

Karbonatplattformen und Erdölgeologie (Sonderskript für Vorlesung „Riffe“)

Einleitung: Wo Erdöl?

Vgl. Abbildungen; bevorzugt an

- Passiven Kontinentalrändern
- Intrakratonischen Becken
- Größte Erdöl- und Erdgaslagerstätten in der Regel in fossilen Riffen und Karbonatplattformen

Inhaltsübersicht:

A: Genese: Wann Erdöl?

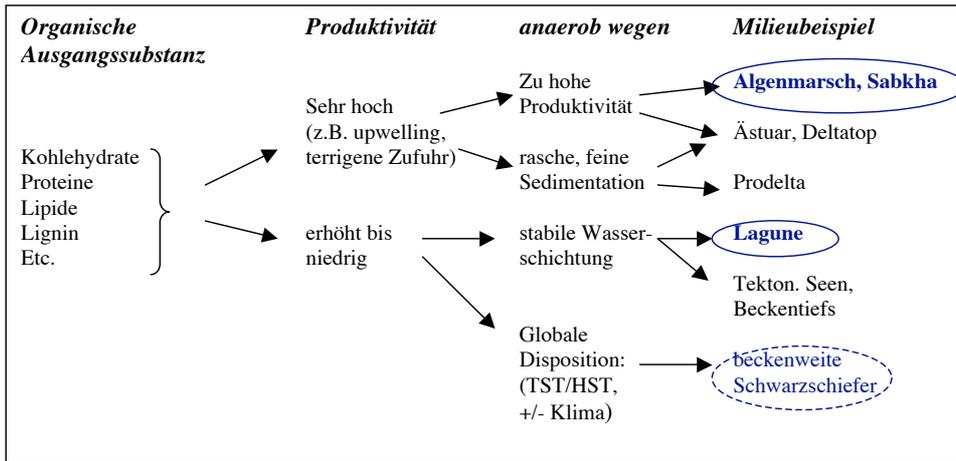
1. Potentielle Muttergesteine
2. Maturation
3. Migration
4. Speicher
5. korrektes Timing

B: Methodik: Wie aufzufinden?

- Seismik
- Bohrlochanalytik
- Mutter- und Speichergesteinsanalytik
- Rekonstruktion von Oil-Play-Szenarien
- Uvm

C: Fallbeispiele

ZU A1: POTENTIELLE MUTTERGESTEINE (> 1% TOC in Tonsteinen, oft viel höher; ab > 0,2% TOC in Karbonaten)



Eingekreist: Relevant für Karbonatplattformen

Ausgangssubstanzen

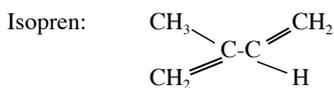
- V.a. Phytoplankton, auch Zooplankton, u.a.:
 - Dinoflagellaten (seit Silur?, sicher seit O. Trias): marin, Süßwasser . Zysten aus Cellulose
 - Acritarchen: Dinoflagellatencysten?, seit Oberem Proterozoikum
 - Coccolithen
 - Silicoflagellaten, Diatomeen
- Auch kontinentales, terrigen-detritisches organisches Material
- Cyanobakterien und sonstige Mikroben

In marinen planktischen Algen: > 50% Proteine
5-25% Lipide
< 40 % KH

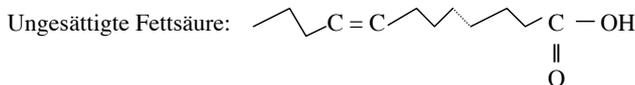
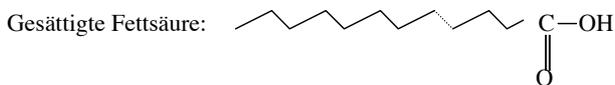
Terrestrische Landpflanzen v.a. KH (Zellulose): 30-50%
Lignin: 15-25%
(beides wichtig für Stützskelett -> nicht im marinen)

Lipide: Fette, Wachse, z.T. Pigmente, etc.

