



ОЦЕНКА ГЕНЕРАЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА СЛАНЦЕВЫХ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ТОЛЩ (МАЙКОПСКАЯ СЕРИЯ КАВКАЗА)

И.С.Гулиев¹, В.Ю.Керимов², Р.Н.Мустаев^{*2}, А.В.Бондарев²

¹Национальная Академия Наук Азербайджана, Баку, Азербайджан;

²РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина, Москва, Россия

The Estimation of the Generation Potential of the Low Permeable Shale Strata of the Maikop Caucasian Series

I.S.Guliyev¹, V.Yu.Kerimov², R.N.Mustaev², A.V.Bondarev²

¹Azerbaijan National Academy of Sciences, Baku, Azerbaijan; ²Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia

Abstract

The article is devoted to the estimation of the generation potential of the low permeable shale strata of the Maikop Caucasian series, with which favorable conditions for the formation of «shale» HC accumulations are associated. Unconventional hydrocarbon resources in shale low-permeability strata are often associated with the development areas of immature, but «rich» and «very rich» potentially petroleum-based rocks that are at the initial stage of the main phase of oil formation or on the approaches to it. The concentration of TOC in them can reach the first tens of percent. By «shale oil» is meant the oil of parachute congestions in low-permeable high-bituminous, enriched sapropel OM strata. For a reliable estimation of the generation potential of the parent rock, it is necessary to take into account the initial values of TOC and HI. The recovered hydrocarbons from the oil-and-gas-bearing shales will be contained in the formation at the concentration that has arisen as a result of their generation of insitu. The main criterion for the search for shale hydrocarbons is not a trap, where hydrocarbons accumulate and deposits are formed, but directly the oil-bearing rocks in which hydrocarbons were formed, but from which their emigration did not occur. Based on the analysis of the geophysical and geochemical characteristics of the shale low-permeability reservoirs of the Khadum Formation of the Ciscaucasia, a methodical approach was proposed for estimating TOC values from them in accordance with gamma-ray logging data. This significantly expands the possibilities for TOC estimation in the well sections, since core sampling is limited. There is an opportunity to more quickly identify promising areas for the search for hydrocarbon accumulations in them.

Keywords:

Maykop series;
Non-traditional resources;
Shale hydrocarbons;
Generation;
Prospecting and exploration.

© 2018 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

В качестве нефтегазоносных сланцев, принимается целый ряд твердых, многослойных пелитовых пород (глина, мергель, глинистый известняк, аргиллит, алевролит и собственно сланец) вмещающие всевозможные формы органического вещества (ОВ), отражающих стадии его зрелости [1]. Отличаясь текстурными характеристиками от других пелитовых пород, сланцы способны расщепляться на пластинки. Важной отличительной особенностью скоплений в сланцевых (shale reservoir) и в плотных (tight reservoir) коллекторах

является то, что углеводороды (УВ) находятся в рассеянном состоянии в породах с низкой проницаемостью матрицы [2]. Нефть и газ в таких породах располагаются преимущественно в диффузно рассеянном состоянии в микротрещинах. Нетрадиционные ресурсы УВ в сланцевых низкопроницаемых толщах часто связаны с областями развития недозрелых, но «богатых» и «очень богатых» потенциально нефтематеринских пород. Основным критерием для поисков сланцевых УВ является не ловушка, где аккумулируются УВ и формируются залежи, а непосредственно породы, в которых образовались УВ, но из которой не произошла их эмиграция [3-5]. Практический интерес для поисков и разведки скоплений нефти

*E-mail: r.mustaev@mail.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20180100335>

и газа в сланцевых низкопроницаемых глинистых толщах, могут представлять обогащенные ОВ. Количество содержания органического углерода (ТОС), как правило, достигает значений $2\% < \text{ТОС} < 10\%$. Чем выше ТОС, тем выше продуктивный потенциал сланцевых низкопроницаемых глинистых толщ. Однако, как свидетельствуют геохимические исследования, ОВ, содержащееся в сланцевых низкопроницаемых коллекторах, зачастую является относительно незрелым и находится на стадии генерации ранней нефти. В таких пластах, не достигших достаточной глубины погружения и температурного пика, также происходит генерация УВ [6]. Таким образом, ТОС является важнейшим параметром при оценке ресурсов УВ сланцевого коллектора. Для достоверной оценки генерационного потенциала материнской породы необходимо учитывать начальные значения ТОС и водородного индекса (НІ). Породы в процессе катагенеза и генерации УВ утрачивают часть своего начального содержания ТОС. В связи с катагенетическим расходом ОВ на образование УВ и неуглеводородных продуктов происходит снижение массы ОВ в катагенезе, и на каждом этапе преобразования мы имеем дело с остаточными концентрациями. И чем больше различий между современными значениями ТОС и изначальной, тем больше зрелость материнской породы. Зная современные значения содержания ОВ в материнской породе, водородный индекс, степень преобразованности ОВ и значение S_1 можно рассчитать начальное содержание ТОС. Для восстановления исходных значений органического углерода к началу катагенеза, т.е. к началу генерации УВ, рекомендуется использовать пересчетные коэффициенты, учитывающие концентрацию и тип вещества, а также градации катагенеза, которых достигли нефтематеринские отложения. Общий органический углерод можно условно разделить на две части – способная к преобразованию в УВ и часть, которая не генерирует УВ. С учетом типа органического вещества и катагенеза для пересчета начального содержания органического углерода для меловых, хадумско-баталпашинских в пределах платформенной части Терско-Каспийского прогиба были использованы переводные коэффициенты. В результате проведенных расчетов установлено, что исходные концентрации органического углерода составляют в глинах бат-байоса 2.7-3.12% (среднее значение 2.9%), в отложениях апта-альба от 3.9 до 4.4% (среднее значение 4.15%), хадумской свиты 3-5.5% (среднее значение 4.7%). В среднем за счет этого углеводородный потенциал увеличился в 1.5 – 2 раза. По результатам восстановления начального состояния материнской породы была построена карта начального содержания органического углерода, что позволяет дать достоверную оценку генерационного потенциала материнской породы хадумской свиты и определить перспективы поисков скоплений УВ в сланцевых низкопроницаемых толщах Предкавказья.

Оценка исходных и текущих значений содержания органического углерода

Проведенные исследования свидетельствуют о высоких нефтематеринских свойствах и позволяют высоко оценивать перспективы поисков как традиционных, так и нетрадиционных (сланцевых) ресурсов УВ в сланцевых низкопроницаемых толщах хадумских и баталпашинских отложений майкопской серии на Кавказе. Согласно результатам химико-битуминологических исследований различных авторов [7-11], содержание ТОС в образцах хадумских и баталпашинских отложений варьирует от 0.26% (пшехские известняки в скважине Довсунская-4) до 8.35% (глины остракодового горизонта в скважине Емельяновская-1). Модальное значение ТОС для всех исследованных образцов пиролизическим методом на установке Rock-Eval (226 образцов) составляет - 2.11%. Среднее значение содержания ТОС для хадумской - 2.26. Наиболее высокие средние значения ТОС характерны для глин и мергелей остракодового горизонта – 4.46%. Закономерности изменения концентраций ТОС по площади исследуемого региона представлены на рисунке 1, которые свидетельствуют о том, что зона максимальных значений ТОС (более 3-4%) протягивается в диагональном направлении от северо-западной центроклинали Терско-Каспийского прогиба (Советская, Курская площади) на северо-восток в сторону Восточно-Маньчского прогиба через центральную часть Прикумского вала (Ачикулакская, Емельяновская, Новомолодежная площади). Отдельные локальные максимумы концентраций ТОС (порядка 2-3%) отмечаются в восточных районах Терско-Сунженской складчатой зоны (Октябрьская, Ханкальская площади) и Предгорного Дагестана (Димитровская площадь).

