



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, _____ 4/02/2022 _____

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

_____ Iván Davdi Ninco Cortés _____, con C.C. No. _1075289039 _____,

_____ Juan Sebastian Salas _____, con C.C. No. _1082780750 _____,

_____, con C.C. No. _____,

_____, con C.C. No. _____,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o _____

titulado **RECOPIACIÓN BIBLIOGRÁFICA DE MÉTODOS DE MANEJO, TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN DE AGUAS DE RETORNO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN NO CONVENCIONALES APLICADOS EN EUROPA, ASIA Y ÁFRICA.** _____

presentado y aprobado en el año 2022 como requisito para optar al título de

_____ Ingeniero de petróleos _____;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.

Vigilada Mineducación



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que, de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE: Iván David Ninco

Firma: Iván David Ninco

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE: Juan Sebastián Salas

Firma: Juan Sebastián Salas M.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: RECOPIACIÓN BIBLIOGRÁFICA DE MÉTODOS DE MANEJO, TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN DE AGUAS DE RETORNO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN NO CONVENCIONALES APLICADOS EN EUROPA, ASIA Y ÁFRICA.

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Ninco Cortés	Iván David
Salas Mazorra	Juan Sebastián

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Vargas Castellanos	Constanza

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
----------------------------	--------------------------

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Petróleos

CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2022

NÚMERO DE PÁGINAS:113

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 3
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

Diagramas ___x___ Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general ___x___ Grabados ___
Láminas___ Litografías___ Mapas ___x___ Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___
Tablas o Cuadros ___x___

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento: No aplica

MATERIAL ANEXO: No aplica

PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria): No aplica

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Métodos Híbridos	Hybrid methods	6. Yacimientos no convencionales	Unconventional Reservoirs
2. ___Osmosis___	___Osmosis___	7. ___Gas de Esquisto___	___Shale Gas___
3. Tratamiento Aguas___	Water treatment	8. ___Asia___	___Asia___
4. ___Agua de retorno___	___Flowback___	9. ___Africa___	___Africa___
5. Fracturamiento Hidráulico	Hydraulic Fracturing	10. Europa___	___Europe___

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

El fracturamiento hidráulico ha sido una técnica de controversia a nivel nacional e internacional principalmente por los desafíos en el manejo, tratamiento y disposición, de los altos volúmenes de fluidos de retorno (flowback) que se generan. Por ello, en este documento es presentada una revisión bibliográfica acerca de los tipos de yacimientos e hidrocarburos no convencionales, las tecnologías aplicadas en su explotación y desarrollo, las experiencias, y los principales procedimientos que se han implementado para acondicionar y permitir el manejo o reutilización de dichos fluidos, en continentes como Europa, Asia y África. Cabe resaltar que, en muchos países de estas regiones, aún no hay actividades de fracturamiento hidráulico en reservorios no convencionales, a pesar de las grandes reservas existentes. En otros, solamente se han desarrollado proyectos de exploración sin mayor alcance o progreso a nivel de producción comercial.

De igual forma, en base a la recopilación realizada, fue efectuada una revisión de los principales casos de estudio identificados, resaltando las investigaciones que son consideradas de carácter exitoso o que ofrecieron los mejores resultados, con el objetivo de facilitar su estudio y aportar a la industria en general, además de brindar soluciones para establecer las mejores pautas, al momento de utilizar en altas cantidades, un recurso tan importante como lo es el agua. De acuerdo a lo anterior, este proyecto es uno de cuatro recopilaciones generalizadas que buscan identificar el uso, manejo, tratamiento y disposición, del reflujo proveniente de



operaciones de fracturamiento hidráulico, los cuales fueron sectorizados de la siguiente manera: proyecto 1: Colombia, proyecto 2: Asia, Europa y África, proyecto 3: Centro y Sudamérica, exceptuando Colombia, y proyecto 4: Norte América.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

Hydraulic fracturing has been a controversial technique at national and international level, mainly due to the challenges in the management, treatment and disposal of the high volumes of flowback fluids generated. Therefore, this document presents a bibliographic review about the types of unconventional hydrocarbon reservoirs and hydrocarbons, the technologies applied in their exploitation and development, the experiences and the main procedures that have been implemented to condition and allow the management or reuse of such fluids in continents such as Europe, Asia and Africa. It should be noted that in many countries of these regions, there are still no hydraulic fracturing activities in unconventional reservoirs, despite the large existing reserves. In others, only exploration projects have been developed without further scope or progress at the commercial production level.

Similarly, based on the compilation made, a review of the main case studies identified was carried out, highlighting the investigations that are considered successful or that offered the best results, with the objective of facilitating their study and contributing to the industry in general, in addition to providing solutions to establish the best guidelines when using such an important resource as water in high quantities. Accordingly, this project is one of four generalized compilations that seek to identify the use, handling, treatment and disposal of flowback from hydraulic fracturing operations, which were sectorized as follows: project 1: Colombia, project 2: Asia, Europe and Africa, project 3: Central and South America, except Colombia, and project 4: North America.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: Luz Marina Botero

Firma:

Nombre Jurado: Luis Humberto Orduz

Firma:

**RECOPIACIÓN BIBLIOGRÁFICA DE MÉTODOS DE MANEJO, TRATAMIENTO
Y DISPOSICIÓN DE AGUAS DE RETORNO DEL FRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO EN NO CONVENCIONALES APLICADOS EN EUROPA, ASIA Y
ÁFRICA.**



UNIVERSIDAD
SURCOLOMBIANA

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA-HUILA

2021

**RECOPIACIÓN BIBLIOGRÁFICA DE MÉTODOS DE MANEJO, TRATAMIENTO
Y DISPOSICIÓN DE AGUAS DE RETORNO DEL FRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO EN NO CONVENCIONALES APLICADOS EN EUROPA, ASIA Y
ÁFRICA.**

**IVAN DAVID NINCO CORTES
JUAN SEBASTIAN SALAS MAZORRA**

Proyecto de grado como requisito para optar por el título de Ingenieros de petróleos

Director

Ms. CONSTANZA VARGAS CASTELLANOS

Ingeniero de Petróleos

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA-HUILA

2021

**RECOPIACIÓN BIBLIOGRÁFICA DE MÉTODOS DE MANEJO, TRATAMIENTO
Y DISPOSICIÓN DE AGUAS DE RETORNO DEL FRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO EN NO CONVENCIONALES APLICADOS EN EUROPA, ASIA Y
ÁFRICA.**

**SEMILLERO DE INVESTIGACIÓN: Operation, Process, Hydrocarbons, Energy and
Environment-OPHEEN**

**PRESENTADO AL COMITÉ DE PROYECTOS DE GRADO DEL PROGRAMA DE
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

Director _____

Msc. CONSTANZA VARGAS CASTELLANOS

Jurado _____

Msc. LUZ MARINA BOTERO ROJAS

Jurado _____

Ing. LUIS HUMBERTO ORDUZ PEREZ

DEDICATORIA

Al concluir una etapa maravillosa de mi vida quiero extender un profundo agradecimiento, a quienes hicieron posible este sueño, aquellos que junto a mí caminaron en todo momento y siempre fueron inspiración, apoyo y fortaleza. Esta mención en especial para mis padres, mi hermana, mi novia y mis amigos.

Este trabajo lo dedico especialmente a Dios y a mis padres, que han sido mi apoyo incondicional y fortaleza en todo sentido, para lograr esta meta, este sueño tan importante en mi vida. A mis amigos y compañeros, mis hermanos, familiares y allegados, y a todos aquellos que aportaron un grano de arena en este proceso, y fueron partícipes en todo mi camino para lograrlo.

AGRADECIMIENTOS

Toda nuestra gratitud a la Facultad de Ingeniería, al programa de Ingeniería de Petróleos y a la Universidad Surcolombiana, por todo este tiempo de formación en tan maravilloso lugar, del que nos llevamos los mejores recuerdos. Nuestro agradecimiento sincero a la asesora de nuestra tesis, Constanza Vargas, y gracias a cada docente, quienes con su apoyo y enseñanzas constituyen la base de nuestra vida profesional.

Gracias infinitas a todos.

RESUMEN

El fracturamiento hidráulico ha sido una técnica de controversia a nivel nacional e internacional principalmente por los desafíos en el manejo, tratamiento y disposición, de los altos volúmenes de fluidos de retorno (flowback) que se generan. Por ello, en este documento es presentada una revisión bibliográfica acerca de los tipos de yacimientos e hidrocarburos no convencionales, las tecnologías aplicadas en su explotación y desarrollo, las experiencias, y los principales procedimientos que se han implementado para acondicionar y permitir el manejo o reutilización de dichos fluidos, en continentes como Europa, Asia y África. Cabe resaltar que, en muchos países de estas regiones, aún no hay actividades de fracturamiento hidráulico en reservorios no convencionales, a pesar de las grandes reservas existentes. En otros, solamente se han desarrollado proyectos de exploración sin mayor alcance o progreso a nivel de producción comercial.

De igual forma, en base a la recopilación realizada, fue efectuada una revisión de los principales casos de estudio identificados, resaltando las investigaciones que son consideradas de carácter exitoso o que ofrecieron los mejores resultados, con el objetivo de facilitar su estudio y aportar a la industria en general, además de brindar soluciones para establecer las mejores pautas, al momento de utilizar en altas cantidades, un recurso tan importante como lo es el agua. De acuerdo a lo anterior, este proyecto es uno de cuatro recopilaciones generalizadas que buscan identificar el uso, manejo, tratamiento y disposición, del reflujo proveniente de operaciones de fracturamiento hidráulico, los cuales fueron sectorizados de la siguiente manera: proyecto 1: Colombia, proyecto 2: Asia, Europa y África, proyecto 3: Centro y Sudamérica, exceptuando Colombia, y proyecto 4: Norte América.

ABSTRACT

Hydraulic fracturing has been a controversial technique at national and international level, mainly due to the challenges in the management, treatment and disposal of the high volumes of flowback fluids generated. Therefore, this document presents a bibliographic review about the types of unconventional hydrocarbon reservoirs and hydrocarbons, the technologies applied in their exploitation and development, the experiences and the main procedures that have been implemented to condition and allow the management or reuse of such fluids in continents such as Europe, Asia and Africa. It should be noted that in many countries of these regions, there are still no hydraulic fracturing activities in unconventional reservoirs, despite the large existing reserves. In others, only exploration projects have been developed without further scope or progress at the commercial production level.

Similarly, based on the compilation made, a review of the main case studies identified was carried out, highlighting the investigations that are considered successful or that offered the best results, with the objective of facilitating their study and contributing to the industry in general, in addition to providing solutions to establish the best guidelines when using such an important resource as water in high quantities. Accordingly, this project is one of four generalized compilations that seek to identify the use, handling, treatment and disposal of flowback from hydraulic fracturing operations, which were sectorized as follows: project 1: Colombia, project 2: Asia, Europe and Africa, project 3: Central and South America, except Colombia, and project 4: North America.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	17
2. OBJETIVOS	18
2.1 OBJETIVO GENERAL	18
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	18
3. YACIMIENTOS E HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES (EUROPA, ASIA Y ÁFRICA)	19
3.1 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	19
3.1.1 Caracterización Estática y Dinámica	20
3.1.2 Yacimientos No Convencionales en Europa	20
3.1.3 Yacimientos No Convencionales en Asia	25
3.1.4 Yacimientos No Convencionales en África	29
3.2 HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES	31
3.2.1 Hidrocarburos No Convencionales en Europa	33
3.2.2 Hidrocarburos No Convencionales en Asia	33
3.2.3 Hidrocarburos No Convencionales en África	36
3.3 Tecnologías aplicadas en el desarrollo de No Convencionales	37
4. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	39
4.1 APLICABILIDAD DE LA TÉCNICA	39
4.2 ¿QUÉ SE BUSCA AL HACER FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO?	40
4.3 ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA	41
4.3.1 La estimulación hidráulica	41
4.3.2 El fracking	41
4.4 MÉTODOS DE APLICACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	41
4.4.1 Descripción de métodos	41
4.4.2 Etapas	42
4.5 LOS FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO	43
4.5.1 Tipos, características y composición	43
4.5.1.1 Tipos	43
4.5.1.2 Características	45
4.5.1.3 Composición	45
4.5.2 Material Apuntalante	47
4.5.3 Ensayos de Laboratorio	48
4.5.4 Fabricación	48

	10
5. EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EUROPA Y ASIA	50
5.1 EUROPA	50
5.1.1 Experiencias	50
5.1.2 Uso de Agua, manejo y tratamiento	51
5.1.3 Tipos de fluido de fracturamiento empleados	56
5.1.4 Flowback	59
5.2 ASIA	63
5.2.1 Experiencias	63
5.2.2 Uso de Agua, manejo y tratamiento	65
5.2.2.1 Campo Fuling	66
5.2.2.2 Campo Weiyuan	67
5.2.2.3 Campo Changning	70
5.2.2.4 Otros casos de estudio de China	73
5.2.3 Tipos de fluido de fracturamiento empleados	81
5.2.4 Flowback	86
5.3 ÁFRICA	93
5.3.1 Experiencias	93
6. ANÁLISIS DE CASOS DE ESTUDIO	93
6.1 PROCEDIMIENTOS EXITOSOS	93
6.1.1 Recuento de procedimientos exitosos	93
6.1.2 Diagrama de flujo	98
6.2 PROCEDIMIENTOS NO EXITOSOS	99
6.2.1 Recuento de los procedimientos no exitosos	99
6.1.2 Diagrama de flujo	100
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	101
7.1 Conclusiones	101
7.2 Recomendaciones	101
8. BIBLIOGRAFÍA	102

LISTADO DE TABLAS

Tabla 3.1. <i>Distribución de Facies de Origen Marino en China.</i>	29
Tabla 3.2. <i>Distribución y Recursos de Gas de Esquisto en las Principales Cuencas de China.</i>	34
Tabla 3.3. <i>Esquema de Desarrollo de Esquistos Ricos en Materia Orgánica de China.</i>	36
Tabla 4.1. <i>Etapas y Volúmenes de Fluido Usado como Tratamiento de Fracturamiento Hidráulico.</i>	43
Tabla 4.2. <i>Tipos de Fluidos Usados para Fracturamiento Hidráulico.</i>	44
Tabla 4.3. <i>Aditivos Usados en Fluidos de Fracturamiento Hidráulico.</i>	46
Tabla 4.4. <i>Químicos Usados en Fluidos de Fracturamiento Hidráulico.</i>	47
Tabla 5.1. <i>Aditivos de Fracturamiento Hidráulico usados en el Reino Unido.</i>	57
Tabla 5.2. <i>Análisis Químico de Fluidos de Perforación en Regiones de Polonia (2015-2016).</i>	58
Tabla 5.3. <i>Características de composición del FPW en 3 Pozos de Baja Sajonia, Alemania.</i>	60
Tabla 5.4. <i>Características del FPW Tras Efectuadas Fases de Tratamiento.</i>	61
Tabla 5.5. <i>Características del FPW en Polonia.</i>	62
Tabla 5.6. <i>Características del FPW por Extracción de Gas de Esquisto en Turquía.</i>	63
Tabla 5.7. <i>Información Detallada de 3 Pozos de Gas de Esquisto en el Campo de Gas de Weiyuan.</i>	82
Tabla 5.8. <i>Fórmulas de Fluidos de Fracturamiento LMF usados en el Campo Petrolífero de Changqing.</i>	83
Tabla 5.9. <i>Volúmenes de Agua Usada para Fracturamiento Hidráulico en Pozos de las Plataformas A y B.</i>	83
Tabla 5.10. <i>Volúmen de Fluidos de Perforación y Lechada de Cemento Usados en 19 pozos, Campo Fuling.</i>	84
Tabla 5.11. <i>Comparaciones de Desempeño de Fluidos de Fractura en el Campo Fuling y Zonas Extranjeras.</i>	86

Tabla 5.12. <i>Características del SGDF, SGDF tratado, y agua embotellada de Shanghai.</i>	87
Tabla 5.13. <i>Características del FPW en el campo Weiyuan y comparación con otros estándares de calidad.</i>	88
Tabla 5.14. <i>Químicos constituyentes del FPW de la formación de esquisto Longmaxi, Campo Changning.</i>	89
Tabla 5.15. <i>Tasas de Flujo de Retorno y TDS de Fluidos de Fracturamiento en China y Otras Regiones.</i>	89
Tabla 5.16. <i>Comparación de la Composición Iónica del FPW en Diferentes Yacimientos de Esquisto.</i>	90
Tabla 5.17. <i>Volúmenes de FPW que se Genera en 6 Pozos de las Plataformas A y B.</i>	91
Tabla 5.18. <i>Diferentes Concentraciones de Productos Químicos Inorgánicos del FPW, Campo Changning.</i>	92

LISTADO DE FIGURAS

Figura 3.1. <i>Esquema de Categorización de los Recursos de Gas Globales.</i>	19
Figura 3.2. <i>Distribución de Recursos No Convencionales en Países Europeos.</i>	21
Figura 3.3. <i>Mapa de Concesiones para Exploración y Prospección de Gas no Convencional en Polonia.</i>	22
Figura 3.4. <i>Mapa de Cuencas Convencionales, Pozos y Depósitos No Convencionales en Europa.</i>	23
Figura 3.5. <i>Sección Litoestratigráfica Simplificada de las Cuencas (A) Lublin y (B) Báltica (Polonia).</i>	24
Figura 3.6. <i>Mapa de Distribución de los Principales Tipos de Esquisto en China.</i>	26
Figura 3.7. <i>Columna estratigráfica del Paleozoico en la Cuenca de Sichuan.</i>	27
Figura 3.8. <i>Patrones de Distribución de Tipos de Gas Natural en la Cuenca de Sichuan.</i>	28
Figura 3.9. <i>Mapa de Cuenca Karoo y Área Prospecto de Gas de Esquisto en Sudáfrica.</i>	30
Figura 3.10. <i>Columna Estratigráfica de la Cuenca de Karoo en Sudáfrica.</i>	31
Figura 3.11. <i>Mapa de las 48 Principales Cuencas de Gas de Esquisto en 32 Países.</i>	32
Figura 3.12. <i>Posición Estratigráfica y Ubicación de Potenciales Prospectos No Convencionales en Polonia.</i>	33
Figura 3.13. <i>Distribución de Crudos de Baja Densidad en las Principales Cuencas de China.</i>	35
Figura 3.14. <i>Intrusiones Ígneas en la Cuenca de Karoo, Sudáfrica.</i>	37
Figura 4.1. <i>Representación de Diferencias de Permeabilidad en Tipos de Yacimientos.</i>	39
Figura 4.2. <i>Esquema de Fractura de Alta Conductividad al Atravesar Zona de Daño de Pozo.</i>	40
Figura 5.1. <i>Diagrama de Flujo del Sistema de Tratamiento del Agua de Retorno.</i>	52

Figura 5.2. <i>Volumen de Reflujo Acumulado en 3 Pozos de Baja Sajonia, Alemania.</i>	59
Figura 5.3. <i>Producción de Gas de Esquisto o Shale Gas en China (2014-2018).</i>	64
Figura 5.4. <i>Línea de Tiempo de la Exploración y Desarrollo del Gas de Esquisto en China.</i>	65
Figura 5.5. <i>Diagrama Esquemático del Proceso de UF-RO.</i>	68
Figura 5.6. <i>Aparato Experimental Usado para (A) Imbibición de Fluidos y (B) Tests de Aguas Residuales.</i>	72
Figura 5.7. <i>(a) Diagrama Esquemático e (b) Imágen del Sistema Híbrido FO-VMD.</i>	74
Figura 5.8. <i>Diagrama Esquemático de los 4 Sistemas Paralelos de GDM.</i>	79
Figura 5.9. <i>Análisis de Fluidos de Fractura en el Campo Fuling. (a) Consumo de Fluidos y (b) Proporción.</i>	85
Figura 6.1. <i>Diagrama de Flujo de Procedimientos Exitosos.</i>	99
Figura 6.2. <i>Diagrama de Flujo de Procedimientos No Exitosos.</i>	100

LISTADO DE SIGLAS

- EROEI - Energía Devuelta sobre la Energía Invertida
- TOC - Carbono Orgánico Total
- ARI - Recursos Avanzados Internacionales
- EIA - Administración de Información y Energía de EE. UU.
- HCL - Ácido Clorhídrico
- Ro - Índice de Maduración Termal
- EOR - Recuperación Mejorada de Petróleo
- EPA - Agencia de Protección Ambiental de EE. UU.
- RCS - Arena de Sílice Recubierta de Resina
- FPW - Agua de Retorno Producida
- NF - Nanofiltración
- UF - Ultrafiltración
- MF - Microfiltración
- RO - Ósmosis Inversa
- QSF - Filtro de Arena de Cuarzo
- ACF - Filtro de Carbón Activado
- PDCF - Filtro de Profundidad de Polipropileno
- VCR - Relación de Concentración de Volumen
- R - Factor de Retención Porcentual
- EDR - Reversión de Electrodialisis
- SDI - Índice de Ensuciamiento
- ICP-MS - Espectrometría de Masa con Plasma de Acoplamiento Inductivo
- SGDF - Fluido de Fracturamiento de Gas de Esquisto
- EF - Electro-Fenton
- RSM - Metodología de Superficie de Respuesta
- CCD - Diseño Compuesto Central
- DQO - Demanda Química de Oxígeno
- ANOVA - Análisis de Varianza
- SEPA - Agencia de Protección Ambiental de Escocia
- NORM - Materiales Radiactivos Naturales
- TSS - Sólidos Totales Suspendidos
- TDS - Sólidos Totales Disueltos
- MVC - Compresión Mecánica de Vapor
- MLR - Ministerio de Tierras y Recursos de China
- CNPC - Corporación Nacional de Petróleo de China
- Sinopec - Corporación de Petróleos y Químicos de China

- PAC - Policloruro de Aluminio
- PVDF - Fluoruro de Polivinilideno
- TMP - Presión Transmembrana
- TFC - Compuesto de Película Fina
- RMN - Resonancia Magnética Nuclear
- SEM - Microscopía Electrónica de Barrido
- FO - Ósmosis Directa
- VMD - Destilación por Membrana al Vacío
- CTA - Triacetato de Celulosa
- TEA - Trietilamina
- NaCl - Cloruro de Sodio
- KCl - Cloruro de Potasio
- DMSO - Dimetilsulfóxido
- TMC - Cloruro de Trimesoilo
- EDTA - Etilendiaminotetraacetato
- AS - Lodos Activados
- MLSS - Sólidos Suspendedos de Licor Mixto
- OCDE - Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
- PVC - Cloruro de Polivinilo
- GDM - Membranas Impulsadas por Gravedad
- DOC - Carbono Orgánico Disuelto
- EDS - Espectroscopia de Dispersión de Energía
- EPS - Sustancias Poliméricas Extracelulares
- FDFO - Ósmosis Directa con Fertilizante para Riego
- SRF - Flujo Inverso de Solutos
- ARN - Ácido Ribonucleico
- LMF - Líquido de Bajo Pesos Molecular

GLOSARIO

- Litoestratigrafía: División especializada de la estratigrafía que estudia las formaciones de los estratos de roca y su relación geométrica espacial.
- Facies: Conjunto de rocas sedimentarias o metamórficas con características determinadas.
- Aluminosilicatos: Mineral que contiene óxido de aluminio y sílice.
- Fluidos Lixiviados: Líquido resultante de un proceso de percolación de un fluido a través de un sólido.
- Bomba Peristáltica: Tipo de bomba hidráulica de desplazamiento positivo usada para bombear variedades de fluidos.
- Recipiente Gravimétrico: Recipiente usado para la técnica de laboratorio de determinar la masa o concentración de una sustancia midiendo un cambio en la misma.
- Imbibición Capilar: Definido como el proceso o fuerza de absorción de una fase mojanete en una roca porosa.
- Poliéster: Categoría de polímeros que contiene el grupo funcional éster en su cadena principal.
- Cromatografía Iónica: Proceso mediante el cual se genera la separación de iones y moléculas polares basado en las propiedades de carga de las moléculas.
- Osmómetro: Instrumento empleado para medir la presión osmótica entre una solución y un solvente. También usados para medir la osmolaridad de las soluciones, es decir, las concentraciones efectivas de solutos que causan la presión osmótica.
- Espectrofotómetro: Instrumento usado en el análisis químico para medir, en función de la longitud de onda, la relación entre valores de misma magnitud fotométrica relativos y la concentración o reacciones químicas que se miden en una muestra.
- PEGilación: Proceso de unión o fusión covalente y no covalente de cadenas de polímero de polietilenglicol a moléculas y macroestructuras, que son descritas como PEGiladas.
- Ecotoxicidad: La resultante del estrés de los tóxicos que actúan en el ambiente y que son clasificados en primarios y secundarios.
- Turbidímetro: Instrumento usado para medir la turbidez de fluidos in situ, así como medir de forma precisa parámetros del agua, cómo la calidad del agua potable y aguas residuales.
- Hidropónico: También conocido como Hidroponía. Método usado para cultivar plantas mediante soluciones minerales en vez de suelo agrícola.
- Iones Divalentes: Molécula, ión o grupo funcional, que tiene una valencia doble.
- Métodos Híbridos: Término usado cuando se combinan diferentes tecnologías de tratamiento, que pueden ser de tipo físico, térmico y químico.

1. INTRODUCCIÓN

La industria petrolera continuará siendo una pieza fundamental para la generación de energía durante las siguientes 3 décadas (U.S. Energy Information Administration, 2020). El aumento en la explotación de hidrocarburos junto a la aparición, popularización y desarrollo del fracturamiento hidráulico en el escenario mundial, permitió su expansión hacia áreas complejas como lo son los yacimientos no convencionales. De esta manera el gas de esquisto surge como uno de los recursos energéticos principales para el 2050, considerando que representa el 40% de las reservas de gas recuperables del mundo (X. Dong et al., 2017).

Según el informe de BP Energy Outlook, (2019), en el escenario de transformación energética, el gas natural crece fuertemente respaldado por una amplia demanda, abundantes suministros de bajo costo y la creciente disponibilidad del gas a nivel mundial. Este crecimiento es generalizado, aumentando en casi todos los países y regiones considerados en la proyección. La tasa promedio de crecimiento es de 1.7% anual, lo que para 2040 representaría un aumento de cerca del 50%, siendo junto con los renovables, la única fuente de energía primaria en aumentar su participación. El incremento de la demanda de gas es impulsado en gran parte por las economías en desarrollo, a medida que continúan su industrialización, especialmente en regiones con grandes reservas como el Medio Oriente, y África. De igual manera la transición de carbón a gas en el mundo, especialmente en China, aportará a la demanda energética.

La producción global de las siguientes décadas, liderada por USA y el Medio Oriente (Qatar e Irán), estará ligada a los yacimientos no convencionales. Estos reservorios requieren para su efectiva explotación el uso de grandes volúmenes de agua. Según Frank R. Spellman, (2017), la cantidad promedio requerida para el proceso de perforación y fracturamiento hidráulico de un pozo horizontal es de 2 a 4 millones de galones de agua. Del volumen total de fluido inyectado para el proceso de fracking, entre el 10-70% de la cantidad, se espera que retorne a superficie en la etapa inicial de producción (D. Dong et al., 2016). Este flowback regresa a las facilidades con componentes químicos que se adicionan para prevenir y controlar problemas operacionales, como pueden ser los inhibidores de corrosión, anti-incrustantes, biocidas, aditivos reductores de viscosidad, floculantes, antiespumantes, agentes microbianos y solventes, entre otros (Alvarado, 2013). Por lo tanto, con el incremento en la producción de Shale Gas visualizado en las proyecciones, se pronostica de igual manera un notable aumento en el volumen de agua a tratar en los proyectos de fracturamiento hidráulico a nivel global. Esto genera la necesidad de implementar nuevas tecnologías en el manejo, tratamiento, disposición y reutilización de este flowback, que puedan garantizar la eficacia, eficiencia y rentabilidad esperadas. Por ello, con el fin de aportar a la industria nacional, en este documento se compila una serie de técnicas y tecnologías aplicadas a proyectos vigentes a nivel mundial en el tratamiento del flowback, para de esta manera facilitar su desarrollo y estudio.

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

- Elaborar un compendio acerca de las técnicas que se aplican para el tratamiento de aguas provenientes del fracturamiento hidráulico en Europa, Asia y África.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Recopilar información referente a los procedimientos y técnicas usadas para el tratamiento de aguas provenientes del fracturamiento hidráulico en países con potencial en hidrocarburos no convencionales.
- Analizar y caracterizar la información recopilada, para identificar los casos exitosos o no exitosos y las condiciones en las cuales se dieron.
- Relacionar los procesos que estén basados en parámetros similares llegando a establecer deducciones pertinentes.

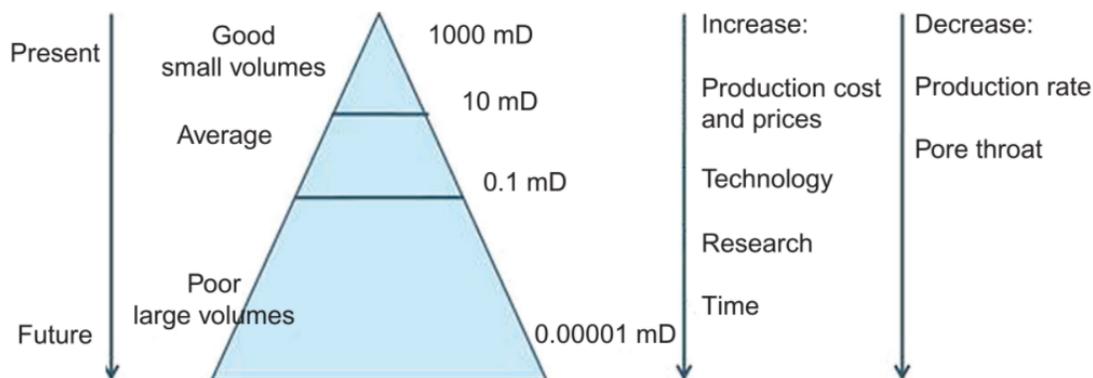
3. YACIMIENTOS E HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES (EUROPA, ASIA Y ÁFRICA)

3.1 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Con el fin de entender la naturaleza de los yacimientos no convencionales y su nombre específico, se debe tener en cuenta que dicha clasificación está basada en “la complejidad de las características del recurso, y la tecnología disponible de exploración y producción” (Schlumberger, 2021). Por tanto, esta varía con el tiempo, ya que las competencias técnicas y económicas mejoran con la evolución y el avance de la industria petrolera. La tasa de retorno, costos específicos e índices EROEI (retorno de la energía sobre la inversión) son consideraciones económicas. Mientras que la tasa de producción, garganta de poro, volúmenes, permeabilidades, etc, son consideraciones técnicas (Soliman et al., 2015). La Figura 3.1 presenta una pirámide donde se distingue la jerarquía establecida actualmente a los recursos de gas, con respecto a su calidad, volúmenes, permeabilidades y desafíos.

Figura 3.1

Esquema de Categorización de los Recursos de Gas Globales.



Nota. Adaptado de “*Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs. Theories, Operations, and Economic Analysis*” (p.7), Por H. Belyadi et al., 2017, Gulf Professional Publishing © Elsevier Inc., 2017., All Rights Reserved.

Basados en su permeabilidad, los recursos categorizados como “buenos” son los que mundialmente se encuentran en explotación o ya han sido producidos, siendo en su mayoría los yacimientos convencionales. Luego, por la eventual depletación de estos reservorios, la industria petrolera ha dirigido sus esfuerzos en desarrollar mejores tecnologías para producir los recursos de permeabilidad “promedio” y “pobre”, donde ya se pueden definir los yacimientos no convencionales. En sí, estos reservorios son aquellos que recaen en la categoría de “pobre”, ya

que poseen una permeabilidad muy mínima o casi inexistente, y de forma general, están compuestos principalmente por areniscas compactas, metano en capas de carbón, gas de esquisto e hidratos de gas (Belyadi et al., 2017).

3.1.1 Caracterización Estática y Dinámica

La caracterización de un yacimiento de hidrocarburos, ya sea de tipo convencional o no convencional, “consiste en generar un modelo geológico del mismo, basado en la integración de la información obtenida de diversas áreas como datos de geología, geofísica, petrofísica, e ingeniería, con el fin de calcular reservas, establecer los mejores planes y operaciones a implementar, y estructurar el desarrollo óptimo del reservorio de acuerdo a su potencial” (petroleoamerica, 2011). De esta manera se puede mejorar notablemente la productividad de los campos petroleros en función del tiempo.

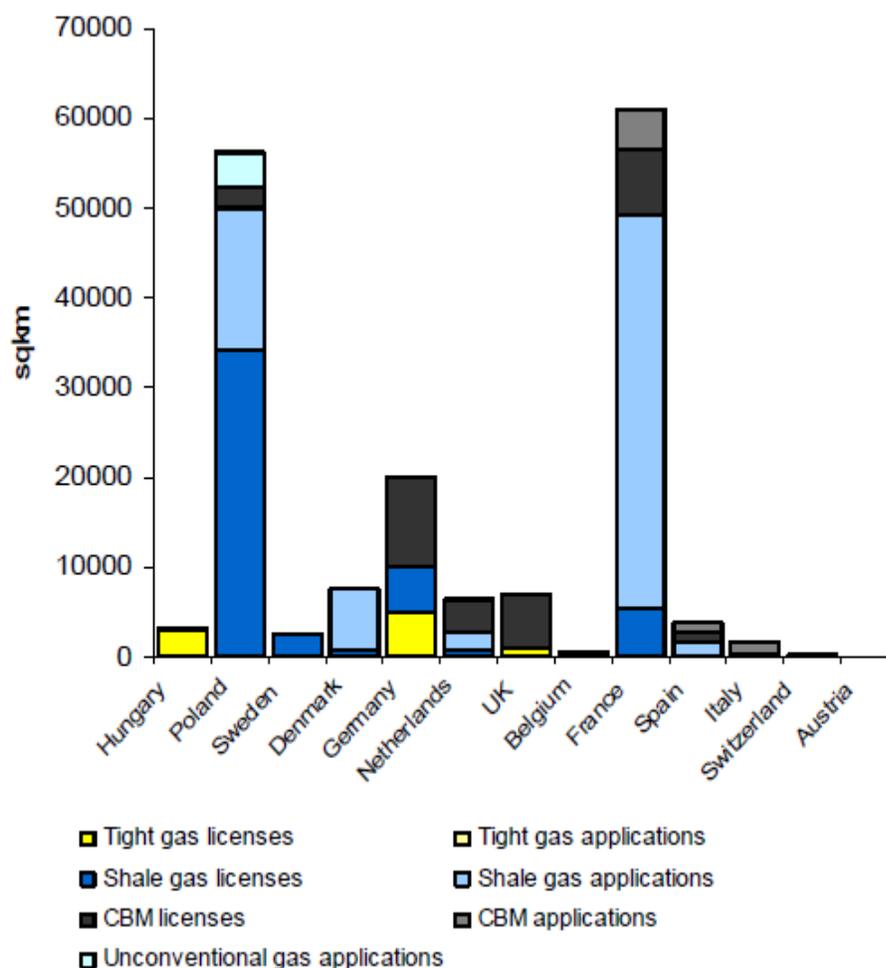
En la etapa inicial de un proceso de caracterización de yacimientos, se genera un modelo estático inicial. En esta parte se definen parámetros como la geometría del reservorio y su petrofísica, con base en interpretaciones de datos sísmicos en diferentes dimensiones, registros de pozos, análisis de núcleos, pruebas de laboratorio, entre otros. Posteriormente, el modelo estático inicial se usa para generar un modelo dinámico, en el que se analiza información de la interacción entre roca-fluido, teniendo en cuenta datos y registros de producción del yacimiento, pruebas de presión, pruebas especializadas como el uso de trazadores, entre otras; de esta forma se genera un modelo estático final, con el fin de cumplir y optimizar los objetivos planteados.

3.1.2 Yacimientos No Convencionales en Europa

Teniendo en cuenta que la producción de reservorios no convencionales a nivel mundial ha aumentado notablemente en las últimas décadas, aún existen regiones en el continente europeo con altos potenciales no explorados. En este sentido, el contexto que rodea la posición de los mercados del gas europeo se prevé adecuado para el desarrollo de recursos no convencionales, por variadas razones. Inicialmente, sigue siendo el segundo mercado más grande del mundo con una demanda de 16.7 Tcf (Trillones de pies cúbicos) para 2009, y el suministro del recurso en general está caracterizado por la disminución de reservas y producción en todos los países, con excepción de Noruega. Además, se espera que Europa posea una importante cantidad de recursos de gas no convencional, que asciende a los 1,255 Tcf, de los cuales 549 Tcf provendrían de gas de esquisto y 431 Tcf de areniscas compactas, lo cual hace inmensa la cantidad de recursos a escala continental; el resto estaría en depósitos de carbón (Florence, 2010). Entre los países europeos que poseen mayores permisos y licencias regionales otorgadas para el desarrollo de yacimientos no convencionales, destacan Polonia, Francia y Alemania. La Figura 3.2 representa lo anterior, dando una estimación de las áreas otorgadas y su finalidad por país.

Figura 3.2

Distribución de Recursos No Convencionales en Países Europeos.



