

## НЕФТЕГЕНЕРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ПОРОД, БОГАТЫХ ОРГАНИЧЕСКИМ ВЕЩЕСТВОМ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

М.Ю. Зубков

ООО «Западно Сибирский геологический центр», РФ, г. Тюмень  
625002, г. Тюмень, ул. Сургутская, д. 11, корп. 4/9

Предлагается оригинальная методика оперативного определения нефтегазоматеринских свойств пород с повышенным содержанием органического вещества (ОВ), основанная на результатах пиролитических исследований в комплексе с методом материального баланса, которая позволила оценить генерационные свойства коллекции разновозрастных пород, отобранных в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне. Выполненные исследования дали возможность количественно определить степень их термического (катагенетического) преобразования, количество образовавшихся и эмигрировавших из них нафтидов. Удалось доказать, что вопреки общепринятому мнению, что ОВ углистого типа генерирует только метан и его ближайшие гомологи, оно продуцирует широкий спектр УВ, а также битум.

*Пиролиз, материальный баланс, нафтиды, битум, тектоно-гидротермальное воздействие, нефтегазогенерационные свойства, эмиграция*

## OIL GENERATION PROPERTIES OF ROCK RICH IN ORGANIC SUBSTANCE (WESTERN SIBERIA)

M.Y. Zubkov

LLC «West Siberian Geological Center», RF, Tyumen  
Tyumen, st. Surgutskaya, 11, bldg. 4/9

An original method is proposed for the rapid determination of the oil and gas source properties of rocks with an increased content of organic matter (OM), based on the results of pyrolytic studies in combination with the material balance method, which made it possible to assess the generation properties of a collection of rocks of different ages sampled in the West Siberian oil and gas basin. The performed studies made it possible to quantitatively determine the degree of their thermal (catagenetic) transformation, the amount of naphthides formed and emigrated from them. It was possible to prove that contrary to the generally accepted opinion that the coal OM generates only methane and its closest homologues, it produces a wide range of hydrocarbons, as well as bitumen.

*Pyrolysis, material balance, naphthides, bitumen, tectonic-hydrothermal impact, oil and gas generation properties, emigration*

---

### Введение

В настоящее время широкое распространение получил метод, названный «бассейновым моделированием» (Астахов, 2015; Богородская и др., 2005; Волков и др., 2016; Галушкин, 2007; Гончаров и Харин, 1982; Гончаров и др. 2016; Конторович и др., 1986; Лопатин и Емец, 1985; Меленевский, 1985; Тиссо и Вельте, 1981; Durand and Paratte, 1983; Espitalié, 1985; Espitalié and et al, 1988, Espitalié and et al, 1991; Horsfield and et al, 1988; Lafargue and Behar, 1989; Larter, 1985 и многие другие).

Несмотря на явную перспективность развивающегося направления, оно не лишено ряда недостатков. Главные из них – это отсутствие однозначных данных о палеотек-

тонической и термической истории развития того или иного осадочного бассейна, а также набора кинетических параметров, позволяющих реконструировать процесс генерации нефти и газа и, собственно, самих образцов нефтематеринских пород, ещё не вступивших в главную зону нефтегенерации. Кроме того, не учитывается возможность влияния на процессы образования нефти и газа из исходного органического вещества высокоэнтальпийных гидротермальных флюидов (ГФ), поступающих в зонах дробления из фундамента в осадочный чехол [5, 6, 9].

Понятно, что для того, чтобы разработать собственную компьютерную программу для бассейнового моделирования и подготовить необходимые кинетические параметры по конкретным нефтематеринским отложениям, необходимо специальное дорогостоящее пиролитическое оборудование и квалифицированные специалисты в области химической кинетики и программирования. Однако, к сожалению, далеко не во всех организациях, занимающихся оценкой перспектив нефтегазоносности тех или иных регионов, имеется такое оборудование и специалисты. Поэтому в настоящей публикации в качестве альтернативного метода оценки нефтегазогенерационных свойств на примере пород с повышенным содержанием в них ОВ предлагается достаточно простой и сравнительно недорогой вариант использования модифицированного метода материального баланса, но основанного не только на результатах исследования элементного состава седикахитов по мере их термического или катагенетического созревания, как это делалось классиками (Успенский, 1954; Вассоевич, 1967; Вассоевич и др. 1970; Неручев, 1969; Неручев, 1998; Конторович и др., 1975), но и при помощи данных, полученных с помощью пиролитических исследований [1, 2].

Целью настоящей публикации является демонстрация возможностей предлагаемого метода на примере разновозрастных отложений с повышенным содержанием ОВ, являющихся, по мнению большинства учёных-нефтяников, главными нефтегазоматеринскими отложениями в разрезе Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

### Аппаратура и методики

Изучение вещественного состава отобранных образцов осуществлялось с помощью рентгеноструктурного анализа (РСА) и оптической микроскопии (поляризационный микроскоп Nikon Eclipse LV 100 Pol). Хроматографическими методами изучался групповой и углеводородный (УВ) составы битумоидов, экстрагированных из подготовленных для исследований образцов. Исследование нефтегазогенерационных свойств образцов, отобранных из разновозрастных отложений, осуществлялось пиролитическим методом на модифицированном программно-аппаратурном комплексе «Хроматэк-Кристалл 5000.2».

На анализаторе АН 7529-М, после удаления карбонатов из анализируемых образцов, определялось содержание в них органического углерода ( $C_{\text{орг}}$ ).

Принято считать, что на пирограммах величина  $S_1$  соответствует количеству газообразных и жидких углеводородов (УВ), содержащихся в поровом пространстве образцов и выделяющихся при их нагреве в изотермическом режиме при 300 °С в течение 3 мин. Пик  $S_2$ , также в соответствии с общепринятым мнением, соответствует количеству УВ, выделяющихся из образцов при их дальнейшем нагреве в интервале температур 300-650 °С в результате термокрекинга оставшейся мобильной части ОВ.

Величина  $HI$  рассчитывалась следующим образом:  $HI = S_2 \cdot 100 / C_{\text{орг}}$ .

Для проведения геохимических расчётов на основе полученных пиролитических данных применялась оригинальная диаграмма  $HI-T_{\text{max}}$ , построенная с использованием

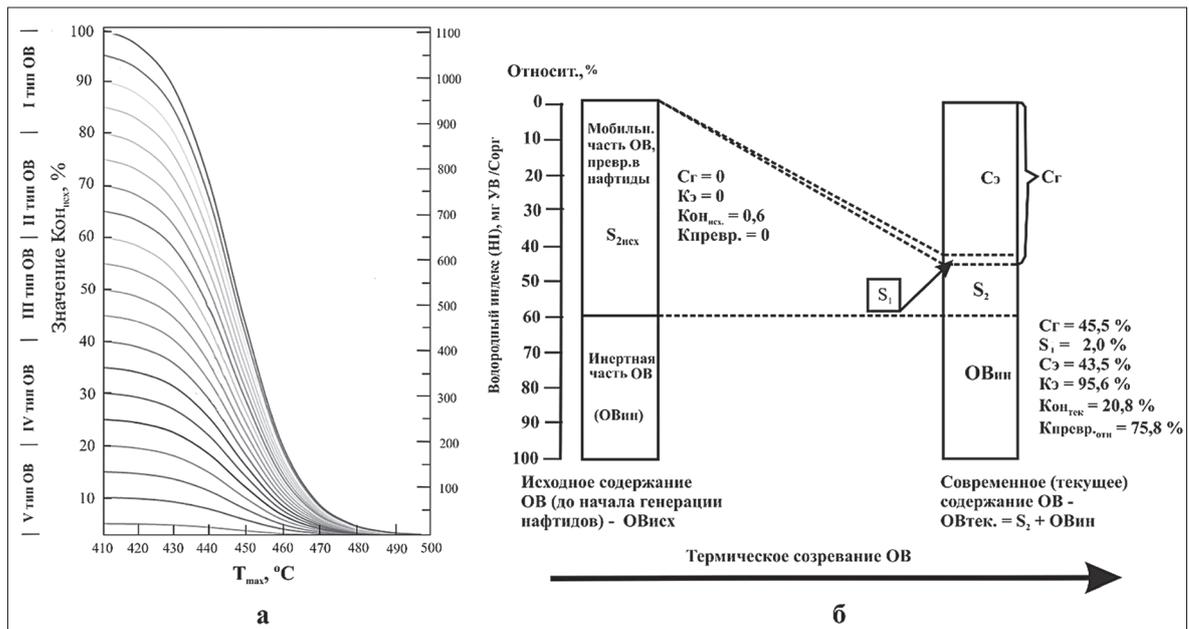


Рис. 1. Диаграмма  $T_{max}$ -НИ (Кон<sub>исх</sub>) (а) и схема термического созревания органического вещества II типа [1, 2]

результатов анализов элементного состава различных типов пород, характеризующихся повышенным содержанием ОВ.

От обычно используемых диаграмм подобного типа предлагаемая отличается равномерным распределением изолиний катагенетического созревания ОВ того или иного типа, от исходного («незрелого») его состояния до завершения процесса нефтегазогенерации (рис. 1а) [1, 2].

Кроме значений НИ, расположенных на правой оси ординат, для удобства ведения расчётов на левой оси ординат нанесена равномерная шкала с величинами исходного нефтегазогенерационного потенциала различных типов ОВ, изменяющихся от 0 до 100 %, с которой спускаются упомянутые выше гипотетические «нефтегазогенерационные» или сокращённо «генерационные» кривые, расположенные через 5 % друг от друга (рис. 1б) [1, 2]. В дальнейшем рассматриваемый параметр будем называть коэффициентом остаточной нефтегазогенерации (Кон), а его первоначальную или исходную величину (до начала процесса нефтегазогенерации) обозначим как Кон<sub>исх</sub>. Именно эти значения Кон<sub>исх</sub>, как и величины НИ, расположены на осях ординат напротив друг друга (см. рис. 1а) [1, 2].

По аналогии с предложенными Тиссо и Вельте [3] тремя типами ОВ (I, II и III), предлагается формально выделить пять, расположив их равномерно через 20 %, друг от друга. Тогда ОВ I типа имеет исходный генерационный потенциал или Кон<sub>исх</sub>, изменяющийся от 80 до 100 %, ОВ II типа – от 60 до 80 %, ОВ III типа – от 40 до 60 %, ОВ IV типа – от 20 до 40 % и ОВ V типа – от 0 до 20 % (рис. 1а).

