

ГОРНЫЕ ВЕДОМОСТИ

НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

**ПРОЦЕССЫ НЕФТЕГЕНЕРАЦИИ И ФОРМИРОВАНИЕ
ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА ЗА СЧЕТ КЕРОГЕНА
БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ**

**ГЕОХИМИЧЕСКИЙ ОБЛИК ПРЕСНЫХ ПОДЗЕМНЫХ ВОД
ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО
РЕГИОНА И ОЦЕНКА ИХ КАЧЕСТВА**

**ЯМАЛ ОЛЕНЕВОДОВ И ГАЗОВИКОВ:
ПРОСТРАНСТВО ПЕРЕСЕЧЕНИЯ ИНТЕРЕСОВ И КУЛЬТУР**

*«Богатство недр
есть залог величия державы»*

М.В. Ломоносов

ПРОЦЕССЫ НЕФТЕГЕНЕРАЦИИ И ФОРМИРОВАНИЕ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА ЗА СЧЕТ КЕРОГЕНА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

М. Ю. Зубков

ООО «ЗапСибГЦ», г. Тюмень, ZubkovMYu@mail.ru

АННОТАЦИЯ

Рассмотрена упрощенная модель, описывающая процессы генерации нафтидов органическим веществом баженовской свиты и одновременного формирования вторичной пористости за его счет ($K_{п.в}$). Показано, что основная часть $K_{п.в}$ исчезает вследствие уплотнения битуминозных отложений и эмиграции образовавшихся нафтидов в подстилающие и /или перекрывающие гранулярные коллекторы. Максимальная степень сохранности $K_{п.в}$ отмечается в самых прочных литологических типах пород: силицитах, карбонатах и переходных между ними литологических разновидностях.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Баженовская свита, процессы генерации и эмиграции нафтидов, вторичная пористость, тектоно-гидротермальная активизация.

OIL ORIGIN AND VOIDS DEVELOPMENT FROM KEROGEN SOURCE ROCK IN BAZHENOV FORMATION

M. Yu. Zubkov

ZapSibGC, LLC, Tyumen, ZubkovMYu@mail.ru

ABSTRACT

Simplified model describing naftide genesis from organic matter in Bazhenov formation with simultaneous process of secondary porosity creation due to it is considered. It is demonstrated that the bulk of the secondary porosity is disappears due to bituminous sediments compaction and naftide migration into underlying or overlying granular reservoirs. Maximum grade of porosity preservation is registered in the strongest rocks: silicites, carbonates and their transitional lithological varieties.

KEY WORDS

Bazhenov formation, processes of generation and migration of naftides, secondary porosity, tectonic-hydrothermal activation.

ВВЕДЕНИЕ

Первоначально после обнаружения в разрезе Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна битуминозных отложений баженовской свиты они рассматривались, во-первых, как главная нефтематеринская толща и, во-вторых, как региональный флюидоупор, надежно разделяющий углеводородные (УВ) залежи юрского и мелового возраста (Сверчков, 1959; Гурари, 1961; Салманов, Нестеров, Конторович, 1974 и др.).

Открытие УВ залежей в битуминозных отложениях баженовской свиты изменило отношение к ней, как только к нефтематеринской и изолирующей толще возникла необходимость определить, что является коллектором в отложениях баженовской свиты и каков механизм его образования. Следует заметить, что первоначально отложения баженовской свиты считались сложными преимущественно глинистыми минералами, а потому именовались битуминозными аргиллитами, а в аргиллитах, как известно, коллекторов быть не должно, поэтому потребовалось объяснение механизма формирования коллектора в этих отложениях

Появилось огромное количество публикаций, посвященных рассмотрению различных способов формирования коллекторов в породах, слагающих баженовскую свиту, включая самые фантастические (Гурари, 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, Тянь, 1979; Панченко, Берестнев, 1973; Свищев, Садыков, Каптелинин, 1973; Скоробогатов, Краснов, 1984; Терещенко, 1972; Трофимук, Карагодин, 1981; Халимов, Мелик-Пашаев, 1980; и многие другие).

Однако целью настоящей публикации не является рассмотрение всех существующих в настоящее время представлений о механизмах формирования вторичных коллекторов в отложениях баженовской свиты. В этой публикации мы рассмотрим лишь доказательства того, что формирование вторичной пористости и генерация углеводородов — это два одновременно или параллельно протекающих взаимосвязанных друг с другом процесса, и попробуем оценить величину вторичной емкости, образующейся вследствие генерации керогеном нафтидов, а также их количество, образовавшееся в процессе нефте-

генерации на основе данных, содержащихся в ранее опубликованных нами работах [1–7].

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Для оценки нефтегенерационных и емкостных свойств, предполагая их взаимную связь между собой, сделаем некоторые допущения и введем ряд необходимых понятий и их обозначений, необходимых для описания процесса нефтегенерации и параллельно ему — формирования вторичной пористости за счет исходного ОВ (керогена) в результате его преобразования в УВ, гетеросоединения и неуглеводородные летучие. Для краткости обозначим все перечисленные выше продукты, генерируемые керогеном, термином «нафтиды», опуская неуглеводородные летучие.

Кероген, входящий в состав баженовской свиты, 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 часть, мобильная или способная генерировать нафтиды, до вступления отложений свиты в зону нефтегенерации («нефтяное окно») составляет 60 % от его веса. Оставшиеся 40 % — это его инертная часть, представляющая собой в конце процесса нефтегенерации графитизированный инертный остаток, неспособный генерировать нафтиды. В соответствии с исходными параметрами, принятыми для моделирования процесса нефтегенерации, введем следующие понятия и их обозначения.

ОВисх — исходное содержание ОВ или керогена в отложениях баженовской свиты до их вступления в зону нефтегенерации, то есть ОВисх равно сумме его мобильной (Смоб) и инертной (Син) частей:

$$ОВисх = Смоб + Син. \quad (1)$$

Причем, как было принято выше, до начала процесса нефтегенерации Смоб=60 %, а Син=40 %.

Кон — коэффициент остаточной нефтегенерации:

$$Кон = Смоб / ОВисх. \quad (2)$$

До вступления отложений баженовской свиты в зону нефтегенерации в соответствии с принятыми выше условиями Кон=0.6. После полного исчерпания нефтегенерационных свойств керогеном его Смоб равняется нулю и, соответственно, Кон также равен нулю.

Сг — количество нафтидов, образовавшихся или генерированных керогеном, содержание которых изменяется от 0 (до вступления

отложений в зону нефтегенерации) до 60 %, то есть равняется величине S_{mob} при полном завершении процесса нефтегенерации.

$K_{превр}$ — коэффициент превращения:

$$K_{превр} = C_2 / S_{mob}. \quad (3)$$

Он изменяется от 0 (до начала процесса нефтегенерации) до 1 (при его завершении), когда величина C_2 равна S_{mob} .

В свою очередь, C_2 можно разделить на C_2 (количество нафтидов, эмигрировавших из отложений баженовской свиты) и $C_{ост}$ (часть нафтидов, оставшихся в отложениях баженовской свиты) или

$$C_2 = C_2 - C_{ост}, \quad (4)$$

тогда коэффициент эмиграции ($K_э$) следующий:

$$K_э = C_2 / C_2 \quad (5)$$

или:

$$K_э = C_2 / (C_2 + C_{ост}). \quad (6)$$

Пористость, которая образуется за счет ОВисх, обозначим как $K_{п.об}$ [1, 5–7]. Ее величина ($V_{сг}$) соответствует объему керогена, превратившегося в нафтиды:

$$K_{п.об} = V_{сг}. \quad (7)$$

Тогда процесс нефтегенерации и образования $K_{пов}$ можно представить в упрощенном виде, приняв, например, первоначальное (исходное) содержание ОВ или керогена в отложениях баженовской свиты равным 15 % (рис. 1а). Следует обратить внимание на то, что поверхность ОВ, находящегося в осадках, еще не вступивших в зону нефтегенерации, является гладкой, на ней отсутствует какая-либо специфическая микротекстура [2]. Все приведенные выше коэффициенты и $K_{п.об}$ до вступления отложений баженовской свиты в зону нефтегенерации равны нулю, кроме $K_{он}$, который имеет свое максимальное значение, равное 0.6 (см. рис. 1а).

