

Oliemulighederne i Grønland ?

S.G.Pearson & R.H.Carlyle (Gulf Oil Canada Ltd.)

I april 1975 blev de første koncessioner til olie- og gasefterforskning ud for Grønlands vestkyst givet af folketinget til 6 grupper repræsenterende 20 firmaer. Interessen afspejler, at den geologiske udvikling af Grønland antyder muligheder for dannelse og ansamling af olie og gas - disse muligheder og nogle af de teknologiske problemer er emnet for denne artikel.

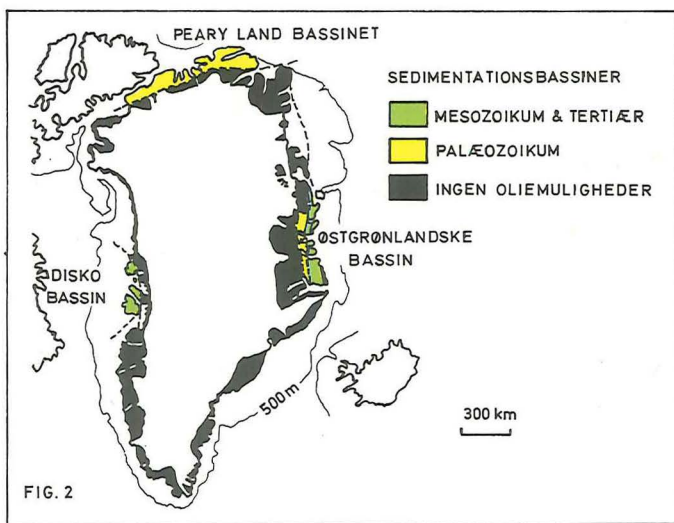
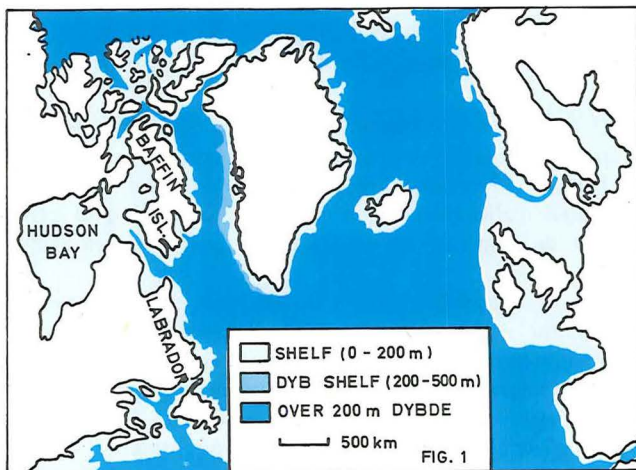
I figur 1 er vanddybderne fra 0-200 meter angivet med lysblå farve. I visse områder - for eksempel dele af Nordsøen og Grand Banks ud for Newfoundland afgrænses shelfen af 200 meter dybdekurven. Det samme gælder ikke for Vestgrønland, hvor den komplicerede shelfrand stedvis når ned under 500 meter kurven (mærket med mellembå farve i figur 1).

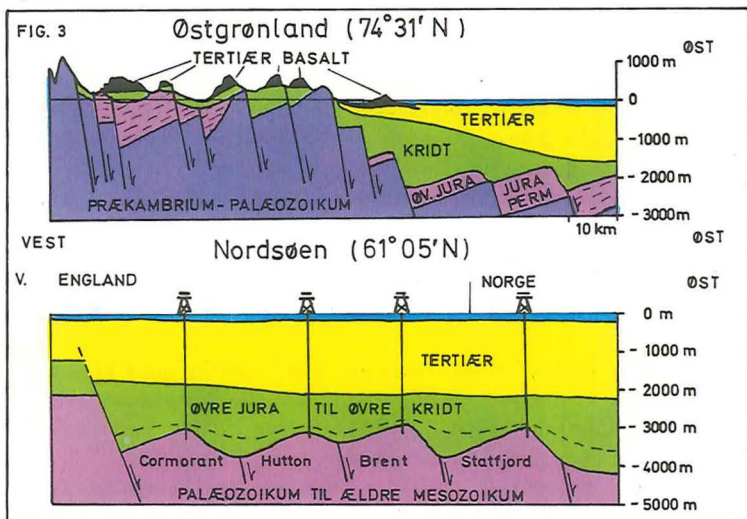
Figur 2 giver et forenklet billede af geologien i Grønland. Indlandsisen dækker i op til 3000 meters tykkelse cirka 84 % af overfladen. Vulkanske bjergarter og andre bjergarter uden interesse for olieefterforskningen er angivet med sort. Områder med bjergarter fra intervallet Kambrium - Perm (Palæozoikum) er vist med gul farve, mens bjergarter afsat inden for Trias - Tertiær (Mesozoikum - Kænozoikum) er vist med grøn.

De tre vigtigste aflejningsområder i Grønland er Peary Land Bassinet langs nordkysten, Centrale Østgrønlandske Bassin strækkende sig fra Scoresbysund til 76° nordlig bredde, og endelig Disko Bassinet centralt i Vestgrønland.

