

# ОЦЕНКА НЕФТЕГЕНЕРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ) МЕТОДОМ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА НА ОСНОВЕ ДАННЫХ ПИРОЛИЗА

М. Ю. Зубков<sup>1</sup>, С. Н. Репетов<sup>2</sup>, Е. О. Галенко<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ООО «ЗапСибГЦ», г. Тюмень, ZubkovMYu@mail.ru

<sup>2</sup>ТО «СургутНИПИнефть», г. Тюмень, Repetov\_SN@surgutneftegas.ru

## АННОТАЦИЯ

Предложен способ оценки нефтегенерационных свойств образцов баженовской свиты на основе комплексирования результатов пиролитических исследований нефтематеринских пород и метода материального баланса. Рассмотрены примеры конкретных расчетов нефтегенерационных свойств образцов, отобранных из разрезов баженовской свиты нескольких месторождений. Выполнена отдельная оценка удельной нефтегенерации и эмиграции нафтидов, образовавшихся в отложениях баженовской свиты.

## КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Пиролиз, метод материального баланса, баженовская свита, битумы, удельная нефтегенерация, коэффициент эмиграции, высокоэнthalпийные ювенильные флюиды.

# EVALUATION OF OIL GENERATION PROPERTIES OF BAZHENOV FORMATION ROCKS (WESTERN SIBERIA) USING MATERIAL BALANCE APPROACH BASED ON PYROLYSIS DATA

M. Yu. Zubkov<sup>1</sup>, S. N. Repetov<sup>2</sup>, E. O. Galenko<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ZapSibGC, LLC, Tyumen, ZubkovMYu@mail.ru

<sup>2</sup>SurgutNIPINeft, TB, Tyumen, Repetov\_SN@surgutneftegas.ru

## ABSTRACT

Proposed approach allows evaluation of oil generation properties of rock samples using source rock pyrolysis data integration and material balance method. Examples of specific calculations of oil generation properties of Bazhenov Formation rock samples collected in different fields have been considered. Separate estimation of specific oil generation and migration of naphthenes formed in Bazhenov Formation deposits is realized.

## KEY WORDS

Pyrolysis, material balance method, Bazhenov Formation, bitumens, specific oil generation, migration coefficient, high-enthalpy juvenile fluids.

## ВВЕДЕНИЕ

При оценке перспектив нефтегазоносности того или иного осадочного бассейна геологи-нефтяники в середине XX века обычно использовали метод материального баланса в рамках постепенно сформировавшейся осадочно-миграционной теории нафтидогенеза (Успенский В. А., Вассоевич Н. Б., Неручев С. Г., Конторович А. Э. и др.) [3, 4, 12, 16, 17, 19]. Однако уже в конце века начали активно развиваться пиролитические методы исследования нефтематеринских пород, которые дали начало следующему этапу моделирования процесса образования нафтидов, получившему впоследствии название «бассейновое моделирование» [1, 2, 5—7, 14, 15, 18].

Несмотря на несомненную перспективность развивающегося направления, оно не лишено ряда недостатков. Главный 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 (энергий активации, частотного фактора и образцов нефтематеринских пород, еще не вступивших в главную зону нефтегенерации). Вероятно, отсутствие надежных исходных данных, необходимых для моделирования, хотя бы отчасти объясняет тот факт, что все программы, используемые для бассейнового моделирования, являются закрытыми и не позволяют их пользователям «заглянуть» в них и проверить достоверность результатов, получаемых с их помощью. Поскольку эти программы довольно дорогие и далеко не каждый может их приобрести, то в научно-исследовательских организациях, занимающихся прогнозом нефтегазоносности осадочных толщ, разрабатывают собственные оригинальные варианты программного обеспечения для бассейнового моделирования, которые также являются закрытыми, вероятно, по тем же причинам. Поэтому результаты моделирования, выполненные с использованием таких программ, часто вызывают серьезные сомнения в их качестве и достоверности.

Понятно, что для разработки компьютерной программы для бассейнового моде-

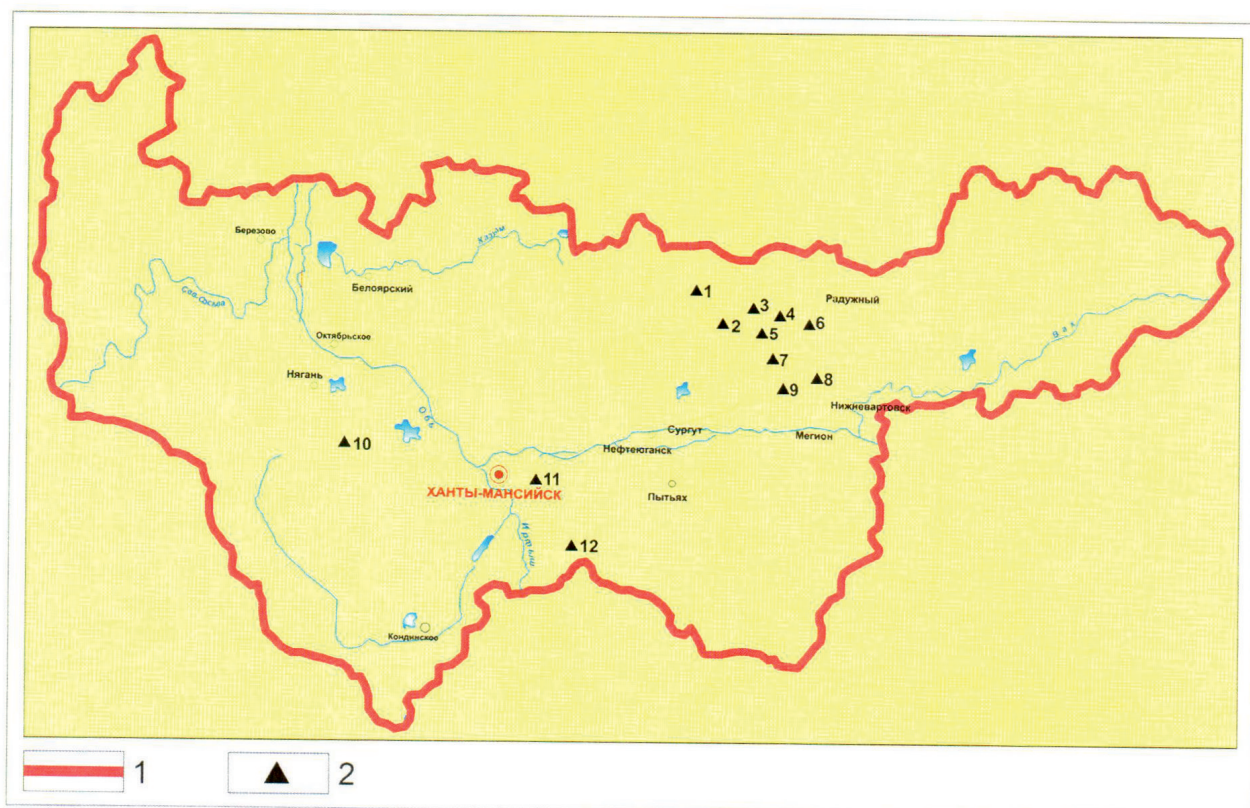
лирования и подготовки необходимых кинетических параметров по конкретным нефтематеринским отложениям необходимо специальное дорогостоящее оборудование и квалифицированные специалисты в области химической кинетики и программирования. Однако, к сожалению, далеко не во всех организациях, занимающихся оценкой перспектив нефтегазоносности тех или иных регионов, имеется такое оборудование и специалисты. В настоящей публикации в качестве альтернативного метода оценки нефтегенерационных свойств на примере пород бажендовской свиты предлагается достаточно простой и недорогой вариант использования «старого доброго» метода материального баланса. Метод основан не столько на результатах изучения элементного состава седикахитов по мере их термического или катагенетического созревания, как это делалось классиками [3, 4, 12, 16, 17, 19], а при помощи данных, полученных с помощью пиролитических исследований [10].

## АППАРАТУРА И МЕТОДИКА

Изучение нефтегенерационных свойств образцов, отобранных из отложений бажендовской свиты различных месторождений (рис. 1), осуществлялось на программно-аппаратурном комплексе «Хроматэк-Кристалл 5000.2», с помощью которого получают следующие параметры:  $S_p$ ,  $S_2$  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 °С в течение 3 минут. По общепризнанному мнению, пик  $S_2$  соответствует количеству УВ, выделяющихся из образцов при их дальнейшем нагреве в интервале температур 300—650 °С в результате термокрекинга керогена [2, 5, 7, 10, 13—15, 18].

После удаления карбонатов из рассматриваемых образцов на анализаторе АН 7529-М определялось содержание в них органического углерода ( $Сорг$ ). Величина  $HI$  рассчитывалась в соответствии с известным уравнением:

$$HI = S_2 / C_{орг} \quad (1)$$



Условные обозначения:

- 1 — границы Ханты-Мансийского автономного округа;  
 2 — месторождения: 1 — Северо-Конитлорское, 2 — Тевлинско-Русскинское, 3 — Южно-Ягунское, 4 — Новоортъягунское, 5 — Дружное, 6 — Повховское, 7 — Нонг-Еганское, 8 — Северо-Егурьяхское, 9 — Лас-Еганское, 10 — Пальяновское, 11 — Приобское, 12 — Верхне-Салымское;

Рис. 1. Расположение месторождений, в пределах которых производился отбор образцов на пиролитические исследования

Для проведения геохимических расчетов на основе полученных пиролитических данных применялась оригинальная модифицированная диаграмма Ван Кревелена. Она построена с использованием результатов анализов элементного состава различных типов пород, характеризующихся повышенным содержанием органических веществ: углей, черных и битуминозных сланцев, которые находятся на разных стадиях катагенеза, а также различных типов нафтидов — нефтей, битумов, асфальтов, керитов и др. Настоящая диаграмма отличается от обычно используемых диаграмм подобного типа равномерным распределением изолиний катагенетического созревания керогена того или иного типа от исходного («незрелого») его состояния до завершения процесса нефтегенерации (рис. 2).

Кроме значений  $HI$  на оси ординат нанесена равномерная шкала с величинами исходного нефтегенерационного потенциала всевозможных типов керогена, изменяющимися от 0 до 100 %, с которой спускаются упомянутые выше гипотетические «катагенетические» или «генерационные» кривые, расположенные через 5 % друг от друга (см. рис. 2б). В дальнейшем рассматриваемый параметр будем называть коэффициентом остаточной нефтегенерации ( $Kon$ ), а его первоначальную или исходную величину (до начала процесса нефтегенерации) обозначим как  $Kon_{исх}$ . Именно эти значения  $Kon_{исх}$  расположены на оси ординат вместе с величинами  $HI$ .

По аналогии с тремя типами ОВ (I, II и III), представленными Б. Тиссо и Д. Вельте [18], предлагается формально выделить пять

типов, расположив их равномерно через 20% друг от друга. Тогда ОВ I типа имеет исходный генерационный потенциал, или  $Кон_{исх}$ , 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%, ОВ V типа — от 0 до 20% (см. рис. 2а). Очевидно, как и в классификации, предложенной Б. Тиссо и Д. Вельте, предлагается следующее:

— I тип представлен сапропелевым ОВ, обладающим самым богатым исходным нефтегенерационным потенциалом;

— II тип — смешанным ОВ морского и террагенного происхождения;

— III тип — преимущественно террагенным ОВ, содержащим в повышенном количестве лейптинитовые и витринитовые мацералы;

— IV тип — террагенным ОВ, но сложным преимущественно бедными водородом мацералами типа семифюзинита, микринита и т. п.;

— V тип — террагенным ОВ, представленным в основном сильно окисленными,

с очень низким содержанием водорода мацералами группы инертинита.

