

УДК 553.98.04 (063) (571.12)

**СБОРНИК ИЗДАН  
ПРИ ФИНАНСОВОЙ ПОДДЕРЖКЕ  
ООО «РН-Юганскнефтегаз»**

**ПУТИ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА ХАНТЫ-МАНСКИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА – ЮГРЫ. Том 1** (Двадцать первая научно-практическая конференция). Под редакцией Шпильмана А.В., Волкова В.А. – Ханты-Мансийск. – 2018. – 280 с. – Тираж 380 экз.

В сборнике докладов рассматриваются проблемы геологии, разработки, обустройства нефтегазовых месторождений, вопросы лицензирования недр, экономики недропользования, охраны окружающей среды, исследования керна, флюидов и петрофизики.

Литературное редактирование *Симон О.А., Куминова Т.Э.*  
Корректурa *Мистюрина Ю.В.*  
Компьютерная верстка *Куминова Т.Э., Мистюрина Ю.В.*

© Сост., оформ. АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»  
© Коллектив авторов, 2018

ISBN: 978-5-9908400-4-1

# НЕФТЕГЕНЕРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ПОРОД ПРИУРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

М.Ю. Зубков, С.Н. Репетов, Е.О. Галенко  
(ООО «ЗапСибГЦ», ТО «СургутНИПИнефть»)

В настоящее время для оценки нефтегенерационных свойств различных типов осадочных пород широко используются пиролитические методы. Особое значение они приобретают при оценке перспектив нефтегазоносности сравнительно слабо изученных этими методами прибортовых районов Западно-Сибирского бассейна, к которым можно отнести, в частности, Приуральскую нефтегазоносную область (НГО).

Для оценки типа органического вещества (ОВ) и степени его превращения в нафтиды обычно используется диаграмма Ван-Кревелена [1-7], однако определять содержание кислорода и водорода в составе керогена непросто, поэтому не так давно для этих целей в новых модификациях пиролитических приборов типа «Rock-Eval» используют значения водородного (НI) и кислородного (ОI) индексов. В старых приборах того же типа, в которых невозможно определять величину ОI, для тех же целей при построении модифицированной диаграммы Ван-Кревелена используют значения Tmax и НI [1, 3-7].

Однако и в первом, и во втором случаях результаты оценки нефтегенерационных свойств, полученные на основе пиролитических исследований, носят качественный или, в лучшем случае, полуколичественный характер. Поэтому для повышения их качества и достоверности в настоящей публикации предлагается оригинальная методика, которая дает возможность проводить количественную оценку исходного, текущего и остаточного нефтегенерационного потенциалов различных типов пород, а также количества образовавшихся и эмигрировавших нафтидов, полученных с помощью старых модификаций приборов типа «Rock-Eval». В основе этой методики лежит комплексирование результатов пиролитических исследований и способа материального баланса.

Получаемые с помощью этой методики результаты демонстрируются, главным образом, на примере отложений даниловской (и её лито-стратиграфических аналогов) и тюменской свит, распространенных в пределах Приуральской НГО. Схема расположения месторождений, в пределах которых отбирались образцы, представлена на рис. 1.

## Аппаратура и методика

Изучение нефтегенерационных свойств образцов, отобранных из разновозрастных отложений Приуральской НГО, осуществлялось на программно-аппаратурном комплексе «Хроматэк-Кристалл 5000.2», с помощью которого определяются следующие параметры:  $S_1$ ,  $S_2$  и Tmax. 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 мин. Пик  $S_2$ , по общепринятому мнению, соответствует количеству УВ, выделяющихся





Рис. 1. Схема расположения месторождений, в пределах которых отбирались образцы для пиролитических исследований

из образцов при их дальнейшем нагреве в интервале температур 300-600°С в результате термокрекинга керогена [1-7].

На анализаторе АН 7529-М после удаления карбонатов из анализируемых образцов определялось содержание в них органического углерода (Сорг). Величина НІ рассчитывалась в соответствии с известным уравнением:

$$НІ = S_2 / Сорг \quad (1)$$

Для проведения геохимических расчётов 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 и битуминозных сланцев, находящихся на различных стадиях катагенеза и метагенеза, а также различных типов нафтидов – нефтей, битумов, асфальтенов, керитов и др. (рис. 2а). От обычно используемых диаграмм подобного типа, настоящая отличается равномерным распределением изолиний катагенетического созревания керогена того или иного типа – от исходного («незрелого») его состояния до завершения процесса нефтегенерации.





Кроме значений  $H_I$  на оси ординат нанесена равномерная шкала с величинами исходного нефтегенерационного потенциала всех возможных типов керогена, изменяющихся от 0 до 100 %, с которой спускаются упомянутые выше гипотетические «катагенетические» или «генерационные» кривые, расположенные через 5 % друг от друга (см. рис. 2а). В дальнейшем рассматриваемый параметр будем называть коэффициентом остаточной нефтегенерации (**Кон**), а его первоначальную или исходную величину (до начала процесса нефтегенерации) обозначим как **Кон<sub>исх</sub>**.

По аналогии с предложенными Б. Тиссо и Д. Вельте тремя типами ОВ (I, II и III) [7] предлагается формально выделить пять типов, расположив их равномерно через 20 %, друг от друга. Тогда ОВ I-го типа имеет исходный генерационный потенциал или **Кон<sub>исх</sub>** от 80 до 100 %, ОВ II-го типа – от 60 до 80 %, ОВ III-го типа – от 40 до 60 %, ОВ IV-го типа – от 20 до 40 % и ОВ V-го типа – от 0 до 20 % (рис. 2а). Очевидно, что, как и в классификации, предложенной Б. Тиссо и Д. Вельте, I тип представлен сапропелевым ОВ, обладающим самым богатым нефтегенерационным потенциалом, II тип – смешанное ОВ морского и террагенного происхождения, III тип – преимущественно террагенное ОВ, содержащее в повышенном количестве лейптинитовые и витринитовые мацералы, IV тип – также террагенное ОВ, но сложенное преимущественно бедными водородом мацералами типа семифюзинита, микринита и т.п. V тип – это также террагенное ОВ, представленное 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 не доказанные) предположения, которые заключаются в следующем. Во-первых, принимается, что генерация нафтидов керогеном начинается, когда величина его  $T_{max}$  достигает 400 °С и более. Заканчивается же в основном тогда, когда величина его  $T_{max}$  составляет около 500 °С. Во-вторых, что процесс генерации керогеном нафтидов в анализируемых образцах осуществляется сообразно расположению его виртуальной точки на той или иной генерационной кривой, присутствующей на модифицированной диаграмме Ван-Кревелена (рис. 2а).

Кроме того, для перевода значений Сор<sub>г</sub> в содержание ОВ использованы соответствующие переводные коэффициенты, учитывающие качество исходного ОВ и только ту его долю, которая превращается по мере его катагенетического преобразования в нафтиды, исключая ту его часть, которая переходит в неуглеводородные летучие, представленные, главным образом,  $H_2O$  и  $CO_2$ .

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

Текущее (современное) содержание ОВ – **ОВтек** вычисляется путём умножения Сор<sub>г</sub> (в расчёте на породу) на переводной коэффициент ( $K_1$ ), учитывающий его современный элементный состав.

Дебитуминизированное ОВ или **ОВд** находится вычитанием из **ОВтек** значения  $S_1$ , переведённого 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 обломочных зёрен (включая цемент) состоянии.

Инертная часть ОВ (**ОВин**), которая остаётся в виде графитизированного остатка после завершения процесса нефтегенерации, вычисляется путём вычитания из **ОВд**



значения  $S_2$  (также переведённого в %-ное содержание на породу) в предположении, что величина  $S_2$  соответствует мобильной части керогена, которая способна превратиться в нафтиды по мере его термического созревания.

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  $HI-T_{max}$ , полученными по данным пиролиза для анализируемого образца, найти величину  $Кон_{исх}$ , соответствующую исходному значению остаточного нефтегенерационного потенциала, выраженному в % (см. выше). Вычисляем переводной коэффициент ( $K_2$ ) для расчета величины **ОВисх** следующим образом:

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

Откуда:

$$ОВисх = ОВин \cdot K_2. \quad (3)$$

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 % на породу делится на величину **ОВисх** и равняется в долях единицы:

$$Кон_{тек} = S_{2\%} / ОВисх \%. \quad (5)$$

Для перевода полученного значения в % оно умножается на 100 %.

Тогда абсолютное значение коэффициента превращения **ОВисх** в нафтиды (**Кпревр<sub>абс</sub>**) равно:

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

Относительная величина того же параметра (**Кпревр<sub>отн</sub>**), когда величина  $Кон_{исх}$  принимается за 100 %, равняется:

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

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

$$C_T = S_{2исх} - S_2. \quad (8)$$

Количество эмигрировавших нафтидов ( $C_э$ ) равно:

$$C_э = C_T - S_1. \quad (9)$$

Коэффициент эмиграции (**Кэ**) равен:

$$Кэ = C_э / C_T \times 100 \%. \quad (10)$$

Здесь следует отметить, что в предложенном алгоритме принимается, что содержанию нафтидов в образце соответствует 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  $S_2$ , наоборот, немного завышенными.



Для качественной экспресс-оценки нефтегенерационных 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 нефтегенерации или нет. Конкретные примеры использования этого отношения будут рассмотрены ниже.

### Результаты исследований

Образцы, отобранные из скважины, пробуренной в пределах **Андреевского** месторождения, подняты из подошвенной части даниловской свиты, а также из тюменской свиты (рис. 2, табл. 1). Один образец с целью сопоставления его нефтегенерационных свойств отобран из кровельной части доюрского комплекса (ДК). Образцы, поднятые из даниловской свиты, представлены аргиллитами с невысоким содержанием Сорг, варьирующим от 3.3 до 4.9 %. Из тюменской свиты взят образец алевролитистой глины с низким содержанием Сорг (1.6 %), сильно углистые аргиллиты (Сорг – от 28.8 до 42.0 %) и глинистые угли (Сорг – 59.0-60.8 %). Образец, поднятый из ДК, представлен интенсивно изменённой (вероятно гидротермальными флюидами), осветлённой породой с очень низким содержанием Сорг (0.44 %).

Отобранные образцы характеризуются широким интервалом значений НИ (от 189 до 747 мг УВ/г Сорг), что соответствует начальной величине  $K_{он\text{исх}}$ , варьирующей в пре-

Таблица 1

**Нефтегенерационные параметры, рассчитанные по данным пиролитических исследований Андреевского месторождения**

№ пп	Свита	Спор, %	S1, мг УВ/г пор	S2, мг УВ/г пор	S1/S2*10-2	Tmax, °C	НИ, мг УВ/г Сорг	ОВ тек, %	ОВ д, %	ОВ ин, %	ОВ исх, %	S2 исх, %	К он исх, %	К он тек, %	К превр. абс., %	К превр. отн., %	Сг, %	Сэ, %	Кэ, %
1	Даниловская	3,32	1,05	24,8	4,2	433	747	3,79	3,68	1,20	4,60	3,39	73,60	53,94	19,66	26,71	0,91	0,81	89
2		4,88	1,07	21,91	4,9	433	449	5,40	5,30	3,11	5,68	2,57	45,20	38,59	6,61	14,62	0,38	0,27	72
3	Тюменская	1,57	0,58	4,93	11,8	434	314	1,71	1,66	1,16	1,74	0,58	32,80	28,35	4,45	13,57	0,08	0,03	30
4		60,79	10,03	375,19	2,7	431	617	68,49	67,48	29,96	75,26	45,30	60,00	49,85	10,15	16,92	7,78	6,78	87
5		32,47	8,01	118,6	6,8	430	365	35,65	34,85	22,99	36,18	13,19	36,20	32,78	3,42	9,45	1,33	0,53	40
6		41,96	2,29	114,11	2,0	434	272	45,63	45,40	33,99	47,72	13,73	28,70	23,91	4,79	16,69	2,32	2,09	90
7		58,98	5,99	111,36	5,4	437	189	63,56	62,96	51,82	66,03	14,20	21,40	16,87	4,53	21,17	3,07	2,47	80
8		28,77	3,05	62,82	4,9	440	218	31,11	30,80	24,52	33,00	8,48	25,10	19,03	6,07	24,18	2,20	1,90	86
9	ДК	0,44	0,5	0,98	51,0	438	223	0,48	0,43	0,33	0,48	0,15	31,00	20,50	5,50	21,15	0,05	0,00	4



делах от 21.4 до 73.6 % (рис. 2, табл. 1). Соответственно, типы ОВ, входящего в состав упомянутых отложений, изменяются от II-го до IV-го. Наиболее высокие значения  $HI$  и  $K_{кон\text{исх}}$  имеет ОВ, входящее в состав аргиллитов даниловской свиты и глинистого угля, отобранного из кровельной части тюменской свиты. Высокие значения рассматриваемых параметров в глинистом угле свидетельствует о том, что он, вероятно, относится к паралическому типу углей с высоким содержанием в них ОВ сапропелевого типа. Полной противоположностью этому углю является таковой, отобранной из подошвенной части изучаемого разреза, у которого величина  $HI$  составляет всего 189 мгУВ/гСорг, а  $K_{кон\text{исх}}$ , соответственно, равно лишь 21.4 %. Это типично континентальный тип угля, причём с высоким содержанием в нём инертных мацералов типа фюзинита.

Количество нафтидов, генерированных присутствующим в рассматриваемых образцах ОВ, изменяется от 0,083 до 7,8 %. Самое большое их количество генерировали угли, причём максимальный их объём дали самые молодые по возрасту, вероятно, паралические угли, ОВ которых относится ко II-му типу (рис. 2 и табл.1).

Значения  $K_{превр\text{отн}}$  изменяются от 9.5 до 26.7 %. Таким образом, несмотря на приблизительно одинаковую температурную историю ОВ, входящее в состав исследуемых образцов, «созревало» с различной скоростью. В среднем величина  $K_{превр\text{отн}}$  составляет около 20 %, то есть основная часть нефтегенерационного потенциала (около 80 %) осталась не реализованной.

Величина  $Kэ$  в исследованных образцах варьирует в пределах от 30 до 90 %, однако у основной части образцов этот параметр изменяется в пределах 80-90 %. Иными словами, основная часть генерированных ОВ нафтидов эмигрировала из рассматриваемых образцов.

