

<https://doi.org/10.3176/oil.1992.3.02>

УДК 552.578.3

А. А. ГОНЦОВ, А. В. ВНУКОВ, А. Е. ВИНИЦКИЙ,
А. Н. КАВОКИН, Е. С. ХАРДИКОВА

ХАРАКТЕРИСТИКА ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ ПЕРЕЛЮБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (РОССИЯ)

A. GONTSOV, A. VNUKOV, A. VINITSKY,
A. KAVOKIN, E. HARDIKOVA

CHARACTERISTICS OF THE PERELYUB OIL SHALE DEPOSIT (RUSSIA)

Перелюбское месторождение горючих сланцев (ГС) расположено на территории Саратовской и Самарской областей в границах, установленных после проведения поисково-оценочных работ, в ходе которых выявлено четыре изолированных участка, расположенных в непосредственной близости друг от друга: Северный, Центральный, Южный и Западный. Запасы сланцев оценены в 4 млрд. т. В результате исследовательских работ по условиям образования и комплексному использованию рассматриваемых ГС прежние представления [1—4] о характере сланценосности, качестве сланцев и перспективах их использования были существенно уточнены и дополнены.

В тектоническом отношении месторождение расположено в пределах юго-западной части Бузулукской впадины, которая является структурой второго порядка и осложняет юго-восточный склон Волго-Уральской антеклизы Русской платформы.

В строении месторождения участвуют породы мезо-кайнозойского возраста, залегающие с большим перерывом на мезозойских отложениях (рисунки 1 и 2). Мезозойские породы, широко распространенные на Перелюб-Благодатовской площади, представлены нижнетриасовыми нерасчлененными отложениями, средне- и верхнеюрскими и реже меловыми. Нерасчлененные пестроцветные песчано-глинистые континентальные отложения нижнего триаса вскрыты единичными скважинами на северном, западном и восточном флангах месторождения. Со стратиграфическим несогласием нижнетриасовые пестроцветные породы перекрываются нерасчлененными среднеюрскими отложениями, представленными песчано-глинистыми образованиями. В составе верхнеюрского отдела выделены келловейский и волжский ярусы. В пределах Перелюбского месторождения келловейские отложения не имеют повсеместного развития. Волжский ярус имеет широкое площадное распространение по всему месторождению. По характерной фауне средневолжский подъярус делится на две фаунистические зоны: нижняя (пандериевая) — с фауной *Dorsoplanites panderi* и верхняя (виргатитовая) — с фауной *Virgatites Virgatus*.

Пандериевая зона является сланценосной толщей, содержащей в глинах до 14—17 слоев ГС мощностью от 0,1 до 12 м. В глинах и, особенно, в сланцах содержатся многочисленные остатки фауны: аммониты, двустворки, брахиоподы, гастроподы, мелкие косточки и чешуя рыб — основные слагающие карбонатов сланцев. Мощность пандериевой зоны изменяется от 45 до 102 м. Пласты ГС залегают практически горизонтально; в основании волжских отложений отмечается фосфоритовый горизонт. Сланценосная толща перекрывается отложениями мелового, неогенового и четвертичного возраста (рис. 2).

