

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МОДИФИЦИРОВАННОГО МЕТОДА МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА В КОМПЛЕКСЕ С ПИРОЛИЗОМ ДЛЯ ОЦЕНКИ НЕФТЕГЕНЕРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

© 2021 г. М. Ю. Зубков*

ООО “Западно Сибирский геологический центр”, ул. Сургутская, 11, корп. 4/9, Тюмень, 625002 Россия

*e-mail: ZubkovMYu@mail.ru

Поступила в редакцию 19.03.2020 г.

После доработки 19.03.2020 г.

Принята к публикации 15.06.2020 г.

Рассмотрены существующие способы оценки генерационных свойств нефтегазоматеринских отложений. Предложен новый вариант модифицированной диаграммы Ван-Кревелена и оригинальный алгоритм для оценки нефтегазогенерационных свойств битуминозных отложений баженовской свиты и ее аналогов. Для этого использован комплексный подход на основе результатов пиролитических исследований образцов керна и метода материального баланса. На основе данных о наиболее вероятных значениях водородного индекса и степени трансформации исходного органического вещества в нафтиды предложено формальное разбиение возможных типов органического вещества на пять разновидностей. Обработаны результаты анализов 340 образцов, отобранных из скважин 13 месторождений и 3 площадей в пределах Ханты-Мансийского автономного округа. Рассчитаны исходные содержания органического вещества в образцах до начала генерации им нафтидов, исходные и текущие значения его генерационного потенциала, количество образовавшихся и эмигрировавших нафтидов. Продемонстрированы широкие вариации генерационных свойств образцов, отобранных на минимальных расстояниях друг от друга (с интервалом в 1–3 см). Показано, что широкий диапазон изменения нефтегазогенерационных свойств образцов невозможно объяснить только присутствием в их составе двух типов органического вещества – террагенного и аквагенного. Предполагается, что широкие вариации генерационных свойств отложений обусловлены особенностями их микробной пререработки, а также окислительно-восстановительными условиями, существовавшими в осадке в седименто- и диагенезе. Высокие значения отношения S_1/S_2 у образцов битуминозных отложений объясняются двумя основными причинами, во-первых, наличием в них открытой пористости и, во-вторых, активной генерацией и замедленной эмиграцией образующихся в них нафтидов. Очень высокие содержания органического вещества в образцах (до 40–50% и более) объясняются присутствием в них эпигенетичных тиобитумов, образовавшихся вследствие воздействия на отложения высокоэнтропийных гидротермальных флюидов. Выполнена оценка минимальных и максимальных значений удельной генерации нафтидов отложениями баженовской свиты и ее аналогами с площади 1 км² при условии, что они имеют толщину 25 м. Сопоставлены значения удельной эмиграции образовавшихся в баженовской свите и ее аналогах нафтидов с удельными геологическими запасами углеводородов в пределах Ханты-Мансийского автономного округа в расчете на 1 км².

Ключевые слова: баженовская свита, пиролиз, материальный баланс, модифицированная диаграмма Ван-Кревелена, типы органического вещества, нефтегазогенерационные свойства, коэффициенты превращения и эмиграции, тиобитум, гидротермальные флюиды, удельная генерация нафтидов

DOI: 10.31857/S0016752521020096

ВВЕДЕНИЕ

Для оценки перспектив нефтегазоносности того или иного осадочного бассейна геологическая нефтяники в середине прошлого века обычно использовали метод материального баланса в комплексе с осадочно-миграционной теорией нафтидогенеза (Успенский, 1954; Вассоевич, 1967; Вассоевич и др., 1970; Неручев, 1969; Неручев,

1998; Конторович и др., 1975). Но уже в его конце начали активно развиваться пиролитические методы исследования нефтематеринских пород, которые дали возможность оперативно оценивать нефтегазогенерационные свойства органического вещества (ОВ), присутствующего в тех или иных типах пород, а затем послужили началом следующему этапу моделирования процесса об-

разования нафтидов, получившему впоследствии название “бассейновое моделирование” (Астахов, 2015; Богородская и др., 2005; Волков и др., 2016; Галушкин, 2007; Гончаров, Харин, 1982; Гончаров и др., 2016; Конторович и др., 1986; Лопатин, Емец, 1985; Меленевский, 1985; Тиссо, Вельте, 1981; Durand, Paratte, 1983; Espitalié, 1985; Espitalié et al., 1988, 1991; Horsfield et al., 1988; Lafargue, 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 палеотектонической 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, еще 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, поступающих в зонах дробления из фундамента в осадочный чехол (Зубков, 2017).

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 баженской свиты и ее аналогов, предлагается достаточно простой и сравнительно недорогой вариант использования модифицированного метода материального баланса, но основанного не только на результатах исследования элементного состава сидикахитов, 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), а также при помощи данных, полученных с помощью пиролитических исследований (Зубков, Прямоноснова, 1988; Зубков и др., 2000, 2005; Зубков, 2015).

Целью настоящей публикации является демонстрация возможностей предлагаемого метода на примере баженской свиты и ее лито-стратиграфических аналогов, являющихся, по мнению большинства ученых-нефтянников, главными

нефтегазоматеринскими отложениями в разрезе Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Еще одной важной особенностью этой свиты является то, что она представляет собой не только нефтегазогенерирующую, но и нефтегазоносную толщу. Из ее отложений в 1968–1969 г.г. на территории Салымского месторождения геологами Горноправдинской экспедиции, руководимой замечательным геологом-нефтяником Ф.К. Салмановым, впервые были получены высокодебитные притоки нефти.

АППАРАТУРА И МЕТОДИКИ

Исследование нефтегазогенерационных свойств образцов, отобранных из отложений баженской свиты и ее аналогов различных месторождений (рис. 1), осуществлялось на модифицированном программно-аппаратурном комплексе “Хромат-эк-Кристалл 5000.2”. Результатами этих исследований являются следующие определяемые параметры: S_1 , S_2 и $T_{\max}$. Принято считать, что 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°C в течение 3 мин. Пик S_2 , также в соответствии с общепризнанным мнением, соответствует количеству УВ, выделяющихся из образцов при их дальнейшем нагреве в интервале температур 300–650°C в результате термкрекинга оставшейся мобильной части ОВ (Богородская и др., 2005; Волков и др., 2016; Гончаров, Харин, 1982; Гончаров и др., 2010, 2016; Зубков, Прямоноснова, 1988; Зубков и др., 2000; Зубков, 2005, 2015; Конторович и др., 1986; Лопатин, Емец, 1987; Меленевский, 1985; Тиссо, Вельте, 1981; Espitalié, 1985; Espitalié and et al., 1991; Lafargue, Behar, 1989; Larter, 1985 и др.).

На анализаторе АН 7529-М, после удаления карбонатов из анализируемых образцов, определялось содержание в них органического углерода ($C_{\text{орг}}$). Величина HI рассчитывалась в соответствии с известным уравнением:

$$HI = S_2 \times 100 / C_{\text{орг}}, \quad (1)$$

Для проведения геохимических расчетов на основе полученных пиролитических данных применялась оригинальная модифицированная диаграмма Ван-Кревелена, построенная с использованием результатов анализов элементного состава различных типов пород, характеризующихся повышенным содержанием ОВ: углей, черных сланцев, битумов и т.д., находящихся на различных стадиях катагенеза, а также различных типов нафтидов (в расширенном понимании, предложенном А.Э. Конторовичем). То есть под этим термином понимается весь комплекс УВ (газооб-

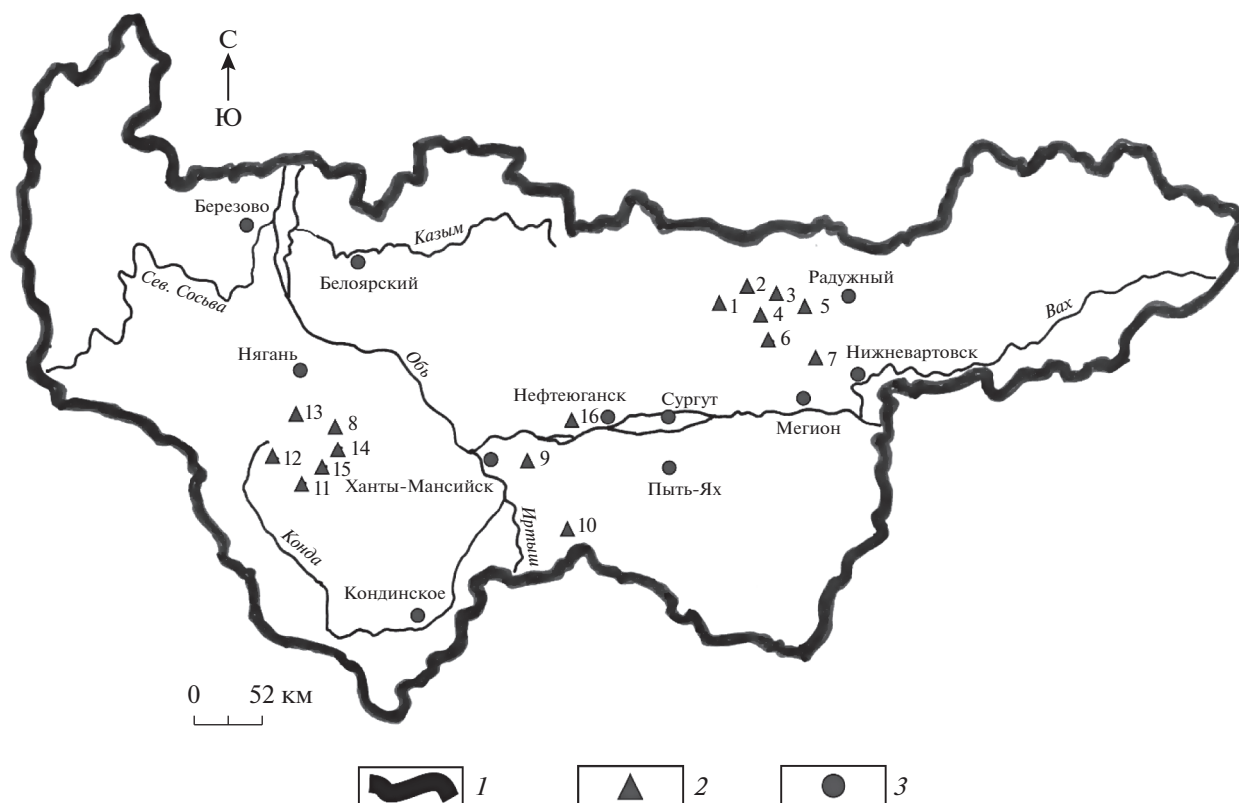


Рис. 1. Схема расположений месторождений и площадей, в пределах которых производился отбор образцов на пиролитические исследования. 1 – границы Ханты-Мансийского автономного округа; 2 – расположение месторождений и площадей; 3 – населенные пункты. Месторождения: 1 – Тевлинско-Русскинское; 2 – Южно-Ягунское; 3 – Ново-Ортыгунское; 4 – Дружное; 5 – Повховское; 6 – Нон-Еганское; 7 – Северо-Егурьяхское; 9 – Приобское; 10 – Верхне-Салымское; 11 – Западно-Семивидовское; 12 – Тальниковое; 15 – Краснотенинское; 16 – Маслиховское. Площади: 8 – Пальяновская, 13 – Ем-Еговская; 14 – Каменная.

разные и жидкие) и гетеросоединений, генерируемых исходным ОВ, а не только нефть и ее дериваты, как предлагалось Муратовым (1954).

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. 2а, 2б).

Кроме значений HI , расположенных на правой оси ординат, для удобства ведения расчетов, на левой оси ординат нанесена равномерная шкала с величинами исходного нефтегазогенерационного потенциала всевозможных типов ОВ, изменяющимися от 0 до 100%, с которой спускаются упомянутые выше гипотетические “нефтегазогенерационные” или сокращенно “генерационные” кривые, расположенные через 5% друг от друга (рис. 2б). В дальнейшем рассматриваемый параметр будем называть коэффициентом остаточной нефтегазогенерации ($K_{он}$), а его первоначальную или исходную величину (до начала процесса нефтегазогенерации) обозначим как $K_{он\text{ исх.}}$. Именно эти

значения $K_{он\text{ исх.}}$, как и величины HI , расположены на осях ординат напротив друг друга (рис. 2б).

По аналогии с предложенными Тиссо и Вельте (1981) 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 $K_{он\text{ исх.}}$, 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. 2б).

