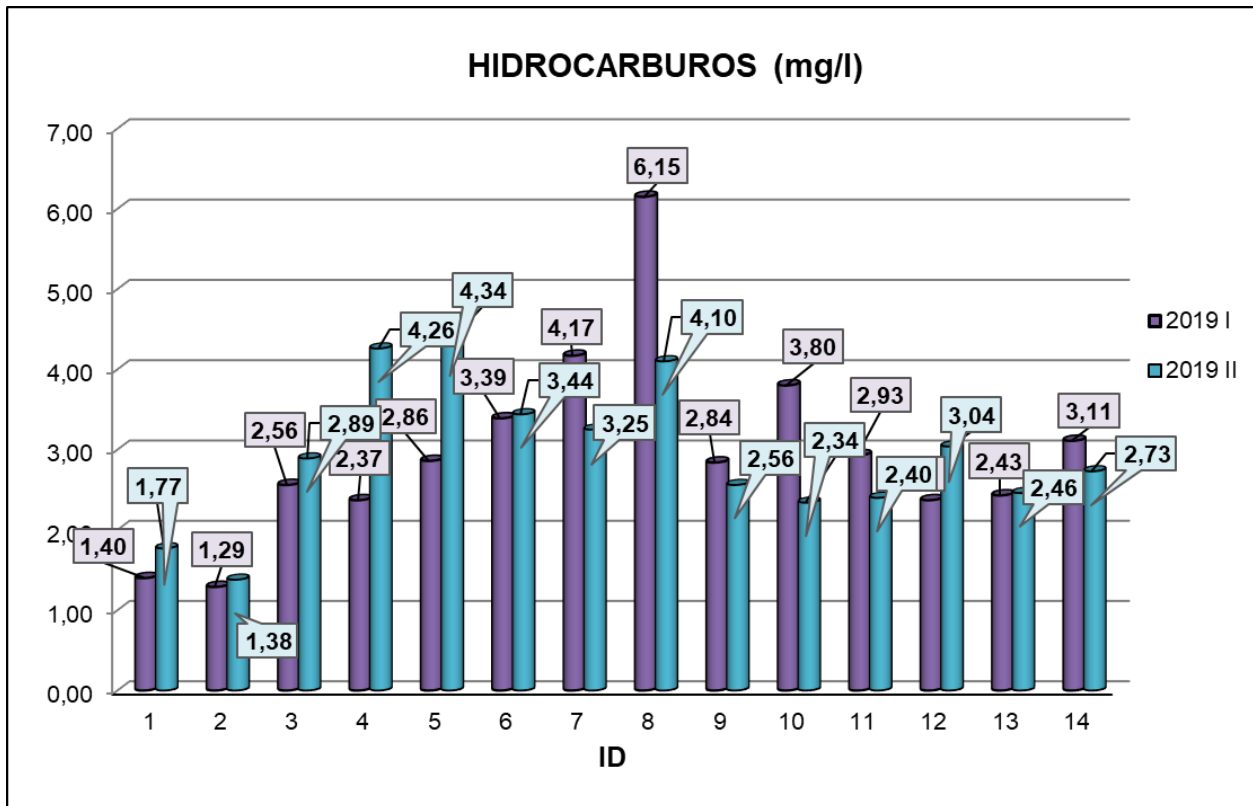


7. HIDROCARBUROS



ID	NOMBRE	HIDROCARBUROS (mg/l)	
		2019 I	2019 II
1	Río La Plata-El Molino-Área de reserva Ambiental	1,40	1,77
2	Río La Plata-Puente Hogar Juvenil Campesino-Área de reserva Ambiental	1,29	1,38
3	Río La Plata-Después de los vertimientos de aguas residuales del suelo Urbano-Área de reserva Ambiental	2,56	2,89
4	Río La Plata-Truchas El Cerro-Área de reserva Ambiental	2,37	4,26
5	Río Zulasquilla-Puente Capira-Basamiento cristalino	2,86	4,34
6	Río Cucutilla-Aguas abajo de la confluencia con el Río Zulasquilla-Basamiento cristalino	3,39	3,44
7	Río Cucutilla-Después de los vertimientos del suelo Urbano-Basamiento cristalino	4,17	3,25
8	Río Zulia-Puente Unión-Basamiento cristalino	6,15	4,10
9	Río Zulia-Puente Termotasajero-Proyecto Área en exploración	2,84	2,56
10	Río Zulia-Después de los vertimientos de Termotasajero-Proyecto Área en exploración	3,80	2,34
11	Río Zulia-Puente Zulia-Proyecto Área en exploración	2,93	2,40
12	Río Zulia-Después de los vertimientos del suelo urbano-Proyecto Área en exploración	2,37	3,04
13	Río Zulia-Antes de la captación represa Distrito de Riego-Proyecto Área en exploración	2,43	2,46
14	Río Zulia-Puente León después de la confluencia con el Río Pamplonita-Proyecto área reservada	3,11	2,73

