

As discussed in Chap. 1, petroleum is generated from organic matter which accumulates in sedimentary basins. Only a small fraction of the organic matter produced in the photic zone in the ocean becomes trapped in sediments (Fig. 14.1). Most of the organic matter is oxidised in the water column or on the seafloor and the nutrients are released into the water and become available for new organic production near the surface during upwelling. Most source rocks are black shales like the Upper Jurassic Kimmeridge Clay and its equivalents in the North Sea basin.

The organic matter is transformed into kerogen which consists of very large and complex molecules. We do not usually apply the term kerogen to fresh organic material, but to material which is somewhat dehydrated after burial to about 100 m or more. Kerogen is formed gradually within the upper few hundred metres of the sediment column after deposition from precursor products like humus, and humic and fulvic acids. The organic matter may be derived from marine organisms, mostly algae, or from plants derived from land.

The transformation of amino acids, carbohydrates, humic acids and other compounds into kerogen is achieved by the removal of functional groups such as acid groups, aldehydes and ketones. This involves a loss of oxygen from the organic material, also of nitrogen, water and CO<sub>2</sub>.

Kerogen therefore has higher H/C, and lower O/C, ratios than the initial compounds.

Как обсуждалось в гл. 1, нефть генерируется из органического вещества, которое накапливается в осадочных бассейнах. Лишь небольшая часть органического вещества, образующегося в фотической зоне океана, попадает в нефтяную ловушку в отложениях. Большая часть органического вещества окисляется в толще воды или на морском дне и питательные вещества высвобождаются в воду и становятся доступными для нового органического производства у поверхности во время подъёма воды к поверхности. Большинство материнских пород представляют собой черные сланцы, такие как Верхнеюрские киммериджские глины и их эквиваленты в бассейне Северного моря.

Органическое вещество превращается в кероген, который состоит из очень больших и сложных молекул. Мы обычно не применяем термин кероген к свежему органическому материалу, а к материалу, который несколько обезвожен после захоронения примерно до 100 м и глубже. Кероген формируется постепенно в пределах нескольких сотен метров верхней части осадочной толщи после отложения. из продуктов-предшественников, таких как гумус, а также гуминовые и фульвокислоты. Органическое вещество может быть получено из морских организмов, в основном водорослей или растений, полученных из земли.

Превращение аминокислот, углеводов, гуминовых кислот и другие соединений в кероген достигается путем удаления функциональных групп, таких как кислотные группы, альдегиды и кетоны. Это включает в себя потерю кислорода из органического материала, а также азота, воды и CO<sub>2</sub>.

Таким образом, кероген имеет более высокое значение H/C и более низкое значение O/C, чем исходные соединения.

Kerogen may also include organic particles of morphologically recognisable biological origin such as vitrinite (derived from woody tissues and liptinite materials, e.g. algae spores, cuticles, etc.). Because of its resistance to strong oxidising acids kerogen can be recovered from sedimentary rocks by dissolving most of the rock away with HCl or HF.

It is also possible to separate kerogen by a density method, using heavy liquids, because kerogen is lighter than minerals. The resulting concentrate of kerogen can be studied microscopically using transmitted and reflected normal light, to identify the biological origin and the degree of thermal alteration. These phases of altered organic material are called macerals. Algal material has a dull appearance, while wood and material from higher plants is called vitrinite. Vitrinite becomes increasingly shiny when exposed to higher temperatures and by measuring the amount of reflected light in the microscope we obtain an expression for the degree of thermal alteration (Vitrinite index).

It is also useful to use ultraviolet light microscopy, since certain components, i.e. liptinites, display characteristic fluorescence colours. Infra-red spectroscopy (IR) or nuclear magnetic resonance (NMR) spectroscopy can be used to investigate the chemical composition and structure of kerogen.

Being a complex of very large molecules (polymer), kerogen is difficult to analyse, but upon heating to 350–450°C in an inert atmosphere (pyrolysis) it will break down into smaller components which can then be analysed by means of gas chromatography and mass spectrometry.