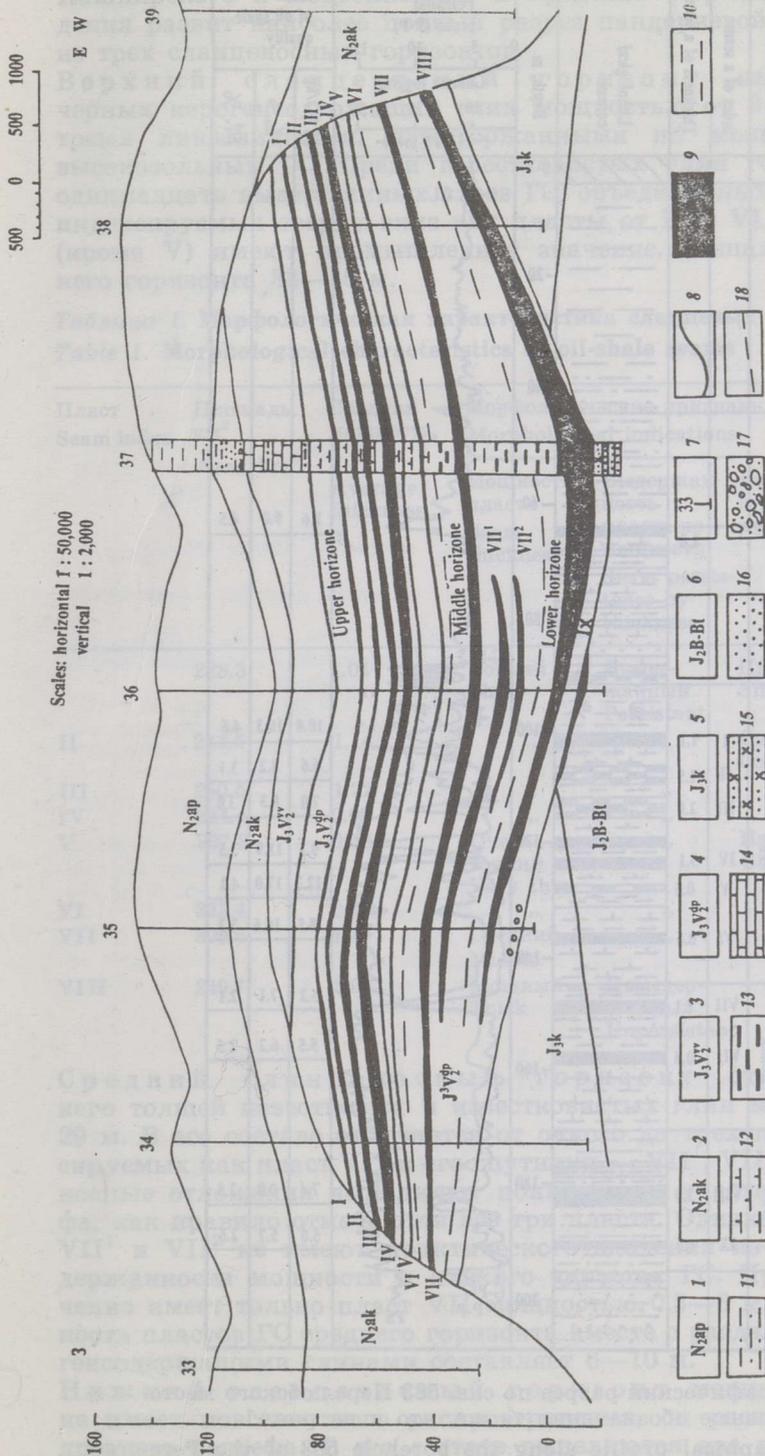


Рис. 1. Схематический геологический разрез Перелюбского месторождения: 1 — Апшеронский ярус; 2 — Акчагальский ярус; 3 — Волжский ярус, зона *Virgatites Virgatus*; 4 — Волжский ярус, зона *Dorsoplanites panderi*; 5 — Келловейский ярус; 6 — Байос-Батский ярус (нерасчлененный); 7 — скважина и ее номер; 8 — границы систем; 9 — горючие сланцы; 10 — глины; 11 — песчанистые глины; 12 — известковые глины; 13 — керогенистые глины; 14 — известняки; 15 — песок; 16 — граница сланцевых горизонтов
Fig. 1. Geological profile of the Perelyub deposit: 1 — Apsheron tier; 2 — Akchagil tier; 3 — Wolga tier, zone *Virgatites Virgatus*; 4 — Wolga tier, zone *Dorsoplanites panderi*; 5 — Keloweit tier; 6 — Bayos-Batski tiers (non segmented); 7 — borehole and its number; 8 — lines of systems; 9 — oil shale; 10 — clays; 11 — sandstone clays; 12 — limestonic clays; 13 — kerogenic clays; 14 — limestones; 15 — sandstone; 16 — sand; 17 — conglomerate (phosphorite board); 18 — line of shale horizons