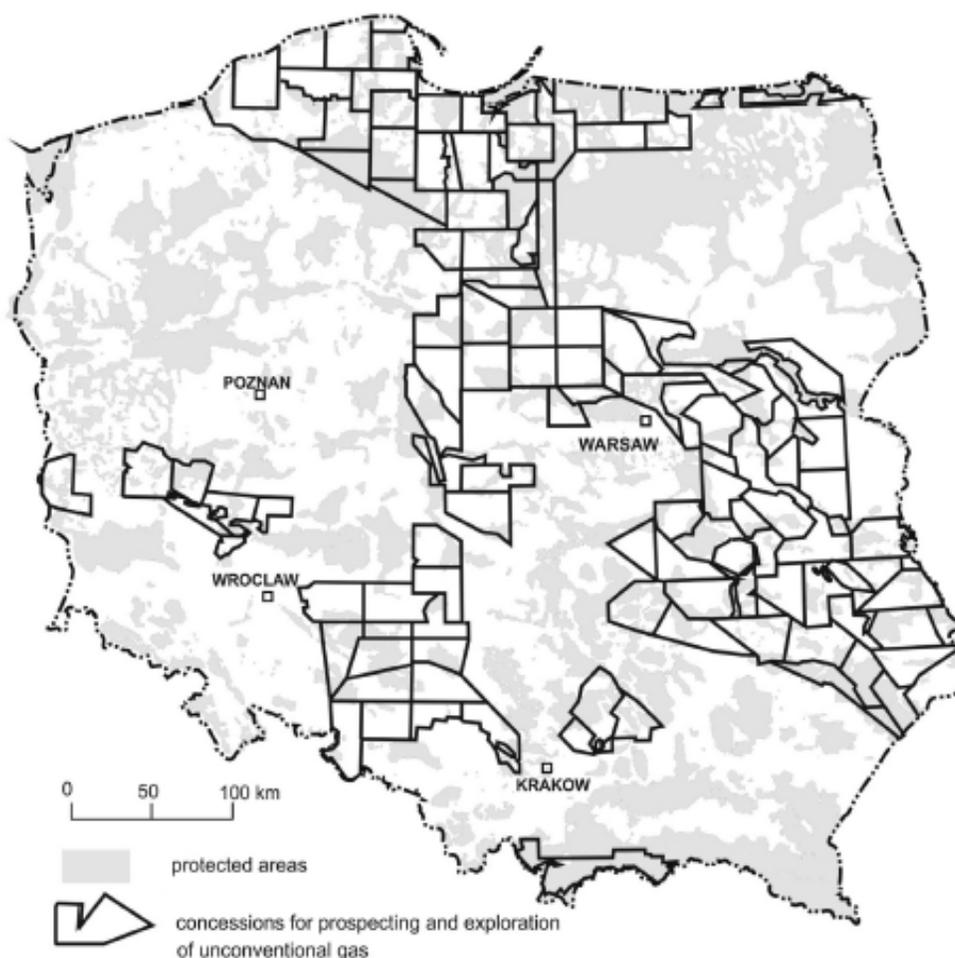
Nota. Adaptado de “*Can Unconventional Gas be a Game Changer in European Gas Markets?*” (p.55), Por G. Florence, 2010, The Oxford Institute for Energy Studies © 2010 Oxford Institute for Energy Studies, All Rights Reserved.

Para el caso de un país como Polonia, que se propuso como objetivo ser el pionero en el desarrollo de no convencionales del continente europeo, principalmente con el gas de esquisto, ha anunciado la publicación de una ley específica que regula el crecimiento de esta actividad (de Minas, 2013). En este país, se encuentran los mejores prospectos para la explotación de este tipo de hidrocarburo, ofrecido por formaciones del Paleozoico Inferior (principalmente Ordovícico e Inferior Siluriano) en cuencas sedimentarias de Polonia central (Uliasz-Misiak et al., 2014). La

Figura 3.3 presenta un mapa de las áreas concedidas para exploración y desarrollo de gas no convencional en Polonia.

Figura 3.3

Mapa de Concesiones para Exploración y Prospección de Gas no Convencional en Polonia.



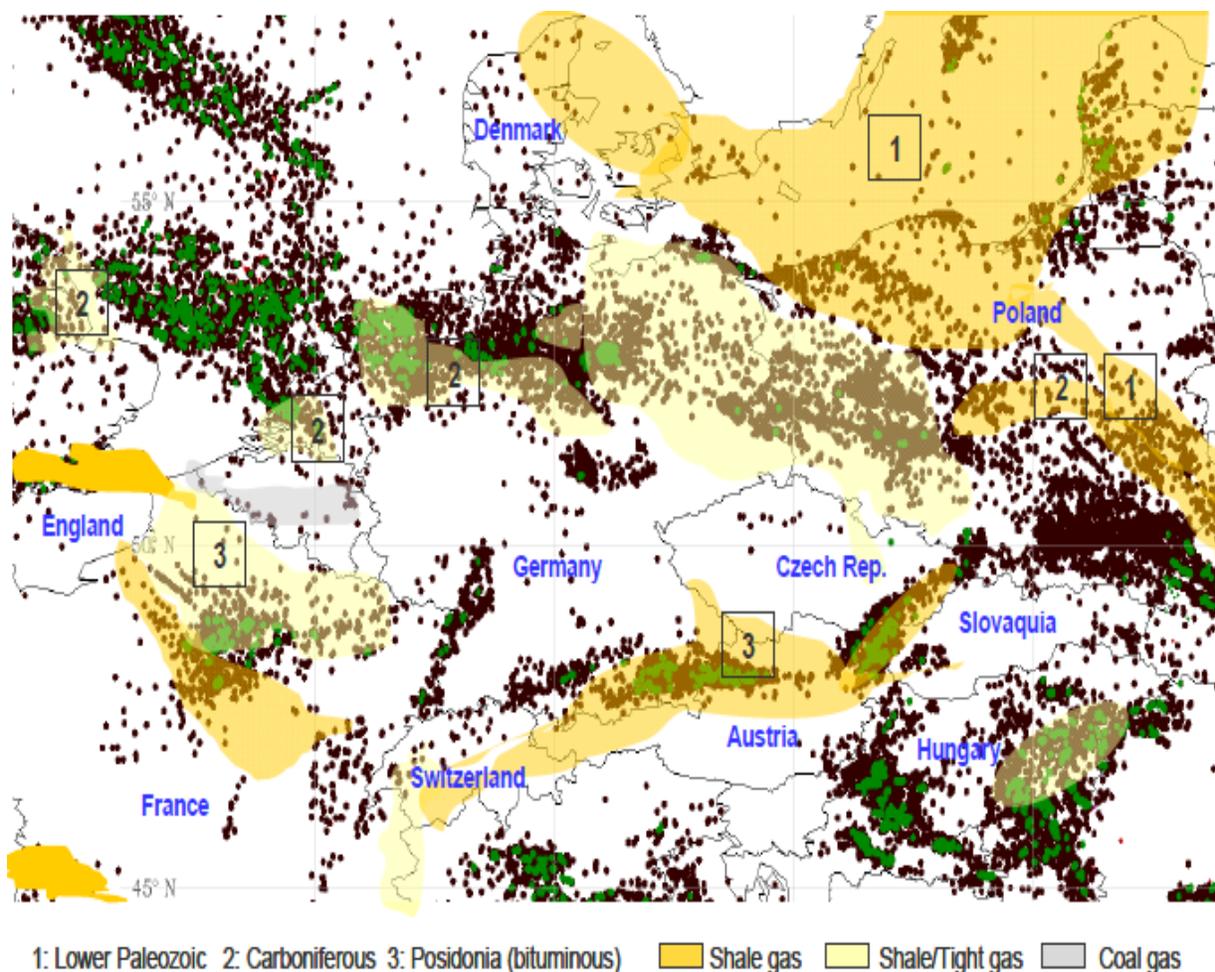
Nota. Adaptado de “*Shale and tight gas in Poland - Legal and Environmental Issues*” (p. 72), Por B. Uliasz-Misiak et al., 2014, Energy Policy © 2013 Elsevier Ltd., All Rights Reserved.

A nivel general, el gas de esquisto en el continente Europeo se encuentra en tres cuencas sedimentarias importantes. La primera es el Paleozoico Inferior, que se extiende desde el este de Dinamarca hasta el sur de Suecia, y hasta el norte y parte de Polonia oriental. La segunda es la cuenca marina Carbonífera, que se extiende desde el noroeste de Inglaterra hasta los Países Bajos, y del noroeste de Alemania hasta el suroeste de Polonia. La tercera gran cuenca, abarca el Jurásico Inferior del Sur de Inglaterra, la cuenca de París, los Países Bajos, el norte de Alemania

(Baja Sajonia) y Suiza (Florence, 2010). La Figura 3.4 presenta las principales cuencas convencionales, así como los pozos y cuencas de gas no convencional de toda Europa, donde se puede identificar que la distribución por regiones o países es bastante desigual.

Figura 3.4

Mapa de Cuencas Convencionales, Pozos y Depósitos No Convencionales en Europa.



Nota. Adaptado de “¿Can Unconventional Gas be a Game Changer in European Gas Markets?” (p. 49), Por G. Florence, 2010, The Oxford Institute for Energy Studies © 2010 Oxford Institute for Energy Studies, All Rights Reserved.

Teniendo en cuenta la ilustración presentada, es posible inferir que no todos los países tienen el mismo potencial y a la vez algunas zonas se verían más afectadas que otras con el desarrollo del recurso. También se debe tener en cuenta la influencia que puedan tener los prospectos no convencionales, en zonas donde la explotación convencional ya es avanzada, ya que limitaría en

gran medida su desarrollo y viabilidad. Durante los últimos años, la exploración más intensa de gas y petróleo de esquisto a nivel mundial, exceptuando Canadá y EE. UU, ha tenido lugar en las cuencas Báltica, Podlasie y Lublin, de Polonia en el Paleozoico inferior (Gautier & Schenk, 2012a). En este sentido, la Figura 3.5 presenta la sección litoestratigráfica de dos de las cuencas mencionadas.

Figura 3.5

Sección Litoestratigráfica Simplificada de las Cuencas (A) Lublin y (B) Báltica (Polonia).

que en la cuenca Podlasie el basamento Plock-Warszawa, va de 1.5 m a 52 m (Gautier & Schenk, 2012a). En cuanto a TOC, el promedio de las lutitas en la parte central de la cuenca Báltica es de 1 a 3%; hacia la parte central y occidental de Podlasie, las lutitas del ordovícico superior tienen valores promedio de 1 a 1.25%; mientras que el basamento Plock-Warszawa oscila entre 2.1 y 3.76%; y hacia la región de Lublin, el promedio de estos es sedimentos es menor a 1% (Więclaw et al., 2010).

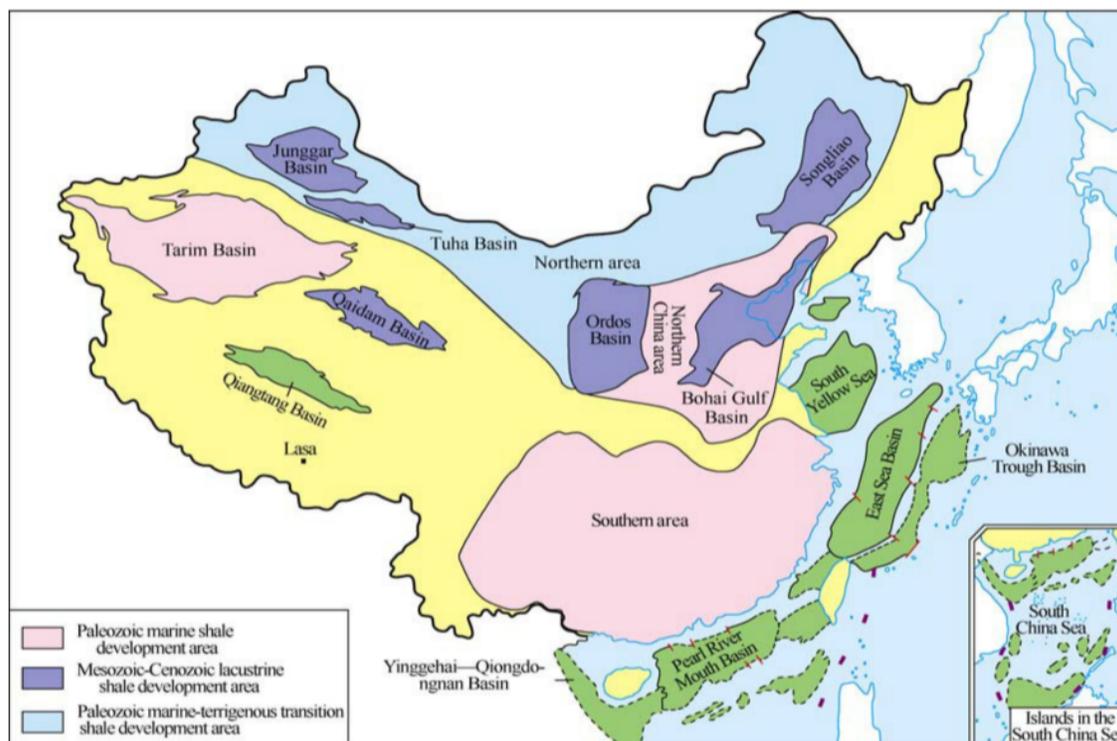
En la actualidad distintos países del continente Europeo, con relación a la demanda que se genera y la transición mundial energética, ven con buenos ojos el desarrollo de los yacimientos no convencionales. Tal es el caso de España, donde recientemente se han identificado recursos de gas de esquisto dentro de su territorio, en regiones como el País Vasco, la cuenca Cantábrica y Pirenaica, así como las cuencas del Guadalquivir y Bética (Buono et al., 2018). De igual manera, un país como Turquía, cuenta con dos cuencas importantes de gas de esquisto: La cuenca de Tracia en la parte europea del país, y la cuenca de Anatolia en la parte sureste. Otras cuencas del Mar Negro, y las regiones mediterráneas del país, están aún en exploración (Bakaraki Turan et al., 2017).

3.1.3 Yacimientos No Convencionales en Asia

Aunque la región conocida como Asia incluye un gran porcentaje del total de países en el mundo, uno solo presenta un vasto potencial en el área de los yacimientos no convencionales. China cuenta con alrededor de seis cuencas que le permiten explorar recursos como el gas de esquisto, arenisca compacta (gas/crudo) y metano en capas de carbón. En la actualidad el esquisto rico en materia orgánica es el productor principal de hidrocarburos no convencionales en este país. Su distribución a través del territorio ha sido dividida según su ambiente deposicional. La Figura 3.6 ilustra las principales cuencas Chinas, y su clasificación en esquisto marino, esquisto carbonífero marino-continental y esquisto lacustre (Zou et al., 2010).

Figura 3.6

Mapa de Distribución de los Principales Tipos de Esquisto en China.



Nota. Adaptado de “*Distribution of three major shale types in China*”, Por C. Zou et al., 2010, “*Geological characteristics and resource potential of shale gas in China*”, Petroleum Exploration and Development © 2010 Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina. Elsevier BV., All Rights Reserved.

El sur de China, la plataforma del Norte y la plataforma del Tarim hacen parte del área de desarrollo en esquistos marinos del paleozoico (rosado), formadas principalmente en profundas facies de la plataforma continental (Zou et al., 2010). De estas tres zonas, la primera exhibe las condiciones más favorables para generación de hidrocarburos y acumulación de gas de esquisto, ya que su ambiente deposicional era fuertemente reductor y con abundante presencia de organismos fosilizados (Jia et al., 2012). En el área de Yangtze está ubicada la cuenca Sichuan, donde se enfoca la mayor parte de la exploración y desarrollo de los no convencionales (Jia et al., 2012). En esta cuenca existen formaciones de esquisto bituminoso de origen marino-continental como Longtan, de origen marino como la formación del cámbrico Qiongzhusi, la formación del silúrico Longmaxi y de origen lacustre como Xujiahe, compuesto de arenas compactas (gas) del triásico superior. Sin embargo, como se mencionó anteriormente las mejores condiciones están en las formaciones ubicadas en el paleozoico. La Figura 3.7

presenta la columna estratigráfica generalizada del paleozoico de la cuenca Sichuan, y la Figura 3.8, los patrones de disposición de distintos tipos de gas en el paleozoico inferior, de las formaciones Longmaxi en color gris y Qiongzhusi en color rosado (Zou et al., 2014).

Figura 3.7

Columna estratigráfica del Paleozoico en la Cuenca de Sichuan.

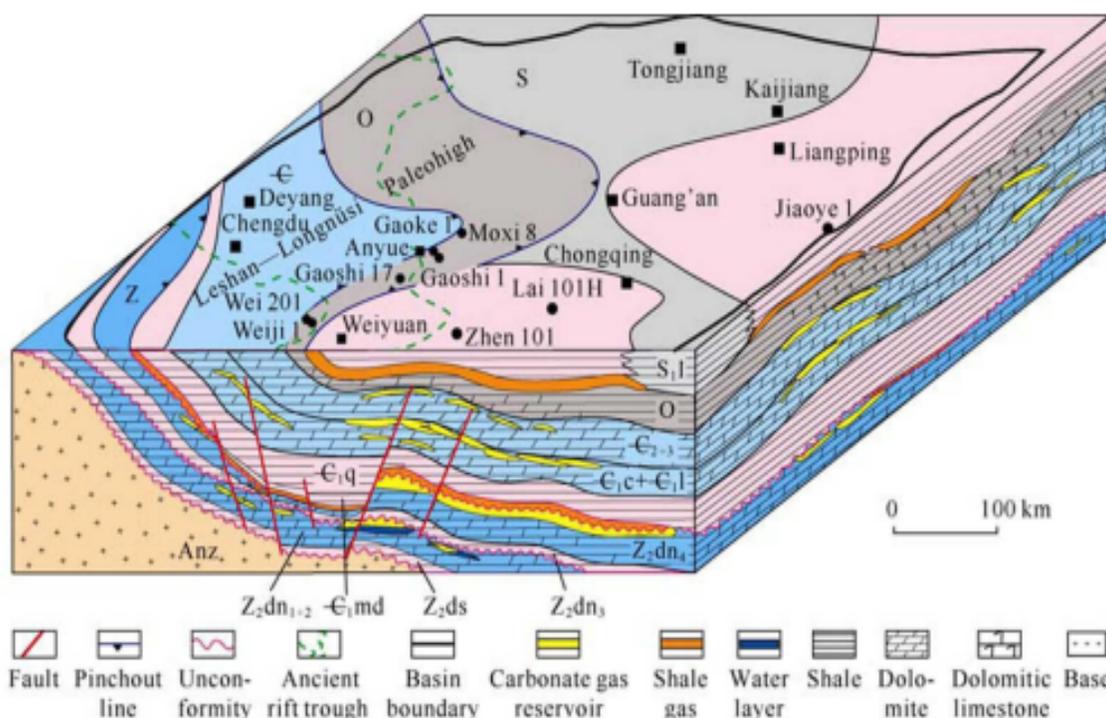
System and Formation				Lithology	Thickness (m)	Source rock	Reservoir	
							Conventional	Shale gas
Mesozoic								
Paleozoic	Permian	Changxing	P _{2c}		200~500			
		Longtan	P _{2l}					
		Maokou	P _{1m}		200~500			
		Liangshan	P _{1l}					
	Carboniferous	Huanglong	C _{2h}		0~500			
	Silurian	Hanjiadian	S _{2h}		20~330			
		Shiniulan	S _{1s}		240~500			
		Longmaxi	S _{1l}		230~670			
	Ordovician	Wufeng	O _{3w}		320~960			
		Linxiang	O _{3l}					
		Baota	O _{2b}					
	Cambrian		Є		620~1330			
	Proterozoic							

	Shale		Mudstone		Sandstone		Conglomerate		Conventional reservoir
	Coal		Limestone		Dolomite		Source rock		Shale gas reservoir

Nota. Adaptado de “Paleozoic stratigraphic column of the Sichuan Basin”, Por S. Chen et al., 2011, “Shale gas reservoir characterisation: A typical case in the southern Sichuan Basin of China”, Energy © 2011 Elsevier Ltd., All rights reserved

Figura 3.8

Patrones de Distribución de Tipos de Gas Natural en la Cuenca de Sichuan.



Nota. Adaptado de “Distribution patterns of different types of natural gas in Sinian-Lower Paleozoic, Sichuan Basin”, Por C. Zou et al., 2014, “Formation, distribution, resource potential, and discovery of Sinian–Cambrian giant gas field, Sichuan Basin, SW China”, Petroleum Exploration and Development © 2014, Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina. Elsevier BV., All rights reserved.

Con un espesor que varía entre 60 y 650 metros, que incrementa de norte a sur, el esquisto de Qiongzhusi está ubicado entre las tres formaciones con mayor promedio de espesor de toda China (Huang et al., 2012). Su área es de alrededor de $50 \times 10^4 \text{ km}^2$, con un contenido de TOC (Carbono Orgánico Total) de entre 0.5% y 25.7%. Su TOC promedio es de 4 %, superando el 2% requerido para ser comercialmente viable, y es reconocida como una de las fuentes principales de roca madre en los sistemas de la cuenca de Sichuan. Con respecto a la maduración orgánica, la formación tiene una reflectancia de vitrinita o maduración termal (R_o) por encima de los 2.5%, llegando a un promedio de 3.5% lo que indica que ha llegado a una etapa de sobremaduración

(Huang et al., 2012). La formación Longmaxi cubre un área de 42×10^4 km², con un promedio de espesor de 100 a 120 m, de los cuales de 3 a 40 m son intervalos ricos en gas. Posee un TOC que va 0.51% a 25.73%, con promedio de 2.6% y el Ro entre 1.6% y 4.0% (Jia et al., 2012). La Tabla 3.1, presenta una comparación entre las formaciones de origen marino en China.

Tabla 3.1

Distribución de Facies de Origen Marino en China.

Estratos	Espesor (m)		Área/10 ⁴ Km ²	Área de Distribución	
	Rango	Promedio			
Carbonífero	Formación Dewu - Formación Datang (C ₁)	50 - 150	100	6	Yunnan, Guizhou and Guangxi
Devónico	Formación Loufo (D ₂)	100 - 600	200	13	Yunnan, Guizhou y Guangxi, oeste y sur de Hunan
Silúrico	Formación Wufeng- Longmaxi (O ₃ -S ₁)	20 - 700	120	42	Zona Yangtzé
Ordovícico	Formación Dachengsi (O ₁)	20 - 100	40	3	Zona del Alto Yangtzé
Cámbrico	Formación Qiongzhusi (E ₁)	50 - 700	100	30-50	Zona Yangtzé
Siniano	Formación Doushantuo (Z ₂)	10 - 100	47	15	Parte oriental del Alto Yangtsé - Parte occidental del Medio Yangtsé

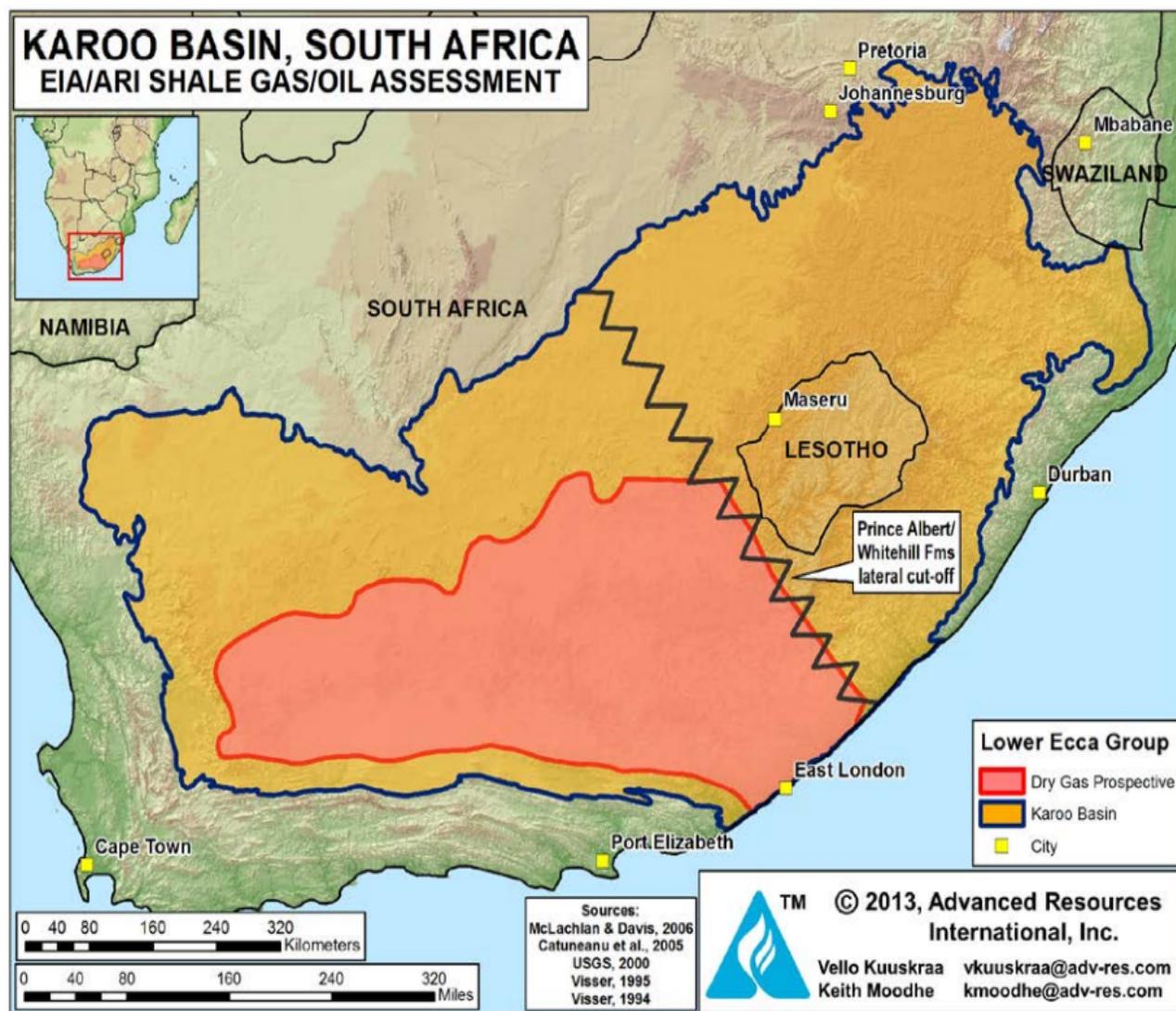
Nota. Adaptado de “*Marine facies shale distribution in China*”, Por C. Zou et al., 2010, “*Geological characteristics and resource potential of shale gas in China*”, Petroleum Exploration and Development © 2010 Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina. Elsevier BV., All Rights Reserved.

3.1.4 Yacimientos No Convencionales en África

África es un continente que en estos momentos está desarrollando su capacidad técnica, legal y económica, para poder explotar los vastos recursos de shale gas que posee. En el sur se halla lo que hasta el momento se considera el prospecto más importante que tiene la región, la cuenca Karoo. Esta tiene un área aproximada de 236,400 mi² (61×10^3 km²), extendiéndose por casi dos tercios del tamaño de Sudáfrica, y siendo una notable fuente de recursos para la explotación del gas de esquisto (EIA, 2015). La Figura 3.9 representa lo mencionado.

Figura 3.9

Mapa de Cuenca Karoo y Área Prospecto de Gas de Esquisto en Sudáfrica.

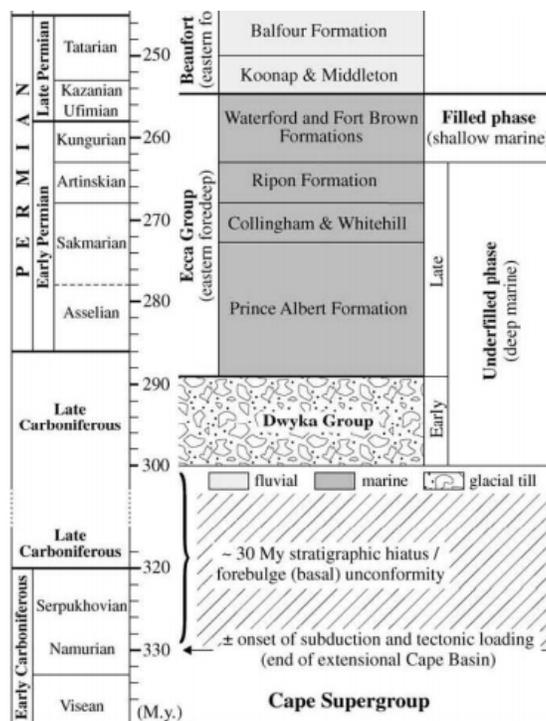


Nota. Adaptado de “*Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources*” (p. 536), Independent Statics & Analysis, 2013 © U.S. Energy Information Administration (EIA).

Las formaciones prospecto en la cuenca Karoo son Prince Albert, Whitehill y Collingham. Estas hacen parte del grupo Ecca inferior, compuesto por secuencias ricas en materia orgánica de mudstone, limolita, arenisca y conglomerados menores (EIA, 2015). La Figura 3.10 presenta parte de la columna estratigráfica de la Cuenca, donde es posible ubicar el período Pérmico Temprano.

Figura 3.10

Columna Estratigráfica de la Cuenca de Karoo en Sudáfrica.



Nota. Adaptado de “*Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources*” (p. 539), Independent Statics & Analysis, 2013 © U.S. Energy Information Administration (EIA).

El espesor de los estratos de esquisto de la formación Prince Albert van desde 200 a 800 ft, con 120 ft en la zona rica de materia orgánica. Posee un TOC promedio de 2.5%, y su maduración termal está estimada entre el 2% y 5% (EIA, 2015). La formación Whitehill con un promedio de 6% de TOC, se ubica como la formación de mayor cantidad orgánica en el grupo. Su espesor va de los 100 a 300 ft con un promedio de 100 ft en la zona de interés y su Ro, está en el rango de 2 a 4% (EIA, 2015). La formación Collingham tiene un espesor de 200 ft y 80 ft de esquisto, TOC entre 2% y 8 %, y una Ro de 3% (EIA, 2015). Todo el grupo Ecca (Segunda de las principales subdivisiones del supergrupo Karoo, en el sur de África) Inferior, tiene una estimación de gas in situ total de 1558 Tcf, de los cuales 370 Tcf son recuperables.

3.2 HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES

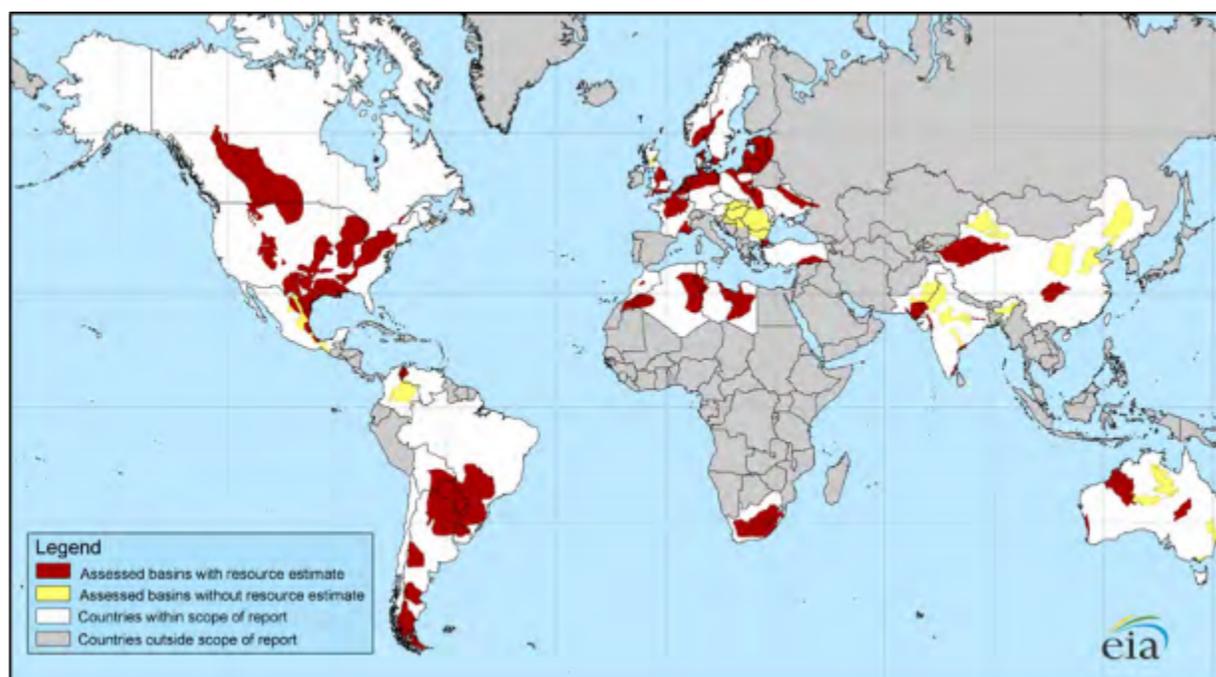
Los hidrocarburos no convencionales, ya sea petróleo o gas, son recursos energéticos de origen fósil que están atrapados en formaciones rocosas, sometidos a condiciones en las cuales no se permite el movimiento del fluido a través de los poros de la roca. Esta restricción puede ser generada debido a que el fluido se encuentra en formaciones de muy baja permeabilidad, o por condiciones del mismo recurso, como puede ser una alta viscosidad. A continuación, se presenta una breve descripción de los recursos de gas no convencional existentes.

Tight Gas o gas de arenas compactadas, es el gas natural producido a partir de depósitos de muy bajas porosidades y permeabilidad. Coalbed Methane o Metano en capas de carbón, es el gas natural extraído de capas de carbón, el cual, debido a su alto contenido de materia orgánica, retiene gran cantidad de gas absorbido. Shale gas o gas de esquisto, es el gas natural contenido en rocas arcillosas, con alto contenido en materia orgánica y muy baja permeabilidad. Por último, los hidratos de metano, son un compuesto sólido similar al hielo que contiene metano. Entre ellos, destaca el Shale Gas o gas de esquisto, el cual tiende a haberse generado en formaciones maduras del Paleozoico y el Mesozoico a gran profundidad, donde se mantiene el gas inmovilizado (Alvarado, 2013).

El shale gas está previsto como el recurso no convencional más deseable a largo plazo, gracias a su disponibilidad, los avances y el desarrollo tecnológico de la industria petrolera, que hoy en día hacen viable su explotación en muchas regiones. A nivel mundial es difícil tener una apreciación exacta de las reservas existentes de gas de esquisto, sin embargo, en 2011 la empresa Advanced Resources International INC (ARI) realizó un estudio patrocinado por la Administración de Información y Energía de los EE. UU. (EIA), con el fin de hacer una evaluación del recurso en 48 cuencas de gas de esquisto distribuidas en 32 países. La Figura 3.11 presenta el mapa generado como parte del estudio mencionado.

Figura 3.11

Mapa de las 48 Principales Cuencas de Gas de Esquisto en 32 Países.



Nota. Adaptado de “*Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources*” (p. 6), Independent Statics & Analysis, 2013 © U.S. Energy Information Administration (EIA).

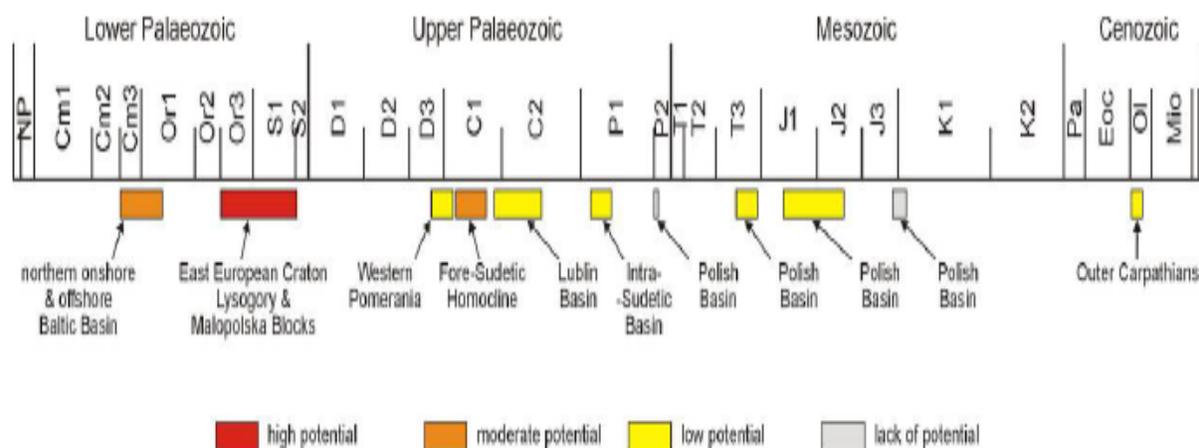
3.2.1 Hidrocarburos No Convencionales en Europa

En Europa es posible encontrar diferentes tipos de hidrocarburos no convencionales que han sido desarrollados por la industria sin llegar a niveles comerciales, sin embargo, el principal recurso explorado del continente ha sido el gas de esquisto. Entre los objetivos típicos como prospectos de hidrocarburos no convencionales en Europa, se encuentran las areniscas compactas de las lutitas Rotliegenden de Posidonia (Jurásico), el esquisto Alum (bajo Paleozoico), y las lutitas silúricas, carboníferas y cámbricas de Polonia.

Es una realidad que el mayor potencial en el desarrollo de no convencionales europeo se centra en Polonia; desde que se aplicó el concepto de gas de esquisto en sus tres principales cuencas mencionadas anteriormente, se intensificó el estudio de bases de datos históricas recopiladas a lo largo de décadas para diferentes propósitos, entre los cuales uno de los temas clave era determinar los recursos de yacimientos de hidrocarburos no convencionales para cada cuenca (Gautier & Schenk, 2012b). La Figura 3.12 presenta la ubicación y posición estratigráfica de las principales formaciones de esquisto ricas en materia orgánica de Polonia.

Figura 3.12

Posición Estratigráfica y Ubicación de Potenciales Prospectos No Convencionales en Polonia.



Nota. Adaptado de “*Assessment of shale gas and shale oil resources of the Lower Paleozoic Baltic-Podlasie-Lublin Basin in Poland*” (p. 7), Por D. Gautier et al., 2012, Polish Geological Institute © 2012 National Research Institute, All Rights Reserved.