Как и любая другая модель, предлагаемая диаграмма НИ- $T_{max}$  имеет свои ограничения и допускаемые (строго не доказанные) предположения, которые заключаются в следующем. Во-первых, принимается, что генерация нафтидов ОВ начинается, когда величина его  $T_{max}$  составляет 410 °С и более. Во-вторых, что генерация им нафтидов в основном заканчивается, когда величина его  $T_{max}$  достигает значений около 460 °С. В-третьих, что процесс генерации ОВ нафтидов в анализируемых образцах осуществляется

в соответствии с расположением его фигуративной или «виртуальной» точки на той или иной генерационной кривой, присутствующей на диаграмме  $HI-T_{max}$  (рис. 1а).

Кроме того, для перевода значений  $C_{орг}$  в содержание ОВ использованы соответствующие переводные коэффициенты, учитывающие качество исходного ОВ и только ту его долю, которая превращается по мере его катагенетического преобразования в нефтиды, исключая ту его часть, которая переходит в неуглеводородные летучие, представленные главным образом  $H_2O$ ,  $NH_3$ ,  $H_2S$  и  $CO_2$  [2].

Прежде чем приступить к расчётам нефтегазогенерационных свойств ОВ, входящего в состав образцов керна, отобранных на геохимические анализы с помощью идеализированной номограммы катагенетического созревания ОВ, сделаем некоторые пояснения и введём ряд обозначений.

Для облегчения понимания нижеследующих экспериментальных и расчётных данных приведена упрощённая схема термического созревания ОВ II типа, в процессе которого происходит генерация им нефтидов (рис. 1б) [1, 2].

Текущее (современное) содержание ОВ ( $ОВ_{тек}$ ) находится путём умножения  $C_{орг}$  (в расчёте на породу) на соответствующий переводной коэффициент, учитывающий его современный элементный состав [2].

Дебитуминированное ОВ или  $ОВ_д$  находится вычитанием из  $ОВ_{тек}$  значения  $S_1$ , переведённого в процентное содержание на породу в предположении, что этот параметр отражает содержание в породе нефтяных УВ, присутствующих в поровом пространстве исследуемого образца в свободном и/или физически связанном состоянии.

Инертная часть ОВ ( $ОВ_{ин}$ ), которая остаётся в виде инертного остатка после завершения процесса нефтегазогенерации, вычисляется путём вычитания из  $ОВ_д$  значения  $S_2$  (так же переведённого в % содержание на породу) в предположении, что величина  $S_2$  соответствует мобильной части ОВ, которая способна превратиться в нефтиды по мере его термического созревания, о чём говорилось выше (рис. 1б).

Все расчётные генерационные параметры приводятся в весовых процентах, рассчитанных на породу.

Для определения исходного содержания ОВ ( $ОВ_{исх}$ ) необходимо на идеализированной номограмме, двигаясь влево вверх по генерационной кривой, на которую попала точка с соответствующими координатами  $HI-T_{max}$ , полученными по данным пиролиза для анализируемого образца, найти величину  $Кон_{исх}$ , соответствующую исходному значению остаточного нефтегазогенерационного потенциала, выраженному в процентах, который в этой точке по смыслу правильнее назвать начальным (см. выше). Вычисляем переводной коэффициент ( $K_1$ ) для расчета величины  $ОВ_{исх}$  следующим образом:

$$K_1 = 100 \% / (100\% - Кон_{исх} \%).$$

Откуда:

$$ОВ_{исх} \% = ОВ_{ин} \% \cdot K_1.$$

Исходное значение  $S_2$  ( $S_{2исх}$ ), соответствующее мобильной (превращаемой в нефтиды) части ОВ, равно разнице между  $ОВ_{исх}$  и  $ОВ_{ин}$ :

$$S_{2исх} \% = ОВ_{исх} \% - ОВ_{ин} \%.$$

Текущее значение остаточного нефтегазогенерационного потенциала ( $Кон_{тек}$ ) находится следующим образом:  $S_2$  в % на породу делится на величину  $ОВ_{исх} \%$  и равняется в долях единицы:

$$\text{Кон}_{\text{тек}} = S_2 \% / \text{ОВисх} \%.$$

Для перевода полученного значения в % оно умножается на 100.

Тогда абсолютное значение коэффициента превращения  $\text{ОВ}_{\text{исх}}$  в нафтиды ( $\text{Кпревр}_{\text{абс}}$ ) равно:

$$\text{Кпревр}_{\text{абс}} \% = \text{Кон}_{\text{исх}} \% - \text{Кон}_{\text{тек}} \%.$$

Относительная величина того же параметра ( $\text{Кпревр}_{\text{отн}}$ ) находится при условии, что величина  $\text{Кон}_{\text{исх}}$  принимается за 100 %, и равняется:

$$\text{Кпревр}_{\text{отн}} \% = (\text{Кпревр}_{\text{абс}} / \text{Кон}_{\text{исх}}) \cdot 100 \%.$$

Количество образовавшихся нафтидов ( $\text{Сг}$ ) равняется разнице между  $S_{2\text{исх}}$  и современной величиной  $S_2$ :

$$\text{Сг} \% = S_{2\text{исх}} \% - S_2 \%.$$

Количество эмигрировавших нафтидов ( $\text{Сэ}$ ) равно:

$$\text{Сэ} \% = \text{Сг} \% - S_1 \%.$$

Коэффициент эмиграции ( $\text{Кэ}$ ) равен:

$$\text{Кэ} \% = (\text{Сэ} / \text{Сг}) \cdot 100 \%.$$

При характеристике нефтегенерационных свойств анализируемых образцов пород использованы не все перечисленные ранее параметры, а только наиболее информативные из них, а именно:  $\text{Кон}_{\text{исх}}$ ,  $\text{Кпревр}_{\text{отн}}$ ,  $\text{Сг}$ ,  $\text{Сэ}$  и  $\text{Кэ}$ .

Кроме того, для экспрессной качественной оценки нефтегазогенерационных свойств использовано также отношение  $S_1/S_2$ , которое для удобства представления полученных данных умножено на  $10^{-2}$ . Это отношение позволяет на качественном уровне быстро оценить, во-первых, является ли анализируемая порода «генератором» нафтидов или, напротив, их коллектором и, во-вторых, находится ли тот или иной образец в зоне интенсивной нефтегазогенерации или нет [2]. Конкретные примеры использования этого отношения будут рассмотрены ниже.

В заключение приведем определения некоторых терминов, используемых в настоящей статье, чтобы было однозначное понимание, что под ними подразумевается.

**Битум** имеет несколько различных значений, поэтому, чтобы избежать путаницы и неверного понимания излагаемого в настоящей статье материала, договоримся, что под битумом понимается эпигенетическое его происхождение по отношению к вмещающей его породе (то есть этот термин имеет *генетическое* содержание). Если он образовался из исходного органического вещества ( $\text{ОВ}_{\text{исх}}$ ), содержащегося в этой же породе, то это автохтонная разновидность битума, которая характерна для нефтематеринских отложений. Растворимость в органических растворителях не является его обязательным признаком [4]. То есть под термином битум понимается эпигенетический продукт, образующийся именно из  $\text{ОВисх}$ , входящего в состав пород и не являющийся производным от нефти, как это понимается в других трактовках этого термина.

**Нафтиды** – также *генетический* термин, он используется в расширенном академиком А.Э. Конторовичем понимании, включающем все углеводородные и гетероатомные соединения, образующиеся из  $\text{ОВ}_{\text{исх}}$ .

## Результаты исследований

Первая коллекция образцов отобрана в пределах одного и того же Северо-Варьганского месторождения. Часть образцов отобрана из доюрского комплекса (нижний карбон, визейский ярус) и представлена тремя типами пород – *кремнистыми известняками*, *глинисто-кремнистым сланцем* и *гидротермальным силицитом*, образовавшимся по кремнистым известнякам в результате тектоно-гидротермального воздействия (ТГВ) на них [5, 6]. Другие образцы отобраны из нижнеюрских отложений (котухтинская свита), перекрывающих доюрский комплекс, и представляют собой *углистые гравелиты*, *углистый песчаник* и *угли*.

*Кремнистые известняки* – это темно-серые, очень прочные карбонатно-кремнистые породы с многочисленными трещинами, заполненными белым эпигенетическим кальцитом. Подробно изучены 4 образца этого типа пород.

*Первый* и *второй* образцы кремнистого известняка характеризуются тонкой слабо-выраженной прерывистой слоистостью. ОВ в них присутствует в виде двух разновидностей. Первая – это темно-бурая аморфная масса, пропитывающая минеральную матрицу (возможно метаморфизованный битум) и вторая – почти черные тонкие прерывистоволнистые слои, вероятно, представляющие собой обрывки карбонизированных морских водорослей (рис. 2а и 2б).

*Третий* образец – это органогенно-обломочная разновидность кремнистых известняков, в котором ОВ присутствует в виде тонких прерывистых волнистых слоев черного цвета, к которым часто приурочены микростяжения пирита. Минеральная матрица пропитана темно-коричневой аморфной органической массой (рис. 2в).

*Четвертый* образец кремнистого известняка сложен мелко- и среднезернистыми зернами карбонатов и многочисленными поликристаллическими зернами кварца, в той или иной степени корродированными карбонатами (рис. 2г). ОВ, как и в предыдущих образцах, присутствует в форме тонких волнисто-прерывистых слоев черного цвета, а также аморфной бурой массы, пропитывающей минеральную матрицу (см. рис. 2г).

*Пятый* образец – это глинисто-кремнистый сланец темно-серого цвета, разбитый трещинами, полностью заполненными белым кальцитом. Он обладает тонкослоистой текстурой, сложен мелкими остроугольными зернами кварца (преобладают) и полевых шпатов (второстепенные), а также глинистыми минералами, которые оптически ориентированы. ОВ присутствует в виде очень тонких линзочек и слоев почти черного цвета (рис. 2д).

*Шестой* образец представляет собой гидротермальное силицит, образовавшийся по исходному кремнистому известняку в результате ТГВ на него [5, 6]. Он состоит из двух разновидностей пород, обладающих бурым и светло-серым цветом. Светло-серая часть образца – это, собственно, сам гидротермальное силицит, представляющий собой породу, сложенную мелкими, плохо ограненными кристаллами гидротермального кварца (рис. 2е). Бурая часть образца представляет собой не полностью преобразованный гидротермальным флюидом (ГФ) исходный кремнистый известняк, в котором можно различить плохо сохранившиеся корродированные раковинки радиолярий, обломки спикул губок, пропитанные аморфным бурым органическим веществом (рис. 2е).