7.1 MAPA DE TIERRAS ANH

El estado de las áreas en Colombia se representa gráficamente en el Mapa de Tierras, el cual es actualizado periódicamente. En él se muestran las áreas asignadas con contratos de hidrocarburos, las áreas que la ANH ofrece dentro del Procedimiento Permanente de Asignación de Áreas (PPAA) al igual que las áreas reservadas y las áreas disponibles; sobre estas últimas las compañías interesadas podrán realizar solicitudes de incorporación de áreas dentro del PPAA.

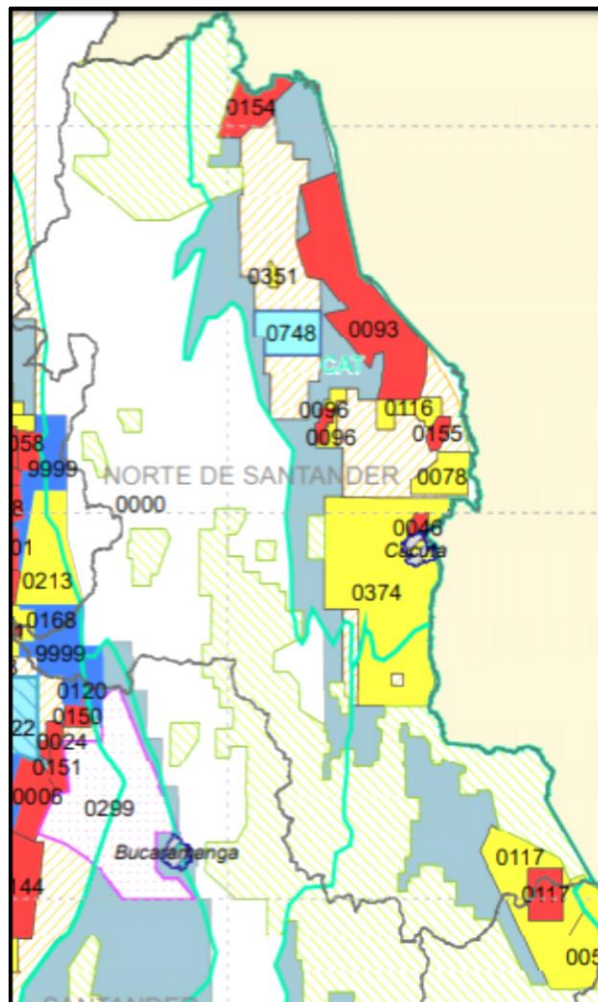


Imagen 1. Mapa de tierras ANH jurisdicción de CORPONOR.

7.1.1 ÁREAS EN EXPLORACIÓN

(Bloques de color amarillo): son aquellos sobre los cuales se realizan trabajos de exploración.

7.1.2 ÁREAS EN EVALUACIÓN TÉCNICA

(Bloques de contorno morado y relleno en puntos): son aquellas sobre las cuales se realizan trabajos de evaluación asignados por la ANH.

7.1.3 ÁREAS EN EXPLOTACIÓN

(Bloques de color rojo): son aquellas en los cuales se adelantan labores de explotación de hidrocarburos.

7.1.4 ÁREAS DISPONIBLES

(Bloques de color gris): son aquellas áreas que no han sido objeto de asignación, de manera que sobre ellas no existe contrato vigente ni se ha adjudicado propuesta; áreas devueltas parcial o totalmente que se encuentran en estudio por parte de la ANH para definir el esquema de oferta pública.

7.1.5 ÁREAS RESERVADAS

(Bloques achurados en naranja): Aquellas definidas por la ANH por razones de política energética, de seguridad nacional o de orden público; por sus características geológicas, ambientales, sociales o por haber realizado estudios en ellas y tener proyectado o disponer de información exploratoria valiosa.

7.2 ÁREAS PARA PROCESO COMPETITIVO, NOMINACIÓN DIRECTA DE ÁREAS Y SOLICITUD DE OFERTAS

Son aquellas áreas para oferta pública definida y publicada en la página web de la ANH. También se representan las áreas en negociación.

