

OC2018 A-019 - Åpen

# Rapport

In situ brenning av olje: Analyse av røyk og residue

**Forfatter(e)**

Liv-Guri Faksness  
Karolina Storesund, Daniel Krause



**SINTEF Ocean AS**

Effekter og risiko  
2018-03-05

SINTEF Ocean AS

Postadresse:  
Postboks 4762 Torgarden  
7465 Trondheim

Sentralbord: 46415000

# Rapport

Foretaksregister:  
NO 937 357 370 MVA

## In situ brenning av olje: Analyse av røyk og

**VERSJON**

Final

**DATO**

2018-03-05

**FORFATTER(E)**

Liv-Guri Faksness

Karolina Storesund, Daniel Krause

**OPPDRAUGSGIVER(E)**

Kystverket

**OPPDRAUGSGIVERS REF.**

Hilde Dolva

**PROSJEKTNR**

302003695

**ANTALL SIDER:**

56

**SAMMENDRAG**

ISB tester har blitt gjennomført på 8 ulike oljeproduktet (hvorav to forskjellige kvaliteter av WRG), fire av dem var i tillegg forvitret til 250 °C+. Flere av oljene var såkalte hybridoljer med lavere svovelinnhold, de øvrige rangerte fra gassoljer til IFO180 (LS). Testene ble gjennomført på et modifisert konkalorimeter, og det ble tatt prøver for røykgassanalyser, sot og residue.

I sotprøvene kunne man kjenne igjen et typisk pyrogen PAH-mønster med dominans av de ikke-alkylerte PAH og en økning i 5-6 rings PAH. Dette ble ikke observert i brenneresiduene, der dominerte de petrogene alkyerte PAH-forbindelsene. Residue fra DMA (fersk og forvitret) hadde høyeste innhold naftalener og PAH, men også ULSFO inneholdt en del 4-6 ring PAH.

Sotpartikkelfestemmelsene viste at PM1 dominerte, dvs at det ble dannet svært små partikler under brenningen. Mengde Black Carbon produsert under brenningen ble estimert til å være høyest for forvitret IFO180 (250 g BC/kg olje brent), og ca 120 g BC/kg olje for de øvrige testede oljene.

Gassmålinger av CO, CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og SO<sub>2</sub> indikerte at de høyeste gasskonsentrasjonene ble dannet under brenning av IFO180 (fersk og forvitret). Det ble observert støtkoking under brenning av IFO 180, og det er mulig at dette har medført at standardavviket i samtlige gassmålinger ble svært høyt. Trenden er allikevel tydelig; det genereres høyere gasskonsentrasjoner under ISB av IFO180 enn de øvrige testede oljene.

**UTARBEIDET AV**

Liv-Guri Faksness

**SIGNATUR****KONTROLLERT AV**

Per Daling

**SIGNATUR****GODKJENT AV**

Mimmi Throne-Holst

**SIGNATUR****RAPPORTNR**

OC2018 A-019

**ISBN**

978-82-7174-330-7

**GRADERING**

Åpen

**GRADERING DENNE SIDE**

Åpen



# Innholdsfortegnelse

<b>Summary .....</b>	<b>3</b>
<b>1 Innledning .....</b>	<b>4</b>
<b>2 Materialer og metoder .....</b>	<b>4</b>
2.1 Oljer.....	4
2.2 Konkalorimeteret.....	5
2.3 Målinger og analyser.....	6
2.3.1 Temperaturmåling .....	6
2.3.2 Gassmåling.....	6
2.3.3 Black carbon i røyken.....	7
2.3.4 Sotfilter .....	7
2.3.5 Residue etter brenning.....	8
<b>3 Resultater og diskusjon .....</b>	<b>9</b>
3.1 Brenneresidues egenskaper.....	9
3.2 Kjemisk sammensetning av residue og sotprøver .....	10
3.3 Sot og gassmålinger .....	14
3.4 Temperatur og gassmålinger .....	17
<b>4 Oppsummering.....</b>	<b>20</b>
<b>5 Referanser.....</b>	<b>21</b>
<b>A Vedlegg A Kjemiske analyser av residue og sotprøver .....</b>	<b>22</b>
<b>B Vedlegg B GC kromatogram av utgangsoljer og ISB residue.....</b>	<b>30</b>
<b>C Vedlegg C Oversikt over komponenter analysert i sot og residue .....</b>	<b>39</b>
<b>D Vedlegg D Partikelstørrelsesfordeling og gass-analyser .....</b>	<b>40</b>

## Summary

Small-scale tests that involved burning oil under controlled and replicate conditions in the laboratory have been performed to collect data associated with the resulting emission gases, smoke particles and residue. The tests were performed in a modified cone calorimeter at RISE Fire Research (formerly SINTEF Norwegian Fire Investigation Laboratory, NBL). An one-centimetre thick layer of oil was formed on top of water. The oil was then heated and ignited by applying a heat flux ( $25 \text{ kW/m}^2$ ) coupled with a sparkling device. This was performed to assess inputs to the environment resulting from in situ burning (ISB) of eight oil products (including two qualities of WRG), and four weathered oils ( $250^\circ\text{C+}$ ). All chemical analyses were conducted by SINTEF Ocean, Environment and new Resources (formerly Environmental Technology).

A typical pyrogenic PAH-pattern with a dominance of non-alkylated PAHs and an increase in 5 and 6 ring PAHs was recognised in the soot samples. This was not observed in the ISB residues, where the petrogenic alkylated PAH components dominated the PAH patterns.

In the soot samples, the content of 4-6 ring PAHs accounted for more than 70% of the total SVOC (sum of decalins, naphthalenes, and 2-6 ring PAHs) for all oils, except IFO 180. In soot from fresh and weathered IFO 180, the 4-6 ring PAHs only comprised approximately 40 % of the total SVOC. However, the content of naphthalenes and 2-3 ring PAHs in IFO 180 soot were higher than in the soot from the other tested oils, resulting in the highest total SVOC contents detected within the soot samples.

The ISB residues were dominated by the naphthalenes and 2-3 ring PAHs. The residues of DMA (fresh and weathered) contained approximately twice as much naphthalenes and PAHs than the other burned oils. The same was seen in the unburned oils.

The soot particle measurements indicated that small particles were produced during the ISB, with around 90% of the total monitored particles in the PM1 fraction ( $1 \mu\text{m}$ ). The amount of Black Carbon produced during ISB was estimated to be highest in the emission from weathered IFO 180 (250 g BC/kg burned oil), and approximately 120 g BC/kg for the other tested oils.

Gas measurements of CO, CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> and SO<sub>2</sub> indicated that the highest gas concentrations were measured during burning of IFO 180 (fresh and weathered).

The results from the small scale ISB of different oil products have shown that there were differences between the oil products, but that the trend indicated that ISB of IFO 180 seems to result in emissions with higher production of black carbon and gases than from the other tested oils.

## 1 Innledning

SINTEF har de siste to årene gjennomført et prosjekt for Kystverket på kartlegging av egenskapene til 8 ulike diesel og hybrid-oljer (oppsummert i Hellstrøm, 2017). Dette har inkludert:

- Fysikalsk-kjemiske karakterisering av forvitringsegenskaper (inkl. emulerende egenskaper)
- Forvitningsforsøk i meso-skala
- Spredningsegenskaper
- Giftighetstesting (WAF-studier)
- Dispergerbarhet
- Testing av antennbarhet

For å kunne tilrettelegge in situ brenning (ISB) som en robust og operativ oljevernberedskapsmetode (både statlig og privat) i Norge må man ha mer kunnskap om hva røyken inneholder, samt egenskapene til restoljen fra brenningen (residue).

Dette prosjektet beskriver analyser av røykgass fra ISB av olje, samt residuet, fra tester gjennomført i småskala under kontrollerte forhold i laboratoriet.

Testene ble gjennomført hos RISE Fire Research (tidligere SINTEF Norges branntekniske laboratorium, NBL) i deres konkalorimeter. Alle kjemiske analyser er utført hos SINTEF Ocean, Miljøteknologi.

## 2 Materialer og metoder

### 2.1 Oljer

Oljeproduktene som ble testet er de samme som det tidligere er utført forvitningsstudier, samt WAF og toksisitetsstudier av. I tillegg ble en WRG med lavere svovelinnhold inkludert (merket WRG ny). De testede oljeproduktene er gitt i Tabell 2.1.

Tabell 2.1 *Oljer for analyse av røyk, sot og residue. WRG og HDME 50 er ikke forvitret. Flammepunkt er fra Hellstrøm (2017). SINTEF ID er oljenes registreringsnummer og Test ID refererer til prøveregistreringsnummer i LIMS (Laboratory information management system).*

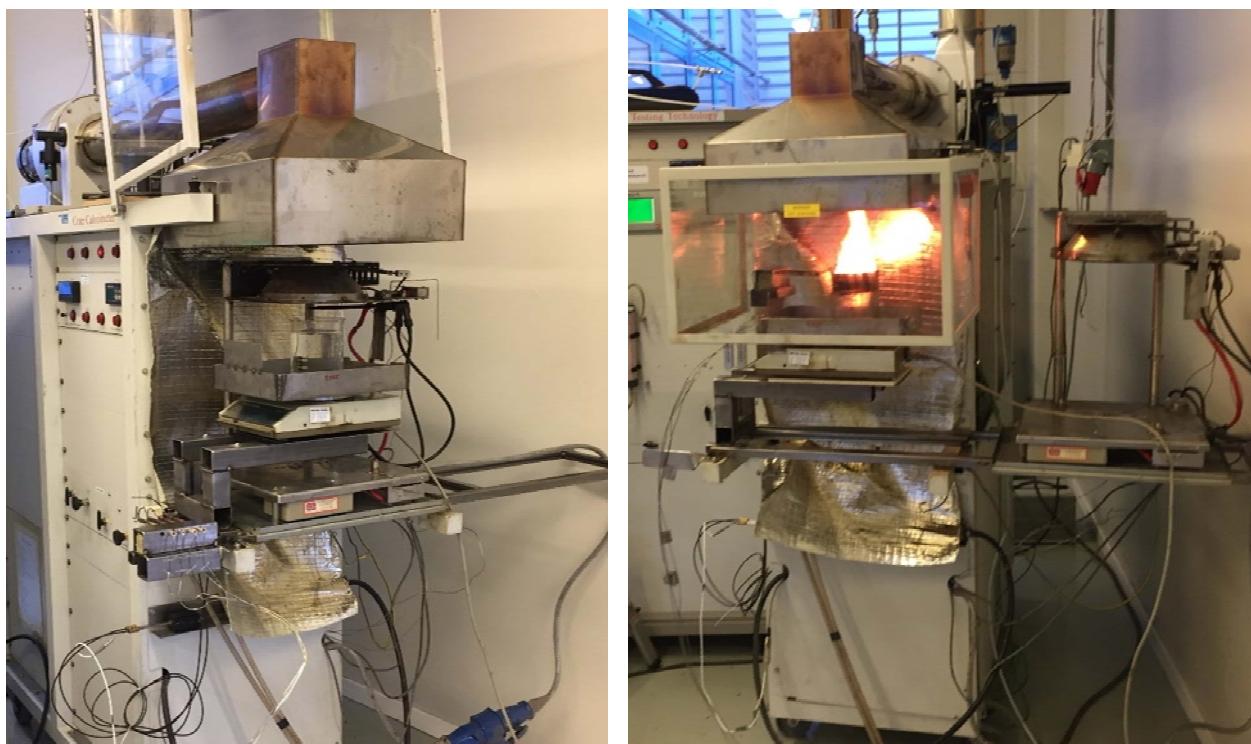
SINTEF ID	Olje	Flash point fresh oil (°C)	Test ID fresh	Flash point 250°C+ (°C)	Test ID 250+
2014-0551	Marine Gas Oil (500 ppm S)	63	2017-7050	110	2017-7049
2014-0552	Gas Oil (10 ppm S)	72	2017-7051		
2016-0232	Rotterdam diesel (DMA, <1000 ppm S)	83	2017-7198	111	2017-7131
2014-0553	WRG (0.25% S (2500 ppm))	115	2017-7048		
2017-7795	WRG ny (0.05% S (500 ppm))	NA	2017-7795		
2016-0231	HDME 50 (< 1000 ppm S)	186	2017-7130		
2016-0233	ULSFO (< 1000 ppm S)	75	2017-7148	112	2017-7132
2013-0594	IFO180 LS (< 10000 ppm S)	NA	2017-7053	NA	2017-7054

NA: not applicable, ingen data tilgjengelig

## 2.2 Konkalorimeteret

I konkalorimeteret kan man teste småskala-prøver i et standardisert oppsett der røyken trekkes ut for videre analyse av gasser og oppsamling av sot. Dette er en småskala metode og det må taes forbehold at det vil kunne dannes andre produkter, eller forskjellige konsentrasjoner av stoffer, enn ved fullskala ISB på sjø. Testene vil imidlertid gi et bilde på eventuell forskjell i den relative komponentssammensetningen mellom de ulike oljene under disse kontrollerte test-betingelsene.

Konkalorimeteret ble tilpasset for å utføre brenning av olje (Figur 2.1). Et borosilikat begerglass (800 mL) med vann (700 mL og ca 10 °C ved start) ble brukt som antennelseskammer og oljen (ca 1 cm filmtykkelse) ble lagt på vannet før antennelse. Dette ble satt på en vekt slik at mengde olje som forsvant under brenning ble logget. Varmeeksponering og oppsamling av gasser og sotpartikler ble foretatt i konkalorimeteret, som er beskrevet i ISO 5660-1:2015. Overflaten på oljen ble eksponert fra konkalorimeterets strålingsovn for en varmestråling på 25 kW/m<sup>2</sup> (tilsvarer ca 580 °C i strålingsoven), og røykgassene ble antent av konkalorimeterets gnisttenner. Ved antennelse ble strålingsoven fjernet fra prøven (Figur 2.1, høyre foto).

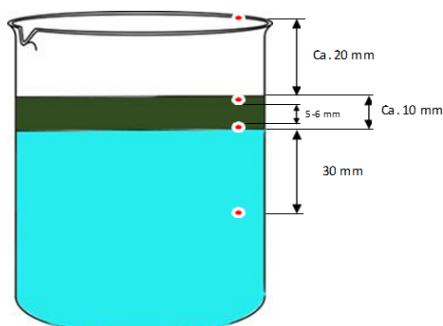


Figur 2.1      Venstre foto viser konkalorimeter med den koniske ovnen på plass, mens det høyre bildet viser etter antennelse og at ovnen er skjøvet til siden.

## 2.3 Målinger og analyser

### 2.3.1 Temperaturmåling

Fire kapslete termoelementer, type K, ble brukt for å registrere temperaturer i fire posisjoner i prøven: I vannet (ca. 3 cm under vannoverflaten), et par mm over vann-olje grenseflaten, et par mm under oljens overflate, og i flammen ca 2 cm over oljens overflate (Figur 2.2). Oljefilmens tykkelse var ca 1 cm.



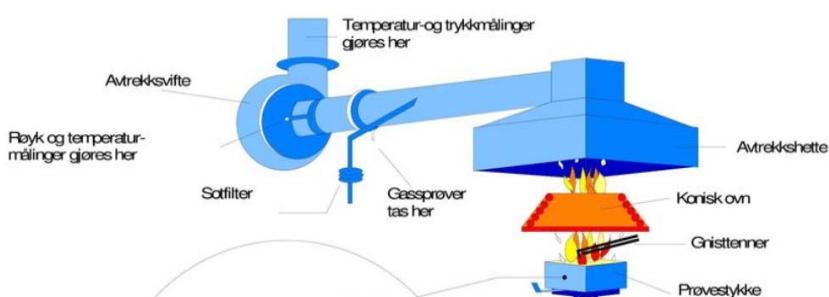
Figur 2.2 Posisjonering av termoelementene under testingen.

### 2.3.2 Gassmåling

CO og CO<sub>2</sub> ble målt via gassanalysatorene til konkalorimeteret og beregnet i henhold til ISO 5660-1:2015, hensyntatt dimensjoner og strømningshastigheter i apparaturens avtrekk. En skisse av konkalorimeteret er vist i Figur 2.3.

Prøvegass til gassanalyse for NO, NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, og HCN ble trukket ut fra avtrekksrøret til konkalorimeteret. Gassen ble filtrert gjennom en sylinder med filter av løs glassfiber og pumpet ut til en trykkavlaster. Denne trykkavlasteren var sylinderformet og hadde gassinntaket i den ene enden. Den andre enden av trykkavlasteren var åpen ut til omgivelsesluften. Volumstrømmen av prøvegass som ble trukket ut og pumpet ut til denne trykkavlasteren var ca. 18 L/min.

Det ble brukt tre separate gassanalysatorer av typen Dräger X-am 5600 som var montert med pumper som trakk prøvegass fra trykkavlasteren. Hver av disse trakk ca. 3 L/min, tilsammen 9 L/min slik at det var overskudd av gass i trykkavlasteren. Total tid fra prøvegassen ble trukket ut fra avtrekksrøret til sensorene var mindre enn 5 sekunder.



Figur 2.3 Skisse av konkalorimeter

### 2.3.3 Black carbon i røyken

Black carbon (BC), vanligvis kalt sot, er den mørke, lysabsorberende delen av røykpartiklene. BC refereres til som hele lysabsorberende fraksjonen av karbonholdige aerosoler, og er en del av PM2.5.

Røykpartiklene ble målt med en DustTrak DRX Aerosol Monitor 8534 koblet til en prøvetakningsport og et fortynningssystem. Sotpartikkelfilter for gravimetrisk bestemmelse av mengde sot og kjemiske analyser var koblet til samme prøvetakningsport. Filterkassettene var koblet til en prøvetakningspumpe for luft (MSA Escort ELF). Både DustTrak og MSA pumpen kunne justeres til egnet gjennomstrømningshastighet. Denne ble kalibrert med en mini-Buck Calibrator M-5 med et flow-område fra 1 til 6000 cc/min med en nøyaktighet på  $\pm 0.5\%$ . Strømningshastigheten for prøvetaknings- og fortynningssystemet ble kontrollert etter omrent hver tredje test.

DustTraken mäter störrlesesfordelingen för massefraksjonkonsentrasjoner som korresponderer till PM1, PM2.5, PM4/respirable, PM10 (dvs partikler mindre enn hhv 1, 2.5, 4 och 10 micron) och totalt PM. Målingarna loggas hvert sekund. Den har två forskjellige sensorer for å mäta konsentrasjonerna. DustTraken är fabrikkkalibrerad till en "Arizona dust standard", som vil vara forskjellig från sotpartikler i rök. De gravimetriska mätningarna från röykfiltren ble därför använda för att etablera en specifik kalibreringsfaktor till våra mätningar.

Inngangen til prøvetakingen for røykpartikler var en overgang med fem hull fordelt over diameteren av konkalorimeteres avgassrør, som ble ventilert med en luftgjennomstrømning på 24 L/sec. De gravimetriske prøvene (sotfiltrene) ble tatt fra en ufortynnet prøve, mens DustTrak-inngangen var koblet til et parallelt fortynningssystem som besto av to rør med ulik lengde og diameter, som var tilpasset til den maksimale konsentrasjonen som kunne måles med DustTrak (fortynnet til om lag 1/3 av maksimal konsentrasjon).

### 2.3.4 Sotfilter

For oppkonsentrering av sot under brenningen, ble filterkassetter (Cat. No. 225-1713) med PTFE filter (37 mm, 2.0  $\mu\text{m}$ ) koblet på en pumpe med en flow på 2 L/min. Filtrene ble veid før og etter forsøkene for å bestemme totalmengde sot produsert under brenningen av de ulike oljene. Filterkassett og åpnet kassett med sotfilter etter brenning er vist i Figur 2.4.

Etter prøvetakning og veiing av filter med sot, ble filteret overført til et glassrør (20 mL) med teflontopp. Diklorometan (DCM, 10 mL) og internstandarder for kvantifisering av totale hydrokarboner (THC) og PAH ble tilslatt. For å ekstrahere ut sotpartiklene fra filteret ble røret rystet kraftig (Vortex i 10 sekunder) etterfulgt av ultralydbad i 30 minutter. Løsningsmiddelet ble dekantert over i et 40 mL glassrør, og ekstraksjon av filteret ble gjentatt to ganger med hhv 10 og 5 mL DCM, Vortex i 10 sekunder og ultralyd i 15 minutter. Løsningen ble filtrert over et GF/C filter for å fjerne partikler og oppkonsentrert til ca 1 mL, tilslatt såkalte RIS standarder for kvantifisering av THC og PAH før analyse på gasskromatograf med flammeionisasjonsdetektor (GC/FID, THC) og gasskromatograf med massespekter (GC/MS, PAH). En oversikt over de analyserte komponentene er vist i Vedlegg C.



Figur 2.4 Filterkassett for prøvetakning av sot (venstre bilde) og åpnet filterkassett med sotfilter etter brenning.

### 2.3.5 Residue etter brenning

I utgangspunktet var planen å bruke adsorbsjonspad for å samle inn residuet, både for en kvantitativ bestemmelse for å estimere brenneeffektiviteten og til kjemisk kvantifisering av PAH og THC, men dette fungerte ikke så godt. Det viste seg at når oljefilmtykkelsen ble redusert og ikke lengre isolerte vannet under, fikk man en såkalt "boilover" eller "splatter"-effekt, dvs en ukontrollert støtkoking som medførte tap av olje og dermed ikke helt nøyaktige data for brenneeffektiviteten.

Det ble derfor bestemt at forsøkene foregikk på en vekt slik at tap av olje under brenning kunne logges direkte. I tillegg ble en alikvot av oljen tatt ut for kvantitativ bestemmelse av THC og PAH. Oljen ble veid inn, fortynnet i DCM (ca 10 mg/mL) og tilsatt interne standarder før analyse på GC/FID (THC) og GC/MS (PAH). GC-kromatogrammene av residuet ga også et bilde av tapet av de lettere komponentene under brenningen og brenneeffektiviteten.

### 3 Resultater og diskusjon

#### 3.1 Brenneresidues egenskaper

Resultater for bestemmelse av tetthet og viskositet av brenneresiduen er gitt i Tabell 3.1. Som nevnt over, viste det fikk man en såkalt "boilover" eller "splatter"effekt som resulterte i tap av olje og dermed ikke helt nøyaktige data for brennehastigheten. Brenneeffektiviteten er derfor ikke beregnet. I tillegg medførte dette også at man fikk litt for lite residue i enkelte tester og måtte kombinere residue fra replikate tester for å få nok olje til analysene.

Det var en økning i tetthet for alle oljene, men det var bare brenneresiduen fra fersk og forvitret IFO180 som hadde en tetthet opp mot 1 g/mL. Det var imidlertid residuen fra fersk og forvitret ULSFO som hadde høyeste viskositet, målt til > 500 000 cP (skjær 10). Viskositeten til residuen fra den forvitrede bunkersoljen var mer enn 400 000 cP og ca 170 000 cP for fersk IFO 180. Viskositeten til de øvrige oljene økte også etter brenning, men var fremdeles forholdsvis lav. Ut fra tettheten bør ingen av dem synke, men ved drift på sjøen kan residuet ta opp partikler o.l. som gjør at tettheten blir høyere enn vann og at det dermed synker.

*Tabell 3.1 Tetthet og viskositet for utgangsoljer og deres ISB residue. Viskositet i utgangsoljene er målt ved 13 °C, mens brenneresiduen er målt ved 10 °C. Tetthet er målt ved 15.56 °C.*

SINTEF ID	Olje	Tetthet	Viskositet (cP)	
			10 s <sup>-1</sup>	100 s <sup>-1</sup>
2014-0551	MGO fresh*	0,852	3	
	MGO fresh ISB residue	0,878	25	25
	MGO 250+*	0,868	12	
	MGO 250+ ISB residue	0,879	29	27
2014-0552	Gas oil fresh*	0,833	3	3
	Gas oil fresh ISB residue	0,853	10	10
2016-0232	DMA fresh*	0,885	12	
	DMA fresh ISB residue	0,887	68	46
	DMA 250+*	0,887	14	
	DMA 250+ ISB residue	0,887	85	55
2017-7795	NY WRG	0,881	133	91
	NY WRG ISB residue	0,888	260	206
2014-0553	WRG (diesel MSD)*	0,886	59	
	WRG (diesel MSD) ISB residue	0,893	265	180
2016-0233	ULSFO fresh*	0,872	4300	
	ULSFO fresh ISB residue	0,903	514320	52382
	ULSFO 250+*	0,878	33169	
	ULSFO 250+ ISB residue	0,908	599160	41871
2016-0231	HDME*	0,903	1005	
	HDME ISB residue	0,916	3057	2225
2013-0594	IFO 180 fresh**	0,973	7426	
	IFO 180 fresh ISB residue	0,994	167970	21148
	IFO 180 250+**	0,978	11355	
	IFO 180 250+ ISB residue	0,995	415400	50572

\* ) Hellstrøm (2017); \*\* ) Sørheim et al. (2014).

### 3.2 Kjemisk sammensetning av residue og sotprøver

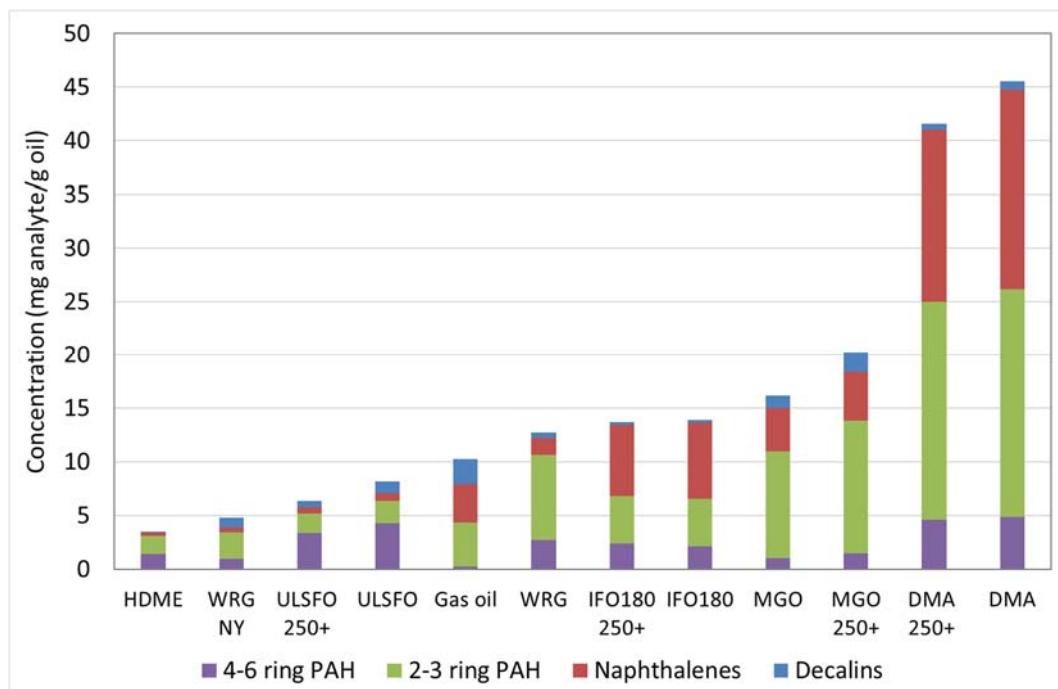
Mer detaljerte kjemiske data fra analyser av de semivolatile komponentene (SVOC) i utgangsoljer, brenneresidue og sotprøver er vist i Vedlegg A. En liste over de analyserte SVOC-komponentene, deres forkortelser, gruppering, samt fargekoder på gruppene er gitt i Vedlegg C.

GC-kromatogrammer av utgangsoljene og samtlige brenneresidue er gitt i Vedlegg B. Kromatogrammene indikerer at brenneeffektiviteten er forholdsvis lik for de tre replikate testene for alle oljene. Konsentrasjonene i GC/FID-analysene av sotprøvene ble litt for lav til at kromatogrammene var informative, så de er ikke tatt med i rapporten.

