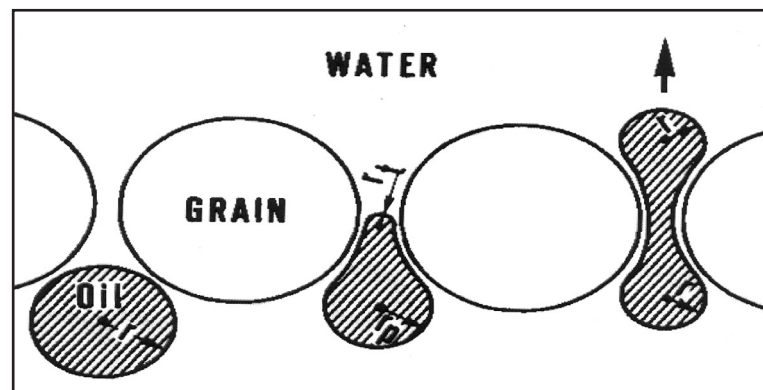


Primär och sekundär migration av hydrokarboner

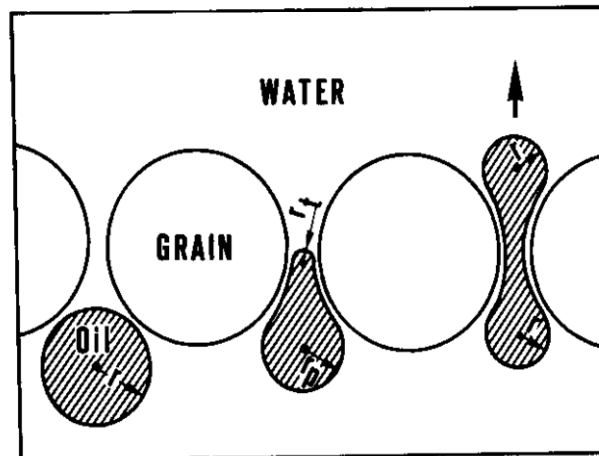
Olof Brodén

Examensarbeten i Geologi vid
Lunds universitet - Berggrundsgeologi, nr 237
(15 hskp/ECTS)



Geologiska institutionen
Centrum för GeoBiosfärsvetenskap
Lunds universitet
2008

Primär och sekundär migration av hydrokarboner



Examensarbete
Olof Brodén

Geologiska Institutionen
Lunds universitet
2008

Handledare: Kent Larsson

Innehåll

1	Introduktion	5
2	Metoder	5
3	Resultat	5
3.1	Kerogen	5
3.2	Primär migration	6
3.2.1	Kontinuerligt oljeflöde	7
3.2.2	Hydrokarbonbubblor och droppar	7
3.2.3	Kolloida och micella lösningar	7
3.2.4	Molekylära lösningar	8
3.2.5	Migration genom sprickbildning	8
3.2.6	Sen respektive tidig migration	8
3.3	Sekundär migration	8
3.4	Reservoarbergarter och fällor	10
3.4.1	Fällor	11
3.5	Typfall	12
3.5.1	Viking Graben	12
3.5.2	Vøringbassängen	12
3.5.3	Baltiska syneklisen	12
4	Sammanfattning och slutsatser	13
5	Tack	13
6	Referenser	13

Omslagsbild: Transport av olja genom porer (Tissot och Welte, 1978).

Primär och sekundär migration av hydrokarboner

Olof Brodén

Brodén, O., 2008: Primär och sekundär migration av hydrokarboner. *Kandidatexamensarbete i geologi vid Lunds universitet*, 14 sid. 15 Hskp.

Sammanfattning: Syftet med denna litteraturstudie har varit att studera den primära och sekundära migrationen av hydrokarboner. Den primära migrationen är den process som sker då hydrokarboner, efter det att dessa bildats i moderbergarten under specifika tryck och temperaturförhållanden, drivs ut till en reservoarbergart. De faktorer som anses vara de troligaste orsakerna till att primär migration kan ske är sprickbildning inom moderbergarten när denna ligger på ett stort djup. Ifall hydrokarbonerna befinner sig på ett djup ner till 2000 m kan transport ske med underjordiska vattenflöden. I reservoarbergarten sker den sekundära migrationen vilken under gynnsamma förhållanden kan medföra en ansamling av hydrokarboner vid en takbergart i en fälla. Förflyttningen i reservoaren sker med hjälp av densitetsskillnader, flytkraften eller kapillärtrycket.

Vidare har det även undersökts några typfall från Nordsjön, Norska Havet och Östersjön där förhållanden och utvecklingen av moder-, reservoar- och takbergarter beskrivits. Studien har visat att det finns skillnader mellan bildningssätten av dessa bassänger.

Nyckelord: migration, petroleum, kolväten, moderbergart, reservoar

Olof Brodén, Department of Geology, GeoBiosphere Science Centre, Lund University, Sölvegatan 12, SE-223 62 Lund, Sweden. E-mail: olof.broden.054@student.lu.se

Primary and secondary migration of hydrocarbons

Olof Brodén

Brodén, O., 2008: Primär och sekundär migration av hydrokarboner. *Kandidatexamensarbete i geologi vid Lunds universitet*, 14 sid. 15 Hskp.

Abstract: The purpose of this literature study is to explain the primary and secondary migration of hydrocarbons. Primary migration is the process when hydrocarbons, after their maturation in the source rock, are migrating to the reservoir rock. The main reason for primary migration is supposed to be cracking within the source rock or transportation with subsurface waterflows acting to a depth of about 2000 m. In the reservoir rock the secondary migration takes place where the hydrocarbons under favourable conditions may get trapped. The movement of hydrocarbons in the reservoir are due to density differences, floatforce and capillary pressure.

Some cases in the North Sea, Norwegian Sea and Baltic Sea have also been examined and their evolution described. The study has shown there are differences in the basin history.

Keywords: migration, petroleum, hydrocarbons, source rock, reservoir

Olof Brodén, Department of Geology, GeoBiosphere Science Centre, Lund University, Sölvegatan 12, SE-223 62 Lund, Sweden. E-mail: olof.broden.054@student.lu.se

1 Introduktion

För att en kolväteansamling ska kunna bildas behövs det en moder-, en reservoar- och en takbergart. Det måste även kunna ske ett utbyte mellan moder- och reservoarberget. Detta utbyte kallas migration och delas in i primär och sekundär migration och sker vid optimala förhållanden.

Syftet med detta arbete är att undersöka primära och sekundära migrationen av hydrokarboner (kolväten) och att reda ut dess begrepp. De beskrivna processerna appliceras även på forskningen inom ämnet.

Moderbergarten består antingen av lersten, kalksten eller skiffer. När moderbergarten utsätts för subsidens ökar trycket och temperaturen stiger, vilket medför att de petrofysikaliska egenskaperna förändras och hydrokarboner bildas.

Detta beskrevs redan av Athy (1930) vilket visar att forskning inom petroleumbildningen intresserat forskare under en längre tid och inte enbart tillkommit under de senaste åren. Stora delar av petroleumforskningen bedrevs under 1970-talet, men då kände man redan till grunderna och riktade, så som Dickey (1975), in sig på hur migrationen sker.

Den primära migrationen sker inom moderbergarten och ut till reservoarbergarten vilken har mer porösa och permeabla lager. Det bör dock påpekas att det här handlar om geologisk tid.

När hydrokarbonerna väl lämnat moderbergarten och kommit in i reservoarbergarten sker den sekundära migrationen. Den sekundära migrationen sker med hjälp av densitetsskillnader, flytkraften och kapillärtrycket. Det är inte ovanligt att underjordiska vattenflöden påverkar migrationen beroende på hur dessa flyter.

Den slutgiltiga fasen i migrationen är då olja och gas samlas vid en takbergart i en fälla. Det finns olika fällor vilka åskådliggörs i Fig. 1.

