

**IMPACTOS DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN EL MEDIO AMBIENTE -
UPSTREAM.**

WILMAN YESID ARDILA BARBOSA



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

2014

**IMPACTOS DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN EL MEDIO AMBIENTE -
UPSTREAM.**

WILMAN YESID ARDILA BARBOSA

**Trabajo de Grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

Director

OSCAR VANEGAS ANGARITA

Ingeniero de Petróleos



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

2014

DEDICATORIA

A Teresa Barbosa quien con su apoyo incondicional, su paciencia e incontables esfuerzos, como los ejemplos de perseverancia y constancia que la caracterizan, con su valor mostrado para salir adelante, contribuyo a que este sueño fuese cumplido, por su amor y compañía en mis alegrías y tristezas. Gracias Madre.

A mi hijo Jimmy, mi mayor motivación para nunca rendirme en los estudios y ser un ejemplo para él. Hoy, después de desvelos, de llantos, de regaños, de sufrimientos, de preocupación, pero también de alegrías, de risas, de juegos, de fiestas, de platicar, de ver las nubes, hoy este sueño se hace posible. Gracias.

A Natasha C. por tu amistad, apoyo y amor a lo largo de este tiempo, por nuestra familia. Gracias.

A mis amigos, por sus consejos, risas enseñanzas y por todo lo compartido durante estos años de carrera. Gracias.

WILMAN BARBOSA.

AGRADECIMIENTOS

Al director OSCAR VANEGAS ANGARITA por la oportunidad y confianza de realizar este proyecto.

A la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER por la formación profesional recibida.

A mi familia, amigos y compañeros, y a todas aquellas personas que aportaron para el desarrollo de este proyecto.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	20
1. MARCO LEGAL GESTIÓN AMBIENTAL EN COLOMBIA.....	22
1.1 HISTORIA LEGISLACIÓN AMBIENTAL	22
1.1.1 El Desarrollo Sostenible en la Constitución de 1991.	25
1.1.1 Desarrollo Sostenible en el Marco Jurídico Internacional.	26
1.1.2 LEY 99 DE 1993 / SISTEMA NACIONAL AMBIENTAL.....	27
1.1.3 DECRETO 2820 DE 2010.....	28
1.1.4 Etapas que conforman el Upstream de un Proyecto Petrolero	31
2. IMPACTOS DURANTE LA EXPLORACIÓN SÍSMICA EN LA INDUSTRIA DE LOS HCS.	33
2.1 DESCRIPCIÓN MÉTODO DE PROSPECCIÓN SÍSMICA	33
2.1.1 Tipos De Sísmica:.....	35
2.1.2 Fases De La Prospección Sísmica	36
2.2 LEGISLACIÓN VIGENTE APLICADA A PROSPECCIÓN SÍSMICA.	37
2.2.1 Distancias Establecidas para puntos disparo según Legislación.....	38
2.3 IMPACTOS DE LA EXPLORACIÓN SÍSMICA CON EXPLOSIVOS.....	39
2.3.1 Casos que demuestran El Impacto y de Violación a las Normas.....	50

2.3.1.1 Proyecto MNorte 2012 3d (Boyacá, Provincia Sugamuxi)	50
2.3.1.1.1 Consecuencias Detectadas Por Las Comunidades	52
2.3.1.2 CASOS DE AFECTACIÓN PUNTUALES EN SANTANDER	52
2.3.1.2.1 PROYECTO LINEA DE SÍSMICA CONTRATADA POR ECOPETROL LIZAMA 3D (SOGAMOSO-TESORO 5) EJECUTADA POR LA COMPAÑÍA GEOFÍSICA LATINOAMERICANA CGL S.A	52
2.3.1.2.2 PROGRAMA SÍSMICO EXPLORACIÓN DE MARES – PROGRAMA SÍSMICO SAN LUIS 95 GRUPO 590 DE GAPS 1995.....	53
2.4 SOLUCIONES	60
3. IMPACTOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS.....	62
3.1 PERFORACIÓN EXPLORATORIA.....	63
3.1.1 Etapas del Proyecto.....	63
3.1.1.1 Planeación	63
3.1.1.2 Construcción y Adecuación de la Vía de Acceso.....	64
3.1.1.3 Construcción de la Locación.....	65
3.1.1.4 Desarrollo de la Perforación.....	65
3.1.1.5 Desmantelamiento y Restauración	67
3.2 PERFORACIÓN DE POZOS DE DESARROLLO.....	68
3.2.1 Etapas del Proyecto.....	68
3.2.1.1 Planeación	68
3.2.1.2 Construcción y Adecuación de la Vía de Acceso.....	69

3.2.1.3 Construcción de la Locación	70
3.2.1.4 Construcción de bodegas y adecuación de áreas para los equipos	71
3.2.1.5 Perforación y Completamiento	71
3.2.1.6 Desmantelamiento y Restauración	74
3.3 IMPACTOS PRODUCIDOS POR LA PERFORACIÓN DE POZOS	74
3.3.1 Origen y Características de los Desechos de Perforación.....	77
3.3.1.1 Fluidos de Perforación	78
3.3.1.2 Cortes De Perforación.....	79
3.3.1 AFECTACIONES PROYECTO DE PERFORACIÓN FINCA LAS PAVAS (Municipio de Aguachica, Vereda El Caimán, Departamento Cesar).....	83
4 IMPACTOS AMBIENTALES GENERADOS POR LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	91
4.1 Etapas Del Proyecto.	93
4.1.1 Planeación	93
4.1.2 Construcción de la Locación (Instalación de equipos y obras necesarias). ...	94
4.1.3 Producción de Hidrocarburos.....	97
4.2 EL HIDRODINAMISMO Y SUS EFECTOS EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	98
4.2.1 Descripción de la Cuenca Llanos.....	102
4.2.1.1 Hidroestratigrafía Cuenca Llanos.....	104
4.2.1.2 Sistemas De Presión.....	105

4.2.1.3 Modelo Conceptual Hidrogeológico Acuíferos Piedemonte Llanero y Cuenca Llanos.	107
4.2.2 Características Importantes del Ambiente Hidrodinámico.	108
4.2.3 Estudios demuestran la existencia de Zonas de Estancamiento Hidrodinámicas en la Cuenca de los Llanos	110
4.2.3.1 Modelo Zonas Estancamiento Hidrodinámicas Person Et Al.	112
4.2.3.1.1 Modelo Conceptual	114
4.2.3.1.2 Área de Estudio	117
4.2.3.1.3 Métodos.....	118
4.2.3.1.4 Discusión	119
4.2.3.1.5 Conclusiones	122
4.2.3.2 Flujo aguas formación Cretácico-Mioceno, Cuenca Llanos, Colombia	123
4.2.3.2.1 Conclusiones	123
5 IMPACTOS AMBIENTALES DURANTE EL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS	126
5.1 Principales Medios de Transporte de Crudo	127
5.1.1 Oleoductos.....	127
5.1.1.1 Características de los Oleoductos	129
5.1.1.2 Mantenimiento.	130
5.1.1.3 Impactos Generados por la Construcción de Oleoductos.....	133
5.1.1.3.1 Impactos directos: oleoductos costa afuera.....	133

5.1.1.3.2 Impactos directos: oleoductos en tierras altas	134
5.1.1.3.3 Impactos indirectos	136
5.1.1.3.4 Impactos en los Recursos Naturales	136
5.1.1.3.5 Afectaciones causadas Construcción del Oleoducto de los Llanos.	137
5.1.2 Barcazas y Buques Petroleros.....	142
5.1.2.1 Características de los superpetroleros.....	142
5.1.3 Contaminación de Aguas por transporte de Hidrocarburos.	144
5.1.4 Reseña Histórica de Barcos Petroleros Accidentados.....	145
6 IMPACTOS AMBIENTALES PRODUCIDOS POR EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXTRACCIÓN DEL SHALE GAS	150
6.1 Descripción de la Técnica de Fracturamiento Hidráulico.	151
6.2 Prohibiciones, Moratorias y Movimientos en Contra del Fracturamiento Hidráulico para la extracción del Shale Gas.	155
6.3 Fracturamiento Hidráulico y sus Impactos Ambientales.	160
6.3.1 Los problemas generados en las regiones de EEUU.	162
6.3.2 Estudios Realizados EPA (Environmental Protection Agency)	167
6.3.2.1 Gestión Residuos de la Exploración, Desarrollo y Producción de Petróleo Crudo, Gas Natural, energía geotérmica. (Informe Congreso).	168
6.3.2.2 Estudio de la EPA Sobre Fracturamiento Hidráulico y su Impacto Potencial en Recursos de Agua Potable (2011).	172
6.3.2.2.1 Posibles Escenarios de Contaminación durante un Fracturamiento Hidráulico.....	178

6.3.3 Fracturamiento Hidráulico y relación con el incremento de Sismos.....	188
7 IMPACTOS AMBIENTALES PRODUCIDOS POR PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN SITU.....	191
7.1 ANTECEDENTES DE APLICACIÓN DEL MÉTODO DE RECOBRO CIS.....	191
7.2 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO DE COMBUSTIÓN IN SITU.....	192
7.3 ETAPAS EN LA GENERACIÓN DE LA COMBUSTIÓN IN SITU.	195
7.3.1 Screening de Aplicación.....	196
7.4 IMPACTOS OCASIONADOS POR EL DESARROLLO DE PROYECTOS COMBUSTIÓN IN SITU.....	197
7.4.1 Problemas Generados por la Implementación Combustión in Situ, mediante la tecnología STAR, Prueba Piloto Campo Quífa, Colombia.	199
7.4.1.1 Descripción del proceso para implementación de la prueba piloto STAR en Campo Quífa. 200	
7.4.1.1.1 Actividades Realizadas por Pacific Rubiales 2008-2011	200
7.4.1.1.2 Ubicación Área prueba Piloto, Modelo de Yacimiento, Ubicación de Facilidades, Campo QUIFA.	203
7.4.1.1.3 Factores Recuperación Calculados, Piloto Campo QUIFA	205
7.4.1.1.4 Impactos detectados por el desarrollo del proyecto STAR.	206
8 CONCLUSIONES.....	214
9 RECOMENDACIONES.....	216
BIBLIOGRAFIA.....	217

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1: Bienes y Servicios del Upstream.	32
Tabla 2: Impactos Ambientales de la prospección Sísmica 3D	48
Tabla 3: Impactos Ambientales según actividad prospección Sísmica 3D	49
Tabla 4. Irregularidades encontradas PROYECTO MNORTE 2012 3D	51
Tabla 5: Químicos utilizados en la Perforación de Pozos.	80
Tabla 6: Metales pesados extraídos subsuelo mezclados con petróleo..	82
Tabla 7: Características Oleoductos Colombianos.	128

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1: Recopilación algunas Normas Colombianas relevantes	29
Figura 2: Bienes y Servicios en el UPSTREAM.	31
Figura 3: Resultado Imagen después de la Interpretación Sísmica	34
Figura 4: Arreglo de Malla Sísmica 2D vs 3D.	36
Figura 5: Norma Técnica NTC Colombiana 5067..	36
Figura 6: Explosión en medio poroso - diaclasas creadas.....	40
Figura 7: Perforaciones en humedales proyecto sísmico.	42
Figura 8: Cargas Explosivas sin detonar proyectos sísmicos.	43
Figura 9: Impactos Ambientales exploración sísmica con explosivos.....	44
Figura 10: Afectaciones Ambientales programa Sísmico Exploración de Mares. .	53
Figura 11: Colombia: Petróleo Y Futuro, ANH, Año: 2009.....	59
Figura 12: Respuesta biota marina a actividades de Sísmica, ANH.....	60
Figura 13: Ubicación Finca las Pavas, Aguachica Cesar.	83
Figura 14: Fraccionamiento Finca Las Pavas por Perforación pozo El Cejudo. ...	85
Figura 15: Zona afectada Finca Las Pavas por Perforación pozo El Cejudo.....	86
Figura 16: Zona afectada por Ampliación Corredor Central, Las Pavas	87
Figura 17: Redes Matrices de Agua y Electricidad afectadas.....	88
Figura 18: Pérdidas de Grupos de Repastos.....	89
Figura 19: Afectación Correntías Aguas Lluvias.	90
Figura 20: Petroleum Hydrogeology of the Llanos Basin: The Role of Hydrodynamic Stagnation Zones.	99
Figura 21: A. Variaciones de Salinidad Pozos Cuenca Llanos; B. Evolución de la presión del yacimiento vs la producción acumulada en el Campo.....	101
Figura 22: Petroleum Hydrogeology of the Llanos Basin: The Role of Hydrodynamic Stagnation Zones.	101
Figura 23: Corte Cuenca Llanos orientales.....	103
Figura 24: Corte en dirección E - W de los Andes Colombianos.	103
Figura 25: Perfil PE. Sistemas de Presión Cuenca Llanos y Piedemonte..	106

Figura 26: Modelo conceptual hidrodinámico Cuenca Llanos	107
Figura 27: Mapa base de la Cuenca de los Llanos	113
Figura 28: Presiones de fluido observados Cuenca de los Llanos, Colombia ...	114
Figura 29: Modelo conceptual zona de estancamiento hidrodinámica.....	116
Figura 30: Columna Estratigráfica de la Cuenca Llanos	117
Figura 31: Cabezas hidráulicas computarizadas C7.....	121
Figura 32: (A) Cabezas de petróleo computadas C7 (línea discontinua) y la estructura de C7 (línea continua) a lo largo del trayecto este-oeste a través del margen sur del campo Rubiales. (B) Contacto agua-petróleo observado a través del depósito Rubiales (puntos negros)).	121
Figura 33: Esquema General Oleoducto.....	129
Figura 34: Red Nacional de Oleoductos	132
Figura 35: Responsables Oleoducto los Llanos S.A	137
Figura 36: Zonas afectadas por polvo Construcción ODL..	139
Figura 37: Afectaciones Construcción del ODL..	140
Figura 38: Zonas Esteros y Humedales intervenidas Construcción ODL..	141
Figura 39: Distribución Espacio en Barbo Petrolero.	144
Figura 40: Superpetrolero Torrey Canyon.	145
Figura 41: Accidente del Amoco Cádiz	146
Figura 42: Exxon Valdez Fuente:.....	147
Figura 43: Explosión del Cibro Savannah.....	147
Figura 44: Mega Borg	148
Figura 45: Bloques Exploración y Explotación No Convencionales.	150
Figura 46: Descripción proceso de fracturamiento hidráulico.	154
Figura 47: Mapa de Prohibiciones, Moratorias y Movimientos a nivel mundial... ..	157
Figura 48: Mapa de Prohibiciones, Moratorias y Movimientos en EE.UU.....	158
Figura 49: Mapa de Prohibiciones, Moratorias y Movimientos Estado de Pensilvania, EE.UU.....	159
Figura 50: Mediciones de Radio pCi/L, Pozos Pensilvania. EE.UU.....	165
Figura 51: Mediciones de Uranio pCi/L, Pozos Pensilvania. EE.UU.....	165

Figura 52: Mediciones de Radiactividad Alpha pCi/L Total Pensilvania. EE.UU.	166
Figura 53: Mediciones de Benceno Pensilvania. EE.UU..	166
Figura 54: Esquema de representación contaminación pozo agua consumo por Fracking	171
Figura 55: Esquema de representación Ciclo de Vida Útil del agua utilizada para Fracturamiento hidráulico.	174
Figura 56: Contaminación del Acuífero por daño en la cementación del pozo por sobrepresión.	178
Figura 57: Contaminación del Acuífero debido a fracturas generadas en el overborden por Fracturamiento Hidráulico.	179
Figura 58: Contaminación del Acuífero debido a fracturas generadas en el overborden por fracturamiento hidráulico que interceptan un yacimiento convencional de aceite/gas.	180
Figura 59: Contaminación del Acuífero debido a fracturas generadas en el overborden por fracturamiento hidráulico que interceptan fallas selladas o inactivas.	181
Figura 60: Contaminación del Acuífero debido a fracturas generadas en el overborden por Fracturamiento Hidráulico, las cuales interceptan otros pozos convencionales de aceite/gas deteriorados y comunican después al acuífero.	182
Figura 61: Contaminación del Acuífero debido a fracturas generadas en el overborden por Fracturamiento Hidráulico, las cuales interceptan otros pozos convencionales de aceite/gas que son inapropiadamente cerrados que comprometen el casing y comunican con el acuífero.	183
Figura 62: Muestreos realizados dentro investigación Contaminación de Aguas Subterráneas Pavillion, Wyoming.	186
Figura 63: Incremento de los Sismos Oklahoma.	190
Figura 64: Incremento de los Sismos “Enjambre de Jones”. Oklahoma.	190
Figura 65: Reseña histórica de la Combustión in Situ.	192
Figura 66: Zonas presentes en la combustión in Situ seca.	193
Figura 67: Actores requeridos para que ocurra la combustión.	195

Figura 68: Screening Aplicación Combustión In Situ.	196
Figura 69: Actividades Realizadas por Pacific Rubiales 2008-20011	200
Figura 70: Screening Tecnológico, Prueba piloto Campo QUIFA.....	201
Figura 71: Esquema General Proyecto STAR.	202
Figura 72: Control Frente Combustión STAR.	202
Figura 73: Ubicación del Proyecto STAR.....	203
Figura 74: Ubicación del Proyecto STAR.....	203
Figura 75: Facilidades de Superficie Área Piloto STAR.....	204
Figura 76. Facilidades de Superficie Área Piloto STAR.....	205
Figura 77: Factores de Recuperación Calculados. Área Piloto STAR.	205
Figura 78: Valor Agregado. Área Piloto STAR.	206
Figura 79: Afectaciones Explosiones Generadas implementación de STAR.....	207
Figura 80: Afectaciones por explosión de pozos en implementación de STAR. .	208
Figura 81: Mapa de Amenaza Sísmica Colombia.	210
Figura 82: Sismos Registrados en Zona Influencia STAR.	211
Figura 83: Sismos Registrados Puerto Gaitán por influencia proyecto STAR	212
Figura 84: Magnitud Sismos Puerto Gaitán por influencia del proyecto STAR. .	212
Figura 85: Sismos Registrados en Zona Influencia vs Ubicación de los Campos QUIFA, RUBIALES Y PIRIRÍ zonas influencia STAR.	213

RESUMEN

TITULO: IMPACTOS DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN EL MEDIO AMBIENTE UPSTREAM.*

AUTOR: WILMAN YESID ARDILA BARBOSA.**

PALABRAS CLAVE: Upstream, Hidrodinamismo, Vertimiento, Residuos, Ambiente.

DESCRIPCIÓN:

El éxito en cualquier operación concerniente a la industria petrolera y su continuo avance, deben ir ligados a la protección y conservación del medio ambiente mediante el fomento de la responsabilidad social y ambiental en sus operaciones, así como mediante la implementación de buenas prácticas y tecnologías.

En este trabajo se definen los procesos que se llevan a cabo en las etapas de exploración, perforación, producción y transporte de hidrocarburos, con el fin mostrar los impactos ambientales generados en cada una de las etapas del UPSTREAM de la industria.

El trabajo se fundamenta en investigación realizada por medio de documentación científica adquirida, experiencias de campo de distintos expertos, informes presentados por diferentes entes como la EPA (Agencia Protección Ambiental EE.UU), el Servicio Geológico de EEUU (USGS), la ANH, el Servicio Geológico Colombiano (SGC) y la Red Sismológica Nacional de Colombia (RSNC), evidencias de las comunidades afectadas, y fallos condenatorios de la justicia.

Se destaca que los estudios referentes a este tema están en aumento debido a la preocupación mundial por el desarrollo sostenible, definido como aquel que "satisface las necesidades del presente sin comprometer las necesidades de las futuras generaciones". Con los resultados obtenidos se espera que las empresas petroleras, generen un sentido más amplio de responsabilidad social y ambiental, a fin de llevar a cabo la explotación de nuestros recursos hidrocarburíferos, de una forma íntegra y responsable, generando valor agregado, y bienestar tanto para las empresas, como para las comunidades presentes en las zonas intervenidas.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Oscar Vanegas Angarita.

ABSTRACT

TITLE: ENVIRONMENTAL IMPACTS OF OIL INDUSTRY - UPSTREAM.*

AUTHOR: WILMAN YESID ARDILA BARBOSA**

KEYWORDS: Upstream, Hydrodynamics, Dumping, Waste, Environment.

DESCRIPTION:

Success in any operation relating to the oil industry and its continuous advance, must be linked to the protection and conservation of the environment through the promotion of responsible social and environmental operations, as well as through the implementation of best practices and technologies.

This work defines the processes that are conducted in the stages of exploration, drilling, production and transportation of hydrocarbons, in order to show the environmental impacts generated in each of the stages of the UPSTREAM industry.

The work is based on research conducted through acquired scientific documentation, experience in the field of different experts, reports submitted by the different bodies as the EPA (environmental protection agency, EE.UU), the geological survey of United States (USGS), the ANH, the Colombian geological service (SGC) and the national seismological network of Colombia (RSNC), evidence of the affected communities, and convictions of Justice.

Stands out that the studies concerning this subject are increasing due to the global concern for sustainable development, defined as one who "meets the needs of the present without compromising the needs of future generations". With the results expected that oil companies, will generate a broader sense of social and environmental responsibility, in order to carry out the exploitation of our resources, oil and gas, in a full and responsible way, generating added value, and wellness for enterprises, both as communities present in the operated areas.

* Undergraduate project

** Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Ing. Oscar Vanegas Angarita.

INTRODUCCIÓN

El desarrollo de las actividades y operaciones propias de la Industria Petrolera, implican una gran interacción con el medio ambiente, así mismo, con las comunidades en donde se lleva a cabo estos trabajos, todas las actividades involucradas en el UPSTREAM del negocio, como lo son: la Exploración, Perforación, Producción y Transporte del crudo, generan efectos sobre los ecosistemas, el medio, y las poblaciones que hacen parte de las llamadas zonas petroleras, estos efectos pueden ser más, o menos adversos, en la medida que se tomen y respeten las pautas necesarias para no generar un desequilibrio o un daño al entorno natural y social.

En Colombia y en el mundo, actualmente se realizan grandes esfuerzos, con el fin de desarrollar nuevas tecnologías y procedimientos, que permitan encontrar nuevas reservas de hidrocarburos, las cuales suplan la demanda energética global. Este hecho, sumado al inconformismo y rechazo de algunas comunidades que se sienten afectadas por la industria, de no permitir el desarrollo y avance de la locomotora mineroenergética del país, plantea la necesidad de revisar los diferentes impactos ambientales, generados por la actividad de la Industria Petrolera en nuestra sociedad y medio ambiente, a su vez, presentar soluciones que se ajusten a la normatividad ambiental existente y a los avances tecnológicos disponibles. La afectación generada por la industria petrolera sobre el medio ambiente y sobre la sociedad presente en las zonas petroleras, puede llegar a ser devastador, al no respetarse la normatividad ambiental existente, o al ser esta tan flexible sobre ciertos aspectos, de igual manera, al no contar con diseños e implementaciones de planes de manejo adecuados ante alguna actividad a desarrollar o alguna emergencia que se presente, llevando a la degradación del entorno natural y riqueza ambiental de nuestro país.

De continuar el avance acelerado de la Industria Petrolera, y al no llevarse a cabo buenas prácticas de exploración, explotación, producción y transporte de los recursos hidrocarburíferos del país, teniendo como base la responsabilidad social ambiental, el respeto y protección del medio ambiente y sociedad, se incurrirá en el detrimento de los recursos naturales, y afectación irreversible del medio y sociedad.

Este Trabajo de investigación, tiene como finalidad realizar un estudio y evaluación de los impactos generados por la Industria Petrolera sobre el medio ambiente, se presentará un estudio actualizado de los impactos ocasionados durante todas las etapas que conforman el UPSTREAM del negocio, como lo son: la Exploración, la Perforación, Producción y el Transporte de los hidrocarburos, de igual manera se presentarán soluciones a los inconvenientes detectados, a fin de generar un sentido de responsabilidad social y ambiental, en todas las operaciones realizadas por la Industria, teniendo como base la protección de los recursos naturales.

Esta investigación sirve como fuente de consulta e información para posteriores estudios a realizar sobre temas ambientales relacionados con la Industria Petrolera. Tanto empresas operadoras, así como las comunidades se verán beneficiadas con este trabajo, debido a que se convierte en una herramienta valiosa de información actualizada y veraz, permitiendo adoptar medidas con el fin de solucionar conflictos generados entre Industria, comunidades y medio ambiente dentro de las zonas petroleras.

1. MARCO LEGAL GESTIÓN AMBIENTAL EN COLOMBIA.

1.1 HISTORIA LEGISLACIÓN AMBIENTAL

La gran crisis ambiental que se presentaba en el mundo, motivó a la Organización de las Naciones Unidas (ONU), para convocar a la primera conferencia sobre el medio ambiente, realizada en junio de 1972, conocida como la “Cumbre de Estocolmo”¹, en la cual se adoptó una declaración de principios y se hicieron algunas recomendaciones a los países asistentes sobre los caminos a seguir para afrontar la crisis ambiental. En este Congreso, se aprobó una declaración que reconoció internacionalmente los derechos ambientales y marcó la consolidación de los principios en materia ambiental, mediante los cuales:

- Todo hombre tiene derecho a un medio ambiente sano: Los derechos a la salud y a la vida no serán puestos en peligro como consecuencia de la contaminación y el deterioro ambiental.
- Se reconoció el derecho a gozar del patrimonio ambiental. Nadie puede ser privado de gozar de este bien propiedad de toda la humanidad.
- Cada generación debe recibir de la anterior un legado natural y cultural que debe sostener y entregar a las posteriores, teniendo en cuenta las siguientes dimensiones: Toda generación debe conservar equilibradamente el entorno y los recursos naturales para no limitar las posibilidades de futuras generaciones en la satisfacción de sus necesidades.

El 1983 la ONU nombra una Comisión Mundial del Medio Ambiente y Desarrollo (Comisión Brundtland), la cual presentó un informe llamado “Nuestro Futuro Común”. En éste se plantea que el medio no es herencia, es prestado, se reafirma la idea de conservación del planeta y se plantea el concepto de Desarrollo Sostenible.

¹ PEREA VELÁSQUEZ Francisco Antonio, Legislación Básica Ambiental, Abogado Ambientalista, 1998.

Se entiende por desarrollo sostenible aquel que conduce al crecimiento económico, a la elevación de la calidad de vida y al bienestar social, sin agotar la base de los recursos naturales renovables en que se sustenta, ni deteriorar el medio ambiente o el derecho de las generaciones futuras a utilizarlo para la satisfacción de sus propias necesidades, en otras palabras, es aquel que satisface las necesidades del presente sin comprometer las necesidades de las futuras generaciones. El Congreso colombiano expidió la Ley 23 de 1973²; como consecuencia de la Convención de Estocolmo, la cual concibió al medio ambiente como patrimonio común de los colombianos y concedió facultades extraordinarias al presidente para expedir el código de recursos naturales renovables y protección del medio ambiente, el cual fue concretado con la expedición del Decreto Ley 2811 de 1974.

Este estatuto establece que el ambiente es patrimonio común y que el manejo de los recursos naturales es de utilidad pública e interés social. El código de los recursos naturales también regula el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales renovables, los recursos del paisaje, la defensa del medio ambiente y de los recursos naturales renovables. Cabe resaltar algunos de sus artículos más relevantes.

Artículo 28. Derogado por el art. 118, Ley 99 de 1993. "Para la ejecución de obras, el establecimiento de industria o el desarrollo de cualquiera otra actividad que, por sus características, pueda producir deterioro grave a los recursos naturales renovables o al ambiente o introducir modificaciones considerables o notorias al paisaje, será necesario el estudio ecológico y ambiental previo, y además, obtener licencia."

² MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Consulta de la Norma Ley 23 de 1973, Decreto Ley 2811 de 1974.

Artículo 39. Reglamentado por el Decreto Nacional 3083 de 2007. Para prevenir y para controlar los efectos nocivos que puedan producir en el ambiente el uso o la explotación de recursos naturales no renovables, podrán señalarse condiciones y requisitos concernientes a:

El uso de aguas en el beneficio o el tratamiento de minerales, de modo que su contaminación no impida ulteriores usos de las mismas aguas, en cuanto estos fueren posibles.

- El uso de aguas en la exploración y explotación petrolera, para que no produzca contaminación del suelo ni la de aguas subterráneas. El uso de aguas utilizadas para la recuperación secundaria de yacimientos de hidrocarburos o gases naturales.
- Las instalaciones que deban construirse, en las explotaciones de hidrocarburos y gases naturales, y las precauciones para que los derrames de petróleo y escapes gaseosos no dañen los contornos terrestres o acuáticos.
- Los lugares, las formas de lavado y las condiciones de operación de los buques y demás vehículos que transportan sustancias capaces de ocasionar deterioro ambiental.

Este código³ ha sido reglamentado por los decretos 877 de 1976, en lo atinente a los recursos forestales; por el 1337 de 1978, en cuanto a la educación ambiental; el 1415 de 1978, el cual crea la comisión conjunta de asuntos ambientales; el 1541 de 1978, que reglamenta las aguas no marítimas; el 1608 de 1978, sobre fauna silvestre; el 1741 de 1978, en relación con las áreas de recursos hidrobiológico; el 1715 de 1978, en cuanto a protección del paisaje; el 2115 de 1978 en materia de permisos de aprovechamiento forestal; el 2104 de 1983, en relación a residuos sólidos; y el decreto 1594 de 1984, en lo referente al uso del

³ PEREA VELÁSQUEZ Francisco Antonio, Legislación Básica Ambiental, Abogado Ambientalista, 1998.

agua y el vertimiento de residuos líquidos. Es importante destacar la ley 9 de 1979 (Código sanitario) que tiene como objeto preservar, y restaurar, las condiciones sanitarias relacionadas con la salud humana, la cual ha sido reglamentada por el decreto 1594 de 1984, mencionado anteriormente.

1.1.1 El Desarrollo Sostenible en la Constitución de 1991.

La Constitución de 1991⁴, consagró 49 artículos que detallan la protección al medio ambiente y los recursos naturales, situación que le mereció el calificativo de Constitución ecológica. Dentro de esta norma constitucional se pueden destacar los siguientes artículos:

Artículo 8. Es obligación del Estado y de las personas proteger las riquezas culturales y naturales de la Nación.

Artículo 58. Modificado por El Art. 1, Acto Legislativo No. 01 De 1999. Se garantizan la propiedad privada y los demás derechos adquiridos con arreglo a las leyes civiles. Cuando de la aplicación de una ley expedida por motivos de utilidad pública o interés social, resultare en conflicto los derechos de los particulares con la necesidad por ella reconocida, el interés privado deberá ceder al interés público o social. Por motivos de utilidad pública o interés social definidos por el legislador, podrá haber expropiación mediante sentencia judicial e indemnización previa. La propiedad es una función social que implica obligaciones. Como tal, le es inherente una función ecológica.

Artículo 79. Todas las personas tienen derecho a gozar de un ambiente sano. La ley garantizará la participación de la comunidad en las decisiones que puedan afectarlo. Es deber del estado proteger la diversidad e integridad del ambiente,

⁴ CONSTITUCIÓN POLITICA DE COLOMBIA, 1991, Consulta de la Norma, Presidencia de la República de Colombia.

conservar las áreas de especial importancia ecológica y fomentar la educación para el logro de estos fines.

Artículo 80. El estado planificará el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales, para garantizar su desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución. Además, deberá prevenir y controlar los factores de deterioro ambiental, imponer las sanciones legales y exigir la reparación de los daños causados.

Artículo 95. La calidad de colombiano enaltece a todos los miembros de la comunidad nacional. El ejercicio de los derechos y libertades reconocidos en esta Constitución implica responsabilidades. Una de ellas es proteger los recursos culturales y naturales del país y velar por la conservación de un ambiente sano.

1.1.1 Desarrollo Sostenible en el Marco Jurídico Internacional.

En el año 1992 se llevó a cabo la llamada “Cumbre de la Tierra”, Río de Janeiro; en la cual, participaron 172 países, asistieron 108 presidentes, en esta cumbre se estableció la Agenda 21, la cual era un programa de acción para la preservación del medio ambiente, la cual se tomó como política de Estado, en Colombia se dio con la expedición de la Ley 99/93. De esta se pueden destacar los siguientes principios:

1. El derecho a una vida saludable y productiva en armonía con la naturaleza.
2. El principio de la participación ciudadana. El Art.79 de la Constitución, establece que el Estado debe garantizar la participación de la comunidad en las decisiones que puedan afectar al medioambiente y los recursos naturales no renovables.
3. El que contamina paga. Las autoridades deben de fomentar la internalización de los costos ambientales, teniendo en cuenta el criterio del que contamina paga.

1.1.2 LEY 99 DE 1993 / SISTEMA NACIONAL AMBIENTAL.

Por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA, y se dictan otras disposiciones. La Ley 99 de 1993⁵ en su artículo 1, establece entre sus fundamentos la adopción de los principios del desarrollo sostenible contenidos en la declaración de Río de Janeiro de junio de 1992, sobre medio ambiente y desarrollo. En el mismo artículo, numeral 11, declara que los estudios de impacto ambiental serán el instrumento básico para la toma de decisiones respecto a la construcción de obras y actividades que afecten significativamente el medio ambiente natural o artificial. En su Artículo 2, créase el Ministerio del Medio Ambiente como organismo rector de la gestión del medio ambiente y de los recursos naturales renovables. En su Artículo 4 plantea que El Sistema Nacional Ambiental, SINA, es el conjunto de orientaciones, normas, actividades, recursos, programas e instituciones que permiten la puesta en marcha de los principios generales ambientales contenidos en esta Ley.

Las funciones del Ministerio de Medio Ambiente están consagradas en el Artículo 5. Dentro de las funciones se plantea que le corresponde al Ministerio establecer los límites máximos permisibles de emisión, descarga, transporte o depósito de sustancias productos, compuestos o cualquier otra materia que pueda afectar el medio ambiente o los recursos naturales renovables; del mismo modo, prohibir, restringir o regular la fabricación, distribución, uso, disposición o vertimiento de sustancias causantes de degradación ambiental. Los límites máximos se establecerán con base en estudios técnicos, sin perjuicio del principio de precaución.

⁵ MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Consulta de la Norma Ley 99 de 1993.

La ley 99 de 1993 establece algunos mecanismos de participación de la comunidad en materia ambiental y en especial, la consulta previa para comunidades negras, indígenas, en el artículo 76, reza: La explotación de los recursos naturales deberá hacerse sin desmedro de la integridad cultural, social y económica de las comunidades indígenas y de las comunidades negras tradicionales de acuerdo con la Ley 70 de 1993 y el artículo 330 de la Constitución Nacional, y las decisiones sobre la materia se tomarán, previa consulta a los representantes de tales comunidades. El Procurador General de La Nación, o el delegado para Asuntos Ambientales, el Defensor del Pueblo, el Ministro del Medio Ambiente, las demás autoridades ambientales, los Gobernadores, los Alcaldes, o por lo menos cien (100) personas, o tres entidades sin ánimo de lucro, cuando se desarrolle o pretenda desarrollarse una obra o actividad que pueda causar impacto al medio ambiente o a los recursos naturales renovables y para la cual se exija permiso o licencia conforme a la ley o a los reglamentos, podrán solicitar la realización de una audiencia pública ante la autoridad ambiental competente. La audiencia se celebrará con anticipación al acto que le ponga término a la actuación administrativa, bien sea para la expedición, modificación o cancelación de una licencia o un permiso ambiental.

1.1.3 DECRETO 2820 DE 2010

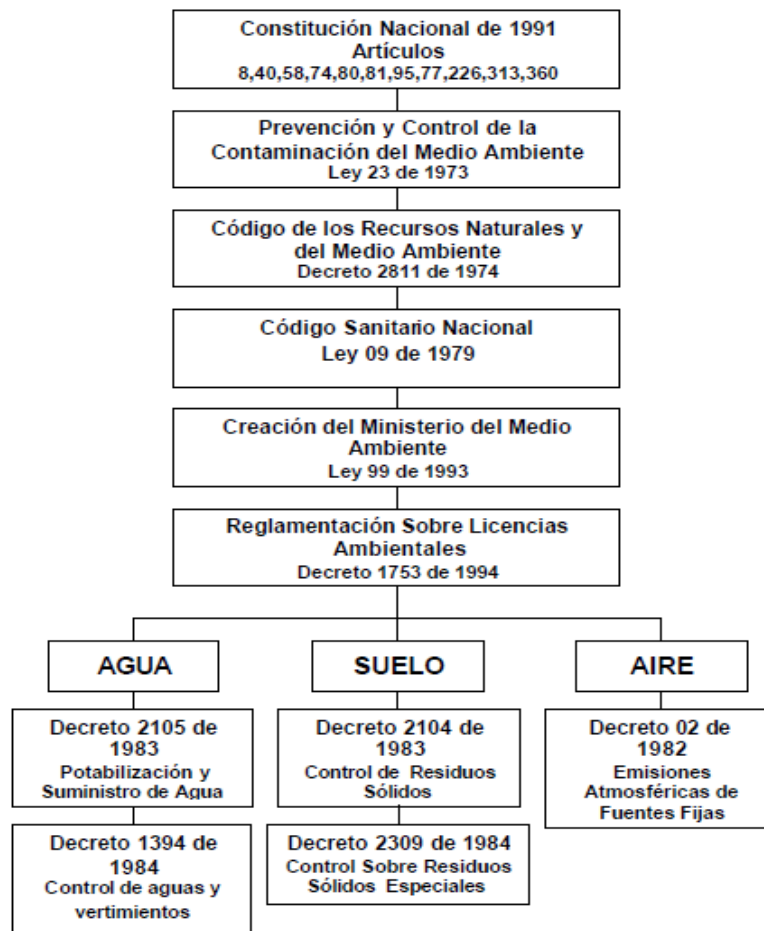
La Ley 99 de 1993, en su Título XIII, habla sobre las expediciones de licencias ambientales, este título fue reglamentado recientemente, por el DECRETO 2820 DE 2010⁶, el cual, es el reglamento vigente actualmente para el licenciamiento ambiental; en este, se establece que organismos son los encargados de otorgar la licencia ambiental:

1. El Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial.
2. Las Corporaciones Autónomas Regionales y las de Desarrollo Sostenible.

⁶ MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Consulta de la Norma Decreto 2820 de 2010.

3. Los municipios, distritos y áreas metropolitanas cuya población urbana sea superior a un millón de habitantes dentro de su perímetro urbano.
4. Las autoridades ambientales creadas mediante la Ley 768 de 2002.
5. Las entidades territoriales delegatarias de las Corporaciones Autónomas Regionales, salvo cuando se trate de la realización de proyectos, obras o actividades ejecutadas por la misma entidad territorial.

Figura 1: Recopilación algunas Normas Colombianas relevantes ⁷



Fuente: Tesis, Términos de referencia básicos en la protección y conservación del medio ambiente en las actividades de producción de petróleo en Colombia, UIS, 1995.

⁷ ROZO Correa Javier Emilio, MENESES John Jairo, Manejo Ambiental Para Campos Petroleros en los Procesos de Exploración, Perforación y Producción de Hidrocarburos, Bucaramanga 2005.

La Licencia Ambiental, es la autorización que otorga la autoridad ambiental competente para la ejecución de un proyecto, obra o actividad, que de acuerdo con la ley y los reglamentos pueda producir deterioro grave a los recursos naturales renovables o al medio ambiente o introducir modificaciones considerables o notorias al paisaje. La Licencia Ambiental llevará implícitos todos los permisos, autorizaciones y/o concesiones para el uso, aprovechamiento y/o afectación de los recursos naturales renovables, que sean necesarios por el tiempo de vida útil del proyecto, obra o actividad. Deberá obtenerse previamente y ningún proyecto, obra o actividad requerirá más de una.

Artículo 8. El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, otorgará o negará de manera privativa la licencia ambiental para los siguientes proyectos, Obras o actividades⁸:

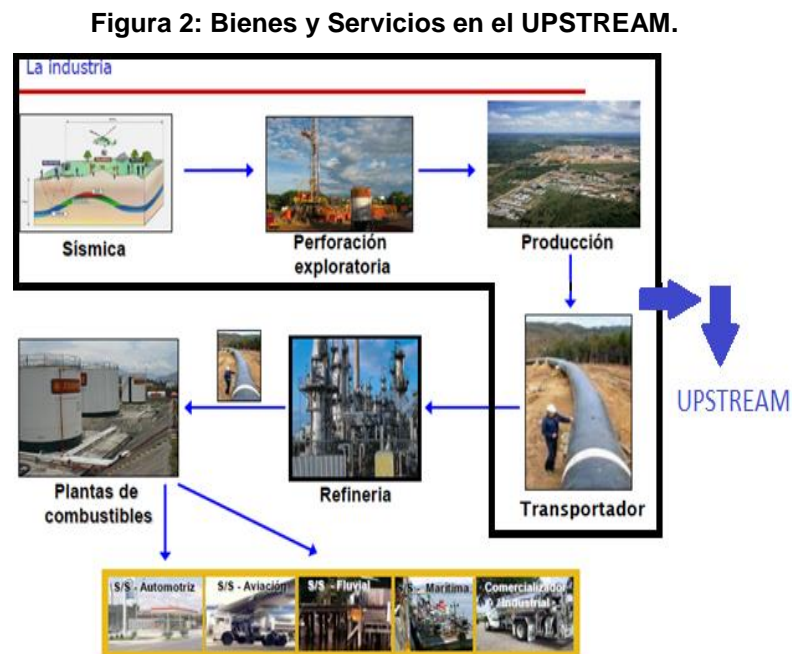
1. En el sector hidrocarburos:

- Las actividades de exploración sísmica que requieran la construcción de vías para el tránsito vehicular y las actividades de exploración sísmica en las áreas marinas del territorio nacional cuando se realicen en profundidades inferiores a 200 metros.
- Los proyectos de perforación exploratoria por fuera de campos de producción de hidrocarburos existentes, de acuerdo con el área de interés que declare el peticionario.
- La explotación de hidrocarburos que incluye, la perforación de los pozos de cualquier tipo, la construcción de instalaciones propias de la actividad, las obras complementarias incluidas el transporte interno de fluidos del campo por ductos, el almacenamiento interno, vías internas y demás infraestructura asociada y conexas.

⁸ MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Consulta de la Norma Decreto 2820 de 2010.

- El transporte y conducción de hidrocarburos líquidos y gaseosos que se desarrollen por fuera de los campos de explotación que impliquen la construcción y montaje de infraestructura de líneas de conducción con diámetros iguales o superiores a 6 pulgadas (15.24cm), incluyendo estaciones de bombeo y/o reducción de presión y la correspondiente infraestructura de almacenamiento y control de flujo; salvo aquellas actividades relacionadas con la distribución de gas natural de uso domiciliario, comercial o industrial.
- Los terminales de entrega y estaciones de transferencia de hidrocarburos líquidos, entendidos como la infraestructura de almacenamiento asociada al transporte de hidrocarburos y sus productos y derivados por ductos.
- La construcción y operación de refinerías y los desarrollos petroquímicos que formen parte de un complejo de refinación.

1.1.4 Etapas que conforman el Upstream de un Proyecto Petrolero



Fuente: <http://campetrol.org/wp-content/uploads/docs/interes/bancorepublica.pdf>

Tabla 1: Bienes y Servicios del Upstream.⁹

BIENES Y SERVICIOS EN EL UPSTREAM		
Cadena de Bienes y Servicios		
Upstream		
1. Exploración	2. Producción (Extracción Petróleo Crudo, Gas, Bitumen)	3. Transporte Almacenamiento
Geología Campo	Sistemas de Levantamiento	Almacenamiento
Geología, Geofísica, Ingeniería Yacimientos, Ingeniería planificación, Sísmica 2D y 3D, Certificación de reservas	Accesorios y herramientas, Bombas de subsuelo, Tubería producción, Cabeza de Pozo, Empaques, Válvulas, Varillas, Unidades bombeo, Motor para unidad de bombeo, Tubería Línea, Rodamientos	Tanques
Perforación del Pozo.		Oleoductos
Brocas, Tubería de perforación, Collares, Cross-overs, Lodo de perforación, Accesorios y herramientas, Partes eléctricas, Cables alta y baja tensión, Instrumentos de alta presión.	Servicio de ingeniería, Mantenimiento Pozos	Tubería, Bombas, Válvulas, Grapas, Sellos mecánicos, Rodamientos, Control alidad, Protección (Corrosión), Seguridad de oleoductos
Taladros, hydrill, Llaves hidráulicas, Cuñas, Elevadores, Cables, Poleas, Tubería stand pipe, Acumuladores, Línea de descarga, planta eléctrica, campamento/casetas, Perforación direccional, alimentación, dotación al personal, transporte equipo, telecomunicaciones	Facilidades de Producción	Carro tanques/Fluvial de río
Agitadores, Tratamiento de aguas, Construcción de explanación, Construcción de contrapozos, desviación de pozos, equipo de soldadura.		Servicios de Transporte
Servicio alimentación, Equipo control sólidos, Bombas centrífugas, Corazonamiento de pozos. Desviación de pozos, Equipo soldadura		Carga y Descarga
Inspección de tuberías, manejo residuos sólidos Gruas, camiones, tractores (servicios logísticos y transporte material), Transporte de personal.	Tanques, Separadores, Tratadores térmicos, Químicos, Válvulas, empaques, cables, compresores, Bombas de centrifugas	
Registro del Pozo	Planta de proceso (comercialización directa)	
Equipo registros, interpretación, Software, instrumentación		
Completamiento del pozo		
Tubería de revestimiento (casing), cementos, aditivos, Accesorios y herramientas.	Planta Tanques, Tratadores térmicos, Bombas, Válvulas, Separadores, Instrumentación y medición	Muelle marítimo y muelle fluvial
Servicio cementación, Equipo de completamiento, Equipo de cañoneo, Herramientas de pesca, Empaques.		

⁹ Fuente: Bienes y Servicios del UPSTREAM, Autor.

2. IMPACTOS DURANTE LA EXPLORACIÓN SÍSMICA EN LA INDUSTRIA DE LOS HCS.

2.1 DESCRIPCIÓN MÉTODO DE PROSPECCIÓN SÍSMICA

La Sísmica es un método Geofísico que permite determinar en profundidad la forma y disposición de las diferentes unidades litológicas o capas de la tierra, mediante la detección de ondas acústicas, producidas por una fuente artificial (martillo, vibro, sismigel, etc.), propagadas a través del subsuelo según la elasticidad de las capas, que se detectan en la superficie tras reflejarse o refractarse usando sensores (geófonos).

La finalidad de los programas de exploración sísmica, es la de localizar las rocas porosas que almacenan los Hidrocarburos (Petróleo y Gas)¹⁰. Con la información obtenida se producen imágenes del subsuelo donde aparecen las diversas estructuras presentes en el área objeto de estudio, incluidas aquellas que potencialmente pueden almacenar hidrocarburos, información fundamental a la hora de tomar la decisión en donde perforar.

Aunque el resultado del estudio es una radiografía del subsuelo tal como se observa en la figura 3, el método empleado para obtenerla (Sísmica con Explosivos), no es nada inofensivo y puede llegar a generar impactos significativos, principalmente en zonas y ecosistemas sensibles como los que se presentan en la cordillera oriental o en la Orinoquia, en el caso de Colombia. En muchos casos las explosiones en el medio poroso han causado problemas en diferentes sistemas naturales, no obstante; los impactos ocasionados, no pueden ser generalizados, estos dependerán del tipo e intensidad de carga, de las condiciones geológicas y estabilidad del terreno, tipo de roca presente en la zona

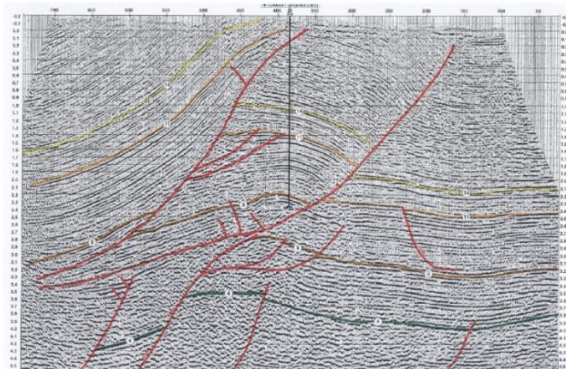
¹⁰ Fuente: Procesado de Sísmica de Reflexión Superficial, Segunda versión, 15 de marzo 1998.

intervenida y de cómo estén estructurados los canales de flujo de aguas subterráneas.

Los geólogos hacen un diseño de la malla sísmica. Ya en el terreno, se abren trochas, que son caminos por donde pasarán los cables eléctricos y donde se realizarán las perforaciones. Las trochas pueden tener un ancho entre los 2 y los 10 metros. Para el diseño de la malla sísmica se precisa la identificación de las zonas pobladas, pozos, nacimientos de agua, líneas de flujo y vías de acceso, así como del conjunto de líneas fuente y receptoras que entre sí conforman una cuadrícula bien definida. Se perforan pozos de poca profundidad, desde los 5 hasta los 20 metros, sobre una línea recta, con el fin de introducir los explosivos para generar la onda acústica. Su diámetro oscila entre 5 y 10 centímetros, y la distancia entre uno y otro varía de 15 a 100 metros.

En estos pozos se deposita material explosivo (Sismigel) en el caso de Colombia, que se tapa con el material extraído durante la perforación. Al detonarse ese material genera las ondas requeridas. Se extienden cables que unen todo el sistema de la sísmica y se instalan los geófonos, que son aparatos para ‘escuchar’ o registrar las ondas que provoca la explosión de las cargas en los pozos. Esas ondas viajan por el subsuelo y se reflejan desde las profundidades de la tierra al chocar con los diferentes tipos de rocas o de estructuras¹¹.

Figura 3: Resultado Imagen obtenida después de la Interpretación Sísmica.



Fuente: Sísmica, Mitos y Realidades, Presentación ACGGP. 24/04/2014

¹¹ Fuente: Sísmica, Mitos y Realidades, Presentación ACGGP. 24/04/2014

2.1.1 Tipos De Sísmica:

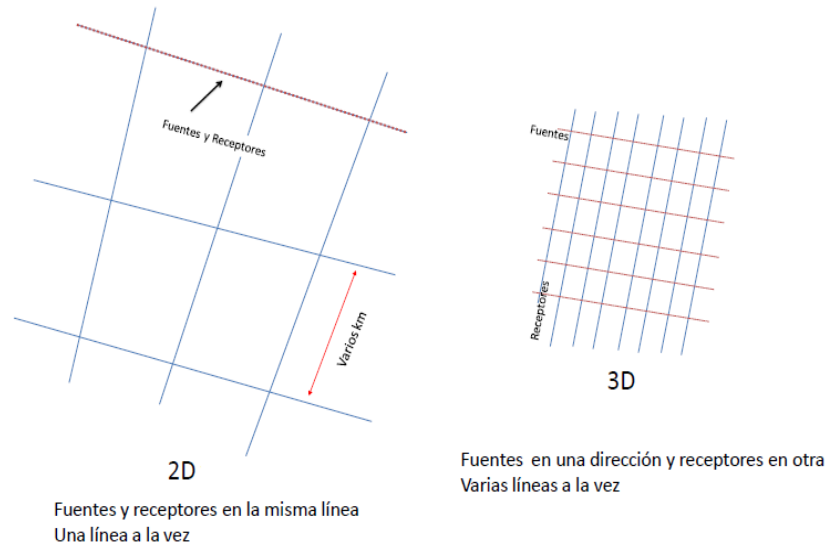
Existen diferentes métodos de prospección sísmica, los cuales son utilizados para conocer el subsuelo, algunos de ellos generan mayores impactos al medio, otros pueden llegar a ser más amigables con el medio ambiente, como la sísmica satelital o OFT (Oil and Gas Finder Technology). En cuanto a los métodos de prospección sísmica convencionales, existen básicamente dos tipos de sísmica que son muy utilizadas actualmente: la sísmica 2D o en dos dimensiones y 3D o tridimensional. La sísmica 2D permite obtener imágenes en dos dimensiones: las capas de la tierra, sus formas y sus estructuras. En cambio la sísmica 3D genera gráficos tridimensionales que permiten mayor detalle para verificar la presencia o no de hidrocarburos.

En principio, un tipo de sísmica se diferencia del otro por la distancia entre las líneas sísmicas o densidad de la malla, la cual es mayor en la sísmica 3D pues requiere aumentar el área de impacto con el fin de generar el cubo sísmico como se observa en la figura 4. Conseguir esa mayor densidad significa que las labores de la sísmica son mucho más intensas y por ello todas las afectaciones al entorno natural son mayores. Actualmente se utiliza la sísmica 3D, pues mientras la sísmica 2D aporta información solo en un plano vertical, ésta entrega muchos más datos al ser en tres dimensiones¹².