3.2.2 Hidrocarburos No Convencionales en Asia

En China se encuentra una gran variedad de hidrocarburos no convencionales que han sido explorados y desarrollados comercialmente. Entre ellos se encuentran el gas y crudo atrapados en depósitos compactos, el gas de esquisto, metano en capas de carbón y por último crudo de esquisto. La arenisca compacta caracterizada por su baja permeabilidad y de igual forma baja porosidad se extiende por todo el territorio Chino con un área aproximada de $32 \times 10^4 \text{ km}^2$ (Jia et al., 2012). Las formaciones del paleozoico superior de la cuenca Ordos y Triásico superior de la cuenca Sichuan, hacen parte de proyectos de exploración para extracción de gas; además de estos dos candidatos, existen áreas con un alto potencial como las formaciones Shahejie del Paleógeno, en la cuenca Bohai Bay, la formación del jurásico de la cuenca Tuha, las formaciones del Cretácico y Jurásico en la cuenca Tarim, y las formaciones del Pérmico y Jurásico en la cuenca Junggar (Jia et al., 2012). La Tabla 3.2 expone una comparación acerca del potencial de las cuencas mencionadas.

Tabla 3.2

Distribución y Recursos de Gas de Esquisto en las Principales Cuencas de China.

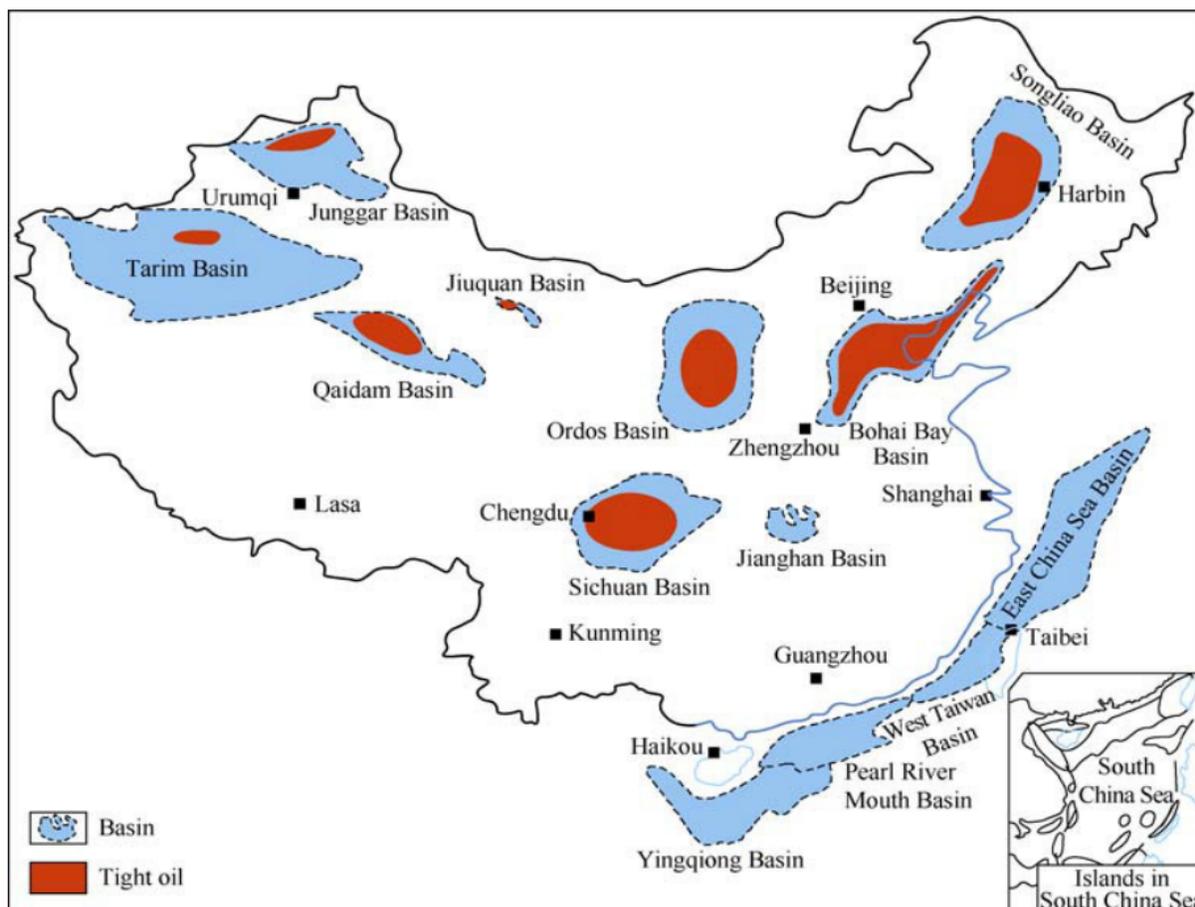
Cuenca	Área de Cuenca (10 ⁴ km ²)	Recursos Geológicos (10 ¹² m ³)	Recursos Recuperables (10 ¹² m ³)
Ordos	25.0	6 - 8	3 - 4
Sichuan	18.0	3 - 4	1.5 - 2
Songliao	26.0	2 - 2.5	1 - 1.2
Tarim	3.5	4 - 7	2 - 3
Tuha	5.5	0.6 - 0.9	0.4 - 0.5
Bahía Bohai	8.9	1 - 1.5	0.5 - 0.8
Junggar	13.4	0.8 - 1.2	0.4 - 0.6

Nota. Adaptado de “*Tight sandstone gas distribution and resources forecast in China*”, Por C. Jia et al., 2012, “*Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development*”, Petroleum Exploration and Development © 2012, Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina. Elsevier BV., All rights reserved.

Por otra parte, los crudos de baja densidad en China se encuentran en areniscas compactas y en rocas carbonatadas intercaladas con rocas madre. Las principales formaciones que han sido objetivo de estudio e indagaciones en el país son: las areniscas del triásico de la cuenca Ordos, la formación de piedra caliza lacustre Daanzhai en la cuenca Sichuan, el mudstone del Cretácico de la cuenca Songliao, la roca carbonatada lacustre en la formación Shahejie de la cuenca Bahía Bohai, las dolomitas del Pérmico en la cuenca Junggar, y las mudstone del Cretácico inferior de la formación Xiagou en la cuenca Jiuquan (Jia et al., 2012). El área general de exploración es de aproximadamente 18×10^4 km², con un total de recursos de entre 74×10^8 km a 80×10^8 km, de los cuales entre 13×10^8 km a 80×10^8 km, son recuperables (Jia et al., 2012). La Figura 3.13 presenta un esquema con la distribución de los crudos de baja densidad, que son encontrados en las principales cuencas de China.

Figura 3.13

Distribución de Crudos de Baja Densidad en las Principales Cuencas de China.



Nota. Adaptado de “*Tight oil distribution in major basins of China*”, Por C. Jia et al., 2012, “*Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development*”, Petroleum Exploration and Development © 2012, Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina. Elsevier BV., All rights reserved.

En cuanto al recurso del gas de esquisto, además de la cuencas Tarim y Sichuan, y las formaciones Quiongzhusi y Longmaxi mencionadas en el punto 3.1.3 de este proyecto, se hallan esquistos de tipo lacustre del Meso-Cenozoico distribuidos en las cuencas de Songliao, Bahía Bohai, Ordos, Junggar, Tuha y la Qaidam, con un área de aproximadamente 20×10^8 a 25×10^8 km², donde puede haber un alto potencial. Adicionalmente, es importante mencionar que para estas formaciones ser económicamente viables, el TOC % debe ser superior al 2% y el Ro debe estar entre 1.1 y 3% (Jia et al., 2012). La Tabla 3.3 expone un esquema acerca de la información mencionada y los principales prospectos de esquisto ricos en materia orgánica de China, donde actualmente hay actividades de explotación ya desarrolladas.

Tabla 3.3

Esquema de Desarrollo de Esquistos Ricos en Materia Orgánica de China.

Era	Estrato		Entorno Deposicional	Características De Esquisto			Cuencas o Áreas
	Sistema	Formación		Espesor,m	TOC,%	Ro,%	
Cenozoico	Paleógeno	Shahejie	Continental	30-50	1.5-5.0	0.8-2.0	Bahía Bohai
Mesozoico	Cretácico	Qingshankou		Marino	100-150	0.5-4.5	0.6-1.2
	Triásico	Yanchang			50	0.4-2.2	0.6-2.3
Paleozoico	Carbonífero- Pérmico	Longtan, Taiyuan- Shanxi	Transicional	50-180	2.0-7.0	1.1-3.1	Yangtzé, Norte de China
	Silúrico	Longmaxi	Marino	150-500	1.9-4.4	1.6-4.0	Yangtzé
	Cámbrico	Qiongzhusi			150-400	1.5-5.7	2.3-5.2

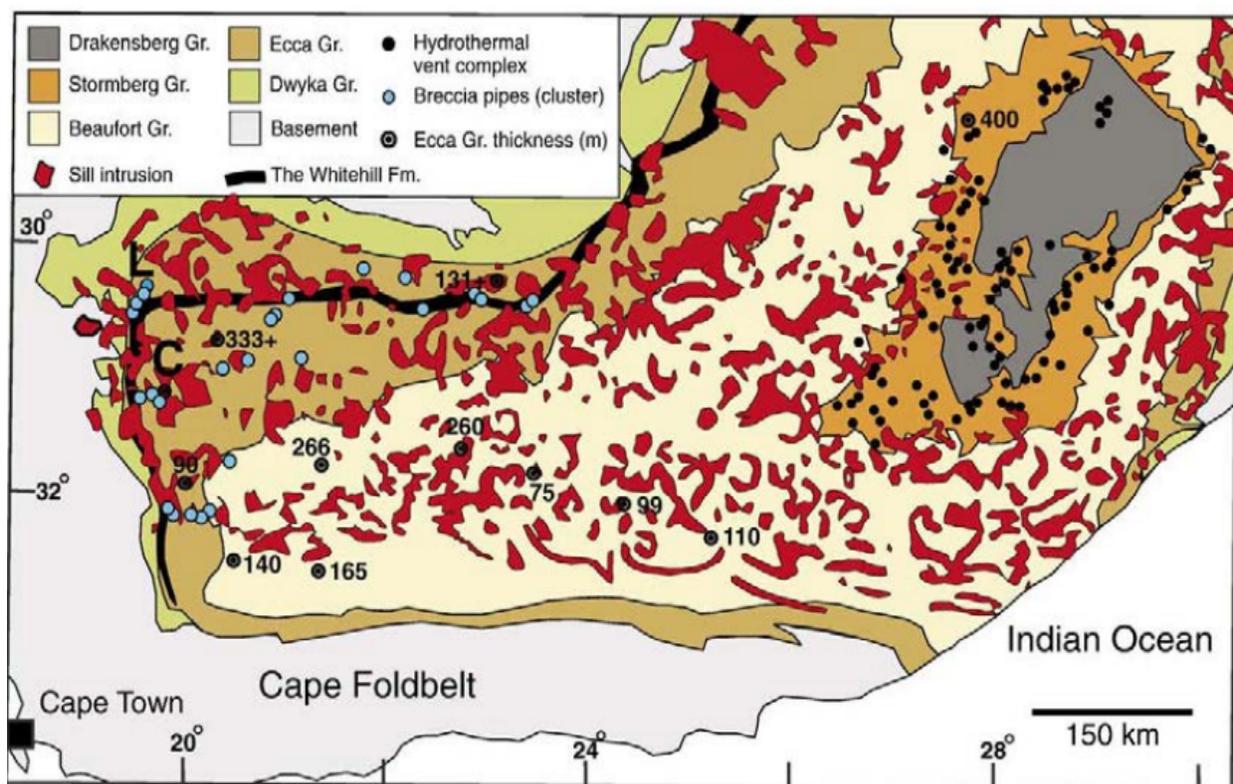
Nota. Adaptado de “*Sketch map of organic-rich shale development in China*”, Por C. Jia et al., 2012, “*Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development*”, Petroleum Exploration and Development © 2012, Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina. Elsevier BV., All rights reserved.

3.2.3 Hidrocarburos No Convencionales en África

La naturaleza de los hidrocarburos no convencionales de África tiene diversas categorizaciones y procedencias, sin embargo, en la región más importante en el ámbito, conocida como la cuenca Karoo, estos están definidos por la complejidad de la geología del sur del continente. Principalmente, las intrusiones de láminas ígneas en toda el área provocaron un aumento en la maduración termal de las formaciones prospecto por encima de 1,4%, dando como resultado la existencia de gas seco en todas las formaciones pertenecientes al grupo Ecca inferior. En zonas cercanas a las intrusiones, la materia orgánica simplemente se considera grafito por los altos porcentajes de Ro (EIA, 2015). La figura 3.14 ilustra un mapa sobre la distribución de las intrusiones ígneas en la zona.

Figura 3.14

Intrusiones Ígneas en la Cuenca de Karoo, Sudáfrica.



Nota. Adaptado de “*Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources*” (p. 541), Independent Statics & Analysis, 2013 © U.S. Energy Information Administration (EIA).

3.3 Tecnologías aplicadas en el desarrollo de No Convencionales

El Crecimiento en la explotación de yacimientos no convencionales, y de la producción de gas natural a partir de las formaciones de shale, lutitas, o también conocidas como formaciones de roca generadora o roca madre, solo ha sido posible gracias al desarrollo tecnológico y la combinación de dos procesos como lo son la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico.

En cuanto a la perforación horizontal, para ser realizada inicialmente se debe perforar un pozo vertical que ascienda pocos cientos de pies por arriba de la formación. Luego, la persona que perfora gira la operación un ángulo mínimo de 45°, para así iniciar la perforación hacia el prospecto determinado en dirección horizontal. Este tipo de perforación trae grandes ventajas ya que permite drenar un mayor volumen de roca, con una menor cantidad de pozos, además de que mejora los caudales de gas y/o petróleo con respecto a la perforación unidireccional. De igual forma, un aspecto a tener en cuenta es que los costos de instalar una plataforma de perforación horizontal, tienden a ser significativamente más elevados que el caso de una plataforma de

perforación vertical, sin embargo, este costo adicional se ve recuperado debido a los beneficios económicos generados por la producción en el tiempo (Alvarado, 2013).

Para el caso del fracturamiento hidráulico, lo que se efectúa es una estimulación de los pozos o reservorios, por medio de la inyección de fluidos compuestos principalmente por agua y arena, y un porcentaje mínimo de aditivos, a presiones suficientemente altas para poder fracturar la roca (lutitas con permeabilidades y porosidad casi inexistentes), aumentar su porosidad y permeabilidad, y permitir el flujo de hidrocarburos a superficie.

El proceso del fracturamiento hidráulico, inicia con la acidificación de la roca con HCL para limpiar las zonas cercanas al pozo. Luego, se aplican una serie de fracturamientos para permitir el bombeo del fluido a la formación. Posteriormente se libera la presión y el fluido de fractura empieza a ser recuperado por la tubería de revestimiento, dejando el propano en la formación como apuntalante para sostener las fracturas generadas; esta agua se denomina flujo de retorno o “flowback”. Es importante tener en cuenta que, en los dos procesos, las características de las operaciones al igual que la composición de los fluidos de fractura usados, depende de las condiciones y características de las formaciones a estimular, y además varía de acuerdo con la empresa operadora (Alvarado, 2013).

4. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

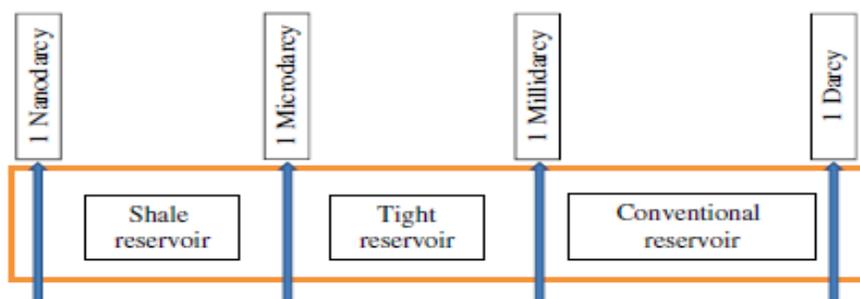
4.1 APLICABILIDAD DE LA TÉCNICA

Como es conocido, el origen del petróleo crudo o del gas natural proviene de las rocas sedimentarias que son denominadas “rocas madre” o “rocas generadoras”, donde estos hidrocarburos se forman a partir de componentes orgánicos y procesos de maduración, para luego migrar hacia las rocas reservorio. Las principales rocas sedimentarias encontradas en yacimientos de petróleo y gas son las lutitas o esquistos, areniscas y carbonatos; las formaciones de lutitas son las más abundantes, y debido a su alto potencial de contenido orgánico, son consideradas las rocas generadoras primarias de hidrocarburos (Speight, 2016). Es este caso, los tipos de reservorios no convencionales se han convertido en las últimas décadas en un objetivo primordial de la industria petrolera, en gran medida gracias a que con los avances tecnológicos como el fracturamiento hidráulico y la perforación direccional, que permiten su explotación y desarrollo, es posible aumentar drásticamente los volúmenes de producción de hidrocarburos.

Para evaluar cualquier tipo de reservorio, incluidas las areniscas compactas y las lutitas, siempre es necesario iniciar por un análisis de las características geológicas tanto internas como externas de la formación (Speight, 2016). Existen condiciones muy importantes que se deben conocer y tener en cuenta para determinar una posible cuenca o prospecto de explotación no convencional, y su vez, entender factores como el comportamiento, rendimiento y longevidad de la misma. Entre estas se encuentran el régimen estructural y tectónico, los gradientes térmicos y de presión regionales, el sistema deposicional, la facies genética y madurez de la textura, los procesos diagenéticos, la mineralogía, las dimensiones del yacimiento, y la presencia de fracturas naturales, las cuales pueden afectar todas las etapas del proceso como la perforación y estimulación (Speight, 2016). En este sentido, aspectos como la heterogeneidad del reservorio, y sobre todo la porosidad y permeabilidad, son de gran importancia para realizar una buena caracterización. La Figura 4.1 expone un esquema básico con las diferencias de permeabilidad entre los tipos de reservorio no convencional más importantes, y los conocidos reservorios convencionales.

Figura 4.1

Representación de Diferencias de Permeabilidad en Tipos de Yacimientos.



Nota. Adaptado de “*Handbook of Hydraulic Fracturing*” (p.39), Por J. Speight, 2016, CD&W Inc., © 2016 por John Wiley & Sons, Inc. All rights reserved.

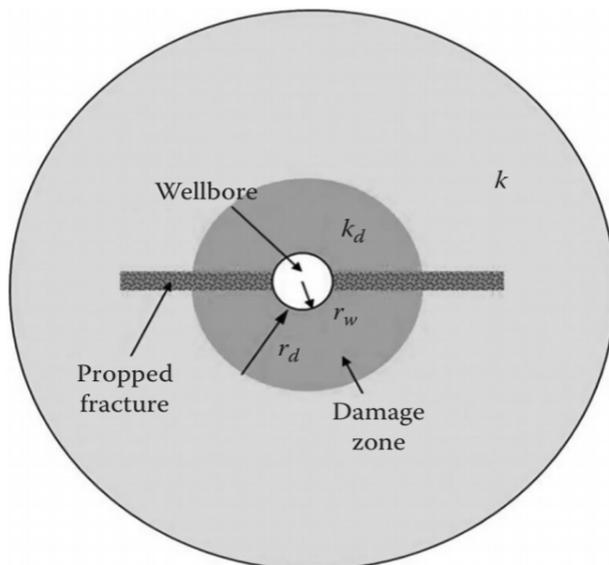
De forma general, las formaciones de lutitas pueden presentar grandes variaciones en cuanto a espesor y composición, lo cual influye directamente en el éxito de las operaciones de fracturamiento hidráulico, por la calidad del prospecto seleccionado. Según (Speight, 2016), para seleccionar los mejores yacimientos para la estimulación, el ingeniero debe considerar parámetros críticos como la permeabilidad de la formación, la distribución de la tensión in situ, la viscosidad del fluido, la presión y profundidad del reservorio, así como el estado del pozo y la estimulación ocurrida previamente o daños en el mismo. Además, es claro que los mejores candidatos para realizar proyectos de fracturamiento hidráulico, son los identificados con altos volúmenes de petróleo y gas existentes, donde hay mayor prioridad para aumentar los índices de productividad.

4.2 ¿QUÉ SE BUSCA AL HACER FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO?

Según Smith & Montgomery, (2014), existen tres razones para realizar fracturamiento hidráulico. La primera es para evitar la zona dañada alrededor del pozo y devolver la productividad a volúmenes más estables o normales. Esto se efectúa cuando los procesos de remediación aplicados no son efectivos, y con ello se permite crear un camino de alta conductividad que atraviesa el daño y conecta el pozo con la región no afectada. La Figura 4.2 presenta una ilustración con respecto a la idea anterior.

Figura 4.2

Esquema de Fractura de Alta Conductividad al Atravesar Zona de Daño de Pozo.



Nota. Adaptado de “*Emerging trends and technologies in petroleum engineering*” (p.37), Por M. Smith et al., 2014, CRC Press © 2010 por Taylor & Francis Group, LLC. All Rights Reserved.

La segunda razón es para aumentar la productividad, ya que con la realización de la fractura se busca incrementar el área de flujo de la formación. De esta manera, se estimula la tasa de producción del pozo por encima del nivel natural posible o que es ofrecido por el mismo, a un coste no muy elevado. Finalmente, la tercera razón está basada en la gestión o manejo del reservorio. En este sentido, la posibilidad de crear fracturas largas a través de formaciones compactas de muy baja permeabilidad, permite el desarrollo de un área extensa en una cuenca o campo petrolero, mediante un número de pozos mucho menor; lo cual se refleja en una optimización a nivel económico (Smith & Montgomery, 2014).

4.3 ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA

4.3.1 La estimulación hidráulica

“El fracturamiento hidráulico, también conocido como estimulación hidráulica, es un proceso mediante el cual se mejora el flujo de hidrocarburos mediante la creación de fracturas en la formación, que conectan el reservorio con el pozo” (Oilfield R., 2013). Según Speight (2016), con el fin de acceder a una zona para el tratamiento de estimulación, se debe disparar la tubería de revestimiento a través del intervalo de interés, y usar tapones recuperables para aislar dicho intervalo de zonas abiertas. Luego esta sección se presuriza, hasta que se alcanza la ruptura de la formación o de iniciación de la fractura, punto en el que la roca se rompe y se forma el canal conductivo. Después de creada la fractura, la zona es presurizada para iniciar el proceso de estimulación planificado que implica el bombeo de una serie de fluidos de acuerdo a las características de la formación. Al planificar una operación de este tipo, los ingenieros de

estimulación deben comprender cómo la velocidad de bombeo y las propiedades de los fluidos de estimulación, afectan la geometría y propagación de las fracturas hidráulicas, para así lograr los objetivos previstos.

4.3.2 El fracking

El fracking o fracturamiento hidráulico es una de las técnicas usadas por la industria petrolera para extraer hidrocarburos atrapados en el subsuelo terrestre. La etapa de fracturación implica la inyección de agua, arena y químicos, con el objetivo de sobrepasar la presión de fractura en formaciones prospectivas, de esta manera incrementar su permeabilidad, y por consiguiente estimular la producción de crudo y gas (Chayres, 2017). En los últimos años se ha observado un incremento importante en la producción de hidrocarburos no convencionales, mayormente atribuido a la aplicación de esta tecnología. De forma concreta, el fracking es un proceso que existe técnicamente desde hace muchas décadas, sin embargo, la escala y el tipo de perforación que se lleva a cabo ahora, es una nueva forma de extracción que fue inicialmente implementada en los esquistos de Barnett, Texas, en 1999 (Chereminisinoff & Davletshin, 2015).

4.4 MÉTODOS DE APLICACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

4.4.1 Descripción de métodos

Es importante saber que el fracturamiento hidráulico también es una técnica que se ha implementado en procesos de recobro mejorado de petróleo (EOR); sin embargo, el EOR no es lo mismo que el fracturamiento hidráulico, aunque haga parte de un grupo de métodos que se utiliza para intensificar la producción de hidrocarburos. A diferencia de las operaciones EOR, que se basan en cambiar la naturaleza de los fluidos y la forma en que fluyen los mismos dentro del yacimiento, el fracturamiento hidráulico cambia la naturaleza física de los estratos rocosos, mientras que la estructura subyacente de la roca no se modifica (Speight, 2016).

El proceso del fracturamiento hidráulico es usado para generar pasajes adicionales en los depósitos de hidrocarburos que faciliten el flujo de los mismos a producción. Las formaciones compactas, son comúnmente fracturadas inyectando fluidos que contienen arena u otro apuntalante, que bajo condiciones de presión suficiente generan las fracturas a través de las cuales el petróleo o gas natural fluye con facilidad. Recientemente, se han diseñado varias técnicas alternativas para el proceso del fracturamiento hidráulico como tal, que sirven para lograr tareas específicas, como lo son el fracturamiento por pulsos medidos, el fracturamiento de espuma y el carbono-fracturamiento por dióxido de arena (Speight, 2016)

En cuanto a los métodos para realizar una operación de fracturamiento hidráulico, la planeación del mismo abarca la recopilación de datos, el diseño del tratamiento y la relación entre empresa operadora y prestadora de servicios. Inicialmente se genera el proceso operativo de fracturamiento, luego se diseñan los parámetros de la fractura, se realizan pruebas preliminares como de declinación e inyección, minifrac, entre otras, y finalmente en la

recolección de datos, se estiman los parámetros necesarios evaluar el potencial del pozo y los datos geomecánicos para estimar la geometría de las fracturas que se van a efectuar (Chayres, 2017).

4.4.2 Etapas

Generalmente cuando se realizan operaciones de fracturamiento hidráulico en una formación, el proceso es dividido en cuatro pasos básicos. Estos son la etapa de ácido, etapa de colchón, etapa del propante y finalmente la etapa de lavado o flush (Speight, 2016). En primera medida, se preparan varios miles de galones de agua mezclados con ácido diluido (clorhídrico o muriático) con los cuales se pretende limpiar el área de la cara del pozo, ya que puede ser dañada como resultado de la perforación y completamiento, de la misma forma que se busca disolver los minerales de carbonato presentes, así como abrir fracturas para proporcionar canales de flujo para el líquido de fracturamiento (Speight, 2016; Spellman, 2017). La etapa de colchón consiste en la inyección de aproximadamente de 100,000 galones de fluido de fracturamiento, sin el propante, mezclados con un agente reductor de fricción. Esto genera la apertura de la formación, y facilita el flujo y la distribución del material apuntalante en la red de fracturas (Speight, 2016; Spellman, 2017). Luego del bombeo del colchón, se procede a la etapa de propante, que pretende mantener abiertas las fracturas después de la reducción de presión. En un principio se inyectan grandes volúmenes de agua con propante de grano fino, que permiten llegar a lo más profundo de las fracturas; estos volúmenes son reducidos gradualmente de 50,000 a 30,000 galones aproximadamente (Spellman, 2017). Posteriormente, se termina con subetapas que cambian a un propante de grano grueso, con volúmenes que van desde los 20,000 hasta los 10,000 galones, para así finalizar el proceso de aplicación del fracturamiento hidráulico con la realización de un lavado con agua fresca, y con ello retirar el excedente de propante del pozo (Spellman, 2017). La Tabla 4.1 presenta un ejemplo de lo mencionado, con relación a una etapa de tratamiento secuenciado para fracturación hidráulica.

Tabla 4.1

Etapas y Volúmenes de Fluido Usado como Tratamiento de Fracturamiento Hidráulico.

Fractura Hidráulica Tratamiento de Subetapa	Volúmenes (Galones)	Fractura Hidráulica Tratamiento de Subetapa	Volúmenes (Galones)
Ácido Diluido (15%)	5,000	Propante 8	20,000
Colchón	100,000	Propante 9	20,000
Propante 1	50,000	Propante 10	20,000
Propante 2	50,000	Propante 11	20,000
Propante 3	40,000	Propante 12	20,000
Propante 4	40,000	Propante 13	20,000
Propante 5	40,000	Propante 14	10,000
Propante 6	30,000	Propante 15	10,000
Propante 7	30,000	Lavado o Descarga	13,000

Nota. Adaptado de “*Hydraulic Fracturing Wastewater: Treatment, Reuse and Disposal*” (p.32), Por F. Spellman, 2017, CRC Press © 2017 by Taylor & Francis Group, LLC. All Rights Reserved.

4.5 LOS FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO

4.5.1 Tipos, características y composición

4.5.1.1 Tipos

El término de fluido de fractura, incluye lo correspondiente tanto al líquido base, como a los aditivos. El tipo de fluido es un elemento esencial en la tecnología de fracturamiento desde el punto de vista técnico y ambiental, para la realización de las respectivas operaciones (Speight, 2016). La Tabla 4.2, presenta un resumen de las principales clases de fluidos que son usados en la industria petrolera para el fracturamiento hidráulico.

Tabla 4.2

Tipos de Fluidos Usados para Fracturamiento Hidráulico.

Fluido	Tipo de Fluido	Composición Principal
Base Agua	Agua Resbaladiza (SlickWater)	Agua + Arena + Aditivos Químicos Agua Gelificada
Fluidos Lineales		
Fluidos Reticulados		Agentes Reticulados
Fluidos Viscoelásticos		Electrolitos + Surfactantes
Fluidos Surfactantes		
Base Espuma	Agua Base Espuma	Agua y Espumantes + N ₂ o CO ₂
Espuma Base Ácida		Ácido y Espumantes + N ₂
Espuma Base Alcohol		Metanol y Espumante + N ₂
Base Aceite	Fluidos Lineales	Aceite, Aceite Gelificado
Fluidos Reticulados		Geles de Ésteres de Fosfato
Emulsiones de Agua		Agua + Aceite + Emulsificantes
Base Ácido	Lineales	
	Reticulados	
	Emulsiones de Aceite	
Base Alcohol	Mezclas Metanol/agua o 100% Metanol	Metanol + Agua
Base Emulsión	Emulsiones Agua-Aceite	Agua + Aceite
CO ₂ -Metanol		CO ₂ + Agua + Metanol
Otros Fluidos	CO ₂ Líquido	CO ₂
Nitrógeno Líquido		N ₂
Helio Líquido		He
Gas Natural Líquido		LPG (Butano y/o Propano)

Nota. Adaptado de “*Handbook of Hydraulic Fracturing*” (p.166), Por J. Speight, 2016, CD&W Inc., © 2016 por John Wiley & Sons, Inc. All rights reserved.

Los productos del fracturamiento hidráulico están compuestos por una importante cantidad de químicos, algunos aparentemente inofensivos como el cloruro de sodio, y otros que podrían representar graves riesgos para la salud humana y el medio ambiente (Spellman, 2017). Según la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA), han sido identificados más de 1000 aditivos químicos usados en operaciones de fracturación hidráulica, incluyendo bactericidas,

disolventes y otros (Naranjo, 2016). En ese sentido, entre los principales tipos de sistemas de fluidos se encuentra: el agua de fractura, geles lineales, geles reticulados, fluidos base-aceite y espumas o poli-emulsiones (Smith & Montgomery, 2014).

4.5.1.2 Características

Cada tipo de fluido de fracturamiento posee características únicas y sus propios rasgos diferenciales, tanto positivos como negativos. Es por esto que para lograr un rendimiento ideal, los fluidos de fractura deben poseer las siguientes cualidades: ser lo suficientemente viscosos como para poder crear una fractura de ancho adecuado, medir la distancia de recorrido del fluido para extender la longitud de la fractura, poder transportar grandes cantidades de apuntalante a la fractura, y se requiere un agente gelificante que permita una degradación más fácil, como a su vez reducir los costos de operación (Spellman, 2017).

En general, un fluido de fracturamiento ideal sería aquel que tenga una viscosidad controlable y fácilmente medible, que genere una pérdida de fluido aceptable, que en lo posible no dañe la fractura ni interactúe con los fluidos de formación, que sea prácticamente inofensivo e inerte, y que su costo esté alrededor de los 4 USD/gal; factores que claramente son difíciles de lograr en su totalidad, sin embargo se busca estar lo más cerca posible (Smith & Montgomery, 2014).

4.5.1.3 Composición

En cuanto a la composición de los fluidos de fractura, muchos de los componentes y procesos usados para la fabricación de los fluidos son propiedad de las empresas prestadoras de servicios, por lo que la confusión y malentendidos en la veracidad de la información de los mismos, es algo común (Smith & Montgomery, 2014). Los aditivos usados en los fluidos de fracturamiento hidráulico, son una amplia gama de productos químicos que se usan para adecuar sus propiedades generales (Spellman, 2017).

La composición de los fluidos usados para el proceso del fracturamiento hidráulico varía sustancialmente dependiendo sobre todo de las características geológicas de la formación que se está fracturando. Estos fluidos generalmente constan de una gran variedad y altos niveles de sólidos disueltos; en este sentido, sus componentes pueden ir desde simplemente agua y arena, hasta sustancias poliméricas complejas con múltiples aditivos (Speight, 2016). Las Tablas 4.3 y 4.4, presentan una breve descripción sobre algunos de los principales aditivos y algunos químicos usados en los fluidos de fracturamiento hidráulico, respectivamente, así como sus funciones.

Tabla 4.3

Aditivos Usados en Fluidos de Fracturamiento Hidráulico.

Tipo	Compuesto	Comentario
Ácido	Ácido Clorhídrico, (Ácido Muriático)	Para el fracturamiento de formaciones de Esquisto, los ácidos son usados para limpiar el cemento de la tubería de revestimiento, y el lodo de perforación que obstruye la porosidad natural de la formación.
Biocida	Glutaraldehído	Los fluidos de fractura suelen contener geles orgánicos, por lo tanto, proporcionan un medio para el crecimiento bacteriano. Estas bacterias pueden descomponer el agente gelificante su viscosidad y capacidad para transportar agentes de sostén. Los biocidas se añaden para controlar las bacterias.
Rompedor	Cloruro de Sodio	Productos químicos que suelen introducirse en las últimas secuencias de un proyecto de fracturación, para romper la viscosidad del agente gelificante, liberar el agente de sostén del fluido, y así mejorar la recuperación del fluido de fractura.
Inhibidor de Corrosión	N, N-Dimetil Formamida	Se utiliza en fluidos de fracturación que contienen ácidos; inhibe la corrosión de los tubos de acero, las tuberías, herramientas y tanques.
Agente Reticulante	Sales de Borato	Hay dos tipos básicos de geles que se utilizan en los fluidos de fracturación: los geles lineales y los reticulados. Los últimos tienen la ventaja de poseer una mayor viscosidad y que no se descomponen rápidamente.
Reductor de Fricción	Petróleo Destilado (Aceite mineral)	Minimiza la fricción, permitiendo que los fluidos de fracturación sean inyectados a velocidades y presiones óptimas.
Gel	Goma Guar (Hidroxietil Celulosa)	Los geles se utilizan en los fluidos de fracturación para aumentar la viscosidad del fluido, lo que permite transportar más que una solución de agua pura. En general, los agentes gelificantes son biodegradables.

Nota. Adaptado de “*Handbook of Hydraulic Fracturing*” (p.167), Por J. Speight, 2016, CD&W Inc., © 2016 por John Wiley & Sons, Inc. All rights reserved.

Tabla 4.4

Químicos Usados en Fluidos de Fracturamiento Hidráulico.

Químico	Uso	Químico	Uso	Químico	Uso
Ácido Acético	Tampón de pH	Ácido Fumárico	Tampón de pH	Cloruro de Polidimetilamonio	Control de arcilla
Copolímero Acrílico	Lubricante	Gelatina	Inhibidor de corrosión	Carbonato de Potasio	Tampón de pH
Persulfato de Amonio	Rompedor	Goma Guar	Agente gelificante	Cloruro de Potasio	Inhibidor de arcilla
Ácido Bórico	Agente reticulante	Enzima Hemicelulosa	Rompedor	1-Propanol	Agente complejante
Óxido Bórico	Agente reticulante	Ácido Clorhídrico	Limpieza del pozo	Poliaminas Cuaternarias	Control de arcilla
2-Butoxietanol	Reducción de tensión superficial	Hidroxietilcelulosa	Agente gelificante	Acetato de Sodio	Tampón de pH
Ácido Carbónico	Agente reticulante	Hidroxipropil Guar	Agente gelificante	Borato de Sodio	Tampón de pH
Carboximetil Hidroxipropil Guar	Agente gelificante	Hidrato de Silicato de Magnesio	Agente gelificante	Bicarbonato de Sodio	Tampón de pH
Sílice Cristalina (Cristobalita)	Propante	Metanol	Agente gelificante	Carbonato de Sodio (Ceniza de sosa)	Tampón de pH
Sílice Cristalina (Cuarzo)	Propante	Mono Etanol Amina	Reducción de tensión superficial	Cloruro de Sodio	Reductor de Viscosidad
Ácido Cítrico	Control de hierro	Éter Monobutílico de Etilenglicol	Agente gelificante	Persulfato de Sodio	Reductor de Viscosidad
Peroxidisulfato de Amonio	Rompedor	Ácido Muriático	Disolvente mutuo	Terpenos	Reducción de tensión superficial
Octaborato de Disodio Tetrahidratado	Agente gelificante	Sílice no Cristalina	Propante	Cloruro de Tetrametil Amonio	Control de arcilla
Gasóleos (Petróleo), tratados con Hidrógeno	Licuidor de guar	Poli(oxi-1,2-etanodiilo)	Propante	Complejo de Circonio	Agente reticulante

Nota. Adaptado de “*Handbook of Hydraulic Fracturing*” (p.168), Por J. Speight, 2016, CD&W Inc., © 2016 por John Wiley & Sons, Inc. All rights reserved.