По классификации К.Е.Peters (Peters, 1986) и Французского института нефти (IFP), хадумские отложения Восточного и Центрального Предкавказья могут быть охарактеризованы преимущественно как «богатые» ($\text{ТОС} \geq 1-3\%$) и «очень богатые» ($\text{ТОС} > 3\%$) нефтематеринские породы.

Общий органический углерод можно разделить на две части: способную к преобразованию в УВ и часть, которая не генерирует УВ. Для характеристики нефтематеринских толщ используются исходные значения следующих геохимических параметров: $C_{\text{орг}}$ – процентное содержание органического углерода в осадочных породах; НІ – отношение количества сгенерированных УВ (пик S_2 на диаграмме пиролиза Rock-Eval) к ТОС; тип ОВ – тип керогена, определяется, главным образом, на основе химической и углепетрографической характеристик керогена.

В связи с катагенетическим расходом ОВ на образование УВ (жидких и газовых) и неуглеводородных продуктов (вода, газы – CO_2 , H_2S , N и др.), происходит снижение массы ОВ и на каждом этапе преобразования ОВ мы имеем дело с остаточными концентрациями. Для восстановления исходных значений ТОС к началу катагенеза,

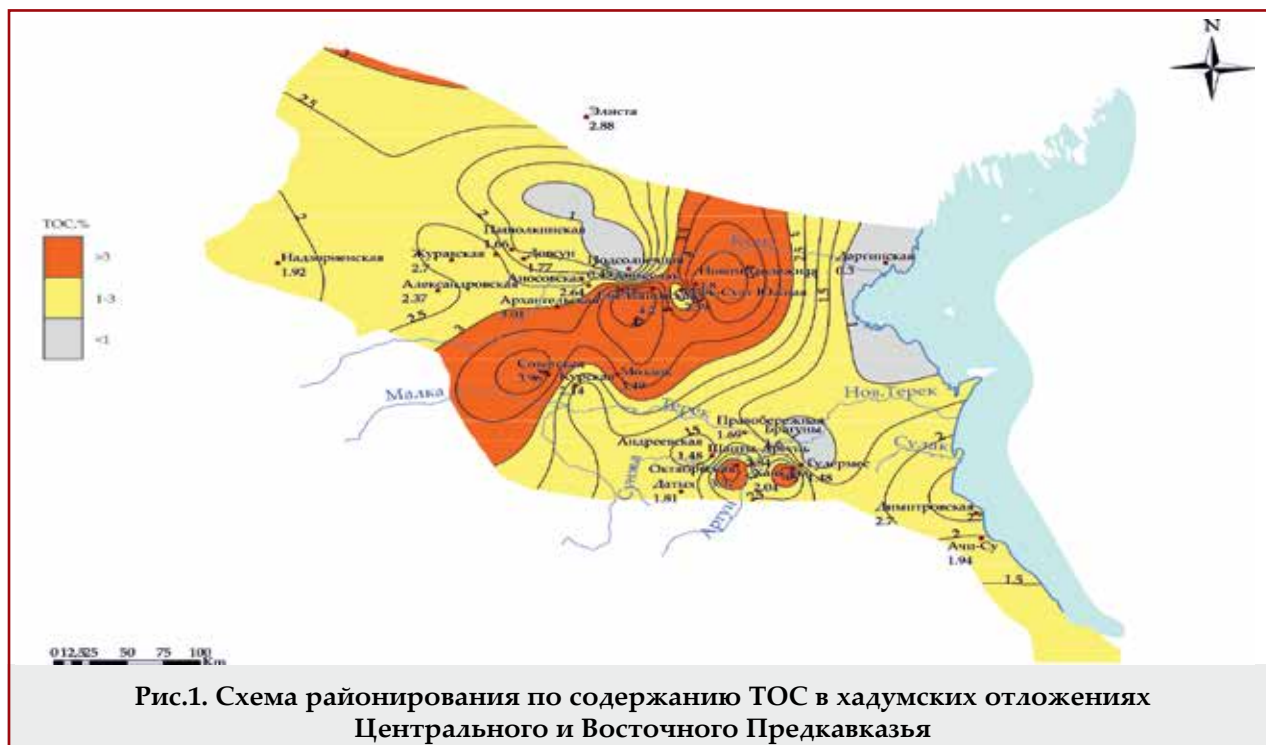


Рис.1. Схема районирования по содержанию ТОС в хадумских отложениях Центрального и Восточного Предкавказья

т.е. к началу генерации УВ, были использованы пересчетные коэффициенты, учитывающие концентрацию и тип вещества, а также градации катагенеза, которых достигли нефтематеринские отложения (табл.1.).

Они основаны на расчетах материального баланса, принципиальная схема которого изложена в трудах С.Г.Неручева и др. [12-14]. Концентрацию $ТОС_{исх.}$ определяют по формуле:

$$ТОС_{исх.} = ТОС_{ост.} \times C_{исх.г}/C_{ост.г} \times M_{ост.}$$

где $ТОС_{исх.}$ – исходное до катагенеза содержание ТОС в породе, $ТОС_{ост.}$ – содержание ТОС в породе, аналитически определяемое, $C_{исх.г}$ – содержание углерода в исходном ОВ (керогене), $C_{ост.г}$ – содержание углерода в остаточном ОВ (керогене), $M_{ост.}$ – остаточная масса.

С учетом типа ОВ и катагенеза для пересчета ТОС юрских нефтегазоматеринских толщ (НГМТ)

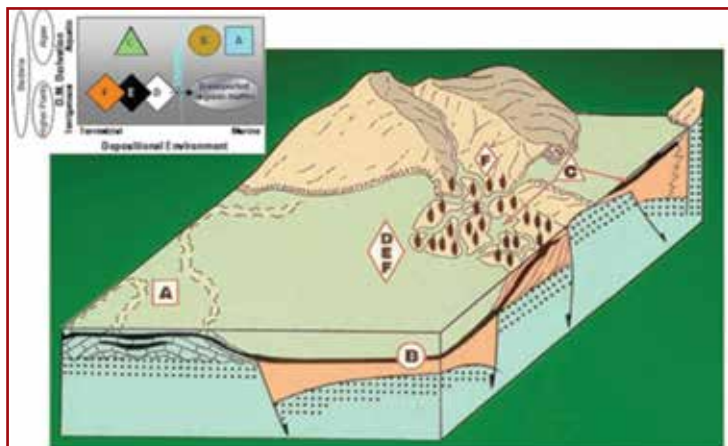
были использованы переводные коэффициенты 2.66 и 3.16 в пределах Терско-Сунженской зоны и платформенной части разреза соответственно; для меловых НГМТ, хадумско-баталпашинских НГМТ в пределах платформенной части – 1.43 - 2.32; в пределах Терско-Каспийского прогиба – 2.66

В результате проведенных расчетов было установлено, что исходные концентрации ОВ составляют: в глинах бат-байоса 2.7-3.12% (среднее значение 2.9%); в отложениях апта-альба от 3.9 до 4.4% (среднее значение 4.15%); хадумской свиты 3-5.5% (среднее значение 4.7%).

Для восстановления исходных значений водородного индекса (НИ) использовались диаграммы эволюции керогена в катагенезе (в параметрах $НИ-T_{max}$) в зависимости от типа органофаций ОВ. Согласно [15] в зависимости от условий осадконакопления выделяются 6 органофаций (А, В, С, D, E, F), соответствующих типам керогена (рис.2). К органофациям типа «А» относятся кремнисто-карбонатные породы, накапливающиеся преимущественно в зонах апвеллинга и морских бассейнах с повышенным содержанием S. Основными поставщиками ОВ являются водоросли и морские бактерии. Данному типу соответствует тип керогена IIS, генерирующий нефтяные УВ. Органофации типа «В» также формировались в условиях морского бассейна. Они представлены терригенными породами, ОВ которых также формировалось, преимущественно, из остатков морских водорослей и бактерий и соответствует II типу керогена, генерирующему нефть.