Para la sísmica 2D, en Colombia como en el resto del mundo, se usan dos tipos de líneas: Sparse y Stack Array. Las líneas 2D tipo Sparse son aquellas donde hay mayor densidad de receptores que de fuentes. Mientras que las líneas Stack Array son aquellas en las que el intervalo de receptores es igual al de las fuentes. A su vez para la sísmica 3D los métodos más usados son: ortogonal o diagonal. En Colombia se usan más los modelos ortogonales, ya que la limitante para usar los modelos diagonales se debe a que las distancias se alargan en comparación con el modelo ortogonal.

¹² Sísmica, Mitos y Realidades, Presentación ACGGP. 24/04/2014

Figura 4: Arreglo de Malla Sísmica 2D vs 3D.



Fuente: Sísmica, Mitos y Realidades, Presentación ACP. 24/04/2014

2.1.2 Fases De La Prospección Sísmica

Figura 5: Tomado De La Norma Técnica NTC Colombiana 5067, Planificación y Gestión Ambiental De Proyectos De Exploración Sísmica Terrestre.

Etapa	Actividades principales
PLANIFICACIÓN INTEGRAL DEL PROYECTO	PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO: - Definición líneas sísmicas - Planificación ambiental - Trámite licencias y permisos ambientales - Diseño logística - Gestión Social; relaciones con comunidad y autoridades.
FASE PREOPERATIVA	FASE PREOPERATIVA: - Concertación con propietarios de predios - Gestión social; relaciones con comunidad y autoridades - Ajustes a la planificación del proyecto - Ubicación helipuertos y puntos de descarga - Ubicación campamento base y volantes - Contratación de personal - Capacitación de personal
OPERACIÓN EN CAMPO	OPERACIÓN EN CAMPO: - Construcción de campamentos y helipuertos - Trocha y topografía - Perforación - Complementación perfiles ecotopográficos - Cargue y tapada de pozos - Tendido material de registro - Detonación, registro y tapada de pozos
DESMANTELAMIENTO Y RESTAURACIÓN	DESMANTELAMIENTO Y RESTAURACIÓN: - Limpieza de trochas y áreas ocupadas - Retiro campamentos - Revegetalización - Información a las comunidades
ABANDONO DEL ÁREA	ABANDONO DEL ÁREA: - Liquidación de personal - Pago de daños e indemnizaciones - Obtención de paz y salvos - Seguimiento (ambiental y social) - Evaluación ex post

Sobre la base de las fases presentadas en la figura 5, las empresas operadoras del contrato tienen la obligación de presentar al Ministerio del Medio Ambiente la descripción de cada una de ellas, los impactos que se generan y así mismo, las acciones de prevención, mitigación y/o resarcimiento, en un Documento de Evaluación y Manejo Ambiental (DEMA) y en un Plan Manejo Ambiental (PMA)¹³.

2.2 LEGISLACIÓN VIGENTE APLICADA A LA PROSPECCIÓN SÍSMICA.

- **Guías ambiental para la sísmica del Ministerio del Medio Ambiente (1998)** Documento muy completo generado después de un amplio proceso de concertación y basado en consideraciones técnicas, que ha probado ser exitoso y que sin embargo, podría beneficiarse de una actualización.
- **Norma Icontec NTC 5067 (2002)** Planificación y Gestión Ambiental de Proyectos de Exploración Sísmica Terrestre. Normatividad recomendada para sísmica terrestre compatible con las guías ambientales y con las principales normas internacionales.
- **Resolución Corporinoquia (2009)** Establece la obligación de presentar unas Medidas de Manejo Ambiental, que se construyen con participación de las comunidades y cuyo cumplimiento está sujeto a verificación en campo por Corporinoquia. Contempla sanciones en caso de incumplimiento. Aplica para todos los departamentos en jurisdicción de Corporinoquia.
- **Resolución Cormacarena (2013)** Establece la obligación de presentar unas Medidas de Manejo Ambiental, que se construyen con participación de las comunidades y cuyo cumplimiento está sujeto a verificación en campo por Cormacarena. Contempla sanciones en caso de incumplimiento. Aplica para todos los departamentos en jurisdicción de Cormacarena.

¹³ Sísmica, Mitos y Realidades, Presentación ACGGP. 24/04/2014

Así mismo, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible acaba de expedir el borrador del decreto “Por el cual se establecen las condiciones mínimas para la realización de actividades de exploración sísmica terrestre 2D y 3D, que no están sujetas a licenciamiento ambiental”. Este es un avance significativo, debido a que la legislación con la que se cuenta, se había diseñado en base a la exploración sísmica 2D, donde la intensidad de los disparos era menor, al igual que el tamaño de la malla y su densidad.

2.2.1 Distancias Establecidas para puntos disparo según Legislación. ICONTEC NTC 5067

5.10.4 Criterios ambientales

- Distancias mínimas recomendadas para puntos de disparo

Sitio	Carga	Distancia (m)
Carreteras o acueductos municipales superficiales	Todas	10
Jagueyes/esteros/lagunas, pozos de agua y aljibes	Todas	40
Oleoductos, gasoductos, pozos de agua, residencias, viviendas y estructuras de concreto	Menos de 2 kg	30
	2 kg - a 4 kg	45
	4 kg - 6 kg	50
	6 kg - 8 kg	75
Estanques piscícolas, infraestructuras avícolas (galpones) y porcícolas importantes, vivienda en adobe, torres de alta tensión, tanques de almacenamiento de hidrocarburos	Todas	100
Cárcavas, reptación, barrancos, líneas de flujo, bocatomas sin estructura de concreto, acueductos municipales enterrados, carretera pavimentada	Todas	25
Cuerdas de alta tensión, carretera destapada en corte	Todas	50
Tanques de agua, viviendas en material, bocatomas con estructuras en concreto	Todas	70
Viviendas en madera	Todas	20
Acueductos veredales superficiales o enterrados	Todas	5

- Disparos en cuerpos de agua

- a) La utilización de cargas en ríos, lagos y lagunas está prohibida. Se permite la exploración utilizando otras tecnologías, tales como pistola de aire o equivalente.

Fuente: Norma Técnica NTC Colombiana 5067, Planificación y Gestión Ambiental De Proyectos De Exploración Sísmica Terrestre.

2.3 IMPACTOS DE LA EXPLORACIÓN SÍSMICA CON EXPLOSIVOS

La sísmica con explosivos sigue siendo la principal actividad de exploración en muchos países del mundo, aunque ya existen algunos otros desarrollos tecnológicos de menor impacto como los carros vibradores (vibroscis) y la exploración satelital (Tecnología OFT), los cuales han demostrado ser muy efectivos en la detección de trampas de hidrocarburos, sin generar efectos adversos al medio ambiente, en comparación con el uso de explosivos para conocer el subsuelo.

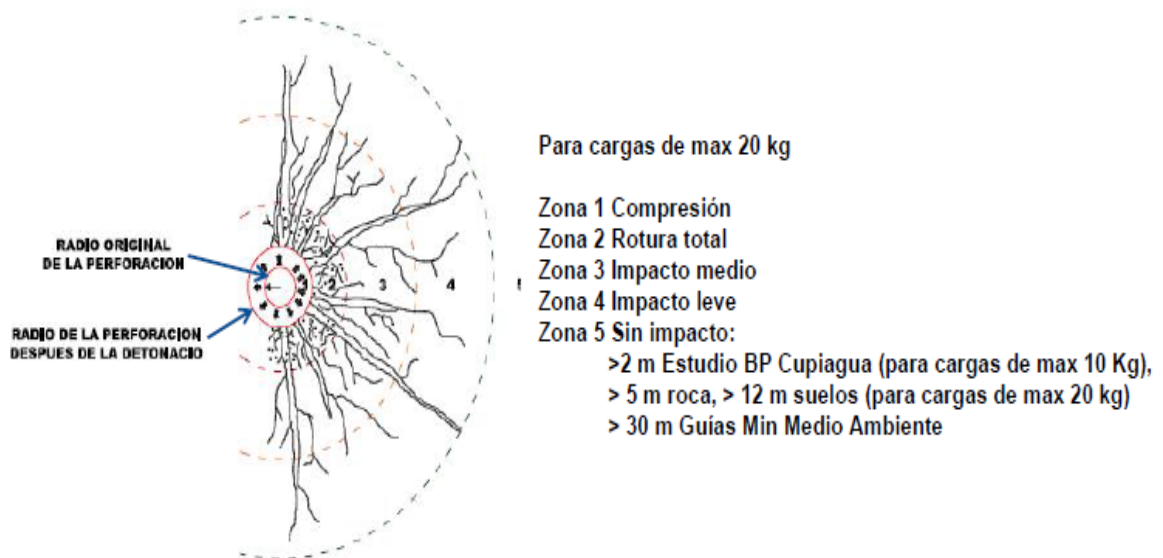
La actividad sísmica con explosivos genera impactos negativos en el medio natural, pues interviene directamente sobre éste, ya sea porque se están preparando las condiciones para su ejecución (construcción de vías, trochas, helipuertos, locaciones, etcétera) o porque se está realizando (perforación, explosiones, vertimientos, etcétera). Los impactos varían de acuerdo a las condiciones ambientales y sociales de los territorios, pueden provocar impactos como la deforestación, la pérdida de nacederos de aguas, el ruido, la contaminación de las aguas y del aire, la desestabilización de los suelos y, por ende, podría afectar la salud de todos los seres vivos¹⁴.

La sísmica con explosivos ha generado daños al medio ambiente al producir diaclasas radiales en el punto de la detonación como las que se observan en la figura 6, desviando el curso de las aguas subterráneas, afectando el nivel freático. Las fracturas generadas por las detonaciones, luego de un tiempo se saturan con agua, en las noches cuando la temperatura baja estas aguas pueden llegar a sufrir congelación, lo que se traduce en una expansión del agua, produciendo que las fracturas se sigan propagando.

¹⁴ Impactos Asociados A La Prospección Sísmica, PLUSPETROL

Pasado el tiempo estas fracturas pueden llegar a interconectarse, generando derrumbes, subsidencia, fenómenos de remoción en masa y otros graves impactos en el medio. Igualmente, la sísmica con explosivos ha fracturado sellos base de los acuíferos libres, profundizándolos; y ha roto los acuíferos confinados, generando flujos de agua naturales permanentes que inundan los terrenos. El fracturamiento de la capa superficial del terreno en las zonas de ladera ha generado erosión y deslizamiento en las fincas en época de invierno¹⁵. Ejemplos: Vereda los kioscos, Puerto Gaitán Meta; Acacias Meta diferentes veredas afectadas Pradera, loma del Piedemonte, Vista Hermosa, La Unión, Lorito, etc. Normalmente una explosión en el medio poroso aumenta la permeabilidad del mismo, generando diaclasas, creando fracturas que cambian o desvían la corriente al agua subterránea desapareciendo a veces nacederos o apareciendo alguno nuevo a causa de la explosión. Mientras no se altere el equilibrio no habrá efecto alguno.

Figura 6: Explosión en medio poroso - diaclasas creadas.



Fuente: Impactos Ambientales de la Industria Petrolera, Oscar Vanegas.

¹⁵ Impactos Asociados A La Prospección Sísmica, Oscar Vanegas

Las condiciones del agua subterránea que se encuentran en el terreno natural y que pueden ser modificadas por la construcción de obras o los estudios de exploración sísmica con la utilización de explosiones, deben ser parte esencial de un estudio geotécnico llevado a cabo en el área a intervenir, se deben conocer mediante pruebas de laboratorio y de campo las características del suelo, tales como porosidad, grado de saturación y permeabilidad.

Se deben determinar el contacto entre la zona de aireación y la de saturación, el nivel freático, la presencia y localización de acuíferos, acuitardos, acuíferos colgados, acuíferos confinados y manantiales. Actualmente la sísmica 3D se rige bajo una normatividad elaborada en los años 1996 y 1997 para la sísmica 2D (anteriormente se exigía licenciamiento ambiental), donde el volumen de explosivo utilizado no superaba los 1.000 gramos, y las distancias entre explosiones no eran inferiores a 100 metros.

De acuerdo a los datos proporcionados por la ANH¹⁶, se calcula un promedio de 1800 gramos de sismigel por detonación y una separación entre disparos de 60 metros que resultan en que para cuatro municipios de Casanare (Paz de Ariporo, Pore, Hato Corozal y Trinidad) se han aplicado aproximadamente 500 toneladas de sismigel en 16.700 kilómetros de línea sísmica 2D (esto sin contar las líneas 3D) y de 45.000 km de líneas 2D solamente en Casanare. Es importante anotar que la principal diferencias entre los programas 2D y 3D, radica en que los últimos ejecutan un mayor número de puntos de disparo, con mayor cantidad de carga de fondo, lo que implica una mayor cantidad de toneladas de explosivo disparado en profundidad.

¹⁶ Agencia Nacional de Hidrocarburos, Respuesta Senador Jorge Robledo.

Las distancias de localización de los pozos o perforaciones de carga, igualmente dependen del diseño, necesidades y condiciones particulares de campo de cada programa de exploración sísmica, así los disparos pueden presentar distancias entre 15 a 100 metros entre ellos, siendo las más comunes las distancias de 25 a 50 metros entre cargas, con cantidades de explosivo que varían entre 500 a 5000 gramos para cada pozo o punto de disparo. De acuerdo con los datos del programa sísmico del bloque LLA-59, en los 28 días de la fase de registro se efectuaron 9331 disparos, cada uno de 1800 gramos de sismigel, con una separación entre puntos de disparo de 60 metros, para un total de explosivo detonado de 16,78 toneladas a una profundidad de 10 metros a partir de la superficie del terreno.

Figura 7: Perforaciones en humedales proyecto sísmico



Fuente: Programa de Prospección Sísmica Llanos Orientales, evidencias investigación Contraloría Ambiental Casanare.

Impactos importantes generados por los proyectos de exploración sísmica tienen que ver con la afectación de recursos hídricos, tal es el caso de los Llanos Orientales, se han detectado zonas, en donde se han irrespetado las distancias mínimas recomendadas para puntos de disparo cerca de cuerpos de agua, violando la normatividad y llevando al secado de morichales, humedales, jagüeyes y esteros presentes en la zona como se evidencia en la figura 7. Un impacto poco mencionado lo constituyen las cargas explosivas que no detonan; puntos de disparo pueden quedar sin detonar, convirtiéndose posteriormente en trampas peligrosas para los habitantes y fauna de las zonas intervenidas, estos booster pueden permanecer activos luego de varios años siendo propensos a causar algún accidente, ver figura 8¹⁷.

Figura 8: Cargas Explosivas sin detonar proyectos sísmicos.



Fuente: Grupo Sísmicos y Exsísmicos Colombia.

¹⁷ Estudio del Impacto Ambiental y Social de la Prospección Sísmica 3D.

Así mismo se han detectado inconvenientes con las tarjetas utilizadas durante los estudios de prospección las cuales son abandonadas en los diferentes sitios, llevando a problemas de contaminación, los animales también han muerto tratando de ingerir estas tarjetas¹⁸, otro problema tiene que ver con las perforaciones mal selladas las cuales se convierten en trampas para los animales y lugareños de la zona los cuales ya se han visto afectados esto se evidencia en la figura 9.

Figura 9: Impactos Ambientales exploración sísmica con explosivos.



Fuente: Contraloría General República, Investigación Impactos Sísmica Llanos.

¹⁸ Evidencias Recolectadas por Habitantes Zona Influencia, Investigación Contraloría y Fiscalía Ambiental.

El 22 de enero de 2014, el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), emitió alerta roja por sequía en el departamento del Casanare. Este fenómeno, ocasionó la muerte de 9.245 animales (únicamente los encontrados y enterrados) donde su gran mayoría correspondían a chigüiros, seguidos por peces, babillas, tortugas, venados, iguanas, armadillos, güiros negros, osos hormigueros y animales domésticos de la zona. El panorama mostrado por las autoridades ambientales nacional y regional, proponía un acontecimiento normal, cíclico y de poca preocupación, atribuyendo la responsabilidad al cambio climático.

En razón a lo descrito, la Contraloría Delegada para el Medio Ambiente¹⁹, designó un equipo de trabajo para adelantar una actuación especial a las entidades: Corporinoquia, Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y el Municipio de Paz de Ariporo, con el fin de realizar una revisión a los expedientes relacionados con el recurso agua, evaluar el seguimiento realizado por las entidades a los proyectos licenciados y analizar las acciones adelantadas por parte de las mismas a los eventos generadores de impactos ambientales. Respecto a la actividad de sísmica y la exploración / explotación petrolera en Paz de Ariporo, la CGR encontró que la ANH ha desatendido recomendaciones de sus propios manuales de actividades de exploración sísmica, encaminados a conocer el estado del recurso hídrico superficial y subterráneo previo a las labores de exploración, a efecto de contar con criterios, estudios y registros previos al desarrollo de estas actividades (sísmica y perforación de pozos), que permitan tanto a la ANH como a las demás autoridades del Estado tomar decisiones fundamentadas en información confiable, reciente, oportuna, idónea y suficiente.

19

http://www.contraloriagen.gov.co/web/guest/boletinprensa/asset_publisher/RJ9mIGHGBjML/content/contraloria-determina-responsabilidades-en-desastre-ambiental-de-paz-de-ariporo-casanare.

Por otra parte, la CGR realizó la verificación de las medidas de compensación establecidas en las Licencias Ambientales y permisos, las cuales son obligaciones de carácter legal, que deben ser cumplidas con la reforestación de especies nativas. Encontró que estas están siendo convertidas en inversiones para planes de mantenimiento vial, trayendo como consecuencia, que se desnaturalice completamente la figura de las medidas de compensación, apartándolas de su objeto y funciones, que no es otro que traer beneficios de carácter ambiental y que se cumpla con ello una función ecológica.

La CGR observó que la crisis presentada en el Casanare no obedece exclusivamente al calentamiento global, sino que se dio, en gran proporción, como respuesta a la serie de actividades antrópicas no planificadas (principalmente arroz seco, ganadería, construcción de vías y actividades de sísmica y perforación)²⁰, las cuales generaron impactos acumulativos y sinérgicos que rompieron el equilibrio ecosistémico que presentaba la región. Estudios realizados en Estados Unidos, Canadá, Francia, Australia, Inglaterra (países donde están prohibidos los explosivos como método de prospección sísmica), demuestran las afectaciones de esta práctica exploratoria.

Igualmente, en Colombia ya hay fallos de la justicia condenando a las empresas a pagar indemnizaciones millonarias por los daños ocasionados por las malas prácticas implementadas para la ubicación de zonas prospectivas de hidrocarburos, un ejemplo de esto la Vereda Llana Fría en el Municipio de San Vicente de Chucuri/Stder, donde Ecopetrol y la empresa de sísmica fueron condenadas a pagar una suma millonaria por las afectaciones ocasionadas a raíz de un proyecto sísmico ejecutado en la zona. Estas afectaciones han causado descontento generalizado, llevando al caos social y al desorden público.

20

http://www.contraloriagen.gov.co/web/guest/boletinprensa/asset_publisher/RJ9mIGHGBjML/content/contraloria-determina-responsabilidades-en-desastre-ambiental-de-paz-de-ariporo-casanare.

Las quejas y denuncias sobre las irregularidades se presentan especialmente durante la fase de operación de la sísmica, pues sus efectos se perciben de inmediato: desestabilización de suelos y derrumbes, deforestación, intervención de fuentes de agua, desaparición de la fauna. Sin embargo, hay varios elementos que conducen a que los daños causados queden impunes. En efecto, por una parte, las autoridades ambientales tienen la creencia de que la sísmica no tiene impactos negativos sobre el medio ambiente. Por otra, la movilidad y velocidad del proceso de la sísmica hacen que los indicios verificables pierdan claridad con el tiempo, como puede ocurrir con la recuperación de las trochas. Lo más grave, es que se desconocen la validez y la importancia de los testimonios y denuncias de la población afectada. Así, muchos impactos de la sísmica quedan impunes y las consecuencias son nefastas, a veces irreversibles, tanto para el medio ambiente como para los habitantes de la zona.

Ha llegado a tal punto el caos social debido a los impactos potenciales que genera la actividad sísmica con explosivos (ver tablas 2 y 3), que comunidades se han unido con el fin de prohibir la exploración sísmica en ciertas zonas. En un hecho sin precedentes en los últimos 20 años, lugareños del Municipio de Tauramena departamento de Casanare votaron en contra, en una consulta popular sobre la exploración sísmica, perforación exploratoria, producción y transporte de hidrocarburos en zonas campesinas de este municipio, consulta que fue realizada el domingo 15 de diciembre del 2013²¹. En la consulta los votantes debían responder con “sí” o “no” a la pregunta: “Está usted de acuerdo con que se ejecuten actividades de exploración sísmica, perforación exploratoria, producción y transporte de hidrocarburos, en las veredas San José, Monserrate Alto, Monserrate La Vega, Guafal del Caja, Bendiciones, Visinaca, Lagunitas, Aguamaco, Zambo, Oso y Jaguito, donde se ubica la zona de recarga hídrica del municipio de Tauramena.

²¹ . <http://www.registraduria.gov.co/-Tauramena-Casanare-.html>

La respuesta obtenida fue de 4.426 votos por el "No" contra 151 votos por el sí, superando de esta forma el umbral exigido por la registraduría nacional del Estado Civil, y convirtiéndose en el primer Municipio de Colombia en decirle no al petróleo y a las malas prácticas implementadas por las petroleras.

Tabla 2: Impactos Ambientales de la prospección Sísmica 3D

RESUMEN DE IMPACTOS AMBIENTALES PROSPECCIÓN SÍSMICA 3D			
ACTIVIDAD DEL PROYECTO	ASPECTO AMBIENTAL (ELEMENTO CAUSANTE) (1)	IMPACTO AMBIENTAL	COMPONENTE AMBIENTAL AFECTADO
Transporte Aéreo	Generación de ruidos y vibraciones	Incremento niveles ruido ocasionados por sobrevuelos, aterrizaje helicópteros	Aire
		Alteración del hábitat de la fauna como consecuencia del ruido y vibraciones ocasionadas por helicópteros	Fauna
		Migración de fauna silvestre por la operación de helicópteros	Aire
	Emisión Material Particulado	Incremento niveles partículas ocasionados por el aterrizaje y decolaje de los helicópteros.	Aire
Construcción de campamento base, alternativo y volantes	Emisión de Gases combustión	Incremento gases combustión de los generadores electricidad	Aire
	Generación de ruidos y vibraciones	Alteración del hábitat de la fauna como consecuencia del ruido y vibraciones ocasionadas por la construcción de las instalaciones y presencia de personal de obra	Fauna
		Desplazamiento de personal de obra	Alteración del hábitat de la fauna por presencia del personal de obra
	Migración de fauna silvestre por la presencia de personal de obra		
	Compactación del suelo		
	Desbroce y tala	Pérdida de cobertura vegetal	Flora
		Migración temporal de fauna silvestre, fauna mayor principalmente	Fauna
		Mortalidad de animales rastreros como serpientes e invertebrados	Fauna
		Pérdida de nidos y madrigueras, huevos, polluelos y crías de fauna en general.	Fauna
		Erosión del suelo por pérdida de cobertura vegetal	Suelo
Pérdida nutrientes suelo		Suelo	
Apertura helipuertos, zonas descarga y líneas sísmicas	Emisión de Gases a la atmósfera	Incremento gases por combustión de los generadores electricidad y motosierras utilizadas en el desbroce de las áreas.	Aire
		Alteración del hábitat de la fauna como consecuencia del incremento de niveles sonoros por desplazamiento personal y tala arboles	Fauna
	Desbroce y tala	Disminución cobertura vegetal	Flora
		Migración temporal de fauna silvestre, fauna mayor principalmente	Fauna
		Mortalidad de animales rastreros como serpientes e invertebrados	Fauna
		Pérdida de nidos y madrigueras, huevos, polluelos y crías de fauna en general.	Fauna
		Erosión del suelo por pérdida de cobertura vegetal	Suelo
		Compactación del suelo	Suelo
	Alteración del paisaje	Calidad Escénica	
	Acumulación de desmontes	Alteración del regimen hídrico	Agua
Perforación de hoyos y registro sísmico	Emisión de Gases a la atmósfera	Incremento de gases por combustión de los equipos de taladro portátiles, generadores electricidad.	Aire
		Alteración del hábitat como consecuencia del incremento de niveles sonoros por el uso de taladros, desplazamiento personal y detonaciones sísmicas.	Aire
	Generación de ruidos y vibraciones	Migración temporal de fauna silvestre, fauna mayor principalmente	Fauna
		Perturbación del hábitat.	Fauna
Perforación de hoyos	Incremento de partículas en suspensión	Agua y Aire	

Fuente: <http://censat.org/es4/publicaciones-de-censat>.

Tabla 3: Impactos Ambientales según actividad de prospección Sísmica 3D

ACTIVIDADES	IMPACTOS
APERTURA DE TROCHA Y TOPOGRAFÍA	1. Afectación de la vegetación, de magnitud variable en función de la cobertura vegetal encontrada a lo largo de la línea.
	2. Creación de nuevas vías de acceso que crean mayores riesgos de depredación de los recursos naturales
	3. Generación de residuos sólidos, imposición de servidumbres una forma de expropiación.
	4. Crecimiento poblacional debido a las expectativas que la industria genera a las comunidades locales.
	5. Captación de Aguas y manejo de residuos de los campamentos, en algunas zonas pueden alcanzar las 200 personas.
	6. Hay ecosistemas en los que el ruido genera un impacto enorme, por lo que se genera desplazamiento de especies.
PERFORACIÓN	1. Generación o dinamización de procesos erosivos cuando se perfora sobre terrenos inestables o de alta pendiente, o por huecos de ensayo o inconclusos sin taponar
	2. Contaminación del agua por deficiente manejo de residuos de perforación
	3. Eventual contaminación del suelo por químicos utilizados.
	4. Generación de ruido con desplazamiento temporal de fauna
	5. Afectación de acuíferos y canales agua subterránea.
	6. En zonas de pendiente, dependiendo de su estructura geológica puede generar deslizamientos
CARGUR Y TAPADA POZOS	1. Generación de procesos erosivos o deslizamientos por cargas superficiales.
TENDIDO CABLE	2. Residuos sólidos en las zonas de carga
COLOCACIÓN DE GEÓFONOS	1. No presenta efectos negativos de importancia.
DETONACIÓN Y REGISTRO	1. Activación de procesos erosivos por falta de restauración donde se sembraron geófonos profundos.
	1. Compactación del suelo cuando se usan camiones vibradores
	2. Generación o dinamización de procesos erosivos cuando la operación se realiza en terrenos susceptibles o inestables.
	3. Generación de ruido y movimiento de suelo "soplado", cuando los pozos quedan mal tapados.
	4. Desplazamiento temporal o definitivo de fauna por detonaciones y ruido
	5. Afectación de acuíferos y canales agua subterránea.
	6. Explosivos sin detonar, afectando posteriormente a la población o a la fauna del lugar.

Fuente: <http://censat.org/es4/publicaciones-de-censat>

2.3.1 Casos que demuestran El Impacto y de Violación a las Normas

2.3.1.1 Proyecto MNorte 2012 3d (Boyacá, Provincia Sugamuxi).

Municipios: Sogamoso, Firavitoba, Pesca, Cuitiva y Tota.

Area intervenida: 35200 hectáreas.

Separación entre líneas: 60x60 mt

Número de sondeos: 6750 puntos.

Cantidad de Explosivo por hueco: 2.7 kg.

Total explosivo: 18.225 toneladas.

Empresa Maurel Y Prom, Contratista CGL.

En cuanto a las socializaciones con las comunidades se generó descontento por: Falsa información, lenguaje técnico descontextualizado, No se mencionaron los riesgos ambientales que conlleva la operación, Se generaron amenazas de expropiación, Insuficiente difusión para las socializaciones realizadas. (Firmado en acta realizada en Iza el 7 junio de 2012). Fueron detectadas manipulaciones de las hojas de seguridad del explosivo que se les presentaba a las comunidades en las cuales se les bajaba los riesgos y se omitían algunos. En cuanto a los permisos para el desarrollo de la adquisición sísmica, se detectaron igualmente irregularidades:

Caso Firavitoba.

Tabla 4. Irregularidades encontradas PROYECTO MNORTE 2012 3D

Total de Permisos	2785	61,5 %
Sin Permiso	1747	38,5 %
Total de Predios	4532	100 %
DE LOS PERMISOS FIRMADOS		
Permisos irregulares	1418	31,3 %
Desautorizaciones	215	4.8 %
TIPOS DE IRREGULARIDADES ENCONTRADAS		N°

personas	
Firmados por mayores de 70 años.	552
No firma, no sabe firmar.	36
No son dueños, no tienen predio.	186
Firma arrendatario, empleado.	8
Predios otros municipios/veredas.	37
Predios que están en sucesión.	11
Firma difunto.	1
Desautorizaciones.	215
Permisos repetidos/sin nombre.	473
Permisos supuesta desaparición.	57
Permisos formato irregular.	23
N° predial no corresponde a la vereda.	3
Firma hijos por padres.	10

Fuente: Debate Comisión Quinta del Senado Impactos Sísmica.

Al revisar estos datos presentados en la tabla 4, se evidencia que casi un 75% de la comunidad estaba en desacuerdo con el proyecto, pero aun así se empezó a ejecutar. En cuanto a la parte práctica como tal; se registraron explosiones en zonas con pendientes mayores a 45° violando las normas, como es el caso en el Alto de Tota, también se realizaron explosiones en zonas de páramo (municipio de Tota)²². La línea de sísmica llegó a menos de 100 metros de la laguna de Tota. Se registraron fenómenos de remoción en masa, reptación, se detectaron zonas de canteras activas intervenidas. Se presentó una ruptura del tejido social, generando conflictos familiares, veredales, municipales, las empresas incumplieron a la comunidad, hay presencia de explosivos subterráneos aun sin detonar, en áreas concurridas por la comunidad y zonas de acuíferos, se generaron afectaciones a

²² Debate Comisión Quinta Senado Sobre Impactos Sísmica. 2013.

los recursos hídricos y estabilidad de las laderas, además de perjuicios de la infraestructura de los municipios.

2.3.1.1.1 Consecuencias Detectadas Por Las Comunidades

- Deslizamientos verticales de hasta 40 cm.
- Cambios en el nivel freático de los suelos.
- Detonaciones a menos de 30 mt en nacimientos de agua.
- Desplazamiento de los animales.
- Cambios en el comportamiento alimenticio y reproductivo de los animales.
- Agrietamientos de hasta 20 cm en casas.
- Detonaciones en pendientes inclinadas a 60°.
- Profundización de las aguas de nacederos que tenían algunas familias de la zona.
- Incumplimiento de normas técnicas para la actividad sísmica.
- Deterioro de vías.
- Tala de árboles que habían sido reforestados.

2.3.1.2 CASOS DE AFECTACIÓN PUNTUALES EN SANTANDER

2.3.1.2.1 PROYECTO LINEA DE SÍSMICA CONTRATADA POR ECOPETROL LIZAMA 3D (SOGAMOSO-TESORO 5) EJECUTADA POR LA COMPAÑÍA GEOFÍSICA LATINOAMERICANA CGL S.A

Sitios que resultaron afectados:

- La Esperanza – Vereda La Lizama
- La Frontera

- La Ceiba

2.3.1.2.2 PROGRAMA SÍSMICO EXPLORACIÓN DE MARES – PROGRAMA SÍSMICO SAN LUIS 95 GRUPO 590 DE GAPS 1995

Sitios Afectados:

- **Llana Caliente San Vicente de Chucuri Finca San Luís. Vereda el Tulcán.**
 - 487 Hectáreas Afectadas.
 - 14 Viviendas Destruídas.
 - 16 Viviendas afectadas.
 - 136 personas damnificadas.
- **Llana Fría. Sector de Borneo.**

Figura 10: Afectaciones Ambientales programa Sísmico Exploración de Mares.



Fuente: Evidencias Presentadas en la demanda interpuesta Finca Llana Fría.

Los afectados por el proyecto de sismica interpusieron una demanda la cual llego ante el Tribunal Administrativo de Santander.

- **Juzgado 12 Administrativo de Bucaramanga**
- **Acción de Grupo** (Afectados por exploración sísmica San Luis en la vereda Llana Fría, 36 propietarios).
- 400 Hectáreas afectadas.
- **Demandados:** Nación, Ministerio de Medio Ambiente, Ecopetrol y Geophysical Acquisition y Processing Services GAPS.
- **Número Radicado:** 68001233100020010210701.
- **Fallo Primera Instancia:** 3 Diciembre 2008.
- **Fallo Segunda Instancia:** 22 Abril 2013.

En el año 1995, la Empresa Colombiana del Petróleo (ECOPETROL) y la Compañía Geophysical Acquisition And Processing Services Ltda. (GAPS), llevaron a cabo un programa de Prospección Sísmica del BLOQUE DE EXPLORACIÓN DE MARES, ubicado en el Departamento de Santander. Durante la realización de las 24 líneas del programa San Luis 95, la compañía diseño las líneas SL95-1100 y SL95-1000, las cuales cruzaban la vereda Llana Fría, San Vicente de Chucuri, donde se ejecutaron explosiones subterráneas a 10 mt de profundidad espaciadas cada 25 metros y con una carga de explosivos (SISMIGEL)²³, cuyos efectos principales se hicieron evidentes en el sector de Llana Fría, a finales del año 1999 y comienzos del año 2000. Presentándose grandes deslizamientos y revolcones de tierra, cráteres, inundaciones de lodo en la superficie de los terrenos entre otros como se observa en la figura 10. Los cráteres generados por la ruptura de suelos y rocas del talud fallado, permanecieron inundados, ocasionando la continua humedad del suelo, haciéndolo improductivo y pantanoso, los deslizamientos causaron grandes pérdidas en los cultivos.

²³ Folios demanda interpuesta contra Ecopetrol y la Empresa GAPS.

El secretario del Gobierno Departamental y Coordinador del comité regional de atención y prevención de desastres mediante oficio del 15 mayo del 2000, informó luego de una visita realizada que en el área se encontraban fenómenos de reptación, procesos erosivos por escorrentía superficial, desprendimiento de materia coluvial, formando grandes represamientos y que afectaban un área aproximada de 400 hectáreas, se planteó realizar censo de afectados y ordenar la evacuación donde fuera necesario. La alcaldía de San Vicente de Chucuri contrato dos geólogos y un Ingeniero Civil para que realizaran un estudio geotécnico que estableciera las causas que generaron los deslizamientos en la vereda Llana Fría Sector Borneo.

El informe entregado por los geólogos en el mes de junio del 2000 dice que de acuerdo a la información recibida en la ejecución de estas líneas sísmicas, por alcanzar buenos rendimientos, la empresa no siguió el plan de manejo ambiental realizado con anterioridad, afectando los predios de este sector, causando daños en los cultivos y en las viviendas de la zona, como principales agentes erosivos se pueden considerar, el agua infiltrada por el fracturamiento de las rocas y suelo presente en el área que dan lugar a una porosidad y permeabilidad secundarias que originan la remoción en masa.

Se presentó el informe pericial ejecutado durante la investigación judicial, este fue realizado por el perito Geólogo Jorge Enrique Chacón y se llevó a cabo con la asistencia de la Juez Municipal y su secretaria, los abogados de las partes, un geólogo de ECOPETROL y algunos de los afectados. En este informe se precisa con respecto a los fenómenos de remoción en masa, que geológicamente existía predisposición al deslizamiento por el fuerte fracturamiento de las rocas, su inclinación y la presencia de depósitos coluviales, aparte de esto la topografía favorecía los deslizamientos, lo cual no se tuvo en cuenta en el plan de manejo ambiental seguido por la empresa GAPS. Las conclusiones de este informe fueron las siguientes:

- La ausencia de otros factores naturales o antropogénicos (actividades humanas) favorables a los deslizamientos permite evidenciar que fue el estudio sísmico ejecutado por la empresa GAPS, representada en la detonación de cargas explosivas en el subsuelo, llevada a cabo en el año 1995 y 1996, el responsable de los deslizamientos ocurridos a finales de 1999 en la zona inspeccionada y por ser estos de carácter profundo sus consecuencias inmediatas fueron imperceptibles para los habitantes de los predios afectados y las más notorias se presentaron años más tarde, con la destrucción de parte de las fincas y averías graves en sus viviendas.
- Las fincas afectadas se encuentran en el trayecto de la línea sísmica y los deslizamientos en cada finca sucedieron cerca de los sitios de las explosiones o están relacionados con los efectos indirectos. No se puede asumir que el área total de influencia sea solo 30 m alrededor de los sitios, pues esta es la influencia directa, pero la influencia indirecta fue la desestabilización de los depósitos coluviales la cual se propagó en un área mayor y se manifestó como deslizamientos.
- El plan de Manejo Ambiental (P.M.A) seguido en este estudio en ningún momento menciona la susceptibilidad a deslizamientos como consecuencia de las explosiones en sectores con topografía fuerte, especialmente en depósitos coluviales o colusiones (No fueron mencionados en el PMA). Este se limitó solo a determinar unas distancias entre construcciones y cuerpos de agua para evitar que sufrieran los efectos directos de las explosiones.
- De acuerdo con la dinámica de los deslizamientos, los efectos más severos no pudieron presentarse poco tiempo después de terminado el estudio sísmico, pues las consecuencias varían de acuerdo al

marco geológico y la hidrogeología de la zona. Por ejemplo si se realizan en laderas formadas por estratos rocosos poco fracturados, poco inclinados y con poca presencia de agua subterránea probablemente no suceda nada, pero las consecuencias de explosiones en laderas formadas por estratos rocosos plegados, buzando a favor de la pendiente, con depósitos coluviales cuyo ecosistema ya ha sido alterado y fuerte presencia de agua subterránea se tiene, las consecuencias son impredecibles y a un plazo indeterminado.

Finalmente, luego de realizar la evaluación de los daños y la cuantificación de los mismos, mediante un fallo en segunda instancia se condenó a las empresas a pagar solidariamente, la suma de dos mil once millones doscientos sesenta y siete mil cuatrocientos sesenta y nueve pesos (**\$2.011.267.469**), en un porcentaje de 50% cada una, con el fin de cancelar las indemnizaciones a quienes se hicieron parte del proceso y que se vieron afectadas, con la ejecución de los trabajos de sismicidad en los predios descritos en la vereda Llana Fría del Municipio de San Vicente Chucuri.

PROSPECCIÓN SÍSMICA EN EL MAR²⁴.

Los impactos generados por la prospección sísmica se evidencian en peces y larvas de importancia comercial, especialmente cuando la prospección se lleva a cabo en aquellas áreas en las que las especies cumplen ciclos biológicos cruciales (Reproducción). Hay una afectación además en aves y mamíferos marinos, especialmente cetáceos (delfines, ballenas y cachalotes) que usan complicados sistemas de comunicación para orientación y para atrapar alimentos. En ellos se

²⁴ Colombia: Petróleo y Futuro, ANH 2009

ha detectado fallas en su fisiología auditiva, alteración en las respuestas frente a condiciones de estrés, aumento en la hipertensión y un desbalance endocrino. .

Se han realizado estudios de los impactos de la prospección sísmica en bancos de peces, y se ha encontrado que para algunas especies de interés comercial, se puede reducir la pesca en hasta un 45% del promedio. Su impacto se registró en 10 Km. a la redonda. Los estudios de laboratorio han demostrado que independiente del tamaño del animal y del grupo taxonómico al cual pertenezca, un dispositivo de explosión que emite una magnitud de ruido de 232 dB, la señal recibida a 15 m es de 230 dB, por lo que los organismos que se encuentren a una distancia menor perecerán. Por su parte, aquellos que estén en un radio de 40 m sufrirán lesiones internas significativas de forma inmediata y a la postre morirán o verán reducida su capacidad reproductiva. Niveles menores de ruido generan respuestas conductuales. En la figura 11 se observa una matriz general de causa-efecto para determinar potenciales impactos por actividades de sísmica marina, así mismo en la figura 12 se pueden evidenciar algunos de los efectos causados en la biota marina.

Figura 11: Colombia: Petróleo Y Futuro, Agencia Nacional de Hidrocarburos, Año: 2009

Matriz general causa-efecto para determinar potenciales impactos por actividades de sísmica marina																										
Impactos potenciales				Etapas generales del proyecto																						
				A Planeación			B Operación								C Desmovilización											
				A.1	A.2	A.3	B.1	B.2	B.3	B.4	B.5	B.6	B.7	B.8	C.1	C.2										
				Traslado de permisos	Selección y contratación empresas y equipos de apoyo nacional	Contratación y enbarcamiento de personal	Arribo de la embarcación a aguas colombianas	Movilización de la embarcación al área del proyecto	Tendido y configuración de los cables	Registro de datos sísmicos	Manejo y disposición de residuos sólidos y líquidos domésticos	Manejo y disposición de residuos sólidos y líquidos industriales	Traslado de actividades por barco	Traslado de actividades por helicóptero	Manejo y disposición de residuos sólidos y líquidos	Salida de la embarcación										
Medio	Componente	Elemento	Impacto																							
ABIÓTICO	Hídrico	Aguas marinas	Alteración características fisicoquímicas																							
	Atmósfera	Aire	Alteración características fisicoquímicas																							
		Ruido	Incremento en los niveles sonoros																							
BIÓTICO	Fauna	Biota marina	Afectación huevos y larvas																							
			Afectación macroinvertebrados																							
			Afectación aves																							
			Afectación peces																							
			Afectación tortugas marinas																							
SOCIOECONÓMICO Y CULTURAL			Afectación cetáceos																							
			Generación de expectativas																							
			Generación de empleo																							
			Disminución capturas de pesca																							
			Demanda de bienes y servicios																							
			Alteración rutas de navegación																							

■ Potenciales impactos negativos ■ Potenciales impactos positivos

Figura 12: Respuesta biota marina a actividades de Sísmica, ANH Año: 2009.

Resumen de respuesta de la biota marina a actividades de sísmica marina			
Fuente intensidad (DB)	Rango	Intensidad recibida (DB)	Impacto
>225	1-10 m	Aprox. 140 atm	Mortalidad de zooplankton, huevos de peces y a las larvas; hemorragia, parálisis, pérdida de visión en peces (Patin, 1999).
226	No establecido	No establecido	Cambio temporal en la audición de la beluga. En delfines no se encontraron cambios a 228 dB.
180-205	Variable	No establecido	Sobresaltos en el comportamiento de algunas especies de pesca.
No establecida	< 250 m	Aprox. 190	Pinnípedos en apariencia tolerantes.
No establecida	No establecida	140-180	Estampida de ballena jorobada, gris y de Groenlandia.
No establecida	1 km	140	Estampida de delfines; se detienen a 8 km de la fuente.

No establecida	7-25 km	115-164	Estampida de ballenas de Groenlandia.
No establecida	5-18 mn	No establecida	Reducción en las capturas de peces, no se reportan mermas en capturas de camarones.
		Aprox. 80	Ruido ambiental.

Fuente: The Royal Society of Canada, 2004

Fuente: Colombia: Petróleo y Futuro ANH

2.4 SOLUCIONES

Debido a los múltiples impactos ocasionados por la exploración sísmica con explosivos, se debe recurrir a la exigencia del uso de tecnologías de punta, como el vibroseis, los geófonos inalámbricos o la tecnología OFT (Oil & Gas Finder Technology)²⁵. Esta última es una tecnología rusa de procesamiento de imágenes por satélite que no requiere explosivos, pues en superficie se utiliza un sondeo de electro resonancia.

Las ventajas de esta tecnología Rusa son muchas: no genera impactos sobre las aguas superficiales ni subterráneas, porque no se requiere hacer perforaciones, ya que no usa explosivos ni detonaciones; no genera deforestación, puesto que no se requieren trochas para movilización de equipos portátiles (la movilización de equipos en superficie, como GPS's, equipos electromagnéticos de corto impulso, y equipos de electro resonancia para el sondeo vertical, se puede hacer a pie o a caballo).

La entrega de resultados, incluido el trabajo de campo, no demora más de 60 días; reduce costos para las empresas petroleras; reduce costos logísticos en cuadrilla de campo, reduciendo también el impacto ambiental que genera la movilización y el campamento de personal y permite visualizar el perfil que representa la columna de fluidos como gas, crudo y agua, determinando la profundidad y espesor de las zonas de acumulación de hidrocarburos (el error máximo vertical es de un metro).

²⁵ <http://www.acipet.com/ckfinder/userfiles/files/Oil%20and%20Gas%20Finder%20Technology.pdf>

Con la sísmica tradicional, para detectar la presencia de hidrocarburos, se debe perforar un pozo hasta el prospecto geológico identificado geofísicamente.

La tecnología OFT²⁶, se ha comprobado con resultados exitosos en países como Rusia y Ucrania. En los últimos dos años se ha comprobado en Venezuela y en Colombia. En Colombia, esta tecnología ha sido utilizada por empresas como Ecopetrol, Hocol y Mega Energy, tanto en los Llanos Orientales, como en el Magdalena Medio y el valle de Sogamoso (alta cordillera y zona de ladera). La tecnología es ideal, tanto para detectar hidrocarburos convencionales, como los no convencionales y puede utilizarse en yacimientos en tierra o costa afuera (marítimos).

²⁶ <http://www.acipet.com/ckfinder/userfiles/files/Oil%20and%20Gas%20Finder%20Technology.pdf>

3. IMPACTOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS

La perforación es un proceso que consiste en realizar en el subsuelo un hueco vertical, inclinado u horizontal, alcanzando profundidades que van en promedio de 3 a 6 Kilómetros de extensión con el objetivo de llegar a sitios conocidos como formaciones posiblemente productoras que puedan tener hidrocarburos (crudo, gas, condensados o una mezcla de estos) ²⁷. Lo que se pretende con la perforación de los pozos exploratorios es confirmar la existencia de estructuras que sean prospectivas como yacimientos, en esta actividad se puede establecer si la reserva es comercialmente explotable. Si el pozo realizado no contiene ningún hidrocarburo es considerado como seco, pero si lo contiene, se llama productor.

Cerca al pozo productor se perforan otros pozos, también exploratorios que se conocen como pozos de extensión, con éstos se pretende determinar qué tan grande es el yacimiento. Después de determinada la extensión del yacimiento, en el campo petrolero se perforan otros pozos llamados pozos de desarrollo. La perforación de un pozo puede durar varios meses.

Para tener una idea de lo que esto significa, en un pozo petrolero pueden estar trabajando simultáneamente más de 200 personas, que viven en sus campamentos y que manipulan desde sustancias químicas, hasta sustancias radiactivas. Por medio de la perforación se ubica con certeza los sitios donde se realizarán las siguientes perforaciones apoyándose en la información obtenida en la fase de exploración. Una vez realizado el diseño y la ubicación de las perforaciones se inicia la construcción de las vías de acceso a los pozos.

²⁷ Manejo Ambiental para Campos Petroleros en los Procesos de Exploración, Perforación y Producción De Hidrocarburos

3.1 PERFORACIÓN EXPLORATORIA

La perforación exploratoria es la que se realiza en una zona cuyo potencial productor es desconocido y su principal objetivo es el de determinar la existencia de hidrocarburos en la secuencia litoestratigráfica en estudio. El proyecto de perforación exploratoria se lleva a cabo en varias etapas, cada una de las cuales consta de varias actividades que van a generar impactos sobre el medio físico, biótico y socioeconómico.

3.1.1 Etapas del Proyecto

- Planeación
- Construcción y adecuación de la vía de acceso
- Construcción de la locación
- Desarrollo de la perforación
- Desmantelamiento y restauración del área afectada.

3.1.1.1 Planeación

Durante esta etapa se busca confrontar sobre el terreno las condiciones del entorno con el sitio ideal establecido por los resultados de la exploración sísmica. Para el desarrollo de esta etapa se deben incluir las siguientes actividades:

- Recopilación y análisis de información
- Información a la comunidad
- Ubicación física de los pozos
- Adquisición de predios (vía de acceso y locación).

Para seleccionar la mejor alternativa de ubicación de los pozos se debe contar con un grupo interdisciplinario de profesionales, que debe incluir como mínimo un

coordinador de grupo, un geólogo, un ingeniero ambiental, un ingeniero civil, un profesional del área social, y un abogado experto en negociación de tierras y servidumbres. Este grupo califica las alternativas de acuerdo con la información sísmica y ambiental existente, y de esta manera escogerá la alternativa de menor afectación al entorno y riesgo para el proyecto.

3.1.1.2 Construcción y Adecuación de la Vía de Acceso

Esta etapa consiste en construir y/o adecuar una vía de acceso que permita el paso de vehículos y personal hacia la locación, tratando de minimizar el impacto ambiental.

La construcción de la vía consiste en descapotar el material orgánico del derecho de vía y disponer de él; realizar los cortes o excavaciones necesarias, recebar y afirmar con material de arrastre y/o de cantera; construir las obras necesarias en la vía, tales como drenajes, alcantarillas, cruces por quebradas, cunetas, para controlar los procesos erosivos producidos por la remoción de cobertura vegetal y el agua de escorrentía sobre la banca.

Para el desarrollo de esta etapa son necesarias las siguientes actividades:

- Descapote y desmonte
- Cortes y excavaciones
- Estabilización de taludes
- Extracción de material de cantera para sub -base y afirmado
- Construcción de obras necesarias
- Construcción de botaderos
- Movilización de maquinarias y equipos

3.1.1.3 Construcción de la Locación

Esta etapa consiste en la adecuación de una superficie plana para la ubicación del taladro de perforación, los dormitorios, casino, talleres, oficinas, plataforma y demás equipos necesarios para la perforación.

Para la construcción de la explanación se requiere remover la capa vegetal, corte y relleno de gran cantidad de tierra, adecuar la localización de cunetas, drenajes, muros de contención para estabilizar taludes; también adecuar un pozo séptico, campo de infiltración, hueco de basuras, construir piscinas de lodos y el contrapozo. Se instalará un campamento con todas las comodidades y servicios básicos necesarios para albergar el personal involucrado en la operación.

Las actividades que mayor grado de incidencia pueden ejercer sobre el entorno son:

- Remoción de suelo (descapote) y cobertura vegetal (desmonte)
- Excavaciones y construcción de taludes y bermas
- Explanación, rellenos y terraplenes
- Disposición de sobrantes
- Construcción del campamento, piscinas, campo de infiltración y pozo séptico
- Movilización y montaje de equipos y maquinaria.

3.1.1.4 Desarrollo de la Perforación

El proceso de perforación exploratoria de un pozo tiene como finalidad determinar la existencia o no de hidrocarburos en cantidades comerciales, en un área identificada por medio de sísmica o por correlaciones con otros pozos cercanos para ello se taladrará un hueco con el sistema de perforación rotatoria, en varias etapas, a determinada profundidad. Se utilizarán brocas que al rotar por medio de una sarta de tubería corten los estratos para esto se utiliza también un fluido (lodo de perforación), que pasa a través de ellas y transporta los cortes a superficie. A

medida que se profundiza el hueco se reviste con tubería de acero (casing) y se soporta con cemento alrededor. Cuando se alcanza la zona de interés se realiza el perfilado del pozo, actividad que consiste en la toma de registros eléctricos, sónicos o radioactivos para determinar el tipo de roca y fluidos que finalmente determinan las características del yacimiento.

La prueba de producción consiste en determinar la productividad del pozo de tal forma que se evalúen los horizontes productores, la potencialidad del yacimiento y las propiedades de los fluidos encontrados, para ello se acondiciona el pozo ya revestido , con base en los registros, se baja una sarta de cañoneo con la que se abren pequeños orificios al revestimiento y al cemento para que la formación prospectada como productora quede en contacto con la superficie, se deja fluir midiendo la producción de líquido y gas, los cuales posteriormente son conducidos a un quemadero alejado del maquinaria y equipos para su incineración. Esta fase de la perforación exploratoria, es la más crítica en razón del volumen, toxicidad y diversidad de los elementos contaminantes que pueden llegar al ambiente en el área de influencia de la locación. En el desarrollo de esta etapa se ejecutan las siguientes actividades:

- Perforación
- Disposición de cortes de perforación
- Residuos sólidos (empaques, bolsas, maderas)
- Residuos líquidos (agua, aceite, productos químicos)
- Prueba de producción
- Generación de volúmenes de crudo y/o gas
- Generación de emisiones atmosféricas por la incineración del crudo y del gas
- Abandono del campamento o instalación de infraestructura de producción.

3.1.1.5 Desmantelamiento y Restauración

Esta etapa tiene como meta la restauración de las áreas afectadas, que incluye la recuperación ambiental y paisajista del sitio. Incluye no solo las acciones de recuperación, sino también el seguimiento de su eficacia en el tiempo, lo que implica la visita periódica al sitio de perforación, todas las veces que sea necesario, hasta el momento en que se pueda garantizar la plena recuperación del área²⁸.

