

Исследование компонентного состава органического вещества отложений Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области по результатам литолого-петрофизических и геохимических исследований

Р.С. Хисамов¹, Н.А. Скибицкая², Н.И. Самохвалов^{2*}, К.В. Коваленко³, О.К. Навроцкий⁴

¹ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

²Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

³Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

⁴АО «НВНИИГТ», Саратов, Россия

В работе получены и проанализированы исходные данные для определения компонентного состава органического вещества путем комплексного анализа результатов литоло-петрофизических, геохимических и геофизических исследований нижнемеловых (K₁) и среднеюрских (J_{2a-b}) отложений Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области. Разработан способ раздельного определения концентраций керогена и битумоидов по данным пиролитических и битуминологических исследований, на основании которого получены характеристики распределения разных компонентов органического вещества в рассматриваемых литотипах пород и выявлена связь между их концентрациями. Большинство образцов имеют низкие и бедные концентрации органического вещества и бедный генерационный потенциал. Кероген преимущественно представлен III типом, а степень преобразования характеризуются стадиями от ПК₃ до МК₃. Для изученных образцов битумоидов характерны низкие концентрации асфальтенов и ароматических углеводородов. Основная часть битумоидов представлена легкими и тяжелыми смолами. На основании проведенных петрофизических и геохимических исследований получена тесная связь концентрации органического углерода и массовой концентрации нуклидов калия. Эта связь указывает на то, что кероген в рассматриваемых отложениях ассоциирован с глинистыми минералами, что также подтверждается минеральным составом пород.

Ключевые слова: кероген, битумоиды, нефтегазоматеринские отложения, пиролиз, экстракция

Для цитирования: Хисамов Р.С., Скибицкая Н.А., Самохвалов Н.И., Коваленко К.В., Навроцкий О.К. (2021). Исследование компонентного состава органического вещества отложений Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области по результатам литолого-петрофизических и геохимических исследований. *Георесурсы*, 23(4), с. 66–72. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.8>

Анализ литературных данных показывает, что преимущественное число работ, связанных с изучением геохимических характеристик пород Северного Кавказа и Восточного Предкавказья, посвящены миоценовым и олигоценным отложениям, в частности породам майкопской серии (Керимов и др., 2015; Керимов и др., 2017; Луканова, 2011; Холодов, Недумов 1981; Яндарбиев и др., 2017; Vincent, Kaye, 2018). Однако промышленная нефтегазоносность этой области связана также и с нефтегазоносными комплексами юрского и мелового периодов (Соколов и др., 1990; Орел и др., 2001; Керимов и др., 2014). Целью данной работы являлось изучение закономерностей преобразования органического вещества терригенных пород нижнемеловых (K₁) и среднеюрских (ааленского и байосского ярусов) (J_{2a-b}) отложений Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области (НГО).

Объектом исследования являлась одна из изученных площадей (площадь П2) Восточно-Предкавказской НГО, нефтегазоносность нижнемеловых и среднеюрских

отложений которой подтверждается результатами бурения и испытания скважин, а также нефтегазоносностью этих же отложений на прилегающих площадях. Обзорная схема района исследований приведена на рис. 1 (по данным (Хисамов и др., 2020)). Характеристика изученных отложений представлена в таблице 1.

Исследование закономерностей взаимосвязанных процессов катагенетического преобразования органического вещества (ОВ) в составе терригенной и терригенно-карбонатной нефтегазоматеринской матрицы требует более пристального внимания в связи с необходимостью освоения уже в настоящее время трудноизвлекаемых запасов углеводородов, приуроченных к нефтегазоматеринским отложениям Западно-Сибирской, Прикаспийской, Северо-Кавказской и Волго-Уральской провинций.

В работе изучены нижнемеловые и среднеюрские породы Восточно-Предкавказской НГО, которые в зоне отбора керна представлены разнородными полимиктовыми песчаниками с глинисто-карбонатным цементом и глинисто-кремнисто-карбонатными породами. Минеральный состав обломочной части преимущественно представлен кварцем, обломками магматических кислых пород и полевыми шпатами. По минеральному составу в исследуемых

* Ответственный автор: Никита Игоревич Самохвалов
e-mail: hikz1@mail.ru



Рис. 1. Обзорная карта расположения изученной площади П2 Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области (по данным (Хисамов и др. 2020))

Расположение	Литология	Возраст отложений	Тектоническая приуроченность
Восточно-Предкавказская НГО	Терригенные породы	К ₁ , J _{2a-b}	Чограйский прогиб зоны Маньчских прогибов

Табл. 1. Характеристика изученных отложений

породах преобладают два вида цемента. Для первого характерен смешанный глинистый минеральный состав: иллит, каолинит, хлорит. Тип цементации преимущественно базальный, местами пленочно-поровый. Второй вид цемента карбонатный, по минеральному составу доломит-сидеритовый. Емкостное пространство пород коллекторов достигает 25 %.