При вступлении отложений баженовской свиты в зону нефтегенерации кероген начинает генерировать нафтиды. Вследствие этого образуется вторичная пористость, которая в рассматриваемом промежуточном случае составляет, например, 3 % (см. рис. 1б). Следует отметить, что в этом случае вторичная пористость, равная 3 %, соответствует объему керогена, превратившегося в нафтиды, 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 нафтидообразования вызывает формирование специфической микротекстуры на поверхности керогена, напоминающей микроскопические трещинки «усыхания» (см. рис. 1б) [2]. На рассматриваемой некоторой промежуточной

стадии наблюдается образование 3 %-ных нафтидов ($C_2=3\%$), но поскольку допускается, что 2.5 % из образовавшихся нафтидов эмигрировали, то $K_э=0.83$. Остальные коэффициенты на этой стадии равны: $K_{он}=0.4$ или 67 % отн., $K_{превр}=0.33$ (см. рис. 1б). Однако следует обратить внимание также на то, что $K_э$ равен 0.83, то есть большая часть нафтидов, образовавшихся за счет керогена, эмигрировала. В результате пропорционально этому количеству нафтидов уменьшилась и образовавшаяся вторичная пористость, то есть $K_{п.об}$ вследствие уплотнения отложений баженовской свиты и эмиграции из них образовавшихся нафтидов уменьшилась до 0.51 %, но с учетом низкой плотности исходного керогена, о чем говорилось выше, ее величину следует увеличить до 1.02 % (см. рис. 1б).

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 ($K_{п.об}$). В этом случае в керогене наблюдается образование «пузырчатой» микротекстуры, обусловленной, вероятно, в том числе и газообразованием (см. рис. 1в) [2]. На рассматриваемой (условной) стадии вторичная пористость, образуемая за счет ОВ, составляет 6 %, а в пересчете на объем породы (с учетом разности удельной плотности ОВ и минеральной матрицы) около 12 %. Остальные коэффициенты имеют следующие значения: $K_{он}=0.2$ или 33 % отн., $K_э=0.92$ и $K_{превр}=0.67$ (см. рис. 1в). Как и в приведенном выше случае, так и в рассматриваемом, $K_{п.об}$, возникшая за счет керогена вследствие уплотнения отложений баженовской свиты и эмиграции образовавшихся нафтидов, уменьшится в соответствии с величиной $K_э$ до 0.48 %, а с учетом низкой плотности керогена до 0.96 % (см. рис. 1в).

При последующем погружении отложений на еще большую глубину и/или при попадании в еще более высокотемпературную зону в осадках баженовской свиты происходит более интенсивное нафтидообразование и, соответственно, еще более активное формирование вторичной пористости ($K_{п.об}$). В этом случае в керогене наблюдается образование «скелетной» микротекстуры, обусловленной интенсивным его преобразованием в нафтиды (см. рис. 1г) [2]. На рассматриваемой (условной) стадии вторичная пористость, образуемая за счет ОВ, составляет 8 %, а в пересчете на объем породы (с учетом разности удельной плотности ОВ и минеральной матрицы) около 16 %. Остальные коэффициенты имеют следующие значения:

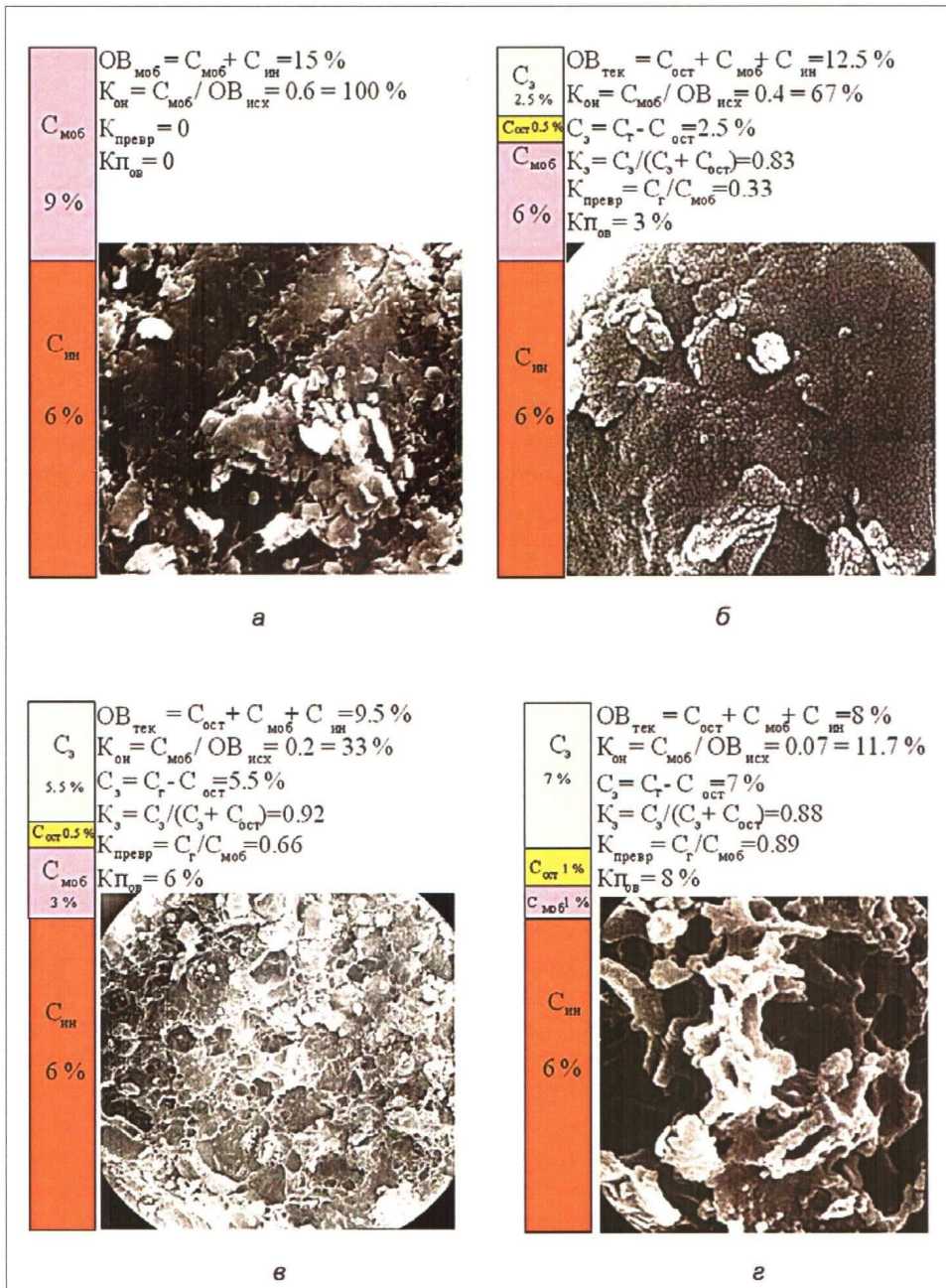


Рис. 1. Схема термического созревания керогена II типа при условии максимальной степени его превращения в нефтиды, равной 0.6. В нижней части рисунка приведены фотографии керогена, демонстрирующие формирование в нем вторичной пористости в процессе его катагенетической эволюции. Степень катагенетического преобразования керогена увеличивается по направлению слева направо: от (а) к (г)

Кон=0.07 или 12 % отн., Кз=0.88 и Кпревр=0.89 (см. рис. 1г). Как в рассмотренном выше случае, так и в настоящем, Кп.об, возникшая за счет керогена вследствие уплотнения отложений баженновской свиты и эмиграции образовавшихся нефтидов, уменьшится в соответствии с величиной Кз до 0.96 %, а с учетом низкой плотности керогена, о чем говорилось выше, она составит 1.92 % (см. рис. 1г).

Таким образом, в конце процесса нефтегенерации в рассматриваемом образце, когда вся его

мобильная часть превратится в нефтиды, возможно образование Кп.об, равной 8 % или около 16 % от объема породы (без учета уплотнения отложений и эмиграции нефтидов, вызванных упомянутым выше уплотнением осадков под действием литостатического давления). Из полученных данных следует, что в процессе нефтегенерации, особенно если он протекает до конца, образуется значительная по объему вторичная пористость, которая могла бы быть заполнена образовавшимися нефтидами. Вместе с тем это было бы возможным

лишь в том случае, если бы отложения баженоской свиты обладали достаточно прочным минеральным скелетом, способным сохранить эту вторичную пористость ($K_{п.об}$). Однако, как мы видели выше и убедимся ниже, основная ее часть теряется вследствие уплотнения осадка, а образовавшиеся в ней нефтиды 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 баженоской свиты в зонах с повышенной пластовой температурой будет наблюдаться более интенсивное протекание процессов нефтегенерации и, соответственно, более активное преобразование керогена в нефтиды, а потому должно отмечаться значительное уменьшение в этих участках содержания ОВ [4]. Сопоставление современной пластовой температуры по кровле баженоской свиты и среднего по разрезу скважин, вскрывших ее, 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. 2а, 2б) [4].

Сравнение распределения значений пористости образцов, отобранных из продуктивных скважин Красноленинского свода, которые расположены в «горячих» участках, и непродуктивных, пробуренных в «холодных», показывает, что в непродуктивной скважине из «холодной» зоны пористость образцов изменяется от десятых долей до почти 6 % с максимумом около 1.5–2.0 %. У образцов, отобранных из баженоской свиты (здесь ее литостратиграфический аналог именуется тутлеймской свитой), в «горячей» зоне пористость варьирует в широком интервале от 1.5 до почти 18 % (рис. 3а). 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 нефтиды, то можно предположить, что повышенная пористость образцов, отобранных из баженоской свиты в этой зоне, частично или даже главным образом обусловлена образованием $K_{п.об}$ за счет ОВ, присутствующего в составе баженоской свиты [9].