Кероген может также включать органические частицы морфологически узнаваемого биологического происхождения, такие как витринит (полученный из древесных тканей и липтинита, спор водорослей, кутикул и др.). Потому что его устойчивость к сильным окисляющим кислотам керогена может быть восстановлена из осадочных пород путем растворения большинства породы с помощью HCl или HF.

Также можно разделить кероген по плотности с использованием тяжелых жидкостей, потому что кероген легче чем минералы. Полученный концентрат керогена может быть изучен под микроскопом с использованием проходящего и отраженного света, для того чтобы определить биологическое происхождение и степень термического изменения. Эти фазы измененного органического материала называются мацералами. Материал водорослей имеет тусклый вид. Древесину и материал высших растений называют витринитом. Витринит становится все более блестящим при воздействии высоких температур и путем измерения количества отраженного света в микроскоп, таким образом мы получаем выражение для степени термического изменения (индекс витринита).

Полезно также использовать ультрафиолетовую микроскопию, поскольку некоторые компоненты, т. е. липтиниты, имеют характерные цвета флуоресценции. ИК-спектроскопия (ИК) или спектроскопия ядерного магнитного резонанса (ЯМР) могут быть использованы для исследования химического состава и строения керогена.

Будучи комплексом очень больших молекул (полимеров), кероген трудно анализировать, но при нагревании до 350–450°C в инертной атмосфере (пиролиз) он будет распадаться на более мелкие компоненты, которые затем могут быть проанализированы с помощью газовой хроматографии и масс-спектрометрии.

Kerogen has a wide range of compositions, dependant on the original organic composition, but may be classified into 3 main types which may be plotted as a function of the H/C ratio and the O/C ratio.

Type I sapropelic kerogen is formed from organic material with a high content of lipids with long aliphatic chains. It consists of spores and planktonic algae, as well as animal matter, which have been broken down microbially after deposition in the sediment. Saprolitic material which consists of fats, oils, waxes, etc., has a high H/C ratio, usually between 1.3 and 1.7. This kind of kerogen is often called Type I, and contains little oxygen ( $O/C < 0.1$ ). It will provide mainly oil, with less gas ( $CH_4$  and  $CO_2$ ). Type I kerogen is typical of oil shales, especially in freshwater basins like the Green River basin in Colorado, Wyoming and Utah, but is also found in marine

Type II kerogen is a mechanically and chemically complex mixture of algae and other marine organisms and plant debris. The composition varies considerably, depending on the initial organic precursor materials which again may be linked to depositional facies. Type II kerogen represents a composition midway between types I and III but it does not represent a mixture of these end members. It has relatively high H/C, and low O/C, ratios, but contains more oxygen-containing compounds (ketones and carboxyl acid groups) than Type I. Esters and aliphatic chains are also common. This is the usual type of kerogen found in marine basins where mixtures of phytoplankton, zooplankton and micro-organisms have accumulated under reducing conditions, sometimes along with land-derived plant material. This type of kerogen is the most common source of oil.

Кероген имеет широкий диапазон составов, в зависимости от исходного органического состава, но может быть разделён на 3 основных типа, которые можно представить в виде функции отношения H/C и отношения O/C.

Сапропелевый кероген I типа образуется из органических материалов с высоким содержанием липидов с длинными алифатическими цепями. Он состоит из спор и планктонных водорослей, а также животного материала, который подвергся микробному разложению после отложения. Сапролитный материал, состоящий из жиров, масел, восков, и т. д., имеет высокое отношение H/C, обычно от 1,3 до 1,7. Этот тип керогена часто называют Типом I, и он содержит мало кислорода ( $O/C < 0,1$ ). Он содержит в основном нефть с меньшим количеством газа ( $CH_4$  и  $CO_2$ ). Кероген I типа типичен для горючих сланцев, особенно в пресноводных бассейнах, таких как бассейн Грин-Ривер в Колорадо, Вайоминге и Юта, но встречается и в морских бассейнах.