Анализ результатов пиролитических исследований показал, что образцы кремнистых известняков и глинисто кремнистого сланца характеризуются очень низкой величиной  $K_{\text{исх}}$ , изменяющейся от 8,9 до 14,9 %, то есть они попадают в поле, соответствующее V типу ОВ (рис. 2ж, табл. 1). Значения  $T_{\text{max}}$  также невелики и изменяются от 424 до 445 °С. Величина  $K_{\text{превр.отн}}$  варьирует в пределах от 35,4 до 62,8 %, составляя в

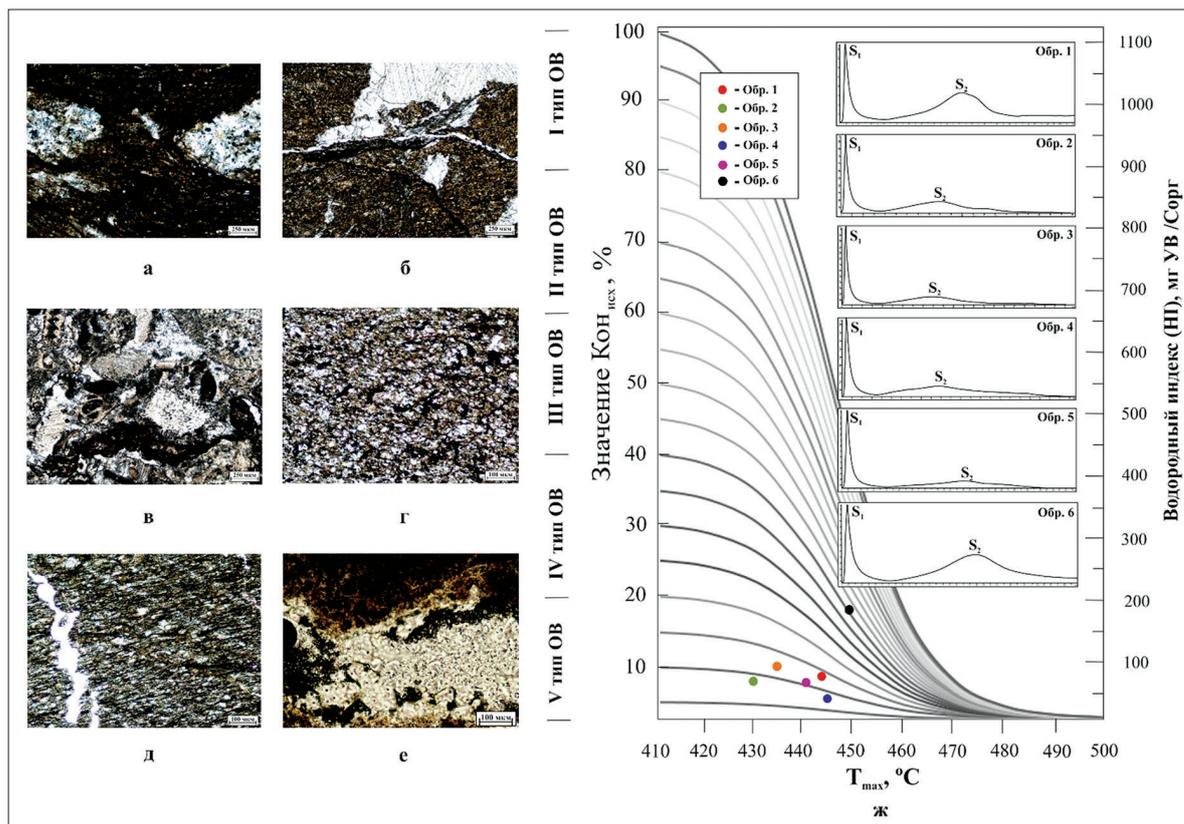


Рис. 2. Фотографии шлифов кремнистых известняков обр. 1-4 (а-г), глинисто-кремнистого сланца обр. 5 (д) и гидротермального силицита обр. 6 (е), а также диаграмма  $T_{max}$ -HI ( $Кон_{исх}$ ) с пирограммами этих же образцов (ж), Северо-Варьеганское месторождение, нижний карбон.  
Примечание: здесь и на последующих рисунках фотографии петрографических шлифов сделаны без анализатора

среднем 49,4 %. Иными словами, в них в среднем не реализовано около 50 % исходного генерационного потенциала ОВ. Значение  $Сг$  изменяется от 0,03 до 0,21 % и составляет в среднем 0,1 %, что говорит о крайне низких генерационных свойствах рассматриваемых образцов. Обращают на себя внимание большие различия в коэффициентах эмиграции образовавшихся нафтидов, которые варьируют от 4 до 69 %, составляя в среднем 30 %. Значения отношений  $S_1/S_2 \cdot 10^{-2}$  изменяются от 39,9 до 100,5, что свидетельствует о том, что некоторая, иногда очень заметная часть образовавшихся нафтидов все же сохранилась в этих образцах. Максимальные значения этого отношения получены для глинисто-кремнистого сланца (см. табл. 1).

Гидротермальный силицит также характеризуется невысокой величиной  $Кон_{исх}$ , равной 42,9 %, то есть он попадает в поле, соответствующие III типу ОВ (см. рис. 2е, табл. 1). Величина  $К_{превр.отн.}$  имеет высокое значение – 71,4 %. Иными словами, в нем осталось нереализованным около 30 % исходного генерационного потенциала ОВ. Значения  $Сг$  равно всего 0,1 % и тем не менее величина  $Кэ$  составляет 85 %. Значение отношений  $S_1/S_2 \cdot 10^{-2}$  составляет 52,6, что свидетельствует о том, что заметная часть образовавшихся нафтидов все же сохранилась в этом образце (табл. 1).

Следующая коллекция образцов отобрана в пределах того же месторождения из нижнеюрских осадков (котухтинская свита). Их, в свою очередь, можно разделить на две группы. Первая – это углистые гравелиты и песчаник с невысоким содержанием в их

составе ОВ и вторая — это, собственно, сам уголь и *аргиллиты* или *алевролиты* с высоким содержанием в них ОВ.

В первую группу (*углистые гравелиты* и *песчаник*) входят четыре образца.

*Первый* образец — это гравелит, сложенный крупными обломками, имеющими преимущественно кварцевый состав (кварциты, кварц-серицитовые, кремнистые сланцы), часто характеризующиеся конформно-регенерационными контактами между соседними зёрнами (рис. 3а). ОВ преимущественно двух типов — в виде тонких слоёв фюзенизированного растительного детрита почти черного цвета и темно-бурой аморфной массы, пропитывающей минеральную матрицу (рис. 3а).

*Второй* образец представляет собой крупнозернистый песчаник, также сложенный преимущественно обломочными зёрнами кварца, кварцитов и кремнистых сланцев (рис. 3б). Выделяются два типа ОВ. Первый — это тонкие волнисто-прерывистые слои черного цвета (вероятно, фюзенизированные остатки растительного детрита) и второй — бурая аморфная масса, которая неравномерно пропитывает минеральную матрицу (рис. 3б).

*Третий* образец — это гравелит, имеющий такой же минеральный состав, что и у предыдущих образцов. ОВ также присутствует в виде тонких волнистых прослоев и обломочного детрита темно-бурого, почти черного цвета и бурой аморфной массы, пропитывающей минеральную матрицу (рис. 3в).

*Четвертый* образец также представляет собой гравелит, сложенный крупными часто остроугольными обломками, имеющими преимущественно кварцевый состав (рис. 3г). ОВ, как и в предыдущих образцах, преимущественно двух типов — в виде тонких волнисто-прерывистых слоёв фюзенизированного растительного детрита почти черного цвета и темно-бурой аморфной массы (рис. 3г).

Анализ результатов пиролитических исследований углистых гравелитов и песчаника показал, что они характеризуются небольшой величиной  $K_{\text{исх}}$ , изменяющейся от 36,4 до 52,5 %, то есть они попадают в поля, соответствующие III и IV типам ОВ (рис. 3д, табл. 1).  $T_{\text{max}}$  имеют довольно высокие величины, изменяющиеся от 452 до 455 °С. Величина  $K_{\text{превр.отн}}$  также характеризуется высокими значениями, варьирующими в пределах от 76,9 до 88,3 %, составляя в среднем 80,4 %. То есть в них в среднем не реализовано всего около 20 % исходного генерационного потенциала ОВ. Величина  $S_{\text{г}}$  изменяется от 0,52 до 2,42 % и составляет в среднем 1,58 %, что говорит о невысоких генерационных свойствах этих образцов. Обращают на себя внимание высокие значения  $K_{\text{э}}$  образовавшихся нафтидов, которые варьируют от 91 до 96 %, составляя в среднем 94 %. То есть почти все образовавшиеся в них нафтиды эмигрировали из них. Значения отношений  $S_1/S_2 \cdot 10^{-2}$  изменяются от 21,2 до 47,9, что свидетельствует о том, что некоторая часть образовавшихся нафтидов все же сохранилась в этих образцах (табл. 1).

Во вторую группу образцов с высоким содержанием в них ОВ входят пять образцов (*уголь, углистые аргиллиты и алевролит*).

*Первый* образец — это уголь почти черного цвета, тонкослоистый, в котором почти полностью отсутствуют минеральные примеси. Он сложен линзовидными, округлыми и слоевидными образованиями, представляющими собой, вероятно, остатки водорослей, имевших преимущественно липидный состав, так как в проходящем свете в шлифе они имеют, несмотря на высокую стадию катагенеза, буровато-желтый цвет, характерный для мацералов липтинитовой группы (рис. 4а).