Тип органофаций «С» соответствует озерно-болотным обстановкам осадконакопления в пределах прибрежных равнин, в которых из остатков пресноводных водорослей накапливалось ОВ I типа с высоким нефтяным потенциалом. Оставшиеся три группы (D, E, F) отвечают конти-

Таблица 1 Коэффициенты пересчета остаточных концентраций ТОС на исходные в начале катагенеза (по С.Г.Неручеву)		
Градации катагенеза	Концентрация $ТОС_{и}$ к началу катагенеза	
	Сапропелевое ОВ	Гумусовое ОВ
ПК ₃	1.03 · ТОС.ан.	1.08 · ТОС.ан.
МК ₁	1.14 -1.3 · ТОС.ан.	1.09 · ТОС.ан.
МК ₂	1.43 · ТОС.ан.	1.10 · ТОС.ан.
МК ₃	2.32 · ТОС.ан.	1.19 · ТОС.ан.
МК ₄	2.66 · ТОС.ан.	1.21 · ТОС.ан.
МК ₅	-	1.22 · ТОС.ан.
АК ₁	3.01 · ТОС.ан.	1.23 · ТОС.ан.
АК ₂	3.16 · ТОС.ан.	1.26 · ТОС.ан.
АК ₃	3.23 · ТОС.ан.	1.31 · ТОС.ан.
АК ₄	3.26 · ТОС.ан.	1.33 · ТОС.ан.
Графит	3.27 · ТОС.ан.	1.43 · ТОС.ан.



A - тип II S, B - тип II, C - тип I, D, E - тип III H, F - тип III-IV

Рис.2. Классификация типов ОБ в зависимости от условий осадконакопления [15]

нентальным обстановкам осадконакопления. ОБ первых двух образовалось преимущественно из остатков восков высшей растительности. Данным фациям соответствует III тип керогена. Основным компонентом для ОБ фации «F» являлся лигнин (III/IV типы керогена). Основываясь на специфике накопления органического вещества, выделенные в пределах Восточного Предкавказья палеогеновые НГМТ отнесены к органофациям «В». Диаграмма эволюции HI, используемая для восстановления значений приведена на рисунке 3. Таким образом, средние значения HI для юрских НГМТ составляли 250-350 мг УВ/г ТОС, аптальбских – от 300 до 500 мг УВ/г ТОС, майкопской толщи – до 450 мг УВ/г ТОС.

Исходные значения геохимических параметров для основных нефтематеринских толщ приведены в таблицах 2 и 3.

Характерно, что разные типы керогена имеют разную способность к генерации. Так первый тип способен в процессе катагенеза практически полностью переработаться в УВ, в то время как третий тип керогена, напротив, в большинстве своем состоит из не генерирующей части и отдает мало УВ. Если сравнить материнские породы, представленные разными типами керогена, но с одинаковыми начальным содержанием

ТОС в момент их максимальной зрелости, можно увидеть, что кероген, сгенерировавший наибольшее количество УВ, наиболее слабо выражен в значении ТОС из-за чего его значимость может быть недооценена.

В результате преобразования кероген, способный к генерации наибольшей массы УВ, имеет наименьшие современные значения ТОС. И наоборот, кероген сформировавший наименьшее количество УВ представлен в современном составе наибольшими значениями ТОС.

Выявив тип керогена, который они подразделяют на три типа, можно предположить, сколько ТОС будет конвертировано в УВ: I тип – до 80%, II тип – до 50% и III тип – до 20%. Зная тип керогена, можно установить количество начального ТОС

НМТ	ТОС, %	HI, мг УВ/г ТОС	Тип ОБ
P ₃ -N ₁ ¹	1.5	445	II
P _{2,3} (хадум+кума)	4.7	500	II
K ₁	4.1	500	II - III
J ₂ bj-b	3	350	II-III

НМТ	ТОС, %	HI, мг УВ/г ТОС	Тип ОБ
P _{3 2-3}	2.8	440	II
K ₁	2.2	350	II
J ₂ bj-b	1.5	250	II

при полной конверсии согласно формуле:

$$= \text{ТОС}_{\text{современный}} \frac{\text{ТОС}_{\text{начальный}}}{(1 - \%_{\text{конвертируемости}})}$$

Коэффициент трансформации, учитывающий тип керогена, термическую зрелость ОБ в нефтегазоматеринской породе и присутствующие в керогене химические элементы, был введен в работе [16]. Обычно используют среднестатистическое значение переводного коэффициента, равное 1.2-1.4.

Таким образом, зная современные значения содержания ОБ в материнской породе, водородный индекс, степень преоб-

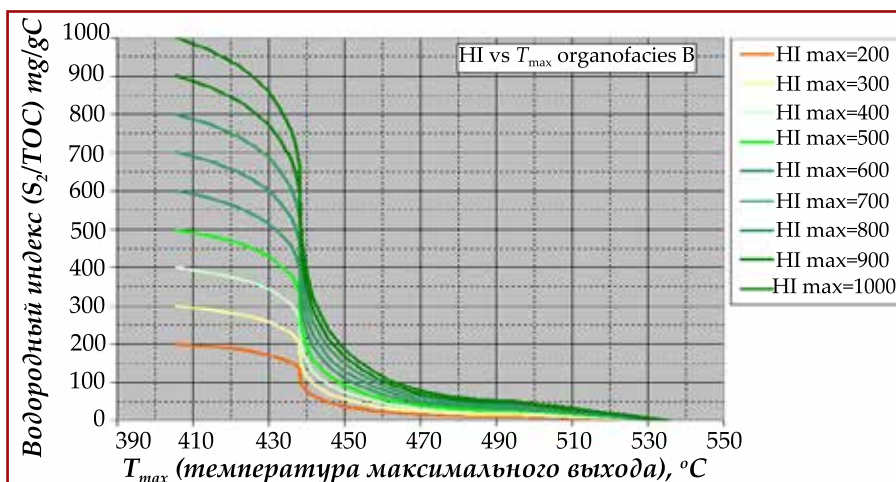


Рис.3. Диаграмма эволюции керогена II типа [21]

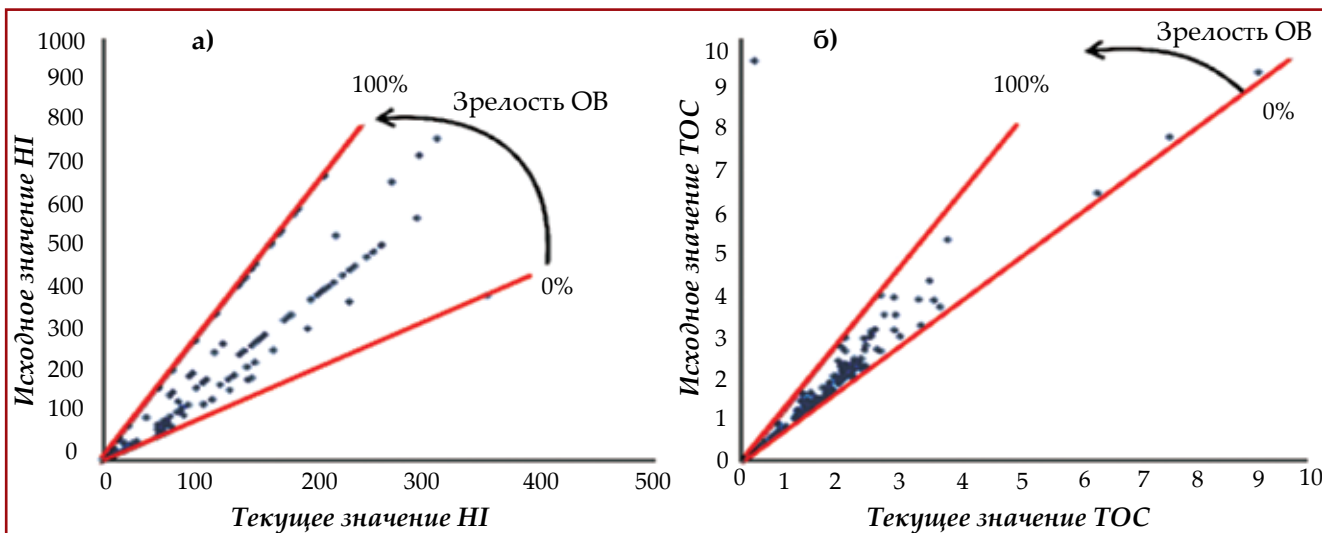


Рис.4. Пересчет геохимических параметров: а) значения водородного индекса; б) значения общего органического углерода ТОС