Debe comenzar a ejecutarse con la realización de las obras civiles de la vía de acceso y continuarse hasta lograr estabilizar las áreas intervenidas. Si el pozo es productor se procederá a instalar el equipo de producción de superficie y enmallar el contrapozo en un radio de quince metros, recuperándose el resto del área afectada y en caso de que no lo sea, se procederá a colocar un tapón de cemento y a cubrir el pozo en la superficie dejando una placa, recuperándose toda el área afectada.

Las actividades que se realizarán en esta etapa son las siguientes:

- Levantamiento de las instalaciones
- Abandono y cierre de piscinas
- Retiro de equipos y materiales
- Remoción de desechos y escombros
- Recubrimiento del área de la plataforma con el material de descapote almacenado
- Aplicación de controles de erosión
- Nivelación y reforestación.

²⁸ Manejo Ambiental para Campos Petroleros en los Procesos de Exploración, Perforación y Producción De Hidrocarburos.

3.2 PERFORACIÓN DE POZOS DE DESARROLLO.

Una vez se hayan realizado los estudios geológicos y geofísicos y habiendo establecido las posibles trampas o estructuras favorables para el almacenamiento de hidrocarburos se toma la decisión del sitio donde perforar el pozo.

Las compañías operadoras poseen ingenieros de perforación quienes tienen a su cargo establecer los objetivos geológicos y cumplir esos objetivos con un costo mínimo. Además es necesario para el ingeniero, desarrollar una experiencia en todas las fases de la perforación que puedan mejorar la operación disminuyendo costos. Si el pozo a perforar se encuentra dentro de un yacimiento ya plenamente identificado y cerca de un pozo en perforación, este se llamará pozo de desarrollo y su objetivo es el de aumentar la producción del yacimiento.

3.2.1 Etapas del Proyecto

Las etapas que se desarrollan para un proyecto de perforación son:

- Planeación
- Construcción y adecuación de la vía de acceso
- Construcción de la locación
- Construcción de una bodega y adecuación de áreas para los equipos
- Perforación y completamiento
- Desmantelamiento y restauración del área afectada.

3.2.1.1 Planeación

El primer paso para planear la perforación de un pozo es la recopilación de todos los datos posibles relacionados con pozos perforados antes, cerca de la zona de interés. Respecto a lo anterior es importante una familiarización completa con todas las fuentes de información y su evaluación. El ingeniero encargado de la

operación debe realizar un bosquejo general sobre los objetivos del trabajo teniendo en cuenta una gran cantidad de factores entre los que se pueden enumerar los siguientes:

- Determinar la naturaleza de la estructura a utilizar
- Determinar si el acceso al lugar de operaciones está plenamente determinado o si por el contrario hay necesidad de construir carreteras que permitan el transporte tanto de equipos como de personal.
- Establecer la existencia de agua necesaria en cercanías de las locaciones de interés tanto para operaciones industriales como para el consumo humano.

En ocasiones hay necesidad de perforar pozos de agua antes de empezar las operaciones de perforación de pozos de petróleo, así mismo es importante disponer de bombas capaces de conducir agua cuando las locaciones están retiradas de las fuentes abastecedoras (ríos, lagunas, quebradas, etc.).

Luego de haber elegido el sistema de perforación debe determinarse el tamaño óptimo de la subestructura, para esto se debe tener en cuenta varios factores tales como: profundidad total programada, programa de revestimiento, tamaños de broca, tipo de formaciones a perforar, etc.

Para el desarrollo de esta etapa se deben incluir las siguientes actividades:

- Recopilación y análisis de información
- Información a la comunidad
- Ubicación física de los pozos
- Adquisición de predios (vía de acceso y locación).

3.2.1.2 Construcción y Adecuación de la Vía de Acceso

Esta etapa consiste en construir y/o adecuar una vía de acceso que permita el paso de vehículos y personal hacia la locación, tratando de minimizar el impacto

ambiental. La construcción de la vía consiste en descapotar el material orgánico del derecho de vía y disponer de él; realizar los cortes o excavaciones necesarias, recebar y afirmar con material de arrastre y/o de cantera; construir las obras necesarias en la vía, tales como drenajes, alcantarillas, cruces por quebradas, cunetas, para controlar los procesos erosivos producidos por la remoción de cobertura vegetal y el agua de escorrentía sobre la banca.

Para el desarrollo de esta etapa son necesarias las siguientes actividades:

- Descapote y desmonte
- Cortes y excavaciones
- Estabilización de taludes
- Extracción de material de cantera para sub -base y afirmado
- Construcción de obras necesarias
- Movilización de maquinarias y equipos

3.2.1.3 Construcción de la Locación

Esta etapa consiste en la adecuación de una superficie plana para la ubicación del taladro de perforación, los dormitorios, casino, talleres, oficinas, plataforma y demás equipos necesarios para la perforación.

Las actividades que mayor grado de incidencia pueden ejercer sobre el entorno son:

- Remoción de suelo (descapote) y cobertura vegetal (desmonte)
- Excavaciones y construcción de taludes y bermas
- Explanación, rellenos y terraplenes
- Disposición de sobrantes
- Construcción del campamento, piscinas, campo de infiltración y pozo séptico

- Movilización y montaje de equipos y maquinaria.

3.2.1.4 Construcción de bodegas y adecuación de áreas para los equipos

Esta etapa consiste en la adecuación de una superficie para el almacenamiento de algunos de los equipos necesarios para la perforación, que necesitan ser removidos o cambiados con cierta frecuencia y la adecuación de las áreas donde se montaran los equipos en uso.

3.2.1.5 Perforación y Completamiento

Durante la perforación de un pozo se realiza el entubado del mismo con tuberías de protección, intermedias y/o de producción, y la posterior cementación de las mismas, acción denominada como completamiento.

En la perforación de un pozo se establecen cuatro operaciones fundamentales:

- Debe rotar la columna de perforación y la broca.
- La broca debe bajar a medida que avanza la perforación.
- Los ripios de roca cortados deben ser transportados hasta la superficie para permitir que la broca siga avanzando.
- Se introduce y cementa la tubería de revestimiento.

Para producir la rotación, el cuadrante va enroscado a la tubería de perforación y pasa a través de un buje que está alojado en la mesa rotatoria y tiene la misma forma que la del cuadrante. Al girar la mesa rotatoria (debido al movimiento rotacional originado por los motores mediante una transmisión), gira el buje, el cuadrante, la sarta de perforación y la broca.

El centro de control del equipo se encuentra en el tambor del malacate. El tambor gira en su eje horizontal desenrollando el cable el cual pasa por la corona y la polea viajera el cual junto con la unión giratoria y el cuadrante descienden,

permitiendo a la columna de perforación y la broca bajar lentamente. A medida que la broca baja rotando, va produciendo ripio de la roca cortada el cual debe ser transportado a superficie por medio del lodo de perforación. El lodo es bombeado pasando por la tubería parada, manguera, unión giratoria y desciende por el cuadrante, tubería de perforación, collares, llega a la broca saliendo en forma de chorro produciendo la limpieza del fondo. Ascende por el espacio anular hasta superficie transportando los ripios, pasando por la rumba la cual los separa; luego pasa a los desarenadores cayendo finalmente a los tanques de decantación.

En el desarrollo de esta etapa se ejecutan las siguientes actividades:

- Perforación
- Disposición de cortes de perforación
- Residuos sólidos (empaques, bolsas, maderas)
- Residuos líquidos (agua, aceite, productos químicos)
- Prueba de producción
- Generación de volúmenes de crudo y/o gas
- Generación de emisiones atmosféricas por la incineración del crudo y del gas
- Abandono del campamento o instalación de infraestructura de producción

El completamiento de un pozo se realiza instalando más de una sarta de entubado o tubería de revestimiento, debido a las diferentes funciones que cada una realiza.

La selección de la tubería de revestimiento debe hacerse antes de que el equipo de perforación entre en el sitio. La razón es que el tamaño de la tubería de revestimiento gobierna el tamaño de las brocas. Luego de esto, se debe cementar la tubería de revestimiento; la cementación de pozos petrolíferos es el proceso de mezclado y desplazamiento de lechada de cemento por medio de equipos especiales de mezclado, el final es bombear la lechada a través del casing hacia

puntos críticos del anular formado entre el pozo y el casing, o también pozo abierto en una sección preestablecida.

Para los trabajos de cementación se deben atender especialmente las características de los cementos, aditivos, ensayos, planificación del trabajo y la operación en sí de una cementación primaria, cementación de liners, cementación a presión o tapones de abandono. También deberán tenerse en cuenta los equipos de bombeo, mezcladores, sistemas de transporte a granel, y varias herramientas y accesorios de fondo de pozo utilizados en las cementaciones.

Una vez montado el equipo de completamiento, se procede en primer lugar a la limpieza del pozo y al acondicionamiento del fluido, para luego, mediante los llamados "perfiles a pozo entubado", generalmente radiactivos y acústicos, precisar la posición de los estratos productivos, los cuales fueron ya identificados por los "perfiles a pozo abierto", así mismo se revisa la posición de las cuplas de la tubería de entubación y por otra parte la continuidad y adherencia del cemento, tanto a la tubería como a la formación.

En el desarrollo de esta etapa se deben incluir las siguientes actividades:

- Movilización de maquinarias y equipos
- Instalación de la tubería de revestimiento
- Cementación
- Instalación del cabezal del pozo.

Una vez finalizadas las tareas de perforación y desmontado el equipo, se procede a la terminación y re-equipamiento del pozo que consiste en una serie de tareas que se llevan a cabo mediante el empleo de una unidad especial que permite el ensayo y posterior puesta en producción del mismo.

La prueba de producción consiste en determinar la productividad del pozo de tal forma que se evalúen los horizontes productores, la potencialidad del yacimiento y

las propiedades de los fluidos encontrados, para ello se acondiciona el pozo ya revestido , con base en los registros, se baja una sarta de cañoneo con la que se abren pequeños orificios al revestimiento y al cemento para que la formación prospectada como productora quede en contacto con la superficie, se deja fluir midiendo la producción de líquido y gas, los cuales posteriormente son conducidos a un que madero alejado del maquinaria y equipos para su incineración.

3.2.1.6 Desmantelamiento y Restauración

Esta etapa tiene como meta la restauración de las áreas afectadas, que incluye la recuperación ambiental y paisajista del sitio. Incluye no solo las acciones de recuperación, sino también el seguimiento de su eficacia en el tiempo²⁹, lo que implica la visita periódica al sitio de perforación, todas las veces que sea necesario, hasta el momento en que pueda garantizar la plena recuperación del área.

Si el pozo es productor se procederá a instalar el equipo de producción de superficie y enmallar el contrapozo en un radio de quince metros, recuperándose el resto del área afectada y en caso de que no lo sea, se procederá a colocar un tapón de cemento y a cubrir el pozo en la superficie dejando una placa, recuperándose toda el área afectada.

3.3 IMPACTOS PRODUCIDOS POR LA PERFORACIÓN DE POZOS

Cada año miles de pozos de petróleo y gas son perforados alrededor del mundo, este proceso genera millones de barriles de residuos, principalmente los cortes y lodos de perforación; el manejo de estos residuos es un problema ambiental y económico para las compañías operadoras de explotación y producción de petróleo. Cuando se utilizan fluidos base aceite en las operaciones de perforación, los cortes de rocas transportados por el fluido de perforación a lo largo del pozo son revestidos con una capa residual de aceite. Aun cuando se perfora

²⁹ Manejo Ambiental para Campos Petroleros en los Procesos de Exploración, Perforación y Producción De Hidrocarburos. Tesis UIS.

con lodo a base agua, cortes de lutitas y areniscas ricas en contenido de petróleo son transportados a la superficie. En los últimos años el manejo apropiado de estos materiales se ha convertido en una de las prioridades en la planeación de las operaciones de perforación, puesto que se debe seguir las regulaciones existentes en cada país para disponer de estos desechos de una manera segura y aceptable para el medio ambiente. La combinación de concientización ambiental creciente, nuevas regulaciones en materia de vertidos y situaciones de perforación desafiantes, condujo a la industria del petróleo y gas a desarrollar nuevas tecnologías de fluidos de perforación y manejos de residuos para respaldar estos diseños de pozos avanzados, fomentando al mismo tiempo el cuidado al medio ambiente. Aun así, problemas e impactos ambientales se pueden generar en el proceso de perforación de pozos petroleros, si se llevan a cabo malas prácticas por parte de las industrias.

En Colombia se descapotan entre 3 y 7.2 hectáreas en el sitio donde se desarrolla la perforación. Además, se construyen vías de acceso, piscinas para el depósito de materiales residuales de hidrocarburos, campamentos, etc³⁰. Esto genera problemas de deforestación, afectación de recursos biológicos, erosión y de deterioro de los recursos hídricos. Los lodos que se utilizan para hacer las perforaciones se almacenan en piscinas, las cuales no siempre están recubiertas para evitar la contaminación del suelo y aguas subterráneas. Cuando no se recubren perfectamente las paredes de los pozos, se presentan problemas de contaminación de aguas subterráneas con los fluidos de perforación y aguas salinas.

De igual manera si las cementaciones de los revestimientos quedan mal realizadas puede presentarse fugas de fluidos a través del anular que conlleven a contaminación de ecosistemas sensibles. Una vez que se inicia la perforación, se

³⁰ <http://censat.org/es/publicaciones-de-censat>

comienzan a generar desechos contaminantes, siendo los más importantes los cortes y lodos de perforación. Durante la perforación básicamente se tritura la roca, a profundidades que pueden llegar hasta unos 6 kilómetros, produciendo un tipo de desechos llamados cortes de perforación. Los cortes de perforación son una mezcla heterogénea de rocas y minerales cuya composición depende de la estratología local.

Entre mayor es la profundidad a la que se perfora, se genera mayor cantidad de desechos y estos pueden contener niveles más altos de toxicidad. En el proceso se utilizan lodos de perforación, los cuales pueden ser base aceite o agua. Desde la década de 1990 hasta la actualidad, la industria de perforación ha revolucionado en el manejo de fluidos de perforación y residuos de petróleo, lodos base aceite ha ido reemplazándose por los lodos a base de sintéticos (SBM) menos tóxicos. En la región de la Orinoquia, más exactamente en el piedemonte donde por cuestiones geológicas la mayoría de los yacimientos se encuentra a profundidades considerables, es claro que la generación de estos residuos es un problema mayor.

El mayor inconveniente en este caso no se produce por el volumen de sólidos que se generan, sino por la toxicidad de estos, ya que estuvieron en continuo contacto con el fluido de perforación y la misma formación³¹. Es muy común tener cortes con impregnaciones de aceites o cualquier otro contaminante proveniente de la misma formación. (Navarro, A. (1995). "Environmental Safe Drilling Practices"). Durante la perforación del pozo, se pueden llegar a contaminar con lodo los acuíferos dulces someros, estos lodos contienen químicos que son dañinos para las aguas subterráneas. Igualmente, si la cementación de las tuberías de revestimiento no es óptima, se puede presentar canalización de flujos por el anular entre la tubería y la pared del pozo, por donde pueden migrar los hidrocarburos o el agua salada, desde la profundidad (yacimiento) hacia las formaciones superiores que contienen agua potable.

³¹ <http://censat.org/es/publicaciones-de-censat>

También, durante la perforación se pueden presentar derrames de lodos, contaminando caños, morichales, humedales, ríos y pastizales. Finalmente, al terminarse la perforación, el abandono de la plataforma o locación puede ser poco amigable con el medio ambiente, dejando la zona descapotada, o con pastos impactados que mueren al poco tiempo. Otro impacto se genera al dejar los sobrantes del lodo de perforación dentro de las piscinas construidas en el suelo, quedando como pasivos ambientales de alto impacto, por los químicos dañinos que contienen.

3.3.1 Origen y Características de los Desechos de Perforación³².

La actividad de perforación de pozos petroleros genera desechos líquidos y sólidos que por sus características física-químicas constituyen una fuente de contaminación para el ambiente en el cual se desarrollan. Los desechos generados durante la actividad de perforación presentan dos fases, una líquida constituida por lodo de perforación y otra sólida, formada por los cortes de perforación. Los cortes adquieren muchas de las características del lodo y formación por ende constituyen un desecho de difícil manejo y disposición al medio ambiente.

El lodo de perforación, pasa a ser desecho una vez que culmina su vida útil, cuando se descarta por tasa de dilución diaria o por derrame en la localización. Los desechos generados poseen características físico-químicas que se derivan básicamente del tipo de fluido de perforación utilizado; en Colombia, en su mayoría, los lodos se clasifican en base agua y base aceite y los mismos son el principal contaminante de las aguas y los sólidos generados durante la perforación.

³² Manejo Ambiental para Campos Petroleros en los Procesos de Exploración, Perforación y Producción De Hidrocarburos. Tesis UIS.

Desechos contaminados con lodos base agua. Los desechos contaminados con los lodos base agua, como el Agua-Gel, son inocuos al ambiente, ya que sus características físico-químicas no superan los límites establecidos en las normas ambientales. En la mayoría de los casos estos fluidos son agua más bentonita y soda cáustica, en cuyo caso debe ser controlada, cloruros, unidades de pH y los sólidos totales en las aguas para descarga. Se caracterizan por ser de fácil manejo y económicos.

Desechos contaminados con lodos base aceite. Este tipo de desecho corresponde a sólidos de formación impregnados de fluidos base aceite que posee entre sus características químicas un alto contenido de hidrocarburos y algunos metales pesados como: plomo, cadmio, níquel, etc. En los efluentes líquidos el contenido de aceite, grasa e hidrocarburos queda, en su mayoría, en forma flotante por no ser líquidos miscibles en agua. De igual modo, la materia orgánica le aporta al efluente niveles elevados en la demanda química y bioquímica de oxígeno. Los fluidos a base aceite son los de mayor cuidado debido al impacto que ellos generan.

3.3.1.1 Fluidos de Perforación

El lodo o fluido de perforación es un líquido preparado con gran cantidad de aditivos químicos, que se bombea al pozo productor para actuar como lubricante y refrigerante a la broca o como herramienta, para levantar la roca cortada por la broca (conocida como cortes de perforación) hasta la superficie, evitar el derrumbe de las paredes del pozo y controlar los líquidos en las diferentes formaciones del subsuelo (aguas de formación, crudo o gas) fluyan sin control hacia la superficie. Los lodos y fluidos son altamente contaminantes, contienen los cortes de perforación, metales pesados y otros fluidos del pozo, como se observa en las tablas 5 y 6.

3.3.1.2 Cortes De Perforación

Los cortes de perforación son partículas que se desprenden de la formación desde la superficie interior del hueco, dichas partículas son creadas por la acción de las fuerzas de compresión y rotatoria del taladro. Desde el momento en que los cortes de perforación son desprendidos de las paredes del hueco hasta que llegan a la superficie, sufren una continua reducción de tamaño debido a la abrasión con otras partículas y la acción de triturar que ejerce la tubería de perforación, es por eso que el área superficial se incrementa en forma exponencial debido a la degradación de los cortes.

Los lodos solubles en agua tienen como componente principal la barita y el carbonato de calcio, a los que se añade compuestos inorgánicos como la bentonita y otras arcillas que aumentan la viscosidad. Estos lodos incluyen varios metales pesados tóxicos, sales inorgánicas, detergentes, polímeros orgánicos, inhibidores de la corrosión y biosidas, como lo muestran las tablas 5 y 6. La generación de lodos y cortes de perforación representa el mayor volumen de desechos que se generan durante la actividad de perforación.

Químicos usados en la perforación de pozos	
Químicos usados	Efectos a la salud
Bentonita (Silicato de Aluminio)	Irritante de ojos y de vías respiratorias.
Mil-Ex (Poliacrilamida aniónica)	Irritante de ojos, vías respiratorias y piel.
Hidróxido de Potasio (Potasa caustica)	Irritante de ojos, vías respiratorias, fuertemente corrosivo de piel (ulceroso) y tóxico por ingestión. Produce cáncer.

Polypac/Polipacul	Irritante de ojos y vías respiratorias.
(celulosa) Soda ASH (Carbonato de sodio)	Irritante de ojos, vías respiratorias y piel. Muy tóxico a la ingestión.
Barita (Sulfato de Bario)	Muy irritante en la inhalación (puede producir silicosis) e irritar ojos y piel. Es muy tóxico ingerido.
Benex/Gelex (Poliacrilato de Sodio)	Irritante de ojos y vías respiratorias
Carbón- Plate (Uintahita- Gilsonita)	Irritante de ojos y piel. Puede producir neumonías. Irritante con la ingestión.
Cal viva (Oxido de calcio)	Irritante de ojos y piel es tóxico en ingestión
XCD Polímero (policloruro de sodio)	Irritante de ojos
Barofibre	Irritante de ojos y vías respiratorias. Tóxico. Produce muerte de peces.
Mica	Irritante de ojos y vías respiratorias.
Milpar MD (detergente)	Irritante de ojos, vías respiratorias y piel.
Soda Caustica (Hidróxido de sodio)	Altamente irritante de ojos, vías respiratorias y piel.

Tabla 5: Químicos utilizados en la Perforación de Pozos.

Cadmio: Se recomienda cantidades inferiores a 1ppm.	Es un metal absorbido rápidamente por las plantas que presenta un gran riesgo potencial a la salud humana y la vida silvestre. La intoxicación aguda con cadmio incluye: náusea, vómito, dolores abdominales. Los efectos crónicos incluyen enfermedades renales que pueden llevar a una mala filtración renal, a piedras en el riñón y a la insuficiencia renal.
Plomo: La	Es tóxico para la mayoría de organismos vivos por sus

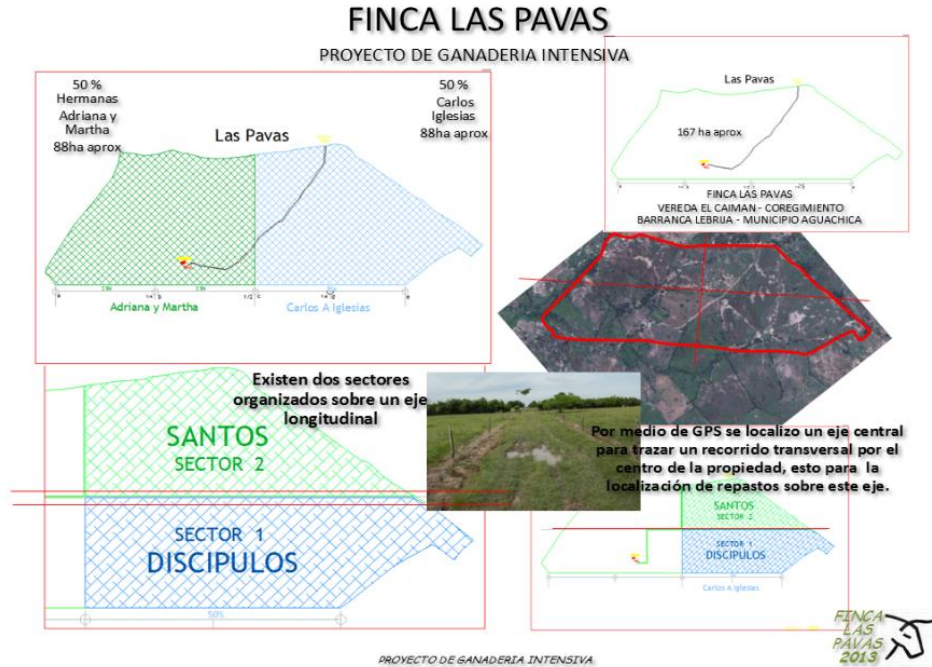
<p>Concentración máxima es de 50 microgramos/litro y de 150 microgr/m³ en la atmósfera. Según la OMS.</p>	<p>efectos sobre el sistema nervioso. Se acumula en el organismo hasta que alcanza niveles tóxicos y produce sus efectos. La intoxicación aguda produce vómitos, dolores abdominales, problemas renales, convulsiones, coma y muerte en 3-4 días. La intoxicación crónica puede tardar 10 años en aparecer, primero comienza con señales vagas como problemas gastrointestinales, fatiga, depresión, irritabilidad, y disminución de la capacidad mental para el razonamiento, la concentración, memoria.</p>
<p>Mercurio</p>	<p>La intoxicación aguda produce gastroenteritis, inflamación de las encías, vómitos e irritación de piel con dermatitis que pueden llegar a úlceras. Puede morir porque los riñones dejan de funcionar. La intoxicación crónica produce irritación de las encías hasta sangrar, sabor metálico y caída de dientes; pero la señal más característica y grave es el temblor, que empieza por los dedos, los párpados, la lengua y los labios, extendiéndose por todo el cuerpo hasta impedir la marcha.</p>
<p>Arsénico Se acepta presencia de 200 microgr/l</p>	<p>Síntomas de intoxicación aguda son: dolores abdominales, diarrea y deshidratación, y arritmia cardíaca que llevan al coma. Exposiciones crónicas pueden causar lesiones graves de piel (vesículas, úlceras, verrugas, dermatitis de contacto y cáncer), ojos (conjuntivitis) nervios (sensaciones extrañas en las extremidades y debilidad muscular), hígado (puede dar cirrosis).</p>

Cobalto	<p>Todos estos metales tienen la capacidad de acumularse en seres vivos y entrar a formar parte de las cadenas de alimentos. Aparecerán lesiones de piel, con dermatitis de contacto, eccemas, enrojecimientos con vesículas, (y conjuntivitis en ojos), hasta úlceras. Respiratorias (desde molestias hasta neumonías y asma). Digestivos (gastroenteritis, con dolores abdominales, ulceraciones, problemas de hígado). Cardiacos (arritmias). Lesiones nerviosas con trastornos del movimiento de las extremidades.</p>
Cobre	
Hierro	
Manganeso	
Antimonio, Bario	
Plata, Estaño	
Zinc, Cromo	

Tabla 6: Metales pesados extraídos del subsuelo mezclados con el petróleo.

3.3.1 AFECTACIONES PROYECTO DE PERFORACIÓN FINCA LAS PAVAS (Municipio de Aguachica, Vereda El Caimán - Departamento Cesar).

Figura 13: Ubicación Finca las Pavas, Aguachica Cesar.



Fuente: Información Dueños Predios.

La Finca “LAS PAVAS” son predios, con una extensión de 167 hectáreas y 4.400 metros, como se observa en la figura 13, que corresponden a un ecosistema de sabana caracterizado en bosque seco neotropical. Esta es una finca dedicada a la ganadería extensiva, la hacienda aloja más de cuatrocientas cabezas de ganado y este índice corresponde a un plan de trabajo gradual que progresivamente ha permitido sostener más animales en el predio.

Este aspecto se debe al uso de parámetros técnicos como el uso de dispensadores de agua automatizados, cercas eléctricas y manejos agronómicos del suelo que garantizan la supervivencia de animales de manera sostenida y a su vez mejoran el manejo animal al lograr un proceso de rotación y aprovechamiento forrajero necesario y adecuado al sistema donde permanece la explotación animal.

La empresa VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN COLOMBIA S.A.S, siendo titular del contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos VMM-2, adelantaría las obras de Construcción de la Locación del Pozo EL CEJUDO así como sus vías de acceso y otras obras relacionadas con la actividad petrolera dentro de este predio³³. El avalúo comercial de la servidumbre legal de hidrocarburos, realizado por un Ingeniero Catastral en su momento determinó una suma de \$149.635.954 como valor a pagar por perjuicios ocasionados.

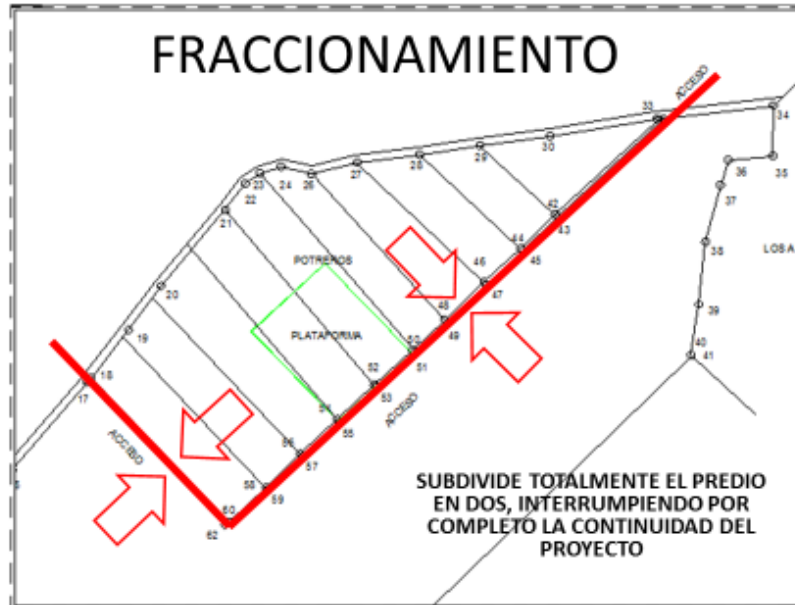
Ante la renuencia de los propietarios a acceder al proyecto y las diferencias en precio con respecto al avalúo por servidumbres, la empresa VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN COLOMBIA S.A.S interpuso demanda con el fin de solicitar que se realizara un dictamen pericial mediante el cual se determinara el valor de las servidumbres legales por concepto de hidrocarburos, el informe pericial determinó que la suma real correspondiente a las afectaciones generadas por la implementación del proyecto eran \$765.146.565.

Los impactos detectados en la finca las pavas debido a la construcción del pozo El Cejudo son los siguientes:

- Se seccionaba o dividía la propiedad en dos partes, las cuales quedarían afectadas por circulación de maquinaria pesada, contaminantes de ruido y de gases, de esta forma el proyecto de ganadería extensiva que se desarrolla quedaría seccionado o fraccionado, o tendría que terminarse, como se observa en las figuras 14 y 15.

³³ Demanda interpuesta por afectados Finca Las Pavas, Aguachica Cesar.

Figura 14: Fraccionamiento de Finca Las Pavas por Plataforma Perforación pozo El Cejudo



Fuente: Investigación realizada Dueños de Predios.

Figura 15: Zona afectada Finca Las Pavas por Plataforma Perforación pozo El Cejudo



Fuente: Investigación realizada Dueños de Predios.

- Al ampliar el camino central de circulación (Vía principal de la finca), como se evidencia en la figura 16, se daña el concepto del camino central longitudinal, creado para desplazar lotes de ganado con un solo vaquero, sin que se desordenen o se devuelvan, en un espacio de 7 metros como era originalmente se permite el control de los lotes de ganado hasta con un trabajador a pie, con una distancia de 30 metros se vuelve imposible controlar que los animales se devuelvan, sería necesario la actuación de mínimo dos vaqueros, lo cual acarrearía costos a perpetuidad.

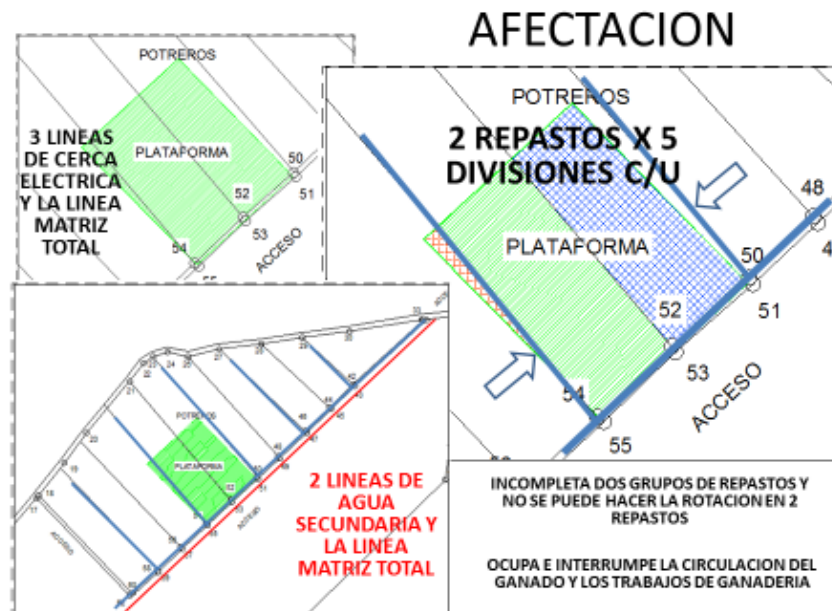
Figura 16: Zona afectada por Ampliación de Corredor Central Finca Las Pavas



Fuente: Investigación realizada Dueños de Predios.

- Al existir la circulación por el mismo sitio, crea conflicto entre la circulación del ganado y el movimiento de maquinaria pesada dentro del proyecto de ganadería, creando problemas de intranquilidad en los animales, esto se refleja en la pérdida de kilos o en el no incremento de peso en los animales.
- La adecuación que Vetra realizara de la circulación longitudinal (de este a oeste), ocasiona el daño irreversible en la red matriz de aguas, que surte todos los bebederos de la finca, haciéndose imposible la reconexión sin cortar el suministro de agua en el resto de la propiedad, lo que no permitiría tener animales en la finca. (Figura 17).

Figura 17: Redes Matrices de Agua y Electricidad afectadas, así mismo divisiones de repastos Finca Las Pavas.

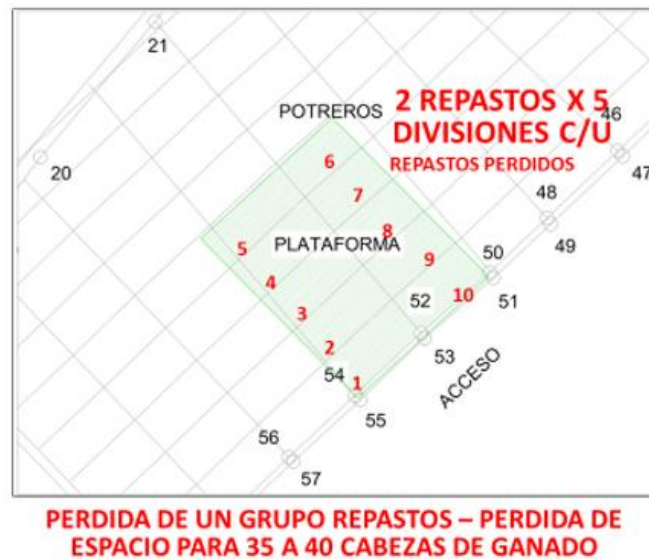


Fuente: Investigación realizada Dueños de Predios.

- Pérdida total de la red matriz de la cerca eléctrica que distribuye la corriente a todos los repastos y divisiones donde se encuentra el ganado, sería necesario un puente provisional para dar continuidad a la corriente eléctrica y así poder controlar los animales en los repastos (Figura 17).

- Los accesos que ellos van a utilizar para el ingreso al pozo son los que el propietario utiliza para ingreso de personal, materiales e insumos, así mismo es el corredor principal de la finca por donde se conduce el ganado a los diferentes potreros de pastoreo, se crearía un conflicto en el ingreso por el mismo sitio.
- De acuerdo a lo visto en la propiedad, la locación del Pozo el Cejudo, afecta dos grupos de repastos, de cada grupo ocupa un repasto en más de 200 metros, por lo tanto se sacrifican 5 divisiones en cada repasto, 10 divisiones en total, esto es equivalente al 50% de un grupo de repastos, por lo tanto el ciclo de alimentación se rompe, ya no logra acumular los días necesarios para la recuperación del alimento, por lo tanto se está perdiendo el espacio para dar alimento en promedio a 30 animales, ya que no existe forma de reagrupar estos repastos con otros existentes, esto se puede observar en la figura 18.
- La adecuación de la plataforma traería consigo afectaciones en cuanto a las correntías de aguas lluvias en la zona, las cuales se daban precisamente en la zona que ellos exigían para la construcción de la plataforma y de las locaciones (Figura 19).

Figura 18: Pérdidas de Grupos de Repastos.



Fuente: Investigación realizada Dueños de Predios.

Figura 19: Afectación Correntías Aguas Lluvias.



Fuente: Investigación realizada Dueños de Predios.

4 IMPACTOS AMBIENTALES GENERADOS POR LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

Los impactos ambientales de la producción se relacionan principalmente con el manejo de lodos de perforación, los residuos sólidos, y la “estimulación” de los pozos mediante acidificación y fracturamiento hidráulico. Así mismo con el manejo de las aguas industriales³⁴. En cuanto a los lodos, la contaminación de aguas superficiales y subterráneas es el mayor riesgo. En Colombia ha sido frecuente la generación de pasivos ambientales intergeneracionales asociados a los procesos de explotación.

En cuanto a residuos sólidos, se tiene que la composición de esos residuos en un campo petrolero típico colombiano, tiene la siguiente constitución: 56% bolsas de papel de productos químicos, 19% filtros de aceite, 6% tela impregnada de crudo, 6% asbesto cemento, 5.6% espuma, 3.3% residuos de crudo, 1.2% residuos de centro médico. El resto son baterías, fibra de vidrio, pinturas, y otros. Los métodos de “estimulación” pueden generar problemas de contaminación de acuíferos. Las aguas de producción pueden tener concentraciones muy altas de Cloro, Sodio, Azufre, metales pesados, fenoles, etc. Además, estas aguas pueden presentarse a muy altas temperaturas.

Estas constituyen un riesgo para la Contaminación de las aguas y los suelos, y para la vida de los ecosistemas sobre los que ellas se vierten. La combustión de gas natural de los yacimientos petroleros produce emisiones de monóxido de carbono, óxido de nitrógeno y, dependiendo de la composición de gas, dióxido de azufre. La construcción de campamentos e instalaciones generan los impactos ambientales típicos que se asocian al movimiento masivo de suelos, producción de aguas residuales y desechos.

³⁴ Manejo Ambiental para Campos Petroleros en los Procesos de Exploración, Perforación y Producción De Hidrocarburos. Tesis UIS.

Hacia las zonas de explotación y alrededor de los campamentos e instalaciones, ha sido frecuente la inmigración y el aumento de la presión de colonización sobre los ecosistemas aledaños. Esto frecuentemente ha generado situaciones de violencia, inflación local, y diversos tipos conflictos con comunidades nativas y grupos étnicos, entre otros.

Durante la producción del petróleo se corre el riesgo de contaminar los acuíferos subterráneos de manera permanente, con hidrocarburos, a través de canalizaciones que se generan por el anular del pozo, por mala cementación del revestimiento; o a través de la interconexión de fracturas artificiales con pozos abandonados o mal cementados, o con fallas naturales, durante el fracturamiento hidráulico de las Lutitas. Como ejemplo se tiene el caso presentado en la Amazonía ecuatoriana, en un campo abandonado por Texaco (hoy Chevron), explotado durante las décadas de los setenta y ochenta, donde no solo se contaminaron las aguas subterráneas, sino también las superficiales (humedales)³⁵. Y el caso recientemente en Colombia, en la vereda La Esmeralda del municipio de Acacias (Meta), donde pozos artesianos de agua fueron contaminados con crudo del campo Chichimene.

En la etapa de producción, los problemas en materia ambiental ocasionados por el desarrollo de la infraestructura necesaria, son muy similares a los generados en la etapa de perforación, teniendo en cuenta que mientras la duración de la etapa de perforación es temporal, la duración de la etapa de producción es mucho más extensa o permanente, de acuerdo a la vida productiva del campo. Es importante aclarar que gran parte de la logística e infraestructura que se realiza en la etapa de perforación puede ser de gran uso en esta etapa, como por ejemplo la adecuación de las vías de acceso.

³⁵ Environmental management in oil and gas Exploration and production. Joint E&P Forum/UNEP Technical Publication.

De los innumerables impactos ambientales que la industria petrolera genera durante esta etapa, los más significativos, por su magnitud y carácter irremediable (no se pueden corregir después de presentados y el daño queda a perpetuidad), son: la extracción de petróleo en zonas de estancamiento hidrodinámicas (Caso Cuenca Llanos Orientales) y la contaminación de las aguas subterráneas potables.

4.1 Etapas Del Proyecto³⁶.

Las etapas que se desarrollan para un proyecto de producción son:

- Planeación
- Construcción de la locación (Instalación de equipos y realización de obras necesarias)
- Producción de hidrocarburos

4.1.1 Planeación

El primer paso para planear la producción en un pozo es la recopilación de todos los datos posibles relacionados: pruebas de pozo, potencial, presión en fondo, pruebas de productividad, determinación del nivel del fluido, medidas de temperatura, tipos de sistemas de levantamiento a utilizar (cuando sea necesario). El ingeniero encargado de la operación debe realizar un bosquejo general sobre los objetivos del trabajo teniendo en cuenta una gran cantidad de factores entre los que se pueden enumerar los siguientes:

- Determinar el tipo de fluido que sale del yacimiento.
- Determinar el tipo de tratamiento que se le debe dar al fluido.

³⁶ Manejo Ambiental para Campos Petroleros en los Procesos de Exploración, Perforación y Producción De Hidrocarburos. Tesis UIS.

- Determinar el diseño y construcción de los equipos y tanques a utilizar.
- Clase y costos de combustibles que se van a utilizar durante las operaciones de acuerdo a la disponibilidad de maquinaria.

4.1.2 Construcción de la Locación (Instalación de equipos y obras necesarias).

Equipos de Almacenamiento de Combustibles y Productos Químicos: Con el fin de evitar la contaminación, el almacenamiento de combustibles y los depósitos de productos químicos deberán construirse en espacios confinados con las debidas previsiones para contener cualquier derrame y facilitar la limpieza.

Esta etapa consiste en la adecuación de una superficie plana para la ubicación de separadores, tanques de almacenamiento, tanques de tratamiento, piscinas y demás equipos necesarios para la producción.

Para la construcción de la explanación se requiere remover la capa vegetal, corte y relleno de gran cantidad de tierra, adecuar la localización de cunetas, drenajes, y muros de contención para estabilizar taludes.

Las actividades que mayor grado de incidencia pueden ejercer sobre el entorno son:

- Remoción de suelo (descapote) y cobertura vegetal (desmonte)
- Excavaciones y construcción de taludes y bermas
- Explanación, rellenos y terraplenes
- Disposición de sobrantes
- Construcción de obras necesarias
- Movilización de maquinarias y equipos
- Montaje de equipos.

Estación de Recolección y Tratamiento de Crudo y Gas: La finalidad principal de la estación de recolección es almacenar la producción proveniente del pozo separada en sus diferentes fases (crudo, gas y agua), para su posterior tratamiento. Puesto que la separación mencionada anteriormente no es cien por ciento efectiva, se requiere de plantas de tratamiento para cada una de las fases con el fin de optimizar su separación.

El crudo es sometido a un tratamiento electrostático donde más agua es separada del aceite, posteriormente es enviado a tanques de almacenamiento. El gas es recolectado para su tratamiento y posterior envío a refinería y/o consumo. En el caso del agua producida esta debe ir a la planta de tratamiento de aguas producidas para su posterior disposición (inyección o vertimiento).

Dicha estación está compuesta por las siguientes unidades o equipos:

- Serpentina: juego de válvulas a donde llegan las líneas de flujo de los pozos.
- Separador general trifásico: este es el encargado de separar el agua, gas y crudo.
- Separadores de prueba trifásicos este tipo de separadores tienen la misma finalidad del general, pero para cada pozo en su medida.
- Tanques de almacenamiento de crudo.
- Bombas de transferencia.
- Tanques de almacenamiento de agua producida.
- Tea (quemador de gas sobrante)
- Sistemas de tratamientos de aguas producidas: separadores API, piscinas de retención, piscinas de oxidación

Las actividades que mayor grado de incidencia pueden ejercer sobre el entorno son:

- Remoción de suelo (descapote) y cobertura vegetal (desmonte)
- Excavaciones y construcción de taludes y bermas
- Explanación, rellenos y terraplenes
- Disposición de sobrantes
- Construcción de obras necesarias
- Movilización de maquinarias y equipos
- Montaje de equipos

Planta de Tratamiento de Aguas Producidas: Debido a la optimización en la separación de las fases, el agua producida es tratada con el fin de eliminar el contenido de aceite y sólidos en suspensión.

Dicha planta está compuesta por las siguientes unidades o equipos:

- Tanque de almacenamiento en cemento enterrado
- Interceptor de placas corrugadas (CPI) (desnata, precipita y evacua sólidos)
- Celda de flotación (ICF) (evacuación de aceite y sólidos finos)
- Filtros
- Tanques de almacenamiento
- Bombas de inyección (para el caso de su inyección)

Obras de Infraestructura: Para el desarrollo del campo en la etapa productiva, gran parte de las obras realizadas durante la etapa de la perforación serán adecuadas de acuerdo a sus respectivos requerimientos. Se deberán realizar obras civiles en las que se necesitan realizar grandes explanaciones, originando modificaciones bastante notorias en el terreno, dejando descubiertos taludes de cortes y generando en algunas ocasiones taludes de relleno con material que puede ser igualmente degradado por las aguas de escorrentía.

Las actividades que mayor grado de incidencia pueden ejercer sobre el entorno son:

- Remoción de suelo (descapote) y cobertura vegetal (desmonte)
- Excavaciones y construcción de taludes y bermas
- Explanación, rellenos y terraplenes
- Construcción de obras necesarias,
- Movilización de maquinarias y equipos

4.1.3 Producción de Hidrocarburos.

Después de localizar una formación productora, cuando se tiene éxito, el siguiente paso es determinar cómo traer ese valioso fluido a la superficie. Existen varios métodos disponibles, y aquel que sea seleccionado deberá tomar en cuenta la profundidad y el tipo de formación, la relación gas – petróleo, la viscosidad del petróleo crudo, y el aspecto económico del proyecto entero.

Una vez que el pozo haya sido terminado con la tubería de revestimiento colocada, cementado, cañoneado, y estimulado, si es necesario, está listo para ser equipado para la producción. Las actividades que mayor grado de incidencia pueden ejercer sobre el entorno son:

- Operación de cabeza de pozo
- Mantenimiento de Pozos
- Transporte de fluidos de Producción
- Tratamiento de Fluidos
- Almacenamiento.

4.2 EL HIDRODINAMISMO Y SUS EFECTOS EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

Las zonas de estancamiento hidrodinámicas se forman cuando las direcciones de flujo del agua subterránea son opuestas a la pendiente estructural (Person et al, 2012). Dichas zonas se propusieron por primera vez por Toth (1988). Sin embargo Toth (1988) presentó su hipótesis en el contexto de yacimientos horizontales que no tienen unidad de flotación.

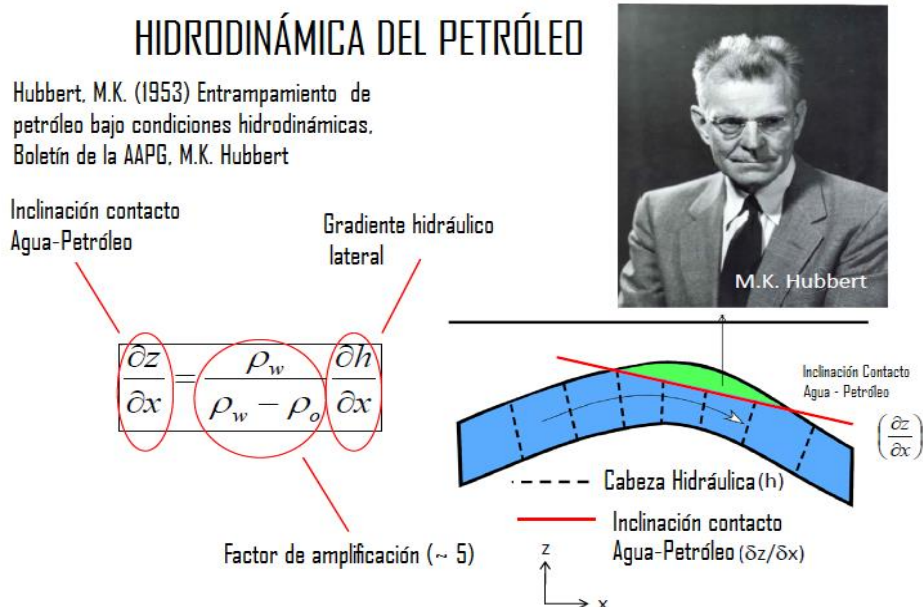
Los efectos hidrodinámicos ocurren en aquellos entrapamientos petroleros que tienen algún sistema de flujo de aguas subterráneas que actúa como fuente de recarga de energía, la formación o roca donde está atrapado el petróleo posee continuidad lateral, y existe recarga volumétrica en algún punto en superficie.

El fenómeno se detecta al comprobarse la alta producción de agua junto con el petróleo (el corte inicial de agua es alto y con el tiempo aumenta considerablemente), la presión del yacimiento se mantiene constante (existe recarga: volumen de fluido que sale es reemplazado por otro fluido que entra al yacimiento), y el agua que se produce, junto con el petróleo, es dulce (punto de recarga en superficie ríos, quebradas, caños, lagos o lagunas).

La hidrodinámica del petróleo (Figura 20) ha sido descrita desde hace más de 50 años, algunas de las primeras investigaciones fueron realizadas por **M. K. Hubbert** (40), (5 de octubre de 1903 – 11 de octubre de 1989), geofísico que trabajó para el laboratorio de investigación de la compañía Shell en Houston, Texas. Realizó diversas contribuciones a los campos de la geología y geofísica, especialmente la teoría del pico de Hubbert, que tiene importantes connotaciones políticas³⁷.

³⁷ Entrampamiento de petróleo bajo condiciones hidrodinámicas. M.K Hubbert. Boletín AAPG. 1953.

Figura 20: Petroleum Hydrogeology of the Llanos Basin



Fuente: The Role of Hydrodynamic Stagnation Zones. 1Mark Person, 1David Butler, 2Carl W Gable, 3Tomas Villamil, 4David Wavrek, and 5Daniel Schelling (Modificado de Person et al. (2012, AAPG Bulletin))

Este fenómeno hidrodinámico se presenta en muchos de los yacimientos petroleros que se explotan actualmente en los Llanos Orientales, y es uno de los principales factores que contribuyen a la disminución del caudal de algunos de los principales afluentes hídricos presentes en esta cuenca ³⁸, las evidencias son claras: primero, la disminución del caudal de los ríos, caños y quebradas; comprobable con Geología de superficie e Información histórica de precipitaciones o solo observando las estadísticas y las fotografías del pasado, donde muchos de los ríos eran navegables y hoy no lo son, también teniendo en cuenta múltiples factores que inciden en las sequías presentes en las zonas ejemplo de esto calentamiento global, agricultura, ganadería extensiva, etc. Segundo, las cantidades descomunales de agua dulce que hoy se producen en los campos de esta zona, solamente en los campos de Rubiales, Quifa, Pirirí, Caño Limón, Castilla y Chichimene se producen cerca de 9 millones de barriles diarios de agua

³⁸ Impactos ocasionados por el Hidrodinamismo en la Cuenca de los Llanos, Oscar Vanegas.

(1.431 millones de litros); el agua de formación en un yacimiento generalmente es agua que presenta salinidades similares a las de un ambiente marino; en los llanos orientales debido al lavado y volcamiento de aguas meteóricas que se presenta, estas salinidades están muy por debajo de lo normal, comprobándose que el agua que se extrae en los pozos proviene de superficie (Figura 21A).

Tercero, el agua que se produce es dulce, debido a que la fuente de recarga son infiltraciones de agua meteórica que vienen desde la cordillera oriental, estudios han propuesto áreas de recarga como la Serranía de la Macarena al sur, generando un flujo en dirección N-NE (ELF-Aquitane, 1984; PETROCANADA y ECOPETROL, 1989; Villegas et al, 1994 y ECOPETROL y BEICIP-FRANLAB y ECOPETROL, 1995). Rasgos topográficos locales y la paleo topografía del basamento controlan la dinámica de los fluidos en el área mediante la generación de barreras de flujo (e.g. paleoalto de Vorágine); pero la fuente de recarga más importante se da gracias al aporte constante de los afluentes hídricos presentes en la zona (ejemplo Río Meta y sus afluentes principales: río Upía, el río Manacacías, río Cusiana y río Cravo Sur; Río Guaviare con sus principales afluentes como Río Siare, Río Iteviare, Caño las Viejitas, Río Uva, Río Cada, Caño Chupabe), que han lavado las aguas propias del yacimiento, llevándolas de salobres a frescas.

Y cuarto, la presión de los yacimientos se mantiene constante, ejemplo Campo Rubiales (Figura 21B), en el cual la presión del yacimiento a través de su historia de producción en promedio, se ha mantenido en 1.100 psi luego de 40,9 millones de barriles de aceite producidos acumulados hasta junio de 2009, (Gómez et al. Boletín ACGGP 2010). Existen múltiples estudios realizados en todo el mundo, en los cuales se demuestra la existencia de estas zonas de estancamiento hidrodinámicas en los Llanos Orientales, así mismo se han creado modelos a nivel de laboratorio y se han realizado simulaciones con software especializado, con el fin de reproducir estas condiciones de entrampamiento. (Figura 22).