*Второй* образец представляет собой алевролитисто-углистый тонкослоистый аргиллит темно-серого цвета с высоким содержанием в нем ОВ и немногочисленными поверхно-

Таблица 1

## Исходные пиролитические данные и рассчитанные на их основе генерационные параметры

Порода	№ Обр.	Возраст (Свита)	Исходные данные				Расчетные генерационные параметры						
			Сопт, %	S1, мг УВ/г	S2, мг УВ/г	T <sub>max</sub> , °C	HI, мг УВ/г Сопт	K <sub>он исх</sub> , %	K <sub>превр.онт.</sub> , %	Cr, %	Ca, %	K <sub>э</sub>	S <sub>1</sub> /S <sub>2</sub> ·10 <sup>-2</sup>
Северо-Варьганское месторождение													
Кремнистый известняк	1	Нижний карбон	1,1	0,3	0,84	444	78	14,9	53,6	0,108	0,074	69	39,9
Кремнистый известняк	2	Нижний карбон	0,8	0,3	0,45	430	56	9,3	41,8	0,033	0,003	9	74,6
Кремнистый известняк	3	Нижний карбон	1,2	0,9	1,18	435	98	13,4	35,4	0,089	0,004	4	76,3
Кремнистый известняк	4	Нижний карбон	3,0	0,7	1,37	445	41	8,9	62,8	0,205	0,131	64	51,0
Глинисто-кремнистый сланец	5	Нижний карбон	0,7	0,4	0,39	441	56	11,2	53,6	0,049	0,010	20	100,5
Гидротермальный силицит	6	Нижний карбон	0,2	0,2	0,38	449	182	42,9	71,4	0,100	0,085	85	52,6
Северо-Варьганское месторождение													
Слабо углистый гравелиг	1	Нижняя юра	0,8	0,5	1,03	456	136	48,0	83,8	0,555	0,506	91	47,9
Слабо углистый песчаник	2	Нижняя юра	3,2	0,9	3,84	454	120	37,3	78,8	1,499	1,408	94	23,7
Углистый гравелиг	3	Нижняя юра	5,5	1,5	6,87	453	125	36,4	76,9	2,421	2,275	94	21,2
Слабо углистый гравелиг	4	Нижняя юра	1,9	0,7	2,31	458	124	52,5	88,3	1,824	1,756	96	26,9
Северо-Варьганское месторождение													
Уголь	1	Нижняя юра	83,2	10,3	498,37	445	599	95,2	47,3	39,200	38,200	98	2,1
Сильно углистый аргиллиг	2	Нижняя юра	41,4	5,8	59,45	457	144	59,8	90,0	51,900	51,400	99	9,8
Углисто-глинистый алевролит	3	Нижняя юра	16,5	2,0	18,15	462	110	58,8	93,1	23,132	22,932	99	11,0
Углисто-алевритистый аргиллиг	4	Нижняя юра	12,1	1,1	8,43	463	70	55,2	94,5	15,248	15,142	99	12,6
Углисто-алевритистый аргиллиг	5	Нижняя юра	7,2	0,9	6,11	459	85	44,4	89,5	5,521	5,427	98	15,3
Талинское месторождение													
Уголь		Нижняя юра	79,5	11,9	233,41	440	294	40,2	47,2	21,874	20,688	95	5,1
Андреевское месторождение													
Уголь		Средняя юра	72,9	14,4	212,58	431	292	32,4	22,2	6,407	4,964	77	6,8

Порода	№ Опр.	Возраст (Свига)	Исходные данные				Расчетные генерационные параметры						
			Сорг, %	S1, мг ВВ/г	S2, мг ВВ/г	T <sub>max</sub> , °C	HI, мг ВВ/г Сорг	K <sub>он<sub>ис</sub></sub> , %	K <sub>преп.отм.</sub> , %	Cr, %	Ca, %	Kз	S <sub>1</sub> /S <sub>2</sub> ·10 <sup>-2</sup>
Мало-Аганское месторождение													
Уголь		Средняя юра	69,8	3,2	127,43	444	183	31,0	55,0	16,565	16,246	98	2,5
Грибное месторождение													
Уголь	1	Верхняя юра	78,4	13,9	132,00	446	168	31,7	59,8	20,636	19,243	93	10,6
Уголь	2	Верхняя юра	84,6	12,0	100,00	449	118	28,8	69,3	23,992	22,792	95	12,0
Салымское месторождение													
Слабо битуминозный кремнистый аргилит		Верхняя юра (абалакская свита)	2,4	1,1	2,69	456	112	43,2	84,4	1,541	1,429	93	41,6
Битуминозно-карбонатный силицит	1	Верхняя юра (баженовская свита)	13,4	7,7	21,96	458	163	67,8	90,7	26,500	25,700	97	35,1
Битуминозно-карбонатный силицит	2	Верхняя юра (баженовская свита)	9,1	14,9	13,91	458	153	61,0	87,5	11,100	9,600	83	107,2
Битуминозный силицит	3	Верхняя юра (баженовская свита)	9,2	9,6	14,34	455	156	58,2	87,9	10,570	9,570	91	67,0
Битуминозный слабо карбонатный силицит	4	Верхняя юра (баженовская свита)	6,8	12,2	10,76	456	158	61,1	86,8	8,100	6,900	85	113,6
Битуминозно-карбонатный силицит	5	Верхняя юра (баженовская свита)	7,8	7,8	13,99	457	180	68,5	90,2	13,183	12,416	94	54,8
Битуминозный силицит	6	Верхняя юра (баженовская свита)	12,6	3,1	18,94	457	150	62,2	89,3	16,368	16,057	98	16,4

стями и «зеркалами» скольжения. ОВ, входящее в его состав, явно сильно катагенетически преобразовано. Так, обломки растительного детрита, вероятно относившиеся первоначально к витринитовой группе мацералов, приобрели темно-коричневый, местами до черного цвет (рис. 4б). Основная аморфная масса ОВ имеет бурый цвет и достаточно равномерно пропитывает минеральную матрицу.

*Третий* образец — это углисто-глинистый алевролит темно-серого цвета, сложенный преимущественно остроугольными обломками кварца, сцементированными глинисто-органической массой бурого цвета (рис. 4в). ОВ, присутствующее в образце, двух типов: первый — это обрывки обугленного (фюзенизированного) растительного детрита черного цвета и второй — бурая аморфная масса, пропитывающая минеральную матрицу (см. рис. 4в).

*Четвертый* образец представляет собой углисто-алевритистый аргиллит черного цвета с многочисленными поверхностями и «зеркалами» скольжения. ОВ подразделяется на три типа: первый — это тонкие линзочки и слойки коричневого цвета, вероятно,

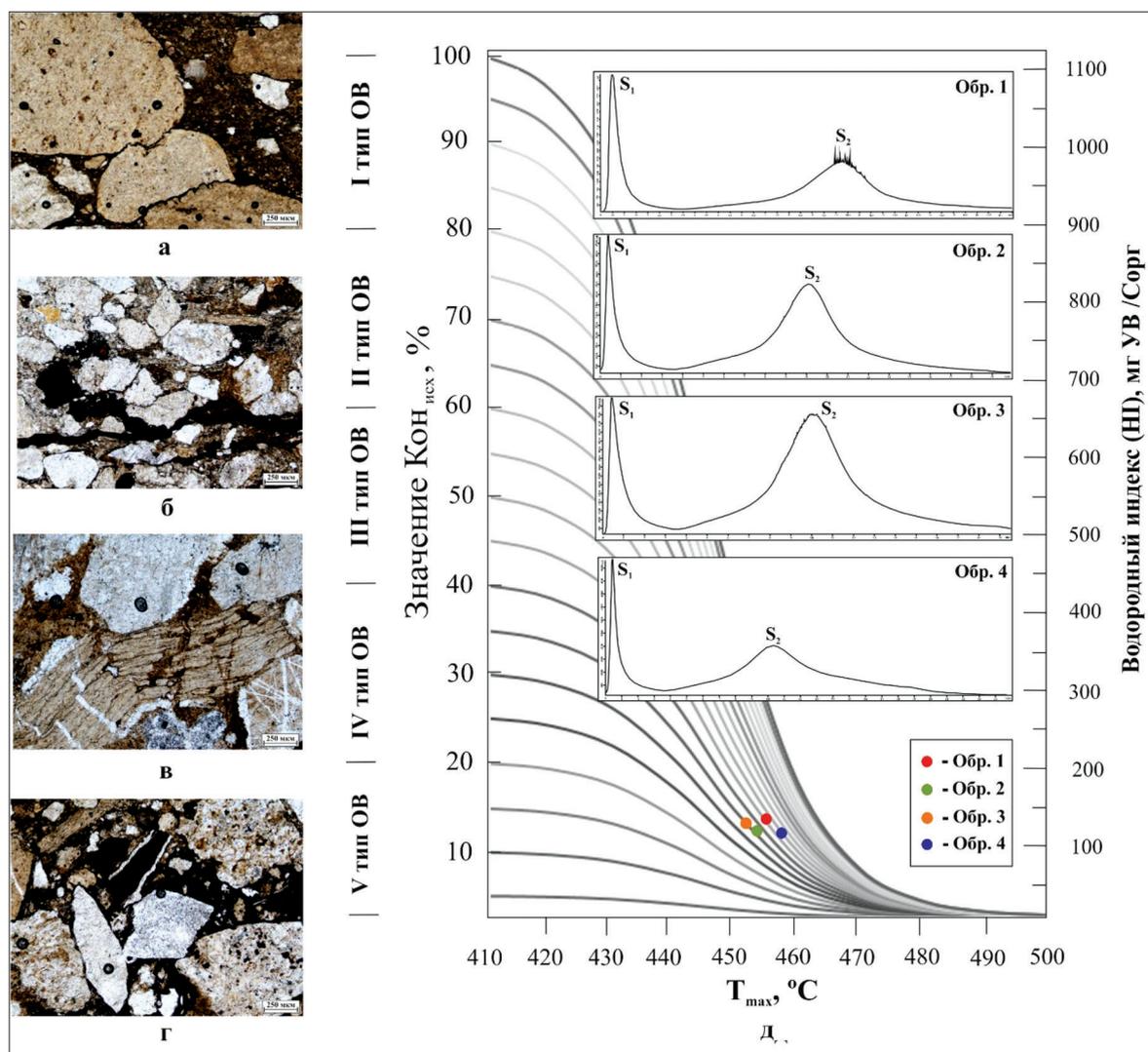


Рис. 3. Фотографии петрографических шлифов углистых гравелитов обр. 1, 3, 4 (а, в, г) и песчаника обр. 2 (б), а также диаграмма  $T_{max}$  - HI (Кон<sub>исх</sub>) с пирограммами этих же образцов (д), Северо-Варьеганское месторождение, нижняя юра

относящиеся к мацералам витринитовой группы, второй – мелкий углефицированный детрит почти черного цвета и, третий – темно-бурая аморфная масса, неравномерно пропитывающая минеральную матрицу (рис. 4г).

Пятый образец, как и предыдущий, представляет собой углисто-алевритистый аргиллит черного цвета с многочисленными поверхностями и «зеркалами» скольжения. ОВ также представлено тремя типами: во-первых, крупными обломками светло-коричневого цвета, вероятно, относящимися к мацералам витринитовой группы, во-вторых, многочисленным мелким фюзенизированным растительным детритом почти черного цвета и, в-третьих, аморфной массой коричневого цвета, неравномерно пропитывающей минеральную матрицу (рис. 4д).