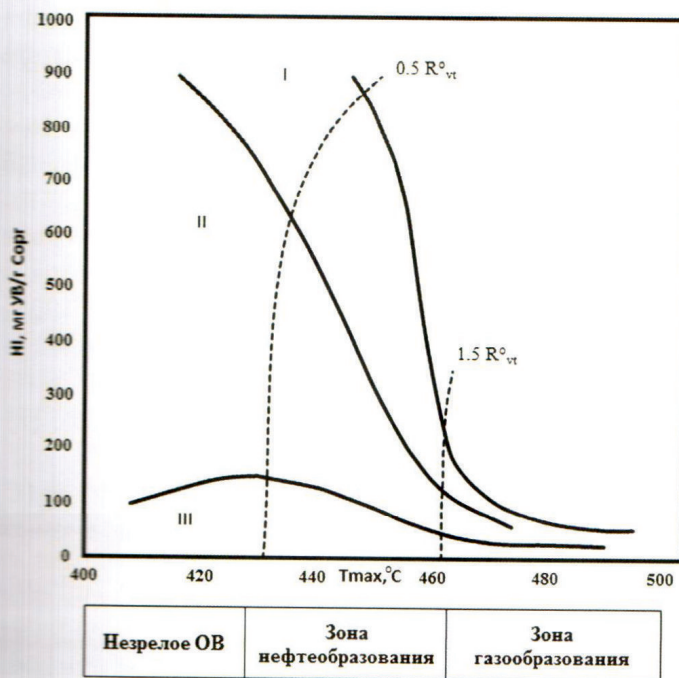
Как и любая другая модель, предлагаемая модифицированная диаграмма Ван Кревелена имеет свои ограничения и допускаемые (строго недоказанные) предположения, которые заключаются в следующем:

— во-первых, принимается условие, что генерация нафтидов керогеном начинается, когда величина его  $T_{max}$  достигает 400 °C и более;

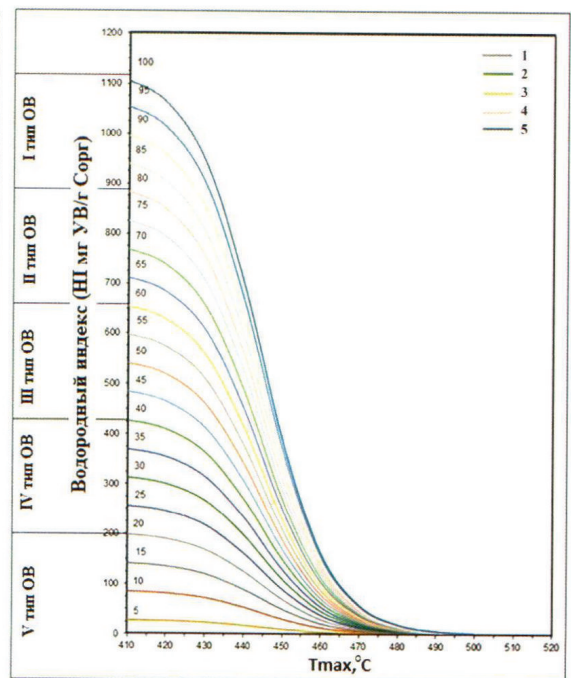
— во-вторых, что генерация им нафтидов (нефтяного ряда) в основном заканчивается, когда величина его  $T_{max}$  составляет около 500 °C;

— в-третьих, что процесс генерации керогеном нафтидов в анализируемых образцах осуществляется в соответствии с расположением его виртуальной точки на той или иной генерационной кривой, присутствующей на модифицированной диаграмме (см. рис. 2б).

Кроме того, для перевода значений  $Сорг$  в содержание ОВ использованы соответствующие переводные коэффициенты,



а



б

Условные обозначения:

а:  $R^0_{vt}$  — отражательная способность витринита, HI — водородный индекс;

б: значения  $Кон_{исх}$ , %: 1—20, 2—40, 3—60, 4—80, 5—100.

Рис. 2. Модифицированная диаграмма Ван Кревелена: а — традиционная; б — предлагаемая авторами (I, II, III — типы ОВ по [18])

учитывающие качество исходного органического вещества и только ту его долю, которая превращается по мере его катагенетического преобразования в нафтиды, исключая ту его часть, которая переходит в неуглеродородные летучие, представленные главным образом  $H_2O$ ,  $NH_3$ ,  $H_2S$ ,  $CH_4$  и  $CO_2$ .

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

**Текущее (современное) содержание ОВ (ОВтек)** находится путем умножения  $S_{орг}$  (в расчете на породу) на переводной коэффициент ( $K_1$ ), учитывающий его современный элементный состав.

**Дебитуминизированное ОВ (ОВд)** находится вычитанием из ОВтек значения  $S_p$ , переведенного в процентное содержание на породу в предположении, что этот параметр отражает содержание в породе нефтеподобных нафтидов, присутствующих в поровом пространстве исследуемого образца в свободном и/или адсорбированном на поверхности минеральных зерен состоянии.

**Инертная часть ОВ (ОВин)**, которая остается в виде графитизированного остатка после завершения процесса нефтегенерации, рассчитывается путем вычитания из ОВд значения  $S_2$  (также переведенного в процентное содержание на породу), где величина  $S_2$  соответствует мобильной части керогена, которая способна превратиться в нафтиды по мере его термического созревания.

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

**Исходное содержание ОВ (ОВисх).** Для его определения необходимо на идеализированной номограмме, двигаясь влево вверх по генерационной (катагенетической) кривой, на которую попала точка с соответствующими координатами  $HI - Tmax$ , полученными по данным пиролиза для анализируемого образца, найти величину  $Кон_{исх}$ , соответствующую исходному значению остаточного нефтегенерационного потенциала, выраженному в процентах. Вычисляем пере-

водной коэффициент ( $K_2$ ) для расчета величины ОВисх следующим образом:

$$K_2 = 100\% / (100\% - Кон_{исх}\%). \quad (2)$$

Откуда

$$ОВисх = ОВин K_2 \quad (3)$$

Исходное значение  $S_2(S_{2исх})$ , соответствующее мобильной (превращаемой в нафтиды) части керогена, равно разнице между ОВисх и ОВин:

$$S_{2исх} = ОВисх - ОВин. \quad (4)$$

Текущее значение остаточного нефтегенерационного потенциала ( $Кон_{тек}$ ) находится следующим образом:  $S_2$  в процентах на породу делится на величину ОВисх и равняется в долях единицы

$$Кон_{тек} = S_2\% / ОВисх\%. \quad (5)$$

Для перевода полученного значения в процентах оно умножается на 100.

Тогда абсолютное значение коэффициента превращения  $ОВисх$  в нафтиды ( $Кпревр_{абс}$ ) равно

$$Кпревр_{абс} = Кон_{исх}\% - Кон_{тек}\%. \quad (6)$$

Относительная величина того же параметра ( $Кпревр_{отн}$ ) находится при условии, что величина  $Кон_{исх}$  принимается за 100%, и равняется

$$Кпревр_{отн} = (Кпревр_{абс} / Кон_{исх}) \times 100\%. \quad (7)$$

Количество образовавшихся нафтидов ( $C_2$ ) равняется разнице между  $S_{2исх}$  и современной величиной  $S_2$ :

$$C_2 = S_{2исх} - S_2 \quad (8)$$

Количество эмигрировавших нафтидов ( $C_3$ ) равно

$$C_3 = C_2 - S_2 \quad (9)$$

Коэффициент эмиграции ( $Кэ$ ) равен

$$Кэ = C_3 / C_2 \times 100\%. \quad (10)$$

В предложенном алгоритме принимается условие, при котором содержанию нафтидов в образце отвечает величина  $S_1$ . Однако известно, что тяжелые УВ и гетеросоединения, входящие в состав подвижных нефтеподобных нафтидов, вносят свой вклад и в величину пика  $S_2$ , поэтому получаемые оценки этих нафтидов по значениям пика  $S_1$  являются заниженными, а  $S_2$  — немного завышенными. К обсуждению правомерности использования все же полученной величины  $S_2$  без учета экстрагируемой части, вносящей свой вклад в этот пик, мы вернемся позже.

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

Все исследованные образцы условно названы аргиллитами, хотя на самом деле они имеют полиминеральный состав, в котором часто преобладает аутигенный биогенный кремнезем. Особо выделены лишь карбонатные образцы, которые обычно характеризуются очень низким содержанием ОВ.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Отложения баженовской свиты исследованы в разрезах 14 скважин, пробуренных в пределах 9 месторождений и 1 площади (см. рис. 1, табл.).

Анализируются не все многочисленные генерационные параметры, полученные в результате расчетов, а лишь часть из них, которая, по мнению авторов, представляет наибольший интерес. Из-за большого количества исследованных образцов (более 200 шт.) в сводной таблице приводятся только вариации значений обсуждаемых параметров и их средние значения. По этим же причинам даны диаграммы и разрезы с расчетными нефтегенерационными параметрами не по всем исследованным скважинам и месторождениям, а лишь по части из них.

### Верхне-Салымское месторождение.

Наиболее катагенетически преобразованными являются образцы, отобранные из разреза баженовской свиты в пределах Верхне-Салымского месторождения. В среднем они содержат сравнительно немного ОВ ( $S_{орг\text{ средн}}$  — 8.69%). Для них также характерно невысокое значение  $HI$  (в среднем 146 мгУВ/гСорг), однако отмечаются самые высокие величины  $T_{max}$  (в среднем 453 °С) (рис. 3, см. табл.). Эти отложения имеют небольшую величину  $K_{он\text{ усх}}$  (в среднем 55.25%), но максимальные значения  $K_{превр\text{ отн}}$  (в среднем 86.35%) и  $S_2$  (в среднем 9.77%). Следовательно, органическое вещество, входящее в состав рассматриваемых отложений, почти полностью реализовало свой исходный нефтегенерационный потенциал, от которого осталось нереализованным в среднем всего около 14% (см. табл.). Практически все нафтиды, образовавшиеся из ОВ, эмигрировали из отложений баженовской свиты ( $K_{э\text{ средн}}$  — 93%), тем не менее отмечается довольно высокая величина отношения  $S_1/S_2 \times 10^{-2}$  (в среднем 44.3). Это свидетельствует о наличии в рассматриваемых отложениях значительного количества подвижных нефтеподобных нафтидов (см. табл.).

**Пальяновская площадь.** Среди образцов, отобранных из разреза баженовской свиты Пальяновской площади, можно выделить две группы: первая из скважины 1, а вторая из скважин 2 и 3 (см. табл., рис. 4). Их различия заключаются в следующем. Образцы из первой группы характеризуются немного более высокими значениями  $HI$ , чем из второй, кроме того, они обладают большей величиной  $K_{он\text{ усх}}$ , чем из второй (в среднем 48.74 и 32.9—39.2% соответственно). У образцов из первой группы  $K_{превр\text{ отн}}$  немного ниже, чем из второй (в среднем 59.8 и 60.9—65.9%). В образцах первой группы образовалось заметно больше нафтидов, чем второй (в среднем 4.22 и 1.62—2.19%). В то же время из образцов первой группы эмигрировало гораздо больше нафтидов, чем из второй (в среднем 94 и 70—81%). Различаются эти группы образцов по величине отношения  $S_1/S_2 \times 10^{-2}$ : у образцов из первой группы это отношение примерно в пять раз меньше,

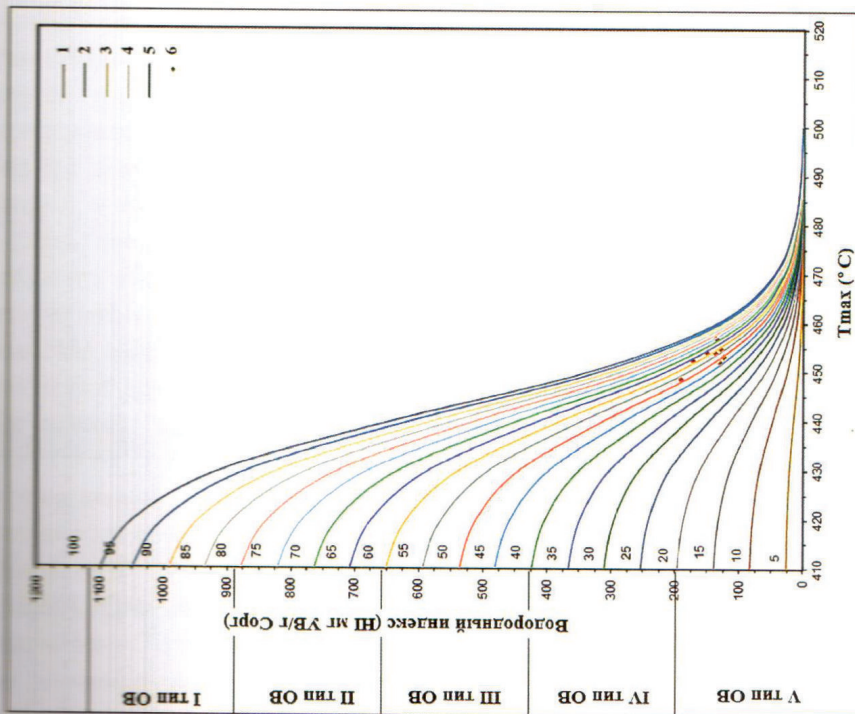
### ВАРИАЦИИ И СРЕДНИЕ ЗНАЧЕНИЯ ИСХОДНЫХ ПИРОЛИТИЧЕСКИХ ДАННЫХ И РАССЧИТАННЫХ НА ИХ ОСНОВЕ ГЕНЕРАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ

Исходные данные										Рассчитанные генерационные параметры									
Сорг <sub>пор</sub> , %	S <sub>1'</sub> , мгУВ/гпор	S <sub>2'</sub> , мгУВ/гпор	T <sub>max</sub> , °С	Н <sub>п</sub> , мгУВ/гСорг	ОВтек, %	ОВд <sub>п</sub> , %	ОВин, %	ОВисх, %	S <sub>2</sub> исх, %	Кон <sub>исх</sub> , %	Кон <sub>тек</sub> , %	Кпревр <sub>обс</sub> , %	Кпревр <sub>отп</sub> , %	Сг, %	Сз, %	Кз, %	S <sub>1</sub> /S <sub>2</sub> * 10 <sup>-2</sup>	Кол-во образцов, шт.	
<b>Верхне-Сальмское</b>																			
(min-max)	5.77–12.72	3.90–7.90	449–454	125–191	6.18–13.65	5.79–13.10	5.00–11.17	11.45–89.57	6.45–78.40	44.60–86.50	2.16–11.22	36.81–84.34	78.34–97.50	5.66–76.47	4.95–75.92	87–99	28.69–58.90	9	
среднее	9.13	5.48	454	147	9.80	9.25	7.92	26.43	18.52	58.72	6.72	52.00	87.59	17.18	16.64	94	42.59		
<b>Пальнянская 1</b>																			
(min-max)	2.04–12.20	0.59–4.64	439–448	208–343	2.21–13.23	2.15–12.87	1.72–9.88	3.13–18.69	1.41–10.48	33.50–62.00	13.55–23.83	13.57–45.17	40.51–72.85	0.98–7.69	0.92–7.57	83–98	3.60–18.93	9	
среднее	8.38	1.78	444	297	9.14	8.96	6.40	13.18	6.79	48.74	18.98	29.76	59.82	4.22	4.04	94	7.90		
<b>Пальнянская 2</b>																			
(min-max)	0.77–10.24	0.70–9.17	440–447	123–308	0.83–11.05	0.76–10.67	0.58–8.63	1.02–15.83	0.44–7.20	21.90–57.50	10.64–18.75	11.26–40.30	45.85–73.73	0.26–5.16	0.19–4.78	31–94	15.27–83.35	10	
среднее	5.57	3.68	443	203	5.99	5.62	4.62	7.61	2.99	39.20	14.49	24.71	60.88	1.98	1.62	70	40.27		
<b>Пальнянская 3</b>																			
(min-max)	0.80–16.84	0.29–5.12	440–450	89–258	0.87–18.00	0.84–17.53	0.63–15.69	1.11–21.22	0.48–6.58	17.20–46.50	7.74–18.58	9.46–32.79	55.00–75.06	0.27–4.61	0.24–4.19	61–91	14.09–123.57	9	
среднее	9.17	3.62	445	148	9.83	9.46	8.26	12.02	3.75	32.90	10.90	22.00	65.92	2.55	2.19	81	44.35		

Исходные данные											Расчитанные генерационные параметры										
Сорг. % пор	S <sub>11</sub> мгУВ/ гпор	S <sub>21</sub> мгУВ/ гпор	T <sub>max</sub> , °C	Нl, мгУВ/ гСорг	ОВтек, %	ОВд, %	ОВин, %	ОВисх, %	S <sub>3исх</sub> , %	Кон <sub>исх</sub> , %	Кон <sub>тек</sub> , %	Кпревр <sub>исх</sub> , %	Кпревр <sub>тек</sub> , %	Сг, %	Сэ, %	Кэ, %	S <sub>1</sub> / S <sub>2</sub> * 10 <sup>-2</sup>	Кол-во образцов, шт.			
<b>Приобское 1</b>																					
(min-max)	1.92–6.99	0.67–5.57	8.35–76.52	440–447	422–557	8.34–18.81	2.06–18.26	1.22–10.60	2.79–27.44	1.57–16.84	55.30–65.40	23.09–38.46	25.35–40.90	0.73–9.09	0.66–8.63	82–94	6.73–12.55	6			
среднее	7.51	2.93	35.51	443	470	8.34	8.04	4.49	12.08	7.59	61.03	30.16	30.87	4.04	3.75	91	8.82				
<b>Приобское 2</b>																					
(min-max)	1.44–16.80	0.39–4.34	4.50–64.45	438–447	313–423	1.57–18.48	1.53–18.04	1.08–11.60	2.61–29.96	1.53–18.36	54.70–65.60	15.39–27.62	28.48–49.78	1.08–11.98	1.04–11.63	81–97	6.73–25.94	10			
среднее	6.96	2.50	26.15	443	364	7.64	7.40	4.78	12.51	7.73	60.04	20.63	39.41	5.11	4.86	94	11.69				
<b>Приобское 3</b>																					
(min-max)	1.01–13.31	0.48–5.07	2.32–48.36	436–449	229–476	1.10–14.61	1.04–14.46	0.81–9.62	1.16–20.96	0.35–16.32	29.80–82.80	11.09–27.05	9.83–71.71	0.12–14.15	0.06–13.93	48–98	3.10–44.32	21			
среднее	5.86	2.93	21.64	442	362	6.44	6.14	3.98	10.48	6.50	57.89	21.38	36.51	4.34	4.04	86	17.20				
<b>Дружное</b>																					
(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	3.87–27.77	1.74–19.17	39.50–73.50	18.66–26.32	14.78–51.30	0.98–13.34	0.76–13.16	77–99	2.98–29.59	34			
среднее	7.76	2.26	31.02	441	385	8.55	8.32	5.22	13.60	8.38	57.91	22.56	35.36	5.28	5.05	93	9.75				
<b>Новоортыгунское</b>																					
(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	8.92–19.22	5.08–12.11	42.60–77.20	24.82–36.16	17.78–41.91	2.24–6.67	2.12–6.45	90–98	2.40–8.71	34			
среднее	9.35	1.99	45.00	437	481	10.39	10.19	5.69	14.33	8.64	59.17	31.32	27.85	4.14	3.94	95	4.60				

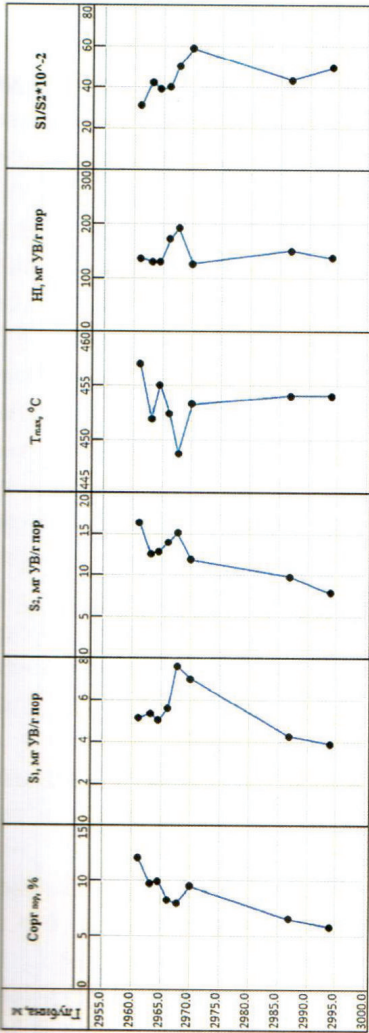


Исходные данные										Расчитанные генерационные параметры									
Сорг <sub>пор</sub> , %	S <sub>1</sub> , мгУВ/гпор	S <sub>2</sub> , мгУВ/гпор	T <sub>мах</sub> , °С	Н <sub>1</sub> , мгУВ/гСорг	ОВтек, %	ОВд <sub>1</sub> , %	ОВин <sub>1</sub> , %	ОВвис <sub>1</sub> , %	S <sub>2</sub> исх, %	Кон <sub>исх</sub> , %	Кон <sub>тек</sub> , %	Кпревр <sub>абс</sub> , %	Кпревр <sub>орг</sub> , %	Сг <sub>1</sub> , %	Сэ <sub>1</sub> , %	Кэ <sub>1</sub> , %	S <sub>1</sub> /S <sub>2</sub> * 10 <sup>2</sup>	Кол-во образцов, шт.	
<b>Повховское</b>																			
(min-max)	0.80–10.50	2.04–44.50	439–446	255–462	0.87–11.57	0.82–11.33	0.62–7.13	0.98–17.99	0.36–11.79	36.00–68.90	15.32–25.05	15.10–53.58	41.94–77.76	0.15–9.17	0.11–8.97	70–98	3.84–24.51	14	
среднее	6.94	1.73	442	356	7.63	7.45	4.87	12.10	7.23	56.04	21.06	34.98	61.56	4.64	4.47	94	10.27		
<b>Южно-Ягунское</b>																			
(min-max)	0.80–18.26	3.74–88.06	434–440	397–526	0.89–20.29	0.87–20.12	0.49–11.31	1.12–27.60	0.63–16.29	49.60–67.10	27.34–33.48	16.46–39.01	33.19–58.14	0.25–9.32	0.23–9.20	85–99	1.70–8.68	14	
среднее	9.65	1.50	438	473	10.08	9.93	5.56	14.69	9.14	59.76	30.04	29.72	49.14	4.76	4.61	95	4.34		
<b>Нонг-Еганское</b>																			
(min-max)	1.86–17.42	8.50–129.10	428–439	461–741	2.06–19.87	1.98–19.56	1.12–7.60	2.71–26.02	1.59–19.38	56.20–74.20	31.64–49.61	14.92–33.85	26.55–51.44	0.73–6.82	0.65–6.81	87–100	0.17–10.06	8	
среднее	9.59	1.44	434	579	10.80	10.66	4.72	14.49	9.77	64.14	39.27	24.88	38.81	3.84	3.69	93	4.06		
<b>Северо-Егурьяхское</b>																			
(min-max)	4.78–26.62	27.63–150.71	422–430	495–813	5.36–29.83	5.11–28.65	2.34–13.58	5.86–31.13	3.52–18.97	51.90–81.00	40.15–54.56	6.10–28.76	10.74–35.71	0.76–6.09	0.50–5.53	43–99	0.26–9.27	17	
среднее	16.50	5.42	426	631	18.60	18.06	7.78	21.09	13.31	63.47	48.54	14.93	22.91	3.03	2.49	78	5.28		
<b>Тевлинско-Рускинское</b>																			
(min-max)	2.89–25.50	22.56–171.04	435–440	571–780	3.31–28.89	3.18–28.77	0.92–11.67	4.68–37.29	3.76–27.46	61.40–80.10	40.61–48.16	19.39–31.94	31.58–39.93	1.51–10.42	1.37–10.37	88–100	0.07–5.96	5	
среднее	14.34	1.12	438	680	16.26	16.15	6.38	21.73	15.35	70.54	44.68	25.86	36.43	5.58	5.47	96	2.50		

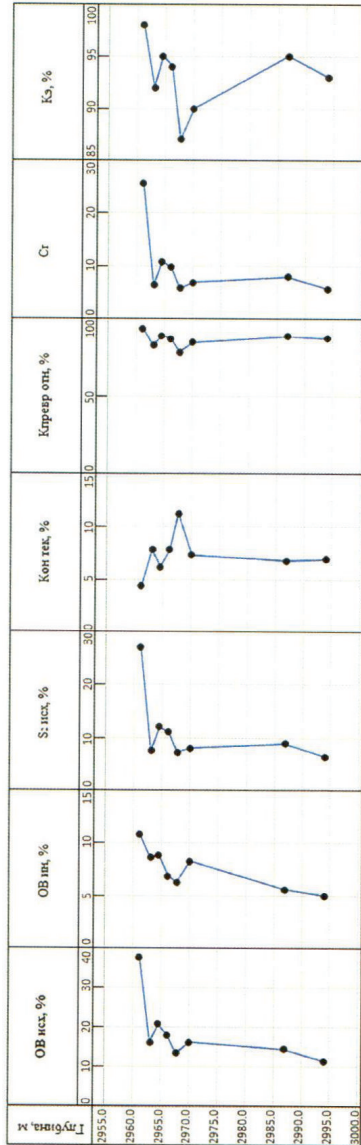


Условные обозначения:  
 а: значения  $Con_{исп}, \%$ : 1—20, 2—40, 3—60, 4—80, 5—100;  
 б — аргиллит.

