

Московский государственный университет им. М.В.
Ломоносова
Геологический факультет

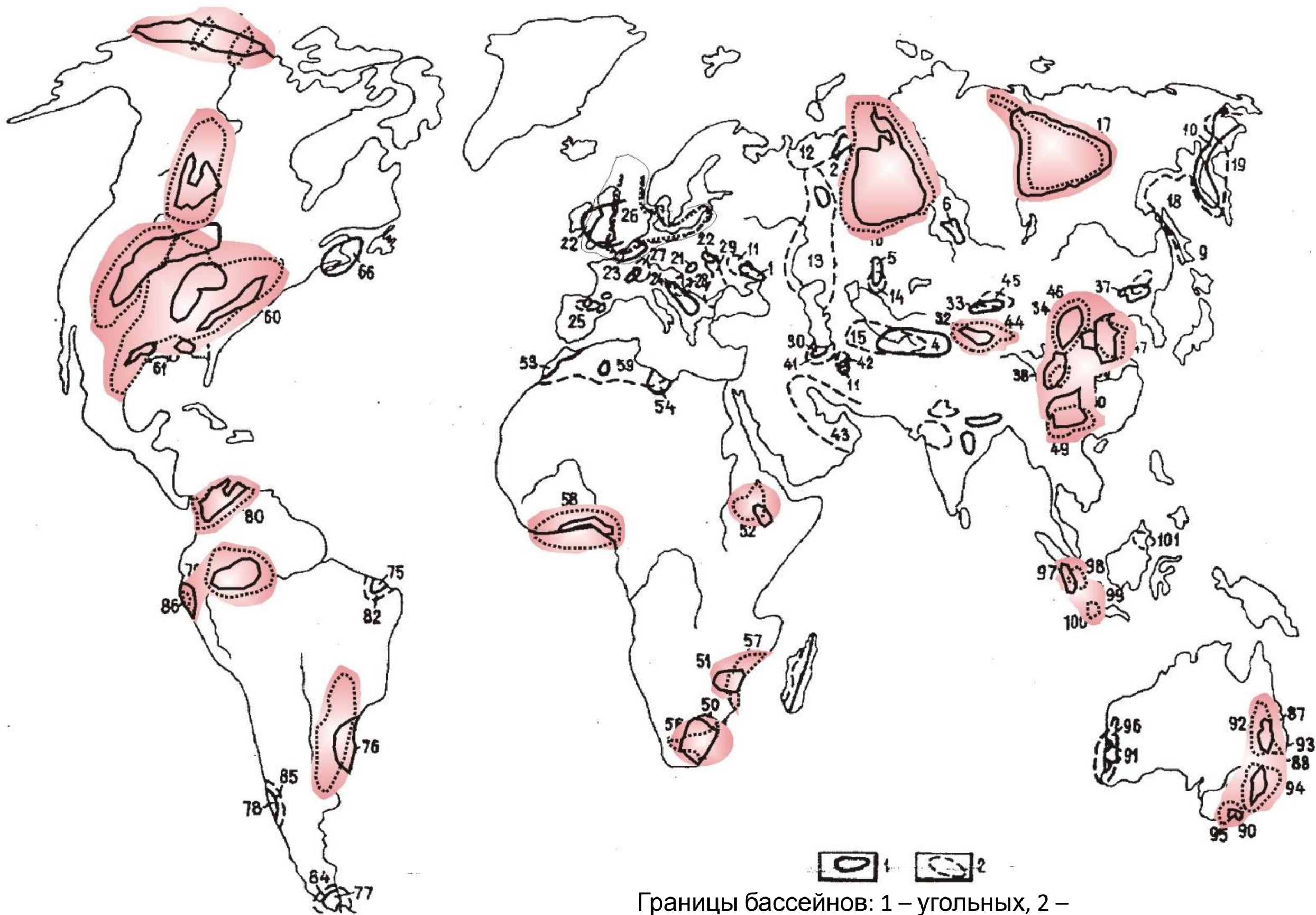
Кафедра геологии и геохимии горючих
ископаемых

**курс «НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ И УГОЛЬНЫЕ
БАССЕЙНЫ СНГ»**

Нефтегазоносность и угленосность бассейнов

Дмитрий Валентинович
Митронов,
939-37-96

2020 г.

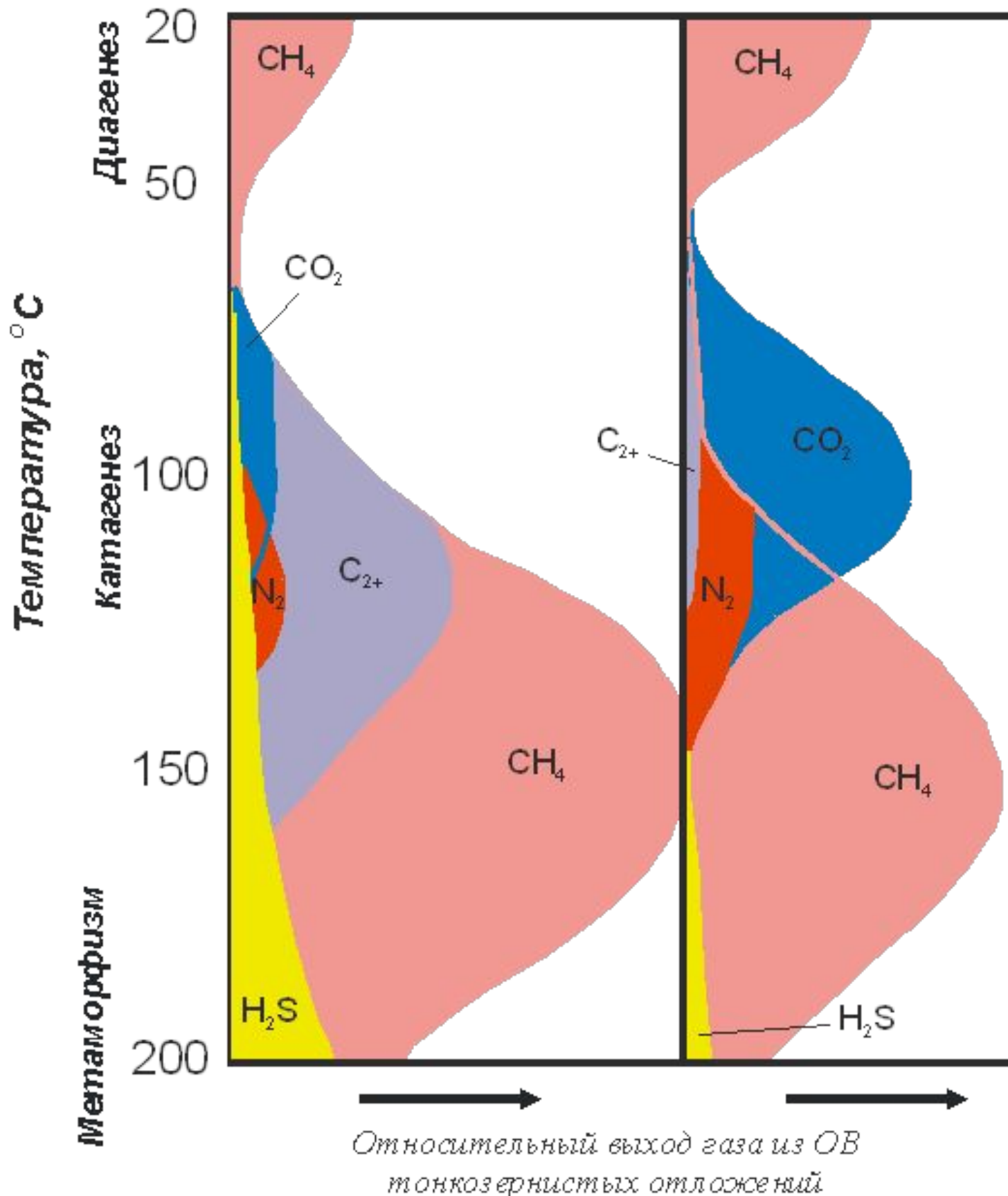


Границы бассейнов: 1 – угольных, 2 – нефтегазоносных.