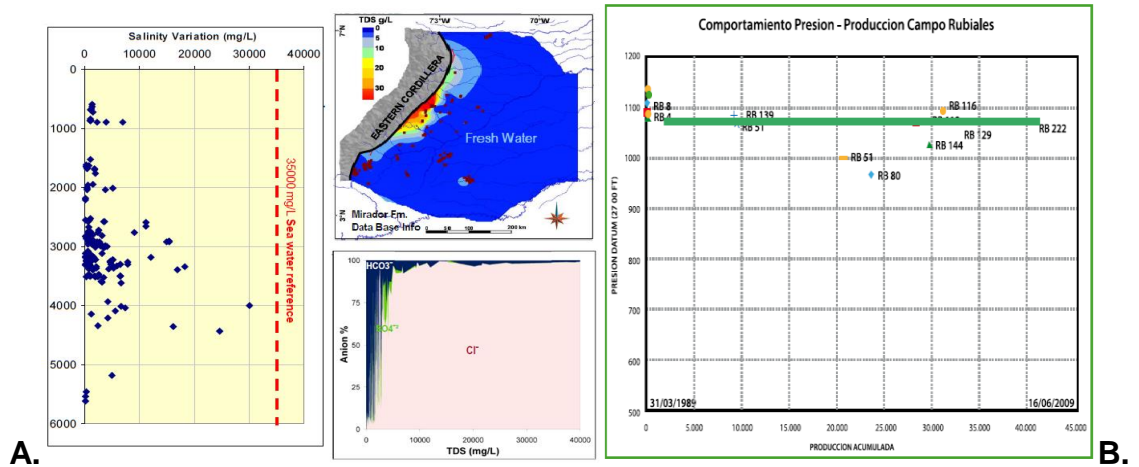


Figura 21: A. Variaciones de Salinidad Pozos Cuenca Llanos (Modificado de Variation in Salinity and Origin of Groundwater in the Foreland Llanos Basin of Colombia: A 3D Modeling for Diagenetic Water); B. Evolución de la presión del yacimiento vs la producción acumulada en el Campo. (Gómez et al. Boletín ACGGP 2010).

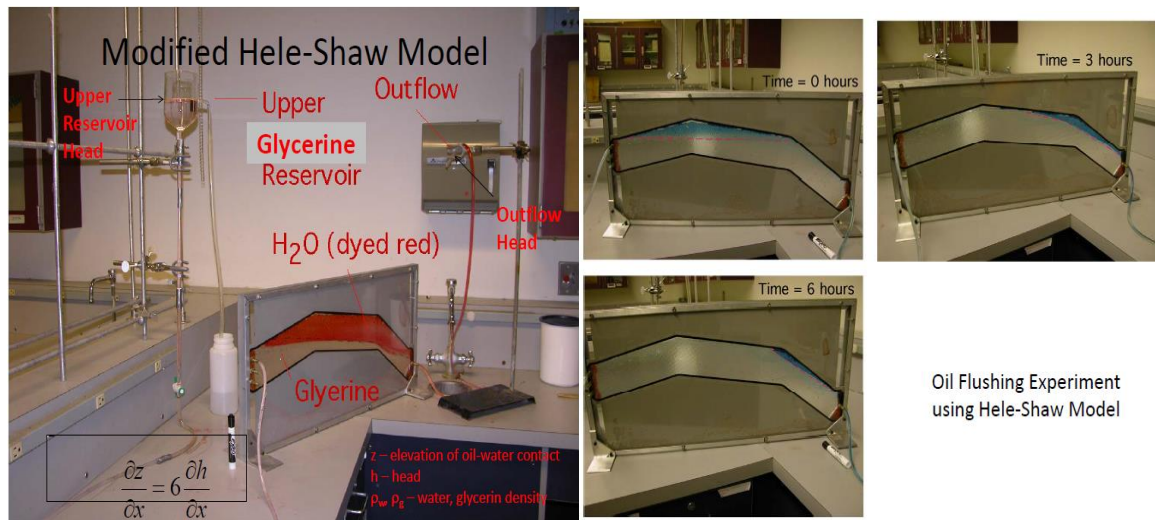


Figura 22: Petroleum Hydrogeology of the Llanos Basin: The Role of Hydrodynamic Stagnation Zones. 1Mark Person, 1David Butler, 2Carl W Gable, 3Tomas Villamil, 4David Wavrek, and 5Daniel Schelling (Modificado de Person et al. (2012, AAPG Bulletin))

Para mitigar el impacto, el gobierno debe legislar exigiendo cero vertimientos, lo cual obligaría a la industria petrolera a reinyectar el agua; esta reinyección debe hacerse al mismo yacimiento y no a otras formaciones superiores para evitar otro grave impacto: la contaminación de los acuíferos potables de poca profundidad., al

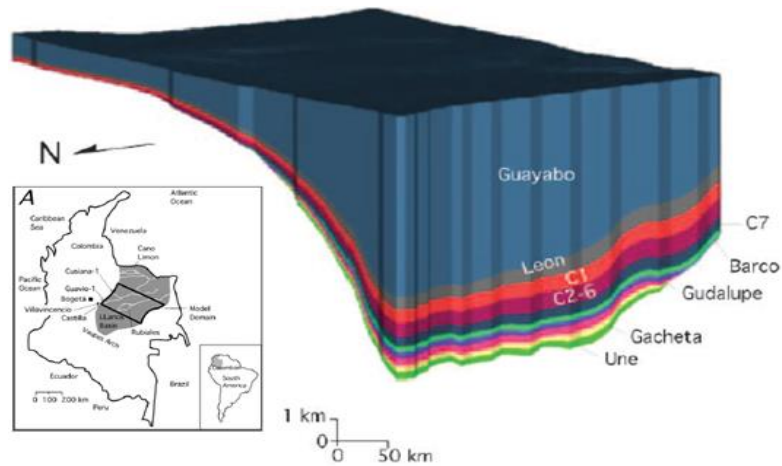
realizarse estas reinyecciones se mantendría el equilibrio de balance de masa permitiendo que el yacimiento no se recargue con aguas superficiales y subterráneas y de esta forma no se impacte directamente la disponibilidad de las mismas. Estos acuíferos subterráneos son vitales para las futuras generaciones; pues la disponibilidad de agua superficial está disminuyendo por la reducción del caudal de los ríos y su contaminación con las aguas residuales del petróleo, las aguas industriales y domésticas de los centros urbanos. El agua subterránea potable es el activo más valioso que se poder dejar como herencia a nuestras futuras generaciones.

4.2.1 Descripción de la Cuenca Llanos

La Cuenca Llanos Orientales es una cuenca sedimentaria subandina de tipo foreland (Bachu et al, 1995) localizada en Colombia entre la Cordillera Oriental y el Escudo precámbrico de la Guyana, es una cuenca de antepaís sedimentario que cubre 73.000 mi² (189.069 km²) y contiene tanto 17.000 pies (5183 m) de los sedimentos Mesozoico y terciario que adelgazan hacia el Oriente hasta llegar a los 3000 pies (914 m) (Figura 23).

Los fluidos en los poros en muchas regiones de la cuenca de los Llanos van de salobres a frescos (Villegas et al., 1994), sugiriendo que las unidades marinas han sido parcial o totalmente lavadas por intrusión de agua meteórica o por la recarga constante a través de los ríos presentes en la zona. A su vez, el sector de los llanos es el resultado de una compleja evolución tectonoestratigráfica que va desde el Jurásico hasta el Mioceno, donde como resultado del rápido levantamiento tectónico de la Cordillera Oriental resulta en la formación de una cuenca tipo foreland con grandes espacios de acomodación (Cooper et al, 1995; Pindell et al, 1997; Villamil, 1999).

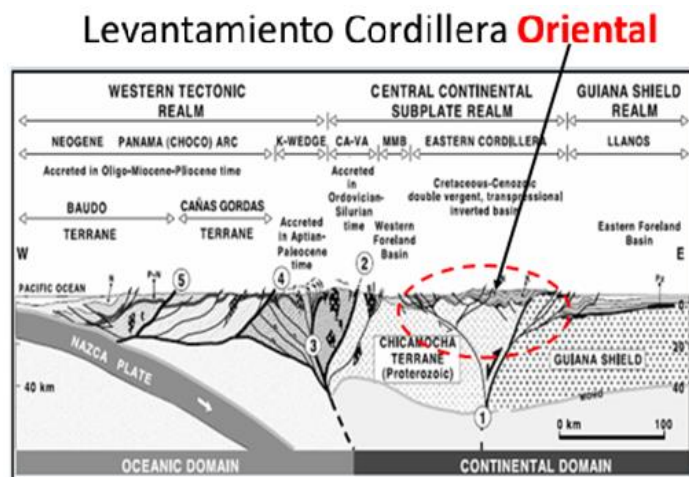
Figura 23: Corte Cuenca Llanos orientales



Fuente: Modificado de Person Et Al, Hydrodynamic stagnation zones: A new play concept for the Llanos Basin, Colombia

La figura 24 muestra un corte en dirección E – W de los Andes Colombianos, el cual incluye la Cuenca Llanos que es el área de interés, la edad de levantamiento de la Cordillera Oriental se lleva a cabo a finales del Cretácico y comienzos del Cenozoico, relacionándola con la edad de los pulsos de generación de hidrocarburos. En general se observa que no es una zona afectada por fallas a nivel regional dejando la posibilidad de afectación por fallas locales

Figura 24: Corte en dirección E - W de los Andes Colombianos.



Fuente: Impactos de la industria petrolera en el medio ambiente. Oscar Vanegas

La cuenca de los Llanos Orientales y el Piedemonte llanero constituyen un área que ha sido de interés exploratorio por más de tres décadas. Durante este periodo han sido tomadas diferentes medidas de presión y análisis fisicoquímicos del agua de formación, con el fin de caracterizar la naturaleza y dinámica de los hidrocarburos presentes. La interpretación de estas medidas de presión en términos de potencial de fluido y cabeza hidráulica ha permitido la interpretación de diferentes y complejos sistemas hidrodinámicos de flujo.

4.2.1.1 Hidroestratigrafía Cuenca Llanos.

Un sistema acuífero puede ser definido como intervalo estratigráfico compuesto por una o más unidades similarmente hidráulicas con la presencia de acuitardos, que a nivel local pueden ser significativas barreras de flujo, pero a nivel regional no. En el área están presentes dos sistemas principales con diferentes propiedades hidráulicas y fisicoquímicas.

El primero en el Piedemonte³⁹ con los acuíferos Mirador, Barco y Guadalupe y un segundo sistema que cubre el bloque subandino y la zona Llanos con 5 acuíferos: Sistemas Mirador, Barco, Guadalupe, Gachetá y Une. Bachu et al (1995), presenta una descripción más detallada de las características sedimentológicas de cada unidad hidroestratigráfica. Pese a que las unidades de flujo previamente nombradas se presentan en gran parte de la cuenca, su comportamiento hidráulico varía geográficamente y está íntimamente relacionado al estilo estructural local.

Es así, como en la zona Piedemonte el comportamiento de estas unidades es variable en dirección NE-SO generándose sistemas compuestos donde los acuíferos que son independientes en un campo forman una sola unidad de flujo en

³⁹ Hidrodinámica e Hidrogeoquímica del piedemonte llanero colombiano. Hipótesis de rutas de migración a partir de técnicas hidrogeológicas. Boletín de Geología.

los campos contiguos, esta variabilidad sugiere la evaluación cuidadosa de los mapas potenciométricos y la realización de perfiles detallados PE.

4.2.1.2 Sistemas De Presión

El perfil PE regional muestra dos claras tendencias. Un primer sistema de valores sobrepresionados compuesto por los sistemas de presión en el Piedemonte, y un segundo grupo generalmente hidrostático con algunos valores anómalos levemente subpresionados (menores a la presión debida al gradiente hidrostático) correspondiente a mediciones en los acuíferos Cretácicos del sector Llanos centro.

Sector Piedemonte (SP): Este grupo de estructuras se caracteriza por la compartimentalización desde el NE de la zona de estudio, en las estructuras Floreña, Dele, Pauto y Volcanera y más al sur por Cupiagua y Cusiana. Las estructuras del norte (Zona del tren de estructuras cabalgantes según Martínez, 2002) se caracterizan por la presencia de escamas de cabalgamiento que condicionan la aparición de diferentes yacimientos en la vertical, además de la generación de compartimientos al interior de cada escama, lo cual es evidente por trenes sobrepresionados (Figura 25). La zona de transición de estructuras aisladas correspondiente al sector del campo Cupiagua se caracteriza por contener un solo “Play” productor, que agrupa a las Fms. Mirador, Barco y Guadalupe en un único acuífero en donde la Fm. Cuervos no actúa como barrera de flujo vertical. Debido a esto, es de esperarse una mezcla de fluidos (tanto para agua y aceite).

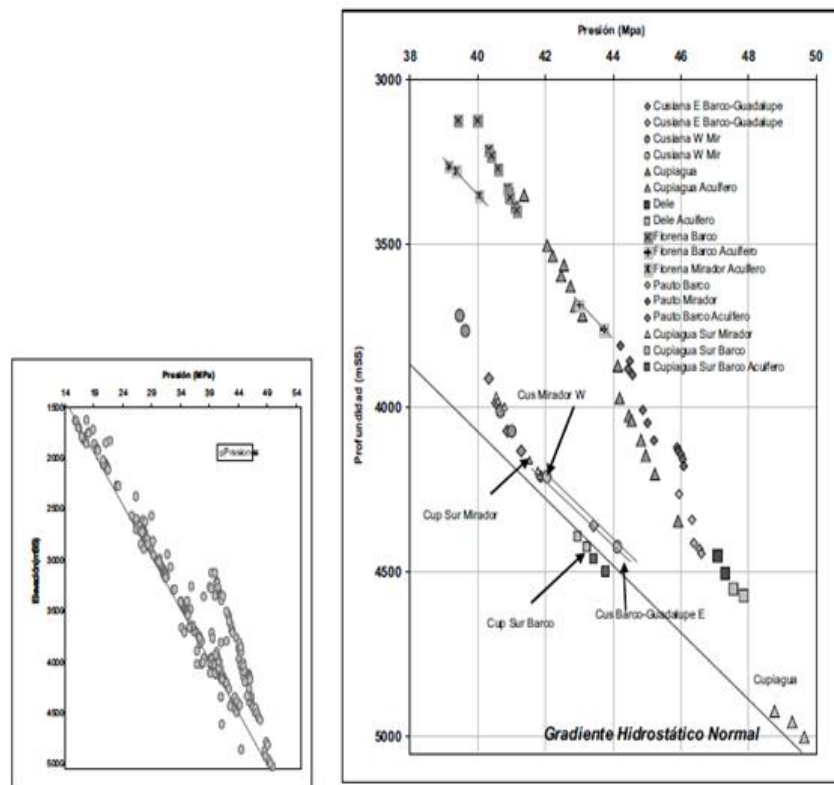
En la extensión sur del campo Cupiagua (Cupiagua Sur) la Fm. Los Cuervos actúa como barrera separando nuevamente los sistemas acuíferos Mirador y Barco-Guadalupe, convirtiéndose este sector en una zona de transición entre un sistema hidráulico de comunicación vertical a uno que presenta ausencia de conectividad. La reducción de cloruros en tiempo junto con el incremento de los cortes de agua sugieren una recarga activa del sistema.

Presión Sector Llanos Centro (SLLC) Este sector presenta un comportamiento de acuerdo al estilo estructural de sus reservorios (estructuras anticlinales suaves,

limitadas al este por fallas antitéticas que presentan un salto en las formaciones someras). Las condiciones de presión varían por formación encontrándose para la Fm Carbonera sistemas levemente subpresionados a sobrepresionados comportándose al este como un sistema de fluidos independiente en los niveles arenosos con barreras verticales.

Las condiciones de presión en el acuífero Mirador varían en general entre 16,9-45,6 MPa a profundidades entre 1783-4614 mSS, encontrándose sistemas sobrepresionados (como en los campos La Gloria, Tocaria con una capa de gas y API entre 25 a 31° ,

Figura 25: Perfil PE. Sistemas de Presión Cuenca Llanos y Piedemonte.

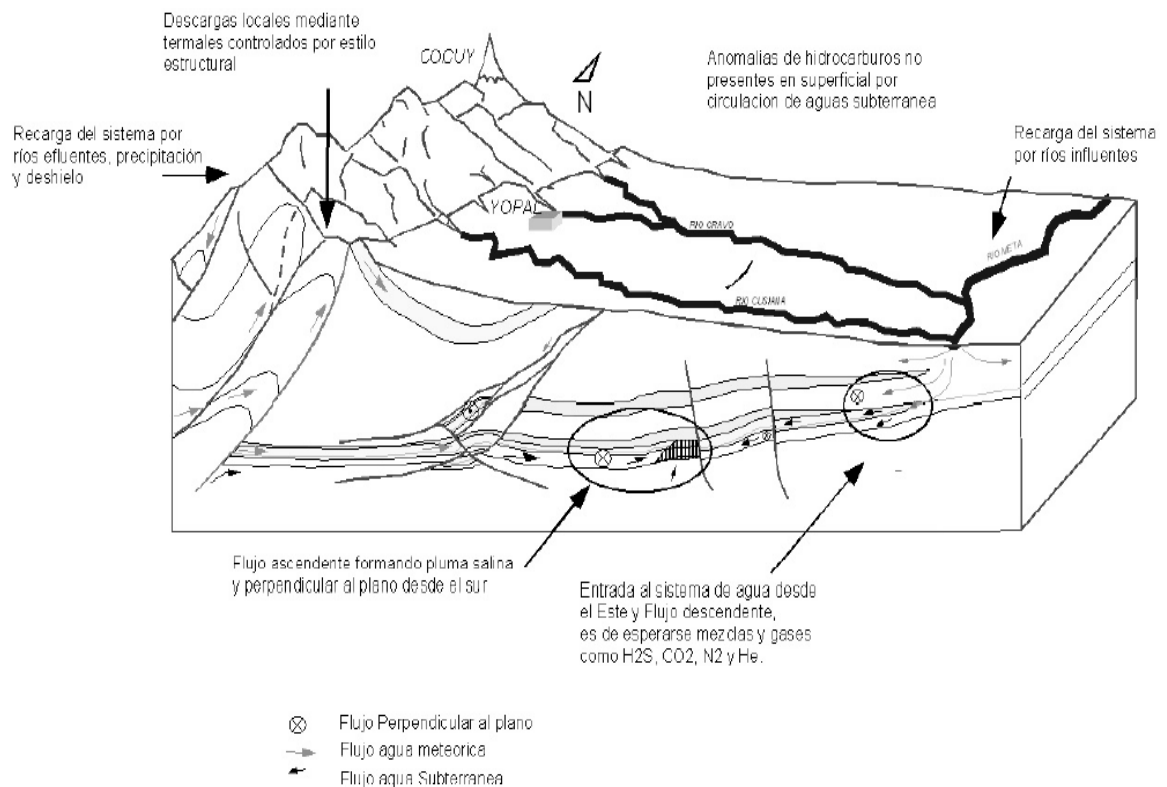


Fuente: Hidrodinámica e Hidrogeoquímica del piedemonte llanero colombiano. Hipótesis de rutas de migración a partir de técnicas hidrogeológicas. Boletín de Geología.

4.2.1.3 Modelo Conceptual Hidrogeológico Acuíferos Piedemonte Llanero y Cuenca Llanos.

Teniendo presente la naturaleza ascendente de los fluidos en busca de zonas de menos potencial y la geometría de la cuenca, es esperado un flujo en dirección ascendente hacia el este. Los mecanismos de recarga propuestos para la zona del foreland, son el flujo por topografía desde el sur con baypass en los paleo altos; ríos influentes al este, seguramente aportan volúmenes de agua que generan empujes hidráulicos ascendentes desde capas profundas y flujos contra pendiente desde el este hacia las zonas profundas subpresionadas paralelas al frente de deformación discutidas en otros estudios (ELF-Aquitane, 1984; Villegas et al, 1994; González & Arenas, 2003). (Figura 26).

Figura 26: Modelo conceptual hidrodinámico Cuenca Llanos y piedemonte Llanero.



Fuente: Hidrodinámica e Hidrogeoquímica del piedemonte Llanero colombiano. Hipótesis de rutas de migración a partir de técnicas hidrogeológicas. Boletín de Geología.

Algunos de los campos donde se han realizado estudios que han analizado los efectos hidrodinámicos en campos gas - petrolíferos y que evidencian las características hidrodinámicas mencionadas anteriormente son:

1. El Wheat Field, al Oeste de Texas. (Adams, 1936)
2. Los campos en El Cairo, Arkansas. (Goebel 1950)
3. Campo de aceite y gas Cushing, Oklahoma. (Beal, 1917)
4. Campo de gas Hugoton, USA. (Drawn from Pippin, 1968, and Hubbert, 1967)
5. Campo de aceite Tin Fouye, Algeria. (Chiarelli, 1978)
6. Campo de aceite Norman, Noroeste de Canadá. (Hubbert, 1953)
7. Campo de aceite Leduc Woodbend, Alberta, Canadá. (McCourt, 1966)
8. Yacimientos de petróleo, San Andrés de Nuevo México. (Keller, 1992)
9. Campo de gas y aceite Lagifu/Hedinia, Pampua, Nueva Guinea. (Eisenberg, 1993)

4.2.2 Características Importantes del Ambiente Hidrodinámico⁴⁰.

- El nivel de energía potencial varía dentro del yacimiento, disminuyendo en la dirección del movimiento del fluido.
- Los contactos entre las diferentes fases de fluido no son horizontales, son inclinados en el sentido del flujo o disminución de energía potencial.
- Las acumulaciones de petróleo y gas no siempre se encuentran cerca de los puntos más altos en las estructuras.

⁴⁰ . Evaluación e Identificación de los Factores Geológicos que Controlan el Hidrodinamismo en un Campo, en la Cuenca de Llanos, Colombia. Tesis UIS.

- Los HC se pueden acumular en trampas geológicas que no están completamente cerradas o selladas por la fuerza del agua en movimiento, esta refuerza las débiles barreras físicas que retiene los HC.
- Las rutas de migración de petróleo y gas no son similares, debido a diferencias en la densidad y los movimientos del agua.
- La superficie potenciométrica no es horizontal, es variable.
- Los fluidos se desplazan dentro de la unidad.
- Los gradientes de presión no están orientados verticalmente debido a efectos que no son sólo de la densidad y la gravedad.
- Los planos de presión constante (planos isopresión) no son horizontales, son inclinados hacia abajo en la dirección del flujo.
- Los niveles de carga hidráulica varían de un lugar a otro dentro del yacimiento.

El sistema hidrodinámico necesita de un aporte relativamente constante de agua para mantener el movimiento de forma continua, hecho que se favorece por la filtración permanente en la zona de recarga, permitiendo mantener el desequilibrio perpetuo de la circulación de las aguas subterráneas. La ocurrencia de agua dulce o ligeramente salobre dentro de rocas ubicadas en el subsuelo es un buen indicio del estado de movimiento en que se encuentran, o por el contrario la presencia de agua salada en rocas profundas puede hacer pensar en un régimen estático de las mismas

4.2.3 Estudios demuestran la existencia de Zonas de Estancamiento Hidrodinámicas en la Cuenca de los Llanos

Existen múltiples investigaciones realizadas a nivel mundial donde se ha estudiado la Cuenca de los Llanos debido a constituye un área con unas condiciones muy particulares, las cuales hacen de esta, una cuenca especial y única en nuestro país, en esta se tienen grandes cantidades de reservas de hidrocarburos, pero así mismo posee una inmensa reserva hídrica subterránea la cual puede estar siendo afectada y contaminada. Algunas de las investigaciones realizadas en la zona y a nivel mundial son las siguientes:

- **Variation in Salinity and Origin of Groundwater in the Foreland Llanos Basin of Colombia: A 3D Modeling for Diagenetic Water;** Felipe Gonzalez-Penagos (IFPEN), Isabelle Moretti (IFPEN), Xavier Guichet (IFPEN) & Christian France-Lanord (CRPG).
- **Flujo De Las Aguas De Formación En La Sucesión Del Cretácico-Mioceno De La Cuenca De Los Llanos, Colombia;** M.E. Villegas, Stefan Bachu, J.C. Ramon Y J.R. Underschulz
- **Hydrodynamic stagnation zones: A new play concept for the Llanos Basin, Colombia;** Mark Person, David Butler, Carl W. Gable, Tomas Villamil, David Wavrek, and Daniel Schelling.
- **Petroleum System Variations in the Llanos Basin (Colombia).** Isabelle Moretti, Cepsa E.P, Cesar Mora, Gem's, Wilson Zamora Gem's, Bogotá, Mauricio Valendia, Cepcolsa, Bogotá, Colombia, Marcela Mayorga, Cepcolsa Bogotá Colombia, German Rodríguez, Cepcolsa, Bogotá.
- **Aspectos hidrodinámicos, estructurales y estratigráficos del Campo Rubiales. Cuenca Llanos Orientales de Colombia;** GÓMEZ, Yohaney*; YORIS, Franklin; RODRIGUEZ, Javier; PORTILLO, Fredy; ARAUJO, Ysidro. Pacific Rubiales Energy. Bogotá, COLOMBIA.

- **Applied Hydrodynamics in Petroleum Exploration**". Springer-Verlag. 161 p. Dahlberg, E.C. 1982.
- **Entrapment of Petroleum under Hydrodynamic Conditions.** Hubbert, M.K. 1953 AAPG.
- **Hidrodinámica E Hidrogeoquímica Del Piedemonte Llanero Colombiano: Hipótesis De Rutas De Migración A Partir De Técnicas Hidrogeológicas;** González Uribe, G. A1; García Bautista, D. F2; Mantilla Figueroa, L. C3; Rodríguez Rincón, J. A4.
- **Evaluación e Identificación de los Factores Geológicos que controlan el Hidrodinamismo en un Campo, en la Cuenca de Llanos, Colombia;** Jenny Carolina Cordero Castellanos, Álvaro Andrés Moncada Díaz. Tesis UIS.
- **Temporalidad de la formación en la zona sur de la cuenca foreland de los Llanos Orientales Colombia,** Jiménez M ,2010. Tesis Maestría UIS.
- **Hidrogeoquímica e Hidrodinámica de la unidad K2 del Bloque Apiay,** MEZA CACERES, Germán. Y MANTILLA PARRA, Pedro. (1993), Tesis UIS.
- **Integrated use of Hydrodynamic, Geochemical and Geothermal data for Basin-Scale identification of Hydrocarbon Generations, Migrations Paths and Major Accumulations, with examples from the Alberta, Williston and Llanos Basin.** Stefan Bachu, Alberta Geological Survey, 9945-108 Str, Edmonton, AB, Canada.
- **Biomarkers and compound-specific stable carbon isotope of n-alkanes in crude oils from eastern Llanos Basin, Colombia:** Cortes, J., J. Rincon, J. Jaramillo, P. Philp, and J. Allen, 2010, Journal of South American Earth Sciences, v. 29, p. 198–213.

Estas son algunas importantes investigaciones mediante las cuales se puede comprobar la existencia de zonas de estancamiento hidrodinámicas en la Cuenca de los Llanos, es de gran importancia conocer y entender la hidrodinámica de las aguas subterráneas y del petróleo con el fin de explorar y explotar de una forma óptima, responsable y ambientalmente sostenible los yacimientos presentes en esta zona.

4.2.3.1 Modelo Zonas Estancamiento Hidrodinámicas Person Et Al. (2012)

⁴¹

El Campo Petrolero Rubiales (Figura 27A) es enigmático y parece estar atrapado hidrodinámicamente. Está situado a lo largo de un monoclinal estructural que no tiene aparente cierre estructural (Figura 27B). Ambos cambios de facies y efectos hidrodinámicos han sido propuestos como mecanismos de atrapamiento (Gómez et al., 2009). Keeley y Arevalo (1994), el flujo de las aguas subterráneas en las inmediaciones de Rubiales es desde el noreste y el agua subterránea fluye hacia abajo por caídas estructurales. Cabezas hidráulicas en la Formación Carbonera (unidad C7) varían desde condiciones sub hidrostáticas a sobre presionadas (± 400 psi [2.7 MPa] con relación a la superficie de la tierra, (Figura 28).

El objetivo principal de este estudio fue evaluar el efecto de la hidrodinámica de las aguas subterráneas en la migración de aceite secundario dentro de la cuenca de los Llanos en la escala regional, mediante modelos matemáticos. El análisis se limita a la cuenca de los Llanos centrales donde existen datos de dominio público de estudios previos (Villegas et al., 1994; Bachu et al., 1995). Aunque el análisis hidrodinámico es tridimensional, se centra en los actuales patrones de migración de aceite con la unidad de C7.

⁴¹ Hydrodynamic stagnation zones: A new play concept for the Llanos Basin, Colombia. Mark Person, David Butler, Carl W. Gable, Tomas Villamil, David Wavrek, and Daniel Schelling.

Un objetivo secundario era comprender mejor los procesos que controlan la generación de la presión anómala, lavado con salmuera, y los procesos hidrotermales de transporte dentro de la cuenca de los Llanos. Se trató de determinar si las anomalías de salinidad, temperatura y presión son causadas por (1) la presencia de un sistema activo de flujo de aguas subterráneas con topografía orientada (Belitz y Bredehoeft, 1988); (2) efectos densidad variable asociados con altas temperaturas en profundidad (Raffensperger y Garven, 1995); o (3) procesos de descarga erosivos (que implicaría un entorno de baja permeabilidad).

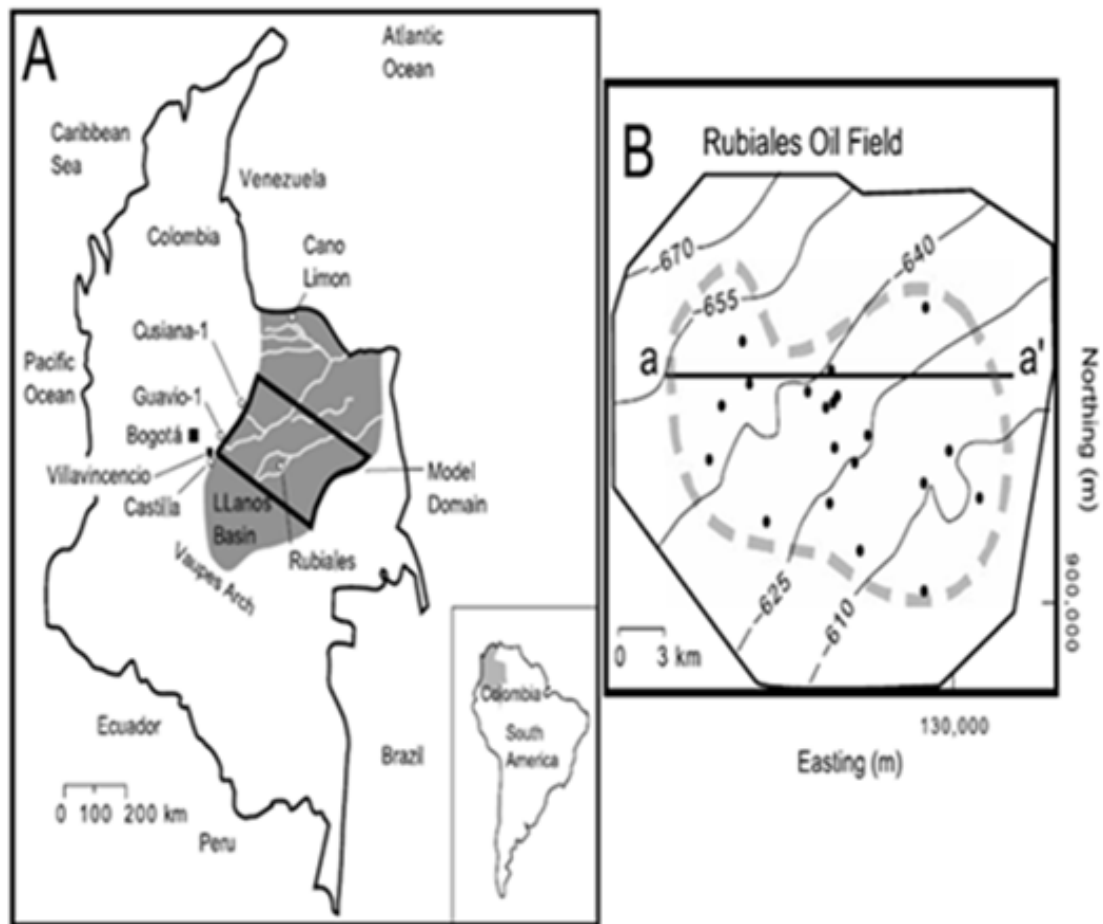


Figura 27: Mapa base de la Cuenca de los Llanos (modelo gris), la ubicación de los yacimientos de petróleo seleccionados (círculos), y los patrones de drenaje de aguas superficiales (líneas blancas). También se muestra la ubicación del Arco de Vaupés. (B) La estructura de la parte superior del C7 (líneas negras) y posición del contacto agua-petróleo (línea discontinua) para el campo petrolero

Rubiales (modificado de Villegas et al, 1994; Gómez et al, 2009, Person et al 2012), la rejilla es en coordenadas de Gauss.

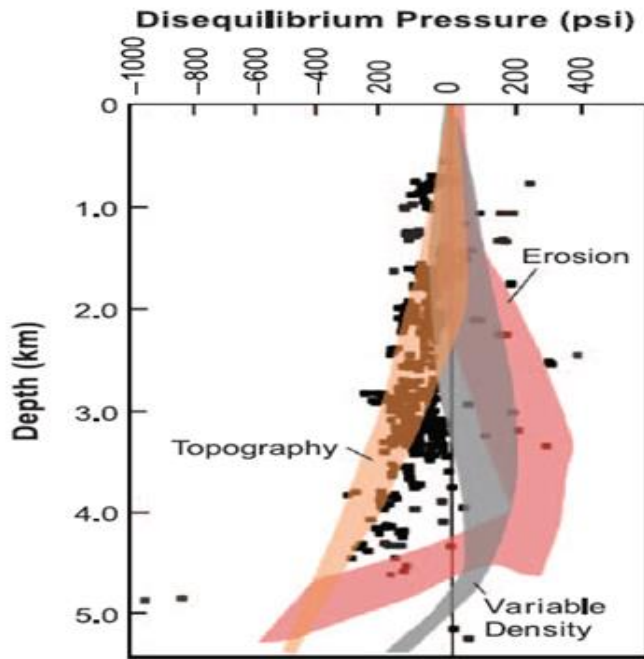


Figura 28: Presiones de fluido observados dentro de la Cuenca de los Llanos, Colombia (Villegas et al, 1994). También se muestran el rango de presiones de los cortes seccionales del modelo, incluyendo Topografía – conducción de flujo (patrones de naranja), la densidad – conducción de flujo (modelo gris) y la descarga de erosión (patrón de color rojo).

4.2.3.1.1 Modelo Conceptual

La aplicación del concepto de zona de estancamiento hidrodinámica dentro yacimiento inclinado es considerada. Un modelo conceptual de la hipótesis de zonas de estancamiento hidrodinámica para reservorios inclinados se presenta en la figura 29. En este modelo conceptual, se considera un reservorio inclinado (figura 29B, E) cubierto por un acuífero freático con una topografía de montículos (Figura 29A, E). Estas condiciones son similares a lo que se observa en la cuenca de los Llanos centrales y orientales. Cálculos de potenciales de petróleo de Hubbert (h, Hubbert, 1953; ver ecuación a continuación) para este escenario se calcularon usando dos densidades diferentes de aceite (25 y 45 ° API; líneas de contorno en la figura 29 D). Las zonas de estancamiento, donde se acumula el

aceite (patrones de gris en la figura 29, D), forman junto al nivel freático montículos en áreas donde las laderas estructurales son relativamente suaves⁴².

El gradiente de potencial de petróleo de Hubbert, considera tanto las unidades flotantes e hidrodinámicas sobre la migración secundaria de petróleo, toda inclinación hacia adentro hacia los mínimos posibles de aceite (donde la pendiente es cero), que es la zona de estancamiento.

El petróleo que entra en el lecho de soporte de rocas madre maduras, migrará por la pendiente potencial de petróleo hasta que se encuentra en las mínimas presiones de cabeza de aceite hoil (head oil). El aceite que se acumula dentro de una zona de estancamiento puede ser procedente de cualquier región donde terminan rutas de flujo de migración de petróleo en la zona de estancamiento⁴³.

Esto se refiere como la zona de contribución a una zona de estancamiento hidrodinámica. Para aceites relativamente pesados (25° API) que tienen poco contraste de densidad con agua subterránea, también se pueden formar zonas de estancamiento en laderas relativamente escarpadas (Figura 29). Se propone que las zonas de estancamiento hidrodinámicas surgen dentro de las partes distales de la cuenca de los Llanos por gradientes del nivel freático de los montículos.

Las regiones de alta cabeza hidráulica conducen aguas subterráneas por buzamiento. A medida que aumenta el decaimiento de los gradientes de cabeza hidráulica lejos del montículo y la inclinación del reservorio por inmersión estructural, disminuirán los efectos hidrodinámicos.

Los montículos de alta cabeza hidráulica se desarrollan debido a que cubrían los gradientes topográficos del acuífero freático (que generalmente se considera una réplica tenue de la superficie terrestre) o por un flujo ascendente de fluidos de

⁴² Hydrodynamic stagnation zones: A new play concept for the Llanos Basin, Colombia. Mark Person, David Butler, Carl W. Gable, Tomas Villamil, David Wavrek, and Daniel Schelling.

⁴³ Hydrodynamic stagnation zones: A new play concept for the Llanos Basin, Colombia. Mark Person, David Butler, Carl W. Gable, Tomas Villamil, David Wavrek, and Daniel Schelling.

sobrepresión de la cuenca a lo largo de zonas de fallas o brechas erosivas en unidades de confinamiento.

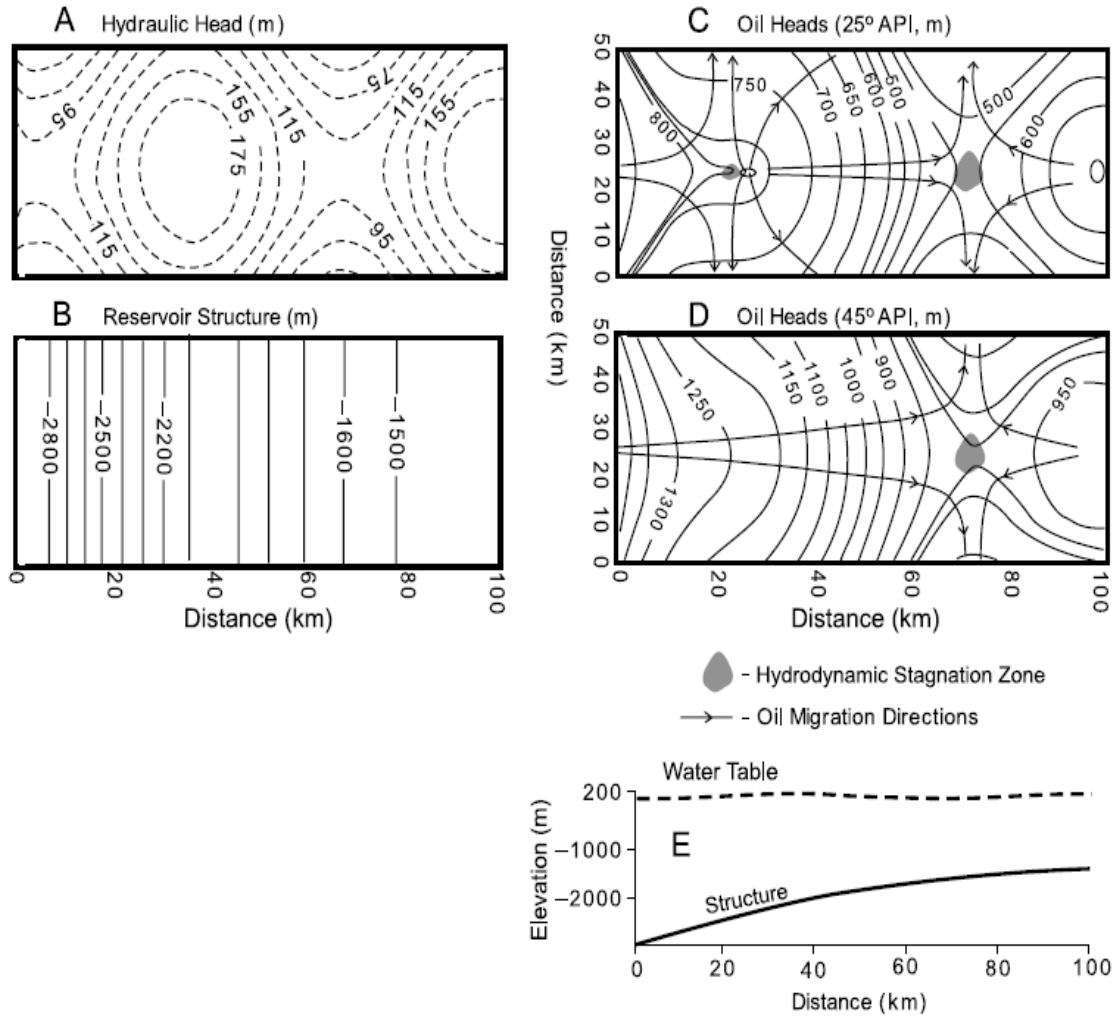
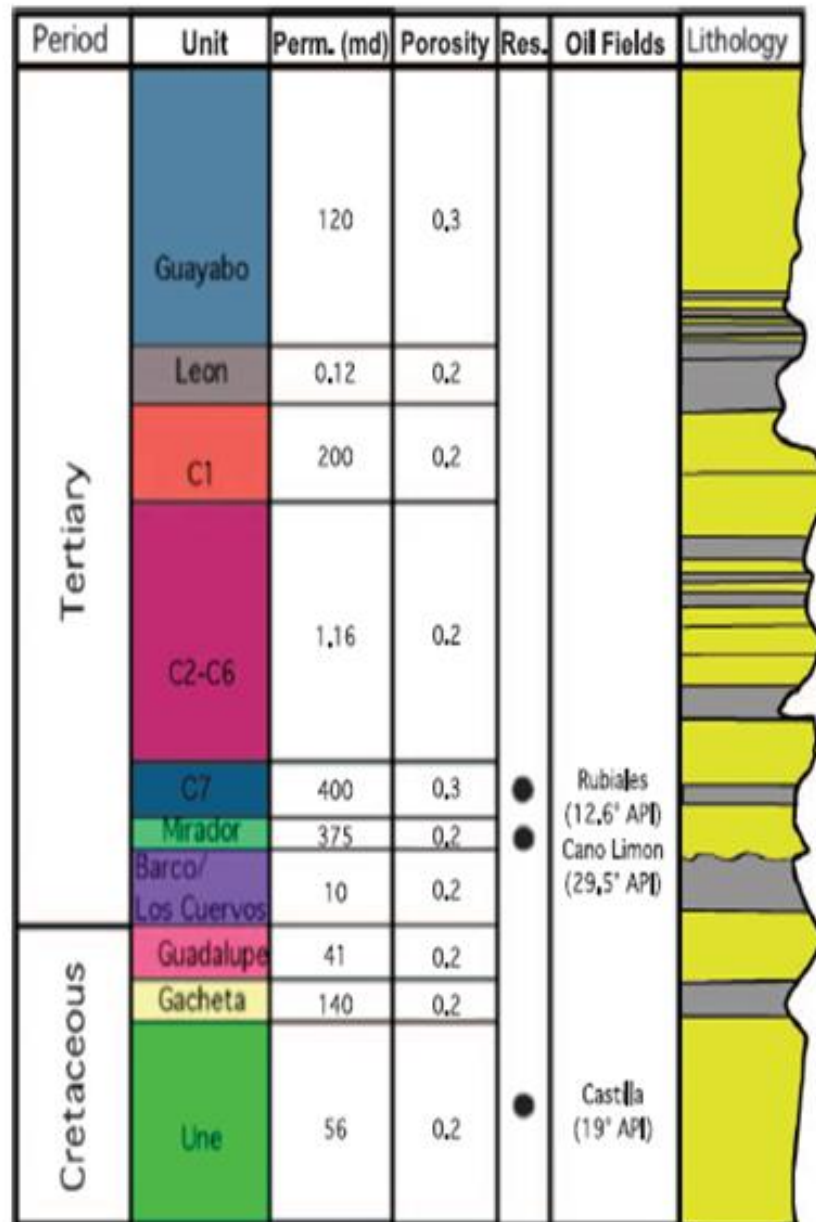


Figura 29: Modelo conceptual que ilustra el concepto zona de estancamiento hidrodinámica. Un perfil freático sinusoidal simple con una variación de cabeza de unos 180 m (591 pies). (A) Un depósito portador inclinado (B) Se utilizaron cabezas computarizadas de petróleo de Hubbert (ver ecuación 2) usando petróleos crudos relativamente pesado (C; 25 ° API) y más ligero (D; 45 ° API). Un plot de la capa freática y laderas estructurales a lo largo del eje se muestra en la Figura 29E. Se muestra la ubicación de la trampa hidrodinámica utilizando el patrón gris⁴⁴.

⁴⁴ Hydrodynamic stagnation zones: A new play concept for the Llanos Basin, Colombia. Mark Person, David Butler, Carl W. Gable, Tomas Villamil, David Wavrek, and Daniel Schelling.

4.2.3.1.2 Área de Estudio

Figura 30: Columna Estratigráfica de la Cuenca Llanos



*Permeabilities listed in Table 1 were assigned to units in the cross sectional and three-dimensional models. Porosities assigned in three-dimensional models are also listed. Porosity was calculated from an effective stress form of Athy's law for the cross sectional model (see Appendix).

Fuente: Hydrodynamic stagnation zones: A new play concept for the Llanos Basin, Colombia.

Los aceites encontrados en los reservorios de la cuenca de los Llanos tienen una variedad de fuentes y niveles de biodegradación (Moretti et al., 2009). Aceites pesados se encuentran desde la formación del Cretácico Una hacia arriba a través de las unidades de depósito terciario Carbonera (C7) (Figura 30). Como regla general, de bajas (por ejemplo, Gibraltar, 57° API) a intermedias (por ejemplo, Cusiana, 27–45° API) (Cazier et al., 1995) densidades de aceite se encuentran en las faldas de los Llanos lo que indica lavado de agua limitado. Aceites pesados se encuentran hacia el este a menor profundidad, sugiriendo un lavado con agua más extenso y biodegradación (por ejemplo, Rubiales, 12° API) (Gómez et al., 2009). Moretti et al. (2009) sostienen que los aceites que llegaron a una estructura a principios de la historia de la Cuenca de los Llanos son los más propensos a ser lavados con agua y por ende a degradación, mientras que los aceites recientemente generados siguen siendo livianos.

4.2.3.1.3 Métodos

Se desarrollaron tanto cortes transversales y tres maquetas tridimensionales de flujo de aguas subterráneas para la cuenca de los Llanos. La motivación para el desarrollo de modelos de corte transversal fue evaluar los mecanismos responsables de las subpresiones y sobrepresiones reportados por Villegas et al. (1994) cerca de la faja plegada y corrida. Un segundo objetivo de los modelos de corte trasversales fue determinar si el intervalo de datos de permeabilidad registrados por Villegas et al., (1994) y utilizado en este estudio podría producir sistemas de flujo de aguas subterráneas suficientemente vigorosos para lavar el agua de mar de unidades de reserva marina contando para las anomalías de flujo de calor que se presentan en la zona de estudio.

Las cabezas hidráulicas calculadas extraídas del modelo tridimensional se utilizaron para calcular las cabezas de petróleo (Hubbert, 1953) en la unidad de C7. Este enfoque ha sido utilizado en numerosos estudios previos, dentro de la cuenca Williston (Berg et al., 1994), Cuenca Alberta (Bekele et al., 2002), Cuencallinois (Bethke et al., 1991), y Cuenca París (Bekele et al., 1997). La

migración de aceite secundaria a través de las rocas porosas y permeables del yacimiento se asume generalmente que está controlado por las diferencias de pendiente estructurales y densidad entre las aguas de formación y de petróleo. Sin embargo, en terrenos continentales, gradientes hidráulicos de cabeza inducidos por los que fluyen las aguas subterráneas también pueden influir en los patrones de migración de petróleo, atrapamiento de aceite, y la pendiente de la interface aceite-agua en una trampa estructural. En algunos casos, el agua subterránea puede vaciar de aceite de las trampas de petróleo. Estos efectos pueden ser cuantificados usando el potencial petrolífero de Hubbert (Hubbert, 1953):

$$h_{oil} = \frac{\rho_f}{\rho_{oil}} h - \frac{\rho_f - \rho_{oil}}{\rho_{oil}} z_t$$

Donde h_{oil} = Hubbert' cabeza aceite (Hubbert, 1953); h = cabeza hidráulica (Hubbert, 1940); ρ_f = densidad del agua; ρ_{oil} = densidad del aceite; z_t = elevación de la parte superior del depósito. El primer término del lado derecho de la ecuación representa los efectos del flujo de aguas subterráneas en la migración de petróleo, mientras que el segundo término representa efectos de flotabilidad. Gradientes en h y z_t determinan las direcciones de migración de aceite.

4.2.3.1.4 Discusión

Las condiciones hidrodinámicas dentro de la cuenca de los Llanos probablemente no son tan diferentes de otras cuencas de antepaís a lo largo de la Cordillera Oriental. No pueden ser ignorados los sistemas de flujo de aguas subterráneas cuando la prospección de petróleo es en las partes distales de las cuencas donde las pendientes estructurales son bajas. La presencia de un campo petrolífero hidrodinámico atrapado como Rubiales parece requerir un montículo de nivel freático que causaría flujo de aguas subterráneas por un gradiente estructural. Pueden existir otros campos tipo Rubiales dentro de la mitad oriental de la cuenca de los Llanos por gradiente estructural desde donde se producen altos montículos de cabezas potenciométricas (ver figuras 31 y 32). Se sospecha que gran parte de

las presiones anómalas son causadas por la presencia de un sistema de flujo de conducción topográfica, según lo discutido por Belitz y Bredehoeft (1988).

Heterogeneidades locales pueden influir fuertemente en formación de las células de convección natural (Gerdes et al., 1995). Sin embargo, el análisis de densidad variable era útil para confirmar que el sistema de flujo superficial C7 es impulsado principalmente por el nivel freático topográfico. Las cabezas de aceite computadas sugieren que la migración de aceite secundaria dentro del depósito C7 a lo largo de la mitad oriental de la cuenca está fuertemente influenciada por la hidrodinámica de las aguas subterráneas. Áreas con salmuera y significativo lavado representan buenos candidatos, donde puede ocurrir la inclinación hidrodinámica de contactos de agua-aceite. Cabezas de aceite computarizadas sugieren que el campo petrolero de Rubiales parece estar en equilibrio dinámico con sus actuales densidades de aceite.

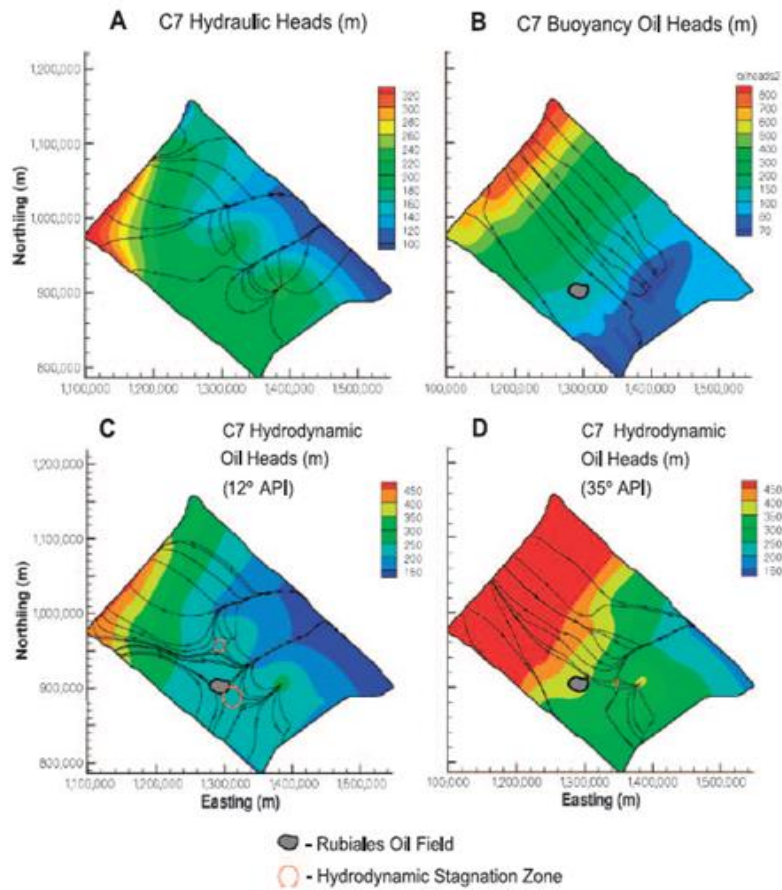


Figura 31: Cabezas hidráulicas computarizadas C7 (A; en metros). Migración de aceite impulsado por flotabilidad se muestra en B. Cabezas de petróleo computarizadas incluyendo efectos hidrodinámicos suponiendo una densidad de aceite de 12 (C; 980 kg/m³) y 35 ° API (D; 850 kg/m³), respectivamente. Las líneas negras con flechas representan las direcciones de migración de aceite y agua.