En el capítulo 5, se encuentra información detallada acerca de la composición de diferentes tipos de fluidos de fracturamiento que han sido analizados, de acuerdo a las regiones donde se han llevado a cabo estudios en operaciones.

4.5.2 Material Apuntalante

“Un propante es un material sólido, generalmente arena, arena tratada o cerámica manufacturada, que es diseñada para prevenir y mantener abierta una fractura hidráulica

inducida, durante y después del tratamiento de fracturamiento, para que no colapse y se cierre” (Speight, 2016). Gran cantidad de agentes apuntalantes han sido evaluados a través de los años incluyendo pellets de plástico, acero, vidrio, aluminio, vidrio de alta resistencia, cáscaras de nuez redondeada, arenas recubiertas de resina, bauxita y circonio fundido (Smith & Montgomery, 2014). Al momento de elegir el tipo adecuado para una operación, se debe tener en cuenta que el propante debe producir la máxima permeabilidad y anchura en la fractura; en otras palabras, debe maximizar la conductividad (Speight, 2016). Por ello se tienen en cuenta parámetros como la redondez del grano, la pureza, resistencia a la corrosión, densidad y la resistencia al aplastamiento o compresión del propante (Chayres, 2017). El tamaño de grano del material apuntalante es otra variable que se tiene en cuenta. Por ejemplo, los propantes de grano grueso ofrecen mayor permeabilidad a bajas fuerzas de compresión, pero tienden a fallar mecánicamente cuando se someten a altas presiones; no obstante, los de grano fino poseen mayor resistencia a altas fuerzas de compresión, ofreciendo así una mejor permeabilidad (Chayres, 2017).

Por otra parte, los tamaños más comunes de malla son 16/20, 20/40, 30/50, 40/70 y 100, sin embargo, los más usados comúnmente han sido del rango de -20 a +40 estándar US (Speight, 2016). Otros productos como la arena de sílice, propante recubierto de resina (RCS) y propantes cerámicos son los ideales para ser usados en el tratamiento. La arena blanca de Ottawa es una de las más usadas y deseadas para implementar en operaciones de fracturamiento hidráulico, ya que posee tres características fundamentales para el proceso: esfericidad, redondez y resistencia a la compresión. Además, tiene una pureza química que la hace inerte a los fluidos presentes en el pozo (Speight, 2016). El RCS es arena de sílice recubierta de resina, lo cual le permite distribuir la carga del propante y de esta manera genera una mayor resistencia a la compresión. También, en el caso de que los granos fallen mecánicamente, la resina mantiene las piezas en su lugar y evita que retornen con el fluido a superficie (Speight, 2016). Los apuntalantes cerámicos empezaron en proyectos de Exxon, fabricados con aluminosilicatos de contenido superior al 80% de bauxita, y fueron desarrollados con el objetivo de fracturar pozos a grandes profundidades, donde los esfuerzos de cierre son mayores a los 1000 psi. Estos son conocidos por su calidad y son los más resistentes disponibles en el mercado, además de que poseen buena esfericidad y redondez, pero su costo es elevado (Chayres, 2017).

4.5.3 Ensayos de Laboratorio

En cuanto a los procesos o ensayos de laboratorio, para poder tener en cuenta el diseño de tratamientos y de los diferentes tipos de fluido, así como sus aditivos, componentes y finalidades, se hacen pruebas para mantener las condiciones adecuadas y que estas no cambien durante el tratamiento; todo esto con la finalidad de tener un control óptimo y la precisión en las condiciones del fluido. Dentro de las principales pruebas realizadas en laboratorio se encuentran: la evaluación de la calidad del agua, el monitoreo de la temperatura, y el control del pH y la viscosidad del fluido (Navarro Rodríguez, 2017). Estas pruebas son realizadas comúnmente en todos los países donde se efectúan operaciones de fracturamiento hidráulico, ya sea en prospectos convencionales o no convencionales.

4.5.4 Fabricación

En general el fluido de fracturamiento está compuesto de tres elementos: el fluido base, los aditivos y el propano. Aunque su fabricación depende de la geología de la formación, las características de producción del campo y la economía, es posible seguir lineamientos generales para con ello obtener un fluido eficaz (Speight, 2016). Considerar el volumen y la viscosidad para la etapa de colchón es un paso fundamental, ya que de estos depende la geometría de fractura. De igual forma, el fluido debe proveer suficiente ancho de fractura para asegurar que el propano ingrese, debe proporcionar la presión neta deseada con el objetivo de generar la longitud determinada o prevenir irrupción en zonas indeseables, brindar la suficiente capacidad de carga para transportar el propano desde la cara de pozo al final de la fractura, y finalmente ser capaz de controlar la pérdida de fluido por medio de su viscosidad. En adición, es importante tener en cuenta que estos fluidos deben ser lo más amigable posible con el medio ambiente (Smith & Montgomery, 2014).

5. EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EUROPA Y ASIA

5.1 EUROPA

5.1.1 Experiencias

Como se ha comentado anteriormente en este documento, la situación del continente europeo con respecto al desarrollo del gas de esquisto y las tecnologías de explotación de los recursos no convencionales, presenta dificultades debido principalmente a la geología de las cuencas sedimentarias, lo que supone grandes desafíos para la industria a pesar de las importantes reservas existentes. Sin embargo, este factor, junto a las amplias regulaciones medioambientales de los gobiernos y las políticas de salubridad de las comunidades, no han sido impedimento para que en las últimas décadas en países europeos como Austria, Alemania, Hungría, Irlanda, Polonia, Suecia, el Reino Unido y Ucrania, se hayan llevado a cabo diferentes niveles de exploración para la producción del gas de esquisto (Gruszczynski, 2014). Para el caso particular de un país como Polonia, donde el potencial para ser el próximo productor fuerte de gas no convencional a nivel internacional y ser el pionero en Europa era previsto, “su revolución del gas de esquisto ha demostrado ser una fuente tanto de euforia como de desilusión a nivel nacional” (Kuchler & Höök, 2020). Por tal motivo, es importante resaltar que en Europa y específicamente en Polonia, desde los años posteriores al 2010 se han otorgado cantidades récord de concesiones para prospección y simulacros exploratorios; no obstante, hasta la fecha no se ha realizado ninguna producción comercial de gas de esquisto u otros hidrocarburos de tipo no convencional (Kuchler & Höök, 2020).

El concepto del fracturamiento hidráulico aparece en el continente Europeo en los años 80s aplicado a reservorios convencionales, desde entonces se ha buscado llevar a cabo en diferentes países como Alemania, Polonia, Países Bajos y Reino Unido, principalmente en pozos verticales (Broomfield, 2013). Los primeros pozos horizontales multi fracturados hidráulicamente en reservorios no convencionales de gas compacto, fueron desarrollados en el campo Soehlingen en la costa del Noroeste de Alemania, y en el campo South Arne del mar del Norte en Dinamarca, entre los años de 1999 y 2000 (Broomfield, 2013; Rodrigues et al., 2007). Posterior a esto, la actividad exploratoria para el desarrollo del recurso del gas de esquisto empezó en Alemania, Reino Unido y Polonia, en el año 2010; sin embargo, en países como Alemania y Dinamarca, se estima que entre 1977 a este mismo año, se habrían desarrollado aproximadamente 300 y 130 pozos respectivamente, usando tecnologías de fracturamiento hidráulico (Broomfield, 2013). Por otro lado, existen publicaciones donde se menciona el pozo Damme 3, en Baja Sajonia, Alemania, como el primer pozo explorado del país, que usó tecnologías de fracturamiento hidráulico en yacimientos de gas de esquisto (Olsson et al., 2013). De igual manera, en lugares como los Países Bajos se han desarrollado proyectos, y más de 200 pozos de gas no convencional han sido fracturados desde los años 80s, repartidos en alrededor de la mitad en tierra y la mitad en alta mar; y en el Reino Unido, aproximadamente 200 pozos han sido hidráulicamente fracturados, de los cuales su mayoría son en prospectos convencionales

(Broomfield, 2013). Para el caso de Polonia, el primer pozo que se destinó a la exploración de gas natural en lutitas o gas de esquisto mediante fracturamiento hidráulico fue perforado en el año 2010, con el objetivo principal de evaluar las propiedades químicas y físicas de la roca y generar posibles proyectos de explotación en los años siguientes. En ese sentido, otros países como Francia, Bulgaria, Países Bajos, Suecia y el Reino Unido, que han iniciado sus actividades de exploración para identificar la viabilidad de producir los recursos no convencionales existentes en sus tierras, en años posteriores se decretó la suspensión de actividades por distintos tipos de garantías; sin embargo, en otras naciones como Dinamarca, Turquía, Noruega y Polonia, la situación es más prometedora (Broomfield, 2013). En las siguientes secciones se exponen algunas tecnologías que se han puesto en práctica en el continente Europeo, con relación a métodos de tratamiento de fluidos de retorno del fracturamiento hidráulico, ya sea en etapas de exploración, desarrollo, u operaciones efectuadas en yacimientos no convencionales, así como las composiciones de los tipos de fluido usados y de las aguas residuales generadas en dichos procesos, en base a la experiencia y limitada información específica publicada.

5.1.2 Uso de Agua, manejo y tratamiento

El tratamiento de las aguas residuales producidas en la explotación de hidrocarburos no convencionales mediante el fracturamiento hidráulico, es un tema de suma importancia para todas las regiones donde se han desarrollado y donde se quieren iniciar este tipo de proyectos de la Industria Petrolera, debido principalmente a que los volúmenes de agua necesaria son bastante elevados, y a que las tasas de reflujo que se generan tienden a ser porcentajes significativos. Es por esto que, en el caso de Europa, aunque su experiencia en el ámbito no sea comparable con la de continentes como el Americano o Asiático, y en muchos de sus países solamente se hayan realizado proyectos de exploración y poco más, es importante mencionar que se han llevado a cabo diversos estudios e invertido en investigación, para poder determinar la efectividad de determinados procesos que se aplican con éxito en otras regiones.

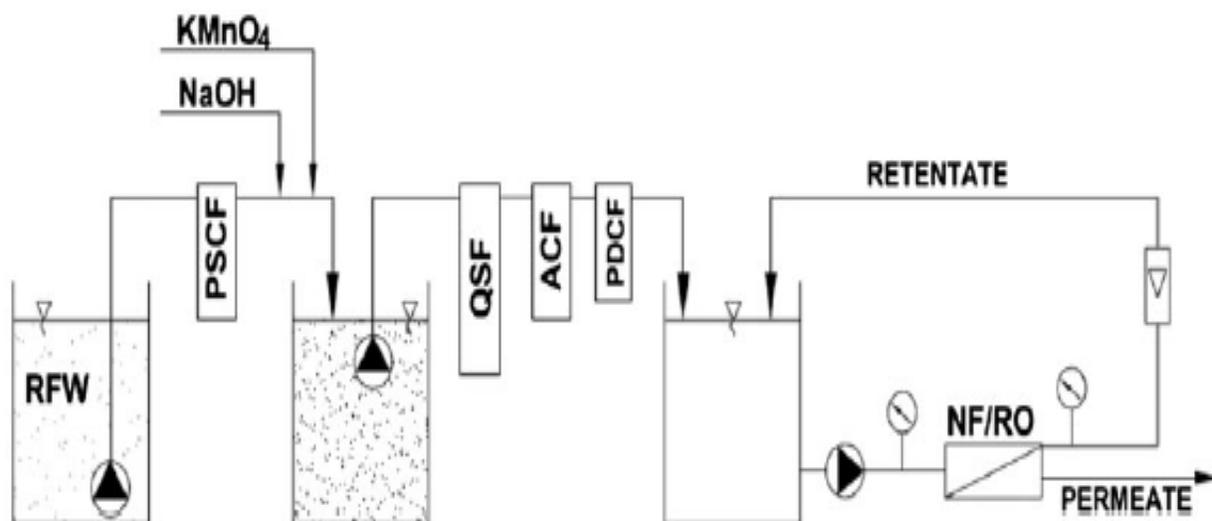
En estudios realizados en Alemania, se explica que el flujo de retorno del fracturamiento hidráulico generado en algunos campos del país, hasta hace unos años no estaba clasificado como agua residual, de la misma manera que la legislación ambiental y los estándares técnicos para ello, eran inadecuados (Olsson et al., 2013). Igualmente resaltan que en éste país, el reflujo de operaciones en campos de gas convencionales, es tratado por tecnologías como la separación de partículas mediante hidrociclones, la sedimentación de sustancias extraíbles, la eliminación de sustancias ligeras en tanques de separación y almacenamiento, y por medio de sistemas de filtración; métodos que con más desarrollo y aplicación en conjunto, pueden ser utilizados para tratar el FPW de la explotación de yacimientos no convencionales (Olsson et al., 2013).

En una investigación realizada en la región de Lubocino (Polonia), donde se analizó la viabilidad de implementar un proceso basado en el pretratamiento del reflujo generado en la perforación de formaciones de gas de esquisto, por medio de métodos híbridos de NF/UF y desalinización por membranas, su principal objetivo fue estudiar la efectividad de elementos comerciales de NF, como de RO de baja y alta presión enrollados en espiral, para así lograr la

reducción de impurezas contenidas en dichas aguas residuales ricas en componentes orgánicos, hasta los niveles exigidos por diversas reglamentaciones Polacas que rigen la reutilización o retorno de estos fluidos al medio ambiente (Michel et al., 2016). Para llevar a cabo este procedimiento, el agua de reflujo obtenida de un pozo en Lubocino en la parte norte de Polonia, fue sometida a un tratamiento previo a los procesos de separación de membranas, que incluía métodos como: la filtración inicial del fluido por medio de un filtro de cartucho de hilo de polipropileno (PDSF), un ajuste de pH con una solución de NaOH al 4%, oxidación mediante una solución al 5% de KMnO_4 dosificada por dosis de 0.33g/L, agitación de la mezcla por al menos 20 minutos para generar la reducción completa del oxidante, y otros procesos adicionales como la sedimentación de los fluidos, filtración clásica, sorción y filtración fina (Michel et al., 2016). El procedimiento se efectuó a escala técnica fraccionaria con volúmenes de muestra de 1m^3 , y según los pasos de pretratamiento mencionados, el líquido generado se entregó por medio de una bomba al filtro mecánico lleno de arena de cuarzo (QSF) con tamaño de grano de 0.4 a 0.8 mm y con altura de la capa de filtración de 1,2 m, a una velocidad de 14 m/h; también se usó un filtro de carbón activado (ACF) y un cartucho de filtro de profundidad de polipropileno (PDCF), para las últimas filtraciones (Michel et al., 2016). La Figura 5.1 presenta el esquema del diagrama de flujo usado en el sistema de tratamiento del agua de reflujo.

Figura 5.1

Diagrama de Flujo del Sistema de Tratamiento del Agua de Retorno.



Nota. Adaptado de “Flow diagram of flowback water treatment system”, Por M. Michel et al., 2016, “Pretreatment and desalination of flowback water from the hydraulic fracturing”, Taylor & Francis Group 2015 © Balaban Desalination Publications. All rights reserved.

Posteriormente se realizó el tratamiento de membranas, donde al agua de retorno pretratada fue la corriente de alimentación introducida en las mismas, y cada una de ellas se probó en un sistema de concentración, el cual fue medido por medio del factor de relación de concentración de volumen (VCR), para luego recoger el permeado a parte y devolver toda la corriente de retenido al tanque con agua de alimentación. De igual forma, la efectividad del tratamiento se determinó sobre la base del factor de retención porcentual (R), para componentes seleccionados del agua de retorno (Michel et al., 2016). Finalmente, se llevaron a cabo variados métodos analíticos para establecer cada uno de los parámetros fisicoquímicos del fluido tratado, de acuerdo a los cuales los autores del estudio exponen los resultados y análisis efectuados, destacando un buen desempeño en algunos procesos, pero de forma general sin obtener los resultados deseados para superar los niveles exigidos por diversas normativas. Igualmente recomiendan más trabajo e investigación para lograr la viabilidad en el mediano plazo, con respecto al uso de este mecanismo sobre los fluidos generados en la explotación de hidrocarburos no convencionales.

En otro estudio desarrollado en Polonia, enfocado en el tratamiento del reflujo del fracturamiento hidráulico mediante EDR (Reversión de Electrodiálisis), se explica que éste método debería disminuir los volúmenes de desechos peligrosos generados en la industria del gas de esquisto, teniendo en cuenta importantes factores como que las membranas de intercambio iónico usadas son más resistentes a incrustaciones que las de NF (Nanofiltración) y RO (Ósmosis Inversa), son menos sensibles al cloro, son capaces de operar con un Índice de Ensuciamiento (SDI) más alto y son más fáciles de limpiar; características que resultan relevantes a la hora de implementar métodos de pretratamiento de los estos fluidos, que son menos sofisticados y costosos (Turek et al., 2017). En esta investigación se escogió la EDR sobre la ED (Electrodiálisis) tradicional, debido principalmente al riesgo de formación de incrustaciones en este tipo de aguas residuales. En el procedimiento propuesto, inicialmente el fluido que por lo general tiene una concentración de sal muy alta fue tratado con EDR y el diluido fue reutilizado, de esta forma se mermó el consumo de agua por la perforación del gas de esquisto. Este fluido “energizado”, luego fue usado para obtener una solución de reflujo artificial en una reacción con muestras de formaciones que contienen gas, para seguidamente simular las reacciones geoquímicas fluido-gas-roca (Turek et al., 2017). El flujo de retorno sólo pudo ser reusado al cumplir con criterios específicos, y la tasa del mismo que se implementó para los compartimentos de diluido y concentrado de la unidad EDR, fue de $1\text{m}^3\text{h}^{-1}$, para posterior a esto, realizar la difusión de especies orgánicas grandes a través de las membranas de intercambio iónico (Turek et al., 2017). La relación máxima de diluido a la tasa de flujo de alimentación fue de 91:9, por lo que no resultaba práctico tener una tasa de flujo de concentrado muy baja o una tasa de flujo de diluido muy alta. Además, en este estudio fueron investigados dos casos: uno con operación regular, en la cual el reflujo fue desalinizado al nivel que permitió su reutilización como fluido de fracturamiento, y otro como tratamiento final, en el que el proceso de fracturamiento fue detenido y el flujo de retorno restante fue desalinizado profundamente, dejándolo en condiciones para una operación de unidad de eliminación de materia orgánica específica (Turek et al., 2017). Tras efectuados todos los procedimientos establecidos y las simulaciones predeterminadas, los autores de este trabajo exponen varias conclusiones relevantes

con respecto a mejoras que se pueden lograr en la eliminación de compuestos orgánicos, en lograr mayores volúmenes de recuperación de agua y la reutilización de fluidos durante el funcionamiento de la planta EDR, y sugieren realizar modificaciones en el mecanismo que permiten aumentar en mayor grado la calidad del tratamiento; por lo cual esta indagación resulta beneficiosa para futuros desarrollos en la explotación del gas de esquisto (Turek et al., 2017).

Otro caso de estudio en este país, presenta la viabilidad de purificar las aguas residuales generadas por la fracturación hidráulica de lutitas de gas polacas, mediante la combinación de varios procesos o métodos híbridos, como filtración, oxidación avanzada e intercambio iónico. El proceso consta de varios pasos, y su objetivo principal fue el de proponer y desarrollar un esquema completo de tratamiento de fluidos altamente salinos que contienen diferentes compuestos, así como generar pautas para una instalación de demostración futura, que permita depurar el flujo de retorno, para lograr su reutilización o descarga segura en el medio ambiente (Abramowska et al., 2018).

Para lograr lo mencionado, lo primero que se realizó fue un análisis químico de los materiales implicados en el mecanismo, debido a la compleja composición del fluido a tratar. En este sentido, fueron empleados métodos como las mediciones de TOC, la espectrometría de masa con plasma de acoplamiento inductivo (ICP-MS), cromatografía iónica, así como espectrometría alfa y gamma, para analizar distintas muestras de soluciones de SGDF (Fluido de perforación de Gas de Esquisto). Seguidamente se efectuó la respectiva caracterización de los fluidos de retorno, donde se demostró la complejidad del mismo, siendo necesarias muchas etapas de separación y distintas técnicas analíticas (Abramowska et al., 2018). Luego, fueron implementados métodos como la modificación de AC (Carbón Activado), con el uso de un carbón activo disponible comercialmente, y previo a los procesos de eliminación de compuestos orgánicos, fue necesario un paso de purificación mecánica por medio de filtros de profundidad, de acuerdo con condiciones específicas (Abramowska et al., 2018). Tras esto, se dió paso al método de Ozonización, donde el caudal de gas durante el proceso fue igual a $2\text{dm}^3/\text{min}$, así como se realizó una modificación del mismo proceso usando peróxido de hidrógeno (30% H_2O_2) y AC. Igualmente se efectuaron procesos con resinas de intercambio iónico, donde se usaron 4 tipos: dos de intercambio iónico y dos de intercambio aniónico, y otros específicos como la NF y RO, donde fueron usados distintos tipos de membranas, bajo diferentes condiciones de operación (Abramowska et al., 2018). Finalmente fue llevado a cabo un proceso de medida de toxicidad, donde las muestras se analizaron usando la bacteria bioluminiscente *Vibrio Fischeri* con la prueba de Microtox. En este caso, la muestra se incubó en contacto con las bacterias durante 15 a 30 minutos, se realizó la medición de intensidad de luminiscencia y luego se comparó con la intensidad de luminiscencia de bacterias puras, en una solución de NaCl al 2% o agua de mar artificial (Abramowska et al., 2018).

Con los resultados obtenidos tras todos los procedimientos y mecanismos puestos en práctica, se elaboró un artículo de presentación donde sus autores exponen importantes aciertos logrados, y resaltan los procesos más eficientes que fueron puestos en práctica. Tales análisis y conclusiones presentadas en este estudio resultan muy importantes para futuros proyectos de explotación de gas de esquisto en Polonia, que como se sabe tiene un potencial muy alto a nivel

Europeo, y plantea un punto de partida hacia nuevos mecanismos, tecnologías y métodos híbridos, que se pueden implementar en todas las regiones del mundo donde se ha desarrollado este tipo de aprovechamiento u obtención de los recursos no convencionales.

Adicionalmente, en una investigación desarrollada en Turquía sobre el tratamiento de las aguas residuales de la producción de gas de esquisto mediante el proceso denominado Electro-Fenton (EF), con optimización estadística de las variables operacionales, se expone su relativa eficiencia para implementar en este tipo de fluidos. En tal estudio, el proceso EF es implementado por primera vez en aguas residuales de gas de esquisto, usando un enfoque con metodología de superficie de respuesta (RSM) y de diseño compuesto central (CCD), para de esta manera determinar un modelo matemático sobre los efectos interactivos de los parámetros estudiados, evaluar su eficiencia analizando su incidencia sobre diferentes factores operativos, y finalmente encontrar las condiciones más adecuadas para el tratamiento (Bakaraki Turan et al., 2017).

Para llevar a cabo el procedimiento anterior, las aguas residuales usadas fueron tomadas de la planta de extracción de gas de esquisto ubicada al sureste de Anatolia, en Turquía, la cual es operada por un grupo de empresas nacionales e internacionales, e inicialmente se analizaron las características de composición de los fluidos en cuestión (Bakaraki Turan et al., 2017). Luego se realizó la configuración experimental del montaje a usar, donde se implementó un reactor EF a escala de laboratorio hecho de plexiglás, de 9 cm de diámetro y 13 cm de altura. El volumen de las muestras usadas fue de 500 ml en cada ejecución realizada, y previo a cada una, las superficies de los electrodos del mecanismo fueron limpiados con acetona y mantenidos en una solución limpiadora durante al menos 5 min, para posteriormente ser enjuagados con agua de grifo (Bakaraki Turan et al., 2017). Los experimentos de EF fueron efectuados con una densidad de corriente de alimentación de 8 a 24 mA/cm², al final de cada ejecución se retiraron los materiales flotantes y precipitados, y se dejó reposar la mezcla, para finalmente recoger el líquido sobrenadante y almacenar para su posterior caracterización (Bakaraki Turan et al., 2017). Seguidamente fueron efectuados diferentes métodos analíticos, y se llevó a cabo el diseño de experimentos y análisis de datos. Para ello, como fue mencionado, se usó el CCD en la metodología de RSM, y se optimizaron las 4 variables operativas más importantes del proceso: la relación H₂O₂ / DQO (Demanda Química de Oxígeno), la densidad de corriente, el pH inicial del fluido y el tiempo de reacción en el proceso EF, donde cada factor independiente se codificó en 3 niveles entre -1 y +1, para los rangos que se determinaron con los experimentos y análisis preliminares (Bakaraki Turan et al., 2017). Por último, fue puesto en práctica un análisis de varianza (ANOVA) para obtener la interacción entre las variables y las respuestas, se evaluó la calidad del modelo de ajuste, y su significancia estadística fue verificada por la prueba F de Fisher, con un nivel de confianza del 95% (Bakaraki Turan et al., 2017). Luego, con los resultados establecidos de todos los procedimientos efectuados y los correspondientes análisis realizados, se probó por primera vez de forma viable el método EF para el tratamiento de las aguas residuales de gas de esquisto en el país, indicando altas tasas de eficiencia de remoción de compuestos existentes en las mismas.

Por otro lado, en un país como el Reino Unido se han venido realizando diferentes estudios, para establecer las mejores opciones de manejo y tratamiento de las aguas residuales generadas en operaciones de fracturamiento hidráulico, así como su viabilidad y costos de implementación para futuros desarrollos de la industria. Aunque en este país la explotación de hidrocarburos no convencionales, como el gas de esquisto, sigue siendo un tema controversial como en muchos otros, el punto clave en este sentido es la forma de administración segura y procesamiento eficaz que se pueda aplicar a dichos fluidos; es por ello que en la investigación a mencionar, se han abordado y revisado las opciones disponibles para la gestión de este tipo de fluidos de desecho en el Reino Unido (O'Donnell et al., 2018)

Entre las elecciones posibles, es importante mencionar que la eliminación de desechos líquidos en vertederos está prohibida en Inglaterra y Gales, así como en Escocia e Irlanda del Norte. Además, si bien la Agencia de Medio Ambiente y la Agencia de Protección Ambiental de Escocia (SEPA) clasifica el agua el FPW como agua de minería, la legalidad en permitir que se elimine a través de inyección profunda en pozos de eliminación, sigue siendo totalmente nula; y se requeriría de tecnologías muy avanzadas para tratamientos antes de pensar en ello (O'Donnell et al., 2018). De igual manera, teniendo en cuenta el conjunto de datos limitados sobre las operaciones realizadas en el país, esta investigación fue enfocada en evaluar las opciones para el tratamiento de los principales contaminantes problemáticos de las aguas residuales del Reino Unido: la salinidad, los materiales radiactivos naturales (NORM), y los metales pesados (O'Donnell et al., 2018).

Para lograr lo propuesto, inicialmente se destacó que la gestión del FPW (Agua producida de retorno) del Reino Unido requiere antes que nada un tratamiento después de la fracturación hidráulica. Se tuvieron en cuenta factores específicos como la restricción de los volúmenes esperados de aguas residuales, con base en la información obtenida de un pozo en la formación Carbonífero Bowland Shale, en la región de Press Hall en Lancashire Inglaterra, conocido como el único sometido a fractura hidráulicas de gran volumen en el país (O'Donnell et al., 2018). Adicionalmente, se llevaron a cabo cálculos sobre los costos de tratamiento del FPW, teniendo en cuenta concentraciones de TSS y TDS, mediante procesos conocidos como la Ósmosis Inversa (RO) y la destilación por Compresión Mecánica de Vapor (MVC). También fueron aplicados distintos métodos analíticos, y se recopiló información de 4 instalaciones de tratamiento que existen en el Reino Unido (O'Donnell et al., 2018). De esta manera fue efectuado todo el esquema de estudio en esta investigación y se lograron resultados esperados, sin embargo, sus autores resaltan que es muy importante que esta área reciba más atención de la industria emergente del gas no convencional, de la industria de gestión de aguas residuales y de los organismos reguladores de los países del Reino Unido, para que se genere una estrategia coherente con miras al desarrollo de futuras opciones de tratamiento, con base en nuevos datos una vez que estén disponibles (O'Donnell et al., 2018).

5.1.3 Tipos de fluido de fracturamiento empleados

En esta sección se exponen algunos ejemplos de volúmenes y tipos de fluidos de fracturamiento que han sido empleados o estimados en regiones del continente Europeo, así como sus composiciones básicas teniendo en cuenta la limitada información pública. La Tabla 5.1 presenta un resumen de los aditivos usados en un caso de fracturación hidráulica de alto volumen en el Reino Unido, de acuerdo a los datos obtenidos en el anteriormente mencionado, pozo Presse Hall-1, en Inglaterra, para las primeras dos etapas de fracturamiento (Broomfield, 2013). La información restante es encontrada en el documento en cuestión.

Tabla 5.1

Aditivos de Fracturamiento Hidráulico usados en el Reino Unido.

Etapa de Fractura	Tipo	Propósito	Componentes Enumerados	Volumen Total	Peso del Componente Químico (%)	Concentración de Volumen Total Inyectado
1	Agua Fresca	Llevar arena, Abrir fracturas	-	1969 m ³	-	22.96 %
1	Arena Congleton	Propante para abrir fracturas	-	23 Tm	100%	0.101 %
1	Arena Chelford	Propante para abrir fracturas	-	78 Tm	100%	0.341 %
1	Reductor de Fricción	Reducir la presión necesaria para el bombeo en tubería	Emulsión de Poliacrilamida en aceite	0.920 m ³	100%	0.011 %
1	Trazador Químico	Identificar agua de fractura en el reflujo	Agua Sal de Sodio	-	90% 10%	0.000000 % 0.000000 %
2	Agua Fresca	Llevar arena, Abrir fracturas	-	2338.6 m ³	-	27.27 %
2	Arena Congleton	Propante para abrir fracturas	-	31.3 Tm	100%	0.137 %
2	Arena Chelford	Propante para abrir fracturas	-	85.3 Tm	100%	0.373 %
2	Reductor de Fricción	Reducir la presión necesaria para el bombeo en tubería	Emulsión de Poliacrilamida en aceite	1.079 m ³	100%	0.013 %
2	Trazador Químico	Identificar agua de fractura en el reflujo	Agua Sal de Sodio	1395 gr	90% 10%	0.000015 % 0.000002 %

Nota. Adaptado de “*Composition of components in Bowland Shale Hydraulic Fracturing Fluid for Preese Hall-1 Well*”, Por M. Broomfield, 2013, “*Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing in Europe*”, AEA Technology plc © European Commission DG Environment, All Rights Reserved.

Existen variadas investigaciones realizadas en el ámbito, de las cuales es importante mencionar que el Servicio Geológico Británico estimó que se necesitan entre 7000 y 18000 m³ de fluido de inyección, por cada operación de fracturación hidráulica en el Reino Unido. En este

sentido, en el año 2011 la compañía de exploración y producción de Petróleo y Gas, Cuadrilla Resources, informó que se inyectaron 8900 m³ de fluido en el pozo Preese Hall en Lancashire (Inglaterra), con el cual fueron perforadas 6 etapas de fracturamiento antes de que cesaran las operaciones (O'Donnell et al., 2018). Por otro lado, en un estudio realizado en la región de Baja Sajonia Alemania, donde fueron objeto de estudio tres de los principales pozos del país, se expone que los fluidos de fracturamiento hidráulico usados por la empresa Exxon Mobil se componen principalmente de 70 a 95 % de agua potable, 10 a 30 % de apuntalante y 1 a 30% de productos químicos. De igual manera es mencionado que las cantidades de agua dulce necesaria para cada operación varía según la geología local: en la arenisca roja del pozo Buchhorst T12, fueron usados 212 m³; en la pizarra del pozo Damm 3, 4032 m³; y en la arenisca carbonífera superior del pozo Cappeln Z3a, 458 m³ (Olsson et al., 2013).

En otro estudio presentado sobre la caracterización de fluidos de perforación y del reflujo generado en la perforación de actividades de exploración de gas de esquisto en Polonia, se han determinado factores relevantes. Inicialmente, el objetivo de análisis en dicha indagación cubrió las operaciones hechas en formaciones de lutitas del silúrico y ordovícico del país, de donde fueron recolectadas muestras de los fluidos usados entre el 2015-2016, de cinco ubicaciones distintas de sitios de perforación (Mikos-Szymańska et al., 2018). Específicamente, las muestras obtenidas fueron de las siguientes regiones: DF1, de Dobryniów en la provincia o Voivodato de Lublin (este de Polonia); DF2, de Kościaszyn en el Voivodato de Lublin; DF3, de Przemyśl en el Voivodato de Subcarpacia (Sureste de Polonia); DF4, de Lubliniec en el Voivodato de Silesia (Sur de Polonia); y DF5, de Łochów en las concesiones de perforación de gas de esquisto del Voivodato de Mazovia. (Este de Polonia) (Mikos-Szymańska et al., 2018). Es importante mencionar que las muestras en cuestión no son consideradas como aguas residuales ya que no son producto del reflujo obtenido en cada región, sino que fueron abordadas como fluidos de perforación; sin embargo, es posible establecer que se trata de fluidos lixiviados, por el contacto que han tenido con las diferentes formaciones. La Tabla 5.2 presenta un resumen de la composición de los fluidos analizados en esta investigación.

Tabla 5.2

Análisis Químico de Fluidos de Perforación en Regiones de Polonia (2015-2016).

Contenido de Metales	DF1	DF2	DF3	DF4	DF5
Macroelementos					
Ca (g Kg ⁻¹)	44.7 ± 6.7	53.4 ± 8.0	131.0 ± 19.6	99.6 ± 14.9	100.7 ± 15.2
Mg (g Kg ⁻¹)	10.7 ± 1.6	12.2 ± 1.8	5.8 ± 0.9	7.0 ± 1.1	6.25 ± 0.9
K (g Kg ⁻¹)	14.7 ± 2.2	53.5 ± 8.0	53.2 ± 8.0	59.7 ± 9.0	60.4 ± 9.1
Na (g Kg ⁻¹)	-	-	-	-	11.4 ± 1.7
Microelementos					
Cu (mg Kg ⁻¹)	66.0 ± 9.9	44.0 ± 6.6	50.0 ± 7.5	40.0 ± 6.0	45.8 ± 6.9
Co (mg Kg ⁻¹)	44.0 ± 6.6	19.0 ± 2.9	16.0 ± 2.4	14.0 ± 2.1	-
Fe (g Kg ⁻¹)	26.5 ± 4.0	25.0 ± 3.8	14.6 ± 2.2	15.9 ± 2.4	16.1 ± 2.4
Mn (mg Kg ⁻¹)	390.0 ± 58.5	340.0 ± 51.0	280.0 ± 42.0	500.0 ± 75.0	460.0 ± 69.0
Zn (mg Kg ⁻¹)	74.0 ± 11.1	200.0 ± 30.0	180.0 ± 27.0	60.0 ± 9.0	78.9 ± 11.8
As (mg Kg ⁻¹)	-	-	-	-	8.05 ± 1.2
Al (g Kg ⁻¹)	43.3 ± 6.5	35.6 ± 5.3	23.3 ± 3.5	26.7 ± 4.0	18.3 ± 2.7
Ba (g Kg ⁻¹)	19.6 ± 2.9	27.2 ± 4.0	83.6 ± 12.5	66.0 ± 9.9	61.1 ± 12.2
Metales Pesados					
Cr (mg Kg ⁻¹)	69.0 ± 10.4	80.0 ± 12.0	38.0 ± 5.7	40.0 ± 6.0	31.0 ± 4.6
Cd (mg Kg ⁻¹)	< 0.005	< 0.005	< 0.005	< 0.005	0.26 ± 0.04
Pb (mg Kg ⁻¹)	18.0 ± 2.7	190.0 ± 28.5	140.0 ± 21.0	17.0 ± 2.6	27.1 ± 4.1
Ni (mg Kg ⁻¹)	16.0 ± 2.4	270.0 ± 40.5	16.0 ± 2.4	19.0 ± 2.9	67.8 ± 10.2
Hg (mg Kg ⁻¹)	0.10 ± 0.02	0.40 ± 0.09	1.00 ± 0.22	-	8.77 ± 1.93

Nota. Adaptado de “*Chemical analysis of drilling fluids (Central and Eastern Poland, 2015–2016)*”, Por M. (Mikos-Szymańska et al., 2018) et al., 2018, “*Characterization of drilling waste from shale gas exploration in Central and Eastern Poland*”, Environmental Science and Pollution Research © The Author(s) 2018, All Rights Reserved.