Органическое вещество

сапропелевое

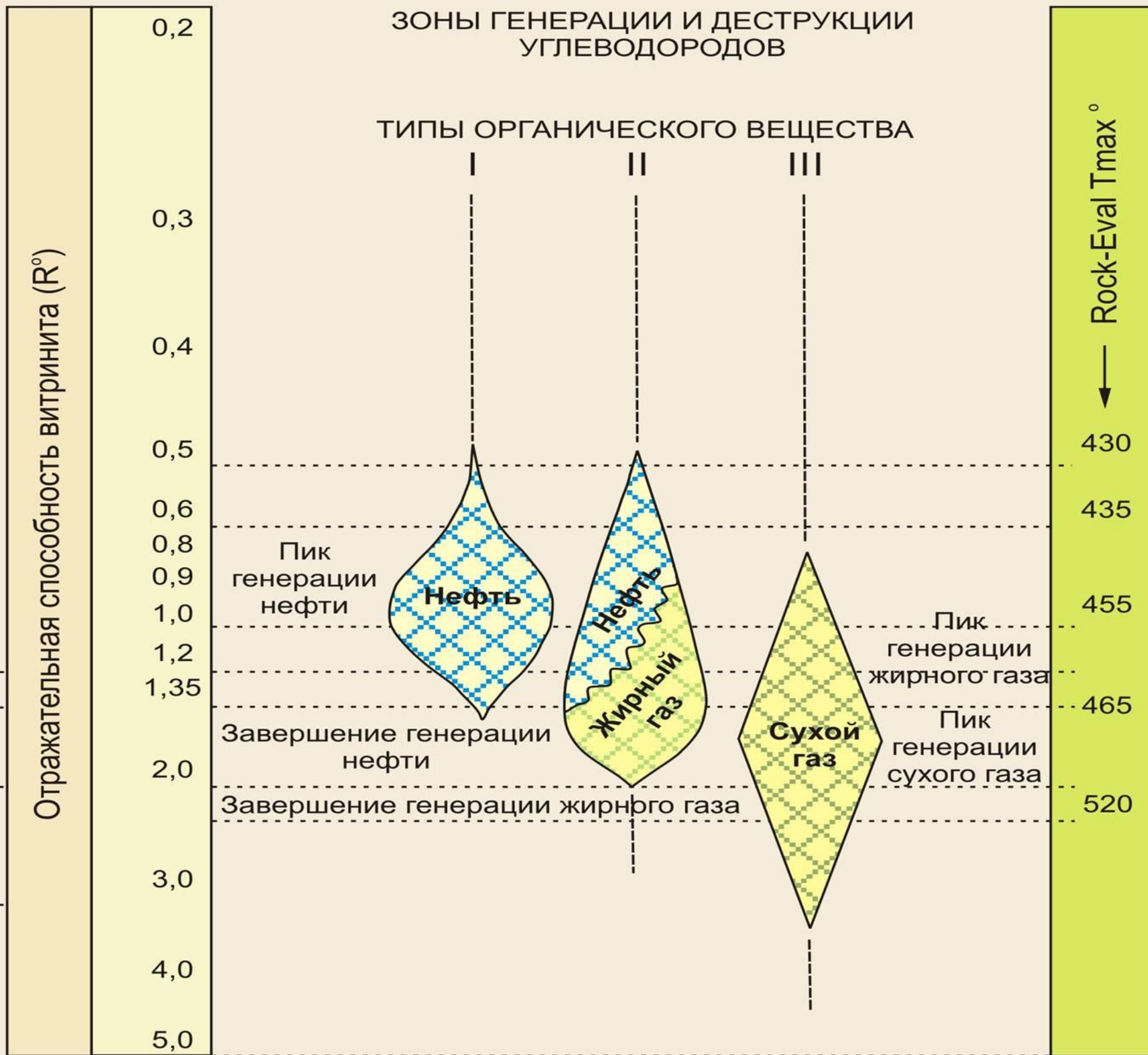
гумусовое

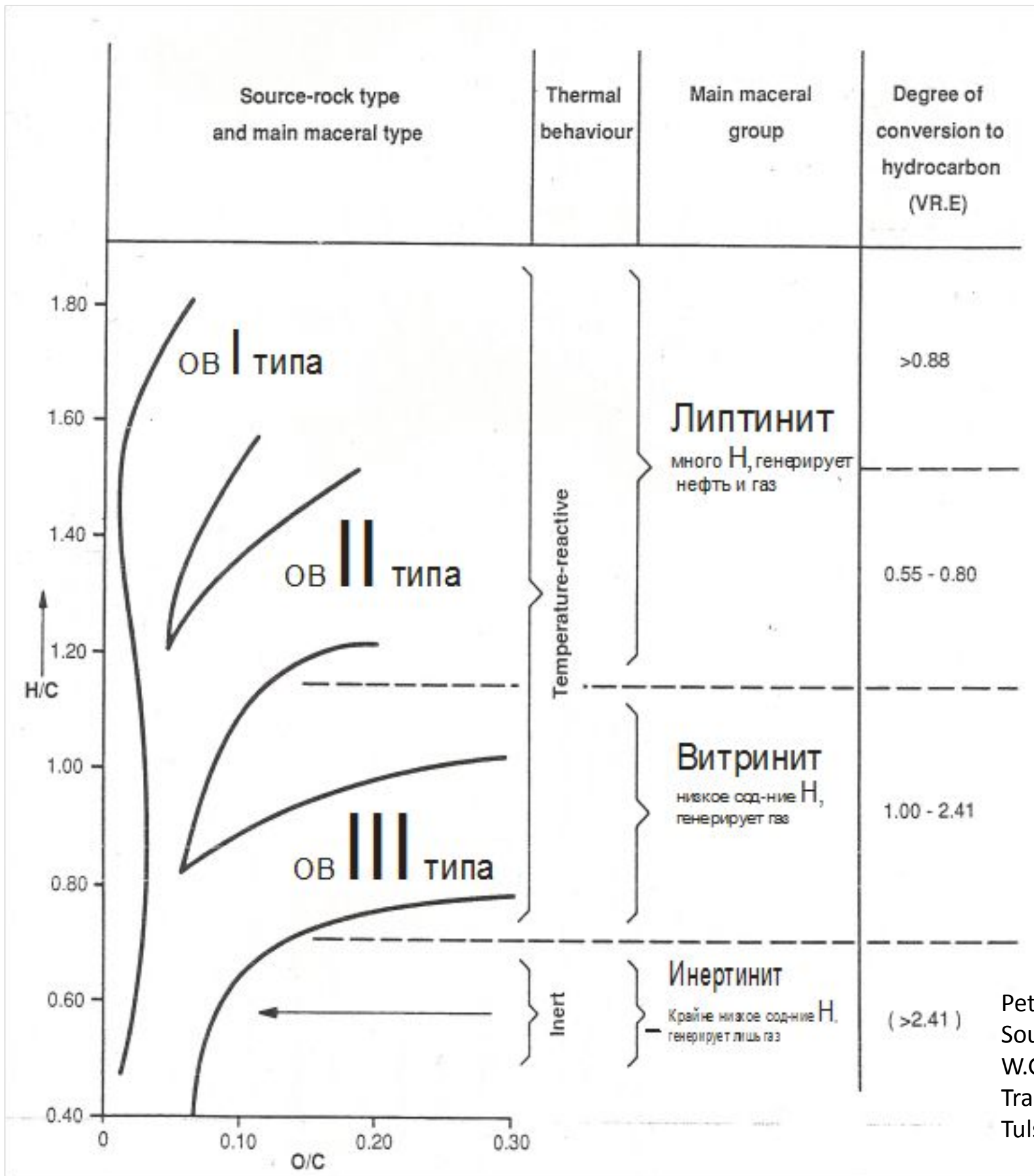


Кривые образования газов в зависимости от стадий преобразования ОВ в осадочном разрезе, по Дж. Ханту

Диагенез	ДГ
Протокатагенез	ПК ₁
	ПК ₂
	ПК ₃
Мезокатагенез	МК ₁
	МК ₂
	МК ₃
	МК ₄
	МК ₅
Апокатагенез	АК ₁
	АК ₂
	АК ₃

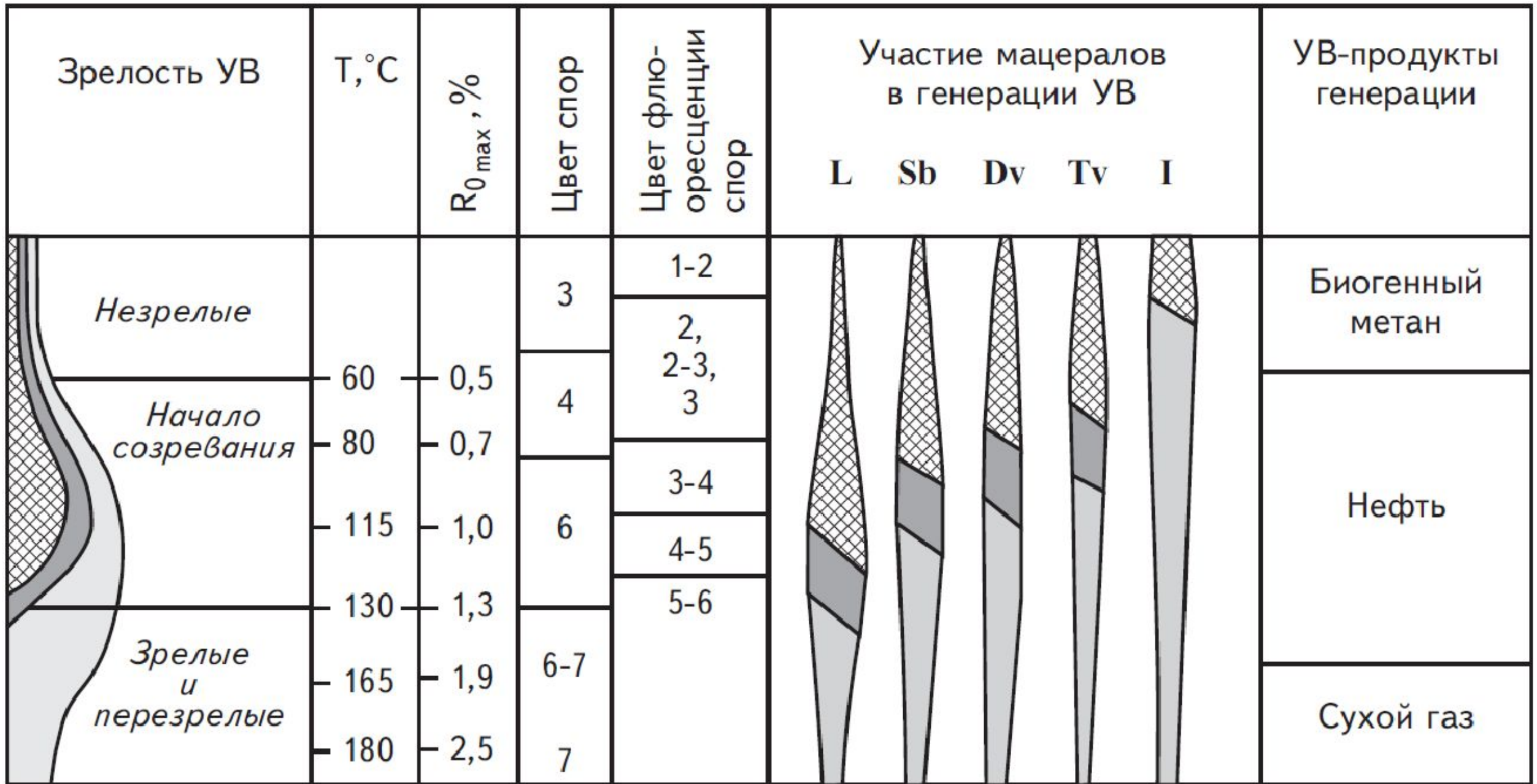
ШКАЛА КАТАГЕНЕЗА



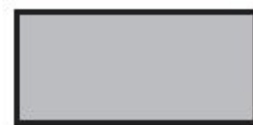


Peters, K.E. and Cassa, M.R. (1994) Applied Source-Rock Geochemistry. In: Magoon, L.B. and Dow, W.G., Eds., The Petroleum System. From Source to Trap, American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, 93-120