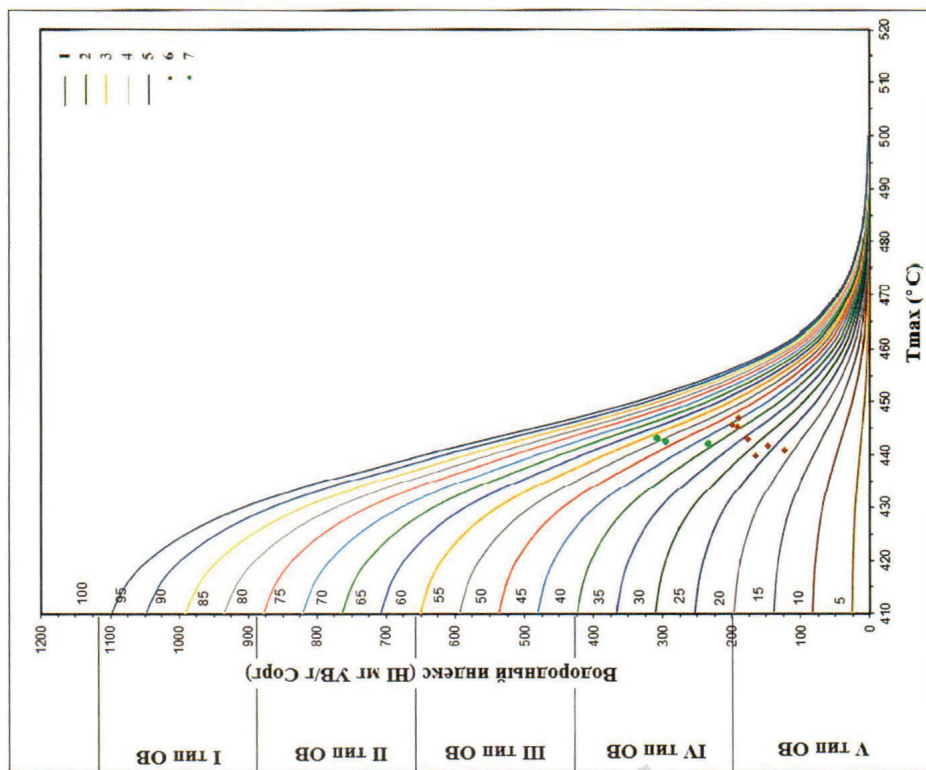
Рис. 3. Месторождение Верхне-Сальмское, баженовская свита. Модифицированная диаграмма Ван Кревелена (а), исходные петролитические данные (б) и расчетные нефтегенерационные параметры (б)



б



в

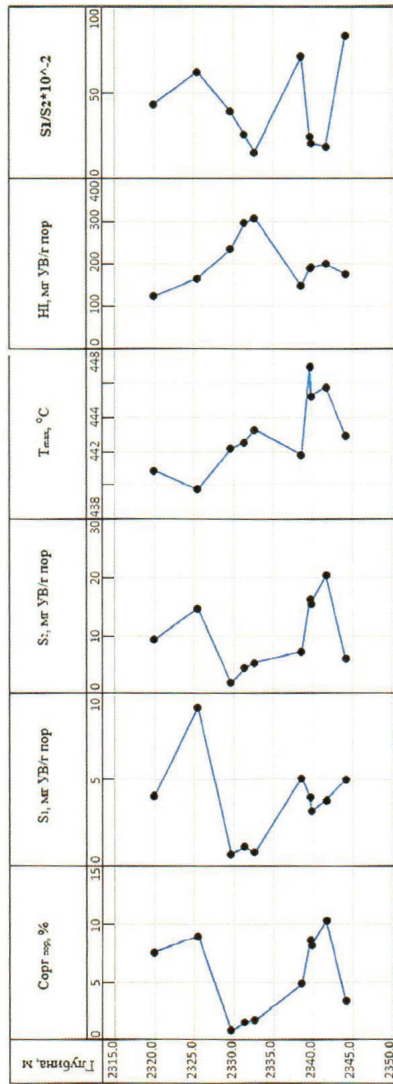


а

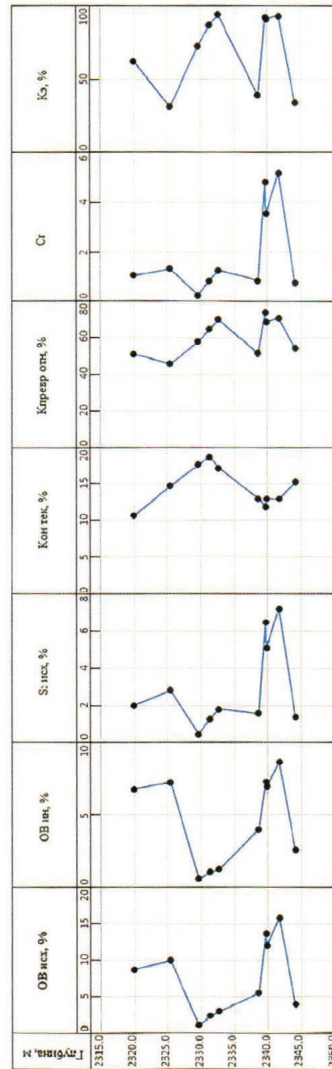
Условные обозначения:

а: значения  $K_{орг}$ , %: 1—20, 2—40, 3—60, 4—80, 5—100; б — аргиллит; 7 — карбонаты.

Рис. 4. Пальмовская площадь, скважина 2, баженовская свита. Модифицированная диаграмма Ван Кревелена (а), исходные петролитические данные (б) и расчетные нефтегенерационные параметры (в)



б



в

чем у образцов из второй (см. табл.). Это означает, что образцы из второй группы гораздо богаче подвижными нефтеподобными нафтидами, чем из первой.

Карбонатные образцы характеризуются самыми высокими значениями  $Kon_{исх}$ , но минимальным количеством образовавшихся в них нафтидов (см. рис. 4). В целом рассмотренные образцы баженовской свиты израсходовали исходный нефтегенерационный потенциал в среднем на 60—66%, соответственно, осталось нереализованным порядка 34—40% от его исходного значения.

**Приобское месторождение.** Образцы, отобранные из скважин Приобского месторождения, также можно разбить на две группы: первая из скважины 1, а вторая из скважин 2 и 3. Первая группа образцов характеризуется более низкими значениями  $Kпревр_{отн}$  (в среднем 50.48%) по сравнению со второй (в среднем от 60.45 до 65.25%), то есть большая часть исходного нефтегенерационного потенциала керогена, присутствующего в составе битуминозных отложений, израсходована (рис. 5, см. табл.). Для этой же группы образцов отмечаются невысокие значения отношения  $S_1/S_2$ , составляющие в среднем 8.82, тогда как у образцов второй группы тот же параметр в среднем изменяется от 11.69 до 17.2.

Количество образовавшихся нафтидов в первой и второй группах образцов примерно одинаково (в среднем 4.04 и 4.34—5.11% соответственно). Основная часть образовавшихся нафтидов эмигрировала из рассматриваемых образцов. Из первой группы в среднем эмигрировал 91% образовавшихся нафтидов, а из второй — в среднем 86—94% (см. табл., рис. 5). Карбонатные образцы не выделяются ничем особенным, можно лишь отметить, что они генерировали минимальное количество нафтидов (от 0.12 до 1.65%) по сравнению с другими образцами (см. рис. 5).

**Дружное месторождение.** Образцы баженовской свиты, отобранные на Дружном месторождении, очень похожи по своим нефтегенерационным свойствам на таковые предыдущего месторождения (рис. 6, см. табл.). Они характеризуются невысоким содержанием ОВ ( $Сорг_{средн}$  — 7.76%), умеренными значениями  $Kон_{исх}$  (в среднем 57.9%), довольно высокой степенью преобразования

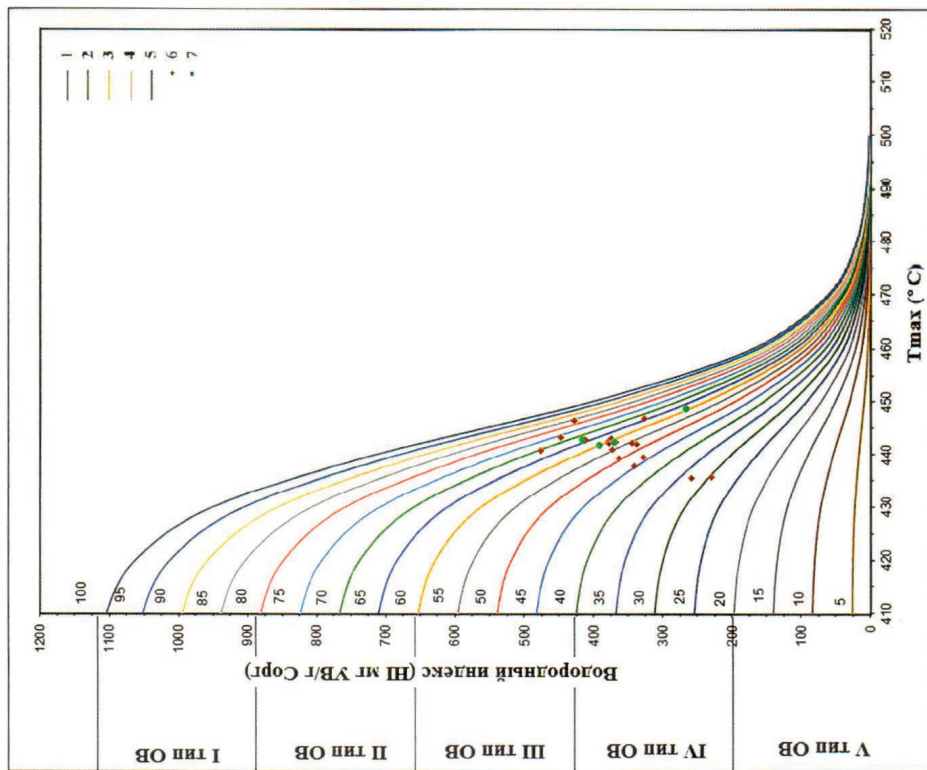
ОВ (среднее значение  $Kпревр_{отн}$  — 60.29%), то есть нереализованный нефтегенерационный потенциал керогена составляет чуть меньше 40%.

Кероген, входящий в состав рассматриваемых отложений, генерировал в среднем 5.28% нафтидов, основная часть которых (в среднем 93%) эмигрировала из них, что подтверждается невысокими значениями отношения  $S_1/S_2 \times 10^{-2}$  (в среднем 9.75) (см. рис. 6, табл.).

**Новоортьягунское месторождение.** Образцы, отобранные из баженовской свиты Новоортьягунского месторождения, в среднем чуть богаче ОВ ( $Сорг_{средн}$  — 9.35%), чем рассмотренные ранее. Образцы имеют примерно такую же величину начального нефтегенерационного потенциала ( $Kон_{исх}$  в среднем 59.17%), однако значение  $Kпревр_{отн}$  заметно меньше (в среднем 46.81%), то есть исходный нефтегенерационный потенциал керогена, содержащегося в образцах баженовской свиты, использован меньше чем на половину (рис. 7, см. табл.). Среднее количество образовавшихся нафтидов составляет 4.14%, причем основная их часть эмигрировала из рассматриваемых отложений ( $Kэ_{средн}$  — 95%), что подтверждается также низкими значениями отношения  $S_1/S_2 \times 10^{-2}$  (в среднем 4.60).

**Повховское месторождение.** Образцы, отобранные из баженовской свиты Повховского месторождения, имеют сравнительно низкое среднее содержание ОВ в своем составе ( $Сорг_{средн}$  — 6.94%). Исходный нефтегенерационный потенциал имеет немного меньшее значение по сравнению с таковым у образцов предыдущего месторождения ( $Kон_{исх}$  — 56.4%), а величина  $Kон_{отн}$  заметно больше (в среднем 61.56%, см. табл.). Иными словами, нефтегенерационный потенциал рассматриваемых образцов в значительной степени израсходован и осталось нереализованным чуть менее 40% от его исходного значения.

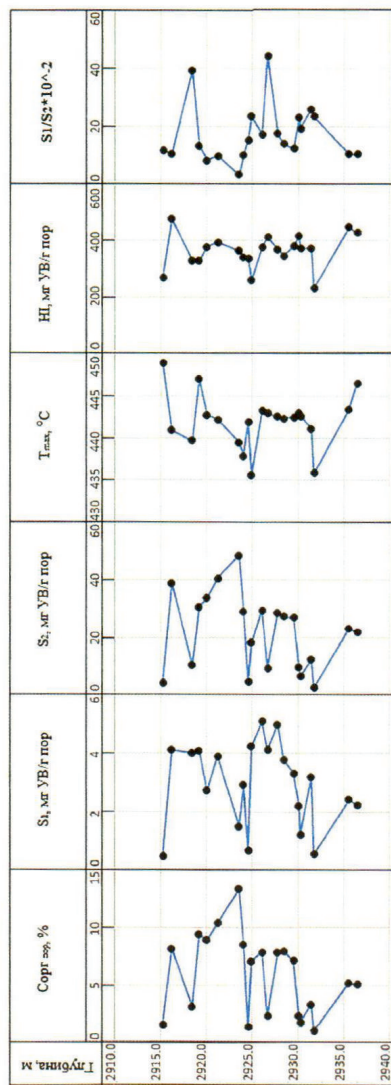
Среднее количество генерированных керогеном нафтидов равно 4.64%, причем, как и в предыдущих случаях, основная их часть эмигрировала из битуминозных отложений ( $Kэ_{средн}$  — 94%). Однако величина отношения  $S_1/S_2 \times 10^{-2}$  в рассматриваемых образцах заметно выше (в среднем 10.27),



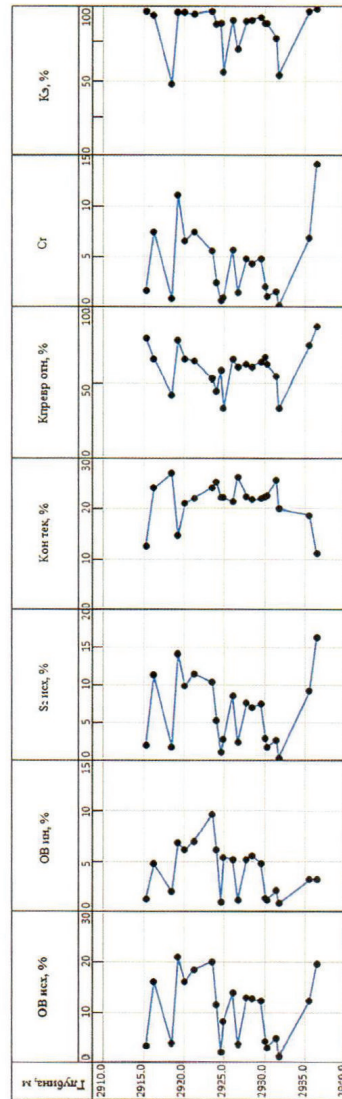
а

Условные обозначения:  
а: значения  $K_{исх.}$  %: 1—20, 2—40, 3—60, 4—80, 5—100; 6 — аргиллит; 7 — карбонаты.