Den del af Peary Land Bassinet, som ses på land, er cirka 900 km langt og 125 km bredt og udfyldt af Palæozoiske sedimenter. Bassinet har en strukturel fortsættelse mod vest gennem det arktiske Canada, hvor betydelige lagtykkelser er konstateret ved boreriger - som dog i det nærliggende Ellesmere Island ikke har givet hverken olie eller gas. Der er dog stadig muligheder i Peary Land Bassinet, hvor sorte skifre fra Ordovicium og Silur er potentielle moderbjergarter, og hvor revkalksten fra samme tid eventuelt kunne optræde som reservoirstejnarter. Den afsides beliggenhed og vanskelige besejlingsforhold bevirker, at de øvrige bassiner i øjeblikket har større interesse.

Det cirka 1000 km lange og maksimalt 100 km brede Østgrønlandske Bassin, afgrænset af forkastninger, er hovedsagelig udfyldt af sedimentter fra Mesozoikum samt Kvartertiden. Dette område, inklusive den tilstødende shelf som formentlig også fremviser sedimentter fra Tertiær, antages tidligere at have været i forbindelse med den nordlige del af Nordsøen.





Tværsnit gennem centrale Østgrønland og Nordsøen - figur 3 - viser en slående lighed både med hensyn til sedimenternes alder og type samt forkastningsmønster inden den endelige opfyldning af bassinerne. Snittet gennem Grønland rækker helt ud på shelfen, mens snittet gennem den nordlige Nordsø rækker fra Cormorant feltet i den Britiske sektor til Statfjord feltet i den norske sektor.

SPREDNINGEN GRØNLAND-LABRADOR FRA ØVRE KRIDT TIL ÆLDRE TERTIÆR

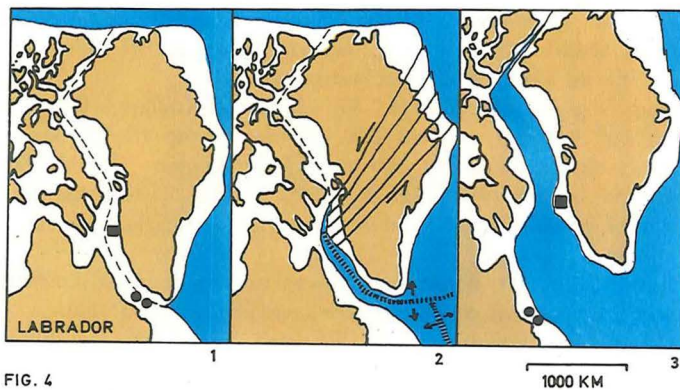
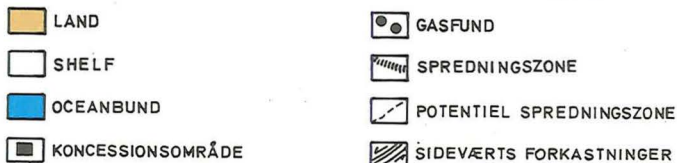


FIG. 4



I Østgrønland kendes fra Juratid tykke sandsten med gode reservoir-egenskaber (stor porøsitet), og dette taget sammen med blokforkastningsmøn-stret på land antyder olie/gasmuligheder ude på shelfen, hvor de samme sedimenttyper formodes at forekomme i endnu større lagtykkelser, og hvor blokmønstreet kunne danne passende olie/gasfælder. Bemærk her de formo-dede kileformede dæklag af Tertiær alder - disse, formentlig overvejende lerede lag, kunne "forsegle" såvel flydende som luftformige kulbrinter i de underlejrende lag fra Mesozoikum.

Den tætte pakis ud for Østgrønland gør imidlertid en nærmere ud-forskning af shelfen både vanskelig og bekostelig. Centrale Østgrønland kan kun besejles i knapt 3 måneder om året - enkelte år har besejling været umulig.

Tilbage bliver Disko Bassinet, som i særlig grad er i selskabernes søgelys. Inden området i Vestgrønland omtales nærmere vil det være på sin plads at omtale relationerne mellem shelfen ud for Vestgrønland og den ud for Labrador og Baffin Island på Den canadiske side.