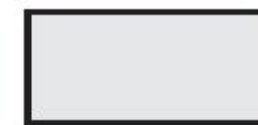
Зоны генерации УВ микрокомпонентами углей



Тяжелые УВ



Легкие УВ



Газ

Цвет спор и цвет флюоресценции: 1 – голубой; 2 – зеленый; 3 – желтый; 4 – оранжевый; 5 – красный; 6 – коричневый; 7 – черный

Участие микрокомпонентов угля в генерации нефти в процессе углефикации

Микрокомпонент	Относительный выход жидких углеводородов	Показатель отражения витринита, $R_o \text{ max}$, %.	
		Начало генерации	Интервал максимума
Альгинит	Максимальный	0,7	1,1
Кутинит	Высокий	0,6	0,7-0,9
Споринит	Высокий	0,6	0,7-0,9
Резинит	Высокий	0,5	0,5-0,8
Битуминит	Умеренный до высокого	0,4	0,5-0,8
Суберинит	Умеренный до высокого	0,4	0,5-0,8
Витринит	Умеренный	0,45	0,5-1,0
Инертинит (за счет остатков бактериальной органики)	Низкий	0,4	-

Результаты балансовых расчётов масштабов генерации газов ОВ гумусовых углей в процессе углефикации

К. Паттейский	Р. Мотт	В.А. Успенский и др.	Г.Д. Лидин	Halliburton
278 м ³	324 м ³	420 м ³	150-240 м ³	200 м ³
(Б-А)	(древесина – А)	(Б-А)	(Д-А)	(Б-А)

**Количество генерируемых газов на разных этапах катагенеза собственно гумусового ОВ
(по данным ВНИИГАЗа, В.П. Козлов и В.П. Токарев, В.И. Ермаков и В.А. Скоробогатов, 1972, 1983,
1992 гг.)**

Шкала углефикации	R⁰, %	Объем генерируемого газа, м³/т ОВ $\Sigma \text{УВГ} = \text{CH}_4 + \text{C}_2 + \text{C}_3 + \text{C}_4$
Торф	Диагенез	
Бурые угли	0,40	68 = 67 + 1
	0,50	100 = 97 + 3
Длиннопламенные	0,65	162 = 144 + 18
Газовые	0,85	200 = 170 + 30
Жирные	1,15	220 = 180 + 40
Коксовые	1,30	245 = 195 + 50
ОС	1,50	300 = 225 + 75
Тощие	2,0	320 = 275 + 45
Полуантрациты	2,50	330 = 325 + 5
Антрацит	3,40	340 = 338 + 2
Метаантрацит	5,00	420 = 420 + 0
Метаморфизм: графит	11,00	УВГ разрушаются

Генерация УВГ и битумоидов в диапазоне «зрелого» и позднего катагенеза ОВ (по В.А. Скоробогатову, 2001 г. Расчеты сугубо ориентировочные, м³/% массы на 1 т ОВ на данном уровне катагенеза)

R°, %	Органическое вещество	
	Лейптинито-гумусовое	Сапропелевое РОВ терригенных толщ
0,85	200/4,7	45/19,2
0,90	204/5,0	60/22,0
1,00	210/6,0	70/24,0
1,05	214/6,5	80/26,0
1,10	217/7,0* (начало разрушения битумоидов и нефти в залежах)	90/28,0
1,15	220/5,0	100/30,0
1,20	228/3,0	250/20,0
1,25	237/2,5	320/15,0
1,30	245/2,0	370/10,0
1,35	258/1,0	400/7,0
1,50	300/1,0	450/3,0
2,00	320/0,5	500/2,0
2,50	330/-	550/0,5
3,00	335/-	570/-
3,40	340/-	620/-