Beroende på vilken temperatur som föreligger mot djupet så sker oljebildningen i det så kallade oljefönstret, se Fig.2. Oljebildningen sker mestadels vid det djup där temperaturen är 60-150°C. I det exempel som ses i Fig.2, sker detta på ett djup mellan 3800 och 6100 m. Efter 6100 m övergår det till att enbart producera torr (metan) och våt gas. Med ökat djup så övergår det till enbart torr gas som är den enda gasen som är stabil vid dessa temperaturer på över ca 200°C (Welte och Letthaeuser, 1983).

2 Metoder

Detta arbete har baserats på en litteraturstudie där material har hanterats från fackböcker, vetenskapliga artiklar och Internet.

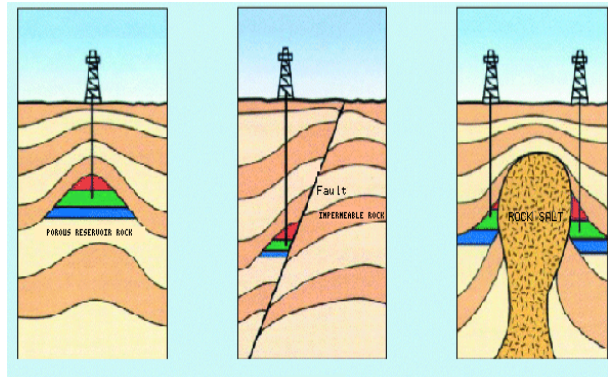


Fig.1. Det finns huvudsakligen tre fällor som är vanliga. Dessa är stratigrafiska fällor, strukturella fällor och diapirer (Oil and Gas, 2008).

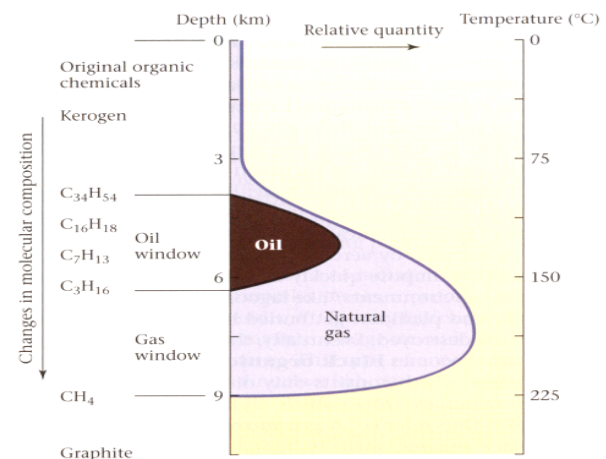


Fig. 2. Oljebildningen sker inom oljefönstret vid katagenesen (Miall 2000).

3 Resultat

3.1 Kerogen

Hydrokarboner i moderbergarter bildas beroende av temperaturen under subsidensen och typen, strukturen och kvantiteten på dess kerogener. Kerogen består av organisk materia och är olösligt.

Moderbergarten består vanligtvis av finkorniga sediment vilka ofta har höga halter kalciumkarbonat, eller så består den av lerig kalksten som har höga halter organiskt material. Massan av spritt organiskt material, vilket är olösligt på grund av dess högt polymeriserade natur, kallas kerogen. Denna måste ha en speciell kemisk struktur och egenskaper för att kunna bli en bra hydrokarbonkälla (Welte och Letthaeuser, 1983).

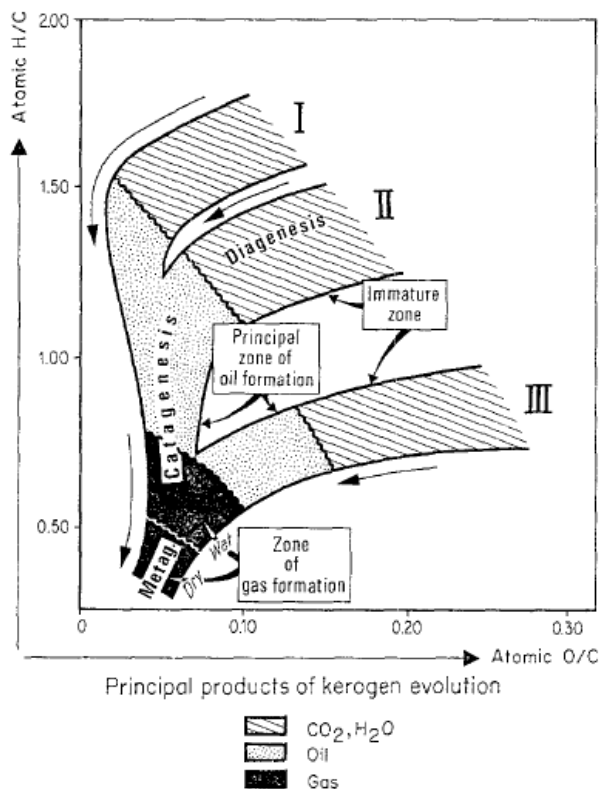


Fig. 3. Utvecklingen av olika kerogentyper till petroleum (Welte och Letthaeuser, 1983).

Det finns tre olika kerogentyper enligt Welte och Letthaeuser (1983), vilka vanligtvis betecknas kerogen typ I-III och som klassificeras utifrån dess mognad då sammansättningen ändras med trycket och temperaturen. För att skilja de olika kerogentyperna mäter man och anger man dess förhållanden i H/C och O/C kvoter (Fig.3).

Typ I har ett högt H/C värde som ligger på 1,5 eller mer och ett lågt O/C värde på 0,1 eller lägre. Denna typ består mestadels av lipid material, framför allt alifatiska kedjor. Förekomsten av denna typ är tämligen ovanlig.

Typ II har relativt höga H/C och låga O/C värden och finns i mycket stora mängder. Den är även överrepresenterad i källmaterialet vilket avger petroleum. Den är vanligtvis relaterad till marina sediment där olika planktonarter och mikroorganismer har deponerats.

Typ III har en relativt låg H/C kvot som ligger under 1,0 och ett högt O/C värde på 0,2 eller 0,3. Denna typ innehåller inte heller några estergrupper och är generellt sämre för oljegererering. Den är dock en mycket bra källa för gasgenerering i rätt miljö. Denna typ härstammar mestadels från landbaserade växter (Welte och Letthaeuser, 1983).

I enlighet med Fig. 3 så bildar typ I och II betydligt större mängder hydrokarboner för petroleum än vad typ III gör.

3.2 Primär migration

Den primära migrationen sker när petroleum skiljer sig från kerogen och förflyttar sig från moderbergarten upp till reservoarbergarten (Tissot och Welte, 1978).

Hydrokarboner i form av petroleum finner man vanligtvis ner till ungefär 7000 m djup där trycket kan motsvara ungefär 1400 kg cm⁻². Geologi.dk (2008) anger att temperaturen på det djupet motsvarar ungefär 200°C. Enligt den geotermala gradienten (°C km⁻¹) så ökar trycket med djupet vilket medför att temperaturen ökar. Enligt Blatt (1982) så är genomsnittstemperaturen vid den geotermala gradienten 25°C km⁻¹. Den geotermala gradienten skiljer sig mellan olika områden beroende av berggrundens beskaffenhet. I sedimentbassänger ligger den vanligtvis i intervallet 15-50°C km⁻¹, det finns dock även undantag med extremer. Temperaturen i ett visst lager är inte linjärt mot djupet, vilket beror på termal konduktivitet och grundvattenflöden som kyler ner eller värmer upp omgivningen (Tissot och Welte, 1978). Vanligtvis har de flesta oljeproducerande moderbergarterna inte utsatts för mycket högre temperaturer än 100°C vid själva genereringen eller migrationen. Gas och lättare oljor produceras dock för det mesta vid temperaturer på 150-180°C, i extremfall upp till 250°C (Tissot och Welte, 1978).

Trycket ökar med ökad pålagring av sedimenten vilket medför en komprimering med reducerad diameter av porerna. Detta leder till en ökad skrymdensitet (bulk density) och minskad porositet med ökat tryck och temperatur. Ifall porvätskan kan förflytta sig medför det att sedimenten har ett normaltryck vilket benämns hydrostatiskt tryck. Ifall det inte är möjligt för porvätskan att förflytta sig, uppstår ett övertryck i porerna vilket kallas för petrostatiskt eller geostatiskt tryck (Tissot och Welte, 1978).