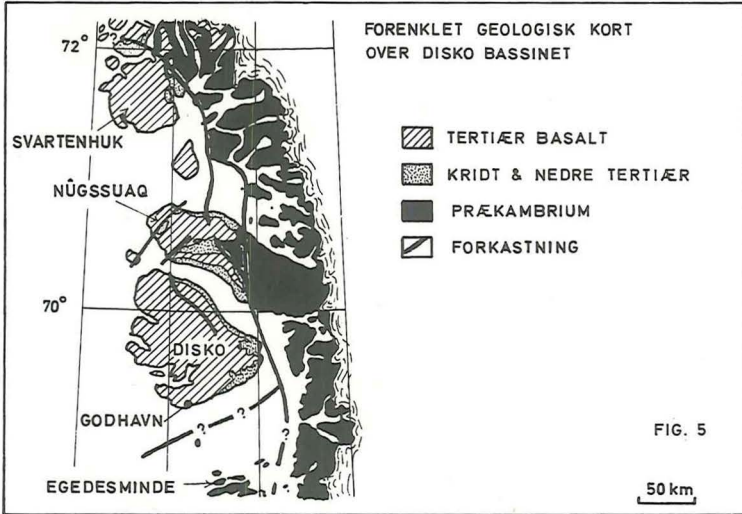
Det er generelt accepteret, at Nordamerika og Europa tidligere har hængt sammen, for gennem yngste Mesozoikum og Tertiær at være drevet fra hverandre, idet der samtidig dannedes ny oceanbundsjordskorpe uden om den midtatlantiske ryg. Den storstiledede kontinentdrift er dog ikke fo-regået uden interne rivninger, og figur 4 viser dannelsen af en begyndende spredningszone mellem Canada og Grønland. Denne interne spredning startede i slutningen af Kridt og varede til ind i ældre Tertiær.

Hvis forløbet har været som skitseret i figur 4 må der i shelfområ-det på begge sider være mange lighedspunkter - både med hensyn til se-dimenttyper og senere strukturelle forstyrrelser, idet man på begge sider af Labradorhavet finder en serie kippede forkastningsblokke som resultat af den begyndende spredning. Ud for Labrador er fundet gas i to borer, "Bjarni" og "Gudrid", se figur 4, og det berettiger til en vis optimisme med hensyn til de vestgrønlandske muligheder.

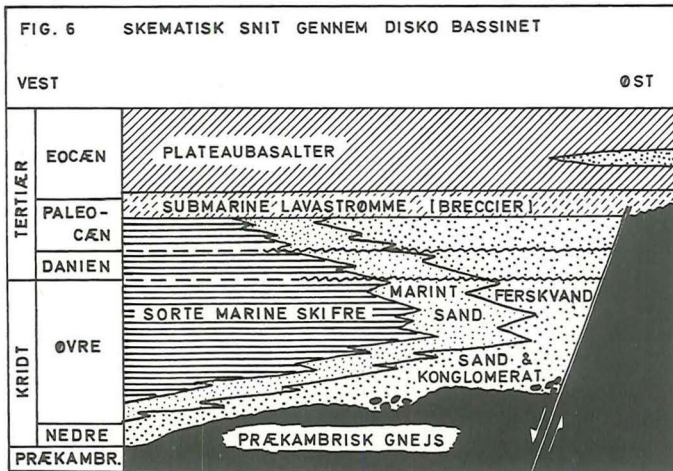
Figur 5 giver et forenklet billede af geologien i Disko Bassinet. "Landdelen" af bassinet er godt 350 km lang og op til 150 km bred, og er, som det fremgår mod øst afgrænset af forkastninger. De blottede sedi-menter på land stammer fra Kridt og ældre Tertiær. Disse sedimenter er i størstedelen af området dækket af kilometertykke lavalag fra Tertiær (vist med skræstreges i figur 5).

Figur 6 viser et skematisk øst-vest snit gennem Disko Bassinet og giver samtidig et indtryk af de skiftende miljøer gennem tiden.

Grovkornede konglomerater, sandsten og lerskifre fra Nedre Kridt hviler direkte på den forvitrede Prækambriske granit/gnejsoverflade. Efter-hånden trængte havet længere ind over Vestgrønland, og prøver man at følge en af de horisontale tidslinier fra vest mod øst ses, at man kommer fra marine skifre (vandrette streger) afsat på dybt vand til marine sandsten



(fine prikker) fra lavere dybder, og videre ind i deltadannelser eller rent kontinentale aflejringer (grove prikker), med planteforsteninger. Figur 6 antyder, at havet i Paleocæn (ældre Tertiær) atter trak sig tilbage i vestlig retning, hvorefter hele området dækkedes af basaltiske lavaer - de første lavastrømme var iøvrigt submarine.

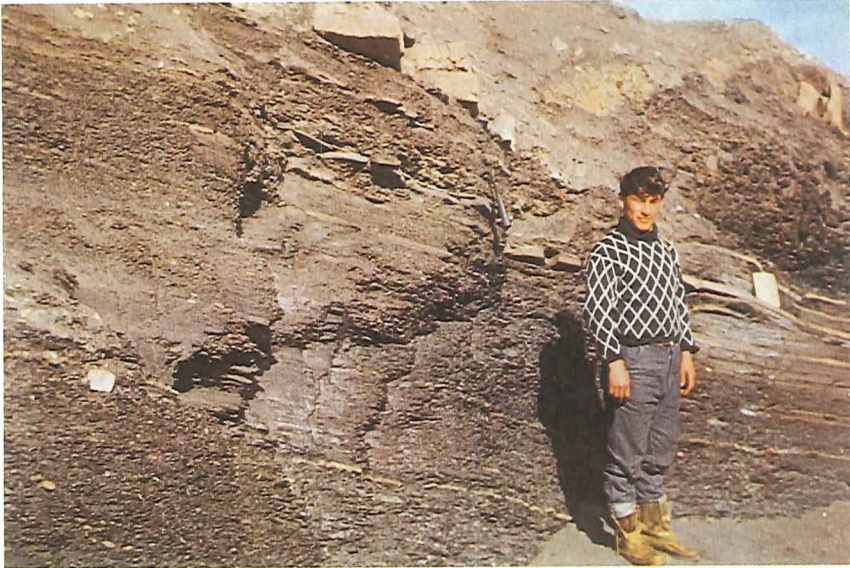




Figur 7. Sandsten med kullag fra Nedre Kridt. Nūgssuaq halvøen.



