
Facies og modenhetsrelasjoner mellom oljer og kondensater i Hammerfestbassenget

Haakon O. Opstad



Masteroppgave i geofag
Petroleumsgeologi
Institutt for geofag
Universitetet i Oslo
Våren 2005

Takk

Mange takk til min veileder 1. amanuensis Dr. Dag A. Karlsen ved institutt for geofag, Universitetet i Oslo, for å få meg gjennom dette avsluttende semesteret på mastergraden. Og takk til Kristian Backer-Owe for gitt meg innsikt på laboratoriet.

Til Toril

Innhold

Kapittel 1: Innledning	side 3
Kapittel 2: Geologisk rammeverk	side 4
2.1 Barentshavet	side 4
2.2 Geologiske provinser	side 5
2.3 Geologisk utvikling	side 6
2.4 Hammerfestbassenget	side 8
2.5 Hydrokarboner i Hammerfestbassenget	side 12
2.5.1 Reservoarbergarter	side 12
2.5.1.1 Tubåenformasjonen	side 12
2.5.1.2 Nordmelaformasjonen	side 12
2.5.1.3 Støformasjonen	side 13
2.5.2 Kildebergarter	side 13
2.5.3 Temperatur og modning av kildebergarter i Hammerfestbassenget	side 14
2.6 Den tertiære utviklingens påvirkning på hydrokarboner	side 16
Kapittel 3: Analytiske metoder og prøvesett	side 17
3.1 Analytiske metoder	side 17
3.1.1 Iastroscan tynnsjikt-kromatografi	
- flammeioniseringsdetektor	side 18
3.1.1.1 Tynnsjikt-kromatografi	side 18
3.1.1.2 Flammeioniseringsdetektor	side 18
3.1.2 Gasskromatografi – flammeioniseringsdetektor	side 19
3.1.2.1 Gasskromatografi	side 20
3.1.2.2 Anvendelse av data fra GC-FID	side 20
3.1.2.3 Karbonpreferanseindeks (CPI)	side 21
3.1.2.4 Pristan og fytan	side 21
3.1.2.5 Termisk modning og biodegradering	side 22

Kapittel 1: Innledning

Produksjon, akkumulasjon og bevaring av nedbrytbart organisk materiale er nødvendig for dannelse av kildebergarter. Organisk materiale må først bli syntetisert av levende organismer og deretter avsatt og bevart i sedimenter (Tissot & Welte, 1984). De fire viktigste tilskuddene i organisk materiale i sedimenter er fytoplankton, zooplankton, høyere planter og bakterier. Ved begravning av det organiske materiale vil det gjennomgå en polymerisering som fører til at andelen av løselige, enklere organiske forbindelser gradvis minker i sedimentet når en kommer ned på noen titall meters dyp. Det er denne nydannede komplekse organiske strukturen som kalles kerogen. Ved høyere temperaturer omdannes kerogenet til olje og gass ved at bindingene i kerogenet brytes.

Sannsynligheten for akkumulasjon av petroleum kan sees på som en funksjon av sannsynligheter for: 1 kildebergart som har generert petroleum, 2 reservoaret med en bergart som har høy permeabilitet og porøsitet, og en felle som er tett i tre dimensjoner og 3 tidsforløpet fellen er på plass før petroleumsgenese. Hvis sannsynligheten er null for en av disse faktorene, er også sannsynligheten for akkumulasjon av petroleum lik null.

Modenheten til kildebergarten avgjør om en kildebergart har generert petroleum. En kildebergart genererer mesteparten av petroleumen over et intervall. Det er dette intervallet modenheten blir vurdert ut fra. Kvaliteten og kvantiteten av petroleumen som genereres er en funksjon av de avsetningsmiljøer som var til stede, altså facies. Både modenhet og facies medfører en kjemisk signatur på petroleumen som kan tolkes. Ved korrelasjon mellom petroleum og/eller kildebergarter kan en bekrefte eller avkrefte slektskap mellom disse, og dermed få en innsikt i migrasjons-, facies- og modenhetstrender i det aktuelle området.

I denne masteroppgaven blir det tolket et prøvesett fra Hammerfestbassenget. Prøvesettet består av sju kondensater og elleve oljer som er fordelt over hele Hammerfestbassenget. Oppgaven vil prøve å belyse facies og modenhetsrelasjoner mellom oljer og kondensater for å få en innsikt i petroleumssystemet i Hammerfestbassenget.

Kapittel 2: Geologisk rammeverk

Dette kapitlet prøver å gi en kort introduksjon til det geologiske rammeverket i Hammerfestbassenget med hensyn på hydrokarboner. Temaene "felter i Hammerfestbassenget" og "regional geologi i bassengprovinsen syd for 74°N" vil ikke bli tatt opp i denne masteroppgaven, selv om dette ville belyst bakgrunnsgeologien. Dette har blitt behandlet i detalj i andre oppgaver ved Universitetet i Oslo, og det vil her i stedet bl.a. bli henvist til to cand.scient.-oppgaver; en for felter i Hammerfestbassenget (Vobes, 1998) og en for regional geologi i bassengprovinsen syd for 74°N (Johansen, 1997).

2.1 Barentshavet

Barentshavet er kalt opp etter den nederlandske sjøfareren og oppdagelsesreisende Willem Barents (1555-1597). Han oppdaget Bjørnøya og hovedøya på Svalbard, Spitsbergen, da han lette etter nordøstpassasjen til Asia.

Barentshavet er et relativt grunt epikontinentalt hav som dekker et intrakratonisk sedimentbasseng. Geografisk er Barentshavet begrenset i nord og vest av passive kontinentalmarginer, mens det i nordøst og øst blir begrenset av Franks Josefs land og Novaja Zemlja. I sør blir Barentshavet begrenset av Norge og Kolahalvøya. (se figur 2.1)

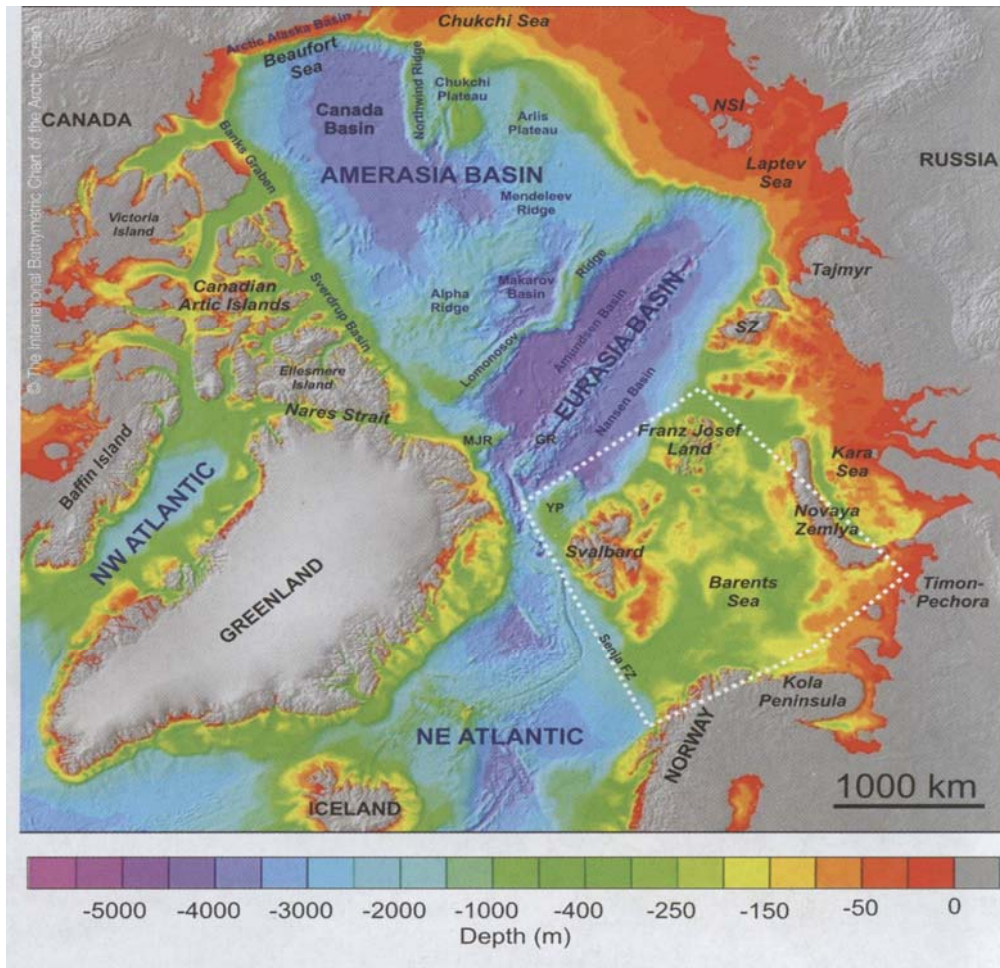


Fig. 2.1 Barentshavet er plassert mellom Nord-Atlanteren i vest, Novaja Zemplja i øst, i nord grenser det mot Eurasiabassenget og i sør fastlands-Norge og Russland. Barentshavet strekker seg fra 70°N til 82°N og dekker et område på 1,2 millioner km². (GEO ExPro, feb. 2005, side 17)

2.2 Geologiske provinser

Dataene denne oppgaven baserer seg på er hentet fra Hammerfestbassenget i det vestlige Barentshavet, og derfor vil bare dette område bli omtalt i resten av kapittelet.

Den tektoniske utviklingen i området har gjort det mulig å inndele det vestlige Barentshavet i 3 regionale geologiske provinser (Faleide et al., 1993) (se figur 2.2):

1. Kontinentalmarginen i vest
2. Svalbardplattformen i nord
3. Bassengprovinser i sør

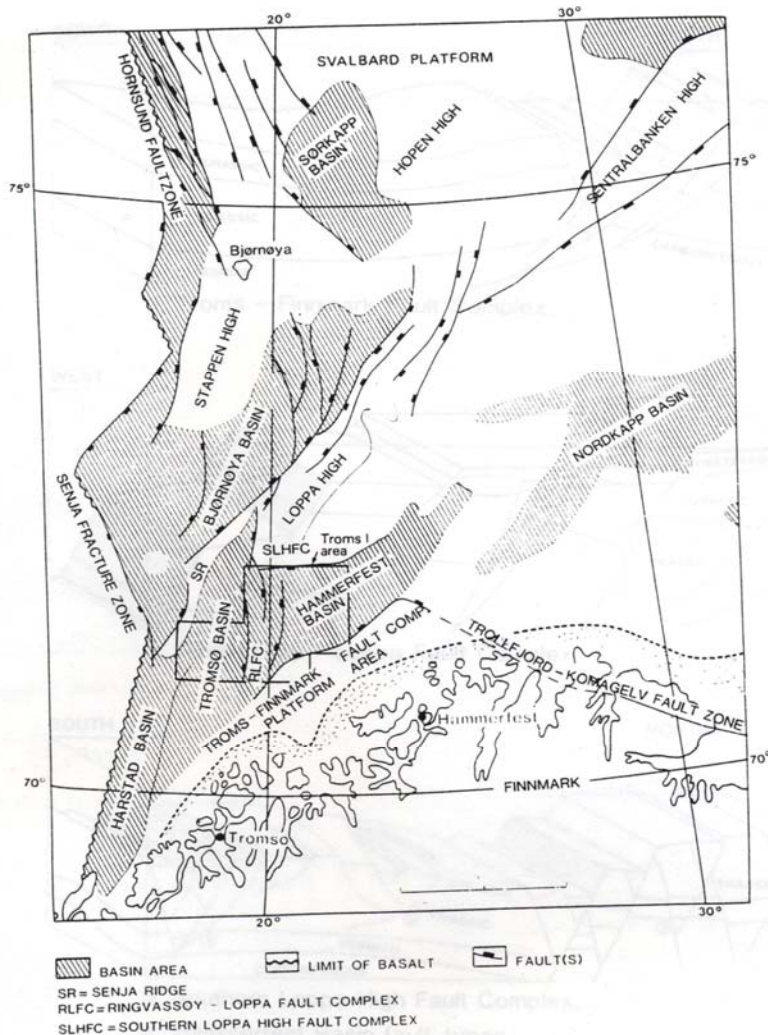


Fig. 2. Main structural elements of the western Barents Sea.

Fig. 2.2 Hovedbassenger og strukturelementer i det vestlige Barentshavet (Berglund et al., 1986).

Kontinentalmarginen i vest ble dannet i forbindelse med åpningen av det Norsk-Grønlandske havområde i tertiær. Svalbardplattformen nord for 74°N består av relativt flattliggende øvre paleozoiske og mesozoiske sedimenter. Dette området har ikke vært utsatt for betydelig tektonikk siden devon-karbon, med unntak av omfattende jura-kritt vulkanisme og tertiær kompresjon på Svalbard. Bassengprovinsen sør for 74°N inneholder en rekke bassenger og høyder. Struktureringen og bassengdannelsen i området er dominert av sen-mesozoisk og tertiær ekstensjonstektonikk. Det strukturelle relieffet forsterkes mot marginen i vest, noe som reflekterer at området har blitt utsatt for rifting som gradvis har trukket seg tilbake vestover gjennom tid.

2.3 Geologisk utvikling

Mange av de geologiske hovedtrekkene fra Nordsjøen har vist seg å gjelde videre nordover langs den norske kontinentalsokkelen. Dette gjelder for eksempel trias- og jurarifting med kritt- og tertiærsedimenter drapert over. Den postkaledonske geologiske utvikling i det vestlige Barentshavet er dominert av en rekke tektoniske faser knyttet til rifting mellom Norge og Grønland i Nord-Atlanteren. I tillegg til det Nord-Atlantiske området, er Barentshavets geologi også knyttet til viktige hendelser i utviklingen av Arktis.

I tidlig devon ble det avsatt sedimenter på Svalbard og Øst-Grønland som et resultat av erosjon av den Kaledonske fjellkjeden. Det tektoniske regimet endret seg fra kompresjon til ekstensjon i sen-devon til tidlig-kritt, og den sen-paleozoiske riftingfasen initierte dannelser av en serie grabener fylt med klastiske sedimenter i den sørlige bassengprovinsen i Barentshavet (Rønnevik et al., 1984).

I senkarbon til perm var mesteparten av Barentshavet en stabil plattform karakterisert av karbonatavsetninger. Tykke lagpakker av salt ble avsatt i grabener hvor Nordkapp-, Tromsø- og Sørvestnagsbassengene ligger i dag. Transgresjonen i sen perm endret Barentshavsokkelen til et interkratonisk basseng, og den tektoniske aktiviteten var deretter begrenset til den vestlige delen av området.

I trias dominerte den klastiske sedimentasjonen i en tektonisk stabil periode. Avsetningsmiljøet var stabilt langt inn i jura. Tykke jurassiske sedimentlagpakker, hovedsaklig sandstein, ble avsatt i det sørlige Barentshavet og i bassenger begrenset av permiske og karbonske høyder.

Forkastninger i jura og kritt forårsaket omfattende strukturering av det vestlige Barentshavet. I sørvest har man funnet spor etter ulike riftingfaser i midt-/sen-jura, tidlig kritt og sen-kritt (Faleide et al., 1990). Dette ga opphav til dype sedimentbassenger.

Rifting i midt-/sen-jura medførte dannelse av forkastningsblokker i øst-nordøstlig retning og avsetning av øvre-juraskifer i bassengene. I løpet av kritt ble basseng- og ryggstrukturene formet slik de fremstår i dag. Struktureringen i tidlig kritt var preget av ekstensjonale forkastninger med nedforkastet side vestover. De store forkastningskompleksene avgrenset de dype Tromsø-, Bjørnøya- og Harstadbassengene i vest, mens Loppahøyden og Stappenhøyden ble etablert som positive oppadgående områder.

Den sentertiære utviklingen av Barentshavet var dominert av heving og erosjon. Sokkelen var til tider eksponert over havnivå og utsatt for gjentatte glasiasjoner.

