

**ГЕОЛОГИЯ,
ГЕОФИЗИКА
И РАЗРАБОТКА
НЕФТЕЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

8 . 2005

МОСКВА ■ ВНИИОЭНГ

Научно-технический журнал

Издается с 1992 г.

Выходит 12 раз в год

№ 8

Август 2005 г.

СОДЕРЖАНИЕ

ПОИСКИ И РАЗВЕДКА

Емельянова Н.М., Пороскун В.И. Агрегирование оценок запасов нефти и газа при детерминированном и вероятностном методах подсчета.....	4
Даньшина Н.В., Кошель В.Г., Гужкова О.П. Геологическое строение верхнепалеозойского осадочного комплекса Николаевско-Городищенской ступени (Волгоградское Заволжье)	12
Зубков М.Ю., Маринин В.И., Облеков Г.И. Степень катагенеза, а также соотношение нефтегенерационных и емкостных свойств юрских и неокомских отложений Медвежьего и Уренгойского месторождений.....	18
Чихирин А.А. О природе Каменской астроблемы и возможной газоносности подкратерного комплекса	34
Борисенко З.Г. Основные принципы геометризации сложнопостроенных резервуаров и залежей нефти и газа.....	39
Иванников В.И. Нефтегазоносность шельфа континентальных окраин	41

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Кнеллер Л.Е., Гайфуллин Я.С., Салихянов А.М. Опыт и результаты геофизических исследований горизонтальных, наклонно направленных скважин, боковых стволов автономной аппаратурой на трубах в Башкортостане	45
---	----

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Шацкий А.В., Колесов В.В., Шацкий Д.А., Митрофанов А.Д., Бодрягин А.В., Никитин А.Ю. «Имитационное» гидропрослушивание и новые возможности метода трассерных исследований.....	50
--	----

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

А.Э. Конторович – главный редактор

Н.Л. Сорокина (зам. главного редактора),
А.А. Аксенов, В.С. Акимов, А.П. Афанасенков,
В.Я. Беленький, М.Д. Белонин, А.М. Бреухунцов,
Г.Н. Гогоненков, А.Н. Дмитриевский,
О.М. Ермилов, С.Н. Жидовинов, Е.В. Захаров,
В.А. Каширов, Н.Н. Лисовский, Н.Я. Медведев,
В.Н. Нестеров, И.И. Нестеров, Э.М. Халимов,
А.М. Хитров, В.В. Шелепов, А.С. Якимов

Ведущий редактор **А.Я. Яценко**

Компьютерный набор
В.В. Васина, И.В. Смолина, Н.А. Аспосова

Компьютерная верстка
Е.В. Кобелькова

Свидетельство о регистрации средств массовой информации ПИ № 77-12330
от 10 апреля 2002 г.

Адрес редакции: 117420 Москва,
ул. Наметкина, 14Б, ОАО «ВНИИОЭНГ».
Тел. ред.: 332-00-34, 332-00-29.
Адрес электронной почты: <vniiioeng@mca.ru>
Internet: http://vniiioeng.mca.ru.

Подписано в печать 02.06.2005.
Формат 84×108 1/16. Бумага офсетная.
Офсетная печать. Усл. печ. л. 6,30. Уч.-изд. л. 8,98.
Тираж 1500 экз. Заказ № 47. Цена договорная.
ОАО «ВНИИОЭНГ» № 5232.

Печатно-множительная база ОАО «ВНИИОЭНГ».
117420 Москва, ул. Наметкина, 14Б.

ЛИТЕРАТУРА

1. Девонские отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / М.М. Алиев, Г.П. Батанова, Р.О. Хачатрян и др. – М.: Недра, 1978. – 216 с.
2. Новые данные о распространении рифогенных формаций Волгоградского Поволжья, классификация рифов и вопросы методики их поисков / А.А. Новиков, А.С. Саблин, В.М. Махонин и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1998. – № 6. – С. 2–9.

3. Чижков С.И., Даньшина Н.В. Особенности геологического строения среднедевонских отложений Кудиновско-Романовской приподнятой зоны // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. – № 10. – С. 26–29.
4. Шуйский В.П. Фации узорчатых известняков в палеозое Урала и востока Русской платформы // Фанерозойские рифы и кораллы СССР: Тр. V всесоюзного симпозиума по кораллам и рифам, Душанбе, 1983. – М.: Наука, 1986. – С. 179–187.

УДК 553.98.001(571.1)

СТЕПЕНЬ КАТАГЕНЕЗА, А ТАКЖЕ СООТНОШЕНИЕ НЕФТЕГЕНЕРАЦИОННЫХ И ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ЮРСКИХ И НЕОКОМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕДВЕЖЬЕГО И УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ

М.Ю. Зубков, В.И. Маринин, Г.И. Облеков

(ООО «ЗапСибГЦ», ООО «Уренгойгазпром», ООО «Надымгазпром»)

На основе данных пиролитических исследований (Rock-Eval), определения отражательной способности витринита (R_{vt}^0) и коллекторских свойств юрских и меловых отложений Медвежьего и Уренгойского месторождений оценены их нефтематеринские и емкостные способности. Установлено, что в состав меловых отложений входит кероген преимущественно III типа, причем его концентрация обычно не превышает 0,5...1,5 %. В юрских осадках, напротив, присутствует в основном кероген II и I типов, концентрация которого нередко достигает 6...8 %, а в глинистых углях – 30...47 %. Поэтому нефтегенерационные свойства юрских отложений гораздо лучше, чем меловых. Напротив, фильтрационно-емкостные свойства меловых отложений заметно выше, чем юрских осадков, поэтому юрские осадки являются преимущественно генераторами нефти, а меловые – коллекторами.

On the basis of the given pyrolytic researches (Rock-Eval), definitions of reflective ability vitrinite (R_{vt}^0) and collector properties Jurassic and Cretaceous sediments Medvegie and Urengoj deposits are appreciated their oilgeneration and capacitor abilities. It is established, that into structure of Cretaceous sediments enters kerogen mainly III of type, and its concentration usually does not exceed 0,5...1,5 %. In Jurassic deposits, on the contrary, basically is present kerogen II and I types which concentration quite often reaches 6...8 %, and in clay coals – up to 30...47 %. Therefore oilgeneration property Jurassic deposits it is much better than Cretaceous. On the contrary, permeability-capacitor properties of Cretaceous sediments are appreciably higher, than Jurassic deposits, therefore Jurassic sediments are mainly generators of oil, and cretaceous – collectors.

Введение

В настоящее время осадки юрского и неокомского возраста северной части Западно-Сибирской плиты слабо охарактеризованы геохимическими исследованиями органического вещества (ОВ). В частности, дискуссионными являются вопросы, связанные с выделением нефтематеринских толщ, продуцирующих «неокомскую» и «юрскую» нефть, а также соотношение генерационных и емкостных свойств нижнемеловых и юрских отложений. Поэтому назрела необходимость провести оценку перспектив нефтегазоносности осадочного чехла в пределах этого района. Для этого предлагается использовать комплекс геохимических параметров, включающих определение уровня катагенеза органического вещества, а также учи-

тывать его нефтегенерационные свойства, оцененные на основе пиролитических исследований. С этой целью на примере юрских и неокомских отложений, вскрытых тремя скважинами в пределах Медвежьего и Уренгойского месторождений, проведены детальные геохимические исследования в стратиграфическом интервале от байосского яруса средней юры до валанжинского нижнего мела. Выполнена также оценка не только нефтегенерационных, но и емкостных свойств этих отложений, чтобы определить генерирующие и аккумулирующие УВ толщи в пределах рассматриваемых месторождений.

Методы и аппаратура

Определение стадии катагенеза органического вещества. Уровень зрелости органического вещества устанавливали по отражательной способности вит-

ринита (R_{vt}^0) – мацерала ОВ, имеющего широкий диапазон стратиграфического распространения и обладающего равномерным и закономерным изменением оптических свойств в ходе углефикации. Замеры отражательной способности проводили на микроскопе-спектрофотометре МСФП-2 при длине волны 546 нм в иммерсионной (R^0) среде. Для изучения брали полированные пришлифовки образцов керна без дробления и последующего обогащения их в сильных кислотах, действие которых, как известно, приводит к изменению оптических параметров фрагментов ОВ.

Определение содержания органического углерода. Общее содержание органического углерода (C_{org}) в породе определяли в порошковой пробе (0,25 г) без экстракции из нее битумоида. После удаления карбо-

натного материала 10%-ной соляной кислотой в высушенной пробе определяли содержание C_{opr} с использованием анализатора АН-7529 путем высокотемпературного нагрева (1100...1200 °C) в токе кислорода. Чувствительность метода определения C_{opr} зависит от точности замера CO_2 и в среднем составляет 0,002 %.

Пиролитические исследования. Метод пиролиза органического вещества основан на двух физических процессах: во-первых, на десорбции углеводородов (УВ) с поверхности твердого тела при повышении температуры в соответствии с температурой кипения индивидуальных углеводородных соединений, присутствующих в породе, и, во-вторых, на крекинге тяжелых УВ и гетеросоединений, а также твердого органического вещества (керогена), происходящем при высоких температурах. Первый (низкотемпературный) процесс происходит в интервале температур от комнатной до 300...350 °C, а второй (высокотемпературный) – от 350 до 600 °C. Соответственно, первый пик (S_1) в первом приближении отвечает содержанию жидкого УВ в породе (УВ, мг/г породы), а второй (S_2) характеризует остаточный нефтегенерационный потенциал (УВ, мг/г породы). Пиролитические исследования проводили на установке типа Rock-Eval фирмы Humble Instruments. Кроме пиков S_1 и S_2 , определяли также температуру (T_{max}) максимальной скорости выхода УВ, которая наряду с R_{v}^0 используется для оценки уровня катагенеза ОВ. На основе полученных пиролитических данных рассчитывались следующие производные геохимические параметры:

$$\text{НП} = S_2/C_{\text{opr}} \text{ – водородный индекс, мг УВ/г } C_{\text{opr}};$$

$$\text{PI} = S_1/(S_1+S_2) \text{ – индекс продуктивности.}$$

Сумма (S_1+S_2) является количественной оценкой суммарного генетического потенциала нефтематеринских отложений. Б. Тиссо и Д. Вельте [8] предложили следующую классификацию пород по величине генетического потенциала:

- 1) менее 2 мг/г породы (<0,2 %) – нефтематеринская порода, обладающая небольшим генетическим потенциалом;
- 2) от 2 до 6 мг/г породы (0,2...0,6 %) – нефтематеринская порода с умеренным генетическим потенциалом;
- 3) более 6 мг/г породы (>0,6 %) – нефтематеринская порода с высоким генетическим потенциалом.