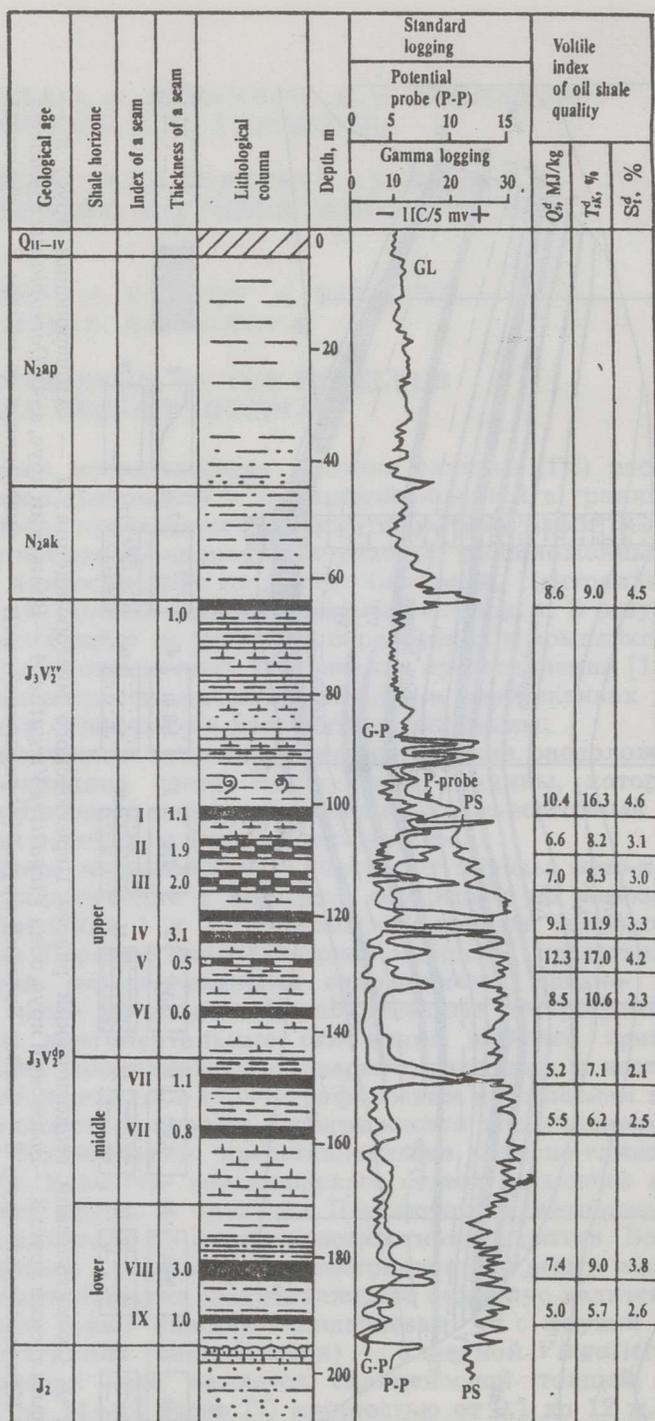


Рис. 2. Стратиграфический разрез по скв. 583 Перелюбского месторождения. Условные обозначения те же, что и на рис. 1
 Fig. 2. Stratigraphical profile along the borehole 583 of the Perelyub oil shale deposit. The legends for rocks are the same as in Fig. 1

По характеру сланценоности месторождение отличается от других месторождений Волжского сланцевого бассейна, и в частности Кашпирского и Коцебинского. В пределах Перелюбского месторождения развит наиболее полный разрез пандериевой зоны, состоящий из трех сланценосных горизонтов.

Верхний сланценосный горизонт начинается толщей черных керогенсодержащих глин мощностью от 3 до 8 м с одним-тремя линзовидными, невыдержанными по мощности прослоями высокозольных ГС. Среди известковистых глин горизонта залегает одиннадцать выдержанных слоев ГС, объединенных в шесть пластов, индексируемых сверху вниз как пласты, от I до VI, из которых пять (кроме V) имеют промышленное значение. Общая мощность верхнего горизонта 33—36 м.

Таблица 1. Морфологическая характеристика сланцевых пластов

Table 1. Morphological characteristics of oil-shale seams

Пласт Seam index	Площадь, км ² Area, km ²	Средняя мощность, м Average thickness, m	Морфологические признаки Morphological indications			
			Мощность пласта Seam thickness	Выдержан- ность пласта по мощности Seam persis- tence by thickness	Внутреннее строение Structure	Контур Contour
I	218.3	1.04	Тонкий Thin	Выдер- жанный Persistent	Простое Simple	Сложный Complex
II	241.6	1.14	”	”	Сложное Complex	”
III	260.5	1.22	”	”	”	”
IV	284.4	0.98	”	”	”	”
V	307.8	0.52	Очень тонкий Very thin	”	Простое Simple	”
VI	322.4	0.75	”	”	”	”
VII	309.5	1.4	Средний Middle	”	”	”
VIII	249.7	3.9	Мощный Thick	Невыдер- жанный Unpersistent	”	Очень сложный Very complex

Средний сланценосный горизонт отделяется от верхнего толщей известковых и известковистых глин мощностью от 6 до 29 м. В его составе отмечается от одного до трех пластов ГС, индексируемых как пласт VII и его спутники — VII¹, VII². Там, где сланценосные отложения выполняют пониженные участки древнего рельефа, как правило отмечаются все три пласта. Однако пласты-спутники VII¹ и VII² не имеют практического значения из-за крайней невыдержанности мощности и низкого качества ГС. Промышленное значение имеет только пласт VII мощностью 0,5—6 м. Суммарная мощность пластов ГС среднего горизонта вместе с разделяющими их керогенсодержащими глинами составляет 6—10 м.

Нижний сланценосный горизонт мощностью от 7 до 28 м не имеет повсеместного распространения, он развит в понижениях древнего рельефа. В его составе выделяются два пласта ГС — VIII и IX. Мощность пласта VIII колеблется в широких пределах, достигая максимум 12 м. Отличительная черта нижнего горизонта — наличие в ГС значительного количества сульфидов и глауконитового песка.

Таблица 2. Морфологическая изменчивость сланцевых пластов
Table 2. Morphological changeableness of oil-shale seams

Пласт Seam index	Изменчивость по мощ- ности Changeableness by thickness		Изменчивость по строению Changeableness by structure			Изменчи- вость по контуру Changeable- ness by contour M_k
	H	$V, \%$	Число сланцевых пачек Number of oil-shale packages	Число по- родных прослоев Number of rock layers	K_{cc}	
I	1.44	12.7	1	—	1.0	0.565
II	1.44	10.6	2	1	0.5	0.569
III	1.17	11.9	4	3	0.4	0.543
IV	1.18	9.8	2	1	0.5	0.548
V	2.12	20.8	1	—	1.0	0.493
VI	1.60	19.7	1	—	1.0	0.493
VII	2.78	42.1	1	—	1.0	0.543
VIII	2.99	69.4	1	—	1.0	0.689

Примечание. H — показатель неравномерности мощности пласта; $H = P_{\max}/\bar{P}$, где P — мощность пласта.