Поскольку наряду с керогеном вторичная емкость в отложениях баженоской свиты может

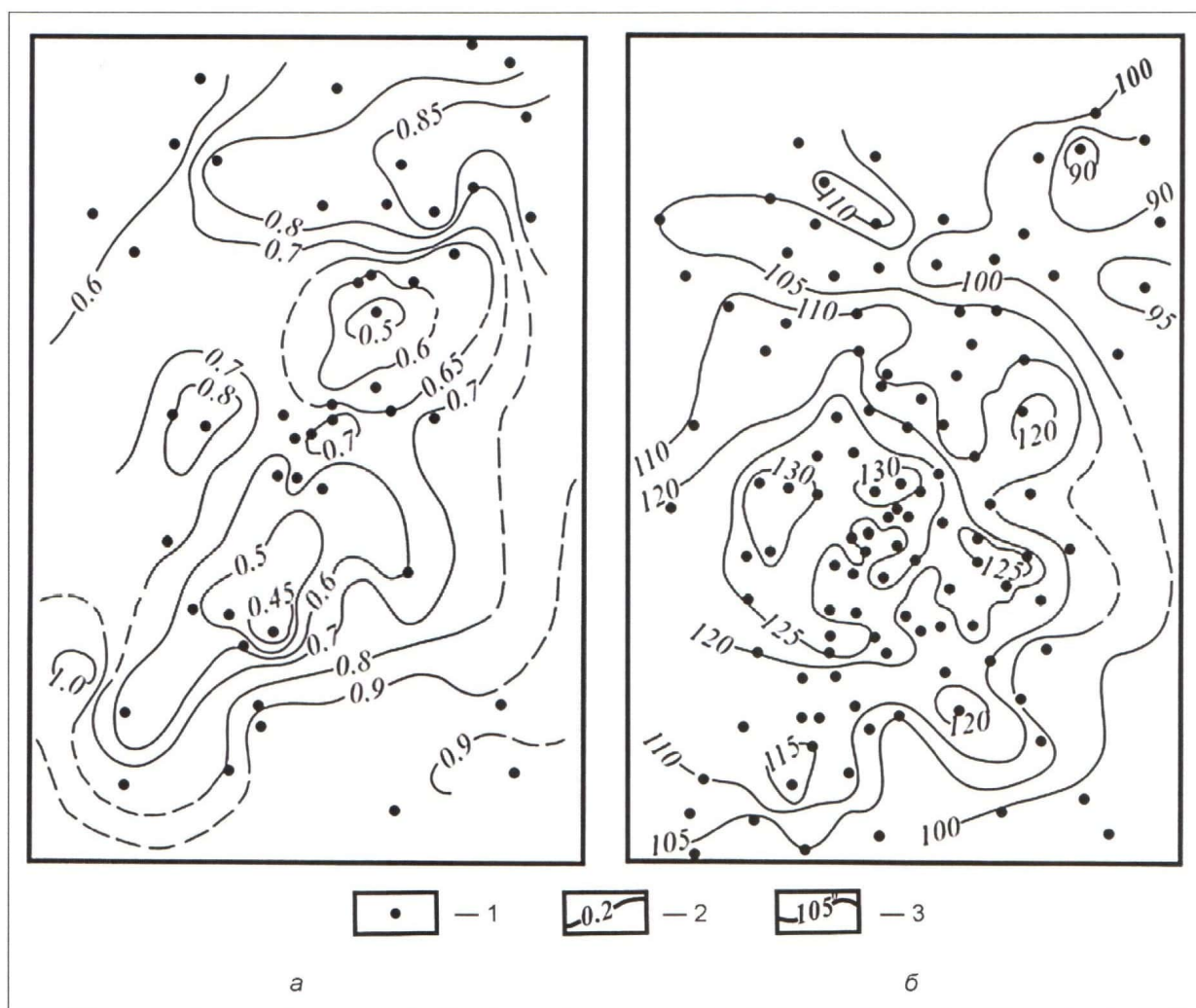
возникать и за счет выщелачивания карбонатного материала (в ее составе встречаются мало-мощные прослои известняков и доломитов), то суммарную вторичную пористость, образующуюся как за счет ОВ (при условии полной реализации его генерационного потенциала), так и растворенных карбонатов, можно легко оценить, воспользовавшись соответствующей диаграммой (рис. 3б) [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 $K_{п.об}$ (см. рис. 3б). Формирование вторичной пористости в карбонатных породах баженоской свиты — это самостоятельная тема, требующая отдельной полноценной публикации, поэтому здесь она не рассматривается.

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

Изученный интервал, вскрытый первой скважиной, составляет около 40 м, в котором от его кровли до подошвы величина $K_{он}$ изменилась всего на 0.05 — от 0.1 (вверху) до 0.05 (внизу). Это свидетельствует об очень сильном катагенетическом преобразовании керогена в образцах, поднятых из этой скважины, по длине всего изученного интервала и о почти полном исчерпании его нефтегенерационных свойств (см. рис. 4а).

Интервал, вскрытый второй скважиной, составляет около 33 м. $K_{он}$ керогена, присутствующего в образцах баженоской свиты, поднятых из этой скважины, изменяется от 0.3 (вверху) до 0.16 (внизу), то есть на 0.14 (см. рис. 4а). Таким образом, несмотря на меньший изученный интервал (33 м), величина $K_{он}$ в образцах, поднятых из этой скважины, изменилась в 2.8 раза больше, чем в первой. Это свидетельствует о гораздо более слабом преобразовании ОВ по высоте, чем в разрезе первой скважины. Кроме того, кероген, присутствующий в составе баженоской свиты, вскрытой второй скважиной, в значительной степени сохранил свой первоначальный нефтегенерационный потенциал, который примерно в 3 раза выше, чем у керогена, поднятого из первой скважины (см. рис. 4а).

Определение величины $K_{превр}$ в образцах, отобранных из отложений баженоской свиты



Условные обозначения:

1 — скважины;

2 — относительное содержание ОВ;

3 — изотермы, °С.

Рис. 2. Схемы изменения содержания ОВ, нормированного к 1 (а), и современной пластовой температуры (б) в отложениях баженовской свиты Салымского месторождения, по [4]

в пределах различных месторождений и площадей Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, позволило построить зависимость этого параметра от величины современной пластовой температуры по ее кровле (рис. 4б). Из полученной зависимости следует, что происходит резкий рост величины $K_{\text{превр}}$ — от 0.3 до 0.87 в интервале температур 78–128 °С (см. рис. 4б). Столь резкое увеличение $K_{\text{превр}}$ может быть объяснено тем, что современные пластовые температуры значительно отличаются от тех, что были в прошлом.

Результаты термобарогеохимических исследований, проведенных Ю. В. Щепеткиным, показали, что палеотемпературы в отложениях баже-

новской свиты, например в пределах Салымского месторождения, достигали 330 °С и более [11]. Наблюдаемые в настоящее время повышенные значения пластовых температур по кровле отложений баженовской свиты 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]. В течение определенного времени, обусловленного теплофизическими свойствами рассматриваемых отложений, наблюдаемые температурные аномалии могут полностью рассеяться, если тепловой поток, идущий из доюрского комплекса