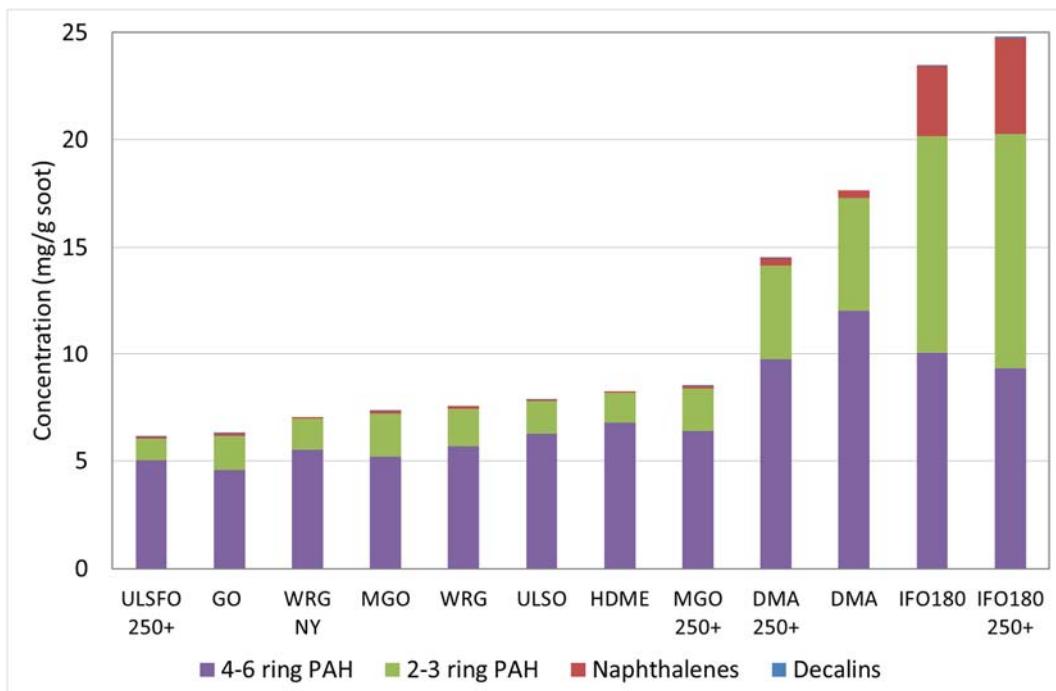
Kjemisk sammensetning av residue etter ISB og sotprøver er vist i Figur 3.1 og Figur 3.2. For de ferske oljene ble det gjort tre replikate tester, og resultatene i figurene er gjennomsnittsverdier. Gjennomsnittsverdiene med standardavvik er gitt i Tabell A 2 for residue og i Tabell A 3 for sotprøver. I tillegg er sammensetningen til utgangsoljene gitt i Tabell A 1.

Resultatene viser at brenneresidueene domineres av naftalener og 2-3 ring PAH, og at residuet fra fersk og forvitret DMA (Rotterdam diesel) inneholder høyeste konsentrasjon av naftalener og PAH, men at også ULSFO inneholdt en del 4-6 ring PAH.

I sotprøvene øker andelen 4-6 ring PAH og utgjør mer enn 70 % av total SVOC i alle oljer, bortsett fra fersk og forvitret IFO 180. Der var andel 4-6 ring PAH ca 40 % av total SVOC, men 2-3 ring PAH-konsentrasjonen høyere enn de øvrige oljene. Sot fra DMA innholder mer 4-6 rings PAH enn fra de øvrige oljene, og kvantifisert mengde SVOC var høyere, men lavere enn i sot fra IFO 180.

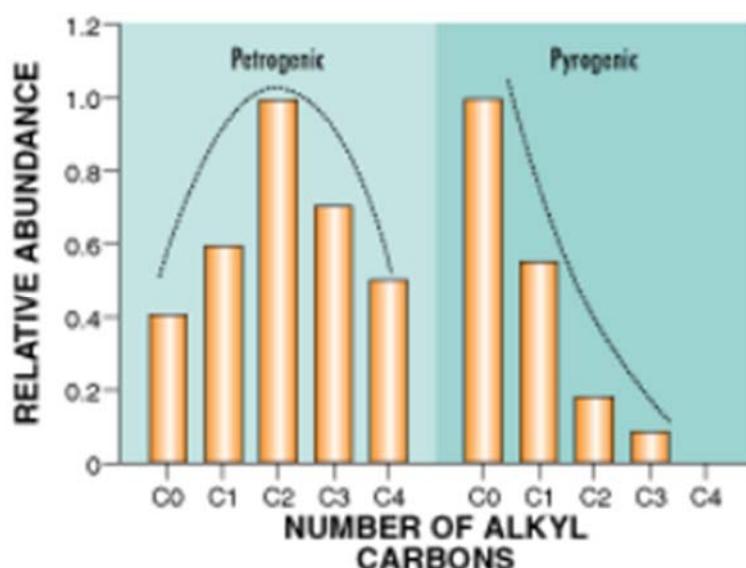


Figur 3.1 Kjemisk sammensetning av residue etter ISB (mg analytt/g olje). Resultatene er basert på gjennomsnittskonsentrasjoner for de ferske oljene, og en prøve for de forvitrede oljene.



Figur 3.2 Kjemisk sammensetning av sotprøvene (g analytt/kg sot). Resultatene er basert på gjennomsnittskonsentrasjoner for de ferske oljene, og en prøve for de forvitrede oljene.

Det var av interesse å se om man kunne identifisere typiske pyogene PAH-mønster i brenneresiduene og sotprøvene. Boehm og Saba (2008) har definert petrogene og pyogene PAH som: Petrogene PAH dannes ved moderate temperaturer (100-300 °C) over tid og er assosiert med fossilt brensel (petroleum og kull). Pyogene PAH dannes gjennom en rask forbrenning ved høy temperatur, dvs over 700 °C. Pyogene PAH domineres av ikke-alkylerte PAH, mens petrogene PAH ofte har mer av de alkylerte PAH, som vist i Figur 3.3.

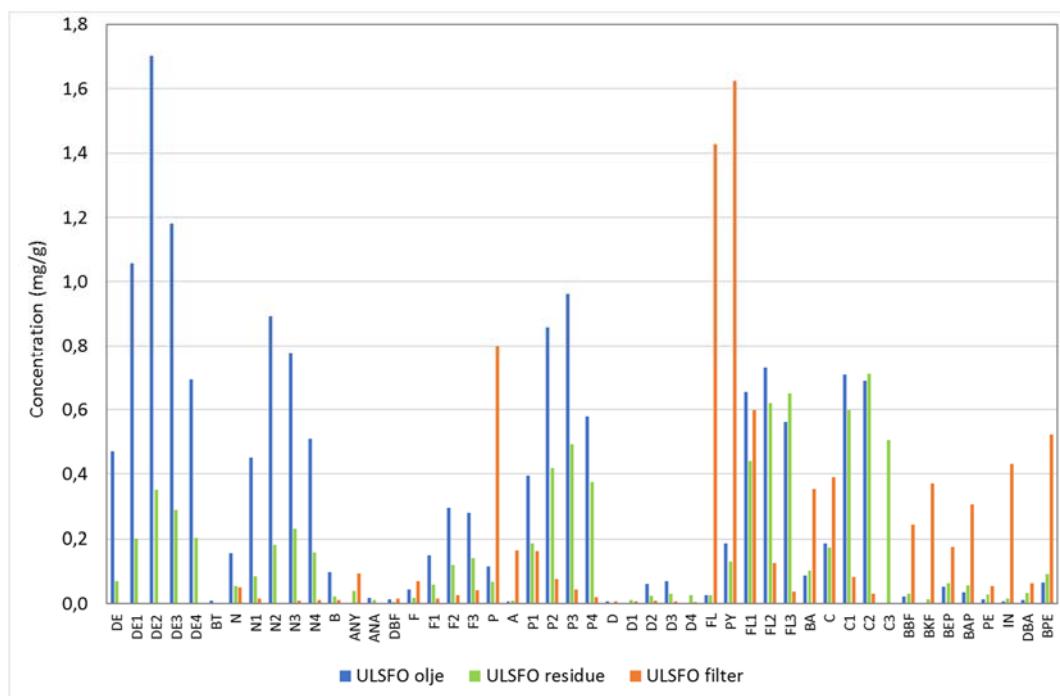


Figur 3.3 Eksempel på fordeling av alkylerte PAH dannet ved ulik temperatur: Petrogene PAH til venstre og pyogene PAH til høyre (Boehm and Saba (2008)).

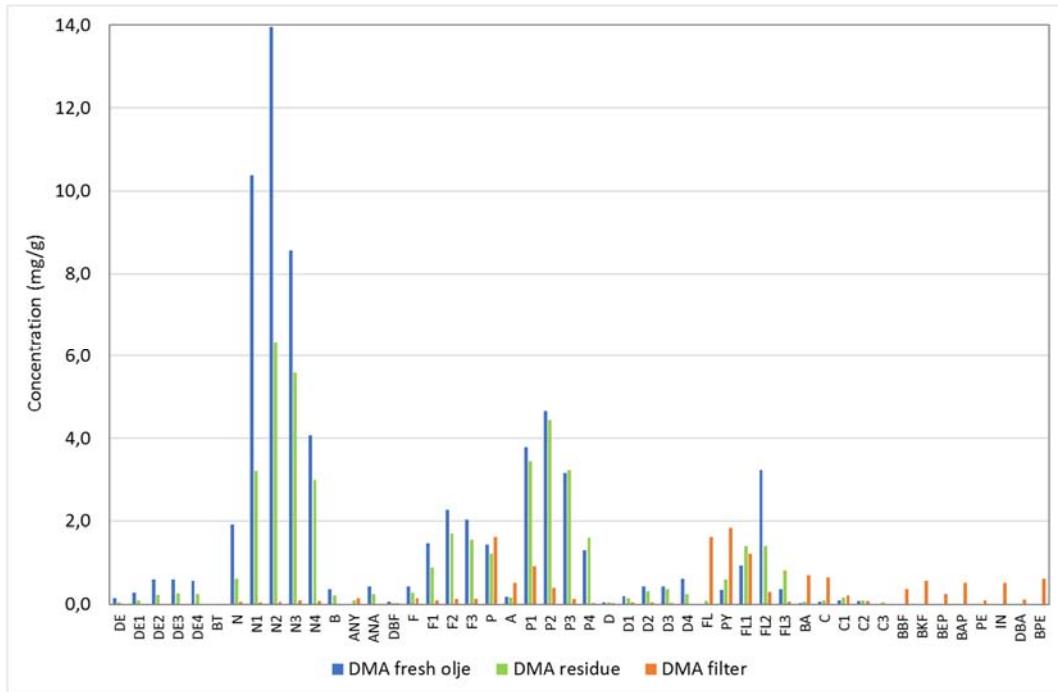
Detaljert sammensetning av SVOC for residue og sotprøver er gitt i hhv. Tabell A 4 og Tabell A 5. Tre av oljene er vist i histogram nedenfor, hvor utgangsoljens sammensetning er vist sammen med brenneresiduet og sotprøven: Fersk ULSFO i Figur 3.4, fersk DMA (Rotterdam diesel) i Figur 3.5 og fersk IFO180 i Figur 3.6. Det er her valgt resultater fra en test pr. olje (se oversikt i Tabell D 1). I første omgang var det ønskelig å se etter typiske pyrogene PAH-mønster, som dominans av ikke-alkylerte PAH.

Resultatene fra analysene av sotprøvene (Tabell A 4) viser at vi ser samme trend som Boehm og Saba (2008), med høyere konsentrasjon av de ikke-alkylerte PAH enn de alkylerte for alle oljer, bortsett fra IFO180. Vi ser også at mengde 5 og 6-ring PAH øker, og da spesielt fluoranten (FL) og pyren (PY). I brenneresiduene (Tabell A 5) ser vi ikke samme tenden. Der var det fremdeles en mer petrogen profil for de alkylerte PAH. Disse observasjonene kan også sees i Figur 3.4 til Figur 3.6 (merk at det er ulik skala på y-aksene).

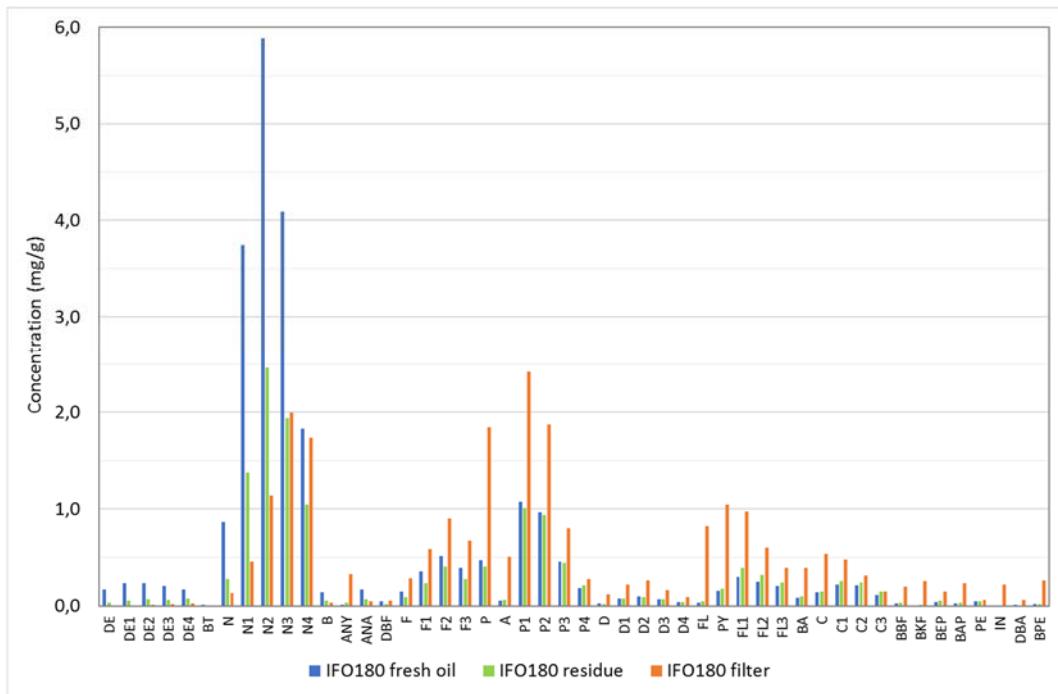
Histogrammet for IFO180 (Figur 3.6) viser også at sotprøvene fra brenningen ikke har den typiske pyrogene profilen med dominans av ikke-alkylerte PAH, men fremdeles en petrogen profil. Under testene ble det notert at man hadde støtkoking praktisk tatt under hele testen. Dette kan ha medført at vi ikke hadde en helt fullstendig forbrenning, eventuelt at en del ubrent olje ble med røykpartiklene som festet seg på filteret.



Figur 3.4 SVOC i utgangsolje, brenneresidue og sotfilter for ULSFO fresh oil. Forkortelser på x-akse er gitt i Vedlegg C.



Figur 3.5 SVOC i utgangsolje, brenneresidue og sotfilter for DMA fresh oil (Rotterdam diesel). Forkortelser på x-akse er gitt i Vedlegg C.



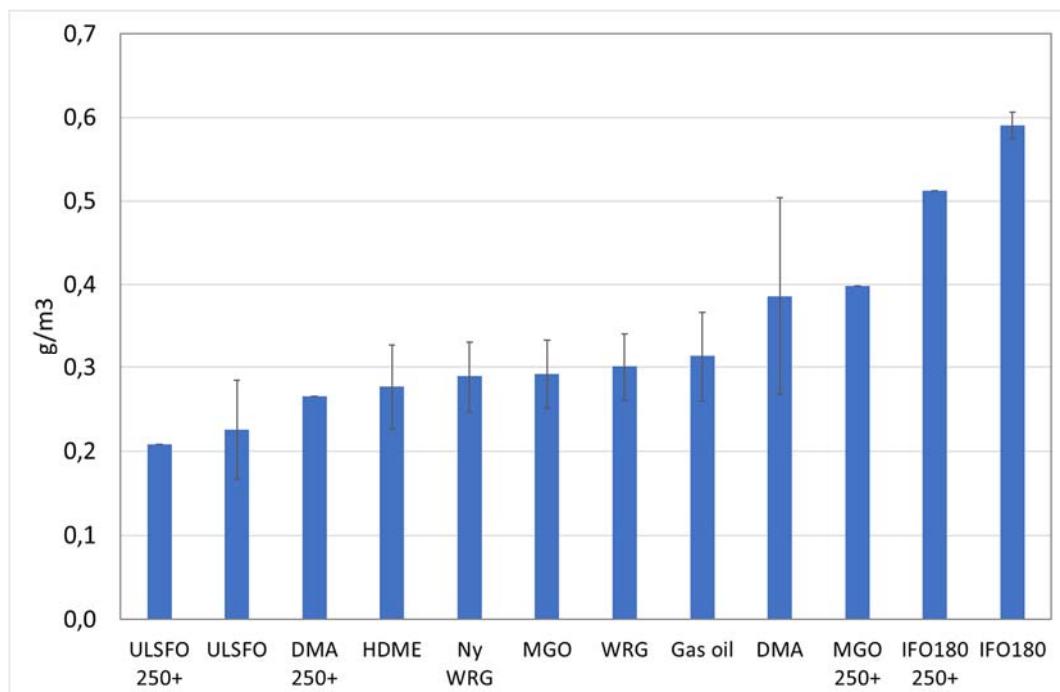
Figur 3.6 SVOC i utgangsolje, brenneresidue og sotfilter for IFO180 fresh oil. Forkortelser på x-akse er gitt i Vedlegg C.

### 3.3 Sot og gassmålinger

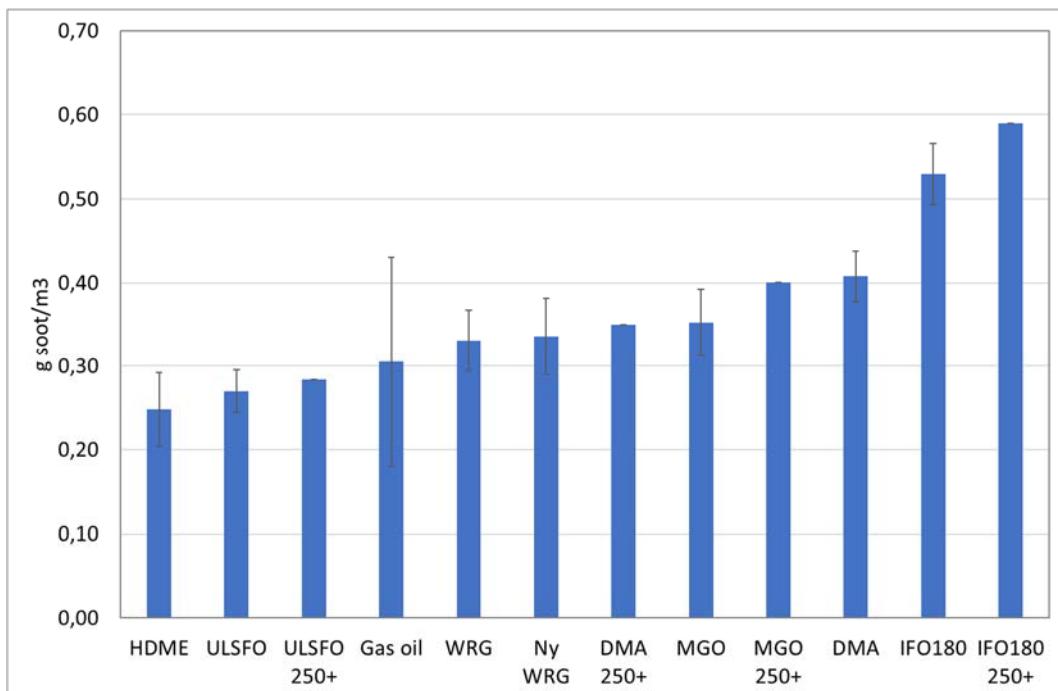
Mer detaljerte resultater fra DustTrak-målingene er gitt i Tabell D 2 i Vedlegg D. Røyken er dominert av partikkelfrasjonen PM1, dvs partikler mindre enn 1 micron, og denne fraksjonen utgjør fra 85 % (IFO180) opp til >95 % (f.eks. ULSFO) av den totale fraksjonen. I Figur 3.7 er PM2.5 vist da dette er den delen som er antatt å være mest skadelig mht human eksponering. Som Tabell D 2 viser, det er samme verdi for PM1 som for PM2.5. Pga at målingene er såkalte "cut-off" verdier, vil for eksempel PM2.5 også inneholde PM1-fraksjonen. Til tross for at andel PM1 er lavest i IFO180, ble det allikevel produsert mer sot under brenning av bunkersoljen enn de øvrige oljene. Dette illustreres også Figur 3.8.

Black carbon er den lysabsorberende delen av fine partikler (PM2.5), mens den lysreflekterende delen av PM2.5 defineres som organic carbon (OC). Sot er summen av BC og OC (Miljødirektoratet, 2017). Det totale utslippet av BC til luft i Norge i 2011 var 5100 tonn (Aasestad, 2013), hvorav 12 % var fra olje og gassindustrien og 18 % fra innenriks sjøfart og fiske. Det totale utslippsregnskapet for Black carbon i Norge er vist i Figur 3.9 (Miljødirektoratet, 2017).

In situ brenning ble brukt som en av responsmetodene i Gulf of Mexico i 2010, og det ble der estimert at 42,000 tonn olje ble brent. NOAA estimerte at det ble frigjort mellom 600 og 2.1 tonn BC til atmosfæren i løpet av de 9 ukene responsaksjonen varte og at det utgjorde ca 4 % av den totale mengden brent (NOAA, 2011). I følge Buist et al. (2013) har laboratorie og felttester indikert at sotproduksjonen er omtrent 2-20% av mengde olje brent.



*Figur 3.7 PM2.5 målt i røyken fra de ulike oljene (i g/m<sup>3</sup>) vist som gjennomsnittsverdier med standardavvik for tre parallele tester for alle oljer, bortsett fra de forvitrede. Resultatene er korrigert for fortyning ved luftgjennomstrømning i systemet, samt kalibreringsfaktor for PM.*

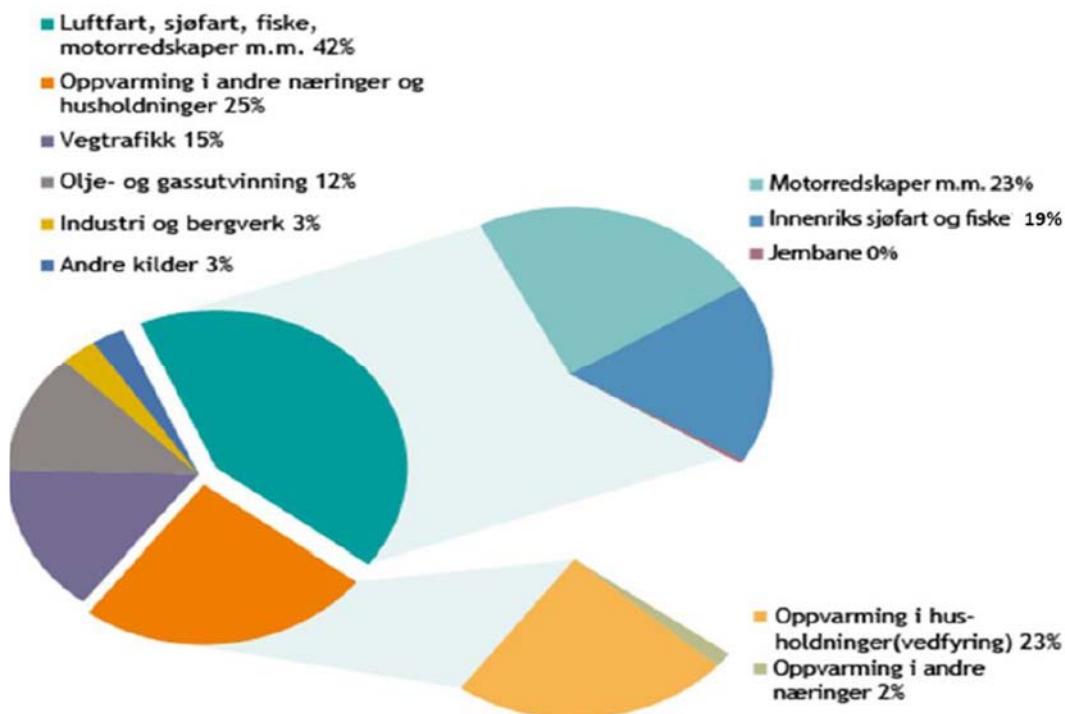


Figur 3.8

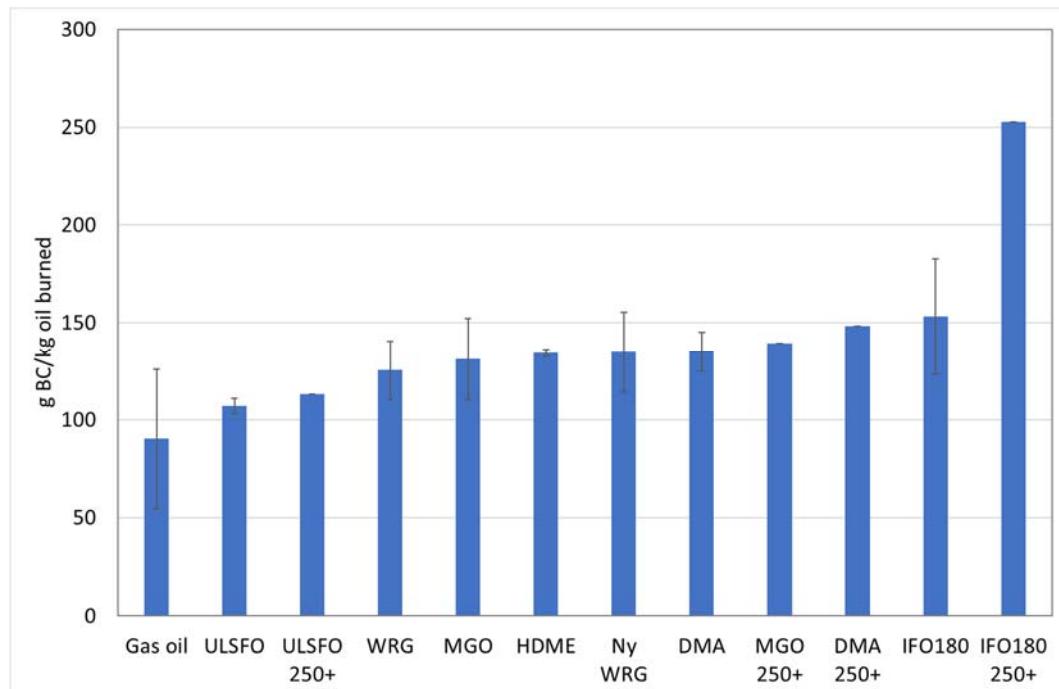
Mengde sot (i gram) produsert under brenning av olje per  $\text{m}^3$  luft. Resultatene er fra gravimetrisk bestemmelse ved veiing av sotfilter, og er vist som gjennomsnitt av tre paralleller med standardavvik for alle oljer, bortsett fra de forvitrede. Merk at det er høyt standardavvik for gassoljen, dette pga at det ble samlet opp svært lite sot i den ene testen. Hvis denne kuttes ut fra beregningene, vil snittet av de to andre testene bli  $0.38 \text{ g}/\text{m}^3$ .

Black carbon fra våre tester er beregnet ut fra mengde sot samlet opp på filteret og mengde olje brent. Resultatene er gitt i Tabell D 2 og er vist i Figur 3.10. Som figuren viser, røyken fra brenningen av den forvitrede bunkersoljen inneholder nesten dobbelt så mye BC som de øvrige oljene, og vil utgjøre 25% BC av total mengde brent olje. De gjennomsnittlige resultatene for gassolje indikerer at denne oljen gir laveste mengde BC (90 g/kg olje), men som det kan sees i Tabell D 2, mengde sot i test "Gas oil 2" er mindre enn halvparten av sotmengden i test "Gas oil 1" og "Gas oil 3". Dersom test "Gas oil 2" kuttes ut, blir gjennomsnittsverdien 111 g BC/kg olje, altså på samme nivå ULSFO (hhv 107 og 113 g BC/kg olje for fresh og 250+). Tilsvarende beregninger ble utført for tester med fire ferske råoljer hvor gjennomsnittlig BC dannet ble beregnet til ca 90 g BC/kg oil brent.