V — коэффициент вариации; $V = \sigma/\bar{P}$, где σ — среднеквадратичное отклонение признака.

K_{cc} — коэффициент сложности внутреннего строения; $K_{cc} = 1 - M_{\pi}N_{\pi}/M_cN_c$, где M_{π} и M_c — средняя мощность соответственно породных прослоев и сланцевых пачек, а N_{π} и N_c — число соответственно породных прослоев и сланцевых пачек.

M_k — контурный модуль по Матерону; $M_k = (N_1/6 + 0,0609 N_2^2/N_1)/n^{1/2}$ при $N_2 > N_1$, $N_1 = a_x/2$, $N_2 = a_y/2$, где a_x, a_y — число элементов квадратной ячейки, образующих контур пласта в условной системе координат X_0, Y ; n — суммарное количество элементов a_x и a_y , образующих параметры внешнего и внутреннего контуров пласта.

Foot-note. H is the seam thickness irregularity index, $H = P_{\max}/\bar{P}$ where P is the seam thickness.

V is the variation coefficient; $V = \sigma/\bar{P}$ where σ is the standard deviation of the indication.

K_{cc} is the inner structure complexity coefficient; $K_{cc} = 1 - M_{\pi}N_{\pi}/M_cN_c$ where M_{π} and M_c is the average thickness of rock layers and oil shale packages and N_{π} and N_c is the number of rock layer and of oil shale packages correspondingly.

M_k is the contour modulus according to Materon; $M_k = (N_1/6 + 0.0609 N_2^2/N_1)/n^{1/2}$, $N_2 > N_1$, $N_1 = a_x/2$, $N_2 = a_y/2$ where a_x, a_y is the number of elements forming a seam contour in a conventional coordinate system X_0, Y , n is a sum number of the elements a_x and a_y forming the parameters of the outer and inner contours of the seam.

Пласты ГС Перелюбского месторождения охарактеризованы в таблицах 1 и 2.

Большинство пластов ГС (I—VI) по фактору колебания мощности являются выдержанными (коэффициент вариации менее 30 %) и относительно выдержанными (коэффициент вариации от 30 до 50 % — пласт VII), а пласт VIII — невыдержанный (коэффициент вариации более 50 %).

По вещественно-петрографическому составу горючие сланцы Перелюбского месторождения характеризуются однообразием керогена, в котором преобладает коллоальгинит, и разнообразным составом минеральной части, в которой доминируют глинистые и карбонатные минералы. Выделено три петрографических типа горючих сланцев: 1) светло-коричневый мергелистый и мергелисто-глинистый коллоальгинитовый; 2) коричневато-серый и светло-серый глинистый коллоальгинитовый; 3) серый алевро-глинистый коллоальгинитовый [5—7]. Псевдовитринит присутствует в подчиненном количестве и лишь в отдельных пластопересечениях. Микрокомпоненты гумусо-

вой природы — витринит и фюзинит — в составе органического вещества (ОВ), присутствуют эпизодически и в малых количествах.

Горючие сланцы Перелюбского месторождения в целом имеют высокую естественную влажность (до 38 %), высокую зольность (46—68 %), изменчивую карбонатность (16 % > CO₂ > 7 %), содержание ОВ до 42 %, удельную теплоту сгорания 6,3—15,7 МДж/кг и, соответственно, выход смолы полукоксования от 7 до 19 %, а также высокое содержание общей серы (2,8—6,5 %) при преобладании органической серы, которая составляет до 83 % от общей.