Figur 8. Sandsten og lerskifer fra Kridt/Tertiær, gennemskåret af basaltiske gange (diabasgange). Nūgssuaq halvøen.



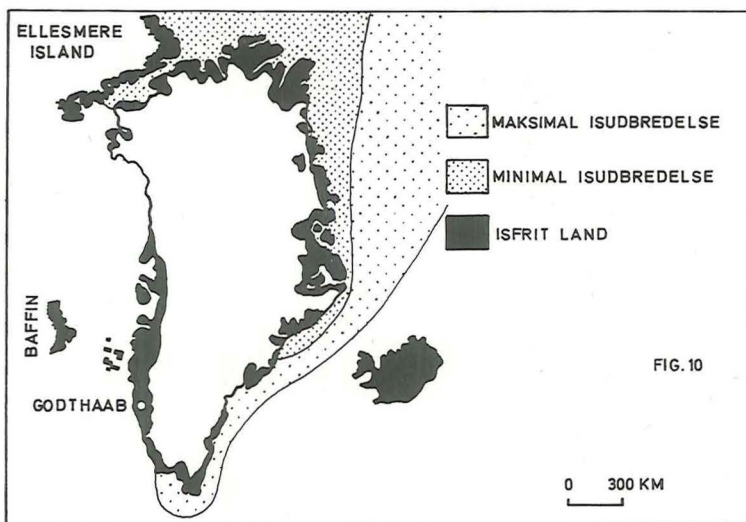
Figur 9. Marin sort lerskifer (potentiel moderbjergart) fra Øvre Kridt. Nûgssuaq halvøen.

Det antages, at sedimenterne i bassinets østlige del er omkring 3500 meter tykke, og at tykkelsen stiger kraftigt mod vest. Det er vigtigt, at bassinet således rummer såvel potentielle moderbjergarter (sorte marine skifre) og forskellige sandsten, der kunne fungere som reservoirsten.

På grundlag af den nuværende, begrænsede viden synes Kridt-Tertiær lagserien at være lovende - men også i forbindelse med Disko Bassinet må man tage stilling til flere tekniske problemer.

Ved sammenligning med modstykket i Labrador shelfen på den anden side af Davis Strædet synes problemerne i såvel den indledende prospekteringsfase som senere udvikling af eventuelle olie/gasfelter dog overkommelige, og der er støtte i veletablerede bysamfund, lufthavne samt havne, der er isfri året rundt.

Figur 10 viser den årlige maksimum og minimum udbredelse af paksisen og med sorte felter er angivet de øjeblikkelige koncessionsområder, der er koncentreret i randen af den isfri shelf. Isproblemerne i Nordgrønland og Østgrønland forekommer uovervindelige med den nuværende teknologi.

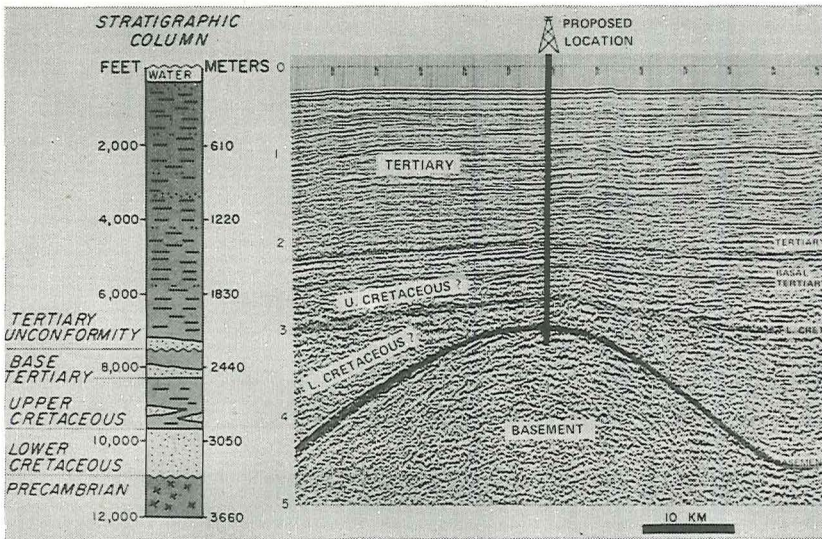


Vor direkte viden om Disko Bassinet er begrænset til - indtil boringer er foretaget - hvad man kan se på land - forholdene i de dybereliggende dele af bassinet kan man imidlertid få indtryk af gennem seismiske undersøgelser. Figur 12 viser et skematisk seismisk profil over den vestgrønlandske shelf - flere detaljer er vist i delprofilerne i figurerne 13 til 17, og placeringen af delprofilerne er markeret i figur 12.