2.4 Hammerfestbassenget

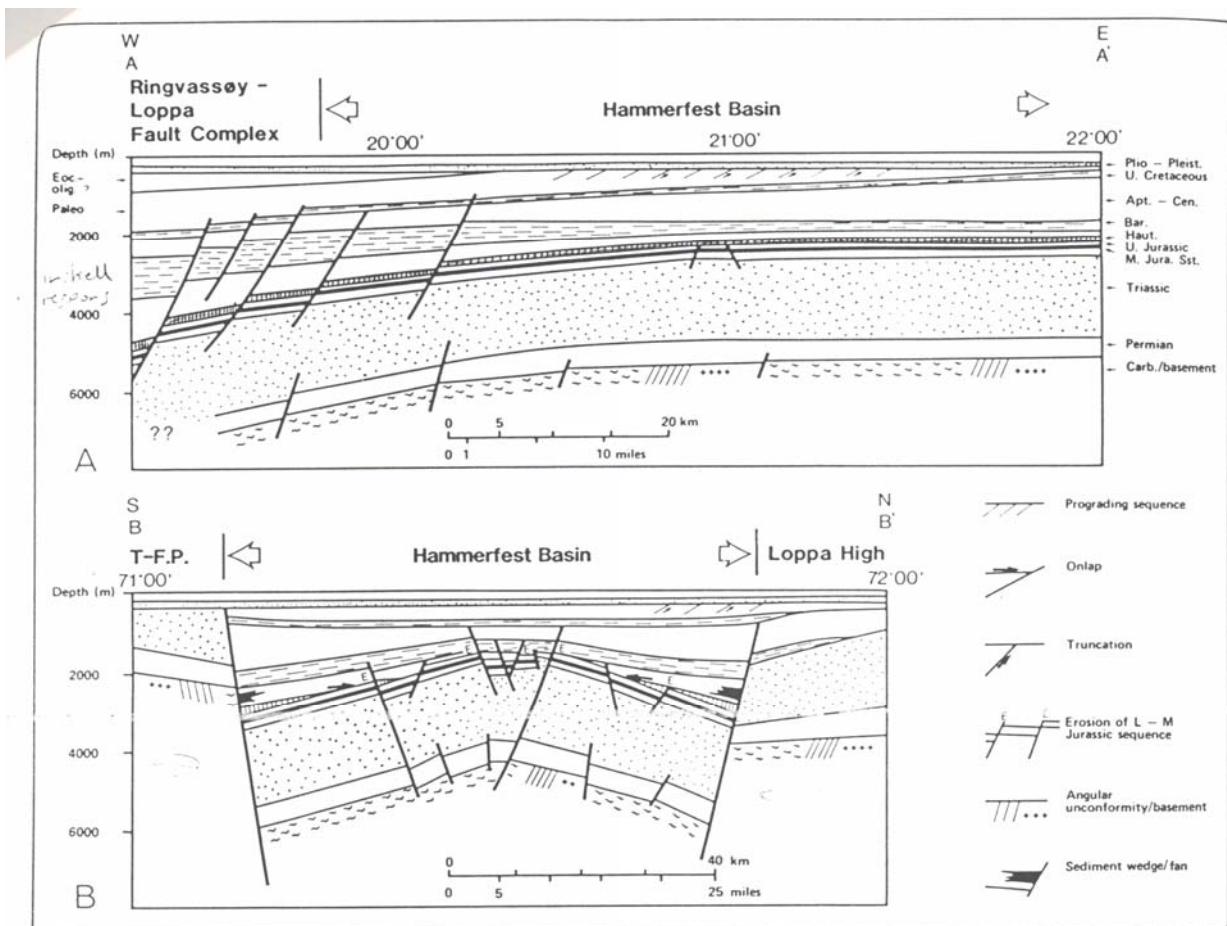


Fig.2.3 Profil av Hammerfestbassenget vest-øst og sør-nord (Sund et al., 1985).

Hammerfestbassenget ligger i bassengprovinsen i sør i det vestlige Barentshavet, og er et sammensatt sedimentærbasseng, 70 km bredt og 150 km langt, som utviklet seg fra sen jura til tidlig kritt. Bassenget er begrenset i nord av Loppahøyden og i sør av Finnmarkplattformen. Mot øst grunnes bassenget ut, og i vest slutter bassenget i en overgangssone til det dypere Tromsøbassenget. Geometrien av bassenget har vært påvirket av stressmønstre i den tiden bassenget utviklet seg. I tillegg har deformasjonsepisodene både før og etter denne perioden påvirket formen på bassenget. Hammerfestbassenget er til forskjell fra Tromsø- og Nordkappbassengene ikke påvirket av halokinese (se figur 2.3).

Stratigrafisk nomenklatur for Hammerfestbassenget ble fastsatt av oljedirektoratet i 1988. Ny og gammel nomenklatur, samt "T-enhetene" er vist i figur 2.4.

I tidsperioden fra senpaleozoikum til senjura var området som tilsvarer Hammerfestbassenget en del av et regionalt intratonisk basseng dominert av klastisk avsetning. Fra sentrias til midtre jura utviklet avsetningsforholdene seg fra grunnmarint til fluviale forhold, noe som resulterte i avsetning av skifer, kull og sandsteiner. Disse lagrekkene inneholder organisk rike skifere fra Nordmelaformasjonen og reservoarbergarter fra Støformasjonen. I senjura ble organisk rike skifere fra Hekkingformasjonen avsatt. Dannelsen av Hammerfestbassenget skjedde i tidlig kritt ved nedforkastninger. Dette medførte bevaring av jurasiske lagpakker som senere ble tildekket av sedimenter avsatt i kritt og tertiær ved innfylling av bassenget (Berglund et al., 1986).

2.5 Hydrokarboner i Hammerfestbassenget

De første brønnene i Hammerfestbassenget ble boret i 1980, og i 1981 fant Norsk Hydro gass i to forskjellige prospekter i jurassiske sandsteiner, Alke og Askeladden. Det er i og omkring Hammerfestbassenget at hydrokarboner er funnet i det vestlige Barentshavet. Fellene omfatter roterte forkastningsblokker og horster.

2.5.1 Reservoarbergarter

En reservoarbergart er definert av North (1985) som en bergart som inneholder driveverdig, utnyttbar petroleum. For at en reservoarbergart skal være driveverdig må den ha høy porøsitet og permeabilitet, og inneholde nok petroleum. Reservoarbergarter i Barentshavet, både i norsk og russisk sektor, er primært jurasandsteiner.

2.5.1.1 Tubåenformasjonen (Rhæt-Sinemur)

Tubåenformasjonen er tolket som en utstrakt enhet, og varierer i tykkelse fra 50 m til mer enn 130 m. Formasjonen består av en fremtredende oppovergrovning, som er tolket som prograderende munningsbank /deltafrontsander. Resten av formasjonen er tolket som øvre deltaslette dominert av menadrende elveavsetninger.

Reservoarpotensialet til formasjonen er ikke helt forstått, men det er antatt å være signifikant på grunn av formasjonens tykkelse og store utbredelse (Berglund et al.,1986).

2.5.1.2 Nordmelaformasjonen (Sinemur-Pliensbach)

Nordmelaformasjonen består av vekslinger av finkornete sandsteiner, siltsteiner, slamsteiner og tynne kullag. Mesteparten av avsetningsmiljøet i Nordmelaformasjonen har sannsynligvis vært av nedre deltaslette, hvor dreneringssystemet var primært anastomoserende elver.

2.5.1.3 Støformasjonen (Pliensbach-Bathon)

Støformasjonen er en grunnmarin sandstein, som er avsatt under relativ havnivåheving. Den er tolket til å representere kystlinje og nærkyst avsetningsmiljø, som er påvirket av stormbølgeprosesser og bioturbasjon. Fire hovedgrupper av facies har blitt identifisert; strand, strandskråning, overgangssone til offshore og estuarie.

En utvikling fra fluvialt dominerte avsetninger til mer marin influens på et senere stadium sees fra Tubåenformasjonen (øvre deltaslette) via Nordmelaformasjonen (nedre deltaslette) og til Støformasjonen (kyst).

2.5.2 Kildebergarter

En kildebergart er en bergart som er i stand til å generere hydrokarboner. Den har et høyt innhold av organisk materiale som etter avsetning og under diagenese, danner kerogen. Et høyere innhold av terrestrisk organisk materiale i forhold til marint organisk materiale medfører at mer gass vil bli utdrevet i forhold til olje. Den viktigste kildebergarten i den norske sektoren er øvre juraskifer i Hekkingformasjonen (gammel nomenklatur: Olderfjordformasjonen). Denne skiferen er ekvivalent til skiferen i Kimmerideformasjonen i Nordsjøen. Fra figur 2.6 kan man se flere aktuelle kildebergarter både fra trias og jura, men andre horisonter som karbon, perm og kritt er også aktuelle. Dermed er det sannsynlig å anta petroleumsgenese fra flere kilder til reservoarene i Hammerfestbassenget.

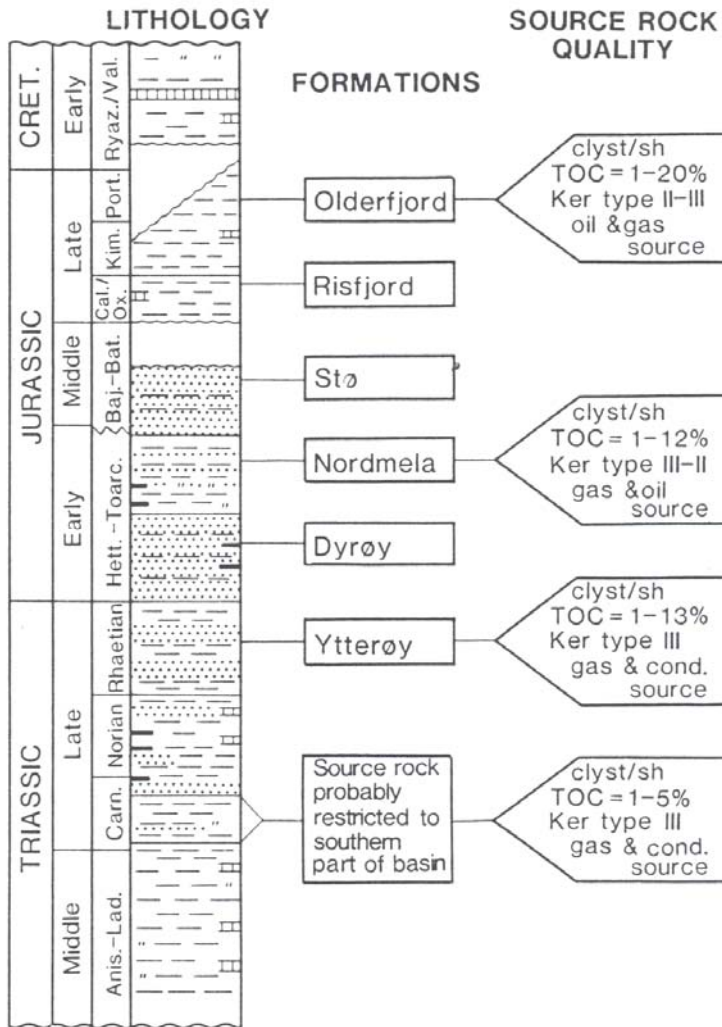


Fig. 2.6. Stratigrafisk plassering av mulige kildebergarter i Hammerfestbassenget. Gammel nomenklatur på formasjonene: Olderfjord ~Hekking, Risfjord~Fuglen, Dyrøy~Tubåen og Ytterøy~øvre del av Fruholmen. (Figur fra Berglund et al., 1986)

2.5.3 Temperatur og modning av kildebergarter i Hammerfestbassenget

Hammerfestbassenget er klassifisert som et varmt basseng med en geotermisk gradient opp mot 35°C/km. I henhold til termal utvikling av kerogen til oljevinduet, som predikerer hydrokarbondannelse som en funksjon av overleiring (Tissot og Welte, 1984), vil et dyp på 2500 m være nok til generering av hydrokarboner i Hammerfestbassenget. Den sørlige regionen av bassenget er likevel påvirket av Finnmarkplattformen, som medfører at geotermisk gradienten avtar til 30°C/km.

I løpet av overgangen jura-kritt, da bassenget var tektonisk aktivt, er det blitt konkludert fra geokjemiske studier at en økning i varmestrømmen kan ha inntruffet (Berglund, et al, 1986). Stor innsynking i kritt hadde motsatt effekt og reduserte varmestrømmen.

I palaeocen og eocen ble det avsatt tykke avsetninger, som medførte at temperaturen i Hammerfestbassenget økte. Dermed kom kildebergartene i Hekkingformasjonen inn i et modningsnivå som strekker seg fra $R_0 = 0,65$ til 1,3 %, dvs. tidlig oljevindu, og opptil sen olje/tidlig gass avhengig av lokaliteten i bassenget (se figur 2.7) (Berglund et al., 1986).

Vitrinitrefleksjon (R_0) har blitt brukt til å uttrykke termal modning av kildebergartene i Hammerfestbassenget (Berglund, et al, 1986). Variasjoner i forhold til avtagende modningstrend er tydelige fra nord til sør og fra vest til øst (se figur 2.7).

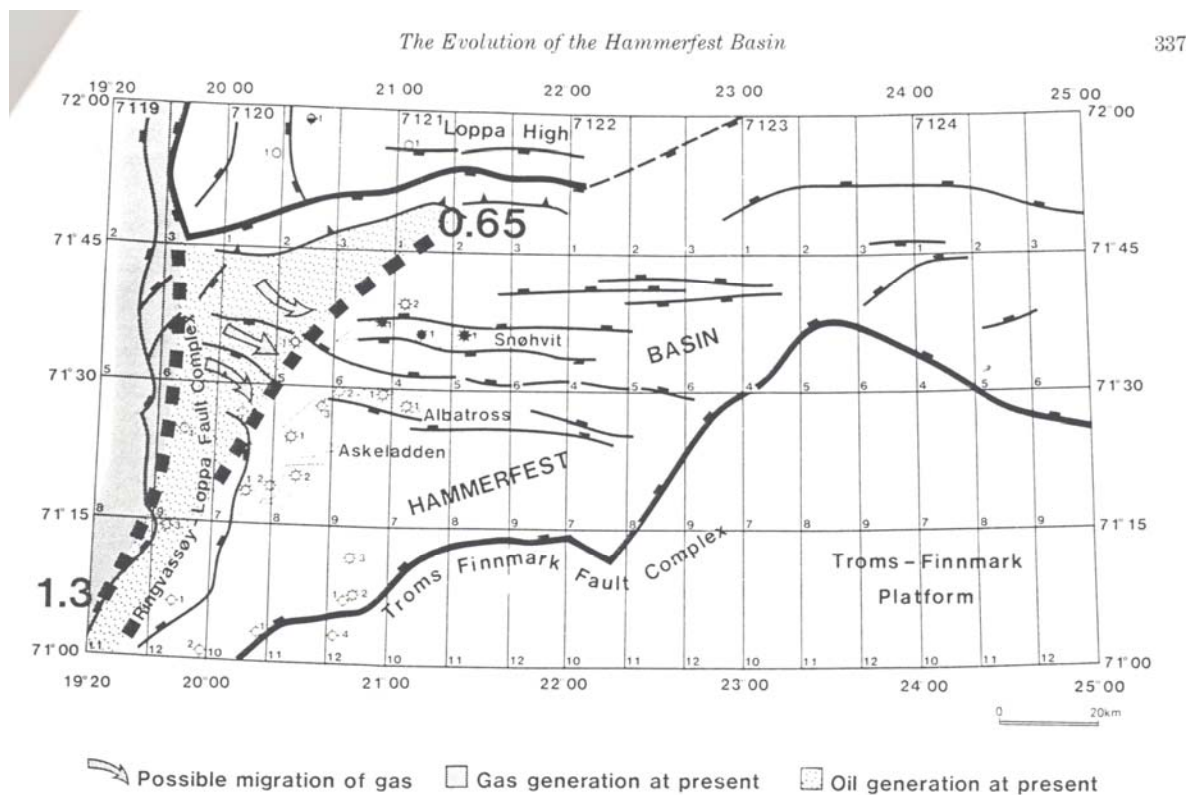


Fig. 2.7 Vitrinitrefleksjonsverdier (R_0) av øvre jurassisk nivå. Avtagende modningstrend er tydelig fra nord til sør og fra vest til øst. Legg merke til at det er til dels betydelig avstand mellom der kildebergarten er moden og der de største reservoarene ligger i Hammerfestbassenget (Berglund et al., 1986).