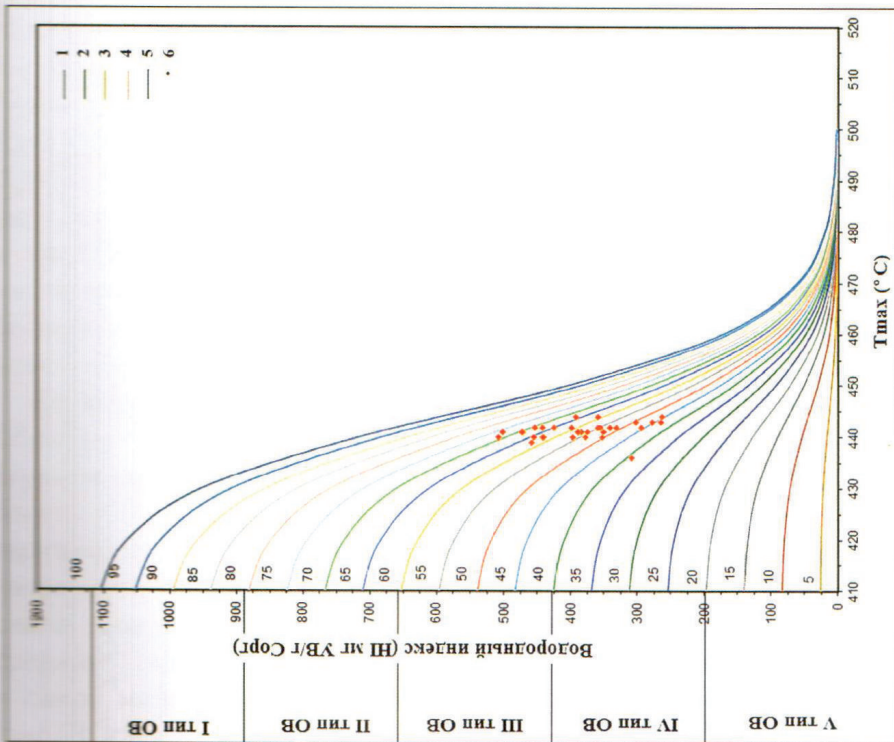
Рис. 5. Приобская площадь, скважина 3, баженовская свита. Модифицированная диаграмма Ван Кревелена (а), исходные пиролитические данные (б) и расчетные нефтегенерационные параметры (в)



б

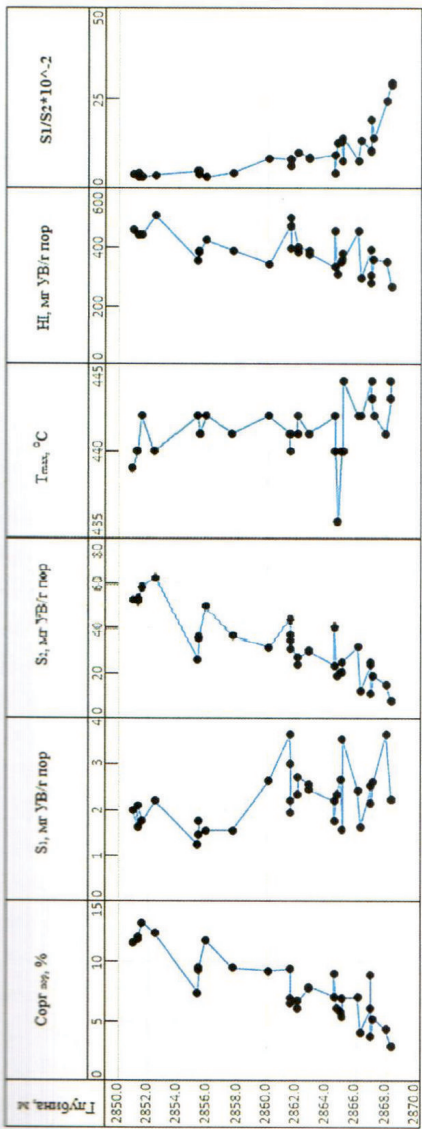


в

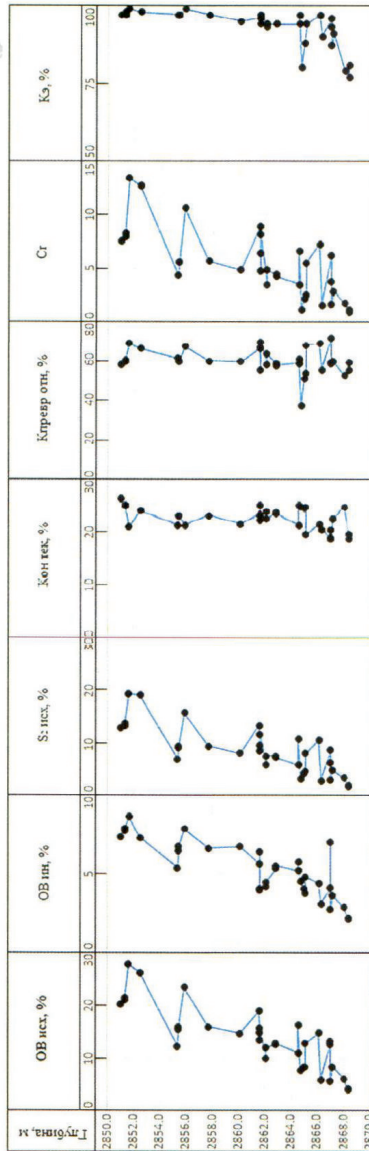


Условные обозначения:  
а: значения  $C_{орг}, \%$ : 1—20, 2—40, 3—60, 4—80, 5—100;  
6 — аргиллит.

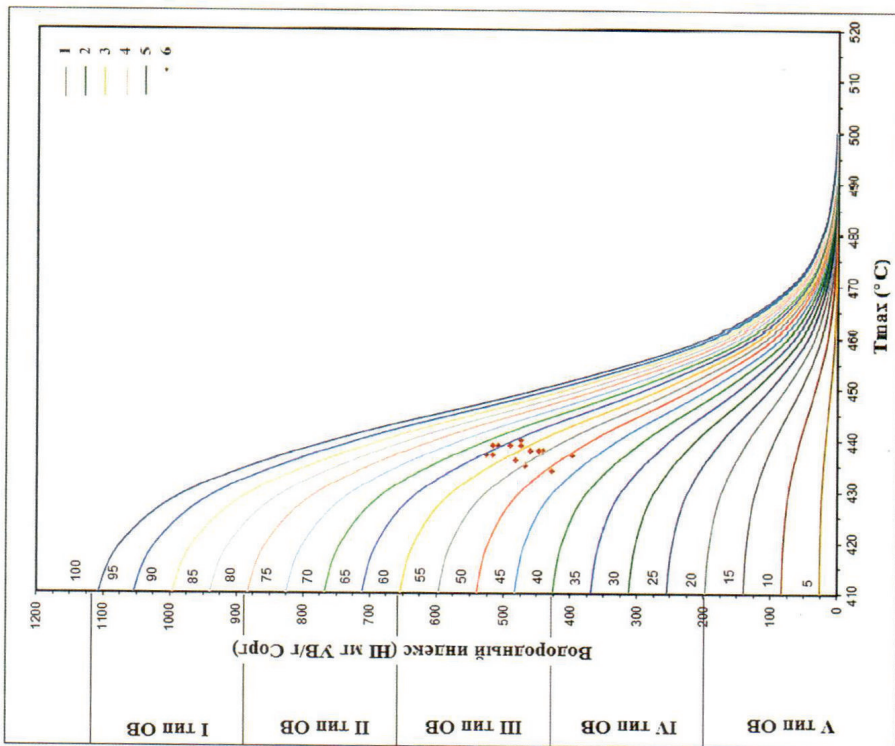
Рис. 6. Дружное месторождение, баженовская свита. Модифицированная диаграмма Ван Кревелена (а), исходные пиролитические данные (б) и расчетные нефтегенерационные параметры (в)



б



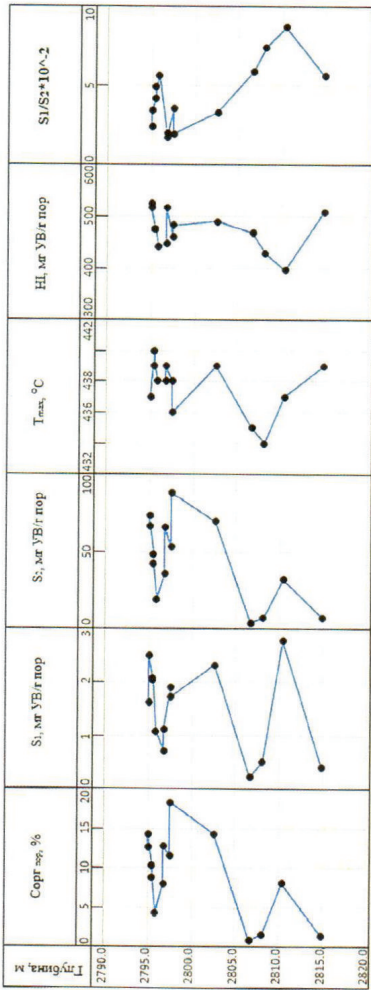
в



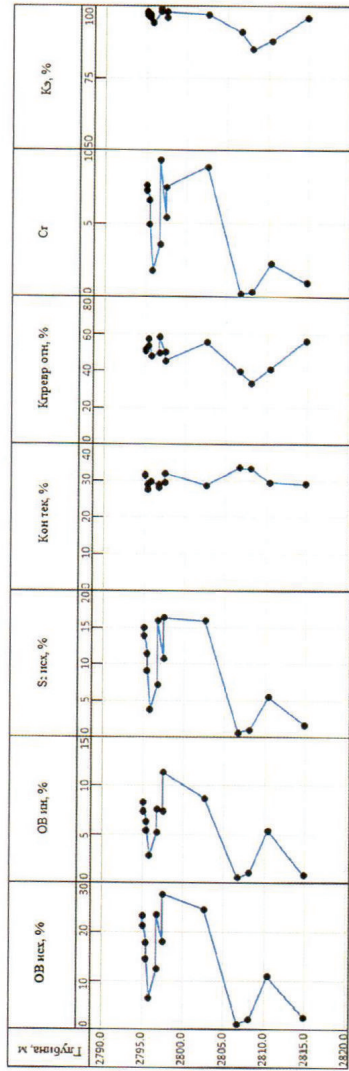
а

Условные обозначения:  
 а: значения  $K_{\text{исх}} \%$ : 1—20, 2—40, 3—60, 4—80, 5—100; 6 — аргиллит.

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



б



в

чем в предыдущих. Это указывает на более интенсивный генерационный процесс в этих отложениях, чем в образцах из предыдущей скважины, и более активное преобразование мобильной части керогена, что подтверждается заметным уменьшением величины пика  $S_2$  (см. табл.).

**Южно-Ягунское месторождение.** Нефтегенерационные параметры образцов, отобранных из баженовской свиты Южно-Ягунского месторождения, очень похожи на образцы Новоортьягунского (см. табл.). Действительно, среднее содержание  $OB$  в образцах имеет близкие значения ( $S_{орг}$  — 9.65 и 9.35% соответственно). Средние величины исходных нефтегенерационных потенциалов также почти одинаковы ( $Кон_{исх}$  — 59.76 и 59.17%), то же самое справедливо и по отношению к величинам  $K_{превр_{отн}}$  (49.14 и 46.81%), а также к значениям  $K_{э_{средн}}$  (95% в первом и во втором случаях) и отношениям  $S_1/S_2 \times 10^{-2}$  (4.34 и 4.60) (см. рис. 7, табл.).