На установке типа Rock-Eval 6 Turbo (Behar et al., 2001) проведены стандартные пиролитические исследования при последовательном температурном режиме: 0–180–650–800 °С (навеска образца породы для анализа – 70 мг, фракция – 0.25 мм). По результатам пиролитических исследований (табл. 2) для неэкстрагированных образцов на основании диаграммы $HI = f(T_{max})$ (HI – водородный индекс по данным пиролитических исследований; T_{max} – температура максимального выхода углеводородов на пике S_2 ; S_2 – пик пиролиза, фиксируемый пламенно-ионизационным детектором в интервале температур 300–650 °С) можно сделать вывод, что кероген относится к смешанному типу (рис. 2а). На основании диаграммы $S_2 = f(ТОС)$ (ТОС (Total organic carbon) – суммарная массовая концентрация органического углерода) (рис. 2б) содержание органического углерода варьирует от низкого до бедного, генерационный потенциал керогена бедный (Peters, Cassa, 1994). Степень преобразованности характеризуется стадиями от ПК₃ до МК₃ (Воробьева, 2014). Для

нижнемеловых отложений характерны стадии ПК₃–МК₁, для среднеюрских – МК₁–МК₂. В связи с тем, что концентрации ОВ низки, и пиролитические исследования проводились на неэкстрагированных образцах, использование параметра T_{max} для оценки степени преобразованности керогена может быть недостаточно корректным и может приводить к неправильным результатам (Chen et al., 2016; Dembicki, 2009).

Для эффективного извлечения высокомолекулярных битуминозных компонентов (битумоидов) были подготовлены порошки (диаметр зерен 0.25 мм) отобранных образцов, которые подвергались последовательной в четыре этапа экстракции, следующими растворителями: хлороформ (ХБА1) – спирто-бензол (СББ1) – хлороформ (ХБА2) – спирто-бензол (СББ2). Количественные определения содержания битумоидов в выделенных хлороформенных экстрактах проводились весовым методом. Отфильтрованный на обеззоленном фильтре хлороформенный экстракт помещался в открытую емкость для удаления растворителя испарением. Концентрация битумоидов определялась по разности предварительно взвешенной емкости и емкости с высушенным до постоянной массы битумоидом. Полученные таким образом количественные значения содержания битумоидов для 4 г породы пересчитывались в весовые проценты.

№ обр.	Возраст	S1 (мг/г)	S2 (мг/г)	PIc	Tmax (°C)	ТОС (%)	HI
1ВБ/3	K1	0,02	0,1	0,13	-	0,07	143
1ВБ/4	K1	0,19	0,39	0,33	-	0,16	244
1ВБ/5	K1	0,06	0,3	0,17	427	0,12	250
1ВБ/6	K1	0,04	0,48	0,07	415	0,09	533
1ВБ/7а	K1	0,08	0,15	0,35	428	0,22	68
1ВБ/7б	K1	0,09	0,19	0,31	-	0,23	83
1ВБ/8	K1	0,08	0,27	0,22	-	0,21	129
1ВБ/9	K1	0,09	0,33	0,22	427	0,21	157
1ВБ/10	K1	0,05	0,38	0,13	428	0,25	152
1ВБ/15	K1	0,12	0,26	0,32	429	0,33	79
1ВБ/16	K1	0,13	0,52	0,2	425	0,38	137
1ВБ/17	K1	0,08	0,25	0,24	428	0,38	66
1ВБ/18	K1	0,13	0,62	0,18	-	0,17	365
1ВБ/20	K1	0,06	0,58	0,1	-	0,29	200
1ВБ/22	J2a-b	0,11	0,24	0,32	-	0,12	200
1ВБ/24	J2a-b	0,14	0,21	0,4	-	0,05	420
1ВБ/25	J2a-b	0,1	0,29	0,26	-	0,07	414
1ВБ/26	J2a-b	0,09	0,27	0,25	-	0,09	300
1ВБ/28	J2a-b	0,09	0,27	0,25	441	0,2	135
1ВБ/29	J2a-b	0,1	0,32	0,24	-	0,17	188
1ВБ/32	J2a-b	0,07	0,31	0,18	437	0,4	78
1ВБ/33	J2a-b	0,18	0,5	0,26	436	0,4	125
1ВБ/35	J2a-b	0,05	0,51	0,09	438	0,4	128
1ВБ/38	J2a-b	0,07	0,57	0,12	438	0,52	110
1ВБ/39	J2a-b	0,13	0,63	0,17	439	0,62	102
1ВБ/40	J2a-b	0,35	0,75	0,32	439	0,7	107
1ВБ/42	J2a-b	0,21	0,6	0,25	440	0,67	90
1ВБ/43	J2a-b	0,16	0,9	0,15	441	0,82	110
1ВБ/45	J2a-b	0,2	1,3	0,14	442	0,76	171
1ВБ/47	J2a-b	0,09	0,67	0,12	442	1	67
1ВБ/54	J2a-b	0,16	0,98	0,14	443	1,08	91
1ВБ/57	J2a-b	0,2	1,18	0,15	441	0,69	171

Табл. 2. Результаты пиролитических исследований. HI – водородный индекс, PI – индекс продуктивности.

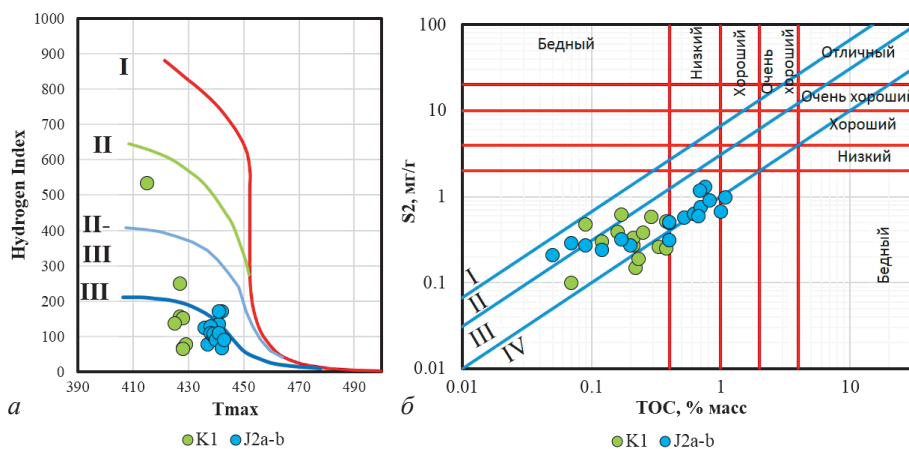


Рис. 2. Диаграмма $HI = f(T_{max})$ (а) и диаграмма $S_2 = f(ТОС)$ (б) для нижнемеловых и среднеюрских отложений Восточно-Предкавказской НГО

Компонентный состав выделенных битумоидов определялся методом капиллярных вытяжек.