I disse profiler er det Prækambriske grundfjeld angivet med violet. De overliggende sedimenter menes hovedsagelig at stamme fra Kridt og Tertiær, og den røde linie i figurerne angiver den omtrentlige placering af grænsen mellem disse to perioder. Profilet i figur 12 er godt 150 km langt og når fra den vestgrønlandske kyst ud til et punkt mellem Grønland og det sydøstlige Baffin Land. Den vertikale skala i figurerens højre side viser den tid i sekunder, som det tager en seismisk chokbølge at nå fra overfladen ned til en reflekterende horisont og tilbage igen.

De gule og grønne linier i profilerne, figur 13 til 17 angiver reflekterende laggrænser og dermed også lagenes hældning. Ved sammenligning af figur 12 med figur 13 til 17 må man lige bemærke forskellen i højdeoverdrivelse (4.1 : 1 mod 1.8 : 1).

Shelfrandens grænse ved 500 meter dybdekurven er markeret i figur 12 og 16, og lagenes tiltagen i tykkelse bort fra kysten er iøjnefaldende - fra godt 2400 meter til 6000 meter. Blokforkastningsmønstret ses tydeligt i delprofil 4 og 5 (figur 16 og 17).



Figur 11. Strukturmodel for den vestgrønlandske shelf.

Figur 11 er et eksempel på den struktur-type, som er udviklet langs dele af den vestgrønlandske shelf. Bjergartssøjlen til venstre giver alder, type og tykkelse af de sedimenter, der kan forventes over kammen af den rygformede struktur - denne model må dog bekræftes gennem kommende borer.

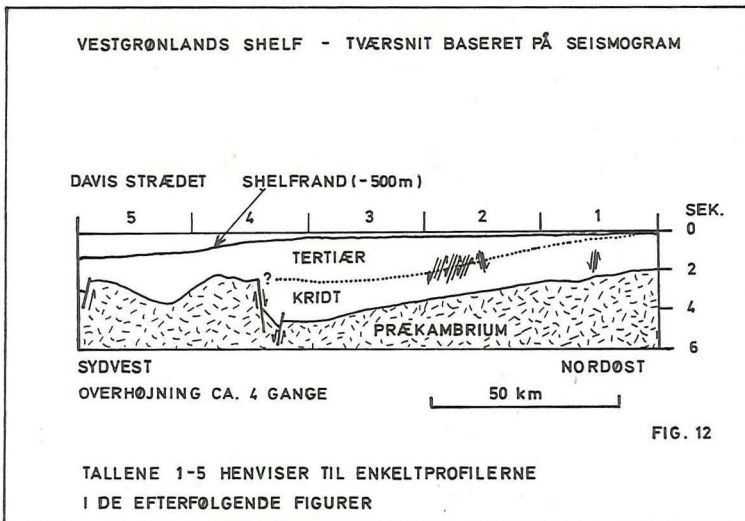
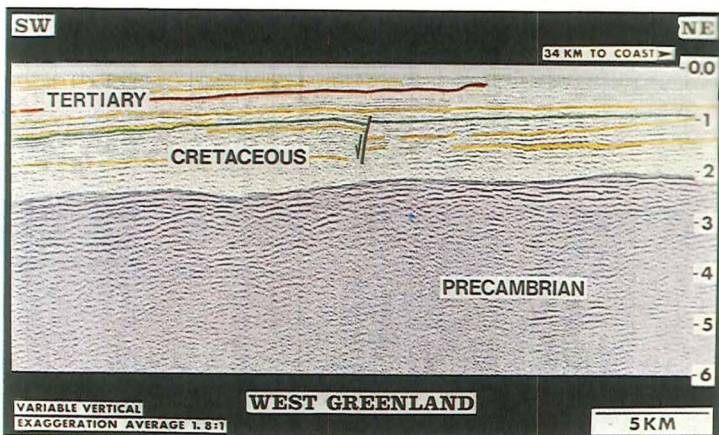
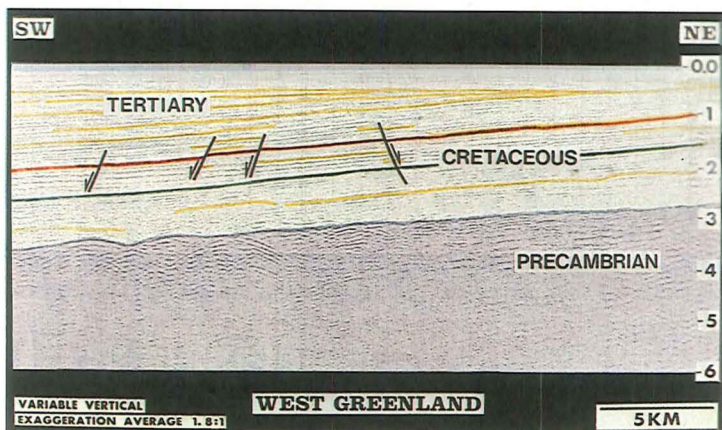