**Нонг-Еганское месторождение.** Образцы баженовской свиты, отобранные из битуминозных отложений в пределах Нонг-Еганского месторождения, имеют примерно такое же среднее содержание  $S_{орг}$  в своем составе, как и в ранее рассмотренных образцах ( $S_{орг_{средн}}$  — 9.59%). Однако средняя величина  $Кон_{исх}$  заметно выше (64.14%), а среднее значение  $K_{превр_{отн}}$ , напротив, ниже (38.8%), немного меньше и среднее количество образовавшихся нафтидов (3.84%), а также средняя величина  $K_{э}$  (93%) и среднее значение отношения  $S_1/S_2 \times 10^{-2}$  (4.06) (см. табл.). Таким образом, рассматриваемые образцы израсходовали в среднем около 39% своего начального нефтегенерационного потенциала, а его большая часть (61%) осталась к настоящему моменту нереализованной (см. табл.).

**Северо-Егурьяхское месторождение.** Образцы баженовской свиты Северо-Егурьяхского месторождения наиболее богаты  $OB$  ( $S_{орг_{средн}}$  — 16.5%). Они характеризуются сравнительно высокой величиной начального нефтегенерационного потенциала  $Кон_{исх}$  (63.47%), но самым низким средним значением  $K_{превр_{отн}}$  (22.91%) и самой маленькой величиной  $K_{э_{средн}}$  (78%) (рис. 8, см. табл.). Следовательно, нереали-

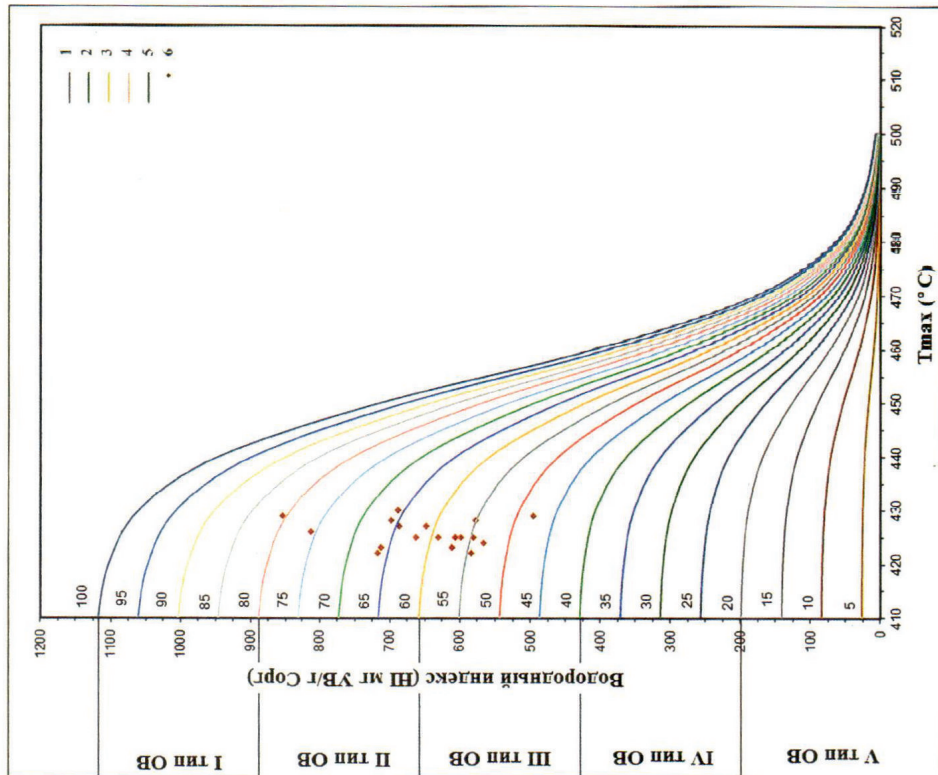
зованным осталось в среднем около 77% от исходного нефтегенерационного потенциала рассматриваемых отложений. Характерным для этих образцов является сравнительно невысокое среднее значение  $S_g$  (3.03%). Только у образцов баженовской свиты, отобранных из двух скважин Пальяновской площади, этот параметр заметно меньше (см. табл.). Средняя величина отношения  $S_1/S_2 \times 10^{-2}$  не выделяется своим значением и составляет 5.28.

**Тевлинско-Русскинское месторождение.** Образцы битуминозных отложений, отобранные в пределах Тевлинско-Русскинского месторождения, характеризуются довольно высоким содержанием  $S_{орг}$  (в среднем 14.34%), то есть немногим меньше, чем у только что рассмотренных образцов Северо-Егурьяхского месторождения (см. табл.). Образцы Тевлинско-Русскинского месторождения выделяются среди других самым высоким значением начального нефтегенерационного потенциала ( $Кон_{исх}$  — 70.54%). Для них отмечается невысокая степень превращения керогена в нафтиды ( $K_{превр_{отн}}$  в среднем 36.43%). Иными словами, не реализовано в среднем около 64% исходного нефтегенерационного потенциала  $OB$ , входящего в состав образцов баженовской свиты этого месторождения. Рассматриваемые образцы характеризуются самым высоким средним значением  $K_{э}$  (96%), то есть практически все образовавшиеся в битуминозных отложениях нафтиды эмигрировали из них. Этот факт подтверждается и самыми низкими значениями отношения  $S_1/S_2 \times 10^{-2}$  (в среднем 2.5) (см. табл.).

Несомненный интерес представляет оценка средней величины удельного нефтегенерационного потенциала рассматриваемых битуминозных отложений баженовской свиты. Для этого произведем оценку этого параметра в расчете на  $1 \text{ м}^3$  этих отложений. Примем среднюю объемную плотность битуминозных отложений, равной  $2200 \text{ кг/м}^3$ , тогда вес этого объема рассматриваемых отложений составит  $2200 \text{ кг}$ .

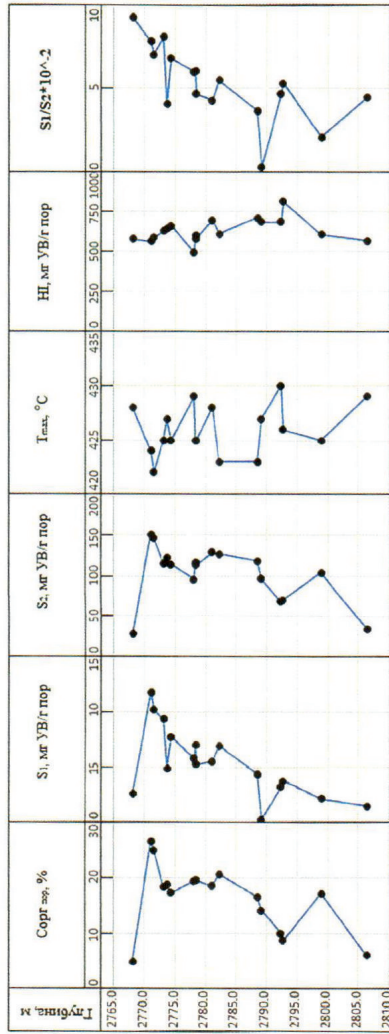
Минимальное среднее количество нафтидов, образовавшихся из рассеянного в битуминозных отложениях  $OB$  (Пальяновская площадь, скважина 2), равно 1.98%, или примерно  $44 \text{ кг}$  (около  $0.05 \text{ м}^3$ )



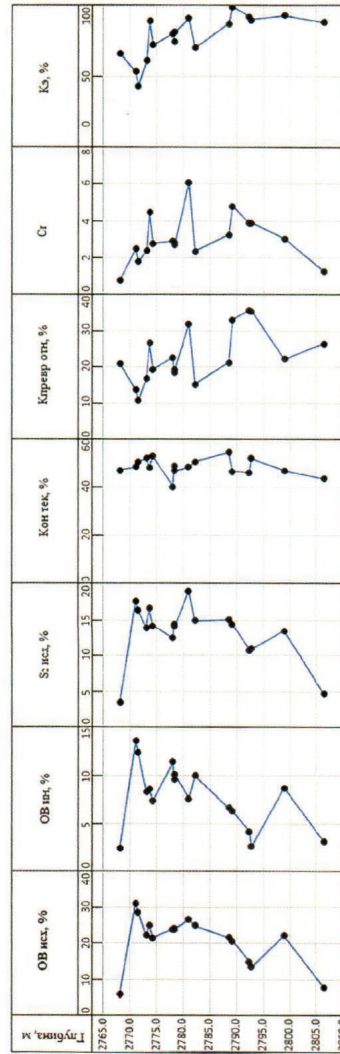


а

Условные обозначения:  
а: значения  $K_{исх}, \%$ : 1—20, 2—40, 3—60, 4—80, 5—100; 6 — аргиллит.



б



в

Рис. 8. Северо-Егурьязское месторождение, баженовская свита. Модифицированная диаграмма Ван Кревелена (а), исходные пиролитические данные (б) и расчетные нефтегенерационные параметры (в)

в расчете на  $1 \text{ м}^3$  породы, что составляет приблизительно 5% от объема битуминозных отложений. Однако в рассматриваемом случае только 70% эмигрировало, а 30% образовавшихся нафтидов осталось в битуминозных отложениях, поэтому эмигрировало из  $1 \text{ м}^3$  только 30.8 кг, или 0.035  $\text{м}^3$  (примерно 35 л), нафтидов.

Максимальное среднее количество нафтидов, образовавшееся из рассеянного в битуминозных отложениях ОВ (Верхне-Салымское месторождение), равно 9.77%, что в расчете на  $1 \text{ м}^3$  породы составляет примерно 215 кг, или около 0.24  $\text{м}^3$ . Даже если учесть, что в битуминозных отложениях осталось примерно 3% от общего количества образовавшихся нафтидов (около 6.5 кг, или 0.0072  $\text{м}^3$ ), то количество битумоидов из пород баженновской свиты, эмигрировавших из  $1 \text{ м}^3$ , все равно оказывается огромным — 208.6 кг, или 0.23  $\text{м}^3$  (230 л). Однако не следует забывать, что наши расчеты проводились на  $1 \text{ м}^3$  современных битуминозных отложений, а в прошлом его первоначальный объем был примерно в 1.4 раза больше, а вес почти в 1.26 раза (для образцов с высоким исходным содержанием ОВ). Поэтому правильнее полученные данные соотносить с первоначальным весом и объемом пород баженновской свиты, и тогда мы получим следующие значения: 165.6 кг и 0.16  $\text{м}^3$  или 160 л из  $1 \text{ м}^3$  исходной породы, что тоже немало.

Если принять среднюю мощность баженновской свиты равной 25 м, то с площади, равной  $1 \text{ км}^2$ , в пределах, например, рассмотренного выше Верхне-Салымского месторождения из битуминозных отложений эмигрирует в ближайшие к ней породы-коллекторы порядка  $4 \times 10^9 \text{ м}^3$ , или 3.2 млн т, нафтидов. Понятно, что какая-то их часть рассеется в окружающих породах по пути их миграции к породам-коллекторам.

Проведя подобные расчеты для баженновских отложений в пределах Пальяновской площади, получим информацию, что с  $1 \text{ км}^2$  эмигрирует порядка  $0.7 \times 10^9 \text{ м}^3$ , или 0.56 млн т, нафтидов.

### ОБСУЖДЕНИЕ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Представляется вполне разумным, что величина  $K_z$ , помимо других причин, зависит

от прочностных свойств пород баженновской свиты, которые определяются их вещественным составом. Можно предположить, что чем больше в составе того или иного образца присутствует достаточно пластичных компонентов, таких как ОВ и глинистые минералы, тем легче уплотняется порода и, соответственно, выше коэффициент эмиграции и, напротив, ниже значение отношения  $S_1/S_2$ .

Для образцов баженновской свиты, отобранных в пределах Верхне-Салымского месторождения, кроме данных по их пиролитическим исследованиям, получены результаты определения их вещественного состава. Это позволило построить зависимости  $K_z$  и  $S_1/S_2$  от суммарного содержания в составе образцов глинистого и органического материалов. Действительно, сделанное предположение подтвердилось: получены значимые связи обсуждаемых параметров друг с другом (рис. 9а, 9б).

Можно также предположить, что чем выше концентрация в составе образцов прочных минеральных компонентов, например кремнезема, тем выше отношение  $S_1/S_2$  и, напротив, ниже значение  $K_z$ . Однако значимых зависимостей между этими параметрами получить не удалось. Можно лишь говорить о тенденциях, например, уменьшения величины  $K_z$  с ростом концентрации кремнезема (рис. 9в). Вероятно, содержания кремнезема в рассматриваемых образцах недостаточно, чтобы сформировался прочный минеральный каркас, способный противостоять литостатическому давлению, вызывающему уплотнение пород и, как следствие, «выжиманию» образовавшихся нафтидов в ближайшие породы-коллекторы.