Результаты комплексной обработки данных пиролиза и экстракций

Раздельное определение компонентов органического вещества имеет важное значение, как при анализе закономерностей преобразования ОВ, степени зрелости ОВ, так и при определении фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) отложений.

На рис. 3 представлено корреляционное соотношение концентраций органического углерода и экстрагированных битумоидов. Диаграмма также указывает на низкие концентрации органического углерода и на достаточно высокие концентрации битумоидов для некоторых образцов, что свидетельствует о достаточно высокой степени преобразованности органического вещества и о возможном наличии легкой нефти.

Компонентный состав битумоидов является важным критерием при оценке зрелости ОВ, его способности генерировать углеводороды нефтяного ряда. На ранних стадиях генерации компонентный состав битумоидов представлен преимущественно асфальтенами и тяжелыми (спирто-бензольными) смолами, доля которых в процессе созревания существенно уменьшается и переходит в осмоленные компоненты (легкие смолы), масла и жидкие нефтяные УВ (Богородская и др., 2005; Вассоевич, 1982; Jarvie et al., 2015).

Для изученных образцов битумоидов из пород нижнемеловых и среднеюрских отложений одной из площадей Восточно-Предкавказской НГО характерно низкое содержание асфальтенов (кроме некоторых образцов J₂a-b возраста). Концентрации ароматических углеводородов относительно низкие. Отмечается относительно высокое содержание легких и тяжелых смол. Это позволяет сделать вывод о том, что степень зрелости ОВ соответствует, преимущественно, грациям катагенеза МК₂ – начало МК₃ (Jarvie et al., 2015). Средний компонентный состав битумоидов представлен в таблице 3.

Способ раздельного определения концентраций керогена и битумоидов

Пренебрегая долей серы и азота в элементном составе органического вещества, сумму массовых пиролитических

параметров можно рассматривать как массовую концентрацию органического вещества, растворимого (битумоиды) и нерастворимого (кероген) в органических растворителях (ТОМ (Total organic matter) – суммарная массовая концентрация органического вещества). Параметр ТОМ, определенный на неэкстрагированных образцах, представляет собой суммарную концентрацию керогена и битумоидов (в мас. %) (Самохвалов и др., 2020). В случае использования экстрагированных образцов, параметр ТОМ_{ex} характеризует концентрацию керогена (в мас. %).

При наличии проведенных пиролитических исследований на неэкстрагированных порошках и данных по экстракции порошков для одного и того же образца ядра существует возможность оценить массовую концентрацию керогена в образце (Самохвалов и др., 2019а, б). Для этого из суммарной концентрации ОВ в неэкстрагированном порошке (ТОМ) необходимо вычесть массовую концентрацию битумоидов, полученную путем экстракции:

$$\begin{cases} TOM = RC + PC + PH + PO = C_{ВМК} + C_{КЕР} \\ TOM_{ex} = C_{КЕР} \approx TOM - C_{ВМК} \end{cases} \quad (1)$$

где RC (Residual organic carbon) – массовая концентрация углерода, образовавшегося в фазе окисления; PC (Pyrolysable organic carbon) – массовая концентрация углерода, образовавшегося в фазе пиролиза; PH (Pyrolysable organic hydrogen) – массовая концентрация водорода, образовавшегося в фазе пиролиза; PO (Pyrolysable organic oxygen) – массовая концентрация кислорода, образовавшегося в фазе пиролиза; C_{кер} – массовая концентрация керогена; C_{вмк} – массовое содержание битумоидов (высокомолекулярных компонентов – ВМК) по результатам экстракции (все величины в мас. %).

На рис. 4 представлено изменение суммарной концентраций ОВ и концентраций битумоидов с изменением открытой пористости для литотипов пород, представленных в интервале отбора ядра.

Песчаники с карбонатно-глинистым цементом характеризуются низким содержанием керогена, наибольшими концентрациями битумоидов и коэффициентом открытой пористости от 14 % до 25 %. Заглинизированные песчаники характеризуются средними концентрациями керогена и битумоидов и коэффициентом открытой пористости в интервале от 7 % до 14 %. Для глинисто-кремнисто-карбонатных пород характерно относительно высокое содержание керогена и низкое содержание битумоидов; коэффициент открытой пористости варьирует в интервале от 3 % до 7 %.

На рис. 5 показана связь между содержанием керогена и отношением содержания битумоидов к содержанию керогена для среднеюрских и нижнемеловых отложений Восточно-Предкавказской НГО. Эта зависимость описывается единой линейной функцией. Текущий ресурсный потенциал керогена представленных отложений мал: значения параметра пиролиза S₂ для данной коллекции образцов варьируют от 0.05 до 1.3 мг/г.



