ecuación 1.25}$$

Donde

ϵ_{lat} y ϵ_{ax} Corresponden a la deformación transversal y axial del cuerpo respectivamente.

ν : Es la relación de Poisson (adim)

II.7.2.3 Módulo de rigidez (G).

Representa la medida de la resistencia de un cuerpo a cambiar de forma. El módulo de rigidez matemáticamente esta dado por:

$$G = \frac{\text{Esfuerzo de corte}}{\text{resistencia de corte}} = \frac{\tau}{\gamma} \dots \dots \dots \text{Ecuación 1.26}$$

II.7.2.4 Módulo de Bulk (K).

Es la relación entre el cambio de la presión hidrostática (esfuerzo) y la deformación volumétrica correspondiente. El módulo de Bulk es el recíproco de la compresibilidad de la matriz de la roca. Matemáticamente esta dado por:

$$K = \frac{\Delta P}{\Delta V/V_0} \dots \dots \dots \text{Ecuación 1.27}$$

O

$$K = \frac{1}{C_r} \dots \dots \dots \text{Ecuación 1.28}$$

Donde

K: es el módulo de Bulk (Lpc)

ΔP : Es el cambio de presión (Lpc)

$\frac{\Delta V}{V_0}$: Deformación volumétrica (adim)

Cr: Es la compresibilidad de la roca (1/lpc)

II.7.3 Anisotropía

La mayoría de las rocas son anisotrópicas hasta cierto punto, se dice que una roca es anisotrópica cuando la respuesta elástica presentada por la roca es dependiente de la orientación que tenga, para una configuración de esfuerzos dados.

El origen de la anisotropía siempre es heterogeneidades a pequeña escala, yendo de secuencias de diferentes tipos de roca hasta diferente configuración molecular. En el caso de las rocas sedimentarias, estas se crean durante el proceso de depositación donde los granos normalmente son depositados de una manera estricta, por ejemplo: en un ambiente de río hay una dirección predominante (la dirección de la corriente) a lo largo de la cual los granos tendrán la tendencia a orientarse. El módulo elástico de la roca, dependerá de la orientación del material, es decir, será anisotrópico, en conclusión el módulo elástico de un material anisotrópico es diferente para varias direcciones dentro del material. Debido a este origen, la anisotropía de este tipo es llamada *litológica* o *intrínseca*.

II.7.4 Presión de Poro

Corresponde a la presión de los fluidos contenidos dentro de los espacios porosos de la roca es un parámetro importante en el estudio de la mecánica

de rocas de sistemas porosos. El fluido de poro recibirá parte de los esfuerzos totales aplicados al sistema. El esfuerzo efectivo es definido por Terzaghi como el esfuerzo total menos la presión de poro la cual esta multiplicada por la constante de Biot (α). Esta constante indica el porcentaje del esfuerzo total que está siendo llevado por la presión de poro. La ecuación que relaciona los efectos de la presión de poro es la siguiente:

$$\sigma' = \sigma_v - \alpha P_p \dots \dots \dots \text{Ecuación 1.29}$$

Donde

σ' : Esfuerzo efectivo (lpc)

α : Constante poroelástica del grano o también conocida como constante de Biot, (1956), la cual para la mayoría de yacimientos de hidrocarburos es aproximadamente igual a 0,7 (adim).

P_p : Presión de poro (lpc)

σ_v Esfuerzo vertical (lpc)

II.7.5 Esfuerzos In Situ ^[33]

Generalmente las formaciones se clasifican en términos de los esfuerzos in situ ya sea en formaciones normalmente estresadas o formaciones tectónicamente estresadas. En una región normalmente estresada, el máximo esfuerzo in situ es el vertical (σ_v) y es igual al esfuerzo de sobrecarga. Además, los otros dos esfuerzos principales in situ (σ_H, σ_h), localizados sobre el plano horizontal, son iguales o muy parecidos.

II.7.6 Falla de la Roca

Los pozos fallan ya sea porque se excede la resistencia tensil de la roca o porque se excede la resistencia compresiva de la roca. Cuando la presión en el pozo se incrementa, los esfuerzos sobre la roca se vuelven tensiles, lo que

resulta en el fracturamiento de la roca y en problemas de pérdida de circulación.

Con insuficiente presión en el pozo, la resistencia compresiva de la roca es excedida y esta falla por compresión: Si la roca está en un estado frágil y quebradizo, la falla compresiva produce derrumbes de la roca, lo que resulta en un ensanchamiento del hoyo. La figura II.34 muestra los tipos de falla que se pueden presentar en el pozo.

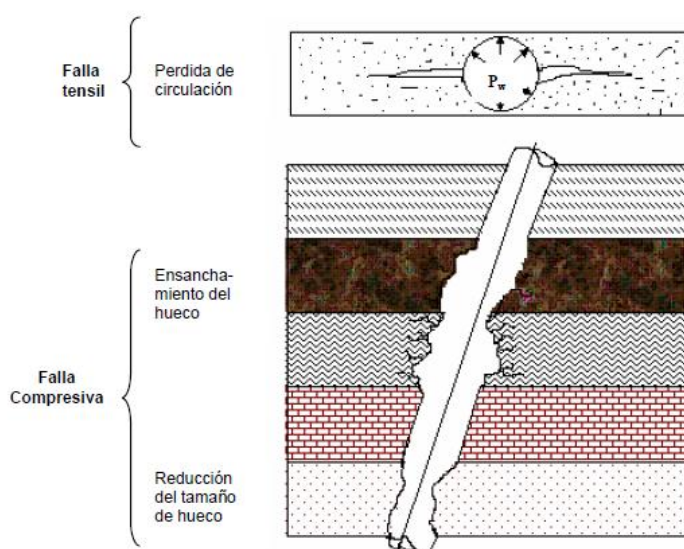


Figura II.34 Tipos de falla de pozo ^[33]

II.7.7 Modelo Geomecánico ^[34]

Las fuentes para la construcción de un modelo Geomecánico están basadas en imágenes de pozo, registros, reportes de perforación y pruebas de laboratorio. La tabla II.9 resume el modo de obtención de la información necesaria para la construcción del modelo Geomecánico. Se debe tener en cuenta que hay tres tipos de información específica que son de suma importancia para realizar un análisis geomecánico:

- Mecanismos de Falla.

- Estado de esfuerzos.
- Propiedades mecánicas de la roca

Tabla II.9 Fuentes de información para la construcción de un modelo geomecánico ^[34]

| Propiedades | Fuente (Registros) | Otras fuentes |
|--|---|---|
| Estratigrafía | Registros Gamma Ray, <i>density</i> , resistivos, velocidad símica compresional (vp). | Ripios de perforación, <i>cavings</i> , secuencia estratigráfica. |
| Presión de poro (Pp) | vp, resistivos | Intervalo de velocidad obtenido de datos sísmicos, pruebas de toda la formación, reportes diarios de perforación. |
| Esfuerzo Vertical (σ_v) | <i>Bulk density</i> | Ripios de perforación. |
| Dirección de los esfuerzos | Caliper Orientado, imágenes de pozo, anisotropía de velocidad orientada. | Mapas estructurales, datos sísmicos 3D. |
| Mínimo esfuerzo horizontal. (σ_h) | vp y velocidad símica <i>shear</i> (vs). | Pp, pruebas de <i>Leakoff</i> , pruebas de <i>Leakoff</i> extendidas, microfract, pruebas de rata de inyección, base de datos local o regional, reportes diarios de perforación y modelamiento. |
| Máximo esfuerzo horizontal (σ_H) | Imágenes de Pozo | Pp, σ_h , resistencia de la roca, base de datos, modelamiento de los esfuerzos del pozo. |
| Parámetros elásticos, Módulo de Young (E), Módulo rigidez (G), relación de Poisson (ν). | vp y vs, <i>bulk density</i> . | Base de datos, pruebas de Corazones en laboratorio, <i>cavings</i> . |
| Parámetros de resistencia de la roca (UCS), resistencia compresiva no confinada, ángulo de fricción (ϕ) | vp y vs, <i>bulk density</i> . | Base de datos, pruebas de Corazones en laboratorio, <i>cavings</i> . |
| Mecanismos de falla | Imágenes de pozo, caliper de varios brazos orientado. | Reportes diarios de perforación, <i>cavings</i> . |

II.8 Marco Legal Vigente para la aplicación de ISD en Venezuela

La normativa que regula la aplicación de la tecnología ISD corresponde a los decretos N° 883 y 2.635 los cuales se describen a continuación:

- Decreto N° 883. Normas para la Clasificación y el Control de la Calidad de los Cuerpos de Agua y Vertidos o Efluentes Líquidos. Publicado en Gaceta Oficial N° 5.021 de fecha 11 de octubre de 1995.

Este decreto establece en el artículo 17 que la inyección de desechos en el subsuelo proveniente de la exploración y explotación de hidrocarburos en acuíferos no aprovechables y en yacimientos petrolíferos, se realizará en los siguientes casos:

A. En acuíferos no aprovechables: se permitirá, previo análisis técnico, económico y ambiental de alternativas, cuando se trate de:

- Lodos de perforación en base a agua y aceite en etapas de exploración.
- Lodos de perforación en base a agua en etapas de desarrollo y explotación.
- Lodos de perforación en base a agua y aceite, aguas de formación y aguas efluentes de procesos de producción de crudos, en acuíferos lenticulares, previa determinación de su condición como tal, en etapas de desarrollo y producción.

La inyección se efectuará cumpliendo las siguientes condiciones:

- 1.- Profundidad mayor de 200 m por debajo de la base del acuífero aprovechable más profundo, con una capa impermeable de separación con un espesor de por lo menos 30 metros o una capa semipermeable de por lo menos 200 m.

2.- Acuíferos receptores con barreras impermeables supra e infra-yacentes de espesor no menor de 2 m cada una, construidas con material arcilloso, lutítico o equivalente, que impidan el movimiento vertical del fluido inyectado.

3.- Condiciones petrofísicas (permeabilidad, porosidad y cantidad de arcilla) y de espesor y desarrollo lateral de la capa de almacén que garanticen la inyección sin exceder la presión de fractura de las barreras impermeables ni limiten la capacidad de almacenamiento del volumen de lodo planificado para la inyección.

A tales efectos, se deberá cumplir con las siguientes condiciones mínimas:

- Permeabilidad: mayor de 50 milidarcy.
- Cantidad de arcilla: menor de 15%.
- Porosidad: mayor de 12%.
- Espesor de la capa almacén: mayor a 3 metros.

4.- Sellos de cemento entre el revestimiento y la formación que eviten la migración del fluido inyectado hacia el acuífero aprovechable más profundo.

A tales efectos, se deberá cumplir con las siguientes especificaciones:

- Longitud mínima de 30 m para el sello supra yacente del acuífero receptor.
- Longitud mínima de 200 m para el sello de la base del acuífero aprovechable más profundo.

En yacimientos petrolíferos y acuíferos asociados: cuando se trate de aguas de formación, aguas efluentes de procesos de producción de crudos, lodos de perforación, hidrocarburos o desechos de hidrocarburos. Las condiciones para la inyección se fijarán de acuerdo a las características de cada yacimiento.

- **Decreto N° 2635. Normas para el Control de la Recuperación de Materiales Peligrosos y el Manejo de los Desechos Peligrosos.** Publicado en Gaceta Oficial Extraordinaria N° 5.245 el 3 de agosto de 1998.

Esta normativa establece en el Capítulo III De los Desechos Peligrosos, en la Sección II las Disposiciones Técnicas para el Manejo de Desechos Peligrosos Generados por la Exploración y Producción de Petróleo.

Artículo 48.- Los ripios y fluidos de perforación elaborados en base agua se podrán disponer conforme a las siguientes prácticas:

- Confinamiento en el suelo
- Esparcimiento en suelos.
- Disposición final en cuerpos de agua superficiales.
- Inyección en acuíferos no aprovechables, yacimientos petroleros o acuíferos asociados.

Artículo 52.- Los ripios y fluidos de perforación elaborados en base a aceites minerales de emulsión inversa o que contengan aceites de motor u otro tipo de hidrocarburos, podrán disponerse conforme a las siguientes prácticas:

1. Inyección en acuíferos no aprovechables, yacimientos petroleros o acuíferos asociados.
2. Biotratamiento
3. Esparcimiento en suelos, conforme a las condiciones indicadas en el artículo 50.
4. Incineración conforme a lo estipulado en el Capítulo V del Título III de este Decreto.

CAPÍTULO III

EXPERIENCIA DE USO ISD INTERNACIONALMENTE

Diversos casos de aplicación de la ISD en el extranjero fueron examinados con el fin de establecer similitudes para su posible aplicación en Venezuela, el criterio de selección de los casos se basó en las características geológicas y en los volúmenes de desechos a inyectar.

Un primer análisis estuvo dirigido al campo de Gas Cashiriari III en Perú, donde fueron inyectados 570.924 bbls de suspensión, un segundo estudio fue dirigido al campo Tartagal en Argentina en el cual fueron inyectados un total de 58.000 bbls de suspensión que contenían 18.000 bbls de desechos, entre ambos casos existe una notable diferencia en cuanto a cantidades inyectadas, mas esa diferencia no significa el éxito o rentabilidad del proyecto si se toma en cuenta que no todos los campos petroleros a nivel mundial tienen alta producción ni los yacimientos son de las mismas proporciones.

Posterior a este estudio, se analizaron 2 casos en los cuales la diferencia de volúmenes inyectados era aun mayor con la salvedad de que la geología presente se asemeja a la que se encuentra en los campos Venezolanos.

En el caso de mayor volumen se estudió el campo petrolero Bay Marchand, Louisiana en los EEUU, donde se inyectaron más de 1.000.000 de bbls de desechos provenientes de fosas de deposición y que constituían un pasivo ambiental de extremo peligro por el contenido de material radioactivo natural y un segundo caso de estudio campo petrolero Ahwaz, en Iran donde se inyectaron entre 15.000 y 50.000 bbls de suspensión, dichos casos se explican detalladamente en este capítulo.

III.I Eliminación segura de un millón de barriles de material radioactivo natural en Luisiana a través del uso de la ISD ^[35]

Durante los últimos 50 años, fosas de almacenamiento y terrenos cercanos a la Bahía Marchand, Port Fourchon Luisiana, EEUU, fueron usados para acumular grandes cantidades de fluidos de perforación no peligrosos y fluidos de perforación que contenían materiales radioactivos naturales (MRN). Estos materiales principalmente estaban compuestos por ripios de perforación, lodos, arenas producidas, agua salada y petróleo. Para limpiar el sitio, el operador optó por reinyectar todo este material en el subsuelo a través de fracturas generadas por una suspensión, este proceso proporcionó mayor seguridad ambiental en comparación con los vertederos que se usaban y disminuyó de forma significativa los costos operativos producidos por el transporte y el almacenamiento.

Más de 1 millón de barriles de MRN se eliminaron con total seguridad durante 2 años de inyección hasta mayo del año 2000. Los residuos sólidos fueron mezclados con agua para crear la suspensión e inyectados en una arenisca poco consolidada a profundidades entre los 4.400 y 5.000 pies, la inyección se realizaba por intervalos que duraban 11 horas al día por 5 días de la semana. Esto permitió a la presión disminuir día a día hasta llegar a la presión de formación. El proyecto fue diseñado y extensamente supervisado para mantener y verificar la acumulación en el intervalo permitido, la presión de fondo fue monitoreada continuamente y los demás valores que se detallan más adelante.

Además se mejoró la protección al medio ambiente por el uso de esta tecnología y la disminución significativa de los costos operativos

El campo petrolero Bay Marchand se encuentra cerca de la costa sur de Luisiana y comenzó su producción en 1949, lo producido era llevado a la

terminal para su traslado, en la década de los 80, se comenzó a separar agua y otros materiales del petróleo, estos materiales principalmente estaban compuestos por rípios de perforación, lodos, arenas producidas, agua salada, petróleo y elementos que preocupaban como Uranio 238, Torio 234 y radio 228.

En el campo se encuentran 3 fosas de procesamiento del lado este del Canal California, las mismas fueron aisladas hidráulicamente para prevenir la migración al canal adyacente, especialmente el Radio que es muy soluble al agua. Hacia el sureste, el canal *Dead End* contenía cantidades sustanciales de MRN y residuos no peligrosos de yacimientos petroleros, mezclado en los suelos del fondo del canal, esto debido al rebosamiento de los pozos de descarga y el procesamiento de los mismos a orillas del canal.

El proyecto de remediación se dividía en dos fases: perforar y llenar los pozos de la Bahía Marchand y la limpieza de las fosas cercanas al canal. Las fosas de la Bahía Marchand fueron excavadas entre octubre de 1997 y septiembre de 1998, el material extraído fue inyectado en un pozo exclusivo llamado Ciudad de Nueva Orleans #2 (CNO # 2). El Canal *Dead End* fue drenado y excavado entre febrero de 1999 y marzo del 2000. El canal inferior fue excavado a una profundidad media de 6 pies y un máximo de 12 pies en un área determinada. Un total de 371.600 bbls de material fueron extraídos de las fosas de la Bahía Marchand y 623.100 bbls fueron extraídas de las fosas del Canal *Dead End*.