Det anses vara en viktig faktor för migration av petroleum att porvätskan, vid det hydrostatiska trycket fortfarande har möjlighet att förflytta sig.

Enligt Magara (1974) så sker migrationen till följd av att vattnet expanderar av den ökade temperaturen. Migrationen sker från varma till kalla områden, vilket exempelvis innebär att migration sker från djupare till grundare områden. Detta innebär att temperaturpåverkade vätskor följer samma generella riktning som vätskor vilka påverkas av normal kompaktion.

Vid klastiska sediment så är porositeten exponentiell mot djupet (Athy 1930). Karbonater uppför sig

dock på ett annat sätt vid kompaktion än vad sediment gör. De första hundratal metrarna av subsidensen sker kompaktionen som hos sedimenten varefter den kemiska diagenesen tar över och blir den ledande processen (Tissot och Welte, 1978).

Under själva subsidensen av moderbergarten förändras bitumenkompositionen och antal mättade hydrokarboner ökar. När spjälkning blir den huvudsakliga reaktionen bildas mestadels gas. Detta medför en minskning av den genomsnittliga tyngden av molekylerna och även av dess diameter med ökat djup och mognad. Det har även till följd att ett förändrat absorptionsbeteende och en förändrad vattenlöslighet uppstår. Dessa förändringar är viktiga vid eventuella modeller av den primära migrationen (Tissot och Welte, 1978). Enligt Esemé et al (2007) så är den drivande kraften bakom den primära migrationen relaterad till genereringen av petroleum och de beskriver den som koncentrationsdriven.

De olika komponenterna av petroleum som transporteras vid migration har en molekylär vikt som sträcker sig från 16, metan (CH_4), till tunga komponenter med en molekylär vikt på 5000, så som asfalter. Dessa komponenter kan vara i gas-, flytande eller fast form. Den effektiva diametern varierar från 3,8 Å (CH_4) upp till ungefär 100 Å (asfalter) (Tissot och Welte, 1978).

Migration kan ske på olika sätt beroende på moderbergartens miljö. Teoretiskt sett skulle det kunna finnas separata olje- och gasfaser med individuella oljedroppar eller gasbubblor, kolloidala och micella lösningar eller verkliga molekylära lösningar (true molecular solutions). Detta är dock beroende av den kemiska och fysiska miljön i moderbergarten. Förflyttningen av massan kan ske antingen genom diffusion eller genom massflöde (bulk flow). För att migration ska kunna ske, behövs det energi vilket tillförs genom tryck och temperatur. Två viktiga faktorer för transporten av petroleum genom porsystemet i berg är ifall flödessystemet är monofasiskt eller polyfasiskt samt ifall porväggarna är oljevätade eller vätade av vatten (Tissot och Welte, 1978). Det bör dock så som Esemé et al (2007) påpekar betänkas att den forskningen som sker om primär migration ofta sker på krossat berg eller extraherad kerogen, vilket medför att det tagits ut från den naturliga miljön. Detta innebär att många faktorer som eventuellt skulle ha varit av stor betydelse försvinner.

3.2.1 Kontinuerligt oljeflöde

Den möjliga förflyttningen av petroleum som ett separat, mer eller mindre kontinuerligt oljeflöde har

diskuterats av Dickey (1975). Han påvisade att oljemättnadsgraden av den totala porvätskan i moderbergarten kan bli så hög som 50 % ifall porvattnet är tätt och strukturerat. Konceptet med relativ permeabilitet och mättnad i jämvikt med åtanke på vätska blir trivial ifall vattnet är fixerat till porväggarna, eftersom hydrokarboner då inte kan röra på sig. Ifall det är oljevätade porväggar, kan olja förflytta sig som en kontinuerlig oljefas även vid en lägre oljemättnad. Underjordiska förhållanden, som skulle tillåta primär migration av petroleum som en fortlöpande oljefas, bör ha höga bitumenkoncentrationer med ett litet vattenflöde i en potentiell moderbergart. Det medför att djupt belägna moderbergarter vid sitt oljegerationsmaxima enligt oljefönstret, med en relativt hög kompaktionsgrad, erbjuder den bästa möjligheten för primär migration som ett separat kontinuerligt oljeflöde. Drivkraften för vätskeförflyttningen vid dessa förhållanden skulle vara trycket (Tissot och Welte, 1978).

3.2.2 Hydrokarbonbubblor och droppar

Vid transport av gas eller olja i form av bubblor eller droppar genom vattenmättade porer så finns kapillärtrycket med som viktig faktor. Så länge porerna har en större diameter än bubblorna eller dropparna så finns det inget hinder för förflyttningen. Ifall pordiametern är mindre än dessa så måste kapillärtrycket övervinnas innan förflyttningen kan ske.

Höga tryckskillnader borde teoretiskt kunna nås under katagenesen vid stora djup under subsidensen. Porutrymmena är till stor del troligtvis upptagna av vatten som är immobilt och vilket även kan vara bundet till mineraler, vilka då minskar volymen där petroleum skulle kunna ta sig fram. När detta sker så bildas tryckskillnader med ofta lokalt högre tryck. När ett visst tryck har överstigits bildas sprickor vilka minskar trycket och medför migration. Det är bevisat att olja i vattenfas knappt migrerar ifall inte sprickor uppstår i moderbergarten. Eftersom gas behöver ett högre kapillärtryck än olja för att migrera som bubblor, så är det desto mer osannolikt att transporten av gas sker som bubblor under den första migrationen (Tissot och Welte, 1978). Thomas et al (1990) anser dock att primär migration av gas sker snabbt och oproblemiskt och att det därför är intressantare att fokusera på oljemigrationen.

3.2.3 Kolloida och micella lösningar

Baker (1959) föreslog att transporten av petroleum kunde ske som kolloida och micella lösningar. Kolloider kan bestå av små partiklar som har samma strukturer eller är formade som aggregat av mindre molekyler av olika slag. Även andra molekyler kan

vara kolloider, men storleken är vanligtvis mellan 10-10⁷000 Å. Polära organiska molekyler kan bilda ordnade aggregat som kallas miceller. Dessa kan innehålla 100 eller fler molekyler vilka har den hydrofila ytan utåt och den hydrofoba delen inåt. Råolja och sediment innehåller molekyler med polära ytor så som ”naphthenic acids”.

Att miceller och kolloider skulle kunna vara en lösning till primär migration beror på att det verkar vara det enda sättet att lösa näst intill vattenlösbara hydrokarboner i akvatiska porlösningar (aqueous pore solution) vid relativt låga temperaturer (Tissot och Welte, 1978). Det verkar dock inte vara sannolikt att denna process är vanlig vid primär migration, om ens processen över huvud taget sker. Om processen trots allt skulle ske så skulle den enbart pågå i ytligt liggande moderbergarter under den initiala bildningsfasen (Tissot och Welte, 1978).

3.2.4 Molekylära lösningar

Molekylära lösningar är en möjlig transportmekanism vid primär migration. Skillnaden i lösligheten av olika petroleumkomponenter med låg respektive hög molekylär vikt är mycket stor. Generellt sett så är hydrokarboner med låg molekylär vikt mer vattenlösliga än hydrokarboner med hög vikt. Lösligheten sjunker med ökande antal kolatomer, dock är hydrokarboner med långa kedjor mer lösliga än vad som borde förväntas av en extrapolation av lösligheten av de lägre medlemmarna ur serien. Detta har man försökt förklara med att de eventuellt kan ha bildat micellformationer (Tissot och Welte, 1978).

Price (1973,1976)(refererad till i Tissot och Welte, 1978) visade att lösligheten ökade drastiskt ifall heteroatomer (N, S, O) var närvarande på en hydrokarbon samtidigt som en salinitetsökning medförde en minskning av lösligheten. Price (1973) drog slutsatsen att enbart en liten procentsats av jordens petroleum kunde ha genomgått primär migration med molekylära lösningar. Sannolikheten att molekylära lösningar i porvatten är en potentiell mekanism är god, dock enbart för lättare hydrokarboner då deras löslighet är större.