В заключение отметим, что образец, взятый из кровельной части ДК, в отличие от рассмотренных выше, не представляет собой нефтематеринскую породу, а потому необходимо с осторожностью относиться к полученным результатам расчётов его «нефтегенерационных параметров». Вероятнее всего, ОВ, входящее в состав этого образца, является битумами, попавшими в него из перекрывающих среднеюрских отложений тюменской свиты. Об этом же свидетельствует высокая величина отношения  $S_1/S_2 \times 10^{-2}$ , равная 51 (рис. 2 и табл. 1).

В пределах Западно-Семивидовского месторождения взяты образцы из даниловской свиты и кровельной части ДК. Образцы из даниловской свиты представлены аргиллитами, содержание Сорг в которых варьирует в пределах от 2.01 до 18.65 %. Следует заметить, что последнее значение близко к концентрации ОВ в баженовской свите. Образцы, поднятые из ДК – это кварц-серицитовые сланцы с очень низкой концентрацией Сорг, изменяющейся от 0.19 до 0.34 % (рис. 3, табл. 2).

Эти образцы характеризуются широким интервалом изменения значений  $HI$  (от 259 до 721 мгУВ/гСорг), что соответствует начальной величине  $K_{кон\text{исх}}$ , варьирующей в пределах от 27.5 до 69.6 % (рис. 3, табл. 2). Соответственно, типы ОВ, входящего в состав рассматриваемых отложений, изменяются от II-го до IV-го. Столь значительные вариации в качестве исходного ОВ свидетельствуют о том, что палеогеографические условия, в которых происходило накопление осадков в верхнеюрско-неокомском морском бассейне, изменялись во времени, что, в свою очередь, приводило к отложению органических остатков различного состава, а также разнообразным вторичным раннедиагенетическим преобразованиям, включая воздействие многочисленных сообществ микроорганизмов.

Количество нафтидов, генерированных присутствующим в рассматриваемых образцах ОВ, изменяется от 0.1 до 1.4 %. Самое большое их количество генерировали образцы, содержащие II-ой тип ОВ (рис. 3, табл. 2).



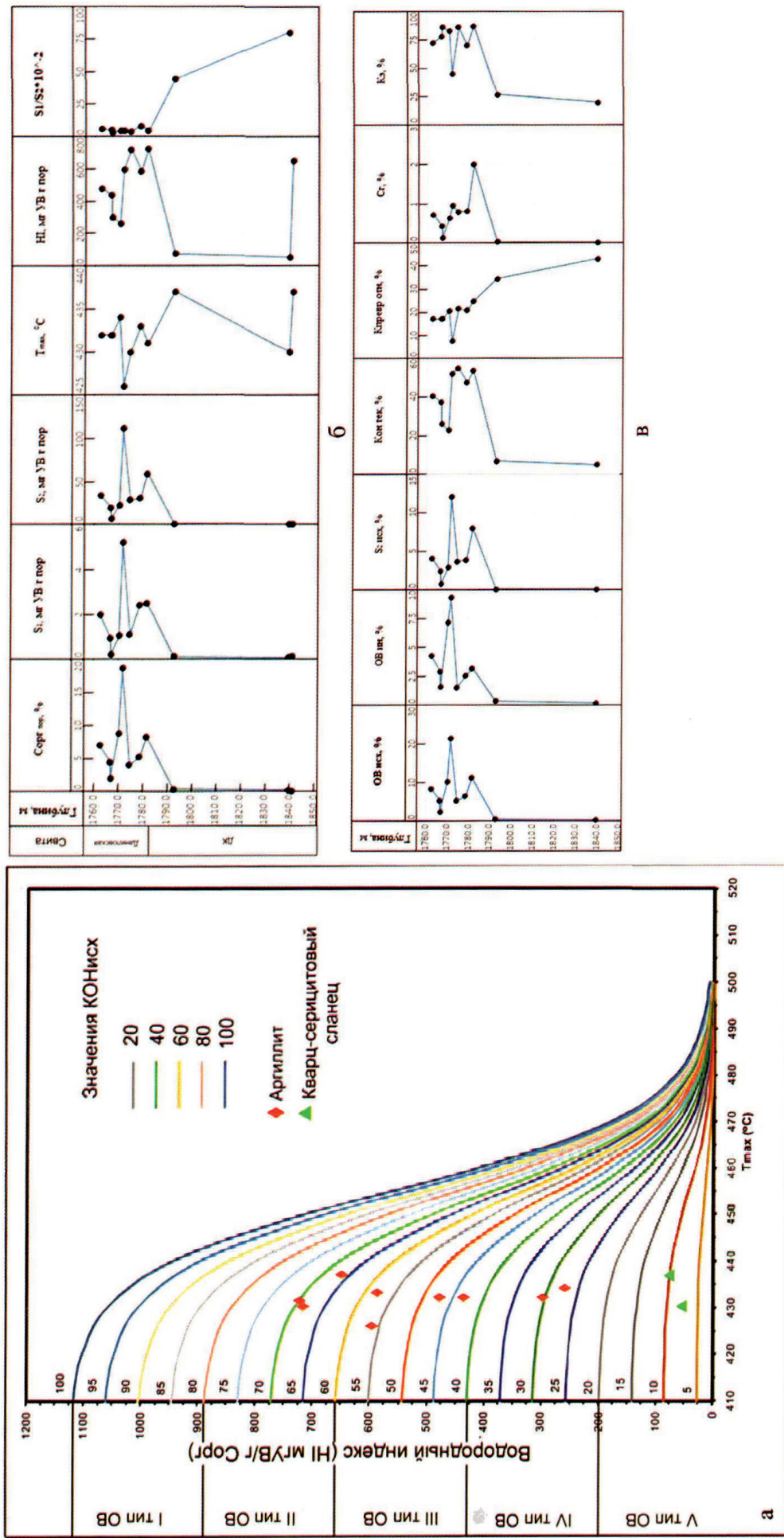


Рис. 3. Модифицированная диаграмма Ван-Кревелена (а), исходные пиролизические данные (б) и расчетные нефтегенерационные параметры (в), Западно-Семиодовское месторождение, данюловская свита и доюрский комплекс



Нефтегенерационные параметры, рассчитанные по данным  
пиролитических исследований Западно-Семивидовского месторождения

№ пп	Свита	Спор, %	$S_1$ , мг УВ/г пор	$S_2$ , мг УВ/г пор	$S_1/S_2 \cdot 10^{-2}$	$T_{max}$ , °С	НП, мг УВ/г Сорг	ОВ тек., %	ОВ д., %	ОВ ин., %	ОВ исх., %	$S_2$ исх., %	К он исх., %	К он тек., %	К превр. абс., %	К превр. отн., %	Сг, %	Сэ, %	Кэ, %
1	Даниловская	7,01	1,98	33,53	5,9	432	478	7,79	7,59	4,24	8,12	3,89	47,60	41,29	6,31	13,26	0,53	0,34	63
2		4,42	0,93	19,30	4,8	432	437	4,89	4,79	2,86	5,09	2,23	43,60	37,92	5,68	13,03	0,30	0,20	69
3		2,01	0,19	5,98	3,2	432	298	2,19	2,17	1,57	2,27	0,70	30,60	26,32	4,28	13,99	0,10	0,08	81
4		8,75	1,05	22,63	4,6	434	259	9,50	9,40	7,14	9,87	2,74	27,50	22,92	4,58	16,65	0,48	0,37	78
5		18,65	5,21	111,26	4,7	426	597	20,96	20,44	9,32	21,49	12,17	56,60	51,78	4,82	8,52	1,05	0,53	50
6		3,94	1,08	28,28	3,8	430	718	4,48	4,37	1,55	4,94	3,39	68,60	57,29	11,31	16,49	0,56	0,46	81
7		5,17	2,44	30,29	8,1	433	586	5,80	5,56	2,53	6,11	3,58	58,30	49,57	8,73	14,97	0,55	0,31	56
8		8,24	2,50	59,38	4,2	431	721	9,38	9,13	3,19	10,55	7,36	69,60	56,27	13,33	19,15	1,43	1,18	82
9	ДК	0,34	0,11	0,25	44,0	437	74	0,36	0,35	0,33	0,36	0,04	9,90	6,91	2,99	30,20	0,01	0,00	0
10	ДК	0,19	0,08	0,10	80,0	430	53	0,20	0,19	0,18	0,20	0,02	9,50	4,95	3,55	41,76	0,01	0,00	0

Значения  $K_{\text{превр.отн}}$  изменяются от 8.52 до 19.15 %. Следовательно, несмотря на приблизительно одинаковую температурную историю, ОВ, входящее в состав рассматриваемых образцов, так же как и в разрезе предыдущей скважины «созревало» с различной скоростью. В среднем величина  $K_{\text{превр.отн}}$  составляет около 14.5 %, то есть основная часть нефтегенерационного потенциала (около 85 %) осталась нереализованной.

Величина Кэ в исследованных образцах варьирует в пределах от 50 до 82 % (в среднем 70 %). Иными словами, большая часть нафтидов, генерированных ОВ, содержащимся в даниловской свите, эмигрировала из рассматриваемых образцов.

В заключение отметим, что образцы, отобранные из кровельной части ДК и представленные кварц-серицитовыми сланцами, в отличие от рассмотренных выше, не представляют собой нефтематеринскую породу, а потому полученные результаты расчётов их «нефтегенерационных параметров» приводятся просто с целью демонстрации возможностей используемого алгоритма. Вероятнее всего, что ОВ, входящее в состав этих образцов, представляет собой битумы, попавшие в него из перекрывающих верхнеюрско-неокомских отложений даниловской свиты. Об этом же свидетельствуют высокие значения отношения  $S_1/S_2 \times 10^{-2}$ , равные 44 и 80, тогда как для образцов из даниловской свиты тот же параметр варьирует в пределах от 3.2 до 8.1, то есть на порядок меньше (рис. 3 и табл. 2).

Образцы, поднятые из скважины, пробуренной в пределах Западно-Тугровского месторождения, отобраны из подошвенной части даниловской свиты, а также из тюменской свиты (рис. 4, табл. 3). Кроме того, три образца с целью сопоставления их пиролитических характеристик с юрско-неокомскими отложениями отобраны из кровли ДК.

Взятые из даниловской свиты образцы представлены аргиллитами с невысоким содержанием Сорг, варьирующим от 3.33 до 4.42 %. Из тюменской свиты отобрано



Нефтегенерационные параметры, рассчитанные по данным  
пиролитических исследований Западно-Тугровского месторождения

№ ин	Свита	Спор, %	S <sub>1</sub> , мг УВ/г пор	S <sub>2</sub> , мг УВ/г пор	S <sub>1</sub> /S <sub>2</sub> *10 <sup>-2</sup>	Tmax, °C	НН, мг УВ/г Сорг	ОВ тек, %	ОВ д, %	ОВ ин, %	ОВ исх, %	S2 исх, %	К он исх, %	К он тек, %	К превр. абс., %	К превр. отн., %	Ст, %	Сэ, %	Кэ, %	
1	Даниловская	3,88	0,58	10,56	5,5	437	272	4,22	4,16	3,11	4,43	1,32	29,70	23,85	5,85	19,70	0,27	0,21	78	
2		4,42	0,55	8,35	6,6	437	189	4,76	4,71	3,87	4,93	1,06	21,40	16,92	4,48	20,93	0,23	0,17	76	
3		3,33	1,07	12,54	8,5	446	377	3,66	3,55	2,30	4,48	2,18	48,00	27,97	20,03	41,73	0,93	0,82	88	
4	Тюменская	4,58	0,57	10,47	5,4	435	229	4,96	4,90	3,85	5,14	1,29	24,80	20,37	4,43	17,86	0,24	0,18	76	
5		16,42	2,18	57,54	3,8	438	350	18,00	17,78	12,03	19,49	7,46	37,90	29,53	8,37	22,08	1,71	1,49	87	
6		10,23	3,05	48,85	6,2	433	478	11,36	11,06	6,17	11,90	5,73	48,00	41,04	6,96	14,50	0,85	0,54	64	
7		63,17	4,21	236,13	1,8	436	374	69,43	69,01	45,40	75,25	29,85	39,40	31,38	8,02	20,36	6,24	5,82	93	
8		64,11	6,97	290,66	2,4	426	453	71,02	70,32	41,25	73,18	31,93	43,60	39,72	3,88	8,90	2,86	2,16	76	
9		2,22	0,25	8,89	2,8	434	400	2,45	2,42	1,53	2,62	1,08	41,10	34,00	7,10	17,27	0,19	0,17	87	
10		25,14	4,61	78,59	5,9	433	313	27,44	26,98	19,12	28,40	9,28	32,30	27,67	4,63	14,33	1,42	0,96	67	
11		82,99	10,49	261,27	4,0	427	315	90,62	89,57	63,44	92,14	28,70	31,20	28,36	2,84	9,10	2,57	1,52	59	
12		0,64	0,25	1,53	16,3	437	239	0,69	0,67	0,52	0,70	0,19	26,40	21,76	4,64	17,58	0,04	0,01	29	
13		81,95	3,07	277,72	1,1	427	339	89,72	89,41	61,64	92,63	30,99	33,40	29,98	3,42	10,24	3,21	2,91	90	
14		33,85	3,21	105,33	3,0	426	311	36,95	36,63	26,09	37,89	11,80	30,80	27,80	3,00	9,74	1,27	0,95	75	
15		78,58	2,20	216,11	1,0	424	275	85,48	85,26	63,65	87,91	24,27	27,30	24,58	2,72	9,96	2,65	2,43	92	
16		69,32	2,68	155,97	1,7	434	225	75,00	74,74	59,14	78,27	19,14	24,20	19,93	4,27	17,64	3,54	3,27	92	
17		73,51	3,32	286,15	1,2	433	389	80,91	80,58	51,97	86,56	34,60	39,60	33,06	6,54	16,52	5,98	5,65	94	
18		63,84	3,59	134,18	2,7	437	210	68,96	68,60	55,18	72,54	17,35	23,50	18,50	5,00	21,28	3,94	3,58	91	
19		3,90	1,04	12,82	8,1	440	329	4,27	4,16	2,88	4,55	1,67	36,50	28,18	8,32	22,79	0,39	0,29	73	
20		62,84	5,76	173,70	3,3	436	276	68,36	67,79	50,42	71,84	21,43	29,80	24,18	5,62	18,86	4,06	3,48	86	
21		35,81	3,07	112,39	2,7	432	314	39,10	38,79	27,55	40,62	13,07	32,10	27,67	4,43	13,80	1,83	1,52	83	
22		46,38	4,61	98,09	4,7	438	211	50,11	49,65	39,84	52,39	12,55	23,90	18,72	5,18	21,67	2,74	2,28	83	
23		ДК	1,57	0,43	1,19	36,1	449	76	1,67	1,63	1,51	1,74	0,23	12,70	6,83	5,87	46,22	0,11	0,07	62
24			0,54	0,57	0,88	64,8	437	163	0,58	0,52	0,44	0,58	0,15	24,90	15,17	4,73	23,77	0,06	0,00	0

несколько литологических типов пород. Один образец представлен глинистым алевролитом с низким содержанием Сорг (всего 0.64 %). Четыре образца слабоуглистых аргиллитов, концентрация Сорг в которых варьирует от 2.2 до 10.2 %, ещё четыре образца сильно углистых аргиллитов, содержание Сорг в которых составляет 16.4-35.8 %, а также глинистые угли с концентрацией Сорг в их составе, изменяющейся от 62.8 до 83.0 % (рис. 4, табл. 3).