Además de los materiales del pozo y del canal, pequeños volúmenes de los fondos de los tanques de almacenamiento, agua producida y otros materiales contaminados fueron inyectados en el pozo CNO #2, el volumen total de estos residuos no peligros fue de 20.970 bbls líquidos y 6.120 bbls de sólidos. El volumen total de sólidos fue de 1.000.800 bbls contenidos en 2.949.700 de bbls inyectados.

La ISD fue la técnica de eliminación elegida ya que minimizaba la responsabilidad medio ambiental y es la más efectiva para la eliminación de materiales MRN.

Geología del sitio

La estructura regional del sur de Louisiana está compuesta por formaciones sedimentarias, que se interrumpen en varios lugares con domos de sal y fallas normales. En el área Fourchon, los sedimentos clásticos se establecieron en un ambiente fluvio-deltaico. La zona objetivo se encuentra en un ambiente de alternancia entre areniscas y lutitas marinas. Las formaciones son del Mioceno y están poco consolidadas. Esta es una condición ventajosa para la ISD porque se requiere menos energía por parte de la arenisca para alojar la suspensión.

La columna geológica observada en el pozo CNO #2 es la siguiente. Desde la superficie hasta los 2.000 pies, dominan las lutitas o arenas arcillosas. Entre los 2.000 y 2.650 pies, se observan arenas similares a las del pozo productor que se encuentra 2 Km al sureste. Por debajo de los 2.650 pies se encuentra una lutita de 600 pies de espesor, entre los 3.250 y 5.300 pies, la columna geológica está dominada por arenas y lutitas alternas que van de 10 a 150 pies de espesor.

El Pozo de inyección

El pozo de inyección CNO #2 fue perforado y completado en septiembre de 1997, para ello se usó por primera vez una tubería de 3 ½ pulg, luego se hicieron perforaciones entre los 4.960 y 5.000 pies como se muestra en la Figura III.1 a. Esta primera etapa se denomina "Completación #1", la zona de inyección seleccionada fue una arena de 114 pies de espesor.

Esta configuración se utilizó para la inyección de la suspensión desde noviembre de 1997 hasta principios del mes mayo del año 1998, cuando se produce un fallo del *casing* a 4.614 pies que impidió seguir inyectando suspensión.

El pozo se trabajó otra vez en mayo de 1998 y se terminó la Completación #2 con una tubería 4 ½ pulg con perforaciones entre los 4.520 y 4.560 pies según esquema mostró en la Figura III.1 b. La arena objetivo fue de 42 pies de espesor. Se utilizó una tubería más grande para reducir la cantidad de fricción que ocurre en el pozo.

Perforaciones adicionales fueron realizadas en enero de 1999, en el intervalo comprendido entre los 4.560 y 4.602 pies, pero los registros posteriores demostraron que existían sólidos asentados en el intervalo y se suspendió la inyección.

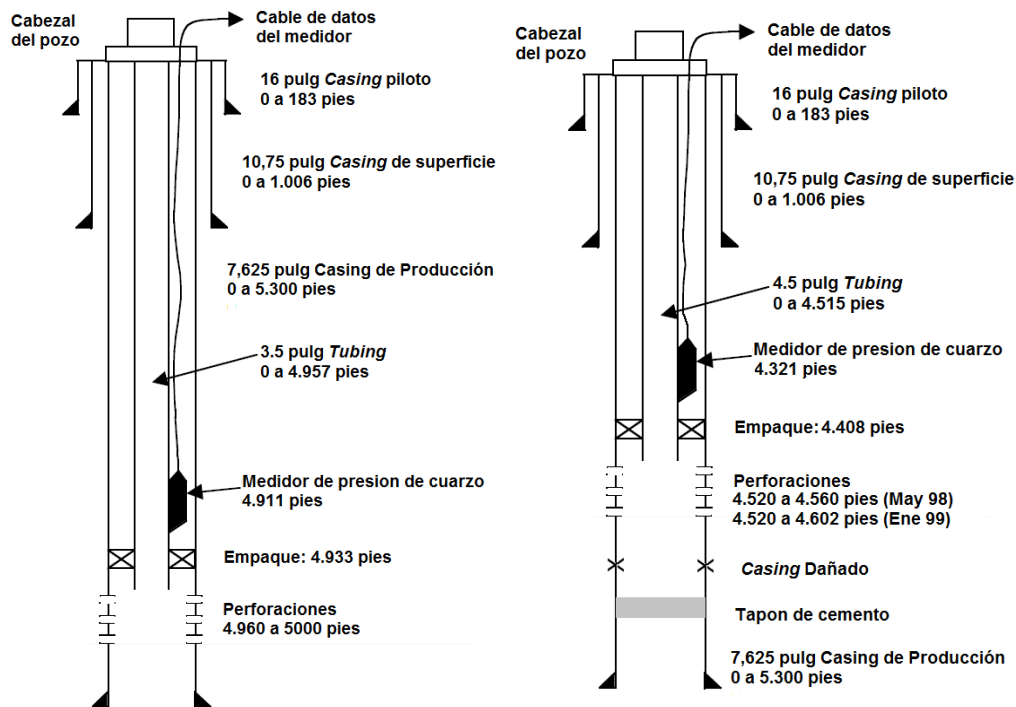


Figura III.1 a) Esquema de Completación #1 b) Esquema Completación #2 ^[35]

Operaciones de inyección

Las fosas de la Bahía Marchand fueron excavadas entre octubre de 1997 y septiembre de 1998, las mismas se cavaron con palas hidráulicas y el material se transportó por cintas mecánicas hacia el equipo de mezcla, este equipo se encuentra situado cercano a la bahía Marchand según muestra la figura III.2.

El extremo norte del canal *Dead End* fue represado y drenado para las excavaciones entre febrero de 1999 y marzo de 2000. Estos suelos que se encontraban contaminados, fueron excavados hasta el fondo y el material fue bombeado a través de una tubería a una barcaza cercana al equipo de inyección. En esta barcaza se utilizaron zarandas para separar el material de gran tamaño, tales como conchas, piedras, materiales orgánicos, etc.

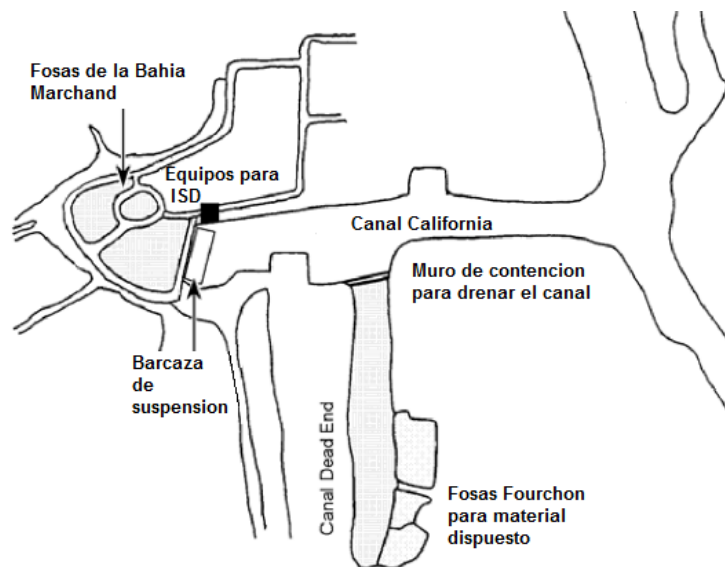


Figura III.2 Bahía Marchand, Port Fourchon Luisana ^[35]

Para crear la suspensión se utilizó agua del canal de California, se mezcló con el material presente y se creó una suspensión que contenía de 20 a 70% de sólidos. Después de que la suspensión se mezcló completamente, cuatro bombas triples fueron utilizadas para bombear la suspensión a altas

presiones en el pozo de inyección. Las tasas típicas de inyección tenían entre 8 y 16 bbls por minuto (BPM).

Los intervalos de inyección normalmente duraban de 9 a 11 horas, seguidos de períodos de cierre de 13 a 15 horas (más los fines de semana), véase la figura III.3. La filosofía de las inyecciones por intervalos, tiene su fundamento en que, durante el tiempo en el cual se inyecta, se crea tensión y presión sobre la formación, mientras que durante el cierre esta presión disminuye y se puede hacer un estudio más detallado del comportamiento de la formación, de la fractura hidráulica y de la presión existente.

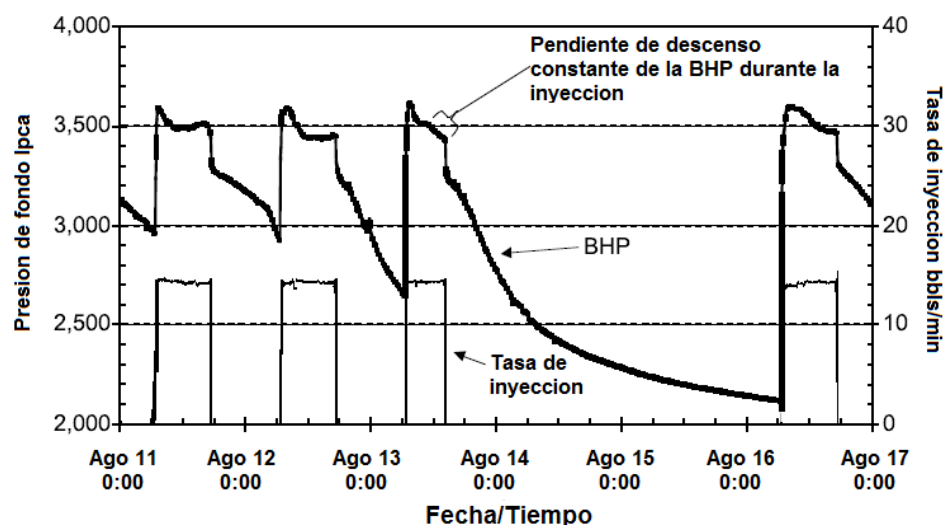


Figura III.3 Grafica Tiempo, Presión de fondo e Inyección ^[35]

Contención de Monitoreo y Análisis

La ISD debe estar contenida o aislada de formaciones petrolíferas cercanas o acuíferos de agua dulce, se podría decir que, la suspensión debe estar asegurada por todos sus lados; Según regulaciones ambientales del país, la zona de inyección permitida se encontraba entre los 3.880 y 5000 pies de profundidad, inyectándose en el intervalo más profundo y dejando la parte superior como zona de amortiguación.

El intervalo permitido se compone de arenas intercaladas y lutitas de diferentes espesores. La baja permeabilidad en la parte superior de la fractura evita el flujo de fluido vertical. Si se fracturan las lutitas, las arenas de alta permeabilidad drenan la suspensión lejos de la punta de la fractura, generando una disminución de energía y se evita una fractura adicional.

Técnicas y análisis de monitoreo

Los siguientes análisis fueron usados para analizar el comportamiento de la fractura.

- Registros Gamma Ray.
- Registros de temperatura.
- Análisis de presión de fondo de fluyente (BHP)
- Análisis del indicador de presión.
- Pruebas de caídas de presión.
- Análisis de la presión de inyección
- Pruebas de flujo en cada etapa.

Debido a que los desechos inyectados contienen material radioactivo MRN, el análisis Gamma Ray pasivo demostró claramente la inyección de los residuos en la zona adyacente al pozo. Los registros de temperatura fueron utilizados adicionalmente para confirmar la correcta inyección debido a que la suspensión poseía menor temperatura que la formación. Estas 2 pruebas o análisis fueron los principales métodos para determinar el correcto uso de la ISD.

El monitoreo BHP fue utilizado para inferir el comportamiento de las fracturas y la colocación de residuos a una distancia significativa del pozo. Indicadores de presión fueron estudiados durante la historia del proyecto. Estos indicadores incluyeron:

- Promedio de inyección.
- Presión de cierre instantáneo.
- Presión mínima de cierre.
- Presión de cierre a las 12 horas.

El análisis de caída de presión arrojó información sobre la permeabilidad y longitud de la fractura. Se hizo una simulación 3D de la fractura para distintas tasas de inyección en intervalos de 1 a 6 meses, esto con el fin de determinar la presión de fractura y la extensión de la misma.

Desafortunadamente las condiciones pantanosas alrededor del pozo impidieron el uso de inclinómetro de superficie para determinar la orientación e inclinación de la fractura.

Completación #1

El pozo de inyección fue perforado inicialmente entre los 4.960 y 5.000 pies de profundidad, con la intención de inyectar la suspensión en un intervalo de 120 pies de espesor, el registro Gamma Ray demostró luego de 3 meses de inyección, que un intervalo más grande está recibiendo residuos.

Registros de cementación

Entre los 4.500 y 5.000 pies la cementación estaba en malas condiciones, sobre todo por debajo de los 4.770 pies, a esta profundidad estaban presentes una capa grande de arena intercalada con lutitas. Después de la colocación del cemento inicial, un poco de este migró a las zonas lutíticas adyacentes a las arenas de más alta permeabilidad. Una mala cementación sirve para que el flujo de la inyección migre verticalmente través del pozo e invada zonas no deseadas. Por arriba de los 4500 pies se observó una mejor cementación.

Gamma Ray

Los registros tomados los días 27 y 28 de febrero indicaron que las zonas primarias de almacenamiento estaban en el intervalo que va desde los 4.890 a los 5.000 pies y en otro intervalo que va desde 4.690 a los 4.830 pies, como se ve en la figura III.4 Las mejores zonas de almacenamiento se localizan en el intervalo de los 4.530 y 4.890 pies de profundidad.

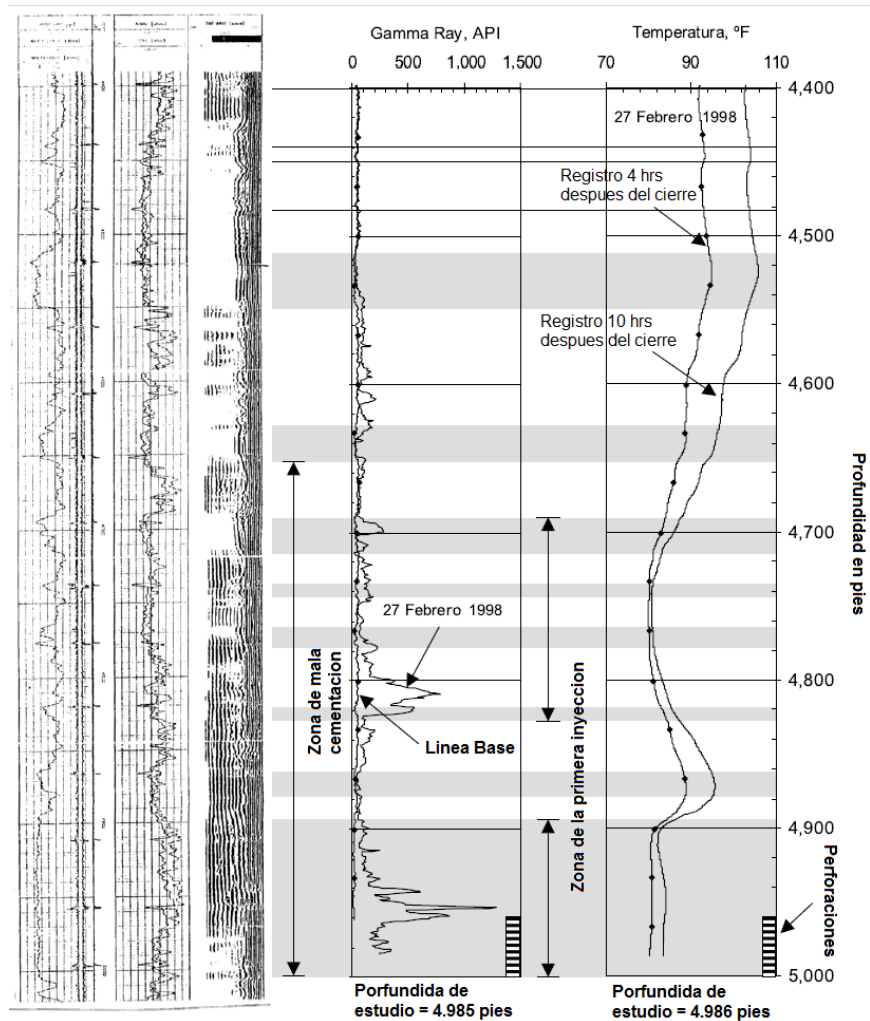


Figura III.4 Perfil de cementación, Gamma Ray y Temperatura Completación #1 [35]