Våre verdier ser ut til å være noe høyere enn det andre har rapportert, men da våre resultater er basert på kontrollerte lab-forsøk hvor alle målinger er gjennomført for hele røykplumen og eksakt mengde brent olje, kan dette være årsaken til at våre verdier er noe høyere.



Figur 3.9 Utslippsregnskap Black Carbon i Norge (Miljødirektoratet, 2017).



Figur 3.10 Black carbon (BC) produsert under brenning av de ulike oljene (g BC/kg olje brent). Som kommentert i Figur 3.8, det er stort standardavvik i sotmengde for gassolje, og dersom den ene testen kuttes ut, vil mengde BC bli 111 g/kg olje.

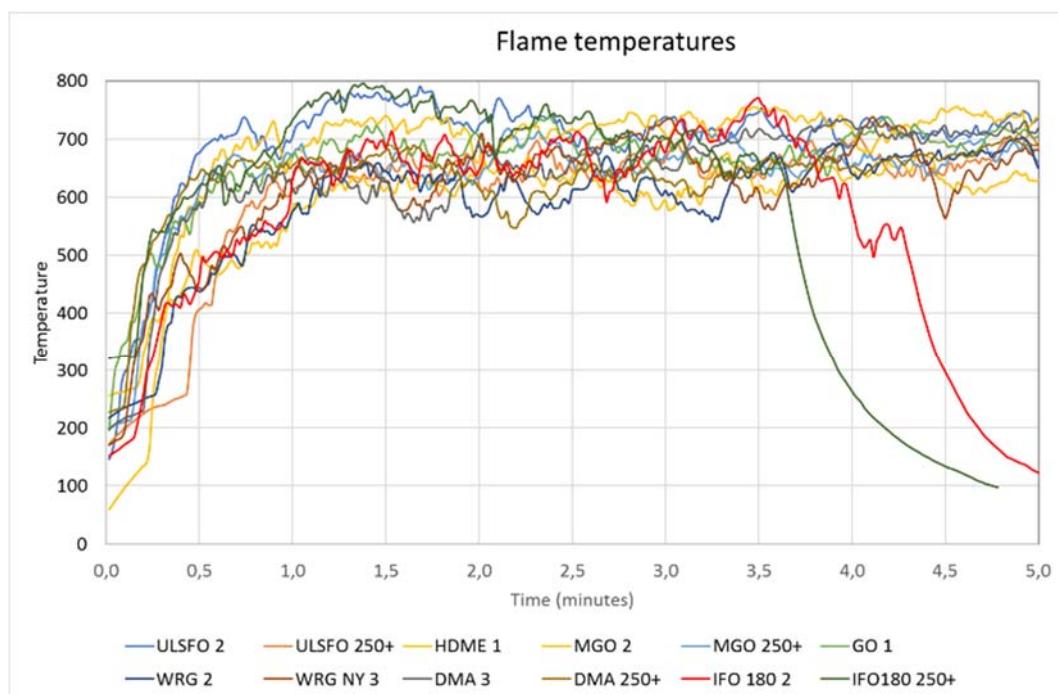
### 3.4 Temperatur og gassmålinger

Det ble generert et stort datasett med resultater fra gassmålingene med avlesninger hvert sekund for NO, NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> og HCN, og hvert 5 sekund for CO og CO<sub>2</sub>. De fire temperaturloggerne ble også registrert hvert sekund. Pga det store datasettet presenteres det kun resultater for et forsøk pr. olje (Tabell D 1), og ikke gjennomsnittsverdier for de tre testene for hver olje. Imidlertid er resultatene fra alle testene presentert i Figur D 1 til Figur D 12 i Vedlegg D. Verdiene for NO<sub>2</sub> var på bakgrunnsnivå og er ikke diskutert. HCN er ikke relevant når det gjelder brenning av olje, og er ikke diskutert.

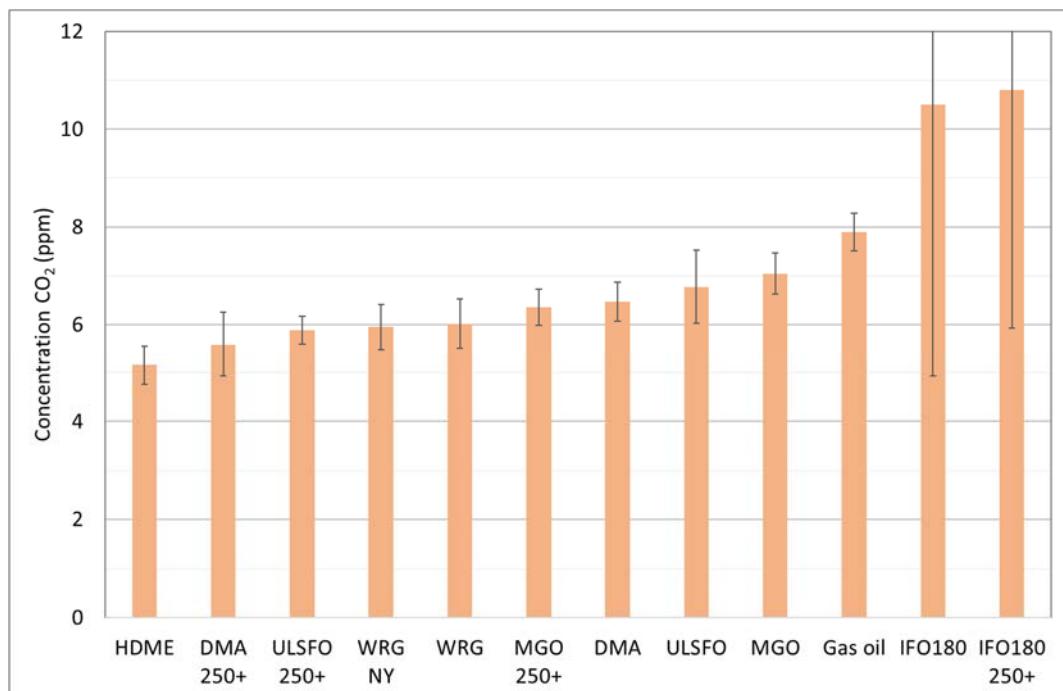
Temperaturprofil fra logger i flammen under brenning for en test pr. olje er gitt i Figur 3.11. Flammetemperaturen når brenningen var på det mest intense var mellom ca 600 og 750 °C. Dette er noe lavere enn det som er observert tidligere under feltforsøk, der flammetemperaturen kan være fra 900 til 1200 °C (Buist, 2004).

Resultatene fra gassmålingene i Figur 3.12 til Figur 3.15 er presentert som gjennomsnittskonsentrasjoner med standardavvik i den mest intense brenneperioden, vanligvis fra 1 til 5 minutt for de fleste oljene. Resultatene er også presentert i Tabell D 3. I tillegg er konsentrasjon variasjonen over tid under testen vist i Figur D 13 til Figur D 16. Også her er det tatt med data fra en test pr. olje.

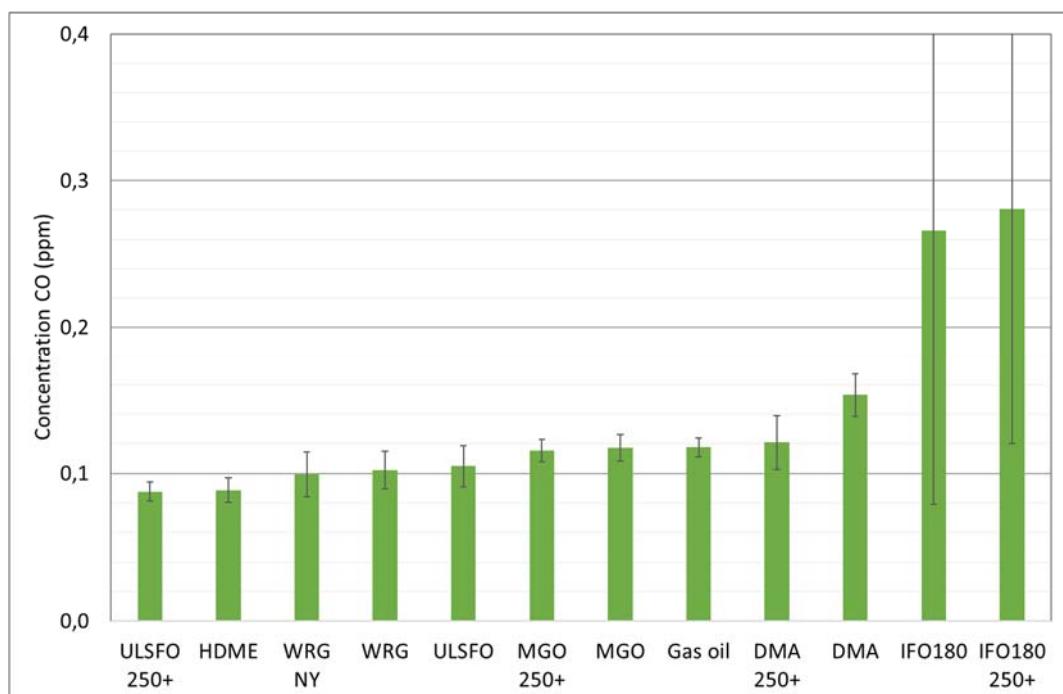
Det ble observert at man hadde støtkoking under om lag hele testperioden i testene med IFO180, både fersk og forvitret. Dette er trolig årsaken til at standardavviket i samtlige gassmålinger er svært høyt. Trenden er allikevel tydelig; det genereres høyere gasskonsentrasjoner under ISB av IFO180 enn de øvrige testede oljene. Gjennomsnittlig CO<sub>2</sub>-konsentrasjon for IFO180 var >10 ppm, mens den for de øvrige oljene var mellom 5 og 8 ppm. For CO var konsentrasjonen ca 0.25 ppm for IFO180 og < 0.15 ppm for de øvrige. NO-målingene indikerte at røyken fra ISB av IFO inneholdt mellom 6 og 9 ppm NO, mens NO-konsentrasjonen for de øvrige oljene varierte fra ca 1 til 2.3 ppm.



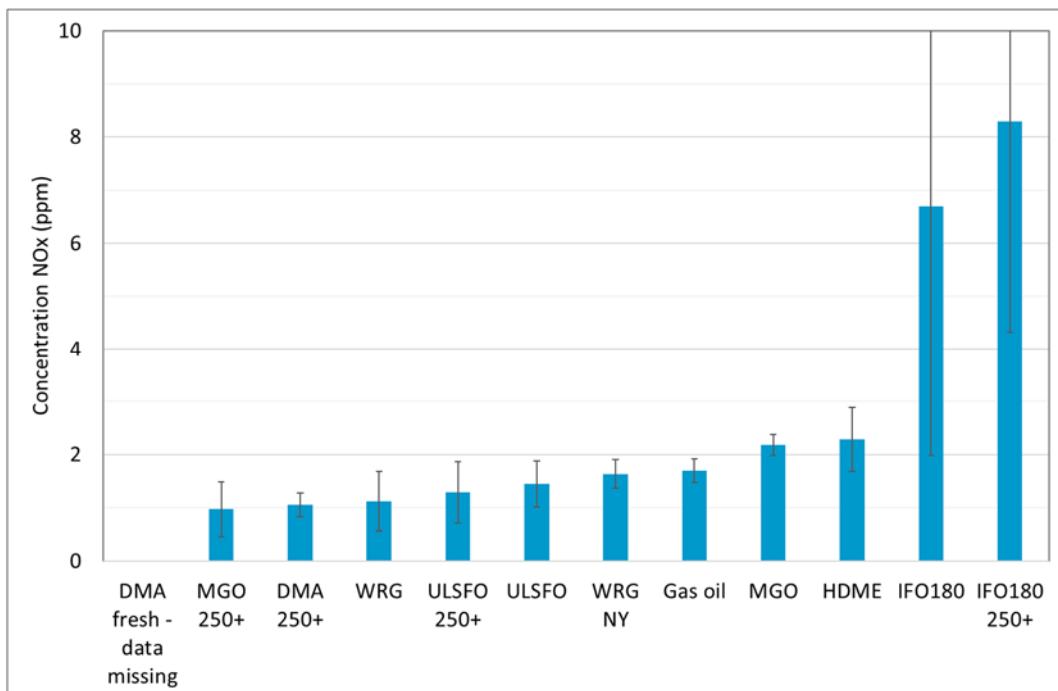
Figur 3.11 Temperaturlogging i flammen under in situ brenning (temperatur i °C).



Figur 3.12 Måling av CO<sub>2</sub> i røyken under ISB for et forsøk pr. olje. Gjennomsnittskonsentrasjon med standardavvik for den mest intense brenneperioden (fra 1 til 5 min for de fleste oljene).



Figur 3.13 Måling av CO i røyken under ISB for et forsøk pr. olje. Gjennomsnittskonsentrasjon med standardavvik for den mest intense brenneperioden (fra 1 til 5 min for de fleste oljene).

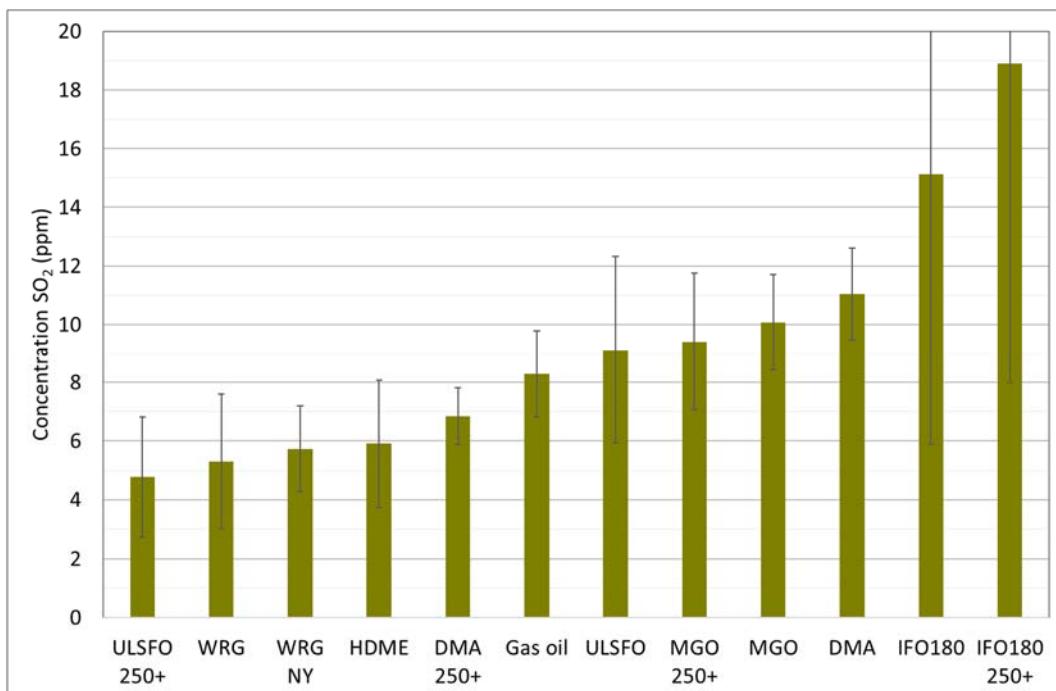


**Figur 3.14** Måling av NO<sub>x</sub> i røyken under ISB for et forsøk pr. olje. Ingen data registrert for DMA fresh. Gjennomsnittskonsentrasjon med standardavvik for den mest intense brenneperioden (fra 1 til 5 min for de fleste oljene).

SO<sub>2</sub>-konsentrasjonen for IFO var også en del høyere enn de øvrige oljene, med hhv 15 og 19 ppm for fersk og forvitret IFO. For SO<sub>2</sub>-målingene var det litt mer variasjon også mellom de andre oljene. Det er bl.a. testet to WRG med ulikt svovelinnhold, hhv 500 (ny) og 2500 ppm. Forskjellen i svovelinnhold reflekteres ikke i målingene gjort under ISB, SO<sub>2</sub>-konsentrasjonen i begges avgasser var om lag 5 ppm, og på samme nivå som ULSFO 250+ og HDME. SO<sub>2</sub>-konsentrasjonene var noe høyere, mellom 8 og 11 ppm, for Gassolje, ULSFO, MGO (fersk og 250+) og DMA.

Som det ble observert i PAH-analysene, sotprøvene fra IFO180 (både fersk og forvitret) hadde ikke det typiske pyrogene mønsteret, med dominans av ikke-alkylerte PAH over de alkylerte. Årsaken til dette kan muligens være at forbrenningen ikke var fullt så effektiv som for de øvrige oljene pga at man under testen hadde støtkoking under omtrent hele brenneperioden. Det er mulig at dette har medført at standardavviket i samtlige gassmålinger ble svært høyt. Trenden er allikevel tydelig; det genereres høyere gasskonsentrasjoner under ISB av IFO180 enn de øvrige testede oljene.

Det mest refererte prosjektet når det gjelder gassmålinger under ISB er feltforsøkene gjort under NOBE (The Newfoundland offshore burn experiment) som ble gjennomført i august 1993 med ISB av 29 og 48 m<sup>3</sup> olje (Fingas et al., 1995a og b). Det ble der rapportert at de målte konsentrasjonene av CO, SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> var lavere enn deteksjonsgrensen, og ble antatt å være på bakgrunnsnivå, men at SO<sub>2</sub> trolig fantes i en "acid aerosol form" som ikke kunne detekteres med deres online måleinstrumenter. CO<sub>2</sub> ble målt rundt brannene og de høyeste konsentrasjonene ble detektert på bakken og ikke i røyken. De så at CO<sub>2</sub>-nivået økte raskt ved antennelse og holdt seg forholdsvis høyt til brannen slukket. CO<sub>2</sub>-plumen beveget seg langs bakken og gassen hadde sin egen plume som var forskjellig fra selve røyk-plumen. I følge Fingas et al. (1995b), ble konsentrasjonsnivået av CO<sub>2</sub> i luftprøvene målt til maksimalt 60 ppm under de to brannene.



Figur 3.15 Måling av SO<sub>2</sub> i røyken under ISB for et forsøk pr. olje. Gjennomsnittskonsentrasjon med standardavvik for den mest intense brenneperioden (fra 1 til 5 min for de fleste oljene).

#### 4 Oppsummering

ISB tester har blitt gjennomført på 8 ulike oljeproduktet (hvorav to forskjellige kvaliteter av WRG), fire av dem var i tillegg forvitret til 250 °C+ før brenning. Flere av oljene var såkalte hybridoljer med lavere svovelinnhold, de øvrige rangerte fra gassoljer til IFO180 (LS). Ingen råoljer ble testet i dette prosjektet. Oljene hadde ulike egenskaper, kjemisk sammensetning og svovelinnhold. Testene ble gjennomført på et modifisert konkalorimeter, og det ble tatt prøver for røykgassanalyser, sot og residue.

Resultatene viste at man i sotprøvene kunne kjenne igjen et typisk pyrogen PAH-mønster med dominans av de ikke-alkylerte PAH og en økning i 5- og 6-rings PAH. Dette ble ikke observert i brenneresiduene, der dominerte de petrogene alkylerte PAH-forbindelsene. Imidlertid viste sotprøvene fra brenningen av IFO 180 (både fersk og forvitret) at man ikke hadde en pyrogen PAH-profil, men fremdeles et petrogent PAH-mønster. Under testene ble det notert at man hadde støtkoking praktisk talt under hele brenningen. Dette kan ha medført at forbrenningen var mindre effektiv enn for de øvrige oljene, eventuelt at noe ubrent olje ble med røykpartiklene og festet seg på filteret.

Sotpartikkelenbestemmelsene viste at PM1 dominerte, dvs at det ble dannet svært små partikler under brenningen. Mengde Black Carbon produsert under brenningen ble estimert til å være høyest for forvitret IFO180 (250 g BC/kg olje brent), og ca 120 g BC/kg olje for de øvrige testede oljene.

Gassmålinger av CO, CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og SO<sub>2</sub> indikerte at de høyeste gasskonsentrasjonene ble dannet under brenning av IFO180 (fersk og forvitret). Det ble observert støtkoking under brenning av IFO 180, og det er mulig at dette har medført at standardavviket i samtlige gassmålinger ble svært høyt. Trenden er allikevel tydelig; det genereres høyere gasskonsentrasjoner under ISB av IFO180 enn de øvrige testede oljene.

## 5 Referanser

Boehm, P., T. Saba (2008). Identification and allocation of polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs). Exponent Environmental Forensics Notes 4/2008.  
<http://announce.exponent.com/practice/environmental/ef/vol4/index.html> (downloaded 9.jan, 2018).

Buist, I. (2004). In situ burning for oil spills in ice-covered waters. Interspill, 2004, Presentation no. 469.

Buist, I., S.G. Potter, B.K. Trudel, S.R. Schelutt, A.H. Walker, D.K. Scholz, P.J. Brandvik, J. Fritt-Rasmussen, A.A. Allen, P. Smith (2013). In situ burning in ice-affected waters. State of knowledge report. Final report 7.1.1. The IOGP JIP Arctic Response Technology Oil Spill Preparedness.  
[http://www.arcticresponsetechnology.org/wp-content/uploads/2013/10/Report-7.1.1-OGP\\_State\\_of\\_Knowledge\\_ISB\\_Ice\\_Oct\\_14\\_2013.pdf](http://www.arcticresponsetechnology.org/wp-content/uploads/2013/10/Report-7.1.1-OGP_State_of_Knowledge_ISB_Ice_Oct_14_2013.pdf)

Faksness, L.G., og D. Altin (2017). WAF and toxicity testing of diesel and hybrid oils. SINTEF report OC2017-A122, ISBN 978-82-7174-297-3.

Fingas et al. (1995a). The Newfoundland Offshore Burn Experiment – NOBE. Proceedings of the 1995 International Oil Spill Conference, pp. 123-132.

Fingas et al. (1995b). The Newfoundland Offshore Burn Experiment: Further results of emissions measurement. In Proceedings of the 18<sup>th</sup> AMOP Technical Seminar, pp. 915-996.

Hellstrøm, K.C. (2017). Weathering properties and toxicity of marine fuel oils. Summary report. SINTEF report OC2017-A124, ISBN 978-82-7174-299-7.

ISO 5660-1:2015 Reaction-to-fire tests - Heat release, smoke production and mass loss rate - Part 1: Heat release rate (cone calorimeter method) and smoke production rate (dynamic measurement)". ISO Copyright office, published in Switzerland, 2015.

Miljødirektoratet (2017). In situ brenning av råolje. Sett gjennom "klimabriller". Presentasjon av Bjørn Christensen, SINTEF Sealab 29.mai, 2017.

NOAA, 2011. NOAA researchers release study on emissions from BP. Deepwater Horizon controlled burns.  
[http://www.noaanews.noaa.gov/stories2011/20110920\\_gulfplume.html](http://www.noaanews.noaa.gov/stories2011/20110920_gulfplume.html) (downloaded 6.januar, 2018)

Sørheim, K.R., P.S. Daling, T.A. Pettersen og M. Johnsen (2014). Dispergerbarhet av bunkersoljer. Prosjekt "Statlig dispergeringsberedskap" for Kystverket. SINTEF rapport A26179, ISBN 978-82-14-05740-9.

Aasestad, K. (2013). Emmision of Black carbon and Organic carbon in Norway 1990-2011. Statistics Norway 13/2013.  
[https://www.ssb.no/natur-og-miljo/artikler-og-publikasjoner/\\_attachment/107884?\\_ts=13dfd568678](https://www.ssb.no/natur-og-miljo/artikler-og-publikasjoner/_attachment/107884?_ts=13dfd568678)  
(Downloaded 6.januar, 2018)

## A Vedlegg A Kjemiske analyser av residue og sotprøver

Tabell A 1 Kjemisk sammensetning av utgangsoljene (i g analytt/kg olje).

SINTEF ID	2016-232	2016-232/250°C+*	2016-231	2013-0594	2013-0594	2016-233	2016-233
	DMA*	DMA 250°C+*	HDME*	IFO 180 Fersk	IFO 180 250°C+	ULSFO*	ULSFO 250°C+*
	g/kg	g/kg	g/kg	g/kg	g/kg	g/kg	g/kg
Sum SVOC	69,5	67,3	6,74	24,65	27,58	18,0	18,1
Decalins	2,19	1,83	0,07	1,03	0,86	5,10	3,43
Naphthalenes	38,8	36,1	0,59	16,41	17,68	2,79	2,56
2-3 ring PAH	23,3	23,7	3,29	5,32	6,63	3,96	4,72
4-6 ring PAH	5,14	5,52	2,80	1,89	2,41	6,16	7,36

SINTEF ID	2014-0551	2014-0551	2014-0552	2014-0553	2017-7795
	MGO*	MGO 250°C+*	Gas oil*	WRG*	Ny WRG
	g/kg	g/kg	g/kg	g/kg	g/kg
Sum SVOC	27,6	27,6	29,6	21,1	7,03
Decalins	6,41	3,52	21,1	1,03	2,89
Naphthalenes	10,6	10,2	5,71	4,41	0,92
2-3 ring PAH	9,96	12,9	2,75	12,7	2,64
4-6 ring PAH	0,71	0,93	0,02	2,89	0,58

\*) Fra Faksness og Altin, 2017

Tabell A 2 Kjemisk sammensetning av residue etter in situ brenning (i g analytt/kg olje). Det er kjørt tre parallelle tester alle ferske oljer, men for ULSFO og MGO ble residuene slås sammen før analyse).

Test ID	2017-7198	2017-7131	2017-7130	2017-7050	2017-7049	2017-7148	2017-7132
	DMA fresh	DMA 250+*	HDME fersk	MGO fr	MGO 250+*	ULSFO fresh	ULSFO 250+*
	g/kg	g/kg	g/kg	g/kg	g/kg	g/kg	g/kg
Sum SVOC	45,5 ± 4,40	41,6	3,46 ± 0,12	16,2	20,3	8,17	6,33
Decalins	0,79 ± 0,10	0,58	0,04 ± 0,0	1,22	1,89	1,12	0,58
Naphthalenes	18,6 ± 1,27	16,0	0,31 ± 0,02	3,98	4,58	0,71	0,57
2-3 ring PAH	21,3 ± 2,66	20,5	1,66 ± 0,05	9,94	12,3	2,06	1,79
4-6 ring PAH	4,87 ± 0,52	4,59	1,45 ± 0,08	1,06	1,50	4,28	3,39

Test ID	2017-7051	2017-7048	2017-7795	2017-7130	2017-7053	2017-7054
	Gas oil	WRG	WRG NY	HDME fersk	IFO 180 fresh	IFO 180 250+*
	g/kg	g/kg	g/kg	g/kg	g/kg	g/kg
Sum SVOC	10,2 ± 0,41	12,8 ± 1,80	4,78 ± 0,13	3,46 ± 0,12	13,9 ± 2,28	13,7
Decalins	2,34 ± 0,30	0,54 ± 0,23	0,91 ± 0,08	0,04 ± 0,00	0,30 ± 0,05	0,23
Naphthalenes	3,54 ± 0,21	1,59 ± 0,37	0,46 ± 0,04	0,31 ± 0,02	7,07 ± 1,15	6,65
2-3 ring PAH	0,22 ± 0,07	7,92 ± 1,00	2,46 ± 0,04	1,66 ± 0,05	4,39 ± 0,74	4,40
4-6 ring PAH	2,71 ± 0,23	2,71 ± 0,23	0,95 ± 0,07	1,45 ± 0,08	2,16 ± 0,35	2,40

**Tabell A 3** Kjemisk sammensetning av sotprøver samlet opp på filter under brenning. Resultatene er gitt i g analytt/kg sot. THC er kvantifisert fra GC/FID-analysene. Mengde sot er bestemt gravimetrisk.