5.1.4 Flowback

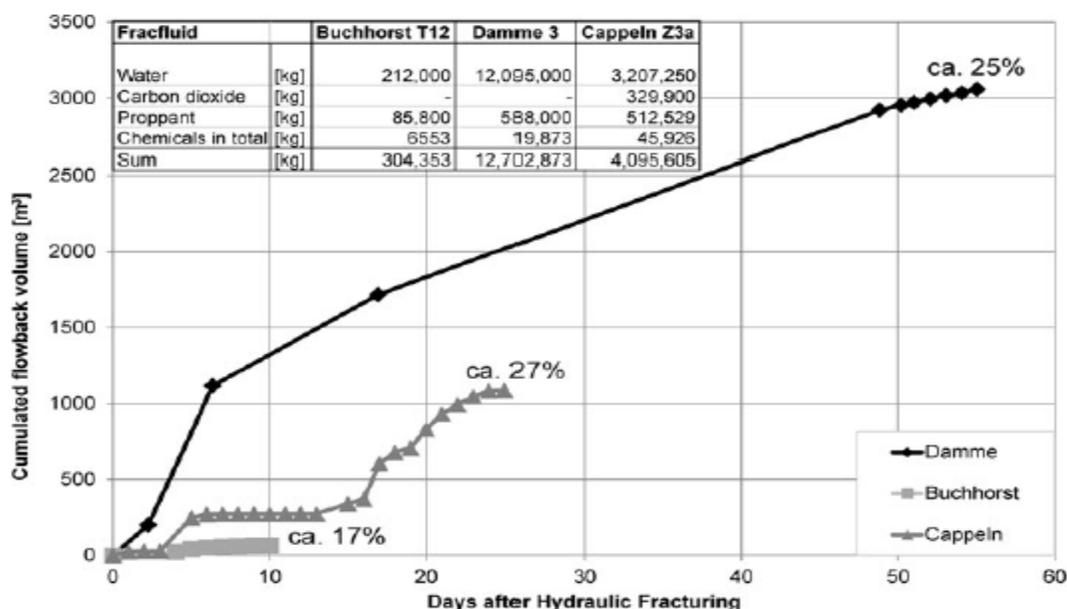
De forma general, es esperado que las aguas residuales en diferentes países de Europa donde se han iniciado actividades de exploración en gas de esquisto o hidrocarburos no convencionales, tengan una alta salinidad o amplia gama de contenidos de sal, debido a que predomina el origen marino en sus formaciones. Según datos preliminares y pruebas que se han realizado en el noroeste de Inglaterra, los niveles totales de Cloruro de Sodio se encuentran en el rango de 23000 a 130000 ppm (Broomfield, 2013). Por otro lado, con base en estudios realizados en el Reino Unido, más específicamente en el mencionado pozo Presse Hall, del volumen de fluido usado para perforar 6 etapas de fracturamiento, se obtuvo un retorno en la superficie de aproximadamente 8000 m³, lo cual corresponde a cerca del 95% del volumen total inyectado (O’Donnell et al., 2018). Esto es un claro indicador de las altas cantidades de aguas residuales a manejar, a las que se enfrenta continuamente la industria del gas de esquisto.

En una investigación realizada en Alemania, donde se analizaron las composiciones y opciones de tratamiento para los fluidos generados en tres pozos de la región de Baja Sajonia, han sido presentados detalles importantes, entre los que resalta el esquema del volumen y

características generales del FPW, que se acumuló tras un tiempo determinado, posterior a las operaciones efectuadas de fracturamiento hidráulico. La Figura 5.2 expone lo mencionado.

Figura 5.2

Volumen de Reflujo Acumulado en 3 Pozos de Baja Sajonia, Alemania.



Nota. Adaptado de "Cumulative flowback volume for the Buchhorst T12, Damme 3 and Cappeln Z3a wells", Por O. Olsson et al., 2013, "Hydraulic fracturing wastewater in Germany: composition, treatment, concerns", Environ Earth Sci © Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2013, All Rights Reserved.

De igual manera, en el estudio en cuestión son presentados los análisis realizados a las muestras de fluido de cada pozo, así como las variables correspondientes a la composición de los mismos. La Tabla 5.3 expone un resumen de la información mencionada, haciendo referencia a los valores mínimos, medios y máximos, de los parámetros presentes en las sustancias de reflujo examinadas.

Tabla 5.3

Características de Composición del FPW en 3 Pozos de Baja Sajonia, Alemania.

Parámetros (mg/L)	Buchhorst T12			Damme 3			Cappeln Z3a		
	Min	Max	Media	Min	Max	Media	Min	Max	Media
Cloruro	24,400	33,300	29,367	40,360	88,440	78,229	7,010	115,110	70,568
Sodio	12,800	16,800	14,967	17,690	36,390	30,582	3,200	44,800	26,013
Calcio	799	1,090	976	6,700	16,550	14,120	612	22,000	11,433
Estroncio	46	70	60	790	1720	1455	21	942	482
Bario	0	1	1	180	593	455	2	49	18
Sulfato	810	1,100	933	4	15	8	33	200	93
Potasio	4,420	7,510	5,963	52	157	110	307	4,490	1,461
Litio	11	18	15	5	6	5	4	50	31
Magnesio	72	81	78	890	2,130	1,799	83	2,170	1,159
Hierro	-	-	-	23	160	91	250	500	370
Manganeso	1.0	2.4	1.5	2.0	3.7	2.5	20	38	28,7
Cromo	-	-	-	0.3	0.3	0.3	-	-	-
Níquel	-	-	-	1.0	1.0	1.0	-	-	-
Plomo	0.3	0.3	0.3	1.0	1.0	1.0	16	55	31
Zinc	1.2	3.2	2.3	1.3	0.5	0.4	180	290	230
Acetato	350	480	417	-	-	-	110	260	197
Formiato	150	190	167	-	-	-	37	140	75

Nota. Adaptado de ``Mean minimum and maximum values for the flowback substances at the Buchhorst T12, Damme 3 and Cappeln Z3a wells'', Por O. Olsson et al., 2013, ``Hydraulic fracturing wastewater in Germany: composition, treatment, concerns'', Environ Earth Sci © Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2013, All Rights Reserved.

En otra investigación ya mencionada, donde se estudiaron métodos de pretratamiento y desalinización del retorno generado en la fracturación hidráulica de formaciones de shale gas, en la región de Lubocino (Polonia), fueron presentados los análisis realizados a dichas aguas residuales, teniendo en cuenta el fluido recién producido y su caracterización durante las fases posteriores de tratamiento. La Tabla 5.4 expone lo antedicho.

Tabla 5.4

Características del FPW Tras Efectuadas Fases de Tratamiento

Parámetros	FPW	Producto Pretratado	Permeado de Membrana 4040-SR100-N2	Permeado de Membrana AG-4040-FM	Permeado de Membrana AD-90
pH	4.7	7.4	6.9	6.8	6.3
Turbidez (NTU)	127	0.882	0.211	0.195	0.204
Conductividad (ms/cm)	26.6	27.2	25.8	1.67	0.181
Cloruros (mg/L)	11,190	11,180	10,580	548	80
Alcalinidad Total (mg CaCO ₃ /L)	1,150	1,305	1,260	39	10.5
Dureza Total (mg CaCO ₃ /L)	4,625	4,170	3,411	69.5	6.5
Ion Amonio (mg/L)	37.5	35.5	30.5	4.16	2.8
Nitrógeno Total (mg N/L)	57	53	49	12	8.7
Hierro (mg/L)	55.7	0.26	0.12	0.03	< 0.03
Manganeso (mg/L)	1.07	0.17	0.15	0.03	< 0.01
Bario (mg/L)	28.0	0.86	0.79	0.30	0.06
Estroncio (mg/L)	123.2	125.9	146.9	1.6	0.25
Bromo (mg/L)	139.9	160.3	146.2	8.6	0.81
TOC (mg/L)	1,610	1,514	1,374	332	135
COD (mg O ₂ /L)	5,270	4,531	4,059	1,038	451

Nota. Adaptado de “*Characteristics of the flowback water at subsequent treatment stages*”, Por M. Michel et al., 2015, “*Pretreatment and desalination of flowback water from the hydraulic fracturing*”, Taylor & Francis Group 2015 © Balaban Desalination Publications. All rights reserved.

Es importante inferir que de acuerdo a la indagación del estudio anterior, con el tratamiento efectuado, estas aguas residuales no cumplen con la respectiva normativa establecida en Polonia para descarga o reutilización en otras industrias, sin embargo, es notable la mejora y reducción de algunos componentes que se puede llevar a cabo tras ser manipulados con las tecnologías usadas; por ende, con mayor énfasis en nuevos procesos e investigación, los resultados que se pueden lograr son prometedores. De igual manera, en otro estudio donde se implementaron métodos híbridos para la purificación del FPW de la fracturación hidráulica en formaciones de gas de esquisto Polacas, fueron presentados los análisis correspondientes con las características principales de dichos fluidos. La Tabla 5.5 presenta un resumen de la información mencionada.

Tabla 5.5

Características del FPW en Polonia.

Entrada	Parámetro	Valor	Entrada	Parámetro	Valor
1	pH	5.79	14	B	44.4 mg/L
2	Conductividad	124 mS/cm	15	Ba	226 mg/L
3	NH ₄	134 mg/L	16	Ca	7,520 mg/L
4	HCO ₃	976 mg/L	17	Cu	0.062 mg/L
5	TOC	53 mg/L	18	Fe	20 mg/L
6	COD	65 mg/L	19	K	515 mg/L
7	Contenido de Surfactante	40 mg/L	20	Li	11.286 mg/L
8	Turbidez	0.2 NTU	21	Mg	865 mg/L
9	TDS	103,189 mg/L	22	Mn	9.7 mg/L
10	Br	670 mg/L	23	Mo	0.009 mg/L
11	Cl	66,400 mg/L	24	Na	24,590 mg/L
12	NO ₂	15.7 mg/L	25	SiO ₂	50 mg/L
13	NO ₃	30.5 mg/L	26	Sr	1,110 mg/L

Nota. Adaptado de “*Characteristics of Flowback Fluid*”, Por A. Abramowska et al., 2018, “*Purification of flowback fluids after hydraulic fracturing of Polish gas shales by hybrid methods*”, Separation Science & Technology © Taylor & Francis Group Inc., All Rights Reserved.

Por otra parte, en la investigación realizada en una planta de extracción de gas de esquisto en la cuenca del sureste de Anatolia (Turquía), donde se obtuvieron importantes resultados con la puesta en práctica de la tecnología Electro-Fenton, para el tratamiento de las aguas residuales generadas por las operaciones de fracturamiento hidráulico, fueron presentados los análisis efectuados, donde se destaca un resumen de la caracterización realizada sobre el FPW del lugar. La Tabla 5.6 expone la información mencionada.

Tabla 5.6

Características del FPW por Extracción de Gas de Esquisto en Turquía.

Parámetro	Valor
pH	6.55 ± 0.5
Conductividad (mS/cm)	104.9 ± 1.4
COD (mg/L)	5375 ± 55
TSS (mg/L)	525 ± 30
TKN ^a (mg/L)	30 ± 1.8
Fósforo Total (mg/L)	0.78 ± 0.2
Cloruro (mg/L)	23315 ± 450
Fenol Total (mg/L)	21.44 ± 2.1
Color (Pt-Co)	2875 ± 15
Hierro (mg/L)	20.55 ± 1.6

^a TKN = Nitrógeno Total Kjeldahl. Indicador usado en química analítica cuantitativa, para determinar la suma de nitrógeno orgánico en sus diversas formas y el ion amonio (NH₄⁺), presentes en muestras de agua.

Nota. Adaptado de “*Characterization of shale gas wastewater*”, Por N. Bakaraki Turan et al., 2017, “*The investigation of shale gas wastewater treatment by electro-Fenton Process: Statistical optimization of operational parameters*”, Transactions of the Institution of Chemical Engineers © Process Safety and Environmental Protection, Elsevier Ltd., 2017.

5.2 ASIA

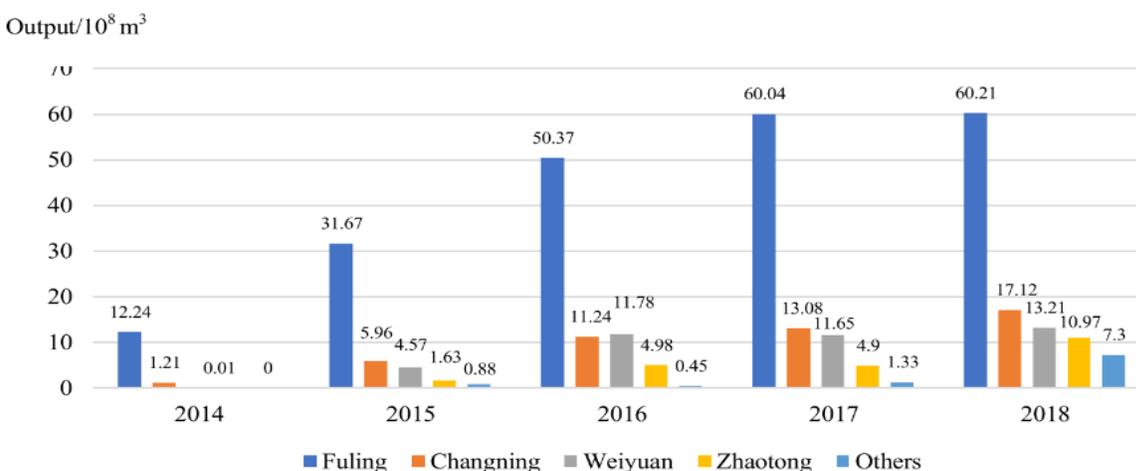
5.2.1 Experiencias

El desarrollo del fracturamiento hidráulico en Asia lleva un recorrido de más de década y media. Tuvo sus inicios en el 2004 en China cuando el Ministerio de Tierras y Recursos (MLR), en colaboración con la Universidad de Geociencias de China, empezó una investigación de los recursos y características de gas de esquisto, para posteriormente lanzar el primer proyecto de exploración en la ciudad de Chongqing en el 2009 (Raszewski, 2018). Ese mismo año, con la aprobación de los derechos de exploración, se perfora el primer pozo vertical de gas de esquisto Wei-201 en el bloque de Zhaotong del área de Weiyuan, donde se fracturó la sección vertical de la formación Qiongzhou del Cámbrico Inferior y la formación Wufeng del Ordovícico Superior - formación Longmaxi del Silúrico Inferior (Gao et al., 2021). El siguiente año la corporación de petróleo y químicos de China (Sinopec) realiza pruebas de producción en esquistos continentales en la cuenca Sichuan y alcanzan un volumen de 10,000 m³/d (Gao et al., 2021). Durante los años 2011 y 2012 se perfora el primer pozo horizontal multifractura en la cuenca de Sichuan por el CNPC y Sinopec desarrolla proyectos de gran importancia nacional como lo son el “Estudio, evaluación y selección de recursos de gas de esquisto de la zona objetivo en el Alto Yangtsé y en las zonas de Yunnan-Guizhou-Guangxi”, “Evaluación del gas de esquisto y selección de zona

objetivo en el área de exploración sur”, “Estudio de evaluación de recursos de petróleo y gas de esquisto y selección de la zona objetivo en el área de exploración de la empresa South Branch” y “Estudio de las condiciones de formación y evaluación de la zona favorable de gas de esquisto combinado en el bloque periférico de la cuenca de Sichuan”(Ma, 2020; Raszewski, 2018). En 2013 Sinopec inicia la zona estatal de prueba de gas de esquisto en China con el campo Fuling y trazan objetivos de producción de 6.5 y 30 bcm para el 2015 y 2020 (Raszewski, 2018). Al año siguiente se confirma por medio del Ministerio de Tierra y Recursos (MLR) que las reservas geológicas probadas del campo fuling eran de $1067.5 \times 10^8 \text{ m}^3$, sin embargo, en el 2015 se descubren nuevas reservas en el bloque Jiaoshiba aumentando el volumen a $3,805.98 \times 10^8 \text{ m}^3$, haciendo del campo fuling uno de los más grandes del mundo en no convencionales (Raszewski, 2018). Entre el 2014 y 2016 se expande el desarrollo con otras tres zonas estatales de prueba, logrando incrementar la producción de $2.08 \times 10^8 \text{ m}^3$ en el 2013 a $78.37 \times 10^8 \text{ m}^3$ en el 2016 (Gao et al., 2021). A finales del 2017 Sinopec establece el primer campo de gas de esquisto de gran escala en el bloque fuling, donde hasta el momento se han reportado $6008.14 \times 10^8 \text{ m}^3$ de reservas geológicas, 133 plataformas para bases de demostración fueron construidas, 406 pozos de gas de esquisto fueron perforados, de los cuales 260 se encuentran en operación; además se desarrolló una capacidad de $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ y se ha producido un total de gas de esquisto de $149.21 \times 10^8 \text{ m}^3$ (Zhai et al., 2018). En el 2017 la producción anual de China en gas de esquisto llegó a 9 bcm, donde hasta el momento la cuenca Sichuan es la más productiva del país con cuatro grandes campos de gas de esquisto establecidos en esta área: Fuling, Weiyuan, Changning y Zhaotong, produciendo cada uno en el 2018, $60.21 \times 10^8 \text{ m}^3$, $13.21 \times 10^8 \text{ m}^3$, $17.12 \times 10^8 \text{ m}^3$ y $10.97 \times 10^8 \text{ m}^3$, respectivamente (Gao et al., 2021). Las Figuras 5.3 y 5.4 representan las principales etapas de la implementación del fracturamiento hidráulico en China, y la evolución en términos de producción de algunos campos a través de los años.

Figura 5.3

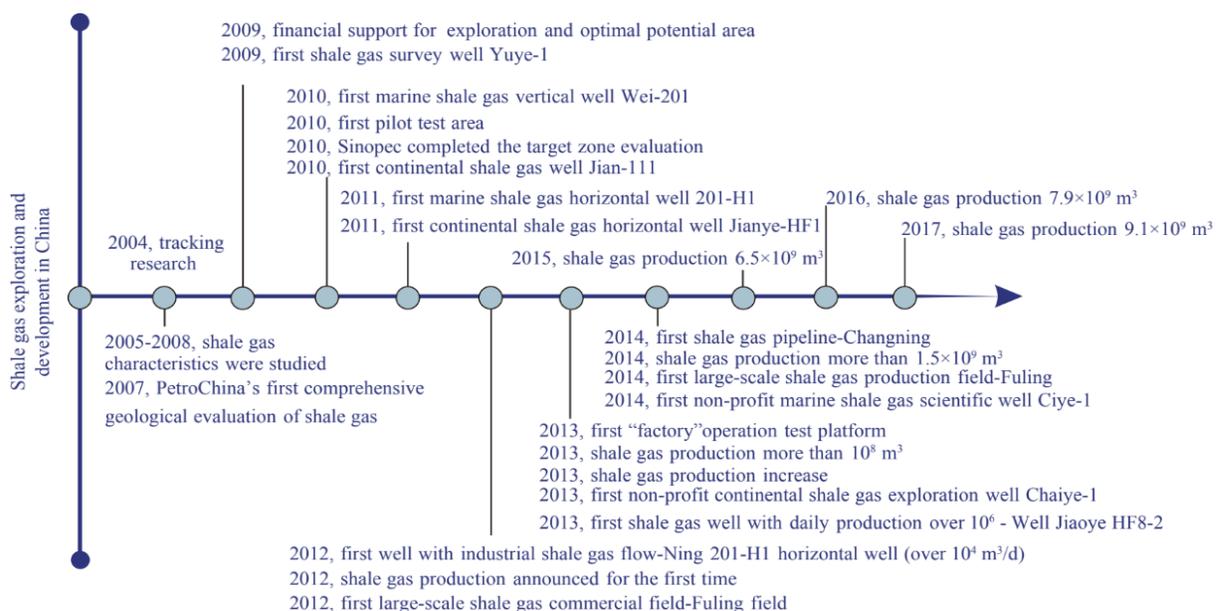
Producción de Gas de Esquisto o Shale Gas en China (2014-2018).



Nota. Adaptado de “*Shale gas output in production areas in China: 2014–2018*”, Por S. Gao et al., 2021, “*Experiences and lessons learned from China's shale gas development: 2005–2019*”, Journal of Natural Gas Science and Engineering Copyright © Elsevier B.V., All rights reserved.

Figura 5.4

Línea de Tiempo de la Exploración y Desarrollo del Gas de Esquisto en China.



Nota. Adaptado de “*Timeline for shale-gas exploration and development in China*”, Por G. Zhai et al., 2018, “*Exploration and research progress of shale gas in China*”, China Geology Copyright © China Geology Editorial Office. All rights reserved

Recientemente, a mediados del año 2021 ha sido anunciado por parte de la CNPC (Corporación Nacional de Petróleo de China) el descubrimiento del “mayor campo de petróleo de esquisto de China”, en el noroeste del país. El prospecto fue descubierto por la subsidiaria estatal Changqing Oilfield Co., según la cual, dicha reserva producirá entre 4 mil millones de toneladas de crudo y 1400 mcm de gas de esquisto anualmente para el año 2025, garantizando un potencial energético a largo plazo muy importante para el país (Sputniknews, 2021; Actualidad.rt, 2021).

5.2.2 Uso de Agua, manejo y tratamiento

China está posicionada como el centro de desarrollo en yacimientos no convencionales en Asia, específicamente en la Cuenca Sichuan, donde se han llevado a cabo múltiples proyectos para la extracción de gas de esquisto. Con el objetivo de abarcar las principales técnicas de tratamiento para el agua de retorno generada por el fracturamiento hidráulico, esta sección se enfoca en los campos con mayor producción de la cuenca: Fuling, Weiyuan y Changning.

5.2.2.1 Campo Fuling

El Fuling es considerado el campo más importante en producción de gas de esquisto de China, con un área gasífera de 576 km² y reservas probadas de 600.8 bcm (Shi et al., 2020). Se estima que el consumo de agua para operaciones de fracturamiento hidráulico por pozo de gas de esquisto en Fuling va desde volúmenes mínimos de 3,096 m³ hasta volúmenes máximos de 46,140 m³, donde aproximadamente un 80% consumen entre 20,000 y 40,000 m³ (H. Yang et al., 2015). Entre 2013 y 2014, según datos de entrevistas de campo, el gasto promedio por operación fue de 30,366 m³, llegando a un total aproximado de 2.5 millones de m³ (M. Guo et al., 2016; Shi et al., 2020). Para 2015 el Plan de Desarrollo de Gas de Esquisto en China tenía como objetivo producir 6.5 bcm de gas; para lograrlo H. Yang et al. (2015) estimó la perforación de 148 pozos con un consumo de 4 mcm de agua únicamente para fracturamiento hidráulico. Shi et al. (2020) por otro lado, expone que el número de pozos nuevos desarrollados en el 2015 fueron aproximadamente 117, reportando un uso anual de cerca de 4.5 mcm de agua. El número de pozos y volumen de agua para fracturamiento fluctúan constantemente debido al acelerado crecimiento que experimenta China. Según H. Yang et al. (2015), se presenta un mayor consumo que en USA a causa de la profundidad de las reservas y la falta de madurez del país con la técnica. En los años siguientes disminuye notablemente la perforación de nuevos pozos, entre un 70% a 50% respecto al 2015, pero se incrementa poco a poco la proporción entre agua tratada y agua para fracturamiento, pasando de un 2.8% en el 2015 a 48.82% en el 2016 y finalmente llegando a 67.26% en el 2017 Shi et al. (2020). El reúso del agua de retorno va tomando prioridad en el campo Fuling a medida que se desarrollan las operaciones, pero esto conlleva riesgos debido a que los tratamientos convencionales no son suficientes y es clave evitar incompatibilidades en la química del fluido de fracturamiento y el taponamiento de los poros en los reservorios de esquisto.

Kong et al. (2017) en su estudio presentan a los procesos de membrana como los más indicados para llevar a cabo el reciclaje, debido a su alta eficiencia y excelente filtración. Además, plantea el uso de un pretratamiento para mejorar la calidad general del agua y disminuir la probabilidad de fallos prematuros de las membranas causados por partículas submicrónicas encontradas en el agua de retorno temprana. Esto lo logra por medio de un procedimiento híbrido de coagulación y ultrafiltración (UF) que disminuye la turbidez y el Carbono Orgánico Total (TOC) antes de continuar con el proceso de Nanofiltración (NF). Inicialmente usa Policloruro de aluminio (PAC) como coagulante para remover partículas y coloides de la muestra. La dosificación preferida para este procedimiento se establece en 1500 mg/L debido a que una

mayor cantidad no refleja un mejor flujo de membrana. La coagulación química logra una reducción del TOC entre un 70-80% y la turbidez un 86%, además de reducir la viscosidad de la muestra. Una vez se acaba el proceso, se usa una membrana de fluoruro de polivinilideno de ultrafiltración (PVDF UF), con un tamaño de poro de 0.02 μm , una permeabilidad al agua de $5.53 \times 10^{-3} \text{ m}/(\text{s}\cdot\text{Pa})$ y resistencia de $1.8 \times 10^{10} \text{ m}^{-1}$ para filtrar una fracción de las partículas con peso molecular bajo (200 Da). En general el pretratamiento híbrido logra la remoción de orgánicos similares al ácido fúlvico, ácidos húmicos y compuestos fenólicos en un 80%. Si se omite la sedimentación luego de la coagulación, el ensuciamiento de la membrana corresponde al modelo de bloqueo estándar intermedio y puede ser revertido con la aplicación de un lavado a contracorriente. Para la desalinización usan dos membranas NF/RO del tipo NF90 y ESPA1 que presentan ensuciamiento y reducción en el flujo de 38,2% y 15.8% respectivamente luego de 1000 minutos de trabajo. Ambas membranas demuestran una alta eficiencia (>90%) de remoción de hierro, calcio y bario, también remueven fracciones de orgánicos con peso molecular de 20 kDa y componentes de bajo peso molecular (100 - 120 Da).

5.2.2.2 Campo Weiyuan

El pozo de descubrimiento de gas de esquisto en el campo Weiyuan fue desarrollado en el año 2010, desde entonces es conocido como uno de los precursores en la exploración del recurso en China y ha sido una de las zonas de mayor producción del país (Wu et al., 2019). Según (Zou et al., 2018), el volumen promedio de agua consumida para operaciones de fracturamiento hidráulico por pozo de gas de esquisto en Weiyuan es de 34000 m^3 , valor que ha sido constatado de igual manera en estudios recientes (Liu et al., 2020). Por otro lado, (Shi et al., 2020), presenta información donde el consumo de agua aproximado es de 30228 m^3 por pozo. En este sentido es importante resaltar que dichos volúmenes se ajustan a casos de estudio específicos, donde los pozos analizados pueden presentar características que son relevantes para las cantidades de uso del recurso hídrico, tales como diferentes longitudes o número de etapas por sección horizontal. Análisis realizados en pozos del campo Weiyuan, presentan que los volúmenes promedio de consumo de agua de inyección por pozo para operaciones de fracturamiento hidráulico, incrementaron de 32727,11 m^3 en 2015 a 37768,6 m^3 en 2017, alcanzando cantidades mayores en el año 2016, de hasta 38478,74 m^3 (Wu et al., 2019). Posteriormente, (B. Yang et al., 2019b) en su estudio realizado a finales de 2018 expone que el consumo de agua por pozo de entre 14 a 15 etapas, es de 37800 m^3 a 38600 m^3 , respectivamente.

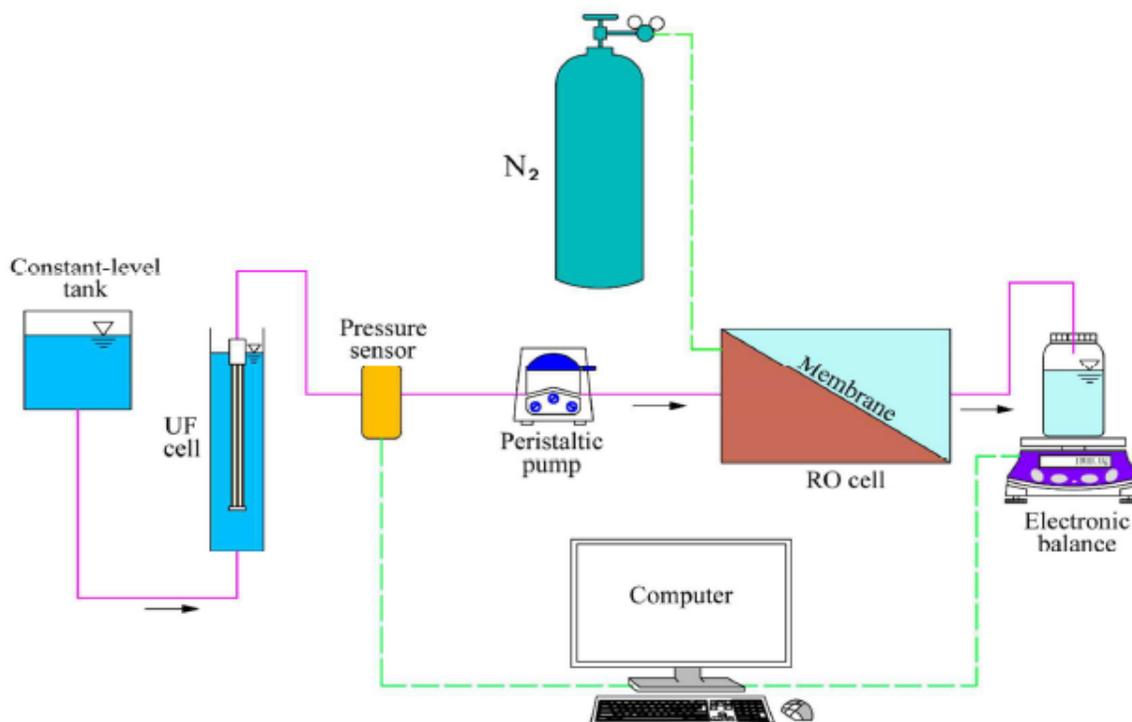
Debido a la tendencia de los últimos años en el aumento de las cantidades de agua usada a medida que se desarrolla la producción de gas de esquisto, como ha sido mencionado, uno de los principales desafíos de la industria China es el manejo de las aguas producidas en las operaciones de fracturamiento hidráulico. Para el caso del campo Weiyuan, las aguas residuales que son recicladas para reutilizar en operación solo corresponden al 10% del flujo total del retorno, mientras que el otro 90% está constituido por agua fresca (Liu et al., 2020). Teniendo en cuenta lo anterior y si se considera la situación de muchas regiones, el caso de la cuenca Sichuan, donde la fuente principal del recurso hídrico para el campo es el río Weiyuan y donde se han llevado a cabo grandes proyectos de tuberías para el suministro de agua (Wu et al., 2019), es de gran importancia la implementación de tecnologías en el corto a mediano plazo que sirvan para

el tratamiento y posterior reutilización de mayores porcentajes de agua, con el fin de cumplir las regulaciones, disminuir los volúmenes de agua fresca usada y con ello reducir el impacto ambiental que genera la industria.

Por este motivo han sido empleados distintos métodos en el campo Weiyuan, entre los cuales Guo et al., (2018), presenta en su estudio la implementación de un proceso combinado de Ultrafiltración y Ósmosis Inversa, buscando mermar las cantidades de sólidos totales disueltos (TDS), el contenido de orgánicos y formadores de incrustaciones, así como posibles contaminantes existentes en las aguas residuales producidas, lo que permita su posterior reutilización en diferentes procesos. Actualmente son varios los estudios exitosos con el uso de membranas de RO y UF (Ultrafiltración) o MF (Microfiltración) aplicados en tratamientos de agua salada o proveniente del mar, sin embargo, han sido pocos los publicados acerca del agua generada en la producción de shale gas (C. Guo et al., 2018). Para la realización de este estudio, fue necesario recolectar muestras de agua producida tras 90 días de efectuar el fracturamiento hidráulico en pozos seleccionados, las cuales fueron almacenadas debidamente durante al menos 48 horas antes de implementar la filtración por membrana. Dicho proceso se desarrolla por medio de un subsistema de UF usado como pretratamiento del agua de retorno, seguido de otro subsistema de RO para complementar el procedimiento, a una temperatura aproximada de 20°C (C. Guo et al., 2018). La Figura 5.5 presenta un esquema del mecanismo usado.

Figura 5.5

Diagrama Esquemático del Proceso de UF-RO.



Nota. Adaptado de “*Schematic diagram of the UF-RO process*”, Por C. Guo et al., 2018, “*An ultrafiltration- reverse osmosis combined process for external reuse of Weiyuan shale gas flowback and produced water*”, Royal Society of Chemistry © Environmental Science: Water Research & Technology Accepted Manuscript, All Rights Reserved.

Durante las filtraciones realizadas a través de las membranas de cada celda o subsistema, son usados diferentes intervalos de flujo constante, así como presiones variables que se controlan y establecen para evaluar posibles pautas en el rendimiento y durabilidad de estas. La celda de UF que es alimentada inicialmente a través de un tanque de nivel, usa una membrana de fibra hueca de fluoruro de polivinilideno (PVDF), material de alta calidad y resistencia química que previene la ruptura de fibras y mejora la calidad del filtrado, con un límite en peso molecular de 100 kDa (Kilodalton) y con un ángulo de contacto medido del fluido con la membrana, de $56 \pm 3^\circ$. En esta celda, se realiza una filtración en modo de flujo constante, controlando la presión transmembrana (TMP) por medio de un sensor de presión, seguido del uso de una bomba peristáltica para mantener el caudal de permeado constante. Se examinan 5 flujos operativos de 20, 35, 50, 65 y 80 $L/(m^2 \cdot h)$, 3 veces cada uno para obtener valores promedio y usando membranas vírgenes previamente tratadas en cada una de las pruebas. Para cada flujo de filtración se realiza un proceso periódico de retrolavado, y para cada UF se implementan pruebas durante 10 ciclos o hasta que la TMP llegue a 70 KPa. Posteriormente el permeado de UF se inyecta en una celda agitada HP 4750 de RO, con límites de volumen y presión máximos, de 300 ml y 6,9 MPa respectivamente, y con un ángulo de contacto medido de fluido con membrana de $48 \pm 5^\circ$. La membrana SW21 usada en esta sección es un aromático compuesto de poliamida, donde según

fabricantes puede tener rechazos de sal del 99,7% al tratar una solución de 32800 mg/L de NaCl, (C. Guo et al., 2018). El proceso de RO fue examinado a 4 presiones operativas de 2.5, 3.5, 4.5, y 5,5 MPa, donde en cada una se investigaron los efectos del porcentaje de recuperación en la calidad del agua, con valores de 10%, 20%, 30%, 40% y 50% en cada prueba. Luego es usada una balanza electrónica para determinar la masa proveniente de la celda de RO en intervalos de tiempo fijos, con el apoyo de datos obtenidos para evaluar el flujo de la membrana en tiempo real (C. Guo et al., 2018). Por último, con la realización de las pruebas y la implementación de variados métodos para determinar las características de la calidad del fluido obtenido, los autores de esta investigación exponen el éxito del sistema como tratamiento del agua de retorno en el campo de gas de esquisto de Weiyuan.

En otro de los estudios desarrollados, Chang et al. (2019) plantea el uso de un proceso compuesto de coagulación-UF-NF, con el fin de tratar y eliminar sólidos en suspensión, compuestos orgánicos y demás contaminantes existentes en las aguas residuales producidas, para alcanzar las condiciones que permitan su reutilización interna en operaciones del campo Weiyuan y con ello reducir el consumo de recursos hídricos. La implementación de procesos combinados de UF-coagulación o tecnología biológica en agua producida en operaciones de gas de esquisto ha sido llevada a cabo con éxito, sin embargo, son pocos los estudios centrados en el uso de NF para el tratamiento de este tipo de fluidos (Chang et al. 2019). Para la realización de este estudio, se obtuvieron muestras del agua residual tras 90 días de efectuado el fracturamiento hidráulico en pozos seleccionados, las cuales fueron debidamente almacenadas durante al menos 48h como en el caso anterior. El procedimiento se desarrolla a través de un sistema integrado de membranas, que implica un proceso inicial de coagulación seguido de un subsistema sumergido de UF como pretratamiento, y una unidad de NF como complemento; todo a una temperatura controlada de $25\pm 2^{\circ}\text{C}$.

Durante las pruebas realizadas se usan 2 tipos de coagulantes comerciales, Octadecahidrato de sulfato de aluminio y cloruro férrico Hexahidratado, con los cuales se preparan soluciones madre de 20 g/L con cada uno en agua ultrapura, y se evalúan diferentes series de dosis de 5, 10, 20, 50, 100, 200, 300, 600, 900 y 1200 mg/L, en experimentos de coagulación por medio de un artefacto programable de pruebas de jarra. La mezcla para 1L de agua se ajusta a 300 r/min por 1 min, seguido de agitación lenta y precipitación estática por tiempos establecidos (Chang et al. 2019). Para el subsistema de UF sumergido, se usa una membrana de fibra hueca de PVDF, con límite máximo en peso molecular de 100 KDa. Se emplea un protocolo periódico de filtración-retrolavado para el permeado obtenido, y cada una de las pruebas de UF comprende 8 ciclos, bajo un flujo constante de $50 \text{ L}/(\text{m}^2\cdot\text{h})$ controlado mediante el uso de una bomba peristáltica y monitoreado por un transductor de presión instalado entre la celda y la bomba, que mide la TMP (Chang et al. 2019). El proceso se completa con la implementación de la NF, usando una celda agitada sin salida a una velocidad de agitación de 200 r/min, donde se usaron 3 tipos de membrana de compuestos de película fina de poliamida (TFC), incluidos VNF1, NF90 y NF270, bajo presiones constantes de 100, 200, 300 y 400 psi (Chang et al. 2019). Posteriormente, la celda de NF se conecta a un recipiente gravimétrico, donde se mide el peso resultante mediante el equilibrio de los datos registrados minuto a minuto por medio de un software especializado, además de evaluar la influencia de porcentajes de recuperación del 50%,

70% y 85%, y comparar su efecto sobre la membrana. Finalmente, con las pruebas realizadas, los respectivos análisis y los resultados obtenidos, Chang et al. (2019) expone el éxito de implementar este sistema de tratamiento en las aguas residuales generadas en la producción de gas de esquisto del campo Weiyuan, y recomienda su uso en otros lugares bajo condiciones similares.

De Igual manera, B. Yang et al., (2019a), plantean un método de manejo para las aguas residuales provenientes de operaciones de fracturamiento hidráulico en Weiyuan y otros campos de la cuenca Sichuan, que se fundamenta en el secuestro de dichos fluidos generados in situ, dentro de la formación de gas de esquisto Longmaxi. Esto se logra principalmente por dos factores que resultan clave para el proceso: la alta capacidad de secuestro y la fuerte imbibición capilar que poseen lutitas como esta (B. Yang et al., 2019b). En ese sentido, la implementación de procesos de este tipo genera controversia en diferentes factores, ya que por un lado se expone la posibilidad de que los fluidos almacenados en la roca pueden migrar y contaminar acuíferos cercanos en caso de la existencias de fallas o vías conductoras; sin embargo, opuestamente otros investigadores manifiestan que es posible captar y analizar barreras de roca, y además, por diferentes propiedades petrofísicas y la alta fuerza capilar de las lutitas, es poco probable que los fluidos migren a otras formaciones en una escala de tiempo humana (B. Yang et al., 2019b).