Presiones indicadoras

Las presiones promedio oscilaron entre los 3.580 y 3.940 lpc, correspondiente a un gradiente de 0,73 a 0,80 lpc / pies. Luego de 12 horas posterior al cierre, la presión se encontraban en el rango de 2.180 a 3.440 lpc (0,44 a 0,70 lpc / pies). Día a día al registrar la presión luego de 12 horas, se evidencio un crecimiento paulatino de la misma a partir de enero de 1998 como lo muestra la figura III.5

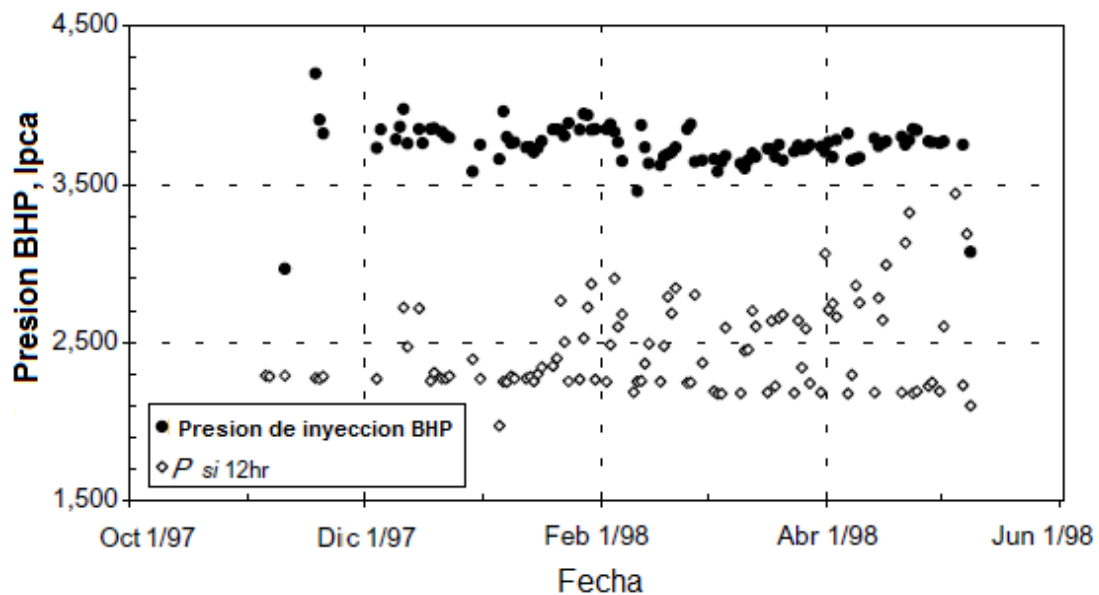


Figura III.5 Indicadores de presión Completación #1 ^[35]

Es interesante observar que la presión mínima de cierre disminuyó uniformemente de 2.290 a 2.180 lpc (0,47 a 0,44 lpc/pies). Esta disminución puede indicar que la zona objetivo sufrió una sobrepresión y generó comunicación con zonas adyacentes.

A principios del mayo de 1998, se observó una pequeña fuga entre la tubería y el anular. Luego de un estudio se determinó una ruptura del *casing* a los 4.614 pies. En esta zona se encuentra una arena de 4 pies de espesor de la cual se evidenciaron restos en una lutita más delgada que se encontraba por

encima de la arena, esto indica una migración de fluidos a alta presión en la zona y que conllevó al fallo del *casing*.

Completación #2.

Durante la parada de Mayo de 1998, el intervalo dañado del *casing* fue reparado y el pozo fue perforado en el intervalo de los 4.520 y los 4.560 pies. El intervalo de arena objetivo era de 44 pies de espesor y se localizó entre los 4.504 y los 4.548 pies de profundidad.

Registros de cementación.

Sobre la zona de inyección se observó una buena cementación, en el intervalo comprendido entre los 4.420 y los 4.550 pies, el cemento estaba en condiciones excelentes, principalmente porque las lutitas eran predominantes entre los 4.200 y los 4.500 pies. Sólo arenas finas (menos de 10 pies de espesor) estaban presentes en este intervalo, en contraposición a las zonas más gruesas de arena de la Completación #1 por debajo de los 4.550 pies, que pudo tener injerencia en el proceso de cementación.

Gamma Ray y registros de temperatura.

Estos registros se llevaron a cabo en intervalos de 1 a 3 meses durante la de esta etapa (Ver Figura III.6). Desde junio de 1998 y marzo de 2000 la zona de almacenamiento aumentó de 4.500 a 4.440 pies en distintas etapas. Cada etapa correspondió al crecimiento de la fractura en cada capa de arena. La profundidad máxima de la zona de almacenamiento no se pudo determinar debido a que los sólidos se depositan siempre en el pozo y el mismo cubre al menos la mitad de la perforación. Por lo tanto, no se sabe si algunos de los materiales de desecho se inyectaron en alguna arena por debajo de los 4.560 pies.

Se puede observar en el registro de rayos gamma que había una pequeña cantidad de material de desecho entre los 4.190 y 4.330 pies (Ver figura III.6). Esta cantidad de desecho apareció por primera vez en el registro del 15 de julio de 1999. Cabe destacar que la forma no cambió en ninguno de los registros subsiguientes y no se observaron anomalías en los registros de temperatura. Sobre la base de estos resultados, parece que esta migración tuvo lugar en mayo, junio o julio de 1999 y se encuentra exclusivamente lo largo del pozo.

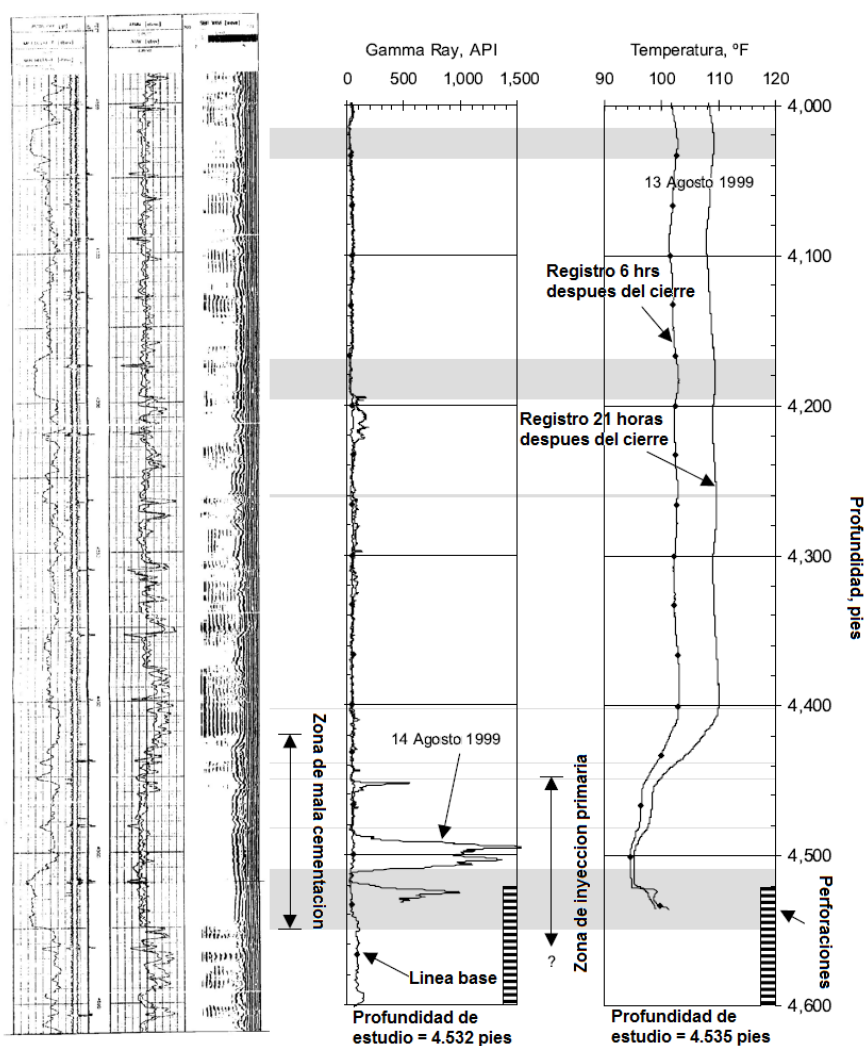


Figura III.6 Perfil de cementación, Gamma Ray y Temperatura Completación #1 [35]

Indicadores de presión

Según lo observado en la figura III.7 el promedio total de las presiones de inyección estuvo entre los 3.350 y 3.700 lpc, que corresponde a un gradiente de fractura de 0,77 a 0,86 lpc/pies. La presión de cierre luego de 12 horas varió entre 1.955 y 3.200 lpc (0.45 a 0,74 lpc/ pies). El nivel más bajo de presión de cierre observado a lo largo de esta fase del proyecto fue de 1.955 lpc (0,45 lpc/pies), incluso en marzo 2000.

La mayor variación de presión fue observada entre Junio y Julio de 1998, desde febrero de 1999 hasta marzo del 2000 los indicadores de presión tuvieron un comportamiento consistente con periodos de alta y baja presión.

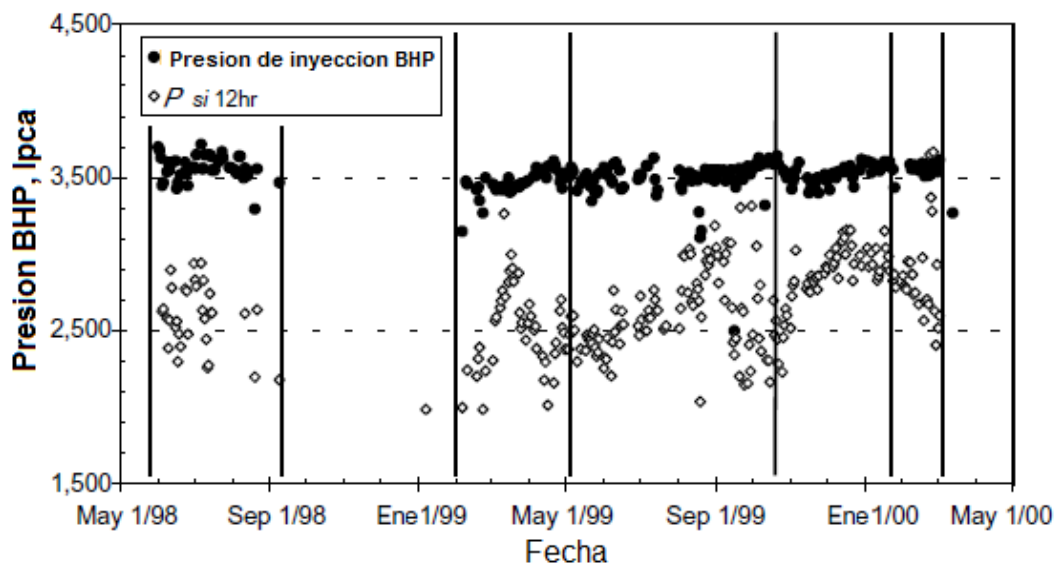


Figura III.7 Gráfico Tiempo vs. Presión de fondo ^[35]

Economía del proyecto y del impacto ambiental

El uso de la ISD localmente o in situ es extremadamente atractivo, el pozo CNO #2 se encontraba adyacente al lugar de disposición de residuos, reduciendo de manera significativa los costos de traslado.

En la ubicación Fourchon, el costo total para disponer los desechos en el subsuelo fue de aproximadamente 19 \$/bbl por barril. Este costo incluye el pozo de inyección, el sitio de reacondicionamiento, preparación, perforación, recuperación, equipos e instalaciones para el proceso de inyección. Aproximadamente 11 \$/bbl de estos 19 \$ pueden ser considerados costos adicionales al proceso ISD, el resto puede considerarse asociado a la preparación del terreno, la excavación del material que ya se encontraba en fosas y el costo anterior de remediación o tratamiento. También se debe tener en cuenta que otras ofertas para la eliminación de los desechos se encontraban cercanas a los 100 \$/bbl, excluyendo los costos de perforación, se puede decir que el proyecto fue sumamente rentable. Reportes señalan que el costo para el tratamiento fuera de la locación puede ser de 30 \$ a 420 \$ por barril.

Los beneficios ambientales del proceso ISD también lo convierten en el método preferido de disposición de desechos comparado con otras opciones de disposición o tratamiento, como ejemplo de esto, si la inyección hubiese tenido lugar fuera de este sitio, para 1.000.000 de bbls de desechos se hubiesen necesitado 200 barcazas cargadas para transportarlas a cientos de kilómetros fuera del lugar, aumentando un potencial peligro ambiental y aumentando los costos operativos.

III.2 Experiencia sobre estudio realizado en Irán para la aplicación de ISD ^[36]

Caso de estudio: Evaluar la factibilidad de usar la tecnología ISD en el campo petrolero Ahwaz ubicado al sur de Irán.

Objetivo del proyecto:

- Evaluar el volumen de residuos de perforación producidos a partir de la perforación de pozos de petróleo del campo.

- Seleccionar la formación de disposición más adecuada del campo.
- Determinar si los desechos de perforación pueden ser inyectados con seguridad a través de un pozo dedicado o mediante la inyección anular en un pozo productor.

Se consideraron varios escenarios en los estudios de viabilidad para asegurar la contención de los residuos de perforación a inyectar. Los volúmenes de lodos y recortes de perforación, el tipo de lodo utilizado y la información geológica se muestran en la Tabla III.1 y los datos necesarios para llevar a cabo este estudio se muestran en la Tabla III.2

Tabla III.1 Datos geológicos generalizados, junto con los recortes de perforación y los volúmenes de lodos

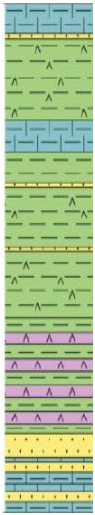
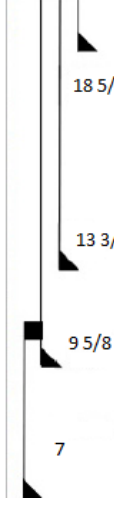
| Prof. (pies) | Nombre de la Formación | Columna Estratigráfica | Diámetro Casing (pulg) | Litología | Diámetro del Hoyo (pulg) | Volumen de Recortes (bbbls) | Volumen de Lodo (bbbls) | Tipo de Lodo |
|--------------|------------------------|---|---|--|--------------------------|-----------------------------|-------------------------|--------------|
| 5084 | Aghajari |  |  | Carbonato de Calcio y Arcilla con Arenisca | 26 | 132 | 4400 | WBM |
| 5445 | Mishan | | | Carbonato de Calcio y Arcilla con Caliza | 17 ½ | 2040 | 2800 | WBM |
| 7648 | Gachsaran | | | Carbonato de Calcio con Arcilla, Sal y Anhidrita | 9 5/8 | 219 | 3500 | WBM |
| 11775 | Asmari | | | Caliza con Arenisca | 8 ½ | 73 | 800+400 | WBM + OBM |

Tabla III.2 Explicación de los datos necesarios para la simulación ISD

| Información Requerida | Descripción |
|--|--|
| Volumen de lotes de inyección e índices de inyección | La inyección de la suspensión en la formación se lleva a cabo a menudo en lotes de manera intermitentes, seguido de un período de cierre. Dependiendo del volumen del lote y de la velocidad de inyección, este proceso puede durar desde menos de una hora a varios días o incluso más tiempo |
| Mínimo esfuerzo <i>in-situ</i> | Parámetro más importante en la simulación de la fractura, ya que controla el crecimiento vertical y horizontal, ancho de la fractura, presión de tratamiento, conductividad de la fractura y la contención de los desechos en el horizonte de disposición |
| Presión de poro | Parámetro importante para llevar a cabo la aplicación de ISD de forma segura, debido a que el estado de esfuerzos en el medio poroelástico está directamente influenciado por la presión de poro y la presión del yacimiento |
| Módulo de Young | Tiene efecto significativo sobre la geometría de la fractura, especialmente en el ancho de esta |
| Coefficiente de Poisson | Mide la capacidad de compresión del material perpendicular a la tensión aplicada que tiene efecto significativo sobre la geometría de la fractura |
| Punto de Inyección | Define si se inyectará la suspensión a través del espacio anular o mediante un pozo dedicado |
| Reología de la suspensión | El estudio de la deformación y el flujo de la suspensión es importante para mantener el aislamiento de la zona |

Un requerimiento importante es que el operador conozca como la formación va a responder al tratamiento de ISD y el diseño del tratamiento, es decir, la selección de los tipos de bombas, la reología de la suspensión, propiedades mecánicas de las rocas, horarios de bombeo y el modelo de propagación de la fractura.

Estudio de Simulación

Sobre la base de los registros petrofísicos desde el punto de vista litológico las formaciones pertinentes están constituidas por areniscas y calizas con una densidad media de 2,33 g/cm³.