Методика оценки нефтегенерационных свойств пород. С целью оценки нефтегенерационных свойств ОВ, содержащегося в породах, а также определения количества образовавшихся и эмигрировавших из них УВ использована известная методика [1, 4, 5]. Суть ее состоит в следующем.

Используя результаты пиролиза по диаграмме $T_{\text{max}}-\text{НП}$ определяем тип ОВ, входящего в состав породы (I, II или III по Б. Тиссо и Д. Вельте [8]). Вслед за авторами работы [8] принимаем, что степень преобразования исходного (не вступившего в зону нефтегенерации) ОВ ($\text{OB}_{\text{исх}}$) в УВ для I типа составляет в

среднем 80 % от $\text{OB}_{\text{исх}}$, для II типа 60 % от $\text{OB}_{\text{исх}}$ и для III типа – 40 % от $\text{OB}_{\text{исх}}$.

По известному C_{opr} (на породу) определяем современное содержание ОВ ($\text{OB}_{\text{совр}}$), равное $C_{\text{opr}} \cdot 1,1$ (III тип ОВ); $C_{\text{opr}} \cdot 1,2$ (II тип ОВ) и $C_{\text{opr}} \cdot 1,25$ (I тип ОВ), где 1,1, 1,2 и 1,25 – усредненные коэффициенты, учитывающие содержание в ОВ в зависимости от его типа, кроме углерода, других элементов (водорода, серы, кислорода и азота).

Дебитуминизированное ОВ ($\text{OB}_{\text{д}}$) составляет $\text{OB}_{\text{совр}} - S_1$.

Инертная (остающаяся после процесса нефтегенерации в виде графитизированного остатка) часть ОВ ($\text{OB}_{\text{ин}}$) равна $\text{OB}_{\text{д}} - S_2$. Следовательно, в зависимости от типа исходного ОВ величина $\text{OB}_{\text{ин}}$ составляет 0,6, или 60 %, в III типе ОВ; 0,4, или 40 %, во II типе ОВ и 0,2, или 20 % в I типе ОВ.

Исходная активная или превращаемая в УВ часть ОВ ($S_{2\text{исх}}$) равна $0,66 \text{ OB}_{\text{ин}}$ (III тип ОВ), $1,5 \text{ OB}_{\text{ин}}$ (II тип ОВ) и $4,0 \text{ OB}_{\text{ин}}$ (I тип ОВ).

Исходное содержание ОВ ($\text{OB}_{\text{исх}}$) составляет $S_{2\text{исх}} + \text{OB}_{\text{ин}}$; второй более простой расчетный способ определения $\text{OB}_{\text{исх}}$ в зависимости от его типа таков: $\text{OB}_{\text{исх}} = 1,66 \text{ OB}_{\text{ин}}$ (III тип), $\text{OB}_{\text{исх}} = 2,5 \text{ OB}_{\text{ин}}$ (II тип) и $\text{OB}_{\text{исх}} = 5,0 \text{ OB}_{\text{ин}}$ (I тип).

Коэффициент остаточной нефтегенерации ($K_{\text{он}}$) равен $S_2/\text{OB}_{\text{исх}}$. Он изменяется по мере термического «созревания» ОВ в зависимости от его типа от 0,4 до 0 (III тип ОВ), от 0,6 до 0 (II тип ОВ) и от 0,8 до 0 (I тип ОВ).

Коэффициент превращения ($K_{\text{прев}}$) равен $0,4 - K_{\text{он}}$ (III тип ОВ), $0,6 - K_{\text{он}}$ (II тип ОВ) и $0,8 - K_{\text{он}}$ (I тип ОВ). Его значения, приведенные в табл. 1, нормированы к единице, т. е. он изменяется от нуля в ОВ, не вступившем в зону нефтегенерации, до единицы в ОВ, полностью реализовавшем свой генерационный потенциал.

Реализованный генерационный потенциал (C_r) характеризует количество УВ, образовавшихся из $\text{OB}_{\text{исх}}$: $C_r = S_{2\text{исх}} - S_2$.

Эмиграционный потенциал (C_s) соответствует доле УВ, эмигрировавших из породы: $C_s = C_r - S_1$.

Коэффициент эмиграции (K_s) равен C_s/C_r .

Схема катагенетического преобразования или термического «созревания» ОВ рассмотрена на примере керогена II типа (рис. 1). На рис. 1 слева расположен прямоугольник, отождествляющий модель ОВ до начала генерации им УВ ($\text{OB}_{\text{исх}}$), а справа – современное состояние ОВ ($\text{OB}_{\text{совр}}$) на примере образца 12П, отобранного из нижнемеловой части разреза, вскрытого скв. 292 Уренгойского месторождения.

Основой для написания статьи послужили геохимические исследования 70 образцов керна, отобранного из скв. 292 и 739 Уренгойского, а также из скв. 50 Медвежьего месторождений, обработанные в соответствии с описанной выше методикой (см. табл. 1).

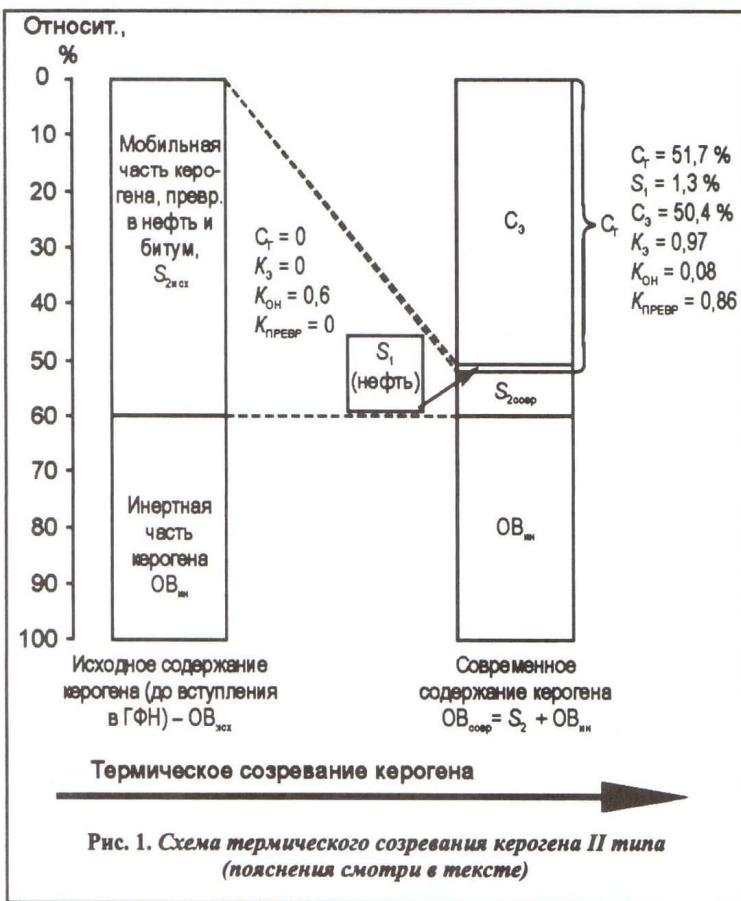
Необходимо еще раз обратить внимание на то, что полученные на основе этой методики результаты носят оценочный характер, так как выделение в соответствии с работой [8] трех типов ОВ довольно услов-

Таблица 1

Усредненные результаты пиролитических исследований, определения $C_{\text{пр}}$ и рассчитанных на их основе нефтегенерационных свойств образцов пород юрского и мелового возраста, отобранных из скв. 50 Медвежьего, скв. 292 и 739 Уренгойского месторождений

№ п/п	Интервал, м (название объекта)	$C_{\text{пр}}, \%$ на ис- ходную породу		УВ, мг/г породы		НВ, мг УВ/С _{пр}		ОВ _{сумп} , %		$S_{\text{газ}}, \%$		$K_{\text{пар}}$		$C, \%$		$K,$
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11				
Медвежье месторождение, скв. 50																
1	2417,1...2440,2 (пласт БН ₅)	0,46...1,86 1,05 (9)	0,09...0,30 0,20	0,18...4,74 1,23	29,57...396,46 105,51	0,50...2,04 1,18	0,31...2,38 0,92	0,66...0,96 0,88	2,16...1,86 0,80	0,96...0,99 0,97						
2	2480,0...2504,4 (пласт БН ₇)	0,37...0,65 0,46 (5)	0,10...0,17 0,13	0,12...0,31 0,19	31,00...49,00 42,00	0,41...0,72 0,51	0,25...0,44 0,31	0,93...0,96 0,94	0,23...0,41 0,29	0,94...0,96 0,95						
3	2660,0...2677,4 (пласт БН ₁₀)	0,48...1,03 0,67 (8)	0,16...0,40 0,23	0,18...0,98 0,41	31,00...94,00 58,00	0,52...1,14 0,74	0,31...0,66 0,45	0,85...0,95 0,91	0,28...0,56 0,40	0,89...0,96 0,94						
4	2728,0...2789,0 (пласт БН ₁₁)	0,53...0,69 0,62 (5)	0,14...0,19 0,17	0,16...0,43 0,26	23,00...68,00 42,00	0,59...0,76 0,68	0,36...0,48 0,42	0,89...0,97 0,94	0,35...0,46 0,39	0,95...0,96 0,96						
Уренгойское месторождение, скв. 739																
5	3462,3...3548,0 (надачимовская толща)	0,34...0,81 0,63 (13)	0,01...0,04 0,03	0,06...0,70 0,31	14,60...94,6 45,20	0,37...0,89 0,69	0,24...0,55 0,43	0,86...0,98 0,94	0,23...0,50 0,40	0,990...0,996 0,993						
6	3549,3...3585,6 (ачимовская и подачимовская толщи)	0,74...1,80 1,33 (7)	0,02...0,70 0,29	0,70...3,43 2,08	82,90...214,40 150,30	0,81...2,16 1,56	0,48...2,73 1,73	0,85...0,91 0,88	0,41...2,45 1,53	0,96...0,99 0,98						
7	3590,8...3604,4 (баженовская и верхняя часть геог- тической свиты)	5,50...6,60 6,10 (6)	0,90...7,00 4,45	7,81...38,09 24,66	134,70...692,50 409,40	6,88...8,25 7,52	9,13...19,50 13,15	0,59...0,91 0,81	5,65...17,10 10,68	0,88...0,99 0,95						
Уренгойское месторождение, скв. 292																
8	3556,8...3588,5 (надачимовская толща)	0,47...0,96 0,65 (7)	0,07...0,36 0,14	0,32...1,55 0,70	60,00...174,00 101,00	0,52...1,07 0,73	0,30...1,31 0,53	0,82...0,91 0,87	0,25...1,16 0,46	0,96...0,98 0,97						
9	3588,5...3630,5 (ачимовская и подачимовская толщи)	0,51...5,56 1,91 (7)	0,08...1,79 0,64	0,38...11,10 3,04	75,00...216,00 132,00	0,61...6,67 2,29	0,85...8,07 2,88	0,85...0,96 0,91	0,81...6,96 2,58	0,96...0,99 0,98						
10	3730,0...3740,0 (нижневасютанская подсвита)	0,99 (1)	0,13	0,45	46,00	1,08	0,68	0,93	0,632	0,98						
11	3743,5...3862,9 (верхняя часть тюменской свиты)	1,72...22,47 8,91 (24)	0,41...10,10 3,19	1,55...63,82 19,50	77,00...351,00 180,00	2,06...26,96 10,70	2,75...29,35 12,64	0,71...0,95 0,87	2,58...23,05 10,69	0,94...0,99 0,97						
12	3909,3...3939,0 (средняя часть тюменской свиты)	4,03...39,30 18,27 (5)	1,40...12,68 6,11	3,13...93,37 40,52	78,00...239,00 191,00	4,84...47,16 21,93	6,58...54,83 25,89	0,83...0,95 0,87	6,27...45,50 21,84	0,968...0,978 0,973						

