

СООТНОШЕНИЕ НЕФТЕГЕНЕРАЦИОННЫХ И ЁМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КЕРОГЕНА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

Зубков М.Ю.*

Аннотация. Предложена упрощенная модель процессов генерации нафтидов органическим веществом баженовской свиты и одновременного формирования вторичной пористости за его счет ($K_{n\text{ов}}$). Показано, что основная часть $K_{n\text{ов}}$ исчезает вследствие уплотнения битуминозных обложений и эмиграции образующихся нафтидов в подстилающие и/или перекрывающие гранулярные коллекторы. Лучшие всего $K_{n\text{ов}}$ сохраняется в самых прочных литологических типах пород (силицитах и карбонатах). Наиболее активно процессы нафтидообразования и одновременно формирования $K_{n\text{ов}}$ происходят в зонах тектонической активизации, сопровождаемой наложенной гидротермальной проработкой отложений баженовской свиты.

BALANCE OF HYDROCARBON GENERATION AND STORAGE CAPACITIES IN BAZHENOV FORMATION KEROGEN (WESTERN SIBERIA)

Abstract. The paper presents a simplified model of naftide generation by Bazhenov Formation kerogen accompanied by simultaneous formation of secondary porosity. It has been shown that in its most part the secondary porosity disappears due to bituminous sediments compaction and naftide migration into underlying and/or overlapping granular reservoirs. Best of all, such porosity is preserved in solid lithological rock types such as silicites and carbonates. The naftide generation processes are most active in the tectonic activation zones of Bazhenov Formation and are followed by hydrothermal alteration.

ВВЕДЕНИЕ

Как известно, первоначально отложения баженовской свиты (б.с.) считались исключительно нефтематеринскими. Кроме того, их относили к мощному региональному флюидоупору, надежно разделяющему углеводородные (УВ) залежи юрского и мелового возраста (Сверчков, 1959; Гулари, 1961; Салманов, Нестеров, Конторович, 1974 и др.).

Открытие УВ залежей в битуминозных отложениях б.с. изменило отношение к ней, как только к нефтематеринской толще. Возник вопрос, что является коллектором в битуминозных отложениях. Появилось огромное количество публикаций, посвященных рассмотрению различных способов формирования коллекторов в породах, слагающих б.с., включая самые фантастические (Гулари, 1974, 1979; Добрынин, Мартынов, 1979, 1980; Дорофеева, Лебедев, Петрова, 1979; Елисеев, Нестеров, 1978; Зарипов, Ушатинский, 1976; Зарипов, Сонич, Зубков, 1982; Клубова, Климушина, Медведева, 1980; Корж, Филина, 1980; Краснов, Беликова, Галишев, 1981; Кривошеева, Соколов, 1980; Крылов, Орел, Филина, 1980; Мелик-Пашаев, Степанов, Терещенко, 1979; Микуленко, 1974; Неручев, Рогозина, Зеличенко и др., 1980; Нестеров, 1979, 1980; Новиков, Салманов, Тян, 1979; Панченко, Берестнев, 1973; Свищев, Садыков, Каптелинин, 1973; Скоробог-

* ООО «ЗапСибГЦ», г. Тюмень

тов, Краснов, 1984; Терешенко, 1972; Трофимук, Карагодин, 1981; Халимов, Мелик-Пашаев, 1980 и многие другие).

В настоящей публикации мы не будем рассматривать все существующие в настоящее время представления о механизмах образования пустотного пространства в б.с., а проведём сопоставление нефтегенерационных и ёмкостных свойств битуминозных отложений, допуская, что в процессе генерации керогеном нафтидов и неУВ летучих за его счёт происходит формирование вторичной пустотности, в которой присутствуют подвижные УВ [1–7].

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

С целью оценки нефтегенерационных и ёмкостных свойств, полагая их взаимную связь между собой, сделаем некоторые допущения и введём ряд необходимых понятий и их обозначений, необходимых для описания процесса нефтегенерации и параллельного ему – формирования вторичной пористости за счёт исходного ОВ (керогена) в результате его преобразования в УВ, гетеросоединения и неуглеводородные (неУВ) летучие. Для краткости обозначим все перечисленные выше продукты, генерируемые керогеном, термином **нафтиды**, опуская неУВ летучие.

Кероген, входящий в состав б.с., относится ко II типу по классификации, предложенной Тиссо и Вельте [10]. По данным этих исследователей он способен в зависимости от его элементного состава генерировать от 60 до 70 % нафтидов от его исходного веса. Для наших расчетов условно примем нижнее значение его генерационных свойств, то есть будем считать, что его мобильная, или способная генерировать нафтиды, часть, до вступления отложений свиты в зону нефтегенерации («нефтяное окно»), составляет 60 % от его массы. Оставшиеся 40 % – это его инертная часть, представляющая собой в конце процесса нефтегенерации графитизированный инертный остаток, не способный генерировать нафтиды. В соответствии с принятыми для моделирования процесса нефтегенерации постулатами, введём следующие понятия и их обозначения:

$ОВ_{исх}$ – исходное содержание ОВ или керогена в отложениях баженовской свиты, до их вступления в зону нефтегенерации. То есть $ОВ_{исх}$ равно сумме его мобильной ($C_{моб}$) и инертной ($C_{ин}$) частей:

$$ОВ_{исх} = C_{моб} + C_{ин} \quad (1)$$

Причём, как было принято выше, до начала процесса нефтегенерации $C_{моб} = 60\%$, а $C_{ин} = 40\%$.

$K_{он}$ – коэффициент остаточной нефтегенерации, равный:

$$K_{он} = C_{моб}/ОВ_{исх} \quad (2)$$

До вступления отложений в зону нефтегенерации, в соответствии с принятыми выше условиями, $K_{он} = 0,6$.

C_T – количество образовавшихся или генерированных керогеном нафтидов, содержание которых изменяется от 0 (до вступления отложений в зону нефтегенерации) до 60 %, то есть равняется $C_{моб}$ при полном завершении процесса нефтегенерации.

$K_{превр}$ – коэффициент превращения, который равен:

$$K_{превр} = C_T/C_{моб} \quad (3)$$

Он изменяется от 0 (до начала процесса нефтегенерации) до 1 (при его завершении).

В свою очередь, C_T можно разделить на $C_э$ (количество эмигрировавших из отложений б.с. нафтидов) и $C_{ост}$ (оставшаяся в отложениях б.с. часть нафтидов), или:

$$C_э = C_T - C_{ост} \quad (4)$$

Тогда коэффициент эмиграции ($K_э$) равен:

$$K_э = C_э/C_T \quad (5)$$

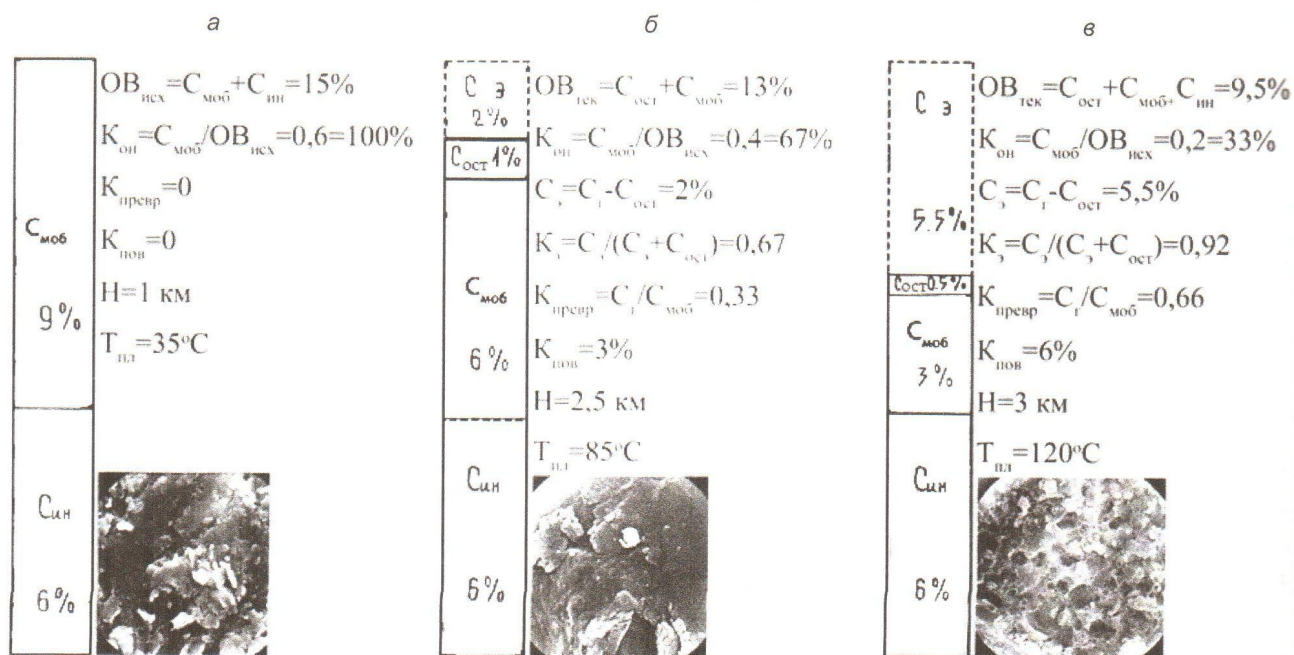


Рис. 1. Схема термического созревания керогена II типа при условии максимальной степени его превращения в нефтиды, равной 0,6: в нижней части рисунка приведены фотографии керогена, демонстрирующие формирование в нем вторичной пористости в процессе его катагенетической эволюции; а, б, в – см. пояснения в тексте

или

$$K_3 = C_3 / (C_3 + C_{ост}). \quad (6)$$

Пористость, которая образуется за счет $OB_{исх}$, обозначим как $K_{пов}$ [1, 5–7]. Её величина соответствует объему керогена, превратившегося в нефтиды:

$$K_{пов} = V_{Ст}. \quad (7)$$

Тогда процесс нефтегенерации и образования $K_{пов}$ можно в упрощенном виде представить следующим образом, приняв, например, исходное содержание OB или керогена в отложениях б.с., равным 15 % (рис. 1, а). Следует обратить внимание на то, что поверхность OB до вступления отложений в зону нефтегенерации является гладкой, на ней отсутствует какая-либо специфическая микротекстура [2]. Все приведенные выше коэффициенты и $K_{пов}$ до вступления отложений б.с. в зону нефтегенерации равны нулю, кроме $K_{онн}$, который равен 0,6 (см. рис. 1, а).

При попадании отложений б.с. в зону нефтегенерации кероген начинает генерировать нефтиды. Вследствие этого образуется вторичная пористость, которая в рассматриваемом некотором промежуточном случае составляет, например, 3 % (см. рис. 1, б). Здесь, однако, следует отметить, что в этом случае вторичная пористость, равная 3 %, соответствует объему керогена, превратившегося в нефтиды, а поскольку плотность самого керогена примерно в два раза меньше плотности минеральной матрицы, то образовавшаяся за его счет вторичная пористость будет составлять около 6 % от объема всей породы. Процесс нефтидообразования вызывает формирование специфической микротекстуры на поверхности керогена, напоминающей микроскопические трещинки «усыхания» (см. рис. 1, б) [2]. На рассматриваемой некоторой промежуточной стадии наблюдается образование 3 % нефтидов ($C_т = 3 \%$), но поскольку допускается, что 2 % из образовавшихся нефтидов эмигрировали, то $K_3 = 0,67$. Остальные коэффициенты на этой стадии равны: $K_{онн} = 0,4$, $K_{превр} = 0,33$ (см. рис. 1, б). Здесь, однако, следует обратить внимание также на то, что K_3 равен 0,67.

то есть большая часть образовавшихся за счет керогена нафтидов эмигрировала, поэтому пропорционально этому количеству нафтидов уменьшилась и образовавшаяся вторичная пористость. То есть плористость $K_{п\text{ов}}$ вследствие уплотнения отложений б.с. и эмиграции из них образовавшихся нафтидов уменьшилась до 0,89 % (см. рис. 1, б).

При погружении отложений на еще большую глубину и/или при попадании в более высокотемпературную зону в них происходит более интенсивное нафтидообразование и, соответственно, более активное формирование вторичной пористости ($K_{п\text{ов}}$). В этом случае в керогене наблюдается образование «пузырчатой» микротекстуры, обусловленной, вероятно, в том числе и газообразованием (см. рис. 1, в) [2]. На рассматриваемой (условной) стадии вторичная пористость, образующаяся за счет ОВ, составляет 6 %, а в пересчете на объем породы (с учётом разности удельной плотности ОВ и минеральной матрицы) – около 12 %. Остальные коэффициенты имеют следующие значения: $K_{\text{он}} = 0,2$, $K_3 = 0,92$ и $K_{\text{превр.}} = 0,67$ (см. рис. 1, в). Как и в рассмотренном выше случае, в настоящем возникшая за счет керогена $K_{п\text{ов}}$, вследствие уплотнения отложений б.с. и эмиграции образовавшихся нафтидов, уменьшится в соответствии с величиной K_3 до 0,96 %.

Таким образом, в конце процесса нефтегенерации в рассматриваемом образце, когда вся его мобильная часть превратится в нафтиды, возможно образование $K_{п\text{ов}}$, равной 9 %, или от объема породы – около 18 % (без учета уплотнения отложений и эмиграции нафтидов, вызванной упомянутым выше уплотнением осадков). Если допустить, что мобильная часть керогена б.с. составляет не 60, а 70 % (по [9]), то вторичная пористость ($K_{п\text{ов}}$) возрастет до 10,5 %, или почти до 21 % от объема породы. Из этого следует, что в процессе нефтегенерации, особенно если она протекает полностью, образуется значительная по объему вторичная пористость, которая могла бы быть заполнена образовавшимися нафтидами. Но это будет возможным лишь в том случае, если отложения б.с. обладают достаточно прочным минеральным скелетом, способным сохранить эту вторичную пористость. Однако, как мы видели выше и увидим ниже, основная её часть теряется

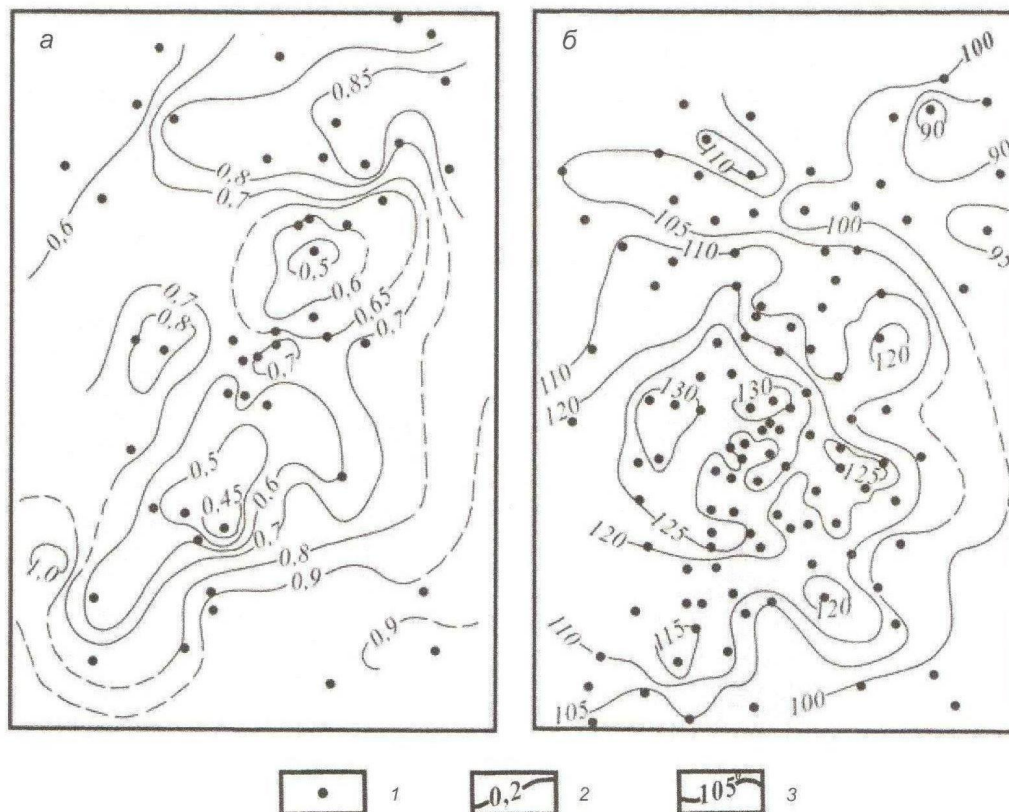


Рис. 2. Схемы изменения содержания ОВ, нормированного к 1 (а) и современной пластовой температуры (б) в отложениях баженовской свиты Салымского месторождения [4]:
1 – скважины; 2 – относительное содержание ОВ; 3 – изотермы, °С

вследствие уплотнения осадка, а образовавшиеся в ней нефти энергично эмигрируют в перекрывающие и/или подстилающие отложения, где имеются гранулярные коллекторы (в направлении максимального градиента перепада порового давления) [6, 7].