разованности ОВ и значение S_1 можно рассчитать начальные значения ТОС и HI. На графиках, показанных на рисунке 4, представлены результаты пересчетов геохимических параметров. Часть имеющихся данных по Терско-Каспийскому прогибу пересчитаны на начальные геохимические свойства в зависимости от относительной зрелости образца. Линия (0%) соответствует незрелым образцам с начальными значениями ТОС и

HI. Линия (100%) соответствует образцам максимальной зрелости с учетом максимального влияния пересчета. По результатам восстановления начального состояния материнской породы была построена карта начального содержания ТОС (рис.5). В среднем за счет этого углеводородный потенциал увеличился в 1.5 – 2 раза.

Водородный индекс (HI), полученный в результате пиролитического анализа методом Rock-

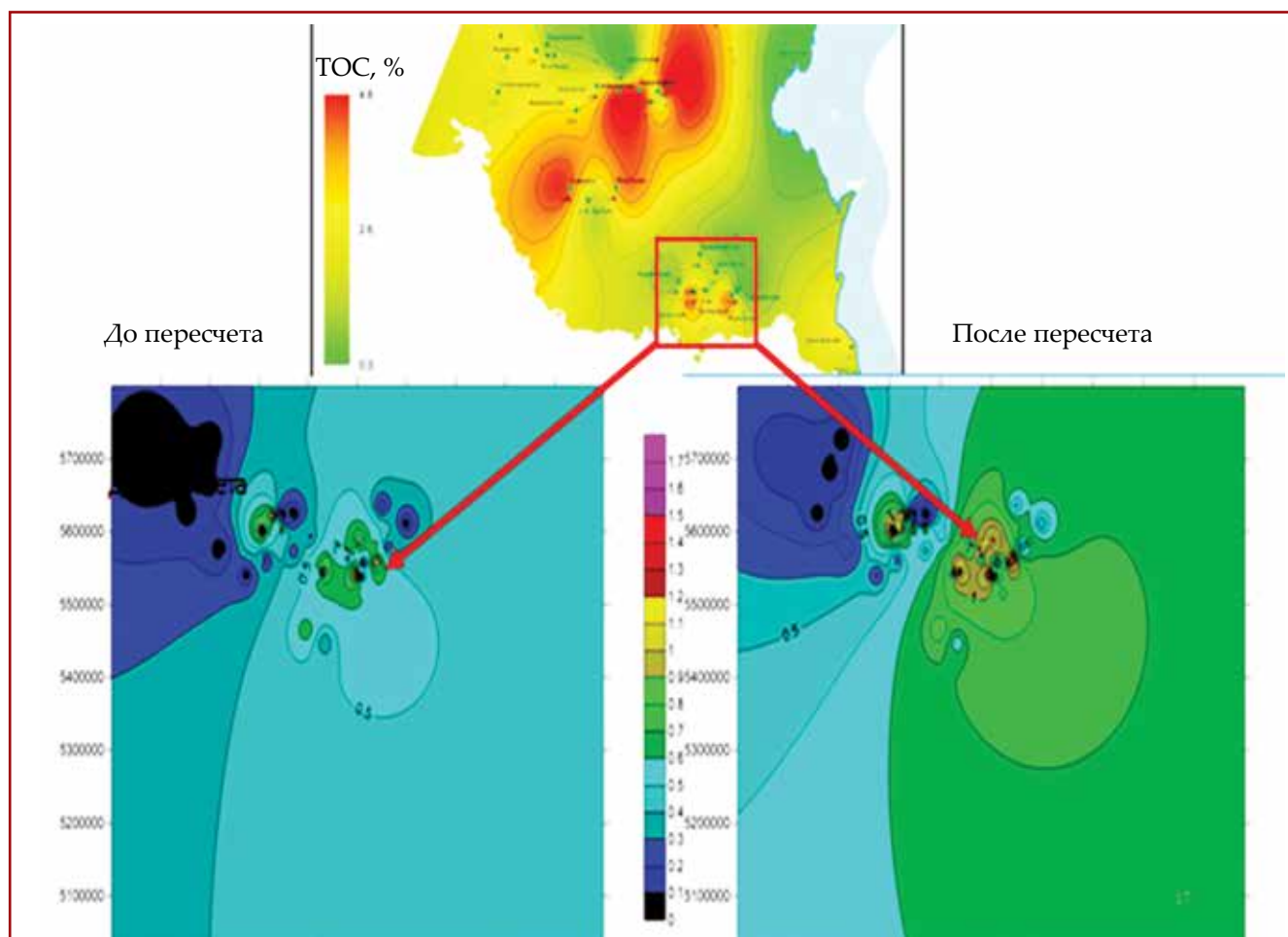


Рис.5. Карты содержания ТОС до и после пересчета начальных значений ТОС в хадумских отложениях

Eval, позволяет оценить генерирующую способность керогена, выраженную в мг УВ/г ТОС. Так, анализ HI° нетрадиционных коллекторов сланцевого газа США, в среднем оценены на уровне 533 мг УВ/г ТОС [17]. В сланцах морского происхождения, значения HI° ранжируются в широких пределах: 90% исследуемых сланцев - более 340 мг УВ/г ТОС, 50% — более 475 мг УВ/г ТОС и только 10% превысили 645 мг УВ/г ТОС.

Если предположить, что материнские породы генерируют УВ, которые составляют приблизительно 85% углерода, максимальное HI можно оценить обратным соотношением $1/0.085$, или 1177 мг УВ/г ТОС. Используя 1177 мг УВ/г ТОС как максимум HI , можно рассчитать процент генерирующего органического углерода из начального HI : $HI / 1177$. Например, если HI сланцевой формации Barnett оценивается как 434 мг УВ/г ТОС, то с помощью деления на 1177 мг УВ/г ТОС получаем значение органического углерода в незрелых сланцах, то есть 37% от ТОС могут быть преобразованы в нефть. Таким образом, для упрощенного вычисления процентного содержания генерирующего органического углерода (ГОС), в зависимости от значения начального HI , принимая за максимально возможный HI , равный 1177 предложенный [17].

Для определения генерационных способностей нефтематеринской породы возможны методом массового баланса по данным пиролиза [18]. Тогда генерационный фактор может определяться по формуле:

$$f = 1 - HI^{\circ} \times (1177 - [HI^{\circ} / (1 - PI^{\circ})]) / HI^{\circ} \times (1177 - [HI^{\circ} / (1 - PI^{\circ})])$$

Общий органический углерод исходных осадков определяется по формуле:

$$ТОС^{\circ} = 83.33 \times HI^{\circ} \times ТОС^{\circ} / [HI^{\circ} \times (1 - f) \times (83.33 - ОС^{\circ}) + (HI^{\circ}) \times (ТОС^{\circ})]$$

В приведенных выше формулах HI° , HI° и $ТОС^{\circ}$ являются измеренными значениями, а HI° PI° и $ТОС^{\circ}$ являются первоначальным HI , индексом продуктивности и ТОС. Текущие значения ТОС для высокотермально зрелых сланцев, как правило, свидетельствуют только о негенерирующей части ТОС.