La elasticidad de las formaciones se determina a través de registros sínicos. La Tabla III.3 muestra los valores del módulo de elasticidad de Young, Relación de Poisson y esfuerzos *in-situ*, estos valores se basan en el módulo

de elasticidad de Young obtenido a partir de los registros sínicos y de densidad.

Tabla III.3 Propiedades utilizadas en las simulaciones de las fracturas

| Nombre de la zona | Espesor Zona (pies) | Relación de Poisson | Presión de Poro (lpc) | Gradiente Fractura (lpc/pies) | Esfuerzos <i>in-situ</i> (lpc) | Módulo de Young (MM lpc) |
|-------------------|---------------------|---------------------|-----------------------|-------------------------------|--------------------------------|--------------------------|
| Aghajari | 5250 | 0,29 | 1050 | 0,650 | 1693 | 2 |
| Mishan | 330 | 0,31 | 2567 | 0,714 | 3847 | 2 |
| Gachsaran | 330 | 0,36 | 2878 | 0,780 | 4489 | 2 |

El diseño de la reología de la suspensión se obtuvo a partir de la suposición de que los recortes en suspensión con condiciones reológicas definidas se comportan de manera similar a los lodos de perforación utilizados en el campo petrolero Ahwaz. La Tabla III.4 muestra las propiedades de la suspensión a inyectar.

Tabla III.4 Propiedades físicas de la suspensión a inyectar

| | |
|---|----------------------|
| Densidad | 13,32 lpg |
| Diámetro de partículas | 0,0059 – 0,0070 pulg |
| Concentración | 2 lpg |
| Viscosidad aparente | 161 cp |
| Índices de ley de Potencia No Newtoniano | N=0,26 y K=0,15 |

Para el escenario del pozo de inyección dedicado, el *casing* intermedio puede ajustarse en la parte superior de la formación Gachsaran. Se supone la ubicación del *casing* a cañonear a 160 pies por debajo de la formación

Aghajari y el centro de la formación Mishan y la fractura inicial se supone que está en la mitad del intervalo cañoneado.

Resultados de la Simulación

Después de la determinación de todos los datos requeridos, se selecciona un modelo de geometría de fractura para su uso en la simulación. Se selecciona el mecanismo de inyección de pozo dedicado debido a que la formación Mishan es lo suficientemente profunda y consiste en litología de roca caliza lo cual es apropiado para la inyección. En cada caso la geometría obtenida indica que la fractura máxima es alcanzada cuando la suspensión se bombea continuamente.

Mecanismo de Pozo de Inyección dedicado

Se presentan dos casos que se diferencian en los parámetros de elasticidad.

Caso 1: Para un caso como el campo petrolero Ahwaz en el que la distribución vertical el esfuerzo *in-situ* es uniforme, se espera una fractura circular. La fractura inicia a partir de la formación Mishan y puede romper la formación Aghajari y aún permanecer 4.700 pies por debajo de la superficie cuando se han inyectado 50.000 bbls de suspensión de forma continua. La Tabla III.5 resume los resultados de esta simulación y las figuras III.8 y III.9 muestran el pronóstico de la forma de la fractura después de la inyección continua de 50.000 bbls de suspensión a 5 bbls/min.

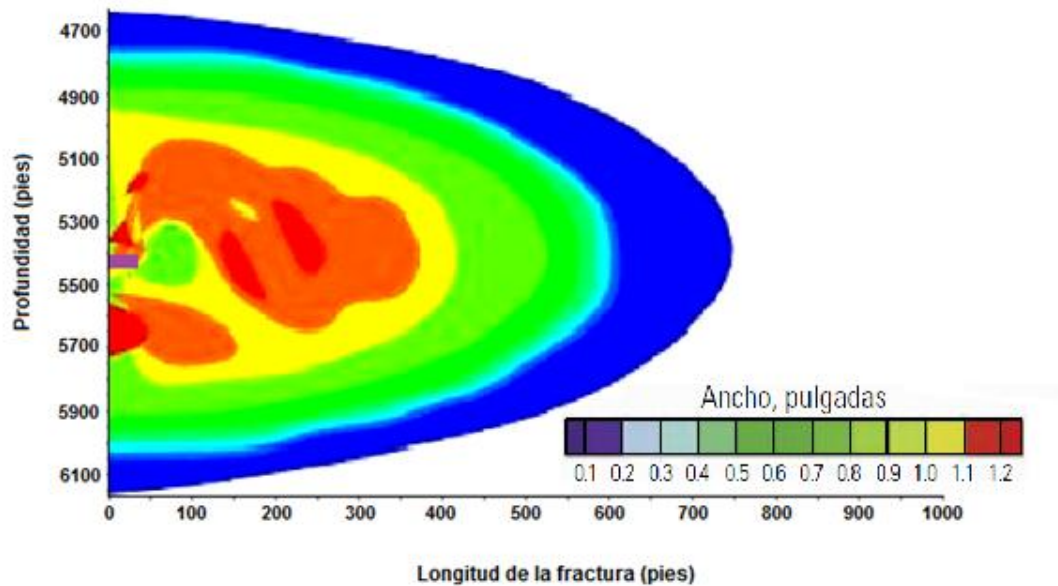


Figura III.8 Modelo de Fractura (Caso 1) ^[36]

Caso 2: En este caso se asume el doble de la magnitud del módulo de Young que se encuentra en la Tabla III.4. Incluso en este caso que presenta características similares al anterior, la fractura se rompió en la formación Aghajari pero esta se encontraba 4.550 pies por debajo de la superficie cuando se habían inyectado continuamente 50.000 bbls de suspensión a una tasa de 5 bbls/min. La Tabla III.5 resume los resultados de las fracturas creadas.

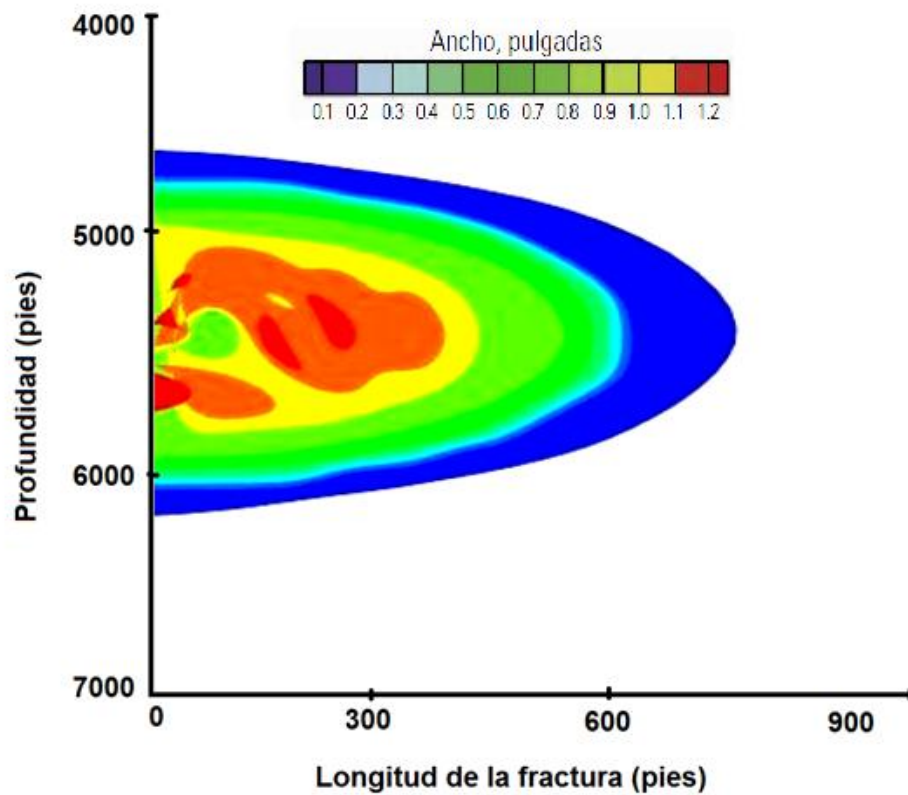


Figura III.9 Modelo de la fractura (Caso 2) ^[36]

Tabla III.5 Resultados de la Simulación de la inyección en el pozo dedicado

| Parámetros | Caso 1 | Caso 2 |
|------------------------------------|--------|--------|
| Volumen de suspensión (bbls) | 50.000 | 50.000 |
| Longitud de la fractura (pies) | 576 | 795 |
| Ancho de la fractura (pulg) | 0,276 | 0,237 |
| Máxima presión en superficie (lpc) | 1.755 | 1.807 |
| Tiempos de cierre (hrs) | 13 | 26 |

Mecanismo de Pozo de Inyección Anular

La Inyección Anular es posible, si el espacio anular de una sarta de revestimiento intermedio en un pozo existente, está abierta a una formación

subterránea adecuada y si satisface una gama de criterios de selección. Las presiones de inyección permisibles para pozos inyectoros por el anular suelen ser inferiores a las presiones admisibles por pozos dedicados a causa de las limitaciones de estallido y colapso del *casing*.

Al considerar la litología y el diseño del *casing* del campo Ahwaz, se concluye que la inyección de la suspensión se produciría en la sección 18 5/8 – 13 3/8 pulg, otras secciones anulares no son posibles de seleccionar porque están abiertas a formaciones del subsuelo que son inadecuadas para la aplicación de esta tecnología.

Para evitar la migración de los desechos hacia la superficie, la sarta de revestimiento de 18 5/8 pulg se debe cementar alrededor de 1.000 pies hacia la superficie y la sarta de 13 3/8 pulg debe estar cementada 1.500 pies por debajo de la zapata anterior. Esto proporciona una ventana a través de las Margas del Mioceno superior y las Areniscas de la formación Aghajari.

Para esta simulación el fracturamiento se inicia a partir de la formación Aghajari y crece hacia la superficie hasta alcanzar estar 500 pies por debajo de la misma cuando se han inyectado 15.000 bbls de suspensión de forma continua. La Tabla III.6 presenta los diferentes parámetros de la fractura creada y la Figura III.10 muestra la predicción de la fractura después de la inyección de 15.000 bbls a 5 bbls/min.

Tabla III.6 Resultados de la simulación del pozo de Inyección Anular

| Parámetros | Resultados |
|------------------------------------|-------------------|
| Volumen de suspensión (bbls) | 15.000 |
| Longitud de la fractura (pies) | 230 |
| Máxima presión en superficie (lpc) | 968 |
| Alto de la Fractura (pies) | 643 |

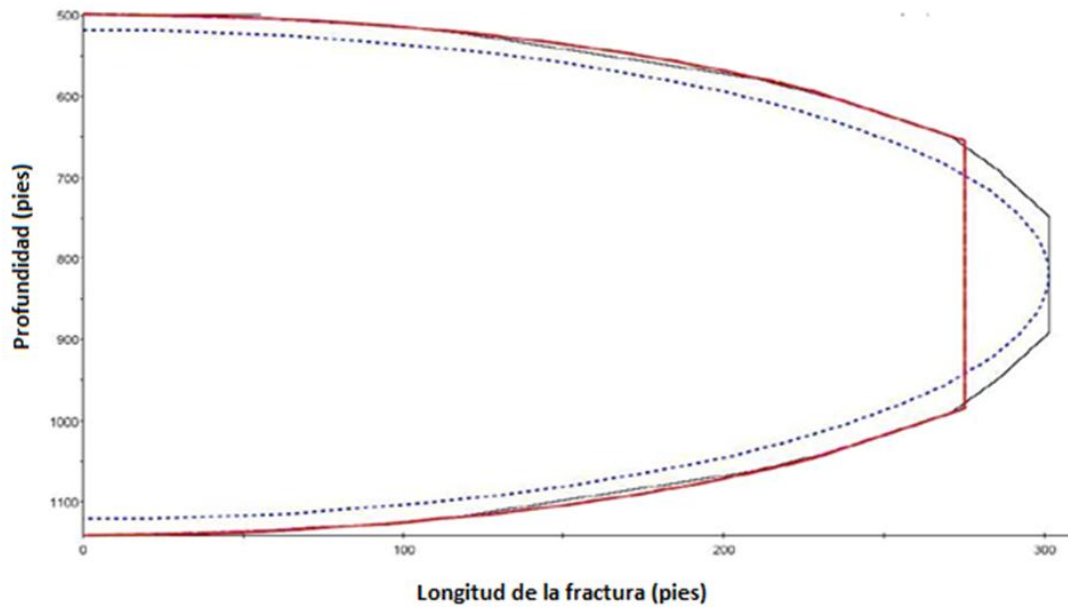


Figura III.10 Geometría de la fractura de Inyección Anular ^[36]

Este estudio muestra que la aplicación de la tecnología en el campo Ahwaz es factible, teniendo en cuenta algunos riesgos potenciales involucrados en cualquier tipo de gestión de desechos utilizando esta tecnología.

Se determinó que mediante el uso del fracturamiento hidráulico los desechos de fluidos de perforación podrían ser inyectados a través de la formación Mishan o incluso una formación poco profunda como Aghajari.

El espesor de la formación Aghajari proporciona una barrera adecuada para el crecimiento hacia arriba de la fractura mediante la inyección de desechos en la formación Mishan utilizando la configuración de pozo dedicado.

Estos resultados muestran que la inyección a través de pozos dedicados es más apropiada cuando se realizan operaciones de ISD a largo plazo, es decir un proyecto de inyección de cientos de miles de barriles. La simulación obtenida muestra que se pueden inyectar de forma segura grandes cantidades de desechos de perforación a la formación Mishan.

La presión superficial máxima requerida para inyectar la suspensión está en un rango de 1.500 a 2.000 lpc, lo que es completamente razonable, con las instalaciones de superficie actuales.

La propagación de la fractura muestra ser eficaz y segura en los dos casos realizados en el plan especializado para pozos de inyección y los resultados de la simulación confirman que los residuos de perforación producidos a partir de cada pozo podrían ser inyectados a través del espacio anular del pozo durante la perforación, pero no es muy favorable debido a que el punto de inyección más adecuado se encuentra cerca de la superficie.

La inyección anular en el campo Awhaz tiene muchos riesgos serios lo que implica que se necesita un trabajo de planificación muy cuidadoso para aplicar este tipo de configuración, sin embargo, la cantidad de desechos de un pozo típico no es alta, las simulaciones muestran que se puede inyectar 15.000 bbls de desechos provenientes de un pozo común sin grave peligro.

CAPÍTULO IV

MÉTODO

IV.1 Tipo de investigación

La investigación realizada es de tipo documental, referencial y bibliográfica, debido a que la información referente al uso de la ISD en Venezuela es escasa, la elaboración del trabajo se basó en material impreso y/o electrónico.

IV.2 Diseño de la investigación

El presente trabajo fue basado metodológicamente en el uso de material bibliográfico, se dividió en 5 etapas descritas de la siguiente manera. La Etapa 1, comprendió la búsqueda bibliográfica sobre conceptos relacionados con la perforación y terminación de pozos, fluidos de perforación, equipos para el tratamiento de rípios de perforación; la etapa 2, se basó en seleccionar de áreas específicas de estudio; la etapa 3, en seleccionar pozos candidatos para el uso de la ISD, la etapa 4, donde se identificaron las actividades post-inyección, seguimiento y monitoreo y la etapa 5, que corresponde a la elaboración Trabajo Especial de Grado.

IV.3 Descripción de las etapas de la Investigación

Etapa 1: Esta etapa comprendió la búsqueda de información bibliográfica, referente al uso de la ISD a nivel mundial y en Venezuela, esta búsqueda abarcó el uso de artículos técnicos de la SPE, folletos, presentaciones, trabajos especiales de grado de distintas universidades venezolanas y latinoamericanas, manuales de empresas prestadoras de servicios etc. Este proceso se puede describir como extenso y el más largo de la investigación.

Etapa 2: Comprendió la lectura y análisis en profundo de todo lo recopilado, posterior a este estudio se seleccionaron 2 zonas probables para el uso de la ISD en Venezuela, las áreas seleccionadas corresponden a cuenca Barinas - Apure y la faja petrolífera del Orinoco, donde comparamos casos exitosos de la aplicación de esta tecnología en el extranjero y las similitudes con las características de las formaciones en estas dos áreas, siendo factible su uso tomando en cuenta la legislación actual venezolana.

Etapa 3: Esta etapa, similar a la etapa 2, consistió en seleccionar las áreas específicas, el estudio de su columna estratigráfica y que cumpliera con las especificaciones mínimas necesarias para la aplicación la tecnología ISD.

Etapa 4: En esta etapa se hizo una jerarquización bibliográfica donde se establecieron las pautas necesarias para la utilización de la ISD, el monitoreo de parámetros críticos como la geología, tipos de fracturas, monitoreo de presión, equipos utilizados, seguimiento de las condiciones en la roca receptora y su comportamiento en el tiempo.

Etapa 5: Después de analizar todo el material recopilado, se procedió estructurar y redactar el Trabajo Especial de Grado, siguiendo un esquema metodológico.