Grundbausteine: Isoprene (5C, sauerstofffreie Doppelverbindung im Unterschied zu Fettsäuren, s.u.):



Lipide von **Fettsäuren** ableitbar. Fettsäuren haben jedoch Sauerstoff-Bindungen:



Beispiele: Palmitic acid, C₁₆, stearic acid C₁₈

Proteine: (z.B. Muskelfasern, Seide, Schwamm, Enzyme), hoch geordnet
Grundbaustein Aminosäure, in der Regel etwa so:

NH₂ ► Vernetzung, über Peptidbildung, wird durch Wasser od. enzymat. gespalten.



R: Rest: H oder ganzer Komplex

Kohlehydrate (KH): +/- C_n (H₂O)_n d.h. viel OH-Doppelbindungen, auch viel O.

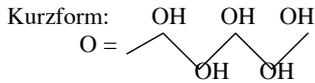
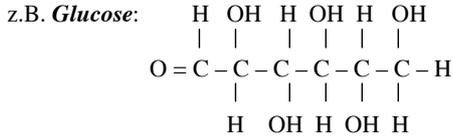
CH₂O: Triose („theoretischer Zucker)

Monosaccharid, wenn mindestens C=5;

C=6: Glucose (C₆H₁₂O₆)

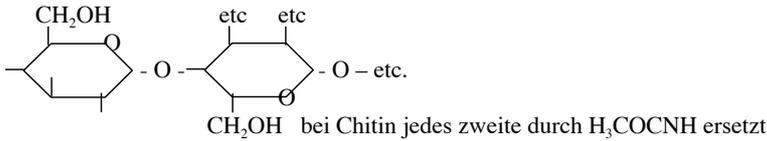
Holz = Cellulose (40-60%) + Lignin

Braunalgen – 40% Alginsäure: Kohlehydratderivat

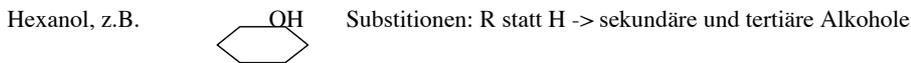
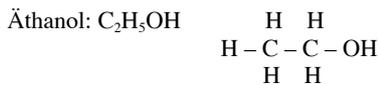
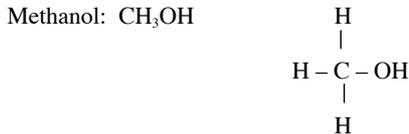


Polysaccharide entsprechend länger; sind wasserunlöslich; können aber durch Hydrolyse in C₆ und C₅-Zucker gespalten werden.

Zellulose:



Alkohole: Im Unterschied zu Zucker in der Regel keine Doppelbindung, nur ein OH

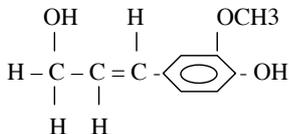


Glykol, Glycerin: mehrere OH-Gruppen



Glycerin ist „Mittelding“ aus Fett, Zucker, Alkohol; entsteht auch häufig aus Fetten.

Lignin: dreidimensional vernetzte, alkoholartige Strukturen



ZU A2: MATURATION

Sedimente	Diagenese	Katagenese	Metamorphose
Polymere und monomere Substanzen (siehe oben)	Mikrobentätigkeit: minus O minus N minus S Hydrolyse Ausgangsmaterial wird gespalten in flüchtige und hochpolymere Bestandteile = Kerogen	minus CO ₂ thermokatalytisches Cracking ↓ Bitumen (daraus durch Wanderung und Separation Öl)	Thermisches Cracking ↓ Gas und Pyrobitumen (dry gas: Methan CH ₄)

Im Muttergestein während Diagenese Kerogenbildung.

Kerogentypen:

1. **algal / amorphous**: Phytoplankton, benthische Algen, Bakterien; oder bakteriell zersetzt aus (2)
2. **herbaceous**: Sporen, Pollen, Kutikel, Harze, Wachse
3. **woody**: höhere Landpflanzen
4. **coaly**: wie (3) aber oxidiert (Bodenbildung, Waldbrand etc.)

bestimmbar durch mikroskopische, spektroskopische Verfahren und Verbrennungsprofile.

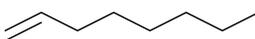
Kerogen: „Großmoleküle“ aus organischen Abbauprodukten; nicht lösbar in Wasser und organischen Substanzen.