Рис. 3. Диаграмма зависимости концентрации битумоидов от концентрации органического углерода (ТОС) для среднеюрских (синие точки) и нижнемеловых (зеленые точки) отложений Восточно-Предкавказской НГО

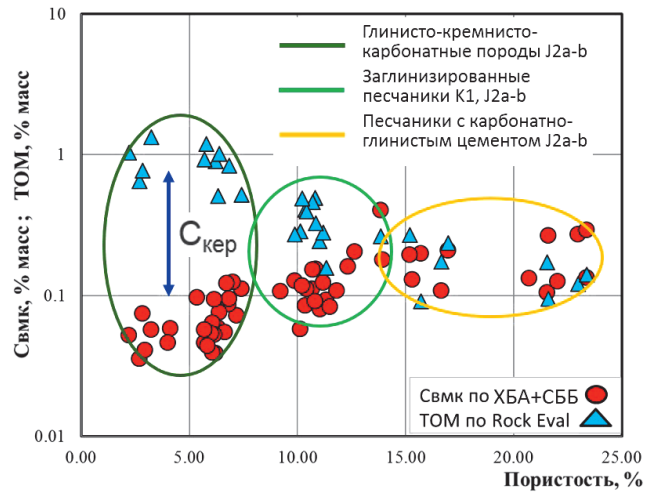


Рис. 4. Закономерность изменений суммарных весовых концентраций TOM и весовых концентраций $C_{\text{ВМК}} = \sum \text{ХБА} + \sum \text{СББ}$ с изменением открытой пористости в породах различных литотипов мезозойских отложений одной из площадей Восточно-Предкавказской НГО

	Возраст	Масла, %			Смолы, %		Асфальтены, %
		Ароматические УВ	Метано-нафтеновые УВ	Σ (масла)	Легкие	Тяжелые	
Восточно-Предкавказская НГО	K ₁	11,6	25,6	37,2	47,3	12,6	2,8
	J _{2a-b}	1,4	12,3	13,7	44,7	33,9	7,7

Табл. 3. Средний компонентный состав битумоидов нижнемеловых и среднеюрских отложений Восточно-Предкавказской НГО

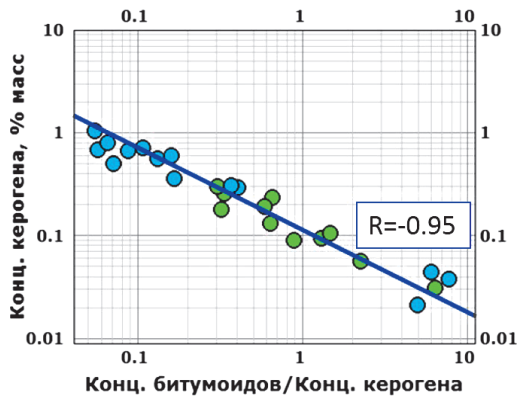


Рис. 5. Связь между содержанием керогена и отношением содержания битумоидов к содержанию керогена для среднеюрских (синий) и нижнемеловых (зеленый) отложений Восточно-Предкавказской НГО

Компонентный состав битумоидов в рассматриваемых литотипах имеет примерно одинаковый состав и, преимущественно, состоит из смол; в достаточно высоких концентрациях присутствуют масла метано-нафтенового состава. На рис. 6 представлена диаграмма осредненного относительного компонентного состава ОВ пород мезозойских отложений Восточно-Предкавказской НГО.

Результаты интерпретации данных геохимических и скважинных геофизических исследований

Традиционно концентрацию керогена коррелируют с ураном, однако при низких концентрациях урана отмечаются связи с торием и калием, что, возможно, объясняется ассоциацией керогена с глинистыми или иными минералами (Кожевников, 1997, 2000; Fertl, 1979; Schmoker, 1981). Для нижнемеловых и среднеюрских отложений

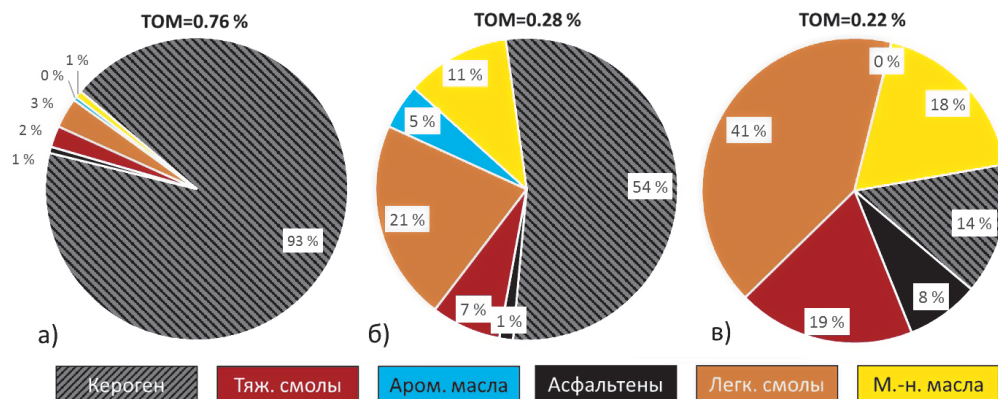


Рис. 6. Средний компонентный состав ОВ а) глинисто-кремнисто-карбонатных пород, б) заглинизированных песчаников и в) песчаников с карбонатно-глинистым цементом Восточно-Предкавказской НГО

Восточно-Предкавказской НГО связь ТОС с ураном имеет большой разброс, тогда как для тория, калия и интегрального уранового эквивалента можно отметить более тесные связи. На рис. 7 представлена полученная тесная связь ТОС с массовым содержанием калия ($R = 0.847$).