Выше уже отмечалось, что отношение  $S_1/S_2$  связано с величиной  $K_z$ , так как значение  $S_1$  соответствует количеству подвижных (нефтеподобных) нафтидов, содержащихся в том или ином образце, а значит, чем выше это значение, тем больше (при прочих равных условиях) образовавшихся нафтидов осталось в нем. Поэтому можно ожидать, что обсуждаемая зависимость между этими параметрами должна иметь обратно пропорциональный характер. Действительно, сопоставление этих параметров друг с другом позволило убедиться в существовании такой зависимости (рис. 9г). Существует соблазн

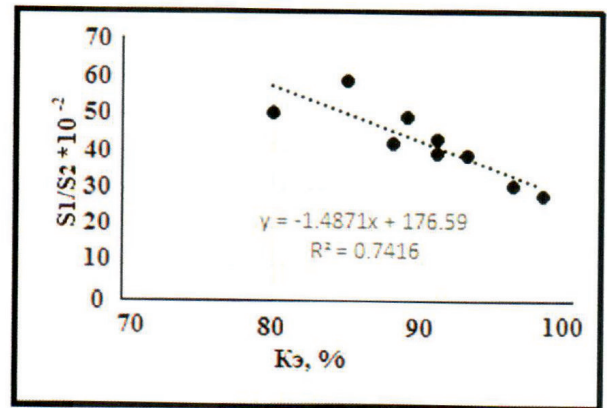
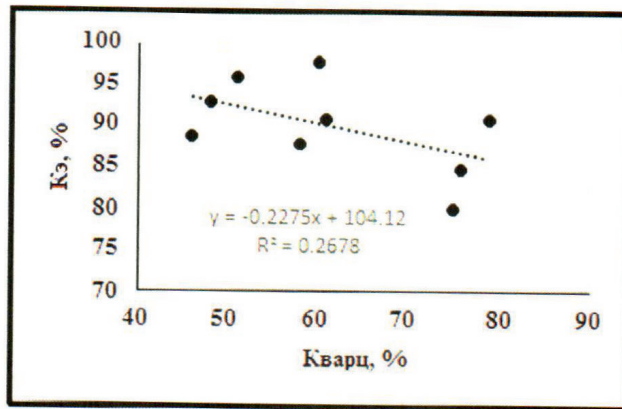
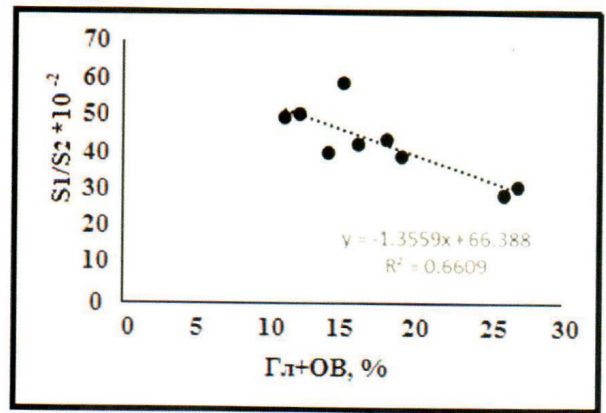
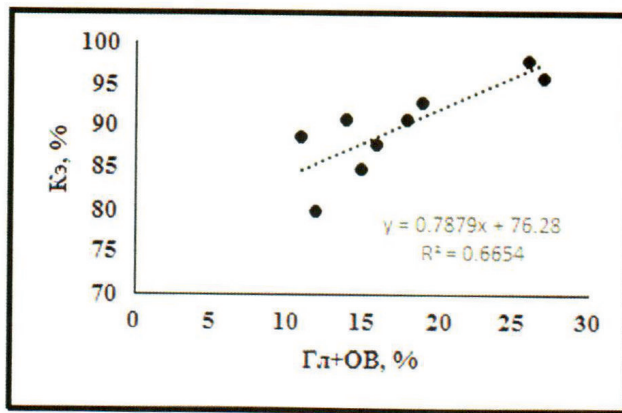


Рис. 9. Зависимость  $K_z$  и  $S_1/S_2 \cdot 10^{-2}$  от суммарного содержания глины и органического вещества (а, б),  $K_z$  от концентрации кварца (в) и друг от друга (г)

получить универсальную зависимость, чтобы по величине отношения  $S_1/S_2$  можно было прогнозировать приблизительное значение  $K_z$ . Однако анализ полученных данных показал, что единой универсальной зависимости для рассматриваемых параметров не существует. Для разреза каждой скважины, вскрывшей битуминозные отложения, существует своя уникальная связь между обсуждаемыми параметрами. Хотя если скважины расположены близко друг от друга, то есть отложения баженовской свиты находятся в схожих термодинамических условиях и они (отложения) имеют близкий вещественный состав, то и полученные зависимости также на графике располагаются рядом друг с другом.

Выше уже говорилось о том, что в состав пика  $S_2$  наряду с УВ, выделяющимся в результате термического разложения керогена, входят и высокомолекулярные органические соединения, включая также и гетеро-

соединения, то есть нафтиды, растворимые в органических растворителях, а потому, в соответствии с существующим определением керогена, не относящиеся к таковому.

Для того чтобы оценить вклад этого типа соединений в пик  $S_2$ , сопоставим его величины до и после экстракции образцов, например, в спиртобензольной смеси. Так, для среднеюрских терригенных отложений, богатых углистым материалом, доля растворимых компонентов в составе пика  $S_2$  составляет около 39%, а в верхнедевонских морских осадках — около 43% (рис. 10). С формальной точки зрения эта доля растворимых в органических растворителях нафтидов должна быть отнесена к пику  $S_1$ , так как по определению их нельзя считать керогеном. С другой стороны, эти соединения находятся в породе в сильновязком или даже твердом состоянии, а потому не способны самостоятельно перемещаться по направлению к стволу скважины под действием градиента

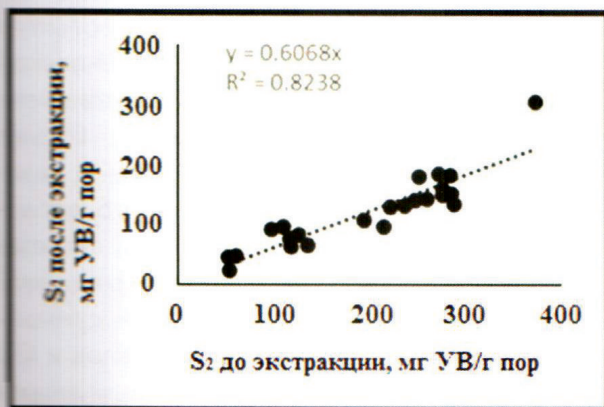
давления, существующего в пластовых условиях. По этому признаку они ближе к керогену. Следовательно, они, как и кероген, лишь в результате дальнейшего термического созревания и превращения в жидкие и газообразные нафтиды могут войти в состав пика  $S_1$  и представлять практический интерес для разработчиков без привлечения дополнительных методов воздействия на пласт с целью их перевода из вязкого и твердого в подвижное (текущее) состояние. Именно по этой причине эти тяжелые высокомолекулярные соединения не выделялись в отдельную группу, а рассматривались в составе пика  $S_2$ , будучи формально отнесенными к керогену.

Первоначально предполагалось, что построенная модифицированная диаграмма Ван Кревелена является универсальной для всех типов образцов. Однако в процессе работы выяснилось, что крутизна изолиний изменяется в зависимости от степени катагенетической преобразованности керогена, а именно: чем выше степень его термического превращения, тем круче располагаются изолинии. Причем для максимально катагенетически преобразованных образцов, например отобранных в пределах Верхне-Салымского, Приобского месторождений и Пальяновской площади, получаемые расчетные значения нефтегенерационных параметров вызывают сомнения. Создается впечатление, что эти образцы были подвергнуты очень интенсивному термическому воздействию, и они почти

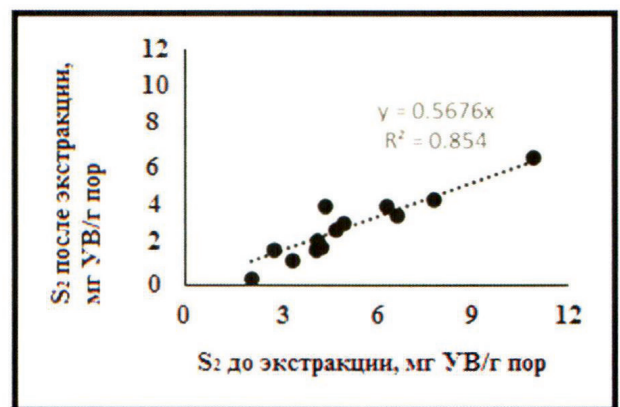
выходят за рамки находящихся на диаграмме генерационных изолиний и принятого в качестве граничного значения  $T_{max}$ , равного  $500\text{ }^{\circ}\text{C}$  (см. рис. 3, табл.). Действительно, если пользоваться этой диаграммой без изменения крутизны этих кривых, то получаются неправдоподобно низкие значения  $Kon_{исх}$ . Особенно это заметно для образцов, отобранных в пределах Верхне-Салымского месторождения, в которых следовало бы ожидать присутствие высококачественного исходного морского ОВ с высоким исходным нефтегенерационным потенциалом. Остается предположить, что, вследствие резкого высокотемпературного воздействия на кероген, его «генерационные» изолинии очень резко (круто) спускаются вниз на рассматриваемой диаграмме и значение  $T_{max}$  по кинетическим причинам «не успевает» сместиться ближе к условно принятому максимальному ее значению, равному  $500\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Остается понять, что же это за такие высокотемпературные условия и чем они были обусловлены или вызваны? В настоящее время накоплен богатый фактический материал, доказывающий активное участие высокотемпературных гидротермальных флюидов как в формировании вторичных коллекторов, так и в интенсификации процесса генерации собственно самих нафтидов [8—10].

Действительно, эксперименты, выполненные в гидротермальных условиях при высоких температурах и давлениях на образцах баженовской свиты, показали,



а



б

Рис. 10. Сопоставление значений  $S_2$  до и после экстракции образцов, представленных среднеюрскими углистыми породами (а) и верхнедевонскими морскими карбонатными отложениями (б)

что происходит интенсивная генерация УВ, имеющих состав очень близкий к таковому нефти, при этом размеры пика  $S_2$  сильно уменьшаются, а его  $T_{max}$  смещается в более высокотемпературную область (рис. 11а) [13]. На поверхности богатых ОВ образцов, подвергаемых гидротермальной обработке, появляются многочисленные капельки битумов, имеющих как очень вязкую, так и твердую консистенцию (рис. 11б) [8]. Многочисленные полости, присутствующие внутри этих капелек, свидетельствуют о том, что из них выделялись газообразные УВ. Следует обратить особое внимание на то, что кероген, присутствовавший в исходной породе, представленный, например, углефицированными растительными остатками, под действием гидротермального флюида полностью превратился в очень вязкие и даже твердые (до хрупких) битумы [8]. Подчеркнем еще раз, что в породах, подвергшихся гидротермальному воздействию, исходное органическое вещество (кероген) полностью превратилось в битумы, имеющие в зависимости от термодинамических (гидротермальных) условий и его (ОВ) исходного состава различную консистенцию.

При исследованиях ОВ, входящего в состав баженновской свиты в прозрачных петрографических шлифах, изготовленных из образцов, отобранных из высокотемпературных участков (например, Салымское и Приобское месторождения, Пальяновская и Каменная площади), возникают непреодолимые трудности при определении исходного органического материала. Обычно в описаниях таких шлифов пишут: «органический материал представлен темно-коричневым гелефицированным аморфным веществом». Вероятнее всего, это «аморфное вещество» представляет собой не что иное как битум, образовавшийся в результате гидротермального воздействия на исходное ОВ, присутствующее в составе этих образцов.

Пирограмма такого чрезвычайно вязкого битума, отобранного из скважины 1 Пальяновской площади, имеет вид, очень похожий на таковую обычного образца баженновской свиты (рис. 11в, 11г). Для исследованного битума отмечается довольно высокая величина  $T_{max}$  (442 °С) и сравнительно небольшая величина  $H_I$  (297 мгУВ/гСорг).

этим его пиролитические параметры практически не отличаются от средних значений таковых, полученных на образцах баженновской свиты, отобранных из той же скважины (см. табл.). Величина отношения  $S_1/S_2$  рассматриваемого битума, равная 7.3, также практически совпадает со средним значением того же отношения, полученным на образцах из той же скважины, равным 7.9 (см. табл.).

Здесь следует отметить интересный феномен, связанный с рассматриваемым вязким битумом. Он заключается в том, что, несмотря на присутствие на его пирограмме пика  $S_1$ , соотносимого по существу в настоящее время представлениям с нефтеподобными жидкими УВ, по данным ядерно-магнитных исследований в рассматриваемом битуме отсутствуют подвижные (жидкие) УВ, что подтверждается отсутствием сигнала на ЯМР-релаксометре. Этот феномен может быть объяснен тем, что низкомолекулярные (жидкие) УВ (которые дают пик  $S_1$ ) входят в состав этого битума в форме «твердого» раствора и не имеют возможности колебаться под действием радиосигналов, генерируемых ЯМР-релаксометром [11].