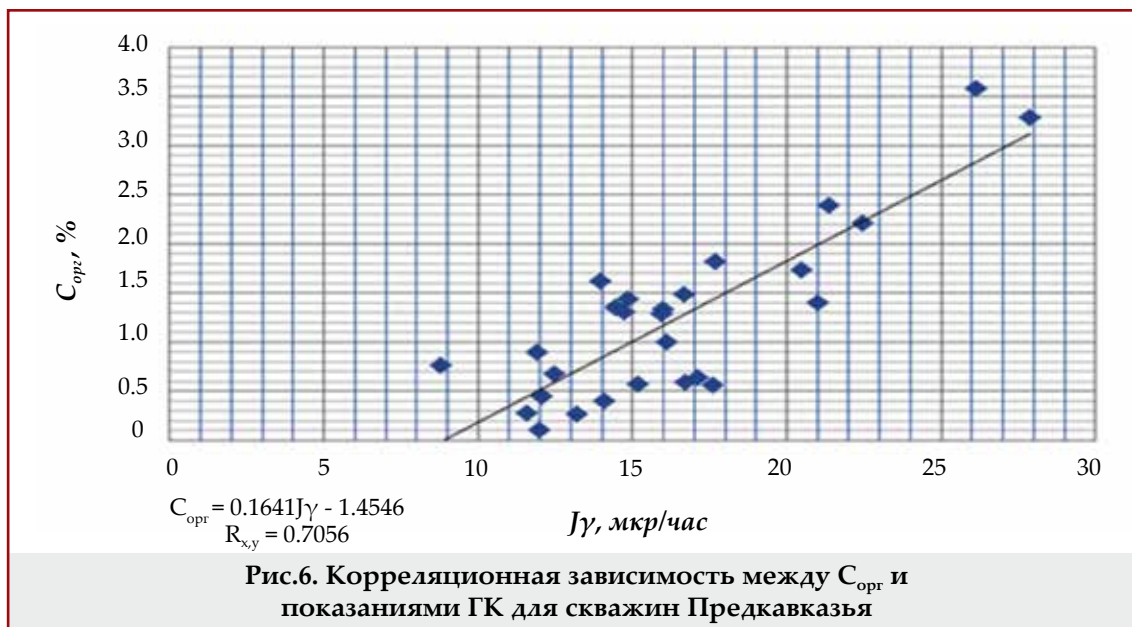
Содержание генерирующего органического углерода и ТОС дают ключ к пониманию генерации УВ и развитию изменения ОВ. Если HI° известен, то процент генерирующего органического углерода может быть легко определен путем деления HI на 1177. Генерационный фактор находится в обратной зависимости от HI , он уменьшается с ростом последнего. Несомненно, что соотношение HI и генерационного фактора зависит от чистоты проведенного эксперимента, условий, которые заложены в проводимый эксперимент, от использования различных видов пиролизных анализов: Rock-Eval или Hydrous pyrolysis.

Оценка содержания C_{org} в сланцевых отложениях по результатам ГИС

В связи с ограниченным выносом керна и для увеличения вертикальной разрешающей способности оценки C_{org} на практике прибегают к использованию различных методов ГИС. Основанием для этого служат литологические и геофизические свойства сланцев. Сланцевые пласты - богаты органическим веществом, обладают низкой плотностью по сравнению с аргиллитами, характеризуются низкой плотностью, имеют высокое показание гамма-каротажа (ГК), насыщены нефтью и газом, имеют повышенное сопротивление; сланцевый пласт, насыщенный газом, характеризуется высоким показанием акустического каротажа (АК) и низким содержанием водорода - что приводит к повышению показаний нейтронного каротажа (НК).

Эти свойства успешно были использованы американскими учёными M.P.Tixier, M.R.Curtis, Schmoker, V.L.Meyer, Mendelson, Passey, Zehui Huang и другими. В 1967 году M.P.Tixier, M.R.Curtis, с помощью плотностного каротажа (ГК-п) и АК прогнозировали C_{org} нефтяного сланца Бассейна Piceance Creek Западной Каролины США. В 1981 г. другой американский ученый Schmoker с помощью ГК и ГМ-п оценил C_{org} сланца девонской свиты в Аппалачском бассейне. В 1984 г. V.L.Meyer и др. определили нефтегазоматеринские породы путём сочетания ГМ-п с электрическим каротажем (ЭК) и сочетания АК с ЭК. В 1985 г. Mendelson и др. путём сочетания АК-НК-ГК подсчитывали объём ОВ. В 1990 г. Passey предложил метод ΔLogR , с помощью АК, ГМ-п, НК, ЭК, не только определил сланец, который обогащен ОВ, и количественно оценил содержание углерода органического происхождения. В 1996 г. Zehui Huang методом нейронной сети, сочетанием ГМ, НК, диаграмм ГМ-п, установил количественную связь между C_{org} и физическими свойствами породы, которые определяются с использованием методов ГИС.

Проведенные нами исследования показали, что наилучшими перспективами для оценки C_{org} в горных породах имеет гамма-каротаж (ГК), регистрирующий гамма-активность пород. Известно, что большинство естественных радиоактивных изотопов, распространенных в горных породах относится к семействам урана, актиния и тория. При этом следует указать на такую важнейшую геохимическую особенность урана, как его высокую миграционную способность, благодаря образованию хорошо растворимого уранил-иона UO^{2+} . Вообще, содержание урана в породах характеризует восстановительные условия и наличие углерода органического происхождения. Исследования по спектрометрии естественного гамма-излучения, при изучении глинистых сланцев метод ГК можно использовать для оценки содержания органического углерода. Относительно высокая радиоактивность глинистых



сланцев объясняется повышенной сорбцией урана на глинистых частицах, присутствием минералов шестивалентного урана и образованием в условиях восстановительной среды четырехвалентного урана. Возможна также значительная адсорбция ионов урана из природных вод, где они присутствуют в различных соединениях.

Разработанный нами методический подход оценки содержания $C_{\text{орг}}$ в сланцевых отложениях с использованием результатов ГИС был опробован на примере хадумской свиты Предкавказья. В работе в качестве метода ГИС при комплексировании геохимических и геофизических методов для оценки $C_{\text{орг}}$ был использован метод гамма-каротажа. Для этого было проведено сопоставление данных $C_{\text{орг}}$ по керну с показаниями гамма-каротажа по разрезу некоторых скважин Предкавказья (рис.6).

Так как использованные данные $C_{\text{орг}}$ по керну и показаний ГК ($J_{\text{ГК}}$) для рассматриваемых хадумских отложений представляли выборку небольшого объема (27 определений), то коэффициент корреляции R_{xy} между ними определялся по известной формуле:

$$R_{xy} = \frac{N \sum x_i y_i - \sum x_i \sum y_i}{\sqrt{N \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2} \sqrt{N \sum y_i^2 - (\sum y_i)^2}} \quad (1)$$

Как видно из представленных данных, значения $C_{\text{орг}}$ (27 измерений на керне) хорошо коррелируются с показаниями гамма-каротажа (ГК). Формула связи в соответствии с выражением (1) имеет вид: $C_{\text{орг}} = 0.1641 J_{\text{ГК}} - 1.4546$ (2), где 0.1641 и 1.3546 - эмпирические коэффициенты (для данной выборки). При этом коэффициент корреляции здесь составил $R_{xy} = 0.7056$.

На рисунке 7 приведен пример оценки $C_{\text{орг}}$ по данным ГК для хадумских отложений. Для сравнения здесь же показаны оценки $C_{\text{орг}}$ по керну. Как видно из приведенных данных, наблюдается хорошее совпадение оценок $C_{\text{орг}}$ по ГК и керну. Таким образом, для непрерывной оценки $C_{\text{орг}}$ в разрезе хадумских отложений площадей Предкавказья был применен ГК по вышеизложенной методике, что повышает эффективность ГРП.