5.2.2.3 Campo Changning

El campo de gas de Changning que se encuentra ubicado al sur de la cuenca de Sichuan, pertenece a la Zona Nacional de Demostración de Gas de esquisto, Changning - Weiyuan (Liu et al., 2020). Los inicios para llevar a cabo la explotación de las estructuras no convencionales existentes en la región, tuvieron lugar en el año 2008, cuando fue perforado el pozo Changxin 1, conocido como el primer pozo de gas de esquisto de evaluación geológica en China, con el cual se establecieron las formaciones Wufeng y Longmaxi como los principales estratos para el desarrollo del recurso (Gao et al., 2021). En el año 2011, PetroChina realizó la perforación de 3 pozos verticales en el campo Changning, donde el pozo Ning-201-H1 alcanzó solamente un año después, niveles de flujo comerciales de alto rendimiento (Gao et al., 2021). Posteriormente, con la inclusión de las nuevas tecnologías para el desarrollo del gas de esquisto, en el año 2018 ya se habían perforado 92 pozos, en su mayoría direccionales, y en poco tiempo pasaron a ser alrededor de 148 pozos terminados. Según Liu et al., (2020), el volumen promedio de agua consumida para operaciones de fracturamiento hidráulico por pozo de gas de esquisto en Changning, es de 40000 a 50000 m³. Como ha sido mencionado, es importante tener en cuenta que dichos volúmenes están sujetos a diferentes características de los pozos analizados y pueden variar de acuerdo a factores como el número de etapas por sección. En este sentido, (B. Yang et al., 2019a) expone en su estudio realizado a diferentes pozos del campo Changning, que los volúmenes usados individualmente pueden tener valores mínimos desde 38629 m³ en pozos de 15 etapas, hasta un máximo de 51742 m³ en pozos de 27 etapas.

Dado que la demanda del recurso hídrico es mayor en este campo que en los anteriormente mencionados, y que a nivel general los volúmenes usados en estas operaciones van a seguir

incrementando por el constante desarrollo de la industria, además de la exigencia energética de China en el mediano y largo plazo, la necesidad de implementar mecanismos y tecnologías que permitan tratar, manejar y reutilizar los mayores porcentajes de reflujo que sea posible, cada vez va a ser un tema de mayor importancia. No obstante, para el caso específico del campo Changning, que como es sabido comparte formaciones de extracción pero difiere en sus condiciones de funcionamiento con el campo Weiyuan, más del 90% de las aguas residuales producidas son recicladas para nuevas operaciones de fracturamiento hidráulico, lo cual es bastante significativo y permite un amplio margen de maniobra; de igual forma, otros porcentajes menores son tratados e inyectados en pozos profundos (Liu et al., 2020).

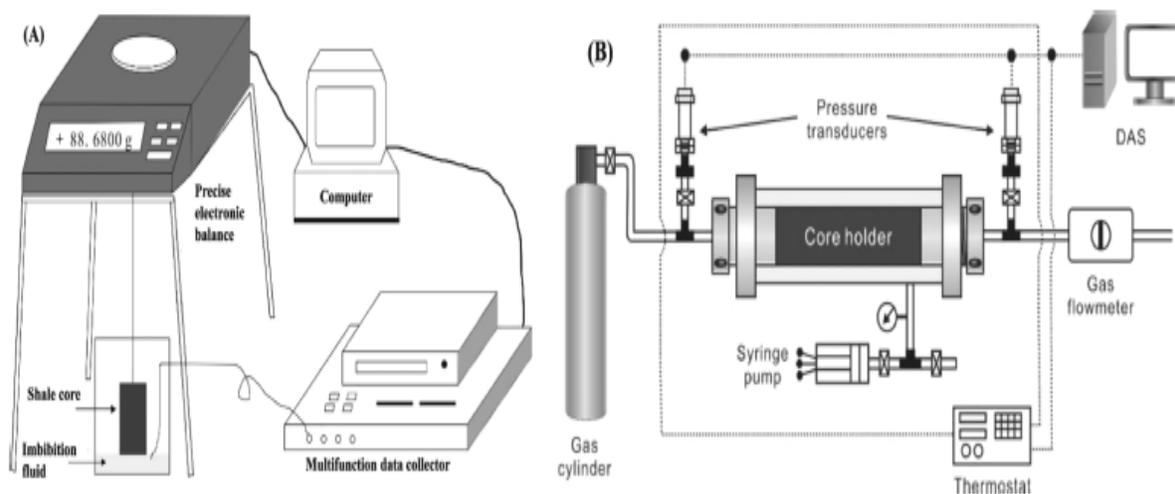
De acuerdo a lo anterior, en el campo Changning se han llevado a cabo diversos estudios para analizar la viabilidad y consecuencias que puedan presentarse por el uso de las aguas residuales altamente salinas en otras operaciones de fracturamiento. En un claro ejemplo, Liu et al. (2020), presenta en su estudio un caso en el que se analizan dos grupos de 6 pozos cada uno, fracturados con agua dulce y agua residual, respectivamente. A partir de los análisis realizados, se establece que se genera una producción de gas natural más baja (~20%) y un mayor volumen de retorno (~18%) en el grupo de pozos que fueron fracturados con fluidos reciclados, en comparación con los que se fracturaron con agua dulce, tras un año de producción. Esto puede influir en consecuencias económicas directas sobre la producción de bienes para la región, sin embargo, en áreas donde la escasez de recursos hídricos puede ser un factor muy limitante para el desarrollo de la producción de gas de esquisto a gran escala, el uso de aguas residuales puede resultar siendo más beneficioso, que usar los limitados recursos naturales; siempre y cuando las cantidades hipersalinas sean recicladas casi en su totalidad (Liu et al., 2020).

Por otro lado, para realizar un adecuado acondicionamiento de los fluidos que facilite su reutilización, en el campo Changning se han usado diferentes métodos de tratamiento como los implementados y mencionados en el campo Weiyuan, basados en tecnologías y mecanismos combinados de filtración y coagulación-floculación, MF y UF, y otros métodos como la oxidación química y esterilización, para la eliminación de sólidos en suspensión, microorganismos y el contenido de carbono orgánico disuelto (Liu et al., 2020). De igual modo, otro mecanismo para el manejo de las aguas residuales que ha sido utilizado en el campo, es el que expone en su estudio B. Yang et al., (2019a), el cual plantea el secuestro de estos fluidos en la formación de gas de esquisto Longmaxi, como una forma alternativa de disminuir los altos volúmenes a tratar sin el uso de mayores procedimientos técnicos o aditivos adicionales, sino modificando factores como aumentar los tiempos de cierre en operación y beneficiarse de los efectos de la fuerte imbibición capilar que poseen las lutitas, además de su alta capacidad de secuestro de fluidos. Para llevar a cabo este procedimiento y analizar su viabilidad, se tomaron muestras de la formación de esquisto Longmaxi, dividiendo 2 grupos para ser estudiados en experimentos de imbibición de fluidos y análisis de aguas, así como realizaciones de pruebas de resonancia magnética nuclear (RMN), respectivamente. La Figura 5.6 presenta el sistema o aparato experimental mediante el cual se efectuaron las diferentes pruebas de reflujo e imbibición de fluidos, donde el propósito principal de este esquema fue analizar la absorción y

retención de sólidos orgánicos en microfracturas durante el proceso de retorno de fluidos de fracturamiento, y su influencia en la permeabilidad de la fractura (B. Yang et al., 2019a).

Figura 5.6

Aparato Experimental Usado para (A) Imbibición de Fluidos y (B) Tests de Aguas Residuales.



Nota. Adaptado de “*Experimental apparatus for (A) fluid imbibition and (B) flowback tests*”, Por B. Yang et al. (a), 2019, “*In Situ Sequestration of a Hydraulic Fracturing Fluid in Longmaxi Shale Gas Formation in the Sichuan Basin*”, Energy & Fuels 2019 American Chemical Society.

Dicho procedimiento inicia con la preparación y secado de las diferentes muestras de shale o lutita a una temperatura de 60°C, para medir su masa respectivamente en cuanto no se presenten cambios y realizar la absorción de fluidos. Tras 48h de fuerte imbibición en un relativo estado de aislamiento tanto de fluido como de roca, se registra la masa del fluido absorbido por las muestras, por medio de una precisa balanza electrónica para obtener la masa de imbibición pura (B. Yang et al., 2019a). Seguidamente, las muestras de shale embebidas se ponen en un soporte de núcleo para pruebas de flujo de retorno, con una presión de confinamiento de 3 Mpa, en la que se usa N₂ puro para el desplazamiento del líquido bajo una diferencia de presión de 1 Mpa. Estas pruebas finalizan cuando el desplazamiento alcanza el equilibrio y no se expulsa más fluido, e inmediatamente se retiran las muestras y se vuelven a pesar, registrando su masa tras los experimentos de retorno, y obteniendo resultados de la cantidad de flujo, así como las tasas de flujo de retorno presentadas en cada muestra (B. Yang et al., 2019a). Adicionalmente, para realizar investigaciones más profundas sobre el comportamiento de las lutitas en este estudio, se obtienen imágenes de alta definición por medio de Análisis de Microscopía Electrónica (SEM), con las que es posible observar los nanoporos de las lutitas. De igual forma fueron llevados a cabo experimentos de ensayo de ángulos de contacto entre las lutitas y fluidos, y los mencionados experimentos de inundación de núcleo con fluido de retorno y pruebas de RMN (B.

Yang et al., 2019b). Posteriormente, con la obtención de los resultados de su estudio y sus respectivos análisis, B. Yang et al. (2019b) expone desde perspectivas geológicas y de la ingeniería, la viabilidad de implementar este método para el manejo del refluo generado en la producción de gas de esquisto. Finalmente, se hace referencia en que este mecanismo no es práctico para almacenar todo el volumen de fluido de retorno, sino que se trata de una estrategia razonable, que, en combinación con otros mecanismos como el reciclaje y la reinyección, pueden ser una vía muy prometedora para la futura gestión de las aguas residuales generadas por la industria.

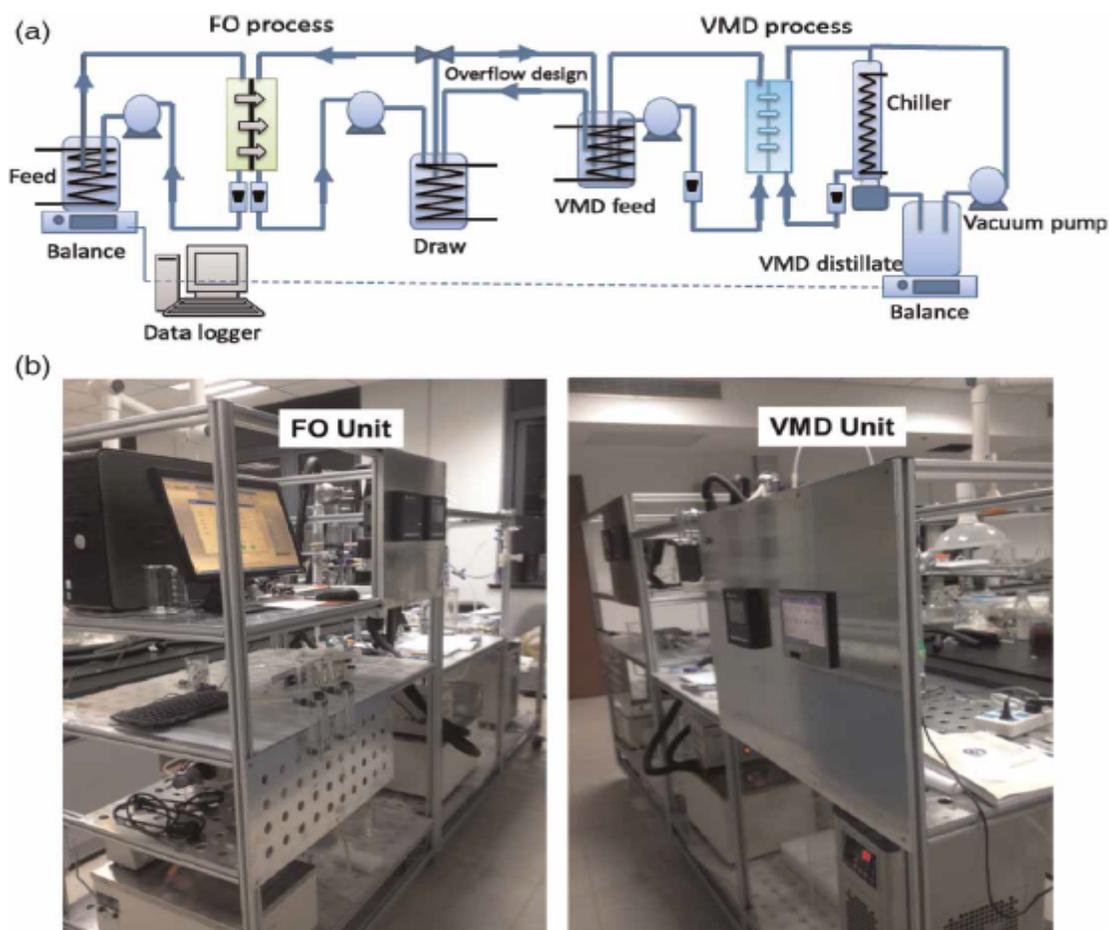
5.2.2.4 Otros casos de estudio de China

Como se mencionó anteriormente, es posible utilizar diferentes técnicas y tecnologías para el tratamiento y eliminación de las aguas residuales generadas en la producción de gas de esquisto, como pueden ser la inyección en pozos profundos, procesos de evaporación-destilación, sistemas compuestos de MF-UF y RO, entre otros. En este sentido, alrededor de China y en el caso de la cuenca Sichuan, se experimenta constantemente en la búsqueda de procedimientos que ofrezcan los resultados más óptimos, siendo un tema de gran importancia para la industria en los últimos años debido principalmente a dos factores: los limitados recursos hídricos de muchas regiones y los elevados costos asociados que se reflejan en grandes consumos de energía o materiales de alto valor, que finalmente son necesarios para el uso de determinadas tecnologías.

Teniendo en cuenta lo anterior, en el año 2014 es presentado un estudio examinando la viabilidad de implementar un proceso híbrido de Ósmosis Directa (FO) y Destilación por Membrana al Vacío (VMD), FO-VMD, con el fin de recuperar la mayor cantidad de agua reutilizable del flujo de retorno proveniente de la producción de hidrocarburos. Este proceso se basa en un mecanismo impulsado osmóticamente, en el cual el agua se difunde de forma directa desde una corriente de baja presión osmótica a través de una membrana semipermeable, a una solución hipertónica que, a diferencia, tiene una presión osmótica muy alta. El proceso de FO es optimizado con respecto a condiciones de operación y se aplica el proceso de VMD para la recuperación de la solución que se va a extraer (X.-M. Li et al., 2014). En este caso la muestra de SGDF fue tomada de un campo al suroeste de China, que contiene diferentes componentes orgánicos e inorgánicos que la hacen altamente complicada para su tratamiento. Por lo tanto, para efectos del mecanismo de FO fue necesario el uso de una membrana asimétrica de triacetato de celulosa, que va incrustada en una malla de poliéster para soporte mecánico, y que de igual forma posee una densa capa activa de triacetato de celulosa considerada moderadamente hidrófila. Además, para este sistema fueron usados reactivos químicos como el cloruro de sodio de grado analítico, cloruro de potasio y cloruro de magnesio, como solutos en el proceso. En cuanto al mecanismo de VMD, se usa una membrana microporosa de fluoruro de polivinilideno (PDVF) de 0,22 μm de espesor, que se encuentra modificada con plasma según su fabricación (X.-M. Li et al., 2014). La Figura 5.7 presenta el diagrama esquemático del sistema híbrido FO-VMD, y las unidades usadas en el mismo.

Figura 5.7

(a) Diagrama Esquemático e (b) Imagen del Sistema Híbrido FO-VMD.



Nota. Adaptado de “(a) Schematic diagram and (b) photo of the FO-VMD hybrid system”, Por X. Li et al., 2014, “Water reclamation from shale gas drilling flow-back fluid using a novel forward osmosis–vacuum membrane distillation hybrid system”, Water Science & Technology ©IWA Publishing 2014, All Rights Reserved.

Para llevar a cabo el proceso especificado en este estudio, inicialmente fue necesario realizar un pretratamiento del SGDF con el fin de eliminar la suspensión de partículas, mediante un proceso de coagulación - UF. Para ello son evaluados distintos tiempos de sedimentación a diversas concentraciones de coagulantes, después se realiza el proceso de UF mediante una membrana de fibra hueca de Polietersulfona con un corte de peso molecular de 70 KDa y posteriormente es usado el sistema a escala de laboratorio de FO-VDM (X.-M. Li et al., 2014). Fue necesario el uso de bombas de engranajes con velocidad variable para circular los caudales

de alimentación, las cuales fueron monitoreados constantemente, y para al tiempo poder extraer las soluciones. De igual forma las temperaturas se controlaron por medio de un baño termostático, y se realizaron varios cálculos sobre el flujo de agua y el flujo de soluto de extracción. Por otro lado, previo al uso del sistema híbrido se evaluó la eficiencia del tratamiento del SGDF por medio de la variación de parámetros clave como el tipo y la concentración de la solución, temperatura y velocidad de alimentación, orientación de la membrana, entre otras (X.-M. Li et al., 2014). En cuanto a las dimensiones del sistema, las celdas de membrana del mecanismo de FO en longitud, ancho y profundidad, fueron de 100, 30 y 4 mm respectivamente; para el caso de la unidad de VMD, las dimensiones de la celda fueron las mismas. La presión del vacío para el destilado fue de -40Kpa, y se usó aire de barrido a un caudal de 6 L/min, para facilitar la condensación del agua. De forma general, el rendimiento del sistema de FO-VDM fue evaluado por un registrador de datos (X.-M. Li et al., 2014). Posteriormente fue necesario realizar análisis sobre la calidad del agua, donde se evaluaron parámetros básicos antes y después del tratamiento. Las concentraciones de iones fueron determinadas por emisión atómica-plasma acoplada inductivamente a espectrometría y cromatografía iónica, y la presión osmótica de las distintas soluciones de extracción fueron analizadas por un Osmómetro, usando el método del punto de congelación (X.-M. Li et al., 2014). De esta manera, finalmente se exponen los resultados del procedimiento donde se demuestra la viabilidad de implementar este sistema híbrido FO-VDM y todo su mecanismo para tratar el SGDF, logrando recuperaciones de hasta el 90% a escala de laboratorio, y donde sus autores resaltan que la calidad del agua obtenida con este proceso fue comparable con la del agua embotellada, lo cual brinda grandes beneficios y soluciones, además de ser una vía para reducir sustancialmente el uso de recursos y el consumo de energía en muchas regiones desarrolladas en la explotación del gas de esquisto no convencional o shale gas (X.-M. Li et al., 2014).

Según lo mencionado, es importante resaltar que a partir de las distintas investigaciones realizadas para encontrar los métodos de mayor eficiencia en el tratamiento de los fluidos provenientes del fracturamiento hidráulico, la Ósmosis Directa (FO) se ha posicionado como uno de los procedimientos más prometedores y que arroja mejores resultados por su simplicidad en el proceso y sus altos volúmenes de recuperación de fluido. En este sentido, en el año 2015 G. Chen et al., (2015), presenta en su estudio la observación y análisis sobre la factibilidad de usar el método de FO como tratamiento del SGDF, evaluando la relación de ensuciamiento y mitigación de diferentes factores sobre la durabilidad de dos tipos de membranas usadas en dicho mecanismo. Para este estudio fueron comparadas una membrana de FO compuesta de una película delgada de Poliamida (TFC), con otro tipo disponible y usada comercialmente en la industria compuesta de acetato de celulosa (CTA), con el fin de determinar cuál es más propensa o resistente a la generación de incrustaciones, generando así importantes conclusiones, y a su vez se investigó el efecto que puede tener el pretratamiento mediante UF para este tipo de fluidos.

La muestra de SGDF usada en esta investigación fue suministrada por una empresa petrolera del suroeste de China, la cual se filtró usando un papel GE Whatman de 40 μm de espesor, previo a cualquier experimento y análisis para eliminar las partículas sólidas grandes existentes. Seguidamente, fue necesario preparar una solución sintética de composición iónica idéntica a la del fluido, a partir de sales de calidad analítica. En el proceso fueron usados productos químicos

y disolventes de grado reactivo, como lo son el Cloruro de Sodio (NaCl), Cloruro de Potasio (KCl), Trietilamina (TEA), Dimetilsulfóxido (DMSO), Cloruro de Trimesoilo (TMC), entre otros (G. Chen et al., 2015). Para la determinación de la composición química del SGDF, fueron usados medidores de conductividad, de pH y de turbidez, respectivamente. La concentración de cationes del fluido de retorno se determinó por medio de espectroscopia de emisión atómica de plasma acoplada inductivamente. También fue necesario el método de valoración de Etilendiaminotetraacetato (EDTA-2Na) para saber su dureza total, y el método de degradación digestiva para saber la demanda química de Oxígeno (DQO) y el contenido de nitrógeno amoniacal (NH₃-N), medidos de igual forma por un espectrofotómetro basados en los procesos estándar (G. Chen et al., 2015). Seguidamente, se realizó la preparación de las membranas de soporte de TFC-FO, y la fabricación de la capa activa de Poliamida, para luego modificar las membranas de poliamida TFC por medio de un procedimiento específico con la técnica de PEGilación, donde finalmente se enjuagaron y almacenaron en agua desionizada antes de nuevos experimentos y análisis (G. Chen et al., 2015). Posteriormente fueron efectuados los protocolos establecidos para realizar las pruebas de membranas, así como para la determinación de las propiedades de la capa activa de la membrana, de las propiedades estructurales de la misma, y de la concentración del fluido de retorno de SGDF; cabe resaltar que en este estudio solo fueron incluidos perfiles representativos sobre la tendencia al ensuciamiento de las membranas durante el proceso de FO. Por último, se realiza la caracterización de las superficies específicamente, donde la morfología de las membranas se observó mediante microscopía de barrido de electrones (SEM) y para la adquisición de imágenes de gran aumento, fue necesario el uso un microscopio electrónico de barrido de emisión de campo, FESEM Hitachi S-4800 (G. Chen et al., 2015). De esta manera, finalmente en esta investigación se expone que la membrana TFC es propensa a ensuciarse rápidamente cuando se trata de SGDF, lo contrario a la membrana CTA. Así mismo, el pretratamiento con UF resultó beneficioso para el retraso pero no alivió la formación de incrustaciones, y además, se identificó que la PEGilación superficial de las membranas TFC puede mejorar en alto grado el ensuciamiento, mientras que debido a este proceso la reducción en el flujo de agua pura es marginal (G. Chen et al., 2015); por lo tanto, este trabajo genera amplio conocimiento respecto al uso de membranas de FO, pero se recomienda mayor intensidad en la investigación al respecto para poder hacer un aporte mucho más significativo a la industria en general.

Por otra parte, en este documento se han mencionado diferentes opciones existentes para mitigar y eliminar los impactos ambientales que puede conllevar el reflujos proveniente de la producción de hidrocarburos mediante la fracturación hidráulica en no convencionales, sin embargo, es conocido que la mejora de la calidad del agua con muchos procesos usados aún es limitada y en ocasiones genera altos costos adicionales. En este sentido, métodos de tratamiento biológicos o de bio-remediación de las aguas residuales se vienen estudiando e investigando desde hace varios años, con el fin de encontrar los que ofrezcan mejores resultados, y se han mostrado efectos positivos en factores como la biodegradabilidad de la materia orgánica disuelta, en la remoción de tipos de materiales en suspensión, así como en absorción de metales. El uso de microbios o tipos de plantas y algas, ha demostrado un alto potencial para reducir la toxicidad de productos químicos existentes en estos fluidos, así como pueden proporcionar oxígeno para la degradación microbiana aeróbica de contaminantes orgánicos y hábitats microbianos asociados,

lo que contribuye a una mejor durabilidad y rendimiento de la comunidad microbiana con funciones específicas para el tratamiento de dichas aguas (He et al., 2019). Este es el caso de un estudio presentado donde su objetivo fue investigar un método de tratamiento biológico rentable para el SGDF o FPW, basado en efectos combinados de plantas acuáticas y microorganismos, que permitan cumplir con estándares de descarga para aguas residuales en China. En su indagación se probaron diferentes combinaciones de 4 tipos distintos de microorganismos y 10 tipos de plantas, para poder identificar el método más viable, eficiente y rentable, que permita mejorar el rendimiento sobre el tratamiento de las aguas residuales producidas.

En el proceso de dicho estudio, se investigó la efectividad de distintas combinaciones de lodos activados (AS), 3 preparaciones microbianas, y distintos tipos de plantas acuáticas usadas, entre las que se incluyen: raigrás, gota de agua, typha, junco, iris, canna, abrojo de agua, colza, espinaca de agua y alternanthera philoxeroides. De igual forma se recolectaron 3 tipos de muestras de FPW, incluida 1 de reflujo y 2 de agua producida, provenientes de la región de gas de esquisto de Jiaoshiba (Chongqing, China), y de la región de Changning (Sichuan, China), las cuales fueron almacenadas y preparadas a condiciones específicas antes de su uso experimental (He et al., 2019). Los lodos activados usados en el procedimiento fueron proporcionados por la planta de tratamiento de aguas residuales domésticas de Cai-Dian (Wuhan, China), y la concentración de sólidos suspendidos de licor mixto (MLSS) del mismo, fue determinada por medio de técnicas analíticas estandarizadas de MLSS. Las otras preparaciones microbianas (MP-N, MP-P, MP-R) fueron adquiridas en CLEAN-FLO, EE.UU., y las 10 plantas candidatas fueron proporcionadas por una granja de hortalizas local, las cuales fueron lavadas y almacenadas con agua desionizada limpia antes de los tratamientos (He et al., 2019).

Para realizar el análisis de los parámetros químicos de las muestras de FPW e índices de calidad del agua, fue usado un espectrofotómetro HACH DR 2800 según los procedimientos establecidos, así como un medidor de oxígeno disuelto para examinar los cambios generados en su concentración durante alrededor de 5 días. Luego, fue puesta en práctica la determinación de ecotoxicidad acuática, método de evaluación integral desarrollado por la Organización para la cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), con el fin de evaluar los efectos ambientales generados por los contaminantes acuáticos, especialmente en un procedimiento como éste donde hay múltiples contaminantes simultáneamente (He et al., 2019). En el proceso inicialmente se prepararon 4 soluciones madre que fueron debidamente esterilizadas, y donde los reactivos usados eran en su totalidad de calidad analítica. Después, las algas se activaron y pre cultivaron durante 2 o 3 días a 20 ± 2 °C, para estar en estado de crecimiento exponencial para la prueba, y luego se mezclaron cantidades específicas de las distintas soluciones con las muestras de FPW respectivamente, llegando a un volumen de 100 ml. De esta manera, la ecotoxicidad acuática del FPW se cuantificó basado en la diferencia entre densidades de las células de las algas en los recipientes de prueba y de control, durante aproximadamente 96h, y se realizaron 3 réplicas para todas las muestras (He et al., 2019).

Posteriormente se realizó la selección de diferentes especies de microorganismos y plantas en FPW, donde inicialmente se probaron 4 tipos de mezclas de los mismos por separado, para identificar el tratamiento de mejor rendimiento de acuerdo a cambios en la calidad del agua y la

ecotoxicidad acuática antes y después de las acciones de las mezclas. Tras la selección de la mejor variante, se combinó con los 10 tipos de plantas para tratar las 3 muestras de FPW, donde todos los experimentos fueron hechos a condiciones específicas y durante 3 repeticiones. Tras efectuada la determinación de la diversidad y composición microbiana, se investigaron variaciones para mejorar la comprensión de los efectos y mecanismos generados, basados en un método de secuenciación de alto rendimiento en el instituto biológico de Chengdu, China (He et al., 2019). Finalmente, se realizaron diversos procedimientos adicionales para determinar la abundancia relativa de diferentes microbios sobre la base de datos de la secuencia, para luego establecer los análisis de datos estadísticos con el Software SPSS 16.0. De igual manera se realizó un análisis de coordenadas principales (PCoA) sobre las especies microbiana y la cantidad en los distintos tratamientos, para comparar su diversidad y diferencias de composición por medio del Canoco 5 (He et al., 2019). De esta forma, los experimentos hechos arrojaron importantes resultados sobre las mejores técnicas y de mayor eficiencia para tratamiento de este tipo, generando aportes importantes a la industria y los futuros procesos a realizar.

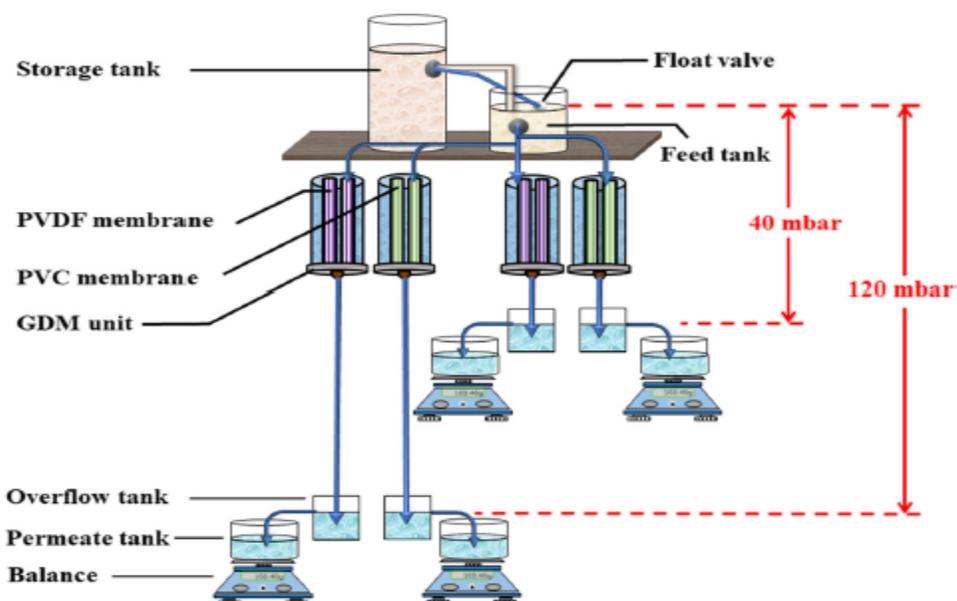
En otros estudios enfocados en el tratamiento del reflujo de la producción de gas esquisto y las aguas residuales generadas en la explotación de hidrocarburos no convencionales, se sigue indagando sobre el uso de membranas, sus distintos efectos de acuerdo a propiedades, materiales usados y diversos mecanismos puestos en práctica, para como se ha mencionado, mejorar constantemente el rendimiento de las mismas en cada proceso especificado. En este sentido, se examinó un estudio acerca de la influencia directa que tiene el uso de membranas de fluoruro de Polivinilideno (PVDF) y cloruro de Polivinilo (PVC), con respecto a distintas propiedades y presiones hidrostáticas, sobre el flujo generado en membranas impulsadas por gravedad (GDM) y su resistencia al denominado ensuciamiento. De esta manera el objetivo del mismo, en base a las pautas especificadas, fué determinar el flujo de permeado que se genera a diferentes presiones hidrostáticas y la calidad del agua, así como la morfología y composiciones contaminantes que predominan en la capa de incrustación (J. Li et al., 2020).

El fluido usado en esta investigación fue recogido de la plataforma de perforación N° 204H5 del condado de Weiyuan (Sichuan, China), donde se tomaron muestras de agua de un tanque de almacenamiento, mezclado con reflujo fresco y reciclado producido de 6 pozos del sitio, las cuales fueron debidamente contenidas y almacenadas para evitar cambios en su calidad (J. Li et al., 2020). Para llevar a cabo el procedimiento, los sistemas de GDM con membranas de PVDF y PVC, de tipo de entrada de fibra hueca y de 10 nm de espesor según el proveedor (Litree Purifying Technology, Co., de Haikou, Hainan, China), fueron ubicadas a condiciones específicas de aire y luz solar durante 90 días, bajo presiones menores a los 40 y 120 mbar. El FPW de alimentación fue añadido periódicamente cada 3 días a un tanque de almacenamiento opaco, que se conectó a otro de acrílico transparente, para luego ser conectado a 4 unidades de filtración separadas, y recoger así el permeado de filtración en 4 tanques de plástico respectivamente. De esta manera fueron operados 4 sistemas GDM paralelos, con los 2 materiales de membrana, bajo 2 presiones hidrostáticas diferentes (40 y 120 mbar) por efectos de gravedad (J. Li et al., 2020). Seguidamente fueron implementados distintos métodos analíticos para realizar los debidos procesos en cuanto a resistencia y flujo de filtración, así como los análisis de la calidad del agua. Fueron usados turbidímetros, medidores de pH, medidores

multifuncionales para determinar el contenido de TDS y la conductividad, así como un espectrofotómetro para medir el carbono orgánico disuelto (DOC) y la absorbancia UV a la longitud de onda de 254 nm. También se implementaron el método de valoración ácido-base para medir la alcalinidad de los fluidos y el índice de densidad del limo (SDI), para medir concentraciones de diversos potenciales de ensuciamiento del FPW y del agua del permeado (J. Li et al., 2020). La Figura 5.8 presenta el diagrama esquemático del mecanismo de los 4 sistemas paralelos de GDM usado en esta investigación.

Figura 5.8

Diagrama Esquemático de los 4 Sistemas Paralelos de GDM.



Nota. Adaptado de “Schematic diagram of four parallel GDM systems” Por J. Li et al., 2020, “Effects of membrane property and hydrostatic pressure on the performance of gravity-driven membrane for shale gas flowback and produced water treatment”, Journal of Water Process Engineering © 2019 Elsevier Ltd., All rights reserved.

Posteriormente fueron efectuados los análisis de las membranas, donde los ángulos de contacto de las membranas vírgenes, sucias y limpias, se midieron por medio de un aparato de medición alemán, KRÜSS DSA 25S (J. Li et al., 2020). Estas muestras fueron secadas al aire durante 48 horas antes de las respectivas mediciones. Se usó agua pura para medir el ángulo de contacto y el volumen de la gota se controló a 2 μL , por cada vez. Para detectar la morfología y la proporción elemental de la superficie de la membrana se usó un microscopio electrónico de barrido (SEM) y espectroscopía de dispersión de energía (EDS). Después, con base en las imágenes SEM de las membranas se obtuvieron estadísticamente las distribuciones del tamaño de los poros, por medio del Software Image Pro Plus V.7.0 (Media Cybernetics, EE. UU.),

mientras la porosidad de las mismas fue determinada por el método de peso seco-húmedo (J. Li et al., 2020). Luego de efectuados otros procedimientos, se midieron las concentraciones de iones y DOC, y se empleó un método de extracción por calentamiento para extraer las sustancias poliméricas extracelulares (EPS), débilmente unidas (L-EPS) y fuertemente unidas (T-EPS) de la capa de incrustación, para finalmente medir la concentración de proteína mediante el Método de Lowry (J. Li et al., 2020). Por último, con la obtención de resultados de los diversos procesos efectuados y sus respectivos análisis, los autores de este estudio exponen importantes comparaciones y deducciones, que demuestran la viabilidad de implementar la tecnología de GDM.

Otra de las investigaciones más recientes enfocados en lograr la reutilización de los fluidos generados por la explotación de hidrocarburos no convencionales o SGDF, es el presentado por Chang et al., (2020), donde se expone la viabilidad de realizar el tratamiento in situ de estas aguas generadas en la cuenca de Sichuan, con la implementación de un método de ósmosis directa con fertilizante para riego (FDFO), con el fin de evitar procesos compuestos y de manejo adicionales que comúnmente se deben hacer a las soluciones típicas usadas en mecanismos de FO, siendo una alternativa prometedora y de bajo costo que permita cumplir con requerimientos y estándares de calidad.

Se han llevado a cabo diversos estudios sobre el desempeño de FDFO en muchos campos, como en aguas residuales municipales sin tratar, aguas tratadas, aguas subterráneas deterioradas por minas, entre otras, pero hasta el momento no se ha investigado sobre el tratamiento de estas aguas residuales específicas; por esto, el objetivo del estudio mencionado es evaluar el efecto de tipos de fertilizantes y las orientaciones de las membranas de FO en la reducción de la salinidad y el flujo inverso de solutos (SRF), así como estudiar el impacto y diferencias en el crecimiento de plantas a nivel genético, que puede tener el aplicar estas aguas de riego en zonas con potencial agrícola donde ha incursionado la industria (Chang et al., 2020). Para lograr lo propuesto, inicialmente se obtuvieron muestras de FPW de gas de esquisto de la cuenca de Sichuan, las cuales se pre trataron por medio de una membrana de UF de PVDF, y luego el permeado recolectado fue usado como solución de alimentación para el FDFO. Seguidamente y teniendo en cuenta el rendimiento de los fertilizantes y el tipo de nutrientes implicados, se usaron los siguientes 5 tipos como solución base: KCL, $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$ ó SOA, $\text{NH}_4\text{H}_2\text{PO}_4$ ó MAP, $(\text{NH}_4)_2\text{HPO}_4$ ó DAP, y KNO_3 , de los cuales se usaron algunas mezclas entre sí para proporcionar nutrientes equilibrados en el posterior riego de las plantas (Chang et al., 2020). En cuanto al sistema FDFO y el protocolo experimental especificado, su rendimiento se evaluó usando una unidad de FO a escala de laboratorio, la cual tenía dos canales simétricos con un área efectiva de 20 cm^2 . De igual forma se usaron 2 recipientes de vidrio para la solución de alimentación y la solución base respectivamente, así como 2 bombas de engranajes para hacer circular los fluidos a la misma velocidad de flujo cruzado, y a una temperatura idéntica de $25 \pm 0,5 \text{ }^\circ \text{C}$, mantenida mediante baños circulantes refrigerados. Para el subsistema de FO se emplearon membranas comerciales de triacetato de celulosa (CTA) de hoja plana, por su alto rendimiento en otros procesos durante la filtración de FPW, que fueron remojadas en agua desionizada durante al menos 24 horas previo a su uso (Chang et al., 2020).