На рис. 8 приведен планшет с результатами пиролитических, битуминологических исследований и результаты интерпретации данных скважинных геофизических исследований для рассматриваемых отложений. В окне 10 представлена объемная минералогическая модель, рассчитанная на основании методов ГИС. На основании данных, представленных в 8 и 9 окне, можно сделать вывод, что заглинизированные песчаники и песчаники с карбонатно-глинистым цементом имеют достаточно высокие значения пиролитического индекса продуктивности (PI), что означает, что наиболее преобразованное ОВ находится в породах с лучшими по отношению к глинисто-кремнисто-карбонатным породам ФЕС. Такой высокий индекс продуктивности указывает и на то, что ОВ в этих породах находится преимущественно в зрелом состоянии ($PI > 0.1$) (Schmoker, 1981).

Выводы

Результаты пиролитических и битуминологических исследований рассматриваемых отложений указывают на то, что в мезозойских отложениях Восточно-Предкавказской НГО кероген представлен смешанным типом. Текущее содержание органического углерода варьирует от низкого до бедного, текущий генерационный потенциал керогена бедный, а степень преобразованности ОВ характеризуется градациями катагенеза от МК₃ до МК₃.

Компонентный состав битумоидов также указывает на степень зрелости органического вещества. Для изученных образцов битумоидов из пород Восточно-Предкавказской НГО характерно относительно низкое

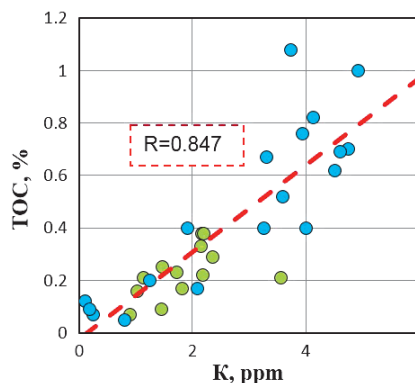


Рис. 7. $ТОС = f(K)$ для нижнемеловых (зеленый) и среднеюрских (синий) отложений Восточно-Предкавказской НГО

содержание асфальтенов (кроме некоторых образцов J₂a-b возраста). Относительные концентрации ароматических углеводородов достаточно низкие. Отмечается высокое относительное содержание легких и тяжелых смол. Это позволяет сделать вывод, что степень зрелости ОВ соответствует в основном градациями катагенеза МК₂–МК₃.

Из положения, что органическое вещество преимущественно состоит из углерода, водорода и кислорода, его массовую концентрацию можно рассчитать в виде массовой концентрации органического вещества (ТОМ). Параметр ТОМ для неэкстрагированных образцов включает в себя суммарную концентрацию битумоидов и керогена, тогда как ТОМ для экстрагированных образцов приблизительно равен концентрации керогена.

Породы мезозойских отложений Восточно-Предкавказской НГО в интервале отбора керн представлены тремя литотипами: глинисто-кремнисто-карбонатные породы, заглинизированные песчаники, песчаники с карбонатно-глинистым цементом. Для трех рассматриваемых

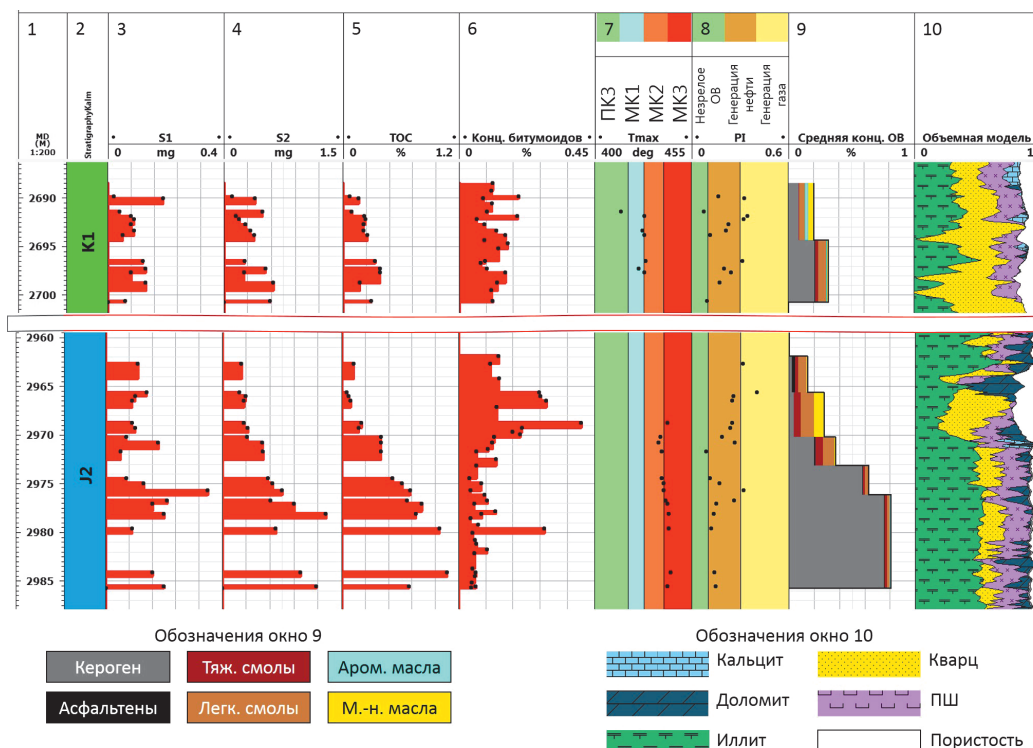


Рис. 8. Планшет с результатами пиролитических, битуминологических исследований и результаты интерпретации данных скважинных геофизических исследований для среднеюрских и нижнемеловых отложений Восточно-Предкавказской НГО

литотипов характерен разный относительный состав компонентов органического вещества и ФЕС.