Если все сказанное выше верно, то при одинаковом среднем исходном содержании ОВ в составе б.с. в зонах с повышенной пластовой температурой будет наблюдаться более интенсивное преобразование керогена в нефти и, следовательно, должно отмечаться значительное уменьшение в этих участках содержания ОВ [4]. Действительно, сопоставление современной пластовой температуры по кровле б.с. и среднего по разрезу, вскрывших её скважин, относительного содержания ОВ (приравненного к 1 в участках с максимальной его концентрацией) показало, что в «горячих» участках, по сравнению с «холодными», в пределах Салымского месторождения отмечается уменьшение относительного содержания ОВ примерно в два и даже более раз (рис. 2, а, б) [4].

Если сравнить распределение значений пористости образцов, отобранных из продуктивных скважин, расположенных в «горячих» и непродуктивных, пробуренных в «холодных» участках Красноленинского свода, то хорошо видно, что в непродуктивной скважине из «холодной» зоны пористость образцов изменяется от десятых долей до почти 6 % с максимумом около 1,5–2,0 %, а у образцов, отобранных из б.с. (здесь её литостратиграфический аналог именуется тутлейской свитой) в «горячей» зоне пористость варьирует в широком интервале – от 1,5 до почти 18 % (рис. 3, а). Причем отмечается несколько локальных максимумов – два более крупных (вблизи 1,5–5,5 % и 7–10 %) и три более мелких (около 11–12 %, 13–14 % и 15–16 %). Поскольку кероген в скважинах из «горячей» зоны интенсивно преобразован в нефти, то можно предположить, что повышенная пористость образцов, отобранных из б.с. в этой зоне, частично или даже главным образом обусловлена образованием $K_{п\text{ОВ}}$ за счет ОВ, присутствующего в составе б.с. [9].

Поскольку наряду с керогеном, вторичная ёмкость в отложениях б.с. может возникать и за счет выщелачивания карбонатного материала (в её составе встречаются маломощные прослои известняков и доломитов), то суммарную вторичную пористость, образующуюся как за счет ОВ при условии полной реализации его генерационного потенциала, так и растворённых карбонатов, можно легко оценить, воспользовавшись соответствующей диаграммой (рис. 3, б) [3]. Отметим, однако, что в настоящей публикации для нас наибольший интерес представляет величина вторичной пористости ($V_{вт}$), образующейся именно за счет ОВ, обозначенная ранее как $K_{п\text{ОВ}}$ (см. рис. 3, б).

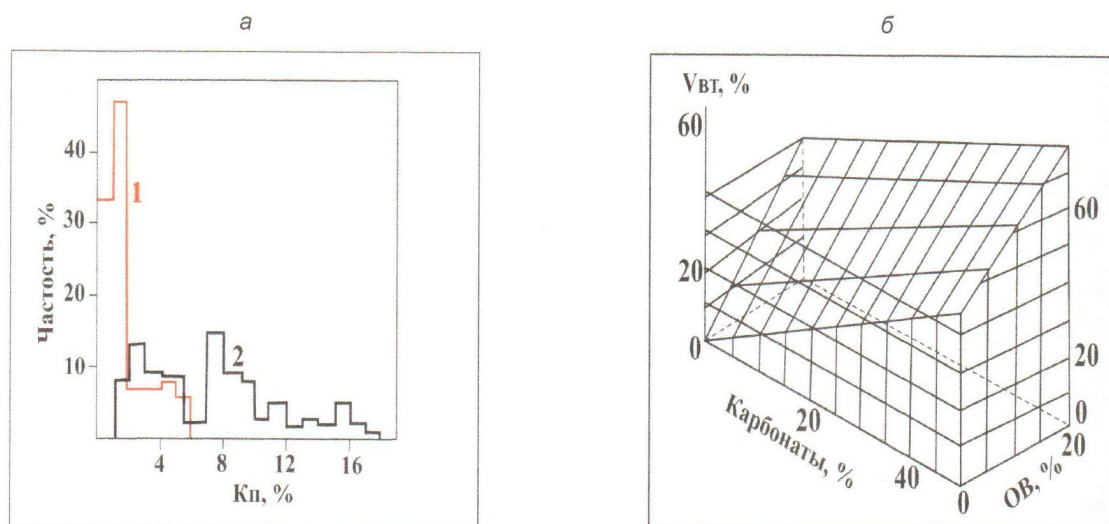


Рис. 3. Распределение значений пористости в образцах, отобранных из «низкотемпературных» (кривая 1) и «высокотемпературных» (кривая 2) скважин, пробуренных в пределах Красноленинского свода (а) и диаграмма для определения вторичной пористости $V_{вт}$ формирующейся в черных сланцах в зависимости от содержания в них ОВ и карбонатов (б) [3, 9]

Несомненный интерес также представляет изменение с глубиной остаточного нефтегеногенного потенциала (K_{OH}) в б.с. по разрезам скважин, пробуренным в «горячей» и «холодной» зонах, например, Салымского месторождения. Для этого в качестве примеров рассмотрим разрезы б.с., вскрытые скв. 558, расположенной в «горячем» участке ($T_{пл} = 128^\circ\text{C}$) и скв. 163, пробуренной в «холодной» зоне ($T_{пл} = 93^\circ\text{C}$) рассматриваемого месторождения (рис. 4, а).

Изученный интервал, вскрытый первой скважиной, составляет около 40 м. В этом интервале от его кровли до подошвы величина K_{OH} изменилась всего на 0,05 – от 0,1 (вверху) до 0,05 (внизу), что свидетельствует об очень сильном катагенетическом преобразовании керогена в образцах, поднятых из этой скважины по длине всего изученного интервала и о почти полном исчерпании его нефтегеногенного потенциала (см. рис. 4, а).

Исследованный интервал, вскрытый второй скважиной, составляет около 33 м. K_{OH} керогена, присутствующего в образцах б.с., поднятых из этой скважины, изменяется от 0,3 (вверху) до 0,16 (внизу), то есть на 0,14 (см. рис. 4, а). Таким образом, несмотря на меньший изученный интервал (33 м) величина K_{OH} в образцах, поднятых из этой скважины, изменилась в 2,8 раз больше, чем в первой, что свидетельствует о гораздо более слабом преобразовании ОВ по высоте, чем в разрезе первой скважины. Кроме того, кероген, присутствующий в составе б.с., вскрытой второй скважиной, в значительной степени сохранил свой первоначальный нефтегеногенный потенциал, который примерно в 3 раза выше, чем у керогена, поднятого из первой скважины (см. рис. 4,а).

Определение величины $K_{превр}$ в образцах, отобранных из отложений б.с. в пределах различных месторождений и площадей Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, позволило построить зависимость этого параметра от современной пластовой температуры по её кровле (рис. 4, б). Из полученной зависимости следует, что происходит резкий рост $K_{превр}$ от 0,3 до 0,87 в интервале температур 78–128 $^\circ\text{C}$ (см.