3.2.5 Migration genom sprickbildning

Oberoende av på vilket sätt migrationen sker så kan pordiametern och absolut respektive relativ permeabilitet inte negligeras. Problemen med att porerna blir för små och tappar kontakt med varandra är mycket relevanta och kan enbart övervinnas ifall berget krackelerar eller sprickor uppstår där petroleum kan förflytta sig utan större restriktioner (Tissot och Welte, 1978).

Enligt Tissot och Welte (1978) har det påvisats att det uppstår sprickor på grund av övertryck vid instängda porvätskor eller på grund av gasfickor vilka utsätts för extremt tryck. Processen med övertryck och sprickbildning måste upprepas ett stort antal gånger i moderbergarten under geologisk tid för att kunna medföra ett gas- och oljeflöde som är meningsfullt.

Suping et al (2007) ansåg att gasbildningen skulle kunna vara huvudorsaken till primär migration då stora mängder gas genereras vid oljegerationen vilket leder till det snabbt ökade trycket. Så fort en mikrofraktur har öppnats minskar trycket då vätskan eller gasen tar sig ut, vilket medför att det omkringliggande trycket försluter poren igen. Nytt tryck byggs upp och processen börjar om igen. Trycket i porerna ökar även på grund av den ökade expansionen som följer på temperaturökningen.

3.2.6 Sen respektive tidig migration

Migrationen som sker delas enligt Tissot och Welte (1978) in i tidig och sen migration där den tidiga migrationen sker under de första 1500 m av subsidensen. En del petroleum bildas redan vid 50-70°C på 1000-1500 m djup.

Primär migration mellan 1500 och 3500 m är accepterat som den så kallade huvudfasen (main phase) då den största delen av produktionen sker här. Dock är inte alla mekanismer fullt förklarade ännu. Det kan inte anges ett exakt djup, en exakt temperatur eller porositet som behövs för primär migration då det finns för många parametrar och information som saknas om den primära migrationen (Tissot och Welte, 1978).

Sen migration används för att beskriva migration som sker efter 1500 m subsidens vilket sammanfaller med huvudfasen av hydrokarbongenerationen. Efter 1500 m börjar berget bli dränerat på vatten. Mellan 1500 och 2000 m försvinner stora delar av vattnet uppåt genom berget vilket även anses vara den enda effektiva mekanismen för petroleummigration då hydrokarboner flyter upp med vattnet innan porerna blir förstörda. Här sker även en drastisk minskning av permeabiliteten (Tissot och Welte, 1978).

3.3 Sekundär migration

Sekundär migration sker när petroleumkomponenter rör sig genom mer porösa och permeabla än moderbergartens mindre permeabla och porösa lager. Sekundär migration slutar i kolväteförande bassänger (hydrocarbon pools). Tektoniska händelser så som veckning, förkastningar eller höjningar kan dock medföra redistribution av dessa olje- eller gasbassänger, vilket medför ytterligare en fas av sekundär migration.

Ifall denna andra sekundära migration slutar i en ny ackumulation så kallas det för remigration.

Olja och gas ackumuleras vanligtvis i den högsta punkten av en fälla, då dessa har lägre densitet än de vattenfyllda porerna, vilket medför att de stiger till följd av flytkraften. Olja och gas formar en bassäng närhelst deras fortsatta förmåga att stiga hindras av ett mindre permeabelt lager vilket utgör en takbergart. Ifall petroleum inte hamnar vid en takbergart så sipp- rar det tids nog ut vid markytan eller havsbotten.

Några viktiga parametrar för den sekundära migrationen och för bassängformationen är: kapillärtryck, flytförmåga, densitetsskillnader och det hydrodynamiska flödet (Tissot och Welte, 1978). Migrationen kan ske lateralt eller vertikalt (Geologi.dk, 2008). Enligt Wilson (2005) så kan man numera beräkna vägen migrationen kommer att ta (eller har tagit) förutsatt att platsen för oljebildningen hittas och tiden för dess migration och dess mognad beräknats. Dock är det svårt att få fram bevis för lateral migration på detta sätt. Det är även svårt att beräkna exakt var under migrationsvägen petroleum kommer att lastas av.

När hydrokarboner lämnar den täta, finkorniga, lågporösa moderbergarten och kommer in i reservoar- bergarten så bildas, beroende på dess disposition, större bubblor eller droppar. Större kroppar av olja kan förflytta sig uppåt med hjälp av flytförmågan. Mindre droppar kan inte detta, då det finns en större resistens mot att flyta, då dessa har en högre ytenergi per volymenhet (Tissot och Welte, 1978).

Under hydrostatiska förhållanden skulle flytkraften kunna bli tillräckligt stor för att övervinna kapillärtrycket, vilket motsätter sig sekundär migration. Flytkraften ökar med densitetsskillnaden mellan porvatten och olja men även med ökad höjd av oljekolumnen (oil column).

Olja som är fångad under en takbergart i en reservoar under hydrostatiska förhållanden representerar ett jämviktsförhållande mellan flytkraften som försöker förflytta oljan och kapillärtrycket i takbergarten som motsätter sig detta.

När flytkraften blir större än kapillärtrycket så förflyttar sig oljedroppen genom porhalsen enligt Fig.4. (Tissot och Welte, 1978).

Underjordiskt vattenflöde förekommer ofta vilket medför att påverkan av hydrodynamiska förhållanden inte kan ignoreras. Flöde av vatten, oberoende av i vilken riktning, påverkar sekundär migration och är en viktig faktor som är relaterad till hydrodynamiska gradienter. Ifall vattnet flödar uppåt så hjälper det vid den sekundära migrationen till så att hydrokarbonerna förflyttar sig snabbare, men flödar vattnet nedåt så kan det motverka migrationen. Flödar vattnet nedåt

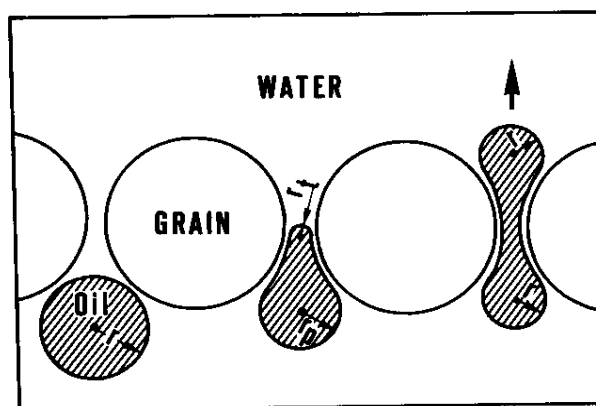


Fig. 4. Transport av olja genom porer i en vattenvätd miljö med hjälp av kapillärtrycket (Tissot och Welte, 1978).

så måste flytkraften vara stor nog för att övervinna vattentrycket för att migration ska kunna ske.

Det är svårt att avgöra vid vilken punkt hydrokarboner börjar gå samman till större kroppar av olja eller gas för att förflytta sig snabbare. Undersökningar av oljefält har visat att det alltid finns en mycket liten del olja kvar i moderbergarten efter det att produktionen har upphört. Detta anses visa att det är mycket ovanligt att migration sker i form av en massiv fas över distanser på >100 km.

Enligt Tissot och Welte (1978) är det mycket svårt att påvisa den relativa vikten av de olika krafterna vid sekundär migration. Dock anses det vara säkert att de initiala stegen av den sekundära migrationen sker i form av droppar som är mindre och även mer skingrade än de droppar som närmar sig det slutgiltiga stadiet vid migrationen. Mycket små droppar påverkas inte så mycket av flytkraften som av den hydrodynamiska kraften. Detta innebär att den hydrodynamiska kraften är viktigare vid de initiala stegen av den sekundära migrationen än under slutskedet.