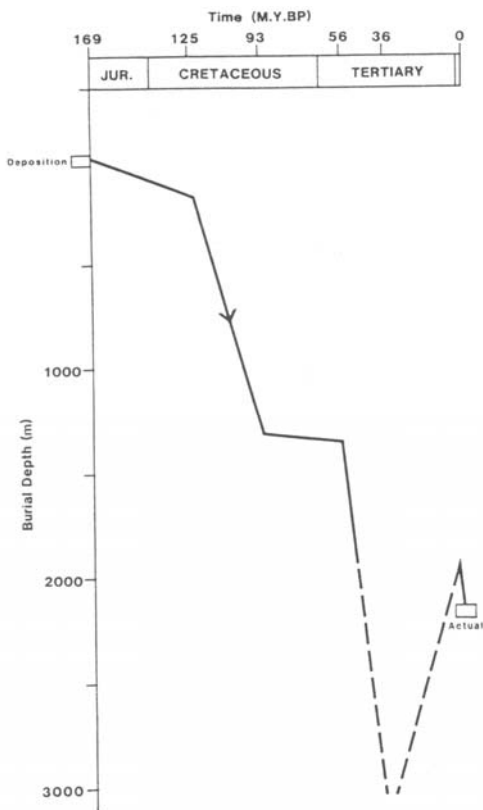


Fig.2.8 Innsykningskurve, basert på biostratigrafi fra brønner i Hammerfestbassenget. Legg merke til mulig dypere innsykning i tertiær (Berglund et al., 1986).

2.6 Den tertiære utviklingens påvirkning på hydrokarboner

Det er usikkermomenter vedrørende størrelsen på avsetningen i tertiær. En eventuell geotermisk gradient på 50°C/km eller høyere vil derimot under perioder med tektonisk aktivitet vil gjøre at teoretiske vitrinitrefleksjonsverdier stemmer med de observerte dataene, uten å måtte tilføre en ekstra tykk tertiær lagpakke (se figur 2.8) (Berglund et al., 1986). Men dersom og en tar hensyn til erosjonen og heving i Barentshavet, stemmer vitrinitrefleksjonsdataene når en legger inn ca. 1-2 km heving de fleste steder.

Sen tertiær heving og erosjon førte til trykkavlastning og ekspansjon av gassen slik at oljen ble presset ut av hydrokarbonfellene (Nyland et al., 1992). Dette kan ha ført til at også takbergarter delvis sprakk opp. Dette har vært hovedforklaringen på fraværet av store oljefelter i norsk sektor av Barentshavet.

Kapittel 3: Analytiske metoder og prøvesett

I dette kapitlet vil det bli en kort beskrivelse av noen analytiske metoder i organisk geokjemi, og en gjennomgang av forskjellige facies og modenhetsparametere. Jeg har ikke selv generert dataene til masteroppgaven, men gjennomgått et intensivkurs gitt av Kristian Backer-Owe og analysert oljeprøver for å få innsikt i metodikken.

3.1 Analytiske metoder

Analytiske metoder brukt i geokjemiske studier og korrelasjoner har over de siste 30 årene gjennomgått en større utvikling. Korrelasjonsteknikker basert på geokjemiske egenskaper kan deles i to hovedgrupper ut fra hvorvidt de beskriver hele prøven (hovedparametere) eller detaljerte kjemiske karakteristikk (spesifikke egenskaper knyttet til modenhet eller organisk facies):

1. Hovedparametere beskriver egenskapene til hele prøven, enten det dreier seg om helolje- eller totalekstrakt. Vi kan for eksempel finne hovedsammensetningen, som er den prosentvise mengden av mettede hydrokarboner, aromatiske hydrokarboner og polare komponenter (Iatroscan TLC-FID).
2. Spesifikke egenskaper beskriver prøven på molekylært nivå ved bruk av for eksempel GC-MS eller GC-FID. Dette for å gi detaljert kjemisk karakterisering av spesifikke prøvefraksjoner.

3.1.1 Iatroscan tynnsjikt-kromatografi – flammeioniseringsdetektor (TLC-FID)

TLC-FID er en rask og relativ nøyaktig metode for å kvantifisere mengden av de forskjellige petroleumsfraksjonene: polare (NSO) forbindelser, og mettede og aromatiske hydrokarboner. Ved store prøvemengder er TLC-FID egnet til å hovedsortere hele prøvesettet slik at man får den informasjonen som trengs for å velge ut prøver til en høyere oppløsningsanalyse.

3.1.1.1 Tynnsjikt-kromatografi

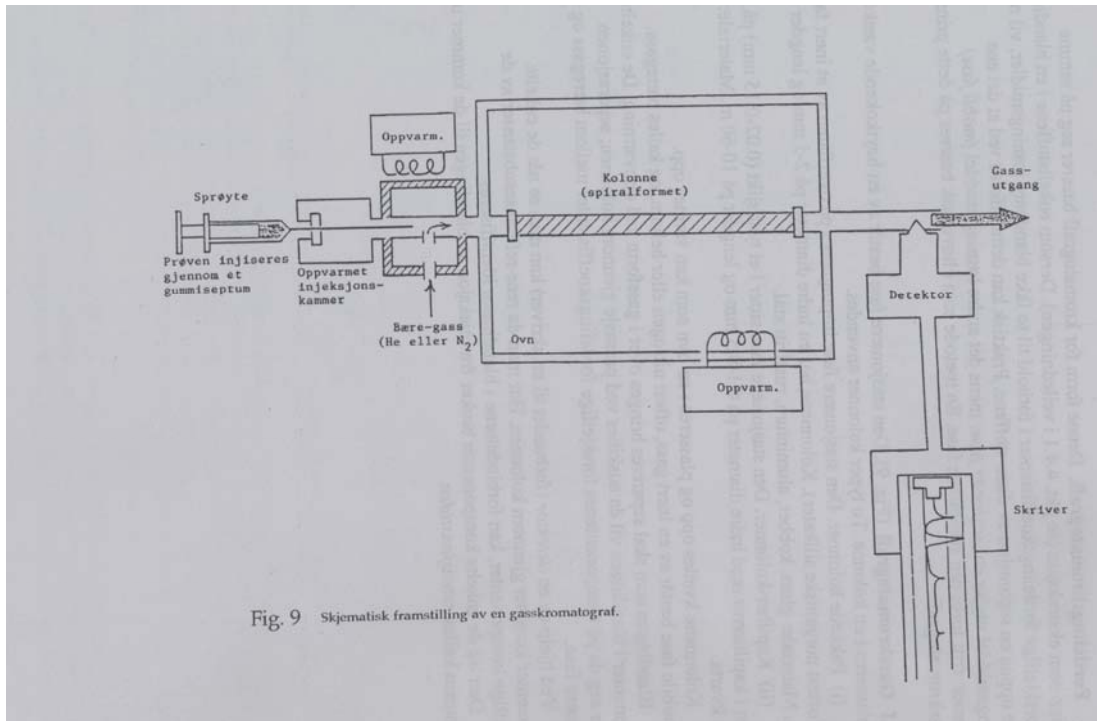
Man belegger silikastaver med et tynt lag av en finfordelt uløselig substans, en adsorbent (aluminiumoksid, silikagel eller lignende). Prøvene som skal analyseres avsettes som små flekker nær den ene kanten på silikastaven. Deretter settes disse ned i en lukket beholder som inneholder et løsningsmiddel i bunnen. Dette trekker seg opp over silikastavene og fører med seg de avsatte prøvene. Avhengig av løseligheten til stoffene i løsningsmidlet og tendensen til adsorpsjon, vil forbindelsene bevege seg mer eller mindre lett oppover sammen med løsningsmidlet. Forholdet mellom den vei stoffet beveger seg og den vei fronten av løsningsmidlet har gått ($R_f \leq 1$) er en fysikalsk enhet karakteristisk for hver gruppe av forbindelser.

3.1.1.2 Flammeioniseringsdetektor

En flammeioniseringsdetektor er en detektor som reagerer på alt som kan brennes i en flamme og som er av organisk opprinnelse. Ved å bruke Iatroscan FID blir de separerte hydrokarbonene kvantifisert. En integrator tilknyttet Iatroscanen lager grafer som gir informasjon om kvantiteten av komponenter som mettede hydrokarboner, mono- og diaromatiske hydrokarboner og polyaromatiske hydrokarboner.

Forholdet mellom mettede hydrokarboner og aromatiske hydrokarboner (SAT/ARO) reflekterer hovedsakelig en kildebergarts kvalitet og modenhet. Forholdstallet øker med

økende termisk modning, men under migrasjon til grunnere dyp øker også gassfasen av fasefraksjonert petroleum og mengden mettede hydrokarboner i den migrerende prøven.



Figur 3.1 Skjematisk framstilling av en gasskromatograf (Benneche et al., 2002).

3.1.2 Gasskromatografi - flammeioniseringsdetektor

Gasskromatografianalyser blir brukt til kvantifikasjon av individuelle hydrokarbonkomponenter og er vanligvis utført på heløljer, totalekstrakter eller mettede og aromatiske hydrokarbonfraksjoner av råoljer og bitumener. GC-FID instrumentet (se figur 3.1) er, for råolje, mest brukt til geokjemisk analyse av prøver for å skaffe til veie informasjon om normalalkane og isoprenoide fordelinger. Flammeioniseringsdetektor er beskrevet tidligere (3.1.1.2).

3.1.2.1 Gasskromatografi

Instrumentet inneholder en 10-60 meter lang kolonne som er et tynt spiralformet kvartsrør. Kvartsrøret har typisk en innvendig diameter på 0,25 μm og en utvendig diameter på 0,50 μm . Prøven som skal analyseres blir sprøytet inn i gasskromatografen. Temperaturen øker etter et temperaturprogram, der de ulike hydrokarbonforbindelsene går gradvis over i dampform ved en temperatur på maks. 320°C. Dampen drives gjennom kvartsrøret av en strøm av bæregass (typer bæregass: N_2 , He og H_2), der de forskjellige komponentene blir atskilt i henhold til den hastigheten de beveger seg gjennom gasskromatografikolonnen med. Dette er en funksjon av kokepunktet.

Kromatogrammet viser mange forskjellige topper som angir de ulike molekylgruppers tilstedeværelse. X-aksen i kromatogrammet representerer retensjonstid (økende tid og temperatur), mens Y-aksen representerer relativ mengde av de forskjellige forbindelsene.

3.1.2.2 Anvendelse av data fra GC-FID

Noen av de mest vanlige parametrene i organiske (petroleum) geokjemiske studier er basert på data fra GC-FID. Parameterne omfatter:

- Karbonpreferanseindeks (CPI)
- Pristan(Pr)/n- C_{17}
- Fytan(Ph)/n- C_{18}
- Pristan/fytan (Pr)/(Ph)

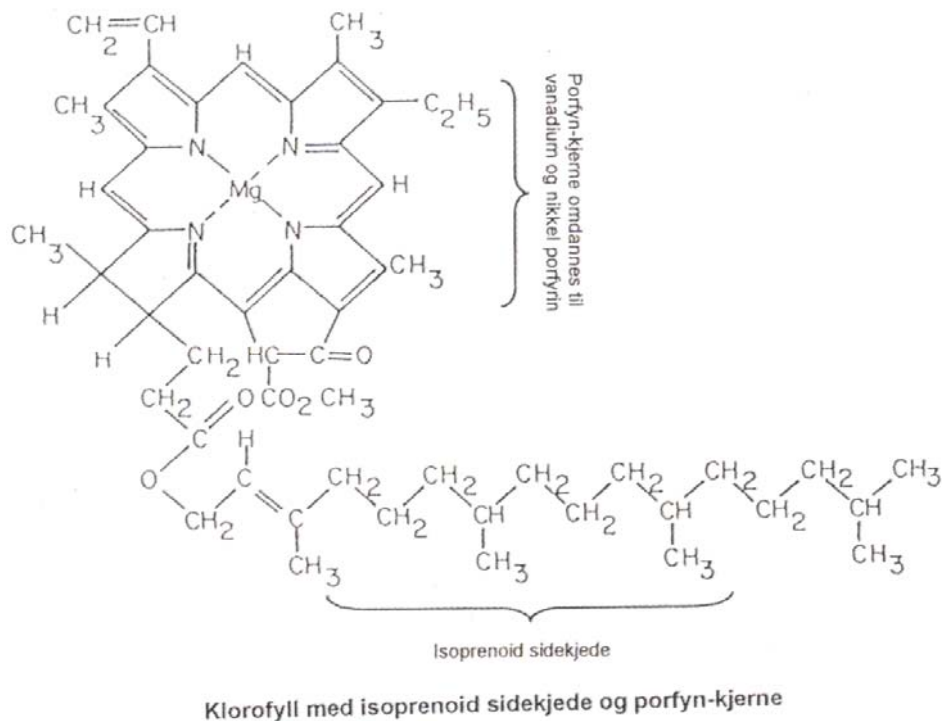
Disse parametrene er hovedsakelig brukt som modenhet- og faciesindikatorer, men GC-FID kan også bli anvendt som fingeravtrykk av prøvene til bruk ved korrelasjon.

3.1.2.3 Karbonpreferanseindeks (CPI)

CPI ble først introdusert av Bray og Evans (1961), og brukes som et uttrykk for modenhet. CPI er forholdet mellom like og ulike antall karbonatomer av alkaner med karbontall mellom C_{25} og C_{33} (Hunt, 1995). Ved økende modenhet går CPI-verdien mot 1. CPI kan også være en indikasjon på facies fordi organismer har forskjellige CPI-verdier. Landplanter har høy indeks, bakterie har en verdi på ca. 1 og karbonatkildebergarter har ofte lav CPI. Det at CPI blir påvirket av typen kerogen hydrokarbonene er derivert fra, gjør at CPI har sine begrensninger som modenhetsparameter. Men brukt sammen med andre uavhengige parametere er den en verdifull kvalitativ indikator for modning og facies av kildebergarter.

3.1.2.4 Pristan og fytan

Utgangspunktet for pristan (Pr) og fytan (Ph) er fytol, som er en sidekjede i klorofyll. Klorofyllmolekylet består av en isoprenoid sidekjede, det vil si en metylgruppe på hvert fjerde karbon, og en porfyrinkjerne som inneholder magnesium (se figur 3.2). Når høyerestående planter blir begravd, vil isoprenoidkjeden lett brytes av fra klorofyllet som en C_{20} -alkohol, hevdnavn fytol. Ved fytoldiagnose der det i utgangspunktet finnes oksygen til stede i bassenget, får man dannet pristan (Tissot og Welte, 1984). Når det i utgangspunktet ikke er oksygen til stede, altså i et anoksisk miljø, dannes det fytan. I et umodent sediment kan dermed forholdet mellom pristan og fytan belyse aspekter ved kildebergartens sedimentærfacies. Pristan/fytan gir opplysninger om det har vært oksyderende eller reduserende forhold i bassenget. Dette gjelder i vannsøylen, eller på noen centimeters dyp i bunnsedimentet. Forholdstallet mellom pristan og fytan vil øke med økende modenhet. Dette fordi pristan(C_{19}) som molekyl er kortere enn fytan (C_{20}), og vil være mer stabilt.