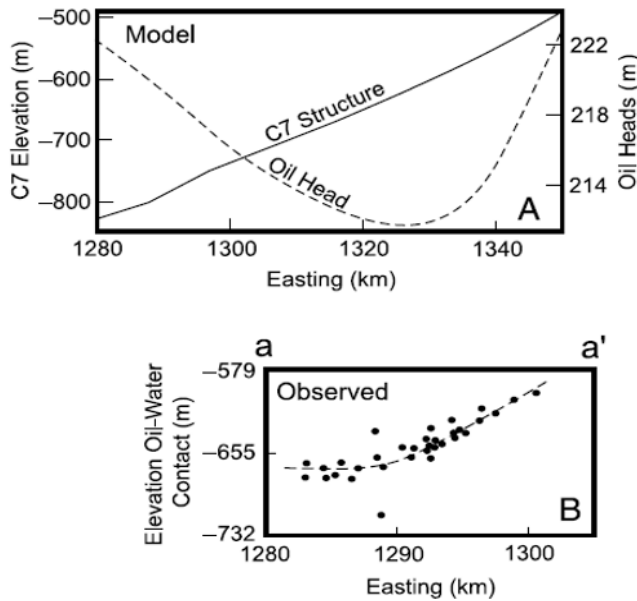


Figura 3231: (A) Cabezas de petróleo computadas C7 (línea discontinua) y la estructura de C7 (línea continua) a lo largo del trayecto este-oeste a través del margen sur del campo Rubiales. (B) Contacto agua-petróleo observado a través del depósito Rubiales (puntos negros) (de Gómez et al., 2009).

4.2.3.1.5 Conclusiones

Una zona de estancamiento hidrodinámica es una región con mínimos potenciales locales de aceite de Hubbert⁴⁵. Se sostiene que en regiones con suaves pendientes estructurales (< 1%); aguas típicas y tabla de gradientes topográficos (~0,5%), la hidrodinámica de las aguas subterráneas puede crear áreas donde el aceite está atrapado sin necesidad de cierre estructural.

La posición de estas zonas de estancamiento dependerá también del contraste de densidad entre el agua y el aceite. Cortes transversales se utilizaron primero para comprender mejor la naturaleza de las presiones subhidrostáticas observadas (400 psi [2,7 MPa]) dentro de la cuenca de los Llanos occidentales. Se consideraron tres diferentes fuentes potenciales de la formación de vacío: impulsada por flujo por topografía, impulsada por la densidad flujo y procesos de descarga erosivos. Se concluye que las subpresiones observadas son probablemente asociadas a la presencia de un sistema de flujo de aguas subterráneas impulsado por la topografía.

Los resultados del modelo hidrodinámico tridimensional indican que se pueden formar zonas estancamiento hidrodinámicas en la cuenca de los Llanos orientales como resultado de la circulación de aguas subterráneas por inmersión estructural. Ver figura 32. Modelos hidrodinámicos de migración secundaria de aceite que utilizan petróleo relativamente pesado, con densidades (12° API), predijeron la existencia de una zona de estancamiento en las cercanías del campo petrolero de Rubiales. Este se encuentra en un monoclinal con ningún aparente cierre estructural.

⁴⁵ Hydrodynamic stagnation zones: A new play concept for the Llanos Basin, Colombia. Mark Person, David Butler, Carl W. Gable, Tomas Villamil, David Wavrek, and Daniel Schelling.

4.2.3.2 Flujo de las aguas de formación en la sucesión del Cretácico-Mioceno de la Cuenca De Los Llanos, Colombia.

El flujo de las aguas de formación en cualquier cuenca sedimentaria es importante para el estudio de la migración y la acumulación de hidrocarburos. Después de la migración primaria de la roca de la fuente, los hidrocarburos migran a lo largo de rutas de flujo hasta que su movimiento es detenido por una trampa estratigráfica, estructural o hidrodinámica, donde se acumulan. La flotabilidad generalmente conduce el flujo de hidrocarburos por inmersión. Cuando el gradiente hidráulico que conduce el flujo de las aguas de formación es lo suficientemente fuerte, puede desviar, parar o nunca invertir el flujo de hidrocarburos. Los hidrocarburos generados antes de la orogenia Andina en el Mioceno, formación Gachetá, en el graben Cretácico donde la Cordillera Oriental esta actualmente (Bachu et al. en prensa), emigraron hacia arriba de la fuente, a formaciones sobrepuestas como Guadalupe, Barco y Mirador. La inmersión y migración secundaria impulsada por flotabilidad, combinada con arrastre por el flujo de aguas de formación impulsadas por topografía desde el levantamiento de la Cordillera Oriental, condujo a la migración y acumulación de hidrocarburos en estas unidades en la actual cuenca de los Llanos.

4.2.3.2.1 Conclusiones

En cuanto a propiedades petrofísicas pertinentes, la porosidad de la unidad de arena en la cuenca de los Llanos es alta, en el rango de 16 a 20% y exhibe una tendencia decreciente de valores con la profundidad. Los datos de permeabilidad son menos numerosos, pero demuestran que la permeabilidad de las unidades arenosas es alta, del orden de 10^{-2} - 10^{-3} md.

La salinidad de las aguas de formación es generalmente baja, en el rango de 10.000-20.000 mg/L, incluso para las formaciones profundas. La salinidad alcanza valores de 50.000-60.000 mg/L solamente en algunos lugares, lo que sugiere que al menos algunos acuíferos en la cuenca han sido volcados por aguas meteóricas,

dado el aumento general de temperatura con la profundidad y la baja salinidad del agua de formación, la densidad del agua disminuye con la profundidad, alcanzando valores tan bajos como 925 kg/m³ en estratos en la parte superior del Paleozoico cerca del cinturón de doble empuje. Como resultado de estas variaciones de densidad, flotabilidad probablemente juega un papel importante en el flujo de la formación de las aguas.

Con respecto al flujo de fluidos, aunque hay un número de unidades esquistas predominantes en la sucesión sedimentaria, no hay aquitardos continuos fuertes cubriendo toda la cuenca. La variación continua de la presión con la profundidad en muchos pozos demuestra que las unidades esquistas son aquitardos débiles en las partes orientales y meridionales de la cuenca hacia sus bordes deposicionales o erosivos donde se vuelven más delgados y más arenosos. Sólo en la parte central occidental, donde estas unidades son gruesas y tienen un contenido alto de shales, son fuertes aquitardos. Como resultado, en las partes orientales y meridionales de la cuenca hay comunicación hidráulica a través del post paleozoico entero y la pre sucesión de la formación León.

La distribución de presión en la cuenca está generalmente cerca o es ligeramente subhidrostática. Las bajas presiones aumentan con la profundidad, especialmente en la zona central occidental hacia el cinturón plegado de empuje. La distribución de presión en las unidades carbonera, según lo expresado por cabezas hidráulicas de agua dulce, tiende a reflejar el relieve de la cuenca, lo que indica que el flujo de agua de formación es impulsado principalmente por la topografía. La dirección del flujo principal es de máximos en el sudoeste en las montañas de la Serranía de la Macarena, hacia los ríos Meta y Arauca, en el noreste.

El flujo más localizado es conducido desde un alto topográfico moderado en el este hacia los bajos del Valle del Río Meta, hacia el norte y hacia el este desde las

estribaciones de la Cordillera Oriental⁴⁶. El patrón de flujo en las unidades de pre Carbonera es diferente del presentado en la formación Carbonera. Periféricamente a la cuenca en el este, sur y sudoeste, las distribuciones de presión reflejan la topografía, mostrando que la intervención acuitados es débil. En las partes Central y occidental de la cuenca, las distribuciones de presión indican flujo buzamiento abajo hacia el cinturón de doble empuje, con cabezas hidráulicas alcanzando valores por debajo de la elevación mínima en la cuenca.

El flujo de las aguas de formación desde el levantamiento de la Cordillera Oriental probablemente contribuyó a la distribución actual de los hidrocarburos en la cuenca de los Llanos. conducido por flotabilidad y arrastrado desde el norte-hacia el noreste topográficamente por el flujo de aguas de formación, los hidrocarburos generados principalmente en la formación esquistosa de Gachetá emigraron hacia las formaciones Guadalupe, Barco y Mirador hacia el borde de la cuenca.

La migración de hidrocarburos sin duda ha sido ayudada por la alta permeabilidad de estos estratos. Por lo tanto, los hidrocarburos son generalmente enrojecidos o biodegradados, excepto en los casos cuando han quedado atrapados en trampas estructurales. El flujo hacia abajo de inmersión de aguas de formación en el sistema acuífero Guadalupe-Mirador en la parte central y occidental de la cuenca podría haber creado las condiciones para el atrapamiento hidrodinámico de los aceites más pesados.

⁴⁶ Flujo de las aguas de formación en la sucesión del Cretácico-Mioceno de la Cuenca De Los Llanos, Colombia.

5 IMPACTOS AMBIENTALES DURANTE EL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS

Debido a su gran desarrollo y en contraste con la implementación de sistemas de prevención, mitigación y/o corrección de los diferentes eventos amenazantes que puede generar, la actividad petrolera se convierte en un riesgo para el equilibrio del medio ambiente pues no está exento que por causa de derrames de crudo ya sea en oleoductos o carrotanques los ecosistemas se vean afectados. A lo anterior se suma la flexibilidad de la legislación y normatividad vigente relacionada con los requerimientos de tipo ambiental.

Estos eventos pueden ocurrir por accidentes de tipo operativo, fallas mecánicas y/o humanas, además los sistemas de transporte petroleros se han convertido en algunos países en blanco de atentados terroristas, situaciones provocadas por grupos al margen de la ley que atentan contra la infraestructura energética de los estados, caso especial el de Colombia ⁴⁷.

Existen diferentes grados de alteración de las condiciones naturales que constituyen un ecosistema, que van desde la simple explotación de algunos de sus recursos vegetales, minerales, o animales, que conducen a cambios en las densidades demográficas de las especies explotadas, hasta la radical destrucción de las comunidades y del suelo en que éstas se desarrollan, como ocurre en los casos más extremos de derrames de crudo.

Cuando el crudo alcanza el mar, por ejemplo, cubre las comunidades que allí viven y envenena a los diversos organismos al introducirse dentro de la cadena alimentaria, pudiendo afectar a especies que en un primer momento no se habían perjudicado por el vertimiento. Además de los problemas causados por el consumo de organismos contaminados por el petróleo, algunos de los animales de respiración pulmonar reciben el impacto de manera múltiple cuando suben a la

⁴⁷ Aspectos Técnicos sobre derrames de Crudo. Tesis UIS

superficie para tomar aire, donde se encuentran con la mancha que los impregna y que puede ocasionar el taponamiento de sus vías respiratorias, provocándoles la muerte por asfixia.

La trágica situación descrita afecta la fuente de ingresos de las comunidades pesqueras, produce un envenenamiento indirecto de la población por el consumo de peces contaminados. Esta necesidad motiva a los gobiernos estatales a inquietarse frente a estos eventos para desarrollar un plan de acción organizado el cual permita adoptar decisiones rápidas con el fin de proteger el ecosistema, instalaciones, actividades acuáticas, la pesca e inclusive vida humana. Colombia no es la excepción y es el país que presenta el mayor número de atentados a su infraestructura petrolera en especial el oleoducto Caño Limón –Coveñas.

5.1 Principales Medios de Transporte de Crudo

En el mundo del petróleo los oleoductos y los buques tanqueros son los medios por excelencia para el transporte del crudo. El paso inmediato al descubrimiento y explotación de un yacimiento es su traslado hacia los centros de refinación o a los puertos de embarque con destino a exportación.

5.1.1 Oleoductos.

La manera más práctica de transportar petróleo por tierra es bombeándolo por oleoductos. Los oleoductos para crudo generalmente son de gran diámetro en Colombia van desde 4 a 36 pulgadas; a lo largo de su recorrido y a intervalos regulares hay estaciones de bombeo. La construcción de un oleoducto, constituye una gran tarea de ingeniería, que por lo general es realizada conjuntamente por varias empresas que contribuyen a la enorme inversión del capital necesario.

La experiencia y las modalidades del transporte de crudos por tuberías (oleoductos) han dado respuestas satisfactorias a las necesidades de despachar y recibir diariamente grandes volúmenes de petróleo liviano, mediano, pesado y extrapesado desde los campos petrolíferos a las refinerías y/o terminales ubicadas a corta, mediana o grandes distancias, en un mismo país o países vecinos. El oleoducto se ha hecho necesario porque transporta crudo ininterrumpidamente veinticuatro horas al día, salvo desperfectos o siniestros inesperados, y a precios que difícilmente otros medios de transporte podrían ofrecer, en igualdad de condiciones en la figura 33 se observa el esquema general de un oleoducto. En la tabla 7 se pueden observar los oleoductos con los que se cuenta en Colombia

Tabla 7: Características Oleoductos Colombianos.:

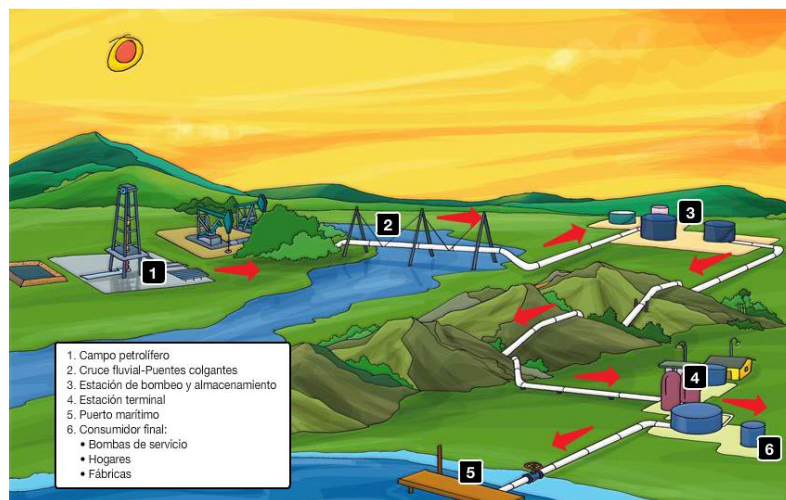
OLEODUCTO	TRAYECTO	LONGITUD (Km)
Oleoducto de los Llanos S.A – ODL	Campo Rubiales – Las estaciones de Monterrey y de Cusiana	262
Oleoducto Central S.A. – OCENSA	Los campos Cusiana y Cupiagua – La terminal marítima de Coveñas	830
Oleoducto de Colombia S.A – ODC	La estación de Vasconia – El puerto de Coveñas	481
Oleoducto Caño Limón	Campo Caño Limón – El puerto de Coveñas	770
Oleoducto Alto Magdalena	Campo Palagua – La estación de Vasconia	400
Oleoducto Trasandino	Orito – Tumaco	306

Fuente: www.ecopetrol.com.co

5.1.1.1 Características de los Oleoductos

- La capacidad de transporte de los oleoductos varía y depende principalmente del diámetro de la tubería. Es decir, cuanto más grande sea el diámetro, mayor la capacidad. En Colombia hay oleoductos desde 4 hasta 36 pulgadas de diámetro.
- Estas líneas de acero pueden ir aéreas en puentes colgantes en superficie o bajo tierra. En Colombia, las tuberías bajo tierra generalmente van enterradas a 1,20/2,0 metros de profundidad.
- En la parte inicial del oleoducto una “estación de bombeo” impulsa el petróleo y, dependiendo de la topografía por donde éste pase, se colocan estratégicamente otras estaciones denominadas de reimpulso o refuerzo, necesarias para que le permitan superar sitios de gran altura, como las cordilleras en Colombia, y transportar el petróleo hasta la estación terminal.
- Los oleoductos disponen también de válvulas de seccionamiento y válvulas de choque que permiten controlar el paso del petróleo entre la estación inicial y terminal y atender oportunamente situaciones de emergencia.

Figura 33: Esquema General Oleoducto.



Fuente: www.ecopetrol.com.co

5.1.1.2 Mantenimiento⁴⁸.

Este es un aspecto importante de las operaciones y manejo de los oleoductos. El oleoducto, como sistema de transporte, tiene un punto de partida representado por un área, donde se erige un cierto número de tanques para almacenar el crudo que diariamente va a ser bombeado por el oleoducto. Los tanques deben mantenerse en buen estado para evitar fugas o filtraciones del petróleo almacenado. Además, el estado de limpieza del almacenamiento debe ser tal que el petróleo retirado esté libre de impurezas: agua y/o sedimentos.

El volumen y las características del petróleo que se recibe y despacha del almacenamiento son medidos y fiscalizados para tener una relación cronológica del movimiento de crudos. Las bombas succionan petróleo de los tanques y lo descargan al oleoducto para llevarlo al punto de entrega. Estas bombas requieren atención y mantenimiento para que todo el tiempo funcionen eficazmente.

El propio oleoducto requerirá también su cuota de atención y mantenimiento. Con el tiempo, se depositan en la pared interna del oleoducto capas de hidrocarburos y sedimentos finos que paulatinamente reducen el diámetro del conducto. Tales obstrucciones redundan en incrementos innecesarios de la presión de bombeo y reducción del volumen bombeado. Por esto, es necesario limpiar el oleoducto de tales sedimentos.

Otro aspecto del mantenimiento es cerciorarse del estado exterior del oleoducto, ya que éste está sujeto a fuerzas internas (bombeo, corrosión, erosión, fatiga) que a la larga pueden debilitar su resistencia y causar filtraciones o estallidos. Puede ocurrir el caso que un tramo de la tubería del oleoducto se parta por completo.

⁴⁸ Aspectos Técnicos sobre derrames de Crudo. Tesis UIS.

Estos casos son más fáciles de detectar desde la estación de bombeo, ya que la presión disminuye instantáneamente. Se suspenderá automáticamente el bombeo de petróleo y se ubicará el sitio donde ocurrió el accidente. Una vez que se ha detectado el sitio del derrame se bloquean ambos extremos del ducto para reparar el tramo dañado y así continuar con el proceso de transporte.

Para evitar interrupciones inesperadas en el funcionamiento y tomar medidas preventivas oportunamente, siempre es aconsejable conocer de antemano el estado físico del oleoducto, y esto se hace a través de observaciones visuales o exámenes de la tubería por rayos X u otros medios apropiados para luego proceder a las reparaciones debidas.

El final del oleoducto puede ser una refinería o la combinación de refinería y terminal de embarque. Allí el volumen y la calidad de crudo entregado deben corresponder al despachado. De igual manera, las instalaciones de recibo en la refinería y/o terminal deben mantenerse en buen estado físico y seguridad de funcionamiento, como se mencionó con respecto al área de tanques, origen del oleoducto. En la figura 34 se presenta el mapa de la red nacional de oleoductos.

Figura 34: Red Nacional de Oleoductos



Fuente: www.ecopetrol.com.co

5.1.1.3 Impactos Generados por la Construcción de Oleoductos.

La instalación de oleoductos en las áreas altas incluye las siguientes actividades:

- Levantamiento topográfico.
- Desbroce del derecho de vía.
- Excavación de zanjas.
- Colocación, doblado, soldadura, revestimiento de la tubería.
- Instalación de la protección catódica para controlar la corrosión, o colocación en la zanja, en el caso de los oleoductos enterrados.
- Relleno y limpieza.

En los humedales, ocurren las mismas actividades generales; sin embargo, es necesario dragar y eliminar el lodo para poder colocar la tubería. La instalación de los oleoductos costa afuera significa colocarlos en el fondo del mar. La tubería puede anclarse con bloques de cemento o un entubado de concreto. Si el oleoducto debe ser enterrado, entonces será necesario cavar una zanja. Una barcaza coloca la tubería. Hay excavadoras submarinas que pueden cavar la zanja. Los oleoductos y gasoductos costa afuera, cerca de la orilla y en tierra alta causan diferentes impactos ambientales, según su tipo, como explican los siguientes párrafos. La magnitud de los impactos dependerá del tipo y tamaño de la tubería; su significado dependerá del grado en que se afecten los recursos naturales y sociales.

5.1.1.3.1 Impactos directos: oleoductos costa afuera.

- La instalación de oleoductos costa afuera o cerca de la orilla puede causar la pérdida de los organismos bénticos y los que se alimentan en el fondo, debido a la excavación de las zanjas o la turbiedad relacionada con la colocación de la tubería. El significado de estos impactos dependerá del tipo de recurso acuático que sea afectado y la magnitud del efecto.

- La construcción del oleoducto puede producir la suspensión temporal de los sedimentos del fondo. Esa redistribución puede alterar las características de los hábitats acuáticos y provocar cambios en la composición de las especies. El significado de estos efectos dependerá del tipo e importancia de los organismos acuáticos afectados. Por ejemplo, el significado de la alteración del hábitat de la hierba marina o de los arrecifes de coral, que son considerados importantes como hábitat para la alimentación y reproducción de los peces y otros animales, puede ser mayor que la alteración de hábitat béntico profundo costa afuera.
- Si la excavación para el oleoducto ocurre en las áreas costa afuera o cerca de la orilla, donde los químicos tóxicos se han acumulado en los sedimentos p.ej., en los puertos cerca de las descargas industriales de químicos tóxicos, como mercurio y bifenol policlorado (BPC), la colocación de la tubería puede causar la resuspensión de estos sedimentos tóxicos y bajar, temporalmente, la calidad del agua sobre el oleoducto. Puede haber bioacumulación de estos químicos tóxicos en los organismos acuáticos (p.ej., peces y moluscos).
- En las áreas costa afuera y cerca de la orilla que se utilizan para pesca de fondo, los oleoductos pueden interferir con la rastra del fondo, causando la pérdida o daños al equipo de pesca, así como rotura casual de la tubería.

5.1.1.3.2 Impactos directos: oleoductos en tierras altas⁴⁹

- La instalación de los oleoductos puede causar erosión en el área de la tubería. En las áreas montañosas, esto puede provocar la inestabilidad de los suelos y causar derrumbes. El escurrimiento y sedimentación pueden bajar la calidad del agua de los ríos y arroyos durante la construcción.

⁴⁹ Environmental management in oil and gas Exploration and production. Joint E&P Forum/UNEP Technical Publication.

- La instalación de los oleoductos y caminos de mantenimiento pueden alterar los modelos de drenaje, bloquear el agua, levantar el nivel freático en el lado ascendente del oleoducto, y esto puede causar la muerte o reducción de la vegetación. Si el oleoducto pasa por un bosque grande, el impacto puede ser importante. Además, se puede alterar el suministro de agua a los humedales.
- La creación del derecho de vía puede provocar una invasión de plantas exóticas que competirán con la vegetación nativa. Si no se controlan, puede haber un impacto significativo a largo plazo. Asimismo, la instalación de la tubería puede fragmentar el hábitat de las áreas naturales (p.ej., tierras silvestres), y provocar la pérdida de especies y reducir la biodiversidad.
- En las áreas desarrolladas, los oleoductos y gasoductos pueden interferir con el uso del suelo y desplazar la población, debido a la instalación de la tubería y las subestaciones. Algunos tipos de actividades agrícolas pueden ser afectadas, solamente a corto plazo, durante el periodo de construcción.
- Los oleoductos que se colocan sobre la tierra pueden crear barreras para los seres humanos y la fauna migratoria. Esto puede ser importante, dependiendo de la extensión y ubicación de la tubería,
- Los sitios arqueológicos están sujetos a daños o pérdida durante la construcción de oleoductos. Las roturas y fugas, así como los desechos generados en las estaciones de bombeo y transferencia, pueden causar, potencialmente, la contaminación de los suelos, aguas superficiales y el agua freática. La importancia de esta contaminación depende del tipo y magnitud de la fuga, y el tipo y volumen de los desechos que se generen, y el grado en el que se afecte el recurso natural.
- Las fugas o roturas de los gasoductos pueden causar explosiones e incendios. En las áreas desarrolladas, estos accidentes representan un riesgo importante para la salud humana.

5.1.1.3.3 Impactos indirectos

Los oleoductos construidos en tierra alta pueden inducir desarrollo secundario (p.ej., ocupación ilegal) dentro del derecho de vía del oleoducto. Este desarrollo no planificado puede sobrecargar la infraestructura existente del área afectada. Los oleoductos de tierra alta pueden permitir acceso a las áreas que, de otra manera, serían inaccesibles (p.ej., tierras silvestres). Esto puede provocar la degradación y explotación de estas áreas.

5.1.1.3.4 Impactos en los Recursos Naturales

- Los oleoductos y gasoductos costa afuera y cerca de la orilla afectan los recursos acuáticos marítimos y terrestres como los esteros. Los oleoductos en tierra alta pueden afectar los recursos de agua dulce. Dependiendo de la ubicación del derecho de vía, la construcción de un oleoducto, en el cauce mayor de un arroyo, río, o cerca de los arroyos, ríos, lagos o esteros puede causar impactos importantes en la calidad del agua debido a la sedimentación y escorrentía. Además, las funciones de almacenamiento de inundaciones que poseen estos sistemas pueden ser alteradas debido a los cambios en el drenaje del agua y la construcción de instalaciones dentro de estas extensiones de agua.
- La construcción de oleoductos en el fondo del mar puede impactar en los recursos marítimos y costaneros importantes (p.ej., arrecifes de coral, áreas de hierba marina, etc.), y afectar las actividades de la pesca. Las roturas del oleoducto o derrames casuales de petróleo en los terminales, afectaría, significativamente, la calidad del agua de los arroyos, ríos, lagos, esteros y otras extensiones de agua a lo largo del derecho de vía del oleoducto.
- Los oleoductos largos pueden abrir las áreas naturales poco accesibles, como las tierras silvestres, para la actividad humana (agricultura, cacería, recreación, etc.). Dependiendo de la tolerancia de los recursos ecológicos

de estas áreas y las características socioculturales de la población, estas actividades pueden tener un impacto adverso.

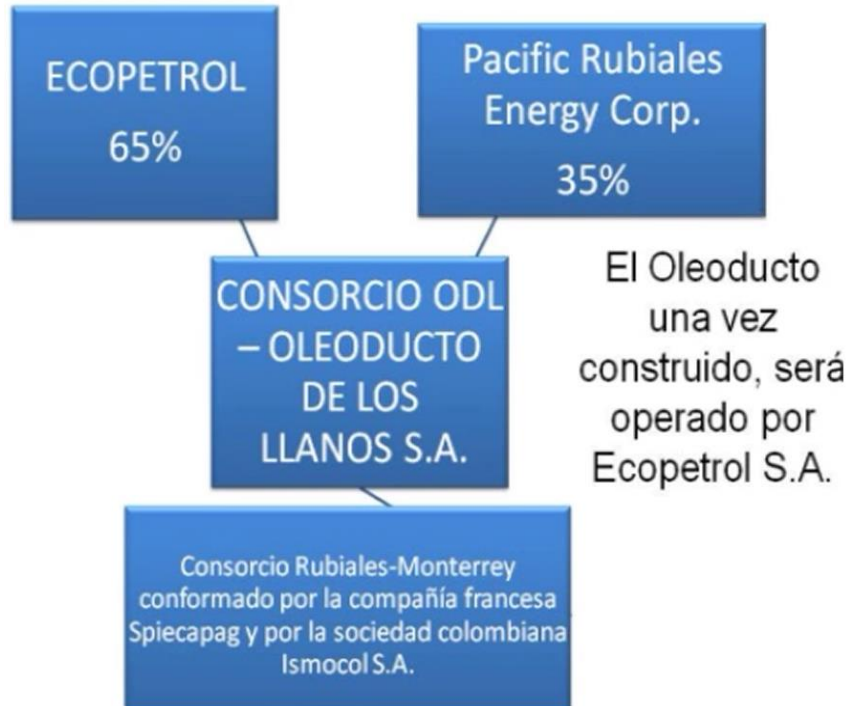
5.1.1.3.5 Afectaciones causadas por la Construcción del Oleoducto Rubiales-Monterrey en Tauramena, Casanare.

Descripción del Proyecto.

Instalación y operación de una línea de Tubería para transporte de crudo, con un diámetro de 24" y una longitud aproximada de 235 Km, entre el Campo Rubiales y la estación Monterrey. Tendrá la capacidad de transportar e incrementar la producción de petróleo de 58000 a 160000 barriles por día.

Responsables del Proyecto.

Figura 32: Responsables Oleoducto los Llanos S.A



Fuente: Evidencias Debate Comisión Quinta Senado.

Descripción de las Afectaciones sobre predios Capanaparo y La Arenosa. Tauramena/Casanare.

- Levantamiento de polvo principalmente en época de verano, en la servidumbre que atraviesa los potreros de la Finca Capanaparo y La Arenosa, llevando a afectación directa a la producción de forraje, pérdidas en la producción. Las nubes de polvo en esta zona alcanzaban a llegar a más de 2 km de la fuente generando pérdidas de terrenos y contaminación de pastizales en la zona de influencia. (Figura 33).
- Inicio de obras, descapote de terrenos, sin concertación y socialización con los dueños de las fincas, generando desconcierto de los habitantes de las zonas intervenidas.
- Cambios en el nivel freático de los suelos y compactación de los mismos debido al paso de la línea y las adecuaciones para toda la logística de construcción del oleoducto.
- Destrucción de cercas y ocupación de áreas no incluidas en el derecho de vía sin previa autorización y concertación con los propietarios.
- Se bombeaban lodos desde la excavación a otros potreros generando inundaciones y pérdida de terrenos.
- En la finca la Arenosa, una zona de aproximadamente 60 hectáreas quedaba aislada por el tendido de la línea, impidiendo la circulación del ganado y aislándolo de las fuentes de agua en épocas de verano. (Figura 34).
- Se generó gran contaminación visual y auditiva dentro de los potreros, lo cual disminuyó drásticamente los índices de producción y elevó las tasas de mortalidad y abortos de la ganadería por enfermedades respiratorias y stress en los animales.
- Paso del oleoducto sobre zonas de protección especial restringidas. Esteros y humedales. (Figura 35).

Figura 33: Zonas afectadas por polvo Construcción ODL.



DURANTE LA ETAPA CONSTRUCTIVA TUVIERON QUE ENTRAR GRAN CANTIDAD DE TRACTOMULAS PARA LA DISTRIBUCION DE LA TUBERIA DENTRO DE LOS POTREROS, EN LA IMAGEN SE VE LA GRAN CANTIDAD DE POLVO EXPERCIDA SOBRE LAS PRADERAS.

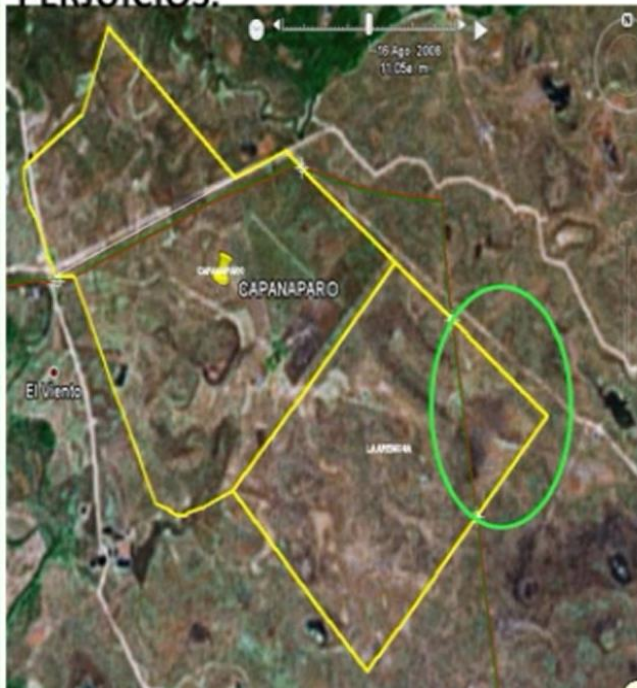


Fuente: Evidencias Debate Comisión Quinta Senado. Afectaciones Construcción del ODL.

Figura 34: Afectaciones Construcción del ODL



ASLAMIENTO DE ZONAS NEGATIVA A RECONOCER PERJUICIOS.



Fotografía correspondiente a la finca La Arenosa

En el círculo verde se observa una zona de aproximadamente 60 Has aislada por la obstaculización de la tubería.

No permite la circulación del ganado, y lo aísla de las fuentes de agua en plena época de verano.



.Fuente: Evidencias Debate Comisión Quinta Senado. Afectaciones Construcción del ODL.

Figura 35: Zonas Esteros y Humedales intervenidas Construcción ODL.



AFECCIONES MEDIOAMBIENTALES.

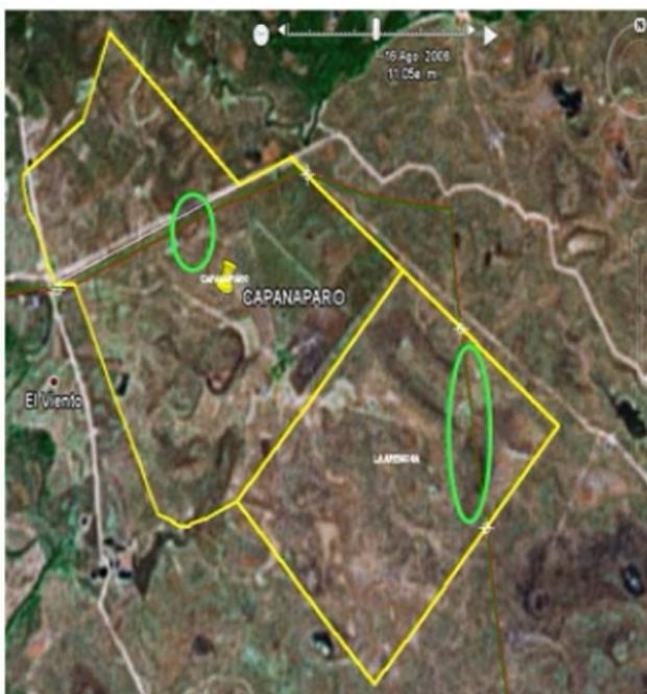


Imagen de Google Earth correspondiente a la finca La Arenosa y Capanaparo

En los círculos verdes se observa el paso del oleoducto Rubiales – Monterrey (Actualmente en construcción) sobre zonas de humedal “estero” en los predios Capanaparo y en La Arenosa fácilmente identificables por su color oscuro, casi negro que denota la presencia abundante de agua.

Fuente: Evidencias Debate Comisión Quinta Senado. Afectaciones Construcción del ODL.

5.1.2 Barcazas y Buques Petroleros

Los grandes volúmenes de crudo entre puertos de países productores a través del mar necesariamente se deben hacer por gigantescos buques, estos son llamados los buques petroleros. El transporte de hidrocarburos por vía marítima es realmente moderno. Comienza a finales del siglo XIX en cantidades insignificantes, pero poco a poco las grandes potencias se fueron equipando de barcos dedicados al transporte del petróleo. A pesar de que pueda parecer que los grandes petroleros nacieron en las últimas décadas, ya en 1911 en los astilleros ingleses había en construcción 49 buques destinados al transporte de petróleo y después aumentó todavía más la demanda de barcos de esta clase. El rápido incremento del consumo de hidrocarburos en la década de los años veinte llevó a Estados Unidos a convocar en 1926 la primera conferencia internacional sobre contaminación del mar. En esta reunión se decidió que los petroleros debían alejarse al menos cincuenta millas de la costa para poder realizar operaciones con hidrocarburos.

5.1.2.1 Características de los superpetroleros

El petróleo viaja en estos grandes buques, que permiten almacenar gran cantidad de este preciado líquido, en tanques. En la parte superior de cada uno de los diferentes depósitos de petróleo que hay en cada buque se encuentra otro pequeño, que nunca debe estar completamente lleno y que sirve para facilitar la dilatación del petróleo cuando aumenta la temperatura. Los tubos de entrada y de salida del petróleo se encuentran en el fondo de cada depósito y se cierran mediante válvulas que pueden hacerse funcionar desde cubierta, llenándose o vaciándose los depósitos, independientemente uno de otro. Para disminuir en lo posible los peligros de incendios y de explosiones, los depósitos están separados de los demás compartimentos por medio de dobles paredes entre las cuales se hace circular agua mediante bombas. Si en uno de los depósitos ocurre algún

desperfecto y sale de él petróleo por una grieta o agujero, el crudo va a parar al agua de las dobles paredes, asciende por su menor densidad y sale arriba por una abertura especial. Gracias a esta disposición se hace imposible que el petróleo vaya a parar a otras partes del buque, especialmente a la sección de máquinas. En el mundo se han construido buques que pueden contener hasta 15.000 toneladas de petróleo. Hoy día un petrolero típico tiene las siguientes características generales:

- Aunque en general son buques de una hélice, no es raro que en los de mayor porte, es decir, en los de más de 300.000 toneladas o ULCC (Ultra Large Crude Carriers), se disponga de dos hélices, ya que la gran potencia requerida conduciría en buques de un solo propulsor a diámetros muy grandes, que requieren enormes calados, so pena de que se alcancen rendimientos muy bajos. Toda la zona de carga está ocupada por una serie de tanques, hoy día con doble forro y normalmente separados por uno o dos mamparos longitudinales y varios transversales, cuya disposición viene determinada principalmente por la reglamentación internacional en materia relativa a evitar la contaminación de los mares⁵⁰. (Figura 39).
- Los tanques disponen del sistema COW (Crude Oil Washing, o lavado de crudo), con el fin de permitir una limpieza lo más completa posible de los residuos que quedan adheridos a las paredes. Deben tener también un sistema de inyección de gas inerte en los tanques, con el fin de prevenir una posible explosión. Sobre la cubierta no existen grandes escotillas, sino únicamente pequeñas aberturas o registros, que permiten el acceso a los tanques para su inspección, así como el sistema de tuberías que comunica los diferentes tanques entre sí y con las bombas. Estas, del tipo centrífugo, se disponen casi siempre en una cámara de bombas, situada inmediatamente a proa de la cámara de máquinas.

⁵⁰ Aspectos Técnicos sobre derrames de Crudo. Tesis UIS.

Figura 39: Distribución Espacio en Barbo Petrolero

Distribución del espacio en un barco petrolero



Fuente: Aspectos técnicos contra derrames HCS. Tesis UIS.

5.1.3 Contaminación de Aguas por transporte de Hidrocarburos.

La contaminación de cualquier hábitat por cualquier hidrocarburo líquido. Se trata de una de las formas más graves de contaminación del agua, y el término se emplea sobre todo en relación con el vertido de petróleo al medio ambiente marino; en este caso, la masa que se produce tras el vertido y que flota en el mar se conoce con el nombre de marea negra. Los casos más espectaculares de contaminación por crudos suelen estar a cargo de los superpetroleros empleados para transportarlos, pero hay otros muchos barcos que vierten también petróleo, y la explotación de las plataformas petrolíferas marinas supone también una importante aportación de vertidos. Se estima que de cada millón de toneladas de crudo embarcadas se vierte una tonelada. Desde hace unos 30 años los derrames de combustible protagonizados por los petroleros en mares y ríos del mundo comienzan como catástrofes ecológicas y terminan como noticias.

5.1.4 Reseña Histórica de Barcos Petroleros Accidentados

El superpetrolero Torrey Canyon, (Figura 40), de 120.000 toneladas, viajaba el 18 de marzo de 1967 a 17 nudos de velocidad cuando golpeó contra los arrecifes de Seven Stones, en el archipiélago de las Scilly, al Suroeste de Cornwall (Inglaterra), el violento impacto rasgó y abrió seis de sus tanques, además de dejar otros muy maltrechos. 120.000 toneladas de crudo rápidamente fueron derramadas de sus tanques (unos 860.000 barriles) ayudadas por los golpes de las olas, generaron en unos pocos días una inmensa marea negra, que alcanzó las costas y playas de Cornwall, isla de Guernsey y el litoral francés de la Bretaña, principalmente en la comarca de Treguier. Según el Tanker Advisory Center de Nueva York, en un corto periodo de 5 años solamente (entre 1969 y 1973), se perdieron en todo el mundo 82 petroleros, con un total de 3.299.000 toneladas, derramando en conjunto unas 719.000 ton. De petróleo.

Figura 40: Superpetrolero Torrey Canyon.



Fuente: www.iespana.es/natureduca/cont_mareas_historia2.htm

1978

El 16 de marzo, el petrolero “Amoco Cádiz” embarranca y derrama 1,6 millones de barriles de crudo frente a las costas francesas de Bretaña. Ver figura 41. Este vertido se encuentra en la lista de los más grandes de la historia.

En julio, se produjo un inmenso vertido de unas 141.000 toneladas, debido a la colisión de los petroleros “Aegean Captain” y “Atlantic Empress”, cerca de Trinidad y Tobago. El 1 de noviembre, el “Burmah Agate” colisionó con el Mimosa, al sudeste de Galveston Entrance, en el Golfo de México. Se estimó un vertido de hidrocarburo de 650.000 litros en el medio marino, sin embargo, alrededor de 1.900.000 litros ardían y se perdían en la atmósfera.

Figura 41: Accidente del Amoco Cádiz



Fuente: www.iespana.es/natureduca/cont_mareas_historia2.htm

1983

El 5 agosto de 1983, el naufragio del petrolero español "Castillo de Bellver" frente al cabo de Buena Esperanza, en la costa sudafricana, causó el vertido al mar 250.000 toneladas de crudo. La corrosión del petrolero español Castillo de Bellver, que naufragó en 1983 en las costas sudafricanas, provocó un nuevo escape en el buque que aún contenía más de 100.000 litros de crudo en su interior el 25 junio 1994.

1989

El 24 de marzo, el petrolero “Exxon Valdez” derramó más de 40 millones de litros de crudo (entre 40.000 y 50.000 toneladas) en el Prince William Sound, Alaska, afectando a una de las más importantes reservas ecológicas norteamericanas. Ver

figura 42. En una sola semana generó una marea negra de 6.700 km², poniendo en peligro la fauna silvestre y las pesquerías de la zona. Este desastre es considerado uno de los más grandes en la historia de las mareas negras.

Figura 42: Exxon Valdez

Exxon Valdez



Fuente: www.iespana.es/natureduca/cont_mareas_historia2.htm

1990

El 6 de marzo, el “Cibro Savannah”, explota y se incendia en Linden, New Jersey (EEUU), vertiendo alrededor de 32.000 litros de hidrocarburos. Ver figura 43.

Figura 43: Explosión del Cibro Savannah



Fuente: www.iespana.es/natureduca/cont_mareas_historia2.htm

El 8 de junio, el “Mega Borg” derramó 20,5 millones de litros de hidrocarburos a 60 millas al sureste de Galveston, Texas (EEUU), tras un accidente y posterior incendio. Ver figura 44.

Figura 44: Mega Borg



Fuente: www.iespana.es/natureduca/cont_mareas_historia2.htm

1991

El 25 de enero, Irak arrojó al golfo Pérsico unos 11 millones de barriles de crudo de los pozos de Kuwait para dificultar el desembarco aliado⁵¹, causando el mayor desastre ecológico de la historia.

El 11 de abril, el petrolero chipriota "Haven" se incendió debido a una explosión en el puerto italiano de Génova y derramó 80.000 toneladas de crudo que causaron una mancha de 25 kilómetros cuadrados.

1994

El 24 de enero, el petrolero maltés "Cosmas" explotó en el mar de China, a 530 kilómetros al SE de Hong Kong, cuando transportaba 23.000 toneladas de crudo.

⁵¹ Aspectos Técnicos sobre derrames de Crudo. Tesis UIS.

13 marzo, el petrolero "Nassia", con 98.000 toneladas de crudo, y un carguero, se incendiaron tras chocar en el Estrecho del Bósforo, 5.000 toneladas de crudo se vertieron al mar.

1997

El 2 de enero, un fuerte temporal hizo naufragar a unos 160 kilómetros de las costas de la isla nipona de Oki, en el Mar del Japón, al petrolero ruso "Najodka", cargado con 19.000 toneladas de crudo, que formaron una mancha de petróleo de unos 1.800 metros de largo y de ancho entre 100 y 500. La costa occidental del Japón quedó cubierta por densas manchas en cientos de kilómetros, causando graves daños a la industria pesquera, reservas naturales, playas, etc.

1999

El 12 de diciembre, el petrolero "ERIKA" de 180 metros de eslora se hundía tras partirse en dos en el SO de Penmarc'h (Finistère, Francia). Provoca un desastre ecológico al verter 10.000 toneladas de petróleo que contaminan 400 kilómetros de costa. Esta catástrofe desencadena una serie de medidas (conocidas como Erika I y Erika II) por parte de la Comisión Europea para evitar que desastres así vuelvan a producirse.

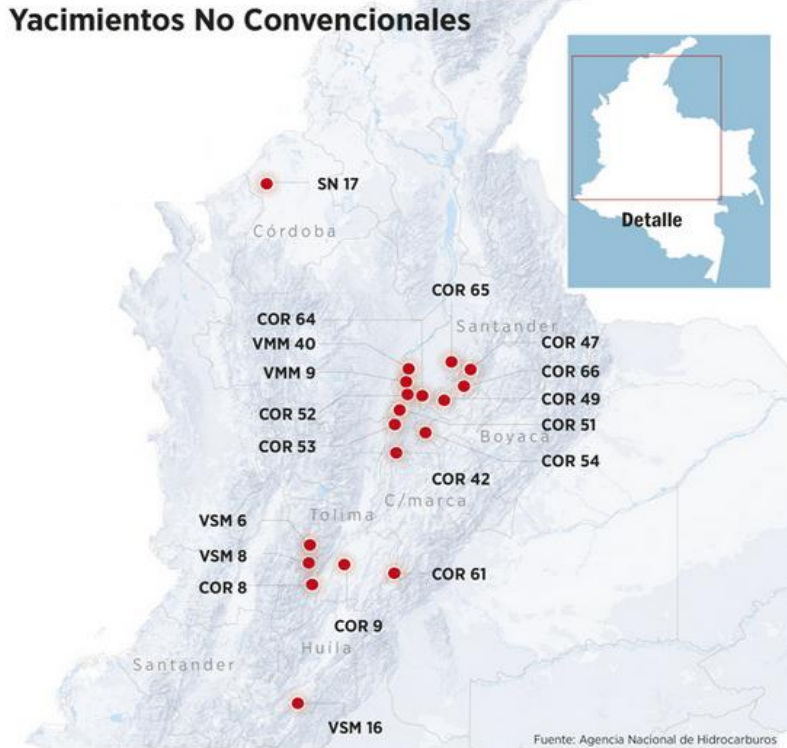
2002

18 de noviembre, el petrolero "Prestige" después de navegar con una brecha en su casco de 40 metros por la que vierte entre 12.000 y 15.000 toneladas de fuel al mar, se parte en dos a 133 millas del cabo Fisterra- A Coruña (NO de España), y se hunde con 77.000 toneladas en sus tanques, el fuel que transportaba es del tipo pesado (del tipo Nº 2 según la clasificación francesa, por su contenido en azufre o M-100 según la clasificación rusa). Se emplea en la combustión industrial (centrales térmicas, hornos, cementeras) y el suministro de barcos propulsados por motores diesel lentos, de gran potencia. Los fueles pesados son los residuos de la destilación de los petróleos crudos.

6 IMPACTOS AMBIENTALES PRODUCIDOS POR EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LA EXTRACCIÓN DEL SHALE GAS

El Ministerio de Minas y Energía firmó la resolución 90341 del 27 de marzo de 2014 por la cual se establecen los requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. Con esta resolución se cierra el proceso de normatización para el desarrollo de los yacimientos no convencionales que se inició con la expedición del Decreto 3004 del 26 de diciembre de 2013, con la resolución del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, y la reglamentación expedida por la ANH. Es tanto el auge por el uso del fracturamiento hidráulico, que en la ronda 2014 organizada por la ANH ya se tienen 19 bloques para exploración y explotación de no convencionales. (Figura 45).

Figura 45: Bloques Exploración y Explotación No Convencionales.



Fuente: El Espectador.

Una de las técnicas modernas de extracción petrolera que ha tenido gran auge en los últimos años principalmente en EEUU es el fracturamiento hidráulico o Fracking, esta técnica permite extraer grandes cantidades de gas, pero a su vez ha estado en el corazón del debate energético en varios países a nivel mundial. En un país como Colombia, donde apenas se está empezando a conocer la riqueza hídrica del subsuelo (recién este año el IDEAM entregó la primera publicación sobre aguas subterráneas en el país), donde hay un escaso avance en la formulación e implementación de los Planes de Ordenamiento y Manejo de Cuencas Hidrográficas (Pomca) y donde los pozos asociados a yacimientos no convencionales pueden estar en zonas de escasez hídrica, el fracking debe analizarse con mucho cuidado.

Este capítulo muestra los impactos ambientales producidos por el fracturamiento hidráulico, enfocándose en los producidos en EEUU, las prohibiciones surgidas a nivel mundial, moratorias y movimientos generados en contra de esta técnica de extracción la cual ha sido prohibida en países del primer mundo como Francia, Bélgica; así mismo en estados y ciudades de diversos países donde se ha comprobado la relación directa entre el Fracking, daños ambientales y afectación de recursos hídricos.

6.1 Descripción de la Técnica de Fracturamiento Hidráulico⁵².

El fracturamiento hidráulico o fracking no es una tecnología nueva, los registros indican que fue desarrollado por primera vez en 1903, pero su primera aplicación comercial se produjo en 1948. La técnica del fracturamiento hidráulico es un método usado por la industria petrolera y gasífera para extraer petróleo crudo, o gas natural de formaciones geológicas en el subsuelo. El fracturamiento hidráulico consiste en el rompimiento o fractura de formaciones geológicas mediante la inyección de un fluido a una alta tasa o presión. El proceso se lleva a cabo de la

⁵² Efectos Ambientales Del Shale Gas. Tesis UIS

siguiente manera: Luego de probar que todos los equipos se encuentran en buenas condiciones, se realiza la perforación vertical atravesando capas de rocas y acuíferos, desde la plataforma en la superficie hacia donde se encuentra la capa de shale. Antes de llegar a la capa de shale comienza la perforación horizontal para poder penetrar en el estrato de interés. Como las distancias horizontales son muy largas, el proceso de fractura hidráulica que se iniciará después se lleva a cabo en varias etapas independientes. El proceso de perforación se lleva a cabo ininterrumpidamente las 24 horas del día durante meses. A medida que se van instalando los tubos de revestimiento (casing) que refuerzan el hueco de la perforación, se va cementando el espacio existente entre el exterior del tubo y la pared del pozo (espacio anular). La cementación es de suma importancia puesto que en la fase de fractura hidráulica el pozo es sometido a múltiples cambios de presión muy fuertes.

Los tubos de revestimiento junto con el cemento cumplen una función estructural importante que es proporcionar solidez y consistencia al pozo, además de prevenir hundimiento del pozo⁵³. También cumplen otra función importante que es proteger los acuíferos de posibles contaminaciones por los lodos de perforación, el fluido de fractura, como el propio gas metano, metales pesados, partículas radioactivas u otras, o cualquiera de las sustancias presentes en la roca (figura 52). Una vez alcanzado el estrato deseado se utilizan explosivos para crear pequeñas grietas alrededor del orificio de producción. El objeto del fracturamiento hidráulico es causar canales de flujo (fracturas), para luego incrementar la conductividad de la formación y por ende el flujo de fluidos hacia el pozo. La continua inyección del fluido fracturante permite ampliar y extender la fractura, y así aumentar el gas o petróleo colectado al aumentar la permeabilidad de las formaciones.

El fluido usado para fracturar consiste principalmente de millones de galones de agua, mezclada con químicos y material apuntalante como arenas, estas pueden

⁵³ Efectos Ambientales Del Shale Gas. Tesis UIS

ser de origen natural o sintético siendo las últimas creadas y patentadas por las compañías de servicios.