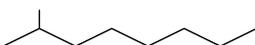
Daraus Bitumen: löslich, kann wandern; Separation. Größte Moleküle bleiben zurück, Rest kann abwandern (dieser Rest: Rohöl).

- Jedes Kerogen hat typische Signaturen (Biomarker, Isotopenverhältnisse) -> korrelierbar
- Kerogen (unlöslich) -> Bitumen (in organ. Substanz löslich) -> Rohöl
- Späte Diagenese: - CO₂, - H₂O, - NSO-Gruppen (z.T.), Reduktion der Doppelbindungen -> Großmoleküle + Gas
- In Katagenese Umbau der Großmoleküle zu Ölclustern und Gas.

Rohölzusammensetzung:

n-Alkane (= Paraffine: gesättigt): 

n-Alkene (= Olefine, ungesättigt, selten in natürl. Öl): 

Iso-Alkane: 

Cycloalkane (= Naphthene: gesättigt):



Cyclopentan

Cyclohexan

Auch aromatische Gruppen; z.T. mit Schwefel, Stickstoff, auch Metalle: Ni, V



Generelle Rohöltypen:

z.B. : High wax crude (viel Paraffin)

High sulphur crude (> 1% S), v.a. aus Karbonaten (dort kein Fe zum S-Fällen).

Rohölzersetzung

- + T -> cracking: Zerlegung zu Gas (in CH₄-Methan): Metamorphose
- Biodegradation: v.a. mit meteorischen Wässern -> Oxidation, Vernetzung etc.

Ölfenster: siehe Abbildung

Zwischen 75° und 180° Hauptgenerierung von Öl (z.T. abhängig vom Ausgangsmaterial)

Danach Gasgenerierung

Hauptgenerierung damit zwischen ca. 1,5 und 5 km Tiefe (bei geothermischen Gradienten von ca. 30°/km).

ZU A3: MIGRATION: vgl. Abbildung

In der Regel zwischen 1500 und 3500 Meter Tiefe

Primäre Migration, gefördert durch:

- Kompaktion
- Hydrostatischen Überdruck
- Überdruck durch Ölgenerierung
- Häufigkeit von Drainagebändern

Kohlenwasserstoffe wandern als Öl, in Gasphase, z.T. auch in Lösung, bzw. per Diffusion.

Sekundäre Migration:

- Durch bzw. entlang poröser Gesteine, Diskordanzen, Klüfte und Störungen

ZU A4: SPEICHERGESTEINE:

Hier nur Karbonatspeicher (ansonsten auch häufig Delta- und fluviale Sandsteine);

Primäre Porosität: unvollständige Zementation; z.B.:

- Schreibkreide (reaktionsträge calcitische Coccolithen)
- Riffgestein (zu große primäre Hohlräume, durch Diagenese nicht komplett schließbar; oft stark abhängig vom Riffotyp)
- Grainstones (falls Unterbrechung der Zementation)

Sekundäre Porosität:

- Lösung: z.B. Aragonitlösung, Verkarstung
- Rekristallisation: Arag -> Cc, MgCc -> Cc:
- Dolomitisierung / Dedolomitisierung
- Brekziierung:
 - Subaerisch
 - Tektonisch
 - Evaporitlösung

Sealing (Abdichtung), z.B. durch:

- Tongesteine
- Dichte Mikrite
- Evaporite

-> Fallensituationen (siehe Fallbeispiele); sedimentär oder strukturell

wichtig: ist Lagerstätte kompartimentalisiert oder nicht: z.B. Fleckenriffe versus Riffrand (siehe Beispiele).

ZU A5: TIMING

- Luftabschluss von Organik muss rasch erfolgen
- Maturierung muss mit Migrationsmöglichkeiten verbunden sein
- Speicher muss bei Migration bereits abgedichtet sein.