Оценка генерационного потенциала сланцевых низкопроницаемых толщ майкопской серии

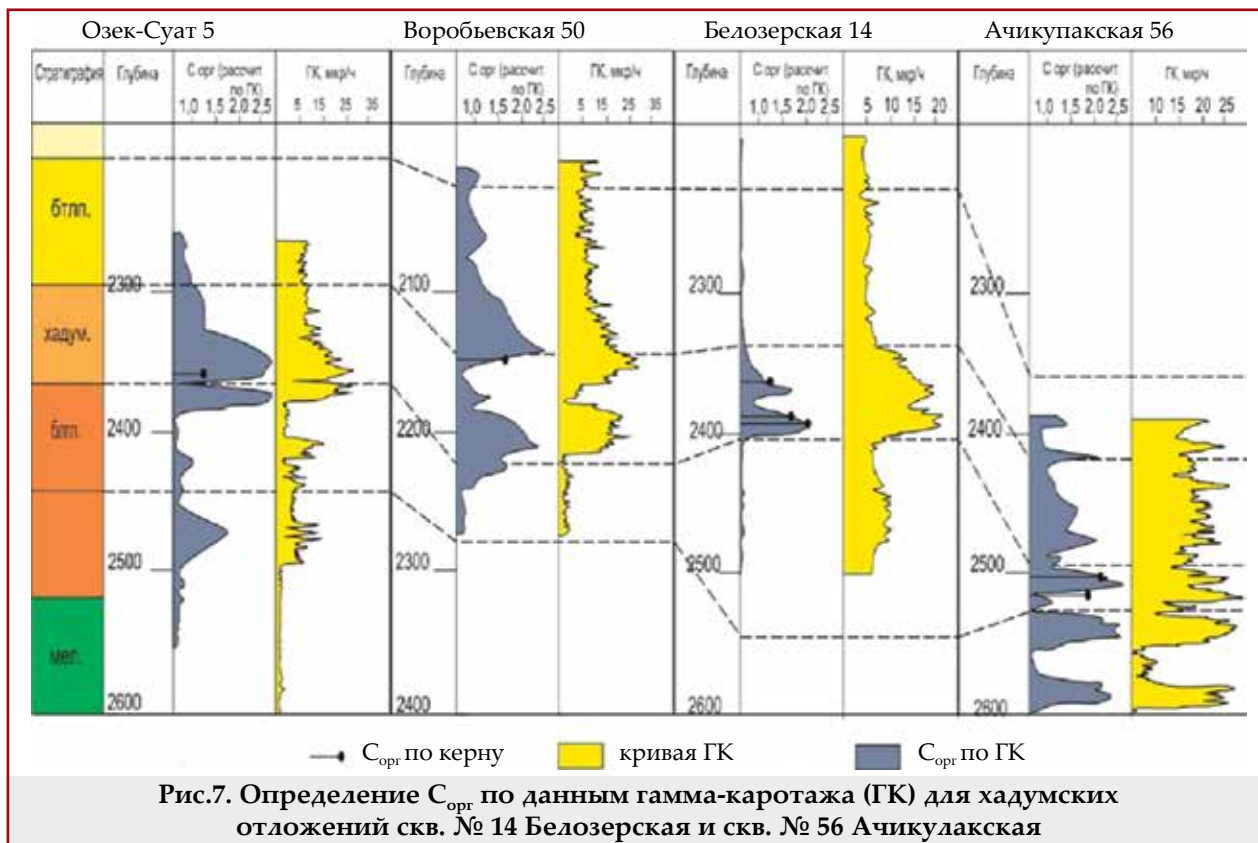
Для оценки генерационного потенциала хадумских и баталпашинских отложений Предкавказья использованы результаты пиролитических исследований. По этим данным построены карты (рис.8, 9) распределения основных геохимических параметров для хадумских и баталпашинских отложений: содержания органического вещества (ТОС), степени катагенеза (T_{max}), реализованного, остаточного и полного генерационных потенциалов (S_1 , S_2 и S_1+S_2) и водородного индекса (HI).

Для выяснения закономерностей площадного изменения содержания органического вещества в изучаемых отложениях были построены карты распределения ТОС. На рисунке 9 видно, что наиболее высокие концентрации органического вещества в хадумских отложениях отмечаются в диагональной зоне, протягивающейся от Советской площади на юго-западе до Емельяновской на северо-востоке.

Здесь значения ТОС достигают до 4% и более. Следует отметить, что при концентрациях $\text{ТОС} \geq 2\%$ нефтематеринские отложения классифицируются как высокого или очень высокого качества.

Пространственные закономерности изменения степени катагенеза изучаемых отложений отражены на карте значений T_{max} (рис.8).

На карте отчетливо видно, что на большей части исследуемой территории хадумские отложения располагаются в начале зоны «нефтяного окна» ($T_{\text{max}} \geq 430$ °C). Наиболее высокая степень катагенетической преобразованности, достигающая градаций среднего мезокатагенеза (T_{max} - до 470 °C), фиксируется в наиболее погруженных районах Терско-Каспийского прогиба (Белореченская, Брагунская, Правобережная, Гудермесская). Лишь в самых северных и северо-западных районах территории (Подсолнечная, Озек-Суат, Аносовская, Северная, Александровская, Журавская и др.)



хадумские отложения характеризуются низким уровнем катагенетической преобразованности (до начала градаций мезокатагенеза – зона незрелого керогена).

Генерационные возможности хадумских отложений оценивались на основе карт распределения параметров S_1 , S_2 , S_1+S_2 и HI . На карте изменения величин полного генерационного потенциала (S_1+S_2) хадумских отложений (рис.8) видно, что наиболее высоким углеводородным потенциалом данные отложения обладают в пределах центральной части Прикумского вала (Емельяновская, Ачикулакская, Озек-Суат), западной части Ногайской ступени, северо-западного борта Терско-Каспийского передового прогиба (Моздокская, Советская, Курская) и западной части Восточно-Ставропольской впадины (Журавская, Искринская). Максимальные значения (S_1+S_2) здесь достигают 13 мг УВ/г породы ($(S_1+S_2) \geq 6$ – «нефтематеринские породы с высоким генерационным потенциалом»). Минимальные величины полного генерационного потенциала фиксируются в пределах Ставропольского свода и зоны Маньчских прогибов (1-2 мг УВ/г породы – «нефтематеринские породы с небольшим газовым потенциалом»). В пределах складчатого борта Терско-Каспийского прогиба значения (S_1+S_2) в среднем составляют порядка 2-3 мг УВ/г породы с тенденцией заметного увеличения (до 8-10 мг УВ/г породы) к югу (бассейн р.Чанты-Аргун) и юго-востоку (до 6 мг УВ/г породы) в Предгорном Дагестане («нефтематеринские породы с умеренным и высоким генерационным потенциалом»).