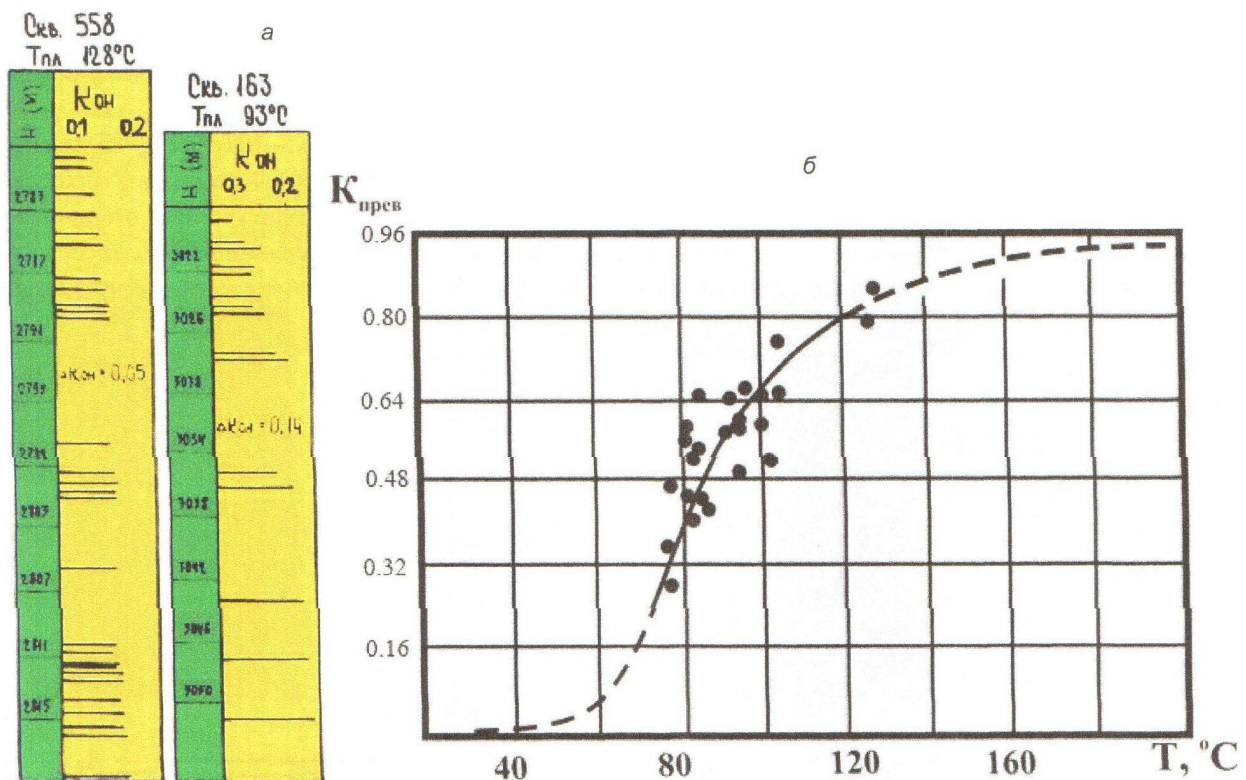


Рис. 4. Изменение коэффициента остаточной нефтегеногенности с глубиной в разрезах, вскрытых скв. 558 ($T_{пл} = 128^\circ\text{C}$) и скв. 163 ($T_{пл} = 93^\circ\text{C}$) Салымского месторождения (а), и зависимость степени превращения керогена от современной пластовой температуры (б)

рис. 4, б). Столь резкое увеличение $K_{\text{превр}}$ может быть объяснено тем, что современные пластовые температуры значительно отличаются от тех, что были в прошлом.

Действительно, результаты термобарогеохимических исследований показали, что палеотемпературы в отложениях б.с., например, в пределах Салымского месторождения достигали 330 °С и более [11]. Таким образом, наблюдаемые в настоящее время повышенные значения пластовых температур по кровле отложений б.с. в пределах локальных территорий не отражают их максимальных значений, существовавших в прошлом, а лишь указывают участки, в пределах которых они достигали наиболее высоких значений в результате воздействия на них гидротермальных флюидов [3, 7]. По прошествии определенного времени, обусловленного теплофизическими свойствами рассматриваемых отложений, наблюдаемые температурные аномалии могут полностью рассеяться, если тепловой поток, поднимающийся из доюрского комплекса в этих участках такой же, как и у окружающих их пород (при условии, что гидротермальная деятельность прекратилась).

Таким образом, если за счет преобразования ОВ в нефтиды образуется $K_{\text{п ов}}$, то, как мы уже отмечали выше, она может сохраниться лишь при условии наличия прочного минерального каркаса, способного противостоять литостатическому давлению [6]. Действительно, если построить зависимость $K_{\text{п}}$ образцов б.с. от содержания в них глинистых минералов, то намечается обратно пропорциональная зависимость между этими параметрами (рис. 5, а) [6]. Напротив, зависимость $K_{\text{п}}$ от концентрации в образцах б.с. кремнистого материала носит прямо пропорциональный характер, хотя эту зависимость правильнее всё же назвать скорее тенденцией (рис. 5, б) [6].

Таким образом, образцы б.с. с высоким содержанием глинистого материала (а также и ОВ) обладают низкой механической прочностью, а потому возникающая в них $K_{\text{п ов}}$ не сохраняется в полном объёме вследствие уплотнения отложений свиты, и основная часть нефтидов, образовавшихся за счет керогена, эмигрирует в ближайший гранулярный коллектор [1, 3–7]. Напротив, в кремнистых разновидностях (силицитах) большая или меньшая часть $K_{\text{п ов}}$ сохраняется благодаря более высокой прочности этих литологических типов пород. Кроме того, этому способствует невысокая концентрация в них керогена, который характеризуется еще большей пластичностью, чем глинистые минералы, а потому резко снижает механическую прочность пород [1, 3–7].

Нефтедержащие поры в силицитах имеют очень мелкие размеры (около 5–10, реже 20–40 мкм), поэтому их можно наблюдать лишь на снимках, сделанных с помощью растрового электронного микроскопа (рис. 6, а, б). Необходимо обратить внимание на то, что силициты, в которых присутствует вторичная пористость, интенсивно преобразованы, что проявляется в перекристаллизации первичного биогенного кремнезема в эпигенетический мелкокристаллический кварц (см. рис. 6, а, б). Вероятнее всего, это происходило

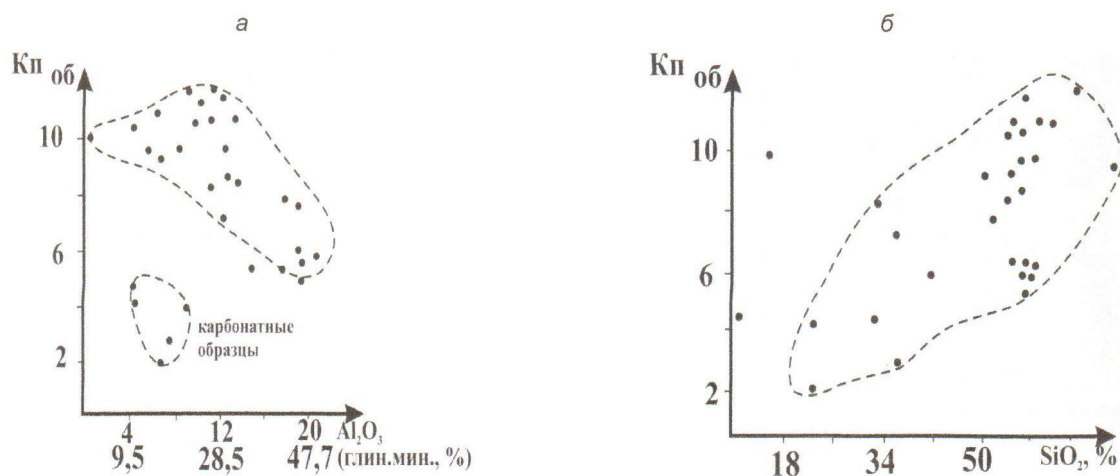


Рис. 5. Зависимость общей пористости от минерального состава пород баженовской свиты: а – от содержания глинистых минералов; б – кремнезема [6]

под действием гидротермальных флюидов, имевших довольно высокую температуру (около 330 °С [11]), о чём уже говорилось выше. Воздействие гидротерм, с одной стороны, резко активизировало процессы нефтегенерации, а с другой – способствовало формированию вторичной ёмкости, как за счет собственно самого ОВ ($K_{п\text{ов}}$), так и в результате перекристаллизации биогенного кремнезема, а также выщелачивания и перетложения карбонатов, слагающих маломощные пласты в составе б.с. [1, 3–7].