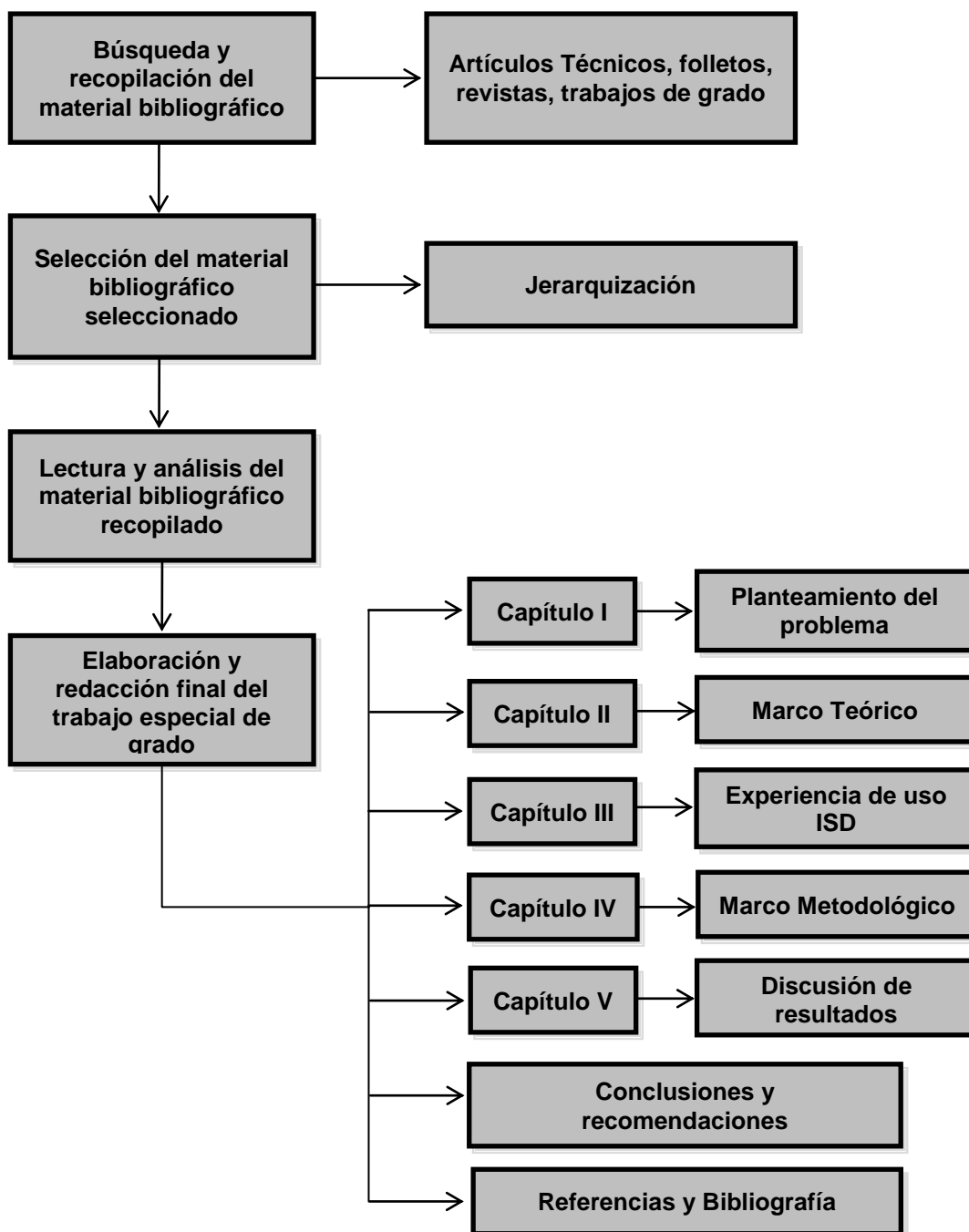


Figura IV.1 Esquema metodológico de la investigación

CAPÍTULO V

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

A lo largo del capítulo II se desarrollaron los primeros 3 objetivos específicos; en el capítulo III se establecen ejemplos de casos exitosos a nivel Mundial para posteriormente hacer una propuesta para su aplicación en Venezuela según las características geológicas de las zonas en estudio.

- OBJETIVO ESPECÍFICO 1: Revisar los antecedentes de la utilización de la tecnología ISD a nivel mundial y en Venezuela.

Este objetivo fue expuesto a lo largo del Capítulo II en su sección II.5.1, no sin antes establecer de forma teórica, todo lo referente al manejo de fluidos dentro de un campo petrolero, el impacto ambiental que el ocasiona y técnicas de tratamiento distintas a la ISD.

Se pudo establecer que la ISD va en franco crecimiento a nivel mundial, países del 1er mundo ya la usan como la principal opción al momento de disponer los desechos, ejemplos cercanos como Perú donde en un proyecto se inyectaron 570.924 bbls de suspensión, en Argentina un proyecto de MI-SWACO 56.000 bbls en el área de Tartagal y en Golfo de México fueron inyectados un total de 355.000 bbls de suspensión.

En Venezuela el uso de la tecnología data de 1994, en un campo del estado Monagas, sin embargo la aplicación de ISD más significativa se realizó en el Lago de Maracaibo donde se Inyectaron aproximadamente 2.228.179 bbls y existe otro proyecto donde se inyectaron un total de 1.000.000 bbls también en el lago de Maracaibo.

- OBJETIVO ESPECÍFICO 2: Establecer la normativa legal que rige los procesos del uso de la tecnología (ISD) en Venezuela.

Este objetivo fue tratado en el Capítulo II sección II.8, en este apartado se establece que la Normativa Legal vigente no especifica de manera amplia el uso de la ISD. Examinando el Artículo 17 del decreto N° 883 que establece las normas para la clasificación y el control de la calidad de los cuerpos de agua y vertidos o efluentes líquidos y los artículos 48, 52 del decreto N° 2.635 que establecen las normas para el control de la recuperación de materiales peligrosos, prohíben Inyectar en acuíferos y en yacimiento alguno, solo en formaciones que no contengan hidrocarburos y que cumplan con especificaciones petrofísicas y geológicas.

- OBJETIVO ESPECÍFICO 3: Identificar los equipos y actividades pre y post-inyección, seguimiento y monitoreo.

En la sección II.5.2 se establecen los parámetros del proceso ISD, abarcando la pre operación que engloba: La revisión geológica, selección de la zona, simulación de la fractura, diseño operacional y del pozo, pruebas de inyección, identificación de riesgos y opciones de mitigación. Se determinó que la concentración de sólidos no debe exceder el 20% por volumen de suspensión. Con respecto a los equipos utilizados para la inyección, el sistema comprende 3 componentes principales, que son:

El sistema de transporte de ripios, el cual puede ser configurado dependiendo de las características de la zona o el volumen a inyectar.

El sistema de conversión de lechada, que es el principal componente de la tecnología y donde se genera la suspensión.

El paquete de reinyección, que comprende las bombas y mecanismos de control para una correcta implementación de la tecnología y su posterior seguimiento.

- OBJETIVO ESPECÍFICO 4: Estudiar los casos exitosos de aplicación de la tecnología ISD a nivel mundial.

El estudio de casos exitosos comprende todo el Capítulo III, en el cual se analizan dos casos, el primero de ellos un caso de ISD donde se depositan 1.000.000 de barriles de sólidos con radioactividad natural en Louisiana. Dichos sólidos fueron depositados en fosas durante más de 4 décadas generando un pasivo industrial incalculable, luego de establecer que la mejor opción era la ISD, se procedió a perforar un pozo de más de 4.500 pies de profundidad para la inyección de suspensión y con una formación estratigráfica favorable, de arenas y lutitas intercaladas, proporcionando para el empleo de esta tecnología una conjunción perfecta, ya que se tenían varios intervalos y todos con confinamiento superior e inferior, siendo la columna estratigráfica muy parecida a la que se pueden encontrar en algunas zonas de Venezuela.

El segundo caso de estudio, corresponde a un proyecto para evaluación de factibilidad de aplicación de ISD, en el campo petrolero Ahwaz ubicado al sur de Irán, donde se realiza un análisis estratigráfico a través de un pozo de este campo, pruebas de inyectividad para determinar magnitud de deformación de la roca, esfuerzos in situ, gradiente de fractura y presiones de poro, a través de estos datos se realizaron simulaciones para determinar cuál configuración de Inyección se adapta mejor a este caso. La inyección de la suspensión se realizaría en la Formación Aghajari (Constituida por carbonatos de calcio y arcillas con areniscas) a una profundidad de 5.084 pies.

Se evidencio la posible aplicación de la ISD en la modalidad de pozo dedicado y a través del anular, siendo esta la más riesgosa y menos recomendable.

- OBJETIVO ESPECÍFICO 5: Seleccionar áreas con elementos característicos similares a las que se consideraron exitosas a nivel mundial. ^[41]

Las áreas de estudio seleccionadas para realizar las operaciones de ISD se ubican en el oriente y occidente del país, en la Faja Petrolífera del Orinoco perteneciente a la Cuenca Oriental y en la Cuenca Barinas-Apure respectivamente.

La Cuenca Oriental de Venezuela está ubicada en la zona centro-este del país, abarca los estados Anzoátegui, Monagas, Guárico y Delta Amacuro. Dentro de esta cuenca se encuentra ubicada la Faja Petrolífera del Orinoco, que ha sido dividida de oeste a este en cuatro bloques: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, anteriormente Machete, Zuata, Hamaca y Cerro Negro, respectivamente. Cabe destacar que esta cuenca para el día de hoy concentra la mayor actividad de exploración y producción, con 202 taladros operativos, según fuente del Ministerio de Energía, se estima que para el año 2019 se hayan perforado 10.200 pozos nuevos en 560 macollas y una producción total de 4.000.000 bbls diarios de petróleo.

Según la cantidad de pozos que se perforarán, se estima obtener un total de 150.000.000 bbls de desechos los cuales constituirían un pasivo ambiental importante.

La Cuenca Barinas – Apure, se encuentra ubicada en la región sur occidental del país, está limitada al noreste con la cordillera de Mérida; al sureste con el escudo Guayanés; al este con el Arco del Baúl y al suroeste con los llanos orientales de Colombia. La cuenca Barinas-Apure cuenta con una extensión geográfica de 87.000 Km², un total de 350 pozos y una producción diaria de 166.000 bbls. Esta cantidad de barriles producidos hacen económica y ambientalmente posible el uso de la ISD, candidata para el manejo de

residuos sólidos en la zona por sus volúmenes. La Figura V.1 muestra la ubicación de las cuencas a lo largo del territorio nacional.

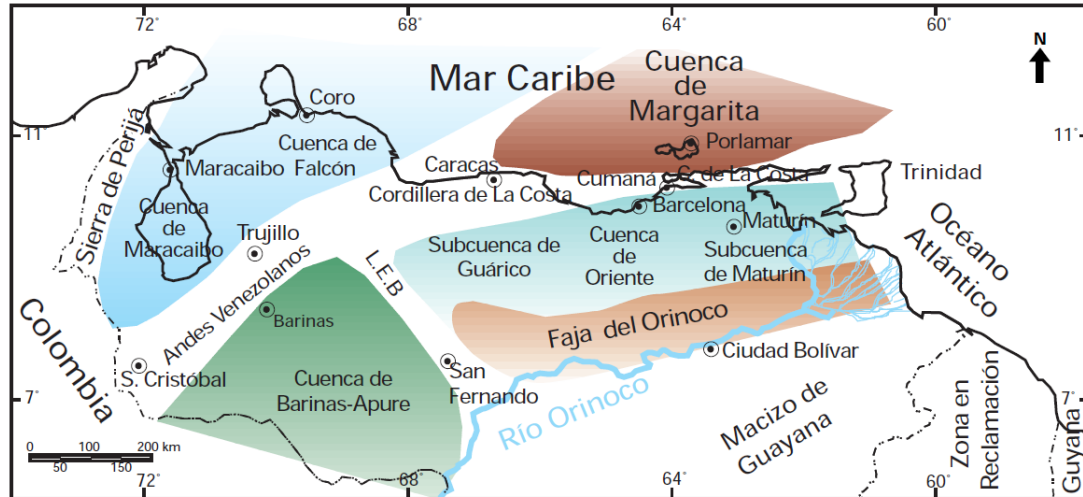


Figura V.1 Cuencas Petrolíferas de Venezuela [37]

Una vez identificadas las zonas de estudio se procedió a realizar un análisis estratigráfico de las cuencas para conocer el tipo de litología por el cual están compuestas las formaciones en el subsuelo y en base a los resultados obtenidos en el exterior realizar una comparación y así determinar cuál es la formación más adecuada para aplicar la tecnología ISD. A continuación se describen las características de las zonas seleccionadas.

1. Características de la Faja Petrolífera del Orinoco [38]

a) Geología estructural:

El marco regional de la Faja Petrolífera del Orinoco corresponde al acañamiento sur de los sedimentos terciarios de la Cuenca Oriental venezolana, por encima del basamento ígneo-metamórfico del Cratón guayanés localizado al sur del Río Orinoco. En la parte más septentrional de la Faja, particularmente hacia los sectores de Carabobo y Ayacucho, los sedimentos terciarios se encuentran suprayaciendo discordantemente a una

franja relativamente poco espesa de sedimentos cretácicos que a su vez se adelgazan antes de desaparecer hacia el sur. La Figura V.2 muestra la configuración estructural esquematizada de la Faja del Orinoco.

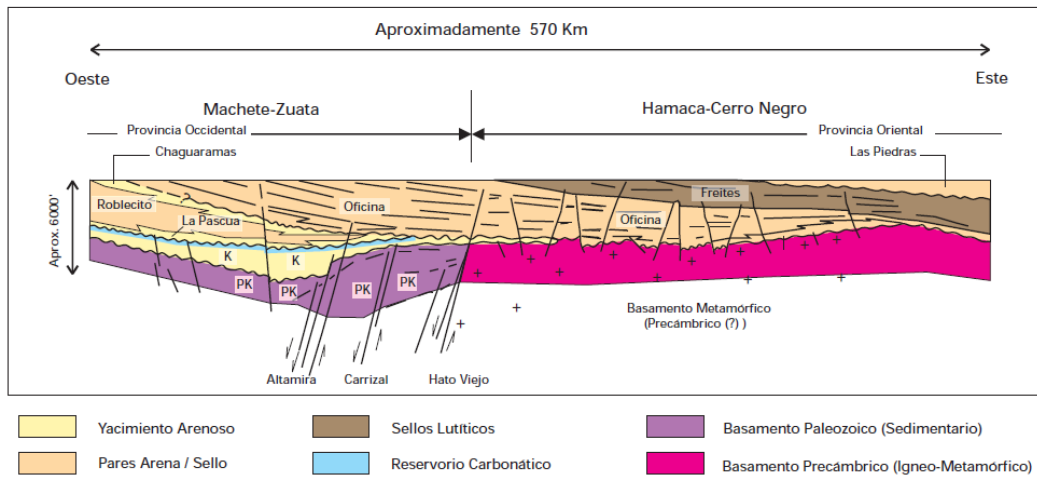


Figura V.2 Configuración estructural esquematizada de la Faja del Orinoco [37]

b) Estratigrafía regional:

Para evaluar la estratigrafía de la Faja del Orinoco, en la presente investigación se tomó como caso tipo, la información proveniente del campo Carabobo, mostrando la siguiente configuración:

- **Basamento Metamórfico:** está compuesto por granitos, gneises, anfibolitas y esquistos, de origen ígneo-metamórfico y forma parte del Complejo de Imataca de edad Precámbrica.
- **Formación Carrizal:** La unidad está constituida por una espesa secuencia de arcillitas verdosas a gris oscuro, duras, masivas y densas, ocasionalmente teñidas de rojo, duras y compactas. Contiene algunas capas de limolita y areniscas.
- **Grupo Temblador:** Este grupo presenta areniscas arcillosas lenticulares que se pueden diferenciar de las areniscas masivas basales de la Formación

Oficina suprayacente, por el cambio brusco que exhiben en el contacto discordante que las separa.

- **Formación Oficina:** Es la más importante, desde el punto de vista productivo en el área, se describe como una alternancia de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas de color claro y grano fino a grueso.

- **Formación Freites:** Constituida por lutitas fósiles verdes a gris verdoso, con areniscas en el tope y la base, que permiten la subdivisión de la unidad en tres intervalos: un intervalo superior de unos 100 m, con capas delgadas de areniscas arcillosas de grano fino, de color blanco verdoso, algo glauconíticas y muy persistentes lateralmente. Un intervalo predominantemente lutítico, y un intervalo inferior de aproximadamente 100 m de lutitas intercaladas con areniscas verde-amarillentas, de grano medio a grueso, glauconíticas, calcáreas o sideríticas y muy fosilíferas.