Примечание: в числителе указаны минимальные и максимальные значения параметра, в знаменателе – средние; в скобках – число образцов.



но. На самом деле между тремя выделенными разновидностями ОВ существует масса переходных, имеющих промежуточные значения максимальной величины превращения их в УВ и, соответственно, долю инертной части.

Результаты исследования

Уровень катагенеза, типы ОВ и нефтематеринские свойства пород. Самую низкую степень катагенеза имеет ОВ из нижнемеловых отложений, вскрытых скв. 50 Медвежьего месторождения (см. табл. 1, рис. 2). Они находятся в верхней зоне мезокатагенеза (MK_1) и величина R_{v} изменяется от 0,54 до 0,62 %, закономерно возрастая с глубиной.

Следует обратить внимание на очень низкое содержание рассеянного ОВ, входящего в состав глинистых и глинисто-алевритистых отложений, вскрытых рассматриваемой скважиной. Величина C_{org} варьирует в пределах от 0,37 до 1,86 % при средних концентрациях 0,5...0,7 % (табл. 1). Во всех образцах кроме двух встречено ОВ III типа, в двух образцах кероген относится ко II типу (рис. 3).

Генерационный потенциал, представляющий согласно работам [4, 6–8] сумму $S_1 + S_2$, изменяется от 0,22 до 1,53 мг УВ/г породы и лишь в двух образцах, содержащих ОВ II типа он составляет 2,51 и 4,76 мг УВ/г породы. Следовательно, подавляющее большинство глинистых пород, наиболее богатых рассеянным ОВ по сравнению с другими литологическими типами, входящими в состав нижнемеловых осадков, вскрытых рассматриваемой скважиной, имеет чрезвычайно низ-

кий генерационный потенциал, который почти на порядок ниже, чем у пород с небольшим нефтематеринским потенциалом по классификации [8].

Углепетрографический анализ рассеянного в породах ОВ, выполненный в прозрачных шлифах, показал, что оно представлено мелкими обломками окисленной (фузинизированной) органики, вероятно, преимущественно континентального происхождения (см. рис. 3). Судя по положению точек на диаграмме $H-I-T_{max}$, основная масса образцов отобрана из зоны нефтегенерации за исключением лишь самых верхних, находящихся на границе полей незрелое ОВ – зона нефтегенерации (см. рис. 3).

Количество УВ, образовавшихся из ОВ, рассеянного в неокомских глинистых и глинисто-алевритистых осадках в среднем близко к 0,3...0,5 %. Практически все образовавшиеся в этих породах УВ эмигрировали из них. Действительно, K_3 в подавляющем большинстве случаев составляет 0,92...0,97 (см. табл. 1, рис. 2).

Анализ значений K_{prev} ОВ, входящего в состав рассматриваемых отложений показал, что он изменяется от 0,66...0,85 в самых верхних образцах до 0,97 в самом нижнем (см. табл. 1). Чаще всего K_{prev} ОВ в нижнемеловых отложениях составляет 0,90...0,93, что свидетельствует о высокой степени его превращения в УВ. Хотя в соответствии с данными, приведенными на рис. 3, часть образцов, отобранных из самого верхнего интервала, попадает в зону, соответствующую самому началу процесса нефтегенерации.

Скв. 739 Уренгойского месторождения вскрыты осадки в интервале глубин 3462,35...3604,40 м, отвечающих возрастному диапазону от поздней юры до раннего мела (рис. 4). Весь рассматриваемый интервал содержит ОВ, имеющее градацию катагенеза MK_1^2 . Величина R_{v} закономерно возрастает с глубиной от 0,70 до 0,84 (см. рис. 4).

В этом интервале выделяются три толщи, в состав которых входит ОВ различного типа. Самая верхняя, **надачимовская**, толща характеризуется тем, что в ней присутствует кероген, относящийся исключительно к III типу и обладающий, несмотря на, казалось бы, минимальную степень катагенеза, максимальным коэффициентом превращения, который изменяется от 0,86 до 0,98 (см. табл. 1, рис. 4). Для него характерен низкий реализованный генерационный потенциал (C_r), который варьирует от 0,234 до 0,491 %, в среднем составляя 0,401 %.

Средняя пачка, практически полностью совпадающая с интервалом залегания ачимовской и подачимовской толщ, содержит в своем составе кероген, относящийся в большинстве случаев ко II типу (см. табл. 1, рис. 4). Он характеризуется заметно меньшим коэффициентом превращения, чем ОВ, входящее в перекрывающие осадки надачимовской толщи, и изменяется от 0,848 до 0,906, а реализованный генерацион-

ный потенциал (C_r), наоборот, заметно выше и составляет в среднем 1,52 %.

Нижняя пачка соответствует интервалу залегания баженовской и верхней части георгиевской свиты и содержит в своем составе кероген I (баженовская свита) и II (георгиевская) типов (см. табл. 1, рис. 4). Кероген, входящий в состав рассматриваемых отложений, обладает самыми высокими нефтегенерационными свойствами. Так величина C_r этих отложений изменяется от 5,655 до 17,100 % при среднем его значении, равном 10,68 %.

Анализ данных, приведенных на диаграмме НI– T_{max} , показал, что точки, соответствующие результатам пиролитических исследований образцов, отобранных из выделенных выше интервалов, располагаются следующим образом (рис. 5). Внизу, в зоне, отвечающей керогену III типа, присутствуют образцы, взятые из верхнего интервала (надачимовская толща). В поле II типа керогена отмечаются точки, соответствующие результатам исследований образцов, отобранных преимущественно из среднего интервала (ачимовская и подачимовская толщи) и, наконец, в поле I типа керогена расположились точки, характеризующие генерационные свойства образцов, отобранных из самого нижнего интервала (баженовская свита). Все точки попали в интервал T_{max} , соответствующий зоне нефтеобразования, результаты определения R_v^0 , также свидетельствуют о том, что рассматриваемые осадки находятся в зоне нефтегенерации (градация катагенеза МК²).

Анализ типов ОВ, входящих в состав рассматриваемых отложений, с использованием прозрачных петрографических шлифов показал, что в осадках баженовской свиты присутствуют гелефицированные бесструктурные органические остатки, вероятно, представляющие собой различные типы водорослей и зоопланктона, основная часть которых имеет в проходящем свете темно-бурый цвет (см. рис. 5). Современное содержание ОВ (ОВ_{совр}) в рассматриваемых отложениях изменяется от 6,88 до 8,25 % (см. табл. 1).

Органическое вещество II типа, входящее в состав ачимовской и подачимовской толщ, по внешнему виду также в большинстве своем напоминает гелефицированные остатки преимущественно витринитового состава, имеющие темно-коричневый или темно-бурый цвет в проходящем свете (см. рис. 5). Содержание в этих осадках ОВ_{совр} заметно ниже, чем в подстилающих отложениях баженовской свиты, и изменяется от 0,81 до 2,16 % (см. табл. 1).

Наконец, в аргиллитах, входящих в состав надачимовской толщи, ОВ представлено обрывками сильно окисленных (фюзинизированных) фрагментов древесной и менее окисленных частей водорослевой органики, имеющих темно-бурый (до черного) цвет в проходящем свете (см. рис. 5). Содержание ОВ_{совр} в этих осадках самое низкое – 0,37...0,89 % (см. табл. 1).

Самый мощный разрез вскрыт скв. 292 Уренгойского месторождения, включающий осадки тюменской

свиты в интервале 3744...3939 м, небольшой интервал нижневасюганской подсвиты (глубины 3730,0...3743,5 м), подачимовскую и ачимовскую толщи в интервале 3590,5...3630,5 м и нижнюю часть надачимовской толщи в интервале 3564,8...3590,5 м (рис. 6).

В состав надачимовской толщи входит рассеянное ОВ, относящееся преимущественно к III типу по данным работы [8]. Его современное содержание изменяется от 0,52 до 1,07 %, по результатам определения R_v^0 оно находится на стадии МК₂ (см. рис. 6). Органическое вещество, входящее в рассматриваемые отложения, характеризуется довольно высокими значениями $K_{прев}$, изменяющимися от 0,82 до 0,91 при среднем значении 0,87 (см. табл. 1). Практически все образовавшиеся в глинах УВ эмигрировали из них ($K_e = 0,96...0,98$).

Кероген, содержащийся в глинистых разновидностях осадков ачимовской и подачимовской пачек, относится ко II типу [8]. Его современное содержание в глинах варьирует от 0,61 до 6,67 % при средней концентрации около 2,29 % (см. табл. 1). ОВ имеет ту же градацию катагенеза, что и в перекрывающих отложениях (МК₂). $K_{прев}$ изменяется от 0,85 до 0,96, в среднем составляя 0,91, что заметно выше, чем в перекрывающих отложениях (см. табл. 1). В рассматриваемом интервале, как и в предыдущем, подавляющая часть образовавшихся в глинах УВ эмигрировала из них (см. табл. 1, рис. 6).