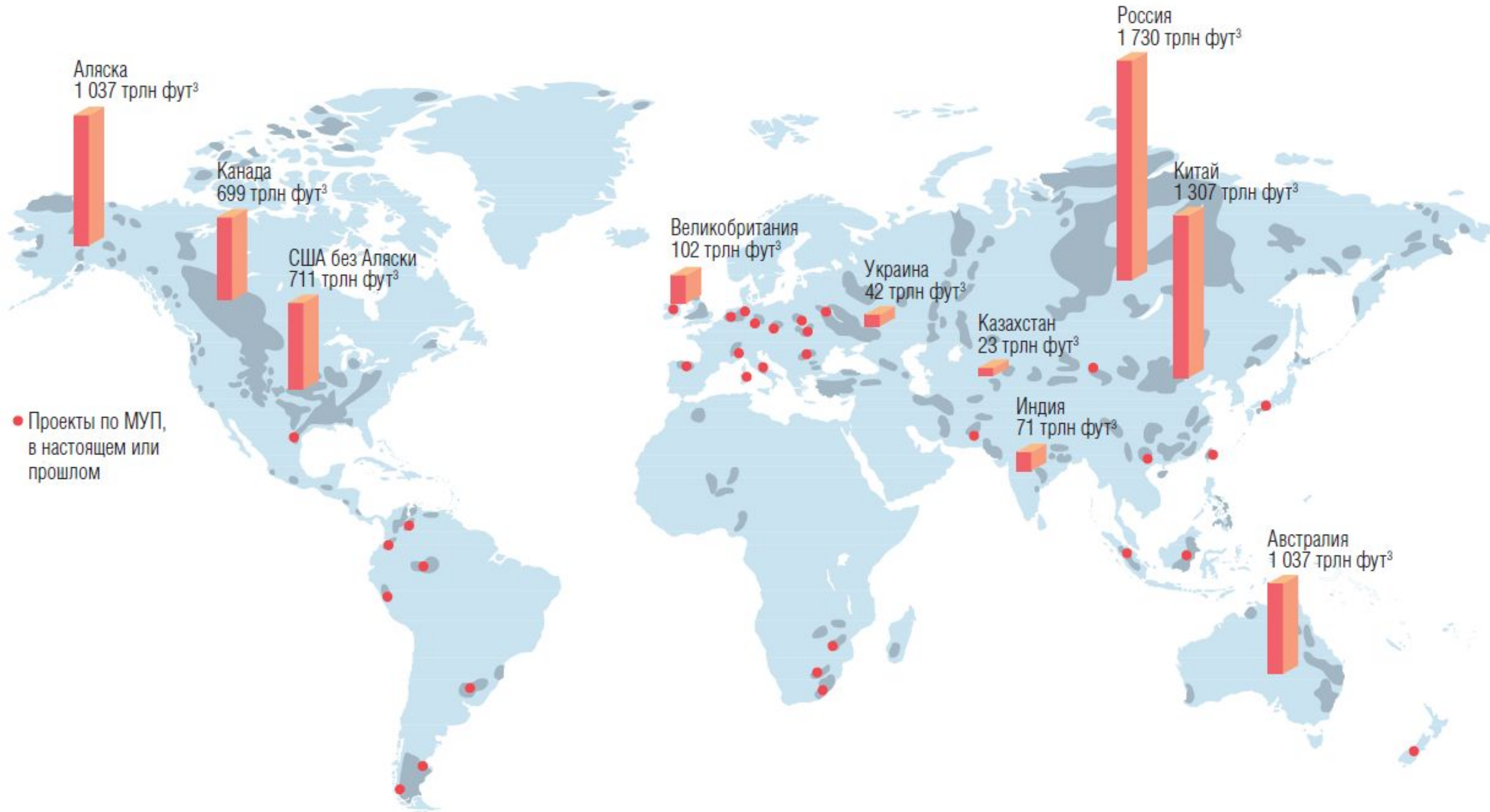


 Интервал интенсивного разрушения битумоидов пород и нефти в залежах

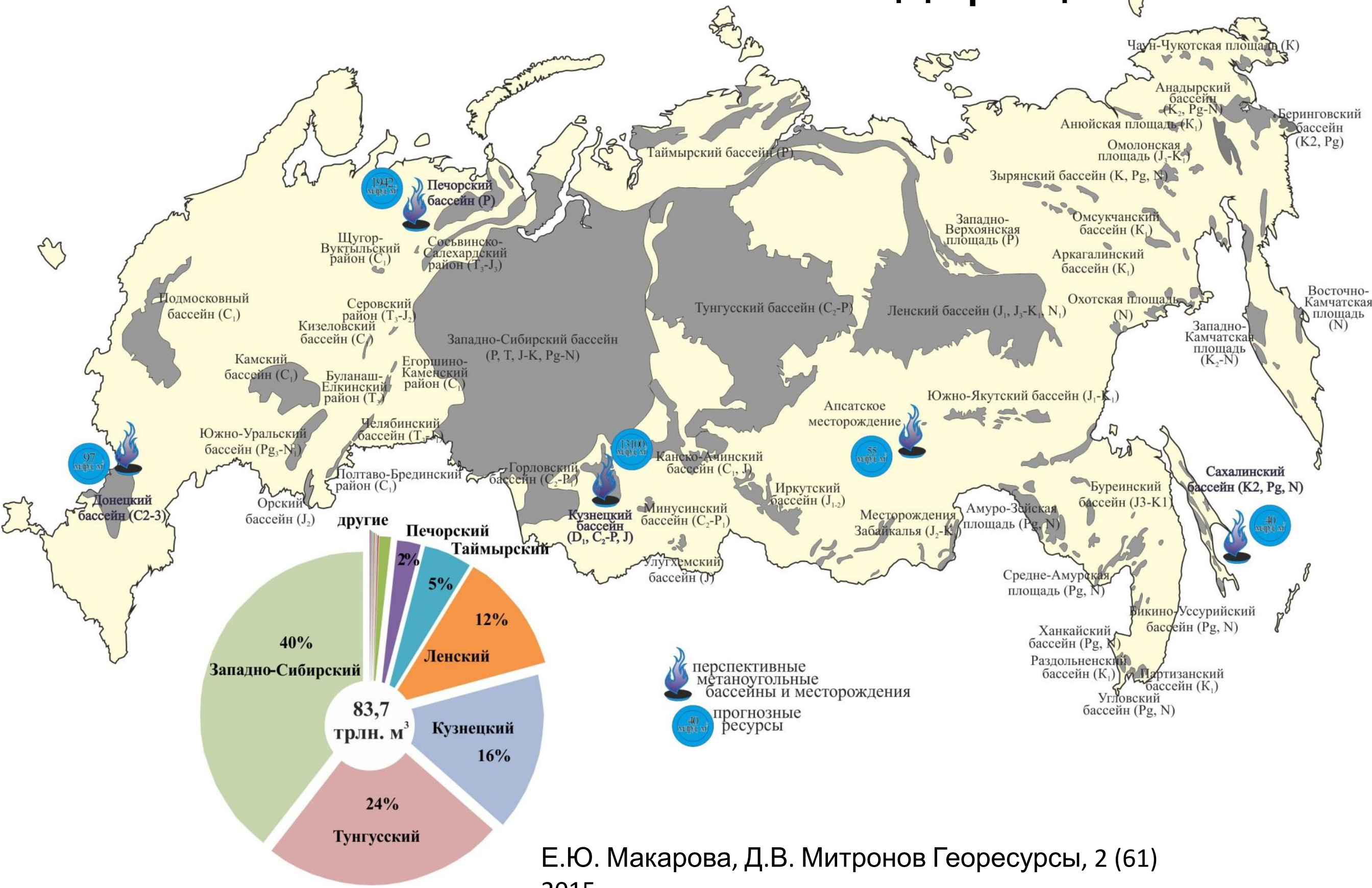
*Рассчитано на основе природных реалий, балансовых расчетов по генерации и данных экспериментов.

Ресурсы метана в угольных пластах и проекты по изучению их

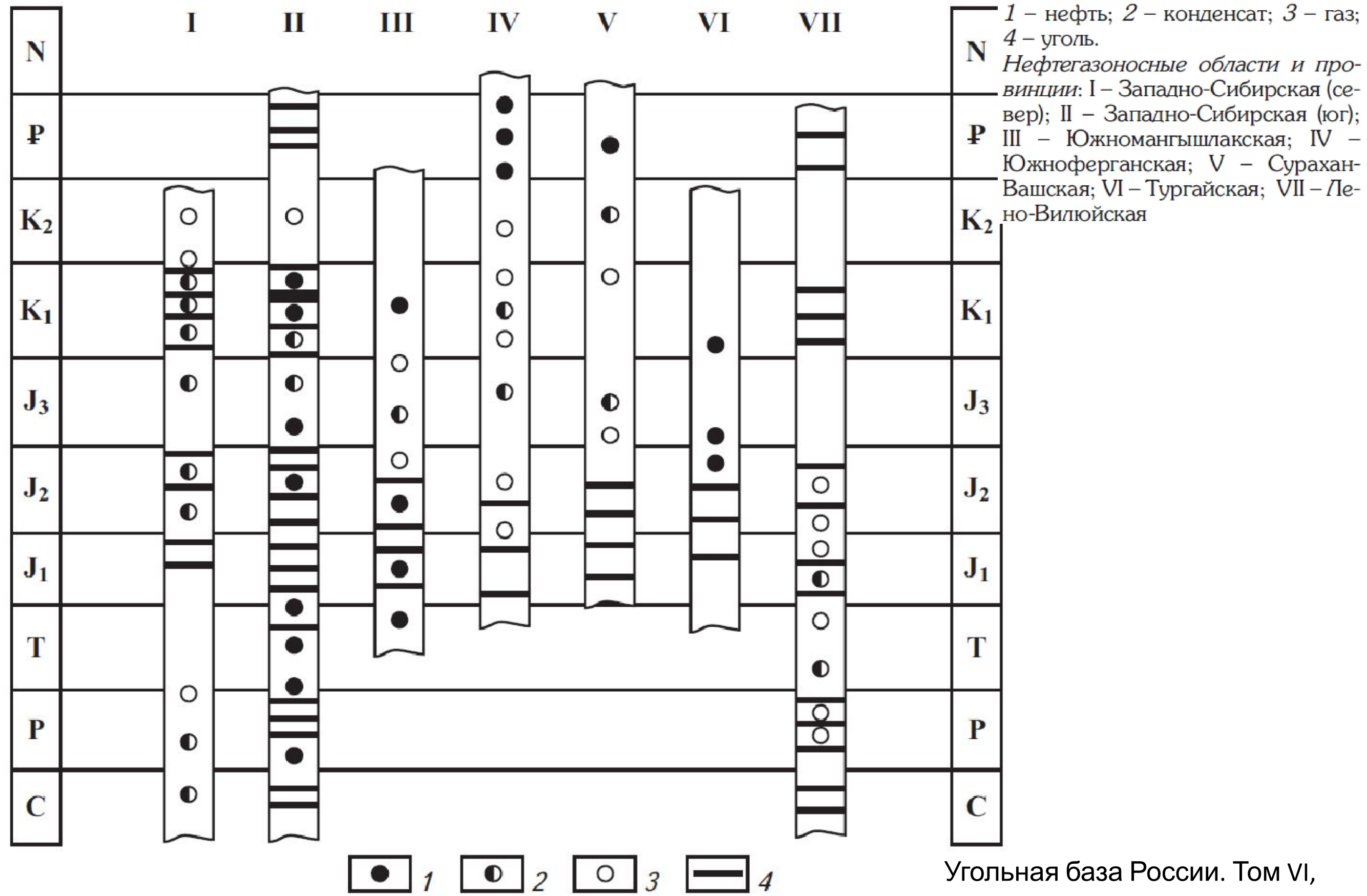
морфология



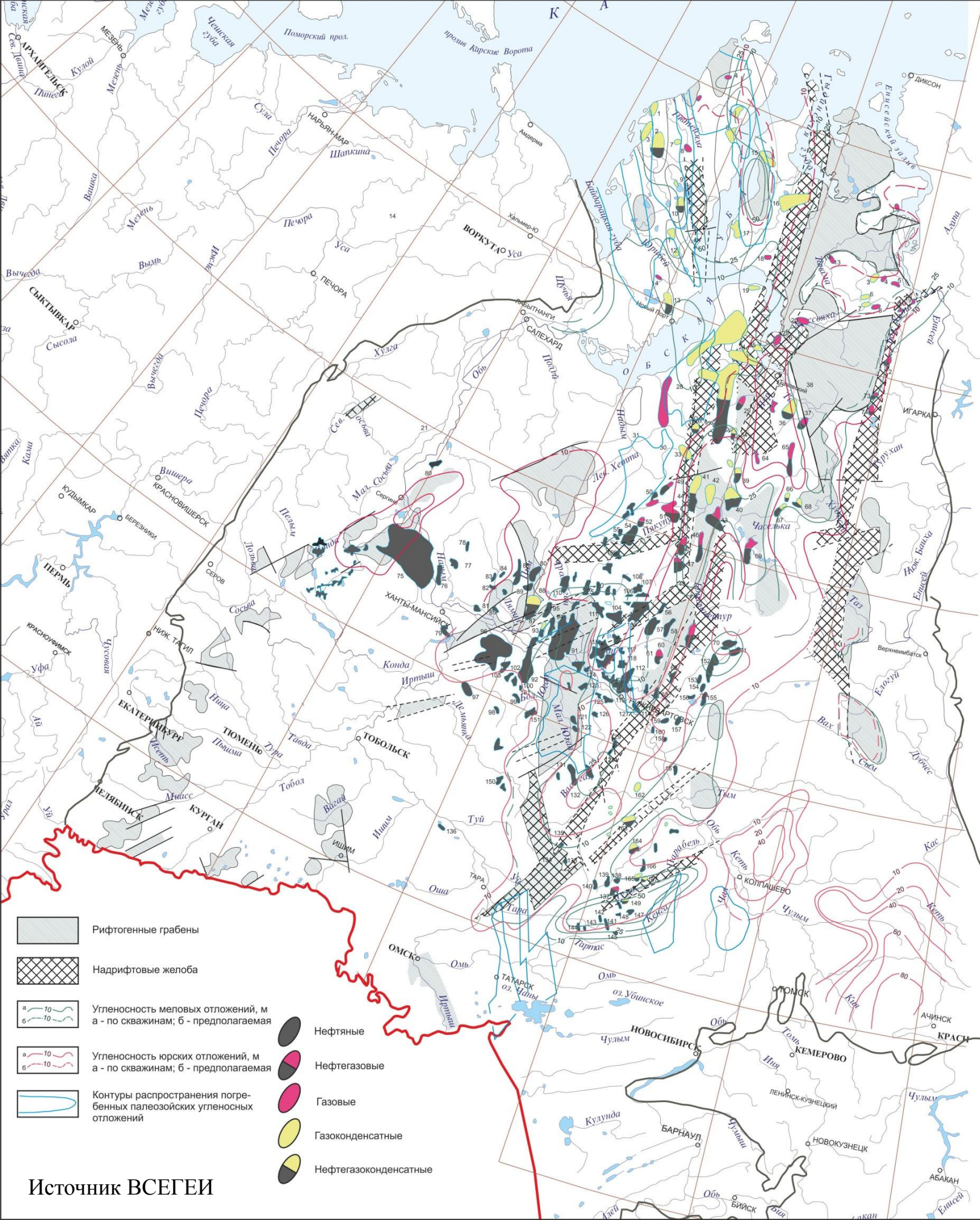
Прогнозные ресурсы метана угольных пластов Российской Федерации