Как и любая другая модель, предлагаемая модифицированная диаграмма Ван-Кревелена имеет свои ограничения и допусаемые (строго не доказанные) предположения, которые заключаются в следующем. Во-первых, принимается, что генерация нафтидов ОВ начинается, когда величина T_{max} образца составляет 410°C и более. Во-вторых, что генерация им нафтидов в основном заканчивается, когда величина его T_{max} достигает значений около 460°C. В-третьих, что процесс генерации ОВ нафтидов, в анализируемых образцах, осуществляется в соответствии с расположением его фигуративной или “виртуальной” точки

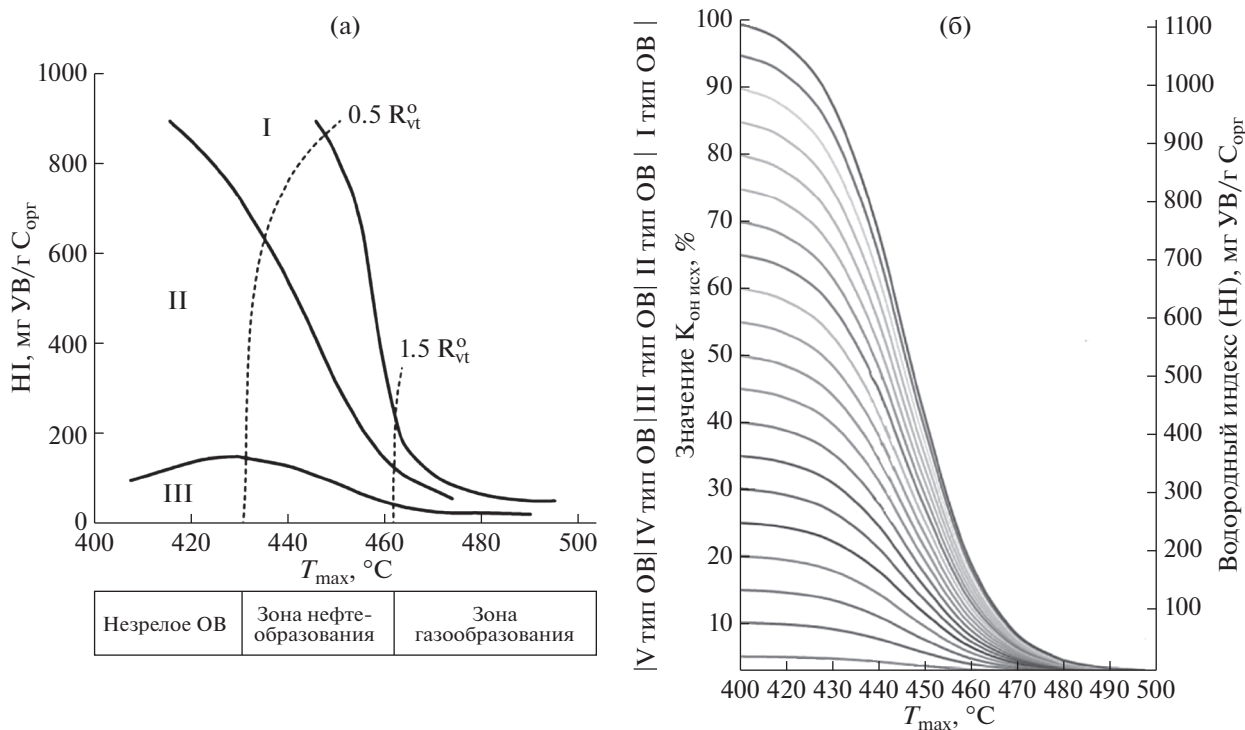


Рис. 2. Модифицированная диаграмма Ван-Кревелена. а – традиционная; б – предлагаемая авторами. Условные обозначения: (I, II, III – типы ОВ по Тиссо, Вельте, 1981), R_{vt}^0 – отражательная способность витринита; HI – водородный индекс.

на той или иной генерационной кривой, присутствующей на модифицированной диаграмме Ван-Кревелена (рис. 2б).

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 .

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

Для облегчения понимания нижеследующих экспериментальных и расчетных данных приведена упрощенная схема термического созревания ОВ II типа, в процессе которого происходит генерация им нефтидов (рис. 3).

Текущее (современное) содержание ОВ – $ОВ_{тек}$, находится путем умножения $C_{орг}$ (в расчете на породу) на соответствующий переводной коэффи-

циент, учитывающий его современный элементный состав.

Дебитуминированное ОВ или $ОВ_{д}$, находится вычитанием из $ОВ_{тек}$ значения S_1 , переведенного 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 остается в виде инертного остатка после завершения процесса нефтегазогенерации, вычисляется путем вычитания из $ОВ_{д}$ значения S_2 (так же переведенного 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 чем говорилось выше (рис. 3).

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

Для определения исходного содержания ОВ ($ОВ_{иск}$) необходимо на идеализированной номограмме, двигаясь влево вверх по генерационной кривой, на которую попала точка с соответствующими координатами HI– T_{max} полученными по

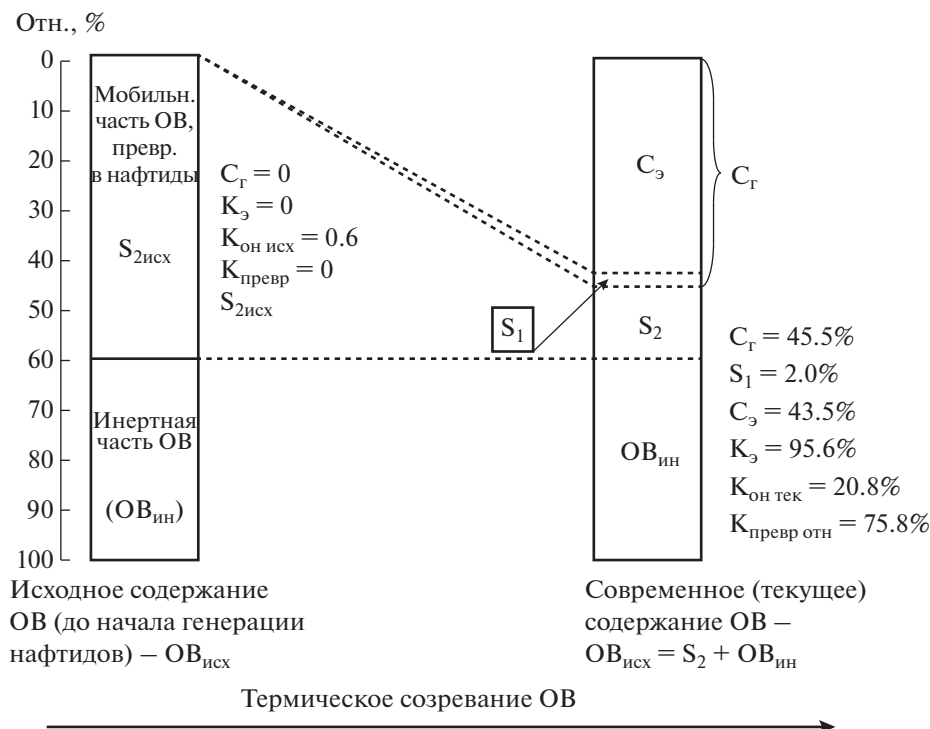


Рис. 3. Схема термического созревания органического вещества II типа (по Зубков и др., 2005 с изменениями).

данным пиролиза для анализируемого образца, найти величину $K_{он\text{ исх.}}$, соответствующую исходному значению остаточного нефтегазогенерационного потенциала, выраженному в %, который в этой точке по смыслу правильнее назвать начальным (см. выше). Вычисляем переводной коэффициент (K_1) для расчета величины $ОВ_{исх.}$ следующим образом:

$$K_1 = 100\% / (100\% - K_{он\text{ исх.}}\%). \quad (2)$$

Откуда:

$$ОВ_{исх.}\% = ОВ_{ин}\% \times K_1. \quad (3)$$

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

$$S_{2\text{ исх.}}\% = ОВ_{исх.}\% - ОВ_{ин.}\%. \quad (4)$$

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

$$K_{он\text{ тек.}} = S_2\% / ОВ_{исх.}\%. \quad (5)$$

Для перевода полученного значения в % оно умножается на 100.

Тогда абсолютное значение коэффициента превращения $ОВ_{исх.}$ в нафтиды ($K_{превр.\text{ абс.}}$) равно:

$$K_{превр.\text{ абс.}}\% = K_{он\text{ исх.}}\% - K_{он\text{ тек.}}\%. \quad (6)$$

Относительная величина того же параметра ($K_{превр.\text{ отн.}}$), находится при условии, что величина $K_{он\text{ исх.}}$ принимается за 100%, и равняется:

$$K_{превр.\text{ отн.}}\% = (K_{превр.\text{ абс.}} / K_{он\text{ исх.}}) \times 100\%. \quad (7)$$

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

$$C_Г, \% = S_{2\text{ исх.}}\% - S_2, \%. \quad (8)$$

Количество эмигрировавших нафтидов ($C_Э$) равно:

$$C_Э, \% = C_Г, \% - S_1, \%. \quad (9)$$

Коэффициент эмиграции ($K_Э$) равен:

$$K_Э, \% = (C_Э / C_Г) \times 100\%. \quad (10)$$

Для экспрессной качественной оценки нефтегазогенерационных свойств использовано также отношение S_1/S_2 , для удобства представления полученных данных умноженное 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. Конкретные примеры использования этого отношения будут рассмотрены ниже. Здесь, однако, следует заметить, что использовать предлагаемую методику расчетов

нефтегазогенерационных свойств образцов следует только для таковых, которые отобраны исключительно из нефтегазоматеринских толщ, в которых присутствуют только автохтонные нефтиды. Действительно, если будут использованы результаты пиролиза пород-коллекторов, насыщенных аллохтонными УВ, то мы получим ошибочные расчетные данные, часто имеющие отрицательные значения.

Все исследованные образцы условно названы аргиллитами, хотя на самом деле они имеют полиминеральный состав, в котором часто преобладает аутигенный биогенный кремнезем. Всего проанализировано порядка 340 образцов, отобранных в пределах 13 месторождений и 3 площадей (рис. 1).

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Из-за большого количества образцов результаты их пиролитических исследований и выполненных на их основе расчетов невозможно привести в настоящей публикации полностью. Поэтому в таблице даются лишь интервалы изменения рассматриваемых параметров и их среднеарифметические значения (табл. 1). По той же причине приводятся рисунки с модифицированными диаграммами Ван-Кревелена и геохимическими разрезами с подробным их описанием не для всех исследованных скважин, а лишь для некоторых из них (рис. 4–9, 11).

Начнем рассмотрение полученных результатов с образцов, у которых, по данным пиролитических исследований значения $T_{\max}$ имеют минимальные значения, то есть с образцов, характеризующихся минимальной степенью катагенеза или термического превращения. К таковым относятся образцы, отобранные из отложений баженовской свиты в пределах Северо-Егурьяхского и нижнеданиловской подсвиты (ее лито-стратиграфического аналога) — на Западно-Семивидовском месторождениях (рис. 4, 5, табл. 1).

Образцы баженовской свиты, отобранные в пределах Северо-Егурьяхского месторождения, характеризуются широкими вариациями значений $K_{\text{он исх.}}$, изменяющимися в пределах от 51.1 до 80.0%, при среднем значении, равном 62.7%, то есть попадают в поля, соответствующие III-му и II-му типам ОВ (рис. 4, табл.). Величина $K_{\text{превр. отн.}}$ в среднем составляет всего 20.1%. Иными словами, в среднем почти 80% исходного генерационного потенциала ОВ рассматриваемых образцов, осталось не реализованным. Значение C_T в среднем составляет 2.56%, что говорит о незначительном объеме образовавшихся нефтидов, но, тем не менее, все же их основная часть эмигрировала из битуминозных отложений (величина K_3 в среднем составляет 74%). Значения отношения $(S_1/S_2) \times 10^{-2}$,

составляют в среднем 5.28, что объясняется, главным образом, сравнительно небольшим количеством нефтидов, образовавшихся в рассматриваемых отложениях и их энергичной эмиграцией (рис. 4, табл. 1).

Образцы из скважины, пробуренной в пределах Западно-Семивидовского месторождения отобраны из отложений нижнеданиловской подсвиты, распространенной в Приуральской нефтегазовой области, являющейся, как было отмечено выше, литолого-стратиграфическим аналогом баженовской свиты. Они отобраны в периферийной части верхнеюрско-нижнеленокомского морского бассейна (рис. 1, 5, табл.). Тем не менее, эти отложения характеризуются довольно высокими значениями $K_{\text{он исх.}}$, варьирующими в пределах 30.5–75.3%, при среднем значении 54.59%, т.е. ОВ, входящее в состав нижнеданиловских отложений чаще всего относится к III-му типу, хотя часть образцов содержит ОВ IV-го и II-го типов. Степень катагенетического превращения ОВ, содержащегося в рассматриваемых образцах, невелика ($K_{\text{превр. отн.}}$ изменяется в пределах от 18.79 до 39.72% при среднем значении равном 29.26%). Иными словами, ОВ, входящее в состав рассматриваемых образцов, в среднем израсходовало всего около 30% от своего исходного генерационного потенциала. Величина C_T этого ОВ изменяется от 0.2 до 3.95% при среднем значении равном 1.61% (рис. 5, табл. 1). Основная часть образовавшихся нефтидов эмигрировала из этих образцов (K_3 изменяется от 80 до 94% при средней величине равной 88%), что подтверждается невысокими значениями отношения $(S_1/S_2) \times 10^{-2}$, которое варьирует в пределах 3.18–8.06 при средней величине равной 4.91.