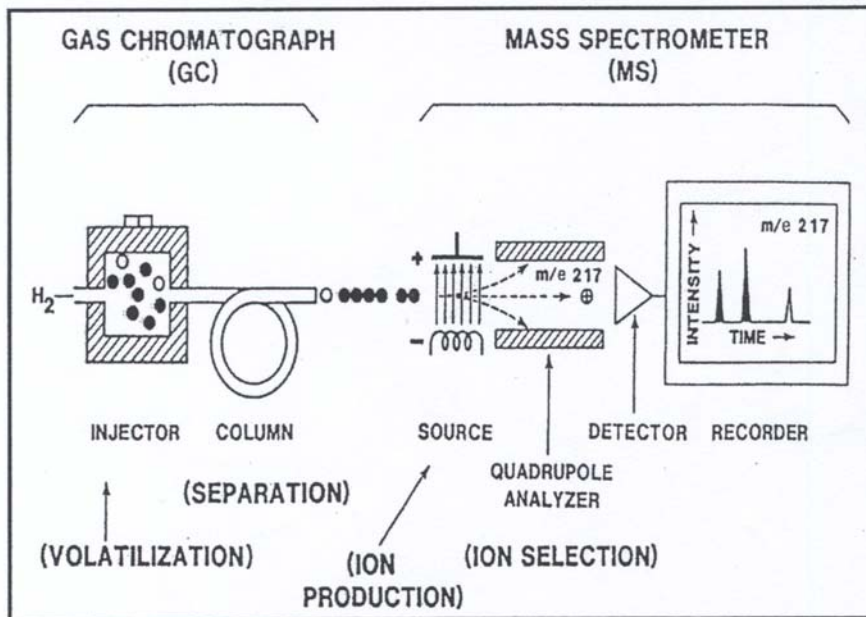
Figur. 3.2 Klorofyllmolekylet i grønne fotosyntetiserende planter består av to deler som vi finner igjen i oljer. Isoprenoid-sidekjeden (en metylgruppe på hvert fjerde karbon) opptrer i oljer som et hydrokarbon med enten 19 eller 20 karbonatomer. Hevdnavnene på disse forbindelsene er pristan og fytan. Porfyrinkjernen med magnesium koordinert inn mot fire nitrogenatomer vil i nylig avsatte sedimenter miste funksjonelle grupper, og nikkel eller vanadium vil gå inn på plassen til magnesium (Tissot og Welt, 1984).

3.1.2.5 Termisk modning og biodegradering

Forholdet mellom Pr/Ph og normalalkanene n-C₁₇ og n-C₁₈ kan bestemmes ved GC-FID. Ved økende termisk modning av kildebergarten, vil Pr/n-C₁₇- og Ph/n-C₁₈-forholdet avta. Dette fordi isoprenoider vil brytes ned tidligere enn normalalkanene pga. innhold av tertiært karbon. I kerogen derivert fra terrestrisk materiale som er avsatt under oksiske forhold, vil Pr/n-C₁₇-forholdet være høyt. Kerogen type II avsatt i marint miljø har lavere Pr/n-C₁₇-forhold (Connan og Cassou, 1980). Ved biodegradering av sedimenter vil Pr/n-C₁₇- og Ph/n-C₁₈-forholdet øke med stigende grad av biodegradering.

3.1.3 Gasskromatografi - massespektroskopi (GC-MS)

For at biomarkørene skal gi et klarere utslag må prøven først bli siktet gjennom en molekylærsikt for å fjerne det meste av normalalkanene og de polare forbindelsene. Dette blir gjort fordi petroleum for det meste består av normalalkaner, og ved å ta vekk normalalkaner vil signalet fra biomakørene bli forsterket. Molekylærsikten 5Å UOP MHS2-420LC er et syntetisk laget zeolitt tilvirket for å ta vekk normalalkaner og polare forbindelser. Gasskromatografi er beskrevet over (3.1.2.1).



Figur 3.3 Prinsipptegning av gasskromatografi-massespektroskopi (GS-MS) (Waples og Machihara, 1991).

3.1.3.1 Massespektroskopi

Et massespektroskopi (MS) fungerer ved at de organiske komponentene blir bombardert av elektroner, altså en ioniseringsprosess. De fleste komponentene blir ionisert til kationer. Etter dette blir de ladede fragmentene separert gjennom et magnetfelt der de blir sortert i henhold til massen. Resultatet av massespektroskopi er et massespektrum. Dette er en graf som viser fordeling av massen til ladede fragmenter (m/z) langs x-aksen, og intensiteten, som er mengden av ioner som treffer detektoren, langs y-aksen. GS-MS (se

figur 3.3) produserer også ionekromatogram der valgte ioner blir registrert som en funksjon av tid.

Hensikten med gasskromatografi-massespektrometri (GS-MS) er å identifisere biomakører gjennom en meget presis destillasjon og bruk av massefilter. Instrumentet vil gi en meget detaljert analyse. Det har en høyere følsomhet enn GC-FID, og gjør det mulig å trekke ut signaler fra grupper av molekyler fra en meget komplisert matriks av organiske forbindelser.

3.1.3.2 Molekylære modenhetsparametere identifisert ved GC-MS

Modenheten av organisk materiale som har blitt termalt påvirket, kan beregnes ved hjelp av molekylære parametere fra GC-MS. Den termale modningen er den temperatur som uttrykkes av fysiske og kjemiske reaksjoner som inntreer i diagnosen og katagnesen. Den beste og mest sikre metoden er måling av mengdeforholdet mellom antatte reaktanter (A) og produkter (B):



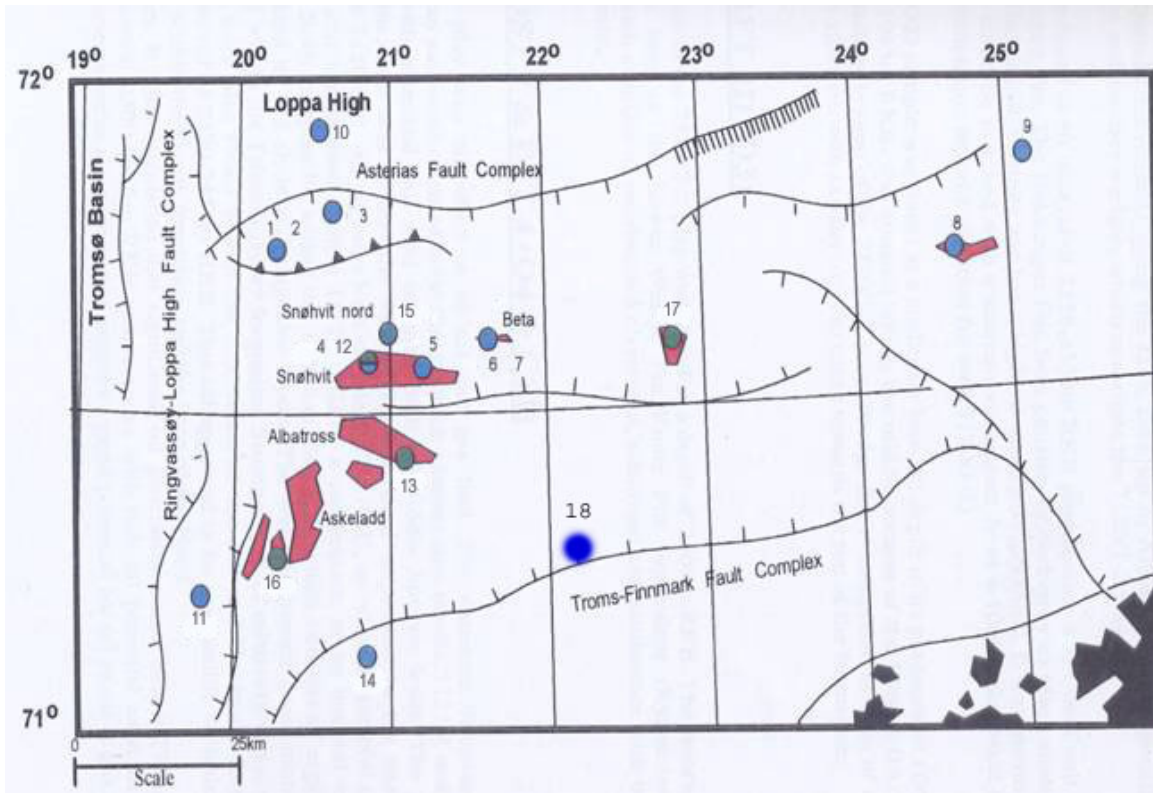
K_1 og K_2 er likevektkonstanter. Graden av isomerisering i molekylet beregnes ved hjelp av brøken:

$$B/(B+A) \text{ eks. } 22S/(22S+22R)$$

Når likevektkonstanten K_1 er mye større enn K_2 , går reaksjonen helt ut, og $B/(B+A)$ vil ha forholdstall 1,0 ved maksimal termisk modning. Men i de fleste molekylære reaksjoner er likevektkonstanten K_2 forskjellig fra 0. Dette innebærer en reversibel reaksjon, eksempelvis $22S/(22S+22R)$ hopaner der verdien ved likevekt er 0,60 ved maksimal isomerering. Når den molekylære reaksjonen er fullstendig vil det ikke registreres videre endringer i den termale modenheten av denne parameteren.

3.2 Prøvesett

Datamatriksen i denne masteroppgaven kommer fra cand.scient.-oppgaven til Vobes, 1998. Prøvene til datamatriksen er tatt i og omkring Hammerfestbassenget. Det er i alt 18 prøver: elleve oljeprøver og sju kondensatprøver. Kart over posisjonene til prøvene er vist i figur 3.4. Tabell 3.1 er en oversikt over prøvesettet.



Figur: 3.4 Kart over Hammerfestbassenget med hovedstrukturene og feltene. Prøvene kommer fra dette området, og er merket med tall fra 1 til 18, der intervallet fra 1 til 10 og 18 er olje og fra 11 til 17 er kondensater.

Prøve 1-10+18= olje 11-17= kondensat	Felt/område	Brønn	Dybde (M RKB) ¹	Reservoar
1	Asteriasforkastningskomplekset	7120/1-2	2150*	Øvre jura
2	Asteriasforkastningskomplekset	7120/1-2 DST 3A	1890*	Nedre kritt
3	Asteriasforkastningskomplekset	7120/2-2 RFT 2D	2501	Øvre jura
4	Snøhvit	7120/6-1 DST 2	2434*	Nedre jura
5	Snøhvit	7121/4-1 DST 2	2427*	Nedre-midtre jura
6	Snøhvit Beta	7121/5-2 DST 3	2353*	Midtre jura
7	Snøhvit Beta	7121/5-2 FMT 3	2328*	Midtre jura
8	Nyslepp	7124/3-1	1298	Øvre trias
9	Nyslepp	7125/1-1	1403	Midtre-øvre jura
10	Loppahøyden	7120/2-1 DST 4	1975	Perm-karbon
11	”Alka”	7119/12-3	3190	Øvre jura
12	Snøhvit	7120/6-1 DST 4	2393*	Nedre jura
13	Albatross Sør	7120/7-2 DST 1	2159*	Nedre-midtre jura
14	Alke Sør	7120/12-2 DST 2	1947	Nedre jura
15	Snøhvit Nord	7121/4-2 DST1	2498*	Nedre-midtre jura
16	Albatross	7121/ 7-1 DST2	1869*	Midtre jura
17	Hammerfest	7122/1-1	2431*	Øvre trias
18	Goliat	7122/7-1	1106	

Tabell 3.1 Beskrivelse av prøvesettet. Fargene rød for olje og grønn for kondensat vil bli brukt videre i oppgaven. (Modifisert tabell fra Vobes, 1998.)

¹ Dybde merket med en stjerne er den gjennomsnittlige verdien av prøveintervallet i brønnen.

Kapittel 4: Tolkning

I denne masteroppgaven tolkes det data fra et prøvesett fra Hammerfestbassenget. Prøvesettet består av elleve oljeprøver og sju kondensatprøver. Tabell 4.1 viser en oversikt over dataene som er brukt i oppgaven. Tolkningen består av en rent geokjemisk petroleum-petroleum korrelasjon. Et viktig element i korrelasjon er at prøvene i ulik grad er påvirket av modenhet, organisk facies, biodegrasjon, migrasjon og påvirkninger i reservoaret, men ved å se på flere parametere fra prøvene er det mulig å identifisere disse påvirkningene. Et annet viktig element er at en del faciesparametere påvirkes av modenhet og omvendt.

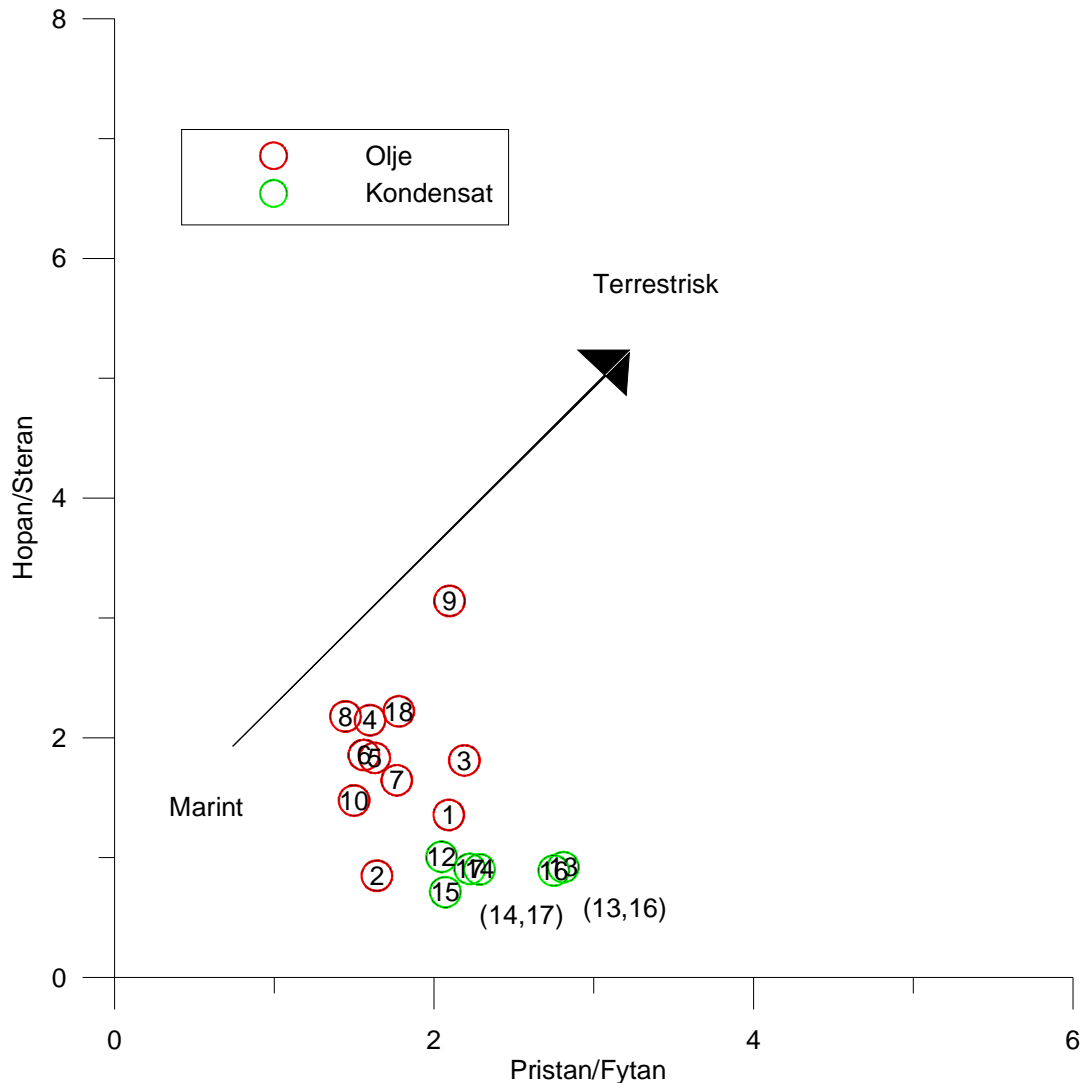
4.1 Organisk facies

Facies er et begrep som reflekterer den totale summen av forhold da det organiske materialet ble avsatt i sedimentet. Dette inkluderer type materiale og Eh/pH-forhold, samt sedimentære forhold. Dette organiske materialet blir til kerogen som igjen danner olje og gass ved termal modning. Biomarkører deriveres fra biologiske molekyler i spesifikke organismer, og fordi hver av disse organismene levde under bestemte forhold, er det logisk å bruke biomarkører som indikator for disse livsforholdene. Ved å bruke flere biomakører sammen kan vi få informasjon om det vi kaller ”organisk facies” (Waples et al.,1991).