	DMA fresh g/kg	DMA 250+ g/kg	HDME g/kg	MGO fresh g/kg	MGO 250+ g/kg	ULSFO fresh g/kg	ULSFO 250 + g/kg
THC	72,9 ± 8,5	54,9	45,4 ± 6,7	35,9 ± 8,7	44,8	37,6 ± 4,1	29,0
Sum SVOC	17,7 ± 0,4	14,5	8,26 ± 0,49	7,35 ± 0,49	9,37	7,87 ± 0,98	5,52
Decalins	ND	0,01	ND	ND	ND	ND	ND
Naphthalenes	0,36 ± 0,15	0,35	0,08 ± 0,01	0,14 ± 0,01	0,12	0,09 ± 0,02	0,09
2-3 ring PAH	5,27 ± 0,33	4,43	1,39 ± 0,17	2,02 ± 0,28	2,33	1,50 ± 0,06	0,93
4-6 ring PAH	12,0 ± 0,22	9,73	6,79 ± 0,37	5,19 ± 0,26	6,91	6,28 ± 0,95	4,49
Vekt sot (mg)	4,08 ± 0,30	3,50	2,48 ± 0,44	3,53 ± 0,40	4,01	2,70 ± 0,25	2,84

	Gas oil g/kg	WRG g/kg	Ny WRG g/kg	IFO 180 fresh g/kg	IFO 180 250 + g/kg
THC	39,9 ± 8,4	43,5 ± 2,1	41,8 ± 11,2	285 ± 81	175
Sum SVOC	6,29 ± 0,67	7,55 ± 0,23	7,05 ± 1,13	23,5 ± 0,27	22,6
Decalins	ND	ND	ND	0,03 ± 0,01	0,03
Naphthalenes	0,12 ± 0,02	0,10 ± 0,02	0,07 ± 0,02	3,28 ± 0,01	2,57
2-3 ring PAH	1,59 ± 0,16	1,78 ± 0,24	1,47 ± 0,26	10,1 ± 0,13	8,57
4-6 ring PAH	4,57 ± 0,64	5,67 ± 0,12	5,51 ± 0,86	10,1 ± 0,19	11,4
Vekt sot (mg)	3,05 ± 1,25	3,31 ± 0,37	3,36 ± 0,46	3,60 ± 0,12	5,66

Tabell A 4 SVOC-analyser av sotprøver etter ISB (i mg analytt/g sot). En test av hver olje er presentert.

	ULSFO fresh mg/g sot	ULSFO 250+ mg/g sot	MGO fresh mg/g sot	MGO 250+ mg/g sot	DMA fresh mg/g sot	DMA 250+ mg/g sot
Decalin	ND	ND	ND	ND	ND	ND
C1-decalins	ND	ND	ND	ND	ND	ND
C2-decalins	ND	ND	ND	ND	ND	ND
C3-decalins	ND	ND	ND	ND	ND	ND
C4-decalins	ND	ND	ND	ND	ND	0,01
Benzo(b)thiophene	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Naphthalene	0,05	0,04	0,06	0,05	0,10	0,07
C1-naphthalenes	0,01	0,01	0,02	0,01	0,06	0,05
C2-naphthalenes	ND	ND	ND	ND	0,04	0,06
C3-naphthalenes	0,01	0,04	0,04	0,03	0,03	0,10
C4-naphthalenes	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,08
Biphenyl	0,01	0,01	0,02	0,01	0,02	0,01
Acenaphthylene	0,09	0,05	0,15	0,08	0,22	0,14
Acenaphthene	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Dibenzofuran	0,01	0,01	0,02	0,01	0,02	0,02
Fluorene	0,07	0,04	0,10	0,07	0,24	0,15
C1-fluorenes	0,02	0,01	0,03	0,03	0,10	0,09
C2-fluorenes	0,03	0,02	0,06	0,07	0,08	0,12
C3-fluorenes	0,04	0,02	0,08	0,09	0,08	0,12
Phenanthrene	0,80	0,46	0,92	0,94	1,78	1,62
Anthracene	0,17	0,11	0,16	0,27	0,79	0,52
C1-phenanthrenes/anthracenes	0,16	0,12	0,27	0,39	1,00	0,93
C2-phenanthrenes/anthracenes	0,08	0,05	0,13	0,18	0,32	0,40
C3-phenanthrenes/anthracenes	0,04	0,02	0,05	0,08	0,08	0,12
C4-phenanthrenes/anthracenes	0,02	ND	0,02	0,02	0,02	0,03
Dibenzothiophene	0,01	ND	0,01	0,01	0,04	0,03
C1-dibenzothiophenes	0,01	ND	0,01	0,02	0,04	0,04
C2-dibenzothiophenes	0,01	ND	0,01	0,02	0,03	0,04
C3-dibenzothiophenes	0,01	ND	0,01	0,02	0,02	0,02
C4-dibenzothiophenes	ND	ND	ND	0,01	0,01	0,01
Fluoranthene	1,43	0,81	1,06	1,19	2,04	1,63
Pyrene	1,62	0,91	1,14	1,28	2,25	1,85
C1-fluoranthrenes/pyrenes	0,60	0,30	0,44	0,65	1,85	1,23
C2-fluoranthenes/pyrenes	0,13	0,07	0,12	0,14	0,36	0,29
C3-fluoranthenes/pyrenes	0,04	0,02	0,03	0,03	0,07	0,07
Benz(a)anthracene	0,35	0,27	0,33	0,45	0,82	0,70
Chrysene	0,39	0,32	0,38	0,46	0,75	0,66
C1-chrysenes	0,08	0,06	0,06	0,09	0,25	0,21
C2-chrysenes	0,03	0,02	0,03	0,04	0,07	0,07
C3-chrysenes	ND	ND	ND	ND	ND	ND

	ULSFO fresh mg/g sot	ULSFO 250+ mg/g sot	MGO fresh mg/g sot	MGO 250+ mg/g sot	DMA fresh mg/g sot	DMA 250+ mg/g sot
Benzo(b)fluoranthene	0,24	0,20	0,24	0,30	0,41	0,36
Benzo(k)fluoranthene	0,37	0,29	0,36	0,44	0,66	0,56
Benzo(e)pyrene	0,18	0,16	0,16	0,21	0,29	0,25
Benzo(a)pyrene	0,30	0,28	0,21	0,46	0,71	0,51
Perylene	0,06	0,05	0,05	0,07	0,11	0,10
Indeno(1,2,3-c,d)pyrene	0,43	0,29	0,36	0,46	0,61	0,51
Dibenz(a,h)anthracene	0,06	0,04	0,05	0,08	0,14	0,11
Benzo(g,h,i)perylene	0,52	0,40	0,43	0,56	0,71	0,61
Sum alle	8,50	5,52	7,63	9,37	17,2	14,5
Decalins	ND	ND	ND	ND	ND	0,01
Naphthalenes	0,09	0,09	0,13	0,12	0,23	0,35
2-3 ring PAH	1,57	0,93	2,06	2,33	4,89	4,43
4-6 ring PAH	6,84	4,49	5,44	6,91	12,1	9,73

ND: Not detected

	WRG mg/g sot	Ny WRG mg/g sot	HDME mg/g sot	Gas oil mg/g sot	IFO 180 mg/g sot	IFO 180 250 mg/g sot
Decalin	ND	ND	ND	ND	ND	ND
C1-decalins	ND	ND	ND	ND	ND	ND
C2-decalins	ND	ND	ND	ND	0,01	0,01
C3-decalins	ND	ND	ND	ND	0,01	0,02
C4-decalins	ND	ND	ND	ND	0,02	0,03
Benzo(b)thiophene	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Naphthalene	0,04	0,03	0,04	0,07	0,15	0,13
C1-naphthalenes	0,01	0,01	0,01	0,02	0,36	0,46
C2-naphthalenes	ND	ND	ND	ND	0,65	1,14
C3-naphthalenes	0,04	0,01	0,01	0,01	1,11	2,00
C4-naphthalenes	0,02	0,01	0,02	0,01	0,99	1,74
Biphenyl	0,01	0,01	0,01	0,02	0,03	0,03
Acenaphthylene	0,07	0,05	0,08	0,14	0,37	0,33
Acenaphthene	ND	ND	ND	ND	0,03	0,05
Dibenzofuran	0,01	0,01	0,01	0,01	0,05	0,06
Fluorene	0,06	0,04	0,06	0,08	0,30	0,28
C1-fluorenes	0,02	0,02	0,02	0,03	0,38	0,59
C2-fluorenes	0,05	0,04	0,05	0,06	0,65	0,90
C3-fluorenes	0,06	0,05	0,05	0,06	0,51	0,68
Phenanthrene	0,73	0,64	0,67	0,72	1,89	1,85
Anthracene	0,18	0,20	0,18	0,19	0,62	0,51
C1-phenanthrenes/anthracenes	0,29	0,21	0,23	0,22	1,98	2,42
C2-phenanthrenes/anthracenes	0,14	0,11	0,10	0,12	1,53	1,87
C3-phenanthrenes/anthracenes	0,06	0,05	0,03	0,05	0,67	0,80

	WRG mg/g sot	Ny WRG mg/g sot	HDME mg/g sot	Gas oil mg/g sot	IFO 180 mg/g sot	IFO 180 250 mg/g sot
C4-phenanthrenes/anthracenes	ND	0,03	0,01	0,02	0,27	0,28
Dibenzothiophene	0,03	0,01	0,01	ND	0,13	0,12
C1-dibenzothiophenes	0,03	0,01	0,01	0,01	0,19	0,22
C2-dibenzothiophenes	0,03	0,01	0,01	0,01	0,22	0,26
C3-dibenzothiophenes	0,01	0,01	0,01	0,01	0,15	0,16
C4-dibenzothiophenes	0,01	0,01	ND	ND	0,08	0,09
Fluoranthene	0,91	1,06	1,18	0,85	1,32	0,82
Pyrene	0,92	1,11	1,15	0,93	1,51	1,05
C1-fluoranthrenes/pyrenes	0,56	0,49	0,64	0,36	1,33	0,97
C2-fluoranthenes/pyrenes	0,14	0,12	0,15	0,09	0,67	0,60
C3-fluoranthenes/pyrenes	0,03	0,03	0,04	0,03	0,44	0,39
Benz(a)anthracene	0,47	0,34	0,54	0,24	0,61	0,39
Chrysene	0,51	0,35	0,62	0,27	0,74	0,54
C1-chrysenes	0,09	0,07	0,19	0,04	0,50	0,48
C2-chrysenes	0,03	ND	0,06	0,01	0,29	0,32
C3-chrysenes	ND	ND	ND	ND	0,13	0,15
Benzo(b)fluoranthene	0,25	0,24	0,37	0,16	0,29	0,20
Benzo(k)fluoranthene	0,36	0,34	0,54	0,26	0,43	0,26
Benzo(e)pyrene	0,18	0,15	0,23	0,11	0,21	0,15
Benzo(a)pyrene	0,36	0,33	0,46	0,23	0,40	0,23
Perylene	0,06	0,05	0,09	0,04	0,09	0,06
Indeno(1,2,3-c,d)pyrene	0,38	0,32	0,38	0,25	0,37	0,22
Dibenz(a,h)anthracene	0,06	0,05	0,08	0,03	0,10	0,06
Benzo(g,h,i)perylene	0,46	0,38	0,46	0,30	0,42	0,27
Sum alle	7,68	6,99	8,83	6,04	23,2	24,2
Decalins	ND	ND	ND	ND	0,04	0,06
Naphthalenes	0,11	0,06	0,08	0,11	3,27	5,46
2-3 ring PAH	1,78	1,52	1,56	1,75	10,1	11,5
4-6 ring PAH	5,79	5,42	7,20	4,19	9,87	7,15

ND: Not detected

**Tabell A 5** SVOC-analyser av residue etter ISB (i mg analytt/g olje). En test av hver olje er presentert.

	ULSFO fresh mg/g oil	ULSFO 250+ mg/g oil	MGO fresh mg/g oil	MGO 250+ mg/g oil	DMA fresh mg/g oil	DMA 250+ mg/g oil
Decalin	0,07	0,02	0,06	0,09	0,04	0,02
C1-decalins	0,20	0,08	0,17	0,25	0,10	0,05
C2-decalins	0,35	0,17	0,28	0,44	0,22	0,13
C3-decalins	0,29	0,17	0,29	0,51	0,27	0,19
C4-decalins	0,20	0,14	0,42	0,59	0,25	0,20
Benzo(b)thiophene	ND	ND	ND	ND	0,01	ND
Naphthalene	0,06	0,03	0,20	0,22	0,62	0,37
C1-naphthalenes	0,08	0,06	0,46	0,57	3,21	2,50
C2-naphthalenes	0,18	0,15	0,93	1,26	6,35	5,28
C3-naphthalenes	0,23	0,19	1,30	1,39	5,58	5,02
C4-naphthalenes	0,16	0,14	1,10	1,14	2,99	2,80
Biphenyl	0,02	0,02	0,10	0,13	0,21	0,15
Acenaphthylene	0,04	0,02	0,16	0,10	0,10	0,13
Acenaphthene	0,01	0,01	0,04	0,04	0,24	0,21
Dibenzofuran	ND	ND	0,03	0,03	0,03	0,03
Fluorene	0,02	0,02	0,18	0,17	0,28	0,26
C1-fluorenes	0,06	0,05	0,64	0,72	0,89	0,94
C2-fluorenes	0,12	0,09	1,22	1,29	1,72	1,66
C3-fluorenes	0,14	0,11	1,18	1,19	1,55	1,53
Phenanthrene	0,07	0,07	0,49	0,66	1,23	1,20
Anthracene	0,01	0,01	ND	0,03	0,17	0,16
C1-phenanthrenes/anthracenes	0,19	0,18	1,54	2,03	3,44	3,51
C2-phenanthrenes/anthracenes	0,42	0,40	1,91	2,56	4,45	4,65
C3-phenanthrenes/anthracenes	0,49	0,43	1,18	1,69	3,22	3,31
C4-phenanthrenes/anthracenes	0,37	0,30	0,64	0,84	1,61	1,57
Dibenzothiophene	ND	ND	0,02	0,03	0,04	0,04
C1-dibenzothiophenes	0,01	0,01	0,09	0,15	0,15	0,15
C2-dibenzothiophenes	0,02	0,02	0,21	0,25	0,31	0,32
C3-dibenzothiophenes	0,03	0,03	0,20	0,28	0,37	0,35
C4-dibenzothiophenes	0,03	0,02	0,10	0,13	0,25	0,25
Fluoranthene	0,03	0,03	0,06	0,08	0,08	0,08
Pyrene	0,13	0,14	0,15	0,24	0,59	0,53
C1-fluoranthrenes/pyrenes	0,44	0,39	0,35	0,45	1,41	1,34
C2-fluoranthenes/pyrenes	0,62	0,52	0,21	0,32	1,42	1,43
C3-fluoranthenes/pyrenes	0,65	0,49	0,11	0,19	0,81	0,70
Benz(a)anthracene	0,10	0,08	0,02	0,02	0,06	0,07
Chrysene	0,17	0,14	0,04	0,04	0,09	0,09
C1-chrysenes	0,60	0,43	0,04	0,05	0,16	0,15
C2-chrysenes	0,71	0,58	0,03	0,04	0,10	0,11
C3-chrysenes	0,51	0,36	0,01	0,02	0,04	0,04

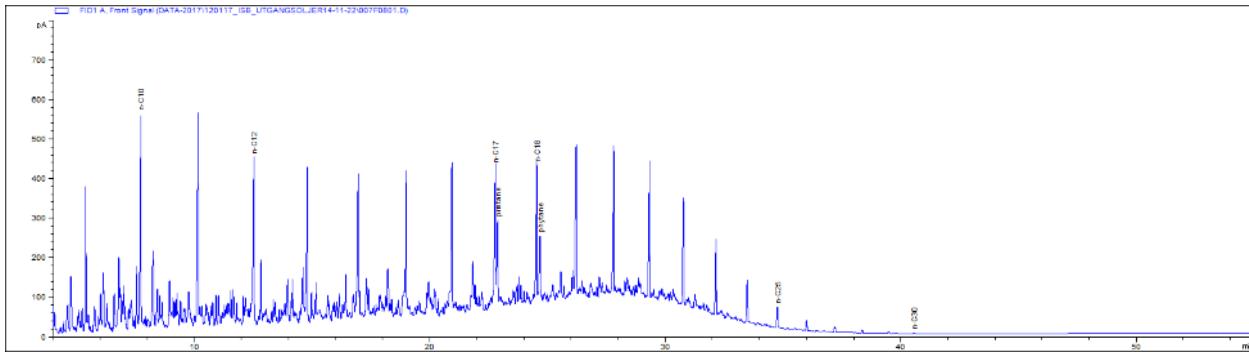
	ULSFO fresh mg/g oil	ULSFO 250+ mg/g oil	MGO fresh mg/g oil	MGO 250+ mg/g oil	DMA fresh mg/g oil	DMA 250+ mg/g oil
Benzo(b)fluoranthene	0,03	0,03	0,01	0,01	0,01	0,01
Benzo(k)fluoranthene	0,01	ND	0,01	0,01	ND	0,01
Benzo(e)pyrene	0,06	0,05	0,01	0,01	ND	0,01
Benzo(a)pyrene	0,06	0,04	0,01	0,01	0,01	0,01
Perylene	0,03	0,02	ND	ND	ND	ND
Indeno(1,2,3-c,d)pyrene	0,02	0,01	ND	ND	ND	0,01
Dibenz(a,h)anthracene	0,03	0,01	ND	ND	ND	ND
Benzo(g,h,i)perylene	0,09	0,07	ND	ND	ND	0,01
Sum alle	8,17	6,33	16,2	20,3	44,7	41,6
Decalins	1,12	0,58	1,22	1,89	0,88	0,58
Naphthalenes	0,71	0,57	3,98	4,58	18,75	16,0
2-3 ring PAH	2,06	1,79	9,94	12,3	20,3	20,5
4-6 ring PAH	4,28	3,39	1,06	1,50	4,79	4,59

ND: Not detected

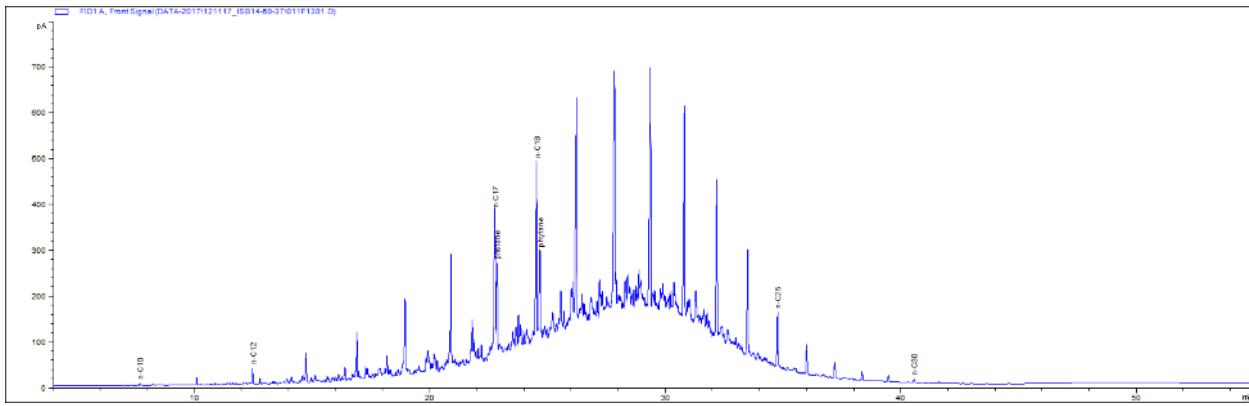
	WRG mg/g oil	Ny WRG mg/g oil	HDME mg/g oil	Gas oil mg/g oil	IFO 180 mg/g oil	IFO 180 250 mg/g oil
Decalin	0,08	0,10	ND	ND	0,04	0,02
C1-decalins	0,13	0,20	ND	ND	0,06	0,04
C2-decalins	0,18	0,26	0,01	ND	0,07	0,05
C3-decalins	0,21	0,18	0,02	ND	0,06	0,05
C4-decalins	0,20	0,14	0,02	ND	0,08	0,06
Benzo(b)thiophene	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Naphthalene	0,12	0,04	0,03	0,07	0,28	0,24
C1-naphthalenes	0,36	0,06	0,02	0,02	1,37	1,29
C2-naphthalenes	0,51	0,11	0,07	ND	2,47	2,36
C3-naphthalenes	0,56	0,13	0,10	0,01	1,94	1,83
C4-naphthalenes	0,46	0,10	0,08	0,01	1,04	0,93
Biphenyl	0,07	0,03	0,01	0,02	0,05	0,05
Acenaphthylene	0,03	0,02	0,01	0,14	0,04	0,02
Acenaphthene	0,01	ND	ND	ND	0,07	0,07
Dibenzofuran	0,02	ND	ND	0,01	0,02	0,02
Fluorene	0,09	0,02	0,01	0,08	0,09	0,09
C1-fluorenes	0,35	0,09	0,06	0,03	0,23	0,23
C2-fluorenes	0,64	0,19	0,15	0,06	0,41	0,35
C3-fluorenes	0,72	0,28	0,17	0,06	0,28	0,27
Phenanthrene	0,47	0,09	0,08	0,72	0,41	0,44
Anthracene	0,03	ND	ND	0,19	0,06	0,07
C1-phenanthrenes/anthracenes	1,26	0,23	0,22	0,22	1,01	0,95
C2-phenanthrenes/anthracenes	1,98	0,45	0,35	0,12	0,94	0,93
C3-phenanthrenes/anthracenes	1,28	0,43	0,31	0,05	0,44	0,43

	WRG mg/g oil	Ny WRG mg/g oil	HDME mg/g oil	Gas oil mg/g oil	IFO 180 mg/g oil	IFO 180 250 mg/g oil
C4-phenanthrenes/anthracenes	1,04	0,46	0,23	0,02	0,21	0,20
Dibenzothiophene	0,05	ND	ND	ND	0,02	0,02
C1-dibenzothiophenes	0,19	0,02	ND	0,01	0,07	0,06
C2-dibenzothiophenes	0,38	0,05	ND	0,01	0,09	0,09
C3-dibenzothiophenes	0,28	0,07	ND	0,01	0,07	0,07
C4-dibenzothiophenes	0,18	0,07	0,02	ND	0,04	0,04
Fluoranthene	0,06	0,02	0,02	0,85	0,05	0,05
Pyrene	0,10	0,04	0,05	0,93	0,18	0,18
C1-fluoranthrenes/pyrenes	0,65	0,15	0,16	0,36	0,39	0,36
C2-fluoranthenes/pyrenes	0,63	0,24	0,25	0,09	0,32	0,31
C3-fluoranthenes/pyrenes	0,59	0,22	0,25	0,03	0,24	0,25
Benz(a)anthracene	0,06	0,02	0,02	0,24	0,10	0,10
Chrysene	0,16	0,05	0,05	0,27	0,15	0,16
C1-chrysenes	0,29	0,07	0,11	0,04	0,26	0,31
C2-chrysenes	0,22	0,09	0,20	0,01	0,24	0,25
C3-chrysenes	0,12	0,08	0,14	ND	0,15	0,17
Benzo(b)fluoranthene	0,02	0,01	0,02	0,16	0,03	0,03
Benzo(k)fluoranthene	ND	ND	ND	0,26	0,01	0,01
Benzo(e)pyrene	0,02	0,02	0,03	0,11	0,06	0,06
Benzo(a)pyrene	0,01	ND	0,01	0,23	0,03	0,04
Perylene	0,01	ND	0,02	0,04	0,05	0,06
Indeno(1,2,3-c,d)pyrene	0,01	0,01	0,01	0,25	0,01	0,01
Dibenz(a,h)anthracene	ND	ND	ND	0,03	0,01	0,01
Benzo(g,h,i)perylene	0,01	0,01	0,02	0,30	0,02	0,03
Sum alle	14,8	4,85	3,33	6,04	14,3	13,7
Decalins	0,80	0,88	0,04	ND	0,31	0,23
Naphthalenes	2,02	0,43	0,29	0,11	7,10	6,65
2-3 ring PAH	9,05	2,51	1,63	1,75	4,56	4,40
4-6 ring PAH	2,96	1,03	1,36	4,19	2,29	2,40

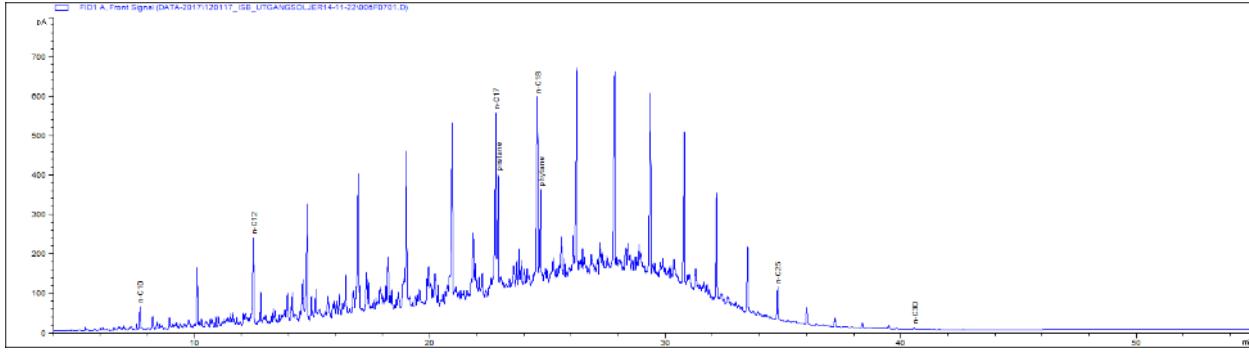
ND: Not detected

**B Vedlegg B**
**GC kromatogram av utgangsoljer og ISB residue**


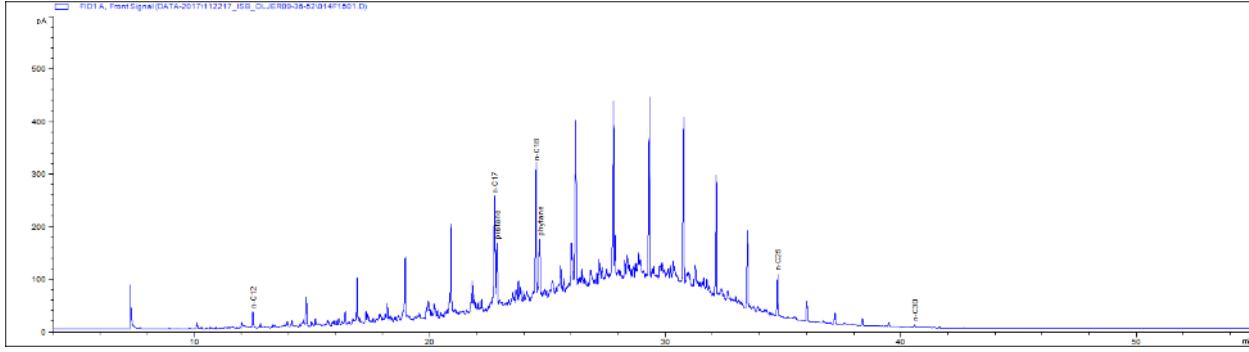
Figur B 1 Fresh marine gas oil (MGO, 500 ppm S (SINTEF ID 2014-551)).