Угленосность нефтегазоносных бассейнов стран СНГ

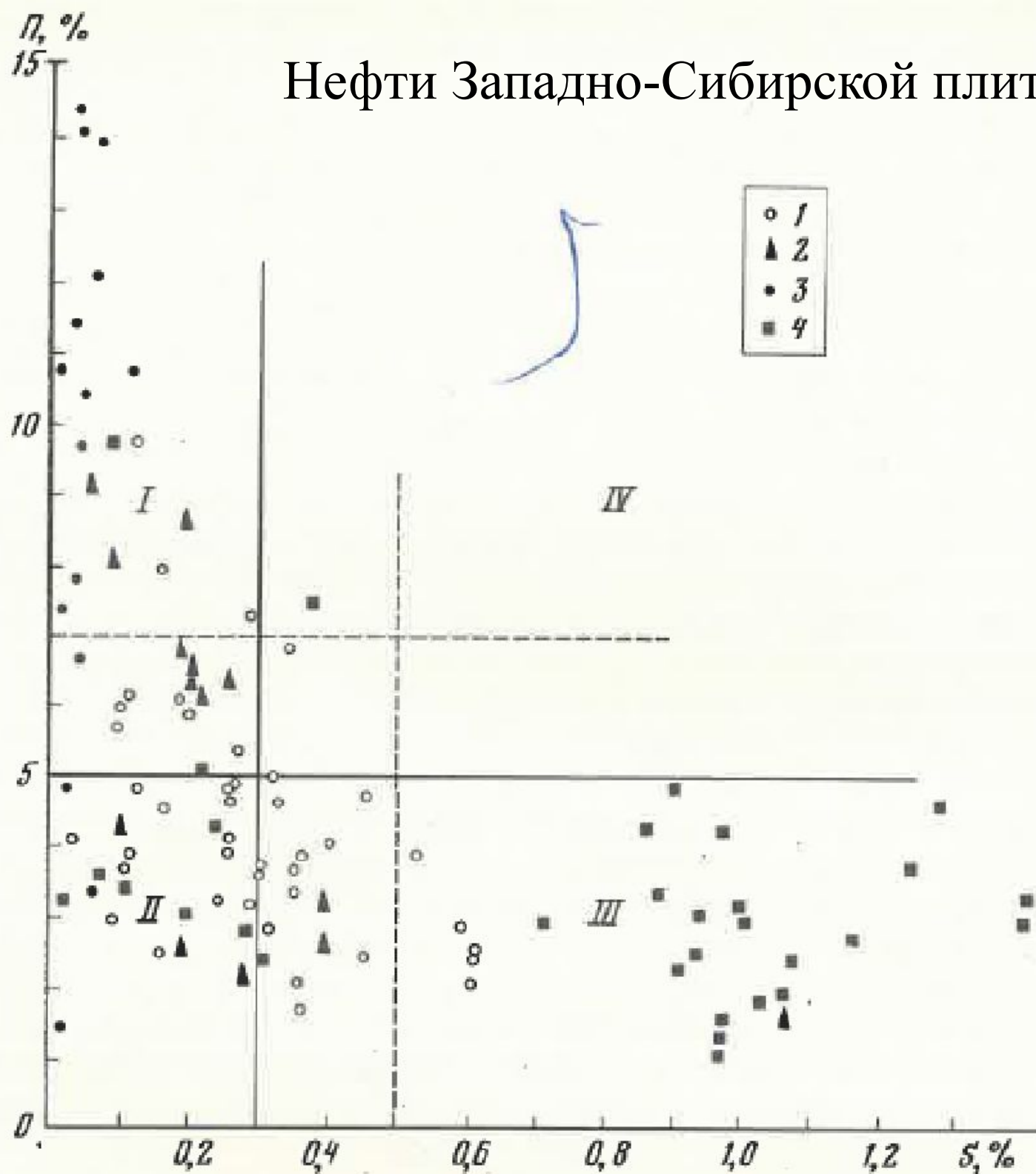


Связь угле- и нефтегазообразования на территории Западной Сибири



Источник ВСЕГЕИ

Нефти Западно-Сибирской плиты



I — нефти с содержанием парафина более 5-7%, S менее 0,2-0,3%. По нашему мнению, источник таких нефтей — собственно гумусовое ОВ, как РОВ, так и КОВ, обогащенное лейптинитовыми микрокомпонентами. Это нефти тюменской свиты юго-восточных и северных районов, а также неокомские нефти северной области Западно-Сибирской плиты.

II — нефти с содержанием парафина менее 5%, S менее 0,3-0,4%. Нефти подобного состава генерированы смешанным гумусово-сапропелевым и сапропелево-гумусовым ОВ, находящимся в породах континентального и лагунно-континентального генезиса, в частности в озерных и бассейновых отложениях. Пример — нефти Шаимского, Красноленинского и Салымского районов (тюменская свита), отдельные нефти из горизонта верхней юры юго-восточных районов, а также неокомские нефти Вэнгапурского и Таркосалинского районов, переходных от нефтеносной области Среднего Приобья к преимущественно газоносным северным районам.

III — нефти с содержанием парафина менее 5%, S более 0,3—0,4%. Генерированы существенно сапропелевым ОВ, рассеянным в морских и прибрежно-морских толщах. Эти нефти горизонтов Ю1 верхней юры и Ю2 тюменской свиты, а также неокомские нефти центральных районов и отдельных зон на юго-востоке и юге провинции.

IV — область нефтей смешанного генезиса (парафина более 6-7%, S более 0,3—0,4%). Нефтей с подобным соотношением парафина и серы в Западной Сибири не обнаружено.

График содержания твердых углеводородов — парафина (P) и серы (S) в нефтях тюменской свиты Западной Сибири

Нефти Западно-Сибирской плиты: I — западных районов, 2 — юго-восточных районов, 3 — северных районов; 4 — Среднего Приобья
I-IV — генетические области

Физико-химические свойства и состав нефтей наиболее характерных месторождений Западной Сибири

Административная область	Нефтегазоносная область	Месторождение	Продуктивный горизонт (залежь, возраст пород)	Плотность, г/см ³	Содержание в нефти, % масс.				Принадлежность к фациально-генетической группе нефтей
					парафин	сера	смолы	асфальтены	
ХМАО	Среднеобская	Ван-Еганское	ПК ₁₋₆ (сеноман)	0,938	0,04	1,04	14,9	4,1	СГСм
Тюменская обл./ЯНАО	Пур-Тазовская	Русское	ПК ₁₋₆ (сеноман)	0,940	0,9	0,25	10,2	0,8	Незрелая нефть СГК
ХМАО	Фроловская	Ем-Еговское	ВК ₁ (нижний альб)	0,862	4,2	0,4	7,2	1,2	СК
Тюменская обл./ХМАО	Среднеобская	Соснинско-Советское	АВ ₁ (нижний апт)	0,852	2,3	1,0	10,8	0,9	СМ
		Самотлорское	БВ ₈ (валанжин)	0,851	2,2	0,9	6,8	0,8	СМ
ХМАО	Среднеобская	Усть-Балыкское	БС ₁₀ (валанжин)	0,877	3,4	1,2	8,3	2,1	СМ
ЯНАО	Гыданская	Геофизическое	ТП ₁₆ (неоком)	0,853	19,4	0,07	2,6	0,4	ГК
ЯНАО	Надым-Пурская	Северо-Губкинское	БП ₁₀ (валанжин)	0,845	9,7	0,16	2,4	0,1	ГК
ЯНАО	Пур-Тазовская	Ярояхинское	БГ ₆₋₈ (неоком)	0,847	18,3	0,13	2,7	Следы	ГК
ЯНАО	Пур-Тазовская	Заполярье	БТ ₁₀ (неоком)	0,878	4,7	0,19	0,47	0,04	ГК
ЯНАО	Ямальская	Новопортовское	Новопортовская НП ₂₋₃ (валанжин)	0,843–0,865	4,80–8,71	0,03–0,16	2,26–3,01	0,01–0,20	ГД
ХМАО	Среднеобская	Салымское	Ю ₀ (верхняя юра, баженовская свита)	0,842	4,0	0,33	3,7	0,6	СМ
ЯНАО	Пур-Тазовская	Харампурское	Ю ₁ (верхняя юра)	0,840	4,9	0,14	3,0	0,2	ГСМ
ХМАО	Васюганская	Северо-Хохряковское	Ю ₁ (верхняя юра)	0,852	17,0	0,15	6,7	0,8	ГК
ХМАО	Фроловская	Ем-Еговское	Ю ₂₋₃ (средняя юра)	0,838	4,9	0,26	3,4	0,3	СГК(О)
ЯНАО	Надым-Пурская	Уренгойское	Ач ₃₋₄	0,824	3,11–8,60	0,14–0,20	1,78	Следы	СГМ
ЯНАО	Надым-Пурская	Уренгойское	Ю ₂	0,824	6,0–7,0	0,08	1,66	0,3	СГК
ЯНАО	Пур-Тазовская	Геологическое	Ю ₂ (средняя юра)	0,820	13,8	0,12	2,0	0,1	ГК
ЯНАО	Надым-Пурская	Лензитское	Ю ₂ (средняя юра)	0,807	3,6	0,03	0,6	Следы	СГК(ТТ)
ЯНАО	Ямальская	Новопортовское	Тюменская Ю ₂₋₆ (средняя юра)	0,832–0,871	5,43–11,74	0,02–0,21	2,0–5,73	0,07–1,06	ГК