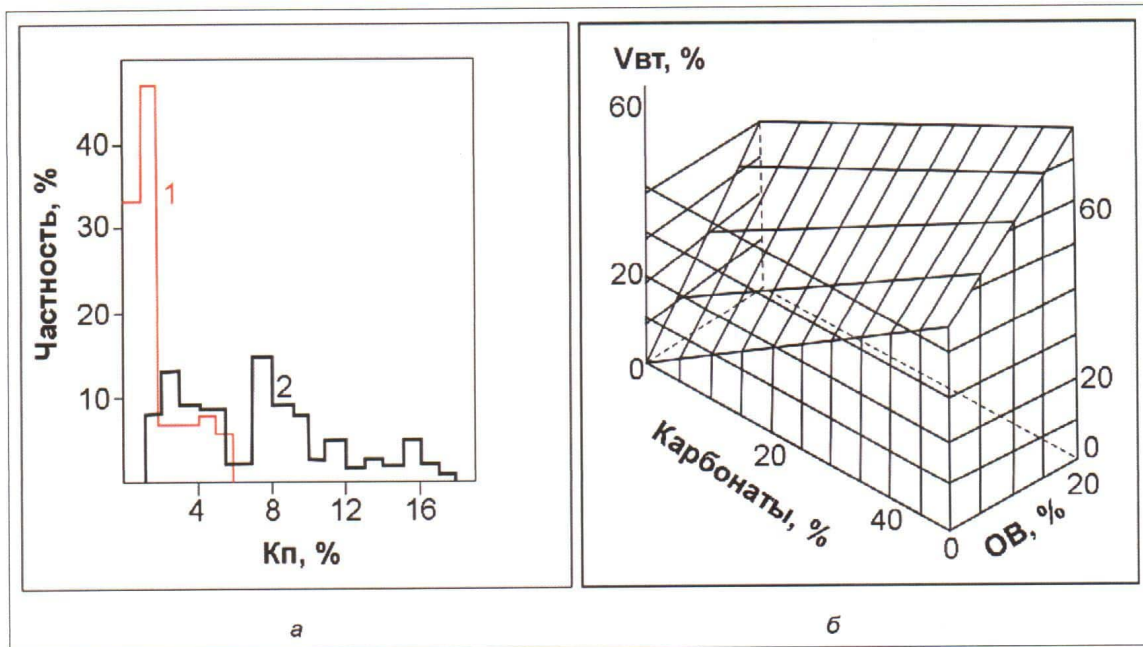


Рис. 3. Распределение значений пористости в образцах, отобранных из «низкотемпературных» (кривая 1) и «высокотемпературных» (кривая 2) скважин, пробуренных в пределах Красноленинского свода (а). Диаграмма для определения величины вторичной пористости $V_{вт}$, формирующейся в черных сланцах в зависимости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

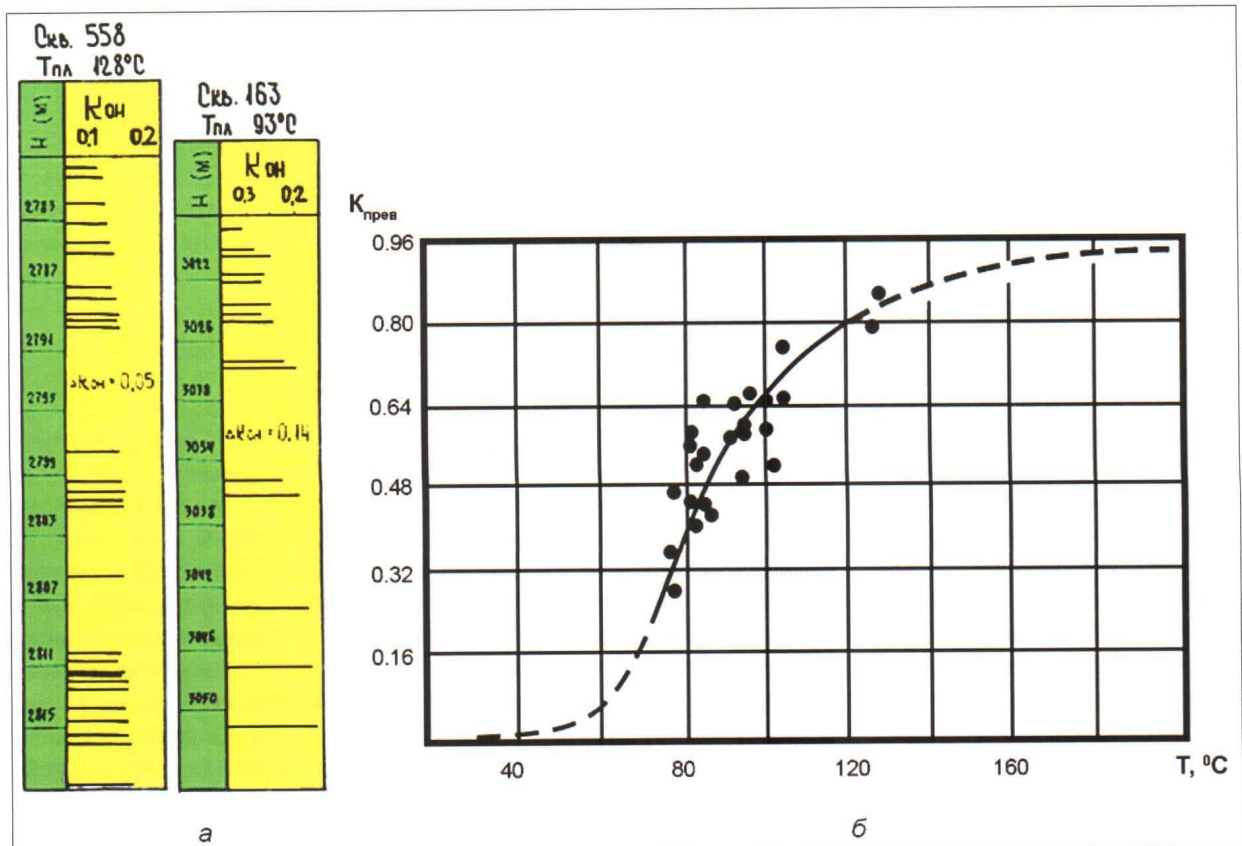


Рис. 4. Изменение коэффициента остаточной нефтегенерации с глубиной в разрезах, вскрытых скважинами 558 ($T_{пл} = 128^\circ C$) и 163 ($T_{пл} = 93^\circ C$) Салымского месторождения (а), и зависимость степени превращения керогена от современной пластовой температуры (б)

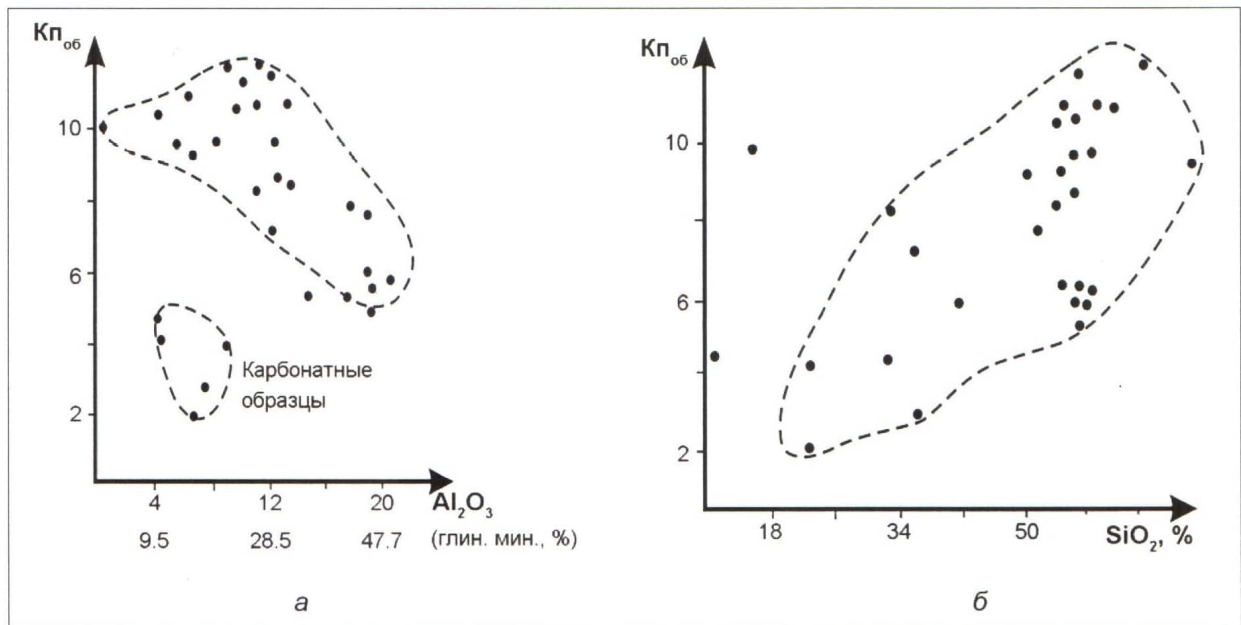


Рис. 5. Зависимость величины общей пористости от минерального состава пород баженовской свиты: от содержания глинистых минералов (а) и кремнезема (б), по [6]

в этих участках, такой же, как и у окружающих их пород (при условии, что гидротермальная деятельность уже закончилась).

Таким образом, если за счет преобразования ОВ в нефтиды образуется $Kp_{об}$, 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 Kp образцов баженовской свиты от содержания в них глинистых минералов, то намечается обратно пропорциональная зависимость между этими параметрами (рис. 5а) [6]. Напротив, зависимость Kp от концентрации в образцах баженовской свиты кремнистого материала носит прямо пропорциональный характер, хотя эту зависимость правильнее все же назвать тенденцией (рис. 5б) [6].

Баженовская свита с высоким содержанием глинистого материала (а также и ОВ) обладает низкой механической прочностью, а потому возникающая в них $Kp_{об}$ не сохраняется в полном объеме 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 $Kp_{об}$ сохраняется благодаря более высокой прочности этих литологических типов пород. Кроме того, этому способствует низкая концентрация в них керогена, который характеризуется еще большей пластич-

ностью, чем глинистые минералы, а потому резко снижает механическую прочность пород [1, 3–7].