7.3 RELACIÓN DE CONTRATOS DE ANH EN JURISDICCIÓN DE CORPONOR

La relación de contratos vigentes al año 2019 se relaciona en el anexo 1 del presente documento en formato Excel. Dentro del mapa de tierras en la jurisdicción de CORPONOR se observan bloques con una nomenclatura que corresponde a los contratos ubicados en el departamento Norte de Santander como se observa en la imagen 1.

- Bloques en rojo áreas de explotación o producción.

ID	BLOQUE	EMPRESA
0154	Río de oro	Empresa Iberoamericana
0093	Bloque Tibú	Ecopetrol
0155	Río Zulia	Empresa Iberoamericana
0096	Bloque carbonera	Watile
011	Rondón	Occidental
0046	cerrito	Pacific Status

- Bloques con líneas verdes corresponden a áreas de reserva ambiental, no tienen nomenclatura.
- Bloques en color Blanco corresponden a Basamiento cristalino y tienen la nomenclatura 0000.
- Bloques en color azul corresponden a las áreas disponibles.
- Bloques en color amarillo corresponde a las áreas de exploración.

ID	BLOQUE	EMPRESA
0116	González	TURKIS
0374	CAT 3	Ecopetrol
0078	Uribante	Ecopetrol
0117	SIRIRI	Ecopetrol
0096	Carbonera	Watlé
0351	YD CAT 1	CAT

7.3 TIPOS DE CONTRATO ANH

7.3.1 CONTRATO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN E&P

Este modelo aplica para los contratos que se suscriben como resultado de un proceso de asignación directa. En los casos de los procesos competitivos, el contrato que se suscribe es el que se publica y hace parte de los Términos de Referencia.

El contratista desarrolla el programa de trabajo, que hace parte de los compromisos del contrato, con autonomía y responsabilidad exclusiva. (ANH, 2013) Este nuevo modelo de contrato colombiano es un sistema de regalías/ impuestos. El contratista define el programa de trabajo, construye y es dueño de las facilidades, y opera con autonomía y responsabilidad, a su propio riesgo y costo. El contratista es dueño de todos los derechos de producción después de regalías y eventualmente tendrá que hacer pagos a la ANH por los ingresos adicionales cuando el precio internacional del crudo de referencia exceda un nivel de activación. El contratista paga impuestos por ingresos, de acuerdo con la ley. (Ecopetrol, 2003)

La ANH hace seguimiento contractual al cumplimiento de las cláusulas de los contratos, lo cual redundará en que cualquier incumplimiento ambiental o social, es competencia de la autoridad delegada para tales fines. En cuanto al cumplimiento de las obligaciones contractuales por parte de las compañías, es de aclarar que la ANH no es autoridad ambiental, ni social. Las funciones de seguimiento en estas materias están en cabeza de entidades como las CAR's, o el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, dependiendo de la materia.

Mediante el contrato de E&P se otorga al Contratista el derecho a explorar el Área contratada, y a producir los Hidrocarburos convencionales de propiedad del Estado que se descubran dentro de dicha área. EL Contratista tendrá derecho a la parte de la producción de los Hidrocarburos que le correspondan, provenientes del Área Contratada.

El Periodo de Exploración tendrá una duración de seis (6) años con prórrogas de 0 a 4 años, a partir de la Fecha Efectiva y se dividirá en fases. La primera fase comienza en la Fecha Efectiva, y las siguientes fases el día calendario inmediatamente siguiente a la fase que le precede.

El Período de Producción tendrá una duración de veinticuatro (24) años por yacimiento, con prórroga, contados a partir de la fecha en la que la ANH reciba del Contratista la Declaración de Comercialidad. La ANH prorrogará el periodo de producción por periodos sucesivos de hasta 10 años, y hasta el límite económico del campo siempre y cuando se cumplan las condiciones establecidas en el Anexo A del contrato.