Нижневасюганские отложения слабо охарактеризованы керном. На геохимические исследования отобран всего один образец, в составе которого присутствует кероген III типа, обладающий низкими генерационными свойствами (см. табл. 1, рис. 6).

Отложения тюменской свиты, вскрытые скв. 292, условно разбиты на два интервала: верхний – 3730,0...3862,9 м и нижний – 3909,3...3939,0 м (см. рис. 6). Органическое вещество, входящее в состав отложений верхнего интервала, характеризуется градациями катагенеза от МК₂ до МК₂₋₃, а в подошвенной части – до МК₃ (см. рис. 6). Величина R_v^0 изменяется от 0,83 до 0,94 (см. рис. 6). $K_{прев}$ в рассматриваемом интервале варьирует от 0,71 до 0,95, в среднем составляя 0,87. Следовательно, кероген, присутствующий в этом интервале, в значительной степени исчерпал свой генерационный потенциал (см. табл. 1). Как и в перекрывающих отложениях, практически все УВ, образовавшиеся в глинистых породах, эмигрировали из них (см. табл. 1, рис. 6).

Органическое вещество, входящее в состав нижнего интервала, вскрытого скважиной, имеет градацию катагенеза МК₃, величина R_v^0 изменяется от 0,97 до 1,0 (см. рис. 6). В составе обоих интервалов выделенных в осадках тюменской свиты, следует обратить внимание на два класса пород – углистые глины и глинистые угли, которые являются главными генераторами УВ.

Реализованный генерационный потенциал (C_r) углистых глин из верхнего интервала изменяется от 2,58

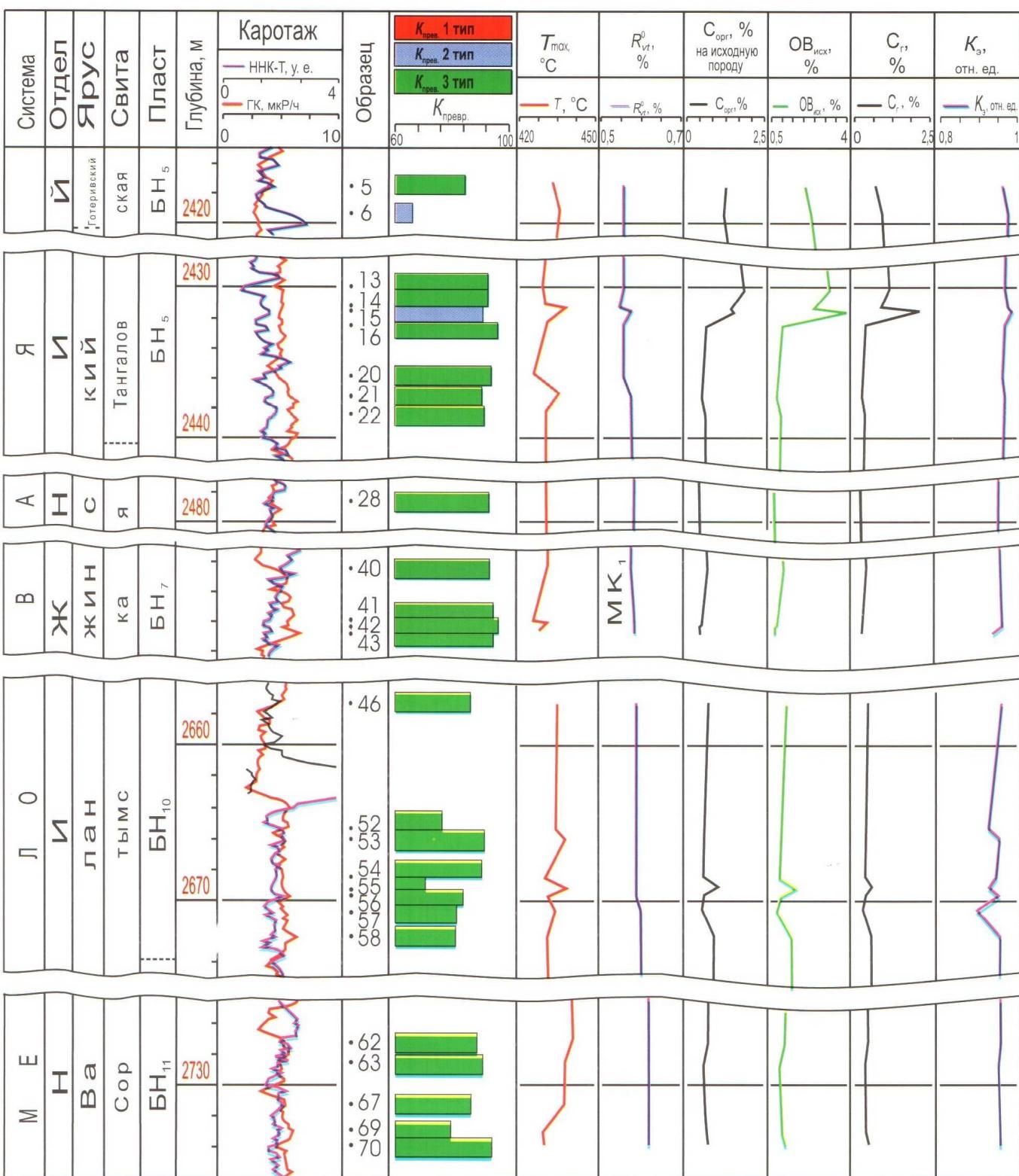


Рис. 2. Нефтегенерационные свойства и степень катагенеза OB, входящего в состав верхнеюрских и нижненемеловых отложений, вскрытых скв. 50 Медвежьего месторождения

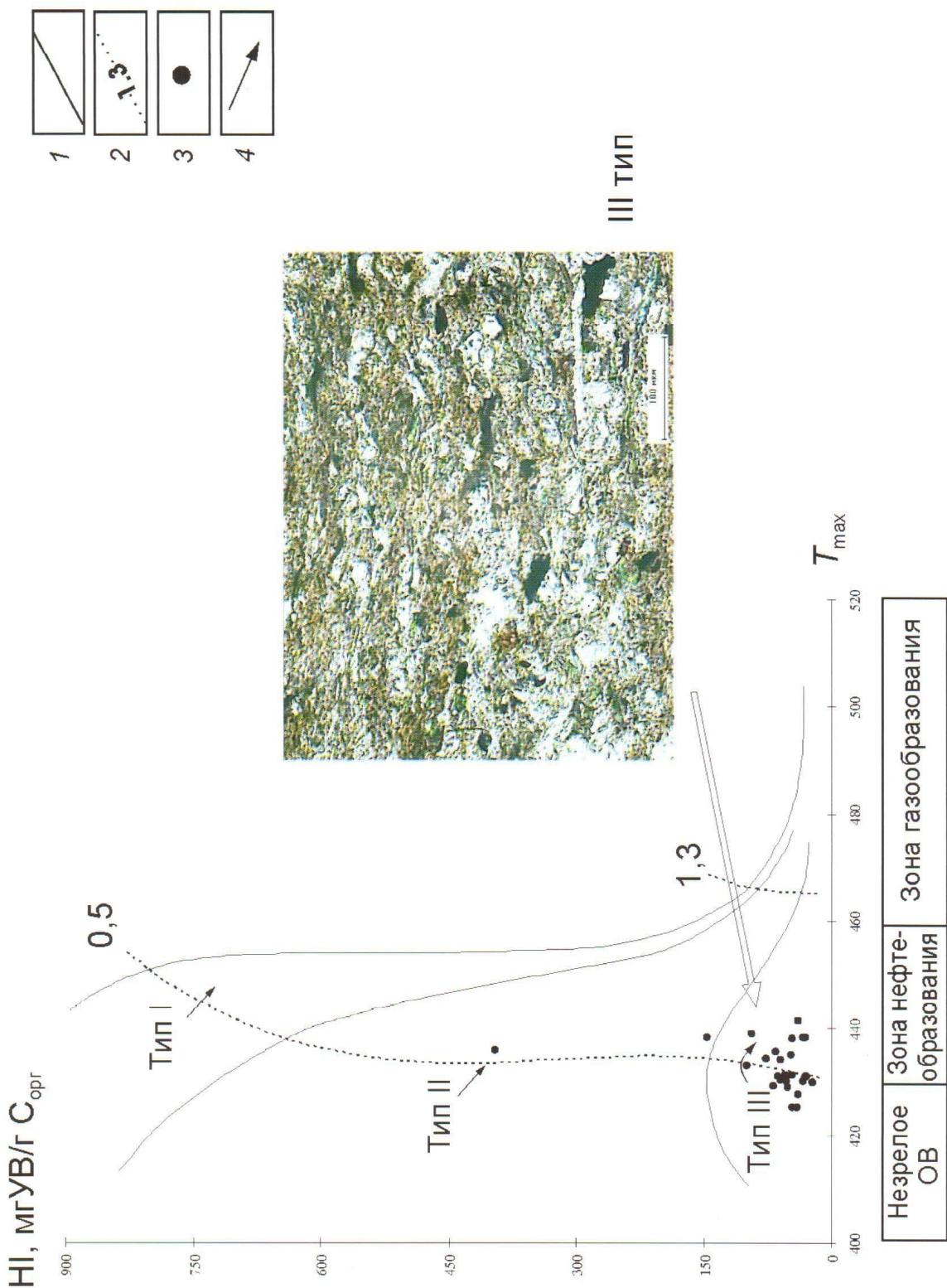


Рис. 3. Диаграмма HI-T_{max} и фотография шлифа образца, содержащего III тип ОВ, Медвежье месторождение, скв. 50:
 1 – линии, ограничивающие максимальные значения водородного индекса (HI) для трех типов ОВ; 2 – изолинии отражательной способности витринита (R_v^0);
 3 – результаты исследования образования образцов; 4 – направление изменения HI индекса по мере созревания ОВ