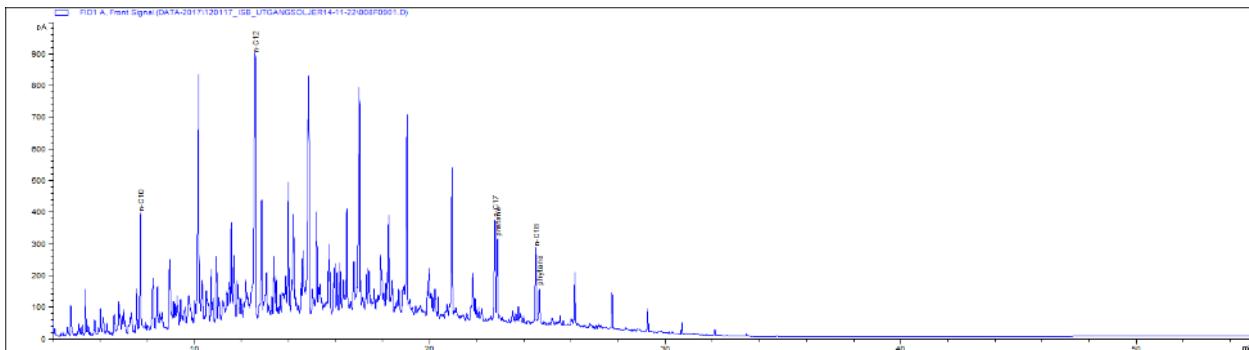
Figur B 2 Residue fra ISB av MGO (blandet residue fra tre parallele tester, 2017-7050-C1)



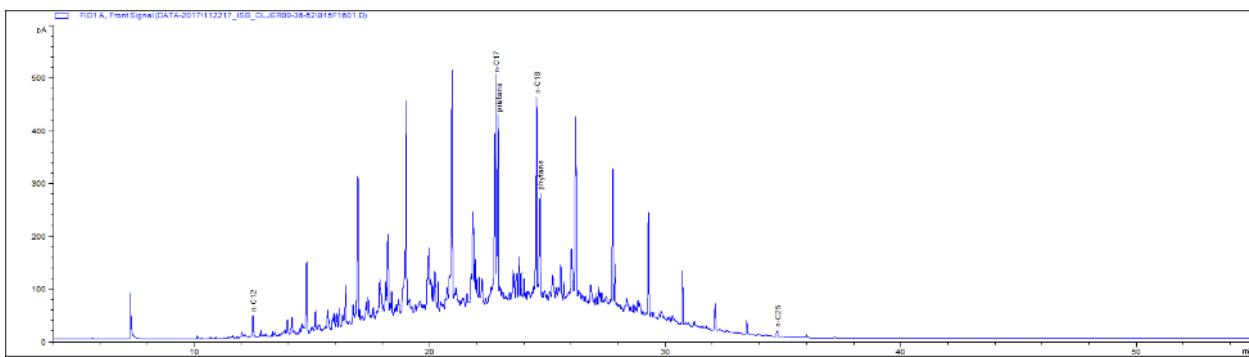
Figur B 3 Marine gas oil 250 °C+ (MGO 250+)



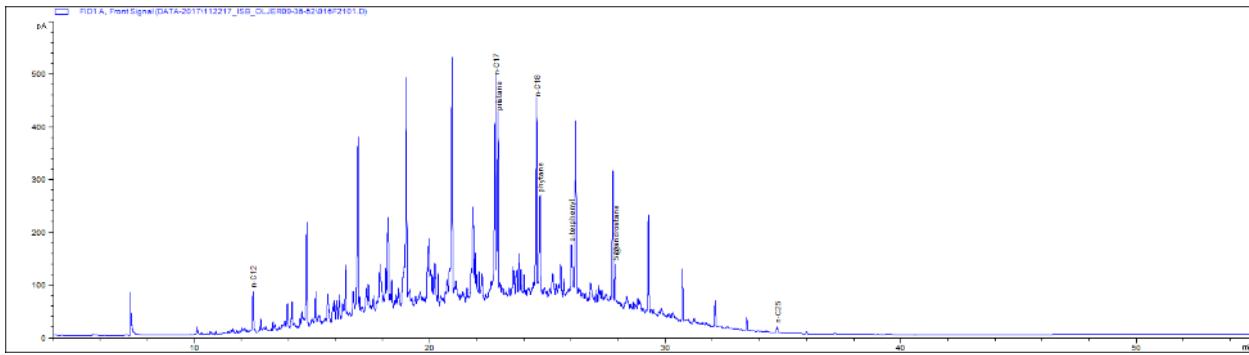
Figur B 4 Residue MGO 250+ (2017-7049-S1-S3)



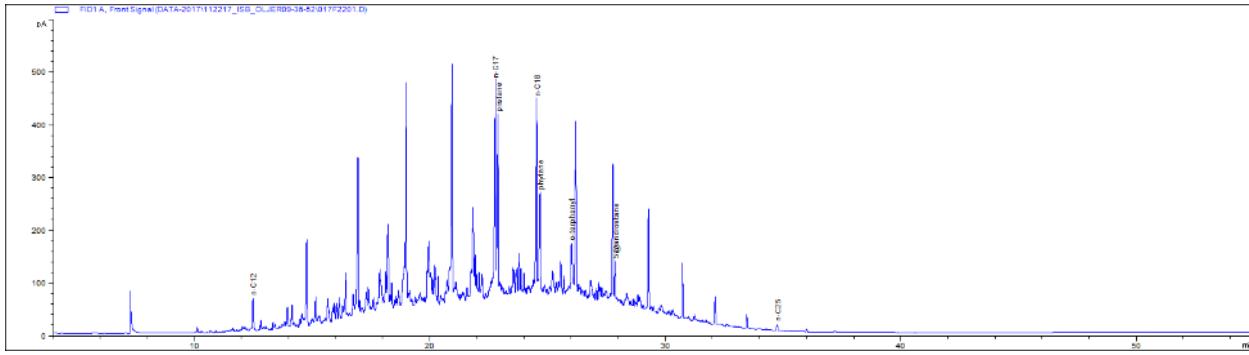
Figur B 5 Fresh gas oil (GO 10 ppm S (SINTEF ID 2014-552))



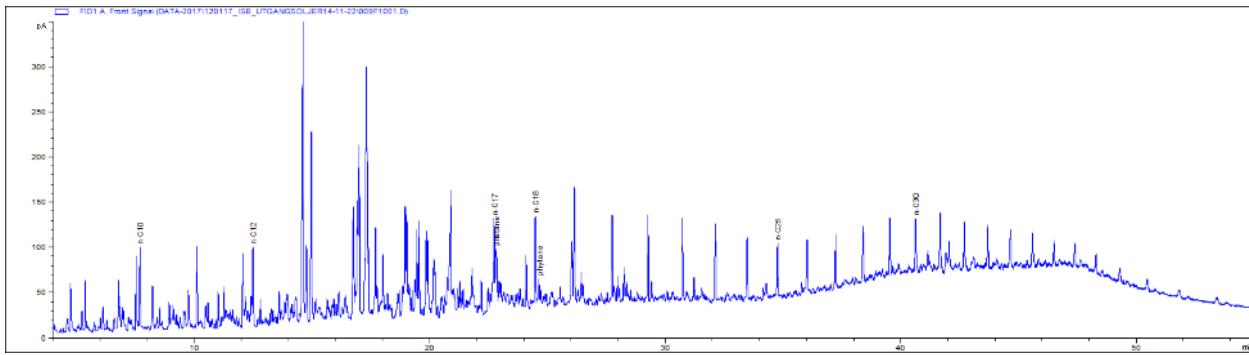
Figur B 6 Residue gas oil (2017-7051-S1-S1)



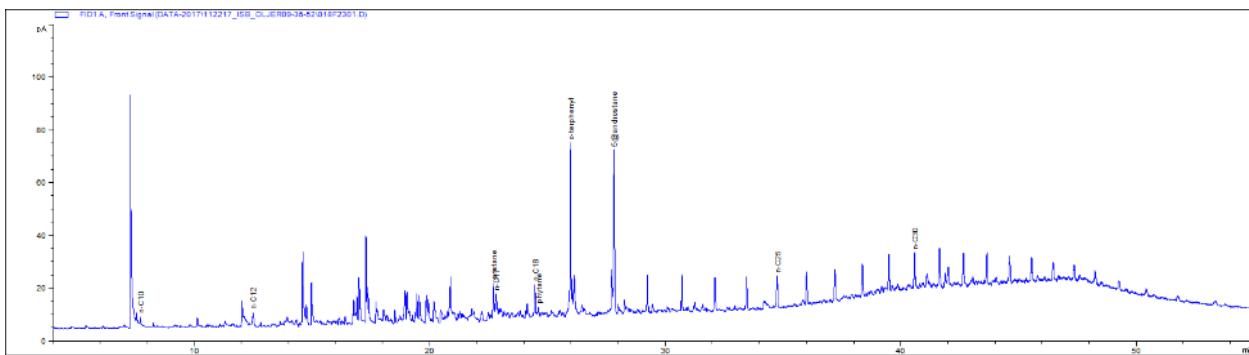
Figur B 7 Residue gas oil (2017-7051-S1-S2)



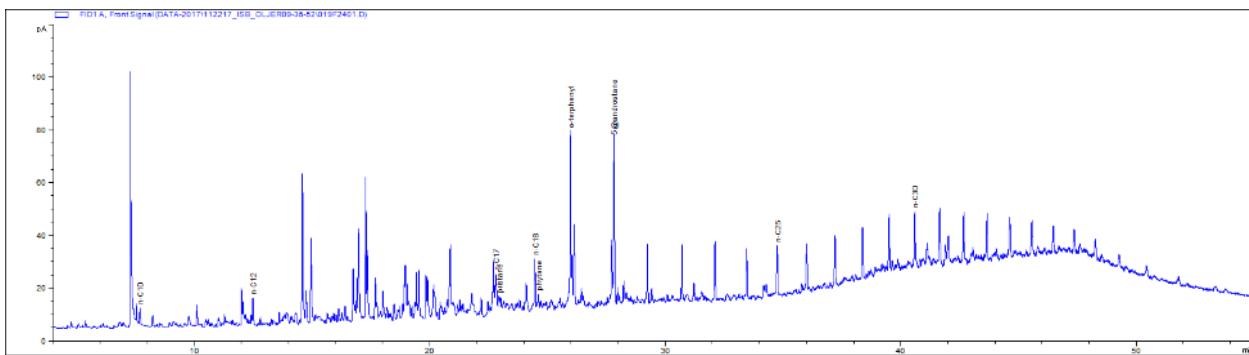
Figur B 8 Residue gas oil (2017-7051-S1-S3)



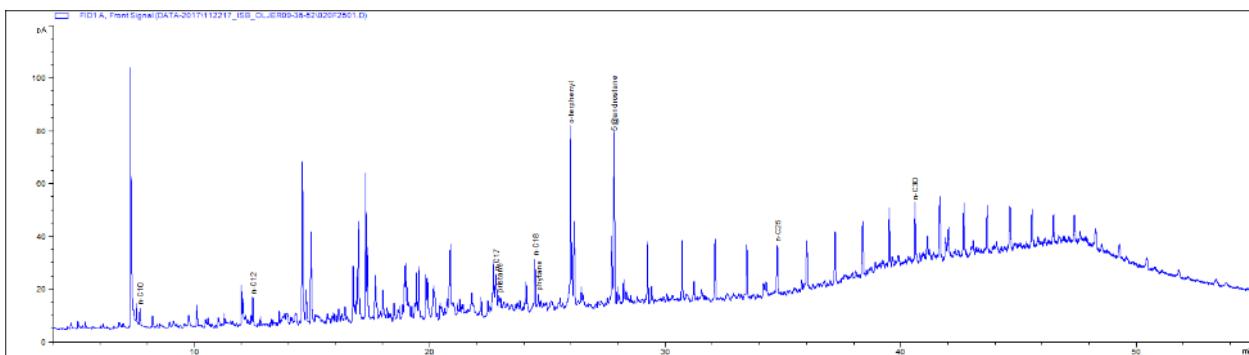
Figur B 9 Fresh IFO 180 LS (SINTEF ID 2013-0594)



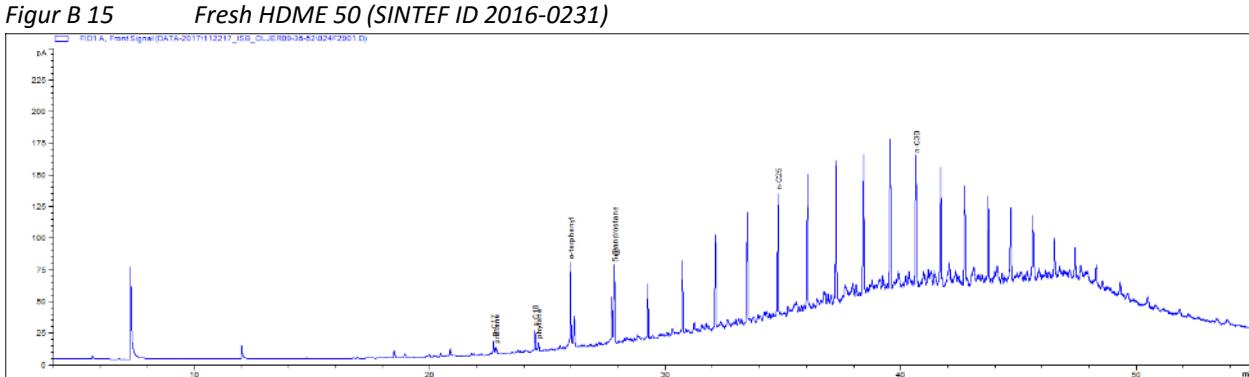
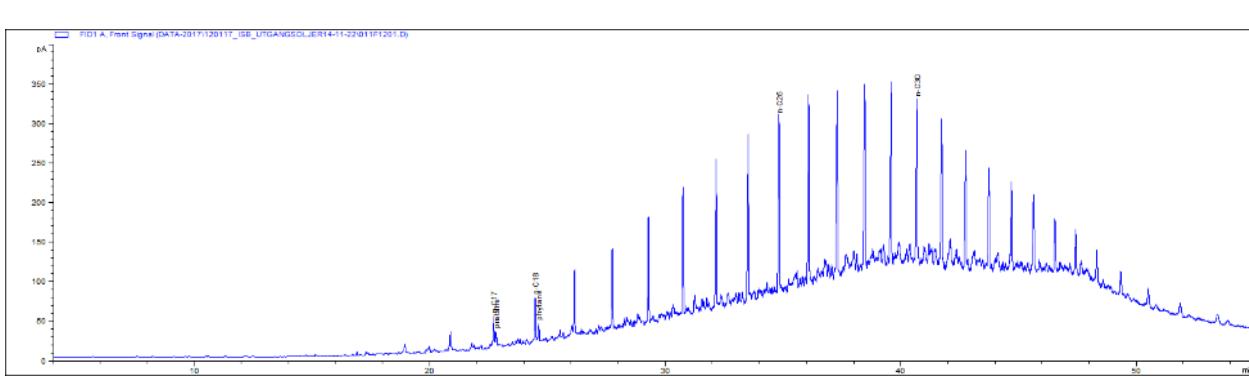
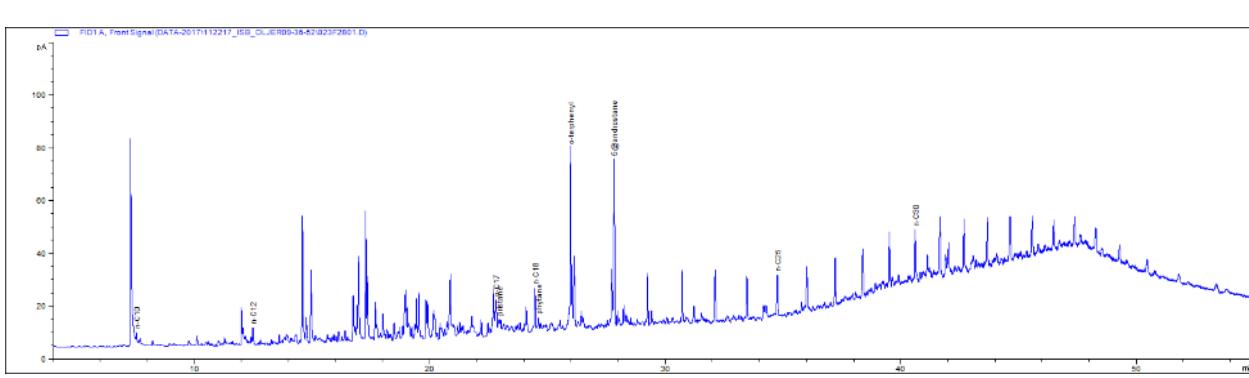
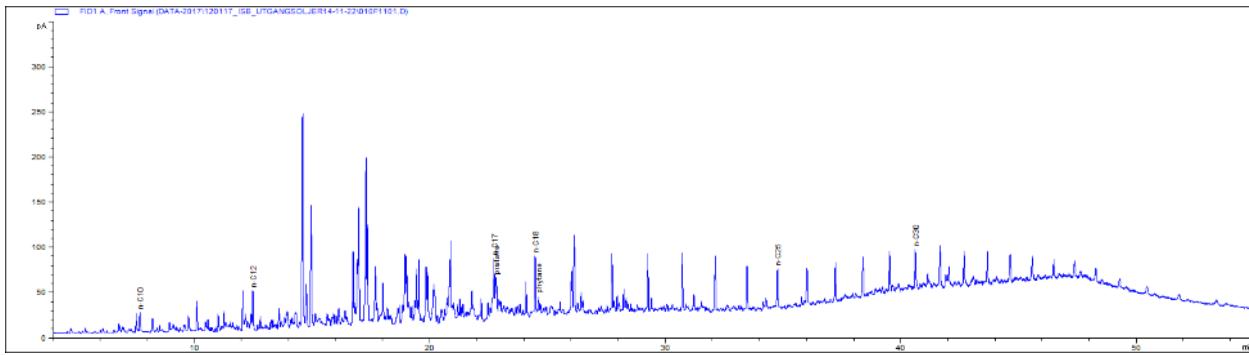
Figur B 10 Residue fresh IFO 180 (2017-7053-S1-S1)

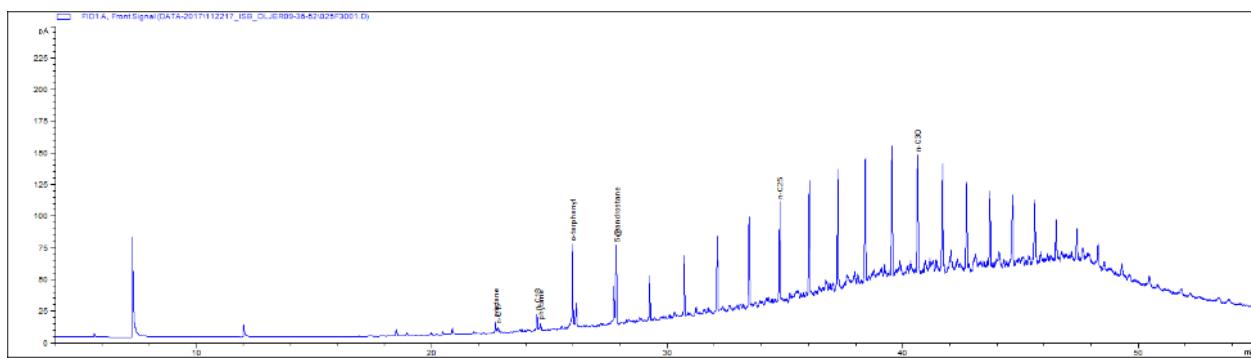


Figur B 11 Residue fresh IFO 180 (2017-7053-S1-S2)

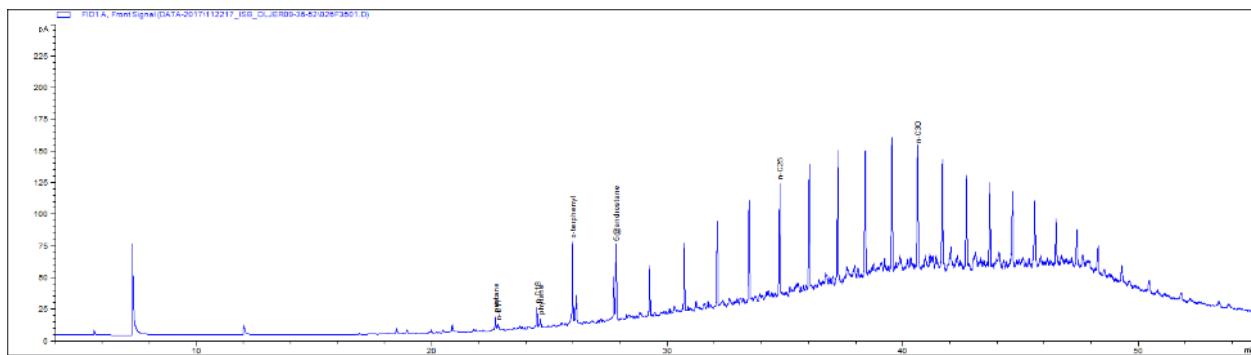


Figur B 12 Residue fresh IFO 180 (2017-7053-S1-S3)

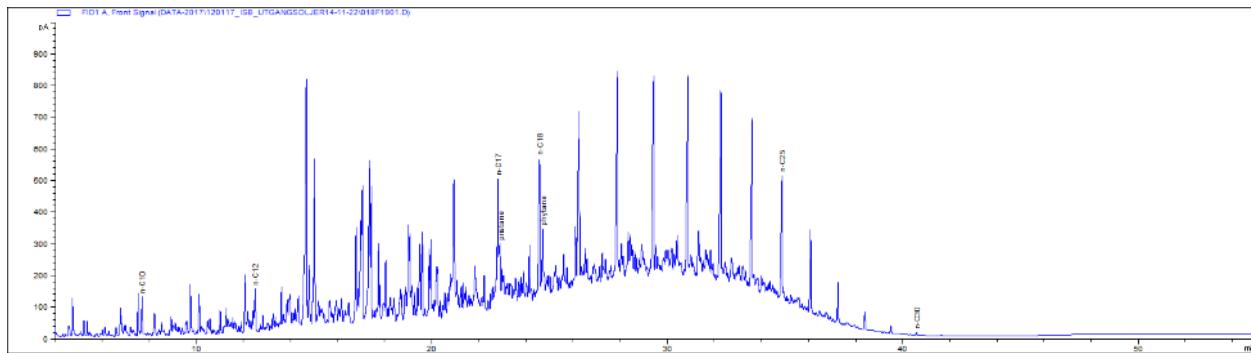




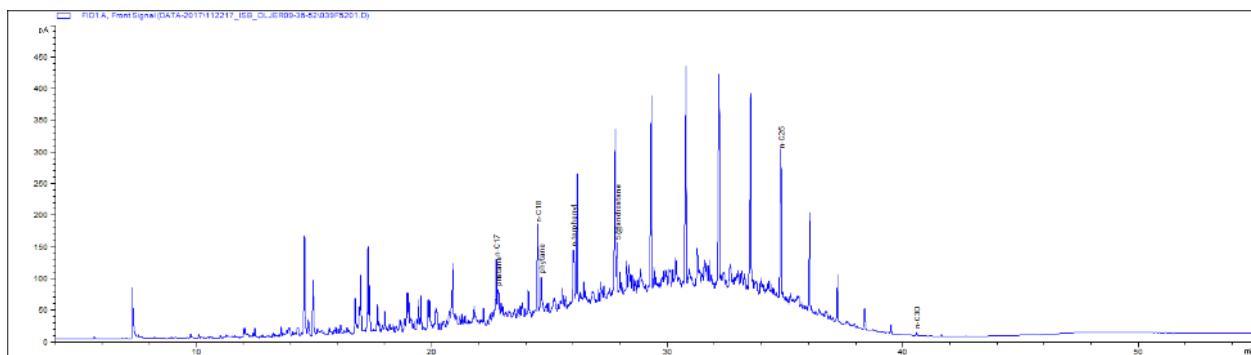
Figur B 17 Residue HDME (2017-7130-S1-S2)



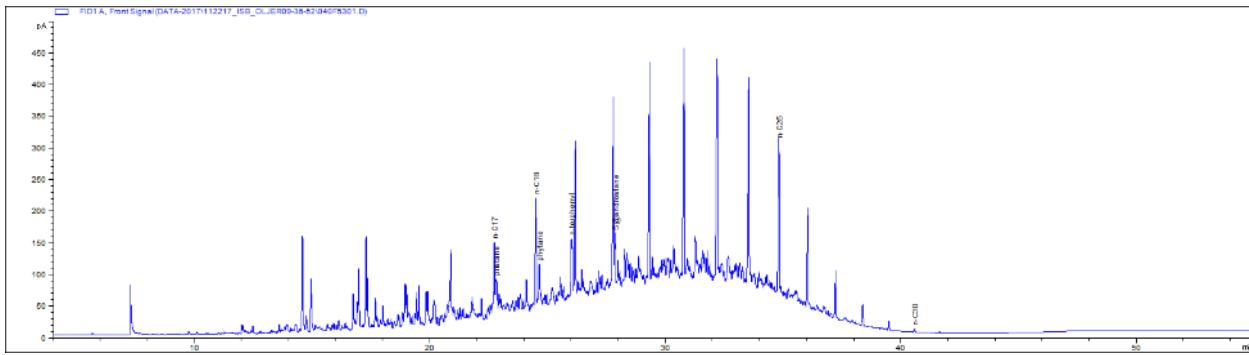
Figur B 18 Residue HDME (2017-7130-S1-S3)



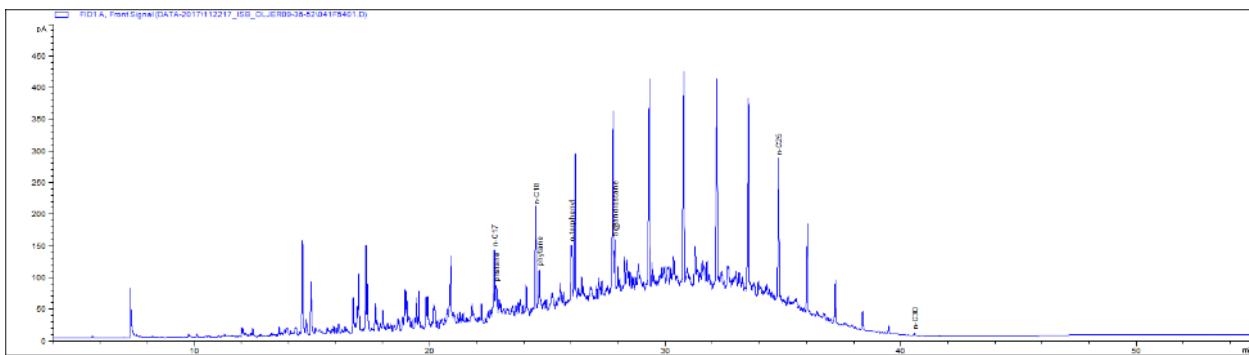
Figur B 19 Fresh DMA Rotterdam diesel (DMA (SINTEF ID 2016-232)).