7.3.2 CONTRATO DE EVALUACIÓN TÉCNICA (TEA)

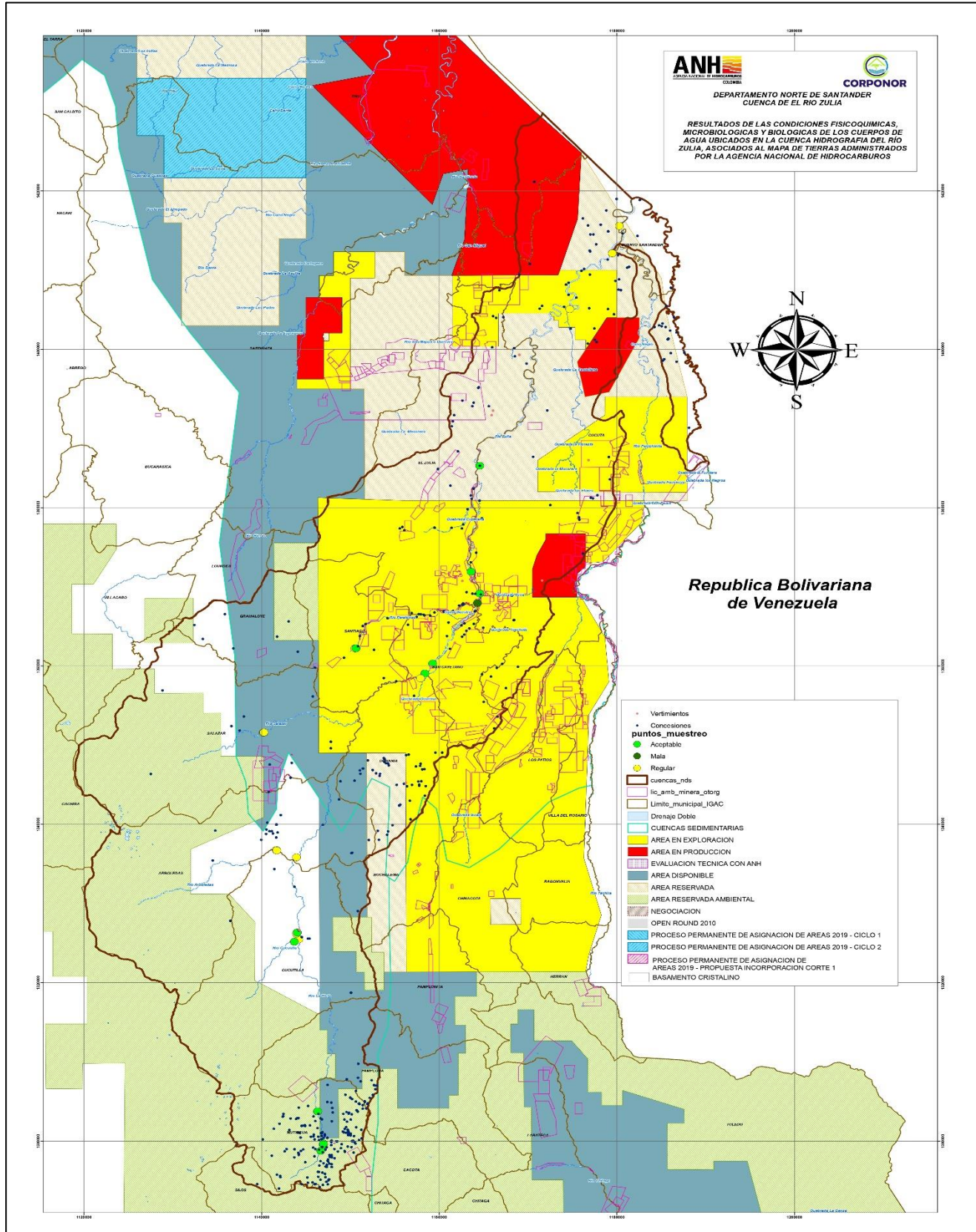
Aplica para áreas libres y áreas especiales, en algunos casos, cuando así se disponga en los Términos de Referencia, para procesos competitivos o contratación directa. Su objetivo principal es evaluar el potencial hidrocarburíferos de un área e identificar prospectos para celebrar un eventual contrato de E&P sobre una porción o la totalidad del área contratada.

El evaluador puede hacer actividades de exploración superficial de geología, pozos estratigráficos, aerofísica, etc., entre otras, con una duración máxima de 36 meses en áreas continentales y de 36 meses en áreas costa afuera, según el programa de trabajo.

El evaluador debe desarrollar el programa con autonomía bajo su responsabilidad operacional exclusiva, con un derecho de prelación para suscribir un Contrato de E&P.

La ANH por su parte verifica el avance de las actividades, administra la información obtenida en desarrollo del Contrato y recauda el derecho económico. (ANH, 2013).