ZU B: METHODIK

Seismik: heute besonders wichtig: 3D-Seismik; wichtig hierbei:

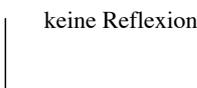
- Viele Artefakte, je nach „Migration“ (rechnerische Verbesserungsmethode der seismischen Auswertung) umso mehr
- Nur Laufzeitgeschwindigkeiten werden wiedergegeben. Diese sind nicht konstant, sondern tiefen- und materialabhängig -> problematische Tiefenumrechnung. Besonders schwierig, wenn geneigte Flächen, z.B. steile Störungen, vorhanden sind.

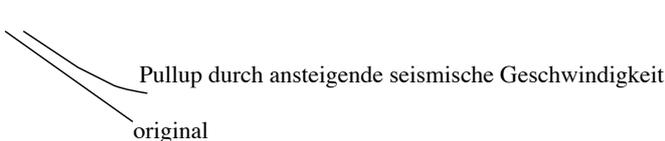
Beispiele für Laufzeitgeschwindigkeiten:

Sandstein	2000 – 4500 m/s
Kalk	2000 – 6000 m/s
Salz	4500 – 5000 m/s
Gabbro	6500 – 8500 m/s
Wasser	1500 m/s
Öl	300 m/s

Häufig Velocity pullups durch Kalk oder Salz:

Durchschnittlicher Anhaltswert für Sedimente: 3000 m/s (oft auch Angabe von two way travel time, d.h. 2 Sekunden = 3000 m).

Senkrechte Störung:  keine Reflexion

Steil geneigte Fläche:  Pullup durch ansteigende seismische Geschwindigkeit
original

Seismische Fazies: Prinzip: je nach Reflexionstyp Annahme einer unterschiedlichen Grundfazies (aber nur äußerst grober Anhaltspunkt); z.B.

Continuous	z.B. shelf, basin
Low continuity	fluvial
Reflection free	reef, plutonic?
Chaotic	conglomerates

Bohrlochgeologie: Nur Auswahl:

Sp-Log (Eigenpotential) Na⁺ -> Ton (+), Cl⁻ -> Permeabel (-)

Widerstandslog (Strom wird angelegt):

- porös -> niedriger Widerstand
- KW: hoher Widerstand
- Frischwasser: hoher Widerstand
- Tone: niedriger Widerstand

Sonic Log: analog zur Seismik: Laufzeiten; niedrig bei hoher Porosität (wasserreich, ölfreich)

Gamma-Ray-Log (misst radioaktive Strahlung)

- Poren: niedrig
- Schwarzschiefer: sehr hoch (U, Th) -> hot shalre
- Illitischer Ton: hoch (K⁴⁰)

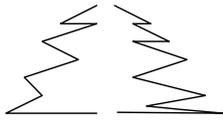
Neutron Log: Neutronenbeschuss; von H⁺ eingefangen (Wasser oder Öl); für Porositätsmessungen geeignet.

Caliper-Log: Bohrllochdurchmesser; bei porösen oder weichen Gesteinen höher

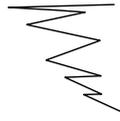
Dipmeter: Messungen von Fallen und Streichen im Bohrloch:

Auch Magnetik, Gravimetrie etc. möglich, auch syntethische Seismik im Bohrloch (sonic log)

Sp oder gamma-Log:



Bell-shape



funnel-shape



blocky-shape

Bell shape z.B. fining upwards-Folge (z.B. mäandrierender Fluss), funnel shape: coarsening upwards folge (z.B. progradierendes Delta), blocky shape z.B. braided river; gestapelte Biostrome, Riff etc.

Oil Plays bzw. Ölhabitats: Gesamtszenarien: Vorhersage, wann/wo Speicher- und Muttergestein zu erwarten ist. -> große Chance für Geologen und Paläontologen

Beispiel: Arab C/D: Quatif Field, Saudi Arabien

- Giant Oil Field
- Tektonische Antiklinale (transpressional)
- Paläosetting: Schelf zu Sabkha, progradierend
- Muttergestein: Jura (Oxford); laminiertes peloidales Kalk, lagunär
- Reservoir: Kimmeridge/Tithon: Kalk, z.T. Dolomit; Barren, lagunär, Dasycladaceen-Peloid PS/GS; mit sekundärer Lösungsporosität
- Seal: knolliger Anhydrit sowie Kalkmudstones.

Weitere Beispiele siehe Beiblätter.