Для оценки степени изменчивости генерационных свойств битуминозных отложений на кратчайших расстояниях, из одного и того же куска керна, отобранного из баженовской свиты Новоортьягунского месторождения, длиной всего 4–5 см, на пиролитические исследования брались от двух до пяти образцов. Проведенные на них пиролитические исследования позволили установить, что на ближайшем расстоянии (всего через 1–3 см) друг от друга генерационные свойства этих образцов резко изменяются в широких пределах. Это касается как всех определенных пиролитическим методом параметров, так и рассчитанных на их основе генерационных свойств исследованных образцов (рис. 6).

Так их исходный генерационный потенциал ($K_{\text{он исх.}}$) варьирует от 41.6 до 76.0%, составляя в среднем 57.9% (рис. 6, табл. 1). Иными словами, ОВ, входящее в их состав преимущественно относится к III, реже II типам. Оно израсходовало в среднем около 44% от своего исходного генерационного потенциала и генерировало в среднем

Таблица 1. Вариации и средние значения исходных пиролитических данных образцов, отобранных из баженовской свиты и ее аналогов, а также рассчитанных на их основе генерационных параметров

Значения	Исходные данные					Рассчитанные генерационные параметры											Количество образцов, шт.		
	$C_{\text{пор}}, \%$	$S_1, \text{мг ВВ/г пор}$	$S_2, \text{мг ВВ/г пор}$	$T_{\text{max}}, ^\circ\text{C}$	$\text{HI, мг ВВ/г } C_{\text{опт}}$	$OB_{\text{тек}}, \%$	$OB_{\text{д}}, \%$	$OB_{\text{ин}}, \%$	$OB_{\text{исх}}, \%$	$S_{2\text{исх}}, \%$	$K_{\text{он исх}}, \%$	$K_{\text{он тек}}, \%$	$K_{\text{прев. abs}}, \%$	$K_{\text{прев. отн}}, \%$	$C_{\text{г}}, \%$	$C_{\text{э}}, \%$		$K_{\text{э}}, \%$	$S_1/S_2 \times 10^{-2}$
Тевлинско-Русское месторождение																			
(min-max)	2.89-25.50	0.05-2.55	22.56-171.04	435-440	571-780	3.31-28.89	3.18-28.77	0.92-11.67	5.99-41.96	5.07-32.97	65.40-84.40	34.86-40.76	27.91-46.74	42.68-55.38	2.81-15.93	2.68-15.89	93-100	0.07-5.96	5
Среднее	14.34	1.12	97.68	438	680	16.26	16.15	6.38	24.93	18.55	74.40	38.28	36.12	48.21	8.78	8.67	97	2.50	
Южно-Ягунское месторождение																			
(min-max)	0.80-18.26	0.22-2.78	3.74-88.06	434-440	397-526	0.89-20.29	0.87-20.12	0.49-11.31	1.09-26.76	0.60-15.44	48.50-65.30	28.75-34.28	15.04-35.59	30.88-54.50	0.23-8.04	0.20-7.92	84-99	1.7-8.68	14
Среднее	9.07	1.50	43.71	438	473	10.08	9.93	5.56	14.11	8.55	58.32	31.19	27.14	45.99	4.18	4.03	94	4.34	
Новоуртыгунское месторождение																			
(min-max)	5.89-12.16	1.19-2.82	25.24-58.20	434-439	329-680	6.51-13.50	6.35-13.33	3.30-8.06	8.61-18.49	4.78-11.23	41.60-76.00	25.28-37.21	16.32-38.79	36.62-51.04	1.99-5.79	1.87-5.57	88-97	2.40-8.71	34
Среднее	9.35	1.99	45.00	437	481	10.39	10.19	5.69	13.84	8.16	57.86	32.41	25.45	43.74	3.66	3.46	94	4.60	
Дружное месторождение																			
(min-max)	2.86-13.20	1.23-3.66	7.57-62.80	436-444	264-508	3.11-14.60	2.88-14.43	2.13-8.60	3.61-23.47	1.49-14.78	37.40-67.80	20.17-29.51	11.84-40.70	31.66-62.95	0.73-9.04	0.50-8.87	69-98	2.98-29.59	34
Среднее	7.76	2.26	31.02	441	385	8.55	8.32	5.22	12.00	6.78	53.34	25.33	28.01	51.88	3.68	3.45	90	9.75	
Повховское месторождение																			
(min-max)	0.80-10.50	0.46-2.38	2.04-44.50	439-446	255-462	0.87-11.57	0.82-11.33	0.62-7.13	0.94-16.07	0.32-9.53	33.6-62.10	18.88-25.88	11.94-43.22	35.54-69.60	0.12-6.02	0.07-5.82	62-97	3.84-22.55	14
Среднее	6.94	1.73	25.89	442	356	7.63	7.45	4.87	10.72	5.86	51.38	23.52	27.86	53.49	3.27	3.10	92	8.84	
Нонг-Еганское месторождение																			
(min-max)	1.86-17.42	0.13-3.12	8.57-129.10	428-439	461-741	2.06-19.87	1.98-19.56	1.12-7.60	2.77-26.30	1.65-19.66	56.60-74.50	30.96-49.08	15.70-35.43	27.74-53.20	0.79-7.30	0.71-7.29	87-100	0.17-10.06	7
Среднее	9.59	1.44	59.36	434	579	10.80	10.66	4.72	14.72	10.00	64.69	38.69	26.00	40.21	4.07	3.92	94	4.06	
Северо-Егурьяхское месторождение																			
(min-max)	4.78-26.62	0.25-11.77	27.63-150.71	422-430	495-813	5.36-29.83	5.11-28.65	2.34-13.58	5.71-30.70	3.37-18.09	51.10-80.00	40.97-55.80	5.13-24.99	9.11-31.63	0.61-5.21	0.35-4.66	33-99	0.26-9.27	17
Среднее	16.50	5.42	102.81	426	631	18.60	18.06	7.78	20.62	12.84	62.68	49.73	12.95	20.11	2.56	2.02	74	5.28	
Пальнянская площадь, скв. 1																			
(min-max)	2.04-12.20	0.59-4.64	4.24-39.35	439-448	208-343	2.21-13.23	2.15-12.87	1.72-9.88	2.96-17.60	1.24-9.11	32.20-57.90	14.32-24.91	11.84-39.26	36.77-67.81	0.81-6.09	0.75-5.96	79-98	3.60-18.93	9
Среднее	8.38	1.78	25.68	444	297	9.14	8.96	6.40	12.42	6.02	46.06	20.08	25.98	55.31	3.46	3.28	93	7.90	

Таблица 1. Продолжение

Значения	Исходные данные					Рассчитанные генерационные параметры												Количество образцов, шт.	
	$C_{\text{пор}}, \%$	$S_1, \text{мг ВВ/г пор}$	$S_2, \text{мг ВВ/г пор}$	$T_{\text{max}}, ^\circ\text{C}$	$\text{НН}, \text{мг ВВ/г } C_{\text{опт}}$	$OB_{\text{тек}}, \%$	$OB_{\text{дт}}, \%$	$OB_{\text{ин}}, \%$	$OB_{\text{исх}}, \%$	$S_{\text{зисх}}, \%$	$K_{\text{он исх}}, \%$	$K_{\text{он тек}}, \%$	$K_{\text{перв. абс.}}, \%$	$K_{\text{перв. отн.}}, \%$	$C_{\text{т}}, \%$	$C_3, \%$	$K_3, \%$		$S_1/S_2 \times 10^{-2}$
(min–max) Среднее	0.77–10.24 5.57	0.70–9.17 3.68	1.80–20.38 10.08	440–447 443	123–308 203	0.83–11.05 5.99	0.76–10.67 5.62	0.58–8.63 4.62	0.90–13.44 6.74	0.32–4.80 2.13	18.60–46.70 32.39	11.12–22.80 16.50	7.48–24.96 15.69	37.18–59.15 47.54	0.14–2.77 1.12	0.03–2.39 0.75	5.0–87 53	15.27–83.35 40.27	10
	Пальнянская площадь, скв. 2																		
	(min–max) Среднее	0.80–16.84 9.17	0.29–5.12 3.62	1.80–21.29 12.00	440–450 445	89–258 148	0.87–18.00 9.83	0.84–17.53 9.46	0.63–15.69 8.26	1–19.39 10.94	0.36–4.79 2.67	14.50–36.90 26.12	8.03–20.77 12.23	6.47–20.49 13.89	41.16–60.28 52.91	0.15–2.66 1.47	0.09–2.21 1.11	25–83 67	14.09–123.57 44.35
(min–max) Среднее	1.92–16.99 6.43	0.67–5.57 2.65	8.35–76.52 29.72	440–447 443	422–557 464	2.12–18.81 7.13	2.06–18.26 6.86	1.22–10.60 3.89	3.29–35.18 13.51	2.06–24.57 9.62	61.90–75.20 68.60	15.71–30.53 23.75	36.50–59.49 44.85	57.77–79.11 65.02	1.23–16.92 6.64	1.16–16.39 6.38	91–97 95	7.28–12.55 9.24	5
	Приобское месторождение, скв. 1																		
	(min–max) Среднее	1.44–16.80 6.96	0.39–4.34 2.50	4.50–64.45 26.15	438–447 443	313–423 364	1.57–18.48 7.64	1.53–18.04 7.40	1.08–11.60 4.78	2.29–26.46 10.94	1.21–14.86 6.16	50.30–58.80 54.69	18.52–30.06 23.45	22.24–39.71 31.24	42.52–67.53 56.86	0.76–8.41 3.54	0.71–7.98 3.29	73–96 91	6.73–25.94 11.69
(min–max) Среднее	1.01–13.31 5.86	0.48–5.07 2.93	2.32–48.36 21.64	436–449 442	229–476 362	1.10–14.61 6.44	1.04–14.46 6.14	0.81–9.62 3.98	1.13–18.55 9.02	0.32–10.24 5.05	28.30–74.00 52.96	15.14–31.03 24.23	7.87–57.15 28.73	27.30–77.23 52.04	0.09–7.48 2.88	0.04–7.26 2.59	25–97 80	3.10–44.32 17.20	21
	Приобское месторождение, скв. 3																		
	(min–max) Среднее	5.77–12.03 8.69	3.90–7.60 5.47	7.90–16.40 12.56	449–457 453	121–191 146	6.18–12.89 9.32	5.79–12.38 8.77	5.00–10.74 7.51	9.24–25.31 14.37	4.23–14.57 6.85	36.40–55.30 44.68	6.48–13.45 9.11	27.34–48.82 35.57	68.57–88.28 79.15	3.44–12.93 5.60	2.71–12.42 5.05	78–96 88	31.10–58.90 44.32
(min–max) Среднее	5.77–12.03 8.69	3.90–7.60 5.47	7.90–16.40 12.56	449–457 453	121–191 146	6.18–12.89 9.32	5.79–12.38 8.77	5.00–10.74 7.51	12.74–58.78 23.81	8.74–48.04 16.30	50.20–80.30 62.60	2.79–9.77 6.05	43.24–77.51 56.55	83.07–96.53 89.88	7.71–46.60 15.04	6.95–45.89 14.49	95–99 95	31.10–58.90 44.32	8
	Верхне–Салымское месторождение (откорректированный вариант)																		
	(min–max) Среднее	5.77–12.03 8.69	3.90–7.60 5.47	7.90–16.40 12.56	449–457 453	121–191 146	6.18–12.89 9.32	5.79–12.38 8.77	5.00–10.74 7.51	12.74–58.78 23.81	8.74–48.04 16.30	50.20–80.30 62.60	2.79–9.77 6.05	43.24–77.51 56.55	83.07–96.53 89.88	7.71–46.60 15.04	6.95–45.89 14.49	95–99 95	31.10–58.90 44.32
(min–max) Среднее	2.01–18.65 7.27	0.19–5.21 1.92	5.98–111.26 38.83	426–434 431	259–721 512	2.19–20.96 8.12	2.17–20.44 7.93	1.55–9.32 4.05	2.38–23.06 9.54	0.80–13.75 5.49	30.50–75.30 54.49	21.89–48.24 37.96	8.12–29.91 16.53	18.79–39.72 29.26	0.20–3.95 1.61	0.18–3.70 1.42	80–94 88	3.18–8.06 4.91	8
	Западно–Семиводское месторождение																		
	(min–max) Среднее	2.01–18.65 7.27	0.19–5.21 1.92	5.98–111.26 38.83	426–434 431	259–721 512	2.19–20.96 8.12	2.17–20.44 7.93	1.55–9.32 4.05	2.38–23.06 9.54	0.80–13.75 5.49	30.50–75.30 54.49	21.89–48.24 37.96	8.12–29.91 16.53	18.79–39.72 29.26	0.20–3.95 1.61	0.18–3.70 1.42	80–94 88	3.18–8.06 4.91