По результатам гамма-спектрометрических и петрофизических исследований можно предположить, что органическое вещество ассоциировано с глинистыми минералами.

Литература

Богородская Л.И., Конторович А.Э., Ларичев А.И. (2005). Кероген. Методы изучения, геохимическая интерпретация. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал Гео.

Вассоевич Н.Б. (1982). О нефтематеринском потенциале. Методы оценки нефте- и газоматеринского потенциала седиментитов. М.: Наука, с. 5–19.

Воробьева Е.В. (2014). Палеотектонические реконструкции и нефтегазоматеринские породы Рязано-Саратовского прогиба. Дисс. канд. геол.-мин. наук. Саратов.

Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Дмитриевский С.С., Яндарбиев Н.Ш., Козлова Е.В. (2015). Перспективы поисков скоплений углеводородов в сланцевых низкопроницаемых толщах хадумской свиты Предкавказья. *Нефтяное хозяйство*, 10, с. 50–53.

Керимов В.Ю., Лапидус А.Л., Яндарбиев Н.Ш., Мовсумзаде Э.М., Мустаев Р.Н. (2017). Физико-химические свойства сланцевых толщ майкопской серии Предкавказья. *Химия твердого топлива*, 2, с. 58–66.

Керимов И.А., Даукаев А.А., Бачаева Т.Х. (2014). Ресурсная база УВ сырья и перспективы нефтегазоносности Восточного Предкавказья. *Геология и геофизика юга России*, 4(2), с. 30–41.

Кожевников Д.А. (1997). Гамма-спектрометрия в комплексе геофизических исследований нефтегазовых скважин. *Каротажник*, 38–39.

Кожевников Д.А. (2000). Интерпретация и петрофизическая информативность данных гамма-метода. *Геология*, 4, с. 9–19.

Луканова О.О. (2011). Геолого-геохимические условия нефтегазоносности палеоцен-эоценовых отложений Центрального и Восточного Предкавказья. Дисс. канд. геол.-мин. наук. Кубанский гос. ун.

Орел В.Е., Распопов Ю.В., Скрипкин А.П. (2001). Геология и нефтегазоносность Предкавказья. М.: ГЭОС.

Самохвалов Н.И., Скибицкая Н.А., Коваленко К.В. (2019а). Дифференцированная оценка характеристик продуктивности пород по данным ГИС на основе петрофизического и геохимического обеспечения. *Геология*, 6, с. 85–92.

Самохвалов Н.И., Скибицкая Н.А., Коваленко К.В. (2019б). Вопросы определения содержания керогена в породах нефтегазоматеринских отложений. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 6, с. 69–74. [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-11\(335\)-69-74](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-11(335)-69-74)

Самохвалов Н.И., Скибицкая, Н.А., Коваленко К.В. (2020). Литолого-петрофизическое и геохимическое обеспечение интерпретации данных ГИС для определения массовых и объемных концентраций органического вещества. *Труды Российского государственного университета нефти и газа им. Губкина*, 2, с. 27–38. [https://doi.org/10.33285/2073-9028-2020-2\(299\)-27-38](https://doi.org/10.33285/2073-9028-2020-2(299)-27-38)

Соколов Б.А., Корчагина Ю.И., Мирзоев Д.А., Сергеева В.Н., Соборнов К.О., Фадеева Н.П. (1990). Нефтегазообразование и нефтегазонакопление в Восточном Предкавказье. М.: Наука, 206 с.

Хисамов Р.С., Базаревская В.Г., Скибицкая Н.А., Бурханова И.О., Кузьмин В.А., Большаков М.Н., Марутян О.О. (2020). Влияние структуры порового пространства и смачиваемости на остаточное газонасыщение. *Георесурсы*, 22(2), с. 2–7. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.2.2-7>

Холодов В.Н., Недумов Р.И. (1981). Литология и геохимия среднего

миоцена Восточного Предкавказья. *Труды геологического института*, вып. 358. М.: Наука, 219 с.

Яндарбиев Н.Ш., Фадеева Н.П., Козлова Е.В., Наумчев Ю.В. (2017). Геология и геохимия хадумской свиты Предкавказья – как потенциального источника «сланцевых» углеводородов. *Георесурсы*, Спецвыпуск, ч. 2, с. 208–226. <http://doi.org/10.18599/grs.19.21>

Behar F., Beaumont V., Penteado H.L.D.B. (2001). Rock-Eval 6 technology: performances and developments. *Oil & Gas Science and Technology*, 56(2), pp. 111–134. <https://doi.org/10.2516/ogst.2001013>

Chen Z., Jiang C., Lavoie D. et al. (2016). Model-assisted Rock-Eval data interpretation for source Examples from producing and potential shale gas resource plays. *International Journal of Coal Geology*, 165, pp. 290–302. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.08.026>

Dembicki Jr H. (2009). Three common source rock evaluation errors made by geologists during prospect or play appraisals. *AAPG bulletin*, 93(3), pp. 341–356. <https://doi.org/10.1306/10230808076>

Fertl W.H. (1979). Gamma ray spectral data assists in complex formation evaluation. *The Log Analyst*, 20(05).