Анализ результатов пиролитических исследований *углей, углистых аргиллитов и алевrolита* показал, что из всех исследованных образцов резко выделяется *первый* образец. Он характеризуется очень высоким значением  $Kon_{исх}$  (95,2 %) и попадает в

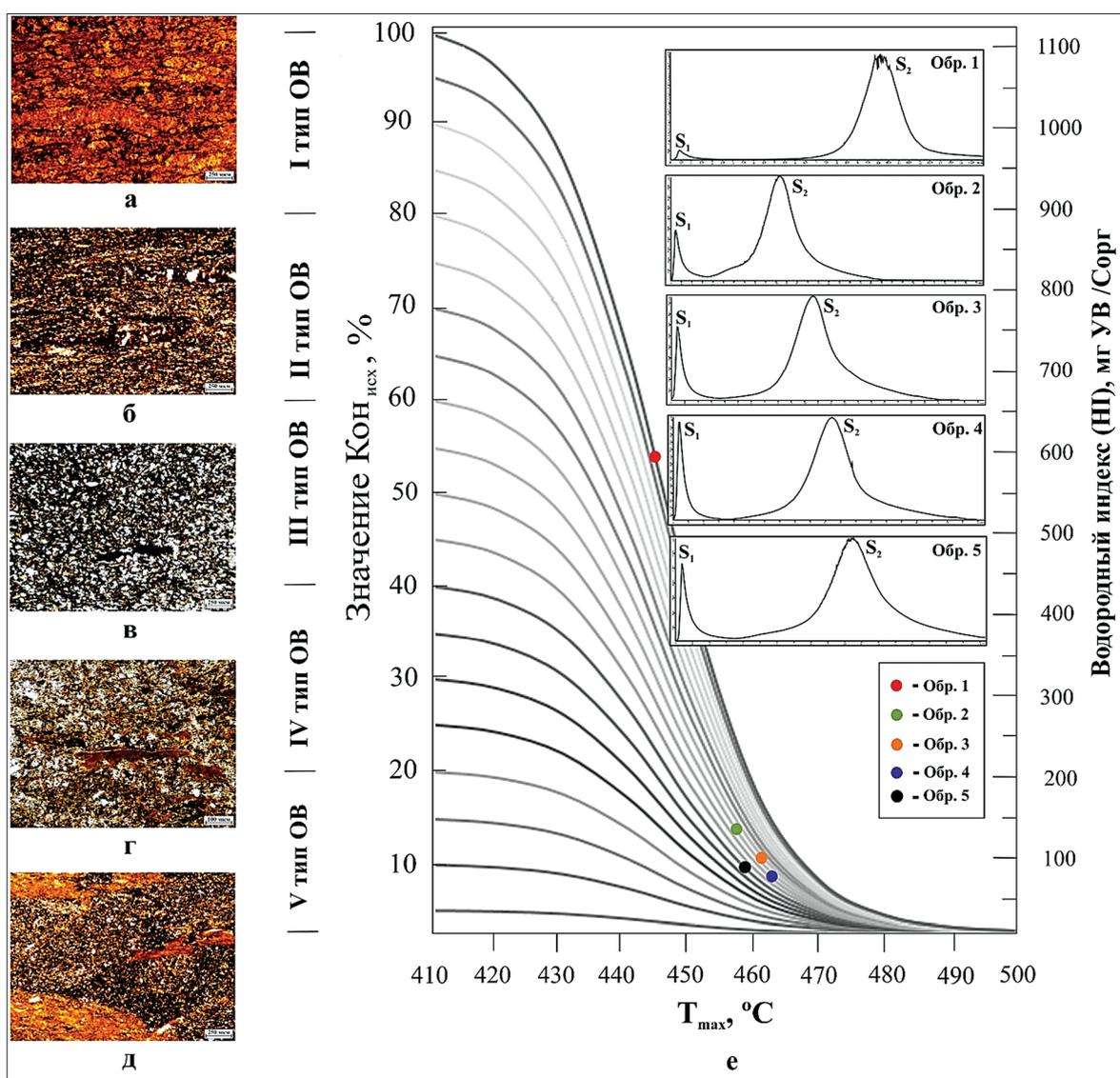


Рис. 4. Фотографии петрографических шлифов углей обр. 1, 2 (а, б), углисто-глинистого алевrolита обр. 3 (в), углисто-алевритистых аргиллитов обр. 4, 5 (г, д) и диаграмма  $T_{max}$  - HI ( $Kon_{исх}$ ) с пирограммами этих же образцов, Северо-Варьеганское месторождение, нижняя юра

поле, соответствующее I-му типу ОВ, но в тоже время имеет минимальное значение  $K_{\text{превр}_{\text{отн}}}$ , равное 47,3 % (рис. 4е, табл. 1). Остальные образцы характеризуются средней величиной  $\text{Кон}_{\text{исх}}$ , изменяющейся от 44,4 до 59,8 %, то есть они попадают в поле, соответствующее III типу ОВ (см. рис. 4е, табл. 1).  $T_{\text{max}}$  имеют высокие величины, изменяющиеся от 457 до 463 °С. Величина  $K_{\text{превр}_{\text{отн}}}$  также характеризуется очень высокими значениями, варьирующими в пределах от 89,5 до 94,5 %, составляя в среднем 91,8 %. Иными словами, в них нереализованным осталось в среднем всего около 8 % от исходного генерационного потенциала ОВ. Величина  $S_{\text{г}}$ , включая первый образец угля, изменяется от 5,5 до 51,9 % и составляет в среднем 26,9 %, что говорит о большом количестве нафтидов, генерированных этими образцами. Обращают на себя внимание очень высокие значения  $K_{\text{э}}$ , которые варьируют от 98 до 99 %, составляя в среднем 98,5 %. То есть практически все образовавшиеся в них нафтиды эмигрировали из них. Значения отношений  $S_1/S_2 \cdot 10^{-2}$  изменяются от 2,0 до 15,3, что также свидетельствует о том, что очень небольшая часть образовавшихся нафтидов все же сохранилась в этих образцах (табл. 1).

Рассмотрим небольшую коллекцию *углей* юрского возраста, отобранных в пределах Талинского, Андреевского, Мало-Аганского и Грибного месторождений. Все они имеют примерно одинаковый внешний вид (черный цвет, раковистый скол).

*Первый* образец угля отобран из нижнеюрских отложений Талинского месторождения. Он имеет тонкослоистую текстуру, что обуславливает явную оптическую ориентацию органической массы. Основная часть ОВ – это гелефицированная тонкослоистая витринитовая масса бурого цвета (рис. 5а). Отмечаются довольно многочисленные окисленные (фюзенизированные) обломки растительного детрита черного цвета, имеющие продолговатую, линзовидную форму. Встречаются также немногочисленные мацералы липтинитовой группы желтого цвета (см. рис. 5а).

*Второй* образец поднят из среднеюрских осадков Андреевского месторождения. Уголь сложен преимущественно мацералами витринитовой группы темно-бурого цвета со слабовыраженной оптической ориентацией и довольно многочисленными мелкими линзовидными и протяженными (слоевидными) мацералами липтинитовой группы желтого цвета, характеризующимися оптической ориентацией (рис. 5б). Иногда в крупных мацералах липтинитовой группы встречаются многочисленные включения микрозернистого пирита. Отмечаются также немногочисленные черные мелкие обломки фюзенизированных растительных остатков (см. рис. 5б).

*Третий* образец отобран из среднеюрских отложений Мало-Аганского месторождения. Он характеризуется микрослоистой текстурой. ОВ представлено главным образом аморфной гелефицированной массой витринита бурого цвета, слабо оптически ориентированного (рис. 5в). Отмечается многочисленный мелкий фюзенизированный растительный детрит черного цвета, а также небольшое количество мацералов липтинитовой группы линзовидной формы желтого цвета (см. рис. 5в).

*Четвертый* и *пятый* образцы угля отобраны из верхнеюрских осадков Грибного месторождения. Образцы состоят преимущественно из аморфной гелефицированной массы витринитового состава ярко-бурого цвета, которая характеризуется явно выраженной оптической ориентацией (рис. 5г, д). Изредка встречаются мелкие линзовидные включения мацералов липтинитовой группы желтого цвета. Отмечаются также очень тонкие («волосяные») прослойки фюзенизированного ОВ черного цвета (см. рис. 5г, д).

Анализ результатов пиролитических исследований углей показал, что все исследованные образцы характеризуются невысокими значениями  $\text{Кон}_{\text{исх}}$ , которые изменяются

от 28,8 до 40,2, составляя в среднем 33 %, то есть попадают в поле, соответствующее IV типу ОВ (рис. 5е, табл. 1). Величина  $K_{\text{превр.отн}}$  имеет значительные вариации — от 22,2 до 69,3 %, составляя в среднем 50,7 %. Величина  $S_g$  изменяется от 6,4 до 24 % и в среднем равна 17,9 %, что свидетельствует о значительном количестве нафтидов, генерированных этими образцами. Отмечаются очень высокие значения  $K_{\Sigma}$ , которые варьируют от 77 до 98 %, составляя в среднем 92 %. То есть подавляющая часть образовавшихся в них нафтидов эмигрировала из них. Значения отношений  $S_1/S_2 \cdot 10^{-2}$  изменяются от 2,5 до 12,0, что свидетельствует о том, что очень небольшая часть образовавшихся нафтидов все же сохранилась в некоторых из этих образцов углей (табл. 1).

Верхнеюрские отложения, отобранные из скважин, пробуренных в пределах Салымского месторождения, представлены одним образцом, поднятым из кровельной части *абалакской* свиты и шестью образцами, отобранными из *базеновской* свиты.