Нефтедержащие поры в силицитах имеют очень мелкие размеры (порядка 5–10, реже 20–40 мкм), поэтому их можно наблюдать лишь на снимках, сделанных с помощью растрового электронного микроскопа (рис. 6а, 6б). Необходимо обратить внимание на то, что силициты, в которых присутствует вторичная пористость, интенсивно преобразованы. Это проявляется в перекристаллизации первичного биогенного кремнезема в эпигенетический мелкокристаллический кварц (см. рис. 6а, 6б). Вероятнее всего, это происходило под действием гидротермальных флюидов, имевших довольно высокую температуру (порядка 330 °С) [11], о чем уже говорилось выше. Воздействие гидротерм, с одной стороны, резко активизировало процессы нефтегенерации, а с другой — способствовало формированию вторичной емкости, как за счет собственно самого ОВ ($Kp_{об}$), так и в результате перекристаллизации биогенного кремнезема, а также выщелачивания и переотложения карбонатов, слагающих маломощные пласты в составе баженовской свиты [1, 3–7].

В тех случаях, когда перекристаллизации исходного биогенного кремнезема не наблюдается, вероятно, из-за недостаточно высоких температур или крайне низкой проницаемости силицитов, в зонах тектонического дробления в них образуются многочисленные трещины, поверхность которых покрыта метаморфизованными



Рис. 6. Порово-микроаверновая емкость в силицитах баженовской свиты, подвергаясь воздействию гидротерм, Верхне-Салымское (а) и Приобское (б) месторождения

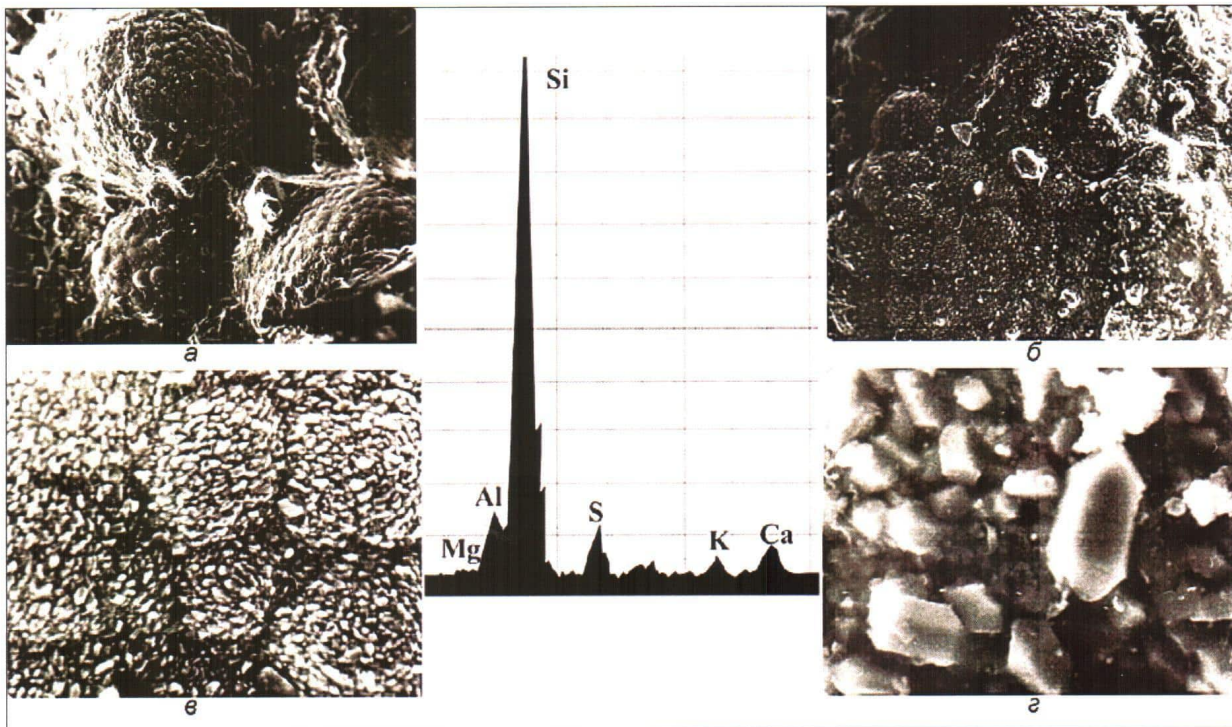


Рис. 7. Микроструктура и элементный спектр кремнистых оолитов (в центре рисунка) на поверхности трещины в силицитах, снятых при различных увеличениях, Маслиховское месторождение, увеличение (в разы): 24 (а); 100 (б); 400 (в) и 2000 (г)

битумами, содержащими в своем составе серу, или тиобитумами (рис. 7). При последовательном увеличении трещиноватых участков хорошо видно микроглобулярное строение этих силицитов, которые сложены сравнительно крупными оолитами, имеющими размеры около 1–1.5 мм, состоящими, в свою очередь, из более мелких, диаметром 6–10 мкм (см. рис. 7а–в). Наконец, самые мелкие оолиты сложены плохо окристаллизованными зернами кварца, имеющими размеры по длинной оси около 5–15 мкм (см. рис. 7г). Между этими слабо окристаллизованными зернами кварца присутствуют пустоты псевдогранулярного типа, имеющие размеры 1–5 мкм (см. рис. 7г). Можно предположить, что эти микропустоты заполнены главным образом связанной водой.

Оценить нефтегенерационные и косвенным образом емкостные свойства различных литологических типов пород, слагающихся баженновской свитой, можно с помощью результатов пиролитических исследований этих типов пород. Так, пирограммы глинисто-кероген-кремнистых разновидностей, имеющих самое высокое содержание керогена в их составе (Сорг около 20%), характеризуются сравнительно низким относительным содержанием подвижных (нефтеподобных) УВ (пик S1) по сравнению с их остаточным нефтегенерационным потенциалом (пик S2), величина которого дает возможность оценить количество УВ, генерированное в будущем этим керогеном (рис. 8а). Соотношение площадей пиков S1 и S2 в рассматриваемом образце свидетельствует о том, что основная часть образовавшихся в нем нефтидов эмигрировала из него.

В радиоляритовом известняке, характеризующемся невысоким содержанием в нем ОБ (Сорг — около 3%), соотношение пиков S1 и S2 заметно отличается от предыдущего образца (рис. 8б). В рассматриваемом образце относительное содержание нефтеподобных УВ всего в полтора раза меньше его остаточного нефтегенерационного потенциала. Это может указывать на то, что в нем 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. 8б).

В радиолярите, содержащем чуть больше, чем в предыдущем образце, ОБ (Сорг равно 3.17%), соотношение пиков S1 и S2 почти равно единице (рис. 9а). Этот факт однозначно указывает, что рассматриваемый образец является коллектором, содержащим в своем поровом пространстве аллохтонные УВ.

Еще более убедительно соотношение S1 и S2 доказывает присутствие в кремнисто-карбонатном радиолярите аллохтонных УВ. В этом бедном ОБ образце (Сорг всего 0.3%) пик S1 превышает по площади пик S2 почти в 2.4 раза (рис. 9б). 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. 9б).

В составе отложений баженновской свиты присутствуют битумы, из-за чего их 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 темно-бурый цвет и матовую либо блестящую поверхность, часто разбитую микротрещинами (рис. 10а) [8]. В прозрачных петрографических шлифах хорошо видно, что в них встречаются мелкие обломки вмещающих их карбонатов (рис. 10б). Пирограммы этих битумов практически не отличаются от пирограмм обычных образцов, отобранных из отложений баженновской свиты (рис. 10в). 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, обозначаемого как S2¹ (см. рис. 10в). Несмотря на то, что на пирограммах битумов присутствует пик S1, 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 самого прибора (рис. 10г) [8]. Исходя из полученных данных было сделано предположение, что нефтеподобные УВ находятся в битуме в виде «твердого раствора» и настолько прочно связаны с крупными молекулами битума, что не проявляют себя на спектрах ЯМР [8]. По величине пика S1 нельзя однозначно судить о количестве сравнительно легких (нефтеподобных) УВ, способных свободно перемещаться в поровом пространстве баженновской свиты. Вполне вероятно, что значительная часть УВ, ассоциируемая с пиком S1, находится не в свободном или адсорбированном на поверхности минерального и органического вещества (керогена) состоянии, а в виде «твердых растворов» в битуминозном веществе, пропитывающем минеральную матрицу баженновской свиты.