MAPA DE TIERRAS ANH Y CALIDAD DEL AGUA EN LOS PUNTOS DE MUESTREO



En el mapa de tierras de la ANH se puede observar una identificación de cada uno de los puntos de muestreo o ID, de los 26 ID 8 están ubicados en áreas de exploración de hidrocarburos, en dicha área o bloque resaltado en color amarillo atraviesan las quebradas Floresta, Mucurera, Cuperena, Seca, Tonchalá, Ocarena e Iscalá como también el Río Peralonso. Los ID que se identifican con sus respectivos índices de calidad del agua en dichos bloques son ID 11- ID12- ID21 ICA ACEPTABLE, ID 20- ID22- ID 23- ID25 ICA REGULAR– ID 24 ICA MALO. Los ID que se encuentran en área de reserva forestal identificado por bloque de color verde son ID1– ID2- ID3-ID4 con ICA ACEPTABLE. En el área reservada que se observa de color rosado se encuentra el ID 14 con ICA REGULAR; en área disponible se encuentran los ID18 – ID 19 los dos con ICA REGULAR; en el área de Basamiento cristalino podemos observar los ID5 – ID6 – ID8 – ID16 – ID17 con ICA REGULAR y los ID7 e ID15 tienen ICA ACEPTABLE.

Transponiendo la información anterior con la base de datos de CORPONOR se logró identificar alrededor de los 26 ID las licencias mineras y permisos otorgados, con el fin de tener un panorama claro de cada bloque del mapa de tierras de la ANH, así se pueden tomar medidas de cumplimiento más exigentes a los licenciarios y permisionarios con el único fin de proteger el recurso hídrico como la máxima autoridad ambiental en el departamento Norte de Santander. El mapa no muestra a detalle las empresas o personas a quienes se otorgaron dichos permisos y licencias mineras ya que no sería posible visualizarlo claramente por la saturación de la información dentro del mismo, para tener acceso a la información completa lo podemos encontrar en medio digital ahí estarán disponibles los shape file para obtener con más precisión la información que se requiera para consulta

7.4 RESULTADOS CONSOLIDADOS ACEITES, GRASAS E HIDROCARBUROS RÍO ZULIA – II SEMESTRE DE 2019

ID	NOMBRE	AÑO	ACEITES Y GRASAS (mg/L)	HIDROCARBUROS (mg/L)
1	Río La Plata-El Molino-Área de reserva Ambiental	2019 II	3,48	1,77
2	Río La Plata-Puente Hogar Juvenil Campesino-Área de reserva Ambiental	2019 II	2,07	1,38
3	Río La Plata-Después de los vertimientos de aguas residuales del suelo Urbano-Área de reserva Ambiental	2019 II	3,48	2,89
4	Río La Plata-Truchas El Cerro-Área de reserva Ambiental	2019 II	7,83	4,26
5	Río Zulasquilla-Puente Capira-Basamiento cristalino	2019 II	9,03	4,34
6	Río Cucutilla-Aguas abajo de la confluencia con el Río Zulasquilla-Basamiento cristalino	2019 II	7,43	3,44
7	Río Cucutilla-Después de los vertimientos del suelo Urbano-Basamiento cristalino	2019 II	7,64	3,25
8	Río Zulia-Puente Unión-Basamiento cristalino	2019 II	8,15	4,10
9	Río Zulia-Puente Termotasajero-Proyecto Área en exploración	2019 II	5,18	2,56
10	Río Zulia-Después de los vertimientos de Termotasajero-Proyecto Área en exploración	2019 II	5,08	2,34
11	Río Zulia-Puente Zulia-Proyecto Área en exploración	2019 II	5,08	2,40
12	Río Zulia-Después de los vertimientos del suelo urbano-Proyecto Área en	2019 II	5,75	3,04
13	Río Zulia-Antes de la captación represa Distrito de Riego-Proyecto Área en exploración	2019 II	4,82	2,46
14	Río Zulia-Puente León después de la confluencia con el Río Pamplonita-Proyecto área reservada	2019 II	6,73	2,73