Аналогичные пространственные закономер-

ности изменения характерны и для величины реализованного генерационного потенциала (S_1 – свободные УВ) (рис.8). Максимум значений S_1 (до 4 мг УВ/г породы) также отмечается в центральной части Прикумского вала (Емельяновская), менее выраженные локальные максимумы (до 2 мг УВ/г породы) наблюдаются в восточной части Терско-Сунженской зоны (Гудермеская) и на западе Восточно-Ставропольской впадины (Журавская, Искринская). На преобладающей части исследуемой территории величины реализованного генерационного потенциала составляют менее 1 мг УВ/г породы, что является свидетельством как изначально низкого исходного генерационного потенциала, так и невысокой степени его реализации. Характер площадного изменения величин остаточного генерационного потенциала (S_2) заметно отличается от картины изменения S_1 и (S_1+S_2). На карте (рис.8) видно, что область максимальных значений S_2 (до 17 мг УВ/г породы и более) охватывает восточную часть Прикумского вала и, возможно, прилегающие районы Восточно-Маньчского прогиба и Ногайской ступени (здесь нет данных). По Тиссо и Вельте (1981) нефтематеринские породы с $S_2 \geq 5$ относятся к классу «богатых» нефтематеринских свит. К западу, в сторону Ставропольского свода (Искринская, Пашолкинская, Журавская, Александровская) значения S_2 составляют в среднем порядка 2-4 мг УВ/г породы; южнее, в пределах Терско-Каспийского прогиба, варьируют в пределах 2-3 мг УВ/г породы. Локальные максимумы отмечаются в бассейне р.Аргун (более 8 мг УВ/г породы) и в пределах Предгорного Дагестана (Димитровская – около 5 мг УВ/г породы). Минимальные значения (до 1 мг УВ/г поро-

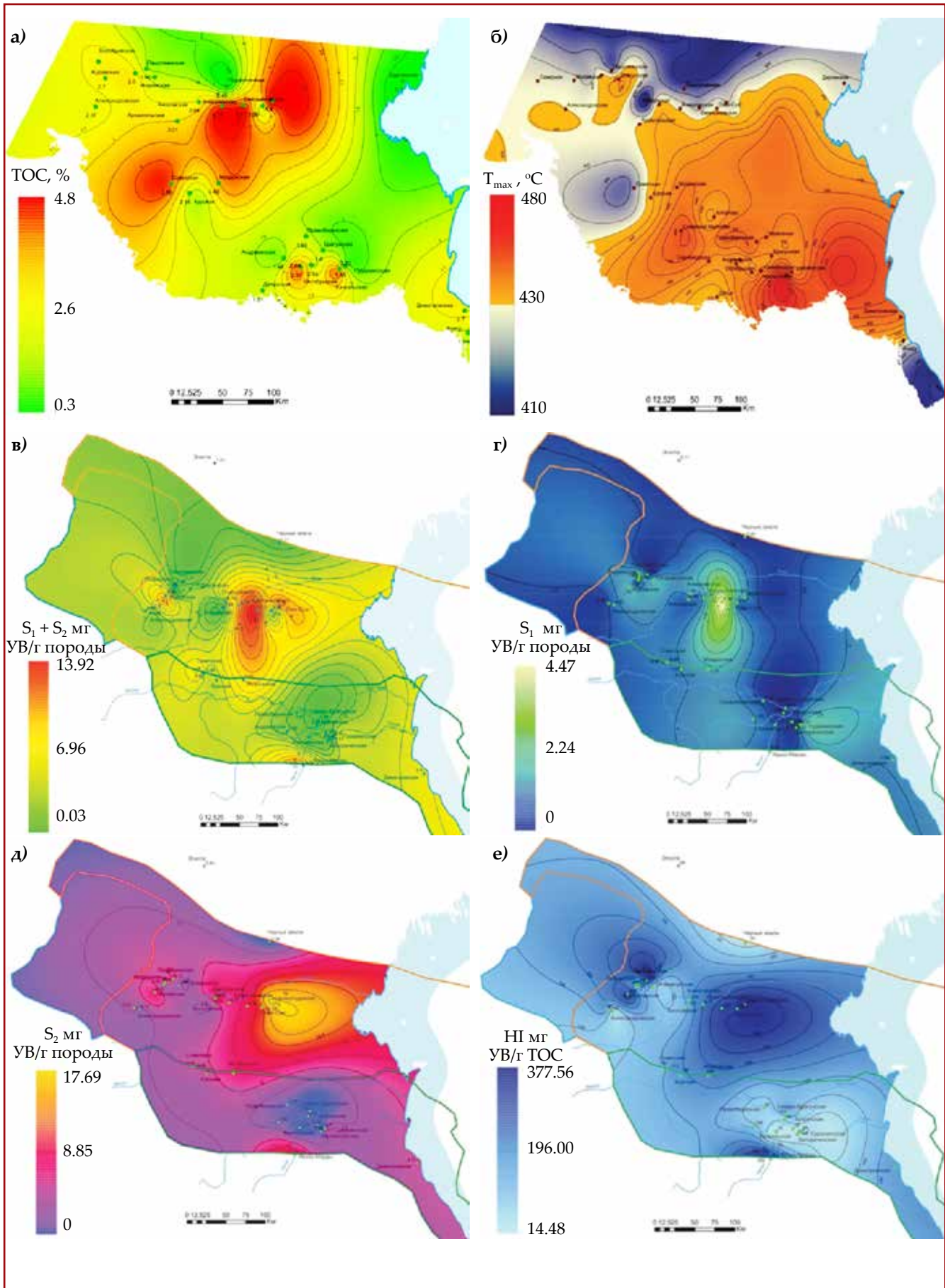


Рис.8. Карты распределений геохимических параметров хадумской свиты Центрального и Восточного Предкавказья:
 а) концентраций ТОС; б) значений T_{max} ; в) полного генерационного потенциала (S_1+S_2);
 г) реализованного генерационного потенциала (S_1);
 д) остаточного генерационного потенциала (S_2); е) величин водородного индекса (HI)