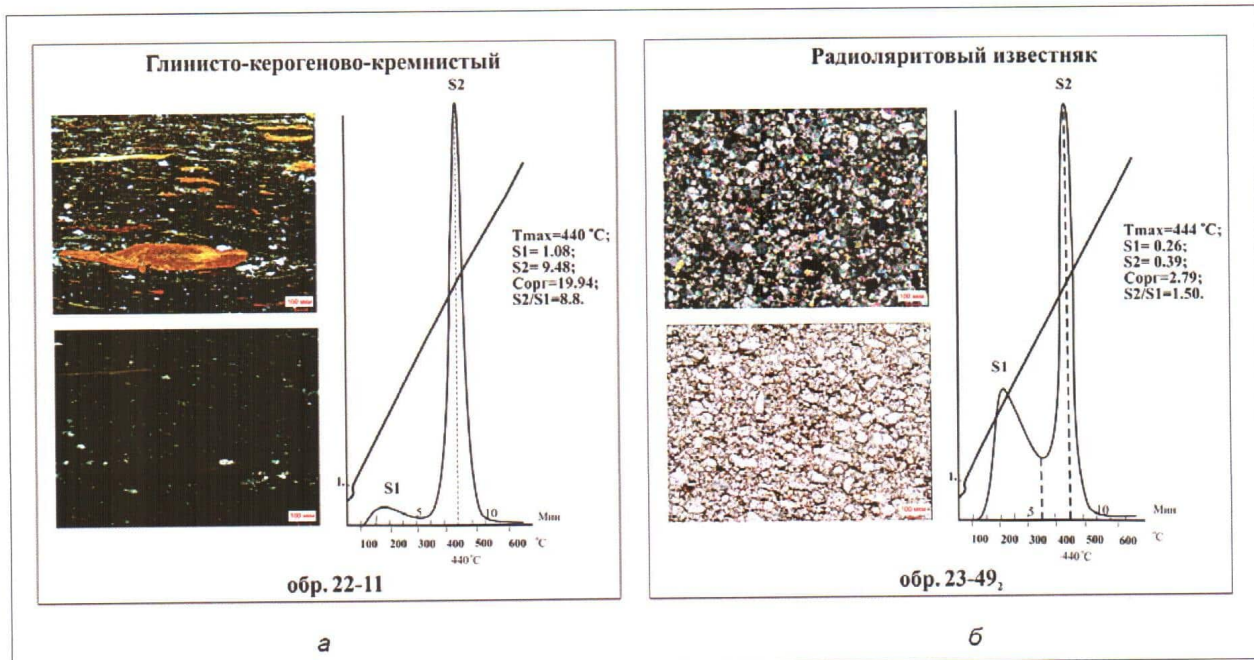


Рис. 8. Литолого-пиролитические характеристики глинисто-керогено-кремнистого литотипа (а) и радиоляритового известняка (б)

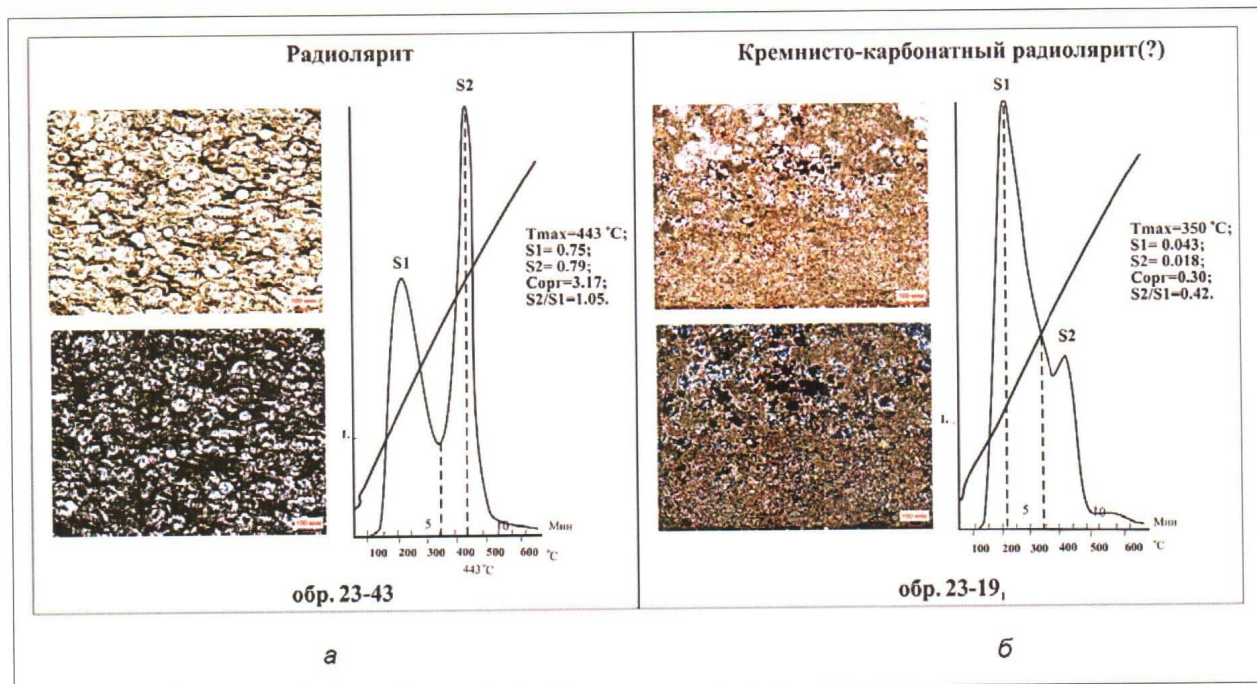
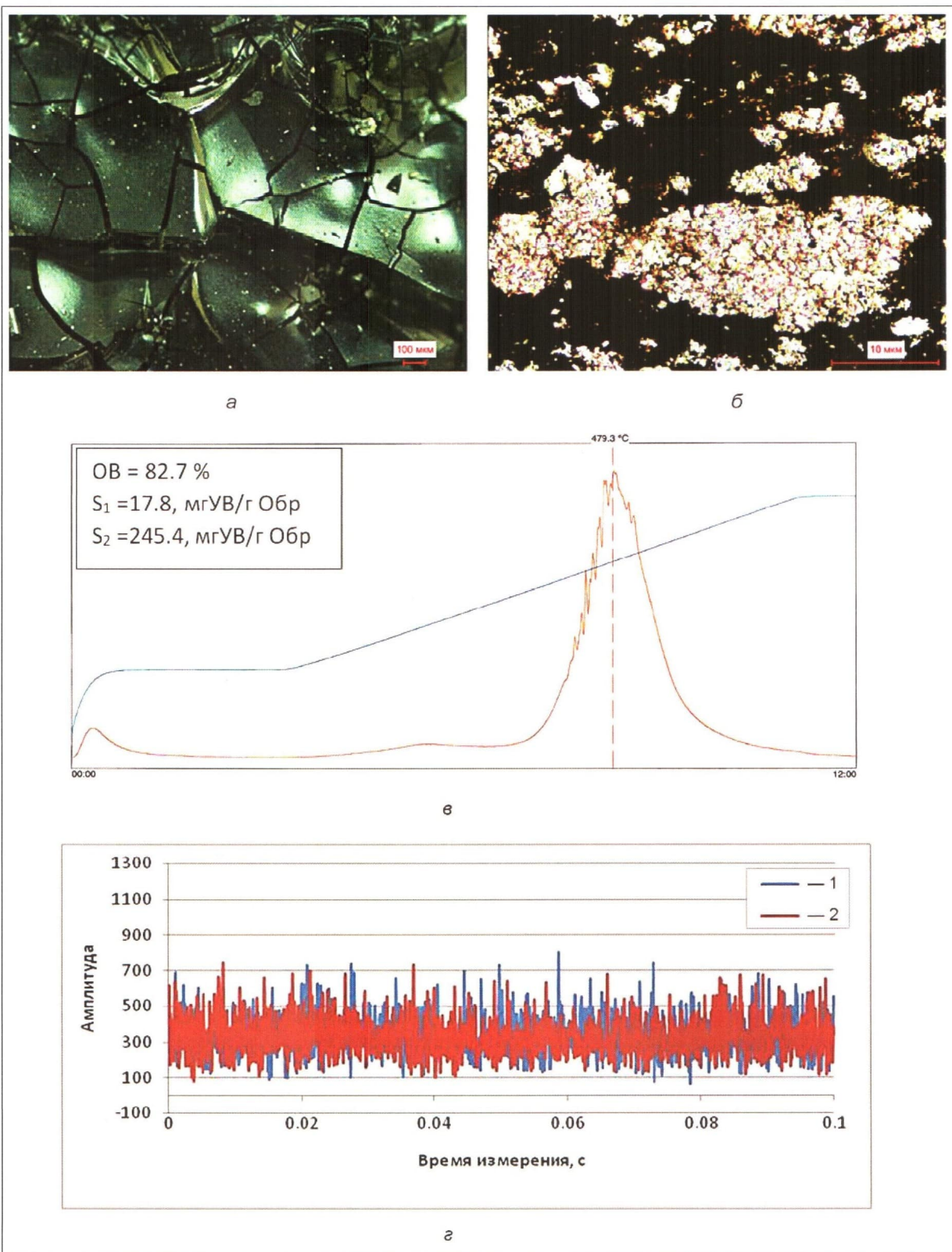