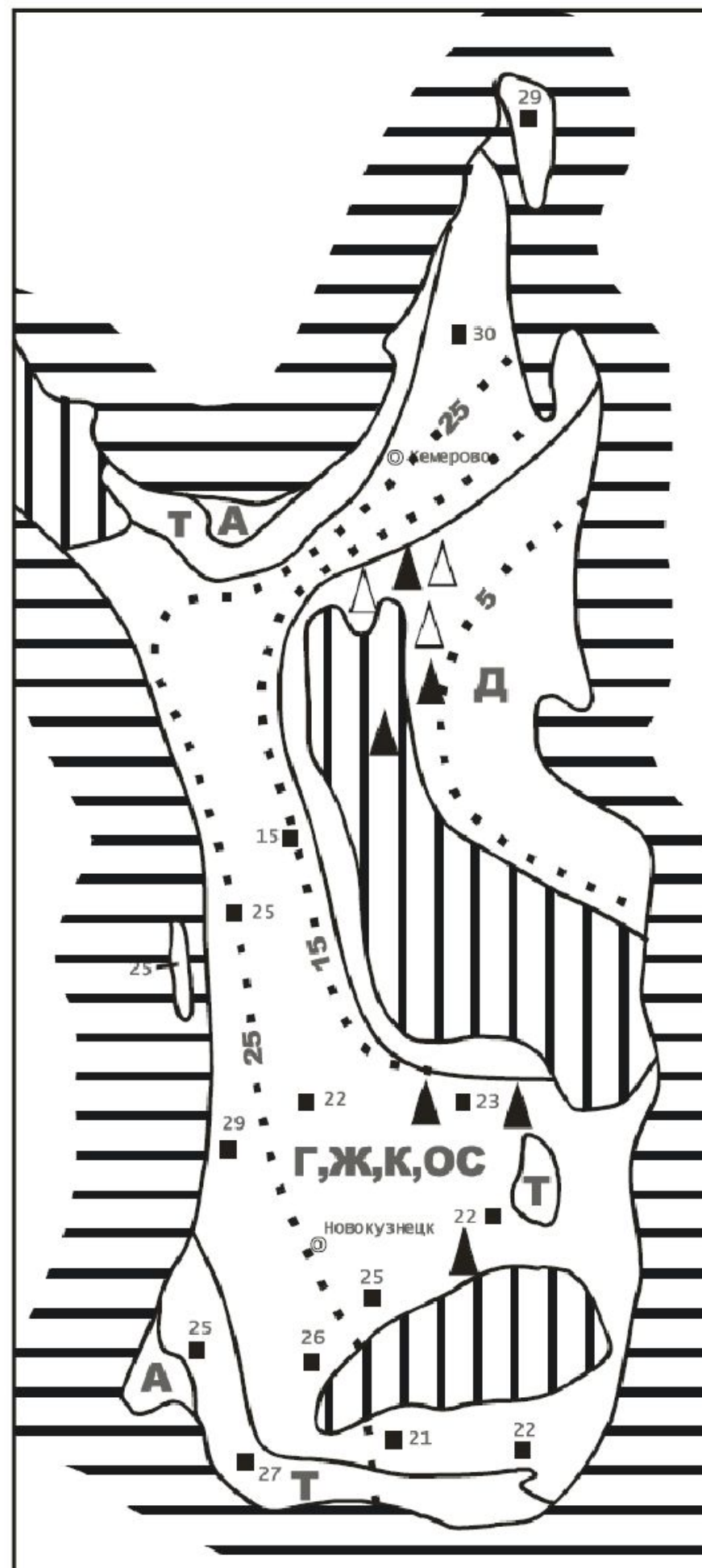
Примечание: фациально-генетические группы нефтей: ГК – гумусово-континентальная; ГД – гумусово-дельтовая; ГСМ – гумусово-сапропелево-морская; СМ – сапропелево-морская; СК(О) – сапропелево-континентальная (озерная); СГК – сапропелево-гумусовая континентальная; СГК(М) – сапропелево-гумусовая континентальная (морская); СГК(О) – сапропелево-гумусовая континентальная (озерная); СГК(ТТ) – сапропелево-гумусовая континентальная (термотрансформированная); СГМ – сапропелево-гумусовая морская; СГСм – сапропелево-гумусовая смешанная.

Схема марочного состава и газоносности углей Кузнецкого бассейна

В Кузнецком бассейне нефтепроявления были впервые обнаружены в 1955 г. На юге бассейна в районе ст. Узунцы в породах ильинской свиты (верхняя пермь) была обнаружена темно-коричневая с зеленоватым оттенком жидкость с удельным весом 0,83 г/см³. В составе дистиллята преобладали алканы (88%), арены (10,3%), цикланы (1,7%). Выход бензиновых фракций составил 1,1%, керосиновых 34,9%, масляных 55,6%, нефть малосернистая (0,08%). В 1959 г. также на юге Кузбасса в отложениях ильинской свиты была вскрыта нефть красно-бурого цвета плотностью 0,81 г/см³. Алканы составили 77,8%, цикланы 19,8%, арены 2,64%. В том же году в шх. Абашево 1 (Байдаевский район) в породах ильинской свиты была встречена красноватая маслянистая жидкость плотностью 0,81 г/см³. Нефти иного состава обнаружены в северных районах бассейна. На Сыромолотненской площади из отложений кузнецкой свиты, подстилающей ильинскую, была получена светлая нефть со слабо зеленоватым оттенком плотностью 0,79 г/см³. Количество алканов составило 26,4%, цикланов 50,2%, аренов 19,1%. Бензиновые фракции 70,9%, керосиновые 24,8%, масляные 4,3%. Близкая по составу нефть была получена из пород ильинской свиты на Южно-Борисовской площади (дебит 0,3 т/сут). Алканы составили 40,32%, цикланы 40,85%, арены 18,83%.

М.В. Голицын, Н.В. Пронина, 2004

НЕФТЬ В УГОЛЬНЫХ БАССЕЙНАХ



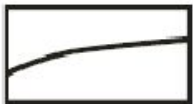
- докарбоновые отложения



- угленосные отложения карбона и перми



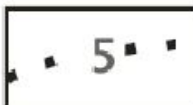
- послепермские отложения



- границы марок углей (Б - бурые, Д - длинно-пламенные, Г - газовые, Ж - жирные, К - коксовые, ОС - отощённые спекающиеся, Т - тощие, А - антрациты).



- угленосный район и газоносность углей, м³/т



- изогазы (изолинии равного содержания метана, м³/т)