Кероген II типа представляет собой механически и химически сложную смесь водорослей, других морских организмов и растительных остатков. Состав значительно варьируется в зависимости от исходных органических материалов-предшественников, которые также могут быть связаны с фациями осадконакопления. Кероген типа II представляет собой промежуточный состав между типами I и III, но не представляет собой смесь этих крайних членов. Он имеет относительно высокое соотношение H/C и низкое O/C, но содержит больше кислородсодержащих соединений (кетоны и карбоксильные группы), чем тип I. Также распространены сложные эфиры и алифатические цепи. Это обычный тип керогена, обнаруживаемый в морских бассейнах, где в восстановительных условиях аккумулировались смеси фитопланктона, зоопланктона и микроорганизмов, иногда вместе с наземным растительным материалом. Этот тип керогена является наиболее распространенным источником нефти.

Type III humic kerogen is derived from organic matter from land plants, such as lignin, tannins and cellulose. This type has a low initial H/C ratio, and a high initial O/C ratio, reflecting the composition of the precursor plant matter. In maturing (through the effect of temperature) this kerogen, which is often called Type III (Tissot and Welte 1978), generates abundant water, CO<sub>2</sub> and methane (CH<sub>4</sub>). Most coals have a composition and structure similar to Type III kerogens. Coal generates mostly gas but some coals may also generate some oil.

With increasing temperature the chemical bonds in these large molecules (kerogen) are broken and kerogen is transformed into smaller molecules which make up oil and gas. This requires that the temperature must be 80–150°C over long geological time (typically 1–100 million years).

The conversion of kerogen to oil and gas is thus a process which requires both higher temperatures than one finds at the surface of the earth and a long period of geological time. Only when temperatures of about 80–90°C are reached, i.e. at 2–3 km depth, does the conversion of organic plant and animal matter to hydrocarbons very slowly begin to take place. About 100–150°C is the ideal temperature range for this conversion of kerogen to oil, which is called maturation. This corresponds to a depth of 3–4 km with a normal geothermal gradient (about 30–40°C/km). In volcanic regions organic matter may mature at much lesser depths due to high geothermal gradients (e.g. high heat-flow areas). In large intracratonic sedimentary basins or along passive margins, however, the geothermal gradient may be only 20–25°C/km and the minimum overburden required to initiate petroleum generation will be correspondingly greater (4–6 km).

Гуминовый кероген типа III получают из органических веществ наземных растений, такие как лигнин, дубильные вещества и целлюлоза. Этот тип имеет низкое начальное отношение H/C и высокое исходное отношение O/C, отражающее состав растительного вещества-предшественника. При созревании (под влиянием температуры) этот кероген, который часто называют типом III (Tissot and Welte 1978), производит много воды, CO<sub>2</sub> и метана (CH<sub>4</sub>). Большинство углей по составу и структуре сходны с керогенами типа III. Каменный уголь производит в основном газ, но некоторые угли также могут генерировать немного нефти.

С повышением температуры химические связи в этих большие молекулы (кероген) разрушаются, и кероген превращается в более мелкие молекулы, которые трансформируются в нефть и газ. Требуется, чтобы температура была 80–150 °C в течение длительного геологического времени (обычно 1–100 миллионов лет).

Таким образом, превращение керогена в нефть и газ процесс, который требует более высоких температур чем можно найти на поверхности земли и длительного времени. Только при температуре около 80–90°C, т.е. на глубине 2–3 км, очень медленно начинает происходить превращение органических веществ растений и животных в углеводороды. Около 100–150 °C — идеальный диапазон температур для преобразования керогена в нефть, которое называется созреванием. Это соответствует глубине 3–4 км с нормальным геотермическим градиентом (около 30–40°C/км). В вулканических регионах органическое вещество может созревать на намного меньших глубинах из-за высоких геотермических градиентов (например, зоны с повышенным тепловым потоком). Однако в крупных внутрикратонных осадочных бассейнах или вдоль пассивных окраин геотермический градиент может составлять всего 20–25 °C/км, а минимальная скважина, необходимая для иницирования добычи нефти будет соответственно больше (4–6 км).