Рис. 9. Литолого-пиролитические характеристики радиолярита (а) и кремнисто-карбонатного радиолярита (б)



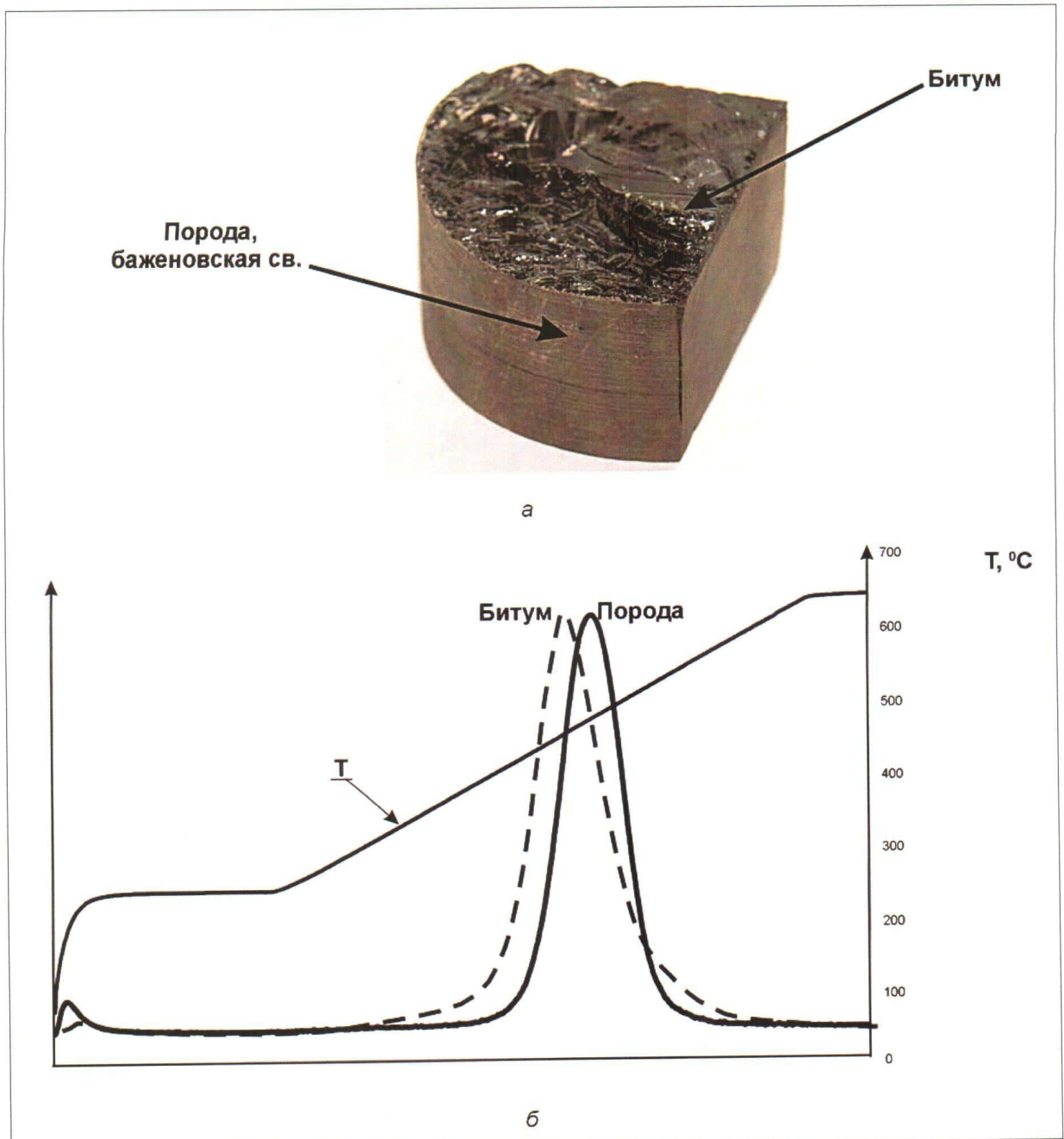


Рис. 11. Фотография образца баженовской свиты с битумом (а) и пирограммы битума и образца (б), по данным В. Н. Меленевского (ИНГГ СО РАН)

В зависимости от степени метаморфизма битумов, вызванного, вероятнее всего, воздействием на них высокотемпературных гидротермальных флюидов [3, 7], величина пика S1 в битумах варьирует. Так, если в рассмотренном выше случае в составе битума еще отмечается присутствие сравнительно легких УВ, находящихся в нем в виде «твердого раствора», то в более метаморфизованном битуме, информацию о котором любезно пре-

доставил В.Н. Меленевский (ИНГГ СО РАН), на его пирограмме пик S1 практически полностью исчезает (рис. 116). Иными словами, вероятнее всего, что битум полностью состоит только из крупных конденсированных полиядерных молекул, включая большое количество гетеросоединений (см. рис. 11). Таким образом, битумы, входящие в состав баженовской свиты, имеют пирограммы, идентичные по форме таковым, полученным на образцах

баженовской свиты. Единственное их отличие — это чуть более низкие значения T_{max} , чем на пирограммах образцов баженовской свиты, а также возможное отсутствие пика S_1 , как в рассмотренном выше образце метаморфизованного битума (см. рис. 11б).

На основе приведенных выше связей (уравнения 2, 3, 7), данных о содержании битумоидов и Сорг в отложениях баженовской свиты, а также зависимости $K_{превр} — T$ °С (см. рис. 4б) построены карты-схемы для отложений баженовской свиты в пределах всей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. На них представлены распределения по площади: коэффициента остаточной нефтегенерации ($K_{он}$), удельной генерации нафтидов (УВ) и величины вторичной пористости ($K_{п_{ов}}$), образовавшейся за счет преобразования керогена в нафтиды без учета уплотнения отложений баженовской свиты (рис. 12) [6, 7].

На полученных картах-схемах проявляются однонаправленные закономерности, а именно: по мере приближения к центральной части провинции уменьшается величина $K_{он}$, растут значения удельной генерации УВ и величина вторичной пористости, образовавшейся за счет ОВ (см. рис. 12). Минимальные значения коэффициента остаточной нефтегенерации ($K_{он}$), достигающие значений 0.1–0.15, отмечаются в Салымском районе, на Красноленинском свезде и ряде других участков (см. рис. 12а). На этих же участках провинции наблюдаются максимальные значения удельной нефтегенерации (до 10 г УВ на 100 г породы) и величины вторичной пористости — до 15 % и даже 20 % (см. рис. 12б и 12в соответственно). Однако вследствие интенсивного уплотнения отложений баженовской свиты под действием литостатической нагрузки основная часть образовавшихся УВ эмигрировала из битуминозных отложений и, соответственно, вторичная пористость ($K_{п_{ов}}$) 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

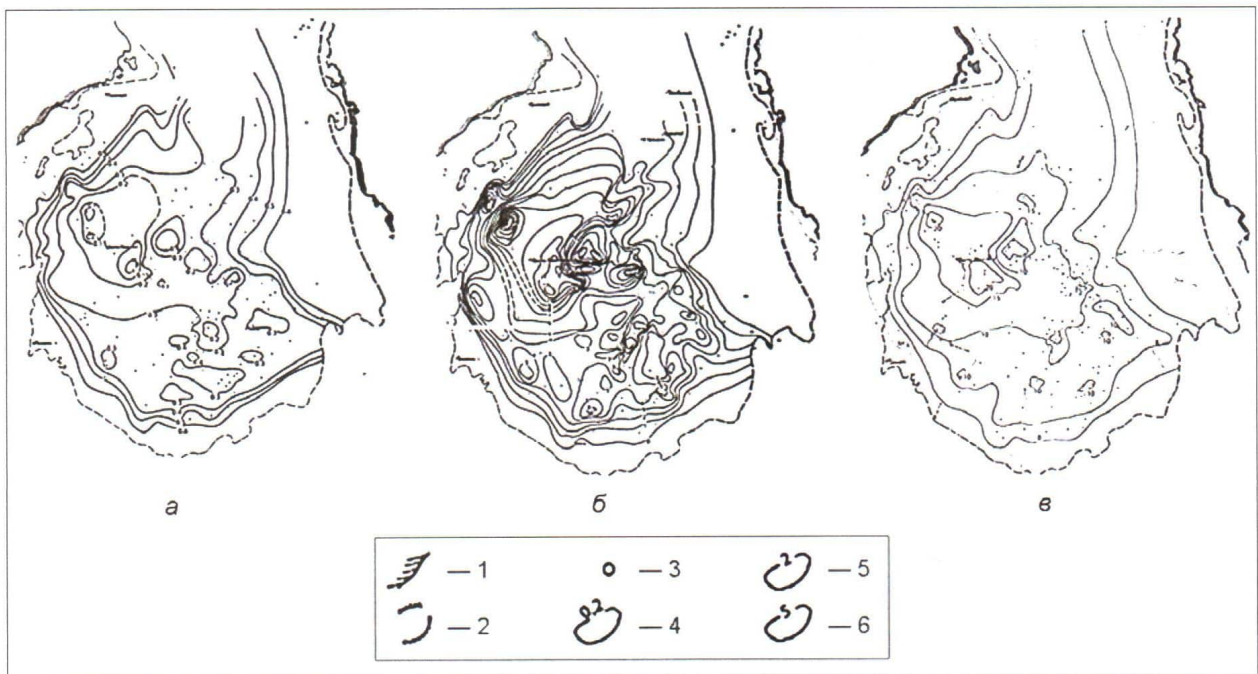
Полученные результаты свидетельствуют о том, что в ходе нефтегенерации за счет керогена в процессе его превращения в нафтиды образуется вторичная пористость ($K_{п_{ов}}$), величина которой, в зависимости от исходного содержания ОВ и степени его катагенетического преобразования, может изменяться от единиц до 20–25 %