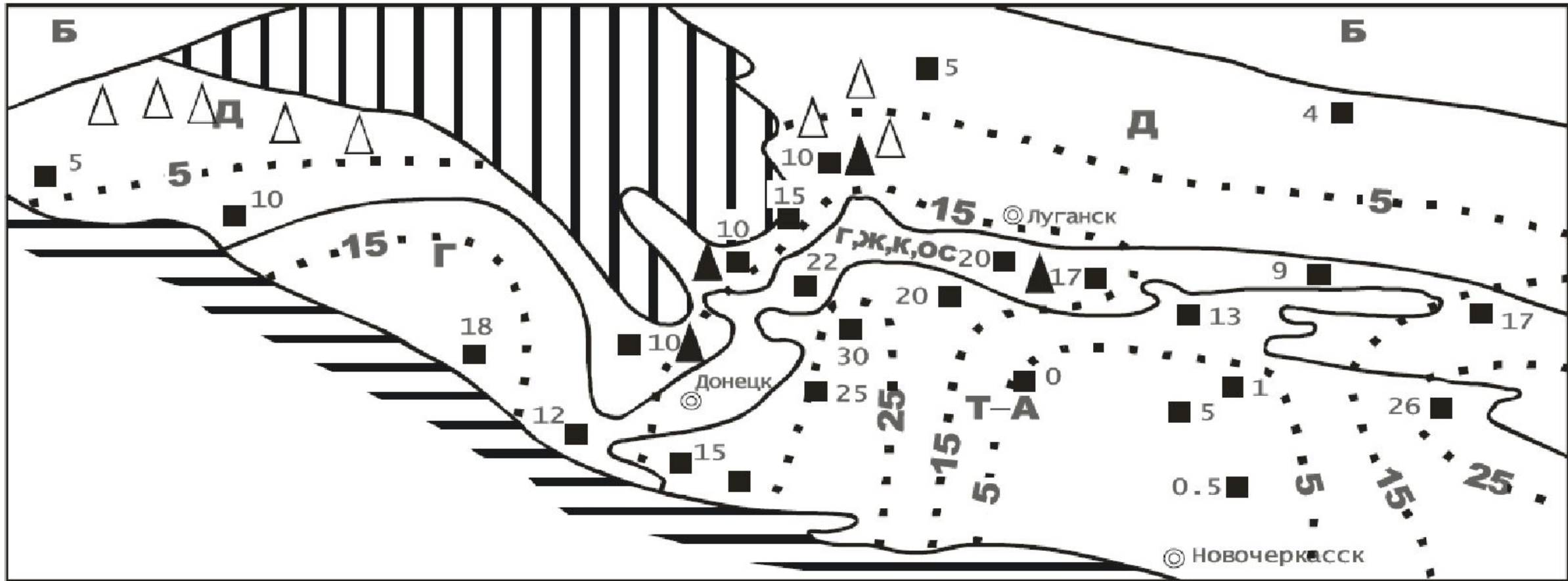


- нефтепроявления



- месторождения природного газа

Схема марочного состава и газоносности углей Донецкого бассейна



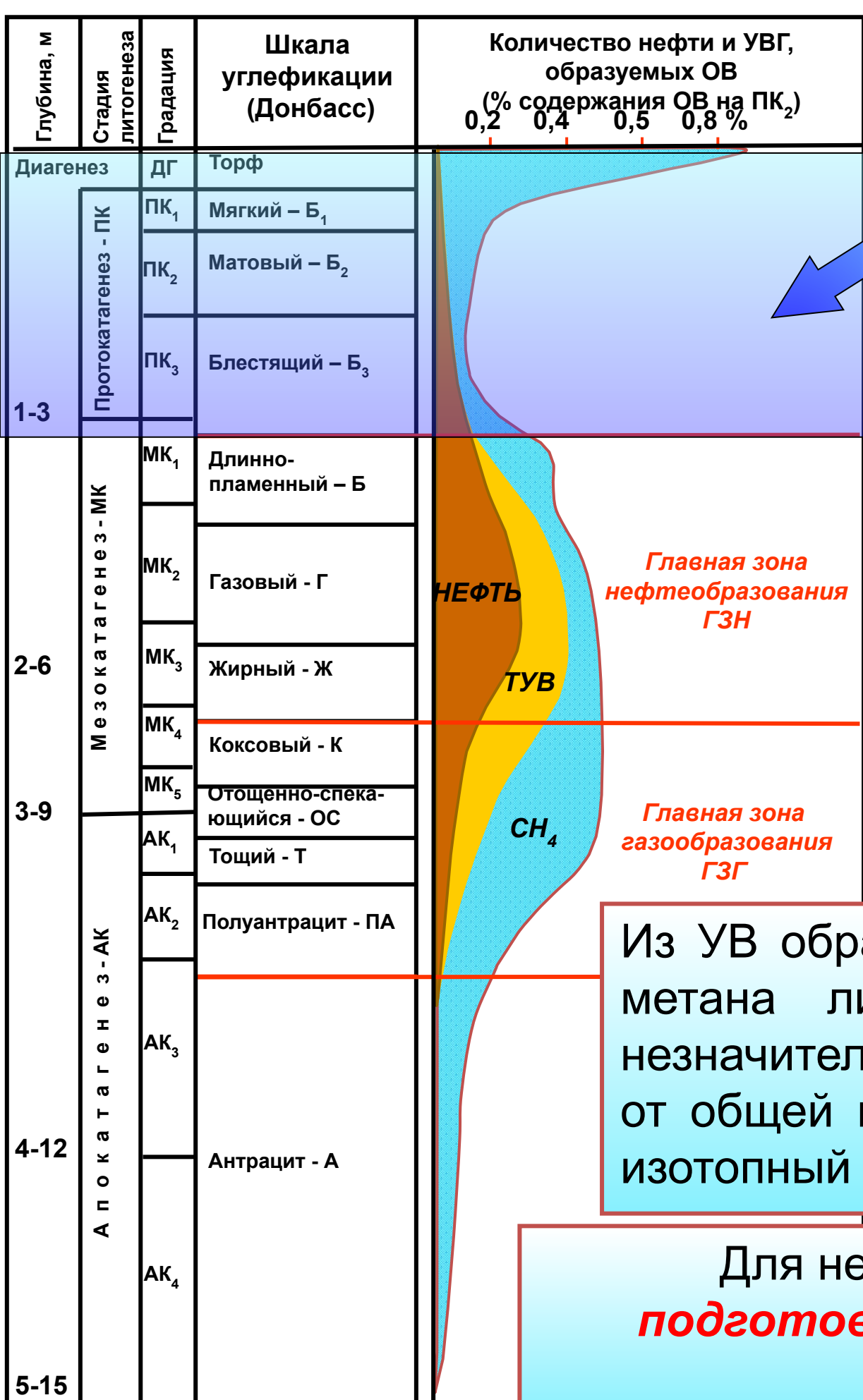
В каменноугольных отложениях Донецкого бассейна на шх.им XX11 съезда КПСС (ПО “Кадиевуголь”) при проходке подготовительных горных выработок и в лавах наблюдались в течение семи лет (1961-1968 г.) выделения 7-12 л/час светло-коричневой нефтеподобной жидкости. В 1962 г. на шх. Чайкино

(ПО “Макеевуголь”) жидкие углеводороды выделялись при проходке штреков (60-80 л/час); они содержали 94% алканов, 1% цикланов и 5% аренов. В 1977 году на шх. Комсомолец (ПО “Артемуголь”) было отмечено выделение жидких углеводородов (200 л/час) плотностью 0,8 г/см³. При их разгонке были получены фракции: бензин (до 2000С) - 7,5%, дизельное топливо (200-3000С) - 12,3%, масла (более 3000С) - 80,2%. Большинство углеводородов выделялось из трещиноватых или кавернозных пород, реже из пластов угля. Нефти нижнего и среднего карбона ДДВ близки по составу. Они малосернистые, малосмолистые, парафинистые, метано-нафтеновые и нафтенно-метановые. Конденсаты обычно метано-нафтеновые. Нефти верхнего карбона - нижней перми малосернистые, метано-нафтеновые, невысокой плотности (до 0,82 г/см³). Нефти верхней перми и триаса имеют высокую плотность (0,92 г/см³) и нафтенно-ароматический и ароматический состав. Они отличаются повышенным количеством смолисто-ароматических углеводородов (до 20%)

Литература

- Голицын М.В. и др. Газоугольные бассейны России и мира. – М.: - 2002. – 250 с.
- Угольная база России. Том VI (Сводный, заключительный). Основные закономерности углеобразования и размещения угленосности на территории России. – М.: ООО «Геоинформмарк», 2004. – 779 с.
- Голицын М.В., Пронина Н.В. Нефть в угольных бассейнах //Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал), 2004, вып. 5,. С.13-19
- Скоробогатов, В.А. Изучение и освоение углеводородного потенциала недр Западно-Сибирского осадочного мегабассейна: итоги и перспективы // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – № 3 (19). – С. 8–26.
- Ермаков В.И., Скоробогатов В.А. Континентальные угленосные формации и нефтенакопление. / Осадочные бассейны и их нефтегазоносность : [Сб. ст.] / АН СССР, Междувед. литол. ком.; [Редкол.: Н. Б. Вассоевич (отв. ред.) и др.]. - М. : Наука, 1983. - 311 с.
- Ермаков В.И., Скоробогатов В.А. Образование углеводородных газов в угленосных и субугленосных формациях. – М.: Недра, 1984. – 205 с.
- Скоробогатов В.А. и др. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 352 с.
- Строганов Л.В., Скоробогатов В.А. Газы и нефти ранней генерации Западной Сибири – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 415 с.

Из презентации лекционного курса Недоливко Наталья Михайловна
«Геохимические методы при поиске и разведке месторождений нефти и
газа»



1 фаза - газогенерирующая
 (отвечает диагенезу и протокатагенезу – градации Д_г-ПК, степени преобразования ОВ от торфов до мягких, матовых и блестящих углей).

Трансформация ОВ в диагенезе происходит с большой потерей первоначальной массы и сопровождается генерацией газов биохимического происхождения: СН₄, СО₂, N₂, микрокомпонентами являются Н₂, СО₂, NH₃, Н₂О, N₂О, органические вещества. В морских субаквальных обстановках – еще и Н₃ и Н₂S.

Из УВ образуется преимущественно метан (гомологи метана либо отсутствуют, либо фиксируются в незначительных концентрациях) в количестве до 5 % от общей массы ОВ. Он имеет характерный легкий изотопный состав: $\delta^{13}C$ от -50 до -90 ‰.