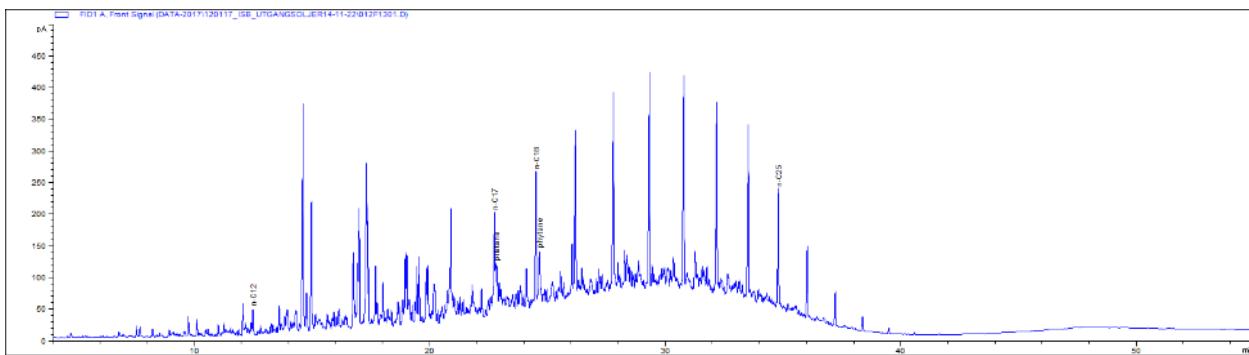
Figur B 20 Residue DMA (2017-7198-S1-S1)



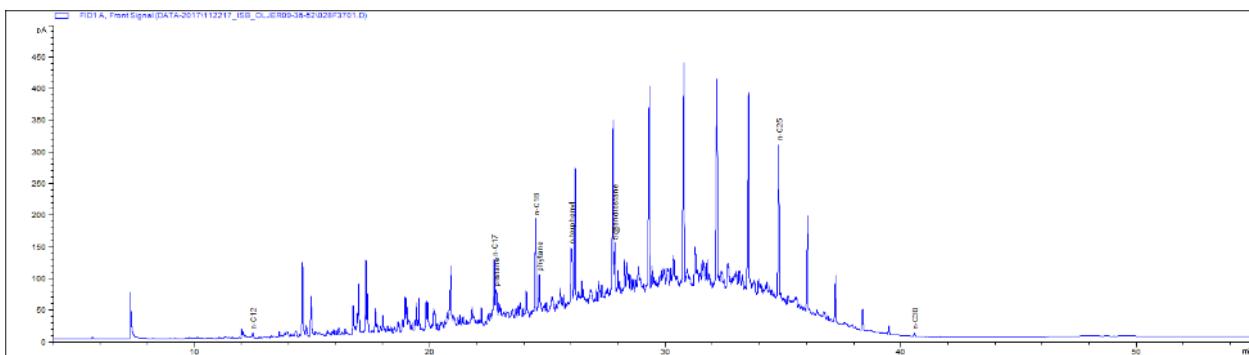
Figur B 21 Residue DMA (2017-7198-S1-S2)



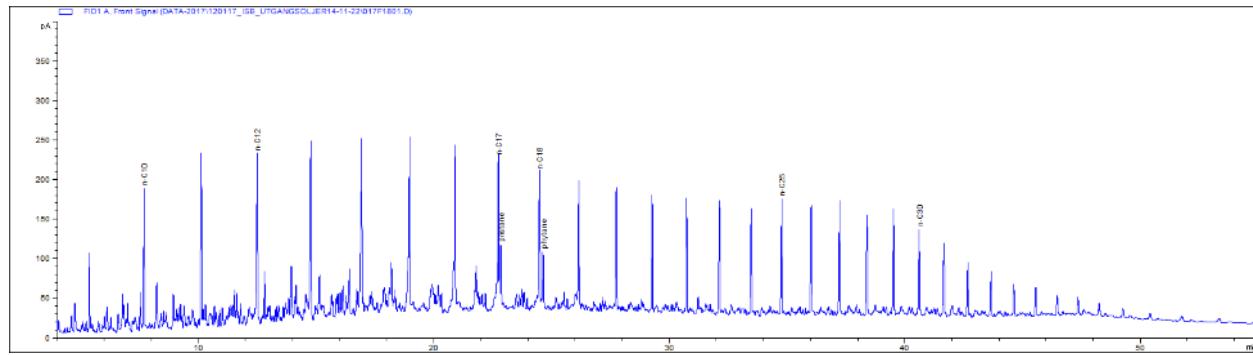
Figur B 22 Residue DMA (2017-7198-S1-S3)



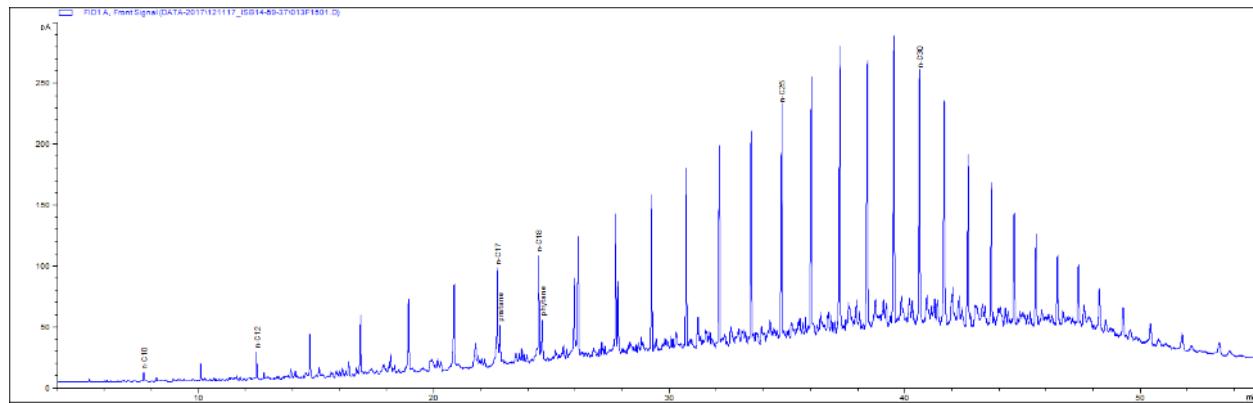
Figur B 23 DMA Rotterdam Diesel 250 °C+ (DMA 250+)



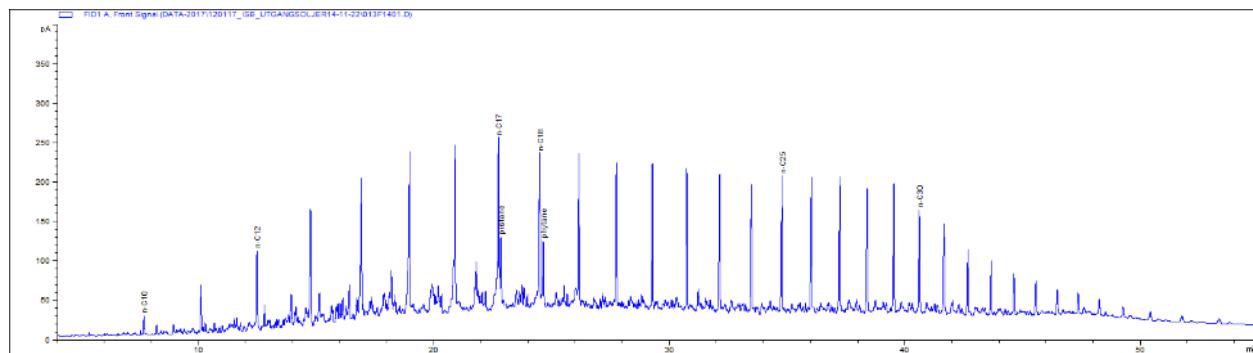
Figur B 24 Residue DMA 250+ (2017-7131-S1-S2)



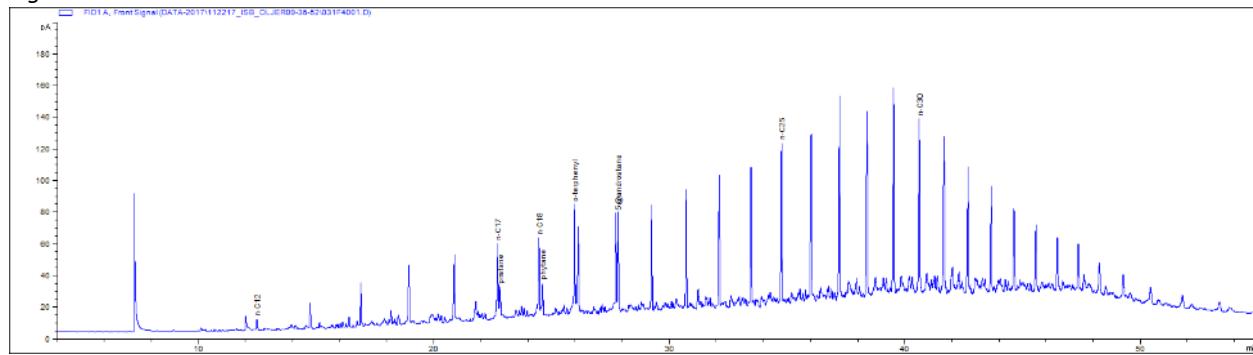
Figur B 25 Fresh ULSFO (SINTEF ID 2016-0233)



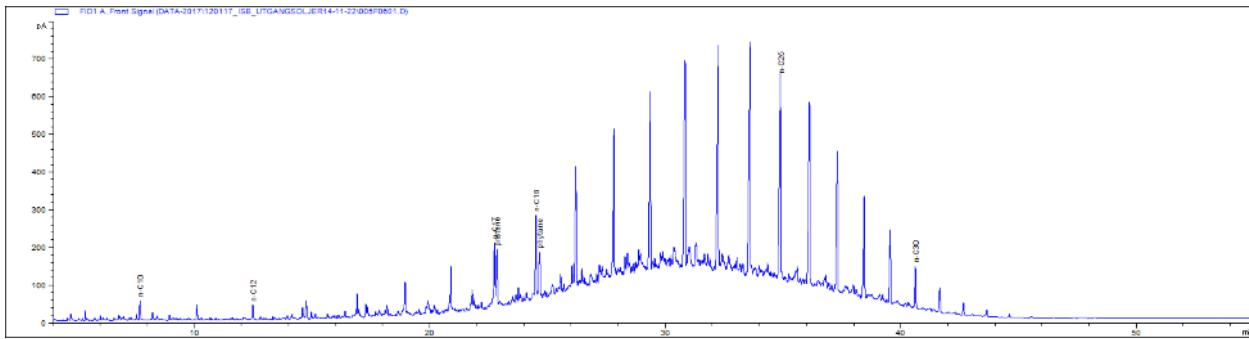
Figur B 26 Residue fersk ULSFO (sammenslått residue fra tre parallelle, 2017-7148-C1)



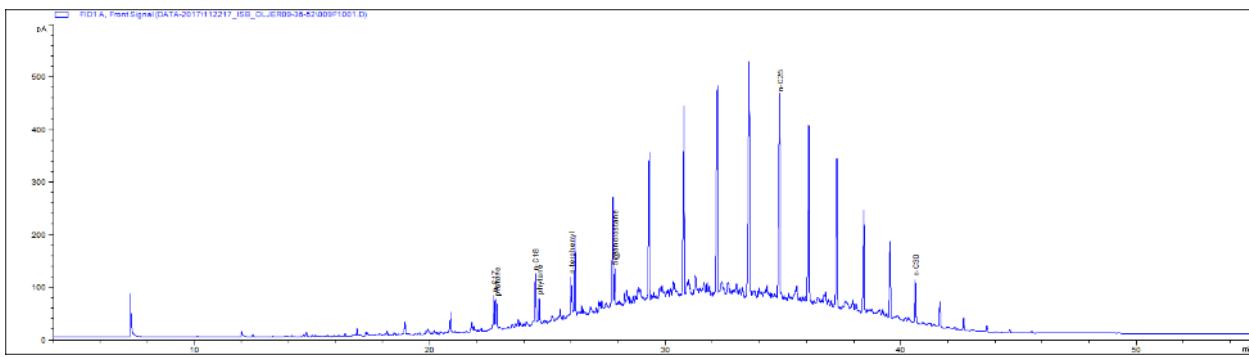
Figur B 27 ULSFO 250 °C+



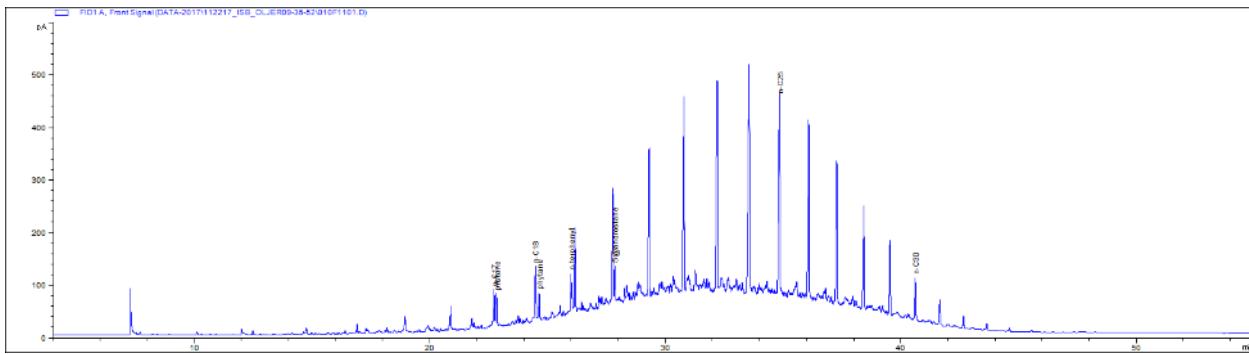
Figur B 28 Residue ULSFO 250+ (2017-7132-S1-S2)



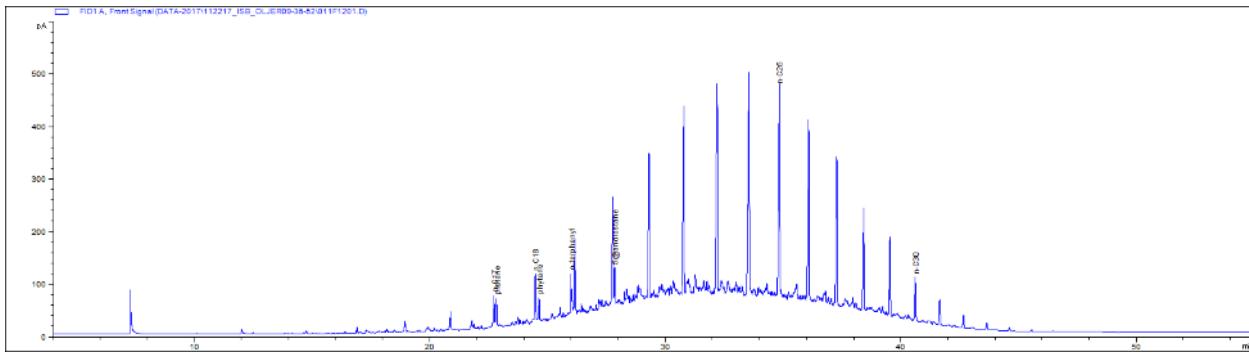
Figur B 29      Wide range gas oil (WRG, MSD T-24, 2500 ppm S (SINTEF ID 2014-0553)).



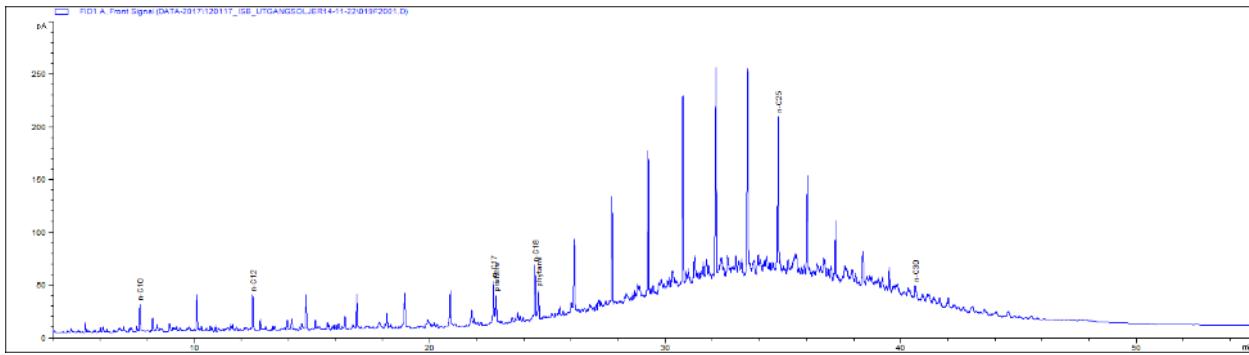
Figur B 30      Residue WRG (2017-7048-S1-S1)



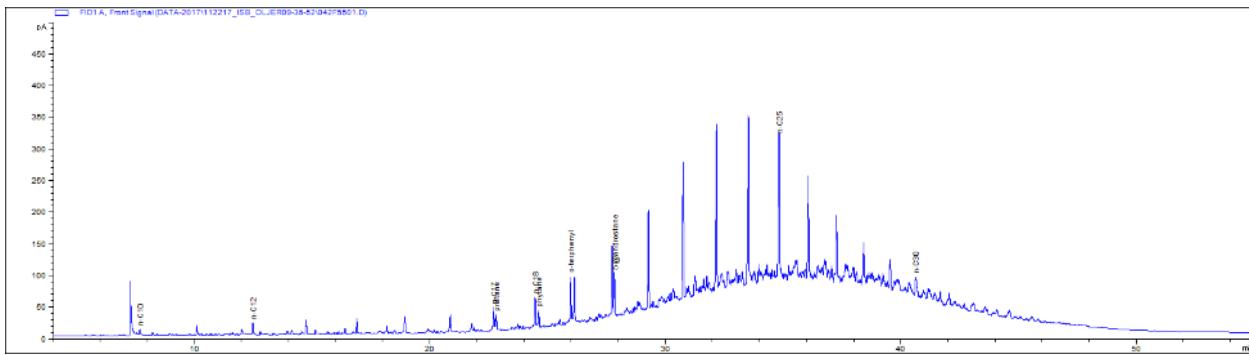
Figur B 31      Residue WRG (2017-7048-S1-S2)



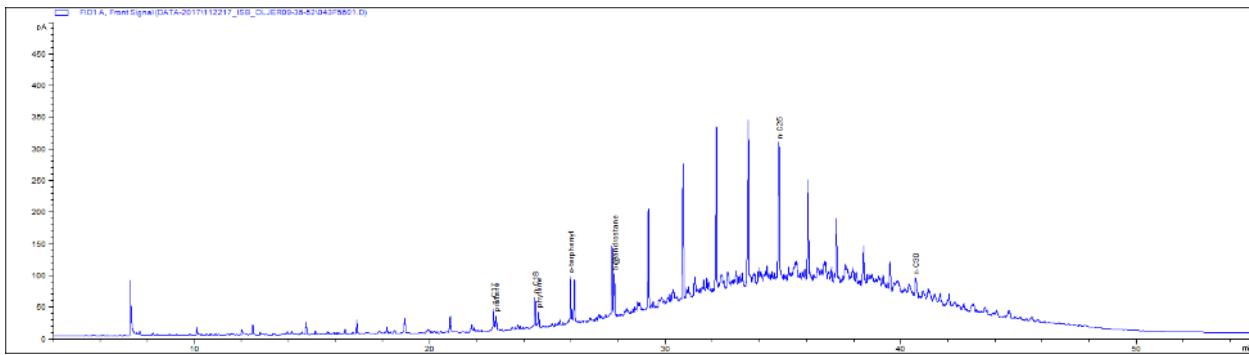
Figur B 32      Residue WRG (2017-7048-S1-S3)



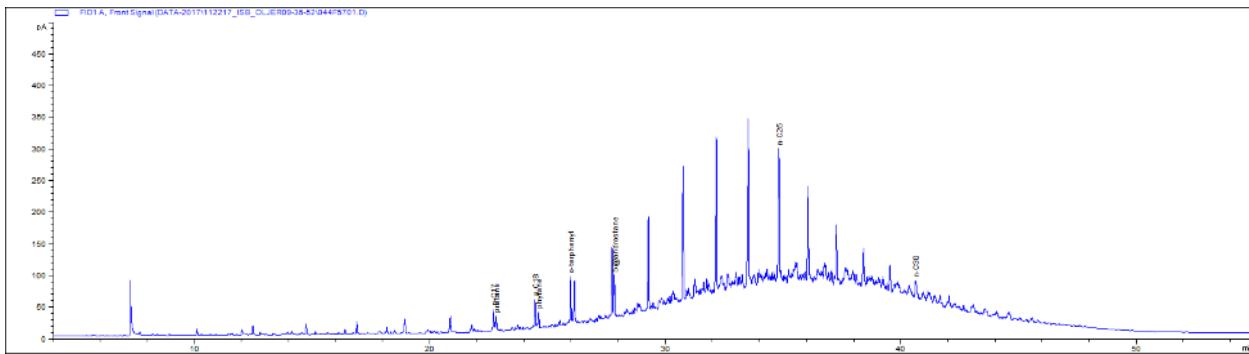
Figur B 33 Wide range gas oil NY (NY WRG, 500 ppm S, SINTEF ID 2017-7795)



Figur B 34 Residue NY WRG (2017-7795-S1-S1)



Figur B 35 Residue NY WRG (2017-7795-S2-S1)



Figur B 36 Residue NY WRG (2017-7795-S3-S1)

## C Vedlegg C Oversikt over komponenter analysert i sot og residue.

	Compound	Abb
GC/MS-analyse		
Decalins	Decalin	DE
	C1-decalins	DE1
	C2-decalins	DE2
	C3-decalins	DE3
	C4-decalins	DE4
Naphthalenes	Naphthalene	N
	C1-naphthalenes	N1
	C2-naphthalenes	N2
	C3-naphthalenes	N3
	C4-naphthalenes	N4
2-3 ring PAHs	Benzo(b)thiophene	BT
	Biphenyl	B
	Acenaphthylene	ANY
	Acenaphthene	ANA
	Dibenzofuran	DBF
	Fluorene	F
	C1-fluorenes	F1
	C2-fluorenes	F2
	C3-fluorenes	F3
	Phenanthrene	P
	Anthracene	A
	C1-phenanthrenes/anthracenes	P1
	C2-phenanthrenes/anthracenes	P2
	C3-phenanthrenes/anthracenes	P3
	C4-phenanthrenes/anthracenes	P4
	Dibenzothiophene	D
	C1-dibenzothiophenes	D1
	C2-dibenzothiophenes	D2
	C3-dibenzothiophenes	D3
	C4-dibenzothiophenes	D4
4-6 ring PAHs	Fluoranthene	FL
	Pyrene	PY
	C1-fluoranthrenes/pyrenes	FL1
	C2-fluoranthrenes/pyrenes	FL2
	C3-fluoranthrenes/pyrenes	FL3
	Benz[ <i>a</i> ]anthracene	BA
	Chrysene	C
	C1-chrysenes	C1
	C2-chrysenes	C2
	C3-chrysenes	C3
	C4-chrysenes	C4
	Benzo[ <i>b</i> ]fluoranthene	BBF
	Benzo[ <i>k</i> ]fluoranthene	BKF
	Benzo[ <i>e</i> ]pyrene	BEP
	Benzo[ <i>a</i> ]pyrene	BAP
	Perylene	PE
	Indeno[1,2,3- <i>c,d</i> ]pyrene	IN
	Dibenz[ <i>a,h</i> ]anthracene	DBA
	Benzo( <i>g,h,i</i> )perylene	BPE
GC/FID	Screening total hydrokarbon (THC, C10-C36)	

## D Vedlegg D Partikelstørrelsесfordeling og gass-analyser

Det ble generert et stort datasett med resultater fra gassmålingene med avlesninger hvert sekund for NO, NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> og HCN, og hvert 5.sekund for CO og CO<sub>2</sub>. De fire temperaturloggerne ble også registrert hvert sekund. Temperaturen ble logget i fire posisjoner: Ca. 3 cm under vannoverflaten (101 <water>), et par mm over vann-olje grenseflaten (102 <oil low>), et par mm under oljens overflate (103<oil>), og i flammen, ca 2 cm over oljens overflate (104 <flame>).

Pga det store datasettet presenteres det kun resultater for et forsøk pr. olje (gitt i Tabell D 1) og ikke gjennomsnittsverdier for de tre testene for hver olje. Resultatene fra alle testene presentert i Figur D 1 til Figur D 12.

*Tabell D 1      Oversikt over testene og hvilke tester som er presentert i tabeller og figurer, samt diskutert i hovedrapporten.*

SINTEF ID	Olje	Test ID fresh	Test presentert	Test ID 250+	Test presentert
2014-0551	Marine Gas Oil (500 ppm S)	2017-7050	2	2017-7049	3
2014-0552	Gas Oil (10 ppm S)	2017-7051	1		
2016-0232	Rotterdam diesel (DMA, <1000 ppm S)	2017-7198	1	2017-7131	3
2014-0553	WRG (0.25% S (2500 ppm))	2017-7048	2		
2017-7795	WRG ny (0.05% S (500 ppm))	2017-7795	3		
2016-0231	HDME 50 (< 1000 ppm S)	2017-7130	1		
2016-0233	ULSFO (< 1000 ppm S)	2017-7148	2	2017-7132	2
2013-0594	IFO180 LS	2017-7053	2	2017-7054	2

**Tabell D 2** Resultater fra DustTrak-målingene: Partikkelstrørrelsesfordelingen er målt som såkalte "cut-off" verdier for partikkelfraksjoner, hhv PM1, PM2.5, respirable (RESP, PM4), PM10 og total PM størrelsesfraksjoner (TOTAL). Resultatene er korrigert for luftgjennomstrømningen i systemet. Gjennomsnittsverdiene er beregnet fra antennelsestid til støtkokingen begynner, og varierte fra 2 min for IFO til 5 min før de fleste av de øvrige oljene.