Образцы, поднятые из ДК, представлены в различной степени осветлёнными, сильно преобразованными (гидротермально?) метаосадочными породами с низким содержанием в них Сорг, варьирующим в пределах от 0.54 до 1.57 %.



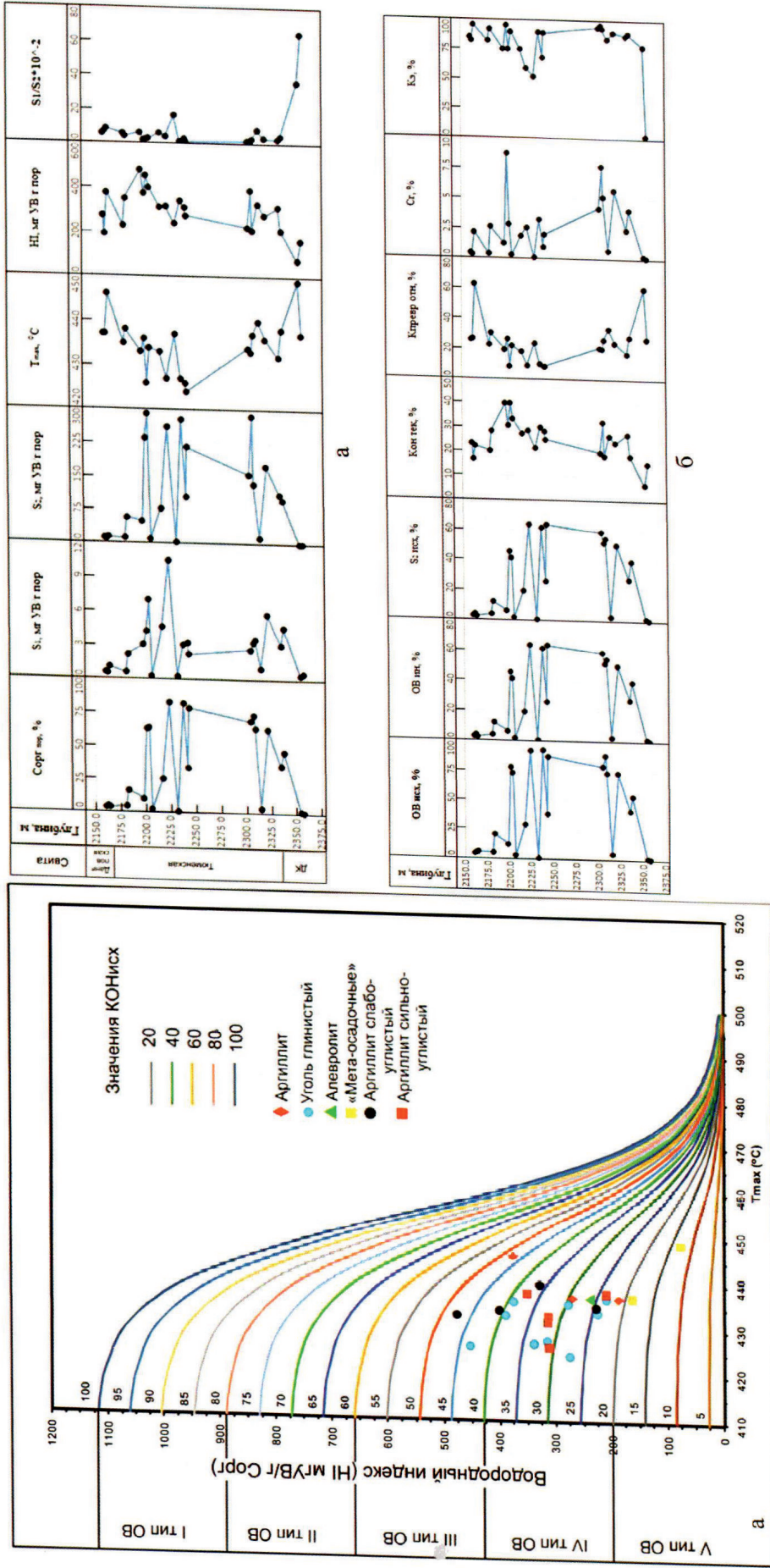


Рис. 4. Модифицированная диаграмма Ван-Кревелена (а), исходные пиролитические данные (б) и расчетные нефтегенерационные параметры (в), Западно-Турговское месторождение, даниловская свита, доюрский комплекс



Образцы характеризуются не очень широким интервалом значений  $HI$  (от 189 до 478 мгУВ/гСорг), что соответствует начальным величинам  $K_{он\text{исх}}$ , варьирующим в пределах от 21.4 до 48.0 % (рис. 4, табл. 3). Соответственно, типы ОВ, входящего в состав рассматриваемых отложений, относятся к III-му и IV-му. Причём преобладающая часть фигуративных точек попала в поле именно IV-го типа ОВ. Наиболее высокие значения  $HI$  и  $K_{он\text{исх}}$  имеет ОВ, содержащееся в углистых аргиллитах и глинистых углях из верхней части тюменской свиты. Аргиллиты даниловской свиты характеризуются сравнительно низкими величинами этих параметров. Довольно высокие значения рассматриваемых параметров в глинистых углях и углистых аргиллитах верхней части тюменской свиты могут свидетельствовать о том, что они, вероятно, накапливались в прибрежно-морских условиях (типа параличских), благодаря чему в них наряду с гумусовым накапливалось ОВ сапропелевого типа.

Количество нафтидов, генерированных присутствующим в представленных образцах ОВ (не считая образца глинистого алевролита), изменяется от 0.19 до 6.0 %. Самое большое их количество генерировали глинистые угли (рис. 4 и табл. 3).

Значения  $K_{превр\text{отн}}$  изменяются от 8.9 до 41.7 %. Таким образом, вновь отмечается тот же феномен, что несмотря на приблизительно одинаковую температурную историю, входящее в состав рассматриваемых образцов ОВ, «созревало» с различной скоростью. В среднем величина  $K_{превр\text{отн}}$  составляет около 17.4 %, то есть основная часть нефтегенерационного потенциала (около 83 %) осталась нереализованной.

Величина  $Kэ$  в исследованных образцах (опять же исключая образец глинистого алевролита) варьирует в пределах от 64 до 93 %. То есть основная часть генерированных ОВ нафтидов эмигрировала из рассматриваемых образцов.

Образцы, взятые из кровельной части ДК, интенсивно изменены вторичными (вероятно гидротермальными) процессами, в различной степени осветлены и не являются, в отличие от рассмотренных выше, нефтематеринскими отложениями, а потому полученные результаты расчётов их «нефтегенерационных параметров» представляют чисто ознакомительный характер. Тем не менее, интересно, что  $Kэ$  у двух из них равен 0 и -17, что свидетельствует в первом случае об отсутствии эмиграции образовавшихся в нём нафтидов, а во втором случае отрицательные значения  $Kэ$  указывают на присутствие в нём аллохтонных нафтидов, то есть он является коллектором. В третьем образце, содержащем наибольшее количество Сорг, согласно проведённым расчётам, в прошлом могло образоваться небольшое количество нафтидов, причём большая их часть (62 %) эмигрировала из него (рис. 4, табл. 3). То, что отобранные из ДК образцы являются в известном смысле коллекторами, свидетельствуют высокие значения отношения  $S_1/S_2 \times 10^{-2}$ , изменяющиеся от 36.1 до 67.7 (рис. 4 и табл. 3). Конечно, нельзя исключить возможности того, что присутствующие в образцах нафтиды попали в них из перекрывающих тюменских отложений.

Образцы породы из скважины, пробуренной в пределах **Красноленинского** месторождения, подняты из двух интервалов, отстоящих друг от друга почти на 1000 м. Верхний интервал представлен отложениями викуловской свиты, а нижний – породами даниловской и тюменской свит.

Образцы из викуловской свиты представлены аргиллитами в большей или меньшей степени обогащенными ОВ. Содержание Сорг в них варьирует в пределах 1.66-7.21 % при среднем содержании – 3.9 % (рис. 5, табл. 4).

Поднятые образцы характеризуются низкими значениями  $HI$ , варьирующими в пределах 55-214 мгУВ/гСорг, то есть их фигуративные точки попадают преимущественно в поля диаграммы, соответствующие ОВ V-го и в меньшей степени IV-го типов.



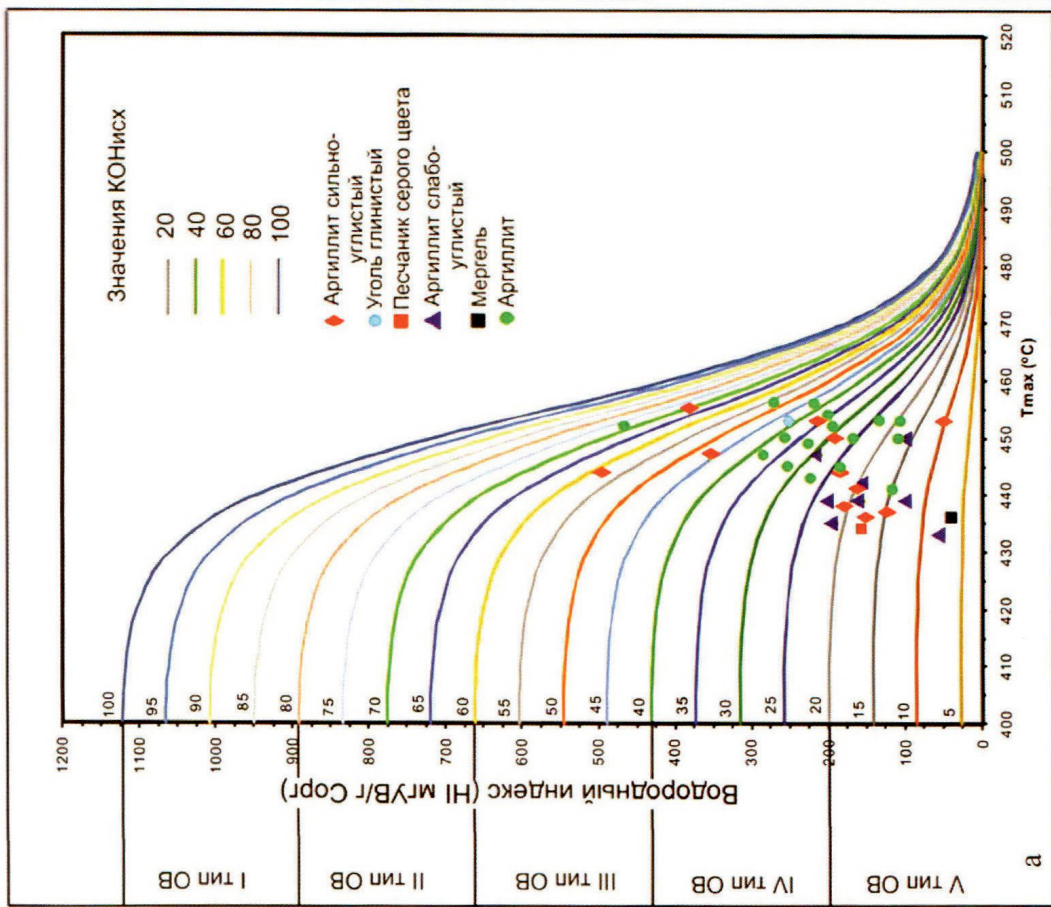
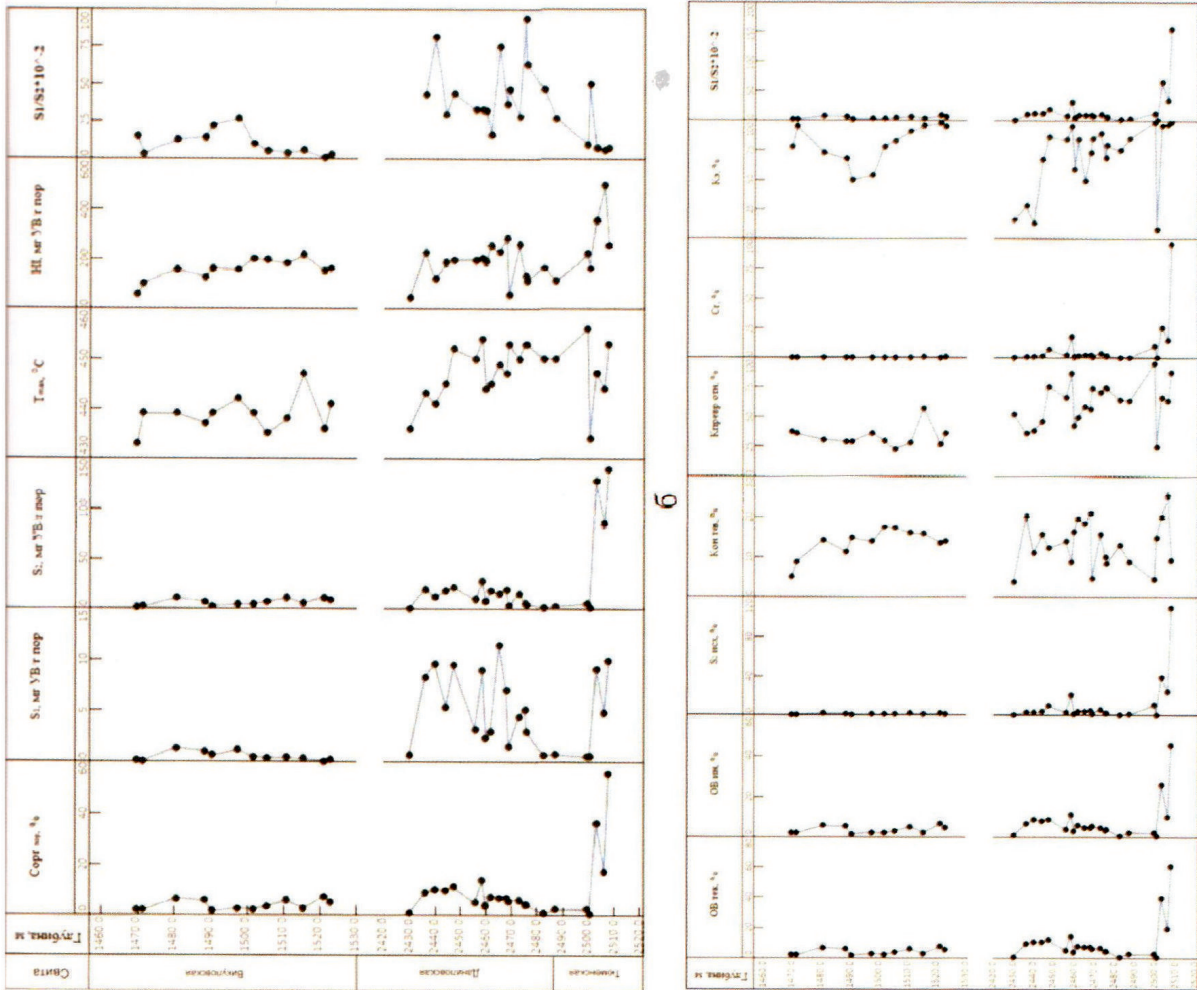