Проследить нефтегенерационные и косвенно ёмкостные свойства различных литологических типов пород, слагающих б.с., можно с помощью результатов пиролитических исследований этих типов пород. Так, пирограммы глинисто-кероген-кремнистых разновидностей, имеющих самое высокое содержание керогена в их составе ($C_{\text{орг}}$ около 20 %), характеризуются сравнительно низким относительным содержанием подвижных (нефтеподобных) УВ (пик S1) по сравнению с их остаточным нефтегенерационным потенциалом (пик S2), дающим возможность оценить количество УВ, которое может быть



Рис. 6. Порово-микрокаверновая ёмкость в силицитах баженовской свиты, подвергшихся воздействию гидротерм: Верхне-Салымское (а) и Приобское (б) месторождения

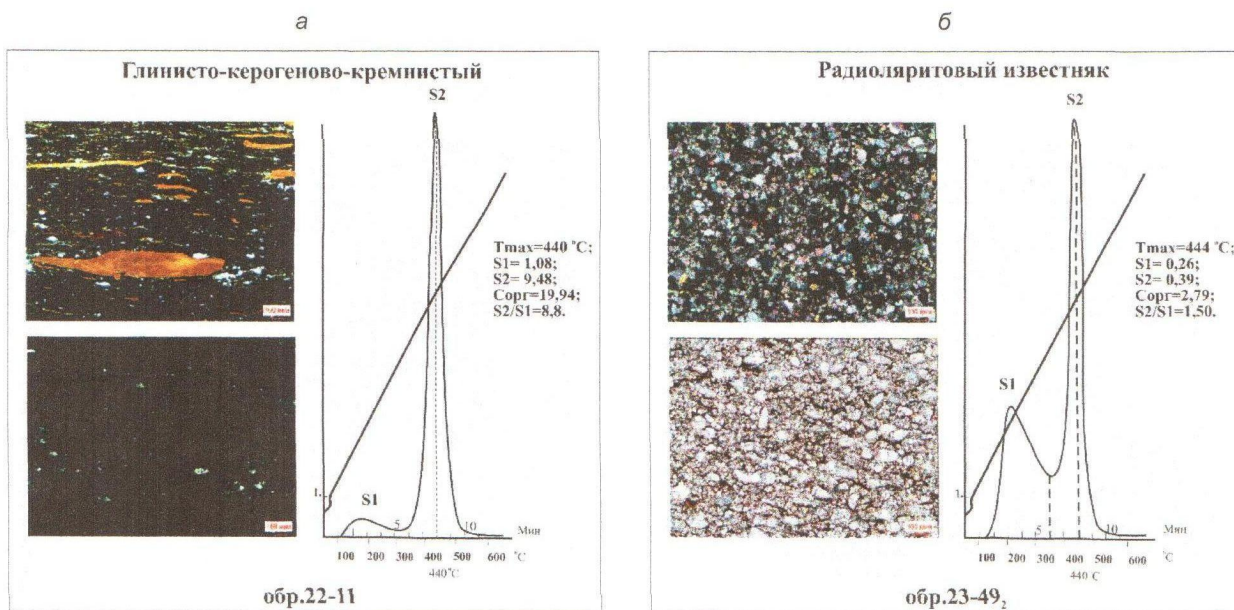


Рис. 7. Литолого-пиролитические характеристики различных литотипов в составе баженовской свиты Маслиховского месторождения

в будущем генерировано этим керогеном (рис. 7, а). Соотношение площадей пиков S1 и S2 в рассматриваемом образце свидетельствует о том, что основная часть образовавшихся в этом образце нафтидов эмигрировала из него.

В радиоляритовом известняке, характеризующемся невысоким содержанием в нём ОВ ($C_{орг}$ – около 3 %), соотношение пиков S1 и S2 заметно отличаются от предыдущего образца (рис. 7, б). В рассматриваемом образце относительное содержание нефтеподобных УВ всего в полтора раза меньше его остаточного нефтегенерационного потенциала. Это может указывать на то, что в нём присутствуют не только автохтонные, но и аллохтонные УВ. Иными словами, этот образец может считаться в известном смысле коллектором, содержащим не только «собственные», но и эмигрировавшие в него из других литологических типов пород (более богатых керогеном) УВ (см. рис. 7, б).

В радиолярите, содержащем чуть больше, чем в предыдущем образце ОВ ($C_{орг}$ равно 3,17 %), соотношение пиков S1 и S2 почти равно единице (рис. 8, а). Этот факт однозначно указывает, что рассматриваемый образец является коллектором, содержащим в своём поровом пространстве аллохтонные УВ.

Еще более убедительно соотношение S1 и S2 доказывает присутствие в кремнисто-карбонатном радиолярите аллохтонных УВ. В этом бедном ОВ образце ($C_{орг}$ всего 0,3 %) пик S1 превышает по площади пик S2 почти в 2,4 раза (рис. 8, б). Иными словами, рассматриваемый образец по формальным признакам также является коллектором, так как содержит в своих порах преимущественно аллохтонные УВ, хотя и в очень малом количестве. На снимке прозрачного петрографического шлифа, изготовленного из этого образца, хорошо видны поры и/или микрокаверны, заполненные темно-коричневыми нефтеподобными битумами (см. рис. 8, б).

В составе отложений б.с. присутствуют битумы, из-за чего их, собственно, и назвали «битуминозными отложениями», причем иногда они встречаются в виде маломощных линзочек, толщина которых обычно не превышает 5–8 мм. Они имеют твердую консистенцию, черный или тёмно-бурый цвет и матовую либо блестящую поверхность, часто разбитую микротрещинами (рис 9, а) [8]. В прозрачных петрографических шлифах хорошо видно, что в них встречаются мелкие обломки карбонатов (рис. 9, б). Пирограммы этих битумов практически не отличаются от пирограмм обычных образцов, отобранных из отложений баженовской свиты (рис. 9, в). На них, как и на пирограммах обычных образцов, отмечается присутствие малоамплитудного пика S1 и большого – S2, а также дополнительного небольшого по амплитуде, но широкого пика, обозна-