Coustau et al (1975) (refererad till i Tissot och Welte, 1978) klassificerade sedimentära bassänger enligt deras hydrodynamiska egenskaper och härledde denna klassificering till petroleumpotential. Tre huvudtyper av bassänger beskrevs: innan, under och efter invasionen av meteoriskt vatten, visat i Fig.5.

Tidiga bassänger (juvenile basins), inte nödvändigtvis unga, med kompaktionsinducerad centrifugal, lateral vattenrörelse. Kan finnas stora intressen i petroleum här.
Exempel: Nigeria, Nordsjön, Mexikanska golfen.

Intermediära bassänger (intermediate basins) med centripetal vattenrörelse, artesiska egenskaper

och färskvatteninflöde. Sannolikheten för petroleum här är från goda till mycket goda. Exempel: Persiska Golfen, Östra Sahara, Parisbassängen mm.

Sena bassänger (senile basins) med hydrostatiska förhållanden och generellt invaderad av meteoriskt vatten. Sannolikheten att hitta petroleum här är mycket liten om ens befintlig. Exempel: Nordspanska bassängen.

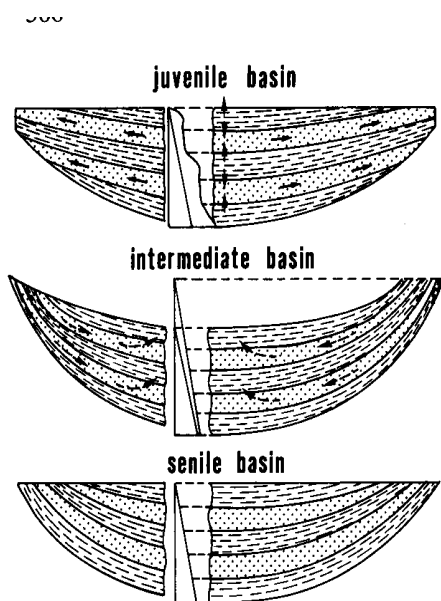


Fig. 5. Tre huvudtyper av bassänger enligt Coustau (Tissot och Welte 1978).

Enligt Coustau et al (1975) så har det hydrodynamiska flödet mycket stor betydelse för sekundär migration och bildandet av bassänger. Ifall hydrodynamiskt vatten flyter för snabbt eller flyter till för länge så kan det fördröja bassängens uppbyggnad eller till och med förstöra existerande ackumulationer med dismigration.

Den slutgiltiga fasen av den sekundära migrationen infaller då olja och gas samlar sig vid den högsta punkten i en fälla. Olja och gas kan fångas i vilken bergart som helst som är tillräckligt porös oberoende av dess litologi.

Under hydrostatiska förhållanden skulle olja eller gas stiga med flytförmågan till dess att den hade nått den högsta punkten i fällan utan större rörelser av den vattenförande delen (Tissot och Welte, 1978).

Under hydrodynamiska förhållanden så kan vattnet förflytta sig längs med den täta takbergarten där hydrokarbonerna fastnar. En annan möjlighet är att vattnet förflyttar sig genom reservoarbergarten eller en annan del av takbergarten där hydrokarbonerna lastas

av. En sådan gräns kan vara en skillnad i kornstorlek eller en förändring i lagrens lutning. Det kan även vara en nedåtgående hydrodynamisk gradient som håller hydrokarbonerna på plats och strävar mot flytkraften.

Ett bra exempel visas i Fig. 6. där förflyttningen av olja och gas sker vid förändrad vattenhastighet.

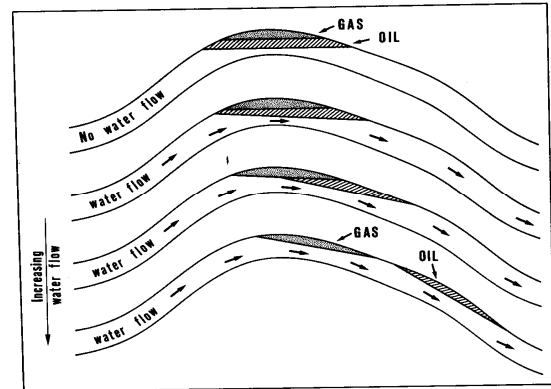


Fig. 6. Olja och gas vid förändrad vattenhastighet i fällan (Tissot och Welte, 1978).

När olja och gas stiger så bildas ett fortlöpande hydrokarbonnätverk i reservoarbergartens porsystem. Vattnet i porerna ersätts med hydrokarboner genom kapillärtryck och flytkraft. Mineralytorna är vanligtvis vätade med vatten som kallas för icke reducerbart relikvatten (irreducible minimum amount of connate water) vilket finns i alla hydrokarbonfyllda reservoarer. Det kan även förekomma vissa områden i reservoaren där olja och gas inte kan ta sig in i beroende på det extrema kapillärtryck som finns där. Sådana situationer uppstår vanligtvis i karbonater och i detritala bergarter med sekundär cementering (Tissot och Welte, 1978).

Ifall det finns mer gas tillgängligt än olja i dräneringsområdet så kommer det sannolikt att medföra att den resulterande ackumulationen vid takbergarten har en gaskappa. Om det enbart är lite gas i upptagningsområdet så kommer detta inte att vara fallet.

Själva förloppet för migrationen av hydrokarboner visas i Fig 7.

3.4 Reservoarbergarter och fällor

Petroleum kan enbart ansamlas under sekundär migration i en så kallad fälla där reservoarbergarten är permeabel eller porös. Vilken porös och permeabel bergart som helst kan bli en reservoar för olja eller gas. Bergarterna kan vara detritala, klastiska, vanligtvis kiselhaltigt material eller kemiska eller biokemiska utfälda bergarter, vanligtvis karbonater. Det är inte heller ovanligt att petroleum finns i skiffer som har

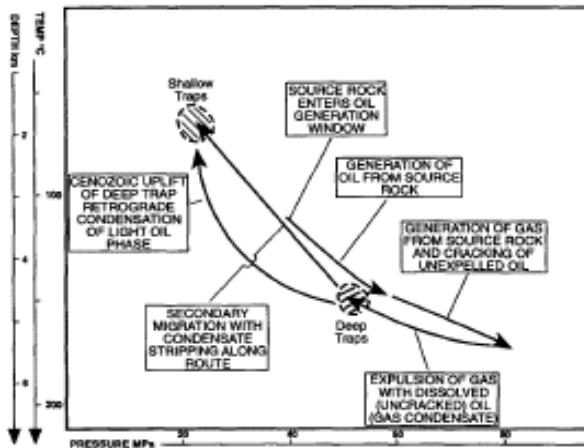


Fig. 7. Hydrokarbonernas evolution från deponering till fällan (Doré och Jensen, 1996).

sprickor. Det vanligaste när det kommer till fällor är att de har konvex form uppåt i en porös reservoarbergart i kombination med en tämligen impermeabel takbergart. Den viktigaste geometriska parametern är att den måste vara tät både i det vertikala och horisontala planet utan något signifikant läckage, för att forma en invert behållare (Tissot och Welte, 1978).

De två viktigaste faktorerna för en reservoarbergart är porositeten och permeabiliteten där porerna bör hänga ihop. De flesta klastiska reservoarbergarterna har kornstorlekar mellan 0,05-0,25 mm vilket resulterar i porradier i sandstensreservoarer på mellan 20-200 μ (Tissot och Welte, 1978). Porositeten i reservoarbergarten ligger ungefär mellan 5-35 % där porositeten i karbonatbergarter vanligtvis är lite mindre än sandstenens, dock är permeabiliteten vanligtvis högre (Tissot och Welte, 1978, geologi.dk, 2008).

Större delen av petroleumansamlingarna finner man i klastiska eller detritala reservoarbergarter, inklusive silt- och sandstenar, arkoser och gråvackor. Klastiska bergarter står för mer än 60 % av oljeförekomsterna och ytterligare 30 % finner man i karbonatreservoarer och resterande 10 % finner man i övriga bergarter. 40 % av de så kallade gigantiska olje- och gasfälten (giant oil and gas fields) finner man i karbonatbergarter (Tissot och Welte, 1978).