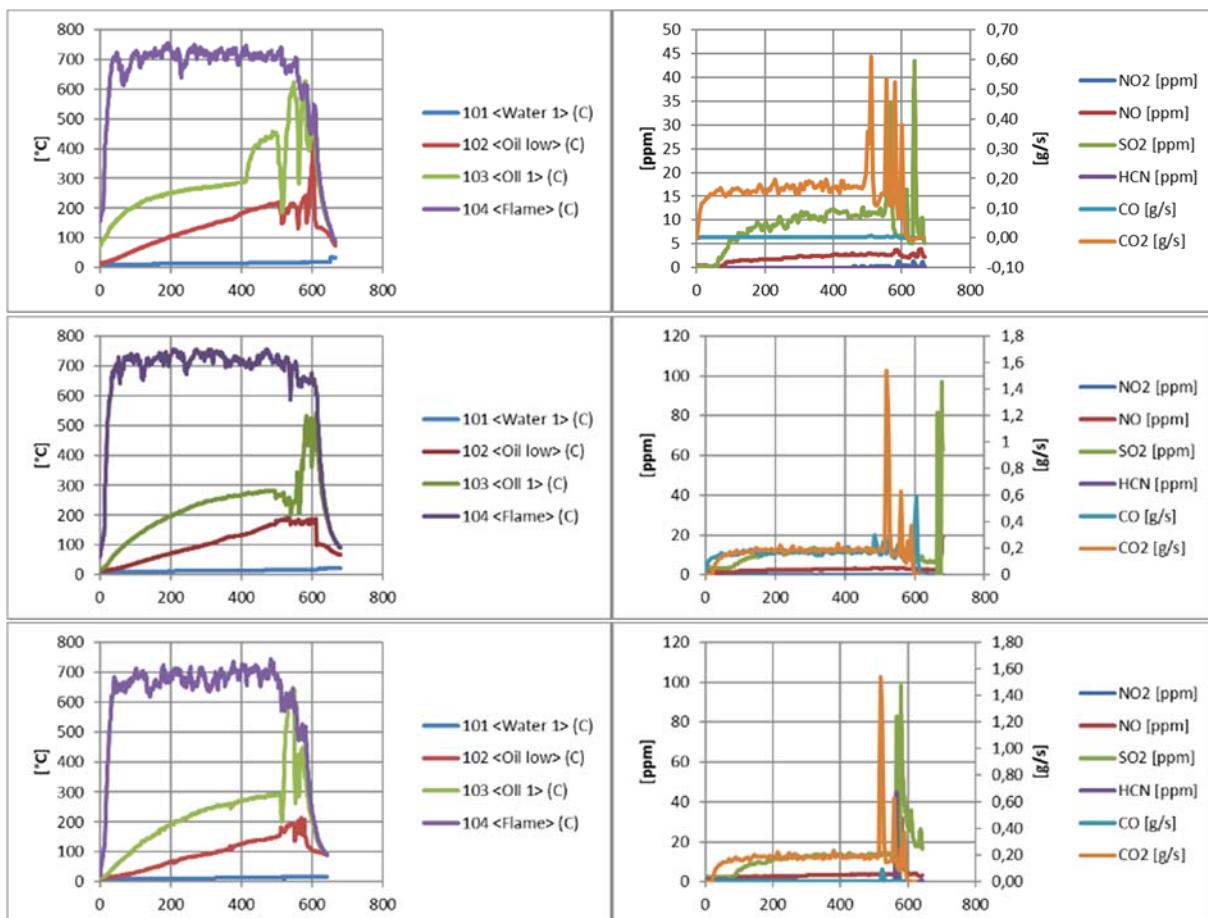
	Filtered particulate (g/m <sup>3</sup> )	DustTrak Data with Dilution Calculations and PM calibration factor (g/m <sup>3</sup> )					Average CO (mg/s)	Average Burn rate (g/min)	Black Carbon Emission Factor (mg BC/g oil burned)
		PM1	PM2.5	RESP	PM10	TOTAL			
DMA fresh 1	0,431	0,50	0,50	0,50	0,51	0,57	3,59	4,30	144
DMA fresh 2	0,374	0,39	0,39	0,39	0,39	0,42	3,58	4,33	125
DMA fresh 3	0,418	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	3,74	4,43	136
Average	0,408	0,39	0,39	0,39	0,39	0,42	3,64	4,35	135
St.dev	0,030	0,12	0,12	0,12	0,12	0,15	0,09	0,07	10
DMA 250+	0,350	0,27	0,27	0,27	0,27	0,28	2,73	3,40	148
HDME 1	0,278	0,27	0,27	0,27	0,28	0,30	2,09	3,02	132
HDME 2	0,198	0,23	0,23	0,23	0,23	0,25	1,40	2,10	136
HDME 3	0,269	0,33	0,33	0,33	0,34	0,37	1,50	2,88	135
Average	0,248	0,28	0,28	0,28	0,28	0,31	1,66	2,67	134
St.dev	0,044	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,37	0,50	1,8
MGO fresh 1	0,363	0,31	0,31	0,31	0,31	0,35	2,67	3,37	155
MGO fresh 2	0,309	0,25	0,25	0,25	0,25	0,26	2,75	3,70	120
MGO fresh 3	0,386	0,32	0,32	0,32	0,33	0,35	3,07	4,71	118
Average	0,353	0,29	0,29	0,29	0,30	0,32	2,83	3,92	131
St.dev	0,040	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,21	0,70	21
MGO 250+	0,401	0,40	0,40	0,40	0,41	0,47	2,83	4,14	139
ULSFO fresh 1	0,298	0,28	0,28	0,28	0,29	0,31	2,47	3,89	110
ULSFO fresh 2	0,249	0,22	0,22	0,22	0,23	0,24	2,54	3,32	108
ULSFO fresh 3	0,263	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	2,41	3,69	103
Average	0,270	0,23	0,23	0,23	0,23	0,24	2,47	3,63	107
St.dev	0,025	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,29	3,9
ULSFO 250+	0,284	0,21	0,21	0,21	0,21	0,22	2,15	3,62	113
Gas oil 1	0,385	0,30	0,30	0,30	0,30	0,32	2,83	4,95	112
Gas oil 2	0,161	0,27	0,27	0,27	0,27	0,29	2,93	4,73	49,0
Gas oil 3	0,370	0,37	0,37	0,37	0,38	0,43	2,91	4,86	110
Average	0,305	0,31	0,31	0,31	0,32	0,34	2,89	4,85	90
St.dev	0,125	0,05	0,05	0,05	0,06	0,07	0,05	0,11	36
WRG 1	0,371	0,29	0,29	0,29	0,30	0,32	2,40	3,76	142
WRG 2	0,323	0,26	0,26	0,26	0,27	0,28	2,51	3,88	120
WRG 3	0,299	0,34	0,34	0,34	0,35	0,39	2,43	3,78	114
Average	0,331	0,30	0,30	0,30	0,31	0,33	2,45	3,81	125
St.dev	0,037	0,04	0,04	0,04	0,04	0,06	0,06	0,07	15

	Filtered particulate (g/m <sup>3</sup> )	DustTrak Data with Dilution Calculations and PM calibration factor (g/m <sup>3</sup> )					Average CO (mg/s)	Average Burn rate (g/min)	Black Carbon Emission Factor (mg BC/g oil burned)
		PM1	PM2.5	RESP	PM10	TOTAL			
Ny WRG 1	0,288	0,24	0,24	0,24	0,24	0,25	2,44	3,67	113
Ny WRG 2	0,379	0,32	0,32	0,32	0,33	0,36	2,30	3,55	154
Ny WRG 3	0,340	0,30	0,30	0,30	0,30	0,33	2,32	3,55	138
Average	0,336	0,29	0,29	0,29	0,29	0,31	2,35	3,59	135
St.dev	0,046	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,07	0,07	20,6
IFO 180 1	0,488	0,59	0,59	0,60	0,64	0,69	5,23	5,25	134
IFO 180 2	0,547	0,60	0,60	0,61	0,65	0,69	5,93	5,70	138
IFO 180 3	0,553	0,57	0,57	0,58	0,61	0,67	3,73	4,25	187
Average	0,529	0,59	0,59	0,59	0,63	0,69	4,97	5,07	153
St.dev	0,036	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	1,12	0,74	30
IFO 180 250+	0,590	0,51	0,51	0,51	0,52	0,57	6,54	3,36	253

Tabell D 3

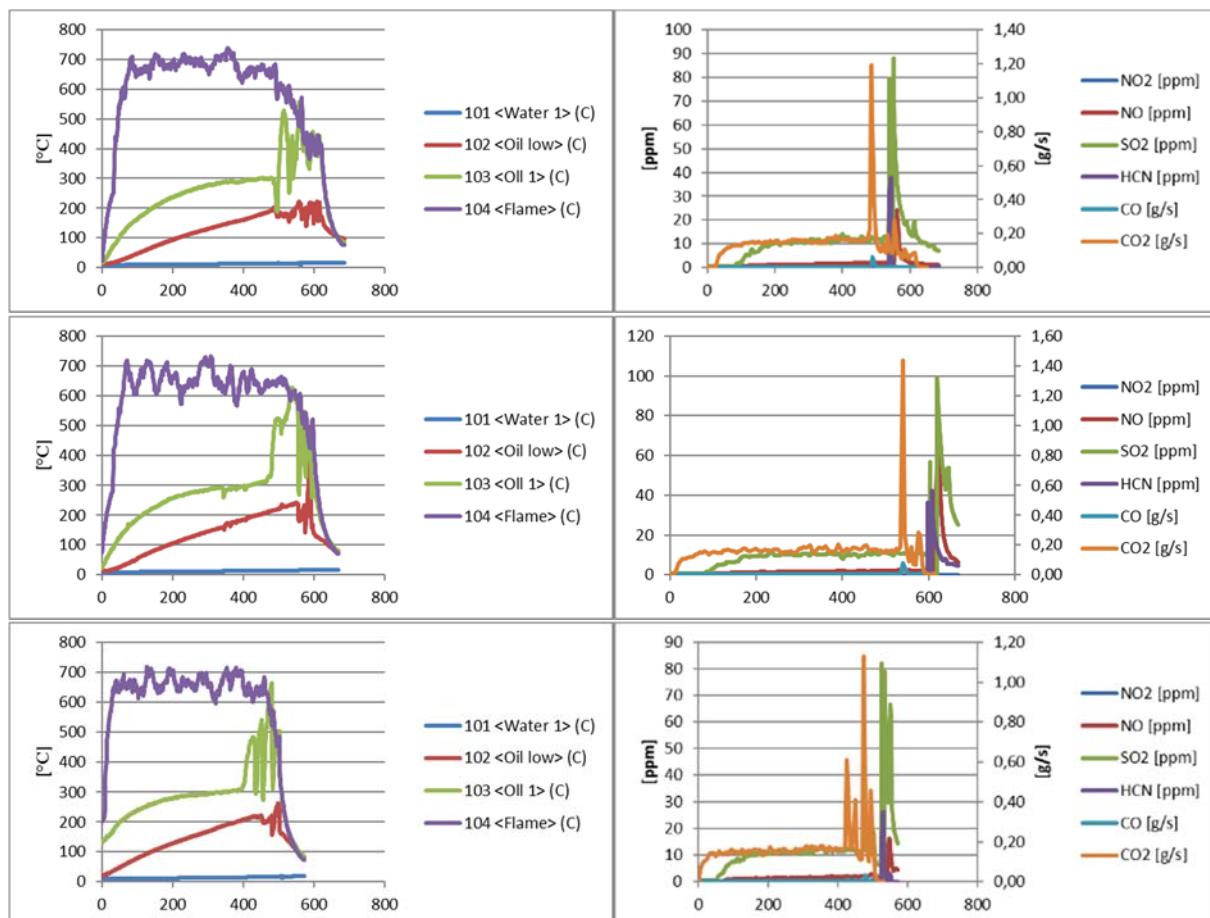
Gjennomsnittsverdier for gassmålingene for en test pr olje. Tidsintervallet viser det området gjennomsnittsverdi og standardavvik er beregnet for. Ingen data for DMA fresh. Standardavviket er spesielt stort for IFO180, men dette gjelder også for de øvrige testene for disse oljene, trolig pga at støtkoking omrent under hele testen.

	Tidsintervall data (sec)	CO <sub>2</sub> (ppm)		CO (ppm)		NO <sub>x</sub> (ppm)		SO <sub>2</sub> (ppm)	
		avg	stdev	avg	stdev	avg	stdev	avg	stdev
ULSFO 2	60-300	6,78	0,74	0,10	0,01	1,44	0,43	9,13	3,19
ULSFO 250+	60-300	5,88	0,29	0,09	0,01	1,29	0,57	4,77	2,04
HDME 1	90-300	5,16	0,40	0,09	0,01	2,28	0,60	5,91	2,17
MGO2	90-300	7,04	0,42	0,12	0,01	2,18	0,20	10,1	1,65
MGO 250+	60-300	6,36	0,37	0,12	0,01	0,96	0,51	9,42	2,34
Gas oil 1	75-300	7,89	0,38	0,12	0,01	1,70	0,23	8,29	1,48
WRG 2	60-300	6,01	0,51	0,10	0,01	1,12	0,56	5,29	2,31
WRG NY 3	90-300	5,95	0,47	0,10	0,02	1,63	0,27	5,73	1,46
DMA fresh	90-300	6,47	0,40	0,15	0,01	NA	NA	11,0	1,57
DMA 250+	90-300	5,59	0,66	0,12	0,02	1,05	0,22	6,83	0,97
IFO180 2	90-270	10,5	5,57	0,27	0,19	6,69	4,71	15,1	9,25
IFO180 250+	90-270	10,8	4,86	0,28	0,16	8,29	3,96	18,9	10,9



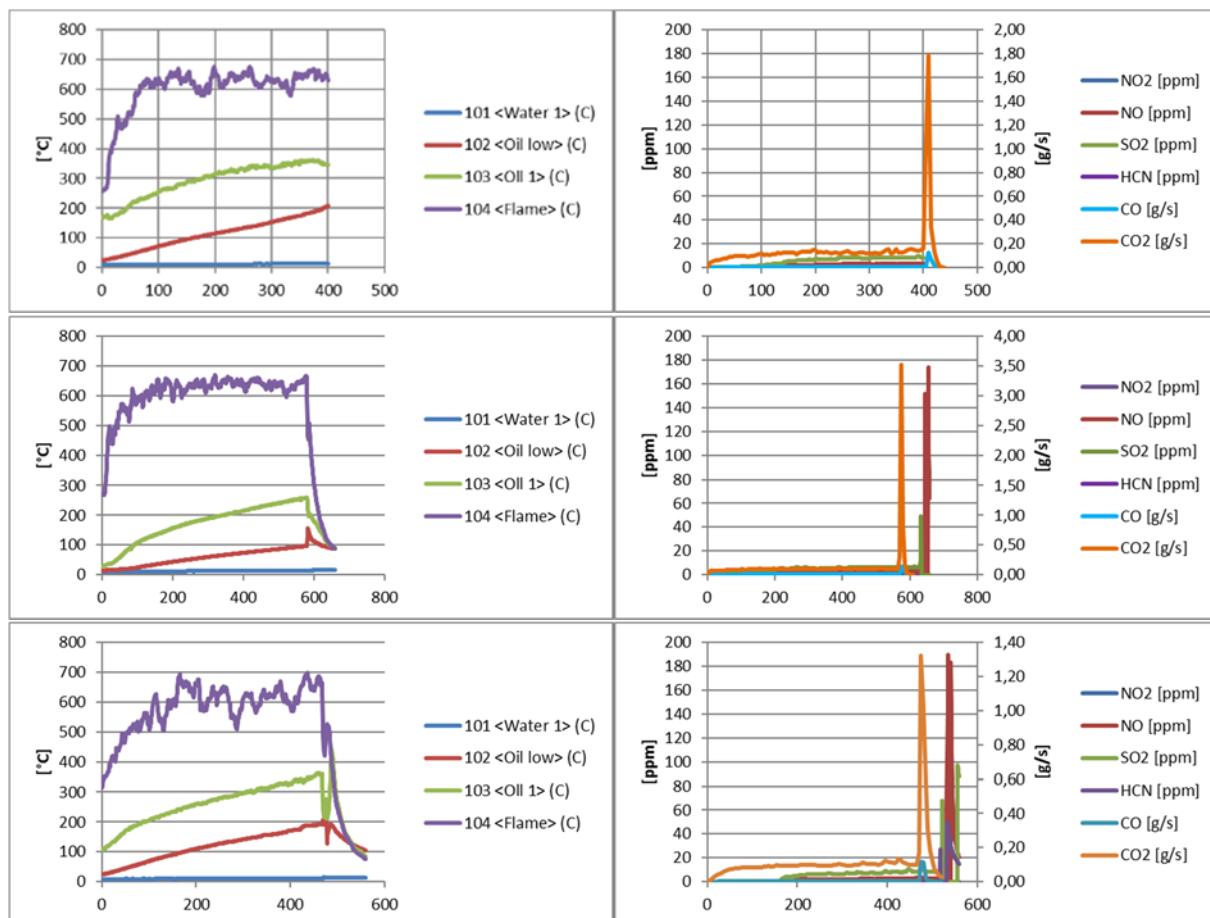
Figur D 1

MGO fresh: Temperaturlogging og gassmålinger under brenning (tre tester). Tid i sekunder gitt på x-akse.



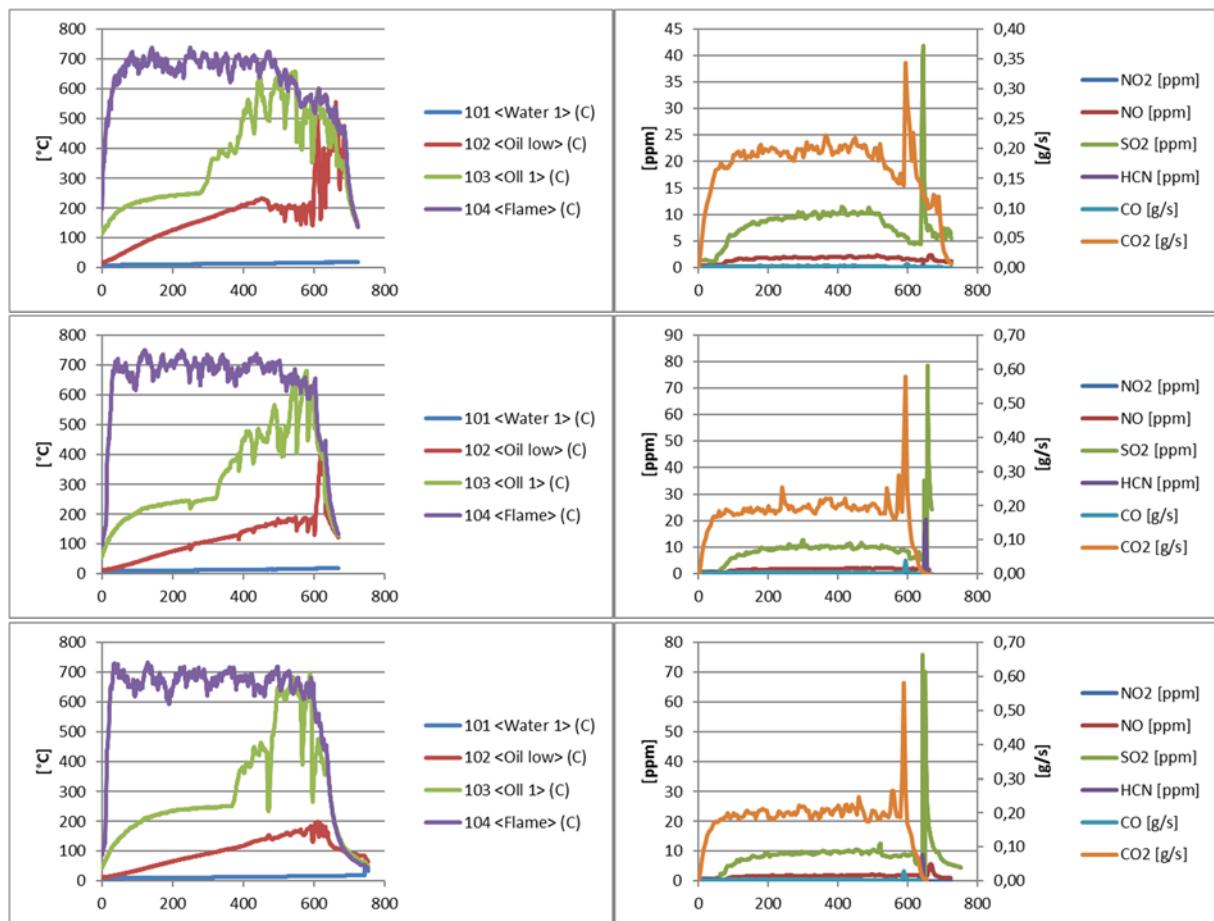
Figur D 2

Marine gas oil 250+: Temperaturlogging og gassmålinger (3 tester). Tid i sekunder gitt på x-akse.



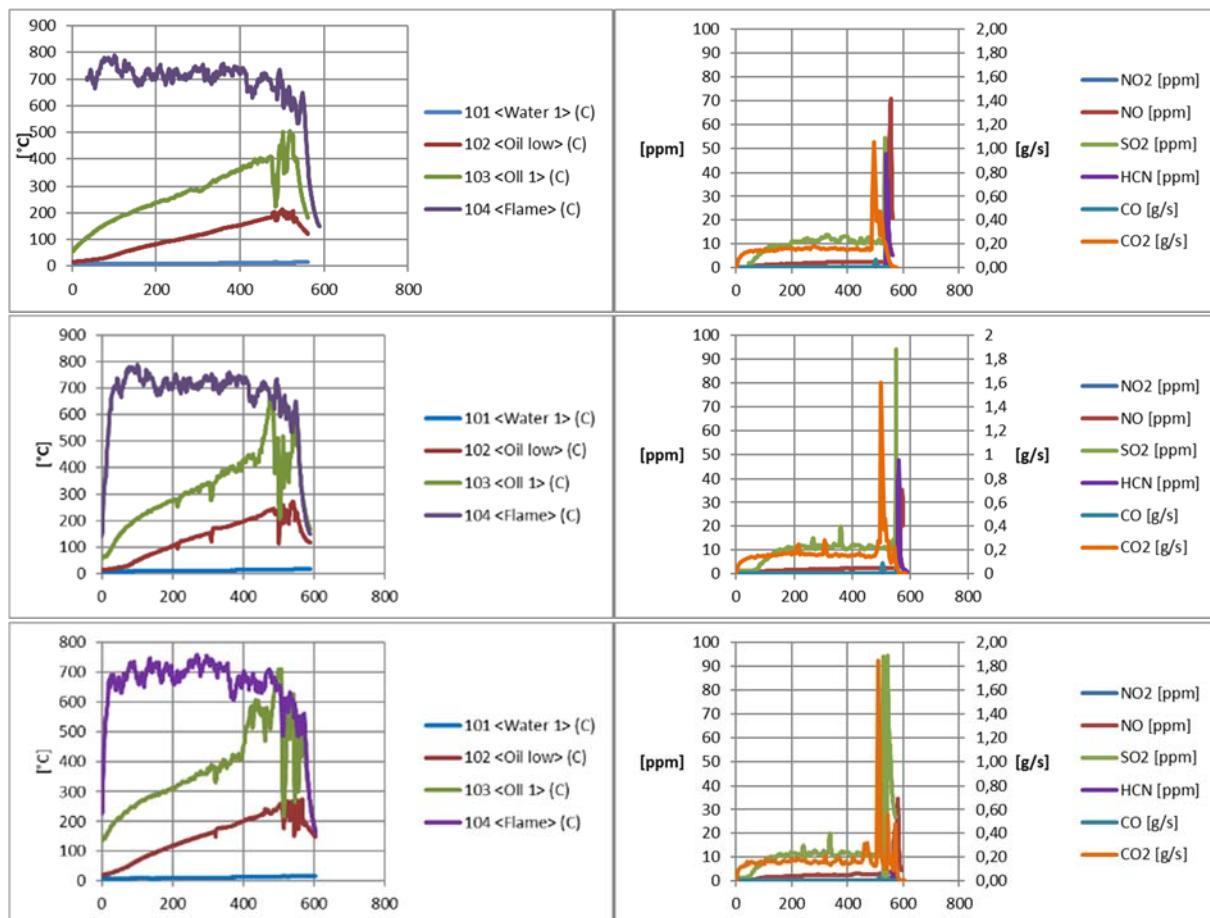
Figur D 3

HDME: Temperaturlogging og gassmålinger under brenning (3 tester). Tid i sekunder gitt på x-akse.



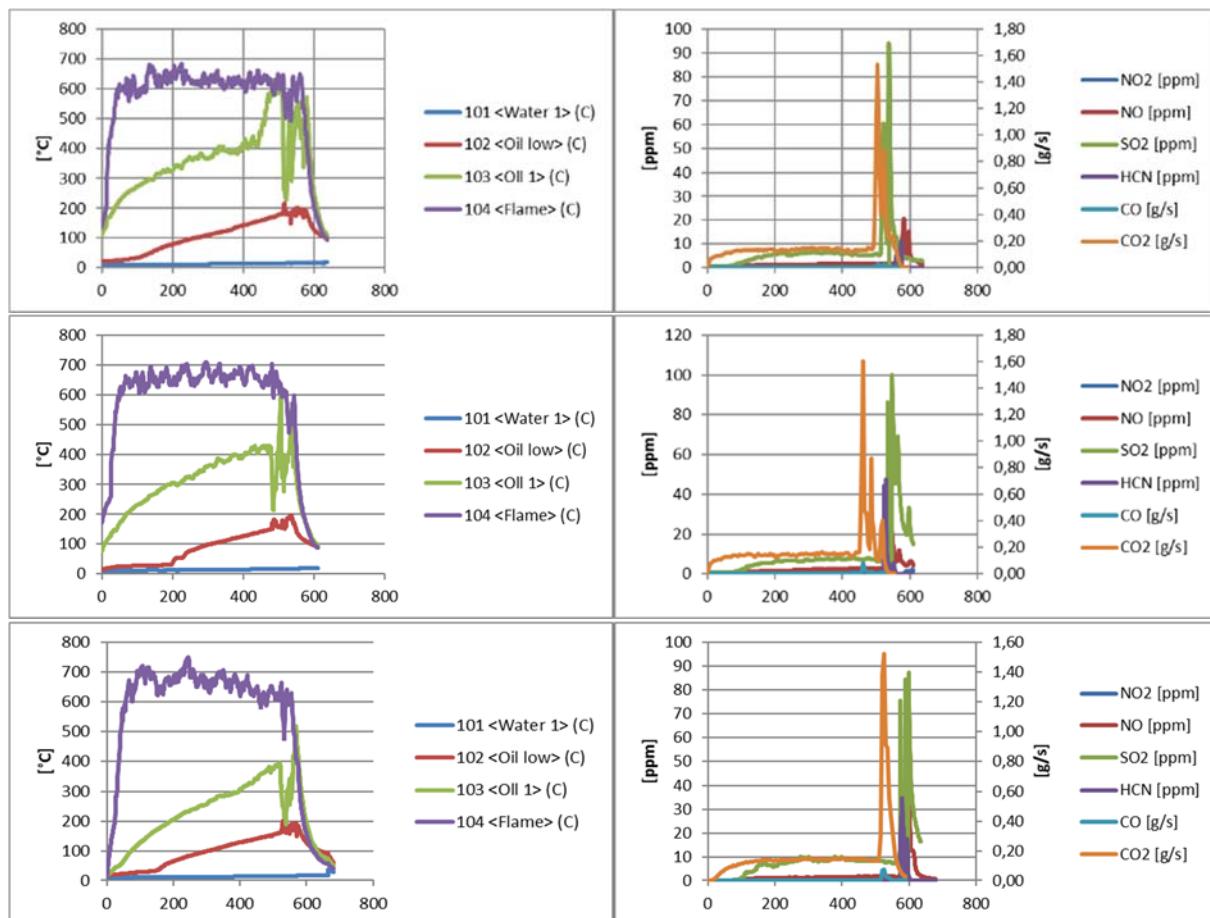
Figur D 4

Gas oil: Temperaturlogging og gassmålinger under brenning (tre tester). Tid i sekunder gitt på x-akse.



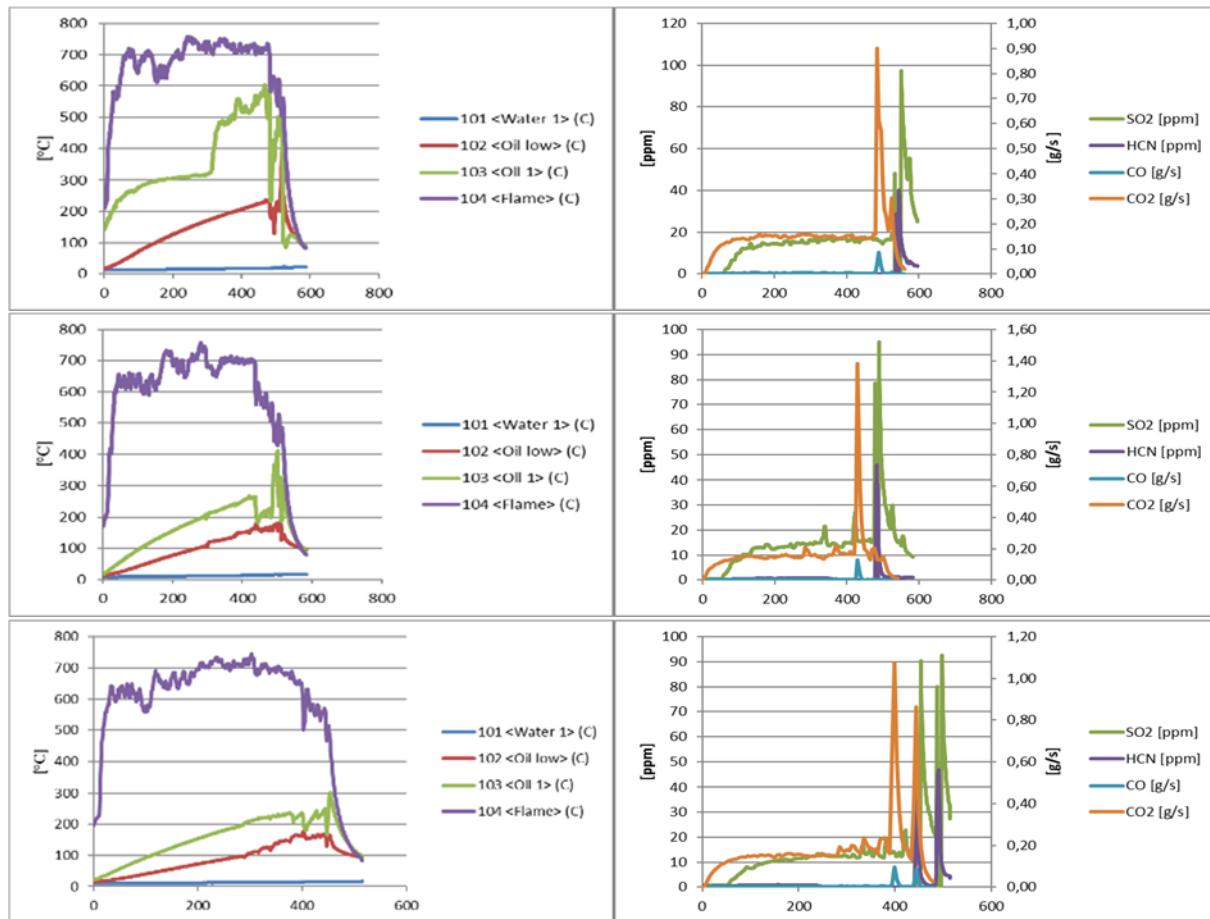
Figur D 5

ULSFO fresh: Temperaturlogging og gassmålinger under brenning (tre tester). Tid i sekunder gitt på x-akse.