Таблица 1. Окончание

Значения	Исходные данные					Рассчитанные генерационные параметры										Количество образцов, шт.		
	$C_{\text{пор}}, \%$	$S_1, \text{мг ВВ/г пор}$	$S_2, \text{мг ВВ/г пор}$	$T_{\text{max}}, ^\circ\text{C}$	$\text{мг ВВ/г } C_{\text{опт}}$	$OB_{\text{тек}}, \%$	$OB_{\text{дп}}, \%$	$OB_{\text{ин}}, \%$	$OB_{\text{исх}}, \%$	$S_{2\text{исх}}, \%$	$K_{\text{он исх}}, \%$	$K_{\text{он тек}}, \%$	$K_{\text{прев. абс}}, \%$	$K_{\text{прев. отн}}, \%$	$C_{\text{т}}, \%$		$C_3, \%$	$K_3, \%$
Тальниковое месторождение																		
(min–max)	1.92–3.24	0.22–0.45	5.65–12.90	428–444	271–398	2.09–3.57	2.07–3.55	1.50–2.31	2.64–3.85	0.87–1.60	32.50–46.20	19.80–33.47	6.85–26.38	17.98–57.10	0.25–0.78	0.22–0.76	84–97	1.71–4.60
Среднее	2.65	0.29	9.49	433	351	2.90	2.88	1.93	3.26	1.33	40.30	28.54	11.76	28.51	0.38	0.35	92	3.00
Ем-Егоровская площадь, скв. 1																		
(min–max)	2.05–12.60	0.09–4.19	0.86–56.45	425–443	42–498	2.18–13.94	2.17–13.78	2.00–8.19	2.28–20.07	0.19–12.82	8.00–62.90	3.78–32.75	4.21–37.32	12.27–59.33	0.11–7.69	0.10–7.46	47–97	2.75–18.93
Среднее	7.40	1.83	30.65	439	378	8.16	7.98	4.91	10.99	6.08	49.18	25.99	23.19	45.83	3.01	2.83	90	6.94
Ем-Егоровская площадь, скв. 2																		
(min–max)	0.88–52.78	0.12–2.77	0.36–147.56	436–454	40–530	0.94–57.41	0.92–57.13	0.85–42.61	0.98–67.17	0.09–26.64	8.30–69.60	3.61–35.03	4.69–54.39	40.08–78.15	0.05–11.88	0.03–11.63	69–99	1.73–41.20
Среднее	12.78	1.07	34.84	444	242	13.89	13.79	10.30	17.79	7.49	38.88	16.77	22.11	56.03	4.00	3.90	94	6.75
Каменная площадь																		
(min–max)	2.08–16.90	0.34–4.84	1.58–45.56	434–448	75–453	2.23–18.37	2.16–17.89	1.46–13.60	2.42–24.51	0.39–11.17	15.60–64.70	6.51–32.58	6.86–46.92	26.04–74.01	0.23–7.93	0.19–7.68	59–97	9.14–21.26
Среднее	7.61	3.07	20.97	442	283	8.28	7.97	5.87	10.59	4.72	42.87	20.31	22.56	50.31	2.62	2.31	83	15.35
Маслиховское месторождение, скв. 1																		
(min–max)	0.16–13.39	0.21–6.62	0.49–42.02	441–448	163–345	0.18–14.62	0.16–13.96	0.11–9.76	0.19–20.53	0.09–10.78	29.20–52.70	14.37–25.54	14.83–36.42	41.42–69.11	0.04–6.57	0.02–5.91	32–95	11.91–75.00
Среднее	6.94	3.53	19.38	445	268	7.55	7.20	5.26	10.11	4.85	44.06	19.41	24.66	55.18	2.91	2.56	74	29.36
Маслиховское месторождение, скв. 2																		
(min–max)	0.05–17.25	0.09–17.25	0.32–79.83	440–445	105–600	0.06–18.92	0.05–18.14	0.02–12.03	0.12–29.66	0.10–23.53	18.20–83.80	9.60–30.58	8.60–56.28	37.28–68.87	0.07–16.27	0.01–14.54	2.0–90	11.39–84.85
Среднее	7.38	5.42	27.28	443	340	8.11	7.56	4.84	11.21	6.38	50.18	22.99	27.19	51.86	3.65	3.11	70	29.36
Маслиховское месторождение, скв. 3																		
(min–max)	2.48–17.87	1.98–11.02	3.46–66.76	438–445	131–459	2.65–19.64	2.42–18.62	1.79–11.97	2.73–22.80	0.65–14.59	23.30–63.70	12.23–31.48	8.47–40.56	36.49–63.76	0.31–9.38	0.01–8.60	1.0–92	10.88–119.05
Среднее	9.19	6.03	32.38	442	304	10.07	9.47	6.23	12.79	6.56	44.47	22.32	21.06	46.78	3.32	2.72	61	38.92

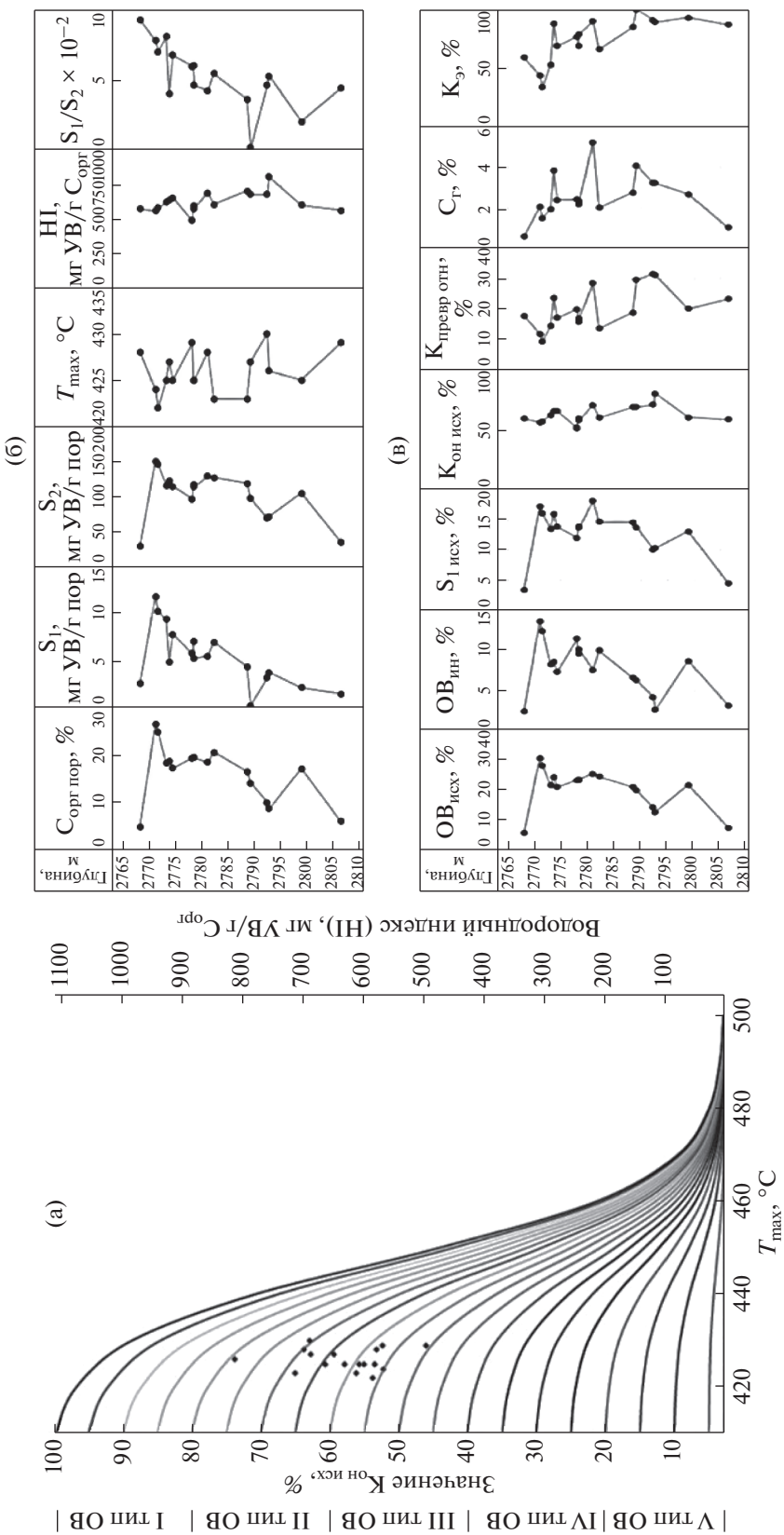
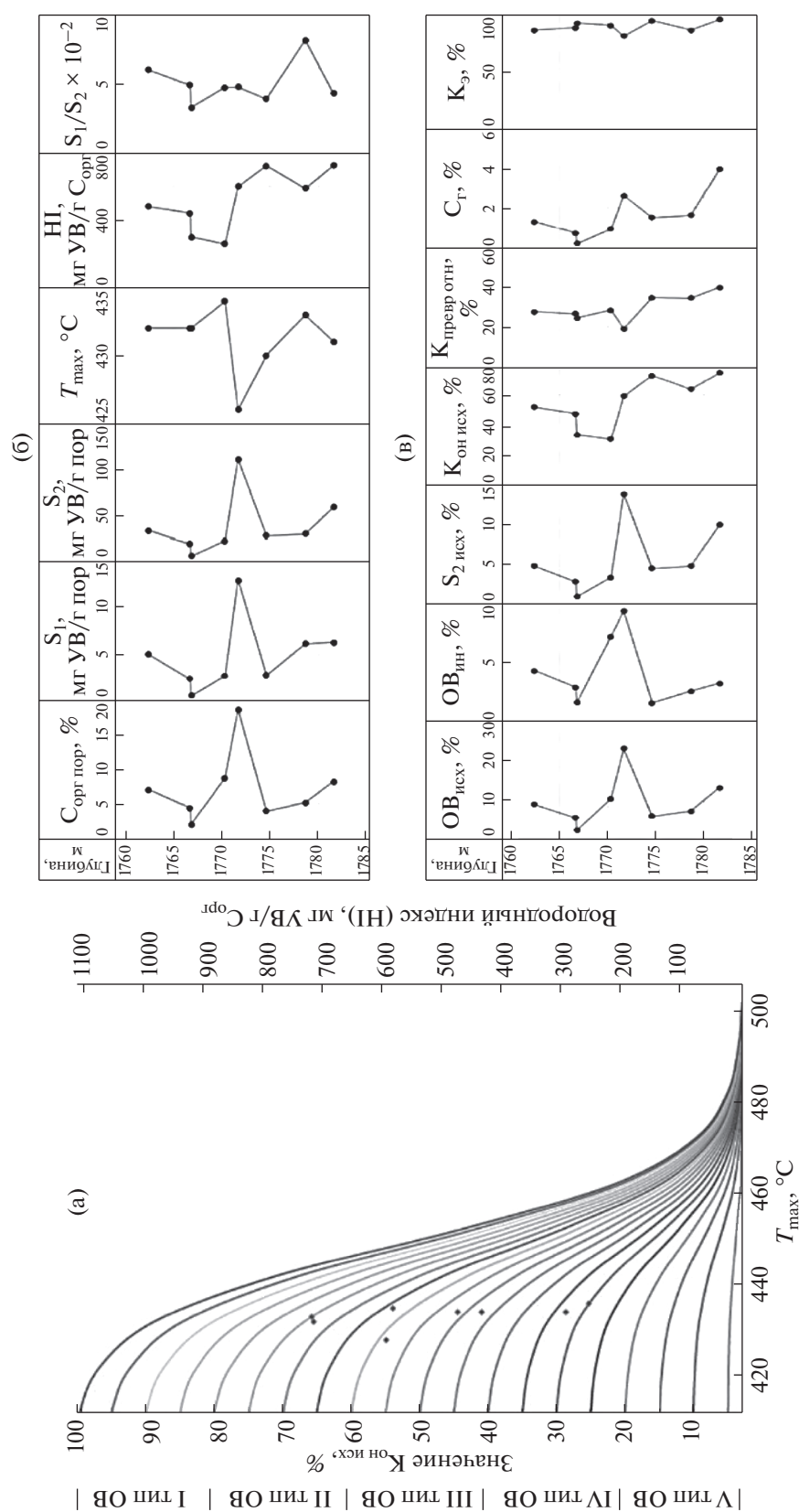


Рис. 4. Модифицированная диаграмма Ван-Кревелена (а), исходные пиролизные данные (б) и расчетные нефтегенерационные параметры (в), Северо-Егурьяхское месторождение, байдариохская свита.