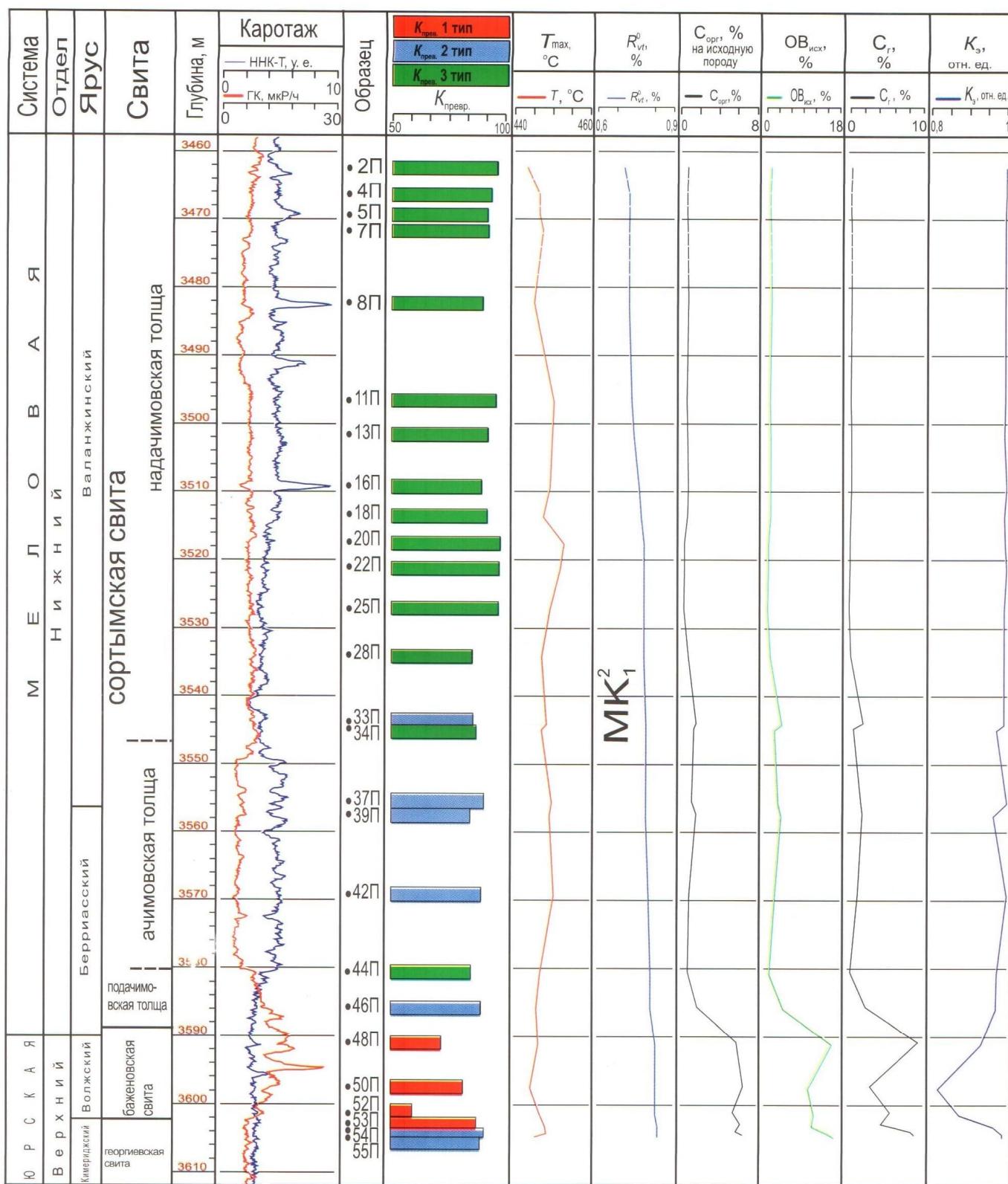


Рис. 4. Нефтегенерационные свойства и степень катагенеза ОВ, входящего в состав верхнеюрских и нижнемеловых отложений, вскрытых скв. 739 Уренгойского месторождения

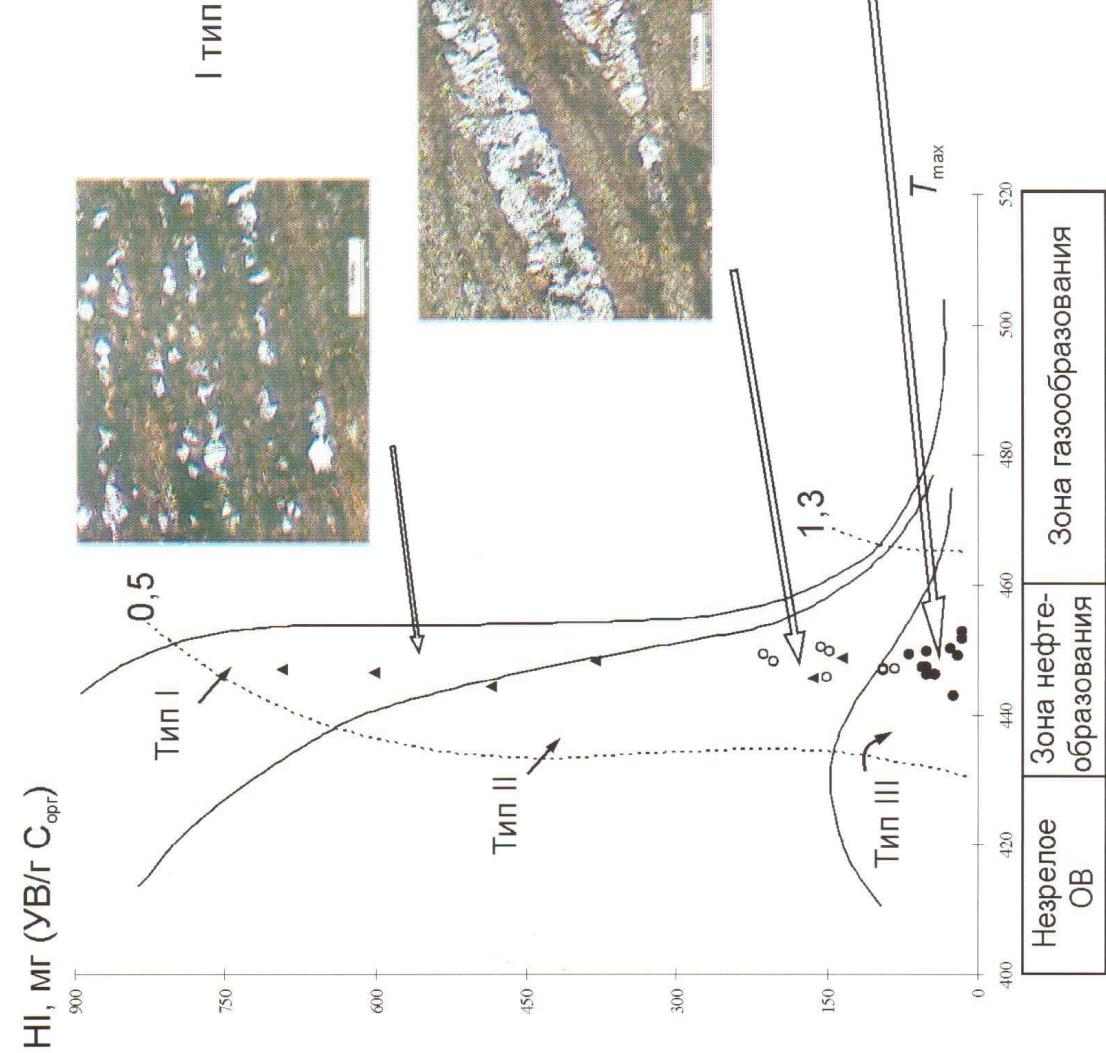


Рис. 5. Диаграмма НИ- T_{max} и фотографии иллюстрации образцов, содержащих различные типы ОВ, Уренгойское месторождение, скв. 739:

1 – линии, ограничивающие максимальные значения водородного индекса (НИ) для трех типов ОВ; 2 – изолинии отражательной способности витринита (R_w^0); результаты исследования образцов, отобранных в интервалах: 3 – 3462,35...3527,10 м (наличниковая толща); 4 – 3534,05...3585,65 м (анчимовская и подачимовская толщи); 5 – 3590,85...3604,40 м (бажновская и верхняя часть георгиевской свиты); 6 – направление изменения НИ индекса по мере созревания ОВ