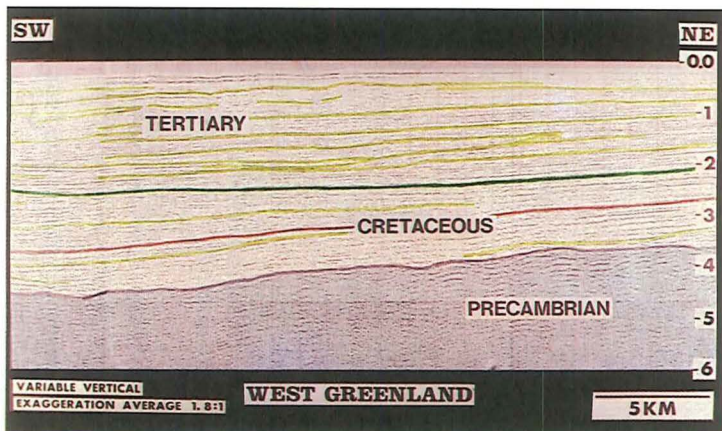
FIG. 12



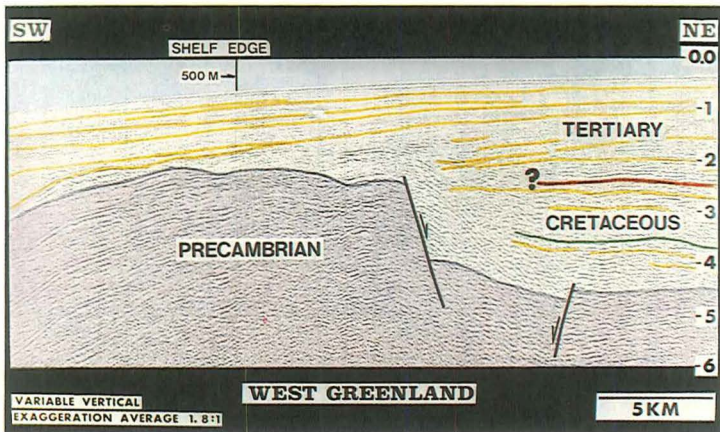
Figur 13.



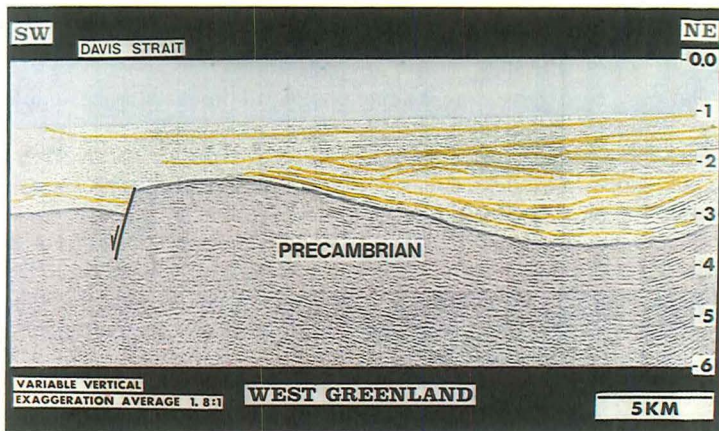
Figur 14.



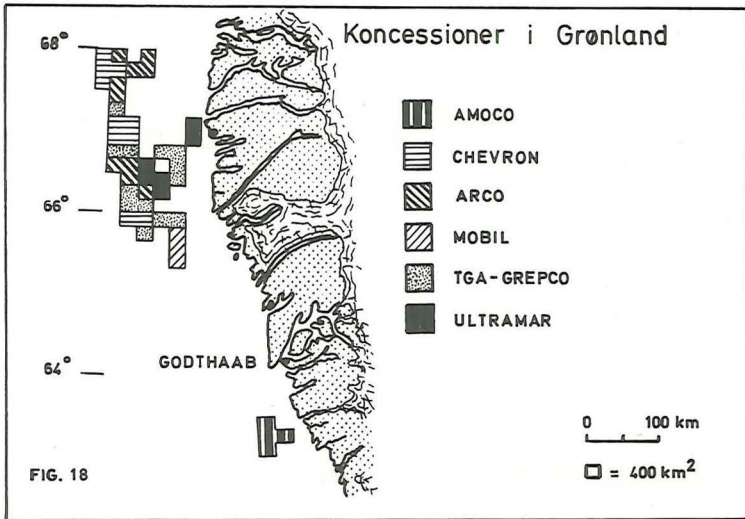
Figur 15.



Figur 16.



Figur 17.



Figur 18 viser de koncessionsområder, der blev bevilget til 6 af ansøgergrupperne. Ministeriet for Grønland har udstedt bevillinger til ialt 46 blokke, som tilsammen dækker godt 19000 kvadratkilometer. Amoco-gruppen har fået 4 blokke, Chevron-gruppen 10 blokke, Arco-gruppen 10 blokke, Mobil-gruppen 3 blokke, Grepcogruppen 13 blokke, og endelig har Ultramar-gruppen fået 6 blokke.