Рис. 5. Модифицированная диаграмма Ван-Кревелена (а), исходные пиролитические данные (б) и расчетные нефтегенерационные параметры (в), Красноленинское месторождение, викуловская, даниловская и тюменская свиты





**Нефтегенерационные параметры, рассчитанные по данным  
пиролитических исследований Красноленинского месторождения**

№ пп	Свига																		
		Спор, %	S <sub>1</sub> , мг УВ/г пор	S <sub>2</sub> , мг УВ/г пор	S <sub>1</sub> /S <sub>2</sub> * 10 <sup>-2</sup>	T <sub>max</sub> , °C	НП, мг УВ/г Сорр	ОВ тек, %	ОВ д, %	ОВ ил, %	ОВ исх, %	SZ исх, %	К он исх, %	К он тек, %	К прерв. абс., %	К прерв. отн., %	Сr, %	Сз, %	Кз, %
1	Викуловская	1,99	0,16	1,09	14,7	433	55	2,11	2,10	1,99	2,15	0,16	7,80	5,07	2,73	35,00	0,05	0,04	69
2		2,04	0,06	2,01	3,0	439	99	2,18	2,17	1,97	2,27	0,30	12,70	8,86	3,84	30,24	0,10	0,09	94
3		6,45	1,27	10,18	12,5	439	158	6,93	6,80	5,78	7,13	1,35	18,70	14,27	4,43	23,69	0,33	0,21	62
4		5,63	0,99	6,97	14,2	437	124	6,03	5,93	5,23	6,18	0,95	15,00	11,28	3,72	24,80	0,26	0,16	61
5		1,66	0,59	2,69	21,9	439	162	1,78	1,73	1,46	1,81	0,36	19,20	14,85	4,35	22,66	0,09	0,03	31
6		2,66	1,11	4,10	27,1	442	154	2,86	2,75	2,34	2,91	0,57	19,40	14,10	5,30	27,32	0,16	0,05	32
7		2,27	0,45	4,52	10,0	439	199	2,45	2,40	1,95	2,55	0,60	22,90	17,75	5,15	22,49	0,14	0,10	69
8		3,47	0,34	6,66	5,1	435	192	3,74	3,71	3,04	3,87	0,83	21,30	17,20	4,10	19,25	0,17	0,13	79
9		5,69	0,39	10,29	3,8	438	181	6,13	6,09	5,06	6,39	1,34	20,80	16,09	4,71	22,64	0,31	0,27	87
10		2,67	0,32	5,71	5,6	447	214	2,89	2,85	2,28	3,25	0,97	29,20	17,56	11,64	39,86	0,40	0,37	92
11		7,21	0,07	10,90	0,6	436	151	7,74	7,73	6,64	8,06	1,41	17,50	13,53	3,97	22,69	0,32	0,32	98
12		5,20	0,27	8,41	3,2	441	162	5,59	5,56	4,72	5,92	1,20	19,70	14,20	5,50	27,92	0,36	0,34	93
13	Даниловская	4,65	4,33	17,69	24,5	455	380	5,11	4,68	2,91	9,60	6,69	68,50	18,43	50,07	73,09	4,92	4,49	91
14		0,81	0,63	0,33	190,9	436	41	0,86	0,80	0,76	0,86	0,10	11,70	3,82	3,88	50,39	0,07	0,00	6
15		5,34	3,89	24,85	15,7	452	465	5,92	5,53	3,05	11,27	8,22	72,00	22,06	49,94	69,36	5,73	5,34	93
16		8,69	8,28	19,41	42,7	443	223	9,40	8,57	6,63	9,48	2,85	29,40	20,47	7,93	27,92	0,91	0,08	9
17		10,02	9,57	11,78	81,2	441	118	10,72	9,76	8,58	10,75	2,17	20,10	10,96	5,14	31,93	0,99	0,04	4
18		9,62	5,27	17,76	29,7	445	185	10,36	9,84	8,06	10,72	2,66	24,30	16,57	7,73	31,81	0,88	0,35	40
19		11,04	9,45	21,59	43,8	452	196	11,91	10,96	8,80	13,04	4,24	31,70	16,56	15,14	47,76	2,08	1,13	55
20		12,77	10,18	27,18	37,5	453	213	13,80	12,78	10,06	15,99	5,92	36,00	17,00	19,00	52,78	3,21	2,19	68
21		4,85	3,11	9,48	32,8	450	195	5,231	4,92	3,972	5,666	1,694	29,3	16,73	12,57	42,9	0,746	0,435	58
22		13,54	8,98	27,26	32,9	454	201	14,612	13,714	10,988	17,474	6,486	35,8	15,6	20,2	56,42	3,76	2,862	76
23	3,75	2,29	7,05	32,5	444	188	4,041	3,812	3,107	4,128	1,021	24,1	17,08	7,02	29,13	0,316	0,087	28	
24	7,13	2,9	17,97	16,1	445	252	7,738	7,448	5,651	8,378	2,727	32,2	21,45	10,75	33,39	0,93	0,64	69	
25	6,74	11,43	15,3	74,7	449	227	7,295	6,152	4,622	7,389	2,767	36,6	20,71	12,89	38,36	1,237	0,094	8	
26	6,74	6,96	19,13	36,4	447	284	7,338	6,642	4,729	7,714	2,985	38	24,8	13,2	34,74	1,072	0,376	35	
27	5,6	1,43	3,09	46,3	453	55	5,949	5,806	5,497	6,241	0,744	11,3	4,95	6,35	56,19	0,435	0,292	67	
28	5,99	4,34	15,31	28,3	450	256	6,503	6,069	4,538	7,37	2,832	37,5	20,77	16,73	44,61	1,301	0,867	67	
29	5,85	8,67	15,83	54,8	456	271	6,361	5,494	3,911	8,417	4,506	52,1	18,81	33,29	63,9	2,923	2,056	70	
30	3,24	8,01	3,21	249,5	450	99	3,459	2,658	2,337	3,103	0,766	24,2	10,34	6,86	39,88	0,445	-0,356	-80	
31	4,07	5,07	5,41	93,7	453	133	4,359	3,852	3,311	4,389	1,078	23,4	12,33	11,07	47,31	0,537	0,03	6	
32	4,24	2,9	4,58	63,3	453	108	4,53	4,24	3,782	4,734	0,952	19,6	9,67	9,93	50,66	0,494	0,204	41	
33	0,83	0,64	1,38	46,4	450	166	0,892	0,828	0,69	0,934	0,244	25,3	14,78	10,52	41,58	0,106	0,042	40	
34	2,41	0,7	2,6	26,9	450	108	2,575	2,505	2,245	2,734	0,489	17,4	9,51	7,89	45,34	0,229	0,159	69	
35	2,39	0,49	5,2	9,4	456	218	2,584	2,535	2,015	3,599	1,584	42,6	14,45	28,15	66,08	1,064	1,015	95	
36	0,68	0,54	1,08	50,0	434	159	0,73	0,676	0,568	0,74	0,172	22,9	14,59	4,31	22,8	0,064	0,01	16	
37	36,33	9,1	128,1	7,1	447	353	39,836	38,926	26,118	49,564	23,446	46,4	25,84	20,56	44,31	10,638	9,728	91	
38	17,11	4,74	84,84	5,6	444	496	19,038	18,564	10,08	25,101	15,021	59,2	33,8	25,4	42,91	6,537	6,063	93	
39	55,66	9,87	139,7	7,1	453	251	60,397	59,41	45,442	79,755	34,313	41,9	17,51	24,39	58,21	20,345	19,358	95	



Органическое вещество, входящее в состав рассматриваемых отложений, несмотря на сравнительно небольшую глубину залегания характеризуется относительно высокой величиной  $K_{превр_{отн}}$ , варьирующей в пределах 21.8-38.5 %, при среднем значении, равном 25.9 %. Иными словами, оно реализовало свой исходный нефтегенерационный потенциал более чем на четверть.

Количество нафтидов (Сг), образовавшихся из ОВ, входящего в состав викуловской свиты, невелико и варьирует в пределах от 0.05 до 0.34 % (см. рис. 5, табл. 4). Причём основная часть образовавшихся нафтидов эмигрировала из аргиллитов в ближайшие к ним породы-коллекторы. Действительно, величина  $K_{э}$  в среднем изменяется от 69 до 98 % и лишь в двух образцах составляет 31 %.

Обращает на себя внимание закономерное уменьшение значений отношения  $S_1/S_2 \times 10^{-2}$  при переходе от алевролитистых аргиллитов, имеющих сравнительно низкое содержание керогена в своём составе (у которых это отношение изменяется от 3.0 до 27.1 при среднем значении – 12.5), к аргиллитам с более высоким содержанием ОВ, для которых установлены вариации обсуждаемого отношения в пределах 0.6-14.2 при средней величине, равной 6.7 (рис. 5, табл. 4). Значения этого отношения имеют обратную пропорциональную связь с величиной  $K_{э}$ .

Содержание Сорг в аргиллитах даниловской свиты изменяется в пределах от 0.81 до 13.54 %. Минимальная концентрация Сорг как правило отмечается в карбонатных разновидностях пород типа мергелей и глинистых известняков. Для этого же типа пород характерны минимальные значения НІ, составляющие всего 41-55 мгУВ/гСорг (рис. 5, табл. 4). В целом для этих отложений характерны невысокие значения НІ, изменяющиеся в пределах 99-465 мгУВ/гСорг. Основная масса образцов попадает в поля, принадлежащие V-му и IV-му типам ОВ, реже III-му и в единичном случае – II-му типам ОВ.

Для ОВ, входящего в состав рассматриваемых отложений, характерна довольно высокая величина  $K_{превр_{отн}}$ , изменяющаяся от 26.6 до 73.1 % при среднем значении – 45.4 %. Иначе говоря, почти половина исходного нефтегенерационного потенциала ОВ указанных отложений уже реализована. Обращает на себя внимание широкий интервал изменения значений  $K_{превр_{отн}}$ , несмотря на практически одинаковую термическую историю этих отложений, что, вероятно, объясняется неоднородным мацеральным составом керогена и, соответственно, различной кинетикой «созревания» каждого типа мацерала.

Количество образовавшихся нафтидов (Сг) в рассматриваемых отложениях изменяется в широких пределах – от 0.07 до 5.67 %, а величина  $K_{э}$  – от 1 до 93 % (рис. 5, табл. 4). В одном образце получены отрицательные значения, равные -80 %. Это означает, что этот образец является не столько генератором, сколько аккумулятором нафтидов, причём 80 % присутствующих в нём нафтидов являются аллотигенными.

Для представленных отложений характерны повышенные значения отношения  $S_1/S_2 \times 10^{-2}$ , изменяющиеся в пределах от 15.7 до 93.3, причём в двух образцах величина этого отношения достигает 190.9 и 249.5. Последний образец именно тот, для которого получены отрицательные значения  $S_{э}$  и  $K_{э}$ . Повышенные значения обсуждаемого отношения могут свидетельствовать об активном протекании процесса нефтегенерации в рассматриваемых отложениях, причём образующиеся в них нафтиды не успевают эмигрировать, из-за чего значения  $K_{э}$ , полученные для этих образцов, имеют не очень высокие значения (рис. 5, табл. 4). Средняя величина  $K_{э}$  для даниловских аргиллитов составляет всего 42.2 %.

Образцы, поднятые из тюменской свиты, представлены глинистым песчаником с минимальной концентрацией в нём Сорг (всего 0.68 %), аргиллитом (Сорг – 2.39 %),



аргиллитами сильно углистыми (содержание Сорг в них изменяется от 17.1 до 36.3 %) и глинистым углем (Сорг – 55,7 %).

Величина  $HI$  в рассматриваемых образцах изменяется от 159 мгУВ/гСорг (глинистый песчаник) до 496 мгУВ/гСорг (сильно углистый аргиллит). Основная часть образцов или, вернее, их фигуративных точек, расположены в поле IV-го типа ОВ. Лишь две точки лежат в поле III-го и одна – в поле II-го типа ОВ (рис. 5, табл. 4).

Величина  $K_{превр_{отн}}$  также имеет довольно высокие значения, изменяющиеся от 40.4 до 66.0 %, в среднем – 51.8 % (исключая из рассмотрения глинистый песчаник). То есть, кероген, входящий в состав отложений тюменской свиты, в среднем более чем на половину исчерпал свой первоначальный нефтегенерационный потенциал.