Det finns två olika sorters porositet i sedimentära bergarter: primär (intergranulär) och sekundär porositet. Sandsten har vanligtvis primär porositet vilken är beroende av packning och variation av storlek och form på kornen. Välsorterade sandkorn med sfärisk form ger utmärkta reservoarer med hög primär porositet. Med stor andel finkornigt material sjunker dock kvaliteten på reservoaren.

Med ökad pålagring och diagenes så tappar sandstenen i porositet, mestadels på grund av cementering och rekristallisering (Tissot och Welte, 1978).

3.4.1 Fällor

En fälla är en geologisk formation som medför att petroleum ansamlas och sparas under ett tidsintervall. Fällorna kan förekomma i olika former och innehålla olika porutrymmesvolymmer och mängd petroleum. Den maximala kapaciteten som en fälla har är volymen mellan den högsta punkten och spillplanet vid botten. Det är ytterst sällan en fälla är full och när spillpunkten. Dessutom är den aldrig full av petroleum då där även finns större mängder vatten i reservoaren (Selley 1985, Tissot och Welte, 1978). En fälla kan innehålla gas, olja eller båda delarna. Olje-vattenkontakten (OWC) är den djupaste oljeproduktionsnivån. Liknande finns även en gas-oljekontakt (GOC) eller gas-vattenkontakt (GWC). Att känna till dessa gränser är viktigt för att kunna bestämma reservoarens kolvätereserver (Chapman 1973, Selley 1985).

De vanligaste typerna av fällor visas i Fig.1 och utgörs av strukturella och stratigrafiska fällor. Den förstnämnda har formats av tektonisk aktivitet medans den sistnämnda uppstått till följd av sedimentär deposition enligt Geologi.dk, (2008). Strukturella fällor är i majoritet vid de kända fällorna, dessutom är dessa även lättare att hitta (Tissot och Welte, 1978). Det finns även diapirfällor vilka bildats av flöden orsakade av densitetskontraster (Fig.1). Det finns två typer av diapirer: salt diapirer/saltdomer och lerdiapirer. En ovanligt förekommande fälla är den hydrodynamiska fällan som har bildats på grund av vattenflöden (Chapman 1973).

Det finns tre olika huvudtyper av sprickor/förkastningar vilka delas in av Aydin (2000). Dessa delas in i kompressions-, tensions- och skjuvnings-sprickor/förkastningar. Dessa typer skiljer sig genom geometrin och spridningen. Även flödesegenskaperna är olika beroende på litologin och den geomekaniska miljön.

Förkastningar är komplext uppbyggda vilket kan hindra eller snabba på migrationen eller flödet av hydrokarboner beroende på förkastningsprocessen. Enligt Aydin (2000) finns det minst fyra kategorier av förkastningsbeteenden:

- transmitterande förkastning
- förseglande förkastningar
- vertikal transmitterande och lateralt förseglande förkastningar
- förkastningsförseglande eller oregelbundet transmitterande.

Gränserna mellan gas, olja och vatten kan vara skarpa eller oskarpa i övergångarna. Abrupta kontakter påvisar en permeabel reservoar när däremot oskarpa visar på låg permeabilitet med högt kapillärtryck.

(Selley 1985).

3.5 Typpfall

3.5.1 Viking Graben

Viking Graben sträcker sig i nord-sydlig riktning mellan den engelska och den norska kusten i norra Nordsjön. Väster om den ligger den östra Shetlandsplattformen och österut ligger Vestland Arch. Viking Graben och speciellt den östra Shetlandsbassängen tillhör de mest undersökta delarna av den nordvästra europeiska kontinentalsockeln och är för närvarande även den mest produktiva när det gäller hydrokarboner (Glennie, 1990).

Enligt Glennie (1990) så finns reservoarbergarter i jurassiska enheter så som vid Magnus (östra Shetlandsbassängen) med ett djup på ungefär 2900 m, en porositet på 19-25 % och en permeabilitet på 100-500 mD eller Troll som ligger på ungefär 1400 m, som har en porositet på 25-40 % och en permeabilitet på ungefär 110 mD. Kimmeridgeformationen och Draupneformationen är generellt accepterade som moderbergarterna vilka ligger på ett djup som är på >3000 m. Kimmeridgeformationen har en organisk halt på mellan 5-10 % och beräkningar visar att det oljegererande fönstret ligger på mellan 2500-4500 m och har en höjdpunkt i genereringen som ligger på ca 3250 m. Den största genereringen av olja skedde under paleocen i Viking Graben och under sen eocen i de djupare delarna av östra Shetlandsbassängen.

Migrationen sker från Kimmeridgeformationen via Heatherformationens skiffer till reservoaren som har en uppåtgående stupning längs med ett lutande förkastningsblock. Det finns i Kimmeridgeformationen ett mycket högt tryck som medverkar. Reservoaren täcks av en kretaceisk märgel (Glennie, 1990).

3.5.2 Vøringbassängen

Den huvudsakliga utvecklingen av den nordöstra atlantiska marginalen (NE Atlantic margin, NEAM) skedde under jura som resultat av de tektoniska aktiviteter som fanns i öst-västlig utsträckning. I detta område är det strukturella tektoniska fällor som är i övervägande majoritet. Reservoarer finns i ett intervall som ligger mellan den kretaceiska och den undre tertiären och anses bestå av gravitationsdriven sand som har transporterats dit från bland annat Lofotenområdet. Sandstenen kallas för "Santonian-Campanian sandstone" och finns enbart i de norra bassängerna av NEAM. Den anses vara relaterad till de kretaceiska tektoniska rörelserna. Den största mäktigheten av denna sandsten finns dock i Vøringbassängen där den uppgår till 160 m. Längre söderut finns den knappt alls och i höjd med Shetlandsöarna så har den försvunnit helt (Doré et al,

1997).

Moderbergarterna i nordöstra Atlanten härstammar enligt Doré et al (1997) från jura och har ett övertryck som medför att vertikal migration till stor del sker vilket anses vara bevisat. Berggrunden från jura ligger mycket djupt och borde ha kunnat generera majoriteten av sina hydrokarboner, långt innan de yngre övre kretaceiska-paleocena fällorna kunnat bildas, i vissa fall innan reservoaren deponerats. I dessa fall behövs det en remigration där hydrokarbonerna lagrats i intermediära reservoarer innan det att dessa brutits upp eller spillt över till yngre fällor. Sådana exempel anförs till exempel från övre kretaceiska-paleocena sandstensreservoarer i nordatlanten i enighet med Fig. 8.

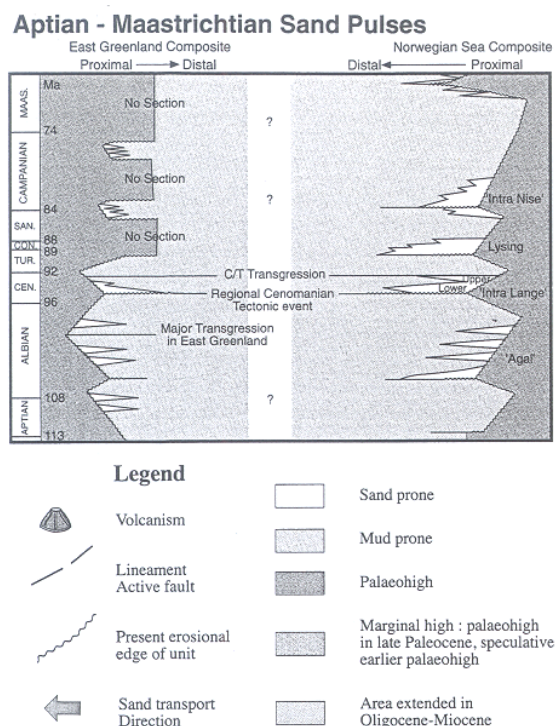


Fig. 8. Exempel på lagerföljder där remigration har skett i nordatlanten (Doré et al, 1997).