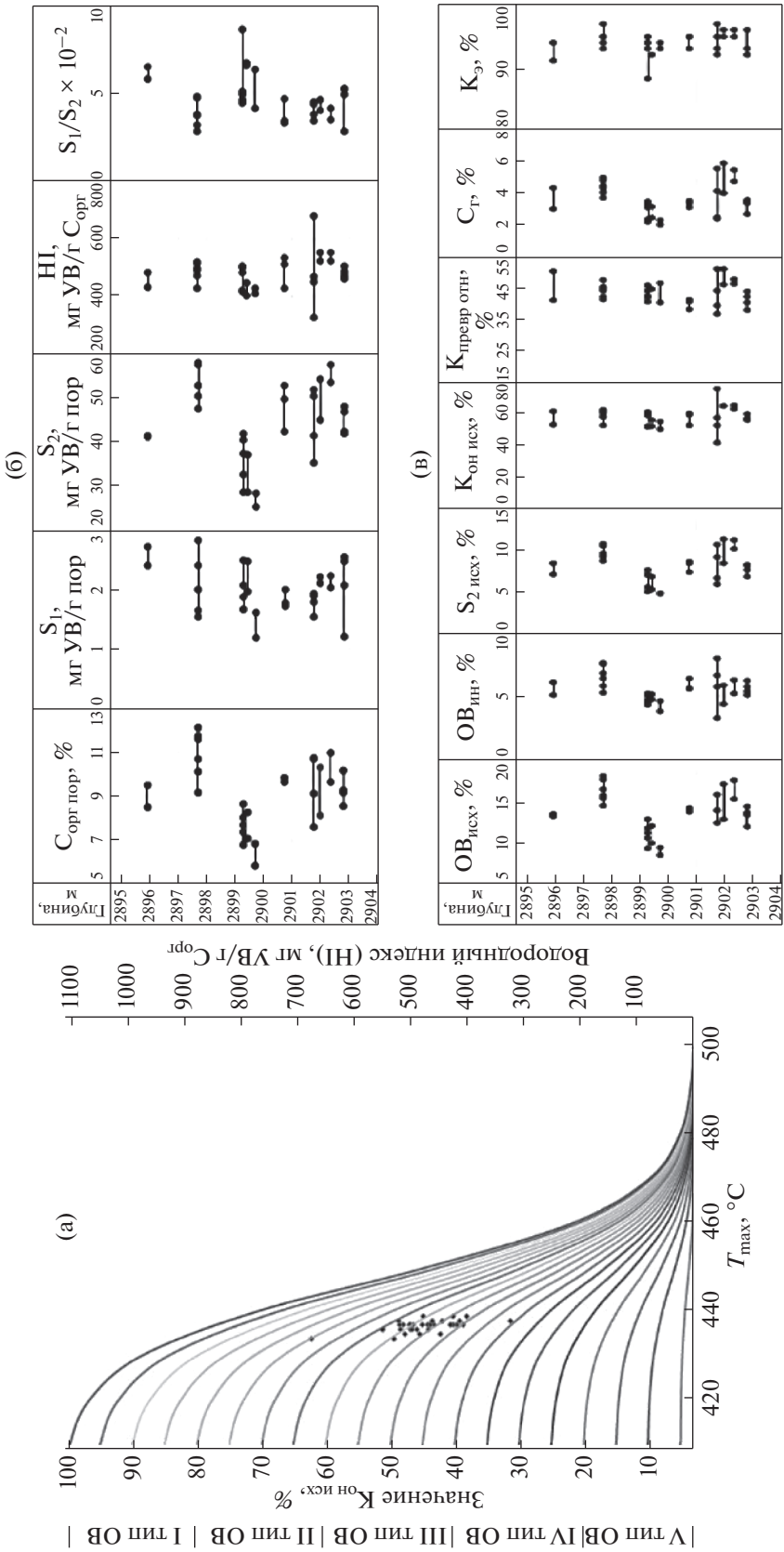


Рис. 6. Модифицированная диаграмма Ван-Кревелена (а), исходные пиролизные данные (б) и расчетные нефтегенерационные параметры (в), Новоорт-
ягунское месторождение, баженовская свита.

порядка 3.7% нафтидов, из которых основная часть эмигрировала (в среднем K_3 равен 94%). Невысокие значения отношения $(S_1/S_2) \times 10^{-2}$, в среднем равные 4.6, подтверждают этот факт.

Образцы, отобранные из битуминозных отложений в пределах Дружного месторождения, характеризуются средними по величине значениями $T_{\max}$ (около 441°C) и сравнительно невысокой концентрацией в них ОВ (среднее значение $C_{\text{орг}}$ равно 7.8%). Величина $K_{\text{он исх.}}$ варьирует в пределах от 37.4 до 67.8%, при среднем значении 53.3%, т.е. большинство образцов имеет в своем составе ОВ, относящееся к III-му типу (рис. 7, табл. 1). В процессе катагенетического созревания ОВ, входящее в состав рассматриваемых образцов, израсходовало в среднем чуть больше половины своего исходного генерационного потенциала (средняя величина $K_{\text{превр. отн.}}$ равна 51.9%). Количество образовавшихся из него нафтидов (C_r) варьирует в пределах от 0.73 до 9.04% и в среднем составляет порядка 3.68% (рис. 7, табл. 1). Величина отношения $(S_1/S_2) \times 10^{-2}$ заметно выше, чем в рассмотренных ранее образцах и в среднем составляет 9.75, что свидетельствует о том, что в этих образцах сохранилось больше образовавшихся нафтидов, чем в ранее рассмотренных образцах, отобранных в разрезе Новоортъягунского месторождения, что подтверждается и более низкими значениями K_3 , равными в среднем 90%.

Образцы, отобранные из нижнетутлейской подсвиты (лито-стратиграфический аналог баженовской свиты) Красноленинского месторождения, характеризуются довольно высокими значениями $T_{\max}$ (в среднем около 449°C) и невысоким содержанием ОВ. Величина их $C_{\text{орг}}$ изменяется от 0.83 до 13.54% при среднем значении, равном 6.56% (рис. 8, табл. 1). Их генерационный потенциал невелик. Действительно, $K_{\text{он исх.}}$ хотя и варьирует в широких пределах — от 11.3 до 85.2%, но его средняя величина составляет всего 39.52%. Иными словами, ОВ, входящее в состав этих отложений относится преимущественно к IV-му и III-му типам. Хотя в них также присутствует ОВ, относящееся к V-му и даже I-му типам (рис. 8, табл. 1). Для исследованных образцов характерен широкий интервал изменения значений $K_{\text{превр. отн.}}$, изменяющийся в пределах от 42.58 до 93.45% при средней величине, равной 65.27%. Следовательно, ОВ, входящее в состав рассматриваемых образцов, претерпело значительные катагенетические преобразования и его оставшийся генерационный потенциал составляет в среднем менее 35% от исходного (рис. 8, табл. 1). Величина C_r также изменяется в очень широком интервале значений — от 0.07 до 22.89%, при среднем значении, равном 4.05%. Основная часть образовавшихся нафтидов эмигрировала из битуминозных

отложений. Действительно, K_3 изменяется от 6 до 96% при среднем значении, равном 71%. Тем не менее, рассматриваемые отложения богаты нафтидами, что подтверждается очень высокими значениями отношения $(S_1/S_2) \times 10^{-2}$, варьирующими от 16.14 до 190.91 при средней его величине, составляющей 53.2. Иными словами в их составе присутствуют разновидности, обладающие коллаторскими свойствами, содержащими нафтиды, вероятно, частично аллохтонного и параавтохтонного происхождения.

Образцы баженовской свиты, отобранные из разреза Верхне-Салымского месторождения, характеризуются самыми высокими значениями $T_{\max}$, равными в среднем 453°C, но невысокими значениями $K_{\text{он исх.}}$. Средняя величина этого параметра составляет 44.68%, а диапазон его изменений колеблется в пределах от 36.4 до 55.3% (рис. 9, табл. 1). То есть ОВ, входящее в состав этих образцов, относится преимущественно к III-му типу. Величина параметра $K_{\text{превр. отн.}}$ варьирует в пределах 68.57–88.28%, составляя в среднем 79.15%. Следовательно, основная часть исходного генерационного потенциала ОВ, входящего в состав рассматриваемых образцов исчерпана и в среднем оставшаяся нереализованной его часть близка к 20%. Величина C_r изменяется от 3.44 до 12.93% при среднем значении 5.6%, что свидетельствует о довольно большом количестве нафтидов, генерированных ОВ, входящим в состав этих образцов (рис. 9, табл. 1). Основная часть образовавшихся нафтидов эмигрировала из рассматриваемых образцов (величина K_3 варьирует в пределах 78–96%, при среднем значении 88%), однако, тем не менее, средняя величина отношения $(S_1/S_2) \times 10^{-2}$, составляющая 44.32 свидетельствует о том, что в рассматриваемых отложениях в недавнем прошлом происходила интенсивная генерация нафтидов, немалая часть которых осталась в исследованных образцах (рис. 9, табл. 1).

ОБСУЖДЕНИЕ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Понятно, что полученные результаты носят сугубо оценочный характер, так как предложенная модель содержит ряд предположений, которые в настоящее время невозможно проверить. Так предполагается, что ось ординат проходит через значение $T_{\max}$, равное 410°C, однако нет надежных данных, которые бы однозначно свидетельствовали о том, что это значение $T_{\max}$, действительно отражает начало процесса генерации органическим веществом нафтидов, так как на пирограммах всех исследованных образцов присутствует пик S_1 , свидетельствующий о наличии в их поровом пространстве УВ, что, в свою очередь, говорит о том, что все исследованные образцы

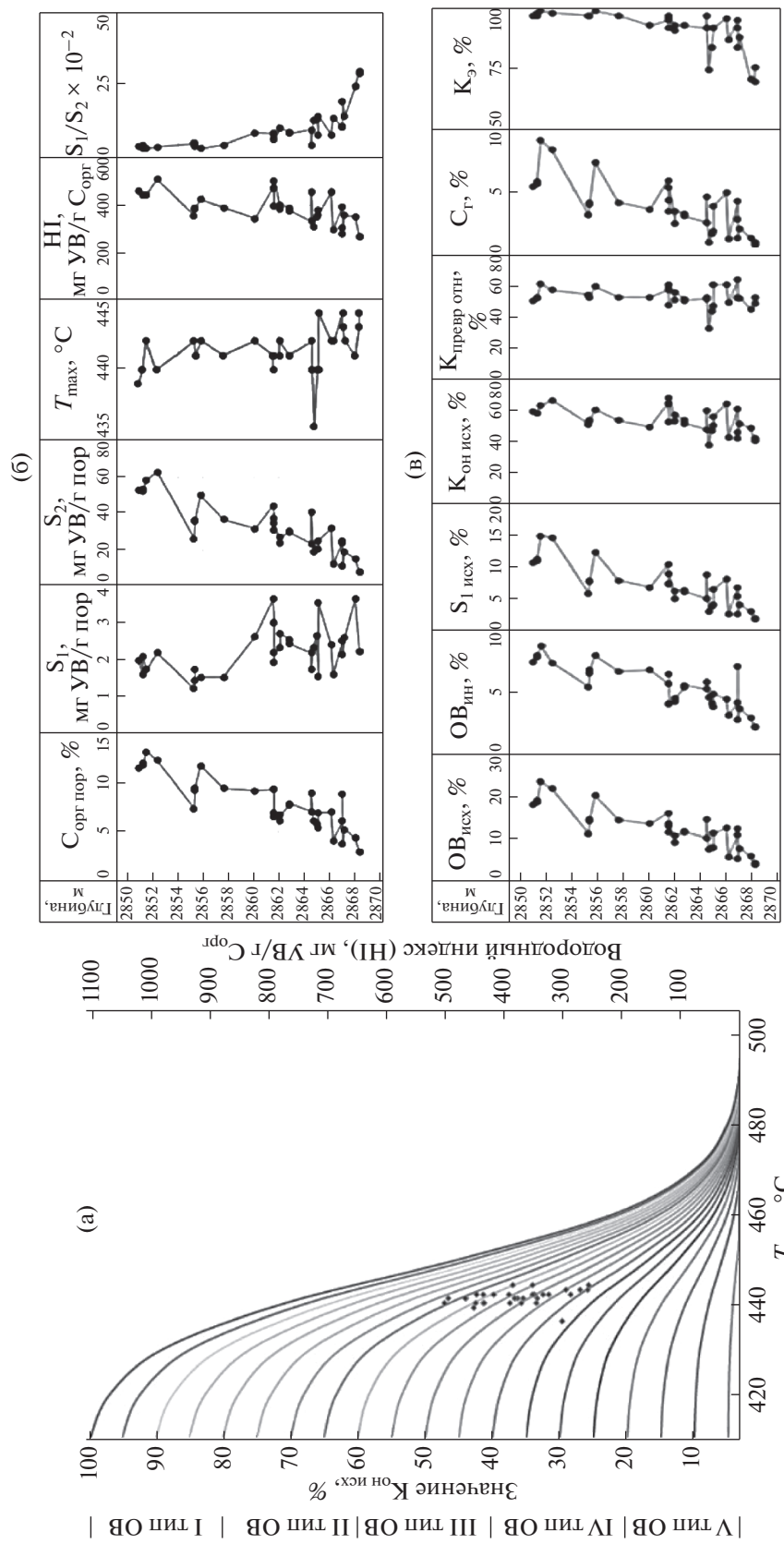


Рис. 7. Модифицированная диаграмма Ван-Кревелена (а), исходные пиролизические данные (б) и расчетные нефтегенерационные параметры (в), Дружное месторождение, баженовская свита.