7.5 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS POR PARÁMETROS RÍO ZULIA ACEITES, GRASAS E HIDROCARBUROS

ID	NOMBRE	AÑO	ACEITES Y GRASAS (mg/L)	HIDROCARBUROS (mg/L)
1	Río La Plata-El Molino	2019 I	2,78	1,40
	Área de reserva Ambiental	2019 II	3,48	1,77
2	Río La Plata-Puente Hogar Juvenil Campesino	2019 I	1,94	1,29
	Área de reserva Ambiental	2019 II	2,07	1,38
3	Río La Plata-Después de los vertimientos de aguas residuales del suelo Urbano	2019 I	4,37	2,56
	Área de reserva Ambiental	2019 II	3,48	2,89
4	Río La Plata-Truchas El Cerro	2019 I	4,80	2,37
	Área de reserva Ambiental	2019 II	7,83	4,26
5	Río Zulasquilla-Puente Capira	2019 I	6,13	2,86
	Basamiento cristalino	2019 II	9,03	4,34
6	Río Cucutilla-Aguas abajo de la confluencia con el Río Zulasquilla	2019 I	8,18	3,39
	Basamiento cristalino	2019 II	7,43	3,44
7	Río Cucutilla-Después de los vertimientos del suelo Urbano	2019 I	6,62	4,17
	Basamiento cristalino	2019 II	7,64	3,25
8	Río Zulia-Puente Unión	2019 I	9,39	6,15
	Basamiento cristalino	2019 II	8,15	4,10
9	Río Zulia-Puente Termotasajero	2019 I	5,16	2,84
	Proyecto Área en exploración	2019 II	5,18	2,56
10	Río Zulia-Después de los vertimientos de Termotasajero	2019 I	5,33	3,80
	Proyecto Área en exploración	2019 II	5,08	2,34
11	Río Zulia-Puente Zulia	2019 I	4,38	2,93
	Proyecto Área en exploración	2019 II	5,08	2,40
12	Río Zulia-Después de los vertimientos del suelo urbano	2019 I	3,74	2,37
	Proyecto Área en exploración	2019 II	5,75	3,04
13	Río Zulia-Antes de la captación represa Distrito de Riego	2019 I	3,98	2,43
	Proyecto Área en exploración	2019 II	4,82	2,46
14	Río Zulia-Puente León después de la confluencia con el Río Pamplonita	2019 I	5,40	3,11
	Proyecto área reservada	2019 II	6,73	2,73

Durante los dos semestres del año 2019 se realizó la toma de muestras para el análisis de los trece parámetros acreditados por el IDEAM como se ha mencionado en el presente documento. Adicional a esto se practicó el método de análisis infrarrojo de partición para la determinación de aceites, grasas e hidrocarburos. En la tabla anterior se observan los resultados obtenidos en dicho análisis observando una variación en comparación con las dos épocas del año, esta variación es consecuencia de las diferentes actividades antrópicas desarrolladas en la zona, no se puede determinar por este método el tipo o clases de aceites, grasas e hidrocarburos presente en los 26 ID objeto de investigación, lo único certero en este caso es la presencia de los mismos y se presume que son generados en fuente de descarga de los vertimientos domésticos e industriales, la entrada de vehículos directamente a las fuentes hídricas para extracción de materiales pétreos, mantenimiento de vehículos y lavado de los mismos, trazas de crudo que quedan adheridas a las piedras de los ríos entre otras, son unas de las causas más comunes que se observaron durante los monitores. No hay una norma que establezca claramente los límites máximos permisibles para estos parámetros dentro de fuentes hídricas superficiales municipales, lo cual nos muestra que el recurso no tiene un blindaje estando expuesto a los llamados pasivos ambientales.

Siendo conscientes de la importancia y la necesidad que tiene el agua para nuestro departamento Norte de Santander, nuestro equipo de trabajo en el marco del convenio suscrito entre CORPONOR Y ANH desarrollo estrategias para identificar los puntos de descarga de vertimientos y de mayor contaminación por diferentes actividades antrópicas que a lo largo del tiempo han venido desmejorando su calidad tanto fisicoquímica como microbiológica, un factor importante en este sentido es los incidentes por rotura de tubos de conducción de hidrocarburos, además de grasas y aceites que también se descargan sin ningún tipo de tratamiento y desencadena un sin número de riesgos a la salud humana.