- **Formación Las Piedras:** Consiste en areniscas micáceas, friables, de grano fino y colores gris claro a gris verdoso, interlaminada con lutitas gris a verdoso, arcillitas sideríticas, grises, lutitas ligníticas y lignitos.

- **Formación Mesa:** Está compuesta por arenas de grano grueso y gravas, con cemento ferruginoso, cementado y muy duro; conglomerado rojo a casi negro; arenas blanco – amarillentas, rojo y púrpura, con estratificación cruzada, además contiene lentes discontinuos de arcilla fina arenosa y lentes de limolita.

c) Perfiles eléctricos

Se tomó como referencia un perfil eléctrico proveniente de un pozo ubicado en el campo Carabobo, en el cuál se identificaron las formaciones descritas

anteriormente y se procedió a realizar el análisis para determinar cuál de éstas corresponde a la mejor zona para la aplicación de la tecnología ISD.

La Figura V.3 muestra un perfil eléctrico tipo de un pozo del campo Carabobo.

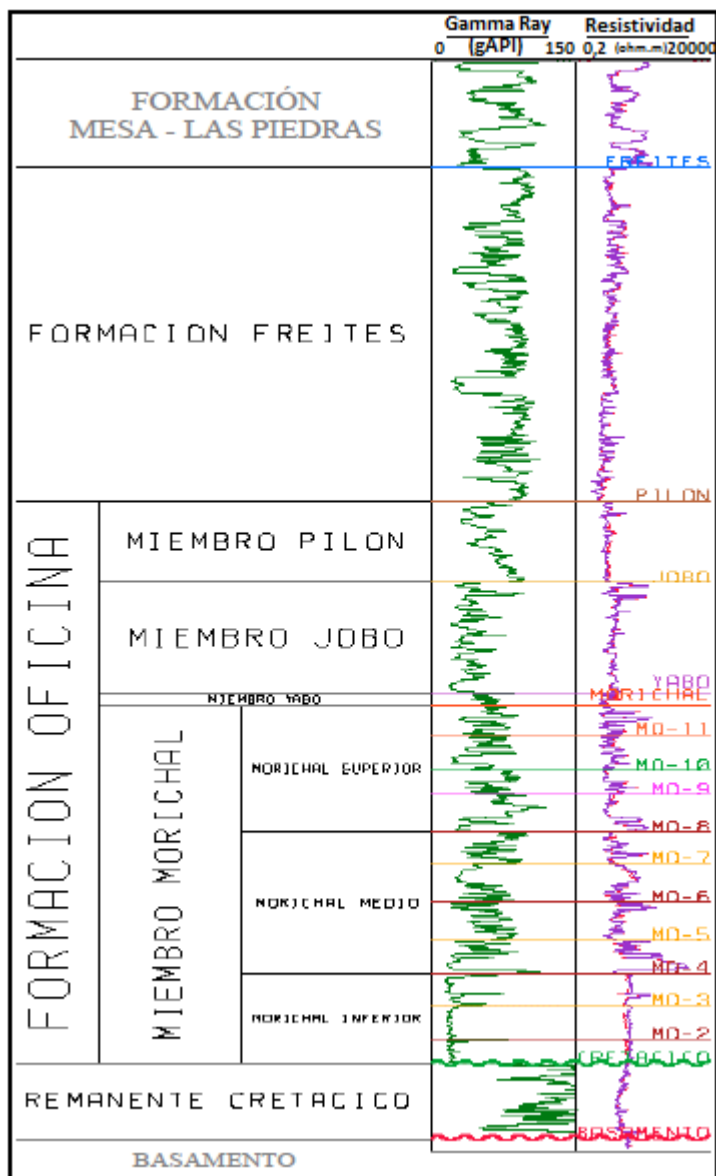


Figura V.3 Perfil eléctrico tipo del Bloque Carabobo [38.]

d) Determinación de la zona adecuada para la aplicación de ISD

La configuración estructural mostrada en la figura V.2, revela que las rocas sedimentarias alcanzan hasta los 6.000 pies de profundidad y la zona más adecuada para aplicar la tecnología ISD es la Formación Freites, ya que está constituida por lutitas intercaladas con areniscas y arcillas.

La Formación Freites posee un espesor adecuado, que en el campo Carabobo varía de 240 a 1.800 pies, presenta la capacidad de sello para impedir la migración de la suspensión hasta la superficie, es de amplia extensión geográfica y está ubicada a una profundidad de 2.000 pies en esta sección de estudio.

En comparación con los casos de estudio de campos extranjeros, la zona candidata para la aplicación de la tecnología ISD se encuentra a poca profundidad, es decir, menos de 5.000 pies por lo que análogamente cumple con las características buscadas según su estratigrafía.

2. Características de la Cuenca Barinas – Apure ^[39]

a) Geología estructural:

Esta cuenca es una depresión estructural cuyo eje tiene rumbo aproximado de N 40° E, paralelo a la cordillera andina venezolana. El plegamiento en el flanco sur de la cuenca es suave y los domos y anticlinales conocidos presentan buzamientos no mayores a 8 grados.

La configuración actual de la cuenca se debe a la evolución del Sistema Andino cuyo levantamiento principal pudo comenzar a finales del Mioceno y que constituye hoy la separación de la Cuenca de Maracaibo. La Figura V.4 muestra la configuración estructural de la Cuenca Barinas – Apure.

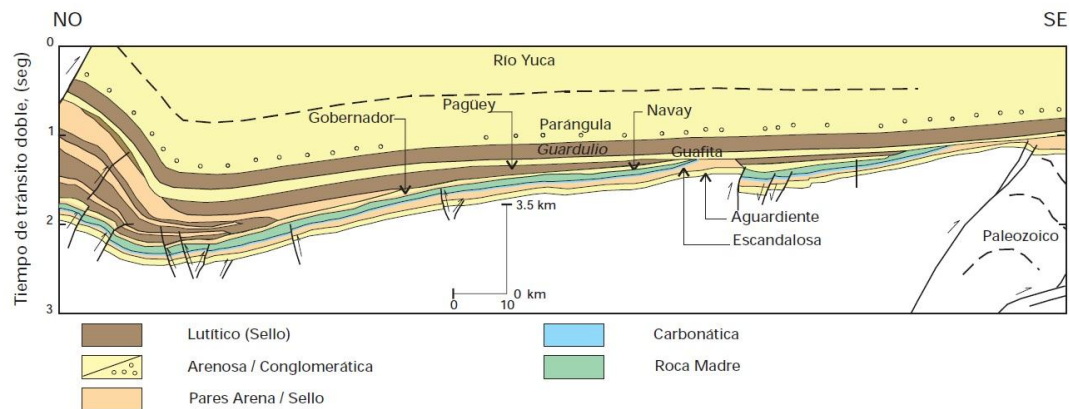


Figura V.4 Sección NO-SE de la Cuenca de Barinas – Apure^[37]

b) Estratigrafía regional:

Para evaluar la estratigrafía de la Cuenca Barinas - Apure, en la presente investigación se tomó como caso tipo, la información proveniente del campo Maporal, mostrando la siguiente configuración:

- **Basamento Metamórfico:** El basamento Pre – cretácico de la Cuenca Barinas – Apure, está conformado por rocas ígneas y metamórficas, comparables con los tipos expuestos en las regiones montañosas circunvecinas de Los Andes y El Baúl.
- **Formación Aguardiente:** Compuesta por areniscas calcáreas duras, de color gris a verde claro, de grano variable y estratificación cruzada, localmente glauconíticas, con intercalaciones de lutitas micáceas y carbonáceas y algunos lechos de caliza en la parte inferior.
- **Formación Escandalosa:** Es de edad Cenomaniense-Turonense, fue introducido por Renz (1959) la cual se encuentra separada del miembro La Morita (Formación Navay) por una superficie erosiva y suprayace a la Formación Aguardiente, está constituida por areniscas calizas y lutitas.

- **Formación Navay:** En la localidad tipo está compuesta de lutitas silíceas, friables a no friables, blandas, duras, quebradizas, amarillo claro a crema y blanco; lutitas muy porosas, pardo claro a gris claro, y unas ftanitas no porosas, lenticulares, pardo claro, y lutitas calcáreas, carbonáticas, gris a gris oscuro.

- **Formación Burgüita:** Está compuesta principalmente por areniscas micáceas, limolíticas, parcialmente glauconíticas y frecuentemente calcárea, friable, de grano fino y color gris claro, con fragmentos ftaníticos e intercalaciones de lutitas gris oscuros y arcillas de color gris claro.

- **Formación Gobernador:** La Formación Gobernador, nombrada por originalmente por Pierce (1960) se encuentra directamente sobre la discordancia. Esta Formación consiste en arenas cuarzosas con estratificación cruzada, conglomerados y lutitas carbonosas, en capas de espesor variable.

- **Formación Masparrito:** Litológicamente la Formación Masparrito está constituida por calizas arrecifales como indicación de un ambiente de sedimentación en una plataforma costera y somera. En el subsuelo, a veces sólo la caliza ha sido reconocida pero lutitas calcáreas, arenas y conglomerados, pueden estar presentes en cantidades variables.

- **Formación Paguey:** Se distingue, tanto en el subsuelo como en la superficie, por la característica predominancia de lutitas marinas grises a negras, duras, astillosas, bien laminadas, muy foraminíferas y con niveles comunes de nódulos sideríticos e, incluso, ftaníticas. El ambiente de depositación es marino profundo.

- **Formación Parángula:** En la superficie, predominan los conglomerados lenticulares de grano grueso, de color gris a verdoso y pardo claro a blanco; areniscas de grano fino en capas masivas con estratificación cruzada,

localmente glauconíticas; limonitas y lodolitas abigarradas a tonos rojos, morados, pardo rojizo y pardo claro. En el subsuelo, la litología es similar, pero con la ausencia de los conglomerados. En general, predominan los colores amarillos, rojizos y pardos, característicos del ambiente oxidante, en contraste con los colores predominantemente gris verdosos de la Formación Río Yuca.

- **Formación Río Yuca:** Consiste en conglomerados de grano grueso (25%), en lechos macizos; areniscas macizas, con estratificación cruzada, de grano medio a grueso, localmente caoliníticas, blandas a duras, micáceas, arcillosas, de color típico verde grisáceo, rasgo éste que la distingue de la Formación Parángula.

c) Perfiles eléctricos:

Para esta sección se realizó el estudio de la Formación Paguey ya que está constituida por lutitas que pueden servir de sello para la aplicación de la tecnología ISD, para ello se tomó un perfil eléctrico tipo de un pozo en la Cuenca Barinas – Apure donde se resaltan las características de esta formación. La Figura V.5 muestra un perfil eléctrico tipo de un pozo de la Cuenca Barinas – Apure.

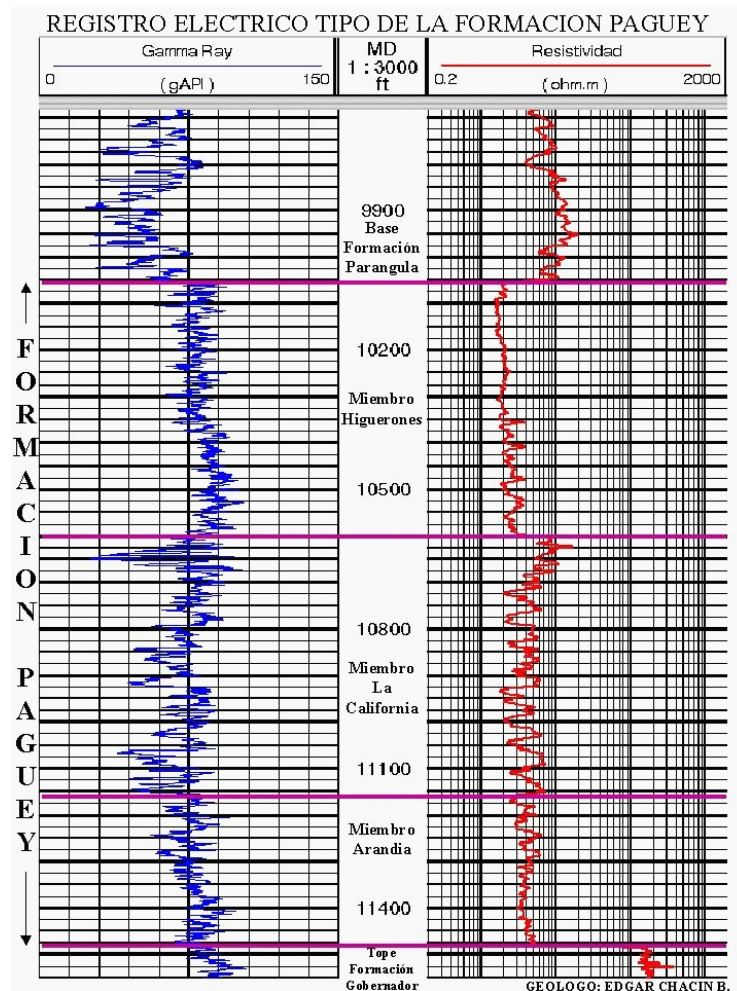


Figura V.5 Perfil eléctrico tipo de la Cuenca Barinas – Apure ^[40]

d) Determinación de la zona adecuada para la aplicación de ISD

Basado en la información estructural, estratigráfica y el perfil eléctrico tipo de la Cuenca Barinas – Apure que se muestra en la Figura V.5 se evidencia que la zona más adecuada para aplicar la tecnología ISD está comprendida por la Formación Paguey ya que se compone de lutitas que pueden servir de sello, su amplia extensión geográfica y espesores que pueden alcanzar los 1.500 pies aunado a que se encuentra a más de 9.900 pies de profundidad, constituye una garantía para minimizar los riesgos de contaminación ambiental por migración a superficie o invasión a los acuíferos de

aprovechables. Comparando esta formación con las estudiadas en el capítulo IV, se establece una notable diferencia en cuanto a las profundidades existentes, siendo la formación Paguey un 80% más profunda y con más % de rocas sellos contenedoras de suspensión.

OBJETIVO ESPECIFICO 6: Proponer las condiciones para el uso de la tecnología ISD en pozos de disposición.

Luego de un análisis comparativo, donde se tomaron en cuenta diversos factores económicos, geológicos, legales y de ambiente, se establecieron los parámetros mínimos necesarios para el uso de la ISD en la cuenca Barinas - Apure y en la Faja petrolífera del Orinoco, dichos aspectos se detallan a continuación:

Evaluación de Estratigrafía/Sedimentología:

Roca Receptora:

Es la unidad litológica del subsuelo empleada para el confinamiento de la suspensión de desechos. Si sus propiedades petrofísicas permiten el flujo de fluidos, la suspensión se desplazará a través de ella; eventualmente sus poros se pueden obstruir, requiriendo fracturamiento hidráulico como método secundario de disposición. Si la roca es impermeable, necesariamente requerirá fracturamiento hidráulico como método primario de disposición. Las características de esta roca deben ser las siguientes:

- Espesor > 10 m
- Extensión lateral > 1 km²
- Profundidad del tope > 500 m
- Distancia a la base del acuífero aprovechable inferior > 200 m

La tecnología ISD puede ejecutarse en arenas o areniscas no consolidadas, bajo una modalidad inicial de inyección matricial, con las siguientes características:

- Permeabilidad: $300 \text{ mD} < K < 2 \text{ D}$
- Porosidad: $15\% < \varphi < 25\%$

En arcillitas, lutitas, lodolitas o arenas de poca porosidad, se requiere fracturamiento hidráulico y se debe estudiar la expansión, compresibilidad y resistencia de la roca.

Zona Confinante:

Es una sucesión sedimentaria, preferiblemente arcillosa o con alternancia vertical de facies, contrastes de permeabilidad y espesor mínimo de 200 m que debe garantizar la contención de la suspensión o de los efluentes por medio de estratos de arenisca y lutita, que filtren o confinen la fase fluida antes que alcance la base del acuífero aprovechable inferior.

El espesor de la capa suprayacente e infrayacente debe ser mayor a 6 m con la finalidad de impedir el flujo de fluidos contaminantes, filtrar o retener contaminantes, y detener, si es necesario, la propagación descontrolada de la fractura.

Evaluación de la Geología Estructural

Este estudio se basa en la determinación del potencial de la configuración estratigráfica para la aplicación de ISD definiendo posibles combinaciones exitosas de rocas receptoras y rocas confinantes, si las hubiere, en el cual se debe estimar:

- Ausencia de fallas con actividad reciente.
- Evaluación de la sismicidad.
- Ausencia de plegamientos complejos.
- Buzamiento suave (menor a 10°)*

* En estructuras confinantes, como fosas tectónicas el buzamiento puede ser mayor a 10° .