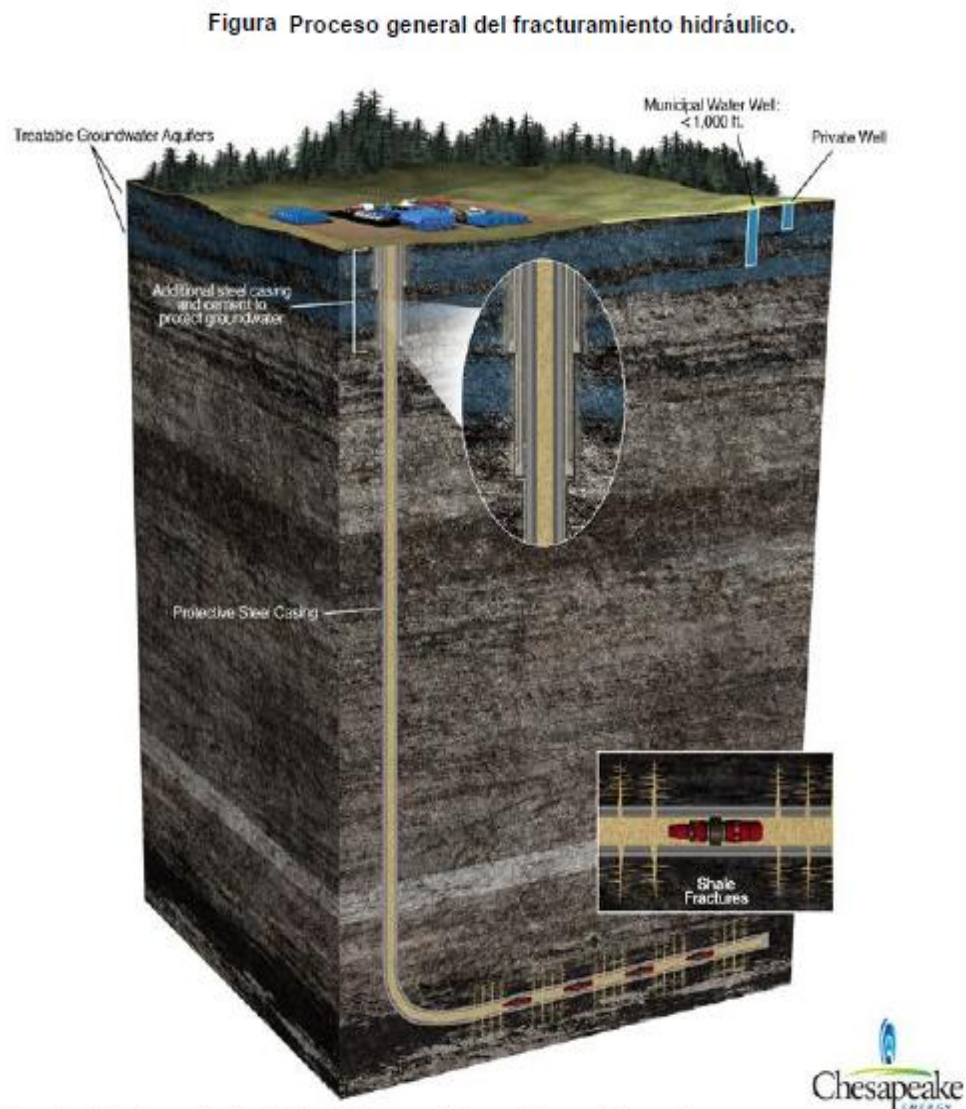
Con la fractura hidráulica se generan estas pequeñas grietas, las cuales se extienden por varios cientos de metros debido a la elevada presión con que entra el fluido inyectado (Figura 46). El tramo horizontal es dividido en varias etapas independientes empezando por el extremo final (pie). Cada etapa es fracturada alrededor de 15 veces consecutivas y cada una con aditivos específicos. Por lo tanto cada pozo es sometido a un gran número de fuertes compresiones y descompresiones que ponen a prueba la resistencia de los materiales y la correcta realización de la cementación, de las uniones, del sellado, etc.

Aproximadamente un 98% del fluido inyectado es agua y un agente de apuntalamiento (normalmente arena) que sirve para mantener abierta las fracturas formadas, permitiendo así la extracción posterior del gas a través del tubo de producción. El 2% restante son productos químicos que sirven para lograr una distribución homogénea del agente de apuntalamiento, facilitar el retroceso del fluido, inhibir la corrosión, limpiar los orificios y tubos y como antioxidante, bioxida/bactericida.

La perforación y el fracturamiento hidráulico de pozos horizontales de shale gas requieren de aproximadamente entre 2 a 7 millones de galones de agua por pozo, dependiendo de las características de la formación y de cada pozo en particular. El agua con frecuencia proviene de los cuerpos de agua superficiales como ríos y lagos, pero también pueden provenir de las aguas subterráneas y aguas producidas reutilizadas. Las necesidades de agua de las operaciones de fractura entran en conflicto con el suministro para la demanda local. Esto puede traer consecuencias para la vida acuática, la pesca y otras actividades recreativas así como para industrias o explotaciones agrícolas o ganaderas. Los químicos usados para crear el fluido de fracturamiento son tóxicos y radiactivos. Otra fase del

proceso es la gestión del fluido de retorno que emerge a la superficie junto al gas y que puede oscilar entre el 15 y el 80% del líquido inyectado. La parte no recuperada del fluido permanece en el subsuelo desde donde podría migrar hacia la superficie o hacia los acuíferos.

Figura 46: Descripción proceso de fracturamiento hidráulico.



Fuente: <http://www.hydraulicfracturing.com/Process/Pages/information.aspx>

Fuente: Impactos Ambientales del Shale Gas. Tesis UIS.

El fluido es altamente tóxico y sigue emergiendo en cantidades menores durante un período prolongado. Científicos estudiando los efectos del fracturamiento hidráulico en la salud humana han encontrado hidrocarburos potencialmente tóxicos en el aire cercano a los pozos donde se practica la técnica. Estos químicos incluyen el benceno y xileno. Efectos del benceno en la salud, en grandes cantidades, incluye letargo, mareo, aceleración del latido del corazón, dolor de cabeza, temblores, confusión y pérdida del conocimiento. La exposición prolongada al benceno puede producir alteraciones en la sangre, y puede producir cáncer en la médula ósea. También han encontrado que el agua cerca de estos pozos puede contaminar fuentes de agua natural cerca al área.

La calidad del aire es motivo de preocupación, ya que los pozos creados por la industria petrolera y gasífera son establecidos cerca de zonas residenciales. Las personas pueden inhalar químicos, además emisiones tóxicas creadas por el fracturamiento hidráulico de un pozo, o emisiones accidentales de gas natural siendo extraído. Otra fase del proceso es la gestión del fluido de retorno que emerge a la superficie junto al gas y que puede oscilar entre el 15 y el 80% del líquido inyectado. La parte no recuperada del fluido permanece en el subsuelo desde donde podría migrar hacia la superficie o hacia los acuíferos. El fluido es altamente tóxico y sigue emergiendo en cantidades menores durante un período prolongado.

6.2 Prohibiciones, Moratorias y Movimientos en Contra del Fracturamiento Hidráulico para la extracción del Shale Gas.

Es incontable la controversia que se ha generado a través de los años en cuanto a los impactos negativos de la fractura hidráulica, es tal la preocupación que este método de extracción ha generado, que han surgido prohibiciones totales en diferentes países del mundo, en las cuales se ha impedido el uso de esta técnica, ejemplo de esto Francia y Bélgica, en países como Alemania, España, Inglaterra,

República Checa, Rumania, Irlanda, EE.UU, se han establecido movimientos en contra del fracking debido a sus impactos ambientales, en EE.UU particularmente, país donde el fracturamiento hidráulico ha jugado un papel importantísimo en los últimos años, se tienen actualmente moratorias en diversos estados, así como prohibiciones totales previniendo la afectación de los recursos naturales y de consumo humano.

Tres direcciones web interesantes donde se puede evidenciar con documentos legales las prohibiciones llevadas a cabo alrededor del mundo en contra del fracking son las presentadas en las Figuras 47, 48, 49 que acompañan los mapas mostrados; en estas páginas web al hacer clic sobre alguno de los puntos señalados, principalmente sobre que se encuentran en color rojo, se puede tener acceso a documentos legales, los cuales son leyes vigentes que han sido establecidas en estas zonas prohibiendo el fracturamiento hidráulico, esto lo podemos evidenciar principalmente en el mapa de Estados Unidos, y más concretamente en el estado de Pensilvania, en este país cada ciudad puede establecer sus leyes locales para atender o salvaguardar sus recursos, muchas de ellas ya lo han hecho debido al temor que esta técnica de extracción genera.

Figura 47: Mapa de Prohibiciones, Moratorias y Movimientos a nivel mundial.

En el mundo: <http://maps.fractracker.org/latest/?appid=d6c76674586e48068d874c7c58feebb>

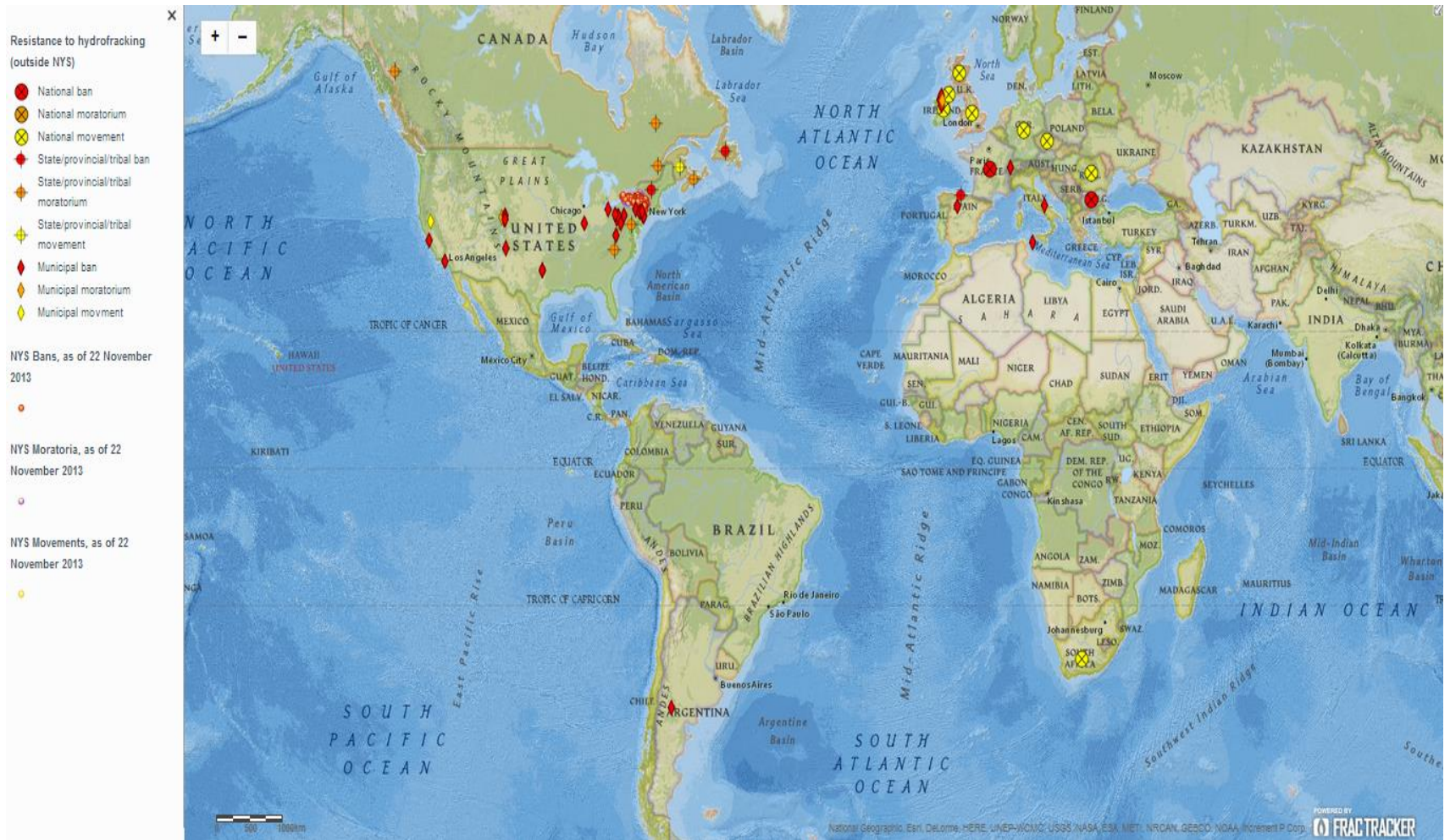


Figura 48: Mapa de Prohibiciones, Moratorias y Movimientos en EE.UU.

En USA: <http://maps.fractracker.org/latest/?appid=5dac224ba31a4e31b320072b441ba18f>

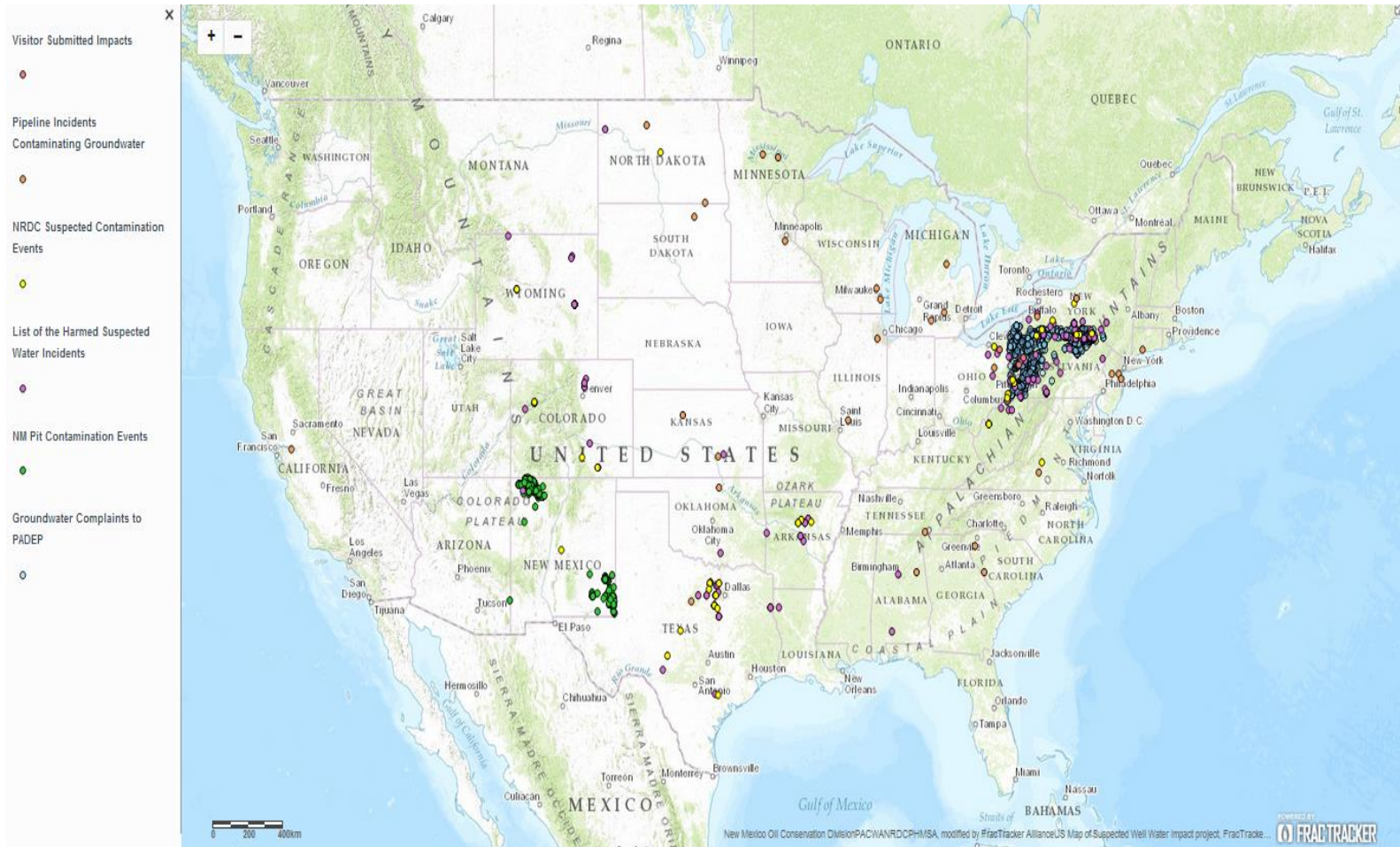
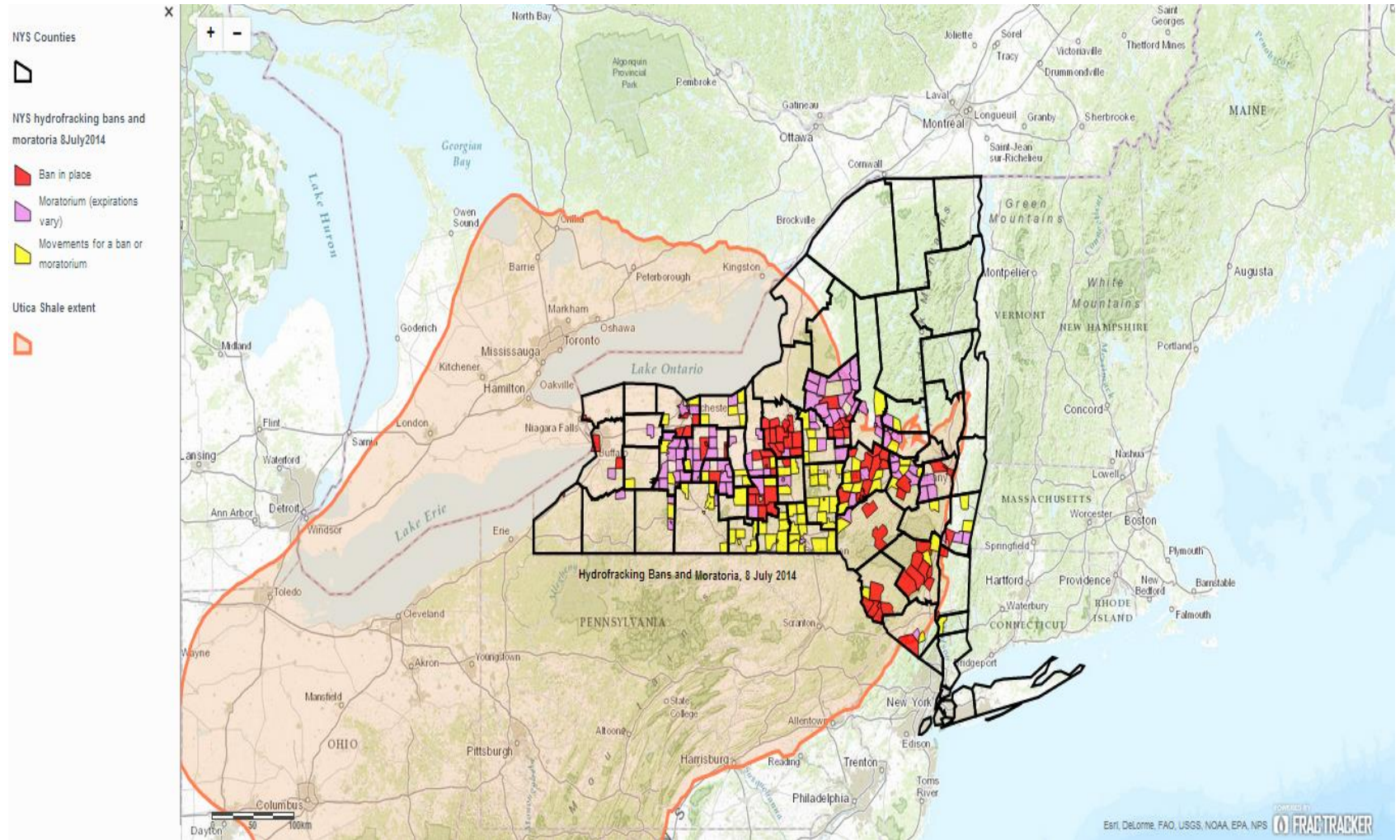


Figura 49: Mapa de Prohibiciones, Moratorias y Movimientos Estado de Pensilvania, EE.UU.

En Pensilvania: <http://maps.fractracker.org/latest/?appid=68f3de3fc2a1462aaf700ff5ec0ab47>



6.3 Fracturamiento Hidráulico y sus Impactos Ambientales.

El 22 abril de 2014 se emitió un fallo histórico en Estados Unidos: por primera vez un tribunal condenó a una petrolera a indemnizar una familia por los problemas de salud ocasionados por el fracking. El monto que deberá pagar la compañía es de US \$2,9 millones. El veredicto constituye un caso sin precedentes no solo por la cantidad que deberá pagar la empresa Aruba Petroleum, sino por el hecho de que la demanda haya llegado a un tribunal.

Por lo general, quienes enfrentan problemas de salud relacionados con el procedimiento arreglan acuerdos extrajudiciales e indemnizaciones económicas que no son conocidas públicamente. Sin embargo, éste podría convertirse en un precedente jurídico para más afectados. Los motivos por los que la familia Parr decidió entablar una lucha jurídica tienen que ver con los efectos adversos padecidos desde 2008. Migrañas, vómitos, extraños salpullidos, hemorragias y fiebres eran algunos de los efectos. Luego de ir al hospital en varias ocasiones, exámenes de toxicología revelaron que en su sangre había una lista de químicos asociados con el fracking.

No son pocos los estudios que han advertido sobre los riesgos que representa: desde afectaciones a los recursos hídricos y generación de sismos, hasta complicaciones de salud, especialmente para quienes viven cerca. Según cálculos de 'The Wall Street Journal' se tiene que más de 15 millones de estadounidenses viven a menos de 1.5 kilómetros de distancia a pozos de los que se extrae gas mediante fracking. Documentos internos que se han filtrado en la Agencia de Protección Ambiental (EPA), muestran que los peligros producidos por el fracking sobre el medio ambiente y la salud son mayores de lo que se pensaba previamente.

Los documentos revelan entre otras cosas, que el agua residual de estos pozos de gas, se destinó muchas veces a plantas de aguas residuales no destinadas a tratamiento de estos fluidos particulares, aguas que posteriormente se vertieron en los ríos que suministran agua potable, estas aguas contienen radiactividad en niveles más altos que los registrados previamente, y están muy por encima del nivel que los reguladores federales dicen que es seguro para manejar en estas plantas de tratamiento.

Otros documentos y entrevistas muestran que muchos científicos de la EPA están alarmados, advirtiendo que los residuos de perforación son una amenaza para el agua potable en Pennsylvania. Su preocupación se basa en parte en un estudio de 2009 el cual nunca se hizo público, escrito por un consultor de la EPA el cual llegó a la conclusión de que algunas plantas de tratamiento de aguas residuales eran incapaces de eliminar ciertos contaminantes de residuos de perforación y probablemente estaban violando la ley. También se han encontrado estudios nunca denunciados por parte de la EPA y un estudio confidencial realizado por la industria de la perforación en los cuales se llegó a la conclusión de que la radiactividad en los residuos de perforación no puede diluirse completamente en los ríos y otros cursos de agua. Sin embargo, la EPA no ha intervenido. De hecho, los reguladores federales y estatales están permitiendo que la mayoría de las plantas de tratamiento de aguas residuales que aceptan residuos de perforación no realicen la prueba de radiactividad.

En otras palabras, no hay manera de garantizar que el agua potable tomada en por todas estas plantas sea segura. Los riesgos son particularmente graves en Pennsylvania, estado que ha registrado un fuerte aumento en la perforación, con alrededor de 71.000 pozos de gas activos, frente a alrededor de 36.000 en el año 2000. El nivel de radiactividad en las aguas residuales ha sido a veces cientos o incluso miles de veces el máximo permitido por la norma federal para el agua potable. Los operadores de plantas de tratamiento de aguas residuales afirman

que la mayoría de estas instalaciones no puede eliminar suficiente material radiactivo para cumplir con los estándares federales de agua potable antes de descargar las aguas residuales a los ríos, a veces a pocos kilómetros aguas arriba de las plantas de admisión de agua de consumo. En Pennsylvania, estas plantas de tratamiento de residuos descargan en algunas de las principales cuencas fluviales del estado. Cantidades enormes de aguas residuales iban al río Monongahela, que abastece de agua potable a más de 800.000 personas en la parte occidental del estado, incluyendo Pittsburgh, y para el río Susquehanna, que desemboca en la bahía de Chesapeake y provee de agua potable a más de seis millones de personas, entre ellos algunos en Harrisburg y Baltimore. Cantidades menores han sido dadas de alta en el río Delaware, que abastece de agua potable a más de 15 millones de personas en Filadelfia y el este de Pennsylvania.

6.3.1 Los problemas generados en las regiones de EEUU.

Mientras Pennsylvania es un caso extremo, los riesgos planteados por fracturamiento hidráulico se extienden por todo el país. Habían más de 493.000 pozos de gas natural activos en los Estados Unidos en 2009, casi el doble que en 1990, alrededor del 90 por ciento han utilizado fracturamiento hidráulico para obtener más gas, de acuerdo con la industria de la perforación. El gas se ha filtrado en los suministros de agua potable subterráneas en al menos cinco estados, incluyendo Colorado, Ohio, Pennsylvania, Texas y Virginia Occidental, siendo los responsables de esto las empresas que aplicaron fracturamiento hidráulico. La contaminación del aire causada por la perforación de gas natural es una amenaza cada vez mayor, también. Wyoming, por ejemplo, fracasó en 2009 para cumplir con los estándares federales de calidad del aire por primera vez en su historia, en parte debido a los humos de aproximadamente 27,000 pozos que contienen benceno y tolueno, la gran mayoría perforados en los últimos cinco años.

En el condado de Sublette una zona escasamente poblada en Wyoming, y en la que se tienen algunas de las mayores concentraciones de pozos, los vapores que reaccionan a la luz solar ha contribuido a los niveles de ozono superiores a los registrados en ciudades como Houston y Los Ángeles. Funcionarios de la industria dicen que los residuos peligrosos de los pozos se manejan de acuerdo con las leyes estatales y federales, y agregó que las empresas de perforación están reciclando más aguas residuales ahora. En cualquier lugar de 10 por ciento a 40 por ciento del agua enviada por el pozo durante fracturamiento vuelve a la superficie, trayendo los productos químicos de la perforación, niveles muy altos de sales y, a veces, los materiales radiactivos naturales.

Aunque en la mayoría de los estados de EEUU se requiere que los perforadores dispongan de esta agua en pozos de almacenamiento subterráneo debajo de las capas de rocas impermeables, a manera de ejemplo en Pennsylvania se tienen muy pocos de estos pozos. Es el único estado que ha permitido a los perforadores descargar a los ríos gran parte de sus residuos a través de plantas de tratamiento de aguas residuales.

Los reguladores argumentan que la aprobación de los residuos de perforación a través de las plantas es seguro porque el material más tóxico se removerá durante el proceso de tratamiento en la planta y cualquiera que sea el material tóxico que queda en el agua residual se diluye cuando se mezcla en los ríos. Pero algunas plantas estaban tomando esas grandes cantidades de residuos con altos niveles de sal llevando a problemas de corrosión y pérdidas de maquinaria.

Millones de galones de aguas residuales fueron producidos por los pozos de Pennsylvania durante los últimos tres años, la mayor parte de esta agua fue enviada a plantas de tratamiento no equipadas para eliminar muchos de los materiales tóxicos en los residuos de perforación. Al menos 12 plantas de

tratamiento de aguas residuales en tres estados aceptaron que las aguas residuales, tratadas solo en parte se descargan a los ríos, lagos y arroyos.

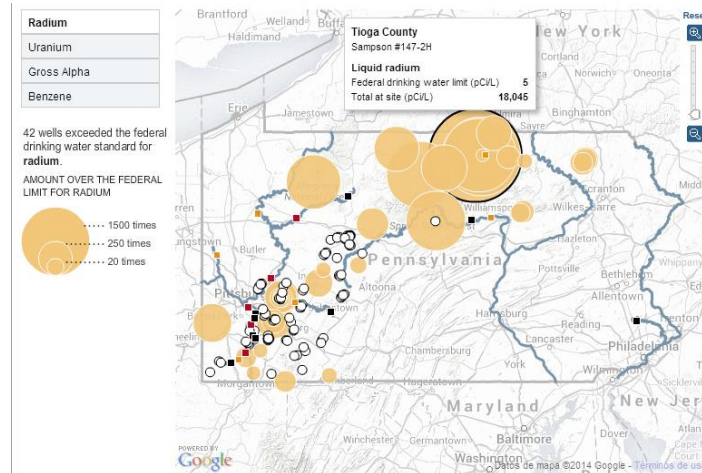
De más de 179 pozos que producen aguas residuales con altos niveles de radiación, al menos 116 presentan niveles reportados de radio u otros materiales radioactivos, 100 veces más altos que los niveles establecidos por las normas federales de agua potable. Al menos 15 pozos producen aguas residuales que transportan más de 1.000 veces la cantidad de elementos radiactivos considerados aceptables. Estos resultados procedían de estudios de campo llevados a cabo por los reguladores estatales y federales⁵⁴, los informes de fin de año presentados por empresas de perforación y pruebas de algunas plantas de tratamiento público ordenados por el estado. La mayor parte de las pruebas de medición de aguas residuales de perforación se estableció mediante la medición de la radiación "alfa global", que por lo general viene relacionando el radio, uranio y otros elementos.

En Pennsylvania, estas aguas residuales se envían a través de plantas de tratamiento de aguas residuales que no pueden eliminar algunos de los contaminantes antes de que el agua se descargue a los ríos y arroyos que proporcionan agua potable. Los resultados de mediciones de radioactividad en los pozos estudiados son los que se presentan en las figuras 50, 51, 52, 53. Revisando los resultados se evidencia que hay zonas en las que se presentan radiactividades que superan en más de 1500 veces los límites federales permitidos. Estos gráficos salen de realizar la correlación de los datos de los pozos en una hoja de Excel y graficarlos.

⁵⁴ Estudios realizados por la EPA (Environmental Protection Agency).

- 1. Mediciones de Radio:** Limite Federal para vertimiento Aguas: 5 pCi/L, en las mediciones se encontraron contenidos de Radio de hasta 18045 pCi/L en algunos pozos.

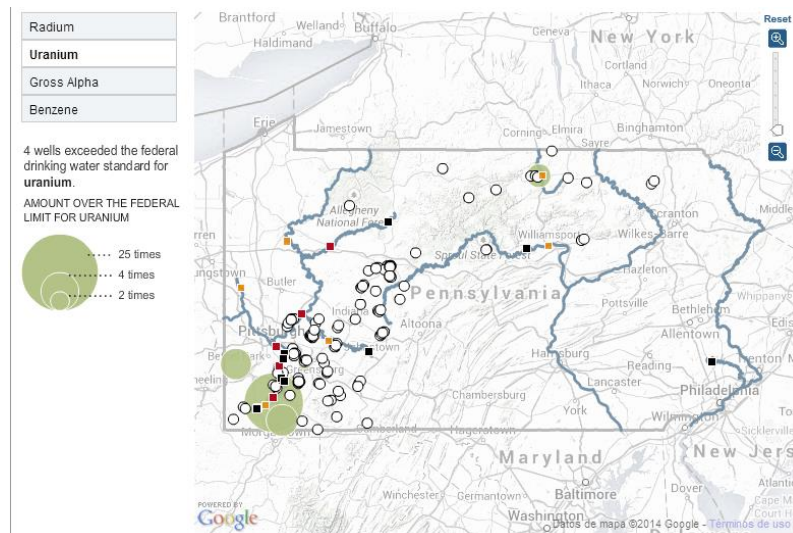
Figura 50: Mediciones de Radio pCi/L, Pozos Pensilvania. EE.UU.



Fuente: Información de Pozos Fracturados Hidráulicamente, The New York Times.

- 2. Mediciones de Uranio:** En cuanto a las mediciones de uranio, se encontraron zonas en las que se violaba los límites federales en más de 25 veces.

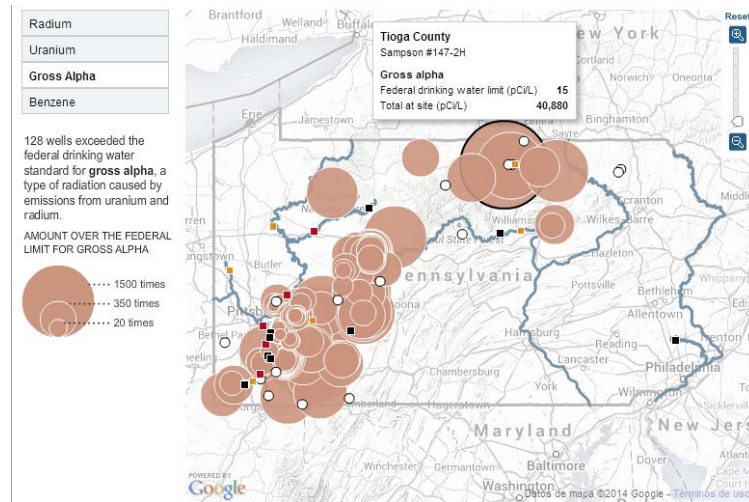
Figura 51: Mediciones de Uranio pCi/L, Pozos Pensilvania. EE.UU.



Fuente: Información de Pozos Fracturados Hidráulicamente, The New York Times.

3. **Mediciones Radiactividad Alpha Total:** El límite federal para vertimiento en cuerpos agua es de 15 pCi/L, en algunas zonas esta el total en sitio llegaba a los 40880 pCi/L.

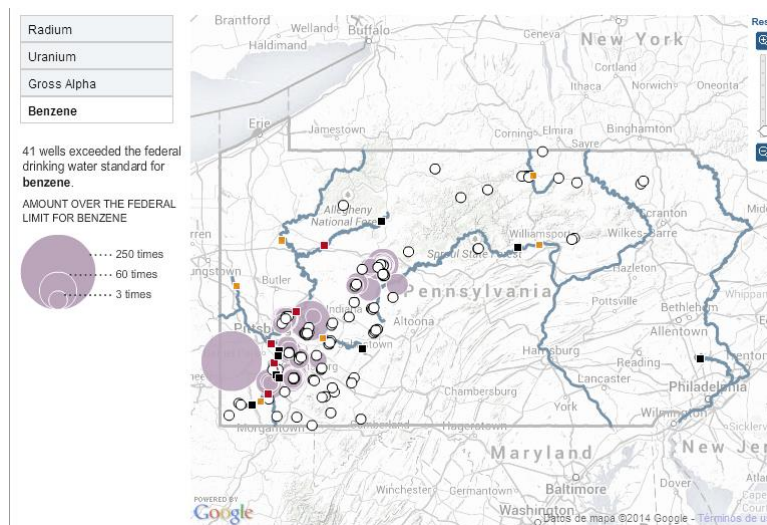
Figura 52: Mediciones de Radiactividad Alpha pCi/L Total Pensilvania. EE.UU.



Fuente: Información de Pozos Fracturados Hidráulicamente, The New York Times.

4. **Mediciones Benceno:** En algunas zonas se superaba los límites federales hasta en 250 veces.

Figura 53: Mediciones de Benceno Pensilvania. EE.UU.



Fuente: Información de Pozos Fracturados Hidráulicamente, The New York Times.

6.3.2 Estudios Realizados Por La EPA (Environmental Protection Agency)

Estudios realizados y documentos confidenciales que se han filtrado en la EPA (Environmental Protection Agency) demuestran la preocupación que existe por esta tecnología.

- Hace veintisiete años, la EPA tomó muestras una misteriosa sustancia pegajosa en el Condado de Jackson, W. Esto se realizó en un pozo de agua de consumo y se encontró que era el mismo gel utilizado para fracturar hidráulicamente un pozo de gas en las inmediaciones. Este estudio de 1987 fue desenterrado el año pasado por e/ Grupo de Trabajo Ambiental. El descubrimiento del estudio de la EPA 1987 fue publicado por The New York Times y cubierto a fondo por Abraham Lustgarten en Pro Pública , entre otros.
- En 2011, la EPA anunció planes para "caracterizar la toxicidad" en casi todas las etapas del ciclo de vida de la fracturación hidráulica. La EPA también planea resumir todos los datos disponibles obtenidos sobre los productos químicos y sustancias de origen natural utilizados y liberados durante el proceso de fracturamiento hidráulico con el fin de caracterizar y entender los posibles efectos en la salud humana, incluyendo 1) Adquisición Agua 2) Mezcla Química 3) Inyección en el pozo 4) Flowback y agua producida 5) Tratamiento de aguas residuales y eliminación de residuos.
- En noviembre de 2011, la EPA también anunció los resultados "sorprendentes" de un estudio que llevó a cabo en los pozos de agua en Pavillion, Wyoming , en respuesta a las quejas de los residentes de que su agua se volvió negra poco después comenzó la perforación de gas. La EPA concluyó que los productos químicos en los pozos de agua fueron los

mismos utilizados en la fracturación hidráulica. Sobre este caso hay un nuevo informe que fue presentado el 20 de junio de 2013.

6.3.2.1 Gestión de Residuos de la Exploración, Desarrollo y Producción de Petróleo Crudo, Gas Natural, y la energía geotérmica. (Informe al Congreso) ⁵⁵.

Hace veintisiete años, la EPA encontró una misteriosa sustancia pegajosa en un pozo de agua en el Condado de Jackson, W. Se encontró que era el mismo gel utilizado para fracturar hidráulicamente un pozo de gas en las inmediaciones. Este estudio de 1987 fue descubierto en 2010 por el Grupo de Trabajo Ambiental.

Este estudio se trata de un informe de diciembre de 1987 dirigido al Congreso por la Agencia de Protección del Medio Ambiente (EPA), que se ocupa de la administración de residuos procedentes de la exploración, desarrollo y producción de petróleo, gas natural y la energía geotérmica. En este se afirma que la fracturación hidráulica, también llamado fracking, puede causar la contaminación de las aguas subterráneas.

Se cita como ejemplo un caso en que los fluidos de fracturamiento hidráulico contaminaron un pozo de agua en el oeste de Virginia. El informe también describe las dificultades que sellaron acuerdos extrajudiciales creados para los investigadores. Así mismo, una de las dificultades en la recolección de casos de contaminación por petróleo y gas natural se debe a que las demandas relacionadas con las denuncias de contaminación a menudo se resuelven fuera de los tribunales y los registros están sellados. Investigadores de la EPA han dicho que esta práctica les impedía incluir otros ejemplos de contaminación de la fracturación hidráulica en el informe.

⁵⁵ Estudios realizados por la EPA (Environmental Protection Agency).

En su documento la EPA afirma que la fracturación hidráulica puede conducir a la contaminación de los suministros de agua subterránea. La agencia cita un ejemplo de West Virginia, en el que el fluido de fracturación migró de un pozo de gas natural a un pozo de agua de propiedad de una familia, por lo que no es apta para el consumo. El Instituto Americano del Petróleo, determinó que los problemas con el pozo de agua fueron el resultado de un mal procedimiento en el proceso de fractura. La EPA demostró que el gel que se encontró en el pozo está asociado con el proceso de fracturación y que trazas de hidrocarburos se encontraron también en el agua. El fluido de fracturamiento alcanzó el pozo de agua, que fue perforado a unos 400 pies de profundidad y estaba a cerca de 1.000 pies del pozo de gas que fue fracturado.

La contaminación del pozo de agua en West Virginia, ocurrió durante el proceso de fracturamiento hidráulico, las fracturas que fueron creadas permitieron a los fluidos de fracturamiento o gel contaminar una fuente de agua potable. La EPA comprobó la contaminación a través de un análisis de aguas del pozo de los Parsons. El "material gelatinoso oscuro" encontrado fue descrito como fluido de fracturamiento y fibras blancas se dice que se han detectado en el pozo, junto con otros contaminantes, incluyendo flúor, sodio, hierro y manganeso. La EPA concluyó que la fracturación hidráulica causó migración de líquidos o geles de fracturamiento dentro del pozo de agua de los Parsons, haciendo el agua inutilizable. La agencia también indica que la fecha de liberación de los fluidos de fracturamiento o gel fue en 1.982. El pozo de gas cerca del pozo de agua de los Parsons fue fracturado hidráulicamente el 30 de agosto de 1982, según los registros estatales.

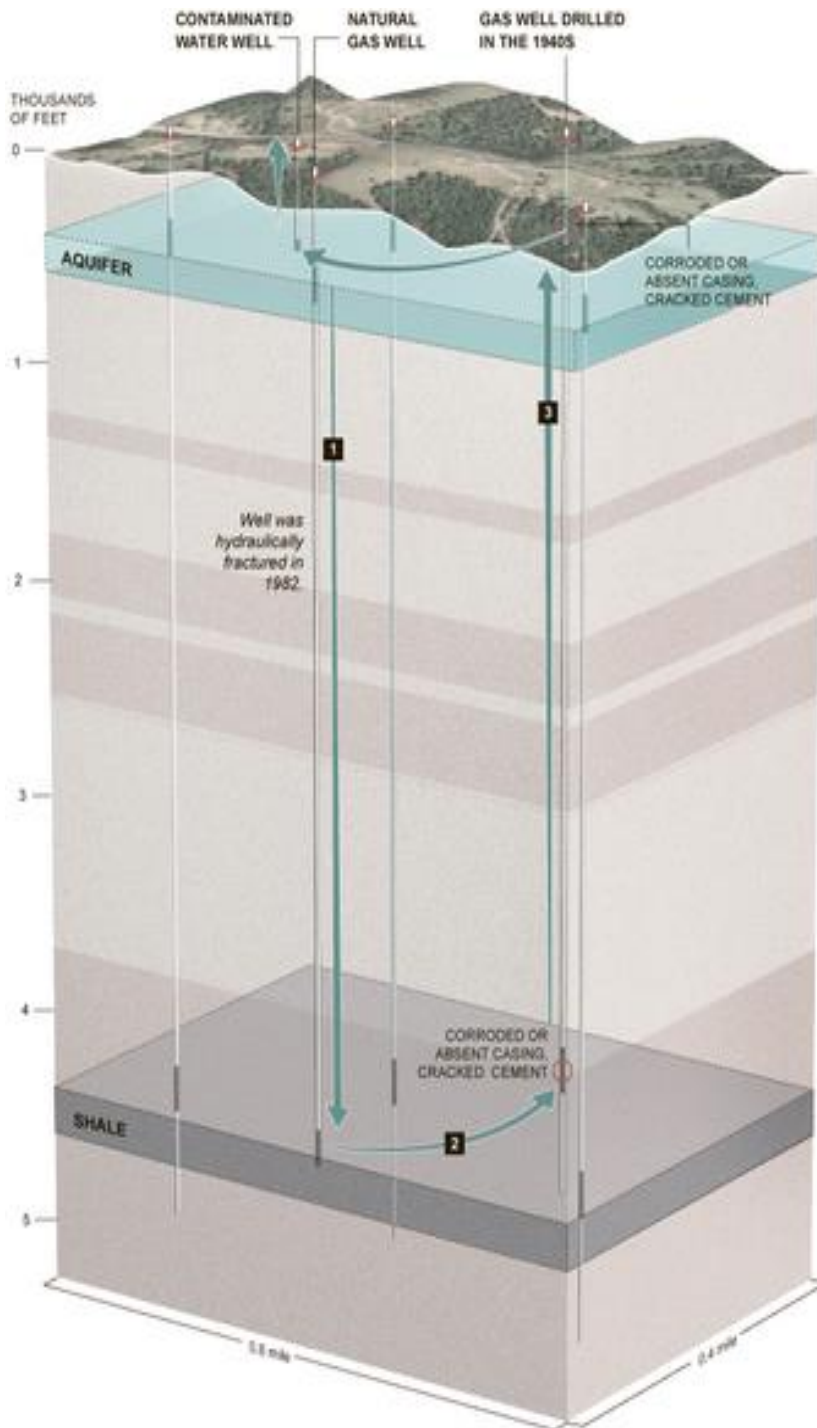
El pozo de gas Káiser tenía tres capas de revestimiento y el cemento, establecidos a profundidades de 251 metros, 2.437 metros y 4.534 metros. La profundidad del pozo de gas fue completado 4.572 pies. El pozo de agua de los Parsons fue perforado a unos 400 metros de profundidad, por lo que el pozo de gas se

extendió aproximadamente 4,000 pies más abajo (Figura 54). Muchas compañías en la industria del gas de esquisto dicen que fracturamiento de pozos, no puede contaminar los suministros de agua subterránea directamente porque se perforan muy por debajo del nivel freático, y por lo tanto nada de los fluidos inyectados durante el fracturamiento puede migrar las grandes distancias a través de numerosas capas de roca hasta el nivel de las aguas subterráneas.

El tipo específico de fracturación hidráulica realizado en 1982 implicaba el uso de grandes cantidades de nitrógeno y cantidades mucho más pequeñas de agua que las que se utilizan comúnmente hoy en día. Con más agua y mayor presión utilizada ahora en el fracking, las posibilidades de migración de contaminantes aumentan, según algunos expertos de perforación. Pero funcionarios de la industria argumentan que las reglas de seguridad mejoradas y un diseño adecuado del pozo hacen riesgos aún más bajos que en el pasado.

Finalmente, La Agencia de Protección del Medio Ambiente en 1987 llegó a la conclusión de que el pozo de agua en el condado de Jackson, Virginia Occidental, había sido contaminado con fluido utilizado en la técnica de perforación conocida como fracturación hidráulica. Algunos expertos dicen que la perforación de los pozos más antiguos de la zona podría haber servido como vías para migración del fluido de fracturamiento.

Figura 54: Esquema de representación contaminación pozo agua consumo por Fracking.



A natural gas drilling technique could have been the cause

1 During hydraulic fracturing, a mixture of water, sand and chemicals is injected into the well at high pressure to break up rock formations and release the gas. The pressure can create underground fractures that extend as much as 2,500 feet horizontally.

2 The mixture, which often contains gel, could have entered an abandoned well through breaks in the casing or cement.

3 Pressure from the water and gas used in hydraulic fracturing could then have pushed the mixture up the abandoned well and into the aquifer.

Other possibilities

A gel substance is often used during drilling to help lift pieces of rock created as the bit goes through the formation. The gel could have leaked into the aquifer during drilling and before fracturing.

Gel was also used to plug two of the four abandoned wells in the area. Over the years, it could have seeped up through one or both of those wells, breaking through corroded casing or a cracked cement plug.

Fuente: Estudios realizados por la EPA (Environmental Protection Agency).

6.3.2.2 Estudio de la EPA Sobre Fracturamiento Hidráulico y su Impacto Potencial en Recursos de Agua Potable (2011).

A petición del Congreso, la EPA está llevando a cabo un estudio desde el 2011, para entender mejor los impactos potenciales de la fracturación hidráulica en los recursos de agua potable para la extracción del gas de esquisto. El alcance de la investigación incluye el ciclo de vida útil del agua en la fracturación hidráulica.

La EPA en la publicación de su último reporte en diciembre de 2012 sobre el avance del estudio de los impactos potenciales en los recursos de agua potable, especifica no hacer aún conclusiones sobre los impactos del fracturamiento hidráulico, porque estos se darán solo en el estudio final en el 2014. Además dejan claro que el papel central de la EPA en este estudio es asegurar que la producción de este recurso sea seguro y responsable, debido a que el gas natural desempeña un papel central en el futuro energético del país como fuente de combustible doméstico, el cual tiene una amplia seguridad económica, y beneficios ambientales con respecto a otros recursos.

El alcance de la investigación incluye el ciclo de vida del agua en las operaciones de fracturamiento hidráulico (Figura 55), desde su adquisición en los recursos de agua, la mezcla con productos químicos, su utilización en el proceso de fracturamiento, la etapa de post-fracturamiento, incluyendo la gestión de flujo de retorno, el agua producida y su tratamiento final y disposición como se observa en la figura 55. De acuerdo a esto la EPA plantea el siguiente cuestionamiento siguiendo ese orden del ciclo de vida del agua en el fracturamiento hidráulico:

Etapa 1, Adquisición del agua: como grandes volúmenes de aguas superficiales y subterráneas (abastecen pozos y manantiales) son utilizados en el proceso de FH, la EPA investiga el cambio en la cantidad de agua disponible para beber, así como la calidad del agua potable.

Etapa 2, Mezcla Química: Una vez el agua es llevada al lugar donde se encuentra el pozo, esta es combinada con aditivos químicos y apuntalante para generar el fluido de fracturamiento. Los aditivos químicos se usan para una variedad de propósitos diferentes. La EPA investiga sobre la liberación por derrames o goteos del fluido de FH en superficies o zonas vecinas (o cercanas a cuerpos de aguas potables) durante este procedimiento.

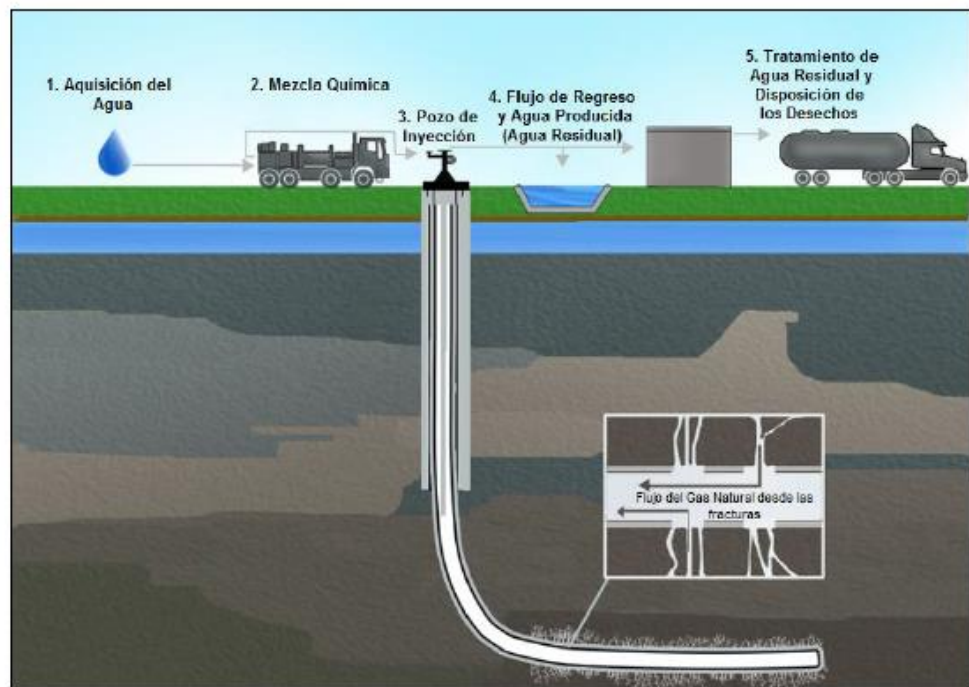
Etapa 3, Inyección en el pozo: El fluido de FH es inyectado a presión creando así grietas dentro de la formación geológica, permitiendo que el gas escape hacia el pozo para luego ser recolectado en la superficie. Los posibles impactos que se están investigando en esta etapa son la liberación de los fluidos del FH a las aguas subterráneas debido a la inadecuada construcción del pozo así como la inadecuada operación, movimiento de los fluidos de FH de la formación de interés a los acuíferos de agua potable a través de fracturas naturales o fracturas generadas por el hombre en el tratamiento, y movimiento de materiales naturales como metales o materiales radioactivos que se encuentran dentro de la tierra y se movilizan por las actividades del FH hacia los acuíferos.

Etapa 4, Flujo de retorno y agua producida: Cuando la presión en el pozo es liberada, el fluido de fracturamiento, el agua de la formación y el gas natural comienzan a fluir de regreso al pozo. Esta combinación de fluidos que contiene aditivos químicos del FH y sustancias de origen natural, son almacenadas normalmente en tanques o piscinas antes de su tratamiento, reciclado o eliminación. Esta agua que se devuelve a la superficie se denomina comúnmente como "flujo de retorno". El posible impacto de contaminación sería la liberación a las aguas superficiales o suelo por derrames o fugas en los sitios de almacenamiento.

Etapa 5, Tratamiento de Aguas Residuales y Disposición o Eliminación de Residuos: Las aguas residuales son tratadas de varias maneras, a través de la

eliminación por inyección subterránea, o por un tratamiento seguido por una deposición a cuerpos de agua en superficie, o a través del reciclado (con o sin tratamiento) para usarse en operaciones futuras de FH. Los posibles impactos en los recursos de agua potable son la contaminación por medio de las aguas residuales que alcanzan el agua potable debido a descargas de agua en la superficie e inadecuado tratamiento de aguas residuales, y los subproductos formados en las instalaciones de tratamiento de agua potable por la reacción de los contaminantes del FH con los desinfectantes.