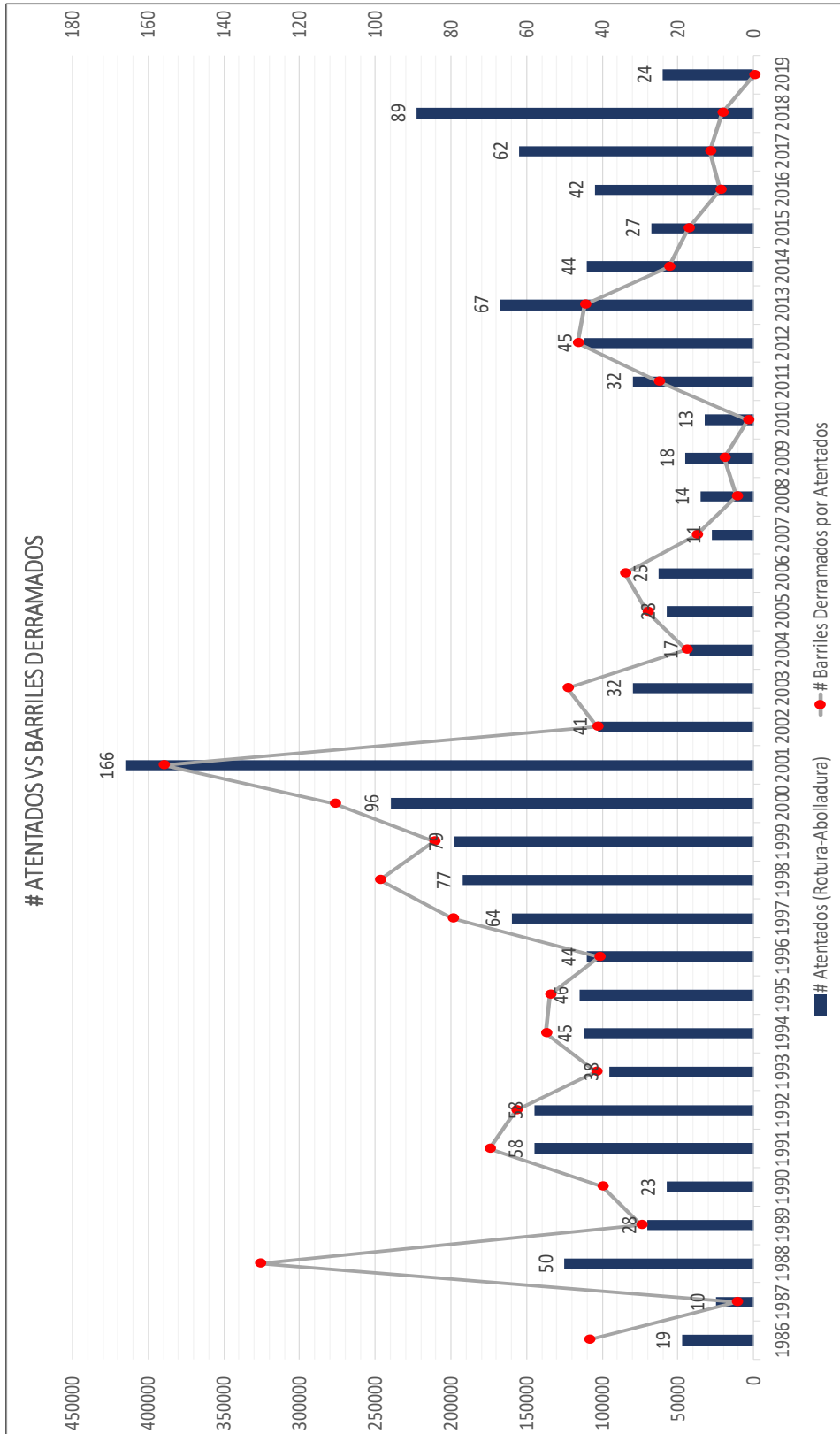
A lo largo de este convenio se ha desarrollado una investigación juiciosa en este tema con el fin de tener evidencias para los entes responsables de dichos actos que perjudican a nuestro departamento con un recurso tan indispensable como el agua, para toma de decisiones importantes en cuanto a construcción de las PTAR'S en todos los municipios del departamento Norte de Santander de acuerdo a su carga contaminante.

ECOPETROL en apoyo a nuestra entidad nos suministró información del histórico de atentados y actividades ilícitas hasta el mes de julio de 2019 en cuanto a las acciones de extracción de hidrocarburos. Dicha información nos sirvió de apoyo y consulta para interpretar si hubo o no incidencia de los mismos en los resultados obtenidos en cada uno los ID o puntos de muestreo.