ПОИСКИ И РАЗВЕДКА

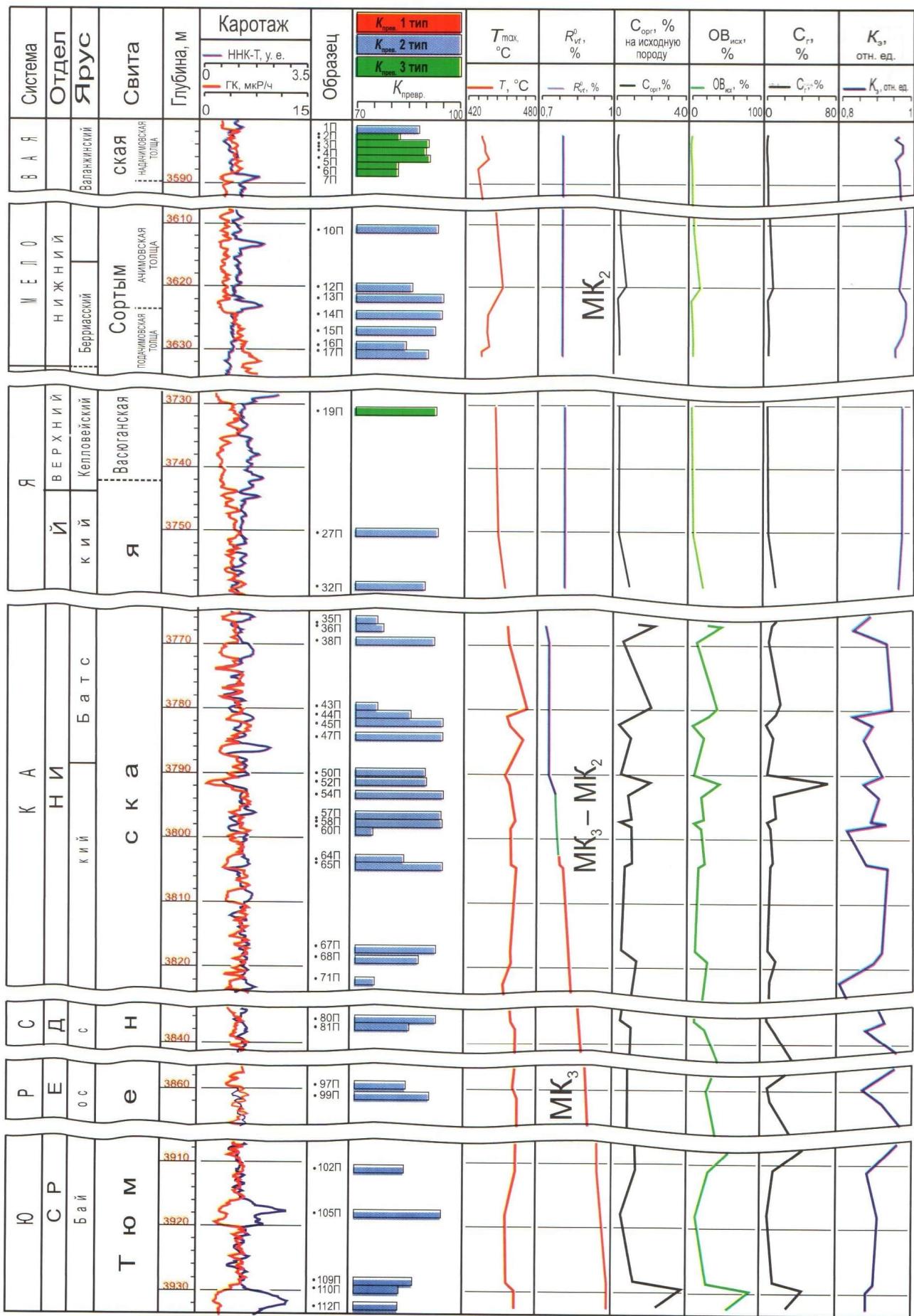


Рис. 6. Нефтегенерационные свойства и степень катагенеза ОВ, входящего в состав верхнеюрских и нижнесемеловых отложений, вскрытых скв. 292 Уренгойского месторождения

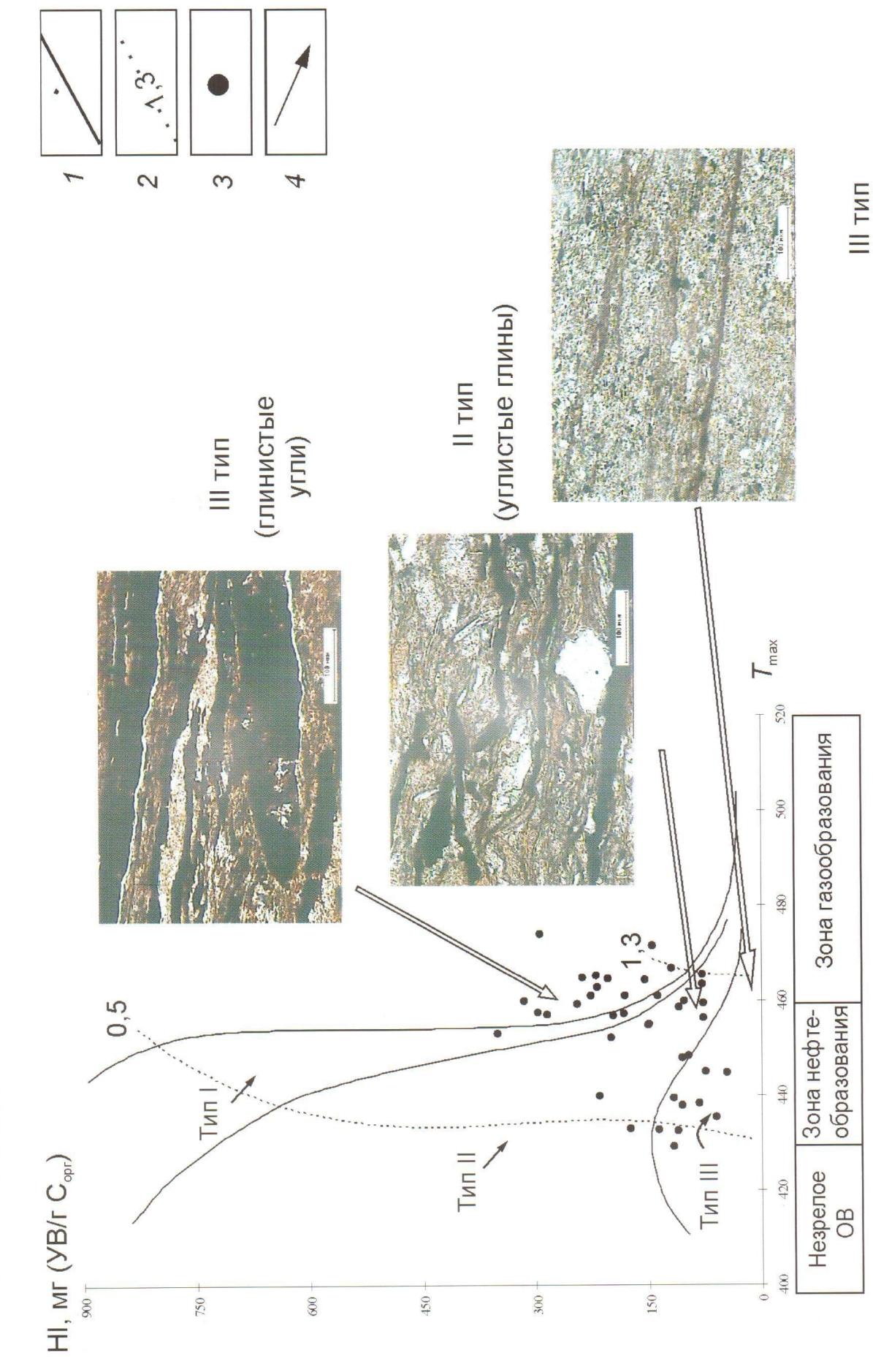


Рис. 7. Диаграмма НИ- T_{max} и фотографии илифиров образцов, содержащих различные типы ОВ, Уренгойское месторождение, скв. 292:

1 – линии, ограничивающие максимальные значения водородного индекса (HI) для трех типов ОВ; 2 – изолинии отражательной способности витринита (R_v^0); 3 – результаты исследования образцов; 4 – направление изменения НИ индекса по мере созревания ОВ

до 12,65 %, а в нижнем – от 6,27 до 14,86 % (см. рис. 6). У глинистых углей из верхнего интервала он варьирует от 16,05 до 23,05 %, а в нижнем – от 28,24 до 45,50 %. Величина $K_{\text{прев}}$ у глинистых углей и углистых глин, входящих в состав верхнего интервала, заметно отличается. Так, среднее значение этого параметра у углей равно 0,82, а у глин – 0,89. Эта закономерность справедлива и для нижнего интервала. У глинистых углей, входящих в его состав, среднее значение $K_{\text{прев}}$ равно 0,83, а у углистых глин – 0,89. Следовательно, степень превращения концентрированного ОВ (углей) в УВ немного отстает от того же параметра в менее концентрированном ОВ (угллистых глинах) при одинаковом уровне катагенеза.

Анализ результатов пиролитических исследований, вынесенных на диаграмму НІ– T_{max} , показал, что во вскрытом скважиной разрезе должны присутствовать все три типа ОВ (рис. 7). Однако расчеты, выполненные в соответствии с описанной выше методикой, дали неожиданные результаты. Оказалось, что часть образцов, попавших в поле I типа керогена, а также расположенных правее (в зоне газогенерации), должна иметь ОВ_{исх} более 100 %, что не имеет физического смысла. Поэтому они были отнесены ко II типу керогена и расчеты велись именно для этого типа. Не исключено, что эти образцы, представленные преимущественно глинистыми углями, на самом деле имели промежуточный между I и II типами керогена нефтегенерационный потенциал, равный, например, 70 %.

Изучение компонентного состава ОВ в прозрачных петрографических шлифах показало, что III тип керогена, входящий в состав преимущественно надчимовской толщи, представлен смесью мелких обломков фузинизированной террагенной растительности и, вероятно, морских менее окисленных водорослевых остатков (см. рис. 7). Тип II ОВ также является смесью в большей или меньшей степени окисленного углистого детрита (преимущественно витринит) террагенного происхождения (небольшая часть) с гелефицированным аморфным и менее преобразованным ОВ явно водорослевого происхождения (преобладающий компонент) (см. рис. 7). Интересно, что и в составе углистых глин, а также глинистых углей явно преобладают остатки низшей, а не высшей растительности, представленные различными типами водорослей (от одноклеточных типа сине-зеленых до многоклеточных, обладающих слоевищем). Именно последним обстоятельством объясняются довольно высокие нефтегенерационные свойства керогена, входящего в состав рассматриваемых отложений, приближающие его к I типу (см. табл. 1, рис. 7).

Сопоставление генерационных и емкостных свойств пород. Значительные по толщине интервалы сплошного отбора керна и высокий процент его выноса из скважин позволили провести сопоставление нефтегенерационных и емкостных свойств осадков, вскрытых тремя рассматриваемыми скважинами.

Для этого мысленно вдоль ствола каждой скважины вырежем прямоугольные блоки с основанием 1 м².

Выделим в составе этих блоков, с одной стороны, объем генерирующих УВ пород, представленных глинами, включая углистые, а также глинистые угли и битуминозные отложения (баженовская свита), а с другой, породы-коллекторы, которыми являются песчаники. Промежуточные литологические разности с высоким содержанием глинисто-алевритистого материала во внимание не принимаются, так как в них отсутствует эффективная емкость (все содержащиеся в них поры заняты связанный водой), а, кроме того, они не являются значимыми генераторами УВ.

Все необходимые для расчетов исходные данные, включающие толщину генерирующих УВ пород (глин) и способных вмещать их пород (песчаников), средние нефтегенерационные свойства, среднюю эффективную пористость, плотность пород и УВ, а также результаты вычислений приведены в табл. 2. Еще раз подчеркнем, что рассчитанные значения дают представление об удельных характеристиках нефтегенерационных и емкостных свойств пород, полученных в объеме условного прямоугольного блока с основанием 1 м², «вырезанного» из осадочной толщи.

Из полученных данных следует, что в составе неокомских отложений, вскрытых скв. 50 Медвежьего месторождения, образовавшихся в них УВ хватит, чтобы заполнить лишь от 3 до 29 % (в среднем около 16 %) объема эффективных пор в песчаниках, входящих в состав этих отложений (см. табл. 2).

Углеводородов, образовавшихся в нижненеокомских отложениях, вскрытых скв. 739 Уренгойского месторождения, хватит заполнить лишь от 16 до 32 % эффективных пор в песчаниках того же интервала (см. табл. 2). Однако, если учесть возможность поступления в них УВ, образовавшихся в породах баженовской свиты, то в сумме с нижненеокомскими УВ они заполнят всю эффективную емкость песчаников и даже около 17 % от их объема окажутся избыточными (см. табл. 2). Не следует, однако, забывать, что обсуждаемые результаты получены при условии отсутствия рассеивания УВ на пути их миграции от генерирующих толщ к аккумулирующим.