Следует отметить, что в отличие от более молодых отложений, в вышеуказанных коэффициент  $K_{э}$  (песчаник не рассматривается) имеет большие значения, изменяющиеся от 91 до 95 % (в среднем – 93.3 %). Об этом же свидетельствуют небольшие величины отношения  $S_1/S_2 \times 10^{-2}$ , изменяющиеся от 5.6 до 9.4 (рис. 5, табл. 4). В заключение отметим ещё раз, что песчаник не является нефтематеринской породой, а потому расчётные данные, полученные на основе его пиролитических исследований, не стоит использовать при геохимических построениях.

Разрез, вскрытый в пределах **Лазаревского** месторождения, представлен отложениями даниловской и тюменской свит (рис. 6, табл. 5). Из даниловской свиты отобрано всего два образца с невысоким содержанием Сорг (1.83 и 3.24 %). Они обладают низкими нефтегенерационными свойствами ( $HI$  у этих образцов составляет 308 и 403 мгУВ/гСорг). Поэтому они попадают в поля IV-го и III-го типов ОВ, хотя и являются морскими отложениями.

Степень превращения керогена, присутствующего в их составе, в нефти невелика, что подтверждается низкими значениями коэффициента  $K_{превр_{отн}}$  равного 14,7 и 16.8 %. Таким образом, от мобильной части керогена, присутствующего в составе даниловской свиты Лазаревского месторождения, сохранилось порядка 83-85 %.

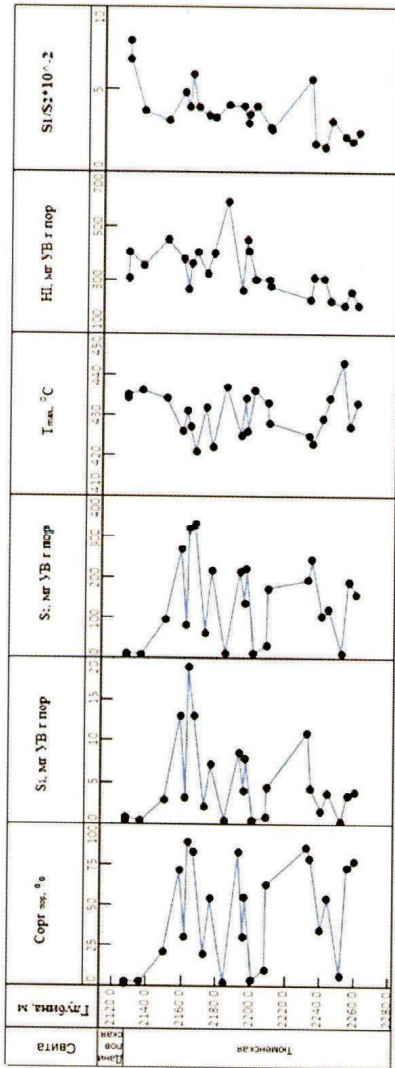
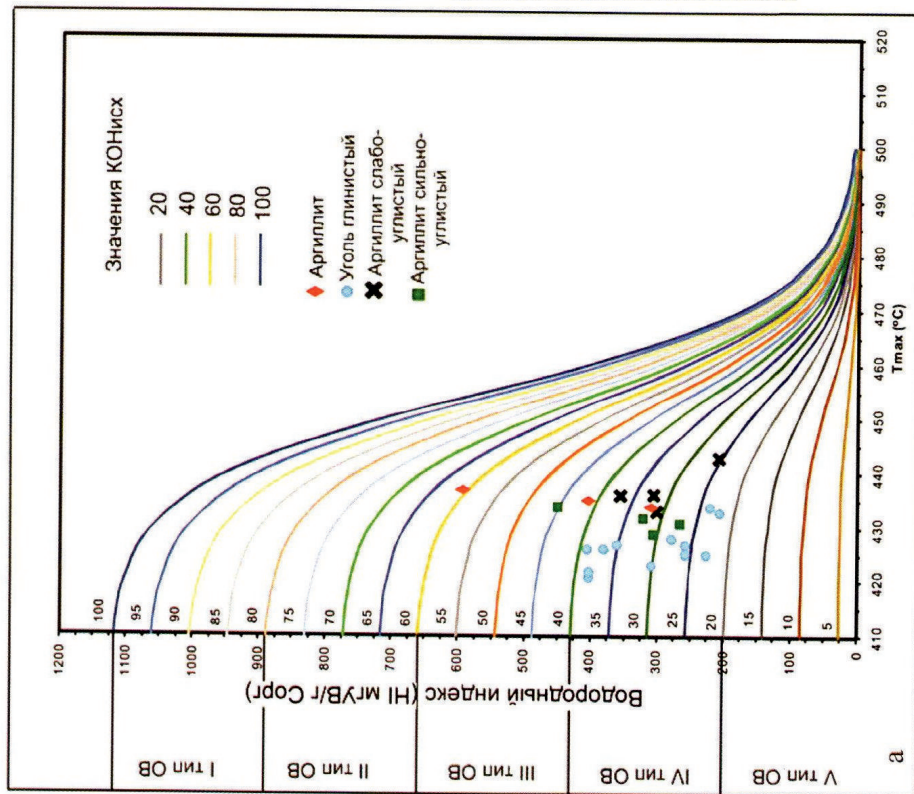
В процессе генерации образовалось всего около 0.1-0.3 % нафтидов, причём большая их часть (порядка 54-68 %) эмигрировала из них (см. рис. 6, табл. 5). Невысокие значения отношения  $S_1/S_2 \times 10^{-2}$  равные 6,8 и 8,0 также свидетельствуют о вялом течении процессов нефтегенерации в рассматриваемом интервале.

Из разреза тюменской свиты отобраны образцы трёх различных литологических типов нефтематеринских пород: слабоуглистые аргиллиты (Сорг – 1.9-10.2 %), сильно углистые аргиллиты (Сорг – 19.5-34.1 %) и глинистые угли (Сорг – 54.4-88.7 %). Они характеризуются невысокими значениями  $HI$  (206-592 мгУВ/гСорг), поэтому основная их часть попадает в поле IV-го типа ОВ и лишь единичные образцы оказались в поле V-го и III-го типов ОВ (рис. 6, табл. 5).

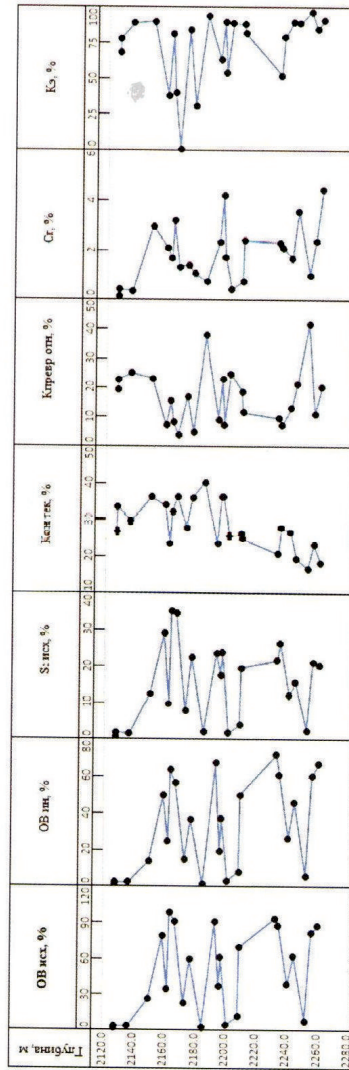
Степень превращения керогена, присутствующего в составе тюменских отложений, в нефти невелика, что видно по низким значениям коэффициента  $K_{превр_{отн}}$ , изменяющегося от 5.4 до 31.3 % при среднем значении равном 14 %. Таким образом, от мобильной части керогена, присутствующего в составе углистых отложений тюменской свиты Лазаревского месторождения, в среднем сохранилось порядка 86 %.

В процессе генерации из керогена (угля) образовалось от 0.3 до 3.7 % нафтидов, при среднем значении – порядка 1.8 %, причём большая их часть (за исключением нескольких образцов) эмигрировала из них (рис. 6, табл. 5). Основными генераторами нафтидов в рассматриваемых отложениях тюменской свиты являются сильно углистые аргиллиты и глинистые угли (рис. 6, табл. 5). Величина  $K_{э}$  изменяется от 32 до 95 % при





б



в

Рис. 6. Модифицированная диаграмма Ван-Кревелена (а), исходные пиролитические данные (б) и расчетные нефтегенерационные параметры (в), Лазаревское месторождение, даниловская и тюменская свиты



Нефтегенерационные параметры, рассчитанные по данным  
пиролитических исследований Лазаревского месторождения

№ пп	Свига	Спор, %	$S_1$ , мг УВ/г пор	$S_2$ , мг УВ/г пор	$S_1/S_2 \cdot 10^{-2}$	$T_{max}$ , °С	НП, мг УВ/г Сорг	ОВ тек, %	ОВ д, %	ОВ ин, %	ОВ исх, %	$S_2$ исх, %	К он исх, %	К он тек, %	К превр. абс., %	К превр. отн., %	Сг, %	Сэ, %	Кэ, %	
		1	Даниловская	1,83	0,45	5,63	8,0	434	308	2,00	1,95	1,39	2,05	0,66	32,20	27,48	4,72	14,66	0,10	0,05
2	Даниловская	3,24	0,89	13,05	6,8	435	403	3,57	3,48	2,18	3,76	1,58	41,70	34,70	7,00	16,79	0,28	0,19	68	
3	Тюменская	2,83	0,37	10,02	3,7	436	354	3,10	3,07	2,07	3,32	1,26	37,40	30,18	7,22	19,30	0,25	0,22	85	
4		21,03	2,92	94,32	3,1	434	449	23,28	22,99	13,56	25,08	11,52	45,70	37,61	8,09	17,70	2,09	1,79	86	
5		71,19	12,96	270,12	4,8	426	379	78,29	76,99	49,98	79,59	29,61	37,00	33,94	3,06	8,27	2,60	1,30	50	
6		30,41	3,17	80,63	3,9	431	265	33,05	32,73	24,67	34,10	9,44	27,30	23,64	3,66	13,41	1,37	1,06	77	
7		88,73	18,94	319,46	5,9	427	360	97,37	95,48	63,53	98,66	35,13	35,40	32,38	3,02	8,53	3,18	1,29	41	
8		82,46	12,89	331,65	3,9	421	402	90,87	89,58	56,42	91,48	35,06	38,30	36,25	2,05	5,35	1,90	0,61	32	
9		19,54	2,15	62,82	3,4	432	321	21,35	21,14	14,85	22,20	7,35	32,80	28,30	4,50	13,72	1,06	0,85	80	
10		53,85	7,12	215,90	3,3	422	401	59,34	58,63	37,04	60,06	23,02	38,30	35,95	2,35	6,14	1,43	0,72	50	
11		1,93	0,46	11,43	4,0	437	592	2,17	2,12	0,98	2,57	1,59	61,50	44,44	17,06	27,74	0,45	0,40	90	
12		82,49	8,54	213,59	4,0	425	259	89,59	88,74	67,38	91,04	23,67	26,00	23,46	2,54	9,77	2,31	1,45	63	
13		29,99	3,99	134,70	3,0	434	449	33,21	32,81	19,34	35,76	16,43	45,70	37,66	8,04	17,59	2,96	2,56	87	
14		54,80	7,82	222,86	3,5	426	407	60,42	59,64	37,35	61,72	24,38	39,40	36,11	3,29	8,35	2,09	1,31	63	
15		3,97	0,48	12,07	4,0	436	304	4,33	4,28	3,08	4,57	1,50	32,50	26,41	6,09	18,74	0,29	0,24	83	
16		10,24	0,84	30,91	2,7	433	302	11,17	11,08	7,99	11,70	3,71	31,30	26,41	4,89	15,62	0,62	0,54	86	
17		62,21	4,35	172,29	2,5	428	277	67,68	67,25	50,02	69,62	19,60	27,90	24,75	3,15	11,29	2,37	1,93	82	
18		85,27	10,92	193,45	5,6	425	227	92,28	91,19	71,84	93,49	21,65	23,10	20,69	2,41	10,43	2,30	1,21	53	
19		78,76	4,26	243,15	1,8	423	309	85,94	85,52	61,20	87,60	26,40	30,20	27,76	2,44	8,08	2,08	1,66	80	
20		34,08	1,60	104,03	1,5	429	305	37,18	37,02	26,62	38,39	11,78	30,50	27,10	3,40	11,15	1,37	1,21	88	
21		54,35	3,75	119,87	3,1	434	221	58,78	58,41	46,42	60,97	14,55	23,80	19,66	4,14	17,39	2,57	2,19	85	
22		Тюменская	6,347	0,28	13,05	2,1	443	206	6,85	6,83	5,52	7,45	1,93	25,50	17,53	7,97	31,25	0,62	0,59	95
23		Тюменская	73,19	3,46	188,56	1,8	427	258	79,48	79,14	60,28	81,47	21,19	26,00	23,14	2,86	11,00	2,33	1,99	85
24	Тюменская	76,94	3,82	158,63	2,4	433	206	83,07	82,69	66,83	86,40	19,57	22,20	18,36	3,84	17,30	3,71	3,32	90	

средней величине равной 74 %. Невысокие значения отношения  $S_1/S_2 \times 10^{-2}$ , изменяющиеся от 1,5 до 5,9, также свидетельствуют о вялом течении процессов нефтегенерации в изучаемом разрезе отложений тюменской свиты.