Después fueron evaluados de forma experimental 2 orientaciones de la membrana en el proceso, donde cada prueba consta de 4 pasos especificados en dicho estudio. Posteriormente, se efectuó el análisis de calidad del agua y caracterización de las membranas, donde el contenido de TDS y la conductividad se determinaron por medio de un medidor multifuncional portátil Ultrameter II 6 PFC. Fueron usados medidores de pH, analizadores automáticos de TOC, mecanismos de cromatografía iónica y a su vez se implementaron métodos como el espectrofotométrico UV de digestión y de molibdato de amonio, para analizar contenidos de nitrógeno y fósforo totales (Chang et al., 2020). También se realizó un análisis de varianza (ANOVA) para el análisis estadístico del crecimiento de las plantas, por medio del programa IBM SPSS Statistics v.2.0., y todas las muestras de membrana de FO fueron secadas a condiciones ambientales antes de ser observadas con microscopía electrónica de barrido (SEM) (Chang et al., 2020).

Para la preparación del agua de riego y la realización de los experimentos del crecimiento de las plantas se usaron 8 tipos distintos de fuentes de agua y se usó agua desionizada como una fuente de control. En este caso fueron escogidas 2 especies de plantas, incluidas la col China y el rábano cereza, debido a sus características comestibles y su alto cultivo en la cuenca de Sichuan. Para cada tipo de semilla, fueron cultivados 4 grupos paralelos a condiciones específicas, y se agregaron cantidades del agua de riego preparada a cada recipiente, para hacer el debido registro durante los siguientes 7 días (Chang et al., 2020). Finalmente, al dar por culminado el crecimiento hidropónico, todas las plantas fueron extraídas y congeladas inmediatamente en nitrógeno líquido, así como almacenadas a -80°C antes de la extracción del ARN. Por último, fueron realizados diferentes procesos de estudio detallados, y el análisis de la expresión génica se realizó por medio de una plataforma online gratuita de Major Bio Cloud Platform, para luego incluir las secuencias obtenidas en el Archivo de Lectura Corta (NCBI), con el número de acceso del bioproyecto y los números de los dos tipos de muestras biológicas, respectivamente (Chang et al., 2020). Tras efectuados todos los procedimientos pautados y examinar sus respectivos análisis, los autores de este estudio exponen los enfoques más adecuados de su investigación hallando factores y detalles relevantes, y resaltando que es importante poner en práctica la evaluación sistemática de otros tipos de plantas, para poder demostrar de manera más eficiente y con mayor certeza el mecanismo en cuestión, la viabilidad del uso de FDFO en el manejo de FPW, y su posible y segura reutilización en riegos agrícolas.

Otro estudio realizado en muestras del campo Tarim se enfoca en el reciclaje del agua de fracturamiento ácida que retorna a superficie. Chen et al., (2021), diseñan un proceso que incluye filtración, precipitación química y floculación química, con el objetivo de remover sólidos suspendidos y iones metálicos de alta valencia en el fluido. La filtración está dividida en dos etapas, la primera compuesta de algodón absorbente y la segunda de arena de cuarzo. Con ella se disminuye la turbidez de la muestra de 650 a 57.35 mg/l y elimina gran parte de la mancha de aceite de 7400 a 35.24 mg/l. Para evitar que la viscosidad del nuevo fluido de fracturamiento sea afectada debido a reacciones producidas entre los iones metálicos y el grupo hidroxilo, presente en la goma guar, se agrega carbonato de sodio (145 mg/l). Con ello remueven los iones del fluido y se ajusta su pH al mismo tiempo. Luego de la filtración y precipitación, quedan en el fluido los

sólidos disueltos más finos, los cuales demuestran ser difíciles de remover por precipitación natural debido a sus propiedades (misma carga eléctrica y alta repulsión). Por esa razón se considera un coagulante inorgánico (PAC) y un floculante catiónico orgánico (PAM). Ambos desestabilizan la carga negativa de los coloides por medio de la neutralización eléctrica de la superficie y ofrecen un mecanismo de adsorción y de puente. La dosificación usada fue de 1000 mg/l con un ph de 9 y 20 mg/l respectivamente. Finalmente se logra dejar el agua en condiciones óptimas para su reuso en otro fluido de fracturamiento (F. Chen et al., 2021)

5.2.3 Tipos de fluido de fracturamiento empleados

En este documento se han mencionado los principales procesos y tecnologías que vienen siendo implementados a lo largo de los últimos años, para lograr el desarrollo y explotación de los recursos existentes en formaciones de tipo no convencional, por medio de la técnica del fracturamiento hidráulico. En ese sentido, esta sección se enfoca en presentar algunos ejemplos de los tipos, composiciones y volúmenes de fluidos de fracturamiento, que son empleados en varias regiones de un país pionero en la producción de estos hidrocarburos en el continente Asiático, como lo es China, teniendo en cuenta que sus principales características, materiales y aditivos, fueron explicados anteriormente. De acuerdo a lo anterior, en la Tabla 5.7 se presenta información detallada acerca de 3 pozos seleccionados del campo Weiyuan, donde son resaltados factores importantes de los fluidos inyectados, para la realización de las operaciones de fracturamiento hidráulico.

Tabla 5.7

Información Detallada de 3 Pozos de Gas de Esquisto en el Campo de Gas de Weiyuan.

Pozo	Profundidad (m)	Longitud Horizontal (m)	Long. de Fracturamiento Horizontal (m)	Segmentos de Fractura (m)	Fluido de Fractura (m^3)	Volumen de Gel (m^3)	Fluido Inyectado (m^3)	Arena Inyectada (m^3)
1	3557	1500	1367	20	45,485	5465	50,542	2898
3	3460	1500	1393	8	25,156	2870	27,972	2283
5	3604	1500	1445	20	45,544	6188	51,823	2803

Nota. Adaptado de “Detailed Information on three shale gas wells from Weiyuan gas field”, por C. Zou et al., 2018, “The water footprint of hydraulic fracturing in Sichuan Basin, China”, Science of Total Environment © 2018 Elsevier B.V., All rights Reserved.

A partir de este estudio, se puede inferir que muchos de los pozos del Campo de Gas de Weiyuan están en ese orden de configuración. En cuanto a factores específicos de esta sección, los volúmenes de fluido inyectados están en el rango de 25,000 a 50,000 m³, donde aproximadamente el 90% corresponde a fluidos de fractura y el 10% restante a los tipos de Gel usada. De igual forma, el volumen de fluido de fractura para cada segmento está sobre los 1800 m³, con entre 80 a 100 m³ de arena de cuarzo y 70 a 90 m³ de material de cerámica (Zou et al., 2018).

En otro caso de estudio que presenta el desarrollo y la aplicación de fluidos de fracturamiento de tipo de reciclable en el campo petrolífero de Changqing, son expuestos diferentes ejemplos de los líquidos de fracturación ecológico y de bajo peso molecular (LMF) que se emplean en esta investigación. La Tabla 5.8 resume algunas de las formulaciones realizadas.

Tabla 5.8

Fórmulas de Fluidos de Fracturamiento LMF usados en el Campo Petrolífero de Changqing.

Número de Bloque	Fórmula
Bloque # 1	0.35% CJ 2-3 + Aditivos + Gel o Agente Reticulante
Bloque # 2	0.30% CJ 2-3 + Aditivos + Gel o Agente Reticulante
Bloque # 3	0.27% CJ 2-3 + Aditivos + Gel o Agente Reticulante
Bloque # 4	0.27% CJ 2-3 + Aditivos + Gel o Agente Reticulante
Bloque # 5	0.35% CJ 2-3 + Aditivos + Gel o Agente Reticulante

Nota. Adaptado de “*Development and Application of Recyclable Fracturing Fluid in Changqing Oilfield*” (p. 948), por D. Kuang et al., 2019, Springer Series in Geomechanics and Geoengineering © Springer Nature Singapore Pte Ltd. 2019., All Rights Reserved.

La especificación sobre las propiedades reológicas de los fluidos LMF y diversos factores en cuanto a composición, que se deben tener en cuenta sobre la información anterior, son presentados en la investigación en cuestión. En ese sentido, es importante resaltar que se trata de un exitoso estudio técnico, donde se desarrolló como agente espesante el fluido de fracturación CJ 2-3 de bajo peso molecular y amigable con el medio ambiente, mientras que su desempeño fue evaluado y relacionado en diversas pruebas para conocer la viabilidad de su implementación (Kuang et al., 2019).

En otra investigación enfocada en los efectos sobre la producción de gas de esquisto y el reflujo generado por usar agua de reciclaje de FPW, como líquido de fracturamiento en la cuenca de Sichuan, se exponen las cantidades de fluido utilizados en 2 plataformas objeto de estudio para su indagación a lo largo de 12 meses. La Tabla 5.9 presenta un resumen de lo mencionado.

Tabla 5.9

Volúmenes de Agua Usada para Fracturamiento Hidráulico en Pozos de las Plataformas A y B.

Número de Pozo	Agua Usada para Fracturamiento Hidráulico (m^3) – Plataforma A	Agua Usada para Fracturamiento Hidráulico (m^3) – Plataforma B
1	40,000	39,500
2	40,700	31,400
3	43,200	40,900
4	46,000	48,200
5	52,100	57,100
6	45,900	54,200
Media	44,500	44,500

Nota. Adaptado de “Results of natural gas and FP water production during the first 12 months and the volume of water use for hydraulic fracturing in six wells of Platform A and Platform B”, por D. Liu et al., 2020, “Recycling flowback water for hydraulic fracturing in Sichuan Basin, China: Implications for gas production, water footprint, and water quality of regenerated flowback water”, Fuel © 2020 Elsevier Ltd., All Rights Reserved.

De acuerdo a la información anterior sobre los volúmenes de agua usados en las dos plataformas, es importante mencionar que el fluido usado en el desarrollo de los 6 pozos de la plataforma A es únicamente agua fresca, a diferencia de los 6 pozos de la plataforma B, que fueron fracturados con agua reciclada de FPW (Liu et al., 2020).

Por otro lado, en una investigación realizada en el campo Fuling, se expone información detallada sobre los volúmenes promedio de fluidos de perforación usados en cada pozo, de 19 seleccionados para distintas pruebas; además de los porcentajes de los líquidos de composición (Shi et al., 2020). De igual forma, aunque menos importante para esta sección, se hace referencia a las cantidades usadas como lechada para cementación de dichos pozos. La Tabla 5.10 y Figura 5.9, presentan lo mencionado.

Tabla 5.10

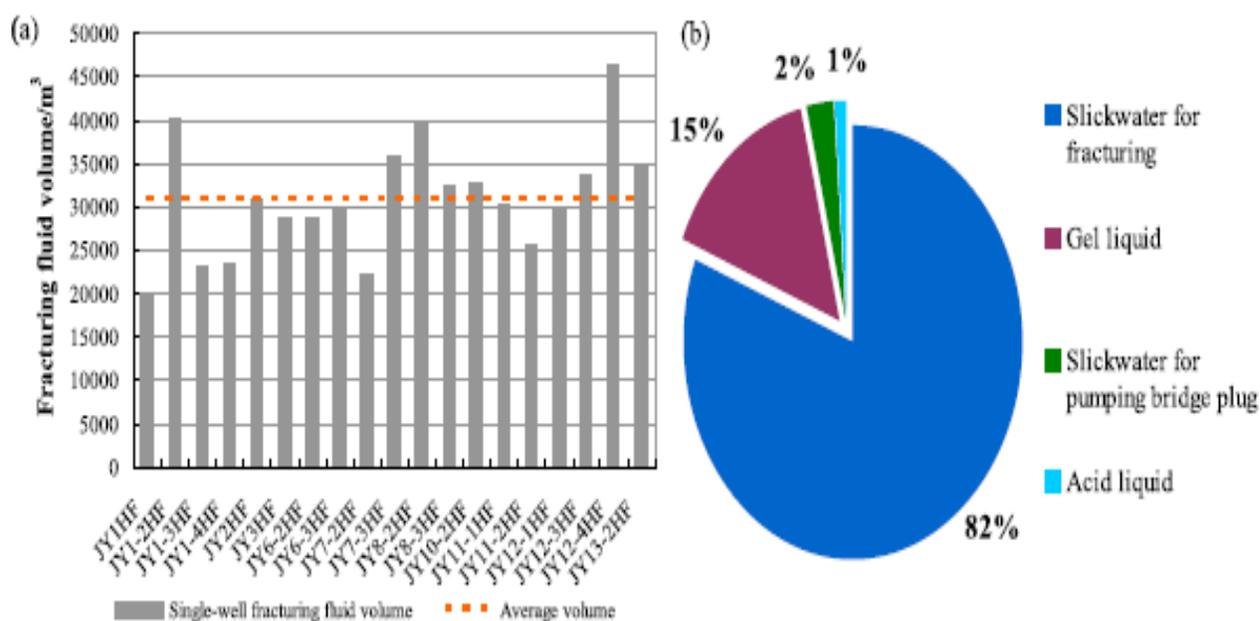
Volúmen de Fluidos de Perforación y Lechada de Cemento Usados en 19 pozos, Campo Fuling.

Segmento de Pozo	Consumo de Fluidos de Perforación (m ³)	Volumen Total de Fluidos de Perforación (m ³)	Volumen para Lechada de Cemento (m ³)
Conductor	26	127	17
Primer Segmento	143	417	93
Segundo Segmento	166	488	100
Tercer Segmento	95	384	102

Nota. Adaptado de “The average volume of drilling fluids and cement slurry used in each well spud for 19 test wells”, Por W. Shi et al., 2020, “Water use for shale gas development in China’s Fuling shale gas field”, Journal of Cleaner Production © 2020 Elsevier Ltd., All Rights Reserved.

Figura 5.9

Análisis de Fluidos de Fractura en el Campo Fuling. (a) Consumo de Fluidos y (b) Proporción.



Nota. Adaptado de “Fracturing fluid analysis in Fuling shale gas field: (a) fracturing fluid consumption of 19 test wells and (b) fracturing fluid proportion”, por W. Shi et al., 2020, “Water use for shale gas development in China’s Fuling shale gas field”, Journal of Cleaner Production © 2020 Elsevier Ltd., All Rights Reserved.

Por último, en el campo de gas Fuling que como se mencionó anteriormente está ubicado en una zona montañosa, es necesario el consumo de grandes cantidades de fluido para llevar a cabo la explotación de los recursos de esquisto por medio de esta técnica. Es por esto que la empresa Sinopec en compañía de estatales Chinas, ha desarrollado en los últimos años un grupo de sistemas de fluidos de fracturamiento con reducción de arrastre y derechos de propiedad intelectual, los cuales permiten cumplir de forma efectiva con los requisitos continuos de los pozos horizontales en esta zona y a su vez merma los volúmenes de agua usados (Gao et al., 2021). En la Tabla 5.11 se expone de forma resumida una serie de comparaciones con respecto al desempeño de estos fluidos de fracturamiento en el campo Fuling y otras regiones.

Tabla 5.11

Comparaciones de Desempeño de Fluidos de Fractura en el Campo Fuling y Zonas Extranjeras.

Indicadores de Desempeño	Fuling	Extranjero 1	Extranjero 2
Tasa de Reducción de Arrastre, %	62 - 78	61.5	65
Tensión Superficial, mN/m	24.86	28.32	25.64
Tiempo de Hinchazón	20 - 90.	36	43
Viscosidad Dinámica Aparente, mPa.s	3 - 15	10.32	12.44
Tasa de Anti-hinchazón, %	78 - 84	66.8	65

Nota. Adaptado de “*Performance comparisons of fracturing fluids in the Fuling area and abroad*”, Por S. Gao et al., 2021, “*Experiences and lessons learned from China’s shale gas development: 2005–2019*”, Journal of Natural Gas Science and Engineering © 2020 Elsevier B.V., All Rights Reserved.

Según lo mencionado, es importante resaltar que está demostrado que la tasa de reducción de arrastre fue de 77.4%, con un ahorro en costos de hasta el 60% en productos similares a los del extranjero. Además, tecnologías expuestas en dicho estudio para el tratamiento de los recortes de perforación han pasado a ser pioneras a nivel mundial, así como el contenido de aceite de las aguas residuales tratadas resulta inferior al 0.3%, lo que las hace mejores que estándares de 2% a 3% establecidos en América del Norte (Gao et al., 2021).

5.2.4 Flowback

Como es sabido y se ha mencionado continuamente en este documento, las aguas residuales provenientes de las operaciones de fracturamiento hidráulico contienen una alta proporción de componentes químicos, orgánicos e inorgánicos, sólidos disueltos, entre otros, lo que dificulta

sus procesos de tratamiento y a su vez hace que sean perjudiciales para el medio ambiente sino se manejan de la forma adecuada. Por ello en esta sección se presentan algunos datos y ejemplos de casos de estudios específicos, en los que se ha analizado el FPW en distintos campos petrolíferos y de gas en China, exponiendo sus resultados al público en general.

En una investigación realizada acerca de la huella hídrica causada por las operaciones de fracturación hidráulica en la cuenca de Sichuan, China, sus autores destacan que durante los primeros 12 meses de producción, el volumen de aguas residuales que se genera en el campo de Weiyuan es de aproximadamente 19800 m³ por pozo, la cual es una cantidad bastante alta en comparación con reportes hechos de varias cuencas Americanas, donde los volúmenes están entre 500 y 7000 m³ (Zou et al., 2018). Lo anterior ejemplifica la gran necesidad de la industria de los no convencionales a la hora de innovar y desarrollar nuevos métodos para tratar estas aguas, y a la vez mejorar las tecnologías existentes, con el fin de que cada día sean menores las cantidades usadas y se posibilite la reutilización de las mismas en diversas operaciones. En un estudio mencionado anteriormente, enfocado en la recuperación de agua sobre el flujo del retorno de perforación en la explotación del gas de esquisto de un campo del Suroeste de China, por medio de novedosas técnicas ya explicadas, se expone una comparación acerca del SGDF puro o recién producido, con respecto al mismo fluido luego de varios tratamientos y al agua embotellada de la ciudad de Shangai, usada como referencia. La Tabla 5.12 presenta un resumen detallado de la información mencionada.

TABLA 5.12

Características del SGDF, SGDF tratado, y agua embotellada de Shanghai.

Elementos	SGDF Puro	SGDF Pretratado	SGDF Concentrado tras FO-VMD	Solución Concentrada tras FO-VMD	Agua Producida de FO-VMD	Agua Embotellada (Referencia)
Conductividad ($\mu\text{S}/\text{cm}$)	11,290	11,300	74,400	ELM	5	43.6
Turbidez (NTU)	135	0.18	NA	NA	0.07	0.09
pH	7.4	7.40	8.24	7.89	7.38	7.88
Dureza Total como CaCO_3 (mg/L)	283	260	541	NA	NA	NA
COD (mg/L)	358	259.0	1,794.0	NA	0.9	1.1
TDS (mg/L)	6,906	6,490	27,807	NA	NA	NA
B (mg/L)	16.9	15	27	1.1	ND	0.02
Ca (mg/L)	140	102	271	1	ND	3.34
K (mg/L)	393	381	5,180	90,851	0.50	3.74
Mg (mg/L)	18	24.0	30.9	NA	ND	0.02
Na (mg/L)	2,109	2,105	4,540	92	0.12	0.3
Sr (mg/L)	4.9	3.1	12.4	ND	ND	ND
Si (mg/L)	19.2	15	36.5	10	ND	ND
CO_3^{2-} (mg/L)	149	96	308	9.9	ND	NA
Cl^- (mg/L)	4,202	3,999	17,632.48	91,612.7	2.2	10.2
SO_4^{2-} (mg/L)	3.2	3.0	9.1	< 1	< 1	NA

Nota. ND = No detectado, NA = No aplicable, ELM = Por encima del límite máximo.

Adaptado de “*Water characteristics of raw SGDF, SGDF after different treatment steps, and bottled water from Shanghai (as a reference)*”, Por X. Li et al., 2014, “*Water reclamation from shale gas drilling flow-back fluid using a novel forward osmosis–vacuum membrane distillation hybrid system*”, Water Science & Technology © IWA Publishing 2014, All Rights Reserved.

Las especificaciones y factores más relevantes con referencia a la información anterior, son explicados en el documento en cuestión. En otros estudios realizados en el campo Weiyuan, se han llevado a cabo comparaciones sobre las características y componentes del FPW de gas de esquisto, con más yacimientos de este tipo, así como evaluaciones de los estándares de calidad para poder cumplir con fines específicos en China y otras regiones. La Tabla 5.13 presenta un resumen detallado sobre la información mencionada.

TABLA 5.13

Características del FPW en el campo Weiyuan y comparación con otros estándares de calidad.

Constituyentes	Alimentación ^a	FPW del Suroeste Chino	FPW de Pensilvania	Descarga Superficial	Riego Agrícola
Turbidez (NTU)	49.8	135	150-3000	-	-
TSS (mg/L)	55.4	-	27-3200	70	15
TDS (mg/L)	18,900	6,906	66,000-261,000	-	1000
Conductividad (mS/cm)	31.14	11,29	54-140	-	-
Alcalinidad como CaCO ₃ (mg/L)	600	-	200-1100	-	-
COD (mg/L)	530	358.5	195-36,600	60	60
pH	7.16	8.19	6.4 - 7.42	6-9	5.5-8.5
Fe Total (mg/L)	2.49	-	25 - 55	-	-
Cu (mg/L)	6.50	-	-	0.5	0.5
Na ⁺ (mg/L)	6,950	2,109	18,000-44,000	-	-
Ca ²⁺ (mg/L)	233	140.2	3,000-31,000	-	-
Mg ²⁺ (mg/L)	26.9	18.05	135-1550	-	-
K ⁺ (mg/L)	134.5	393	363	-	-
Sr ²⁺ (mg/L)	72.9	4.9	1,400-6,800	-	-
Ba ²⁺ (mg/L)	135	-	2,300-4,700	-	-
NH ₄ ⁺ (mg/L)	92.0	9.5	-	15	-
Mn ²⁺ (mg/L)	BDL ^b	-	3-7	2	-
Cl ⁻ (mg/L)	11,000	4,202.2	32,000-148,000	-	350
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	12.1	2.2	7-500	-	-
F ⁻ (mg/L)	2.41	-	< 1	10	2
Br ⁻ (mg/L)	61.0	-	720-1,600	-	-
NO ₂ ⁻ (mg/L)	7.74	-	-	-	-

^a Calidad general del agua para el FPW puro de la lutita Weiyuan: Turbidez = 86.6 NTU, TDS = 18,920 mg/L, conductividad = 31.27 mS/cm, pH = 7.15.

^b Por debajo del límite de detección (0.01 mg/L).

Nota. Adaptado de “*Characteristics of Weiyuan shale gas FPW in comparison with the water quality from other shale gas plays as well as the standards for surface discharge and agriculture irrigation in China*”, Por C. Guo et al., 2018, “*An ultrafiltration- reverse osmosis combined process for external reuse of Weiyuan shale gas flowback and produced water*”, Royal Society of Chemistry © Environmental Science: Water Research & Technology Accepted Manuscript, All Rights Reserved.

Otro de los estudios ya mencionados, que presenta una investigación sobre la viabilidad de realizar el secuestro in situ de los fluidos de fracturamiento hidráulico en la formación de esquisto Longmaxi del campo Changning, básicamente mediante las mismas propiedades del yacimiento, expone una breve pero relevante información acerca de los resultados hechos al FPW del lugar y los tipos de elementos químicos que generalmente lo constituyen. La Tabla 5.14 presenta dicha información.

TABLA 5.14

Químicos constituyentes del FPW de la formación de esquisto Longmaxi, Campo Changning.

Iones No Radiactivos (mg/L)														Elementos Radiactivos (pCi/L)	
Na ⁺	K ⁺	NH ₄ ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Fe ^{2+/3+}	Al ³⁺	Ba ²⁺	Sr ²⁺	Cl ⁻	Br ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Total	Ra	U
19830	768	-	3870	274	62	8	341	320	29700	228	172	660	56233	327	185

Nota. Adaptado de “*Chemical Constituents of the Flowback Water in Changning Longmaxi Shale Formation*”, Por B. Yang et al. (a), 2019, “*In Situ Sequestration of a Hydraulic Fracturing Fluid in Longmaxi Shale Gas Formation in the Sichuan Basin*”, Energy & Fuels 2019 American Chemical Society.

De igual forma, en el texto de soporte o de información adicional del estudio en cuestión, se exponen con mayor detalle los resultados de la investigación realizada sobre los componentes de las aguas residuales de la formación Longmaxi, así como una comparación con respecto a formaciones de esquisto de otras regiones. Las Tablas 5.15 y 5.16 presentan lo mencionado.

TABLA 5.15

Tasas de Flujo de Retorno y TDS de Fluidos de Fracturamiento en China y Otras Regiones.

Área de Producción	TDS (mg/L)	Tasa de Reflujo o FPW (%)
Weiyuan (China)	15000 – 35000	20 – 40
Changning (China)	20000 – 60000	10 – 35
Fuling (China)	13000 – 30000	< 10
Pengshui (China)	15000 – 55000	40 – 60
Fayetteville (USA)	25000	15 – 30
Barnett (USA)	60000	Arriba de 100
Haynesville (USA)	110000 – 120000	< 20
Bakken (USA)	150000 – 300000	15 – 40
Eagle Ford (USA)	15000 – 55000	< 15
Permian (USA)	20000 – 300000	20 – 40

Nota. Adaptado de “*Typical TDS and flowback rates of HF fluid for shale formation in China and North America*”, B. Yang et al. (b), 2019, “*In-situ sequestration of hydraulic fracturing fluid*

in Longmaxi shale gas formation in Sichuan Basin”, Energy & Fuels 2019 American Chemical Society.

En este caso se puede observar que las tasas de reflujos varían de acuerdo a las regiones pero se mantiene una media general, sin embargo, en cuanto a las concentraciones de TDS (Sólidos Disueltos Totales) de los campos de China, es importante resaltar que son bastante menores en comparación con algunas de las principales cuencas petroleras de Norteamérica, lo cual es muy importante a la hora de realizar los diversos tratamientos y manejos de las aguas residuales, que son establecidos en cada área de explotación; así como se traduce en un factor relevante para minimizar los costos adicionales por energía, materiales, tecnologías, entre otros.

TABLA 5.16

Comparación de la Composición Iónica del FPW en Diferentes Yacimientos de Esquisto.

Constituyentes	Fuling	Pengshui	Changning	Weiyuan	Marcellus	Denver	Criterios de Calidad del Agua en China
pH	7.46	6.84	7.48	7.21	6.56	6.80	6.5 - 8.5
Na ⁺ (mg/L)	8296	15100	19830	8740	24123	6944	200
K ⁺ (mg/L)	157	231	768	243	-	-	-
NH ₄ ⁺ (mg/L)	23	37	-	-	-	25	-
Ca ²⁺ (mg/L)	564	768	3870	962	7220	524	-
Mg ²⁺ (mg/L)	131	105	274	336	632	106	-
Fe ²⁺³⁺ (mg/L)	7	29	62	55	112	81	0.3
Al ³⁺ (mg/L)	3	-	8	6	-	-	0.2
Ba ²⁺ (mg/L)	259	412	341	138	2224	9	1
Sr ²⁺ (mg/L)	155	304	320	67	1695	60	-
Cl ⁻ (mg/L)	18652	36470	29700	13110	57447	13600	250
Br ⁻ (mg/L)	233	470	228	180	511	87	-
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	105	41	172	94	71	1	250
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	1263	310	660	451	165	-	-
Total (mg/L)	29848	54284	56233	24382	94986	21437	1000
Ra (pCi/L)	-	-	327	225	743	-	-
U (pCi/L)	-	-	185	58	43	-	-

Nota. Adaptado de “*Comparison of ion composition of the flowback fluid among different shale plays*”, B. Yang et al. (b), 2019, “*In-situ sequestration of hydraulic fracturing fluid in Longmaxi shale gas formation in Sichuan Basin*”, Energy & Fuels 2019 American Chemical Society.

Por otra parte, en un estudio ya mencionado acerca de las implicaciones sobre la producción de gas de esquisto, la huella hídrica y la calidad del reflujo generado, por usar aguas residuales recicladas como fluido para operaciones de fracturamiento hidráulico, sus autores exponen que en dos áreas de las más importantes en este tipo de explotación de hidrocarburos no convencionales de China, los campos Weiyuan y Changning, los volúmenes de reflujo obtenidos por pozo durante los primeros 12 meses de producción fueron de 19800 m³ y entre 10000 y 20000 m³, respectivamente (Liu et al., 2020). Análogamente, en dicho documento se presentan los resultados de su investigación, donde muestran las cantidades de fluidos producidos en 2 plataformas objeto de estudio a lo largo de 12 meses, así como un análisis de las concentraciones de químicos inorgánicos presentes en las aguas residuales del campo Changning. Las Tablas 5.17 y 5.18 resumen de forma detallada lo mencionado.

TABLA 5.17

Volúmenes de FPW que se Genera en 6 Pozos de las Plataformas A y B.

Número de Pozo	FPW en 12 meses de Explotación (m ³) – Plataforma A	FPW en 12 meses de Explotación (m ³) – Plataforma B
1	12,100	12,414
2	11,437	11,630
3	12,627	11,957
4	21,036	20,860
5	17,466	17,809
6	12,916	21,275
Media	12,800	15,100

Nota. Adaptado de “*Results of natural gas and FP water production during the first 12 months and the volume of water use for hydraulic fracturing in six wells of Platform A and Platform B*”, por D. Liu et al., 2020, “*Recycling flowback water for hydraulic fracturing in Sichuan Basin, China: Implications for gas production, water footprint, and water quality of regenerated flowback water*”, Fuel © 2020 Elsevier Ltd. All Rights Reserved.

Cabe resaltar que el fluido usado en el desarrollo de los pozos de la plataforma A es agua fresca, mientras los 6 pozos de la plataforma B fueron fracturados con agua de reciclaje.

TABLA 5.18

Diferentes Concentraciones de Productos Químicos Inorgánicos del FPW, Campo Changning.

Constituyentes	Min.	Máx.	Mediana	Media	WQS ^a	EQS ^b	IWDS ^c	Media/WQS
TDS (mg/L)	18844	38774	31711	31810	1000	-	-	32
Hierro (mg/L)	0.97	72.219	9.772	22.66	0.3	0.3	-	76
Bario (mg/L)	104.4	381.7	263.6	262.4	0.7	0.7	-	375
Aluminio (mg/L)	BDL ^d	1.713	0.107	0.166	0.2	-	1	0.8
Níquel (mg/L)	BDL	0.028	0.006	0.007	0.02	0.02	1	0.4
Cobre (mg/L)	BDL	0.075	0	0.006	1	1	0.5	0.01
Zinc (mg/L)	BDL	0.398	0.028	0.04	1	1	2	0.04
Plata (mg/L)	BDL	BDL	BDL	BDL	0.05	-	0.5	-
Plomo (mg/L)	BDL	BDL	BDL	BDL	0.01	0.05	1	-
Manganeso (mg/L)	0.31	2.266	1.043	1.004	0.1	0.1	2	10
Molibdeno (mg/L)	BDL	0.047	0.003	0.007	0.07	0.07	-	0.1
Boro (mg/L)	25.02	58.9	42.15	41.45	0.5	0.5	-	83
Cadmio (mg/L)	0.002	0.009	0.004	0.005	0.005	0.005	0.1	1
Cloruro (mg/L)	11702	25006	18597	19051	250	250	-	76
Fluoruro (mg/L)	0.875	4.695	3.08	2.962	1	1	10	3
Nitrato (mg/L)	5.641	217	11.491	19.221	10	10	-	1.9
Sulfato (mg/L)	0.441	11.094	2.963	3.988	250	250	-	0.02
Amonio (mg/L)	17.45	87.99	80.4	76.31	0.5	1	15	153

^a WQS = Son los Estándares de Calidad del agua potable de las Instalaciones Sanitarias de China (GB 5749-2006).

^b EQS = Son los Estándares de Calidad Ambiental para Aguas Superficiales (GB 3838-2002).

^c IWDS = Es el Estándar de Descarga Integrado de Agua Residuales de China (GB 8978-1996).

^d BDL = Fracción Biodegradable de lodo.

Nota. Adaptado de “Concentrations of inorganic chemicals in flowback water of the Changning gas field”, por D. Liu et al., 2020, “Recycling flowback water for hydraulic fracturing in Sichuan Basin, China: Implications for gas production, water footprint, and water quality of regenerated flowback water”, Fuel © 2020 Elsevier Ltd. All Rights Reserved.

5.3 ÁFRICA

5.3.1 Experiencias

En comparación con el resto del planeta, África se encuentra en un lugar privilegiado en el escalafón de recursos de gas y crudo de esquisto. Según el EIA/ARI World Shale Gas and Oil Assessment, posee un volumen recuperable cercano a los 1,361 Tcf y 38 billones de barriles, superando a Norteamérica, Australia y Europa. Con una participación de un 80% del total, Algeria y Sudáfrica representan el potencial principal de la zona. Sonatrach empresa líder en Algeria ha llevado a cabo estudios en la cuenca Berkine (Ghadames), de igual manera en Sudáfrica Falcon Oil and gas Ltd., Shell, Anglo Coal, Sunset Energy, etc., tenían presencia en la cuenca Karoo. Desafortunadamente la geología compleja de la zona y la falta de legislación ambiental ha probado ser un obstáculo para el desarrollo de los yacimientos no convencionales de la región. La escasez de datos y reportes sobre la exploración y perforación de estas cuencas en los últimos años, indican posiblemente que el inicio formal de la explotación por medio del fracturamiento hidráulico se podría observar en la siguiente década. Según el primer ministro de Algeria, Abdelmalek Sellal, la explotación de gas de esquisto no se encuentra entre los planes del gobierno (New Agency Algeria Press Service). Por ende, en África no se encuentran tratamientos de flowback de fracturamiento hidráulico.

6. ANÁLISIS DE CASOS DE ESTUDIO

En esta sección serán abordados los principales casos de estudio que fueron mencionados y descritos a fondo en el capítulo anterior, haciendo énfasis en los resultados obtenidos acerca del rendimiento y la viabilidad de implementar dichas tecnologías o mecanismos, así como las pautas que se establecieron para lograr el correcto desempeño y desarrollo de los procedimientos realizados, en cuanto al tratamiento de las aguas residuales producidas en operaciones de fracturación hidráulica en reservorios no convencionales. Cabe resaltar que varios de los estudios en cuestión ofrecen avances notables, sin embargo, de forma general se recomiendan mayores niveles de investigación, para de esta manera seguir innovando progresivamente.

6.1 PROCEDIMIENTOS EXITOSOS

6.1.1 Recuento de procedimientos exitosos

En este documento se describen distintas tecnologías y métodos aplicados para el tratamiento del reflujo generado por la explotación de hidrocarburos no convencionales, resaltando algunos con los que se lograron avances significativos. De acuerdo a lo anterior y como se ha mencionado, es común que en países donde se ha desarrollado este sector de la industria petrolera, se apliquen técnicas conocidas como pueden ser las filtraciones por membrana de variados tipos. Por otra parte, teniendo en cuenta los principales casos seleccionados, es

importante resaltar que los métodos híbridos o de combinación de mecanismos integrados, han sido en muchas ocasiones los que ofrecen mejores resultados. Existen ejemplos de casos puntuales o de una etapa, así como procedimientos robustos de dos etapas de tratamiento, y hasta 3 etapas, donde en ocasiones también se implementan tecnologías de pretratamiento, previo a la puesta en práctica de las etapas fundamentales. A continuación, se presenta una descripción de los factores más relevantes en los denominados casos de estudio exitosos, relacionando inicialmente los que se enfocaron en mecanismos híbridos, y luego los casos puntuales.

En el estudio publicado por Li et al., (2014), donde se investigó la eficiencia de usar el método híbrido de Ósmosis Directa y Destilación por Membrana al Vacío (FO-VDM), como tratamiento para el SGDF generado en la producción de gas en un sitio minero del suroeste de China, inicialmente fue necesario el uso de un pretratamiento de Coagulación - UF, para mejorar la calidad del agua de alimentación que se encontraba con características de color amarillento y alta turbidez, dejándola en un estado claro y transparente. En cuanto sistema de FO-VMD, el fluido fue recuperado en una solución de extracción mediante el proceso de FO, para luego ser producido por medio del mecanismo de VMD. Durante cerca de 15 h de operación y con un flujo estable de $18 \text{ L}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$, se alcanzó una recuperación de agua de entre 88 a 90%, generando un ensuciamiento insignificante en la membrana usada. Más importante aún, es de destacar que el agua producida presentó diferencias mínimas con respecto al agua embotellada, en términos de parámetros básicos de calidad y sustancias inorgánicas. La tabla 5.12 expone resultados acerca de lo mencionado. Finalmente, los resultados generados en esta investigación demostraron la factibilidad sobre el uso del método híbrido FO-VMD para el tratamiento y la recuperación de agua del SGDF, optimizando los parámetros clave durante el proceso y exponiendo ventajas notables en cuanto a ahorro de energía con el uso del subsistema de VMD (X.-M. Li et al., 2014).