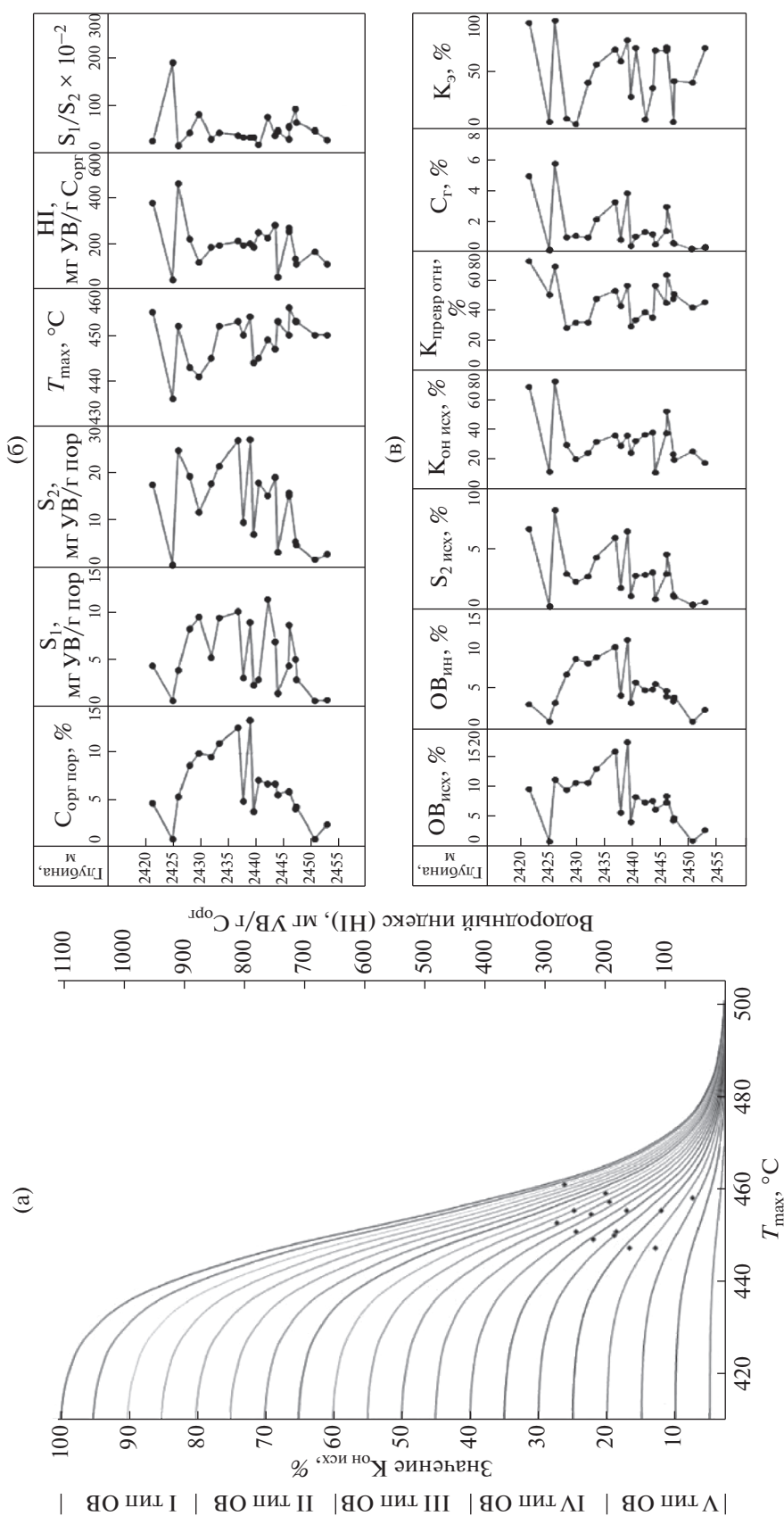


Рис. 8. Модифицированная диаграмма Ван-Кревелена (а), исходные пиролизные данные (б) и расчетные нефтегенерационные параметры (в), Красноленинское месторождение, тутлеймская свита.

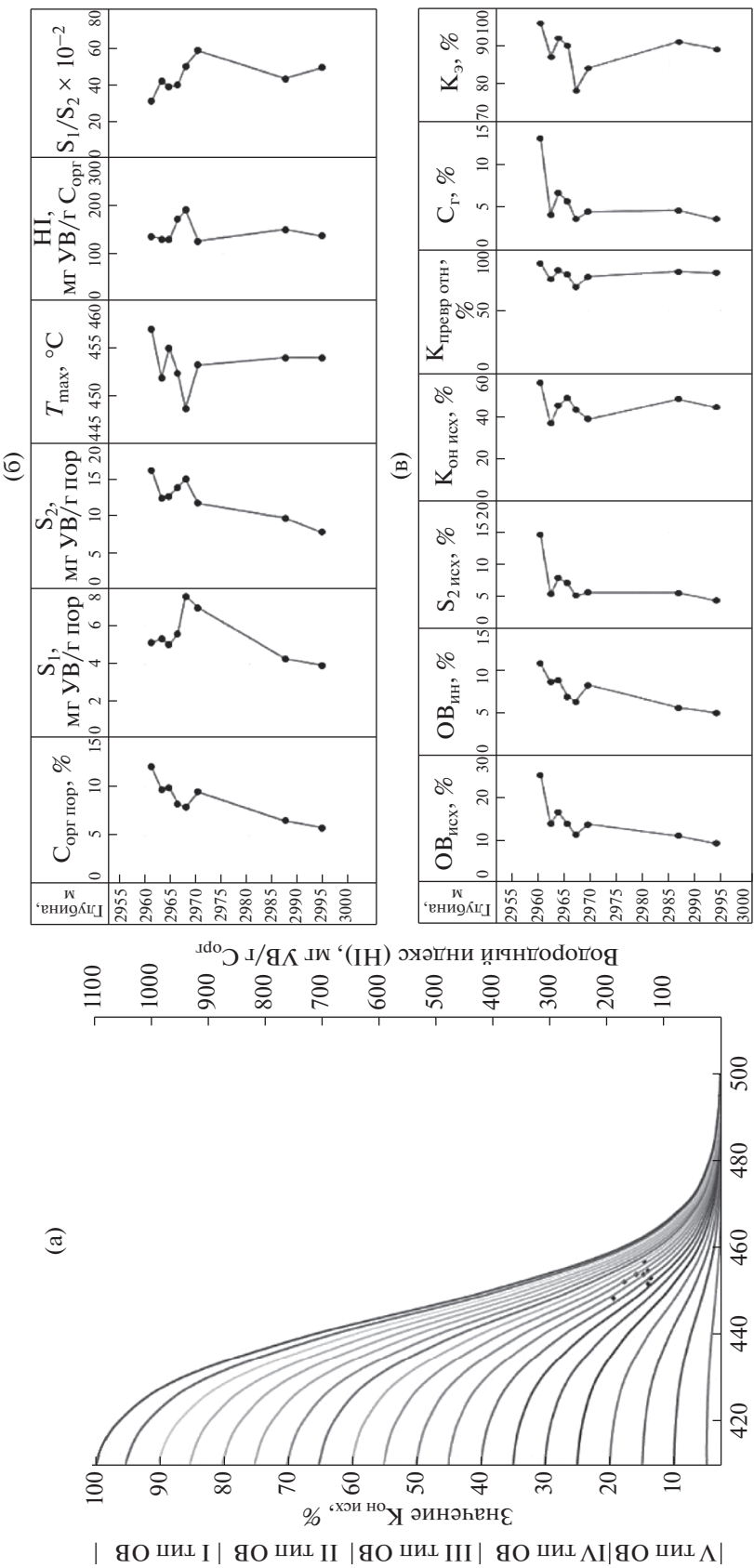


Рис. 9. Модифицированная диаграмма Ван-Кревелена (а), исходные пиролитические данные (б) и расчетные нефтегенерационные параметры (в), Верхне-Салымское месторождение, баженовская свита.

уже вступили в фазу нефтегазогенерации. Хотя нельзя полностью исключить возможность того, что в их составе присутствуют аллотигенные УВ. В этой связи стоит отметить, что по данным (Гончаров и др., 2010) пик S_1 , присутствующий на пиrogramмах образцов, в составе которых присутствует слабо катагенетически преобразованное ОВ (не вступившее в “нефтяное окно”) обусловлен присутствием в этих образцах продуктов его диагенетического преобразования.

Однако, здесь следует обратить внимание на то, что при пиролизе образцов баженовской свиты, содержащих слабо катагенетически преобразованное исходное ОВ в состав пика S_1 наряду с аутигенными и/или аллотигенными нафтидами входят углеводороды, образующиеся в результате термокрекинга этого исходного ОВ, в результате чего из него образуется битум (Зубков, 2019). Пик S_2 в этих образцах включает в себя углеводороды, выделяющиеся в результате термического разложения битума, образовавшегося на первой температурной задержке (300°C). В конце пиролитического процесса образуется инертный остаток (ОВ_{ин.}), представляющий собой кокс (Зубков, 2019).

Так же условно принято, что каждому образцу, характеризующемуся той или иной величиной НІ и $T_{\max}$ соответствует своя генерационная кривая имеющая представленный на рис. 2б вид, по которой движется его фигуративная точка по мере его катагенетической трансформации. Причем сама форма этой кривой и ее наклон так же выбраны достаточно произвольно исходя из общих соображений и имеющихся литературных данных, которые свидетельствуют о том, что процессу интенсивной нефтегазогенерации соответствует интервал $T_{\max}$ от 430 до 460°C, что примерно соответствует значениям $R_{\text{вт}}^0$, изменяющимся от 0.5 до 1.5% (Богородская и др., 2005; Волков и др., 2016; Гончаров и др., 2016; Конторович и др., 1986; Лопатин, Емец, 1987; Меленевский, 1985; Чахмачев и др., 1989). Поэтому нельзя исключить возможность того, что форма генерационной кривой может изменяться в зависимости от мацерального состава ОВ, присутствующего в том или ином образце, а также кинетических параметров, управляющих процессом нефтегазогенерации.

Обращает на себя внимание широкий диапазон вариаций значений НІ при сравнительно небольшом интервале значений $T_{\max}$, в пределах которого располагаются фигуративные точки, соответствующие образцам, отобранным из одной и той же скважины, который, как правило, не превышает 5–10°C (рис. 4–9, табл. 1). Если принять концепцию, предложенную Б. Тиссо и Д. Вельте (1981) и других авторов, придерживающихся такой же точки зрения, что величина НІ обусловлена лишь мацеральным составом исходного ОВ и

I типу соответствует сапропелевое ОВ, II типу – смешанное сапропелево-гумусовое, а III типу – гумусовое (рис. 2а), то получается, что ОВ, входящее в состав баженовской свиты и ее аналогов, представлено, главным образом, сапропелево-гумусовым и гумусовым типами.