Prøvenr.	δD	$\delta^{13}C$	CPI	Py/Pr	Py/n-C ₁₈	Pr/n-C ₁₇	C ₂₇ Steran	C ₂₈ Steran	C ₂₉ Steran	Hopan/ Steran	Forl. Hopaner	20S/ 20S+20R	$\beta\beta/(\beta\beta+\alpha)$	Hopan/ Hopan+m oretan	Ts/(Ts+T m)	Z/(Z+Tm)
1	-119,00	-28,60	1,40	2,09	1,17	1,82	38,99	25,47	35,53	1,36	0,17	0,47	0,59	0,89	0,66	0,49
2	-103,00	-29,20	1,10	1,64	0,62	0,88	38,79	24,28	36,93	0,85	0,32	0,47	0,55	0,82	0,44	0,74
3			1,10	2,19	0,57	1,17	35,65	22,30	42,05	1,81	0,12	0,45	0,61	0,92	0,51	0,28
4	-134,00	-29,50	1,10	1,60	0,59	0,82	43,04	25,67	31,30	2,15	0,19	0,52	0,60	0,90	0,52	0,22
5	-118,00	-29,10	1,10	1,63	0,54	0,82	36,19	22,32	41,49	1,83	0,14	0,46	0,60	0,92	0,50	0,27
6	-138,00	-29,30	1,10	1,56	0,40	0,75	35,95	22,13	41,92	1,86	0,14	0,46	0,60	0,92	0,50	0,27
7	-205,00	-28,90	1,10	1,77	0,44	0,72	40,21	23,34	36,45	1,65	0,21	0,49	0,61	0,93	0,65	0,24
8	-130,00	-29,40	1,00	1,45	0,71	0,89	43,09	22,60	34,31	2,18	0,18	0,48	0,59	0,92	0,33	0,26
9	-125,00	-29,50	1,00	2,10	0,76	1,13	37,94	20,00	42,06	3,14	0,17	0,37	0,58	0,91	0,53	0,34
10	-137,00	-31,00	1,10	1,50	0,63	0,82	37,87	19,41	42,72	1,48	0,20	0,48	0,66	0,92	0,65	0,39
11	-120,00	-27,50	1,00	2,20	0,16	0,33	nd	nd	Nd	Nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
12	-132,00	-29,90	1,20	2,05	0,66	0,81	44,05	21,85	34,10	1,01	0,03	0,52	0,60	0,94	0,56	0,16
13	-106,00	-28,90	1,30	2,81	0,32	0,69	42,23	23,30	34,47	0,92	0,07	0,51	0,56	0,93	0,59	0,14
14	-99,00	-28,40	1,60	2,29	0,44	0,68	42,94	21,66	35,40	0,90	0,14	0,44	0,46	0,85	0,35	0,51
15	-128,00	-29,40	1,20	2,07	0,61	0,76	46,80	21,24	31,96	0,71	0,05	0,55	0,64	0,94	0,57	0,25
16	-137,00	-29,50	1,20	2,75	0,44	0,79	52,73	20,00	27,27	0,89	0,02	0,55	0,54	0,91	0,53	0,20
17	-131,00	-30,00	0,90	2,22	0,60	0,91	44,55	24,25	31,20	0,91	0,06	0,51	0,56	0,91	0,51	0,16
18		-28,90		1,78	0,49	0,74	32,98	26,70	40,31	2,22		0,54	0,59	0,9	0,5	0,25

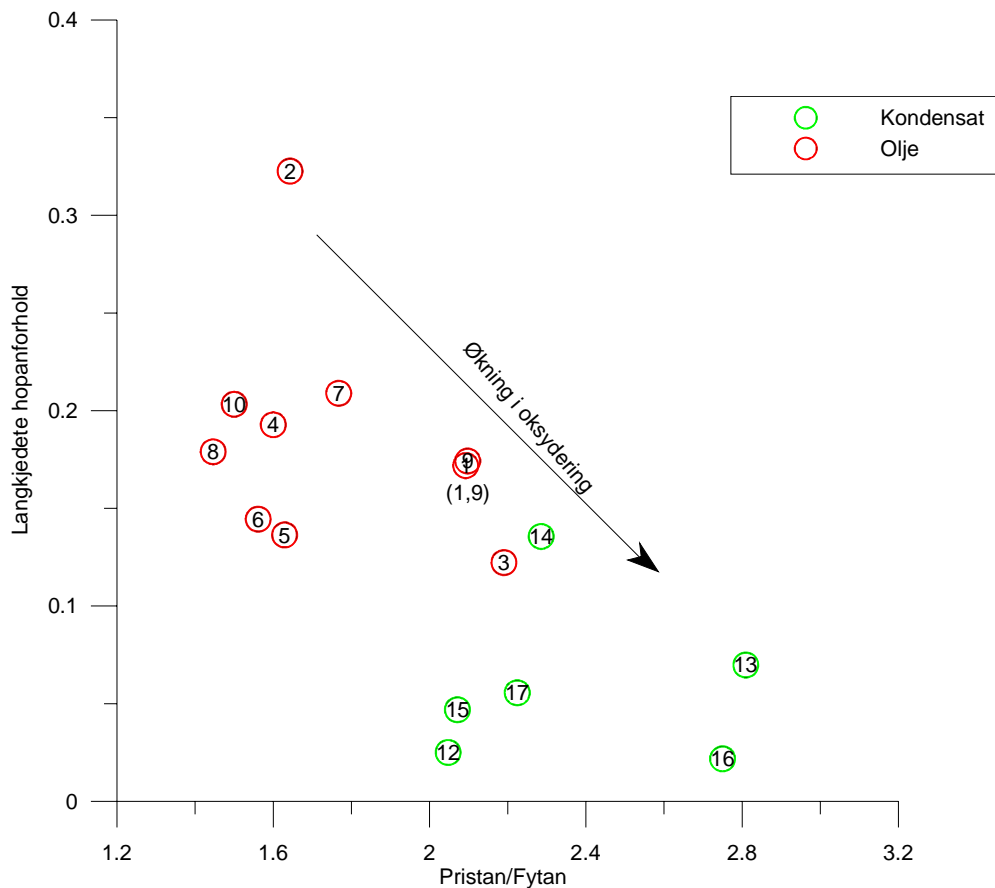
Tabell 4.1 viser en oversikt over dataene som er brukt i oppgaven

I figur 4.1 nedenfor er biomarkørene hopan/steran og pristan/fytan plottet mot hverandre. Prøvene indikerer et marint avsetningsmiljø, der prøve 9 har et sterkere innslag av bakteriell/terrestrisk påvirkning.



Figur 4.1 Plott av faciesparametere pristan/fytan og hopan/steran. Høye verdier indikerer et terrestrisk/ bakteriologisk bearbeidet avsetningsmiljø og lave verdier indikerer et mer normalt marint kildebergartavsetningsmiljø.

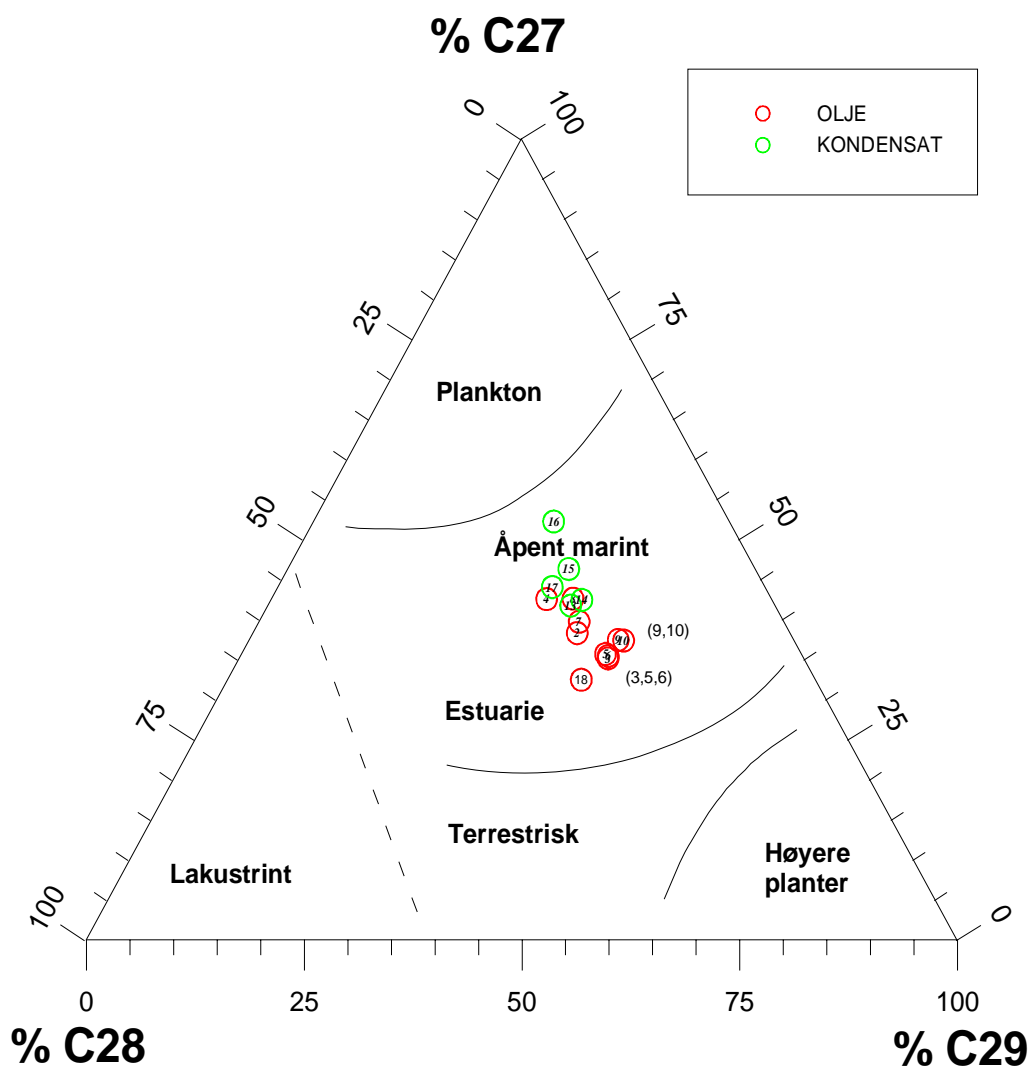
Kondensatene blir i figur 4.2 nedenfor tolket til å være avsatt i mer oksiske forhold enn oljene, men det er verd å merke seg at både pristan/fytan-forholdet og anrikning av C₃₅-hopaner alltid opptrer i kondensater relativt til i oljer pga. fasefraksjonering (jfr. Karlsen et al., 1993:2004).



Figur 4.2 viser pristan/fytan- mot langkjedete hopanforhold (C_{35}/C_{31} (Peters og Moldowan, 1991)). Lave verdier av C_{31} i forhold til C_{35} indikerer et mer oksiske forhold.

Huang og Meinschein (1979) var de første som foreslo at C_{27} , C_{28} og C_{29} steransammensetninger reflekterer forskjellige paleomiljøer. C_{27} indikerer marin fytoplanktonpåvirkning. Høyt innhold av C_{28} i forhold til C_{27} og C_{29} kan indikere sterkt bidrag av lakustrine alger til kerogenet. C_{29} indikerer en sterk terrestrisk påvirkning. I figur 4.3 er C_{27} - C_{29} steraner plottet inn i et trekantdiagram som viser prosentvis fordeling. I trekantdiagrammet er det delt inn faciestolkninger utifra steranfordelingen. Disse skal ikke overtolkes men kun sees på som hjelp i tolkningen.

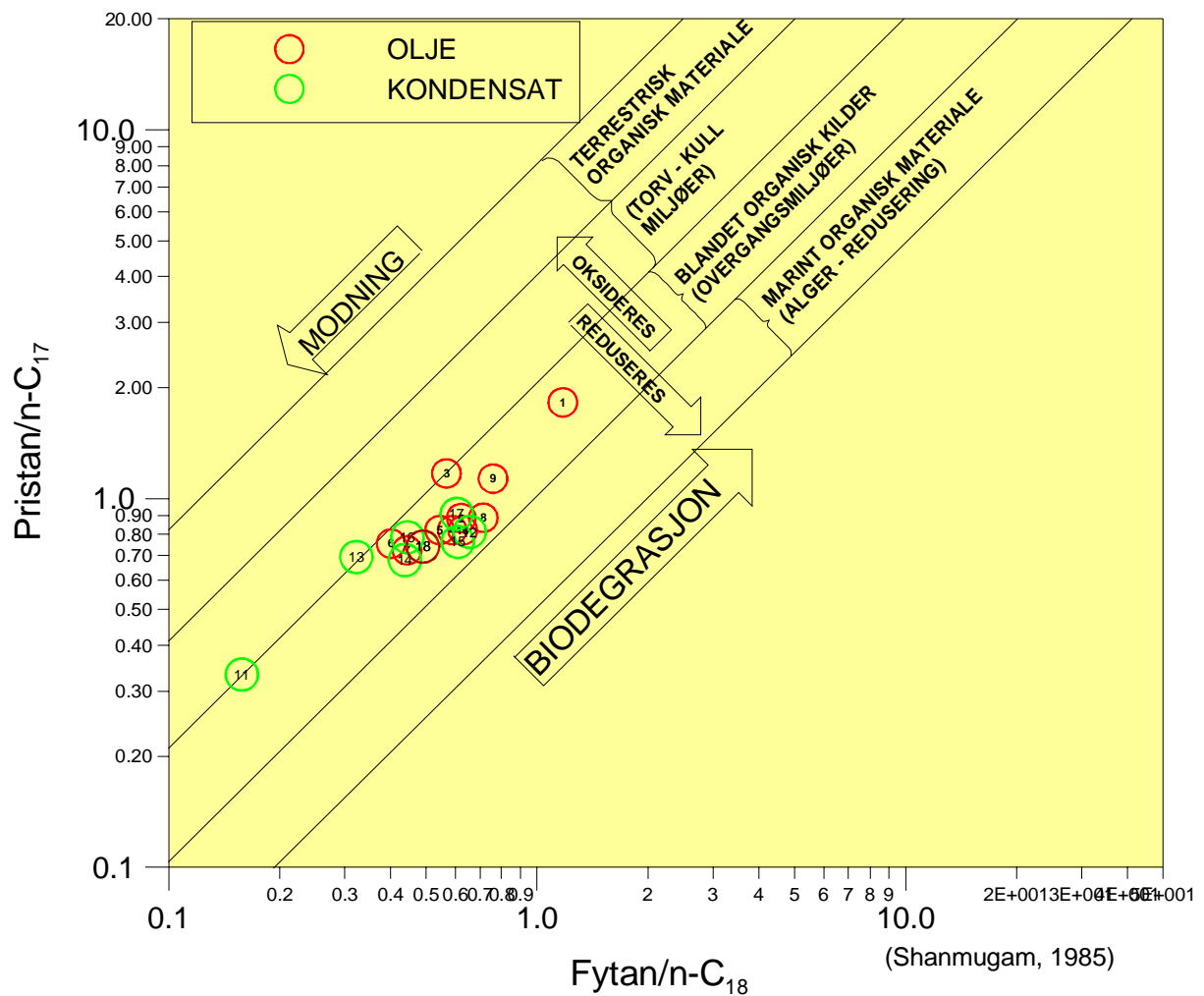
Det at dataene fra prøvesettet faller inn i ”åpent marint” miljø er relativt vanlig for norske oljer og kondensater. Datapunktene viser likevel en fordeling langs en akse mellom ”plankton” og ”terrestrisk”. Prøve 9 og 10 viser nesten samme sammensetning av steraner. Disse prøvene kommer fra flanken i nord av Hammerfestbassenget og de ligger 100 km fra hverandre. Prøve 3, 5 og 6 viser også nesten samme sammensetning. Prøve 5 og 6 kommer fra sentralt i bassenget, mens prøve 3 kommer fra Asteriasforkastningkomplekset.