В пределах **Сыморьяхского** месторождения исследованы образцы, поднятые из отложений даниловской и тюменской свит (рис. 7, табл. 6). Содержание Сорг в составе образцов даниловской свиты невелико – всего 0,91-3,13 %, причём качество ОВ также не очень высокое – величина НП изменяется от 95 до 471 мгУВ/гСорг. То есть, основная



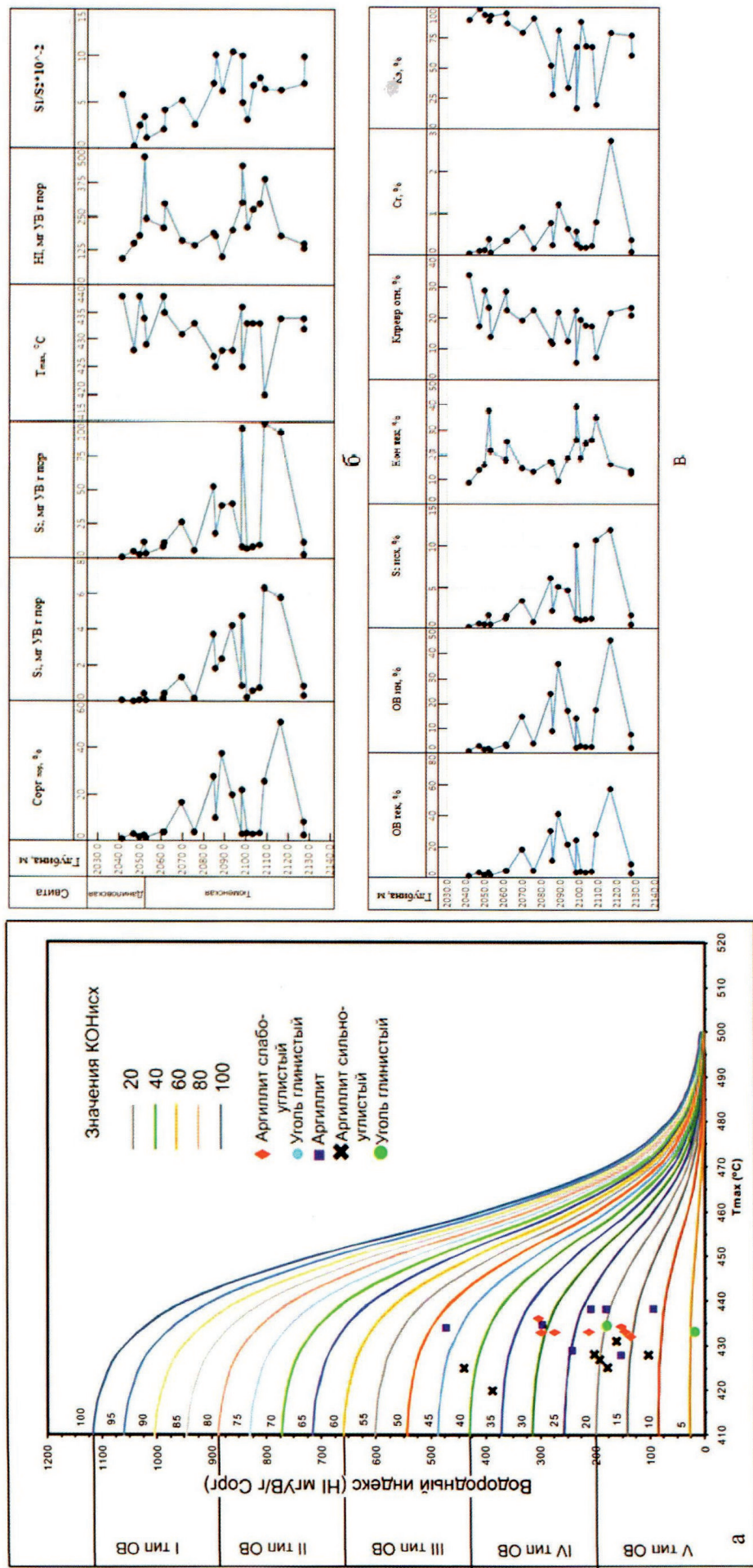


Рис. 7. Модифицированная диаграмма Ван-Кревелена (а), исходные пиролитические данные (б) и рассчитанные нефтегенерационные параметры (в), Сыморяхское месторождение, данilовская и тюменская сайты



Нефтегенерационные параметры, рассчитанные по данным  
пиролитических исследований Сыморьяхского месторождения

№ пп	Свита	Спор, %	$S_1$ , мг УВ/г пор	$S_2$ , мг УВ/г пор	$S_1/S_2 * 10^{-2}$	$T_{max}$ , °C	Н1, мг УВ/г Сорг	ОВ тек, %	ОВ д, %	ОВ ин, %	ОВ исх, %	$S_2$ исх, %	К он исх, %	К он тек, %	К превр. абс., %	К превр. отн., %	Сг, %	Сэ, %	Кэ, %
1	Даниловская	0,91	0,05	0,86	5,8	438	95	0,97	0,97	0,88	1,01	0,13	12,20	8,56	3,64	29,84	0,04	0,03	87
2		3,13	0,01	4,73	0,2	428	151	3,36	3,36	2,89	3,47	0,58	16,50	13,65	2,85	17,27	0,11	0,11	99
3		1,55	0,07	2,79	2,5	438	180	1,67	1,66	1,38	1,75	0,37	20,80	15,96	4,84	23,27	0,09	0,08	92
4		2,582	0,42	12,15	3,5	434	471	2,87	2,82	1,61	3,11	1,50	47,80	39,13	8,67	18,14	0,28	0,24	85
5		1,45	0,04	3,49	1,1	429	241	1,57	1,57	1,22	1,62	0,41	24,70	21,49	3,21	13,00	0,06	0,05	93
6	Тюменская	3,98	0,17	8,26	2,1	438	208	4,30	4,28	3,46	4,54	1,09	23,50	18,18	5,32	22,64	0,26	0,25	94
7		3,79	0,46	11,25	4,1	435	297	4,13	4,09	2,96	4,34	1,38	31,40	25,95	5,45	17,36	0,25	0,21	82
8		16,49	1,37	26,52	5,2	431	161	17,72	17,58	14,93	18,08	3,16	17,60	14,66	2,94	16,70	0,51	0,37	73
9		3,97	0,15	5,76	2,6	433	145	4,26	4,24	3,67	4,41	0,74	16,50	13,07	3,43	20,79	0,16	0,15	91
10		60,31	1,36	9,97	13,6	433	17	63,63	63,49	62,49	64,43	1,94	3,00	1,55	1,45	48,30	0,94	0,80	86
11		27,67	3,7	52,95	7,0	427	191	29,83	29,46	24,16	30,23	6,07	20,00	17,51	2,49	12,45	0,78	0,41	52
12		10,11	1,82	18	10,1	425	178	10,88	10,70	8,90	10,96	2,06	18,70	16,43	2,27	12,14	0,26	0,07	29
13		37,43	2,37	38,34	6,2	428	102	39,97	39,73	35,90	40,95	5,05	12,00	9,36	2,64	22,00	1,22	0,98	81
14		19,96	4,19	40,15	10,4	428	201	21,54	21,12	17,11	21,75	4,64	21,00	18,46	2,54	12,10	0,63	0,21	33
15		2,94	0,89	8,87	10,0	436	302	3,21	3,12	2,23	3,32	1,09	32,30	26,76	5,54	17,15	0,20	0,11	55
16		21,7	4,72	95,38	4,9	425	440	24,00	23,53	13,99	24,25	10,26	42,20	39,33	2,87	6,80	0,72	0,25	35
17		3,41	0,22	7,17	3,1	433	210	3,68	3,66	2,94	3,81	0,86	22,60	18,84	3,76	16,64	0,15	0,12	85
18		3,09	0,58	8,57	6,8	433	277	3,36	3,30	2,45	3,46	1,01	29,00	24,78	4,22	14,55	0,16	0,10	63
19		3,27	0,74	9,75	7,6	433	298	3,57	3,49	2,52	3,66	1,14	30,90	26,65	4,25	13,75	0,17	0,09	56
20		25,48	6,32	99,02	6,4	420	389	28,04	27,41	17,51	28,21	10,70	38,00	35,10	2,90	7,63	0,80	0,17	21
21	Тюменская	51,19	5,79	92,24	6,3	434	180	55,11	54,53	45,31	56,76	11,45	20,00	16,25	3,75	18,75	2,23	1,65	74
22		8,25	0,86	12,33	7,0	434	149	8,85	8,77	7,53	9,06	1,52	17,00	13,62	3,38	19,88	0,29	0,20	70
23		2,4	0,32	3,23	9,9	432	135	2,57	2,54	2,22	2,62	0,40	15,30	12,34	2,96	19,35	0,08	0,05	59

часть образцов относится к ОВ V-го типа, за исключением всего двух образцов, один из которых попадает в поле ОВ IV-го и один – III-го типов. Сам факт довольно странный, поскольку отложения даниловской свиты считаются морскими осадками, а потому ожидалось, что они должны иметь гораздо более высокие значения Н1 и относиться как минимум к III-му или даже ко II-му классам ОВ.

Величина коэффициента  $K_{превр_{отн}}$  у исследованных образцов изменяется от 13.0 до 29.8 % при среднем значении равном 16.9 %. Иными словами, кероген, входящий в состав отложений даниловской свиты, слабо преобразован и его остаточный нефтегенерационный потенциал в среднем близок к 83 %.



Керогеном даниловской свиты генерировано небольшое количество нафтидов – от 0.04 до 0.28 % при средней величине  $S_g$  равной 0.11 %.

Основная часть нафтидов, образовавшихся в аргиллитах даниловской свиты эмигрировала из неё – значения  $K_{\Sigma}$  варьируют в пределах от 85 до 99 %, при среднем значении – 91 % (рис. 7, табл. 6). Об этом же свидетельствуют низкие значения отношения  $S_1/S_2 \times 10^{-2}$ , изменяющиеся в пределах от 0.21 до 5.81 при среднем – 2,6.

Из отложений тюменской свиты отобраны три основных литологических типа нефтематеринских пород: слабоуглистые аргиллиты, сильно углистые аргиллиты и глинистые угли (рис. 7, табл. 6). Содержание Сорг в отобранных образцах изменяется от 2.4 до 60.3 %. Подавляющее большинство образцов характеризуется довольно низкими значениями НІ, варьирующими в пределах 17-440 мгУВ/гСорг, поэтому они попали, главным образом, в поле, занимаемое ОВ V-го, реже IV-го типов и лишь один образец оказался в поле ОВ III-го типа.

Рассматриваемые отложения слабо преобразованы, значения  $K_{превр_{отн}}$  изменяются в пределах от 6.8 до 48.3 % при среднем значении 17.7 %, которое практически совпадает с таковым, полученным для образцов, взятых из даниловской свиты (рис. 7, табл. 6).

Органическое вещество, входящее в состав тюменских отложений, генерировало небольшое количество нафтидов – величина  $S_g$  изменяется от 0.08 до 2.23 % при среднем значении равном 0.54 %, что примерно в 5 раз выше, чем та же средняя величина для образцов даниловской свиты.

Величина  $K_{\Sigma}$  для рассматриваемых образцов изменяется в широких пределах – от 21 до 94 % при средней величине – 63 %, что заметно меньше, чем для отложений даниловской свиты. Невысокие значения  $K_{\Sigma}$  имеют обратно пропорциональную связь с величиной отношения  $S_1/S_2 \times 10^{-2}$  – чем больше значение этого отношения, тем меньше величина  $K_{\Sigma}$  (рис. 7, табл. 6).

Из разреза, вскрывшего отложения даниловской и тюменской свит в пределах **Тальникового** месторождения, взяты образцы аргиллитов, алевритистых глин, слабо- и сильно углистых глин, а также глинистых углей (рис. 8, табл. 7). Образцы, поднятые из отложений даниловской свиты, представлены исключительно аргиллитами с невысоким содержанием Сорг, варьирующим в пределах от 0.54 до 3.24 %. Для рассматриваемых образцов характерным являются невысокие значения НІ, изменяющиеся в пределах от 33 до 398 мгУВ/гСорг. Самыми низкими значениями НІ обладают образцы с наиболее низкой концентрацией в них Сорг. Они попали на диаграмме в поле ОВ V-го типа, остальные образцы оказались в поле IV-го типа (рис. 8, табл. 7).

Анализ значений  $K_{превр_{отн}}$  показал, что этот параметр изменяется в очень широких пределах – от 9.6 до 52.8 %, несмотря на то, что образцы располагались в интервале глубин около 30 м и, следовательно, имели практически одинаковую катагенетическую историю. Самые высокие значения  $K_{превр_{отн}}$  имеют те же самые образцы, которые характеризуются низкими концентрациями Сорг и НІ (рис. 8, табл. 7). Средняя величина  $K_{превр_{отн}}$  (исключая значения этого коэффициента у двух вышеупомянутых образцов) составляет 18.5 %. Таким образом, рассматриваемые отложения израсходовали всего около 19 % от своего первоначального нефтегенерационного потенциала. Значения  $S_g$  указанных отложений изменяются от 0.02 до 0.43 %, при средней величине 0.17 %, а  $K_{\Sigma}$  варьирует от 64 до 96 % при среднем значении равном 82 %. То есть, большая часть образовавшихся нафтидов эмигрировала из аргиллитов даниловской свиты. Этот вывод подтверждается также низкими значениями отношения  $S_1/S_2 \times 10^{-2}$ , которое изменяется в пределах от 1.7 до 4.6. Исключением являются всё те же два образца с самой низкой