Однако рассматриваемые отложения накапливались в эпиконтинентальном морском бассейне, причем скважины, из которых отбирались образцы, расположены в сотнях и первых тысячах километров от его берега, поэтому трудно себе представить, что в осадках такого крупного морского бассейна в большом количестве могло накапливаться ОВ террагенного (гумусового) типа. Кроме того, ОВ, входящее в состав баженовской свиты, в интервале, вскрытом одной и той же скважиной, находится практически в одинаковых термодинамических условиях (так как мощность свиты обычно не превышает 25–30 м). Поэтому оно претерпело одинаковое катагенетическое преобразование, о чем также свидетельствуют небольшие интервалы изменения $T_{\max}$. Поэтому остается предположить, что качество исходного ОВ и, соответственно, величина его НІ в рассматриваемых отложениях во многом зависит от степени его переработки микроорганизмами и окислительно-восстановительных условий, существовавших в осадке, которые, в свою очередь, тесным образом связаны и с первым (микробиальным) фактором преобразования ОВ. Действительно, наличие или отсутствие сероводородного заражения в осадке являлось главным фактором, определявшим степень переработки исходного ОВ микроорганизмами и окисления кислородом, растворенным в морской воде. Скорее всего, значительные вариации значений НІ в образцах баженовской свиты объясняются именно упомянутыми выше факторами и в гораздо меньшей степени соотношением ОВ террагенного и морского происхождения. Поэтому высокие величины НІ свидетельствуют о том, что эти образцы отобраны из отложений, накапливавшихся в восстановительных условиях, обусловленных сероводородным заражением илового осадка и придонного слоя морской воды, что препятствовало активному окислению отмерших органических остатков и снижению их исходного генерационного потенциала. Здесь следует отметить, что похожие выводы содержатся и в более ранних публикациях (Гончаров, 1987; Гончаров и др., 2010, 2016). Авторы этих публикаций считают, что главным фактором изменений генерационного потенциала исходного ОВ является именно окислительно-восстановительные условия, существовавшие в осадке, в состав которого оно входило.

Выше, на примере образцов, отобранных из скважины Новоортгунского месторождения, находящихся на расстоянии всего 1–3 см друг от друга, обращалось внимание на резкие измене-

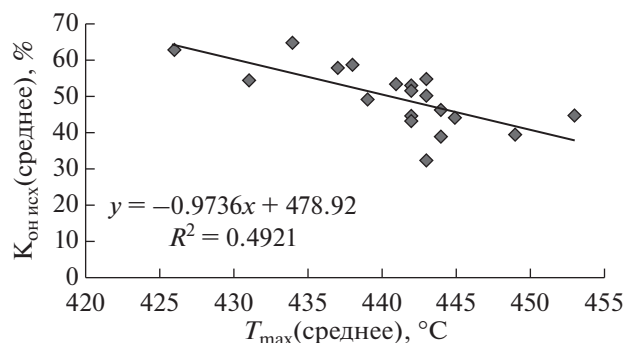


Рис. 10. Зависимость средних значений $K_{\text{он исх.}}$ от средних значений T_{max} , построенная по данным пиролитических исследований образцов, отобранных из баженовской и тутлеймской свит различных месторождений и площадей (см. табл.).

ния их генерационных параметров и в частности величин HI , несмотря на их одинаковую катагенетическую историю преобразования. Отмеченная особенность объясняется теми же причинами — микробиологической активностью и тесно связанными с ней окислительно-восстановительными условиями, существовавшими в осадках. Действительно, не следует забывать, что при средней толщине баженовской свиты около 25–30 м и времени ее накопления порядка 5 млн. лет (минимальные оценки) в среднем за год отлагалось лишь около 0.006 мм осадков, поэтому для накопления всего 1–3 см осадков требовалось порядка от 1.7 до 5 тыс. лет. Понятно, что за столь продолжительное время окислительно-восстановительные и прочие физико-химические условия, существовавшие в осадке, могли многократно изменяться.

Тем не менее, отмечается закономерное уменьшение интервала вариаций значений HI по мере роста T_{max} с минимальной величиной этих вариаций у образцов, отобранных из скважины Верхне-Салымского месторождения (рис. 9). Следовательно, предложенная модель термического “созревания” образцов работает — по мере увеличения значений T_{max} наблюдается “скольжение” виртуальных точек образцов вниз—вправо по генерационным кривым и они в конце концов (при завершении процесса генерации, когда исходное ОВ представляет собой инертный остаток) оказываются в одной точке, где величина HI равна 0.

Однако, отмечается еще одна важная закономерность, заключающаяся в том, что в образцах, имеющих высокие значения T_{max} (например, Верхне-Салымское, и Красноленинское месторождения), величина их $K_{\text{он исх.}}$ имеет сравнительно низкие значения — в среднем всего 44.7% для первого и 39.4% для второго (рис. 8, 9, табл. 1).

Тоже самое справедливо и по отношению к образцам, отобранным из скважин, пробуренных на Ем-Еговской, Пальяновской, Каменной площадях и Маслиховском месторождении (табл. 1).

Все эти месторождения и площади характеризуются повышенными современными пластовыми температурами по кровле баженовской свиты и ее аналогов, по сравнению с нормальными (фоновыми) для этих глубин значениями, на 30–40°C! ОВ, присутствующее в этих образцах, представлено в различной степени метаморфизованными тиобитумами, которые часто отмечаются на поверхности трещин и каверн, в кремнистых и карбонатных литологических типах пород, названных автором потенциально продуктивными или ППП (Зубков, 2001, 2015, 2016). Здесь же отмечаются друзы и отдельные прекрасно ограниченные кристаллы многочисленных минералов, представленных кварцем, кальцитом, сидеритом, барито-кальцитом, баритом, целльзианом, каолинитом, дикситом, ангидритом, пиритом и другими более редкими сульфидами (миллерит, акантит, сфалерит и др.) (Зубков, 2015, 2016, 2017, 2019). Все эти факты однозначно свидетельствуют о том, что отложения баженовской свиты и ее аналогов, распространенных в пределах перечисленных выше площадей и месторождений были подвергнуты тектоно-гидротермальному воздействию, в результате чего образовались вышеперечисленные минералы и тиобитумы. Вероятно, кинетика термического “созревания” ОВ в условиях воздействия на него гидротермальных флюидов и превращения его в тиобитум отличается от таковой, характерной для территорий с нормальным геотермическим градиентом. Не исключено, что в обсуждаемых условиях генерационные кривые на зависимостях $T_{\text{max}}-HI$ должны быть расположены круче (то есть левее), чем для стандартных (с нормальным геотермическим градиентом) термодинамических условий, существующих в осадках баженовской свиты и ее аналогов. Тогда и значения $K_{\text{он исх.}}$ примут более высокие значения (рис. 2б).

Действительно, если построить зависимость средних значений $K_{\text{он исх.}}$ для образцов, отобранных из одной и той же скважины от их средних величин T_{max} (для всех исследованных месторождений и площадей), то наблюдается отрицательная связь между этими параметрами, хотя логичнее было бы предположить, что величина $K_{\text{он исх.}}$ должна зависеть не от T_{max} , а от качества ОВ_{исх.} (рис. 10). Следовательно, кинетика превращения ОВ_{исх.} в нафтиды в гидротермальных условиях отличается от таковой в нормальной (фоновой) геотермальной обстановке, и, соответственно, расположение генерационных кривых будет сдвигаться влево по сравнению с таковыми, описывающими его катагенетическое “созрева-

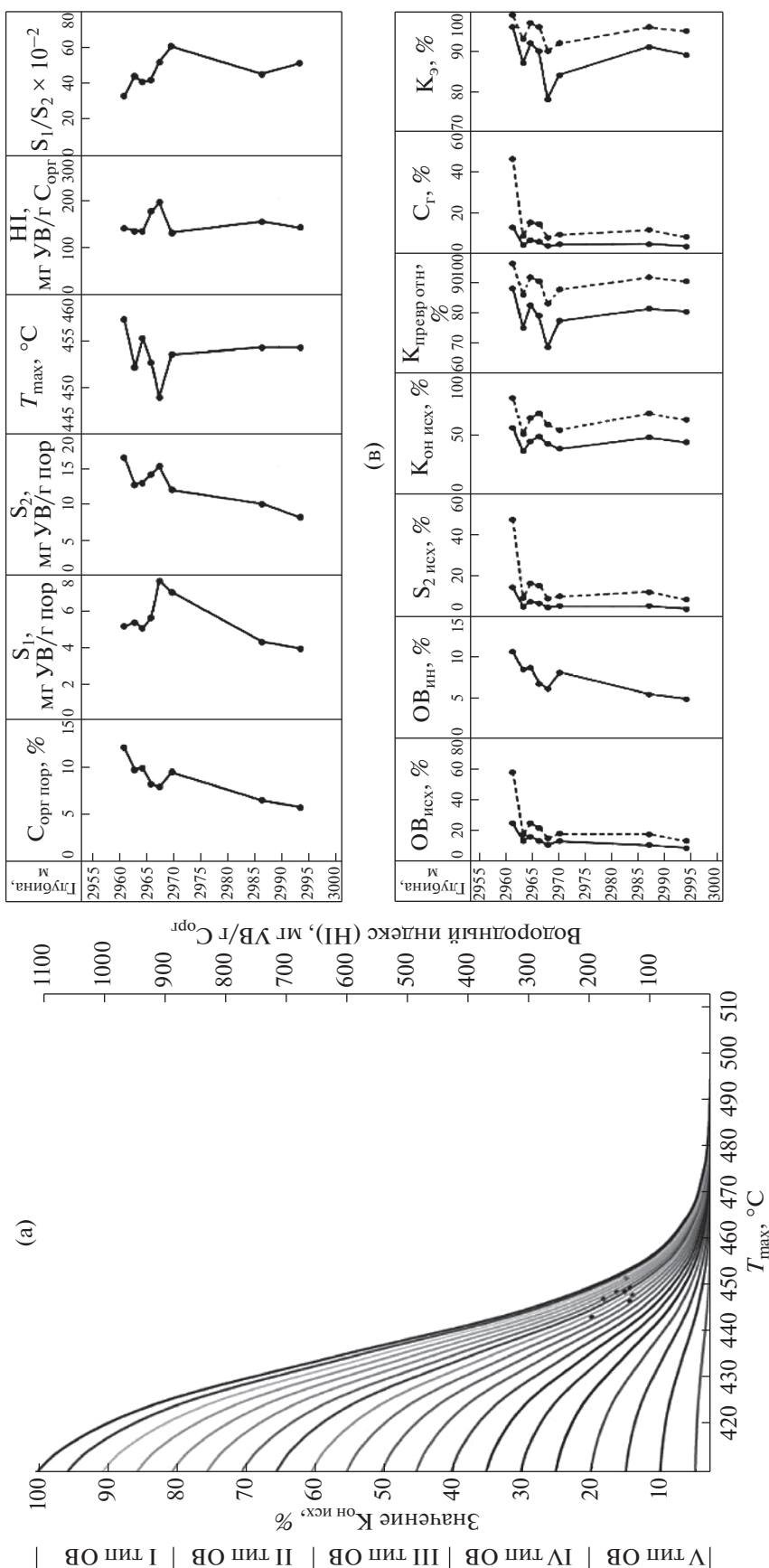


Рис. 11. Модифицированная диаграмма Ван-Кревелена (а), исходные пиролизные данные (б) и расчетные нефтехимические параметры (в), Верхне-Салымское месторождение, баженовская свита (откорректированный вариант).

ние” в условиях с нормальным геотермическим градиентом.

Чтобы внести поправку в форму генерационных кривых для образцов, отобранных из высокотемпературных зон, нами была определена средняя величина $K_{\text{он исх.}}$ для отложений баженовской свиты центральной части бассейна, которая оказалась равной примерно 63%. Эта величина $K_{\text{он исх.}}$ соответствует значению HI равному 690 мгУВ/гС_{орг} (рис. 26).

Интересно, что та же величина в публикации (Гончаров и др., 2010), обозначенная авторами как HI_0 , принята ими для баженовской свиты равной 710 мгУВ/гС_{орг}. То есть всего на 20 мгУВ/гС_{орг} больше, чем полученное нами исходное значение того же параметра (HI) для органического вещества баженовской свиты центральной части бассейна. Это небольшое расхождение в величинах обсуждаемых параметров, вероятно, обусловлено тем, что использованные нами для расчетов образцы уже вступили в зону нефтегазогенерации, а исследованные упомянутыми выше авторами (Гончаров и др., 2010) образцы баженовской свиты, еще не начали генерировать нафтиды.

На основе использования полученной величины $K_{\text{он исх.}}$ была осуществлена корректировка расположения генерационных кривых для образцов, отобранных из высокотемпературных зон, в которых ОВ, входящее в состав баженовской свиты, представлено в различной степени метаморфизованными битумами. Как и предполагалось, исправленные генерационные кривые в этом случае сместились влево и их наклон стал заметно круче. Пример такой коррекции генерационных кривых на модифицированной диаграмме Ван-Кревелена и вычисленных на их основе методом материального баланса генерационных параметров приведен для образцов, отобранных из баженовской свиты в пределах Верхне-Салымского месторождения (рис. 11, табл. 1).