Figura 55: Esquema de representación Ciclo de Vida Útil del agua utilizada para Fracturamiento hidráulico.



Fuente: Estudios realizados por la EPA (Environmental Protection Agency).

La tecnología de fracturamiento hidráulico consume grandes cantidades de agua generando muchos inconvenientes relacionados con el medio ambiente. Extraer agua superficial durante flujos bajos (cambios de estación) podría afectar los suministros de aguas municipales e industriales, así como la vida acuática (Arthur, Trotsky y Wilson 2010).

El agua que se extrae del pozo en la producción con el shale gas contiene altas concentraciones de sólidos totales disueltos, además de diversos productos químicos orgánicos e inorgánicos, metales y materiales radiactivos naturales (Naturally Occurring Radioactive Material) o NORM por sus siglas en inglés⁵⁶. Esto no permite que los residuos puedan ser depositados en ningún curso de agua natural después de ser producidos, por esta razón el agua debe ser reutilizada o reinyectada, y aun así cierta cantidad significativa de agua requiere su eliminación. Algunos operadores reinyectan estas aguas en un pozo específico (usado solo para ese fin), otros los transportan a plantas de tratamientos públicos o privadas que pueden no estar equipadas para tratar este tipo de aguas, dando como resultado descarga de contaminantes a los ríos, lagos o cualquier otro donde pueden afectar el agua potable o la vida acuática.

Sin embargo la reutilización del agua producida como una fuente alternativa de agua puede ser limitada debido a que la calidad del agua sobre el rendimiento de un fluido de fracturamiento no producirá el mismo efecto que si fuera tomado directamente de una fuente de agua. Esto es debido a que la concentración de sólidos disueltos en el agua producida no está dentro del rango deseado y no será tan eficiente en una posterior utilización. Aun así muchos operadores utilizan una combinación de agua producida mezclada con agua fresca para diluir el agua y dejarla caer dentro de los intervalos de concentración aceptables.

La inyección subterránea ha sido tradicionalmente la primera opción de eliminación más utilizada por las operaciones de petróleo y gas. Sin embargo, la inyección subterránea de agua producida no es factible en algunos plays de shale de gas, como el de Marcellus, donde las limitaciones geológicas evitan la inyección subterránea profunda (ALL y GWPC 2009). Como resultado, el agua

⁵⁶ Estudios realizados por la EPA (Environmental Protection Agency).

producida es a veces transportada en camiones por cientos de kilómetros a las instalaciones de eliminación de residuos. Esto genera mayores impactos en las carreteras y las comunidades como consecuencia del aumento del tráfico de camiones, así como un aumento de los costos para los operadores. En otras áreas, como el Shale de Barnett alrededor de la Ciudad de Fort Worth (Dallas), se han construido tuberías para transportar el agua a algunos pozos inyectoros de eliminación, y así minimizar el impacto asociado con el transporte de camiones de agua.

El tratamiento del agua producida se puede hacer a través de los sistemas situados en la localización de los pozos, plantas de tratamiento de agua municipales o instalaciones comerciales de tratamiento. Esta alternativa de gestionar las aguas residuales se encuentra limitada a zonas donde existen plantas de tratamiento con suficiente capacidad. Sin embargo, el tratamiento en las plantas municipales para aguas residuales por lo general no abarca altos contenidos de sodio y cloruro que frecuentemente se encuentran en las aguas producidas y generan problemas.

Como ya se mencionó anteriormente extraer agua superficial durante flujos bajos podría afectar los suministros de agua de la población sino se tienen los controles adecuados sobre el caudal, el tiempo y el lugar donde se puede realizar los retiros. De esta manera si no se extrae agua cuando los caudales son altos aprovechando los cambios estacionales se puede generar impactos adversos en la cantidad y calidad de los recursos acuáticos y en el hábitat terrestre. Las extracciones de agua subterránea pueden no tener un impacto significativo cuando se realiza muy esporádicamente, sin embargo, cuando se realiza múltiples veces en un mismo acuífero se podría volver muy significativo.

Además del ciclo de vida del agua dentro de las operaciones de fracturamiento hidráulico, también se debe tener en cuenta el ciclo del agua en el medio ambiente, este involucra una circulación continua de agua importante para

mantener el equilibrio en el ambiente⁵⁷. En este ciclo, el agua pasa de la superficie terrestre en la fase de vapor a la atmósfera para luego retornar a la superficie en forma de precipitación. El agua que precipita en la tierra tiene varios destinos, a través de la escorrentía superficial que se concentra en ríos y arroyos, y el restante que se filtra en el interior del suelo donde parte de esa agua infiltrada se transpira a la atmósfera mientras que el resto se convierte en agua subterránea.

Existe la preocupación de que, cuando el agua del suelo o la superficial se utiliza en la perforación y en el fracturamiento hidráulico de pozos de shale gas, esta agua extraída de acuíferos se considera que se pierde definitivamente del ciclo hidrológico (Penn State University 2010). Después de completadas las operaciones de fracturamiento hidráulico, cierto volumen de agua permanece en la formación. Esa cantidad de agua que no es producida y que queda dentro de la formación se retira del ciclo hidrológico.

Otra manera de eliminar el agua del ciclo hidrológico es con el tratamiento del agua para su posterior reutilización en operaciones de perforación, sin embargo si se realiza el tratamiento y se asegura que el agua obtenida es de buena calidad, esta podrá descargarse a fuentes superficiales y de esta manera permanecerá en el sistema. Este impacto potencial se puede reducir o evitar mediante el trabajo conjunto entre los operadores y los responsables de la administración del agua para desarrollar un plan de cuándo y dónde se producirán los retiros sin interferir con las necesidades de la comunidad.

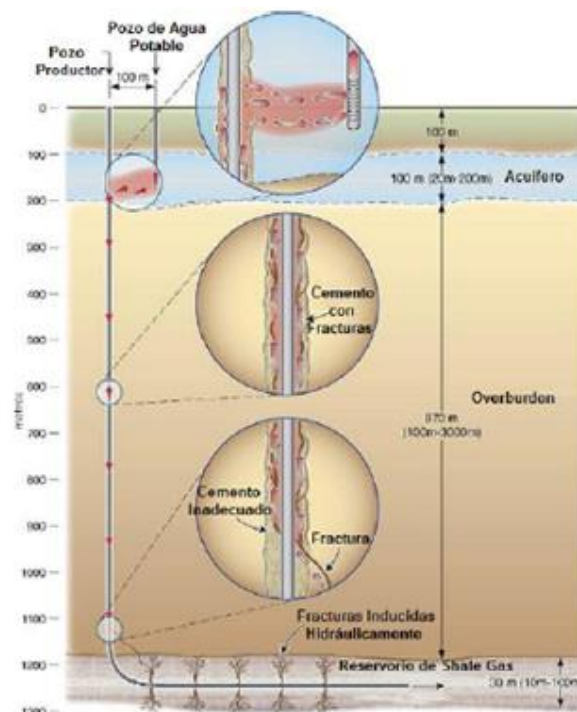
⁵⁷ Estudios realizados por la EPA (Environmental Protection Agency).

6.3.2.2.1 Posibles Escenarios de Contaminación durante un Fracturamiento Hidráulico.

La EPA junto con los diversos expertos plantea seis posibles escenarios de contaminación de los recursos de agua potable subterránea durante una operación de fracturamiento hidráulico. Estos posibles mecanismos son:

Escenario 1: Este escenario simula una vía de migración hipotética que se produce cuando un pozo de producción sufre daño durante una presión excesiva en las operaciones de fracturamiento hidráulico. Una vía de migración se genera a través del cemento o área cerca al pozo, por donde los fluidos pueden viajar hasta llegar a los acuíferos (figura 56).

Figura 56: Contaminación del Acuífero por daño en la cementación del pozo por sobrepresión.

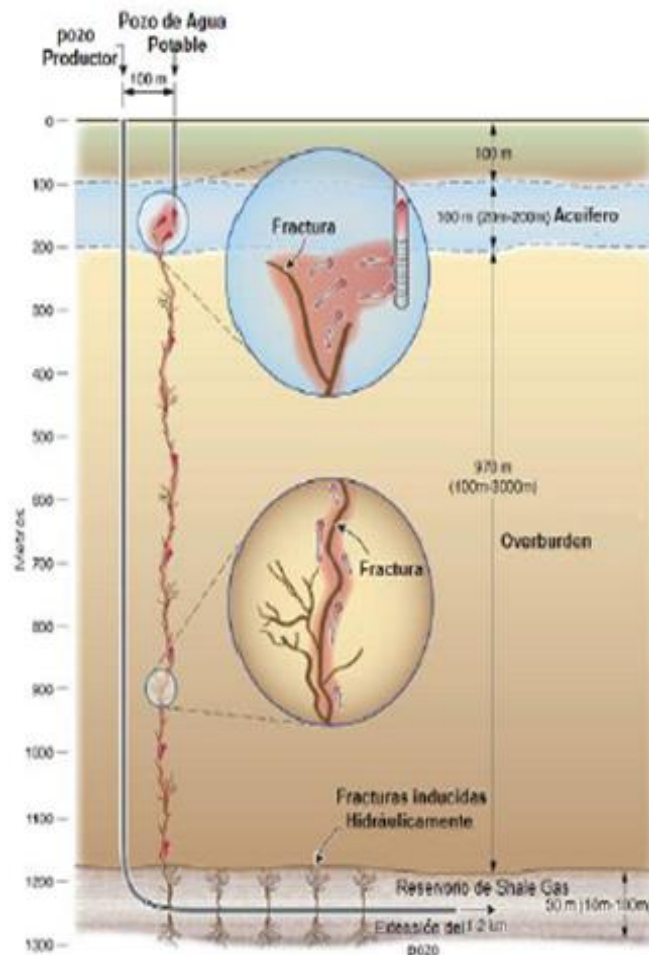


Modificado de: Study of Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources, EPA, 2012

Fuente: Efectos Ambientales Del Shale Gas. Tesis UIS.

Escenario 2: Este escenario simula un diseño inadecuado de las operaciones de fracturamiento hidráulico dando como resultado fracturas que permiten la comunicación entre el yacimiento de shale gas y el acuífero. Indirectamente una forma de comunicarse se produciría si las fracturas se interceptaran con una formación permeable entre la formación de shale gas y el acuífero (figura 57).

Figura 57: Contaminación del Acuífero debido a fracturas generadas en el overburden por Fracturamiento Hidráulico.

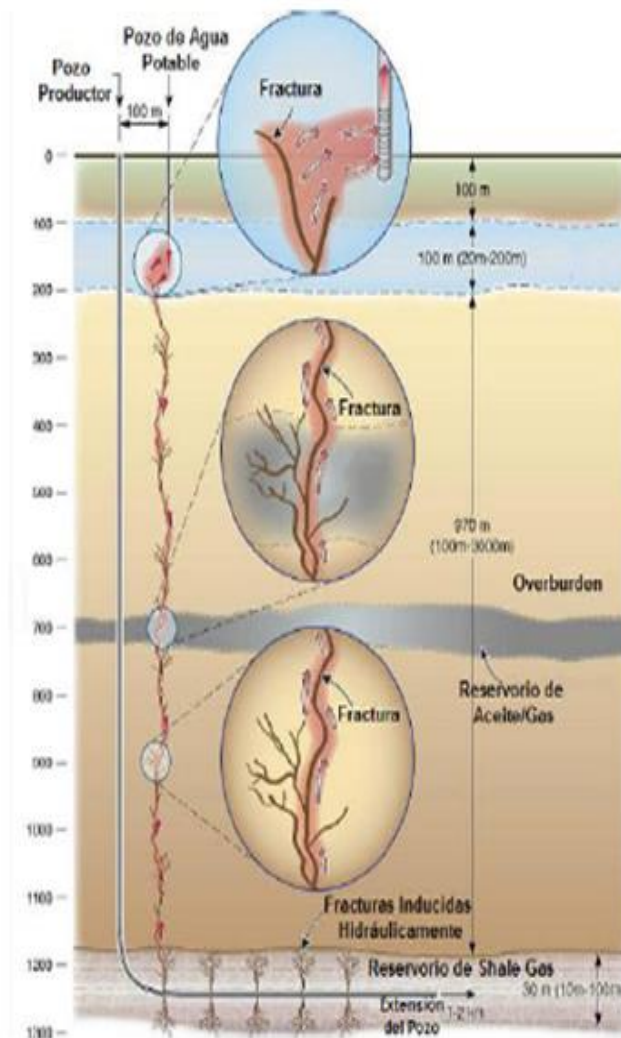


Modificado de: Study of Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources, EPA, 2012

Fuente: Efectos Ambientales Del Shale Gas. Tesis UIS.

Escenario 3: al igual que el escenario 2, se puede generar fracturas en el overburden interceptando yacimientos convencionales de hidrocarburos que se encuentra entre el reservorio de shale gas y el agua subterránea, creando así una doble fuente de contaminación para el acuífero (figura 58).

Figura 58: Contaminación del Acuífero debido a fracturas generadas en el overburden por fracturamiento hidráulico que interceptan un yacimiento convencional de aceite/gas.

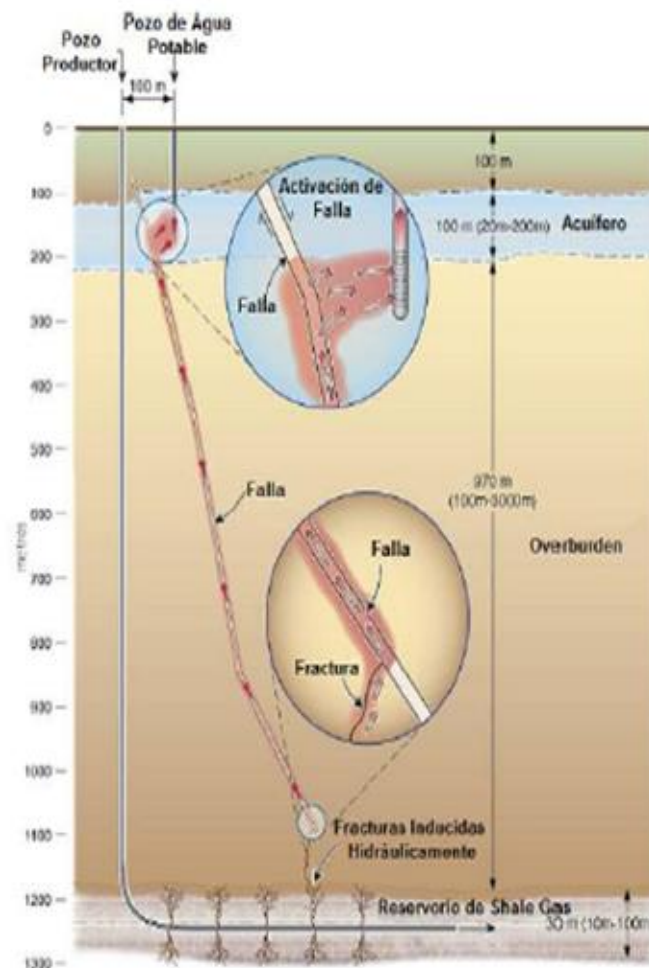


Modificado de: Study of Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources, EPA, 2012

Fuente: Efectos Ambientales Del Shale Gas. Tesis UIS.

Escenario 4: este escenario hipotético simula la migración de los hidrocarburos y otros contaminantes desde las fracturas inducidas que salen de la zona de interés y que se interceptan con fracturas selladas o fallas inactivas las cuales se activan por las operaciones de fracturamiento hidráulico llegando así a los recursos de agua subterránea (figura 59).

Figura 59: Contaminación del Acuífero debido a fracturas generadas en el overbouden por fracturamiento hidráulico que interceptan fallas selladas o inactivas.

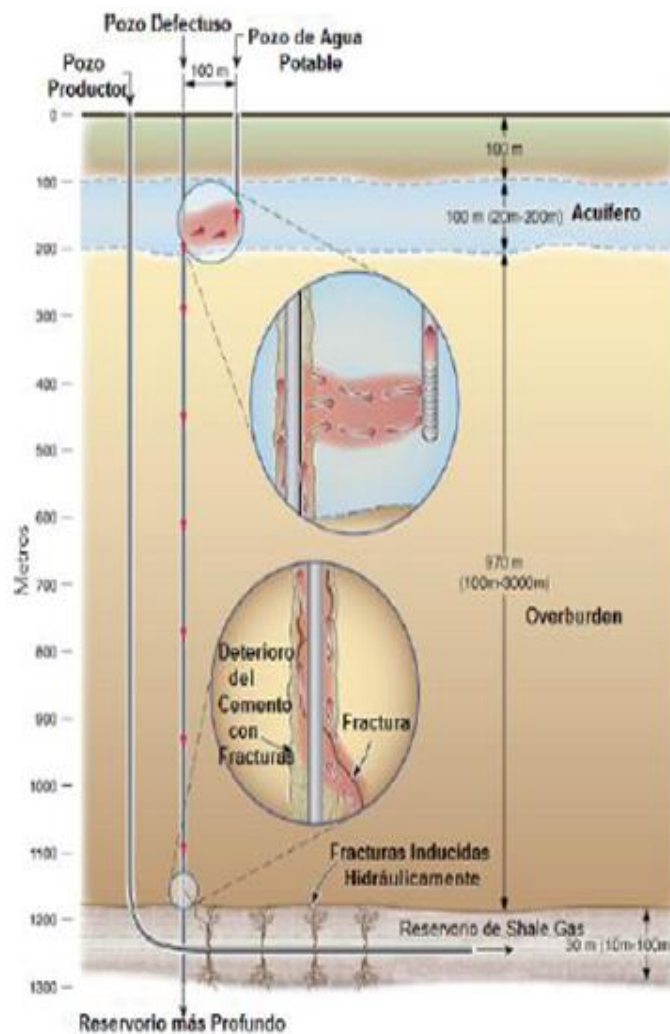


Modificado de: Study of Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources, EPA, 2012

Fuente: Efectos Ambientales Del Shale Gas. Tesis UIS.

Escenario 5: Este escenario hipotético simula la migración del fluido desde las fracturas inducidas por el fracturamiento hidráulico, las cuales se interceptan con pozos de hidrocarburos convencionales vecinos que poseen una cementación deteriorada o completamientos inadecuados y que pueden crear vías de acceso de contaminantes hasta los acuíferos (figura 60).

Figura 60: Contaminación del Acuífero debido a fracturas generadas en el overburden por Fracturamiento Hidráulico, las cuales interceptan otros pozos convencionales de aceite/gas deteriorados y comunican después al acuífero.

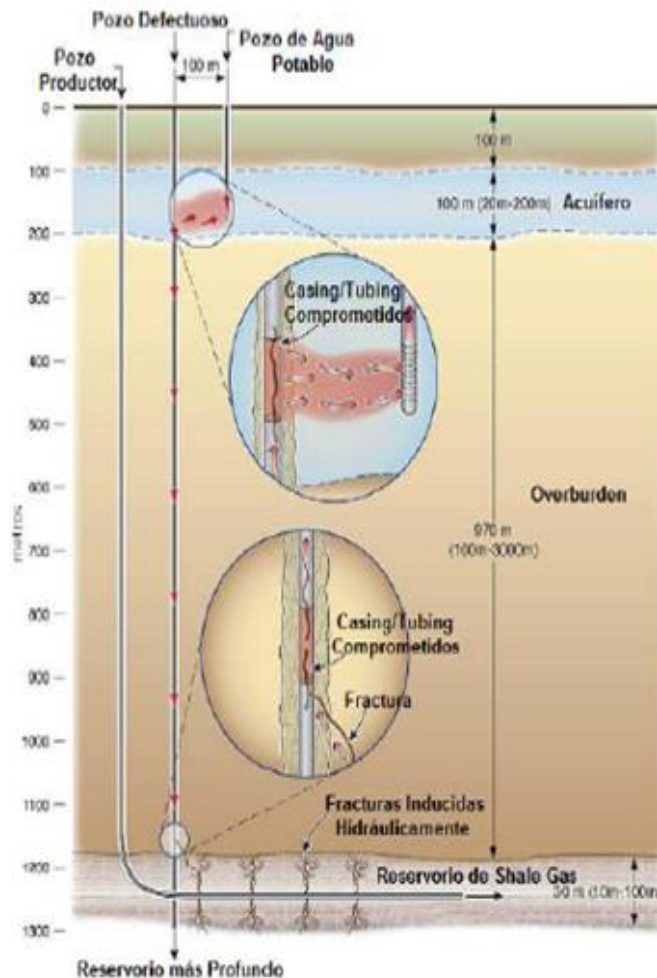


Modificado de: Study of Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources, EPA, 2012

Fuente: Efectos Ambientales Del Shale Gas. Tesis UIS.

Escenario 6: Este escenario simula como los fluidos migran a través de las fracturas inducidas que interceptan pozos cercanos de hidrocarburos convencionales mal terminados, con casing y tubing comprometidos que proporcionan una baja resistencia a la migración del fluido y que lo conecta con el acuífero (figura 61).

Figura 61: Contaminación del Acuífero debido a fracturas generadas en el overburden por Fracturamiento Hidráulico, las cuales interceptan otros pozos convencionales de aceite/gas que son inapropiadamente cerrados que comprometen el casing y comunican con el acuífero.



Modificado de: Study of Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources, EPA, 2012

Fuente: Efectos Ambientales Del Shale Gas. Tesis UIS.

6.3.2.3 Estado de Wyoming, Investigación EPA sobre contaminación de Aguas Subterráneas⁵⁸

De acuerdo con el anuncio del 20 de junio 2013, la EPA sigue haciendo aportes al estado de Wyoming en su investigación en curso sobre temas de agua subterránea en Pavillion. Como parte de esa entrada, la EPA presentó un resumen/Evaluación de información, sobre la integridad de los pozos de gas para consideración por el estado de Wyoming. Los documentos (todos en formato PDF) se pueden revisar en la página de la EPA, estos son:

- Pavillion Gas Well Integrity Evaluation (EPA Region 8, July 2013)
- Pavillion Oil & Gas Field Pits Evaluation (EPA Region 8, July 2013)
- Oil & Gas Field Pits Evaluation: Appendices A-B
- Oil & Gas Field Pits Evaluation: Appendix C
- Oil & Gas Field Pits Evaluation: Appendix D
- Oil & Gas Field Pits Evaluation: Appendices E-F

Pavillion, Wyoming se encuentra en el condado de Fremont, cerca de 20 millas al noroeste de Riverton. La preocupación es la posible contaminación de las aguas subterráneas, en base a quejas de los residentes acerca de los olores, los sabores y los cambios adversos en la calidad del agua de sus pozos domésticos. En marzo de 2009 la EPA muestreó 39 pozos individuales (Figura 62). El propósito de este muestreo era recoger datos para evaluar las condiciones de las aguas subterráneas y la evaluación de las posibles amenazas a la salud humana y el medio ambiente. EPA realizó un muestreo adicional en Pavillion en enero de 2010. Este esfuerzo incluyó el muestreo 21 pozos domésticos dentro de la zona de interés, dos pozos municipales y los sedimentos y el agua de un arroyo cercano.

⁵⁸ Estudios realizados por la EPA (Environmental Protection Agency).

La EPA también ha tomado muestras de las aguas subterráneas y el suelo de los sitios de remediación de piscinas, agua de producción y condensados de cinco pozos de producción gestionadas por el operador primario de gas natural en la zona. La EPA instaló dos pozos de monitoreo en la zona Pavillion en 2010 los datos recogidos de estos pozos se basarán en eventos de muestreo anteriores para ayudar a evaluar más, la hidrología subterránea y la contaminación en el acuífero. El análisis de la EPA de las muestras tomadas de los pozos de monitoreo profundos de la Agencia en el acuífero indica la detección de productos químicos sintéticos, como glicoles y alcoholes en consonancia con la producción de gas y fluidos de fracturamiento hidráulico, la concentración de benceno está muy por encima de las normas de la Ley de Agua y se presentan niveles elevados de metano.

Dada la compleja geología de la zona y la proximidad de los pozos de agua potable, la EPA está preocupada por el movimiento de los contaminantes en el acuífero y la seguridad de los pozos de agua potable a través del tiempo. Productos químicos detectados en las muestras más recientes son consistentes con los identificados en muestras anteriores de la EPA e incluyen metano, otros hidrocarburos de petróleo y otros compuestos químicos. La presencia de estos compuestos es coherente con la migración de las zonas de producción de gas. Las detecciones en pozos de agua potable están generalmente por debajo de las normas establecidas de seguridad y salud. En el otoño de 2010, el Departamento de Salud y la Agencia de Servicios Humanos para Sustancias Tóxicas y el Registro de Enfermedades revisaron los datos de la EPA, y recomendó a los dueños de pozos afectados tomar varias medidas de precaución, incluyendo el uso de fuentes alternativas de agua para beber y cocinar, y la ventilación cuando para ducharse, con el fin de evitar nubes explosivas. Esas recomendaciones se mantienen en su lugar y se ha estado financiando la prestación de los suministros de agua alternativos.

Figura 62: Muestras realizadas dentro investigación Contaminación de Aguas Subterráneas Pavillion, Wyoming.

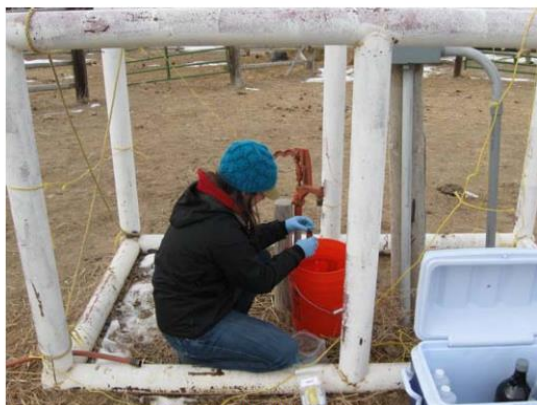


PHOTO 4
START personnel collecting domestic well water sample from spigot at location PGDW39. IMG_0857.JPG.



PHOTO 2
START personnel purging domestic well at location PGDW05. IMG_0845.JPG.



PHOTO 11
START personnel collecting sediment sample, co-located with surface water sample at location SWSE03. IMG_0352.JPG.

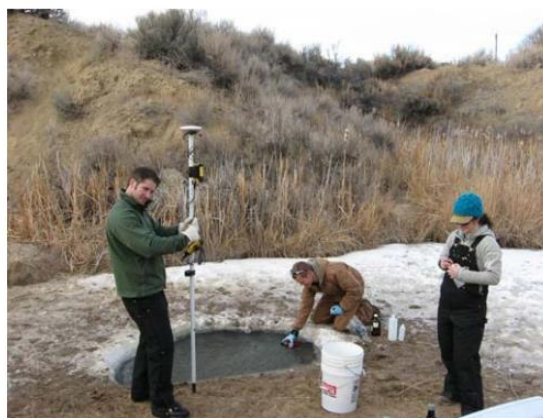


PHOTO 13
START personnel collecting surface water sample at location SWSE03 facing north. IMG_0350.JPG.



PHOTO 21
START personnel collecting domestic well water sample at location PGDW49. IMG_0277.JPG



PHOTO 23
START personnel collecting nonfunctional domestic well water sample at location PGDW40. IMG_0389.JPG.

Algunos artículos publicados por la SPE demuestran también los problemas del fracturamiento hidráulico, en estos se puede leer: “Las fracturas ocasionadas por el proceso de fracking pueden extenderse de manera compleja y a veces impredecible.” Maurice Dusseault, un experto en perforación y profesor de ingeniería geológica de la Universidad de Waterloo en Canadá, dijo que para disminuir el riesgo de pozos viejos que sirven como conductos para la contaminación, las empresas de perforación deben utilizar un tipo más fuerte de cemento que es menos propenso a agrietarse o disminuir después un pozo se ha conectado. Las empresas también deben mejorar la forma en que se conectan las vías donde el gas puede migrar detrás del casing y se debe realizar inspecciones frecuentes de estos pozos abandonados, agregó.

En el artículo publicado por la SPE “Integrating Fracturing-Mapping Technologies to improved Stimulation in the Barnett Shale”. Los autores afirman que los pozos de agua cerca de un pozo fracturado hidráulicamente fueron "asesinados o afectados" debido a que las fracturas del pozo se interceptaban con otras fracturas de otros pozos cercanos. Esto es importante porque muestra que las fracturas pueden conectarse subterráneamente, en zonas donde el fracking es muy común. Otro paper publicado por la SPE, “Improving Well Productivity and Profitability in the Bakken – A Summary of Our Experiences Drilling, Stimulating, and Operating Horizontal Wells”, SPE 110679, describe la complejidad de las fracturas subterráneas y algunos de los desafíos técnicos que enfrenta la industria. En este se indica que las empresas no siempre pueden controlar dónde van sus fracturas. Es importante tener en cuenta que las fracturas que se describen aquí son muy profundas por debajo de la tierra y no pueden cruzarse directamente con pozos de agua. Pero a pesar de esta gran profundidad, si las fracturas se cruzan con las vías verticales como pozos abandonados existentes, a continuación, podría dar lugar a la contaminación del agua.

6.3.3 Fracturamiento Hidráulico y su relación con el incremento de Sismos.

Científicos de la Universidad de Cornell han llegado a la conclusión que el rápido aumento del número de terremotos en el estado de Oklahoma está relacionado con la actividad de los pozos de producción de gas situados en el sureste de Oklahoma, la actividad extractora en estos pozos, que se lleva a cabo mediante el sistema de fracturación hidráulica ('fracking'), el cual puede provocar temblores en un radio de hasta 35 kilómetros.

Un estudio científico en EEUU culpa a varias explotaciones de *fracking* de causar más de 2.000 terremotos en Oklahoma. Este estado se destaca entre los que más operaciones tienen de fractura hidráulica en todo el país y ha experimentado un espectacular aumento de los sismos en los últimos cinco años. Los geólogos han bautizado a la serie de terremotos como el “enjambre de Jones” por el nombre de la pequeña localidad cercana a la capital del estado donde, desde 2008, se han registrado 2.547 terremotos de magnitud tres o superior, casi uno por cada uno de sus 2.692 habitantes.

Desde 2008, la zona ha pasado de experimentar una media de dos terremotos de magnitud tres o mayor al año a sufrir 145 en lo que va de 2014, todo un récord desde que hay registros. Dicho de otra manera, desde 2008 la zona ha multiplicado por 40 su número de sismos. Oklahoma registró en 2011 el que, hasta ahora, es el mayor seísmo relacionado con la inyección de fluidos en el terreno: un temblor de intensidad 5,7 que destruyó 14 casas y una autopista dejando dos heridos.

El trabajo en el que ha participado el Servicio Geológico de EEUU (USGS), una agencia del Gobierno, es el primero que combina datos sísmicos con un modelo que calcula la presión ocasionada por la inyección de agua sobrante. Los resultados muestran que los terremotos de Jones coinciden con una creciente

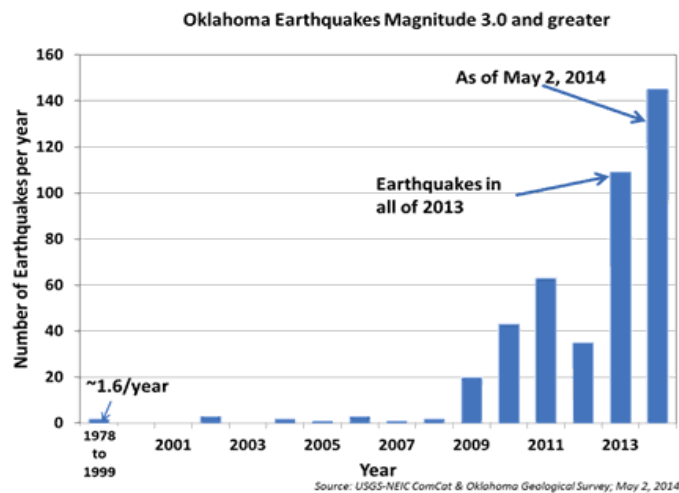
oleada de presión en el subsuelo atribuible a cuatro de los mayores pozos de inyección del estado, a pesar de estar a unos 20 kilómetros. Estos pozos de inyección a gran escala llegan a necesitar 1.000 barriles de agua por cada uno de petróleo que se obtiene, según el estudio. Los cuatro pozos en cuestión han sido bautizados con nombres como “Flower Power” y “Deep Throat” (Garganta Profunda). La empresa propietaria, New Dominion, ha dicho que el estudio se basa en “asunciones falsas”, según *Science*, pero se ha negado a responder preguntas.

Los autores abogan por aumentar los controles sobre este tipo de explotaciones. “En los pozos que inyectan agua a mayor escala sería deseable que hubiese un mayor control para determinar la presión del fluido y cómo se expande por el subsuelo”, explica Barbara Bekins, hidróloga del USGS. Es importante tener en cuenta que este problema no parece ser la norma, sino la excepción. En el estado de Oklahoma hay unos 10.000 pozos de inyección, resalta Bekins, y, por ahora, solo esos cuatro que funcionan con un mayor volumen de agua han resultado ser problemáticos, según el análisis.

Los autores de este estudio del Servicio Geológico de EE.UU. (USGS) investigaron la frecuencia de terremotos en la cuenca del Ratón en el sur de Colorado y el norte de Nuevo México, una región “sísmicamente tranquila” antes de 1999, cuando empezó la inyección de aguas residuales en la zona. Un sismo de magnitud 5,3 que azotó Colorado en 2011 fue probablemente causado por la inyección de aguas residuales para realizar una perforación para obtener gas natural, afirman cuatro científicos del USGS. Los geólogos ven una relación directa entre la inyección de aguas y la actividad sísmica. Por ejemplo, muestran que el momento y el lugar de la sismicidad corresponden a la secuencia documentada de inyección de aguas residuales en la zona. Los científicos dijeron que desde 2001 hasta 2013 hubo 16 terremotos de magnitud 3,8 o superior en la cuenca del Ratón. Durante los 30 años anteriores a ese período (de 1972 a 2001),

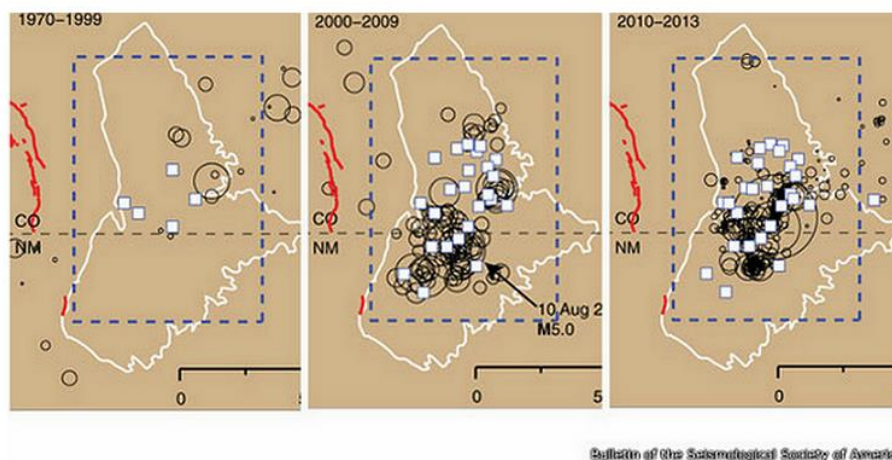
el área registró solo un terremoto de esa magnitud. (Figuras 63, 64). “A partir de 2001 la producción de metano aumentó, y con ella el número de pozos de aguas residuales (21 actualmente en Colorado y siete en Nuevo México) y las tasas de inyección”, dijo al portal ‘Natural Gas Intelligence’ un portavoz de la revista ‘Bulletin of the Seismological Society of America’, donde fue publicado el estudio. “Desde mediados de 2000, la tasa total de inyección a través de la cuenca ha oscilado entre 1,5 millones y 3,6 millones de barriles [de aguas residuales] por mes”.

Figura 63: Incremento de los Sismos Oklahoma.



Fuente: Investigación sobre el “Enjambre de Jones”. USGS

Figura 64: Incremento de los Sismos “Enjambre de Jones”. Oklahoma.



Fuente: Investigación sobre el “Enjambre de Jones”. USGS

7 IMPACTOS AMBIENTALES PRODUCIDOS POR PROCESOS DE COMBUSTIÓN IN SITU.

Debido al agotamiento de las reservas convencionales se ha conseguido que la explotación de reservas no convencionales, en las que se encuentran los crudos con baja gravedad API (crudos pesados, extra pesados y bitumen) aumente de forma considerable. Es de vital importancia el tratar de recuperar estos crudos, debido a que las proporciones de volumen comparadas con las reservas de crudo ligero son muy superiores. El agotamiento de reservas de aceite ligero ha llevado a la industria a desarrollar métodos que faciliten la extracción de estos crudos sin embargo se siguen buscando alternativas que signifiquen menores gastos energéticos, menores impactos medioambientales y mejores remuneraciones económicas. La combustión in situ ofrece gran variedad de ventajas en cuanto a los cambios extremos en calidad y viscosidad del crudo, sin embargo este proceso exige cuidados especiales sobre todo si nos referimos al cuidado del flujo del aire y control de frente de combustión, razón por la cual de los más de 200 proyectos de implementación de combustión in situ a nivel mundial solo 4 han sido exitosos.

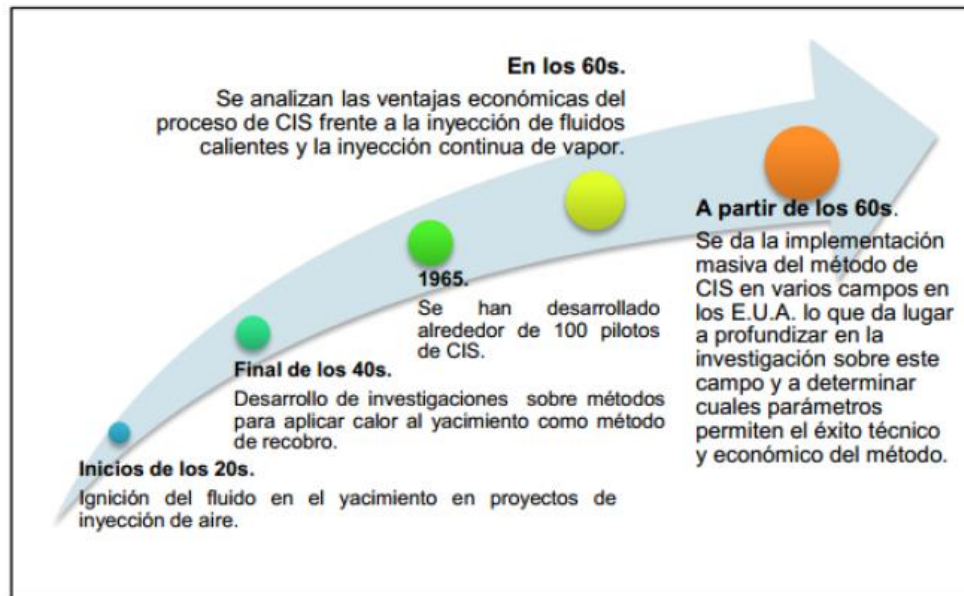
7.1 ANTECEDENTES DE APLICACIÓN DEL MÉTODO DE RECOBRO CIS.

Uno de los primeros proyectos en los cuales se involucró un proceso de combustión in situ pero no se registró como tal, fue hacia el año de 1916 en las operaciones de la compañía Cumberland en Ohio: en pruebas de laboratorio se encontró altos y bajos contenidos de CO₂ y de O₂ respectivamente, en el gas de producción contenido en las muestras tomadas de los pozos que fueron sometidos a inyección de aire caliente para evitar la precipitación de parafinas cerca a la cara del pozo. Esto sugirió a Lewis que bajo las condiciones operacionales ocurría una reacción química entre el fluido dentro del yacimiento y el aire inyectado obteniendo CO₂ principalmente como producto y que la inyección continua de aire provocaba una auto-ignición del fluido.

En octubre del año 1920 en Ohio, se implementó el primer proyecto planeado de combustión in situ (CIS) para derretir las parafinas e incrementar la producción (Figura 65). Uno de los puntos a destacar en este proyecto fue que gracias al análisis de las consecuencias del proceso, se resalta la importancia de desarrollar pozos que resistan las temperaturas máximas que se puedan alcanzar en la combustión.

Figura 65: Reseña histórica de la Combustión in Situ.

Avances importantes desde los años 20's de la combustión in situ.



Fuente: RAMEY, Henry J, Jr. In Situ Combustion. Stanford University, California, U.S.A.

Fuente: Seminarios Métodos de Recobro, UIS

7.2 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO DE COMBUSTIÓN IN SITU.

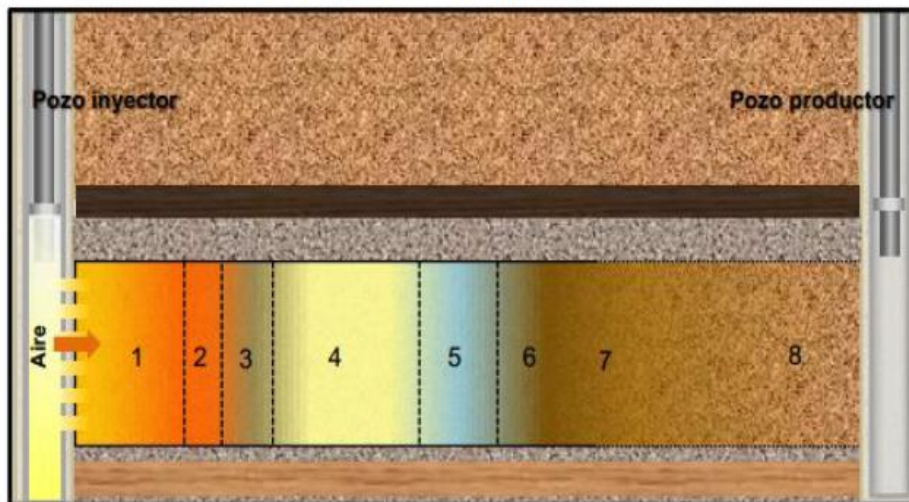
El proceso de combustión in situ es un método convencional térmico que se basa en la generación de calor en el yacimiento para seguir recuperando hidrocarburo una vez culminada la producción primaria y/o secundaria. Este método consiste básicamente en quemar una porción del petróleo presente en el yacimiento para generar el calor, esta porción es aproximadamente el 10%. La combustión in situ

es un método que se aplica a campos con petróleo muy viscoso o "pesado" que no se puede producir por medios convencionales. Se quema parte del aceite in situ creando un frente de combustión que se mueve a través de la formación hacia los pozos productores, así el aceite es llevado hacia el productor por el empuje proporcionado por los gases de combustión y por el agua (producto de la combustión y la condensada proveniente del yacimiento). Este proceso se inicia con la ignición del fluido en las proximidades al pozo inyector. La ignición puede ser espontánea o inducida mediante calentadores o fluidos combustibles altamente volátiles a las condiciones de operación.

Una vez se haya iniciado la ignición la tasa de inyección de aire se sigue manteniendo para que el frente de combustión avance a través de la formación. Después que el frente se haya movido una distancia considerable hacia los pozos productores se desarrollan ciertas regiones o zonas en el yacimiento.

Figura 66: Zonas presentes en la combustión in Situ seca.

Zonas presentes en la combustión in situ seca.



Fuente. SARATHI, Partha S. In-Situ Combustion Handbook – Principles and Practices. Documento electrónico. National Petroleum Technology Office, U.S. Department of Energy. Tulsa, Oklahoma. 1999. Modificada.

Fuente: Seminarios Métodos de Recobro, UIS

Zona quemada (región #1 en la figura 66). Comprendida desde la cara del pozo inyector hasta el frente de combustión, es esencialmente seca y totalmente saturada de aire. Su temperatura incrementará desde la que presenta el aire en la cara del pozo hasta la alcanzada por el frente de combustión (máxima temperatura

Frente de combustión (región #2 en la figura 66) es la zona donde se genera la energía como tal debido a la reacción entre el oxígeno y el hidrocarburo para producir óxidos de carbono, compuestos oxigenados y agua.

Zona de craqueo (región #3 en la figura 66) Es la zona donde se ubica el hidrocarburo que servirá como combustible de la reacción. Para el desarrollo de la reacción el componente menos deseado del hidrocarburo se quema.

Vaporación (región #4 en la figura 66). En ambas la temperatura cae rápidamente pero aún sigue siendo alta, lo suficiente para que toda el agua y los hidrocarburos más livianos sean evaporizados dejando un combustible residual.

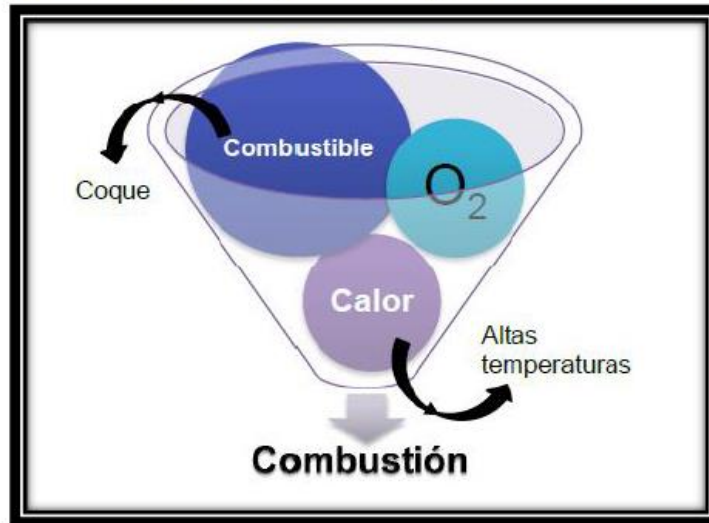
Zona de agua caliente o de vapor condensado (región #5 en la figura 66) se da como resultado del producto de la combustión del hidrógeno.

Banco de aceite liviano (región #6 en la figura 66) como producto de la condensación de los componentes más livianos del crudo, mientras que los más pesados se consumen como combustible de la reacción.

Banco de aceite (región #7 en la figura 66) zona que apenas está siendo contactado por los otros fluidos relativamente más calientes y por los gases de combustión (CO₂, N₂ y CO) los cuales incrementan la saturación de gas en la formación y actúan también como mecanismo de desplazamiento del crudo que no ha sido alcanzado por el frente y que se sitúa en la **zona no alterada de la formación** (región #8 en la figura 66).

Figura 67: Actores requeridos para que ocurra la combustión.

Los actores que se requieren para que ocurra la combustión.



Fuente: FRIAS, Jaines, VELEZ, Grabiél, VILLAMARIN, Jhonatan. (2012) Fundamentos de combustión in situ. Seminario.

Fuente: Seminarios Métodos de Recobro, UIS

Se debe tener en cuenta que el proceso se extingue cuando no exista en el yacimiento los factores necesarios para que ocurra. Ver figura 67.

7.3 ETAPAS EN LA GENERACIÓN DE LA COMBUSTIÓN IN SITU.

Operacionalmente se dan 3 etapas para generar y mantener el avance de la combustión en el yacimiento.

- **Inyección de un material oxidante (normalmente aire).**

En la primera etapa el oxígeno reacciona con el crudo exotérmicamente; se genera un aumento de temperatura, donde la velocidad de reacción depende de la temperatura Inicial del yacimiento. La inyección continúa hasta lograr una alta permeabilidad relativa al aire que permita inyectar a tasas elevadas. La inyección de aire en el yacimiento se comprueba analizando los gases producidos en el pozo productor (presencia de N₂).

- **Generación de la ignición o encendido del combustible.**

La segunda etapa corresponde a la generación de la combustión, en esta la temperatura aumenta hasta alcanzar la temperatura de ignición; existen dos formas de ignición: espontánea que ocurre en aquellos crudos que tienen componentes que fácilmente se oxidan y la inducida o artificial que se produce mediante calentadores eléctricos, quemadores a gas, o mediante la inyección de fluidos calientes y mezclas de químicos inflamables en las condiciones bajo las cuales se opera el yacimiento.

- **Continuación de la inyección de aire.**

La tercera etapa se realiza con el fin de mantener y propagar a través de todo el yacimiento el frente de combustión (disminuye viscosidad y aumenta la producción de fluidos). Varios fenómenos tienen lugar en esta etapa: flujo multifásico, flujo multidimensional, reacciones químicas heterogéneas y catalizadas, fenómenos complejos de transferencia de calor, problemas de equilibrio en sistemas de múltiples componentes.

7.3.1 Screening de Aplicación

Figura 68: Screening Aplicación Combustión In Situ.

Screening de Aplicación.

Autor	Año	Espesor Pies	Prof. Pies	Porosidad Fracción	Permeabilidad mD	Presión Psia	Sat. Oil.	°API	Viscosidad Cp
Poetmann	1964			>0.20	>100				
Geffen	1973	>10	>500			>250		<45	
Lewin y Asociados	1976	>10	>500				>0.50	10-45	
Chu	1977			≥0.22			≥0.50	≤24	<1000
Iyoho	1978	5-50	200-4500	≥0.20	>300		>0.50	<10	<1000
Chu	1980			≥0.16	>100		>0.35	<40	

Fuente. YATTE GARZÓN, Fabián Camilo. Combustión In Situ. Seminario de maestría. Universidad Industrial de Santander.

Fuente: Seminarios Métodos de Recobro, UIS

7.4 IMPACTOS OCASIONADOS POR EL DESARROLLO DE PROYECTOS COMBUSTIÓN IN SITU.

Desde 1920 la combustión in situ se ha probado en más de 200 campos de Estados Unidos, México, Canadá, Rusia, India, Venezuela, Rumania, entre otros países, pero solo ha funcionado eficientemente en 4 (uno en Rumania, otro en Estados Unidos y dos en la India), los cuales aún están activos. Los demás han sido un rotundo fracaso.

Es bueno precisar también que la combustión in situ se ha experimentado en yacimientos con pocas reservas residuales, después de haberse implementado otros métodos de recobro mejorado como la inyección de agua y la inyección de vapor. O sea, es el último recurso a utilizar, cuando ya se han agotado otras tecnologías. La combustión in situ ha fracasado debido a que las temperaturas en el fondo del pozo alcanzan más de 1200°C, con frentes de llama incontrolables que conllevan a la pérdida de los pozos productores por fundición de la tubería, y problemas ambientales por la polución causada con sulfuro de hidrógeno, dióxido de azufre y gases de combustión. Se genera también nitrógeno y dióxido de carbono los cuales producen corrosión.

El Doctor Farouq Alí, autoridad mundial en recobro mejorado, el pasado 20 de junio de 2012 conceptuaba⁵⁹, vía virtual, sobre la combustión in situ usando pozos inyectoros y productores horizontales (proyectos THAI - Toe To Heel Air Injection), lo siguiente: *“El único proyecto de THAI implementado en Canadá se terminó hace poco y fue un fracaso total”. En respuesta a otra pregunta dijo: “La combustión in situ es un proceso sumamente complejo. THAI tiene complicaciones en el avance del frente de calor y el flujo gravitacional, por eso ha sido un fracaso total”.*

⁵⁹ Distinguished Lecturer Program, SPE Internacional, Dr. Farouq Ali – 20 Junio 2012

Respecto a las simulaciones en laboratorio, el Dr. Farouq expresa lo siguiente: “*La simulación de combustión in situ es una tarea fuera de la capacidad de los seres humanos y las computadoras. El problema es que la cinética derivada de un tubo de combustión no sirve para un yacimiento real, a menos que el tamaño de malla sea de 1x1 pie. La derivación de cinética de un tubo de combustión es problemático porque se trata de numerosas incógnitas – 12 para 3 ecuaciones – y la solución no es única*⁶⁰”.

Estas aseveraciones realizadas por una de las autoridades a nivel mundial en procesos de recobro, lleva a la conclusión de que los proyectos de combustión in situ no son una panacea como lo hacen ver las empresas y esto se corrobora revisando las experiencias exitosas logradas a escala mundial.

Problemas Operacionales

- Alta producción de gas: problemas de bombeo, erosión, caída de tasa de líquido.
- Contaminación ambiental por gases tóxicos de producción.
- Producción de emulsión.
- Muy altas temperaturas y problemas correspondientes.
- Control de avance del frente en la formación.

Riesgos

- Explosión en pozo productor debido a alta (>6%) concentración de O₂ en gas.
- Explosión en pozo inyector debido a contraflujo (*backflow*) de petróleo en el pozo.
- Explosión en líneas de aire, en compresor. Producción de H₂S.
- Daño a casing y tubería debido a producción de ácido.
- Incendio en el fondo de productor.
- Taponamiento de pozo productor por productos de LTO (Low Temperature Oxidation).

⁶⁰ Distinguished Lecturer Program, SPE Internacional, Dr. Farouq Ali – 20 Junio 2012

7.4.1 Problemas Generados por la Implementación de la Combustión in Situ, mediante la tecnología STAR (Synchronized Thermal Additional Recovery), Prueba Piloto Campo Quifa, Colombia.