3.5.3 Baltiska syneklisen

Enligt uppgifter man kommit fram till så har oljegereringen i Baltiska syneklisen börjat i slutet av silur och har haft större delar av genereringen under devon och perm (Zdanaviciute och Lazauskiene, 2004). Den Baltiska syneklisen ligger mellan Teisseyre-Tornquist zonen (TTZ) i sydväst och den Baltiska skölden i norr.

Det finns kända ansamlingar av hydrokarboner i Sverige, de Baltiska länderna och Polen enligt Zdanaviciute och Lazauskiene (2004). Ansamlingarna är relaterade till kambriska, ordoviciska och siluriska bergarter. De kambriska och ordoviciska moderbergar-

terna är rika på organiskt material men tämligen tunna. Den siluriska moderbergarten är rik på organiskt material och även jämförelsevis mäktig.

Den gotländska oljan i den överordoviciska biohermen har sannolikt en avlägsen källbergart då den gotländska lagerföljden saknar en moderbergart av betydelse. Således skulle detta kunna vara ett exempel av påtaglig sekundär migration inom östersjöområdet (pers. komm. Kent Larsson, 2008).

Den kristallina berggrunden ligger i öst på ett djup på ca 800-1000 m och ökar i djupled mot sydväst där djupet är ca 2000-4500 m. Det så kallade kaledoniska komplexet som ligger ovanför den kristallina berggrunden anses bli den största blivande hydrokarbonproducerande enheten framöver. Mäktigheten varierar mellan 400-4500 m. I de centrala och de västra delarna av den baltiska syneklisen ligger kambrisk alunskiffer, vilken är ca 20 m mäktig och har en organisk halt på ungefär 12 %, vilket är högt. Den ordoviciska sektionen består även den av skiffer som är 5-10 m mäktig. Den har en organisk halt som vanligtvis är 0,7-11 %. När dessa moderbergarter har subsiderat till ca 1700 m så hamnar de inom oljefönstrets oljebildande stadium (Zdanaviciute och Lazauskiene, 2004).

Majoriteten av förkastningarna i det baltiska området kan enligt Zdanaviciute och Lazauskiene (2004) inte räknas som fortlöpande barriärer, dock som mycket goda transportvägar. De kambriska fällorna är relaterade till den lokala höjningen som beror på den tektoniska utvecklingen av bassängen.

4 Sammanfattning och slutsatser

Det finns många möjliga orsaker till primär migration av hydrokarboner, men de troligaste orsakerna anses vara sprickbildning inom moderbergarten som sker ifall portrycket blir större än det tryck som omger porerna. Ifall hydrokarbonerna har bildats på djup som inte förstört porerna ännu, kan hydrokarboner transporteras ut ur moderbergarten med vattenflöden. Detta anses även vara den enda effektiva migrationen.

Den sekundära migrationen av hydrokarboner som sker i reservoarbergarterna sker med hjälp av densitetsskillnader, flytkraften, hydrodynamiska flödet eller kapillärtrycket. Vid goda förhållanden medför migrationen en ackumulation i en fälla där hydrokarbonernas fortsatta förmåga att stiga hindras. Det kan dock ske tektoniska händelser så som veckning, förkastningar eller höjningar vilka kan medföra en remigration av hydrokarboner. Ett bra exempel på remigration är det i Northeast Atlantic Margin i Voringbas-

sängen där detta skett då hydrokarboner på grund av det stora djupet troligtvis genererats innan dess att fällorna kunnat färdigbildas.

5 Tack

Ett stort tack till handledare Kent Larsson som varit behjälplig med åsikter och rekommendationer under arbetets gång.

6 Referenser

- Athy, L.F., 1930: *Compaction and Oil Migration*. American Association of Petroleum Geologists Bulletin. Vol 14, 25-35
- Aydin, A., 2000: *Fractures, faults, and hydrocarbon entrapment, migration and flow*. Marine and Petroleum Geology, Vol 17, 797-814
- Baker, E.G., 1959: *Origin and Migration of Oil*. Science, Vol 129, No 3353, 871-874
- Blatt, H., 1982: *Sedimentary Petrology*. W.H. Freeman and company, San Francisco, 564 pp.
- Chapman, R.E., 1973: *Petroleum Geology, a concise study*. Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam, 303 pp.
- Coustau, H., Rumeau, J.L., Sourisse, C., Tison, J., 1975: *Classification hydrodynamique des bassins sédimentaires, utilisation combinée avec d'autres méthodes pour rationaliser l'exploration dans des bassins non-productifs*. Proc. 9th World Petroleum Congress. Tokyo. London.. Applied Science Publ. Vol. 2, 105-119
- Dickey, P.A., 1975: *Possible primary migration of oil from source rock in oil phase*. American Association of Petroleum Geologists Bulletin. Vol 59, 337-345
- Doré, A.G., Jensen, L.N., 1996: *The impact of late Cenozoic uplift and erosion on hydrocarbon exploration: offshore Norway and some other uplifted basins*. Global and Planetary Change, Vol 12, 415-436
- Doré, A.G., Lundin, E.R., Birkeland, Ø., Eliassen, P.E., Jensen, L.N., 1997: *The NE Atlantic Margin: implications of late Mesozoic and Cenozoic events for hydrocarbon prospectivity*. Petroleum Geoscience, Vol. 3, 117-131
- Emse, E., Littke, R., Krooss, B.M., Schwarzbauer, J., 2007: *Experimental investigation of the compositional variation of petroleum during primary migration*. Organic Geochemistry, Vol 38, 1373-1397
- Geologi.dk, 14 maj 2008
<http://www.geologi.dk/oljegas/>
- Glennie, K.W., 1990: *Introduction to the Petroleum Geology of the north Sea*. Blackwell Scientific Publications, Oxford, 402 pp.
- Magara, K., 1974: *Aquathermal Fluid Migration*. American Association of Petroleum Geologists Bulletin. Vol. 58, 2513-2516

- Miall, A.D., 2000: *Principles of Sedimentary Basin Analysis*. Springer-Verlag Berlin, 616 pp. (bild)
Oil and gas (05.01.2008)
<http://www.oilandgas.org.uk/education/students/anticline2.cfm>
- Price, L.C., 1973: *The solubility of hydrocarbons and petroleum in water as applied to the primary migration of petroleum*. Ph. D. thesis
Geol.University. California, Riverside.
- Price, L.C., 1976: *Aqueous solubility of petroleum as applied to its origin and primary migration*.
American Association of Petroleum Geologists
Bulletin. Vol 60, 213-244
- Selley, C.S., 1985: *Elements of Petroleum Geology*.
W.H. Freeman and Company, New York, 443
pp.
- Suping, M., Tianzhu, L., Ming, J., Yanqing, X., 2007:
*Experiments on the primary migration of oil
from source rocks*. Chinese Journal of
Geochemistry, Vol. 26, No 1, 66-71
- Tissot, B.P., Welte, D.H., 1978: *Petroleum Formation
and Occurrence, A New Approach to Oil and
Gas Exploration*. Springer-Verlag, Berlin, 538
pp.
- Thomas, M.M., Clouse, J.A., 1990: *Primary migration
by diffusion through kerogen: I. Model
experiments with organic-coated rocks*.
Geochimica et Cosmochimica Acta Vol. 54 ,
2775-2779
- Welte, D.H., Letthaeuser, D., 1983: *Generation of
Hydrocarbons in Source Rocks*. Die
Naturwissenschaften Vol. 70, 53-59
- Wilson, H.H., 2005: *A review of geological data that
conflict with the paradigm of catagenic
generation and migration of oil*. Journal of
Petroleum Geology, Vol. 28, 287-300
- Zdanaviciute, O., Lazauskiene, J., 2004: *Hydrocarbon
migration and entrapment in the Baltic
Syncline*. Organic Geochemistry, Vol. 35, 517-
527