Den følgende tabel viser de enkelte gruppers sammensætning af firmaer og deres procentuelle andel. Det først nævnte firma i hver gruppe er "operator" - det vil sige forestår det praktiske arbejde, se side 79.

Det kan også have interesse at kende til koncessionsbetingelserne, som de er stillet af Ministeriet for Grønland.

Størrelsen af de tildelte områder har indtil nu været op til 6 blokke med et samlet areal på 2400 kvadratkilometer. De fleste koncessioner har en størrelse på 3-4 blokke.

Hver koncession tildeles for en 10-årig periode til indledende undersøgelser, med mulighed for en 6-årig forlængelse. I tilfælde af olie og /eller gasfund gælder koncessionen i 30 år plus den eventuelle "ubrugte" del af den indledende 10-års periode. Der er endvidere mulighed for en yderligere forlængelse på 10 år.

Hver koncession skal opretholdes for mindst 3 år. Efter 6 års forløb må en trediedel af koncessionsområdet gives tilbage, og endnu en trediedel af det oprindelige koncessionsområde afgives efter ialt 10 års forløb.

Minimumskravene til efterforskningen er blevet fastsat ved forhandlingerne omkring koncessionsansøgningerne og varierer fra koncession til

Gruppe	Deltagende firmaer	Andel %
Amoco	Amoco Greenland Oil Company	33,33
	Deminex Danmark	33,33
	Pancanadian Petroleum Denmark	33,33
Chevron	Chevron Petroleum Company of Greenland	25
	BP Petroleum Development of Greenland	25
	NIOCDEN, København	25
	Saga Petroleum Danmark	25
ARCO	ARCO Greenland	25
	Denmark-Cities Service	25
	Hispanica de Petroleos	25
	Hudbay Oil Company of Denmark	25
Mobil	Mobil Exploration Greenland	25
	Amoco Greenland Oil Company	25
	Deminex Danmark	25
	Pancanadian Petroleum Denmark	25
TGA-Grepc	Total Grønland	29,17
	Gulf Oil Canada-Greenland	29,17
	Aquitaine Danmark	29,17
	Greenland Petroleum Consortium (Grepc)	12,5
Ultramar	Ultramar Greenland	50
	Murphy Greenland Oil Company	30
	Gold Fields Greenland	10
	Bomin International Petroleum Exploration Grl.	10

koncession. Lejeafgiften for en koncession stiger med varigheden af koncessionsrettighedernes opretholdelse. Fra 0-6 år er lejeafgiften 100 kr/km², fra 6-10 år 150 kr/km², mens forlængelser ud over de første 10 år koster 300 kr/km².

Ved olie- og/eller gasfund indtræder en udnyttelsesafgift på 800 kr/km² i det første år, stigende til 8000 kr/km² i det tiende år, hvorefter afgiften forbliver konstant.

Det skal bemærkes, at udnyttelsesafgiften normalt vil blive modbalanceret med udgifterne.

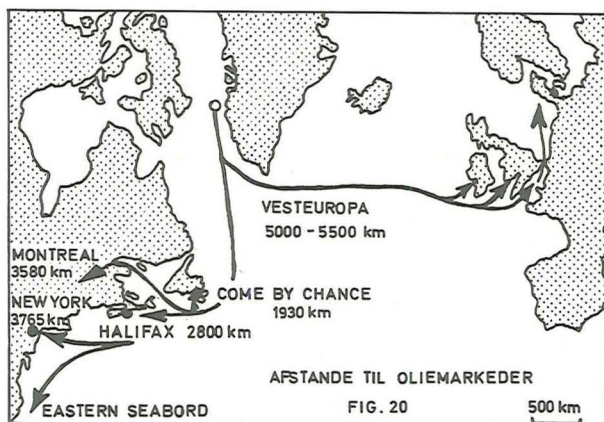
På produktionen er der en statsafgift på 12,5 % af produkternes salgsværdi - denne afgift kan erlægges kontant eller i naturalier.

55 % af koncessionshaverens nettooverskud tilkommer den danske stat, efter at bruttooverskuddet er blevet reduceret med den før omtalte statsafgift, operationsudgifter og andre omkostninger.



Figur 19. Boreskibet "Pelican".

Den danske stat kan vælge at deltage i hvilke som helst fund med op til 50 % - en beslutning herom skal dog træffes højst 180 dage efter koncessionshavernes fremlægning af planerne for udviklingen af det pågældende felt. Iøvrigt er koncessionshaveren pligtig til at fremlægge sådanne planer inden 12 måneder efter at fundet er gjort.



Til undersøgelsesboringer vil formentlig anvendes boreskibe som "Pelican" (figur 19), der nu har gennemført 6 boringer ud for Labrador. Under de gældende klimabetingelser vil et skib af denne type kunne operere i 8½ måned om året - idet vind og sø forventes at være en større hindring end pakisen.