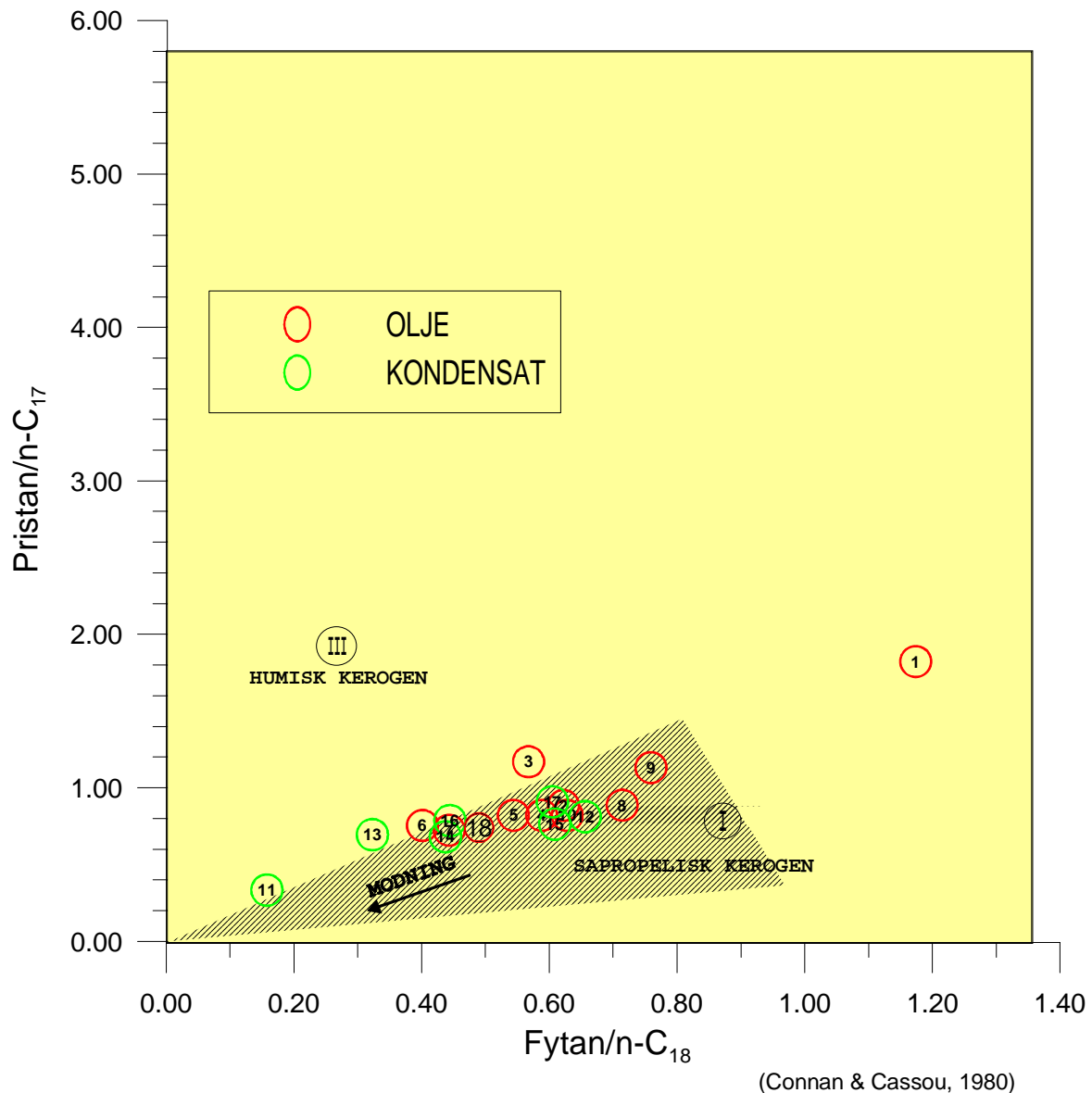
(Modifisert etter Shanmugam, 1985)

Figur 4.3 Trekantdiagram som viser prosentvis fordeling av C₂₇-C₂₉ regulære steraner av prøven fra Hammerfestbassenget. Legg merke til at prøve 9 og 10 er plottet svært nær hverandre og er nesten identiske i sammensetning trass i at det er 100 km mellom dem. Prøve 3, 5 og 6 er også plottet nær hverandre. Prøve 5 og 6 ligger sentralt i Hammerfestbassenget. Bemerk at pga. fasefraksjonering vil kondensater alltid være anrikt på C₂₇ steraner relativt til C₂₉ steraner (Karlsen et al., 1993).

I figur 4.4 og figur 4.5 er Ph/n-C₁₈ plottet mot Pr/n-C₁₇. Begge figurene viser at prøvesettet har et bredt modenhetsintervall. Mesteparten av prøvesettet plottet i feltet overgangsmiljø som er mellom marint og terrestrisk miljø, med unntak av prøve 3, 11 og 13 som viser en mer terrestrisk tendens i figur 4.4. Type kerogentolkning i figur 4.5 er delt inn etter Connan og Cassou (1980), og mesteparten av prøvesettet viser sapropelisk kerogen, med unntak av prøve 11, 13, 6, 3 som har innslag av mer humisk kerogen påvirkning.



Figur 4.4 Ph/n-C₁₈ og Pr/n-C₁₇ plottet mot hverandre i et kryssplott, der skalaene er logaritmiske. Figuren gir både faceis- og modenhetsinformasjon. Prøvesettet fordeler seg mer eller mindre på to nivåer. Prøve 11 viser større modenhet enn resten av prøvesettet. Dette kan skyldes at den stammer fra et reservoar som i dag er på et stort dyp - 3190 m. Kildebergarten er følgelig dypere og hele regionen er som nevnt i geologisk rammeverk betydelig hevet.



Figur 4.5 Ph/n-C₁₈ plottet mot Pr/n-C₁₇ for alle prøvene. Prøvesettet fordeler seg mer eller mindre på to nivåer. En svak facieskomponent er også evident i datasettet.

4.2 Modenhet

Dannelse av hydrokarboner fra kildebergarter er en prosess der temperatur er den viktigste faktoren. Biomarkører og kjemiske sammensetninger vil endre seg med temperaturen og den tiden de er eksponert for temperaturen. Det er disse endringene som måles når modenheten skal vurderes ved bruk av såkalte modenhetsparametere.

I figur 4.4 og figur 4.5 er det et bredt modenhetsintervall, der prøve 1 og 11 skiller seg fra resten av prøvesettet. Prøve 11 viser større modenhet enn resten av prøvesettet. Dette kan

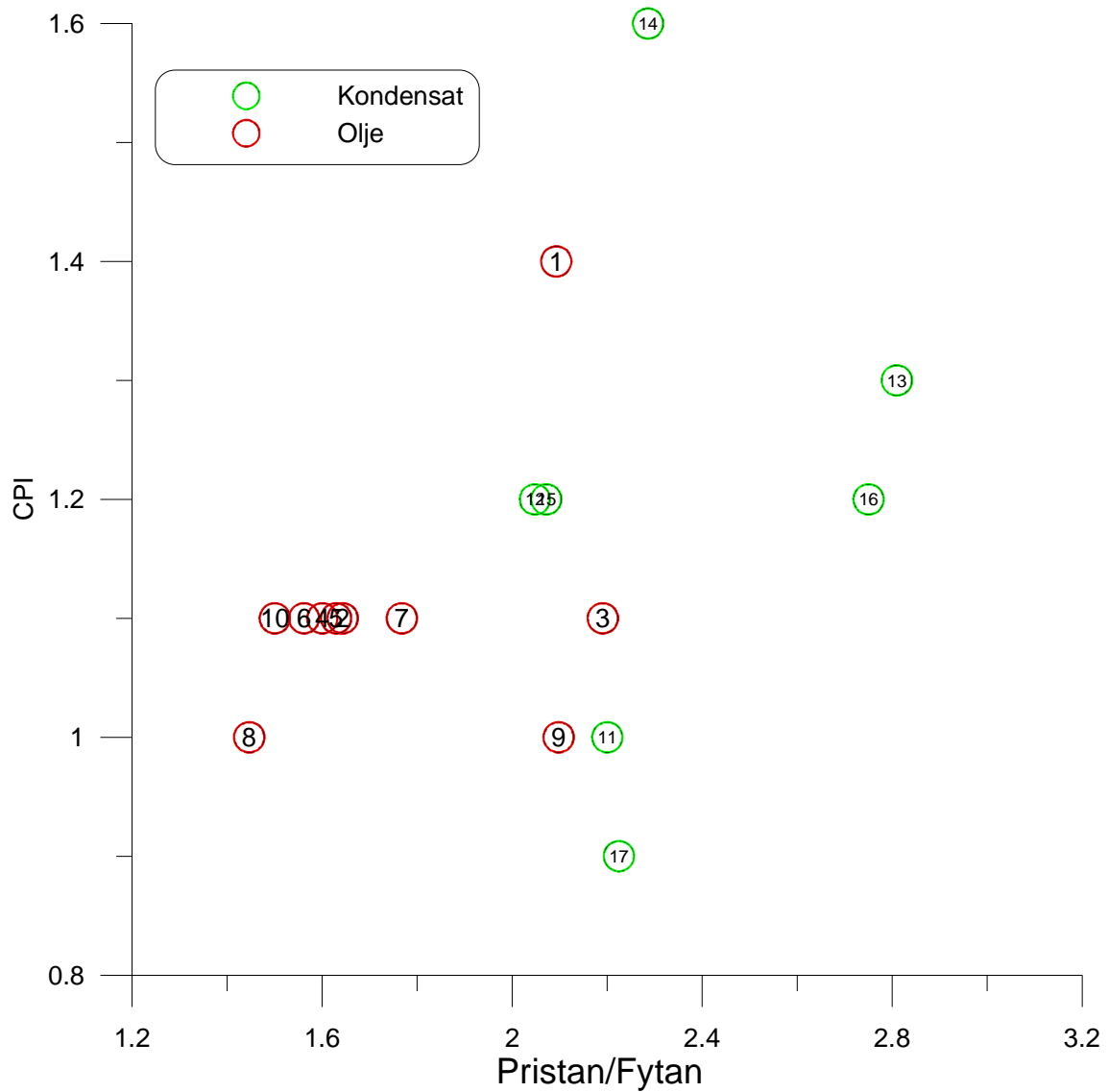
skyldes dypet den kommer fra (3190m). Prøve 1 viser tilsynelatende minst modenhet av prøvesettet. Dette kan skyldes biodegrasjon.

Figur 4.6 viser plott av pristan/fytan mot CPI (karbonpreferanseindeks). Prøve 8, 9 og 11 er termisk moden, mens prøve 14 er den mest umodne av prøvesettet i henhold til CPI. Det er korrelasjon mellom prøvene sentralt i bassenget, der oljeprøve 4, 5, 6 og 7 og kondensatene 12 og 15 har omtrent de samme koordinatene i diagrammet.

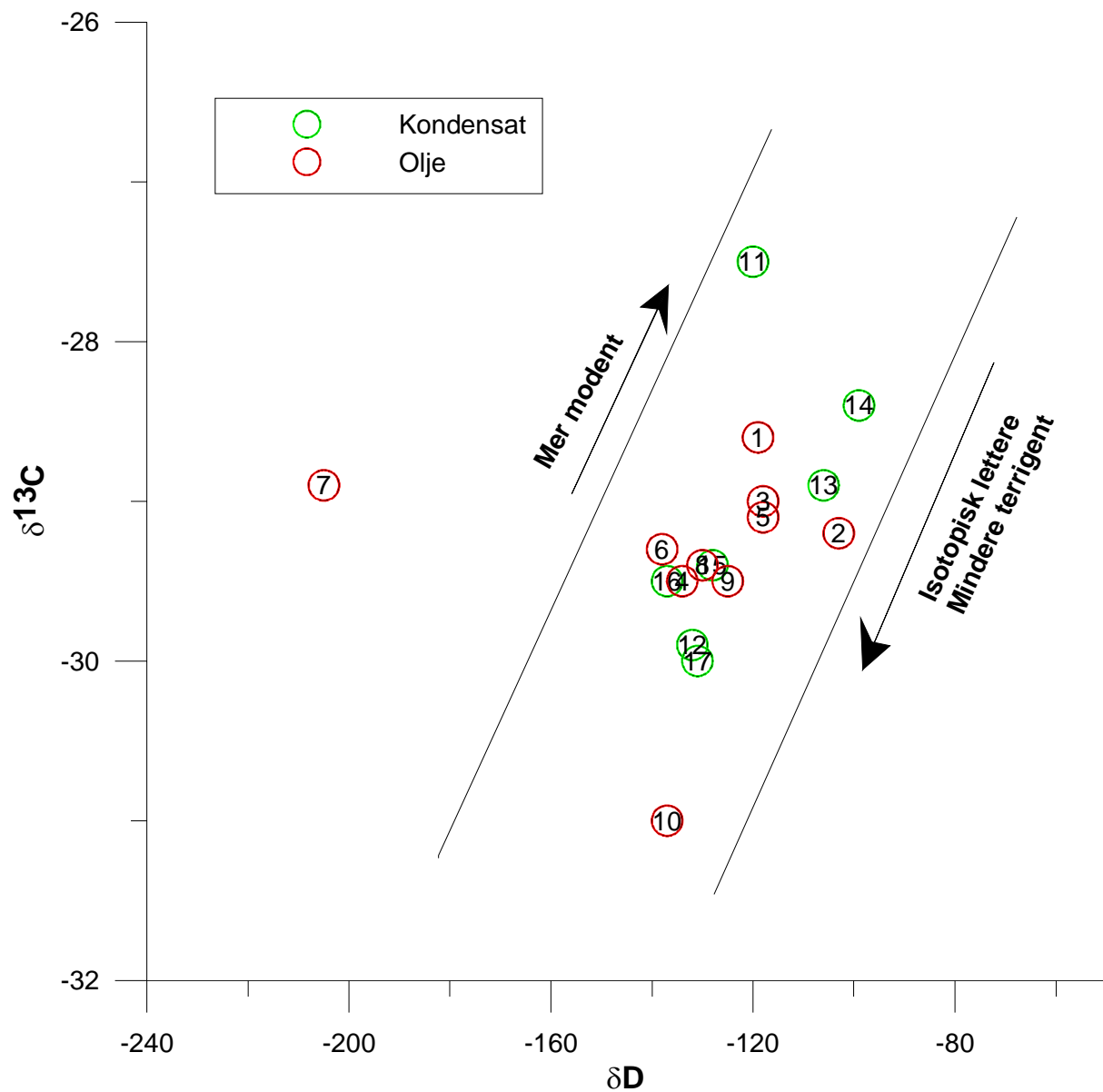
I Figur 4.7 er de to isotopverdiene $\delta^{13}\text{C}$ og δD (deuterium) plottet mot hverandre. Dette viser en annen modenhetsrangering av prøvesettet enn figur 4.6, der pristan/fytan mot CPI er plottet. Prøve 11 er derimot den mest modne i begge diagrammene.

Arbeid gjort tidligere av Vobes (1998) indikerer forskjellige modenhetstrender for $\text{C}_4\text{-C}_6$ og C_{20+} i Hammerfestbassenget. I diagrammene i Vobes viser modenhetstrenden til $\text{C}_4\text{-C}_6$ hydrokarbonene en liten avtagning fra sør-vest og nord-vest mot den sentrale regionen av bassenget. Vobes viser en C_{20+} modenhetstrend med økning i nord-sør retning. Dette indikerer at området antagelig har flere kildepåvirkninger og at det har foregått en blanding av hydrokarboner i området. Dette kan forklare hvorfor det ikke er korrelasjon mellom diagrammene. Isotopverdiene representerer hele prøven, mens pristan/fytan er $\text{C}_{19}/\text{C}_{20}$ og CPI beregnes fra $n\text{-C}_{24}$ til $n\text{-C}_{32}$.