7.6 ESTADISTICO DE ATENTADOS ANUALIZADO

ESTADISTICO DE ATENTADOS ANUALIZADO									
Año	# Atentados (Rotura-Abolladura)	# Barriles Derramados por Atentados	Barriles Transportados	Costo Reparación	Costo Ambiental	Costo Totales	Días Paro de Bombeo	Días de Bombeo Efectivos	Días paros de Bombeo por Atentados
1986	19	108.624	-	1.059.844.000	334.636.000	1.394.480.000	0	0	0
1987	10	11.048	-	270.074.000	0	270.074.000	0	0	0
1988	50	326.396	-	823.334.000	984.022.000	1.807.356.000	0	0	0
1989	28	74.614	-	540.853.000	747.944.000	1.288.797.000	0	0	0
1990	23	100.030	-	728.208.000	1.608.956.000	2.337.164.000	0	0	0
1991	58	174.854	-	1.495.668.000	1.640.125.000	3.135.793.000	0	0	0
1992	58	156.778	-	1.393.149.000	2.457.333.000	3.850.482.000	0	0	0
1993	38	103.907	-	1.260.842.000	1.069.903.000	2.330.745.000	0	0	0
1994	45	137.601	-	2.199.773.957	1.641.007.960	3.840.781.917	0	0	0
1995	46	134.278	-	1.808.236.198	1.768.360.878	3.576.597.076	0	0	0
1996	44	102.384	-	4.006.630.222	3.562.220.463	7.568.850.685	0	0	0
1997	64	199.140	-	4.558.803.758	9.542.699.934	14.101.503.692	0	0	0
1998	77	247.040	-	7.513.088.072	2.145.795.614	9.658.883.686	0	0	0
1999	79	211.264	-	8.001.425.894	18.432.835.889	26.434.261.783	0	0	0
2000	96	276.932	-	10.311.882.887	771.933.642	11.083.816.529	0	0	0
2001	166	390.215	-	21.150.521.476	52.230.133.544	73.380.655.020	0	0	0
2002	41	103.372	-	19.073.230.845	1.254.831.361	20.328.062.206	0	0	0
2003	32	123.131	-	9.739.206.931	3.542.499.072	13.281.706.003	0	0	0
2004	17	44.680	-	7.538.811.115	3.925.571.763	11.464.382.878	0	0	0
2005	23	70.294	-	11.422.749.244	1.274.269.105	12.697.018.349	0	0	0
2006	25	84.843	33.388.796	13.479.857.473	2.378.798.378	15.858.655.851	0	281	0
2007	11	37.751	35.553.455	11.974.018.078	11.210.216.542	23.184.234.620	0	333	0
2008	14	11.553	35.386.677	16.913.390.539	3.951.153.865	20.864.544.404	0	305	0
2009	18	19.155	33.692.950	13.241.169.000	2.113.342.000	15.354.511.000	0	324	0
2010	13	3.660	34.203.666	1.927.593.982	107.897.887	2.029.491.869	0	272	0
2011	32	62.495	40.523.228	13.126.592.607	1.970.808.792	15.097.401.399	195	170	75
2012	45	116.465	41.438.412	25.612.929.034	2.573.241.027	28.186.170.061	230	135	89
2013	67	111.368	45.133.569	45.768.768.063	5.984.271.841	51.753.039.904	210	155	136
2014	44	56.132	47.916.287	32.219.666.171	28.349.515.078	60.569.181.249	168	197	128
2015	27	43.373	52.459.243	18.620.255.727	4.678.908.147	23.299.163.874	124	241	98
2016	42	21.975	44.954.940	9.704.495.601	3.307.971.215	13.012.466.816	139	226	94
2017	62	28.677	32.563.925	13.046.752.732	6.514.249.182	19.561.001.914	206	159	146
2018	89	21.030	16.650.404	23.427.319.639	5.810.735.559	29.238.055.198	320	45	320
2019	24					0	164	38	164
TOTAL	1,527	3,715,059	493,865,553	353,959,141,246	187,880,187,738	541,839,328,984	1,758	2,880	1,251

FUENTE DE INFORMACIÓN: ECOPETROL



En el histórico reportado por ECOPEPETROL podemos observar 24 atentados por rotura – abolladura y cero barriles derramados a julio de 2019 en el municipio de Tibú, aún no se ha actualizado el histórico por parte de la empresa, sin embargo se han reportado por parte de las autoridades y la comunidad aledaña a los sitios de los incidentes que, en el segundo semestre de 2019 se evidenciaron atentados como el del 08 de septiembre por rotura de una válvula ilícita en el municipio de Tibú, también se presentó la misma situación en un tramo del oleoducto Caño Limón Coveñas en zona rural de Toledo en Norte de Santander que originó el derrame de hidrocarburo altamente volátil al río Cubugón el 12 de septiembre del presente año; las autoridades también reportaron y confirmaron que se presentó derrame de crudo registrado por la instalación de una válvula ilícita en un tramo del oleoducto Caño Limón Coveñas, en la vereda la Paz zona rural del municipio de Sardinata registrado el 11 de noviembre de 2019; por otra parte hubo derrame de petróleo en la zona del Catatumbo en Norte de Santander por abolladura de pozos que son administrados por Ecopetrol y otras empresas contratistas, la fuga del hidrocarburo fue reportada directamente por la comunidad y se originó en el corregimiento de Versailles que está ubicado en el área rural del municipio de Tibú el 30 de noviembre de 2019.

Esta serie de hechos impactan de manera directa las fuentes hídricas del departamento, podemos concluir con respecto a los resultados de los análisis fisicoquímicos y microbiológicos, que estos atentados no tuvieron incidencia en la cuenca del río Zulia, que es objeto de investigación en esta etapa del convenio suscrito entre CORPONOR y ANH.