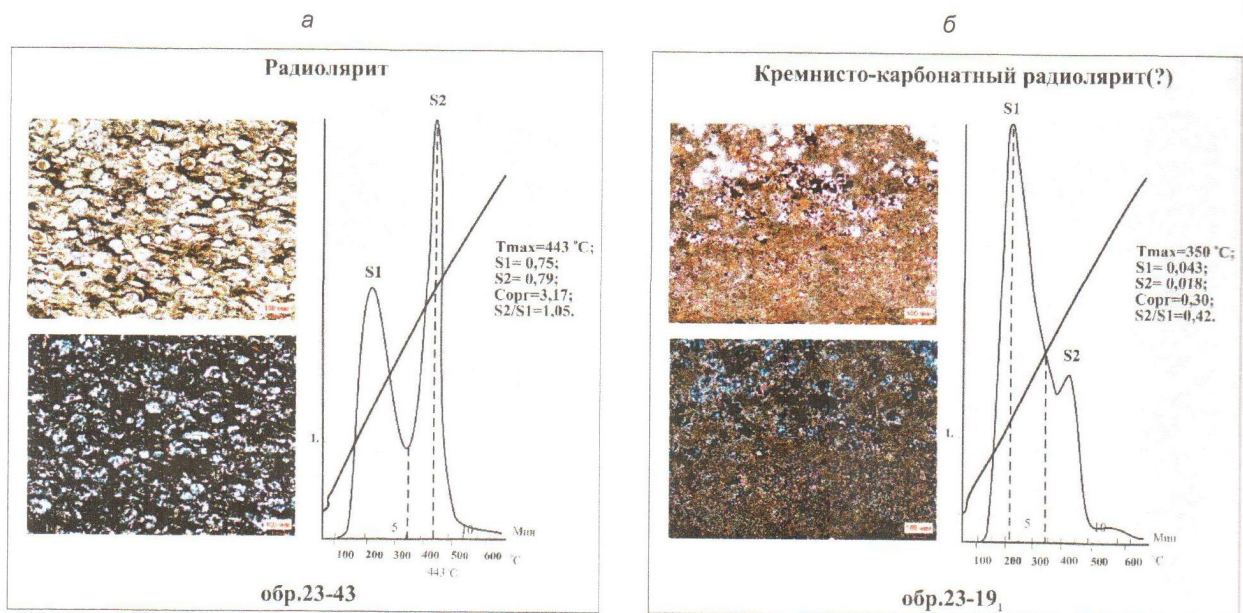
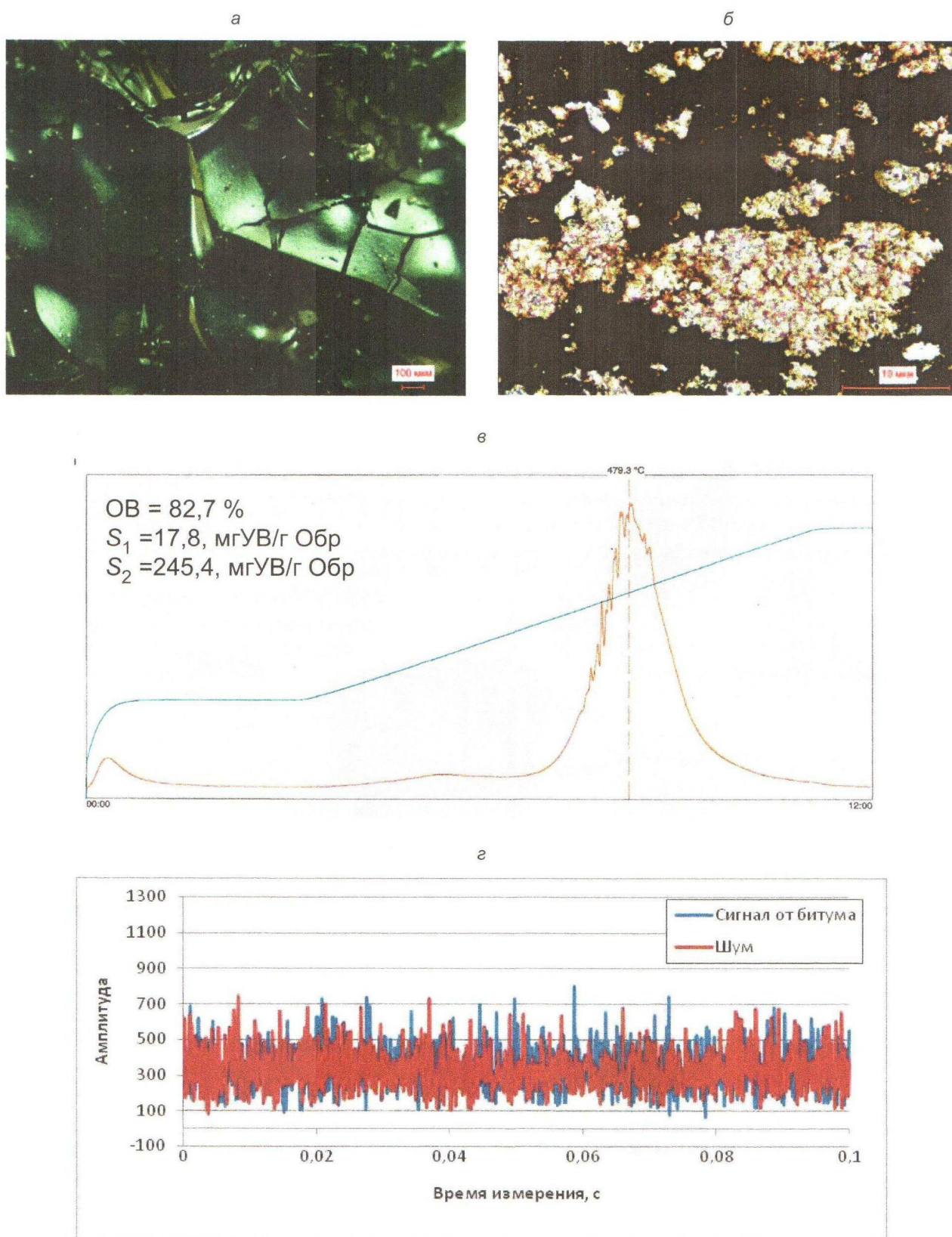


Рис. 8. Литолого-пиролические характеристики различных литотипов в составе баженовской свиты Маслиховского месторождения



чаемого как S_2^1 (см. рис. 9, в). Несмотря на то, что на пирограммах битумов присутствует пик S_1 , который обычно ассоциируется со «свободными» нефтеподобными УВ, по данным ЯМР-релаксометра в рассматриваемом битуме отсутствуют свободные (подвижные) молекулы УВ, так как уровень сигнала от битума не отличается от уровня шума прибора (рис. 9, з) [8]. Исходя из полученных данных было сделано предположение, что нефтеподобные УВ находятся в битуме в виде «твёрдого раствора» и настолько прочно связаны с крупными молекулами битума, что не проявляются на спектрах ЯМР [8]. Поэтому по величине пика S_1 нельзя однозначно судить о количестве сравнительно легких (нефтеподобных) УВ, способных свободно перемещаться в поровом пространстве б.с. Вполне вероятно, что значительная часть УВ, ассоциируемая с пиком S_1 , находится не в свободном или адсорбированном на поверхности минерального и органического вещества (керогена) состоянии, а в виде «твёрдых растворов» в битуминозном веществе, пропитывающем минеральную матрицу б.с.

В зависимости от степени метаморфизма битумов, вызванного, вероятнее всего, воздействием на них гидротермальных флюидов [3, 7], величина пика S_1 в битумах варьирует. Так, если, в рассмотренном выше случае, в составе битума ещё отмечается присутствие сравнительно лёгких УВ, находящихся в нём в виде «твёрдого раствора», то в более метаморфизованном битуме, информацию о котором любезно предоставил В.Н. Меленевский (ИНГиГ СО РАН) на его пирограмме пик S_1 практически полностью исчезает (рис. 10, б). Иными словами, вероятнее всего, что битум полностью состоит только из крупных конденсированных полиядерных молекул, включая большое количество гетеросоединений (см. рис. 10). Таким образом, битумы, входящие в состав б.с., имеют пирограммы, идентичные по форме таковым, полученным на образцах б.с. Единственное отличие – это чуть более низкие значения T_{max}

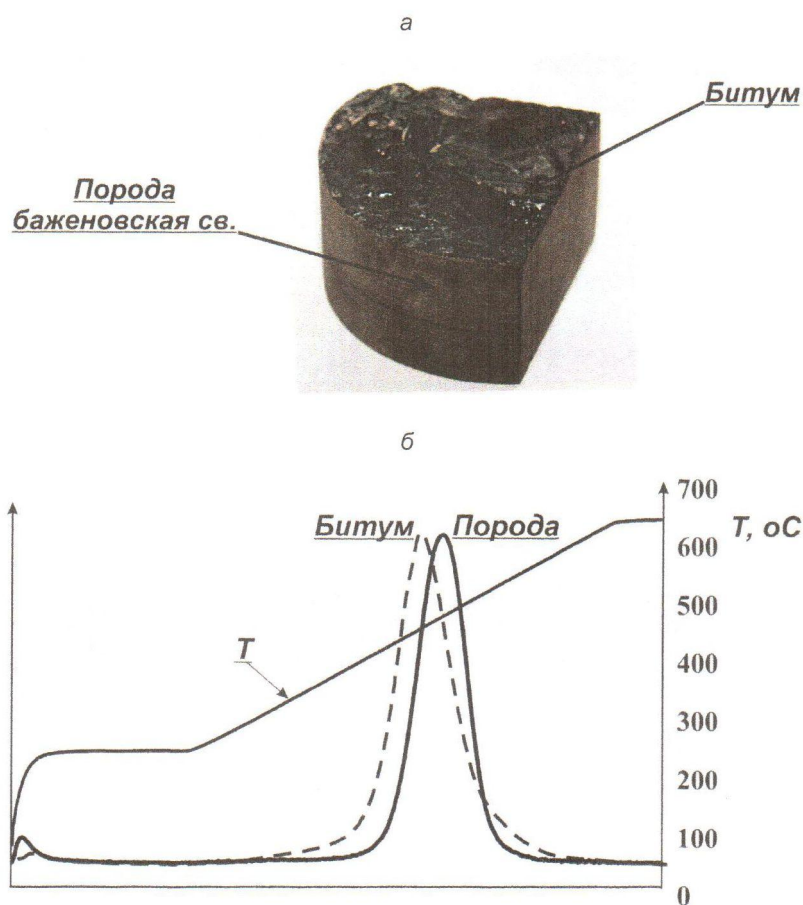


Рис. 10. Фотография образца баженовской свиты с битумом (а) и пирограммы битума и образца (б), по данным В.Н. Меленевского (ОИНГиГ СО РАН)