**Tidigare skrifter i serien
”Examensarbeten i Geologi vid Lunds
Universitet”:**

189. Czarniecka, Ursula, 2005: Investigations of infiltration basins at the Vomb Water Plant – a study of possible causes of reduced infiltration capacity.
190. Głowacka, Małgorzata, 2005: Soil and groundwater contamination with gasoline and diesel oil. Assessment of subsurface hydro-carbon contamination resulting from a fuel release from an underground storage tank in Vanstad, Skåne, Sweden.
191. Wennerberg, Hans, 2005: A study of early Holocene climate changes in Småland, Sweden, with focus on the ‘8.2 kyr event’.
192. Nolvi, Maria & Thorelli, Gunilla, 2006: Extraterrestrisk och terrestrisk kromrik spinell i fanerozoiska kondenserade sediment.
193. Nilsson, Andreas, 2006: Palaeomagnetic secular variations in the varved sediments of Lake Gościąg, Poland: testing the stability of the natural remanent magnetization and validity of relative palaeointensity estimates.
194. Nilsson, Anders, 2006: Limnological responses to late Holocene permafrost dynamics at the Stordalen mire, Abisko, northern Sweden.
195. Nilsson, Susanne, 2006: Sedimentary facies and fauna of the Late Silurian Bjärsjölagård Limestone Member (Klinta Formation), Skåne, Sweden.
196. Sköld, Eva, 2006: Kulturlandskapets förändringar inom röjningsröseområdet Yttra Berg, Halland - en pollenanalytisk undersökning av de senaste 5000 åren.
197. Göransson, Ammy, 2006: Lokala miljöförändringar i samband med en plötslig havsyteförändring ca 8200 år före nutid vid Kalvöviken i centrala Blekinge.
198. Brunzell, Anna, 2006: Geofysiska mätningar och visualisering för bedömning av heterogenitetens utbredning i en isälvsavlagring med betydelse för grundvattenflöde.
199. Erlfeldt, Åsa, 2006: Brachiopod faunal dynamics during the Silurian Ireviken Event, Gotland, Sweden.
200. Vollert, Victoria, 2006: Petrografisk och geokemisk karaktärisering av metabasiter i Herrestadsområdet, Småland.
201. Rasmussen, Karin, 2006: En provenansstudie av Kågerödformationen i NV Skåne – tungmineral och petrografi.
202. Karlsson, Jonina, P., 2006: An investigation of the Felsic Ramiane Pluton, in the Monapo Structure, Northern Moçambique.
203. Jansson, Ida-Maria, 2006: An Early Jurassic conifer-dominated assemblage of the Clarence-Moreton Basin, eastern Australia.
204. Striberger, Johan, 2006: En lito- och biostratigrafisk studie av senglaciala sediment från Skuremåla, Blekinge.
205. Bergelin, Ingemar, 2006: $^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$ geo-chronology of basalts in Scania, S Sweden: evidence for two pulses at 191-178 Ma and 110 Ma, and their relation to the break-up of Pangea.
206. Edvarsson, Johannes, 2006: Dendrokronologisk undersökning av tallbestånds etablering, tillväxtdynamik och degenerering orsakat av klimatrelaterade hydrologiska variationer på Viss mosse och Åbuamossen, Skåne, södra Sverige, 7300-3200 cal. BP.
207. Stenfeldt, Fredrik, 2006: Litostratigrafiska studier av en plåtformad sand- och grusavlagring i Skuremåla, Blekinge.
208. Dahlenborg, Lars, 2007: A Rock Magnetic Study of the Åkerberg Gold Deposit, Northern Sweden.
209. Olsson, Johan, 2007: Två svekofenniska graniter i Bottniska bassängen; utbredning, U-Pb zirkondatering och test av olika abrasions-tekniker.
210. Erlandsson, Maria, 2007: Den geologiska utvecklingen av västra Hamrängesyntinalens suprakrustalbergarter, centrala Sverige.
211. Nilsson, Pernilla, 2007: Kvidingedeltat – bildningsprocesser och arkitektonisk uppbyggnadsmodell av ett glacifluvialt Gilbertdelta.
212. Ellingsgaard, Óluva, 2007: Evaluation of wireline well logs from the borehole Kyrkheddinge-4 by comparison to measured core data.
213. Åkerman, Jonas, 2007. Borrkärnekartering av en Zn-Ag-Pb-mineralisering vid Stenbrånet, Västerbotten.
214. Kurlovich, Dzmity, 2007: The Polotsk-Kurzeme and the Småland-Blekinge Deformation Zone of the east European Craton: geomorphology, structure of the sediment cover and the crystalline basement.

215. Mikkelsen, Angelica, 2007: Relationer mellan grundvattenmagasin och geologiska strukturer i samband med tunnelborrning genom Hallandsås, Skåne.
216. Trondman, Anna-Kari, 2007: Stratigraphic studies of a Holocene sequence from Taniente Palet bog, Isla de los Estados, South America.
217. Månsson, Carl-Henrik & Siikanen, Jonas, 2007: Measuring techniques of Induced Polarization regarding data quality with an application on a test-site in Aarhus, Denmark and the tunnel construction at the Hallandsås Horst, Sweden.
218. Ohlsson, Erika, 2007: Classification of stony meteorites from north-west Africa and the Dhofar desert region in Oman.
219. Åkesson, Maria, 2008: Mud volcanoes - a review 220. (15 hskp)
220. Randsalu, Linda, 2008: Holocene relative sea-level changes in the Tasiusaq area, southern Greenland, with focus on the Ta1 and Ta3 basins. (30 hskp)
221. Fredh, Daniel, 2008: Holocene relative sea-level changes in the Tasiusaq area, southern Greenland, with focus on the Ta4 basin.
222. Anjar, Johanna, 2008: A sedimentological and stratigraphical study of Weichselian sediments in the Tvärkroken gravel pit, Idre, west-Central Sweden. (30 hskp)
223. Stefanowicz, Sissa, 2008: Palynostratigraphy and palaeoclimatic analysis of the Lower - Middle Jurassic (Pliensbachian - Bathonian) of the Inner Hebrides, NW Scotland. (15 hskp)
224. Holm, Sanna, 2008: Variations in impactor flux to the Moon and Earth after 3.85 Ga. 15 hskp)
225. Bjärnborg, Karolina, 2008: Internal structures in detrital zircons from Hamrånge: a study of cathodoluminescence and back-scattered electron images. (15 hskp)
226. Noresten, Barbro, 2008: A reconstruction of subglacial processes based on a classification of erosional forms at Ramsvikslandet, SW Sweden. (30 hskp)
227. M e h l q v i s t , K r i s t i n a , 2008: En mellanjurassisk flora från Bagå-formationen, Bornholm. (15 hskp)
228. Lindvall, Hanna, 2008: Kortvariga effekter av tefranedfall i lakustrin och terrestrisk miljö. (15 hskp)
229. Löfroth, Elin, 2008: Are solar activity and cosmic rays important factors behind climate change? (15 hskp)
230. Damberg, Lisa, 2008: Pyrit som källa för spårämnen – kalkstenar från övre och mellersta Danien, Skåne. (15 hskp)
231. Cegrell, Miriam & Mårtensson, Jimmy, 2008: Resistivity and IP measurements at the Bolmen Tunnel and Ådalsbanan, Sweden. (30 hskp)
232. Vang, Ina, 2008: Skarn minerals and geological structures at Kalkheia, Kristiansand, southern Norway. (15 hskp)
233. Arvidsson, Kristina, 2008: Vegetationen i Skandinavien under Eem och Weichsel samt fallstudie i submoräna organiska avlagringar från Nybygget, Småland. (15 hskp)
234. Persson, Jonas, 2008: An environmental magnetic study of a marine sediment core from Disko Bugt, West Greenland: implications for ocean current variability. (30 hskp)
235. Holm, Sanna, 2008: Titanium- and chromium-rich opaque minerals in condensed sediments: chondritic, lunar and terrestrial origins. (30 hskp)
236. Landen, Ludvig & Bohlin, Erik, 2008: Geofysiska mätmetoder för prospektering till ballastmaterial. (30 hskp)
237. Brodén, Olof, 2008: Primär och sekundär migration av hydrokarboner. (15 hskp)



LUNDS UNIVERSITET

Geologiska institutionen
Lunds universitet
Sölvegatan 12, 223 62 Lund