In general one can say that petroleum can not be generated near the surface except locally through the influence of hydrothermal and igneous activity. Shallow deposits of oil and gas which we find today were actually formed at great depths and either the overburden has been removed by erosion or the hydrocarbons have migrated upwards considerable distances. As we have already seen, however, large amounts of natural gas, chiefly methane (CH<sub>4</sub>), may be formed near the surface by biochemical processes. Temperature increases with increasing overburden, causing the carbon-carbon bonds of the organic molecules in the kerogen to rupture. This results in smaller hydrocarbon molecules. When kerogen maturation reactions are completed, the kerogen's "organic" components, which may be derived from lipids, fatty acids and proteins, have been converted into hydrocarbons.

As the temperature rises, more and more of the bonds are broken, both in the kerogen and in the hydrocarbon molecules which have already been formed. This "cracking" leads to the formation of lighter hydrocarbons from the long hydrocarbon chains and from the kerogen. The removal of gas, mainly CH<sub>4</sub>, leaves the residual kerogen relatively enriched in carbon. At the outset kerogen (Type I and II) has an H/C ratio of 1.3–1.7. Humic kerogen (Type III), which has high initial oxygen contents, gives off mostly CO<sub>2</sub> gas and so its oxygen/carbon ratio gradually diminishes. This diagenetic alteration begins at 70–80°C and as water and CH<sub>4</sub> are removed the H/C ratio will fall to about 0.6 and the O/C ratio will become less than 0.1 at about 150–180°C.

In the North Sea basin, most of the oil is generated at temperatures around 130–140°C, which equates with a depth of about 3.5 km. If temperatures higher than 170–180°C persist for a few million years, all the longer hydrocarbon chains will already have been broken (cracked), leaving us only with gas – mainly methane (dry gas). The kerogen

В целом можно сказать, что нефть не может генерироваться вблизи поверхности, исключение составляет локальные места с влиянием гидротермальной и магматической деятельности. Неглубокие залежи нефти и газа, которые мы находим сегодня действительно образовались на больших глубинах и либо вскрытые породы были удалены в результате эрозии, либо углеводороды мигрировали вверх на значительные расстояния. Однако, как мы уже видели, большое количество природного газа, главным образом метана (CH<sub>4</sub>), может образоваться вблизи поверхности в результате биохимических процессов. Температура увеличивается с увеличением скважины, вызывая углерод-углеродные связи органических молекул керогена. Когда реакции созревания керогена завершены, «органические» компоненты, которые могут быть получены из липидов, жирных кислот и белков превращаются в углеводороды.

С повышением температуры все больше и больше разрываются связи как в керогене, так и в уже образовавшихся молекулах углеводородов. Этот «крекинг» приводит к образованию более легких углеводородов из длинных углеводородных цепей и из керогена. Удаление газа, в основном CH<sub>4</sub>, образует остаточный кероген относительно обогащенный углеродом. В начальных керогенах (тип I и II) имеет отношение H/C 1,3–1,7. Гуминовый кероген (тип III), имеющий высокое начальное содержание кислорода, выделяет в основном газообразный CO<sub>2</sub> и поэтому его кислородно-углеродное отношение постепенно уменьшается. Это диagenетическое изменение начинается при температуре 70–80 °C и по мере того, как вода и CH<sub>4</sub> удаляется, отношение H/C упадет примерно до 0,6. и отношение O/C станет менее 0,1 примерно при 150–180°C.

В бассейне Северного моря большая часть нефти образуется при температурах около 130–140 °C, что соответствует глубине около 3,5 км. Если температура выше чем 170–180 °C сохраняется в течение нескольких миллионов лет, все более длинные углеводородные цепи будут

composition will gradually be depleted in hydrogen and move towards pure carbon (graphite) ( $H/C \rightarrow 0$ ).