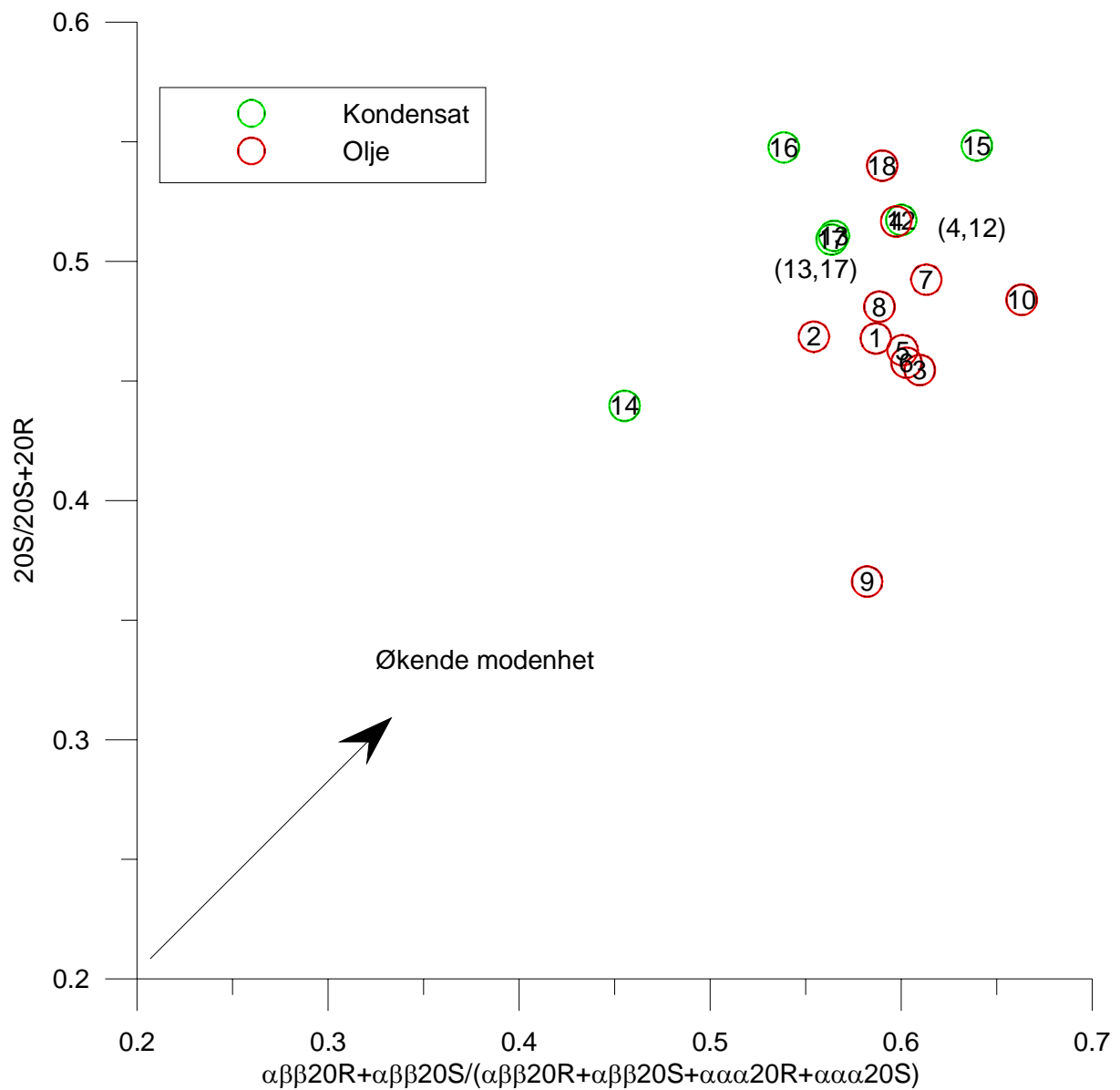
I figurene 4.8 og 4.9 brukes C_{20+} biomarkørene for steraner og hopaner, der graden av isomerisering indikerer graden av modenhet. Steranisomeriseringen i figur 4.8 viser at kondensatene og prøve 4 og 18 (Goliat), har nådd, eller er like ved, likevekt for begge parameterne ($\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ og $20\text{R}/(20\text{S}+20\text{R})$). Unntaket er kondensatprøve 14. Oljeprøvene viser derimot litt lavere modenhet, med unntak av prøve 9 som viser lave $20\text{S}/20\text{S}+20\text{R}$ verdier. Likevekten for parameterne inntreffer omtrent ved midten av oljevinduet av oljedannelsen, det vil si R_0 -verdier på 0,8-0,9%. Prøve 15 og 18 viser høyest verdier for parameterne. Hopanisomeriseringen i figur 4.9 viser ikke samme trend som steranisomeriseringen, med unntak av prøve 14 som også her viser lave verdier. Prøve 2 og 8 viser ikke korrespondanse mellom parameterne slik resten av prøvesettet gjør. Ingen av prøvene har nådd maksimalverdien til $\text{Ts}/(\text{Ts}+\text{Tm})$, som er ca. R_0 1.3%. Dette tilsvarer slutten av oljevinduet.



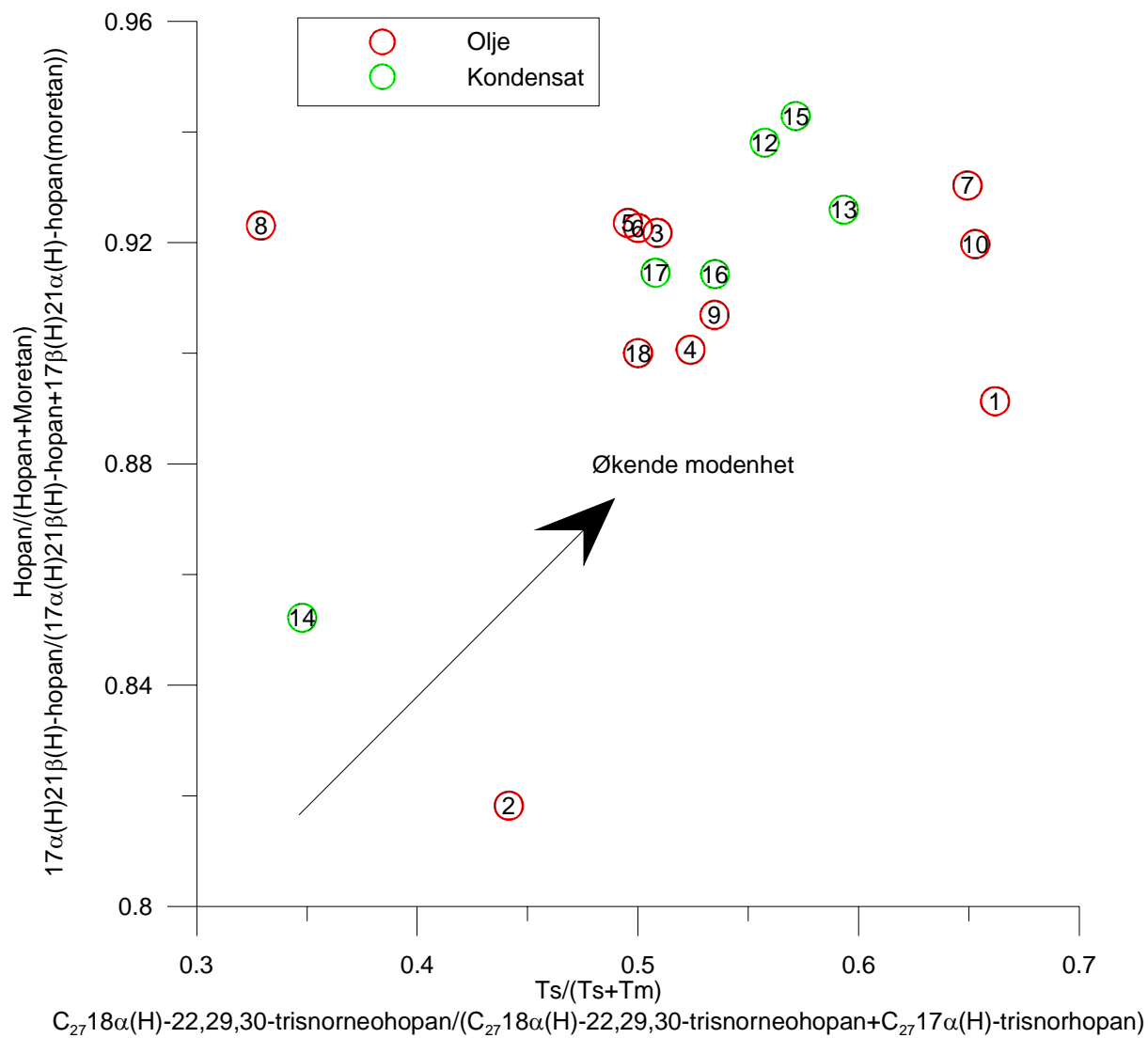
Figur 4.6 Faceisparameter pristan/fytan mot CPI (karbonpreferanseindeks fra $n\text{-C}_{24}$ til $n\text{-C}_{32}$). Prøve 8, 9 og 11 er termisk moden, mens prøve 14 er den mest umodne av prøvesettet i henhold til CPI. Det er også korrelasjon mellom prøvene sentralt i bassenget, der oljeprøvene 4, 5, 6 og 7 og kondensatene 12 og 15 har omtrent de samme koordinatene i diagrammet.



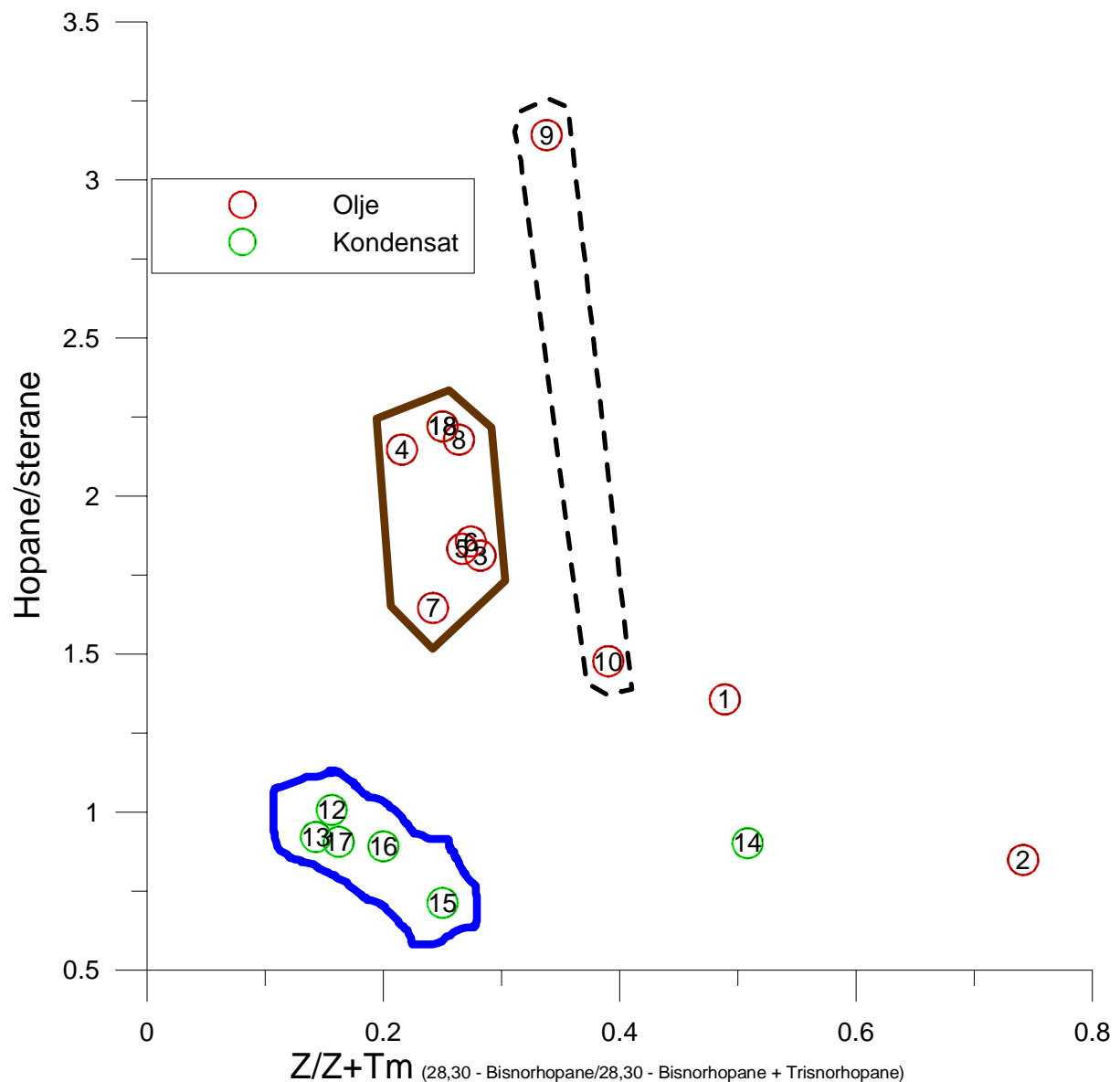
Figur 4.7 Om en ser bort fra prøve 7, så er det en svak trend i prøvesettet med isotopisk lettere oljer og kondensater. Prøve 10 viser lavest modenhet og prøve 11 størst modenhet eller, alternativt, mer terrigenpåvirkning. Isotopfraksjonering opptrer ved at ^{13}C - ^{13}C -bindingen er mer stabil enn ^{13}C - ^{12}C -bindingen (ca. 8% mer stabil). Vedmateriale er generelt mer isotopisk tungt enn algederivert organisk materiale.



Figur 4.8 $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ av C₂₉ (20R+20S) steranisomerisering (Mackenzie et al. 1980) mot $20S/(20S+20R)$ av C₂₉ $5\alpha(H)14\alpha(H)17\alpha(H)$ -steranisomerer (Mackenzie et al. 1984). Likevekten for $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ oppnåes ved 0,67-0,71 og for $20S/(20S+20R)$ oppnåes likevekten ved 0,52-0,55. Kondensatene er for det meste mer modne enn oljene.



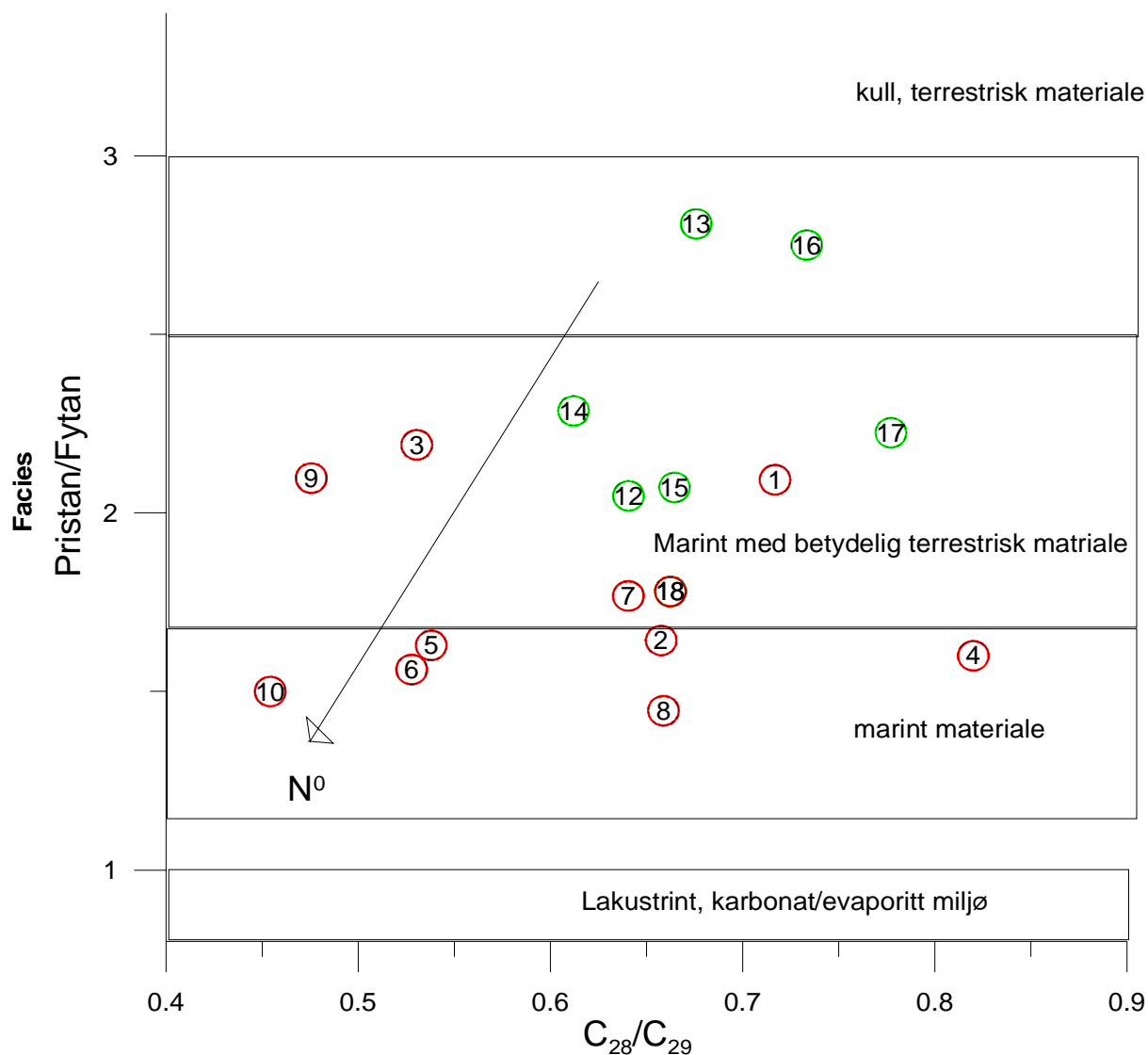
Figur 4.9 $Ts/(Ts+Tm)$ (Seifert og Moldowan, 1978) mot $hopan/(hopan+moretan)$ (Mackenzie et al., 1985). Lavest modenhet er indikert for prøve 14 og 2 som kommer fra Finnmarkplattformen og Astariasforkastningskomplekset.