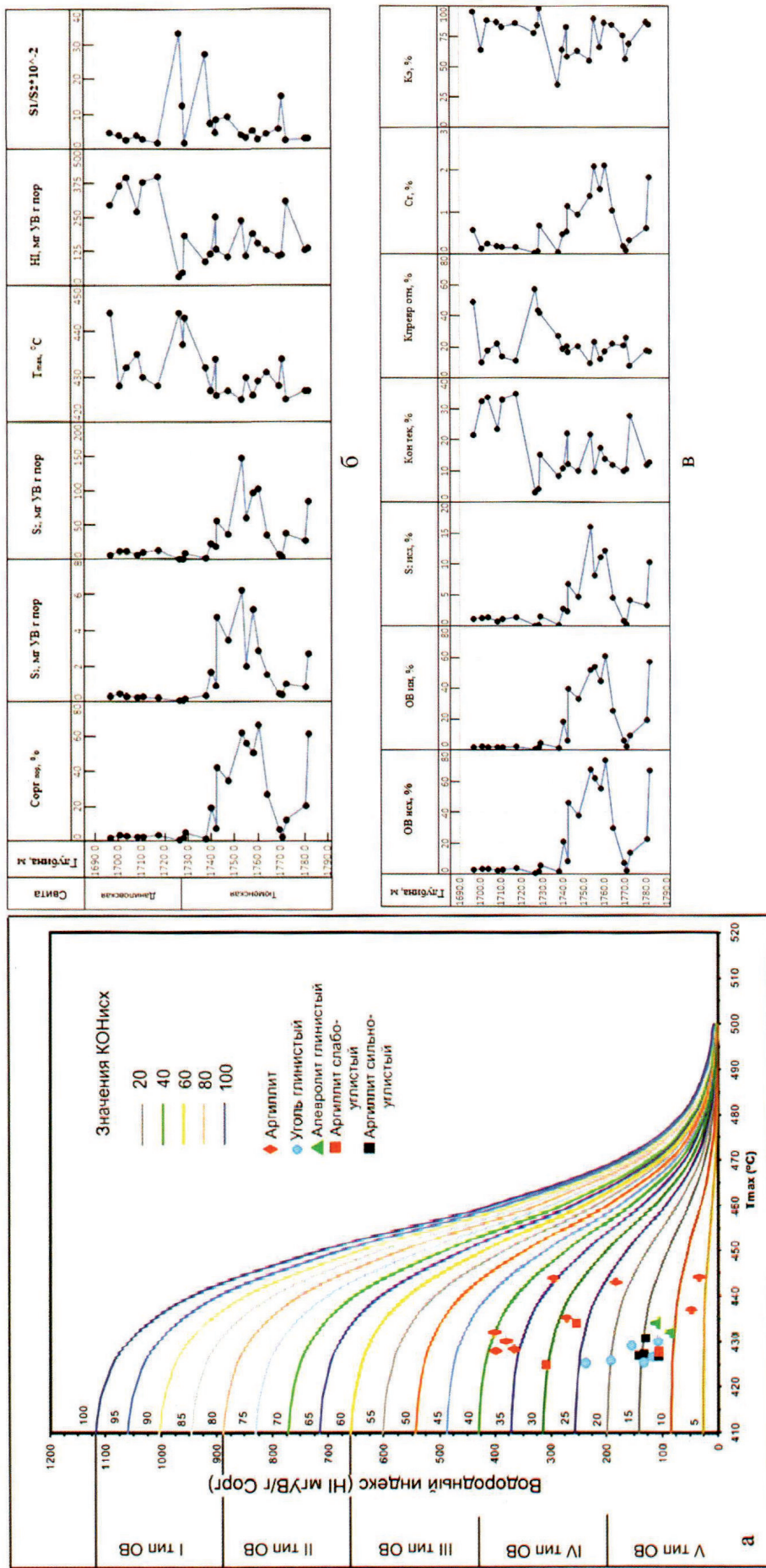


Рис. 8. Модифицированная диаграмма Ван-Кревелена (а), исходные пиролизные данные (б) и расчетные нефтегенерационные параметры (в), Тальниковое месторождение, даниловская и тюменская свиты



Нефтегенерационные параметры, рассчитанные по данным  
пиролитических исследований Тальникового месторождения

№ п/п	Свита	Спор, %	S <sub>1</sub> , мг УВ/г пор	S <sub>2</sub> , мг УВ/г пор	S <sub>1</sub> /S <sub>2</sub> * 10 <sup>-2</sup>	T <sub>max</sub> , °C	НI, мг УВ/г Сорг	ОВ тек, %	ОВ д, %	ОВ ил, %	ОВ исх, %	S <sub>2</sub> исх, %	К он исх, %	К он тек, %	К превр. абс., %	К превр. отн., %	Ст, %	Сз, %	Кэ, %
1	Даниловская	1,92	0,26	5,65	4,6	444	294	2,09	2,07	1,50	2,38	0,88	36,30	23,74	12,56	34,60	0,31	0,29	92
2		3,21	0,45	11,73	3,8	428	365	3,53	3,48	2,31	3,61	1,30	36,00	32,53	3,47	9,64	0,13	0,08	64
3		2,83	0,29	11,25	2,6	432	398	3,12	3,09	1,96	3,29	1,33	40,00	34,20	5,80	14,50	0,20	0,17	86
4		2,20	0,23	5,97	3,9	435	271	2,39	2,37	1,77	2,51	0,73	29,00	23,82	5,18	17,86	0,14	0,11	83
5		2,48	0,26	9,43	2,8	430	380	2,73	2,70	1,76	2,82	1,06	37,60	33,45	4,15	11,04	0,12	0,09	78
6		3,24	0,22	12,90	1,7	428	398	3,57	3,55	2,26	3,71	1,45	38,90	34,78	4,12	10,59	0,16	0,14	86
7		0,54	0,06	0,18	33,3	444	33	0,57	0,57	0,55	0,59	0,04	6,50	3,07	3,43	52,77	0,02	0,02	71
8		1,55	0,09	0,72	12,5	437	46	1,65	1,64	1,56	1,69	0,13	7,30	4,26	3,04	41,64	0,05	0,05	83
9		4,80	0,16	8,81	1,8	443	184	5,17	5,15	4,27	5,59	1,31	23,00	15,77	7,23	31,43	0,43	0,42	96
10		1,46	0,35	1,29	27,1	432	88	1,56	1,52	1,39	1,56	0,17	10,90	8,26	2,64	24,22	0,04	0,00	10
11	Тюменская	19,16	1,70	22,50	7,6	427	117	20,49	20,32	18,07	20,79	2,72	13,30	10,82	2,48	18,65	0,47	0,30	64
12		7,33	0,88	18,53	4,7	434	253	7,96	7,87	6,02	8,26	2,25	26,90	22,43	4,47	16,62	0,40	0,31	78
13		42,55	4,74	56,14	8,4	426	132	45,57	45,09	39,48	46,22	6,74	14,60	12,15	2,45	16,78	1,13	0,65	58
14		34,73	3,47	37,18	9,3	427	107	37,10	36,76	33,04	37,69	4,65	12,40	9,87	2,53	20,40	0,93	0,58	63
15		61,84	6,22	146,95	4,2	425	238	67,00	66,38	51,69	68,30	16,62	24,00	21,51	2,49	10,38	1,92	1,30	68
16		56,10	2,01	60,29	3,3	430	107	59,94	59,74	53,71	61,26	7,56	12,50	9,84	2,66	21,28	1,53	1,33	87
17		50,68	5,15	96,27	5,3	426	190	54,62	54,11	44,48	55,65	11,17	19,80	17,30	2,50	12,63	1,54	1,03	67
18		66,59	2,86	101,81	2,8	429	153	71,47	71,19	61,00	73,27	12,27	16,70	13,89	2,81	16,83	2,09	1,80	86
19		26,83	1,52	35,21	4,3	431	131	28,73	28,58	25,06	29,60	4,54	14,90	11,90	3,00	20,13	1,02	0,86	85
20		6,71	0,43	7,24	5,9	428	108	7,17	7,13	6,40	7,30	0,90	12,50	9,91	2,59	20,72	0,18	0,13	76
22	Тюменская	12,25	0,98	37,74	2,6	425	308	13,37	13,27	9,50	13,69	4,19	30,40	27,57	2,83	9,31	0,42	0,32	77
23		20,45	0,8	26,7	3,0	427	131	21,90	21,82	19,15	22,42	3,27	14,50	11,91	2,59	17,86	0,60	0,52	87
24		61,28	2,71	84,69	3,2	427	138	65,67	65,40	56,93	67,22	10,29	15,20	12,60	2,60	17,11	1,83	1,55	85

концентрацией Сорг в их составе, у которых этот параметр имеет значения 12.5 и 33.3 (рис. 8, табл. 7).

Отобранные из отложений тюменской свиты образцы характеризуются ещё более низкими значениями НI, чем даниловские аргиллиты. Величина НI углистых аргиллитов и глинистых углей изменяется в пределах 88–308 мгУВ/гСорг, из-за чего основная их часть попадает в поле ОВ V-го типа и лишь несколько образцов – в поле IV-го типа (рис. 8, табл. 7). Низкими значениями НI характеризуются и глинистые алевролиты (88 и 114 мгУВ/гСорг).

Значения Кпревр<sub>отн</sub> варьируют от 9.1 до 24.2 %, имея среднее значение равное 17.8 %, которое немного ниже, чем таковое, полученное для даниловских аргиллитов. Таким образом, тюменские углистые аргиллиты и глинистые угли на сегодняшний момент сохранили ещё около 82 % своих нефтегенерационных свойств.



Величина  $S_g$  рассматриваемых отложений изменяется в пределах 0.04-2.09 % и в среднем составляет 0.94 %. Значения  $K_{\Sigma}$  (исключая таковые двух глинистых алевролитов) варьируют от 58 до 87 % при среднем – 76 % и этим тюменские нефтематеринские породы заметно отличаются от даниловских, имеющих более высокие величины  $K_{\Sigma}$  (рис. 8, табл. 7).

Анализируя значения отношений  $S_1/S_2 \times 10^{-2}$  для различных литологических типов пород, можно отметить, что максимальные их величины отмечаются у глинистых алевролитов (15.0-27.1), затем следуют слабо- и сильноуглистые аргиллиты, у которых эти отношения варьируют в пределах 4.7-5.9 и 2.6-9.3, соответственно, и, наконец, глинистые угли – 2.8-5.3. Поскольку, как уже отмечалось выше, рассматриваемое отношение и коэффициент  $K_{\Sigma}$  характеризуются обратно пропорциональной зависимостью, то именно для глинистых углей обычными являются максимальные значения  $K_{\Sigma}$  (рис. 8, табл. 7).

### Обсуждение полученных результатов

В рассмотренной нефтегазоносной области в разрезе осадочного чехла главными нефтематеринскими толщами являются даниловская и тюменская свиты. Причём в составе тюменской свиты генераторами нафтидов являются аргиллиты, обогащенные углистым материалом и угли в большей или меньшей степени глинистые.

Как показали результаты выполненных исследований, породы даниловской свиты из-за близости суши в значительной степени разбавлены терригенным материалом, поэтому содержание Сорг в них в среднем составляет всего 2-4 %, в редких случаях достигая 7-10 %. Кроме того, несмотря на то, что осадки даниловской свиты накапливались в морском бассейне, по той же причине они в значительной степени разбавлены террагенным органическим материалом. Более того, судя по всему, аноксидная обстановка не имела широкого распространения в накапливавшихся осадках, поэтому  $OB$ , присутствовавшее в их составе, окислялось и разлагалось аэробными микроорганизмами. Всё это привело к тому, что их нефтематеринские свойства в результате оказались невысокими. Так величина их  $HI$  в среднем варьирует в пределах 200-400 мгУВ/гСорг, редко достигая значений 600-700 мгУВ/гСорг. В соответствии с предложенной классификацией они на модифицированной диаграмме Ван-Кревелена чаще всего попадают в поле IV-го типа  $OB$ , то есть имеют величину  $K_{\text{исх}}$  порядка 25-45 % и лишь в редких случаях достигают 60-70 %, что соответствует полям III-го и II-го типов  $OB$ .

Несмотря на сравнительно небольшой интервал глубин, из которого отбирались образцы из даниловской свиты, даже в пределах одной и той же скважины они характеризуются широкими вариациями  $K_{\text{превр.отп}}$ , отличаясь друг от друга в 1,5-2 раза. Хотя, казалось бы, они претерпели одни и те же катагенетические изменения и в течение одного и того же геологического времени. Этот феномен может быть объяснён следующими причинами. Во-первых, неоднородным мацеральным составом керогена, входящего в состав даниловских отложений, различные компоненты которого могут отличаться друг от друга кинетикой процессов их катагенетического созревания. Во-вторых, вариациями локальной палеогеографической и, соответственно, раннедиагенетической, в том числе окислительно-восстановительной обстановки. В-третьих, накоплением погрешностей в процессе многочисленных вычислений, начиная с пересчётных коэффициентов, используемых при переводе величины Сорг в  $OB_{\text{тек}}$ , и заканчивая определениями  $OB_{\text{д}}$ ,  $OB_{\text{ин}}$ ,  $OB_{\text{исх}}$  и т.п. Имеются ввиду, в первую очередь, погрешности в определении используемых в расчётах исходных параметров: Сорг,  $S_1$ ,  $S_2$  и  $T_{\text{max}}$ .



Из-за невысоких нефтегенерационных свойств аргиллитов даниловской свиты ими генерировались небольшие количества нафтидов – **Сг** в среднем составляет 0.2-0.9 % от веса образца, причём основная их часть эмигрировала в ближайшие к ним породы-коллекторы. Действительно, величина **Кэ** для рассматриваемых отложений в среднем равна 70-90 %. При этом наблюдается достаточно отчётливая зависимость – чем меньше содержание Сорг в составе того или иного образца, тем ниже и величина **Кэ**.

Тюменские отложения гораздо богаче Сорг, чем даниловские, из-за присутствия в их составе углистых аргиллитов и глинистых углей. Содержание Сорг в этих отложениях изменяется в широких пределах – от 1-2 до 80-88 %. Величина их **НП** в среднем составляет 300-450 мгУВ/гСорг, в редких случаях достигая значений 600-700 мгУВ/гСорг. То есть практически не отличается от величины этого же параметра в образцах, отобранных из даниловской свиты. Поэтому фигуративные точки образцов, взятых из тюменской свиты, занесённые на модифицированную диаграмму Ван-Кревелена, попали преимущественно в поле, принадлежащее IV-му типу ОВ по предложенной нами классификации.

Значения **Кон<sub>исх</sub>**, характеризующие величину начального нефтегенерационного потенциала образцов, в среднем изменяются от 20 до 40 %, в единичных случаях достигая величины 60 %. Таким образом, и по этому параметру тюменские образцы близки к даниловским, лишь немного уступая им в величине **Кон<sub>исх</sub>**.

Величина **Кпревр<sub>отн</sub>** у тюменских образцов изменяется в среднем от 10-15 до 20-30 %, редко достигая 40 и тем более 60 %, то есть, как и в случае даниловских осадков, отличается в 1.5-2 раза. Возможные причины таких различий показаны выше.