Evaluación de la Hidrogeología

Se debe realizar una caracterización hidrogeológica completa que incluya la calidad del agua subterránea, donde se identifiquen acuíferos aprovechables y no aprovechables, curvas piezométricas, gradiente hidráulico y direcciones de flujo, niveles estáticos y dinámicos, uso de los acuíferos aprovechables y disponibilidad de otras fuentes de agua potable, si existieran. Se deben desarrollar simulaciones de flujo subterráneo para establecer la hidrodinámica interna y la propagación de la fase fluida de la suspensión o los efluentes inyectados, de esta forma establecer las siguientes propiedades de la zona de inyección:

- Ausencia de fallas, sistemas de diaclasas o fracturas que permitan el flujo.
- Flujo subterráneo $< 2,6 \times 10^{-6}$ m/s.
- Ausencia de comunicación hidráulica con acuíferos o yacimientos.

La figura V.6 muestra un ejemplo de la configuración estratigráfica recomendada para la aplicación de la tecnología ISD.

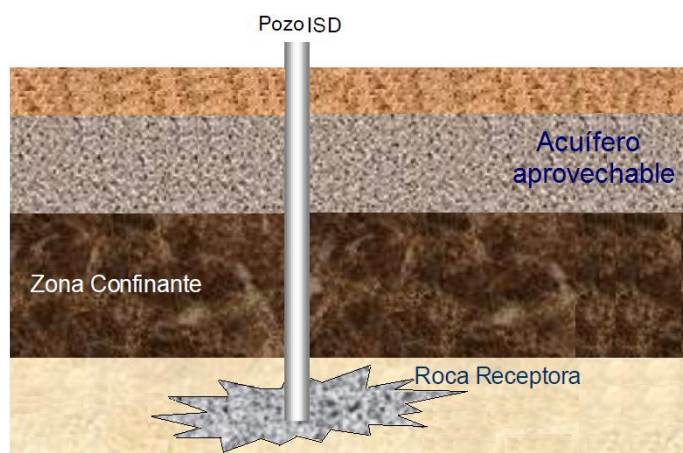


Figura V.6 Configuración estratigráfica adecuada ^[24]

Propiedades de la suspensión a inyectar

Para garantizar la factibilidad del proceso de inyección la suspensión debe cumplir con las siguientes características que se describen en la tabla V.1.

Tabla V.1 Propiedades de la suspensión

| Parámetro | Valor de Referencia |
|-------------------------------|---------------------|
| Contenido de Sólidos (%) | 10 – 25 |
| Densidad (g/cm ³) | 1,00 – 1,60 |
| Viscosidad s/0,25gal | 50 – 90 |
| Granulometría μm | 300 |

La suspensión a inyectar debe diseñarse bajo la normativa vigente, la cual, según el Decreto N° 883 artículo 17 y el Decreto N° 2.635 artículos 48 y 52, establece que los residuos y desechos que pueden ser inyectados son los siguientes:

- Aceites minerales persistentes
- Aguas aceitosas (con hidrocarburos)
- Aguas con alto contenido de fenoles
- Aguas de enfriamiento
- Aguas servidas de operaciones costa afuera/Lago
- Fluidos de perforación agotados
- Fluidos de perforación fuera de especificación no recuperables
- Hidrocarburos derivados del petróleo de lenta descomposición
- Lodos biológicos contaminados con metales
- Lodos petrolizados
- Lodos salinos
- Residuos resultantes de la incineración o tratamiento térmico de suelos contaminados con hidrocarburos
- Ripios impregnados con fluidos de base aceitosa

- Rípios impregnados con fluidos de base acuosa
- Rípios impregnados con fluidos de base sintética
- Rípios impregnados con salmueras de rehabilitación
- Salmueras
- Suelos contaminados con hidrocarburos.

Los residuos y desechos cuya inyección debe ser evaluada y aprobada desde el punto de vista ambiental, administrativo u operacional se muestran en la tabla V.2

Tabla V.2 Residuos y desechos que deben ser evaluados para el uso de la ISD

| Desechos | Criterio a evaluar |
|---|-------------------------------|
| Aceites e hidrocarburos degradables | Reúso |
| Aceites fuera de especificación | Reciclaje/Reúso |
| Aceites gastados | Reciclaje/Reúso |
| Aguas frías (H ₂ S) | Higiene ocupacional/Corrosión |
| Arenas de producción | Abrasión |
| Fondos de tanques | Composición |
| Materias radioactivos de origen natural | Higiene ocupacional |

Modalidad de inyección

Se recomienda la modalidad de Inyección directa en pozo exclusivo, en esta modalidad, el pozo se completa para que la suspensión ingrese por la tubería principal. El uso de esta modalidad permite establecer con más precisión zonas receptoras y de mayor capacidad a diferencia que cuando se utiliza la ISD en pozos inoperativos, o mediante inyección anular donde generalmente no existen condiciones idónea de almacenaje y de aplicabilidad de esta tecnología. La variable económica posee un peso importante, se debe garantizar que, la inversión representada por el pozo exclusivo, se cubra sobre la base de los ahorros brindados en función del volumen de desechos

a disponer. Se deben efectuar análisis costo/beneficio, sin embargo, en situaciones de alto riesgo socioambiental, la garantía de protección del ambiente debe tener prioridad.

Sistema Integral para la aplicación de ISD

Se debe diseñar un sistema integral para las operaciones de ISD, constituido por 4 elementos medulares: el subsistema de recolección y transporte, la infraestructura de procesamiento, los equipos de inyección y el pozo ISD. La mayoría de sus componentes unitarios son equipos conocidos en operaciones convencionales de Exploración y Producción; sin embargo, su selección debe hacerse partiendo de una revisión que incluya aquellos que se fabrican con especificaciones para ISD.

– Subsistema de recolección y transporte

Incluye la red de tuberías, tanques de fluidos, contenedores de ripios o desechos sólidos, cisternas o camiones de vacío, barriles, tornillos, equipos de trasvase, etc.; por medio de los cuales se recolectan los desechos desde la localización de perforación, fosa o instalación operacional hacia la infraestructura de procesamiento. Cuando es posible, se aprovecha la gravedad para su movimiento, sin embargo, normalmente se requiere bombeo.

– Infraestructura de procesamiento

El procesamiento de los desechos se efectúa en dos corrientes: los desechos sólidos, como ripios y arenas de producción, que deben tamizarse y separarse en finos y gruesos; éstos últimos, pasan al equipo de trituración hasta alcanzar el diámetro que se calcule en función de la garganta de poro. Finalmente, se incorporan al tanque de mezcla, donde se unen con los fluidos.

– Equipos de inyección

Se constituyen básicamente por las bombas de inyección y las tuberías de conducción hacia el pozo inyector. Estos equipos deben tener resistencia a la abrasión por la fase sólida y a la corrosión por la mezcla fluida. Su selección debe tomar en cuenta los diámetros, la tasa y las presiones de inyección, que se calculan en el modelo geomecánico en función de la resistencia horizontal mínima de la roca receptora, equivalente a la máxima presión de inyección.

– Pozo Inyección Subterránea de Desechos

Es el núcleo del sistema integral y debe diseñarse, rehabilitarse o completarse en función de maximizar su vida útil, ya que la duración de un proyecto Inyección Subterránea de Desechos depende, casi exclusivamente, del pozo; que se constituye por el cabezal y los revestidores. En el diseño del pozo Inyección Subterránea de Desechos se debe garantizar que los revestidores superiores sean cementados hasta la superficie, a lo largo del intervalo de acuíferos aprovechables. La figura V.7 muestra un esquema del sistema integral ISD.

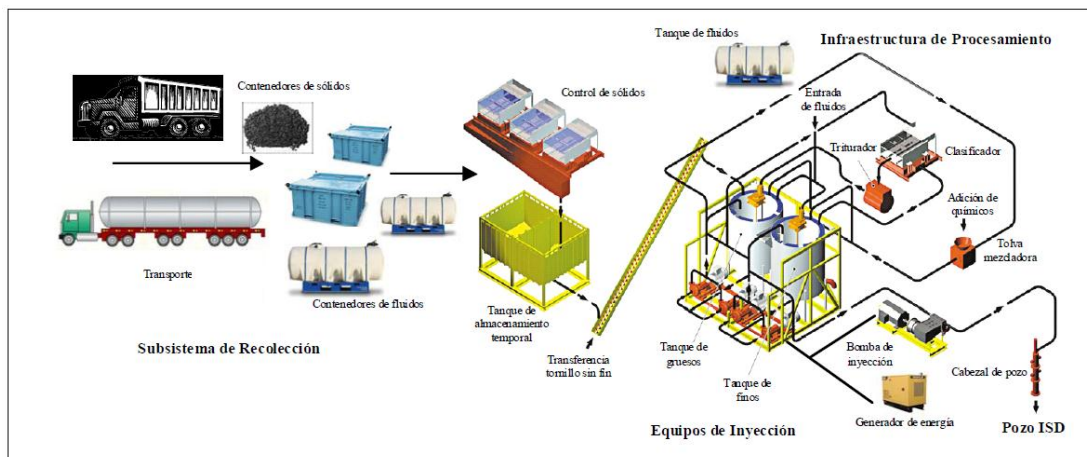


Figura V.7 Sistema integral para la aplicación de ISD [24]

Geometría y orientación de la fractura

Cuando la modalidad de inyección es con fractura, se debe presentar un modelo de la geometría de la fractura que señale longitud radial, altura y espesor. Como referencia se presenta la figura V.8, que sólo muestra la mitad de la fractura. El espesor se puede representar con una escala de colores que va desde el mayor espesor en el punto de inyección hacia el espesor nulo en los bordes.

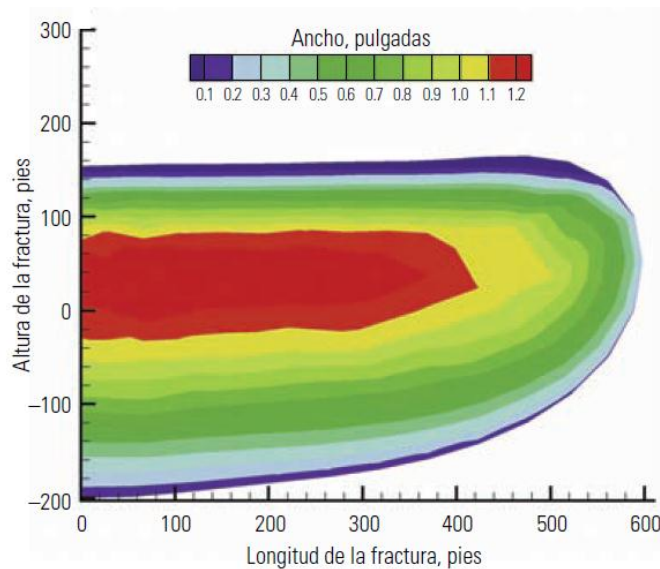


Figura V.8 Geometría de la Fractura ^[4]

Prueba de Bombeo y Calibración del Modelo Geomecánico

Estas pruebas se deben realizar mediante la inyección, a tasa constante, de un volumen calculado de agua acondicionada como fluido fracturante reológicamente aproximada a la suspensión.

Los resultados de esta prueba se utilizan para verificar o calcular las presiones de operación, el gradiente de fractura, el gradiente de presión de poros y el coeficiente de pérdida de fluidos con el fin de calibrar los modelos, realizar el diseño reológico de la suspensión, generar reportes y garantizar la

protección a los acuíferos aprovechables y yacimientos de hidrocarburos por medio de la integridad mecánica del sistema integral para la aplicación de ISD.

El pozo debe permanecer cerrado durante suficiente tiempo antes de la prueba, de modo tal que la presión de fondo se aproxime a la presión natural de la roca. Si bajo estas condiciones existiera flujo ascendente, se debe equipar el cabezal del pozo con un medidor de presión para registrar la presión estática en superficie.

Se establece una serie de ciclos de inyección de igual duración, pero con tasas de inyección sucesivamente más altas. La duración de los ciclos está asociada a la permeabilidad de la roca: 60 min, si $K = 5$ mD y 30 min si $K > 5$ mD. Se debe determinar la tasa máxima de inyección y, partiendo de su valor, las tasas para cada ciclo deben corresponder a un porcentaje de esa tasa máxima (5%, 10%, 20%, 40%, 60%, 80% y 100%). La figura V.9 muestra una gráfica de un ciclo de una prueba de inyección

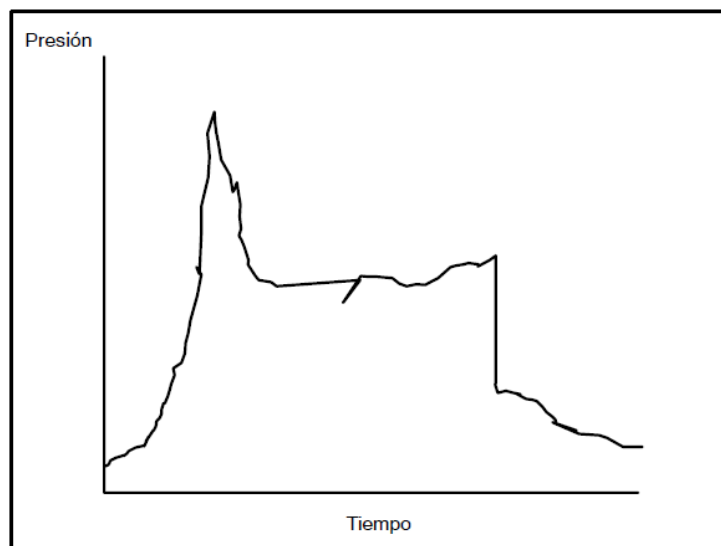


Figura V.9 Prueba de inyección ^[24]

De igual forma se recomienda ciclos de bombeo con intervalos de 12 hrs para la recuperación de las presiones de formación y evitar que existan

facturas distintas a la que se quiere obtener, esto basado en el análisis del primer caso del capítulo III.

Factor económico

Otros de los factores determinantes para el uso de la ISD, es el estudio de costos, a pesar de ser uno de los métodos para el manejo de desechos que requiere mayor uso de tecnología, resulta ser uno de los de más bajo costo, debido al volumen que se puede manejar y su utilización *in-situ*, en muchos casos puede existir una operación simultánea de perforación y en el mismo pozo hacerse la inyección. Las variables que deben ser tomadas en cuenta para realizar el estudio económico se describen a continuación:

- Inversiones asociadas.
- Costos de construcción o adecuación.
- Costos de operación.
- Costos asociados al análisis de riesgos y la aplicación de medidas preventivas, mitigantes y correctivas.
- Estimaciones para pólizas contra daños al ambiente.
- Monto total de inversión.

La tabla V.3 muestra una comparativa, entre tecnologías comúnmente usadas y la ISD.

Tabla V.3 Comparación entre tecnologías comúnmente usadas y la ISD.

| Factor de comparación | Interbios | Tratamiento térmico | ISD | Biorremediación Esparcimiento |
|------------------------------|------------------|----------------------------|------------|--------------------------------------|
| Impacto ambiental | Bajo | Alto | Bajo | Medio |
| Costo \$/bbl | 10 | 13 | 5 | 80 |
| Riesgos / Seguridad | Alto | Alto | Bajo | Medio |
| Uso de Tecnología | Baja | Medio | Alto | Medio |

Impacto socio ambiental

Se debe tener en cuenta cómo afectan las operaciones de ISD a la sociedad en conjunto con el ambiente, para ello, se deben determinar las siguientes características:

- Descripción socioambiental del área de influencia, variables socioeconómicas con información local levantada en campo y no tomada de registros estadísticos regionales previos.
- Análisis de vulnerabilidad y estrategia de protección de acuíferos aprovechables. La vulnerabilidad tanto desde la superficie, zona vadosa y agua freática, como desde el área de afectación potencial.
- Lista de materiales, sustancias, residuos o desechos a inyectar caracterizados cualitativa y cuantitativamente, indicando su procedencia.
- Potenciales afectaciones a la salud de los trabajadores y las trabajadoras, y medidas preventivas en el campo de Higiene Ocupacional.
- Plan de seguimiento y supervisión ambiental.
- Caracterización inicial de los cuerpos de agua asociados, tanto acuíferos y caudales superficiales de agua dulce como cuerpos lacustres o marinos de aguas salobres.