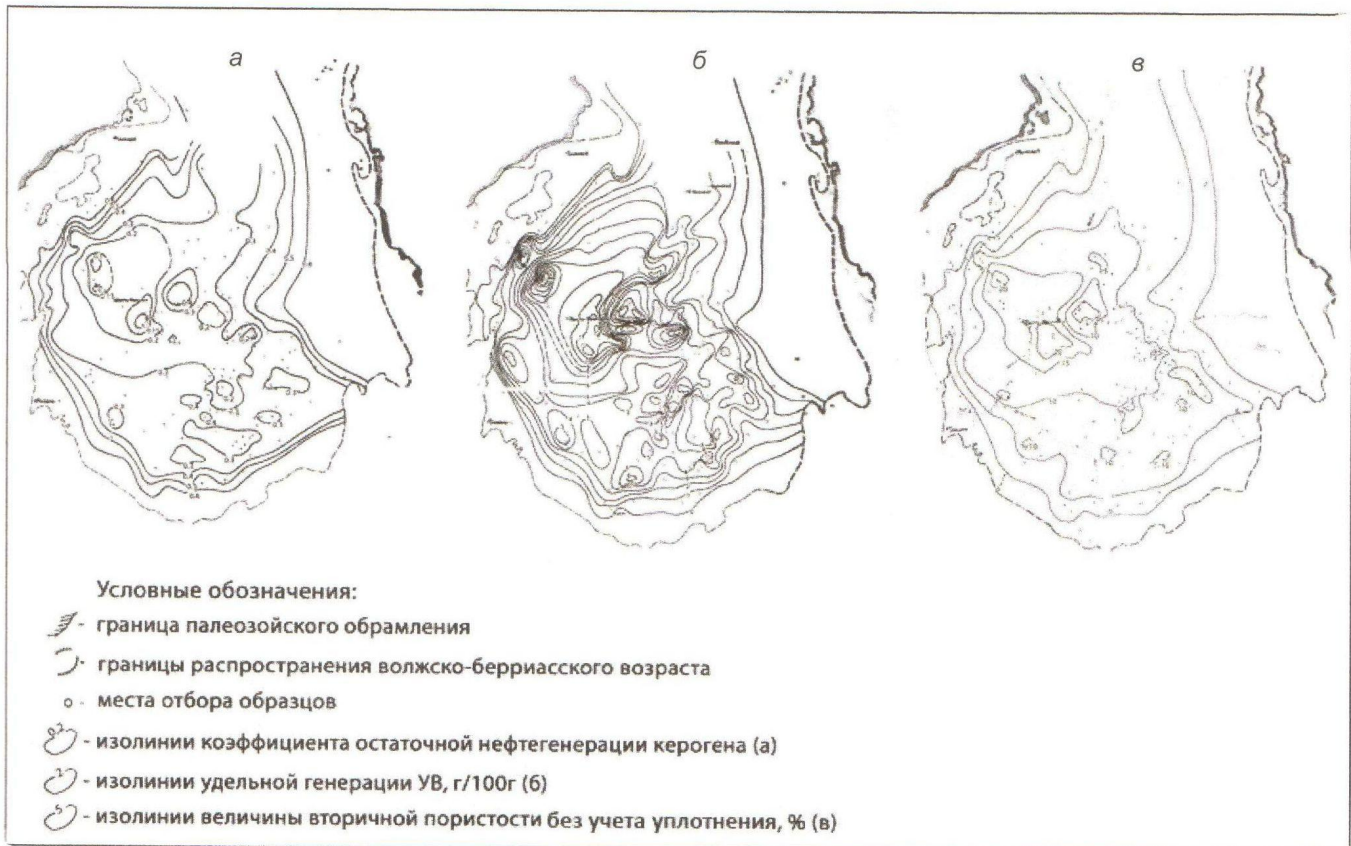


Рис. 11. Схемы изменения коэффициента остаточной нефтегенерации керогена (а), удельной генерации УВ (б) и вторичной пористости, образующейся вследствие превращения керогена в нефти без учета уплотнения (в) в пределах Западно-Сибирского бассейна [6, 7]

чем на пирограммах образцов б.с., а также возможное отсутствие пика S1, как в рассматриваемом нами образце метаморфизованного битума (см. рис. 10, б).

На основе приведенных выше связей (уравнения (2), (3), (7), данных о содержании битумоидов и $S_{орг}$ в отложениях б.с., а также зависимости $K_{превр} - T^{\circ}C$ (см. рис. 4, б) построены карты-схемы для отложений б.с. в пределах всей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, на которых представлены распределения по площади: коэффициента остаточной нефтегенерации ($K_{он}$), удельной генерации битумоидов (УВ) и величины вторичной пористости ($K_{п.ов}$), образовавшейся за счёт преобразования керогена в битумоиды (рис. 11) [6, 7].

На полученных картах-схемах проявляются однонаправленные закономерности, а именно, по мере приближения к центральной части провинции уменьшается $K_{он}$, растут значения удельной генерации УВ и вторичная пористость, образовавшаяся за счет ОВ (см. рис. 11). Минимальные значения коэффициента остаточной нефтегенерации, достигающие значений 0,1–0,15, отмечаются в Салымском районе, на Красноленинском своде и ряде других участков (см. рис. 11, а). В этих же участках провинции наблюдаются максимальные значения удельной нефтегенерации (до 10 г УВ на 100 г породы) и вторичной пористости – до 15 и даже 20 % (см. рис. 11, б и в, соответственно). Однако вследствие интенсивного уплотнения отложений б.с. под действием литостатической нагрузки основная часть образовавшихся УВ эмигрировала из битуминозных отложений, и, соответственно, вторичная пористость частично сохранилась лишь в наиболее прочных литологических типах пород, представленных преимущественно силицитами, которые уплотнились в меньшей степени, чем основная часть более пластичных битуминозных отложений, представленных кероген-глинисто-кремнистыми разновидностями [6, 7].

ОБСУЖДЕНИЕ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Полученные результаты свидетельствуют о том, что в процессе нефтегенерации за счёт керогена при его превращении в нафтиды образуется вторичная пористость ($K_{п\text{ов}}$), которая в зависимости от исходного содержания ОВ и степени его катагенетического преобразования может изменяться от единиц до 20–25 % (без учёта уплотнения отложений). В процессе нефтегенерации микроструктура поверхности керогена изменяется от гладкой через микрошероховатую (микротрещиноватую) до микрокавернозной и «микропузырчатой» на самых высоких стадиях катагенеза в участках с максимально высокой современной пластовой температурой [2]. Появление своеобразной («микропузырчатой») микротекстуры у керогена, вероятно, свидетельствует о том, что он подвергался высокотемпературному воздействию, скорее всего, под действием гидротерм, что вызывало образование газообразных УВ, о чем говорит эта своеобразная («пузырчатая») микротекстура керогена (см. рис. 1, а).

О высокотемпературном воздействии гидротерм на кероген свидетельствует и резкое изменение среднего по разрезу б.с. содержания ОВ в «холодных» и «горячих» участках Салымского месторождения, отличающегося в два и даже более раз (см. рис. 2). Несмотря на значительную степень уплотнения отложений б.с. и, соответственно, высокий коэффициент эмиграции нафтидов из неё (в среднем 80–85 % [7]), всё же в высокотемпературных участках часть $K_{п\text{ов}}$ сохраняется и K_3 , соответственно, уменьшается до 65–70 % [7].

В результате высокотемпературного (гидротермального) воздействия на кероген, наряду с УВ образуются битумы, имеющие пирограммы, очень похожие на таковые керогена. В зависимости от степени метаморфизма образующихся битумов они могут иметь или не иметь низкотемпературный пик S1, который обычно отождествляют с адсорбированными или находящимися в свободном состоянии (в порах пород б.с.) УВ нефтяного ряда. В битумах (судя по данным ЯМР) эти УВ находятся в виде «твёрдых растворов» или полностью отсутствуют – в наиболее сильно метаморфизованных высокотемпературными гидротермами разновидностях (см. рис. 9, 10).