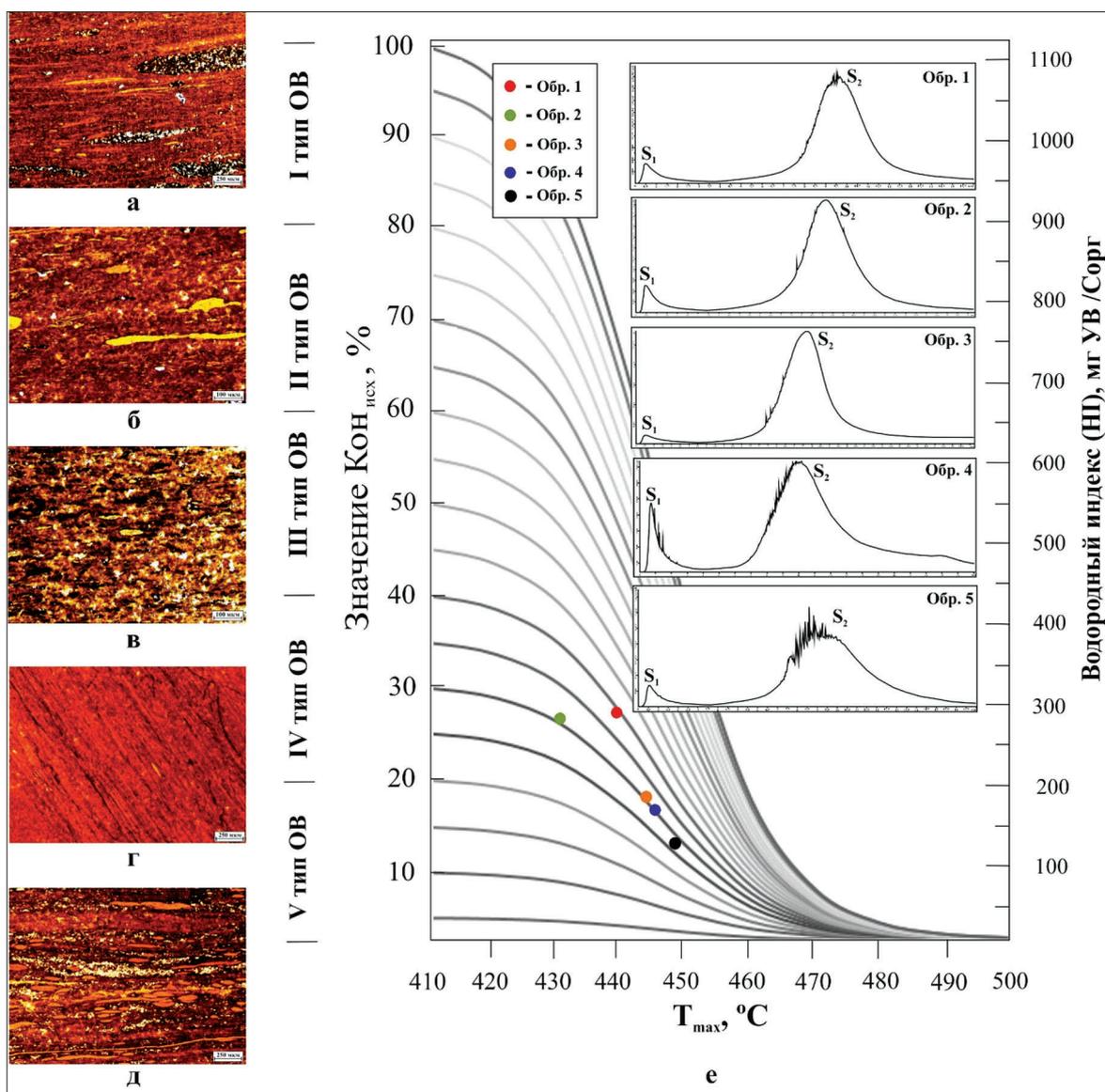


Рис. 5. Фотографии петрографических шлифов углей, обр. 1-5 (а-д) и диаграмма  $T_{\text{max}}$  - HI (Кон\_исх) с пирограммами этих же образцов (е). Месторождения: а – Талинское, обр. 1; б – Андреевское, обр. 2; в – Мало-Аганское, обр. 3; г, д – Грибное, обр. 4, 5

Образец, отобранный из *абалакской* свиты — это темно-серый слабо битуминозный кремнистый аргиллит с многочисленными поверхностями и «зеркалами» скольжения. ОВ представляет собой мелкий углистый детрит черного цвета и темно-бурую аморфную массу, пропитывающую минеральную матрицу (рис. 6а).

Образцы, отобранные из *баженовской* свиты, имеют темно-серый, почти черный цвет, часто разбиты субвертикальными трещинами, на поверхности которых отмечаются тонкие пленки черного тиобитума и эпигенетические мелкие кристаллы разнообразных гидротермальных минералов, чаще всего представленных карбонатами и кварцем.

*Первый* образец — это тонкослоистый битуминозно-карбонатный силицит с высоким содержанием пирита, который присутствует в форме тонких прослоев, реже небольших агрегатов и псевдоморфоз по органическим остаткам. Отмечаются многочисленные мелкие линзочки битума темно-коричневого, почти черного цвета, окруженные по периферии многочисленными мелкими кристаллами самородной серы (рис. 6в). Основная масса ОВ темно-бурого цвета неравномерно пропитывает минеральную матрицу.

*Второй* образец представляет собой тонкослоистый битуминозно-карбонатный силицит с многочисленными раковинками радиолярий, замещенных кальцитом и доломитом с высоким содержанием микрозернистого пирита, рассеянного в минеральной матрице и замещающего органические остатки (рис. 6д). Темно-бурый битум пропитывает минеральную матрицу.

*Третий* образец — это массивный битуминозный силицит, сложенный аутигенным биогенным кремнеземом, пропитанным темно-бурым битумом (рис. 7а).

*Четвертый* образец представляет собой темно-серый битуминозный слабокарбонатный силицит, сложенный микрозернистым аутигенным биогенным кремнеземом. Темно-бурый битум пропитывает минеральную матрицу (рис. 7б).

*Пятый* образец — это битуминозно-карбонатный силицит с большим количеством ихтиодетрита (рис. 7в). Темно-бурый битум, как и в предыдущем образце, пропитывает минеральную матрицу (см. рис. 7в).

*Шестой* образец представляет собой битуминозный силицит, сложенный биогенным аутигенным кремнеземом. Минеральная матрица неравномерно пропитана темно-бурым битумом (рис. 7г).

Анализ результатов пиролитических исследований *абалакского* аргиллита показал, что он характеризуется невысоким значением  $K_{\text{исх}}$ , равным 43,2 %, то есть попадает в поле, соответствующее III типу ОВ (рис. 7е, табл. 1). Величина  $K_{\text{превр}_{\text{отн}}}$ , напротив, имеет высокое значение — 84,4 %. Иными словами, в нем осталось нереализованным всего около 16 % от исходного генерационного потенциала ОВ. Величина  $S_{\text{г}}$  равна 1,5 %, что свидетельствует о небольшом количестве нафтидов, генерированных этим образцом. Рассматриваемый образец характеризуется очень высоким значением  $K_{\text{э}}$  образовавшихся нафтидов, который равен 93 %. То есть практически все образовавшиеся в нем нафтиды эмигрировали из него. Значение отношения  $S_1/S_2 \cdot 10^{-2}$  равно 42,6, что говорит о том, что небольшая часть образовавшихся нафтидов все же в нем сохранилась (табл. 1).

Результаты пиролитических исследований образцов, отобранных из *баженовской* свиты, показали, что все исследованные образцы характеризуются высокими значениями  $K_{\text{исх}}$ , которые изменяются от 58,2 до 68,5 %, составляя в среднем 62,3%, то есть попадают в поле, соответствующее преимущественно II-му типу ОВ (рис. 7д, табл. 1). Величина  $K_{\text{превр}_{\text{отн}}}$  имеет незначительные вариации — от 86,8 до 90,7 %, составляя в среднем 88,7 %. Иными словами, в них не реализованным осталось всего в среднем около 11 % от исходного генерационного потенциала ОВ. Величина  $S_{\text{г}}$  изменяется от

8,1 до 26,5% и составляет около 14,3 %, что свидетельствует о значительном количестве нафтидов, генерированных этими образцами. Отмечаются очень высокие значения  $K_{\Sigma}$  образовавшихся нафтидов, которые варьируют от 83 до 97 %, составляя в среднем 91 %. То есть подавляющая часть образовавшихся в них нафтидов эмигрировали из них. Значения отношений  $S_1/S_2 \cdot 10^{-2}$  изменяются от 16,4 до 113,6, что свидетельствует о том, что часть образовавшихся нафтидов все же сохранилась в этих образцах, а два из них (обр. 2 и 4) можно отнести даже к классу пород-коллекторов, содержащих «подвижные» УВ (табл. 1).

### Обсуждение полученных результатов

Нижнекарбоновые **кремнистые известняки** и **сланец** характеризуются очень низкими генерационными свойствами ( $K_{\Sigma}$  варьирует от 8,9 до 14,9 %) и попадают в поле V типа ОВ (рис. 2а-д, табл. 1). Этот факт объясняется тем, что в них присутствует преимущественно инертное карбонизированное ОВ<sub>исх</sub>, потерявшее свой  $K_{\Sigma}$ , которое в настоящее время представляет собой тонкие, черные волнисто-слоистые образования (графитизированные под действием очень высоких палеотемператур остатки морских

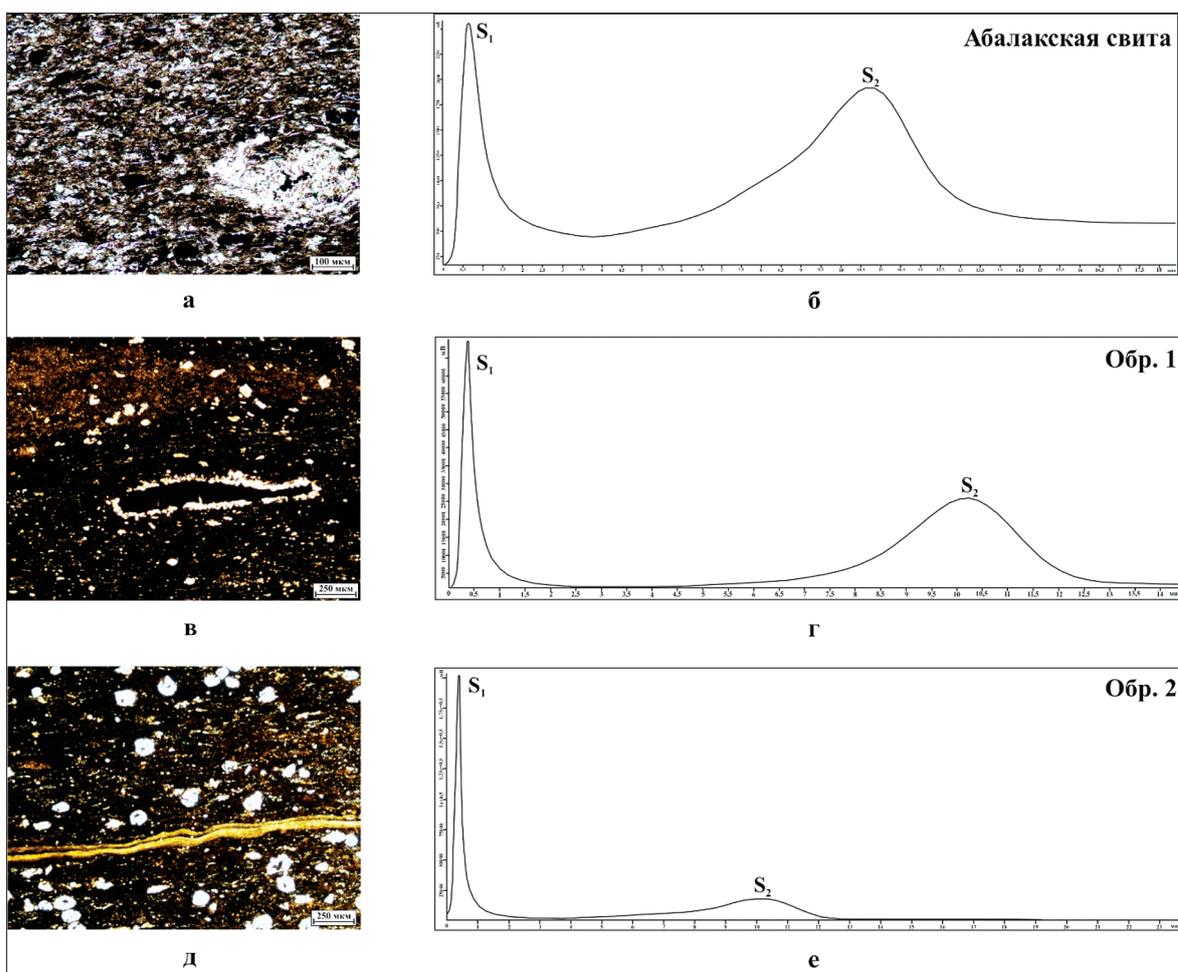


Рис. 6. Фотографии петрографических шлифов (а, в, д) и пирогаммы образцов (б, г, е), отобранных из абалакской (а, б) и баженовской обр. 1 (в, г), обр. 2 (д, е) свит Салымского месторождения, верхняя юра