Сопоставление нефтегенерирующих и емкостных свойств нижненеокомских отложений, вскрытых скв. 292 Уренгойского месторождения, показало, что «собственными» УВ может быть заполнено от 6 до 26 % эффективной емкости песчаников, входящих в состав этих пород (см. табл. 2).

Оценка генерационных свойств отложений тюменской свиты, вскрытых этой скважиной, несколько отличается от рассмотренных выше. В разрезе свиты необходимо выделить два типа генерирующих отложений – углистые глины и глинистые угли, у которых C_r отличается более чем в два раза (см. табл. 2 и рис. 6). Поэтому оценка нефтегенерационных свойств тех и других типов пород выполнена раздельно (см. табл. 2).

В породах тюменской свиты в отличие от нижненеокомских отложений объем образовавшихся УВ во много раз превышает эффективную емкость песчаников, входящих в состав этих же отложений. Так,

Таблица 2

**Результаты сопоставления удельных (на 1 м²) нефтегенерационных и емкостных свойств юрских и нижнемеловых отложений
Медвежьего и Уренгойского месторождений**

№ п/п	Интервал, м (название объекта)	Суммарная толщина глин, м/их плотность, г/см ³	Средние значения С _р , %	Плотность УВ (нефти), г/см ³	Объем образовавшихся УВ (V _{тв}), м ³	Суммарная толщина песчаников, м	Средняя эффективная пористость песчаников, %	Суммарная эффективная симметричность песчаников (V _{неф}), м ³	Соотношение генерационных и смокстных свойств пород (V _{тв} /V _{неф})	10
1	2	3	4	5	6	7	8	9		10
Медвежье месторождение, скв. 50										
1	2417,1...2440,2 (пласт БН ₅)	9,70/2,35	0,78	0,80	0,220	5,0	15,0	0,75	0,29	
2	2480,0...2504,4 (пласт БН ₇)	7,60/2,35	0,29	0,80	0,065	9,4	15,0	1,41	0,05	
3	2660,0...2677,4 (пласт БН ₁₀)	8,70/2,35	0,40	0,80	0,102	2,4	15,0	0,36	0,03	
4	2728,0...2789,0 (пласт БН ₁₁)	5,10/2,35	0,40	0,80	0,060	1,5	15,0	0,23	0,26	
В целом по скважине:		31,10	—	—	0,447	18,3	—	2,75	0,16	
Уренгойское месторождение, скв. 739										
5	3462,3...3484,0 (надачимовская толща)	53,00/2,40	0,40	0,75	0,678	21,4	10,0	2,14	0,32	
6	3549,3...3585,6 (ачимовская и надачимовская толщи)	8,00/2,40	1,52	0,75	0,390	25,2	10,0	2,52	0,16	
7	3590,8...3604,4 (баженовская и верхняя часть георгиевской свиты)	13,60/2,25	10,68	0,75	4,359	0,0	0,0	0,00	→ ∞	
В целом по скважине:		74,60	—	—	5,427	46,6	—	4,66	1,17	
Уренгойское месторождение, скв. 292										
8	3556,8...3598,5 (надачимовская толща)	6,90/2,40	0,46	0,75	0,102	18,2	10,0	1,82	0,06	
9	3588,5...3630,5 (ачимовская и подачимовская толщи)	6,10/2,40	2,29	0,75	0,502	19,0	10,0	1,90	0,26	
10	3730,0...3740,0 (нижневасюганская подсвита)	—	0,63	0,75	—	—	10,0	—	—	
11	3743,5...3862,9 (верхняя часть тюменской свиты)	24,00/2,20*	8,29*	0,75	5,84*	12,0	8,0	0,96	7,49	
12	3909,3...3939,0 (средняя часть тюменской свиты)	8,00/2,20*	11,83*	—	1,35** Σ 7,19	—	—	—	—	
В целом по скважине:		—	—	0,75	2,80*	3,8	8,0	0,29	11,17	
		—	—	—	0,44** Σ 3,24	—	—	—	—	
		—	—	—	11,030	—	—	5,93	1,86	

* Значения относятся к углистым глинам.
** Значения относятся к глинистым углям.

в верхней части тюменской свиты объем УВ, образовавшихся за счет ОВ, содержащегося в углистых глинах и глинистых углях, почти в 7,5 раза превышает суммарную эффективную пористость песчаников в этом же интервале (см. табл. 2). В средней части свиты образовавшихся УВ примерно в 11,2 раза больше, чем эффективных пор в песчаниках (см. табл. 2).

Если сопоставить объем всех УВ, образовавшихся в средней и верхней частях тюменской свиты и нижненекомских отложениях, с эффективным объемом песчаников, то окажется, что даже без УВ, генерированных баженовской свитой, их окажется почти в два раза больше, чем необходимо для заполнения всех эффективных пор в этих песчаниках (см. табл. 2).

Обсуждение результатов

Несмотря на то, что в соответствии с результатами углепетрографических исследований в разрезах изученных скважин наблюдается постепенное увеличение значений R^0_{v} от 0,55 до 1,0 % и градаций катагенеза от МК₁ до МК₃, $K_{\text{превр}}$ изменяется не так закономерно. $K_{\text{превр}}$ является комплексным параметром, зависящим от многих факторов, часть из которых являются определяющими. Анализ значений $K_{\text{превр}}$ в зависимости от глубины показал, что существует лишь тенденция их увеличения с глубиной (см. табл. 1). Более сильное влияние на этот параметр оказывают концентрация и тип ОВ, что хорошо видно на примере отложений, вскрытых скв. 739 Уренгойского месторождения. Здесь в осадках надачимовской пачки отмечаются самые низкие концентрации ОВ_{совр} (0,37...0,89 %), представленного III типом (обладающим минимальным генерационным потенциалом). Именно для этого ОВ_{совр} характерны максимальные значения $K_{\text{превр}}$, составляющие в среднем 0,94 (см. табл. 1).

Ниже, в ачимовской и подачимовской толщах, отмечается увеличение концентрации ОВ_{совр} до 1,14...2,16 %, его тип меняется на II и $K_{\text{превр}}$ в среднем составляет 0,88 (см. табл. 1).

Минимальную величину $K_{\text{превр}}$ (в среднем 0,81) имеет ОВ_{совр}, входящее в состав баженовской свиты. Оно относится к самому богатому в генерационном отношении I типу, а его содержание составляет 6,88...8,25 % (см. табл. 1).

Зависимость величины $K_{\text{превр}}$ от содержания ОВ_{совр} однозначно доказывается на примере углистых глин и глинистых углей, отобранных из одного и того же интервала и содержащих, скорее всего, один и тот же тип керогена. Так, в верхней части тюменской свиты, вскрытой скв. 292 Уренгойского месторождения, углистые глины, с содержанием ОВ_{совр} 3,36...11,68 % имеют среднее значение $K_{\text{превр}}$, равное 0,89, а глинистые угли, содержащие 24,04...26,96 % ОВ_{совр}, характеризуются средней величиной $K_{\text{превр}}$, равной 0,82 (см. табл. 1). В средней части тюменской свиты углистые глины с содержанием ОВ_{совр} 4,84...14,80 % имеют среднее значение $K_{\text{превр}}$, равное 0,89, а глинистые угли, содержащие 29,51...47,16 % ОВ_{совр}, характеризуются средней величиной $K_{\text{превр}}$, равной 0,83 (см. табл. 1).

Следует обратить внимание на то, что при сравнительно невысоких весовых концентрациях углистого материала его объемное содержание довольно значительно. Это объясняется тем, что плотность угля гораздо меньше плотности минералов (приблизительно 1,20 и 2,67 г/см³ соответственно), поэтому при равном весовом содержании углистого и минерального вещества в породе (например, по 50 %) объемное содержание угля будет гораздо выше, чем минеральной компоненты – примерно 69 и 31 % соответственно. Кроме того, не следует забывать, что исходное содержание ОВ (ОВ_{исх}) в углях было гораздо выше, чем ОВ_{совр}. Так, в верхнем интервале тюменской свиты, вскрытом скв. 292, содержание ОВ_{исх} в глинистых углях составляло 44,8...48,9 %, а в средней части свиты – 56,8...91,4 % (см. рис. 6).

Таким образом, $K_{\text{превр}}$ зависит от его концентрации и типа ОВ. При прочих равных условиях, чем больше содержание ОВ и выше его качество (богаче нефтегенерационный потенциал), тем медленнее оно созревает.

Действительно, если в нижневасюганских глинах с низким содержанием ОВ_{совр} (около 1,08 %), относящегося к III типу, вскрытых скв. 292 на глубине 3731 м, величина $K_{\text{превр}}$ составляет 0,933, т. е. осталось реализовать всего 6,7 % от его начального генерационного потенциала, то в глинистых углях средней части тюменской свиты, вскрытых той же скважиной на глубине 3930...3932 м (на 200 м глубже), их $K_{\text{превр}}$ равен 0,83, т. е. не реализовано около 17 % их начального генерационного потенциала. Следовательно, концентрированное ОВ высокого качества даже на глубинах выше 3930 м сохраняет небольшую часть материнского потенциала и способно продолжать генерировать преимущественно низкомолекулярные (газообразные) УВ.

Следует еще раз обратить внимание на несоответствие, выявленное при анализе нефтегенерационных свойств и уровня катагенетического преобразования ОВ, входящего в состав нижнемеловых отложений, вскрытых скв. 50 Медвежьего месторождения. Это несоответствие заключается в том, что среднее значение $K_{\text{превр}}$ даже в самом верхнем интервале (глубина 2417,1...2440,2 м), вскрытом этой скважиной, составляет 0,89. Иными словами он почти полностью реализован. Не реализовано всего 11,5 % его начального потенциала.

Эти данные противоречат общепринятым представлениям, отображенными на рис. 3. На этом рисунке результаты пиролитических исследований образцов, отобранных из обсуждаемого интервала, попадают в граничную область между незрелым ОВ и начальной частью зоны нефтеобразования. Полученные авторами данные свидетельствуют о том, что процесс генерации УВ рассматриваемыми отложениями начался гораздо раньше и на меньших глубинах. Чтобы уточнить положение границы начала зоны нефтеобразования в рассматриваемых отложениях необходимо провести пиролитические исследования образцов, отобранных с меньших глубин (примерно 1,5...2,0 км).