En otro destacado caso de estudio que fue presentado por Abramowska et al., (2018), donde se indaga sobre la viabilidad de implementar una combinación de métodos híbridos, para la purificación del reflujo generado en operaciones de fracturación hidráulica en formaciones de esquisto Polacas, fueron puestos en práctica variados procedimientos ya usados en la industria a escala de laboratorio. En primera medida se realizó una separación mecánica mediante filtros de profundidad y se efectuó la tecnología de ozonización para la eliminación de sustancias orgánicas, así como una etapa de filtración por carbón activado para la depuración del fluido, con 5 L del mismo en cantidades de 350 cm^3 por columna de este producto modificado, permitiendo la reducción de dichas sustancias en un 85%. Luego fueron realizadas etapas de purificación por intercambio iónico y oxidación avanzada, siendo unos de los métodos más comunes usados, y de igual forma mediante membranas de NF, para finalmente pasar por una instalación de RO. De forma general, se desarrolló un esquema teniendo en cuenta las necesidades de tratamiento del fluido de retorno y sus características de composición, para así omitir o agregar pasos más desarrollados, con el fin de cumplir los objetivos planteados. De esta manera, con los resultados y análisis establecidos en este estudio, sus autores presentaron un esquema tecnológico de tratamiento para dicho tipo de fluidos, donde resaltan la adsorción en carbón activado, el intercambio iónico y los procesos de membranas, como los principales mecanismos a efectuar en una futura planta de tratamiento de fluidos. Además, destacan que, con la aplicación del método híbrido de su investigación, es posible alcanzar la reducción de impurezas en hasta el 90%, lo

cual habla de su importancia, teniendo en cuenta que todo el mecanismo se puede extrapolar a otras regiones del mundo (Abramowska et al., 2018).

En uno de los artículos revisados, presentado por Guo et al., (2018), se investigó el uso del método híbrido de Ultrafiltración - Ósmosis Inversa (UF-RO) para eliminar distintos tipos de componentes de las aguas residuales generadas en el campo de gas de esquisto Weiyuan, de manera que se pueda dejar en condiciones para permitir su posterior reutilización. Un ejemplo de la caracterización aplicada al refluo en este estudio es presentado en la tabla 5.13. En este caso, el subsistema de UF fue usado como pretratamiento, y el de RO tuvo como fin el complemento del procedimiento establecido para acondicionar el fluido. Con el uso de las membranas de UF se logró un alto rendimiento en la eliminación de contaminantes, como material particulado y sólidos en suspensión, para luego en la unidad de RO, reducir ampliamente las concentraciones de iones. De igual manera el proceso combinado logró una excelente eliminación de la turbidez, y redujo la DQO en el rango de 93-96%. En cuanto al ensuciamiento de las membranas de UF y RO, los resultados demostraron que el efecto de la presión osmótica operativa fue lo que generó un impacto más significativo, al igual que en la calidad del permeado. Otros análisis pertinentes fueron expuestos, sin embargo, es importante resaltar que con este trabajo se demostró por primera vez la viabilidad de implementar un proceso combinado de UF-RO, para tratar el refluo generado en el campo Weiyuan, exponiendo que las concentraciones de contaminantes en el efluente, fueron mucho menores que los límites esperados, cumpliendo así en óptimas condiciones con estándares para descarga superficial o incluso en riegos de agricultura (C. Guo et al., 2018). Por ello, este método es uno de los recomendados para usar en otras partes del mundo y seguir desarrollando, teniendo en cuenta las características de los fluidos a tratar.

Otro de los estudios más importantes mencionados, fue el presentado por Chang et al., (2019), en el que se expuso la implementación de un método híbrido de tres etapas o proceso combinado de membranas de Coagulación - Nanofiltración - Ultrafiltración (Coagulación-NF-UF), el cual fue uno de los primeros de este tipo realizados en todo el mundo, ya que normalmente se habían estudiado métodos de una y dos etapas, con el fin de disminuir los componentes y contaminantes presentes en las aguas residuales de campo Weiyuan, y permitir su reutilización en otras operaciones del mismo lugar. En este caso el mecanismo de investigación fue un subsistema de coagulación sumergido en una unidad de UF, como pretratamiento, y luego la NF como complemento del proceso. Inicialmente, con los procesos de acondicionamiento previos a la NF, se disminuyó notablemente la turbidez del fluido, así como los índices de pH, teniendo en cuenta las dosis y tipos de coagulantes usadas, de la misma manera que se lograron reducciones en los contenidos de TDS y concentraciones de iones. En cuanto al rendimiento en los procesos de membrana de UF, y la coagulación-UF, se demostró que son mecanismos eficaces para el pretratamiento de la NF, eliminando altos contenidos de componentes orgánicos y reduciendo hasta en un 20.3 % la DQO, además, la coagulación beneficia el ensuciamiento de las mismas, generando mayor durabilidad de trabajo. Para el caso de las membranas de NF usadas, se obtuvieron rechazos de 17%, 27% y hasta el 70% de TDS, respectivamente. Fueron examinados las variables en los efectos generados en la recuperación de agua, las presiones operativas de funcionamiento, y el rendimiento de desalinización en base al método híbrido, sugiriendo que con presiones de 200 psi para el funcionamiento de la membrana de NF, se obtienen los mejores

resultados. Finalmente, son presentados los avances realizados en este trabajo, donde sus autores exponen que con el uso del mecanismo de Coagulación-UF-NF, las concentraciones de las aguas tratadas quedan en condiciones mejores a las reutilizadas en juegos de lutita como el Marcellus, además de reducir casi el 99.9% de la turbidez, el 94.2% la DQO, y la mayoría de los iones divalentes (Chang et al., 2019).

Otro caso exitoso fue el de Chen et al. (2021) que logran desarrollar un proceso de tres etapas para el reciclaje del agua de retorno del fracturamiento hidráulico. Además, se enfocan en que sea un tratamiento aplicable en la zona en donde se produce este flowback, para evitar riesgos y costos debido al transporte de este fluido. Tecnologías aplicadas como filtración, precipitación y coagulación química, llevan la muestra del campo Tarim en China a condiciones ideales de pH, sólidos disueltos, compuestos orgánicos e iones metálicos de alta valencia para su reúso. Finalmente, las propiedades del fluido hidráulico preparado con el producto de este proceso son comparables con el elaborado con agua fresca.

Los anteriores artículos fueron relacionados por tratarse de métodos híbridos o compuestos por varias etapas, como se mencionó anteriormente. A continuación, se exponen otros ejemplos de tecnologías que han ofrecido resultados exitosos, basados en mecanismos o métodos específicos. De acuerdo a lo anterior, en el estudio publicado por Turan et al., (2017), se indaga sobre la utilización por primera vez del método Electro-Fenton (EF) para el tratamiento de las aguas residuales generadas en la extracción de gas de esquisto al sureste de Anatolia, Turquía, por medio de la metodología de RSM y CCD, para así generar un modelo matemático sobre los efectos de los parámetros analizados, y establecer las condiciones propicias para dicho mecanismo. La Tabla 5.6 expone un ejemplo de la caracterización realizada a las aguas que fueron tratadas. En primer lugar, con el objetivo de controlar la optimización y de acuerdo a condiciones de operación, así como resultados que se iban obteniendo en el procedimiento, la tecnología EF fue puesta en práctica generando hasta el 87.3 % de eficiencia en la eliminación de la DQO, para el experimento de laboratorio, denotando que la predicción del modelo se encontraba en el intervalo de confianza. Parámetros como la eliminación del color fueron determinados, exponiendo reducciones de cerca del 95% y 89.1%, mediante la predicción y la experimentación, respectivamente, así como los tipos de tratamiento químico y electroquímico aplicados, en base a la alta densidad de corriente aplicada. En este sentido, el análisis de costos también jugó un papel importante en la investigación, de la misma forma que los materiales y gastos operativos. Finalmente, tras múltiples análisis realizados, este trabajo demostró la viabilidad de usar el mecanismo a escala real, concluyendo que mediante la implementación de la tecnología EF, con las altas tasas de remoción de compuestos logradas, los estándares de límite de descarga para por ejemplo los sistemas de alcantarillado municipales, según el Reglamento de Control de Contaminación del Agua de Turquía, se podrían cumplir de forma relativamente fácil (Bakaraki Turan et al., 2017). Adicionalmente, los autores de este estudio exponen importantes conclusiones a tener en cuenta en futuros procesos, y sugieren que de igual forma es necesario seguir investigando en procesos alternativos, como el Fotoelectro-Fenton, para lograr mayores porcentajes de eliminación de componentes presentes en dichas aguas residuales, lo cual puede expandir las posibilidades de manejo y tratamiento en otros países más desarrollados en este tipo

de explotación de hidrocarburos no convencionales, donde las normativas medioambientales son mucho más estrictas.

En otro caso de estudio revisado, B. Yang et al., (2019), presentan su investigación enfocada en el manejo del reflujo de operaciones de fractura hidráulica de formaciones de gas de esquisto, a través del secuestro in situ de estos fluidos, en reservorios con alta capacidad de retención y fuerte imbibición capilar, como las lutitas Longmaxi presentes en campos de China como el Weiyuan y Changning. Inicialmente se consideró la capilaridad como el factor principal que gobierna la imbibición y el reflujo en las lutitas, entendiendo en base a otros estudios que los poros de menos de 10 nm de diámetro, representan del 50 al 80% del espacio poroso total, lo cual es la base para una gran fuerza capilar. Se analizó que otros factores como el ángulo de contacto roca-fluido, el contenido de minerales arcillosos y su hidratación, así como la presión osmótica y saturación de la formación como las lutitas Longmaxi, pueden influir significativamente en los volúmenes de retención de agua, demostrando que estos prospectos no solo poseen una fuerte capacidad de imbibición, sino que también secuestran de forma confiable el agua absorbida en nanoporos de la matriz. Por otro lado, el aplicar los tiempos de cierre en operación resultó bastante beneficioso para disminuir los volúmenes de reflujo, por los mismos factores mencionados. De igual forma se investigó la influencia que tienen estos cierres en cuanto a la composición del reflujo y la producción, dando como resultado que generalmente los periodos prolongados no aumentan la salinidad ni complican los componentes orgánicos contenidos, sino al contrario, contribuyen a la degradación de sustancias químicas orgánicas de lo cual se pueden beneficiar las operaciones, y no trae daños adicionales a los pozos. Finalmente, desde perspectivas geológicas y de ingeniería, y con diversos análisis realizados en base a los resultados obtenidos, se demostró que este método es viable como estrategia para almacenar una parte de los fluidos provenientes del fracturamiento hidráulico de forma exitosa, en formaciones de esquisto usando sus fuertes efectos capilares, mermando así elevados costos por su tratamiento; además, las estadísticas también confirman que extender los tiempos de cierre resulta beneficioso sobre la disminución de los volúmenes de aguas residuales obtenidos, así como genera mejoras en la productividad de recursos (B. Yang et al., 2019b). En el caso de extrapolar este trabajo a otras regiones, uno de los factores principales es tener en cuenta la diferencia de profundidad entre formaciones y acuíferos, para garantizar mayor seguridad al momento de realizarse.

Seguidamente, en la investigación realizada por He et al., (2019), se analizó un tipo de tratamiento biológico, donde la industria está volcando bastantes esfuerzos por su equilibrio medioambiental y bajos costos, basado en efectos combinados de plantas acuáticas y microorganismos para tratar el SGDF de regiones de producción de gas de esquisto en China, como la cuenca Sichuan y Jiaoshiba, denominado como Fito-microremediación. En este caso, en cuanto a la selección de microorganismos, entre las 4 mezclas escogidas se hallaron resultados eficaces para tratar contaminantes que contienen nitrógeno, así como en la disminución de componentes orgánicos. De igual manera la ecotoxicidad del agua disminuyó significativamente tras el tratamiento de 12 días con lodos activados (AS), además de reducir entre el 34.1% a 46.5 % la DQO, y 15.3% a 57.7% el nitrógeno total. Por otro lado, también se encontró que los efectos combinados entre plantas y microorganismos, mejoran la calidad del agua de reflujo, así

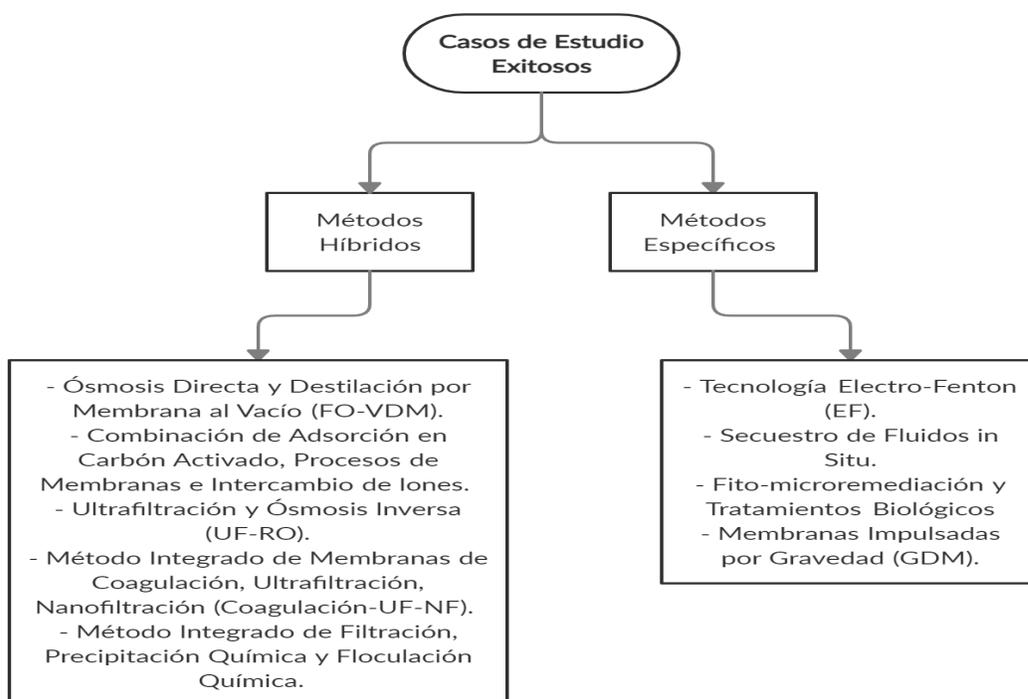
como reducen índices de toxicidad en algas usadas, mejorando la salud y el crecimiento de las plantas, y beneficiando el proceso de tratamiento, además de que estas proporcionan oxígeno para la degradación aeróbica microbiana de contaminantes orgánicos. Entre otras conclusiones pertinentes, los autores de este estudio resaltan que se hallaron algunos efectos marginales debido a la alta diversidad microbiana generada, lo que en determinados casos puede afectar la eficiencia del tratamiento; por lo tanto, se debe controlar. Finalmente, los resultados obtenidos en esta investigación sugieren que el presente estudio hace un aporte significativo a la industria, y exponen que la fito-micro remediación y el uso de tratamientos biológicos, puede tener un buen potencial para tratar el FPW en la explotación de recursos de esquisto no convencionales, gracias a sus bajos costos asociados y sus características de fácil implementación (He et al., 2019).

Adicionalmente, en un estudio presentado por J. Li et al., (2020), en el cual se indaga sobre la eficiencia de aplicar un método de tratamiento basado en el uso de membranas impulsadas por gravedad (GDM), para las aguas de reflujo generadas en una plataforma de perforación de esquisto en el condado de Weiyuan, fabricadas con materiales como PVDF y PVC. En primer lugar, se investigaron las variaciones en cuanto al flujo de permeado, así como la resistencia al ensuciamiento de las membranas de acuerdo a distintos factores operacionales durante el funcionamiento del mecanismo GDM, obteniéndose que la aplicación de presiones hidrostáticas más bajas da como resultado menos suciedad acumulada. Por otro lado, las membranas de PDVF llegaban a flujos estables aproximadamente un 6% más altos que las de PVC; sin embargo, el precio de las primeras era mayor, por lo tanto, generaba que el tratar flujos más altos, incrementaba los costos económicos. En cuanto a la variación en la calidad del agua de permeado, los resultados indicaron que la mayoría de las partículas y coloides presentes en el agua cruda, se eliminaron mediante este proceso y su pretratamiento, reduciendo de esta manera de forma eficaz el potencial de ensuciamiento de las membranas, lo cual fue uno de los objetivos de esta investigación. En este sentido también se estudió la distribución de la resistencia al ensuciamiento, indicando que gran parte del mismo podría eliminarse mediante una simple limpieza con agua pura, y concluyendo que en general, el ensuciamiento de la membrana en la operación era altamente reversible. Se analizaron otros factores como la resistencia a la formación de incrustaciones y los efectos de la acumulación de sustancias orgánicas e inorgánicas, resaltando que concentraciones más altas en la capa de incrustación, bajo presiones hidrostáticas superiores, causan una mayor resistencia en las membranas a las incrustaciones, por lo tanto las de PDVF con menos ensuciamiento, tenían menores resistencias pero más altos índices de flujo estable que las de PVC; lo cual es un factor importante en el proceso (J. Li et al., 2020). Entre otros importantes análisis realizados, los autores de esta investigación exponen comparaciones y adelantos relevantes, destacando que con este trabajo y teniendo en cuenta detalles como los costos asociados, se demostró la viabilidad de implementar tecnologías como el mecanismo de GDM para tratar aguas residuales de este tipo en Weiyuan, así como se puede integrar en otros procesos especializados, para aumentar la efectividad del mismo; lo cual a mediano o largo plazo, puede llegar a ser una opción clave para el manejo de los altos volúmenes de aguas residuales generados por la Industria Petrolera, en este caso por la producción de Shale gas o gas de esquisto.

6.1.2 Diagrama de flujo

Figura 6.1

Diagrama de Flujo de Procedimientos Exitosos



Nota. Elaboración propia. 2021.

6.2 PROCEDIMIENTOS NO EXITOSOS

6.2.1 Recuento de los procedimientos no exitosos

Varios de los tratamientos expuestos en esta recopilación concluyen sin una respuesta clara sobre su aplicabilidad, por ello se determinan como procedimientos no exitosos. Chen et al., (2015), en su investigación plantean la fabricación de una membrana fina de compuesto de poliamida para implementar osmosis forzada en agua de retorno de la perforación de shale gas. Inicialmente se observa un ensuciamiento severo y una drástica reducción del flujo de la membrana, por ello diseñan un pretratamiento con ultrafiltración que no mejora el ensuciamiento de la membrana TFC. Finalmente deciden disminuir la rugosidad de la membrana por medio de la aplicación de polietilenglicol (PEG), esto demuestra ser efectivo ya que mejora el rendimiento

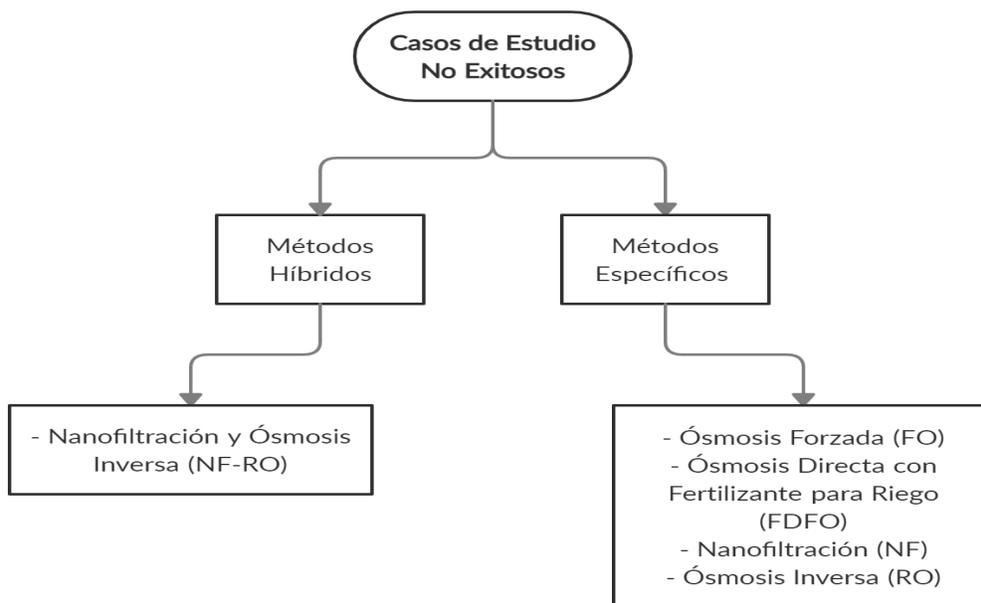
de la TFC. Pero afirman que una mejor densidad del injerto y espesor de la capa es necesaria para un tratamiento ideal por ósmosis forzada.

Chang et al., (2020), en su investigación de tratamiento de agua de retorno por medio de FDFO definen que un proceso adicional debe ser implementado para una mayor disminución de los altos niveles de salinidad presentes en la muestra. De esta forma el nuevo tratamiento híbrido puede ser probado en otros tipos de plantas a largo plazo, para asegurarse de su eficiencia y uso seguro. Adicionalmente estudios como el de Michel et al., (2016), intentan un pretratamiento múltiple que disminuye la turbidez, pero ignora los compuestos orgánicos. Estos demuestran ser un reto ya que los procesos posteriores de NF y RO no logran disminuir su concentración a niveles aceptables para su reúso o descarga al medio ambiente. Otros investigadores como Kong et al., (2018), desarrollan de igual forma un pretratamiento que demuestra efectividad contra la turbidez y TOC. Gracias a ello los procesos de NF y RO logran la remoción de orgánicos y sales de la muestra. Pero desafortunadamente el flujo, el tiempo de ensuciamiento y la presencia de biopolímeros en el afluente de las membranas, obligan a un replanteamiento del proceso y la necesidad de trabajar en un nuevo tipo de membrana.

6.1.2 Diagrama de flujo

Figura 6.2

Diagrama de Flujo de Procedimientos No Exitosos



Nota. Elaboración propia. 2021.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 Conclusiones

- Todos los casos estudiados, aun cuando sean de regiones determinadas y con tratamientos establecidos para el reflujo generado con especificaciones de composición del lugar en cuestión, son extrapolables a cualquier otro campo del mundo donde se quiera desarrollar la industria de los no convencionales, como puede ser Colombia.
- Los métodos híbridos que involucran dos o más etapas, así como mecanismos combinados o integrados, son los que generalmente ofrecen los mejores resultados para el manejo de aguas residuales con altas concentraciones de contaminantes, los cuales están presentes en estos fluidos de acuerdo a las diferentes regiones y mecanismos de explotación que se han usado en las mismas, como pueden ser: componentes orgánicos e inorgánicos, permitiendo tasas de eliminación de hasta 80%, TDS y partículas suspendidas con tasas de eliminación de hasta 90%, y otros como los elementos radiactivos, con tasas de eliminación por encima del 60%.
- El volumen de agua promedio requerido a nivel general para el proceso de perforación y fracturación hidráulica de un pozo horizontal es de aproximadamente 63,492 bbl a 126,984 bbl. En China, el promedio varía entre 125,796 bbl y 314,490 bbl.
- En los continentes estudiados se observó una tendencia a reutilizar y reciclar el fluido de retorno en los sitios de operación, para así evitar riesgos ambientales, disminuir el consumo de agua y reducir los costos asociados.
- Las principales tecnologías de tratamiento de fluidos de retorno del fracturamiento hidráulico consideradas exitosas o con resultados más relevantes, y que han sido implementados en mayor grado en el continente Asiático y Europeo, fueron la Ósmosis Inversa y Ósmosis Directa, al igual que tratamientos de filtración por membrana y sus diferentes tipos, destacando el proceso de Ultrafiltración.

7.2 Recomendaciones

- Uno de los factores más importantes en Colombia para lograr el éxito de las operaciones de fracturamiento hidráulico es el manejo que se le da a las aguas residuales, ya que resulta fundamental para tener una percepción social positiva y un proyecto ambientalmente responsable.
- Es necesario que la información sea de más fácil acceso sobre todo en países donde se ha desarrollado en mayor medida la industria de los no convencionales, como el caso de China. Además de realizar esfuerzos para que la información publicada se encuentre en un idioma más apto para la comunidad internacional.
- A pesar del gran potencial en yacimientos no convencionales en África, hace falta más documentación e investigación técnica.

- Con miras al futuro de la Industria Petrolera en Colombia y el posible desarrollo en el corto plazo de prospectos no convencionales, muchas de las tecnologías de tratamiento de aguas residuales expuestas pueden tener un papel fundamental debido a sus notables resultados, teniendo en cuenta que en empresas como Ecopetrol, procesos de Ósmosis Inversa y el uso de Lodos Activados ya se han implementado con éxito en yacimientos convencionales de nuestro país, desde el año 2019, y sería muy conveniente el poner en práctica mecanismos adicionales a los ya se utilizan.

8. BIBLIOGRAFÍA

- Abramowska, A., Gajda, D. K., Kiegiel, K., Miśkiewicz, A., Drzewicz, P., & Zakrzewska-Kołtuniewicz, G. (2018). Purification of flowback fluids after hydraulic fracturing of Polish gas shales by hybrid methods. *Separation science and technology*, 53(8), 1207–1217.
- Alvarado, M. L. V. (2013). *SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA EL TRATAMIENTO DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN DE SHALE GAS UTILIZANDO UNA TÉCNICA DE DECISIÓN MULTICRITERIO*.
- Bakaraki Turan, N., Sari Erkan, H., & Onkal Engin, G. (2017). The investigation of shale gas wastewater treatment by electro-Fenton process: Statistical optimization of operational parameters. *Process Safety and Environmental Protection*, 109, 203–213.
- Belyadi, H., Fathi, E., & Belyadi, F. (2017). *Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs. Theories, Operations, and Economic Analysis.pdf*.
- Broomfield, M. (2013). Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing in Europe. *AEA Technology plc*.
- Buono, R. M., Mayor, B., & López-Gunn, E. (2018). A comparative study of water-related issues in the context of hydraulic fracturing in Texas and Spain. *Environmental science & policy*, 90, 193–200.
- Chang, H., Liu, B., Yang, B., Yang, X., Guo, C., He, Q., Liang, S., Chen, S., & Yang, P. (2019). An integrated coagulation-ultrafiltration-nanofiltration process for internal reuse of shale gas flowback and produced water. *Separation & Purification Technology*, 211, 310–321.
- Chang, H., Liu, S., Tong, T., He, Q., Crittenden, J. C., Vidic, R. D., & Liu, B. (2020). On-Site Treatment of Shale Gas Flowback and Produced Water in Sichuan Basin by Fertilizer Drawn Forward Osmosis for Irrigation. *Environmental Science & Technology*, 54(17), 10926–10935.
- Chayres, A. I. (2017). *Diseño de fracturamiento hidráulico para yacimientos de gas y aceite en lutitas de México* (H. E. Gallardo (ed.)) [INGENIERO PETROLERO]. UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO.
- Chen, F., Wang, K., Luo, M., Bu, T., Yuan, X., Du, G., & Wu, H. (2021). Treatment and recycling of acidic fracturing flowback fluid. *Environmental Technology*, 1–9.
- Chen, G., Wang, Z., Nghiem, L. D., Li, X.-M., Xie, M., Zhao, B., Zhang, M., Song, J., & He, T. (2015). Treatment of shale gas drilling flowback fluids (SGDFs) by forward osmosis: Membrane fouling and mitigation. *Desalination*, 366, 113–120.
- Cheremisinoff, N. P., & Davletshin, A. R. (2015). *Hydraulic Fracturing Operations Handbook of Environmental Management Practices* (M. Dayal (ed.)). John Wiley & Sons, Inc.

- de Minas, C. S. de C. de I. (2013). *GAS NO CONVENCIONAL EN ESPAÑA, UNA OPORTUNIDAD DE FUTURO*.
- Dong, D., Wang, Y., Li, X., Zou, C., Guan, Q., Zhang, C., Huang, J., Wang, S., Wang, H., Liu, H., Bai, W., Liang, F., Lin, W., Zhao, Q., Liu, D., & Qiu, Z. (2016). Breakthrough and prospect of shale gas exploration and development in China. *Natural Gas Industry B*, 3(1), 12–26.
- Dong, X., Trembly, J., & Bayless, D. (2017). Techno-economic analysis of hydraulic fracturing flowback and produced water treatment in supercritical water reactor. *Energy*, 133, 777–783.
- EIA. (2015). *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources*: Florence, G. (2010). *Can Unconventional Gas be a Game Changer in European Gas Markets?*
- Gao, S., Dong, D., Tao, K., Guo, W., Li, X., & Zhang, S. (2021). Experiences and lessons learned from China's shale gas development: 2005–2019. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 85, 103648.
- Gautier, D., & Schenk, C. (2012a). Assessment of Shale Gas And Shale Oil Resources Of the Lower Paleozoic Baltic-Podlase-Lublin Basin in Poland. *Polish Geological Institute*.
- Gautier, D., & Schenk, C. (2012b). Assessment of Shale Gas And Shale Oil Resources Of the Lower Paleozoic Baltic-Podlase-Lublin Basin in Poland. *Polish Geological Institute*.
- Gruszczynski, K. (2014). *Hydraulic fracturing in Poland – unresolved issues*.
- Guo, C., Chang, H., Liu, B., He, Q., Xiong, B., Kumar, M., & Zydney, A. L. (2018). A combined ultrafiltration–reverse osmosis process for external reuse of Weiyuan shale gas flowback and produced water. *Environmental Science: Water Research & Technology*, 4(7), 942–955.
- Guo, M., Lu, X., Nielsen, C. P., McElroy, M. B., Shi, W., Chen, Y., & Xu, Y. (2016). Prospects for shale gas production in China: Implications for water demand. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 66, 742–750.
- He, M., Chen, W.-J., Tian, L., Shao, B., & Lin, Y. (2019). Plant-microbial synergism: An effective approach for the remediation of shale-gas fracturing flowback and produced water. *Journal of Hazardous Materials*, 363, 170–178.
- Huang, J., Zou, C., Li, J., Dong, D., Wang, S., Wang, S., & Cheng, K. (2012). Shale gas generation and potential of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in the Southern Sichuan Basin, China. *Petroleum Exploration and Development*, 39(1), 75–81.
- Jia, C., Zheng, M., & Zhang, Y. (2012). Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development. *Petroleum Exploration and Development*, 39(2), 139–146.
- Kuang, D., Bai, J., Mou, C., Gao, Y., Teng, F., & Chen, X. (2019). Development and Application of Recyclable Fracturing Fluid in Changqing Oilfield. *Proceedings of the International Field Exploration and Development Conference 2017*, 945–961.
- Kuchler, M., & Höök, M. (2020). Fractured visions: Anticipating (un)conventional natural gas in Poland. *Resources Policy*, 68, 101760.
- Li, J., Chang, H., Tang, P., Shang, W., He, Q., & Liu, B. (2020). Effects of membrane property and hydrostatic pressure on the performance of gravity-driven membrane for shale gas flowback and produced water treatment. *Journal of Water Process Engineering*, 33, 101117.
- Liu, D., Li, J., Zou, C., Cui, H., Ni, Y., Liu, J., Wu, W., Zhang, L., Coyte, R., Kondash, A., & Vengosh, A. (2020). Recycling flowback water for hydraulic fracturing in Sichuan Basin, China: Implications for gas production, water footprint, and water quality of regenerated flowback water. *Fuel*, 272, 117621.
- Li, X.-M., Zhao, B., Wang, Z., Xie, M., Song, J., Nghiem, L. D., He, T., Yang, C., Li, C., & Chen, G. (2014). Water reclamation from shale gas drilling flow-back fluid using a novel forward osmosis-vacuum membrane distillation hybrid system. *Water Science and Technology: A Journal of the International Association on Water Pollution Research*, 69(5), 1036–1044.
- Ma, Y. (2020). Fuling Shale Gas Field. En Y. Ma (Ed.), *Marine Oil and Gas Exploration in China* (pp.

- 537–570). Springer Berlin Heidelberg.
- Michel, M. M., Reczek, L., Granops, M., Rudnicki, P., & Piech, A. (2016). Pretreatment and desalination of flowback water from the hydraulic fracturing. *Desalination and water treatment*, 57(22), 10222–10231.
- Mikos-Szymańska, M., Rusek, P., Borowik, K., Rolewicz, M., Bogusz, P., & Gluzińska, J. (2018). Characterization of drilling waste from shale gas exploration in Central and Eastern Poland. *Environmental Science and Pollution Research International*, 25(36), 35990–36001.
- Naranjo, D. (2016). *Técnicas, normativa y recomendaciones para la gestión ambiental de la aplicación de la Fractura Hidráulica (fracking) en Colombia* [Maestría en Gestión Ambiental]. Pontificia Universidad Javeriana.
- Navarro Rodríguez, C. (2017). *TEORÍA DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO*. Universidad Nacional Autónoma de México.
- O'Donnell, M. C., Gilfillan, S. M. V., Edlmann, K., & McDermott, C. I. (2018). Wastewater from hydraulic fracturing in the UK: assessing the viability and cost of management. *Environmental Science: Water Research & Technology*, 4(2), 325–335.
- Olsson, O., Weichgrebe, D., & Rosenwinkel, K.-H. (2013). Hydraulic fracturing wastewater in Germany: composition, treatment, concerns. *Environmental Earth Sciences*, 70(8), 3895–3906.
- Raszewski, S. (Ed.). (2018). *The International Political Economy of Oil and Gas*. Palgrave Macmillan, Cham.
- Rodrigues, V. F., Neumann, L. F., Daniel, P. B. S., & Torres, R. S. (2007). *Horizontal Well Completion and Stimulation Techniques—A Review With Emphasis on Low-Permeability Carbonates*.
- Shi, W., Wang, X., Guo, M., Shi, Y., Feng, A., Liang, R., & Raza, A. (2020). Water use for shale gas development in China's Fuling shale gas field. *Journal of cleaner production*, 256, 120680.
- Smith, M. B., & Montgomery, C. T. (2014). *Emerging trends and technologies in petroleum engineering*. CRC Press.
- Soliman, A. M., Abdelfattah, M. H., & Yassin, M. H. A. (2015). *Unconventional Reservoir: Definitions, Types and Egypt's Potential*. <https://doi.org/10.13140/RG.2.1.3846.0880>
- Speight, J. G. (2016). *Handbook of hydraulic fracturing*. John Wiley & Sons.
- Spellman, F. R. (2017). *Hydraulic Fracturing Wastewater Treatment, Reuse, and Disposal*. Taylor & Francis Group.
- Turek, M., Labus, K., Dydo, P., Mitko, K., & Jakóbi-Kolon, A. (2017). A concept of hydraulic fracturing flowback treatment using electro dialysis reversal. *Desalination and water treatment*, 64, 228–232.
- Uliasz-Misiak, B., Przybycin, A., & Winid, B. (2014). Shale and tight gas in Poland—legal and environmental issues. *Energy policy*, 65, 68–77.
- U.S. Energy Information Administration. (2020). *Annual Energy Outlook 2020* (AEO (Ed.)).
- Więclaw, D., Kotarba, M. J., Kosakowski, P., Kowalski, A., & Grotek, I. (2010). Habitat and hydrocarbon potential of the lower Paleozoic source rocks in the Polish part of the Baltic region. *Geo log i cal Quar terly*, 54(2), 159–182.
- Wu, X., Xia, J., Guan, B., Yan, X., Zou, L., Liu, P., Yang, L., Hong, S., & Hu, S. (2019). Water Availability Assessment of Shale Gas Production in the Weiyuan Play, China. *Sustainability: Science Practice and Policy*, 11(3), 940.
- Yang, B., Zhang, H., Kang, Y., You, L., She, J., Wang, K., & Chen, Z. (2019a). *In-situ sequestration of hydraulic fracturing fluid in Longmaxi shale gas formation in Sichuan Basin - Supporting Information*.
- Yang, B., Zhang, H., Kang, Y., You, L., She, J., Wang, K., & Chen, Z. (2019b). In situ sequestration of a hydraulic fracturing fluid in longmaxi shale gas formation in the Sichuan basin. *Energy & Fuels: An American Chemical Society Journal*, 33(8), 6983–6994.

- Yang, H., Huang, X., Yang, Q., Tu, J., Li, S., Yang, D., Xia, H., Flower, R. J., & Thompson, J. R. (2015). Water Requirements for Shale Gas Fracking in Fuling, Chongqing, Southwest China. *Energy Procedia*, 76, 106–112.
- Zhai, G.-Y., Oil and Gas Survey, China Geological Survey, Beijing 100029, China, Wang, Y.-F., Zhou, Z., Yu, S.-F., Chen, X.-L., Zhang, Y.-X., & Unconventional Oil and Gas Geology Laboratory, China Geological Survey, Beijing 100029, China. (2018). Exploration and research progress of shale gas in China. *China Geology*, 1(2), 257–272.
- Zou, C., Dong, D., Wang, S., Li, J., Li, X., Wang, Y., Li, D., & Cheng, K. (2010). Geological characteristics and resource potential of shale gas in China. *Petroleum Exploration and Development*, 37(6), 641–653.
- Zou, C., Du, J., Xu, C., Wang, Z., Zhang, B., Wei, G., Wang, T., Yao, G., Deng, S., Liu, J., Zhou, H., Xu, A., Yang, Z., Jiang, H., & Gu, Z. (2014). Formation, distribution, resource potential, and discovery of Sinian–Cambrian giant gas field, Sichuan Basin, SW China. *Petroleum Exploration and Development*, 41(3), 306–325.
- Zou, C., Ni, Y., Li, J., Kondash, A., Coyte, R., Lauer, N., Cui, H., Liao, F., & Vengosh, A. (2018). The water footprint of hydraulic fracturing in Sichuan Basin, China. *The Science of the Total Environment*, 630, 349–356.