водорослей). Второй тип ОВ, присутствующий в рассматриваемых породах – это УВ и битум (нефтебитум), образовавшиеся из этих водорослей, и наряду со связанной водой, заполнившие поровое пространство в кремнистых известняках и сланце. В зависимости от степени термического воздействия на этот нефтебитум и, соответственно, соотношения в его составе УВ и битума величина их  $T_{max}$  варьирует в очень широких пределах – от 430 до 445 °С (рис. 2а-д, табл. 1). Прослеживается отчетливая тенденция – с ростом величины отношения  $S_1/S_2 \cdot 10^{-2}$  происходит уменьшение значений  $T_{max}$ , то есть с ростом УВ в составе нефтебитума отмечается снижение величин  $T_{max}$  (рис. 2а-д, табл. 1).

Величина  $Кон_{исх}$  образца *гидротермального силицита* заметно выше, чем у рассмотренных ранее кремнистых известняков и сланца. Это объясняется тем, что в нем почти не осталось инертного карбонизированного ОВ<sub>исх</sub>, которое было окислено кислородом, присутствовавшим в составе ГФ [5, 6]. Поэтому всё ОВ, насыщающее его поровое пространство, представлено нефтебитумом, причем сильно термически преобразованным, с преобладанием в его составе именно битума (рис. 2е, табл. 1). УВ, присутствующие в составе нефтебитума, могут находиться как в форме истинного, так и «твердого» растворов [7].

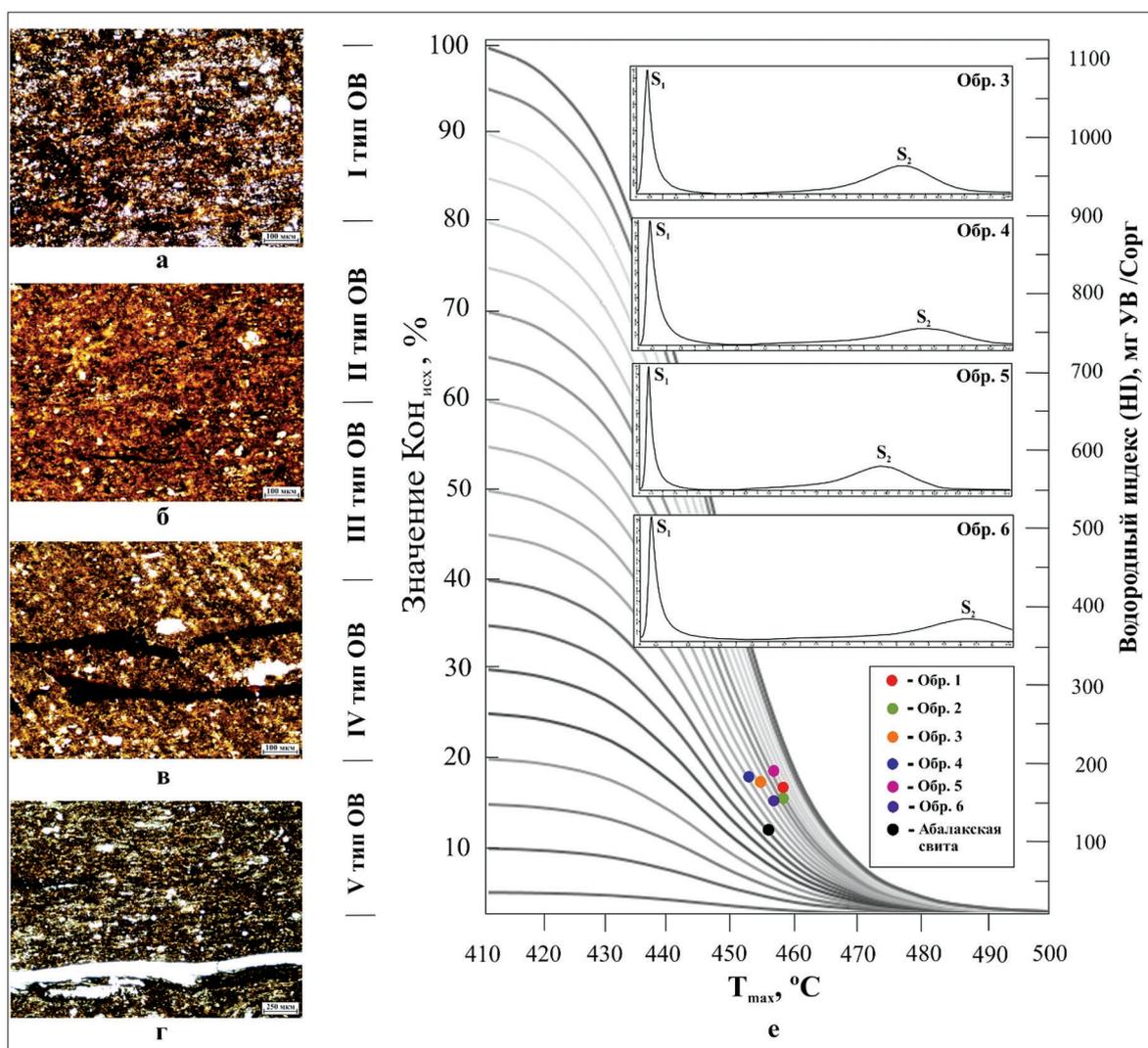


Рис. 7. Фотографии петрографических шлифов, обр. 3-6 (а-г) и диаграмма  $T_{max}$  - HI ( $Кон_{исх}$ ) с пирограммами (д), абалакская, баженовская свиты, Салымское месторождение, верхняя юра

**Слабоуглистые гравелиты и песчаник** характеризуются невысокими значениями  $K_{\text{исх}}$  (от 36,4 до 52,5 %) но высокой величиной  $K_{\text{превр}_{\text{отн}}}$  (от 76,9 до 88,3 %), что объясняется воздействием на эти отложения высокоэнтальпийных ГФ (табл. 1). ОВ, присутствующее в этих отложениях, представлено двумя типами, во-первых, фюзинизированным водорослевым и растительным детритом и, во-вторых, бурой аморфной массой (битум или нефтебитум). Вероятно, ОВисх под действием ГФ подверглось высокотемпературному аквапиролу, в результате чего образовался нефтебитум и остаточное карбонизированное фюзинизированное инертное вещество (рис. 3а-г). Высокие значения  $T_{\text{max}}$  и  $K_{\text{превр}_{\text{отн}}}$  свидетельствуют о том, что и сам образовавшийся нефтебитум в результате воздействия на него высокоэнтальпийного ГФ сохранил в своем составе лишь наиболее высокомолекулярные соединения, потеряв низкомолекулярные, которые эмигрировали в ближайшие породы-коллекторы. Поэтому рассматриваемые породы не совсем корректно называть углистыми, так как углистыми они были до того, как оказались подвергнутыми ТГВ, а в настоящее время они битуминозно-углистые.

Во вторую группу образцов с высоким содержанием ОВ входят пять образцов (**уголь, углистые аргиллиты и алевролит**). В составе этой группы резко выделяется *первый* образец, имеющий самое высокое значение  $K_{\text{исх}}$ , равное 95,2 % (рис. 4а, е, табл. 1). Он имеет минимальную величину  $K_{\text{превр}_{\text{отн}}}$  (47,3 %). Эти его особенности объясняются, во-первых, уникальностью его мацерального состава и тем, что он залегает выше остальных образцов примерно на 300 м. Он состоит исключительно из водорослей (*Botriococcus?*) и напоминает собой богхед (рис. 4а). Из него образовалось много нафтидов (39,2 %). Однако они почти все эмигрировали из него, что объясняется его чрезвычайно слабой механической прочностью и, соответственно, энергичным уплотнением под действием литостатического давления, составляющего на глубине его залегания порядка 75 МПа. Об этом же говорит крайне низкое отношение  $S_1/S_2 \cdot 10^{-2}$ , равное всего 2,1 (табл. 1).

Остальные *четыре* образца, представленные в различной степени углистыми аргиллитами и алевролитом, имеют близкие значения  $K_{\text{исх}}$  и  $K_{\text{превр}_{\text{отн}}}$ , что объясняется, соответственно, близким мацеральным составом ОВисх и тем, что они были подвержены ТГВ. Не исключено, что бурая аморфная масса, пропитывающая минеральную матрицу, представляет собой твердый битум, образовавшийся из ОВисх в результате воздействия на него высокоэнтальпийного ГФ [8]. УВ, входящие в состав пика  $S_1$ , могут присутствовать в этих образцах в форме истинных или «твердых» растворов в битуме и/или в микропорах.

Нижнеюрский *первый* образец **угля**, отобранный на Талинском месторождении, обладает самой высокой величиной  $K_{\text{исх}}$  (40,2%) и самым высоким значением  $K_{\text{превр}_{\text{отн}}}$  (47,2 %). Им генерировано довольно много нафтидов (рис. 5а, табл. 1). Это объясняется высокой пластовой температурой, которая, вероятно, связана с активным ТГВ на эти отложения [9].

В рассматриваемой коллекции **углей**, отобранных из юрских отложений различных месторождений, выделяется *второй* образец угля (Андреевское месторождение) среднеюрского возраста. Он характеризуется минимальным значением  $K_{\text{превр}_{\text{отн}}}$ , равным всего 22,2 % и минимальным количеством образовавшихся из него нафтидов (6,4 %), а также самой низкой величиной  $K_{\text{э}}$  (77 %), что объясняется небольшой глубиной его залегания и слабой термической преобразованностью (рис. 5б, табл. 1).

*Третий* образец, отобранный из среднеюрских отложений Мало-Аганского месторождения, характеризуется заметно более высокой величиной  $K_{\text{превр}_{\text{отн}}}$  и большим количеством генерированных нафтидов (табл. 1). У этого образца угля самое высокое значение

Кэ и, соответственно, самая низкая величина отношения  $S_1/S_2 \cdot 10^{-2}$ , что, вероятно, связано с близостью пород-коллекторов, в которые и эмигрировали образовавшиеся нафтиды.