Результаты исследований позволяют также утверждать, что, поскольку верхняя граница зоны нефтегенерации, скорее всего, расположена гораздо выше,

перспективными для поисков залежей УВ являются вышележащие отложения, вероятно, начиная с глубины около 1,5 км. Этот прогноз необходимо уточнить, проведя дополнительные исследования как нефтегенерационных свойств пород, входящих в состав этих отложений, так и убедившись в наличии в них пород-коллекторов и глинистых покрышек.

Анализ изменения коэффициента эмиграции (K) с глубиной не позволил установить однозначную связь между этими параметрами. В целом в разрезах всех трех скважин K , изменяется от 0,90 до 0,99. Средние его значения для отдельных интервалов, вскрытых скважинами, варьируют от 0,94 до 0,98. Очевидно, что все образовавшиеся в глинистых, глинисто-углистых и битуминозных отложениях УВ практически полностью эмигрировали из них. По этой причине при сопоставлении генерационных и емкостных свойств пород значения K , не учитывались.

Тем не менее, некоторые закономерности в изменении K , все же наблюдаются. Например, при высоком уровне эмиграции УВ из глинистых отложений K , для осадков **баженовской свиты**, вскрытой скв. 739, самый низкий и составляет в среднем 0,95, тогда как в перекрывающих ее осадках он обычно выше 0,98...0,99 (см. табл. 1 и рис. 4).

Отмеченная особенность, по-видимому, объясняется, во-первых, тем, что вследствие преобразования керогена в УВ в нем формируется вторичная пористость, которую частично занимают образовавшиеся УВ, во-вторых, составом минеральной матрицы и, в-третьих, кинетическими причинами. Действительно, кремнистый состав отложений **баженовской свиты** способствует возникновению довольно прочного каркаса, который в известной степени препятствует интенсивному уплотнению осадков свиты (в том числе и уменьшению вторичной емкости, образовавшейся за счет генерации керогеном УВ), что тормозит эмиграцию образующихся в ней УВ. Кинетический фактор проявляется в том, что в силу повышенной концентрации керогена в свите его генерируется значительное количество УВ, которые «не успевают» эмигрировать так же быстро, как из глинистых толщ с низким содержанием ОВ.

Пожалуй, наиболее ярко действие последнего фактора прослеживается на примере изменения K , в разрезе, вскрытом скв. 292 Уренгойского месторождения. Здесь в отложениях **нижневасюганских глин** среднее значение K , равно 0,98, в углистых глинах **верхней части тюменской свиты** K , составляет 0,97, а в **глинистых углях** – 0,97 (см. табл. 1). Глубже примерно на 170...190 м (средняя часть тюменской свиты) среднее значение K , в углистых глинах равно 0,98, в глинистых углях – 0,97 (см. табл. 1). Иными словами при прочих равных условиях наблюдается закономерное уменьшение K , по мере увеличения содержания в породе ОВ.

Некоторые исследователи, рассматривая процессы эмиграции УВ из нефтегенерационных толщ, утверждают, что основная их часть в процессе миграции в направлении пород-коллекторов рассеивается в окру-

жающих породах. При этом, по их мнению, основную роль в процессе миграции и рассеяния УВ играет диффузия.

Этот тезис довольно спорен. Действительно, диффузия, как и другие физические процессы, протекает лишь в том направлении, в котором система в целом получает энергетический выигрыш. Вода и нефть не смешиваются друг с другом и практически не растворяются одна в другой. Поэтому, если в сосуд с водой поместить каплю нефти, то она никогда, даже по прошествии большого количества времени, не разобьется под действием сил диффузии на несколько более мелких капель и тем более не перейдет в раствор. Напротив, если в сосуд с водой поместить несколько разобщенных капель нефти, то они при помощи тех же сил диффузии соберутся в одну большую, так как в последнем случае произойдет выигрыш в величине поверхностной энергии и система в целом станет стабильнее.

В рассматриваемой среде (осадочные породы) решающую роль играют поверхностные явления из-за огромной удельной поверхности, присущей в них. Поскольку практически все осадочные породы, особенно глинисто-алевритистого и тем более глинистого состава, гидрофильны, все имеющиеся в них самые мелкие открытые поры (а в них присутствуют именно очень мелкие поры) заполнены связанной водой. Причем чем мельче поры, тем крепче с ними связана вода и тем большие давления необходимы, чтобы вытеснить ее из этих пор. По этой причине все породы с высоким содержанием рассеянного глинистого материала (20...25 % и более) являются флюидоупорами – все открытые поры в них заняты связанной водой, вытеснить которую углеводороды не в состоянии. Никакие силы диффузии не могут заставить молекулы УВ проникнуть в эти поры, занятые связанной водой. Этот процесс не реален с физической точки зрения, так как ведет не к уменьшению, а к увеличению внутренней (в данном случае поверхностной) энергии системы.

Наиболее радикальным и реальным механизмом эмиграции УВ из генерирующих пород в аккумулирующие толщи является их струйная миграция по трещинам, возникающим под действием тектонических сил [2, 3, 5]. Струйная миграция возможна также и вследствие неоднократно описанного ранее процесса флюидоразрыва, происходящего из-за образования и последующего термического расширения УВ (Ф.Г. Гурари, И.И. Нестеров, О.Г. Зарипов, В.П. Сонич и др.).

Именно благодаря струйной миграции по системам субвертикальных трещин [2, 3, 5] возможно заполнение **неокомских ловушек** и залежей **юрской нефти**, которой вполне достаточно, чтобы полностью наполнить не только одновозрастные песчаники, но и песчаники, входящие в состав перекрывающих нижненемеловых отложений (см. табл. 2).

Выводы

1. На основе результатов комплексных геохимических исследований коллекции образцов и использования предложенной методики осуществлена оценка уровня катагенеза и нефтегенерационных свойств по-

род юрского и неокомского возраста, вскрытых тремя скважинами Медвежьего и Уренгойского месторождений.

2. Установлено, что исследованные отложения находятся в интервале стадий катагенеза от МК₁ до МК₃, что соответствует значениям R_v^0 от 0,55 до 1,0 %.

3. Неокомские отложения бедны ОВ и его качество, как правило, очень низкое (III тип [8]), соответственно, их генерационный потенциал незначителен (C_g составляет всего 0,29...0,78 %).

4. Самым высоким генерационным потенциалом в нижнемеловых отложениях обладают ачимовская и подачимовская толщи, но и у них C_g не превышает 1,52...2,29 %.

5. В верхнеюрских отложениях самым высоким генерационным потенциалом обладают осадки баженовской свиты, среднее значение C_g которой равно 10,68 %.

6. В среднеюрских отложениях максимальными значениями C_g обладают углистые глины (8,29...11,83 %) и глинистые угли (19,80...38,87 %).

7. ОВ, входящее в состав осадочных толщ, вскрытых скважинами, имеет высокую степень превращения в УВ (от 0,60 до 0,98). Даже в образцах, отобранных из самого верхнего интервала (глубина 2417...2440 м), среднее значение $K_{\text{прев}}$ равно 0,89, что не соответствует общепринятым представлениям о положении зоны нефтеобразования. Поэтому, чтобы разрешить установленное противоречие, необходимо провести дополнительные пиролитические исследования образцов, отобранных с меньших глубин (1,5...2,0 км).

8. $K_{\text{прев}}$ однотипного керогена, содержащегося в небольшом количестве в глинах, монотонно увеличивается с глубиной, но его значение в концентрированных формах ОВ резко уменьшается, что отмечается и в случае улучшения качества его нефтегенерационных свойств (при переходе от III ко II и далее к I типу). Иными словами при прочих равных условиях концентрированное ОВ высокого качества созревает медленнее и дольше сохраняет нефтегенерационные способности по сравнению с рассеянным ОВ низкого качества.

9. Образовавшиеся в глинах, углях и битуминозных отложениях УВ энергично эмигрируют из них (K_g изменяется от 0,90 до 0,99).

10. С глубиной K_g практически не изменяется; отмечается закономерное уменьшение его величины в отложениях с большим содержанием ОВ и высоким его качеством, что, вероятно, объясняется кинетическими причинами.

11. Сопоставление генерационных и емкостных свойств неокомских и юрских отложений показало, что в неокомских осадках преобладают породы-коллекторы, а в юрских – нефтегенерирующие толщи; собственных (неокомских) УВ хватит, чтобы заполнить от 3...5 до 26...29 % эффективной емкости неокомских песчаников, зато объема УВ, образовавшегося в юрских отложениях, хватит с избытком, чтобы заполнить эффективную емкость не только одновозрастных песчаников, но и неокомских.

12. Предполагается, что эмиграция УВ из нефтематеринских толщ происходит по субвертикальным зонам тектонического дробления, что приводит к быстрому (в гологическом масштабе времени) и эффективному формированию нефтяных и газовых залежей и месторождений с минимальными потерями УВ в процессе миграции.

ЛИТЕРАТУРА

- Зубков М.Ю., Прямоносова И.А. Нефте- и газогенерационный потенциалы баженовской свиты // Геохимия. – 1988. – № 3. – С. 386–392.
- Зубков М.Ю., Бондаренко П.М. Прогноз зон вторичной трещиноватости на основе данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования. // Геология нефти и газа. – 1999. – № 11, 12. – С. 31–40.
- Зубков М.Ю., Бондаренко П.М. Использование методов тектонофизического моделирования при структурно-прогнозном дешифрировании результатов сейсморазведочных работ на месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (Вторая научно-практическая конференция). Под ред. Шпильмана В.И., Волкова В.А.– Ханты-Мансийск, 1999. – С. 269–280.
- 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 (Третья научно-практическая конференция). – Ханты-Мансийск, 2000. – С. 152–161.
- Зубков М.Ю., Порнейстер Я.А., Николюк В.И. Прогноз углеводородных залежей на основе тектонофизического моделирования на примере Славинского месторождения // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (Седьмая научно-практическая конференция) в двух томах. Ханты-Мансийск, 2004. – Т. 1. – С. 114–131.
- Лопатин Н.В., Емец Т.П. Пиролиз в нефтегазовой геохимии. – М.: Наука, 1987. – 144 с.
- Методические рекомендации по применению пиролитических методов моделирования в органической геохимии / Под ред. Конторовича А.Э. Составитель В.Н. Меленевский. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1991. – 48 с.
- Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. – М.: Мир, 1981. – 502 с.