Jarvie D.M., Jarvie B.M., Weldon W.D. et al. (2015). Geochemical assessment of in situ petroleum in unconventional resource systems. *Unconventional Resources Technology Conference*, San Antonio, Texas, pp. 875–894. <https://doi.org/10.15530/urtec-2015-2173379>

Peters K.E., Cassa M.R. (1994). Applied source rock geochemistry: American Association of Petroleum Geologists Memoir 60.

Schmoker J.W. (1981). Determination of organic-matter content of Appalachian Devonian shales from gamma-ray logs. *AAPG Bulletin*, 65(7), pp. 1285–1298. <https://doi.org/10.1306/03B5949A-16D1-11D7-8645000102C1865D>

Vincent S.J., Kaye M.N.D. (2018). Source rock evaluation of Middle Eocene-Early Miocene mudstones from the NE margin of the Black Sea. Geological Society, London, Special Publications, 464(1), pp. 329–363. <https://doi.org/10.1144/SP464.7>

Сведения об авторах

Раис Салихович Хисамов – доктор геол.-мин. наук, профессор, ПАО «Татнефть»

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

Наталья Александровна Скибицкая – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Никита Игоревич Самохвалов – аспирант, старший инженер, Институт проблем нефти и газа РАН

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Казимир Викторович Коваленко – доктор геол.-мин. наук, профессор, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, Ленинский пр., д. 65, корп. 1

Олег Константинович Навроцкий – доктор геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, АО «НВНИИГТ»

Россия, 410012, Саратов, ул. Московская, д. 70

Статья поступила в редакцию 01.07.2020;

Принята к публикации 11.04.2021; Опубликована 30.11.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Study of the component composition of organic matter of the East Pre-Caucasian basin rocks based on the results of lithological, petrophysical and geochemical studies

R.S. Khisamov¹, N.A. Skibitskaya², N.I. Samokhvalov^{2*}, K.V. Kovalenko³, O.K. Navrotsky⁴

¹Tatneft PJSC, Almetьевsk, Russian Federation

²Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

³Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russian Federation

⁴NVNIIGG PJSC, Saratov, Russian Federation

*Corresponding author: Nikita I. Samokhvalov, e-mail: hikz1@mail.ru

Abstract. This study introduces results of lithological, petrophysical and geochemical investigation of Lower Cretaceous (K.) and Middle Jurassic (J_{a-b}) rocks of East Pre-Caucasian basin.

According to pyrolytic and bituminological studies method of separate determination of kerogen and bitumen concentration been developed. In accordance with this method differentiation of organic matter components in different lithotypes of rocks been described. Also relationship between bitumen and kerogen concentrations been revealed.

The majority of samples have poor to fair organic richness and poor source potential. Kerogen type is commonly presented by type III and stages of maturity characterized by stages PC₃ to MC₃. Bitumen compounds have low concentrations of asphaltenes and aromatic hydrocarbons and mainly contains light and heavy resins.

Based on petrophysical and geochemical studies a close relationship between the concentration of organic carbon and the weight concentration of potassium nuclides was obtained. This relationship indicates that kerogen in the sediments under consideration is associated with clay minerals, which is also confirmed by the mineral composition of the rocks.

Keywords: kerogen, bitumen, source rocks, pyrolysis, extraction

Recommended citation: Khisamov R.S., Skibitskaya N.A., Samokhvalov N.I., Kovalenko K.V., Navrotsky O.K. (2021). Study of the component composition of organic matter of the East Pre-Caucasian basin rocks based on the results of lithological, petrophysical and geochemical studies. *Georesury = Georesources*, 23(4), pp. 66–72. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.8>