Figur 4.10 Z/Z+Tm (28,30 - bisnorhopan/28,30 – bisnorhopan + trisnorhopan) mot hopan/steran-forholdet viser slektskap mellom kondensatene, unntatt prøve 14, og slektskap mellom oljeprøver sentralt i Hammerfestbassenget (3, 4, 5, 6, 7, 8 og 18). Prøve 9 og 10 har et ganske likt Z/Z+Tm-forhold, som indikerer et slektskap mellom prøvene.

4.3 Evaluering

Facies- og modenhetsevaluering er en effektiv måte å vurdere å etablere slektskapsforhold mellom de respektive prøvene. Ved å etablere en petroleum-petroleum korrelasjon mellom prøvene, kan facies- og modenhetstrender i området belyses. Dette kan gi informasjon om migrasjonsretningene i området og innfyllingen av reservoaret. Jeg vil prøve å gi en tentativ beskrivelse av petroleumssystemet i Hammerfestbassenget, der jeg deler området inn etter geografisk plassering og vurderer korrelasjonene innbyrdes.



Figur 4.11 Plott av faciesparameteren pristan/fytan mot C_{28}/C_{29} regulære steraner kan brukes som tidsindikator. Grantham og Wakefield (1988) la fram hypotesen at C_{28}/C_{29} regulære steraner i marine miljøer ikke var kontrollert av facies men av geologisk tid. C_{28}/C_{29} forholdstallet har økt fra fortid til nåtid. Jeg observerer en grov trend fra nord til sør angående alderen på kildebergarter.

4.3.1 Nordlige flanke 9, 10

Prøve 9 (7125/1-1) og 10 (7120/2-1 DST 4) viser korrelasjon i både steransammensetningen og $Z/Z+Tm$ -verdiene i forhold til resten av prøvesettet. I figur 4.11 er x-aksen en tidsindikator i henhold til hypotesen at C_{28}/C_{29} regulære steraner i marine miljøer ikke var kontrollert av facies men av geologisk tid (Grantham og Wakefield, 1988). Prøve 9 og 10 indikerer det eldste innslaget fra kildebergarter i prøvesettet. C_{28}/C_{29} -forholdstallet indikerer en karbonperm alder på kildebergarten i henhold til hypotesen lagt fram av Grantham og Wakefield (1988). Prøve 10 viser lavest modenhet i henhold til isotopverdier (figur 4.7), og prøve 9 viser

lavest modenhet i forhold til 20S/20S+20R (figur 4.8). Dette kan tyde på at kjøkkenområdet til prøve 9 og 10 ikke er like dypt begravd som resten av prøvesettet.

4.3.2 Astariasforkasningskomplekset 1, 2, 3

Det er ingen tydelig korrelasjon mellom prøvene i Astariasforkasningskomplekset. Men prøve 3 (7120/2-2 RFT 2D) viser klart slektskap med de sentrale oljeprøvene 5 og 6 (Snøhvit, Beta) i hopan/steran-diagrammet (figur 4.1), steranfordelingen (figur 4.2), steranisomeriseringsdiagrammet (figur 4.8), hopanisomeriseringsdiagrammet (figur 4.9) og vedrørende $Z/(Z+T_m)$ (figur 4.10). Slektskapet mellom disse tre prøvene er bare tydelig i C_{20+} fraksjonen, men også isotopverdiene for prøve 3 og 5 er nær hverandre. Når det gjelder tidsindikasjon (nevnt over), har prøvene 3, 5 og 6 en triasisk alder. Prøve 1 (7120/1-2) viser lavest modenhet i fytan/n- C_{18} mot pristan/n- C_{17} (figur 4.4 og 4.5), og prøve 2 (7120/1-2 DST 3A) viser lavest modenhet i hopanisomeriseringsdiagrammet (figur 4.9).

4.3.3 Sentralt i bassenget 4, 5, 6, 7, 8, 12, 13, 15, 17, 18

Alle oljeprøvene 4 (7120/6-1 DST 2), 5 (7121/4-1 DST 2), 6 (7121/5-2 DST 3), 7 (7121/5-2 FMT 3), 8 (7124/3-1) og 18 (7122/7-1) viser et nært slektskapsforhold i figur 4.10. Prøve 4 viser en tidsindikasjon (nevnt over) på en jura-kritt alder som er den yngste i prøvesettet. Prøvene 5 og 6 sitt tydelige slektskap til prøve 3 er nevnt over. Kondensatprøvene 12 (7120/6-1 DST 4), 15 (7121/4-2 DST 1) og 17 (7122/1-1) viser også et slektskap i figur 4.10. Disse har i tillegg et slektskap til prøve 16. På basis av fytan/pristan-forholdet indikeres det for kondensatene et mer terrestrisk innslag i kildebergartens kerogen (figur 4.11).

4.3.3 Sørlig del (flanker, marginer) 11, 14, 16

Prøve 14 (7120/12-2 DST 2), som er et kondensat, viser lavest modenhet i forhold til resten av kondensatene. Dette kan skyldes mindre innsykning langs flankene av bassenget og/eller lavere geotermisk gradient, 30°C/km i motsetning til 35°C/km i det sentrale bassenget. I prøve 11 (7119/12-3) var en stor del av biomarkørene fraværende pga. termisk ødeleggelse. Prøve 16 har det høyeste innholdet av C₂₇ steraner.

4.4 Konklusjon

Fra tidligere arbeid (Vobes 1998) er det påvist ulike modenhetstrender i de forskjellige molekylfraksjonene C₄₋₆ og C₂₀₊. I datasettet til denne masteroppgaven observeres det en ulik modenhetsrangering mellom C₁₀₋₂₀, C₂₀₊ og isotopverdiene, men det er et tydelig slektskap mellom de fleste prøvene innen de samme områdene (figur 4.10). Dette kan derfor tyde på flere kildeinnslag og en blanding av hydrokarbonene i Hammerfestbassenget. Utifra tidsindikatoren for steraner (diskutert over) ser det ut til at kildebergarten for oljene er fra karbon-perm på Loppahøyden til jura-kritt sentralt i bassenget. På Svalbard og Øst-Grønland er det blotninger av kildebergarter fra karbon-perm som kan være ekvivalente til kildebergarten til hydrokarbonene på Loppahøyden. Faciestrenden i prøvesettet viser et marint miljø med varierende terrestrisk innslag. Dette kan tolkes som varierende avstand til sedimentkilden (proksimal i bassenget).

Slektskap mellom prøvene viser at prøve 9 og 10 (nordlige flanken) ikke tilhører samme petroleumssystem som resten av prøvesettet, og at de kan ha et annet kjøkkenområde. Prøve 3 som kommer fra Asteriasforkastningkomplekset viser et tydelig slektskap med prøve 5 og 6 fra Snøhvitfeltet, mens de to andre prøvene 1 og 2 ikke viser noe slektskap med oljeprøvene sentralt i bassenget. Dette kan tyde på at forkastningene i området har forskjellig permeabilitet. De sentrale oljeprøvene 4, 5, 6, 7, 8 og 18 viser et slektskap til kondensatprøvene 12, 13, 15, 16 og 17 i henhold til Z/Z+Tm, og dette tyder på at C₂₀₊ fraksjonen til disse prøvene er fra samme kildebergart.

Kapittel 5: Diskusjon

5.1 Oppsummering

Hammerfestbassenget ligger i bassengprovinsen sør i det vestlige Barentshavet og er et sammensatt sedimentærbasseng, 70 km bredt og 150 km langt, som utviklet seg fra sen jura til tidlig kritt. Prøvesettet i denne masteroppgaven består av sju kondensat- og elleve oljeprøver som er fordelt i og omkring Hammerfestbassenget.

I denne oppgaven er petroleum-petroleum korrelasjon det sentrale verktøy i tolkningen av faceis og modenhetsrelasjoner mellom oljer og kondensater. Faciestrenden i prøvesettet viser et marint miljø med varierende terrestrisk innslag. Modenhetsrangeringen i prøvesettet viste dårlig korrelasjon og Vobes (1998) har påvist ulike modenhetstrender i C_{4-6} og C_{20+} molekylfraksjonene. Grantham og Wakefield (1988) la fram hypotese om at C_{28}/C_{29} regulære steraner avsatt i marine miljøer ikke er kontrollert av faceis, men av geologisk tid. Dette indikerer at prøvesettet hadde kildebergarter med alder fra karbon-perm til jura-kritt. For å få etablert slektskap mellom prøvene ble 28,30-bisnorhopan (Z) brukt som en av flere korrelasjonparametere. Diagrammene i oppgaven tyder på et slektskap mellom prøvene i det nordlige området og et slektskap mellom de sentrale prøvene.

5.2 Usikkerheter

Denne masteroppgaven bygger på en datamatrise fra cand.scient.-oppgaven til Vobes, 1998. Feil i denne datamatriksen vil medføre feil i denne masteroppgaven. Feil data kan oppstå under prøvetagningen og i laboratoriet ved forurensning, feilmarkering, instrumentfeil og menneskelige feil. Det er viktig at denne oppgavens konklusjoner bør sees i lys av at den er et resultat av intensivt arbeid utført under tidspress.

5.3 Videre arbeid

Det vil vært interessant å kombinere dataene fra denne oppgaven med en seismisk oppgave vedrørende hvilke strata som faktisk kommuniserer i Hammerfestbassenget. En kilde–petroleum korrelasjonsoppgave ville også belyse petroleumssystemet i bassenget.

Referanseliste

- Berglund, L. T., Augustson, J., Færseth, R., Gjelberg, J. og Ramberg-Moe, H.,** 1986. The evolution of the Hammerfest Basin. In A.M. Spencer et al. (Editors), *Petroleum Geology of the North European Margin*. Norw. Pet. Soc., Graham and Trotman, London, s 319-338
- Bray, E. E. og Evans, E. D.,** 1961. Distribution of n-paraffins as clue to recognition of source beds. I: *Geochemica et Cosmochimica Acta*, vol 22, s 2-15
- Connan, J. og Cassou, A. M.,** 1980. Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, vol 44, s 1-23
- Faleide, J. I.,** 1990. Geology of the western Barents Sea and the adjacent continental margin. Dr. scient avhandling. Universitetet i Oslo.
- Faleide, J. I., Vågnes, E. og Gudlaugson, S. T.,** 1993. Late Mesozoic-Cenezoic evolution of the southwestern Barents Sea in a regional rift-shear tectonic setting. *Mar. Petrol. Geol.*, s 186-214
- Grantham, P. J. og Wakefield, L. L.,** 1988. Variations in the sterane carbon number distributions of marine source rock derived crude oils through geological time. *Organic Geochemistry*, vol 12, s 61-73
- Huang, W. Y. og Meinschein, W. G.,** 1979. Sterols as ecological indicators. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, vol 43, s 739-745
- Hunt, J. M.,** 1996. *Petroleum geochemistry and geology*. W. H. Freeman and Company
- Johansen, M.,** 1997. Well 7219/9-1 in the Ringvassøy-Loppa High Fault Complex – Hydrocarbon History, filling and dismigration. Cand. Scient.thesis, Department of Geology, university of Oslo
- Karlsen, D. A., Nedkvitne, T., Larter, S. R. og Bjørlykke, K.,** 1993. Hydrocarbon composition of authigenic inclusions. Application to elucidation of petroleum reservoir filling history. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, vol 57, s 3641-3659
- Karlsen, D. A., Nyland, B., Flood, B., Ohm, S. E., Brekke, T., Olsen, S. og Backer-We, K.,** 1995. Petroleum geochemistry of the Haltenbanken, Norwegian continental shelf. I:

Cubitt, J. M. og England, W. A. (Editors), *The Geochemistry of Reservoirs*, Geological Society, London, Special Publication No. 86, s 203-256

Karlsen, D. A., Skeie, J. E., Backer-Owe, K., Bjørlykke, K., Olstad, R., Berge, K., Cecchi, M., Vik, E. og Schaefer, G. R., 2004. Petroleum migration, faults and overpressure. Part II. Case history. I: Cubitt, J. M. og England W. A. og Larter S. (Editors), *The Haltenbanken Petroleum Province, offshore Norway*. Geological Society, London, Special Publications, s 237, 305-372

Mackenzie, A. S., Patience, R. L., Maxwell, J. R., Vandenbroucke, M. og Durand, B., 1980. Molecular parameters of maturation in the Toarcian shales, Paris Basin, France – I. Changes in the configuration of acyclic isoprenoid alkanes, steranes and triterpanes. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, vol 44, s 1709-1721

Mackenzie, A. S., Maxwell, J. R., Coleman, M. L., og Deegan, C. E., 1984. Biological marker and carbon isotope studies of North Sea crude oils and sediments. I: *Proceedings of the 11th World Petroleum Congress*, vol 2, John Wiley & Sons, Chichester, s 45-56

Mackenzie, A. S., Rullkötter, J., Welte, D. H. og Mankiewicz, P., 1985. Reconstruction of oil formation and accumulation in North Slope, Alaska, using quantitative gas chromatography-mass spectrometry. I: Magoon, L. B. og Claypool, G. E. (editors), *Alaska North Slope oil/rock correlation study*. American Association of Petroleum Geologists, *Special Studies in Geology*, 20, s 319-377

Northam, M. A., 1985. Correlation of Northern North Sea oils, different facies of their Jurassic source. I: Thomas, B. M., Dore, A. G., Eggen, S. S., Home, P. V., Larsen, R. M. (Editors): *Petroleum Geochemistry in Exploration of the Norwegian Shelf*. Graham & Trotman, s 93-99

Nyland, B., Jensen, L. N., Skagen, O., og Vorren, T., 1992. Tertiary uplift and erosion in the Barents Sea: Magnitude, Timing and Consequences. I: Morton A. C. and Parson L. M. (Editors). *Early Tertiary volcanism and the opening of the NE Atlantic*. *Geo. Soc. London Special Publication 1*, s 153-162

Peters, K. E. og Moldowan, J. M., 1991. Effects of source, thermal maturity, and biodegradation on the distribution and isomerisation of homohopanes in petroleum. *Organic Geochemistry*, 17, p 47-61.

Rønnevik, H. C., 1981. *Geology of Barents Sea. Petroleum geology of the Continental Shelf of North West Europe*, Institute of petroleum, London, s 395-406

Seifert, W. K. og Moldowan, J. M., 1978. Applications of steranes, terpanes and monoaromatics to the maturation, migration and source of crude oils. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, vol 42, s 77-95

Sund, T., Slarpnes, O., Nørgård Jensen, L. og Larsen, R. M., 1984. Tectonic development and hydrocarbon potential offshore Troms, northern Norway. *AAPG Memoir 40*, s 616-626

Tissot, B. P. og Welte, D. H., 1984. *Petroleum Formation and Occurrence*, (2nd Edition) Springer Verlag

Vobes, S. J., 1998. An organic geochemical study of oils and condensates from the Hammerfest Basin, Southern Norwegian Barents Sea. Cand. Scient. Thesis, Department of geology, university of Oslo

Waples, D. W. og Machihara, T. 1991. Biomarkers for geologist – A practical guide to the application of Steranes and Triterpanes in petroleum geology. American Association of Petroleum Geologists Methods in Exploration Series, vol 9, s 91

Worsley, D., Kristensen, S. E. og Johansen, R., 1988. A lithostratigraphic scheme for the Mesozoic and Cenezoic succession offshore Norway north of 62° N: Norwegian Petroleum Directorate