CONCLUSIONES

1. En Venezuela es factible y recomendable el uso de la tecnología ISD, ya que la estructura geológica de las zonas de explotación se adecua perfectamente a los requerimientos mínimos de implementación planteados en este trabajo especial de grado, la existencia de formaciones con arenas y lutitas intercaladas proporcionan zonas de disposición y sello que garantizan o reducen en su totalidad el daño ambiental, protegiendo los cuerpos de agua cercanos, evitando la creación de fosas de superficies y el traslado a zonas lejanas de los desechos para su tratamiento.
2. El correcto uso de la tecnología ISD es hoy en día la mejor opción para la disposición final de desechos de perforación y otros materiales, los costos operativos de la implementación son reducidos, al igual que el espacio necesario de instalación. Los equipos usados hoy en día ocupan 1/3 de lo que ocupan fosas de disposición y piscinas de desechos.
3. Un estudio de factibilidad es vital en un programa de implementación de ISD, debido a que este garantiza la identificación de zonas prospectivas de inyección, se reconocen riesgos potenciales, se eligen los equipos correctos según cada caso, se proyectan mediante simulaciones los diferentes comportamientos de la inyección y se estima a futuro la cantidad de desechos y suspensión que puede admitir la zona objetivo.
4. En cuanto a las reglamentaciones ambientales, en nuestro país no hay un basamento legal claro y específico sobre la aplicación de la ISD, lo que perjudica su posible utilización y por ende la disminución del pasivo ambiental que existe en la actualidad. En este contexto resulta indispensable

la modificación de lo establecido en el artículo 17 del decreto N° 883 (Normas para la clasificación y el control de la calidad de los cuerpos de agua y vertidos o efluentes líquidos), así como lo expuesto en los artículos 48 y 52 del decreto N° 2.635 (Normas para el control de la recuperación de materiales peligrosos y el manejo de los desechos peligrosos), debido que esta disposición obliga a inyectar en formaciones que no contengan hidrocarburos y que cumplan con especificaciones geológicas y petrofísicas establecidas en el decreto N° 883, situación que podría crear confusión a las compañías operadoras.

5. No importa el tipo de desecho, puede ser de perforación, aguas negras o algún fluido contaminado, en el equipo de conversión de suspensión se realiza el tratamiento adecuado con químicos para ser inyectado.

6. La formación Freites en la Faja Petrolífera del Orinoco y la formación Paguey en la cuenca Barinas – Apure, son potencialmente atractivas, ya que en dichas zonas de explotación la cantidad de desechos producidos hacen viable el uso de la ISD, su columna estratigráfica proporciona zonas con grandes espesores de almacenamiento y rocas sellos.

7. La selección de la zona de inyección siempre estará sujeta a variables económicas y ambientales.

8. El uso de la ISD entre todas las tecnologías usadas para el manejo de desechos petroleros, es la más segura, pero como toda tecnología, puede tener algún tipo de riesgo u error en su aplicación, por lo que pueden existir daños ambientales o accidentes humanos.

RECOMENDACIONES

1. Evaluar la factibilidad de aplicación de ISD en pozos abandonados en la Faja Petrolífera del Orinoco y en la Cuenca Barinas – Apure, en los cuales se identifiquen la formación Freites y Paguey respectivamente.
2. Realizar estudios para la perforación de pozos nuevos exclusivos destinados a la aplicación de ISD, donde se tomen en cuenta los volúmenes de desechos provenientes de pozos adyacentes, que se encuentren dispuestos en superficie.
3. Determinar mediante correlaciones de pozos, los puntos de inyección de la suspensión, que cumplan con los requerimientos mínimos de profundidad respecto a los acuíferos y la presencia de zonas confinantes por encima de la roca receptora.
4. Identificar la disponibilidad de equipos necesarios en la implementación de la tecnología ISD para realizar las operaciones reduciendo costos, con el menor impacto ambiental y garantizar la seguridad del personal que labora en estos procesos.
5. Realizar pruebas de inyektividad en las formaciones Freites y Paguey para determinar la distribución de presiones y establecer la configuración de los equipos en superficie adecuados para realizar de forma segura las operaciones de ISD.
6. Realizar una toma de núcleos en las formaciones Freites y Paguey para determinar las características Geomecánicas de las mismas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Cristina Ballesteros y Daniel Tapia (2009). Evaluación de diferentes sistemas para el tratamiento de residuos de perforación en el campo Tarapoa operado por la empresa Andes Petroleum S.A. Escuela Superior Politécnica del Litoral, Ecuador, 187p.
- [2] MI Drilling de Venezuela C.A. (2001). Drilling Fluids Engineering Manual. Venezuela.
- [3] IMCO SERVICES, (1981). Tecnología Aplicada de Lodos. Séptima edición. Halliburton Company, Houston, Texas, USA, 112 p.
- [4] Introducción a los Fluidos de perforación (2004). Programa de Entrenamiento Acelerado para Supervisores. Schlumberger Oilfield Services Company, Caracas, Venezuela, 96p.
- [5] Millán Q. Leandro R. y Rivero D. José A. (2005) Determinación de una correlación para el estudio de las pérdidas de presión durante la perforación de pozos verticales al utilizar lodos base aceite. Tesis de Pregrado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- [6] Díaz Pedro y Méndez (2007). Fundamentos Teórico prácticos de perforación y construcción de pozos. Tomo II, Tesis de Pregrado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- [7] Alfaro Laura (2009). Diseño de un centro de tratamiento y disposición de desechos producidos por la actividad de perforación petrolera en las regiones de Tomoporo y Tiajuana. Tesis de Pregrado. Universidad Rafael Urdaneta. Maracaibo.

[8] [Página web en línea]. Disponible: www.fann.com/products/default.aspx. [Consulta: 2013, Abril 10].

[9] [Página web en línea]. Disponible: www.foxoildrilling.com/drilling-photos.html. [Consulta: 2013, Abril 15].

[10] [Página web en línea]. Disponible: <http://www.gnequipment.es/1-2-shale-shaker.html>. [Consulta: 2013, Abril 26].

[11] M-I SWACO (2001). Drilling Fluids Engineering Manual. Versión 2.0 Houston, Texas, USA.

[12] Baker Hughes Intek (1998). Fluidos, Manual de ingeniería. Houston, Texas. USA. 120p.

[13] Bravo, Elizabeth (2007). Los impactos de la explotación petrolera en ecosistemas tropicales y la biodiversidad. Obtenida el 12 de Abril de 2013, de <http://www.inredh.org>.

[14] [Página web en línea]. Disponible: www.ambiente-ecologico.com/revist30/contpe30.htm [Consulta: 2013, Marzo 16].

[15] PDVSA Intevep (2004). Mesa técnica Materiales para tratamiento de rípios de Perforación. 1er Foro de Cooperación Técnica para la Síntesis de Materias Primas empleadas en la obtención de los Productos Tecnológicos de PDVSA Intevep en Construcción y Mantenimiento de Pozos. Los Teques. Venezuela. 9p.

[16] Ford, John. (2003). An introduction to slurry Injection Technology for disposal of drilling wastes. 20p.

- [17] Pierce, D y otros (2010). Cuttings Injection and Monitoring Operations: Cashiriari Gas Field, Peru III. SPE 139215 SPE Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference, Lima, Peru,
- [18] Daboin Pratt, y Vera, Francisco, (2006). M-I SWACO, Proyecto de reinyección de recortes y fluidos ayuda a cumplir el objetivo de cero descargas en la Bahía de Campeche, México.
- [19] Parada R., Mariely S. (2010). Metodología para la inspección y control de los procesos de manejo e inyección subterránea de desechos (ISD) generados por la actividad petrolera nacional. Tesis de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas. 152p.
- [20] M-I SWACO (2003). Cuttings Re-Injection. Site-specific processes to meet the challenges, issues or limitations of any waste-disposal injection site. Houston, Texas, USA. 8p.
- [21] Ronderos, Julio M-I SWACO. (2007). Waste Injection Completed in Argentina under Challenging Operating Conditions and Onset of Rainy Season. Houston, Texas, USA. 3p.
- [22] Lizarazo S, Julian A. y Leal B. Christian H. (2011). Estudio para la implementación de reinyección de cortes durante la perforación de pozos. Tesis de Pregrado. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. 217p.
- [23] Geehan, T y otros (2007). Tecnología de avanzada en el manejo de residuos de perforación.
- [24] PDVSA (2011). Manual de ambiente, Inyección subterránea de desechos de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos. Caracas. Venezuela. 90p.

[25] X. Zhang and R.G. Jeffrey, (2007), Effects of Frictional Geological Discontinuities on Hydraulic Fracture Propagation.

[26] [Página web en línea]. Disponible: <http://www.fekete.com/> [Consulta: 2013, Marzo 29].

[27] Contreras P, Oscar M. y Alexandre W, Rodríguez C. (2008). Desarrollo de la metodología para estimar el gradiente de fractura de la formación K1 de un campo de la Superintendencia de Operaciones APIAY. Tesis de Pregrado. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. 269p.

[28] Muñoz C, Steven y Carrillo M, Beatriz H. (2012). Selección del material propagante en procesos de fracturamiento hidráulico en un pozo petrolero. Tesis de Pregrado. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. 204p.

[29] EPA (2004). Evaluation of Impacts to Underground Sources of Drinking Water by Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Reservoirs. Estados Unidos Apéndice A 23p.

[30] [Página web en línea]. Disponible: <http://www.fekete.com/SAN/TheoryAndEquations/WellTestTheoryEquations/Minifrac.html> [Consulta: 2013, Mayo 17].

[31] [Página web en línea]. Disponible: http://petrowiki.org/Fracture_mechanics [Consulta: 2013, Mayo 17].

[32] J. G. OSORIO, Curso De Geomecánica De Yacimientos. 2003.

[33] X. CHEN, C.P. TAN and C.M HABERFIELD, Wellbore stability analysis guidelines for practical well design, SPE 36972.

- [34] A.H. AKBAR ALI, T. BROWN, Watching rocks change- mechanical earth modelling. Oilfield Review. Summer 2003.
- [35] A.C. Reed y otros (2002), Safe Disposal of One Million Barrels of NORM in Louisiana Through Slurry Fracture Injection. SPE Drilling & Completion.
- [36] Mansoor Zoveidavianpoor, Ariffin Samsuri y Seyed Reza Shadizadeh (2012). Overview of Environmental Management by Drill Cutting Re-Injection through Hydraulic Fracturing in Upstream Oil and Gas Industry, 22p.
- [37] Schlumberger Well Evaluation Conference WEC. (1997). Caracas. Venezuela
- [38] García A., Roberto A. (2013). Caracterización de las Areniscas con base a tipos de roca integrando rasgos sedimentológicos y petrofísicos, en un sector de los bloques Petrocarabobo y Carabobo 1, en la Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela. Tesis de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas. 135p.
- [39] Gebus C., Bernardo. (2010). Caracterización de un Yacimiento Carbonático usando inversión acústica y Técnicas Multi-Atributos. Tesis de Grado. Universidad Simón Bolívar. Sartenejas. 85p.
- [40] PDVSA, INTEVEP. Léxico Estratigráfico de Venezuela (1999). CIEN – Comité Interfiliales de Estratigrafía y Nomenclatura. 1999. Léxico estratigráfico electrónico de Venezuela. Disponible en www.pdvsa.com/lexico.
- [41] [Página web en línea]. Disponible: <http://www.avn.info.ve> [Consulta: 2013, Septiembre 20]

BIBLIOGRAFÍA

A.C. Reed y otros (2002), Safe Disposal of One Million Barrels of NORM in Louisiana Through Slurry Fracture Injection. SPE Drilling & Completion.

A.H. AKBAR ALI, T. BROWN, Watching rocks change- mechanical earth modelling. Oilfield Review. Summer 2003.

Alfaro Laura (2009). Diseño de un centro de tratamiento y disposición de desechos producidos por la actividad de perforación petrolera en las regiones de Tomoporo y Tiajuana. Tesis de Pregrado. Universidad Rafael Urdaneta. Maracaibo.

Baker Hughes Intek (1998). Fluidos, Manual de ingeniería. Houston, Texas. USA. 120p.

Bravo, Elizabeth (2007). Los impactos de la explotación petrolera en ecosistemas tropicales y la biodiversidad. Obtenida el 12 de Abril de 2013, de <http://www.inredh.org>.

Contreras P, Oscar M. y Alexandre W, Rodríguez C. (2008). Desarrollo de la metodología para estimar el gradiente de fractura de la formación K1 de un campo de la Superintendencia de Operaciones APIAY. Tesis de Pregrado. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. 269p.

Cristina Ballesteros y Daniel Tapia (2009). Evaluación de diferentes sistemas para el tratamiento de residuos de perforación en el campo Tarapoa operado por la empresa Andes Petroleum S.A. Escuela Superior Politecnica del Litoral, Ecuador, 187p.

Daboin Pratt, y Vera, Francisco, (2006). M-I SWACO, Proyecto de re-inyección de recortes y fluidos ayuda a cumplir el objetivo de cero descargas en la Bahía de Campeche, México.

Diaz Pedro y Mendez (2007). Fundamentos Teórico prácticos de perforación y construcción de pozos. Tomo II, Tesis de Pregrado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

EPA (2004). Evaluation of Impacts to Underground Sources of Drinking Water by Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Reservoirs. Estados Unidos Apéndice A 23p.

Ford, John. (2003). An introduction to slurry Injection Technology for disposal of drilling wastes. 20p.

García A., Roberto A. (2013). Caracterización de las Areniscas con base a tipos de roca integrando rasgos sedimentológicos y petrofísicos, en un sector de los bloques Petrocarabobo y Carabobo 1, en la Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela. Tesis de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas. 135p

Geehan, T y otros (2007). Tecnología de avanzada en el manejo de residuos de perforación.

Gebus C., Bernardo. (2010). Caracterización de un Yacimiento Carbonático usando inversión acústica y Técnicas Multi-Atributos. Tesis de Grado. Universidad Simón Bolívar. Sartenejas. 85p.

IMCO SERVICES, (1981). Tecnología Aplicada de Lodos. Séptima edición. Halliburton Company, Houston, Texas, USA, 112 p.

Introducción a los Fluidos de perforación (2004). Programa de Entrenamiento Acelerado para Supervisores. Schlumberger Oilfield Services Company, Caracas, Venezuela, 96p.

J. G. OSORIO, Curso De Geomecánica De Yacimientos. 2003.

Ley de Reforma Parcial del Decreto N°1510 con fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos. (s.f.) Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela, 38.443, Agosto 04, 2006.

Ley Orgánica del Ambiente (s.f.) Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela, 5.833, Diciembre 22, 2006.

Ley Penal del Ambiente (s.f.) Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela, 4.358, (Extraordinario), Enero 03, 1992.

Ley sobre sustancias Materiales y Desechos Peligrosos (s.f.) Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela, 5.554, (Extraordinario), Noviembre 13, 2001.

Lizarazo S, Julian A. y Leal B. Christian H. (2011). Estudio para la implementación de reinyección de cortes durante la perforación de pozos. Tesis de Pregrado. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. 217p.

Mansoor Zoveidavianpoor, Ariffin Samsuri y Seyed Reza Shadizadeh (2012). Overview of Environmental Management by Drill Cutting Re-Injection through Hydraulic Fracturing in Upstream Oil and Gas Industry, 22p.

MI Drilling de Venezuela C.A. (2001). Drilling Fluids Engineering Manual. Venezuela.

Millán Q. Leandro R. y Rivero D. José A. (2005) Determinación de una correlación para el estudio de las pérdidas de presión durante la perforación de pozos verticales al utilizar lodos base aceite. Tesis de Pregrado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

M-I SWACO (2001). Drilling Fluids Engineering Manual. Versión 2.0 Houston, Texas, USA.

M-I SWACO (2003). Cuttings Re-Injection. Site-specific processes to meet the challenges, issues or limitations of any waste-disposal injection site. Houston, Texas, USA. 8p.

Muñoz C, Steven y Carrillo M, Beatriz H. (2012). Selección del material propagante en procesos de fracturamiento hidráulico en un pozo petrolero. Tesis de Pregrado. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. 204p.

Parada R., Mariely S. (2010). Metodología para la inspección y control de los procesos de manejo e inyección subterránea de desechos (ISD) generados por la actividad petrolera nacional. Tesis de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas. 152p.

PDVSA (2011). Manual de ambiente, Inyección subterránea de desechos de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos. Caracas. Venezuela. 90p.

PDVSA Intevep (2004). Mesa técnica Materiales para tratamiento de ripios de Perforación. 1er Foro de Cooperación Técnica para la Síntesis de Materias Primas empleadas en la obtención de los Productos Tecnológicos de PDVSA Intevep en Construcción y Mantenimiento de Pozos. Los Teques. Venezuela. 9p.

PDVSA, Intevep. Léxico Estratigráfico de Venezuela (1999). CIEN – Comité Interfiliales de Estratigrafía y Nomenclatura. 1999. Léxico estratigráfico electrónico de Venezuela. Disponible en www.pdvsa.com/lexico.

Pierce, D y otros (2010). Cuttings Injection and Monitoring Operations: Cashiriari Gas Field, Peru III. SPE 139215 SPE Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference, Lima, Peru,

Ronderos, Julio M-I SWACO. (2007). Waste Injection Completed in Argentina under Challenging Operating Conditions and Onset of Rainy Season. Houston, Texas, USA. 3p.

Schlumberger Well Evaluation Conference WEC. (1997). Caracas. Venezuela

X. Zhang and R.G. Jeffrey, (2007), Effects of Frictional Geological Discontinuities on Hydraulic Fracture Propagation.

X. CHEN, C.P. TAN and C.M HABERFIELD, Wellbore stability analysis guidelines for practical well design, SPE 36972.