References

- Behar F., Beaumont V., Penteadó H.L.D.B. (2001). Rock-Eval 6 technology: performances and developments. *Oil & Gas Science and Technology*, 56(2), pp. 111–134. <https://doi.org/10.2516/ogst:2001013>
- Bogorodskaya L.I., Kontorovich A.E., Larichev A.I. (2005). Kerogen. Research methods, geochemical interpretation. Novosibirsk: SB RAS Publ., Geo. (In Russ.)
- Chen Z., Jiang C., Lavoie D. et al. (2016). Model-assisted Rock-Eval data interpretation for source Examples from producing and potential shale gas resource plays. *International Journal of Coal Geology*, 165, pp. 290–302. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.08.026>
- Dembicki Jr H. (2009). Three common source rock evaluation errors made by geologists during prospect or play appraisals. *AAPG bulletin*, 93(3), pp. 341–356. <https://doi.org/10.1306/10230808076>
- Fertl W.H. (1979). Gamma ray spectral data assists in complex formation evaluation. *The Log Analyst*, 20(05).
- Jarvie D.M., Jarvie B.M., Weldon W.D. et al. (2015). Geochemical assessment of in situ petroleum in unconventional resource systems. *Unconventional Resources Technology Conference*, San Antonio, Texas, pp. 875–894. <https://doi.org/10.15530/urtec-2015-2173379>
- Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Dmitrievskiy S.S., Yandarbiev N.Sh., Kozlova E.V. (2015). Prospects of the search for hydrocarbon accumulations in low-permeability shale strata of the Khadam Formation of the Ciscaucasia Perspektivy poiskov skopleniy uglevodorodov v slantsyevykh nizkopronitsaemykh tolshchakh khadumskoy svity Predkavkaz'ya. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 10, pp. 50–53. (In Russ.)
- Kerimov V.Yu., Lapidus A.L., Yandarbiev N.Sh., Movsumzade E.M., Mustaev R.N. (2017). Physicochemical Properties of Shale Strata in the Maikop Series of Ciscaucasia. *Solid Fuel Chemistry*, 2, pp. 58–66. <https://doi.org/10.3103/S0361521917020057>
- Kerimov I.A., Daukaev A.A., Bachaeva T.Kh. (2014). The resource base of hydrocarbon raw materials and oil and gas potential of the Eastern Ciscaucasia. *Geologiya i geofizika yuga Rossii = Geology and Geophysics of Russian South*, 4(2), pp. 30–41. (In Russ.)
- Khisamov R.S., Bazarevskaya V.G., Skibitskaya N.A., Burkhanova I.O., Kuz'min V.A., Bol'shakov M.N., Marutyan O.O. (2020). Influence of the pore space structure and wettability on residual gas saturation. *Georesury*, 22(2), c. 2–7. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.2.2-7>
- Kholodov V.N., Nedumov R.I. (1981). Lithology and geochemistry of the Middle Miocene of the Eastern Ciscaucasia. *Proceedings of the Geological Institute*, vol. 358. Moscow: Nauka, 219 p. (In Russ.)
- Kozhevnikov D.A. (1997). Gamma spectrometry in the complex of geophysical studies of oil and gas wells. *Karotazhnik*, 38–39. (In Russ.)
- Kozhevnikov D.A. (2000). Interpretation and petrophysical information content of the gamma-method data. *Geofizika*, 4, pp. 9–19. (In Russ.)
- Lukanova O.O. (2011). Geological and geochemical conditions of oil and gas content of the Paleocene-Eocene deposits of the Central and Eastern Ciscaucasia. Cand. geol. and min. sci. diss. Kuban state univer. (In Russ.)
- Orel V.E., Raspopov Yu.V., Skripkin A.P. (2001). Geology and oil and gas potential of the Ciscaucasia. Moscow: GEOS. (In Russ.)
- Peters K.E., Cassa M.R. (1994). Applied source rock geochemistry: American Association of Petroleum Geologists Memoir 60.
- Samokhvalov N.I., Skibitskaya N.A., Kovalenko K.V. (2019a). Differentiated evaluation of rock production characteristics from well logging data on the basis of petrophysical and geochemical investigation. *Geofizika*, 6, pp. 85–92. (In Russ.)
- Samokhvalov N.I., Skibitskaya N.A., Kovalenko K.V. (2019b). The problems of determining the content of kerogen in the oil and gas source rocks. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 6, pp. 69–74. (In Russ.) [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-11\(335\)-69-74](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-11(335)-69-74)
- Samokhvalov N.I., Skibitskaya, N.A., Kovalenko K.V. (2020). Lithological-petrophysical and geochemical support for the interpretation of well logging data to determine the mass and volume concentrations of organic matter. *Proceedings of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas*, 2, pp. 27–38. (In Russ.) [https://doi.org/10.33285/2073-9028-2020-2\(299\)-27-38](https://doi.org/10.33285/2073-9028-2020-2(299)-27-38)
- Schmoker J.W. (1981). Determination of organic-matter content of Appalachian Devonian shales from gamma-ray logs. *AAPG Bulletin*, 65(7), pp. 1285–1298. <https://doi.org/10.1306/03B5949A-16D1-11D7-8645000102C1865D>
- Sokolov B.A., Korchagina Yu.I., Mirzoev D.A., Sergeeva V.N., Sobornov K.O., Fadeeva N.P. (1990). Oil and gas formation and accumulation in the Eastern Ciscaucasia. Moscow: Nauka, 206 p. (In Russ.)
- Vassoevich N.B. (1982). About oil source potential. Methods for assessing the oil and gas potential of sedimentites. Moscow: Nauka, pp. 5–19. (In Russ.)
- Vincent S.J., Kaye M.N.D. (2018). Source rock evaluation of Middle Eocene-Early Miocene mudstones from the NE margin of the Black Sea. *Geological Society, London, Special Publications*, 464(1), pp. 329–363. <https://doi.org/10.1144/SP464.7>
- Vorob'eva E.V. (2014). Palaeotectonic reconstructions and oil and gas source rocks of the Ryazan-Saratov trough. Cand. geol. and min. sci. diss. Saratov. (In Russ.)
- Yandarbiev N.Sh., Fadeeva N.P., Kozlova E.V., Naumchev Yu.V. (2017). Geology and geochemistry of the Khadam suite of the Ciscaucasia as a potential source of shale hydrocarbons. *Georesury*, Special issue, p. 2, pp. 208–226. (In Russ.) <http://doi.org/10.18599/grs.19.21>

About the Authors

Rais S. Khisamov – DSc (Geology and Mineralogy), Professor
Tatneft PJSC
75 Lenin st., 75, Almetyevsk, 423400, Russian Federation

Natalia A. Skibitskaya – PhD (Geology and Mineralogy), Leading
Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy
of Sciences

3 Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

Nikita I. Samokhvalov – Postgraduate Student, Senior Engineer,
Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences
3 Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

Kazimir V. Kovalenko – DSc (Geology and Mineralogy),
Professor, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National
Research University)

65, buil.1, Leninsky av., Moscow, 119991, Russian Federation

Oleg K. Navrotsky – DSc (Geology and Mineralogy), Leading
Researcher
NVNIIGG PJSC

70 Moskovskaya st., Saratov, 410012, Russian Federation

Manuscript received 1 July 2020;

Accepted 11 April 2021;

Published 30 November 2021