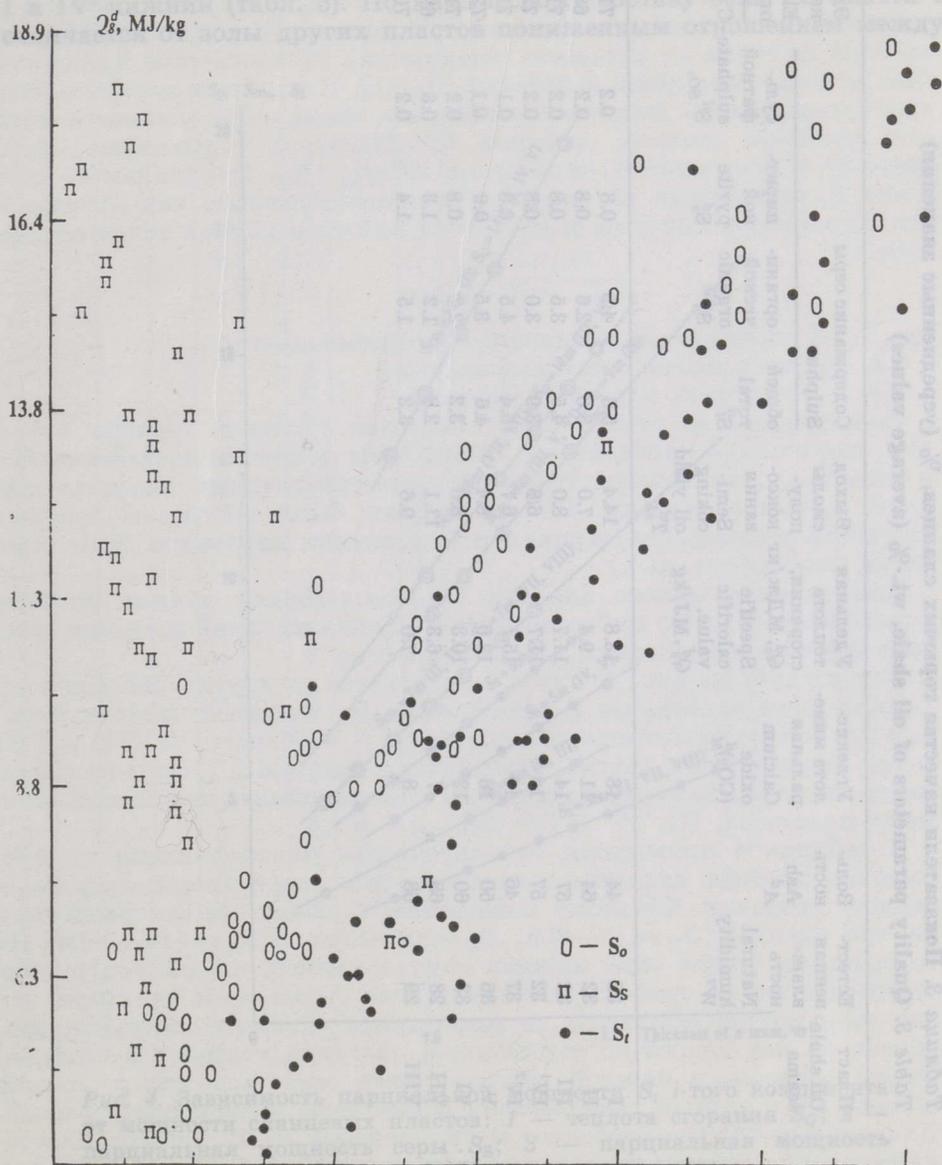


Рис. 3. Зависимость содержания в горючих сланцах отдельных разновидностей серы от удельной теплоты сгорания

Fig. 3. Dependence of the concentration in oil shale separate varieties of sulphur on specific calorific value

Таблица 3. Показатели качества горючих сланцев, % (усредненные значения)
 Table 3. Quality parameters of oil shale, wt.-% (average values)

Пласт Oil shale seams	Естественная влажность Natural humidity W_e	Зольность Ash A^d	Углекислота минеральная Calcium oxide (CO_2) $_M^d$	Удельная теплота сгорания, Q_s^d , МДж/кг Specific calorific value, Q_s^d , MJ/kg	Выход смолы полукоксования Semi-coking oil yield T_{SK}^d	Содержание серы Sulphur			Элементный состав на органическую массу Elemental composition, organic matter basis		
						общей total S_t^d	органической organic S_o^d	пиритной pyrite S_p^d	сульфатной sulphate $S_{SO_2}^d$	C	H
I	32	44	18	13.8	14.4	5.8	4.9	0.8	0.2	71.8	8.4
II	32	64	11	9.4	7.0	3.6	2.6	0.8	0.2	68.9	8.9
III	32	57	14	11.7	8.0	4.5	3.5	0.8	0.2	71.3	9.0
IV ¹	32	57	14	11.7	6.8	3.9	3.0	0.8	0.2	72.3	8.5
IV ²	37	46	19	15.7	6.7	5.4	4.5	0.8	0.1	71.6	9.7
V	36	50	16	13.6	8.4	4.6	3.5	0.9	0.1	72.0	8.4
VI	33	60	12	10.3	8.6	3.2	2.2	0.8	0.2	71.2	9.3
VII	28	68	7	6.3	11.1	2.8	1.2	1.3	0.3	69.5	8.7
VIII	29	68	8	7.0	9.6	3.2	1.5	1.4	0.2	70.9	8.5

Ранее зависимость между различными показателями качества волжских сланцев была охарактеризована в работе [2]. Из-за преобладания в ГС органической разновидности серы извлечение из них серы весьма затруднительно. Не установлена связь между содержанием пиритной серы и удельной теплотой сгорания сланцев (рис. 3), что указывает на независимость процессов сульфидообразования и накопления ОВ. Очевидно, образование ГС и сапропелевых глин, различающихся лишь по содержанию ОВ, происходило в одинаковых геохимических обстановках.