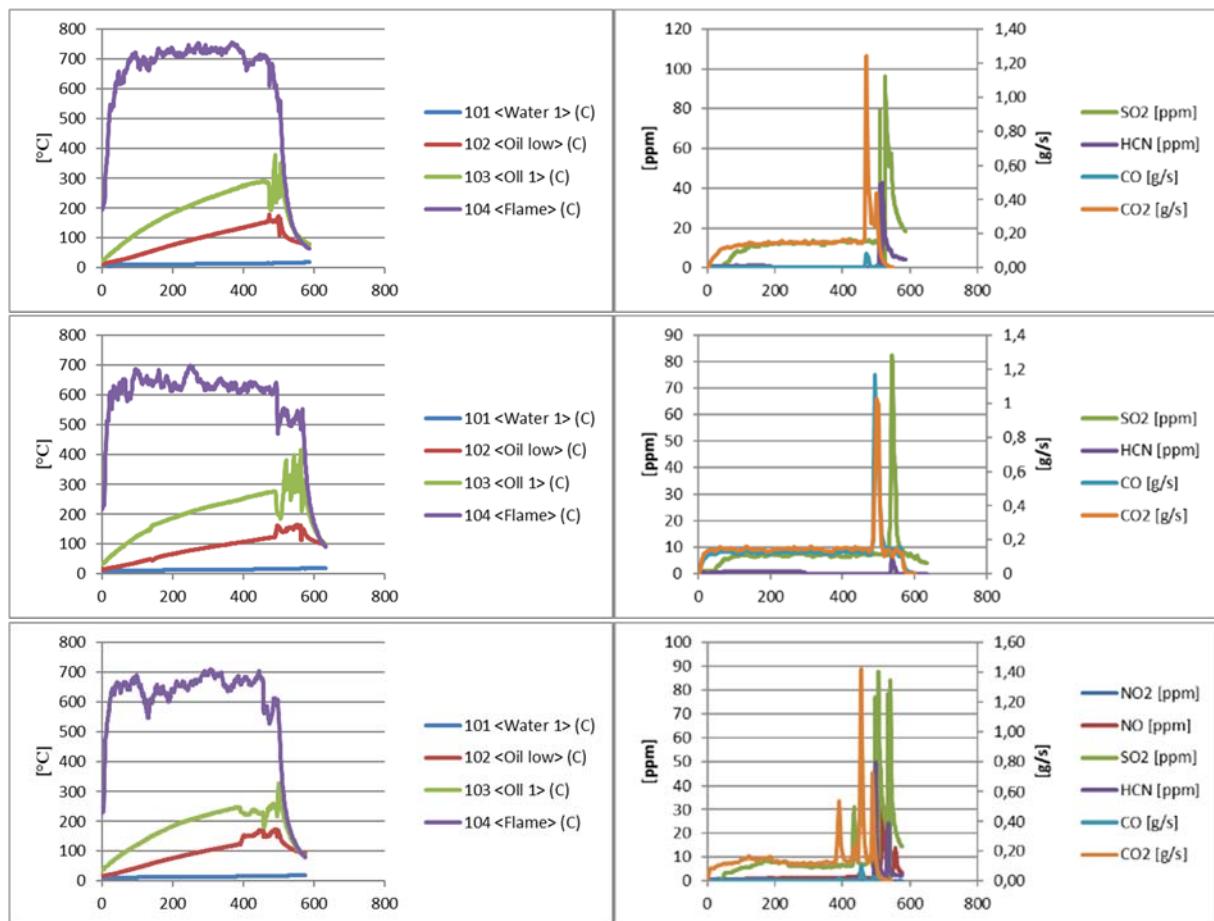
Figur D 6

ULSFO 250+: Temperaturlogging og gassmålinger under brenning (3 tester). Tid i sekunder gitt på x-akse.



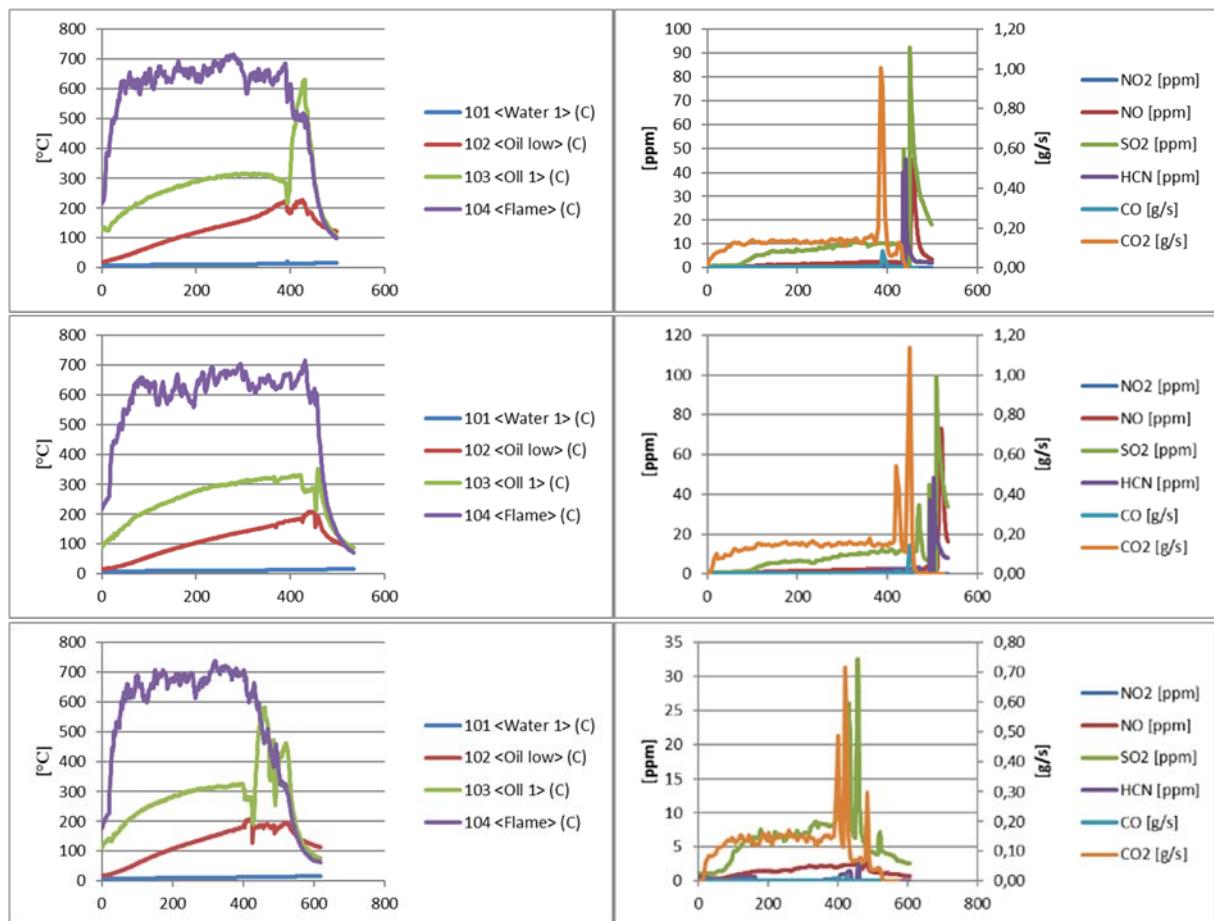
Figur D 7

DMA fresh: Temperaturlogging og gassmålinger (ingen data registrert for NO og NO<sub>2</sub>). Tid i sekunder gitt på x-akse.



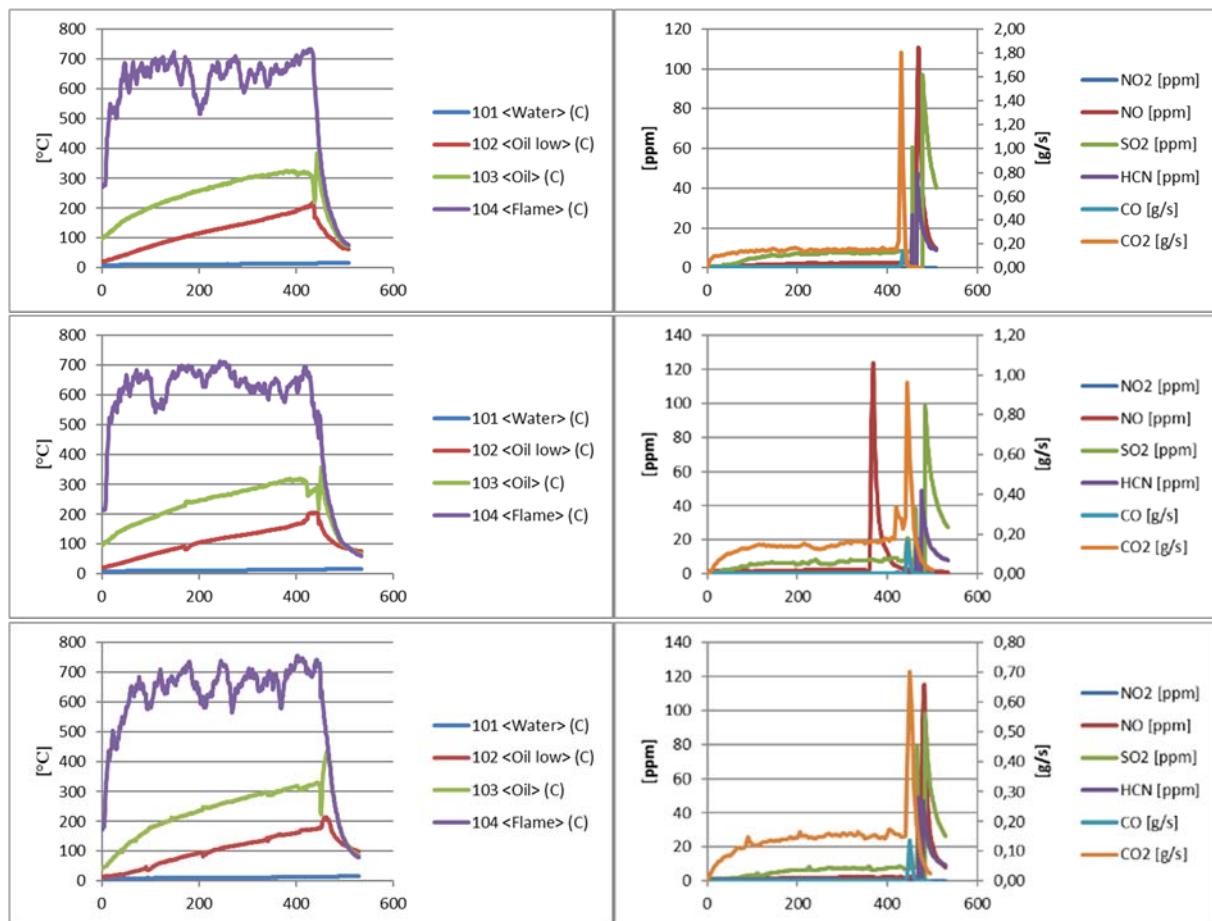
Figur D 8

DMA 250+: Temperaturlogging og gassmålinger (mangler  $NO_x$  i test 1 og 2)). Tid i sekunder gitt på x-akse.



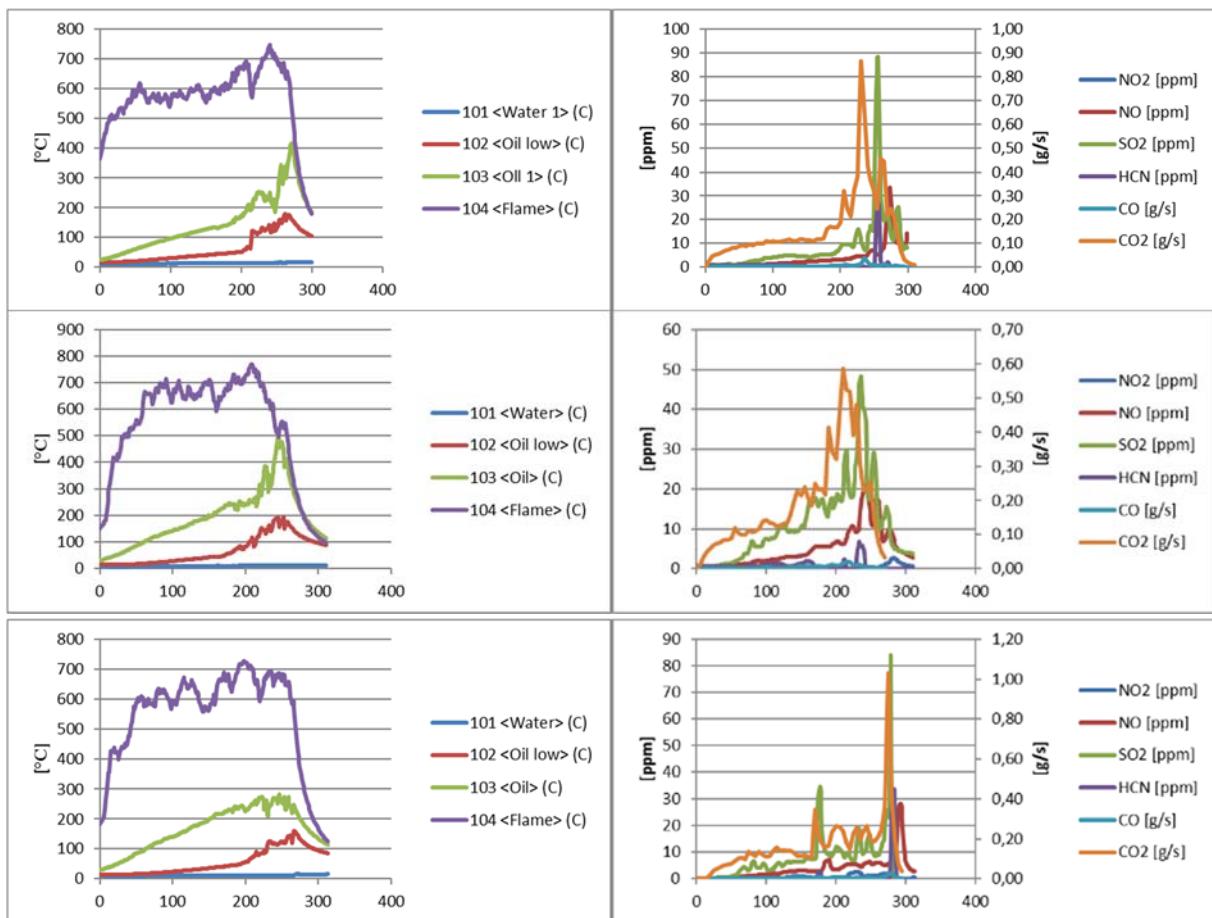
Figur D 9

WRG: Temperaturlogging og gassmålinger under brenning (3 tester). Tid i sekunder gitt på x-akse.



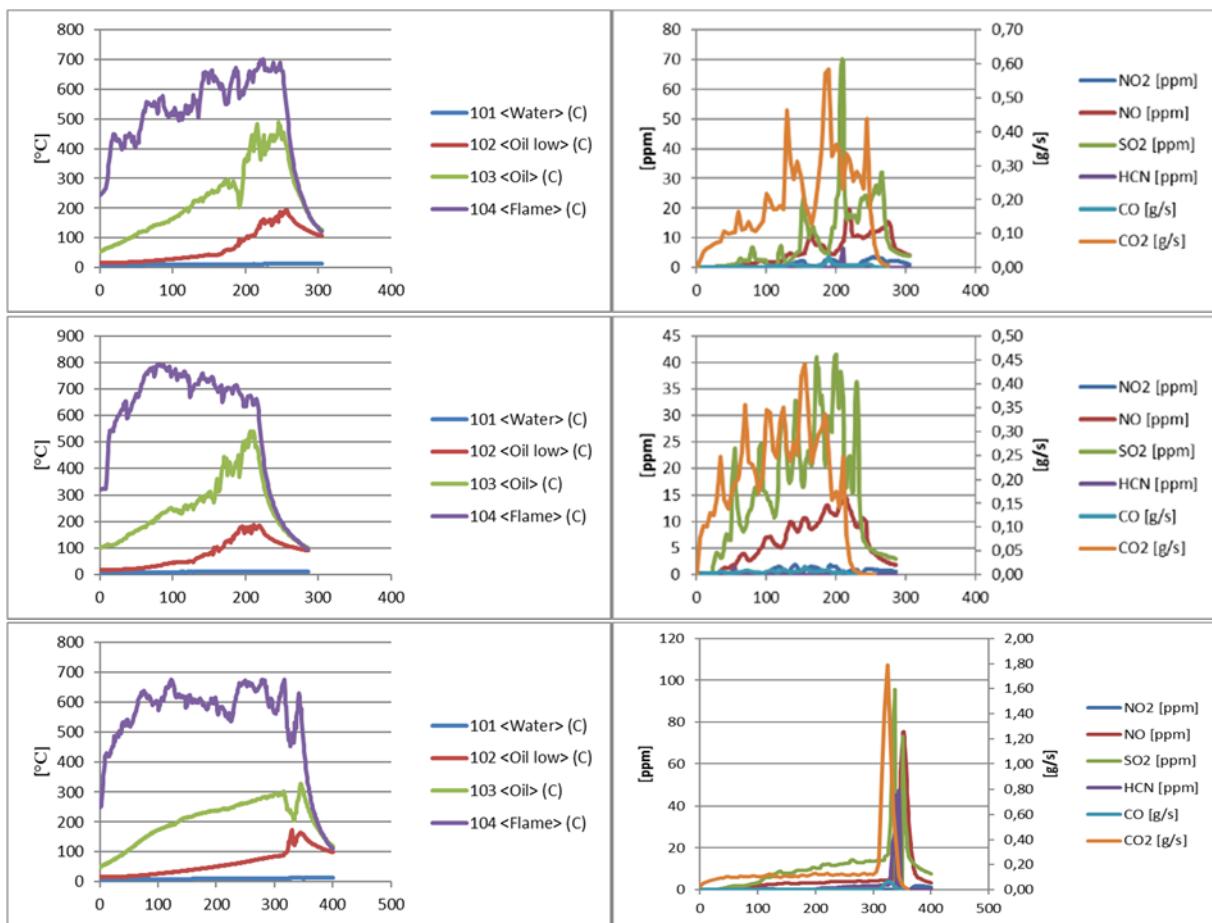
Figur D 10

WRG ny: Temperaturloggning og gassmålinger (3 tester). Tid i sekunder gitt på x-akse.

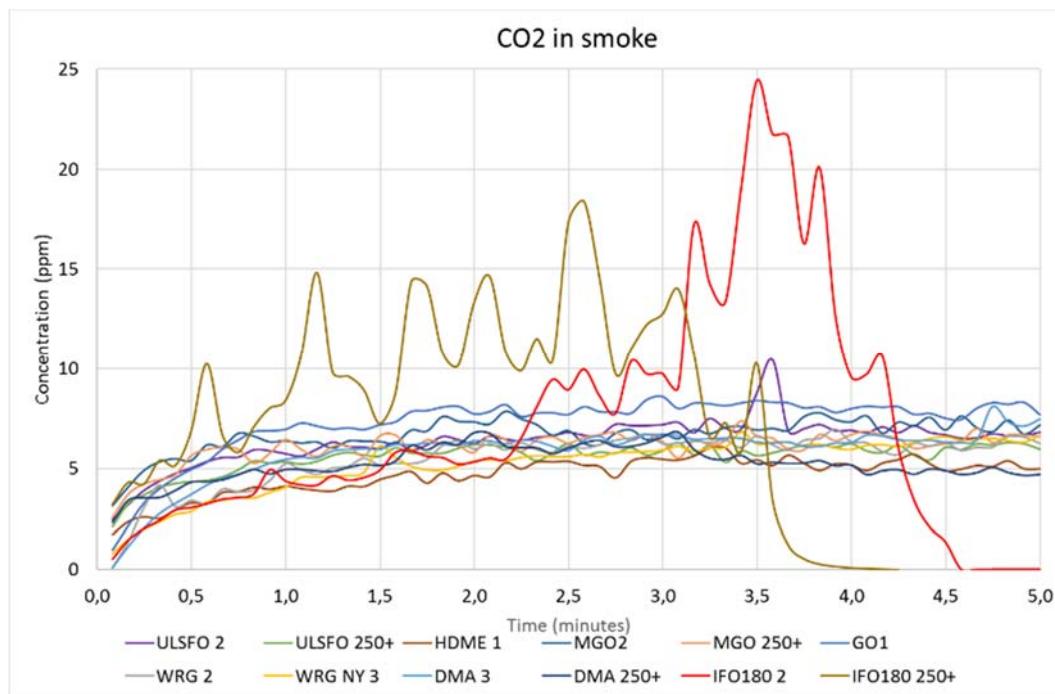


Figur D 11

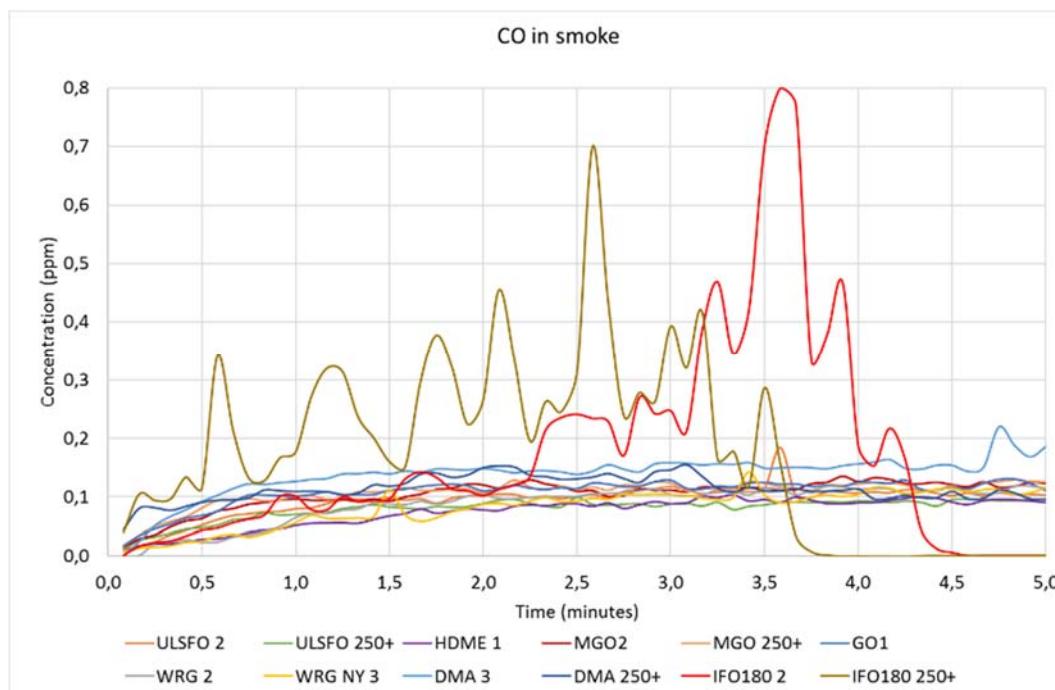
IFO 180 fresh: Temperaturlogging og gassmålinger (3 tester). Tid i sekunder gitt på x-akse.



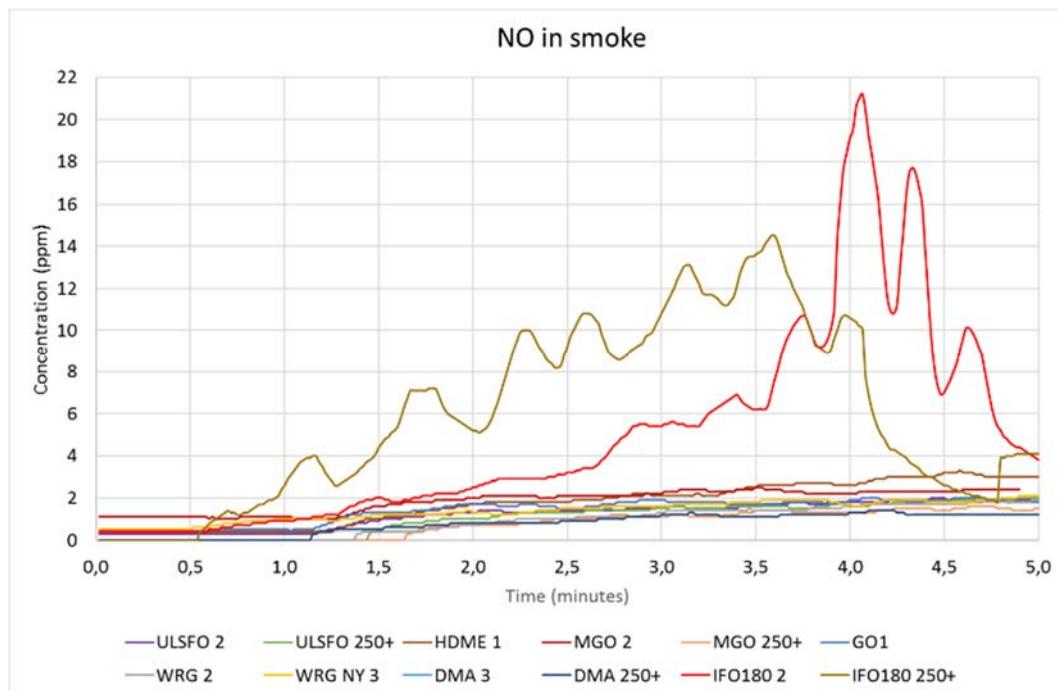
Figur D 12      IFO 180 250+: Temperaturlogging og gassmålinger (3 tester). Tid i sekunder gitt på x-akse.



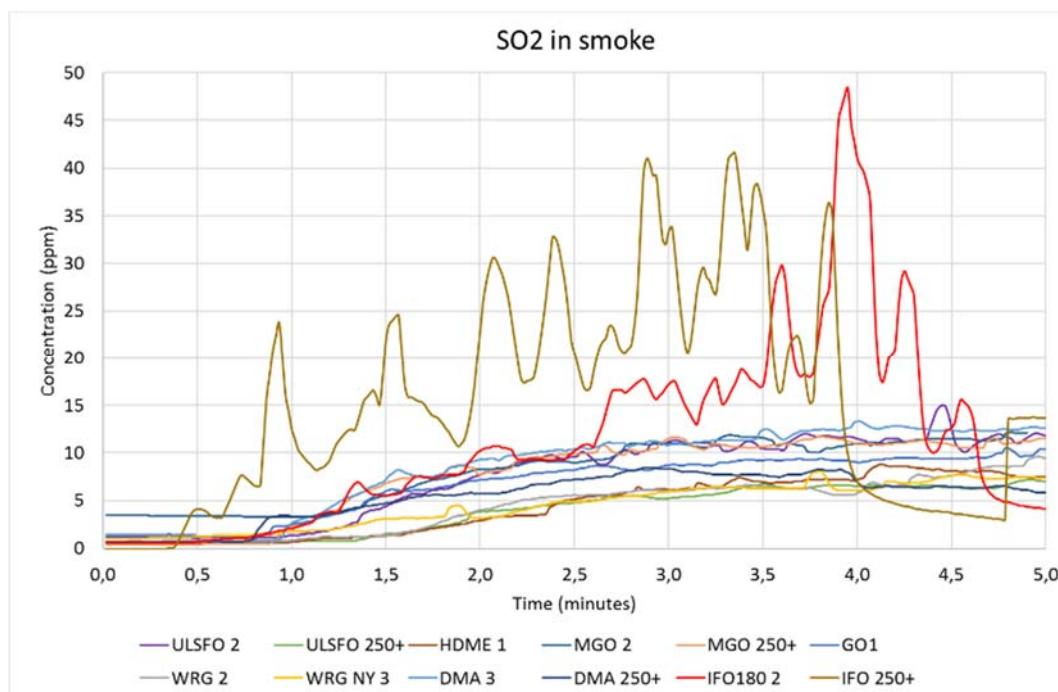
Figur D 13 Måling av CO<sub>2</sub> i røyken under ISB



Figur D 14 Måling av CO i røyken under ISB



Figur D 15 Måling av NO i røyken under ISB (ingen data på DMA fresh (DMA 3)).



Figur D 16 Måling av SO<sub>2</sub> i røyken under ISB



Teknologi for et bedre samfunn

[www.sintef.no](http://www.sintef.no)