Для нефтеобразования эта фаза является **подготовительной, фазой еще не созревшей микронефти**



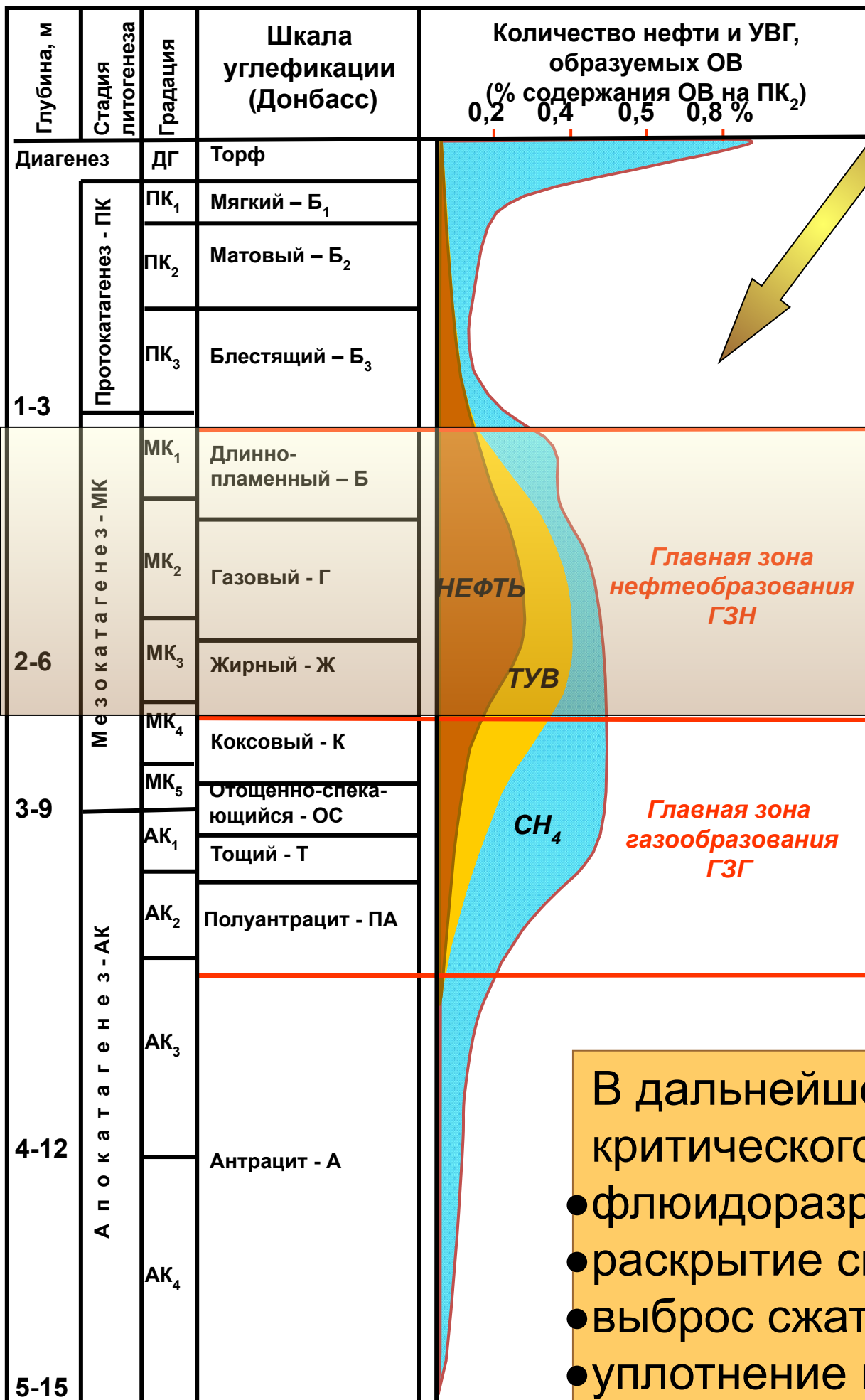
2 фаза – главная фаза нефтегазогенерирующая – главная фаза нефтеобразования (зона среднего катагенеза, отвечает этапам длиннопламенных, газовых и жирных углей градации МК₁-МК₃).

Происходит **преобразование молекулярной структуры ОВ с образованием значительного количества продуктов:**

- а) газообразных (СО₂, СН₄, NH₃, N₂, Н₂S);
- б) жидких (Н₂О, нефтяные углеводороды)

Содержание микронепфти в породах возрастает в несколько раз за счет обогащения ранее почти отсутствующими легкими углеводородами и резко усиливается ее эмиграция.

Рождается, отрываясь от материнской породы, собственно нефть. Этому сопутствует широкое развитие процесса газообразования с характерным высоким содержанием тяжелых газообразных УВ с изотопно относительно тяжелым метаном – δ¹³С от -37 до -45 ‰.



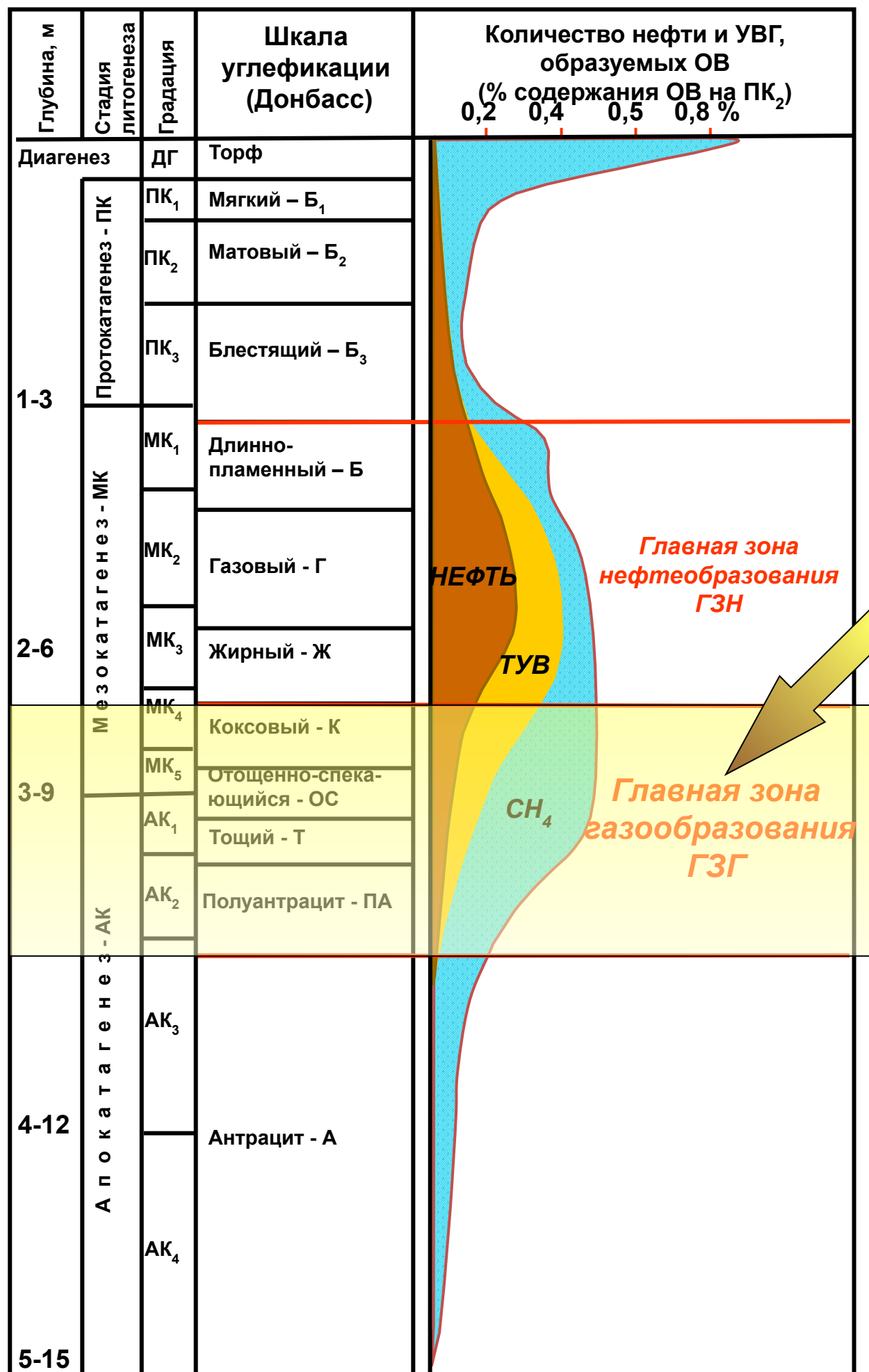
2 фаза – главная фаза нефтегазогенерирующая – главная фаза нефтеобразования (зона среднего катагенеза, отвечает этапам длиннопламенных, газовых и жирных углей градации МК₁-МК₃).

Образование газообразных и жидких продуктов из твердого керогена происходит со значительным увеличением объема вещества (в 2-3 раза в пластовых условиях и в сотни раз – в нормальных). Это приводит в зонах интенсивного нефтегазообразования к временному:

- разуплотнению пород,
- повышению пористости,
- возникновению АВД – до 100-200 атм выше нормального гидростатического.

В дальнейшем при превышении давления выше критического происходят:

- флюидоразрыв пород,
- раскрытие системы трещин,
- выброс сжатых флюидов
- уплотнение пород до нормального уровня [2].



3 фаза – главная фаза газообразования
(развивается в жестких термобарических условиях, характерных для среднего и позднего катагенеза - градации МК₄-АК₂ - коксовые, отощенно-спекающиеся, тощие угли и полуантрациты)

Отличается тем, что ОВ генерирует **газоконденсат и газ.**

В конце этой фазы образуется главным образом метан, но в отличие от ГФН он имеет еще более тяжелый изотопный состав – $\delta^{13}\text{C}$ от -30 до -36 ‰.

Для нефтеобразования эта фаза является **затухающей**