По основным качественным показателям — удельной теплоте сгорания и выходу смолы полукоксования — лучшими являются пласты I и IV²-нижний (табл. 3). По химическому составу зола ГС пласта I отличается от золы других пластов пониженным отношением между

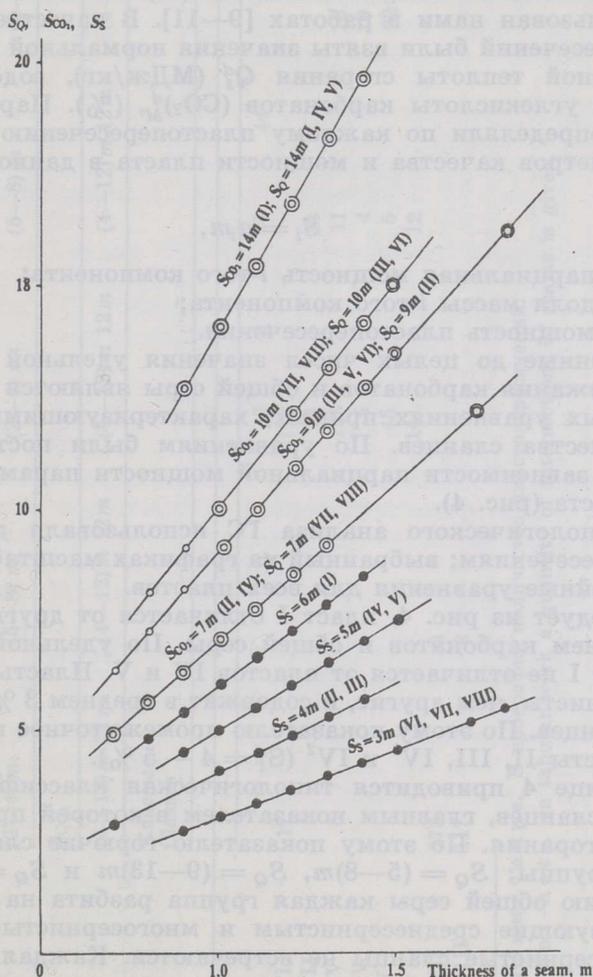


Рис. 4. Зависимость парциальной мощности S_i i -того компонента от мощности сланцевых пластов: 1 — теплота сгорания S_Q ; 2 — парциальная мощность серы S_S ; 3 — парциальная мощность диоксида углерода S_{CO_2} ; I—VIII — номера пластов

Fig. 4. Dependence of partial thickness S_i of the i -th constituent on thickness of oil shale seam: 1 — calorific value S_Q ; 2 — partial thickness of sulphur S_S ; 3 — partial thickness of oxid carbon S_{CO_2} . I—VIII — numbers of the seams

алюмосиликатной ($\text{SiO}_2 + \text{Al}_2\text{O}_3$) и карбонатной ($\text{CaO} + \text{MgO}$) составляющими (< 1). Химический состав золы отражается и на ее свойствах: зола всех пластов ГС, кроме I, относится к легкоплавкой.

Минеральная составляющая ГС представлена глинистыми, кремнистыми и карбонатными минералами. Из глинистых преобладает монтмориллонит и гидрослюда, из кремнистых — кварц, из карбонатных — кальцит (преимущественно органогенный). В работе [8] на основе обобщения данных о вещественном составе ГС волжских месторождений проведен сравнительный анализ ГС этих и других месторождений европейской части России.

С целью многофакторного анализа изменчивости мощности пластов ГС и их качественных характеристик была построена типологическая классификация зависимости парциальной мощности (S_i) показателей качества от мощности пластов (m). Аналогичный прием уже был использован нами в работах [9—11]. В качестве характеристик пластопересечений были взяты значения нормальной мощности пластов удельной теплоты сгорания Q_s^d (МДж/кг), содержания общей серы S_i^d и углекислоты карбонатов (CO_2) $_M^d$ (%). Парциальную мощность S_i определяли по каждому пластопересечению как произведение параметров качества и мощности пласта в данной точке опробования:

$$S_i = a_i m,$$

где S_i — парциальная мощность i -того компонента;

a_i — доля массы i -того компонента;

m — мощность пластопересечения.

Округленные до целых чисел значения удельной теплоты сгорания, содержания карбонатов и общей серы являются коэффициентами в линейных уравнениях прямых, характеризующими определенный класс качества сланцев. По уравнениям были построены графики линейной зависимости парциальной мощности параметра S_i от мощности пласта (рис. 4).

Для типологического анализа ГС использовали данные по всем пластопересечениям; выбранный на графиках масштаб позволил сравнить линейные уравнения для всех пластов.

Как следует из рис. 4, пласт I отличается от других повышенным содержанием карбонатов и общей серы. По удельной теплоте сгорания пласт I не отличается от пластов IV и V. Пласты VI, VII и VIII менее сернисты, чем другие, и содержат в среднем 3 % серы на сухую массу сланцев. По этому показателю промежуточное положение занимают пласты II, III, IV¹ и IV² ($S_i^d = 4 - 5$ %).