The term "maturity" refers here to the degree of thermal transformation of kerogen into hydrocarbons and ultimately into gas and graphite. The conversion of kerogen into hydrocarbons is a chemical process which takes place with activation energies of around 50–60 kcal/mol. This energy is required to break chemical bonds in the kerogen which consists of very large molecules (polymers) so that smaller hydrocarbon molecules can be formed.

It has been assumed that formation of oil is a first order reaction, the rate of which is an exponential function of time. Understanding the factors which influence the rate of this reaction is of great interest. Four factors are thought to contribute: 1. Temperature 2. Pressure 3. Time 4. Minerals or other substances which increase the rate of reaction (catalysts) or which inhibit reactions (inhibitors).

Temperature is clearly the most important factor, and hydrocarbons can be produced experimentally from kerogen by heating it (pyrolysis). This reaction is time-dependent and in laboratory experiments, where time is more limited than it is in nature, fairly high temperatures (350–550°C) have to be used in pyrolysis. Pressure appears to play a minor role but increasing pressure should reduce the rate of the reaction because of the increase in volume involved in the formation of hydrocarbons (Le Chatelier's rule).

сломаны, оставив нам только газ – в основном метан (сухой газ). Состав керогена будет постепенно истощаться водородом и двигаться в сторону чистого углерода (графит) ( $H/C \rightarrow 0$ ).

Термин «зрелость» здесь относится к степени термического превращения керогена в углеводороды и в конечном итоге в газ и графит. Преобразование керогена в углеводороды - это химический процесс, который происходит при энергиях активации около 50–60 ккал/моль. Эта энергия необходима для разрыва химических связей в керогене, состоящем из очень больших молекул (полимеров), так что более мелкие углеводороды могут образовывать молекулы.

Предполагается, что образование нефти является реакцией первого порядка, скорость которой является экспоненциальной функцией времени. Понимание факторов, влияющих на скорость этой реакции представляет большой интерес. Основные способствующие факторы на данный момент:

1. Температура
2. Давление
3. Время
4. Минералы или другие вещества, повышающие скорость реакции (катализаторы) или которые уменьшают скорость реакции (ингибиторы).

Температура, безусловно, является наиболее важным фактором, углеводороды можно добывать экспериментально из керогена путем его нагревания (пиролиз). Эта реакция проводится быстро в лабораторных условиях, где время более ограничено, чем в природе, при довольно высоких температурах (350–550 °C) Давление, по-видимому, играет незначительную роль, но рост давления должен снижать скорость реакции, так как увеличивается объем, участвующего в формировании углеводородов (правило Ле Шателье).

There is a relatively small volume increase when kerogen becomes oil, even though oil is lighter than kerogen. This is due to the residual (coke) which remains unaltered.

When kerogen is converted directly into gas, or from oil which has been formed first, there is a marked volume increase. This should lead to slower reaction rates under high pressure in a closed system and retard generation of gas. Generation of petroleum, particularly gas, may contribute to the formation of overpressure but in a sedimentary basin the pressure will for the most part be controlled by the flow of water which is the dominant fluid phase. In the source rock however overpressure is likely to develop, causing hydrofracturing which helps to expel the generated petroleum. The main cause for overpressuring is, however, not only the increase in fluid volume but the transformation of solid into fluids. When solid kerogen is transformed into fluid oil or gas the ratio between the solid phase and the fluid phase is changed, as expressed by the porosity and the void ratio.

Temperature is however the most important factor controlling petroleum generation.

It has long been suspected that minerals, particularly clay minerals, might affect the rate of hydrocarbon generation. A number of laboratory experiments have been carried out in which kerogen is mixed with various minerals but the results have not been conclusive.