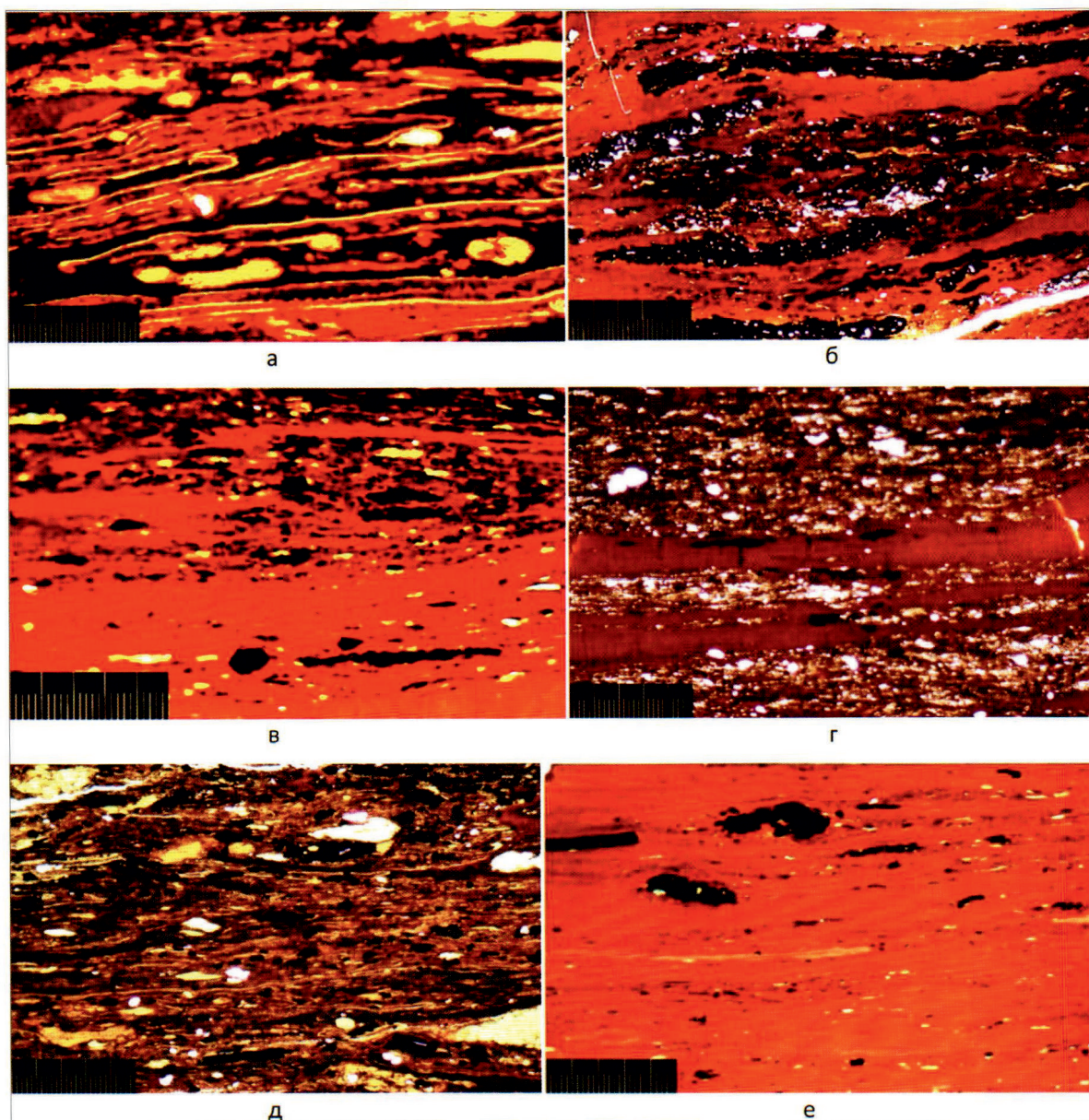
Нефтематеринские породы, присутствующие в составе тюменских отложений, представленные углистыми аргиллитами и глинистыми углями, как уже отмечалось выше, гораздо богаче даниловских пород, поэтому и количество образовавшихся в них нафтидов заметно больше. Величина **Сг** в этих углистых отложениях варьирует в широких пределах – от 0.1-0.5 до 6-8 %, что зависит от весового содержания ОВ в образцах и его мацерального состава.

Значения **Кэ** изменяются в среднем в пределах 60-90 % и близки к таковым, полученным для образцов, отобранных из даниловской свиты. И для тюменских образцов также наблюдается достаточно отчётливая зависимость – чем меньше содержание Сорг в составе того или иного образца, тем ниже и величина **Кэ**.

Выше уже отмечалось, что угли, отобранные из кровельной части тюменской свиты Андреевского месторождения, характеризуются высокими нефтегенерационными свойствами, что вероятнее всего, объясняется их мацеральным составом. Действительно, исследование мацерального состава этих углей показало, что в их состав входят витринитизированные талломы морских водорослей, довольно многочисленные лейптинитовые компоненты, представленные спорами, пылью, смоляными тельцами и кутикулами (рис. 9 а). Совместное нахождение остатков морской и континентальной растительности позволяет предположить, что рассматриваемые угли относились к паралическому типу углей и представляют собой прибрежно-морские отложения, накапливавшиеся в мангровых зарослях. Именно из-за довольно высокого содержания в этих углях мацералов, относящихся к витринитовым и особенно лейптинитовым группам, они характеризуются довольно высокими нефтегенерационными свойствами.

Напротив, угли, залегающие глубже, образовались уже преимущественно из остатков континентальной растительности. Мацералов лейптинитовой группы в них мало, а основная масса ОВ представлена витринитизированной гелефицированной массой со значительной примесью мацералов фюзенитовой группы (рис. 9 б, в).





*Рис. 9. Фотографии прозрачных петрографических шлифов различных типов углей, отобранных из отложений тюменской свиты Андреевского (а-в), Красноленинского (г) и Тальникового (д, е) месторождений (пояснения в тексте)*

Угли, входящие в состав тюменской свиты характеризуются довольно пёстрым мацеральным составом и различными типами раннедиагенетического преобразования. Так в составе углистого аргиллита, отобранного из тюменской свиты Красноленинского месторождения, присутствуют многочисленные тонкие прослойки гелефицированного, местами окисленного (фюзинитизированного) витринита (рис. 9 г).

Угли и углистые аргиллиты, встречающиеся в составе тюменской свиты Тальникового месторождения, также заметно отличаются друг от друга как мацеральным составом, так и степенью преобразования. Так, углистые аргиллиты, отобранные из верхней части разреза, сложены преимущественно мацералами фюзинитовой группы, гелефицированными витринитовыми компонентами и довольно многочисленными



лейптинитовыми мацералами (споры, пыльца, смоляные тельца и т.п.), а глинистые угли, залегающие глубже, состоят преимущественно из слоистой телефицированной массы витринита с небольшой примесью мелких лейптинитовых компонентов и флюоритизированных частиц (рис. 9 д, е).

Таким образом, можно заключить, что разнообразие нефтегенерационных свойств углей и углистых аргиллитов в первую очередь определяются их мацеральным составом.

Помимо типичных нефтематеринских пород, обогащенных ОВ, исследованы также аргиллиты с низкой концентрацией Сорг и породы, слагающие ДК, в которых также содержание ОВ не превышает десятых и даже сотых долей процентов. Оказалось, что эти породы имеют крайне низкие значения  $K_{э}$ , а в ряде случаев этот параметр имеет отрицательные значения, что однозначно указывает на присутствие в этих породах аллохтонных нафтидов, то есть они в известном смысле являются коллекторами. На аллохтонное происхождение обнаруженных нафтидов указывают и высокие, а также очень высокие величины отношений  $S_1/S_2 \times 10^{-2}$ , достигающие первых сотен. Нафтиды, присутствующие в породах, слагающих кровельную часть ДК, скорее всего эмигрировали в них из перекрывающих юрских отложений.

Несомненный интерес представляет оценка удельного количества нафтидов, генерируемых ОВ, входящим в состав даниловской и тюменской свит, например, из  $1 \text{ м}^3$  породы первой и второй свит. Выполним оценочные расчёты, принимая следующие условия.

#### **Даниловская свита**

Средние исходные параметры:

- удельный вес пород свиты –  $2300 \text{ кг/м}^3$ ;
- количество образовавшихся нафтидов –  $0,5 \%$  (вес.);
- коэффициент эмиграции –  $80 \%$ .

В соответствии с принятыми условиями расчёт проводим на  $1 \text{ м}^3$  породы. Тогда вес  $1 \text{ м}^3$  даниловских отложений составит  $2300 \text{ кг}$ . Из этого количества породы в среднем образуется:  $(2300 \times 0,5) / 100 = 11,5 \text{ кг}$  нафтидов. Из них эмигрирует:  $11,5 \times 0,8 = 9,2 \text{ кг}$ , а останется в материнских отложениях, соответственно,  $2,3 \text{ кг}$  нафтидов.

#### **Тюменская свита**

Средние исходные параметры:

- удельный вес глинистого угля –  $1500 \text{ кг/м}^3$ ;
- количество образовавшихся нафтидов –  $3,5 \%$  (вес.);
- коэффициент эмиграции –  $80 \%$ .

Оценку количества образовавшихся нафтидов, как и в первом случае, проводим из расчёта на  $1 \text{ м}^3$  породы. Для этого условно объединяем углистые глины и глинистые угли вместе. Принимаем, что в среднем на  $1$  погонный метр тюменской свиты, приходится  $1$  пропласток глинистого угля или углистого аргиллита толщиной  $0,05 \text{ м}$ . Тогда вес глинистого угля в  $1 \text{ м}^3$  тюменских отложений составит  $0,05 \text{ м}^3 \times 1500 \text{ кг/м}^3 = 75 \text{ кг}$ . Из этого количества углистой породы образуется:  $(75 \times 3,5) / 100 = 2,6 \text{ кг}$  нафтидов. Из них эмигрирует:  $2,6 \times 0,8 = 2,1 \text{ кг}$ , а останется в материнских отложениях, соответственно,  $0,5 \text{ кг}$ .

Несмотря на то, что нефтегенерационный потенциал даниловских аргиллитов гораздо меньше, чем глинистых углей и углистых глин, входящих в состав тюменской свиты, последние, вследствие их небольшой удельной (линейной) мощности в расчёте на погонный метр разреза тюменских отложений, генерируют примерно в  $4,4$  раза меньше нафтидов, чем даниловские аргиллиты. Поэтому логично предположить, что основным генератором нафтидов является всё-таки даниловская, а не тюменская свита.



Понятно, что в разрезе тюменской свиты соотношение количества и толщин углистых аргиллитов и глинистых углей варьирует, но в среднем полученные оценки вряд ли сильно изменятся.

Используя полученные оценочные значения удельной нефтегенерации отложений даниловской и тюменской свит, несложно определить количество нефтидов, эмигрировавших в пределах той или иной территории из нефтематеринских отложений и, соответственно, оценить потенциальные ресурсы УВ в породах-коллекторах, присутствующих в разрезе анализируемой площади.

Выполненные расчёты проводились при условии, что источником нефтидов являлось только ОВ, присутствующее в составе осадков даниловской и тюменской свит. Однако накапливается всё больше и больше данных, свидетельствующих о том, что в процессах нефтегенерации активное участие принимают тектоно-гидротермальные процессы [8-10]. Гидротермы, рождённые мощным тепловым потоком магматических тел, поднимающихся из астеносферы, несут в себе не только высокоэнтальпийный флюид с растворёнными в нём солями, но также метан и водород, которые принимают непосредственное участие в процессе нефтегенерации.

Действительно, при воздействии на рассматриваемые отложения высокоэнтальпийных флюидов происходит ускорение генерации нефтидов, причём образуются многочисленные свободные радикалы, а также ненасыщенные УВ [11], которые активно взаимодействуют и с метаном, и с водородом, в результате чего образуется дополнительное количество УВ, причём с меньшим молекулярным весом, чем если бы генерация УВ происходила без участия ювенильного метана и водорода.

Исходя из вышесказанного, можно допустить, что полученные расчётные количества нефтидов, образовавшихся из ОВ, входящего в состав даниловской и тюменской свит, несколько занижены.

## Выводы

Предлагаемая методика позволяет вычислять основные нефтегенерационные параметры образцов на основе комплексов результатов пиролитических исследований и расчётов с использованием способа материального баланса.

Среди изученных разрезов отложения, вскрытые в пределах Красноленинского месторождения, выделяются максимальной степенью катагенетического преобразования и повышенным содержанием нефтеподобных УВ, включая осадки викуловской свиты, что позволяет допустить активное участие гидротермальных флюидов в процессах нефтегенерации; об этом же свидетельствуют высокие значения отношения  $S_1/S_2$ .

Полученные данные дают возможность оценить удельные объёмы УВ, генерированные отложениями даниловской и тюменской свит в пределах той или иной площади Приуральской НГО и, соответственно, оценить перспективы её нефтегазоносности.

Если допустить участие в процессе нефтегенерации ювенильных высокоэнтальпийных флюидов, содержащих в своём составе метан и его ближайшие гомологи, а также водород, то объём образовавшихся нефтидов на самом деле окажется несколько выше, чем вычисленный с помощью предлагаемой методики.



## ЛИТЕРАТУРА

1. Богородская Л.И., Конторович А.Э., Ларичев А.И. Кероген: методы изучения, геохимическая интерпретация. Новосибирск. – Изд-во СО РАН. – 2005. – 254 с.
2. Волков В.А., Олейник Е.В., Оксенойд Е.Е., Солопахина Л.А. К вопросу о типе органического вещества пород баженовской свиты. – Вестник недропользователя. – № 28. – 2016. – С. 3-18.
3. 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 // Материалы III НПК. – Ханты-Мансийск. – 2000. – С. 152.
4. Зубков М.Ю., Дерягина О.И., Скрялев С.А., Худорожков В.Г. Литолого-пиролитическая характеристика и реконструкция условий образования нижнекембрийских отложений Берямбинской площади (Красноярский край). – Горные ведомости. – Тюмень. – № 10 (65). – 2009. – С. 16-39.
5. Лопатин Н.В., Емец Т.П. Пиролиз в нефтегазовой геохимии. – М. – Наука. – 1987. – 144 с.
6. Методические рекомендации по применению пиролитического метода в органической геохимии / Составитель В.Н. Меленевский, научн. ред. А.Э. Конторович. –Новосибирск. – СНИИГГиМС. – 1985. – 42 с.
7. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. – М. – Мир. –1981. – 502 с.
8. Зубков М.Ю. Вторичные коллекторы тектоно-гидротермального происхождения в кровельной части доюрского комплекса Западно-Сибирской плиты и способы их прогноза. – Геология нефти и газа. – № 6. – 2015. – С. 78-95.
9. Зубков М.Ю. Оценка региональных и локальных перспектив нефтеносности баженовской и абалакской свит Западной Сибири. – Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – № 3. – 2016. – С. 51-67.
10. Зубков М.Ю. Тектоногидротермальные процессы в юрских отложениях Западной Сибири. – Геология нефти и газа. – № 1. – 2017. – С. 60-76.
11. В.Н. Меленевский. Моделирование катагенетического преобразования органического вещества рифейского аргиллита в условиях аквапиролиза (биомаркерные аспекты проблемы). – Геохимия. – № 5. – 2012. – С. 470-482.