STAR, "Synchronized Thermal Additional Recovery" es una tecnología de recuperación mejorada basada en los conceptos de Combustión In Situ para incrementar el Factor de Recuperación y valor económico en yacimientos de crudos pesados. STAR utiliza arreglos de pozos con geometría única y métodos de sincronización de operaciones que controlan el frente de combustión, resultando en un incremento de la eficiencia volumétrica de barrido y por ende en una mayor recuperación de reservas.

La Motivación del Proyecto STAR, nació de la responsabilidad de incrementar la eficiencia operativa de los campos Rubiales y QUIFA, campos bajo operación de PACIFIC RUBIALES, sus reservas y valor agregado de sus yacimientos, sin detrimento del medio ambiente. Contrario a esto, luego de 3 años esperando los resultados de la implementación de la prueba piloto realizada en el campo Quifa, todo parece indicar que la tecnología puesta a prueba no cumplió las expectativas especificadas en el contrato pactado, por el contrario lo que se evidencio fueron impactos ambientales como emisiones de H₂S, CO₂ y otros gases de combustión, así mismo el Servicio Geológico Colombiano presento un informe en el cual se detalla el nido sísmico que se ha generado en la zona del proyecto y que está directamente relacionada con el mismo.

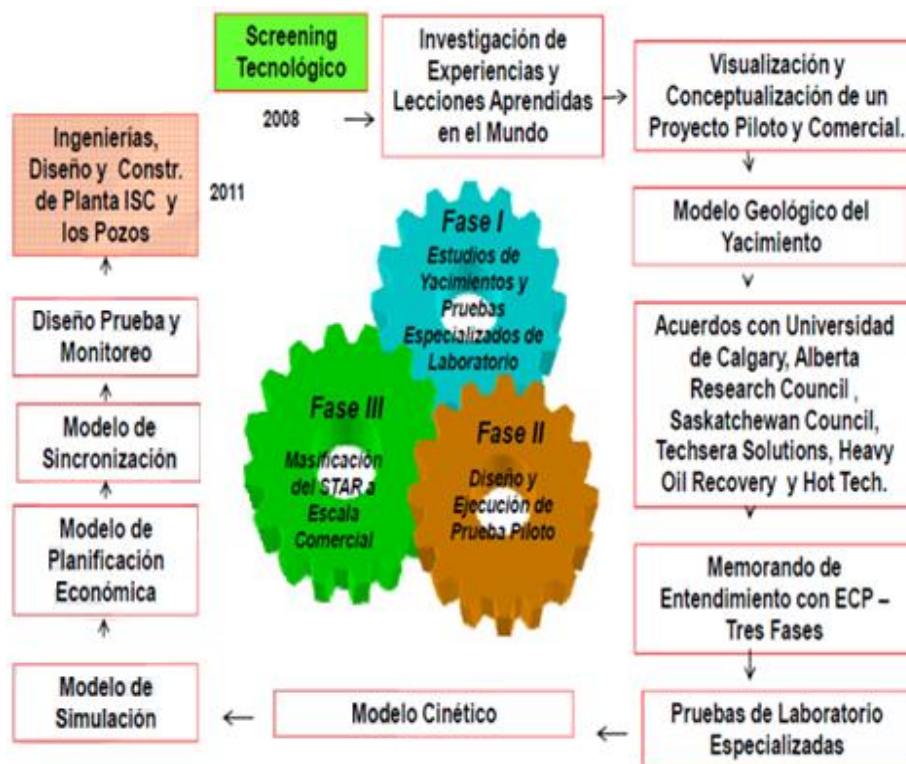
Existe una discrepancia entre las cifras evaluadas a 31 de octubre de 2013 entre Ecopetrol y Pacific Rubiales en cuanto al éxito del proyecto, la única cifra que se definió en el contrato para saber si el proyecto era exitoso o no, fue el incremento de la producción en un 125% con respecto a una curva base que fue determinada en los inicios del proyecto, en el modelo contractual también se habla de que el aumento en la producción se revisaría en base a las mediciones realizadas a octubre de 2013. Lo que evidenció Ecopetrol fue que no hubo tal aumento, por el

contrario cayó un 41%. Otra cifra que se tenía como referencia para determinar el éxito y de la que se ha hablado es del aumento en el factor de recobro, este factor de recobro actualmente está en el 14% para estos campos, Pacific mediante la implementación de la tecnología STAR planteaba elevarlo hasta el 50%, según cifras de la ANH este factor obtuvo un aumento hasta el 28%, menos de la mitad, Ecopetrol dice que fue 18%, por lo tanto no se evidencia un aumento significativo que compense los impactos generados.

7.4.1.1 Descripción del proceso para implementación de la prueba piloto STAR en Campo Quífa.

7.4.1.1.1 Actividades Realizadas por Pacific Rubiales 2008-2011

Figura 69: Actividades Realizadas por Pacific Rubiales 2008-2011, Prueba piloto Campo QUIFA.



Fuente: Fundamentos STAR Campo Quífa MFv1, Presentación.

Según el screening tecnológico realizado por el consejo de investigación de Alberta el proceso de combustión in situ era el que mejor se ajustaba a las características de los campos Quifa y Rubiales. (Figura 69, 70).

Figura 70: Screening Tecnológico, Prueba piloto Campo QUIFA.

EOR	Description	RAPI	Visc.	So	Net Thickness	K	Depth	T	Water Cut	Form. Pressure	Reservoir Conditions		Application in Rubiales
			(cp)	(%)	(Pies)	(mD)	(Pies)	(°F)	(%)	(Psi)	Favourable	Unfavourable	
Gases	CO2 Injection	>26	<15	>20	<10, High Dip	N.C	>2000	N.C	N.C	N.C	High Recovery	Aquifer	No
	Nitrogen Injection	>24	<10	>30	<10, High Dip	N.C	>4500	N.C	N.C	N.C	Stable	Aquifer	No
Chemical	Polimeros	>25	<175	>10	N.C	>10	<9000	<200	N.C	N.C	Local	Low Recovery - Expensive	No
Thermal	Electromagnetic Heating	10-22	>100	>60	>10	N.C	<5000	N.C	N.C	N.C	Local	Low Recovery	Very Low Range
	Steam Soak	<16	>400	>50	>50	>200	<5000	N.C	Baja	Low Pressure	Low Recovery	Low Pressure	Very Low Range
	Steam Flooding	<25	10-100	>40	>20	>200	<3000	N.C	Low	Low Pressure	High Recovery	Aquifer	Very Low Range
	SAGD	11-15	1000	>0.5	>50	>200	<1000	N.C	Low	Low Pressure	High Recovery	High Thickness - Viscosity	Could Apply
	In Situ Combustion	<40	<1000	40-50	>10	>100	>500	>150	High	High Pressure	High Recovery	Complex - Knowledge	Apply. High Range
N.C: No Critical			Synchronized Thermal Additional Recovery										

Fuente: Fundamentos STAR Campo Quifa MFv1, Presentación.

Por qué implementar STAR en los Campos Quifa y Rubiales.

Por las características propias de los campos Rubiales y Quifa:

- Fuerte acuífero, alta permeabilidad y bajo espesor de arenas petrolíferas.
- Baja movilidad del petróleo con respecto al agua.
- La tecnología permite desplazar eficientemente el crudo en una mayor área del yacimiento (Figura 77, 78).
- Su patrón es cerrado e invertido y sus pozos son outward de distinta geometría.

- Se tiene el conocimiento tanto técnico como del yacimiento
- Garantiza altos recobros, 3-4 veces su recobro primario.
- Porque Garantiza Mayor Eficiencia Volumétrica de Barrido.
- Por su Capacidad de Modificar la Razón de Movilidad.
- Por su capacidad para controlar el frente de Combustión (Figura 71, 72).

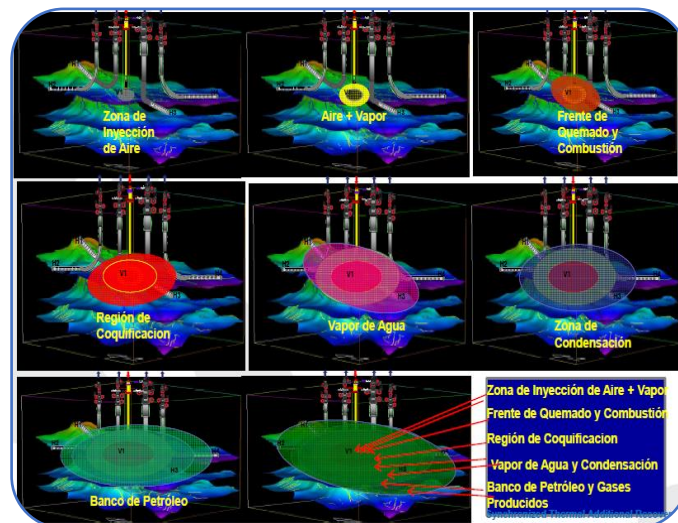
Figura 71: Esquema General Proyecto STAR.



Fuente: Fundamentos STAR Campo Quifa MFv1, Presentación.

Figura 72: Control Frente Combustión STAR.

Meior control del frente de

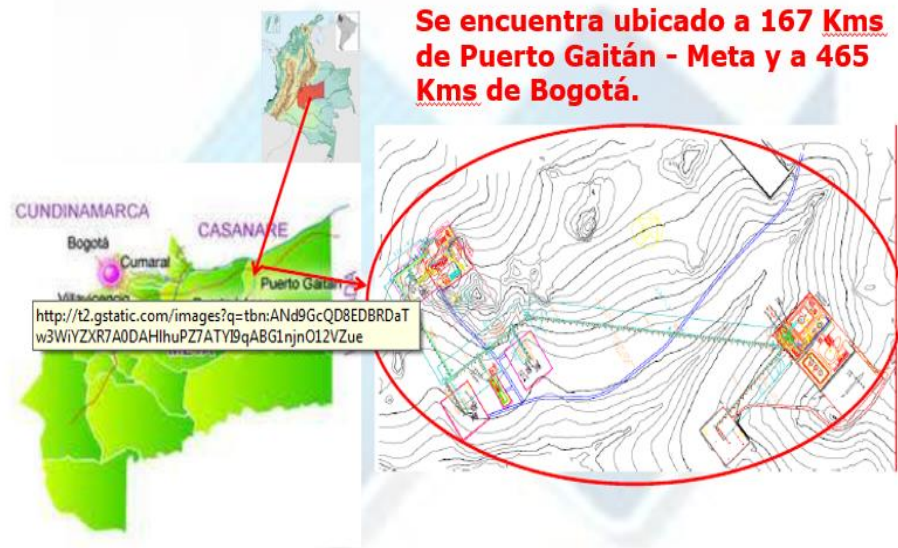


Fuente: Fundamentos STAR Campo Quifa MFv1, Presentación.

7.4.1.1.2 Ubicación Área prueba Piloto, Modelo de Yacimiento, Ubicación de Facilidades, Campo QUIFA.

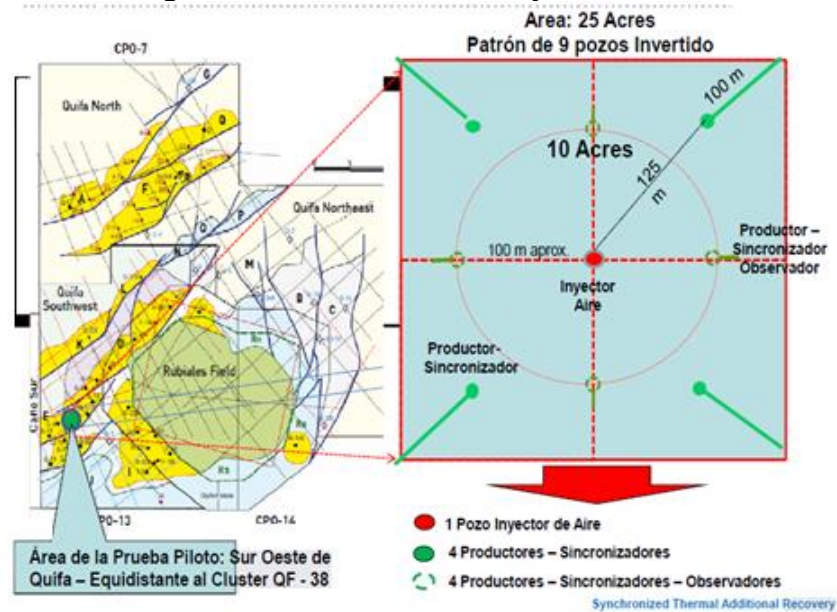
Figura 73: Ubicación del Proyecto STAR.

UBICACIÓN GEOGRAFICA



Fuente: Fundamentos STAR Campo Quifa MFv1, Presentación.

Figura 74: Ubicación del Proyecto STAR.



Fuente: Fundamentos STAR Campo Quifa MFv1, Presentación.

Características del Campo Quifa

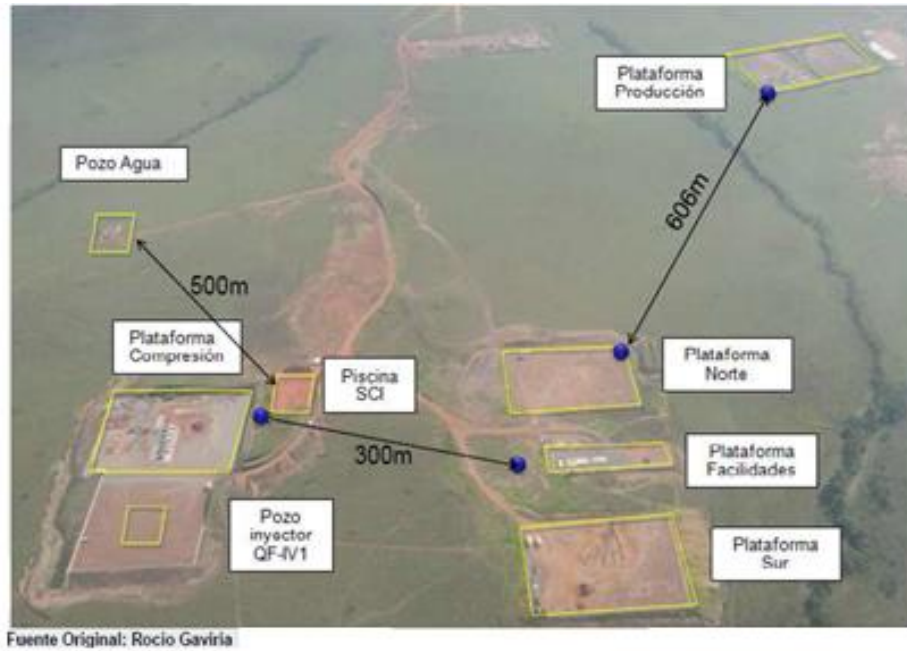
- Crudo de 13-14 °API
- Corte de Agua: 25 % - 75 %
- Profundidad 3.000 – 4000 pies
- Arena Neta 20-40 pies sandstones no consolidadas
- Presión de Formación > 1.100 Psi a 2.700 pies
- Viscosidad del Crudo: 250 - 600 cps a Temp. de formación
- Permeabilidad 1- 9 darcies
- Producción Inicial 200 BD Vertical, 1000 -2000 - BD Horizontal.
- Bajo Contenido de Arena, Asfáltenos, Parafinas, y metales
- Fuerte Empuje Hidráulico con mantenimiento de presión
- Muy baja RGP
- Típica Completación: Pozo horizontal con Slotted Liner
- todo de Producción BCP y BES

Figura 75: Facilidades de Superficie Área Piloto STAR.



Fuente: Ubicación Proyecto STAR, Presentación.

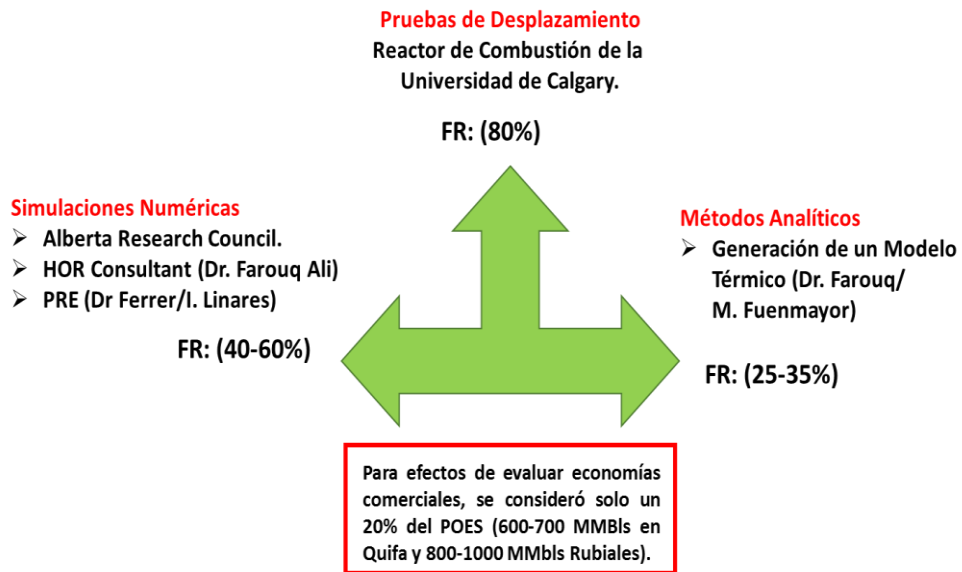
Figura 76. Facilidades de Superficie Área Piloto STAR.



Fuente: Fundamentos STAR Campo Quifa MFv1, Presentación.

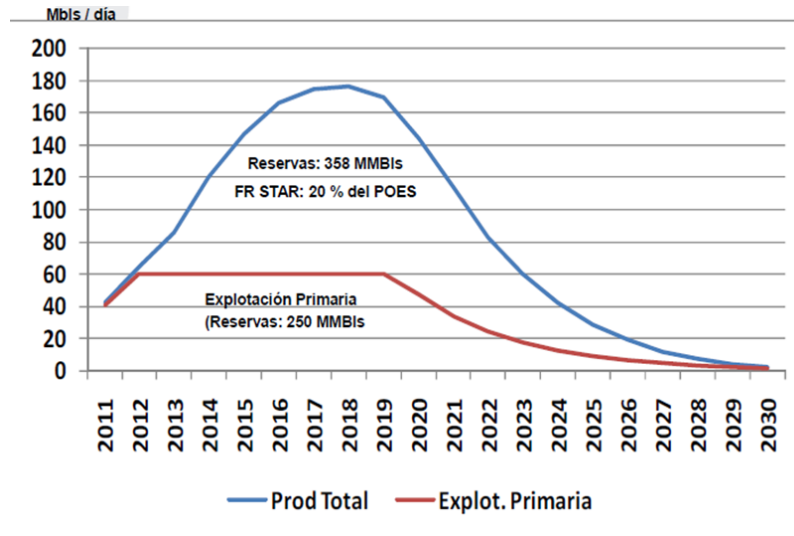
7.4.1.1.3 Factores de Recuperación Calculados, Área Prueba Piloto Campo QUIFA.

Figura 77: Factores de Recuperación Calculados. Área Piloto STAR.



Fuente: Fundamentos STAR Campo Quifa MFv1, Presentación.

Figura 78: Valor Agregado. Área Piloto STAR.

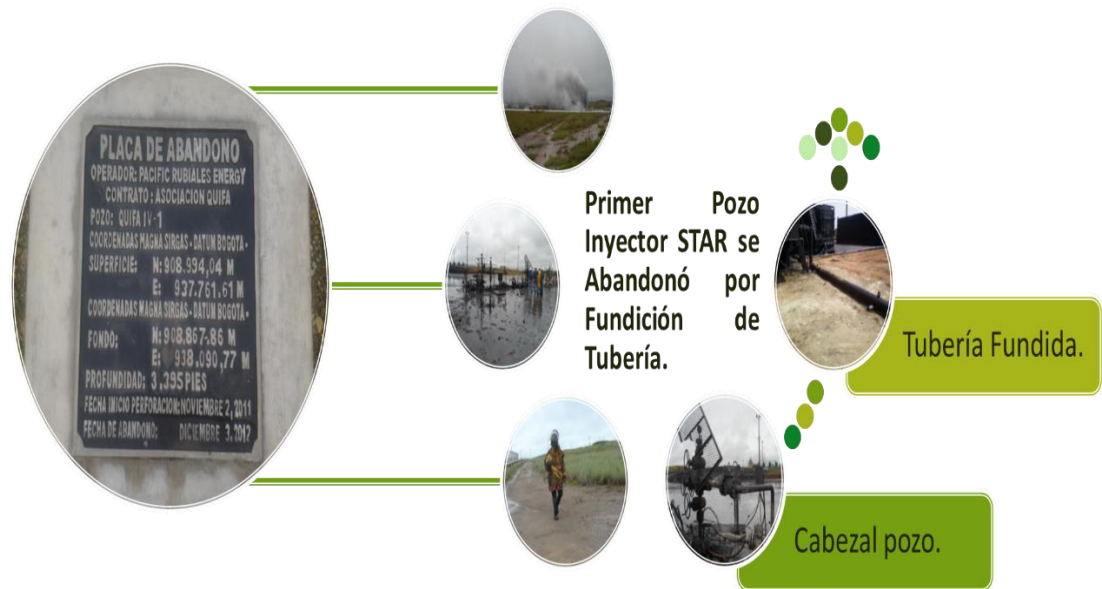


Fuente: Fundamentos STAR Campo Quifa MFv1, Presentación.

7.4.1.1.4 Impactos detectados por el desarrollo del proyecto STAR.

El primer pozo inyector perforado en noviembre de 2011, fue abandonado el 3 diciembre de 2012, debido a la fundición de la tubería y explosiones generadas en los pozos debido a temperaturas superiores a los 1000 grados centígrados y al fracaso en la combustión, cuyo frente de llama fue imposible de controlar, esto llevo a pérdidas en las facilidades de superficie e instalaciones. (Figura 79, 80). El segundo pozo inyector de aire, iniciado en febrero de 2013, también fracasó; pues lo único que se presentaron fueron derrames de crudo, y los cinco pozos productores (re-perforados) que se encontraban a 250 metros a la redonda, ninguno produjo crudo, sólo gases de combustión, arena y cenizas. Los pozos fueron re-perforados debido a los daños irreparables como consecuencia de la combustión. Los compresores que se tenían instalados, fueron ineficientes por falta de mantenimiento, estos presentaban fugas y se tenían sistemas improvisados para controlar los derrames, produciendo cuantiosos daños ambientales y contaminación atmosférica por la emisión de gases (H₂S, CO₂, dióxido de azufre, entre otros). Todo lo mencionado ha llevado a la pérdida de hábitat; murieron aves y reses, debido a los gases emitidos.

Figura 79: Afectaciones por Explosiones Generadas por implementación de STAR.



Fuente: Seminarios Métodos de Recobro, UIS

Figura 80: Afectaciones por explosión de pozos en implementación de STAR.



Fuente: Seminarios Métodos de Recobro, UIS

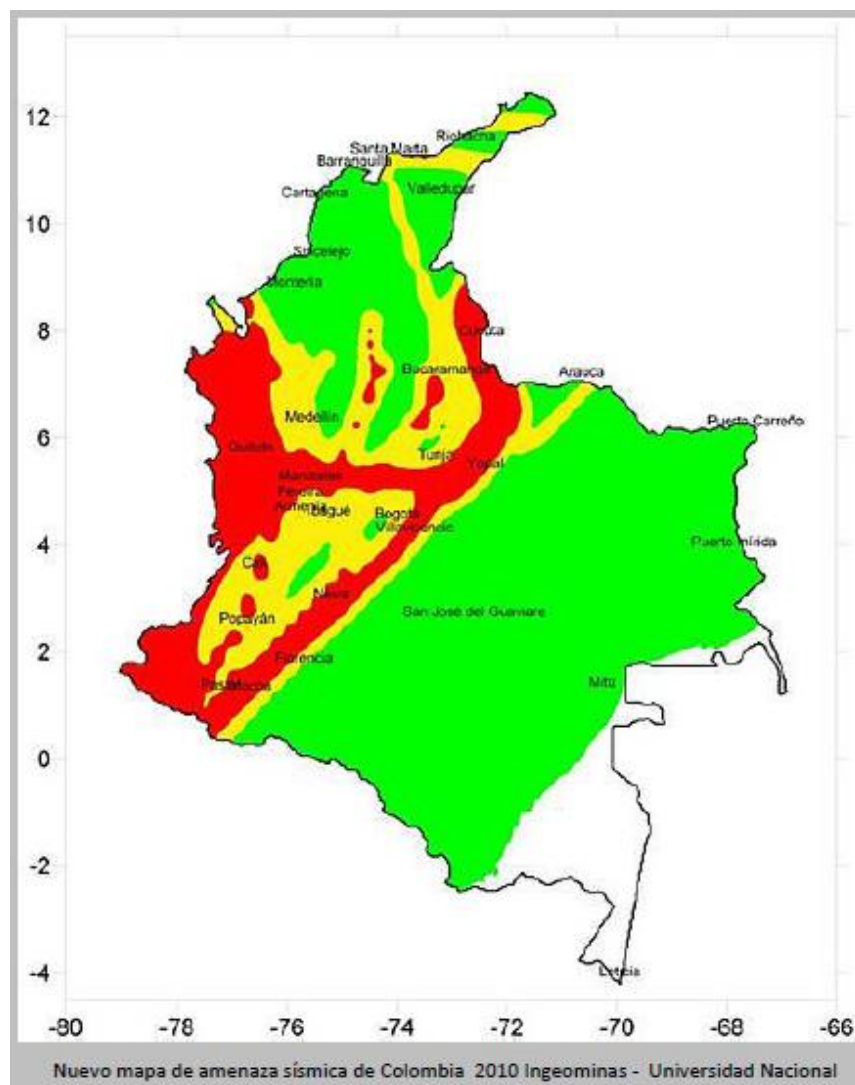
Se ha detectado la presencia de H₂S, CO₂ y dióxido de azufre en los pozos productores vecinos que llegan a la batería cuatro, tanto del mismo campo Quifa, como del campo Rubiales. Estos altos niveles de azufre terminarán por corroer, los sistemas de levantamiento, los cabezales, las líneas de flujo, los separadores, los tanques de almacenamiento, los sistemas de medición, el oleoducto ODL, en fin, toda la infraestructura de producción, tratamiento y transporte.

Informes del Servicio Geológico Colombiano (SGC) y la Red Sismológica Nacional de Colombia (RSNC)⁶¹, dan cuenta de las estadísticas sobre los sismos atípicos que se han venido presentando al sur de Puerto Gaitán, desde que inició el proyecto STAR, se han presentado más de 500 sismos generados a una profundidad promedio de 1.15 Km (3.400 pies: la profundidad del yacimiento de los campos Quifa, Rubiales y Pirirí), y con una intensidad promedio de 3 grados en la escala de Richter. Los lugareños han informado que se está presentando subsidencia en el terreno y que la tierra ruge.

Existe la preocupación que probablemente en unos años o meses los gases de combustión (CO₂, H₂S, dióxido de azufre, entre otros), las cenizas y el petróleo crudo lleguen hasta la superficie a través de las fracturas creadas en la roca sello debido a las altas temperaturas; o a través del anular de los pozos; contaminando los acuíferos subterráneos y los cuerpos de agua superficial, extinguiendo la totalidad de la fauna acuática; contaminando el aire y afectando considerablemente el hábitat de la fauna terrestre que necesita los humedales para su supervivencia. Si se revisa el mapa de amenaza sísmica, se observa que la región donde se encuentran ubicados los campos QUIFA y RUBIALES departamento del Meta, posee un riesgo sísmico bajo, siendo zonas donde no presenta actividad constante y la ocurrencia de sismos es muy esporádica. (Figura 81).

⁶¹ Informe del Servicio Geológico Colombiano y RSNC, presentado a la Comisión Quinta Senado.

Figura 81: Mapa de Amenaza Sísmica Colombia.

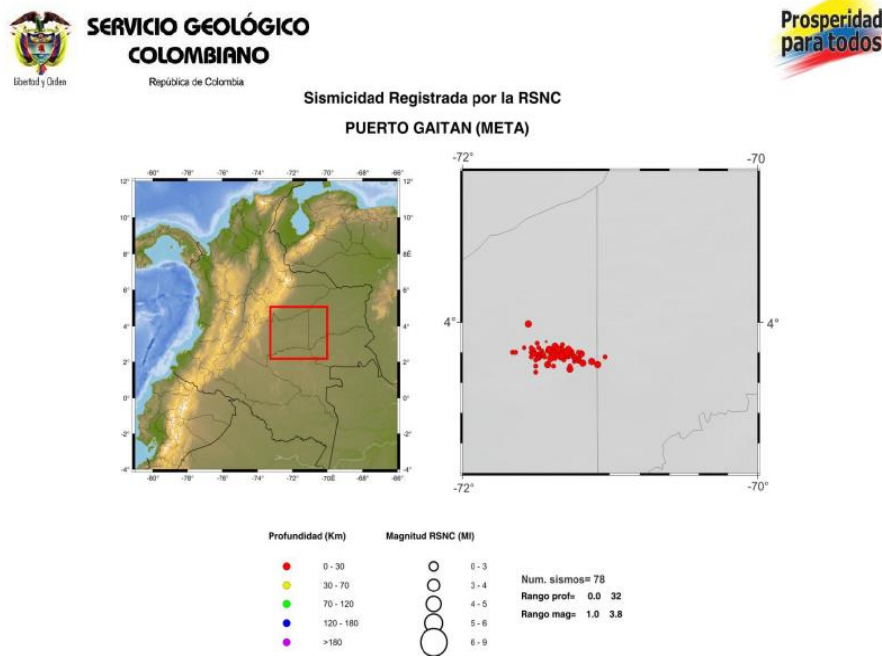


Fuente: Servicio Geológico Colombiano SGC.

Desde los comienzos del proyecto STAR, se han empezado a registrar eventos sísmicos entre (1.5 y 4) en la escala de Richter en las zonas de influencia, estos a través del tiempo han venido incrementando en número, el informe de sismicidad atípica presentado por el Servicio Geológico Colombiano muestra que se ha generado Actividad sísmica en las áreas de los tres contratos: Quifa 2064, Rubiales 2399 y Pirirí 2402, a partir de 2011 fecha de inicios del proyecto STAR y continúan hasta la fecha (junio de 2014). Revisando los datos de eventos

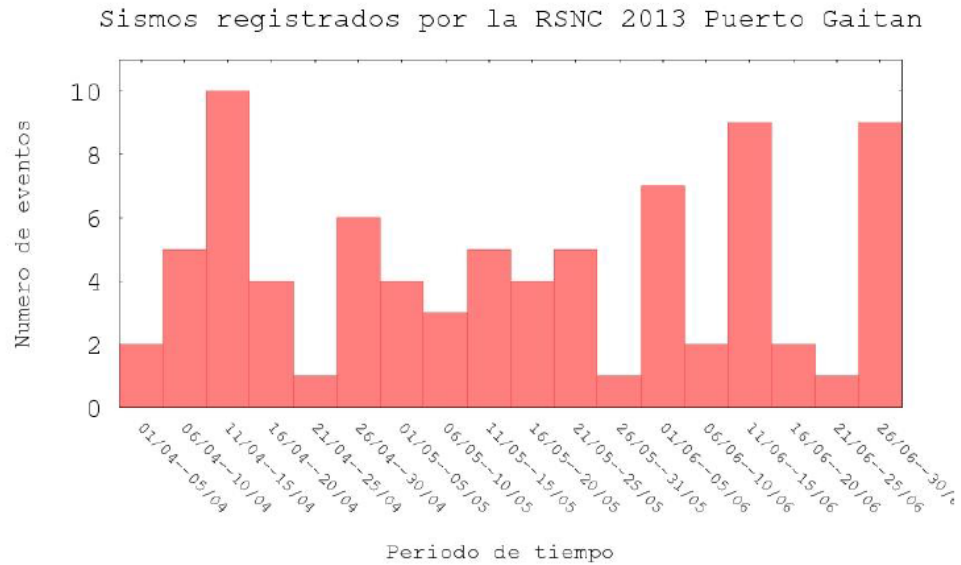
sísmicos ocurridos antes y después de la implementación del proyecto STAR, se puede constatar la influencia directa de este, en las anomalías presentes en la zona (Figura 82). El análisis presentado por el RSNC muestra las estadísticas de eventos sísmicos ocurridos en Puerto Gaitán desde 1997 hasta Febrero de 2014, en estos 18 años se registraron 181 sismos en total, de estos 5 equivalentes al 2.87% del total corresponden al periodo comprendido entre 1997-2007, periodo antes del proyecto STAR, los 176 eventos restantes que conforman el 97.24% fueron registrados entre el 2011- Febrero 2014 tiempo en el cual se ejecuta el proyecto STAR de combustión in situ. Con esto se pone en evidencia el incremento en la frecuencia de los eventos sísmicos atípicos, en el 2013 fueron detectados 109 sismos en 8 meses lo cual da un promedio de 13 sismos por mes, en el año 2014 fueron registrados 61 sismos en dos meses dando un promedio de 30 sismos por mes. (Figura 83, 84).

**Figura 82: Sismos Registrados en Zona Influencia STAR.
Fuente: Servicio Geológico Colombiano SGC.**



[http://bdrsnc.ingegominas.gov.co/paginas1/catalogo/mapa_sismicidad.php?fi=01/06/1993&ff=01/02/2014
&Dpto=META&Mcpio=PUERTO_GAITAN](http://bdrsnc.ingegominas.gov.co/paginas1/catalogo/mapa_sismicidad.php?fi=01/06/1993&ff=01/02/2014&Dpto=META&Mcpio=PUERTO_GAITAN)

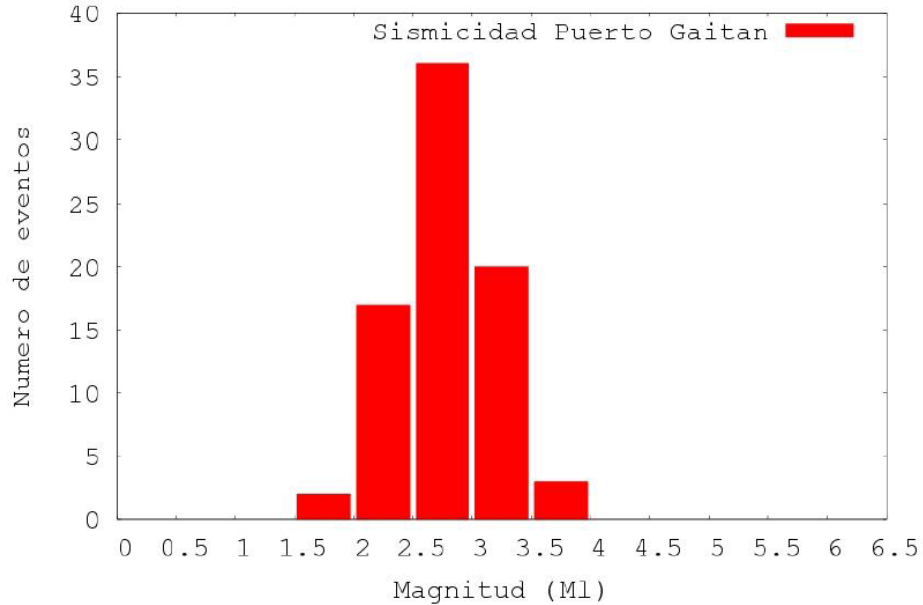
Figura 83: Sismos Registrados Puerto Gaitán por influencia del proyecto STAR.



Histograma de sismos por periodos de 5 días, desde el 01 de Abril hasta el 30 de Junio de 2013.

Fuente: Servicio Geológico Colombiano SGC.

Figura 84: Magnitud Sismos Puerto Gaitán por influencia del proyecto STAR.

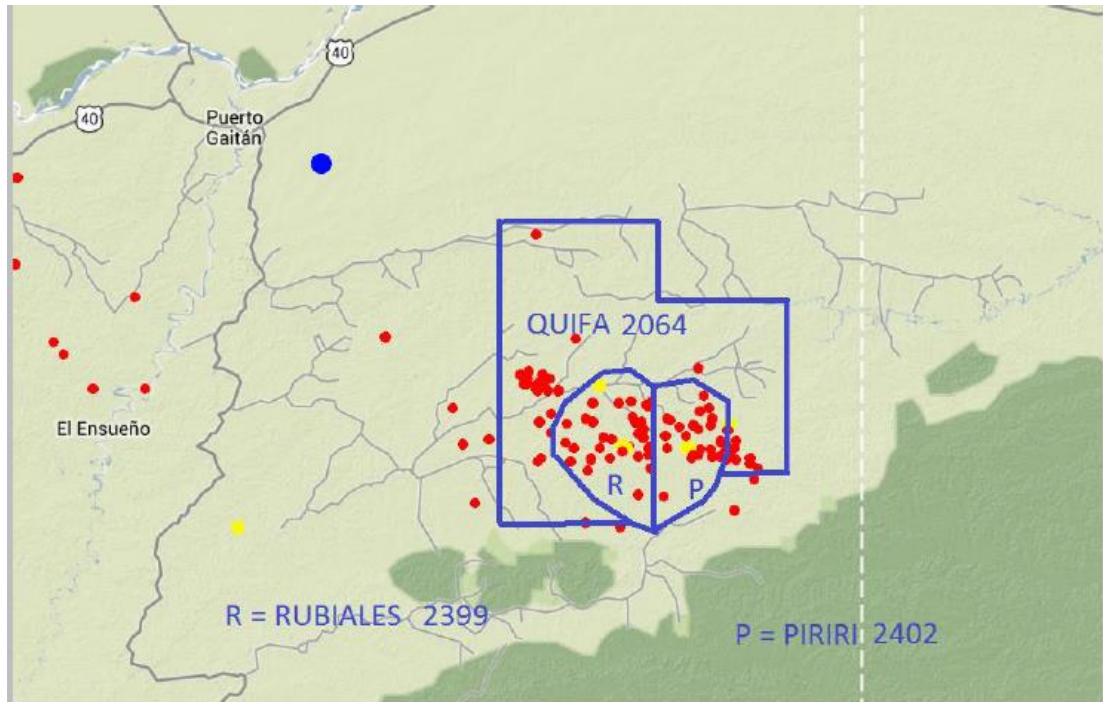


Sismos por magnitud local MI.

Fuente: Servicio Geológico Colombiano SGC.

Si se sobrepone un plano de la ubicación de los yacimientos con la ocurrencia de los sismos se termina de evidenciar la relación existente entre las anomalías y el desarrollo del proyecto STAR (Figura 85).

Figura 85: Sismos Registrados en Zona Influencia vs Ubicación de los Campos QUIFA, RUBIALES Y PIRIRÍ zonas influencia STAR.



Fuente: http://bdrsnc.ingeo Minas.gov.co/paginas1/catalogo/mapa_sismicidad.php?fi=01/06/1993&ff=01/02/2014&Dpto=META&Mcpio=PUERTO_GAITAN

Es claro que la combustión in situ es un proceso sumamente complejo, en el cual se tiene un porcentaje muy bajo de éxito, aun cuando el proceso en teoría puede llegar a ser muy eficiente en el recobro de aceite. Se espera que con las afectaciones generadas y evidenciadas recolectadas de la aplicación del proyecto STAR, y al estar cerca el periodo de vencimiento del contrato de Rubiales (2016), los campos sean revertidos a manos de Ecopetrol con el fin de que la empresa estatal opere definitivamente los mismos, los cuales son campos importantes para garantizar el abastecimiento de energía interna del país en los próximos años y garantizar el cuidado del medio ambiente y seguridad ciudadana.

8 CONCLUSIONES

Este documento permite a la industria petrolera y a todos los interesados en el tema, entender de manera fácil y precisa lo impactos potenciales de las actividades no guiadas o mal planificadas, desarrolladas durante el UPSTREAM de la industria. Las buenas prácticas ambientales en este momento son requisitos o exigencias que el país debe establecer a quienes decidan invertir en él; la mejor manera de solucionar la problemática ambiental causada por la industria petrolera en el país, es acudiendo a las buenas prácticas, a nuevas tecnologías, a sistemas más limpios, a planes de desarrollo organizados, a planes de manejo ambiental establecidos y con fundamentos, para que así los beneficiados seamos todos, el país con una mejor calidad del medio ambiente y la industria petrolera con ahorro de dinero y maximización de ganancias.

Para la mayoría de las comunidades, la llegada del contratista de servicios sísmicos constituye su primer encuentro con la industria de E&P. Como tal, el desempeño del contratista en términos de salud, seguridad y medio ambiente es observado de cerca y se convierte en pauta para otros servicios que aparecen más adelante durante el desarrollo de un área prospectiva. La industria geofísica debe asumir esta responsabilidad con seriedad y llevar a cabo la implementación de tecnologías adecuadas para fomentar la seguridad en el manejo de los recursos medioambientales y culturales de las zonas intervenidas.

La sísmica con explosivos es una técnica que ha sido prohibida en muchos países debido a sus potenciales impactos, estos pueden darse en mayor o menor medida de acuerdo a las buenas prácticas implementadas por las operadoras y contratistas. Tecnología como los vibroseis o tecnología satelital (OFT), debe exigirse con el fin de preservar ecosistemas sensibles, los cuales en el caso de Colombia son abundantes.

El flujo de las aguas de formación en cualquier cuenca sedimentaria es importante para el estudio de la migración y la acumulación de hidrocarburos. Después de la migración primaria de la roca de la fuente, los hidrocarburos migran a lo largo de rutas de flujo hasta que su movimiento es detenido por una trampa estratigráfica, estructural o hidrodinámica, donde se acumulan. El Hidrodinamismo presente en la Cuenca de los Llanos ha sido estudiado desde hace muchos años, esta es una zona en la cual los yacimientos se recargan de los afluentes hídricos y niveles freáticos presentes en la zona, Para mitigar el impacto, el gobierno debe legislar exigiendo la reinyección de las aguas, al realizarse estas reinyecciones se mantendría el equilibrio de balance de masa permitiendo que el yacimiento no se recargue con aguas superficiales y subterráneas y de esta forma no se impacte directamente la disponibilidad de las mismas.

El desarrollo y producción de los yacimientos no convencionales, involucra una serie de prácticas operativas que han generado diversas preocupaciones en el público en general. En diversos países del primer mundo (Francia, Bélgica, EE.UU, Alemania, Inglaterra, España, entre otros), se ha prohibido su utilización o se han establecido moratorias, o leyes locales, debido a los efectos negativos que conlleva. Aun, cuando ya hay evidencias de los efectos ambientales causados y estudios científicos demostrando tales impactos, mucha gente los ignora, lo cual ha permitido que la técnica de fracturamiento hidráulica se esté implementando en ciertas zonas. Existen también, varias regiones del mundo que han hecho un uso diferente del argumento de “la falta de evidencia”, y en lugar de utilizarlo para implementar tecnologías como el Fracking; han acudido al **Principio de Precaución**, y han financiado estudios que puedan llegar a resultados concluyentes sobre los efectos inmediatos y futuros de estas tecnologías de extracción. Ante este panorama el gobierno de Colombia debería revisar con detalle la implementación de esta técnica tan controversial.

9 RECOMENDACIONES

Emprender un amplio programa de fortalecimiento institucional de las autoridades ambientales regionales y locales. Entre las áreas que necesitarían fortalecimiento están las relacionadas con el desarrollo de programas de monitoreo del desempeño ambiental de los sectores regulados, y las evaluaciones e inventarios sobre la oferta y la calidad de los recursos naturales y ambientales.

La legislación que determina algunos estándares de ciertos procedimientos llevados a cabo en la industria petrolera, se encuentra desactualizada y en esa medida, el desempeño ambiental de la industria puede no estar respondiendo a lo deseable en términos de calidad ambiental a pesar de acogerse a las disposiciones de la legislación. Es urgente, adecuar la legislación a la nueva realidad de la industria (ejemplo regulación sísmica 3D). Para esto, nuevamente, el gobierno debe trabajar de manera conjunta con los sectores a los que está dirigida esta regulación.

La Implementación de buenas y modernas prácticas, así como de tecnologías de punta para el desarrollo de los proyectos de E&P, deben ser uno de los ejes principales de toda empresa que desee explorar y explotar los recursos hidrocarburíferos del país, de una forma ambientalmente responsable. Ante técnicas de explotación tan controversiales como el Fracking, debería tomarse en cuenta el principio de precaución, con el fin de evitar el detrimento de nuestros recursos naturales no renovables. Realizar o actualizar el inventario por cuencas, de zonas de páramos, subpáramos, nacimientos de agua, recarga de acuíferos, niveles freáticos y corrientes de aguas subterráneas, para disponer del conocimiento preliminar de las características hidrogeológicas de las cuencas sedimentarias colombianas, con el fin de realizar la adecuada planificación de los trabajos exploratorios de la industria petrolera.

BIBLIOGRAFIA

AGUILAR FLOREZ, Nicolás y ARRIETA ORTEGA, Víctor Julio. Impactos ambientales causados durante la perforación exploratoria y las acciones del plan de manejo para su control, Tesis, U.I.S. Bucaramanga, 1996. p, 3 - 4, 42 - 47, 83 - 88, 89 - 95.

ALLEN, Alan A "Oil spill response". An overview of state-of-the-art response techniques and equipment with an emphasis on chemical dispersant application and controlled "insitu" burning. p 2 – 25

Applied Hydrodynamics in Petroleum Exploration". Springer-Verlag. 161 p. Dahlberg, E.C. 1982.

ARBOLEDA, J. Una propuesta metodológica para la identificación y evaluación de impactos ambientales, Empresas Públicas de Medellín, 1989. p, 10 - 16.

ARCHILA MEDINA, Fermín. Guía de perforación de pozos de petróleo, Tesis, U.I.S. Bucaramanga, 1984. p, 62 - 70.

GÓMEZ, Yohaney*; YORIS, Franklin; RODRIGUEZ, Javier; PORTILLO, Fredy; ARAUJO, Ysidro. Aspectos hidrodinámicos, estructurales y estratigráficos del Campo Rubiales. Cuenca Llanos Orientales de Colombia; Pacific Rubiales Energy. Bogotá, COLOMBIA.

Biomarkers and compound-specific stable carbon isotope of n-alkanes in crude oils from eastern Llanos Basin, Colombia: CORTES, J., J. RINCON, J. JARAMILLO, P. PHILP, and J. ALLEN, 2010, Journal of South American Earth Sciences, v. 29, p. 198–213.

COLOMBIA: PETRÓLEO Y FUTURO, Agencia Nacional de Hidrocarburos, Año: 2009, Primera Edición.

ECOPETROL-Empresa Colombiana de Petróleos, Curso Teórico Practico sobre manejo de derrames de hidrocarburos. La contaminación marina por hidrocarburos. p V 1-15, VIII 1-33.

ECOPETROL-Empresa Colombiana de Petróleos. "Compendio de términos comunes utilizados en estudios ambientales de la industria petrolera". Publicación de la Coordinación Ambiental Corporativa de Ecopetrol .Primera edición. Septiembre 1994.104 p.

ECOPETROL-INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO. "Gestión ambiental de la industria petrolera".1992. Bucaramanga, Colombia. p 2-6.

ECOPETROL-INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO. Planes de Contingencia. Técnicas de Control y Limpieza. Bucaramanga, Septiembre 1992. p 1 -29.

ECOPETROL-MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA-INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO. "Ecopetrol y el Medio Ambiente", 1989. p 2-15

Entrapment of Petroleum under Hydrodynamic Conditions. Hubbert, M.K. 1953 AAPG.

CORDERO CASTELLANOS, Jenny Carolina, MONCADA DÍAZ, Álvaro Andrés Evaluación e Identificación de los Factores Geológicos que controlan el Hidrodinamismo en un Campo, en la Cuenca de Llanos, Colombia; Tesis UIS.

Flujo De Las Aguas De Formación En La Sucesión Del Cretácico-Mioceno De La Cuenca De Los Llanos, Colombia; M.E. Villegas, Stefan Bachu, J.C. Ramon Y J.R. Underschulz

GUTIERREZ MARTINEZ, Fabio y MANTILLA HERNANDEZ, Martín Alonso. Términos de referencia básicos en la protección y conservación del medio ambiente en las actividades de producción de petróleo en Colombia, Tesis, U.I.S., Bucaramanga, 1995. p, 76 - 79, 106 - 113.

GUTIÉRREZ MARTINEZ, Fabio y MANTILLA HERNANDEZ, Martín Alonso. Términos de referencia básicos en la protección y conservación del medio ambiente en las actividades de producción de petróleo en Colombia, Tesis, U.I.S., Bucaramanga, 1995.

Hidrodinámica E Hidrogeoquímica Del Piedemonte Llanero Colombiano: Hipótesis De Rutas De Migración A Partir De Técnicas Hidrogeológicas; González Uribe, G. A1; García Bautista, D. F2; Mantilla Figueroa, L. C3; Rodríguez Rincón, J. A4.

Hydrodynamic stagnation zones: A new play concept for the Llanos Basin, Colombia; Mark Person, David Butler, Carl W. Gable, Tomas Villamil, David Wavrek, and Daniel Schelling.

Integrated use of Hydrodynamic, Geochemical and Geothermal data for Basin-Scale identification of Hydrocarbon Generations, Migrations Paths and Major Accumulations, with examples from the Alberta, Williston and Llanos Basin. Stefan Bachu, Alberta Geological Survey, 9945-108 Str, Edmonton, AB, Canada.

ITOPF THE INTERNATIONAL TANKER OWNERS POLLUTION FEDERATION LTD Response To Marine Oil Spills. London. England. 1987. p I 3-10, II 9-12, III 3-20.

MELÉNDEZ, Marcela y URIBE Eduardo. Estudio sobre la inserción de la gestión ambiental en las políticas sectoriales caso Colombia, Tesis, UDEM. Medellín, 2003. p, 20, 21, 24.

MELÉNDEZ, Marcela y URIBE Eduardo. Estudio sobre la inserción de la gestión ambiental en las políticas sectoriales caso Colombia, Tesis, UDEM. Medellín, 2003. p, 20, 21, 24.

MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE. “Guía básica ambiental para explotación de campos petroleros y de gas”. Santa Fé de Bogotá, 1998. Grupo Editor Buitrago. 1 p

MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE. “Plan Nacional de Contingencia Contra Derrames de Hidrocarburos, Derivados y Sustancias Nocivas en Aguas Marinas, Fluviales y Lacustres” Santa Fe de Bogotá, 1999. p 18-66.

MINISTERIO MEDIO AMBIENTE, Guías básicas para los programas de Exploración Sísmica, Perforación, Producción y Transporte por ductos. 1998.

OMI-ORGANIZACIÓN MARÍTIMA INTERNACIONAL. Manual sobre la contaminación ocasionada por hidrocarburos. Parte IV. Londres. England. Edición revisada.1980. p 10- 107.

PEREA VELÁSQUEZ, Francisco Antonio, Legislación Básica Ambiental, Abogado Ambientalista, 1998.

PÉREZ, Martha Ilce; CALDERON, Zully. Orientaciones prácticas para la elaboración exitosa de trabajos de grado en ingeniería. Universidad Industrial de Santander, 2011.

Petroleum System Variations in the Llanos Basin (Colombia). Isabelle Moretti, Cepsa E.P, Cesar Mora, Gem's, Wilson Zamora Gem's, Bogotá, Mauricio Valendia, Cepcolsa, Bogotá, Colombia, Marcela Mayorga, Cepcolsa Bogotá Colombia, German Rodríguez, Cepcolsa, Bogotá.

PLUSPETROL PERU CORPORATION S.A., Informe mensual, Medio Ambiente, Salud, Seguridad y Comunidades Nativas, Lote 88 - Camisea, Dirección General de Asuntos Ambientales (DGAA), Ministerio de Energía y Minas Perú, Octubre 2002.

ROZO Correa Javier Emilio, MENESES John Jairo, Manejo Ambiental Para Campos Petroleros en los Procesos de Exploración, Perforación y Producción de Hidrocarburos, Bucaramanga 2005. Trabajo de Grado. (Ingeniería de Petróleos). Universidad Industrial de Santander.

STORCH DE GRACIA, J. M. "Manual de Seguridad industrial en plantas químicas y petroleras". Volumen I y II McGraw Hill, Madrid, 1998. p 3-12.

Temporalidad de la formación en la zona sur de la cuenca foreland de los Llanos Orientales Colombia, Jiménez M, Tesis Maestría UIS. 2010.

Variation in Salinity and Origin of Groundwater in the Foreland Llanos Basin of Colombia: A 3D Modeling for Diagenetic Water; Felipe Gonzalez Penagos (IFPEN), Isabelle Moretti (IFPEN), Xavier Guichet (IFPEN) & Christian France-Lanord (CRPG).