После проведенной коррекции данных оказалось, что на самом деле исходное ОВ относится преимущественно ко II-му, реже к III-му типам. Поэтому расчетные значения генерационного потенциала и, соответственно, количества образовавшихся из исходного ОВ нафтидов значительно увеличилось (рис. 11, табл. 1).

После коррекции величины $K_{\text{он исх.}}$ заметно выделяется своими расчетными генерационными параметрами самый верхний образец, у которого они имеют неправдоподобно высокие значения, среди которых особенно выделяются $S_{2 \text{ исх.}}$ и C_T (рис. 11, табл. 1). Этот феномен объясняется тем, что в нем присутствуют параавтохтонные битумы, мигрировавшие в него внутри самой баженовской свиты (Зубков, 2015, 2016, 2017).

Битумы, входящие в состав баженовской свиты в высокотемпературных участках в зависимости от степени их метаморфизма или термического превращения, подобно обычному исходному ОВ имеют различную величину T_{max} , которая с ростом их термического превращения закономерно увеличивается.

В заключение проведем оценку удельного нафтидогенеза баженовской свитой и ее аналогами от минимальных (Тальниковое месторождение) до максимальных (Тевлинско-Русскинское месторождение) его значений. Для этого примем, что плотность этих отложений в пределах первого месторождения равна 2.2 г/см³, а для второго — 2.0 г/см³. Мощность отложений будем считать равной 25 м. Оценка проводится в расчете на 1 км².

Тогда для первого месторождения средняя удельная величина нафтидогенеза составит 0.21 млн тонн на 1 км², а количество эмигрировавших нафтидов с той же площади будет равно около 0.19 млн тонн. Для второго месторождения те же параметры принимают следующие значения: 4.4 млн тонн и 4.3 млн тонн, соответственно. Удельный генерационный потенциал битуминозных отложений в пределах остальных месторождений находится в обозначенных выше пределах, но их значения находятся ближе к таковым второго месторождения (табл. 1).

Сопоставим полученные значения со средними удельными геологическими запасами УВ по Ханты-Мансийскому автономному округу. В зависимости от мощности продуктивных пластов и их количества средние удельные геологические запасы УВ в округе варьируют в среднем в пределах 1–2 млн тонн на 1 км², что ниже, вычисленных нами, значений, эмигрировавших из баженовской свиты и ее аналогов нафтидов, если не принимать во внимание Тальниковое месторождение. Здесь следует отметить, что конечно же, не все эмигрировавшие из баженовской свиты и ее лито-стратиграфических аналогов нафтиды достигли пород-коллекторов, создавая в них залежи углеводородов. Некоторая их часть рассеялась в осадочной толще по пути к коллекторам.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложенный алгоритм оценки нефтегазогенерационных свойств на основе комплексирования результатов пиролитических исследований и метода материального баланса позволил рассчитать основные генерационные параметры образцов баженовской свиты и ее аналогов, включая их начальные (исходные) и современные (текущие) значения, а также количество образовавшихся и эмигрировавших из этих отложений нафтидов.

Установлен широкий диапазон изменений генерационных параметров даже в соседних образ-

цах, находящихся на расстоянии 1–3 см друг от друга, что объясняется резкими изменениями качества исходного ОВ, что, в свою очередь, невозможно объяснить лишь соотношением террагенного и аквагенного органического материалов, входящих в состав этих отложений, без учета особенностей процессов их микробимального разложения и окислительно-восстановительных условий, в которых происходило их накопление.

В подавляющем большинстве образцов основная часть образовавшихся в них нафтидов эмигрировала из них (величина K_z обычно составляет более 85–90%), однако в некоторых образцах K_z имеет невысокие и даже низкие значения, что объясняется двумя причинами, во-первых, наличием в этих образцах (представленных обычно карбонатными и/или кремнистыми разновидностями, обозначенными выше, как ППП) открытых пор, заполненных нефтеподобными УВ и, во-вторых, энергичной недавней или продолжающейся в настоящее время генерацией нафтидов при замедленной их эмиграции, что подтверждается наличием в таких участках аномально высоких давлений (АВПД) в баженовской свите и ее аналогах.

Очень высокие значения $S_{орг}$ в образцах баженовской свиты и ее аналогов, достигающие 25–50% и более объясняются присутствием в них в большом количестве в различной степени метаморфизованных параавтохтонных тиобитумов, что вместе с наличием в таких участках эпигенетических часто прекрасно ограненных кристаллов разнообразных минералов свидетельствует о непосредственном участии в процессе нафтидогенеза в баженовской свите и ее аналогов ювенильных высокоэнтальпийных флюидов (Зубков, 2015, 2016, 2017). Воздействие гидротермальных флюидов на исходное ОВ, присутствующее в баженовской свите и ее аналогах с образованием из него тиобитумов, вероятно, заметным образом влияет на кинетику его термического “созревания”, что следует учитывать при расчетах его генерационных параметров с использованием предложенной модифицированной диаграммы Ван-Кревелена. Генерационные кривые для образцов, отобранных из таких участков имеют более крутой наклон и смещены влево.

Удельная генерация нафтидов в рассматриваемых отложениях с площади в 1 км² при принятой их средней мощности равной 25 м, в пределах изученной территории изменяется от 0.19 до 4.4 млн тонн, составляя в среднем 1.8 млн тонн на 1 км², что в первом приближении соответствует средним значениям удельных геологических запасов УВ, содержащихся в породах-коллекторах Ханты-Мансийского автономного округа в пределах той же площади, равной 1 км². Здесь, однако, следует обратить внимание на то, что в западной ча-

сти рассматриваемой территории, где расположены Ем-Еговская, Пальяновская, Каменная площади, Западно-Семивидовское, Краснотенинское, Тальниковое месторождения (рис. 1) ОВ, входящее в состав аналогов баженовской свиты обладает более низкими генерационными свойствами, изменяющимися от 0.19 до 2.0 млн тонн УВ на 1 км², при среднем значении равном 1.1 млн тонн УВ на 1 км². В то время, как месторождения, расположенные в центральной части нефтегазоносного бассейна, характеризуются гораздо более высокими генерационными свойствами пород, входящих в состав баженовской свиты. ОВ, присутствующее в их составе, генерировало от 1.5 до 4.4 млн тонн УВ на 1 км², при средней величине этого показателя равном 2.1 млн тонн УВ на 1 км². То есть баженовская свита в центральной части Западно-Сибирского бассейна обладает гораздо более высоким генерационным потенциалом, чем ее западные аналоги. На эту особенность битуминозных отложений обращают внимание в своих публикациях и другие авторы (Гончаров и др., 2010, 2016).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Астахов С.М. Геореактор. (2015) *Алгоритмы нефтегазообразования*. Ростов-на-Дону.: Контики, 256 с.
- Богородская Л.И., Контарович А.Э., Ларичев А.И. (2005) Кероген. Методы изучения, геохимическая интерпретация. Новосибирск.: Изд-во СО РАН, Филиал “Гео”, 254 с.
- Вассоевич Н.Б. (1967) Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние). *Известия АН СССР. Серия геологическая*. (11), 137–142.
- Вассоевич Н.Б., Трофимук А.А., Контарович А.Э., Неручев С.Г. (1970) *Новые исследования в области диагностики нефтепроизводящих отложений и оценки прогнозных запасов нефти и газа объемно-генетическим методом*. Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 61–81.
- Волков В.А., Олейник Е.В., Оксенойд Е.Е., Солопахи-на Л.А. (2016) К вопросу о типе органического вещества пород баженовской свиты. *Вестник нефтепользователя*. (28), 3–18.
- Галушкин Ю.И. (2007) Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтеносности. М.: Научный мир, 456 с.
- Гончаров И.В., Харин В.С. (1982) Использование пиролиза в инертной атмосфере при исследовании органического вещества пород. В сб.: Проблемы нефти и газа Тюмени. Тюмень. № 56. С. 8–10.
- Гончаров И.В., Обласов Н.В., Самойленко В.В., Фадеев С.В., Кригин В.А., Волков В.А. (2010) Нефтематеринские породы и нефти восточной части Западной Сибири. *Нефтяное хозяйство*. (8), 24–28.
- Гончаров И.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Фадеева С.В., Веклич М.А., Кашапов Р.С., Трушков П.В., Бахтина Е.С. (2016) Типы и катагенез органического

- вещества баженовской свиты и ее возрастных аналогов. *Нефтяное хозяйство*. (10), 20-25.
- Зубков М.Ю., Прямоносова И.А. (1988) Нефте- и газогенерационный потенциалы баженовской свиты. *Геохимия*. (3), 386-392.
- Зубков М.Ю., Меленевский В.Н., Кос. И.М., Медведев Н.Я. (2000) Нефтегенерационные свойства различных типов пород, слагающих верхнеюрские отложения Маслиховского месторождения. *Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО*. (Под ред. Волкова В.А.). Ханты-Мансийск: Путиведь, 152-161.
- Зубков М.Ю., Маринин В.И., Облеков Г.И. (2005) Степень катагенеза, а также соотношение нефтегенерационных и емкостных свойств юрских и неокомских отложений Медвежьего и Уренгойского месторождений. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. ВНИИОЭНГ*. (8), 18-33.
- Зубков М.Ю. (2015) Соотношение нефтегенерационных и емкостных свойств керогена баженовской свиты (Западная Сибирь). *Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы 2015*. (под ред. Еникеева Б.Н.). М.: ООО "ЕАГЕ Геомодель", 292-306.
- Зубков М.Ю. (2016) Оценка региональных и локальных перспектив нефтеносности баженовской и абалакской свит Западной Сибири. *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири*. (3), 51-67.
- Зубков М.Ю. (2017) Региональный прогноз нефтеносности баженовской свиты. *Геология и геофизика*. **58**(3-4), 504-510.
- Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. (1975) *Геология нефти и газа Западной Сибири*. М.: Недра, 680 с.
- Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Фомичев А.С., Шведенков Г.Ю. (1986) Пиролиз как метод изучения нефтегазогенерационного потенциала материнских пород. *Геология нефти и газа*. (12), 36-41.
- Лопатин Н.В., Емец Т.П. (1985) *Пиролиз в нефтегазовой геохимии*. М.: Наука, 144 с.
- Меленевский В.Н. (1985) Методические рекомендации по применению пиролитического метода в органической геохимии. Новосибирск.: СНИИГГиМС, 42 с.
- Неручев С.Г. (1969) *Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти*. Л.: Недра, 240 с.
- Справочник по геохимии нефти и газа (1998) (под ред. Неручева С.Г.). СПб.: Недра, 576 с.
- Тиссо Б., Вельте Д. (1981) *Образование и распространение нефти*. М.: Мир, 502 с.
- Успенский В.А. (1954) Опыт материального баланса процессов, происходящих при метаморфизме угольных пластов. *Известия АН СССР. Серия геологическая*. (6), 94-101.
- Чахмачев В.А., Тихомиров В.И., Виноградова Т.Л. (1989) *Термические методы изучения органического вещества в нефтегазопроисходительной геохимии*. Обзор ВИ-ЭМС. М., 59 с.
- Durand, B. and Paratte. M. (1983). Oil potential of coals. *Petroleum geochemistry and exploration of Europe* (Ed. Brooks J.). Oxford: Blackwell Scientific Publication, 92-285.
- Espitalié, J. (1985). Use of T_{max} as a maturation index for different types of organic matter. Comparison with vitrinite reflectance. *Thermal modeling in sedimentary basins* (Ed. Burrus J.). Paris: Editions Technip, 97-475.
- Espitalié, J., Ungerer, P., Irwin, H., and Marquis, F. (1988). Primary cracking of kerogens. Experimenting and modeling C1, C2-C5, C6-C15, and C15+ classes of hydrocarbons formed. *Advances in Organic Geochemistry 1987, Org. Geochem.* **13**(4-6), 9-893.
- Espitalié, J., Lafargue, E. and Eggen S. (1991). Petroleum potential of terrestrial and marine organic matter in Jurassic sequences of the northern North Sea and offshore mid-Norway. *Generation, Accumulation, and Production of Europe's Hydrocarbons* (Ed. Spencer A.M.). Oxford University Press, 49-63.
- Horsfield B., Yordy K.L., Crelling J.C. (1988). Determining the petroleum-generating potential of coal using organic geochemistry and organic petrology. *Advances in Organic Geochemistry 1987, Org. Geochem.* Oxford: Pergamon Press, **13**(1-3), 9-121.
- Lafargue, E. and Behar. F. (1989). Application of a new pyrolysis technique to determination of source-rock types and oil/source-rocks correlations. *Geochim. Cosmochim. Acta*. (53), 83-2973.
- Larter, S. R. (1985). Integrated kerogen typing in the recognition and quantitative assessment of petroleum source-rocks. *Petroleum geochemistry in exploration of the Norwegian shelf* (Ed. Thomas B.M.). London: Graham and Trotman, 17-101.