Остальные *четвертый* и *пятый* образцы юрских углей характеризуются близкими значениями  $K_{\text{он}_{\text{исх}}}$  (28,8–31,0 %), однако величина  $K_{\text{превр}_{\text{отн}}}$  у пятого образца (Грибное месторождение) заметно выше, чем у остальных и составляет 69,3 % (рис. 5в-д, табл. 1). Этот феномен объясняется активным воздействием на него ТГВ. Так как он залегает ниже первого образца, отобранного на том же месторождении и из той же скважины, то он в заметной степени экранировал второй образец от ТГВ [9].

Образцы, отобранные в пределах Салымского месторождения, подвергались интенсивному ТГВ, поэтому все они имеют высокие значения  $K_{\text{превр}_{\text{отн}}}$  (от 84,4 до 90,7 %). Причем все ОВ, присутствующее в этих отложениях, представляет собой интенсивно метаморфизованный нефтебитум с различным соотношением в его составе УВ и битума [8, 9]. Битум, присутствующий в образцах баженовской свиты, имеет преимущественно твердо-хрупкую консистенцию. Все образцы, отобранные из *баженовской* свиты, в отличие от такового, поднятого из *абалакской* свиты, характеризуются высокими значениями  $K_{\text{он}_{\text{исх}}}$ , варьирующими от 58,2 до 67,8 % (рис. 6в-е, рис. 7, табл. 1). Два из них (*второй* и *четвертый*) являются коллекторами, которые, кстати сказать, обладают очень низкой пористостью (табл. 1). Образец *абалакской* свиты имеет  $K_{\text{он}_{\text{исх}}}$ , равный всего 43,2 %, что объясняется более низким качеством входящего в его состав ОВ<sub>исх</sub> (рис. 6а, б, рис. 7е, табл. 1).

Существуют представления, что угли и породы, содержащие углистое ОВ, способны в лучшем случае генерировать только метан и его ближайшие гомологи и не могут образовывать нафтиды нефтяного ряда. Результаты пиролитических исследований в комплексе с методом материального баланса убедительно доказывают, что угли способны генерировать нафтиды, причем в больших количествах (табл. 1).

Чтобы подтвердить справедливость этого утверждения был исследован УВ-состав экстрактов, полученных из образцов нижекарбонowego кремнистого известняка, гидротермального силицита, а также нижеюрских отложений, представленных песчаником, углем и углистым аргиллитом, отобранных в пределах Северо-Варьеганского месторождения (рис. 8).

Хроматограммы экстрактов, полученных из гидротермального силицита, нижеюрского песчаника, угля и углистого аргиллита того же возраста очень похожи (присутствуют почти исключительно алканы с явным преобладанием нормальных), в то время как таковая нижекарбонowego кремнистого известняка имеет совершенно другой вид – в ней преобладают нафтоароматические УВ с небольшим содержанием н-алканов (см. рис. 8). Таким образом, совершенно очевидно, что генератором нафтидов, заполнивших поровое пространство гидротермальных силицитов и нижеюрских песчаников, в рассматриваемых отложениях служило ОВ<sub>исх</sub>, входившее в состав углей того же возраста.

## Выводы

1. Гидротермальные силициты, образовавшиеся в кровельной части доюрского комплекса Северо-Варьеганского месторождения по нижекарбонowym кремнистым известнякам, в результате тектоно-гидротермального воздействия, а также базальные нижеюрские песчаники заполнены нефтью, генерированной углистыми отложениями того же возраста.

2. Гидротермальные флюиды, проникавшие в базальные юрские отложения, вызвали интенсивную генерацию нафтидов углистыми породами, которые в результате

этого высокотемпературного воздействия почти полностью израсходовали свой начальный генерационный потенциал.

3. В кремнистых известняках присутствуют нафтиды, генерированные одновозрастным морским  $OB_{исх}$ , вероятно, представленным водорослями, причем благодаря высоким температурам оно превратилось в инертное карбонизированное вещество черного цвета, из-за которого водородный индекс этих пород имеет крайне низкие значения.

4. Вопреки широко распространенному мнению, что угли генерируют преимущественно метан и его ближайшие гомологи, доказано, что из них образуются в зависимости от термодинамических условий, в которых они находились в прошлом, большее или меньшее количество нафтидов, представленных преимущественно УВ и битумом.

4. Вероятно, благодаря тектоно-гидротермальному воздействию на угли, из них наряду с УВ образовался битум, который представляет собой бурю аморфную массу, которую обычно относят к мацералам витринитовой группы.

5. Наиболее устойчивыми к тектоно-гидротермальному воздействию являются мацералы, относящиеся к липтинитовой группе, которые в этих условиях в большей или меньшей степени сохраняют свой желтый цвет различных оттенков.

6. Верхнеюрские отложения абалакской и баженовской свит Салымского месторождения подверглись интенсивному тектоно-гидротермальному воздействию, вследствие чего  $OB_{исх}$  почти полностью израсходовало свой начальный генерационный потенциал и превратилось в сильно метаморфизованный битум или нефтебитум, пропитавший минеральную матрицу, потеряв основную часть образовавшихся из него УВ, которые, растворив в себе некоторую часть асфальто-смолистых компонентов, эмигрировали в ближайший коллектор.

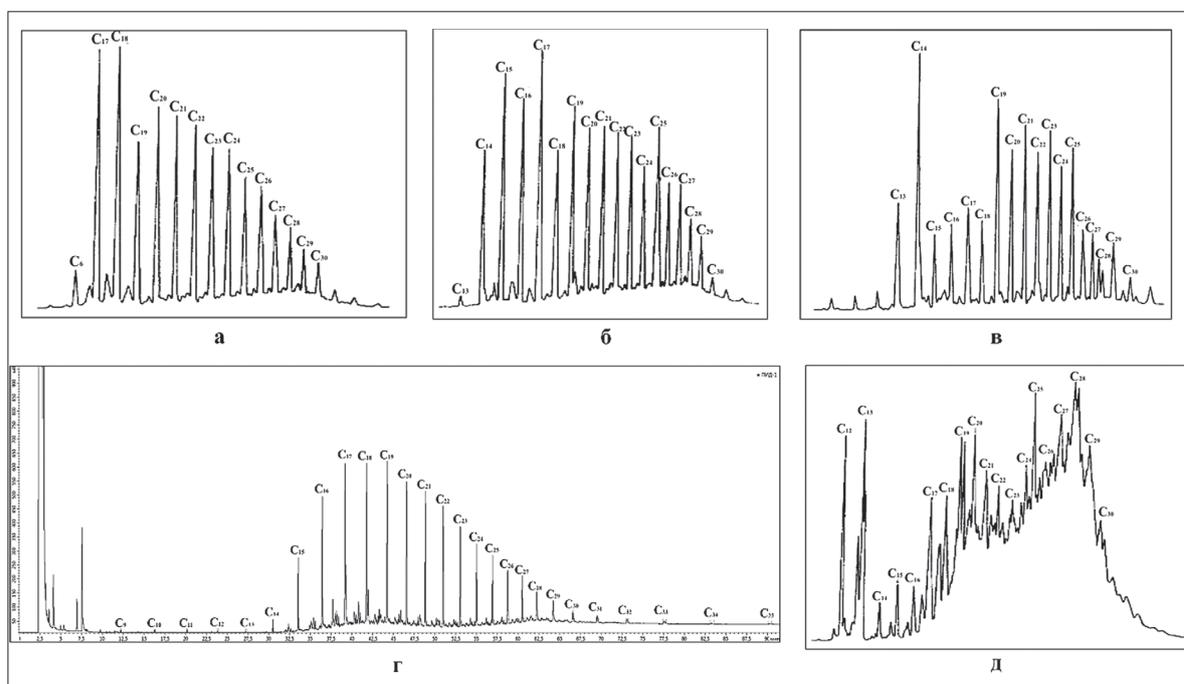


Рис. 8. Хроматограммы экстрактов, полученных из нижнекарбоновых (а, д) и нижнеюрских (б-г) отложений Северо-Варьганского месторождения: а – из гидротермального силицита; б – из песчаника; в – из угля; г – из углистого аргиллита; д – из кремнистого известняка

## ЛИТЕРАТУРА

1. **Зубков, М. Ю.** Степень катагенеза, а также соотношение нефтегенерационных и ёмкостных свойств юрских и неокомских отложений Медвежьего и Уренгойского месторождений / М.Ю. Зубков, В.И. Маринин, Г.И. Облеков. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. ВНИИОЭНГ. – 2005. – № 8. – С. 18-33.
2. **Зубков, М. Ю.** Использование модифицированного метода материального баланса в комплексе с пиролизом для оценки нефтегенерационных свойств баженовской свиты (Западная Сибирь) // М.Ю. Зубков. – Текст : непосредственный // Геохимия. – 2021. – Том 66. – № 2. – С. 1- 22.
3. **Тиссо, Б.** Образование и распространение нефти: монография / Б. Тиссо, Д. Вельте. – М.: Мир, 1981. – 502 с. – Текст : непосредственный
4. **Геологический словарь.** Т. 1. / ред. А. Н. Криштофович. – Москва: Недра, 1978. – 486 с. – Текст : непосредственный.
5. **Зубков, М. Ю.** Гидротермальные силициты – перспективный нефтегазопроисловый объект доюрского фундамента Западно-Сибирской плиты / М.Ю. Зубков. – Текст : непосредственный // Геология и нефтегазоносность нижних горизонтов чехла Западно-Сибирской плиты: Сб. научн. тр. СНИИГГиМС. – Новосибирск, 1990. – С. 87-101.
6. **Зубков, М. Ю.** Вторичные коллекторы тектоно-гидротермального происхождения в кровельной части доюрского комплекса Западно-Сибирской плиты и способы их прогноза / М.Ю. Зубков. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2015. – № 6. – С. 78-95.
7. **Зубков, М. Ю.** «Твёрдые растворы» углеводородов в составе битумов баженовской свиты и экстрактов, установленные по данным ядерно-магнитного резонанса / М. Ю. Зубков, А.Г. Потапов. – Текст : непосредственный // Каротажник. – 2015. – Вып. 9 (255). – С. 3-13.
8. **Зубков, М. Ю.** Битумы в составе верхнеюрских отложений Западной Сибири и их связь с гидротермальными процессами / М.Ю. Зубков. – Текст : непосредственный // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2019. – № 1 (37). – С. 9-24.
9. **Зубков, М. Ю.** Тектоногидротермальные процессы в юрских отложениях Западной Сибири / М.Ю. Зубков. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2017. – № 1. – С. 60-76.