The conversion of organic matter begins at 70–80°C, given long geological time. Between 60 and 90°C the transformation of kerogen proceeds very slowly, and it is only in ancient, organic-rich sediments that significant amounts are formed. Most of the maturation process occurs between 100 and 150°C. Here the degree of kerogen transformation is also a function of time. This means that rocks which have been subjected to 100°C for 50 million

Относительно небольшое увеличение объема происходит при становлении керогена нефтью, хотя нефть и легче керогена. Это происходит из-за остаточного кокса, который остается неизменным при превращении.

Когда кероген превращается непосредственно в газ или в нефть, которая образовалась первой, наблюдается заметное увеличение объема. Это должно привести к замедлению скорости реакций под высоким давлением в закрытой системе и замедлению генерации газа. Образование нефти, особенно газа, может способствовать образованию избыточного давления, но в осадочном бассейне давление будет в большинстве случаев контролироваться потоком воды. Однако в исходной породе вероятно развитие избыточного давления, вызывающего гидроразрыв пласта, который помогает вытеснить образовавшуюся нефть. Однако основной причиной избыточного давления является не только увеличение объема жидкости, но и превращение твердого в жидкость. Когда твердый кероген превращается в жидкую нефть или газ соотношение между твердой фазой и флюидной изменяется, что выражается пористостью и коэффициентом пустотности.

Тем не менее, температура является наиболее важным фактором, контролирующим образование нефти.

Давно предполагалось, что минералы, особенно глинистые, могут влиять на скорость образования углеводородов. Был проведен ряд лабораторных экспериментов, в которых кероген смешивается с различными минералами, но результаты не были окончательными и убедительными.

Конверсия органического вещества начинается при 70–80°C, учитывая длительное геологическое время. Между 60 и 90°C превращение керогена протекает очень медленно, и то только в древних, богатых органикой отложениях в которых образуются значительные запасы. Большая часть процесса созревания происходит при температуре от 100 до 150°C. Здесь

years are more mature than rocks which have been exposed to this temperature for 10 million years. As the organic-rich sediment (source rock) is buried in a sedimentary basin, it will normally be subjected to increasing temperature as a function of increasing burial depth. If we know the stratigraphy of the overlying sediment sequence and the geothermal gradient and the subsidence curve, we can calculate the temperature as a function of time.

At low degrees of maturity we find more of the alkenes (olefins) and cycloalkenes (naphtenes), which have high H/C ratios, while with greater maturity there is an increase in the proportion of aromates and polyaromates (low H/C ratio). Oil thus acquires increasing gas content with increasing maturity.

During this transformation of organic matter, water and oxygen-rich compounds are liberated first, then compounds which are rich in hydrogen. This conversion results in enrichment of carbon and the colour of the residual kerogen changes from light yellow to orange, brown and finally black. These gradations can best be registered by measuring light absorption of fossil pollen and spores (palynomorphs). It is also possible to analyse colour changes in other kinds of fossils, for example conodonts.

For application in exploration a rapid semiquantitative method has been developed whereby these colour changes are estimated from smooth spores examined under transmitted light and compared with a standard colour scale. This parameter is called the "Thermal alteration index" (TAI) and will give a rough idea of the thermal maturity of the sediments and their temperature history.

степень трансформации керогена также зависит от времени. Это означает, что горные породы, находившиеся под температурой до 100°C за 50 миллионов лет более зрелые, чем горные породы, подвергавшиеся воздействию этой температуры в течение 10 миллионов лет. Поскольку богатый органикой осадок (горная порода) погребен в осадочном бассейне, он обычно подвергается повышению температуры в зависимости от увеличения глубины залегания. Если мы знаем стратиграфию вышележащей толщи отложений и геотермальный градиент и кривую оседания, мы можем рассчитать температуру как функцию времени.

При низких степенях зрелости мы находим больше алкенов (олефинов) и циклоалкенов (нафтеннов), которые имеют высокие отношения H/C, в то время как с большей зрелостью происходит увеличение доли ароматических и полиароматных соединений (низкое отношение H/C). Таким образом, нефть приобретает все большую газоносность с увеличением зрелости.