Породы б.с., вмещающие кероген и образующиеся из него нафтиды, также подвергаются активному воздействию гидротермальных флюидов. Так, первоначально тонкозернистый биогенный кремнезём, слагающий силициты и в первую очередь радиоляриты, перекристаллизовывается, образуя микроскопические агрегаты, хорошо ограниченных кристаллов кварца (см. рис. б). Формируется вторичный талькохлорит, в котором присутствует эффективная ёмкость, заполненная УВ, люминесцирующими в ультрафиолетовом свете. Этот тип вторичного коллектора, присутствующего в составе б.с., является наиболее распространённым.

Пиролитические исследования различных типов пород, входящих в состав б.с., подтвердили сделанные ранее выводы о том, что коллекторами в составе баженовской свиты могут быть лишь наиболее прочные литологические типы пород [6, 7]. Действительно, по соотношению пиков S1 и S2 можно заключить, что разновидности, наиболее богатые глинистым материалом и ОВ, характеризуются слабой механической прочностью, вследствие чего большая часть образующихся в этих литотипах нафтидов эмигрирует из них, поэтому K_3 в таких литотипах достигает 80–85 % и более. В той же мере исчезает и $K_{п\text{ов}}$ [7]. Больше всего аллохтонных УВ присутствует в карбонатных, кремнистых и кремнисто-карбонатных литологических разновидностях пород. Именно эти типы пород, входящих в состав б.с., являются коллекторами, хотя их фильтрационно-ёмкостные свойства, тем не менее, характеризуются очень низкими значениями. Необходимо также отметить, что эти породы содержат очень мало керогена в своём составе, поэтому $K_{п\text{ов}}$ для них имеет второстепенное значение и редко достигает 3–4 % в наиболее высокотемпературных участках, подвергшихся интенсивной гидротермальной проработке, где исходный кероген, содержащийся в этих типах пород, практически полностью реализовал свой нефтегенерационный потенциал [1, 3–7]. В обсуждаемых типах пород более важными для формирования вторичной ёмкости являются процессы тектонического дробления и наложенной на них гидротермальной проработки, приводящие к формированию трещиноватых (в кремнистых литотипах) и трещинно-кавернозных (в карбонатах) разновидностей коллекторов [6, 7].

Поскольку на процессы нефтегенерации и формирование $K_{п\text{ов}}$ в первую очередь (при прочих равных условиях) оказывает температура (см. рис. 1, 2, 4), то наиболее перспективными для поисков УВ залежей в б.с. являются участки с аномально высокими значениями пластовой температуры в её кровле. Посколь-

ку в этих участках на поверхности трещин, микрокаверн и в поровом пространстве пород б.с. отмечается большое количество вторичных минералов, имеющих явно гидротермальное происхождение, и имеются прямые определения палеотемператур по температурам гомогенизации флюидов в микровключениях, присутствующих в кристаллах кварца, равных 330 °С и более, то можно заключить, что современные пластовые температуры, фиксируемые в отложениях б.с., например, в пределах Салымского месторождения, гораздо ниже палеотемператур, существовавших в них в прошлом [7, 11].

Приуроченность температурных аномалий к повышенным участкам в пределах Салымского и Красноленинского месторождений (то есть наличие температурных инверсий) подтверждает, что проникновение гидротерм в осадочный чехол происходило именно в этих приподнятых участках. Действительно, на крыльях поднятий и в более погруженных частях отмечается снижение пластовых температур по кровле б.с., хотя, казалось бы, что всё должно быть наоборот [7].

Таким образом, наиболее важным параметром, влияющим на процессы нефтегенерации и образование вторичной пористости (при прочих равных условиях) является пластовая температура, зная которую можно с высокой степенью вероятности выделить наиболее перспективные участки для поисков УВ залежей в отложениях б.с.

ВЫВОДЫ

1. Процессы образования нафтидов и вторичной пористости за счет рассеянного в б.с. ОВ ($K_{п\text{ов}}$) взаимосвязаны и регулируются значением палеотемператур гидротермальных флюидов, которые по зонам тектонического дробления проникали в отложения свиты и активизировали протекание этих взаимосвязанных друг с другом процессов.
2. Интенсивная генерация нафтидов в зонах гидротермальной проработки отложений б.с. приводила к резкому уменьшению (по сравнению с фоновыми значениями) содержания в ней ОВ (в два и даже более раз в зависимости от интенсивности гидротермального воздействия).
3. Термическое или катагенетическое «созревание» керогена отражается на его поверхности в виде появления специфической микротекстуры, вплоть до возникновения в наиболее сильно преобразованных участках «микропузырчатой» текстуры.
4. Наиболее «горячие» участки отличаются от «холодных» не только заметно более низким содержанием в них ОВ, но и повышенной пористостью, а также более высокими значениями $K_{\text{прев}}$ и, наоборот, более низкими $K_{\text{он}}$ и $K_{\text{з}}$.
5. По данным пиролиза признаки явно аллохтонных УВ встречены в кремнистых, карбонатных и кремнисто-карбонатных разновидностях пород, входящих в состав б.с.; наличие в них аллохтонных УВ свидетельствует о том, что именно эти литологические разновидности являются породами-коллекторами.
6. Битумы, присутствующие в составе б.с. в зависимости от степени их метаморфизма и окисления гидротермальными флюидами могут содержать или вовсе не иметь в своем составе УВ, причем в первом случае эти УВ присутствуют в них в виде «твердых растворов».
7. На региональных картах-схемах, отражающих нефтегенерационные и ёмкостные свойства отложений б.с., выделяются два наиболее перспективных участка, один из которых приурочен к Салымскому и прилегающим к нему районам, включая часть Сургутского, а второй расположен в пределах Красноленинского свода и части соседней с ним Фроловской зоны.

Литература

1. Зубков М.Ю., Ершов В.А., Прямоносова И.А., Шакирова А.Х. Генерация битумоидов и формирование ёмкостного пространства в отложениях баженовской свиты // Научно-технический прогресс при поисках и освоении нефтяных и газовых месторождений Западной сибирей. Вып. 63. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1984. С. 16–21.

2. *Зубков М.Ю., Федорова Т.А.* Преобразование микроструктуры органического вещества по мере его катагенетической эволюции // Литология и полезные ископаемые, 1989. № 5. С. 71–79.
3. *Зубков М.Ю., Федорова Т.А.* Гидротермальные вторичные коллекторы в черных сланцах // Геология нефти и газа. 1989. № 6. С. 26–30.
4. *Зубков М.Ю., Зубарева Н.М., Сайфуллина А.Х.* Органическое вещество баженовской свиты // Геология нефти и газа, 1988. № 5. С. 19–25.
5. *Зубков М.Ю.* Кероген черных сланцев – источник вторичной пористости // Геохимия сложнопостроенных месторождений нефти и газа. – Тюмень, 1988. С. 62–71.
6. *Зубков М.Ю.* Критерии оценки региональных перспектив нефтеносности баженовской свиты // Нефтяное хозяйство, 1989. № 5. С. 26–30.
7. *Зубков М.Ю., Скрялев С.А., Бондаренко П.М., Бачин С.И., Кос А.И., Медведев Н.Я., Чуйко А.И.* Методы оценки перспектив нефтегазосности баженовской и абалакской свит Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. – Ханты.-Мансийск, 1999. С. 206–222.
8. *Зубков М.Ю., Потапов А.Г.* Спектры ЯМР пород бажено-абалакского комплекса Западной Сибири // Каротажник, 2014. Вып. 8 (242). С. 3–32.
9. *Зубков М.Ю.* Литолого-петрофизическая характеристика отложений баженовской и абалакской свит центральной части Краснoленинского свода (Западная Сибирь) // Геология и геофизика, 1999. Т.40. № 12, С. 1821–1836.
10. *Тиссо Б., Вельте Д.* Образование и распространение нефти. – М.: Мир, 1981. 502 с.
11. *Щепёткин Ю.В., Рыльков А.В.* Реконструкция энергетических преобразований природной геохимической системы порода-ОВ-вода-нефть (газ) на основе детальных исследований скоплений углеводородов // Энергия и механизм первичной миграции углеводородов. – М.: Наука, 1988. С. 66–72.