Figur 20 viser de afstande, som tankskibene må tilbagelægge til markedet i Nordeuropa, østlige Canada og USA - transporten kan foregå året rundt. Danmark har førsteret på at aftage de eventuelle olie/gas-produkter fra Grønland.

ØKONOMISKE FORUDSÆTNINGER:

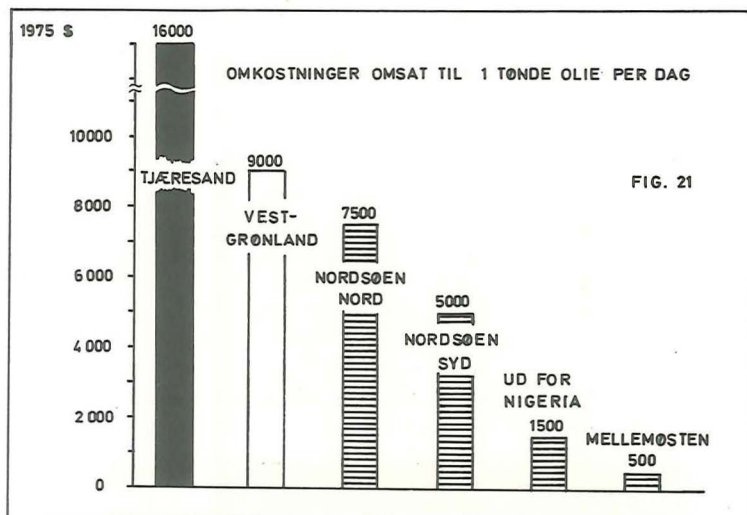
Efterforskning, udvikling og produktion koster mange penge - følgelig må der stilles visse krav til forekomsterne, og Gulf Oil er gået ud fra følgende forudsætninger:

1. Boringer med "fund" må udgøre 33 1/3 i efterforskningsfasen.
2. I udviklingsfasen må succesboringer udgøre 80 % - af 30 udviklingsboringer i et felt regnes med, at 24 skal være producerende, mens de resterende kan blive brugt som "injektionsboringer" til at drive olien mod de producerende boringer.
3. Der vil blive anvendt en isforstærket stålboreplatform forankret i havbunden. Platformen bygges i land og bugseres til borestedet. Herfra vil blive boret i flere retninger. Platformen, som også vil rumme værksteder, kraftforsyning, mandskabsrum og så videre, placeres på 200 meters dybde. Forsyningstjenesten varetages af slæbebåd og helikopter. Olien føres til land via en rørledning og kan herfra udskibes hele året.
4. De anslåede udgifter til efterforskning, udvikling og årlig drift er regnet i 1975 dollars.
5. Økonomien er anslået for et totalfelt.
6. Den gennemsnitlige OPEC-pris på en tønde olie var i september 1975 12 US dollars, og det forventes, at grønlandsk olie vil gå til verdensmarkedspris.
7. Man udgår fra en produktion på 2500, 5000 og 10000 tønder olie per dag per boring i de første 8 år - derefter faldende med 15 % per år gennem resten af feltets levetid.
8. Der skal svares afgifter og skat til den danske stat i overensstemmelse med de opnåede koncessionsbetingelser.
9. Produktionen vil starte 1. januar 1985.

På grundlag af erfaringer fra boringerne ud for Labrador og det nuværende omkostningsniveau i Nordsøen er beregnet den nødvendige kapital for efterforskning, etablering af boreplatform og rørledning ind til den grønlandske vestkyst - det andrager cirka 750 millioner 1975-dollars.

Derefter er beregnet den nødvendige størrelse af feltet og produk-

tionen for at kunne få et udbytte på 20 % af investeringen, efter at alle skatter og afgifter er betalt. Feltet må for at nå dette mål rumme 400 millioner tønder udvindelig olie med en daglig produktion af 3500 tønder fra hver af de 24 produktive borer - svarende til en daglig total på 84000 tønder olie for hele feltet.



Figur 21 giver en sammenligning af anlægsudgifterne i forhold til én tonde olie per dag for Vestgrønland og flere etablerede produktionsområder. Vestgrønland ligger med 9000 dollars i den dyre ende - men det vil dog stadig være billigere end at udvinde olie af tjæresand.

Man kan tillade sig at være optimistisk - de geologiske forhold (bjergarter og strukturer) er favorable, og den nødvendige teknologi er til stede.

Men også ud for Østgrønland er der gode oliemuligheder - her kræves en videre teknisk udvikling, og eventuelle initiativer her vil givetvis afvente erfaringer fra Vestgrønland.

EFTERSKRIFT - Artiklen er baseret på et foredrag holdt i Oslo september 1975, og forfatterne ønsker at takke følgende firmaer og personer. TGA-Greppo-gruppen for tilladelse til at bruge visse data, Geophysical Services Inc. for tilladelse til at gengive seismiske data - endvidere takkes M. Beltrand (Gulf Oil), G. Henderson (Grønlands Geologiske Undersøgelse) og Gulf Oil's efterforskningsstab (Calgary) for bistand.