При этом преобразовании органического вещества вода сначала высвобождает соединения, богатые кислородом, а затем соединения, богатые водородом. Это преобразование приводит к обогащению углерода и окраске остаточного керогена со светло-желтого до оранжевого, коричневого и, наконец, черного. Эти градации лучше всего регистрировать, измеряя поглощение света ископаемой пыльцы и спор (палиноморфов). Также можно анализировать изменения цвета в других видах окаменелостей, например конодонтах

Для применения в геологоразведке был разработан экспресс-метод полуколичественного анализа. Изменение окраски оценивают по гладким спорам и исследуют в проходящем свете и сравнивают с стандартной цветовой гаммой. Этот параметр называется «Индекс термического изменения» (TAI) и даст приблизительные представления о термической зрелости отложений и их истории температуры.

Another way of assessing palaeotemperatures at which alteration took place in sedimentary rocks is to record the degree of carbonisation of other plant remains which are usually present. Vitrinite, which originally was fragments of woody tissue, is a common component of coal but is also found in smaller amounts in marine source rocks. This material is analysed by measuring the amount of light it reflects. It becomes shinier and reflects light better as the degree of carbonisation increases. By measuring the reflectivity of vitrinite particles under a reflected light microscope an exact value is obtained for this maturity parameter, expressed by the reflectivity coefficient  $R_0$  (% vitrinite reflectance). If  $R_0$  is less than 0.5% in a shale it can not have generated much oil and is classed as immature. Shales with  $R_0 = 0.9-1.0$  have been exposed to temperatures corresponding to maximum oil generation.  $R_0 = 1.3$  represents the upper limit for oil generation, above which the shale will only produce condensate (light oils) or gas.

For certain source rocks the ratio between extractable alkenes (paraffins) with an even number of carbon atoms per molecule and those with an odd number may also be an expression of maturity. In plant material and in marine algae, one finds a higher abundance of alkenes with an odd number of carbon atoms than in transformed organic matter like waxes and fatty acids. The decrease in this predominance of odd over even in source rocks with increasing maturity is due to the dilution of the original biologically derived n-alkane mixture with a newly generated mixture which has a regular carbon number distribution. This odd/even ratio is normally expressed by means of an index called the Carbon Preference Index (CPI):  $CPI = \frac{n\text{-alkenes(odd)}}{n\text{-alkenes(even)}}$

Другой способ оценки изменения, которые произошли в осадочных породах, регистрируют степень карбонизации остатков растений в котором обычно присутствует витринит, который первоначально представлял собой фрагменты древесной ткани, обычно компонент угля, но также встречается в меньших количествах в морских материнских породах. Этот материал анализирует количество света, которое он отражает. Для этого измеряют отражательную способность частицы витринита под микроскопом отраженного света - для этого параметра зрелости получено точное значение, оно выражается коэффициентом отражения  $R_0$  (% отражательной способности витринита). Если  $R_0$  меньше 0,5% в сланце, он не может дать много нефти и классифицируются как незрелый. Сланцы с  $R_0 = 0,9-1,0$  подвергались воздействию температур, соответствующих максимальному нефтеобразованию.  $R_0 = 1,3$  представляет собой верхний предел нефтеобразования, выше которого сланец будет давать только конденсат (легкие нефтепродукты) или газ.

Для некоторых нефтематеринских пород соотношение между экстрагируемым алкеном (парафином) четным числом атомов углерода на молекулу и с нечетным числом также может быть выражением зрелости. В растительном материале и морских водорослей можно обнаружить более высокое обилие алкенов с нечетным числом атомов углерода, чем в трансформированных органических веществах, таких как воск и жирные кислоты. Снижение количества нечетного по сравнению с четным в материнских породах связано с разбавлением исходной биологически производной смеси n-алканета с вновь полученной смесью, которая имеет регулярное распределение числа атомов углерода. Это отношение нечетных/четных обычно выражается с помощью индекса, называемый индексом углеродного предпочтения (CPI):  $CPI = \frac{n\text{-алкены (нечетные)}}{n\text{-алкены (четные)}}$