В таблице 4 приводится типологическая классификация пластов горючих сланцев, главным показателем в которой принята удельная теплота сгорания. По этому показателю горючие сланцы разделены на три группы: $S_Q = (5-8)m$, $S_Q = (9-13)m$ и $S_Q = (14-20)m$. По содержанию общей серы каждая группа разбита на две подгруппы, соответствующие среднесернистым и многосернистым сланцам, так как малосернистые сланцы не встречаются. Каждая подгруппа разделена на два класса по содержанию диоксида углерода в сланцах. Таким образом, в каждой группе может оказаться четыре класса пластов ГС с разным содержанием общей серы и диоксида углерода. Для пластов ГС Перелюбского месторождения из 12 классов пластопересечений наиболее характерными являются 1, 5, 7, 11 и 12-й классы. Причем пласты 2, 6, 7 и 8-й однородны по сернистости и карбонатности сланцев, поэтому подавляющее большинство пластопересечений по каждому пласту попадает в 1, 3, 5 и 7-й классы. Имеющиеся отклонения, очевидно, вызваны недостоверным определением мощности

Таблица 4. Типологическая классификация пластов горючих сланцев Перелюбского месторождения
Table 4. Typological classification of oil shale seams of the Perelyub deposit

Пласт Seams						
Sq	(14—20) m					
(5—8) m	(9—13) m					
Sst ₁						
(2—4) m	(5—8) m					
(5—8) m	(2—4) m					
SCO ₂						
(4—12) m 12 m	(4—12) m 12 m					
(4—12) m 12 m	(4—12) m 12 m					
Классы Classes						
I	17	3	3	4	44	60
II		118				
III		73		38		3
IV	5	133		11	15	12
IV		5		4	10	152
V		45		5	22	80
VI		141		12		
VII	178		3			
VIII	117		8			

Примечание. В прографке количество пластопересечений.
Foot-note. In tabular work a quantity of intersections of seams is given.

пласта по отдельным пластопересечениям. Анализируя пласт IV по качеству сланцев видим, что пласт IV-верхний попадает в 5-й класс, а IV-нижний — в 11-й. Эти различия прежде всего связаны с неодинаковым темпом накопления ОВ. Только для 1-го пласта большинство пластопересечений характеризуется содержанием диоксида углерода больше 12 %, для других пластов содержание диоксида углерода не превышает этого значения.

Типологические классы определенным образом соотносятся с группами промышленной группировки ГС Волжского бассейна [3] (табл. 5). По направлению использования к первой группе относятся ГС с выходом смолы более 17 % и удельной теплотой сгорания более 13 МДж/кг. По составу сланцы известковые, что подтверждается высоким содержанием диоксида углерода карбонатов. В типологической классификации это классы 4, 11 и 12-й. В последний вошла основная часть пластопересечений пласта I месторождения. Меньше карбонатные сланцы пласта I (содержание CO_2 7—8 %) попадают в 11-й класс. Сюда же относится IV-нижний и частично V пласт.

Вторая и третья группы (технологическое, энерго-технологическое и энергетическое использование) — это ГС с удельной теплотой сгорания от 7 до 13 МДж/кг. Им соответствуют классы с 5-го по 8-й типологической классификации. II, III, IV-верхний и VI пласты относятся к 5-му классу.

Четвертая группа — это ГС низкого качества с выходом смолы 8—10 % и удельной теплотой сгорания 6—7 МДж/кг. Сюда попадают VII и VIII пласты ГС Перелюбского месторождения. В типологической классификации они относятся к 1-му классу.

Выводы

Рассматриваемые ГС Перелюбского месторождения обладают однообразным по составу керогеном — преимущественно коллоальгинитовым — и разнообразным по составу минеральной частью, сложенной силикатами, карбонатами и сульфидами.

Основные пласты ГС по фактору колебания мощности выдержанные.

Типологическая классификация пластопересечений ГС месторождения по трем параметрам качества позволила определить их место в промышленной группировке сланцев Волжского бассейна. Пласты I, IV² и V — лучшие по качеству и могут быть рекомендованы для технологического использования. Пласты II, III, IV¹ и VI подходят для энерготехнологического использования. Сланцы VII и VIII пластов могут быть использованы как энергетические.

A. GONTSOV, A. VNUKOV, A. VINITSKY,
A. KABOKIN, E. HARDIKOVA

CHARACTERISTICS OF THE PERELYUB OIL SHALE DEPOSIT (RUSSIA)

Summary

The Perelyub deposit is located at the territory of the Saratov and Samara Regions, its reserves making up 4 billion tonnes. Tectonically, the deposit is related to the south-west part of the Buzuluk Basin, which is a structure of a second order and complicates the south-east slope of the Volga-Urals arch of the Russian platform. Rocks of Meso-Cainozoic age take part in the structure of the deposit (Figs. 1 and 2).

In the borders of Perelyub deposit the most full section of the Panderia zone is defined, which contains three shale-bearing horizons. Oil-shale seams are distributed and regular in thickness. Some shale beds are often replaced by sapropel clays. The second, third and fourth seams are of complex structure and consist of 2 to 4 beds of oil shale. Eight seams are of industrial significance. Their morphological characteristics are given in Tables 1 and 2.

Oil shales of the deposit are characterized by monotonous kerogene, mainly of a colloalginite type and with different composition of a mineral part. Three petrographic types of oil shales can be distinguished: (1) light-brown marl-clay colloalginite; (2) brown-grey and light-grey clay colloalginite; (3) grey mud-clay colloalginite.