(без учета уплотнения отложений). В процессе нефтегенерации микроструктура поверхности керогена изменяется от гладкой через микрошероховатую (микротрещиноватую) до микрокавернозной, «микропузырчатой» и до «микроскелетовидной» 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. Это вызывало образование газообразных УВ, о чем свидетельствует эта своеобразная («пузырчатая») микротекстура керогена (см. рис. 1а).

Однако следует отметить, что различные мацералы ОВ, входящие в состав отложений баженовской свиты, «созревают» по-разному в зависимости от их элементного состава [2]. Наиболее активно генерируют нафтиды, и, соответственно, изменяют свою форму самые богатые водородом мацералы, характеризующиеся псевдолейптинитовыми и псевдовитринитовыми компонентами, представляющие собой самые «ажурные» высокопористые остаточные «конструкции» на заключительных этапах нефтегенерации, когда их потенциал оказывается практически полностью исчерпанным (см. рис. 1в, 1г) [2]. Напротив, псевдофузинитовые мацералы практически не изменяют микроструктуру своей поверхности и не вносят существенного вклада в образование $K_{п_{ов}}$ в процессе катагенетического преобразования ОВ [2].

О высокотемпературном воздействии гидротерм на кероген свидетельствует и резкое изменение среднего по разрезу баженовской свиты 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 баженовской свиты и, соответственно, высокий коэффициент эмиграции нафтидов из нее (в среднем 80–85 %), все же в высокотемпературных участках часть $K_{пов}$ сохраняется и $K_э$ уменьшается до 65–70 % [7]. Обратим внимание на то, что приводимые здесь $K_{пов}$ и $K_э$ получены с учетом значений открытой пористости в исследованных образцах баженовской свиты. Иными словами, предполагается, что открытая пористость, присутствующая в образцах, в пластовых условиях была заполнена легкими УВ, поэтому $K_э$ имеет не такие высокие значения, какие бы он имел без учета открытых пор, присутствующих в образцах баженовской свиты.

В результате высокотемпературного (гидротермального) воздействия на кероген наряду с УВ образуются битумы, имеющие



Условные обозначения:

- 1 — граница палеозойского обрамления;
- 2 — границы распространения Волжско-берриасского возраста;
- 3 — место отбора образцов;
- 4 — изолинии коэффициента остаточной нефтегенерации керогена (а);
- 5 — изолинии удельной генерации УВ, г / 100 г (б);
- 6 — изолинии величины вторичной пористости без учета уплотнения, % (в).

Рис. 12. Схемы изменения коэффициента остаточной нефтегенерации керогена (а), удельной генерации УВ (б) и величины вторичной пористости, образующейся вследствие превращения керогена в нефти без учета уплотнения (в), в пределах Западно-Сибирского бассейна, по [6, 7]

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 баженовской свиты) УВ нефтяного ряда. В битумах (судя по данным ЯМР) эти УВ находятся в виде «твердых растворов» или полностью отсутствуют в наиболее сильно метаморфизованных высокотемпературными гидротермами разновидностях (см. рис. 10, 11).

Породы баженовской свиты, которые содержат кероген и образующиеся из него нефти, также подвергаются активному воздействию на них гидротермальных флюидов. Так, первоначально тонкозернистый биогенный кремнезем, слагающий силициты, и в первую очередь радиоляриты, перекристаллизовывается, образуя микроскопические агрегаты хорошо ограненных кристаллов кварца (см. рис. 6). Формируется вторичный псевдокварцит, в котором присутствует эффективная емкость, заполненная УВ, люми-

несцирующими в ультрафиолетовом свете. Этот тип вторичного коллектора, присутствующего в составе баженовской свиты, является наиболее распространенным.

Пиролитические исследования различных типов пород, входящих в состав баженовской свиты, подтвердили сделанные ранее выводы о том, что коллекторами в составе баженовской свиты могут быть лишь наиболее прочные литологические типы пород [6, 7]. 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 нефтяных эмигрирует из них, поэтому Кз в таких литотипах достигает 85–90 % и более. В той же мере исчезает и Кп_{об} [7]. Больше всего аллохтонных УВ присутствует в карбонатных, кремнистых и кремнисто-карбонатных литологических разновидностях пород. Именно эти типы пород, входящих в состав баженовской свиты, являются коллекторами, хотя их

фильтрационно-емкостные свойства тем не менее характеризуются очень низкими значениями. Необходимо также отметить, что эти породы содержат очень мало керогена в своем составе, поэтому величина $K_{пов}$ 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 емкости 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 $K_{пов}$ в первую очередь (при прочих равных условиях) оказывает влияние температура (см. рис. 1, 2, 4), то наиболее перспективными для поисков УВ залежей в баженовской свите являются участки с аномально высокими значениями пластовой температуры в ее кровле. Так как на этих участках на поверхности трещин, микрокаверн и в поровом пространстве пород баженовской свиты отмечается большое количество вторичных минералов, имеющих явно гидротермальное происхождение и прямые определения палеотемператур, по температурам гомогенизации флюидов в микровключениях, присутствующих в кристаллах кварца, равных 330 °С и более, можно заключить, что современные пластовые температуры, фиксируемые в отложениях баженовской свиты, 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 Краснотенинского 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 баженовской свиты, хотя, казалось бы, все 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 баженовской свиты.

ВЫВОДЫ

1. Процессы образования нефтидов и вторичной пористости за счет рассеянного в баженовской свите ОВ ($K_{пов}$) взаимосвязаны и определяются величиной палеотемператур гидротермальных флюидов, которые по зонам тектонического дробления проникали в отложения свиты и активизировали протекание этих взаимосвязанных друг с другом процессов.

2. Интенсивная генерация нефтидов в зонах гидротермальной проработки отложений баженовской свиты 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 в самом теле ОВ или его мацералах «микропузырчатой» и «микроскелетовидной» 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 $K_{превр}$ и, наоборот, более низкими величинами $K_{кон}$ и $K_{э}$.

5. По данным пиролиза признаки явно аллохтонных УВ встречены в кремнистых, карбонатных и кремнисто-карбонатных разновидностях пород, входящих в состав баженовской свиты. Наличие в них аллохтонных УВ свидетельствует о том, что именно эти литологические разновидности являются породами-коллекторами.

6. Битумы, присутствующие в составе баженовской свиты, в зависимости от степени их метаморфизма и окисления гидротермальными флюидами, могут содержать или вовсе не иметь в своем составе «подвижные» УВ, причем в первом случае эти УВ присутствуют в них в виде «твердых растворов».

7. На региональных картах-схемах, отражающих нефтегенерационные и емкостные свойства отложений баженовской свиты, выделяются два наиболее перспективных участка, один из которых приурочен к Салымскому и прилегающим к нему районам, включая часть Сургутского, а второй расположен в пределах Краснотенинского 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 емкостного пространства в отложениях бажендовской свиты // Научно-технический прогресс при поисках и освоении нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1984. Вып. 63. С. 16–21.
2. Зубков М.Ю., Федорова Т.А. Преобразование микроструктуры органического вещества по мере его категоретической 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 бажендовской 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: ЗапСибНИГНИ. 1988. С. 62–71.
6. Зубков М.Ю. Критерии оценки региональных перспектив нефтеносности бажендовской свиты // Нефтяное хозяйство. 1989. № 5. С. 26–30.
7. Зубков М.Ю., Скрылев С.А., Бондаренко П.М. и др. Методы оценки перспектив нефтегазосности бажендовской 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. № 8. С. 3–32.
9. Зубков М.Ю. Литолого-петрофизическая характеристика отложений бажендовской и абалакской свит центральной части Красноленинского 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. Щепеткин 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.