Пирограммы твердого, хрупкого, сильно метаморфизованного битума и образца баженновской свиты, в которой он присутствует, любезно предоставил В.Н. Меленевский (ИНГГ СО РАН). Анализ полученных пирограмм показал, что они практически идентичны. Различия касаются лишь значений  $T_{max}$ , которые у битума немного меньше, чем у образца, и пика  $S_1$ , который полностью отсутствует в битуме и имеет небольшую высоту на пирограмме образца баженновской свиты (рис. 11д, 11е). Вероятно, из-за очень низкой механической прочности битума все содержащиеся в нем жидкие и газообразные УВ эмигрировали из него вследствие его уплотнения под действием литостатического давления. На это уже обращалось внимание выше при сопоставлении суммарного содержания глинистых минералов и ОВ образцов баженновской свиты с величинами  $K_z$  и отношения  $S_1/S_2$  Верхне-Салымского месторождения (см. рис. 9). Не исключено также, что низкомолекулярные УВ были удалены из битума в процессе его термализации.

высокоэнзальпийными гидротермальными флюидами. Из-за чего он приобрел твердохрупкую консистенцию (см. рис. 11д, 11е).

Подчеркнем еще раз, что на тех участках, где происходило воздействие высокоэнзальпийных гидротермальных флюидов на породы баженновской свиты, органическое вещество, входившее в их состав, превратилось, с одной стороны, в подвижные нефтеподобные и газообразные нафтиды, а с другой, в метаморфизованные битумы, имеющие различное физическое состояние — от вязкопластичного до твердохрупкого в зависимости от термобарических условий, создаваемых гидротермальными флюидами в битуминозных отложениях.

Таким образом, сделанное выше утверждение, касающееся пика  $S_2$ , что этот параметр справедливо отражает величину *Кон*, как керогена, так и битумов, входящих в состав образцов баженновской свиты, получило еще одно важное подтверждение. Действительно, битумы, генерированные из керогена и метаморфизованные при непосредственном участии высокоэнзальпийных гидротермальных флюидов, по своим свойствам практически идентичны керогену и являются его производными. Причем в наиболее термически преобразованных участках практически весь кероген под действием гидротермальных флюидов, потеряв жидкие и газообразные УВ, а также углеводородные летучие, преобразовался в твердые битумы, которые часто ошибочно принимаются за кероген. Иными словами, в таких образцах, подвергшихся воздействию высокоэнзальпийных флюидов, исходного органического вещества террагенного и/или морского происхождения, относимого к керогену, как такового уже нет, а есть его производное — в большей или меньшей степени метаморфизованный битум.

Часть углеводородов и гетеросоединений, имеющая небольшой молекулярный вес и входящая в состав битумов (в виде «твердых» растворов), растворяется органическими растворителями, а наиболее высокомолекулярные соединения остаются в виде твердого нерастворимого остатка, который формально может быть отнесен к керогену (если использовать в качестве основного критерия их свойство не растворяться в орга-

нических растворителях). Если же использовать генетический критерий (по способу их происхождения), то это просто высокомолекулярные битумы, имеющие в большей или меньшей степени графитизированную молекулярную структуру, возникшую под действием высокотемпературных гидротермальных растворов.

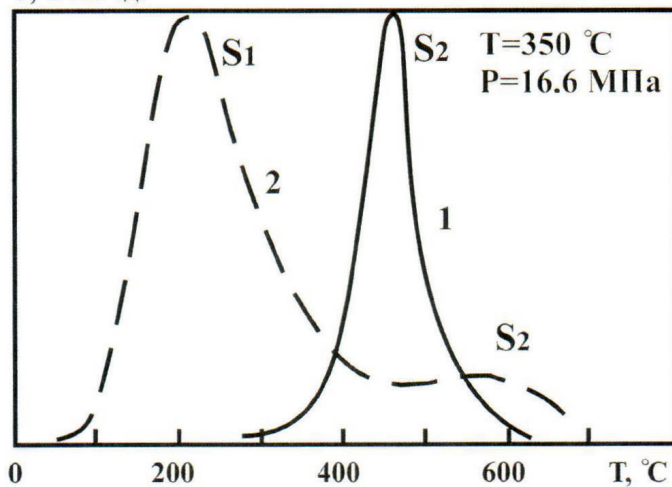
Обращает на себя внимание широкий диапазон изменения исходных пиролитических и рассчитанных на их основе нефтегенерационных параметров для образцов баженновской свиты, поднятых даже из одной и той же скважины (см. рис. 3—8, табл.). Казалось бы, что осадки накапливались приблизительно в одних и тех же морских условиях и находились практически в одинаковых термодинамических условиях, но тем не менее имеют различные «пиролитические» параметры. Причин, объясняющих наблюдаемый феномен, может быть несколько.

Во-первых, несмотря на, казалось бы, одинаковые (морские) условия седиментации, за 6—8 млн лет существования верхнеюрско-нижнеокомского палеобассейна палеобатиметрические и, соответственно, палеофациальные условия все же не оставались постоянными, поэтому менялся и состав палеобиоты, включая планктонные, нектонные и бентосные морские организмы. Иными словами, изменялось количество и качество исходного ОВ, а также степень его разложения микроорганизмами. Последнее обуславливалось главным образом окислительно-восстановительными условиями, существовавшими в осадке. Это, в свою очередь, было связано преимущественно с наличием или отсутствием в нем сероводородного заражения.

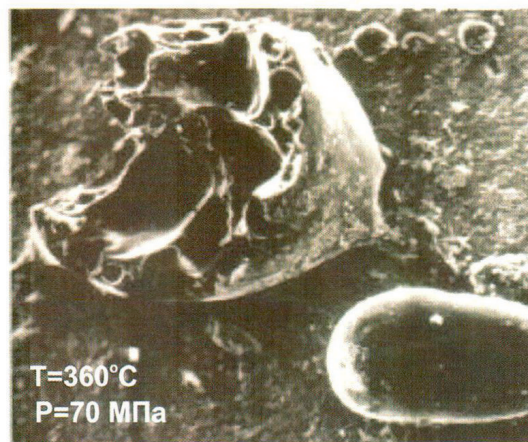
Во-вторых, в процессе нафтидогенеза большое значение имели фильтрационно-емкостные и прочностные свойства пород баженновской свиты. В зависимости от этих свойств изменялось количество оставшихся в рассматриваемых отложениях и эмигрировавших из них нафтидов.

В-третьих, отмеченные широкие вариации определенных исходных (пиролитических) и расчетных (нефтегенерационных) параметров обусловлены погрешностями в определении первых и многочисленными взаимозависимыми расчетами вторых, которые

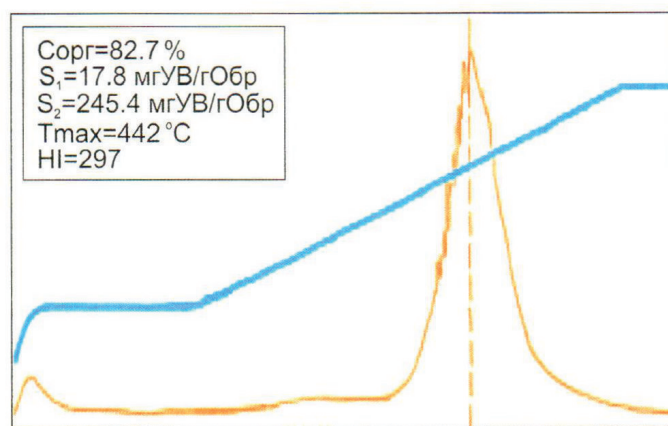
Ж, Отн. ед.



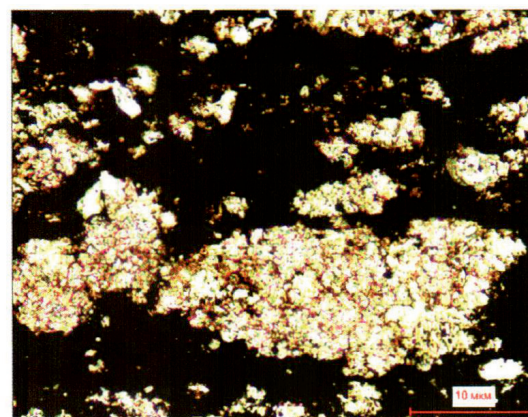
а



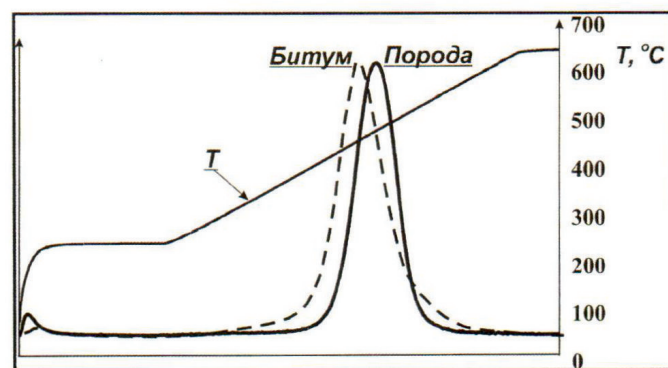
б



в



г



д



е

Условные обозначения:

а: 1 — до, 2 — после гидротермального воздействия на образец баженовской свиты (по [12]);

б: битумы, образовавшиеся в результате гидротермальной обработки образца углистого аргиллита (по [8]);

в: пирограмма вязкого битума;

г: фотография петрографического шлифа, изготовленного из него;

д: пирограммы образца баженовской свиты и битума, расположенного на его поверхности;

е: их фотография (по В. Н. Меленевскому, ИНГГ СО РАН).

Рис. 11. Пирограммы (а, в, д) и снимки: РЭМ (б), петрографического шлифа (г) и образца (е)

накапливались пропорционально количеству математических действий с ними.

В заключение обратим внимание на еще одно немаловажное обстоятельство, связанное с активным влиянием на нефтидогенез гидротермального воздействия, о чем уже говорилось выше. В составе ювенильных высокоэнталийных гидротермальных флюидов, наряду с другими компонентами, присутствуют метан, его ближайшие гомологи и водород, которые также принимают активное участие в процессе нефтидогенеза, поскольку при термическом разложении **ОВ** (керогена) образуется большое количество ненасыщенных связей и свободных радикалов, которые активно взаимодействуют с ними, давая в результате большое количество низкомолекулярных углеводородов с высоким содержанием в них водорода. Поэтому на самом деле нефтегенерационный потенциал в зонах воздействия на них гидротермальных флюидов будет выше, а на сколько — будет зависеть от количества углеводородных соединений, образующихся за счет взаимодействия **ОВ** битуминозных отложений с **УВ** и водородом, привносимых в баженовскую свиту гидротермами.

### ВЫВОДЫ

1. Предложен оригинальный вариант модифицированной диаграммы Ван Кревелена с разбивкой исходного органического

вещества на пять типов по их нефтегенерационным свойствам с нанесенными на ней генерационными кривыми.

2. С помощью полученной диаграммы можно производить оперативную оценку нефтегенерационных свойств отложений баженовской свиты и количества эмигрировавших из нее нефтидов.

3. Отмечаются широкие вариации исходных (пиролитических) данных и расчетных (нефтегенерационных) параметров даже в пределах разреза одной скважины, вскрывшей битуминозные отложения. Это объясняется несколькими факторами, включающими различия исходного состава **ОВ**, степень раннедиагенетического (микробиального) разложения, окислительно-восстановительный потенциал среды (наличие или отсутствие сероводородного заражения), аппаратные и расчетные погрешности, а также влиянием ювенильных гидротермальных флюидов на процесс генерации нефтидов.

4. На участках, где проявилось активное влияние на нефтегенерационные процессы ювенильных высокоэнталийных гидротермальных флюидов, все исходное **ОВ** (кероген) превратилось в большей или меньшей степени в метаморфизованный битум, в котором, в зависимости от его термического преобразования, могут находиться низкомолекулярные **УВ** в форме «твердых» растворов.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Астахов С. М. Геореактор. Алгоритмы нефтегазообразования. Ростов-на-Дону: Контрики, 2015. 256 с.
2. Богородская Л. И., Конторович А. Э., Ларичев А. И. Кероген. Методы изучения, геохимическая интерпретация. Новосибирск: Гео, 2005. 254 с.
3. Вассоевич Н. Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1967. № 11. С. 137—142.
4. Вассоевич Н. Б., Трофимук А. А., Конторович А. Э., Неручев С. Г. 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, 1970. С. 61—81.
5. Волков В. А., Олейник Е. В., Оксенойд Е. Е., Солопахина Л. А. К вопросу о типе органического вещества пород баженовской свиты // Вестник недропользователя. 2016. № 28. С. 3—18.
6. Галушкин Ю. И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтеносности. М.: Научный мир, 2007. 456 с.
7. Зубков М. Ю., Меленевский В. Н., Кос И. М., Медведев Н. Я. Нефтегенерационные свойства различных типов пород, слагающих верхнеюрские отложения Маслиховского месторождения // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Ханты-Мансийск, 2000. Т. 1. С. 152—161.
8. Зубков М. Ю., Шведенков Г. Ю. Экспериментальное моделирование процесса формирования вторичных коллекторов под действием гидротермальных флюидов различного состава // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: Материалы V науч.-практ. конф. Ханты-Мансийск, 2002 Т. 1. С. 323—332.