Oil shale natural humidity is 30 to 37 %, ash content 44 to 48 %, carbonates carbonic acid content 7 to 14 %, semicoking oil yield 7 to 18 %, specific calorific value 6.3 to 13.8 MJ/kg (Table 3). Oil shale is characterized by high total sulfur concentration (2.8 to 5.6 % — see Fig. 3). The most carbonateous seam is the first one, carbonic acid content in dry shale reaching 14 %. The other seams are in fact carbonateousless. One of the most characteristic features of the oil shales under study is the high content of the total sulphur, the maximum one detected in the first and in the fourth seams reaching 6 %, dry mass basis. The greatest output of the semicoking resin is detected for oil shales of these seams as well. The ash of the first seam of oil shale differs from the others by the ratio of clayey ($\text{SiO}_2 + \text{Al}_2\text{O}_3$) and carbonateous ($\text{CaO} + \text{MgO}$) components.

Classification of stratum intersection of the deposit was performed using typological constructions. Application of a concept of partial thickness of the rock-forming elements characterizing geometrically the accumulation of its body permitted the description of a sedimentogenic geometrical system by means of analytical geometry and the construction of the corresponding theoretical and experimental linear models of a system like this. Typological classification of oil shale seams of Perelyub deposit is accomplished on the many-factor basis by means of constructing graphes describing dependence between partial capacity S_i of the parameters of seams and the seams' thickness m . These parameters are: specific calorific value Q_s^d , total sulphur content S_t^d and carbonates carbonic acid content $(\text{CO}_2)_M^d$. Partial capacity was defined along each seam intersection as a product of quality parameters and seam thickness in any point of testing:

$$S_i = a_i m.$$

In Table 4 the typological classification of Perelyub oil shales is given, the main index being the specific calorific value. According to this parameter, oil shales are divided into three groups. According to total sulphur content, each group is divided into two subgroups — with middle and high sulphur content. Each of these subgroups is in its turn divided into two sections according to the carbonate carbonic acid content. Thus we have 12 classes of oil shales. Seam intersections belong to various number of classes.

These typological classes correlate with the groups of the industrial grouping of the Volga Basin oil shales (Table 5).

ЛИТЕРАТУРА

1. Внуков А. В., Михайлов В. Ф. и др. Оценка перспективности промышленного использования горючих сланцев Перелюбского и Коцебинского месторождений Волжского бассейна по данным лабораторного изучения их качества // Геологические критерии оценки ресурсов и качества твердых горючих ископаемых для нетопливного использования. Л., 1985. С. 51—54.
2. Жмур С. И., Каттай В. А. Состав и качество горючих сланцев Волжского и Прибалтийского бассейнов // Горючие сланцы. 1984. Т. 1, № 1. С. 24—27.
3. Внуков А. В., Виницкий А. Е. и др. Опыт промышленной группировки горючих сланцев Волжского бассейна для подсчета запасов // ЭИ, ВИЭМС. 1985. Вып. 2. С. 1—11.

4. Корженевский А. А. Об условиях образования горючих сланцев в Саратовском Заволжье // Уч. зап. СГУ. Т. 46. Вып. геол. 1985.
5. Гинзбург А. И., Явхуга Г. В. Новые данные по характеристике горючих сланцев Волжского бассейна // Химия тв. топлива. 1969. № 6. С. 49—59.
6. Хрусталева Г. К., Гонцов А. А. Петрографическая характеристика горючих сланцев Поволжья // Сов. геол. 1980. № 2. С. 112.
7. Хрусталева Г. К., Внуков А. В. и др. Характеристика горючих сланцев основных рабочих пластов перспективных месторождений Поволжья // Горючие сланцы. 1986. Т. 3, № 1. С. 29—40.
8. Каттай В. А. Вещественный состав горючих сланцев основных месторождений европейской части СССР // Там же. 1989. Т. 6, № 2. С. 117—132.
9. Гонцов А. А., Чеботарев В. М. Характеристика и типология горючих сланцев Туровского месторождения // Там же. 1987. Т. 4, № 4. С. 344—352.
10. Гонцов А. А., Внуков А. В. и др. Рациональный способ выделения пластов горючих сланцев и оценка их качества по содержанию органического углерода // Передовой научно-производственный опыт. М., 1989. С. 17—25.
11. Виницкий А. Е., Внуков А. В. и др. Характеристика и типология горючих сланцев Джамского месторождения // Новые методы изучения состава и технологических свойств углей и горючих сланцев. М., 1989. С. 131—138.

Представил В. Раукас

Всесоюзный научно-исследовательский
геологоразведочный институт
угольных месторождений
Ростов-на-Дону,
Россия

Поступила в редакцию
26.10.90

Саратовская комплексная геолого-
разведочная экспедиция
ПГО «Низневолжскгеология»
Россия

Presented by V. Raukas
Received
26 October 1990

Scientific Research Institute
of Coal Deposits
Rostov-on-Don, Russia
Saratov Geological Expedition
of the Production Association
«Niznevolzhskgeologija»
Saratov, Russia