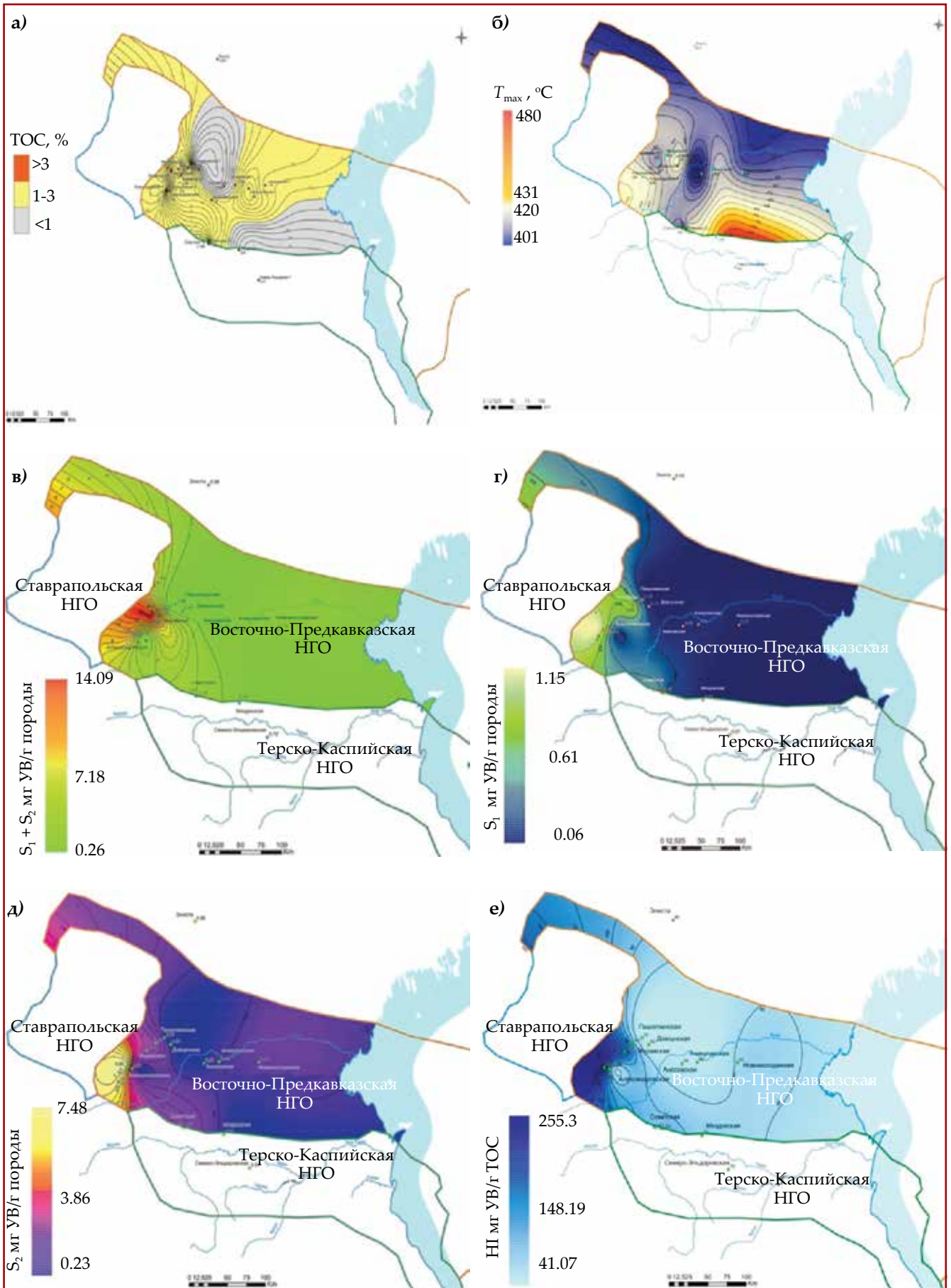


Рис.9. Карты распределений геохимических параметров баталпашинских отложений Центрального и Восточного Предкавказья:

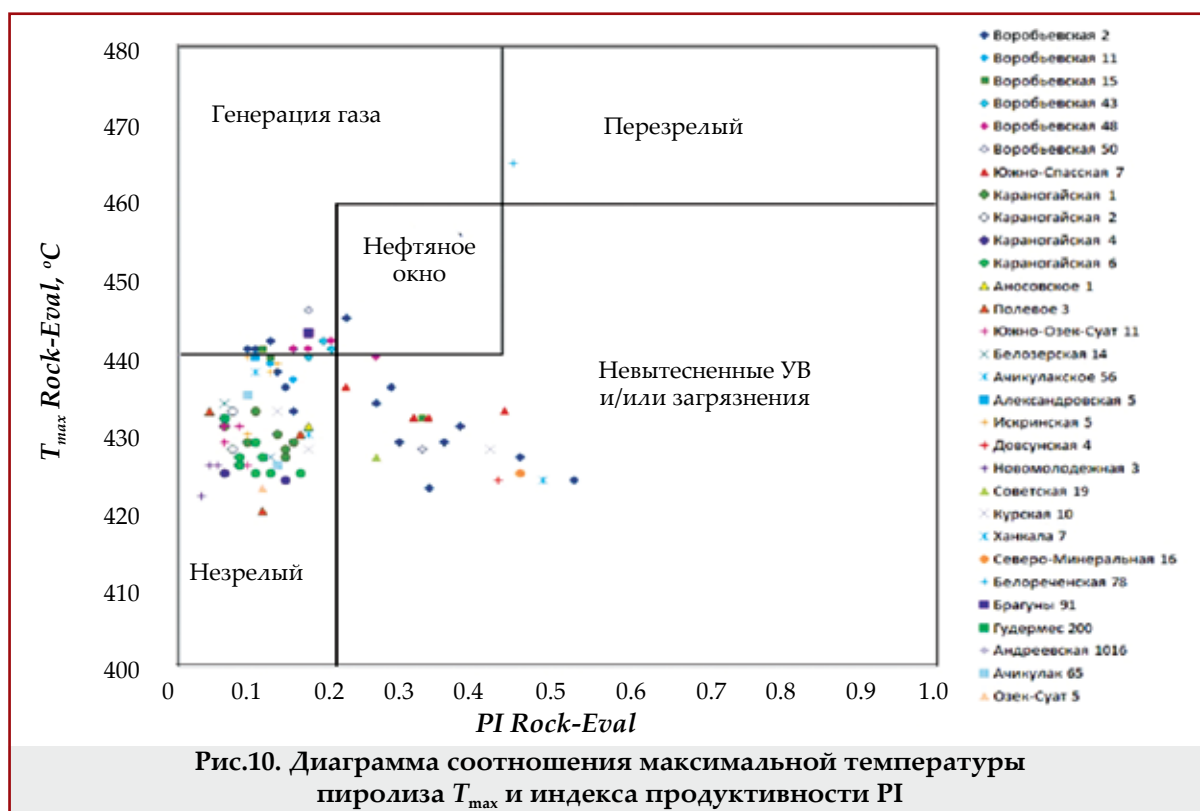
- а) концентраций ТОС, б) значений T_{max} ; в) полного генерационного потенциала (S_1+S_2); г) реализованного генерационного потенциала (S_1); д) остаточного генерационного потенциала (S_2); е) величин водородного индекса (HI)

ды) установлены в пределах кряжа Карпинского (Черные земли, Элиста). В значительной мере согласуется с картой S_2 и карта распределения значений HI , характеризующего также остаточный генерационный потенциал хадумских отложений (рис.9). Участкам высоких значений S_2 в плане соответствуют области наиболее высоких значений HI (250-350 мг УВ/г ТОС).

Такие же построения для отложений баталпашинской свиты, в силу того, что данная местная хроностратиграфическая единица выделяется только на ограниченной части исследуемой территории, а также незначительного объема фактических данных, удалось выполнить только для Восточно-Предкавказской НГО. Анализ выполненных построений показывает, что средние значения полного генерационного потенциала баталпашинских отложений в пределах Восточно-Предкавказской НГО не превышают 1-2 мг УВ/г породы (рис.9). По используемой классификации французских геохимиков (Тиссо, Вельте, 1981), баталпашинские отложения здесь могут быть отнесены к категории газоматеринских пород с небольшим потенциалом. Лишь на отдельных площадях Восточно-Ставропольской впадины (Александровская, Журавская) фиксируются высокие единичные значения $(S_1+S_2) \geq 6$, позволяющие их отнести к нефтематеринским породам с высоким генерационным потенциалом. Аналогичные закономерности изменения характерны и для значений реализованного генерационного потенциала (S_1) баталпашинских отложений. На большей части территории Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области (НГО) значения S_1 варьируют в пределах 0.1-0.2 мг УВ/г породы. Лишь несколько образцов имеют

значения более 1 мг УВ/г породы (Журавская, Александровская). Область высоких значений остаточного генерационного потенциала (S_2) и HI баталпашинских отложений также приурочена к северо-западной части Восточно-Ставропольской впадины на стыке со Ставропольским сводом (рис.9). Значения S_2 здесь достигают 6.83 мг УВ/г породы (скважина Александровская-5), а величина HI – 263 мг УВ/г ТОС. На всей остальной части Восточно-Предкавказской НГО остаточный генерационный потенциал не превышает 0.2 мг УВ/г породы, а HI варьирует в пределах 50-60 мг УВ/г ТОС.

Пиролитическим методом были исследованы 90 образцов из 30 скважин Центрального и Восточного Предкавказья. На диаграмме $T_{max}=f(PI)$ (рис.10) образцы породы размещаются в области незрелого ОВ. Степень катагенетической преобразованности ОВ достаточно низкая. Значения T_{max} варьируют в незначительных пределах, самые низкие значения характеризуют миграционные битумоиды. Основная часть значений лежит в пределах 425-433 °С, что соответствует началу «нефтяного окна». Это подтверждается и незначительным индексом продуктивности до 0.20. Увеличение значений индекса продуктивности PI до 0.52 при низких значениях T_{max} демонстрируют миграционную природу битумоида. Пиролитическим методом были исследованы 90 образцов из 30 скважин Центрального и Восточного Предкавказья. На диаграмме $T_{max}=f(PI)$ (рис.10) образцы породы размещаются в области незрелого ОВ. Степень катагенетической преобразованности ОВ достаточно низкая. Значения T_{max} варьируют в незначительных пределах, самые низкие значения характеризуют



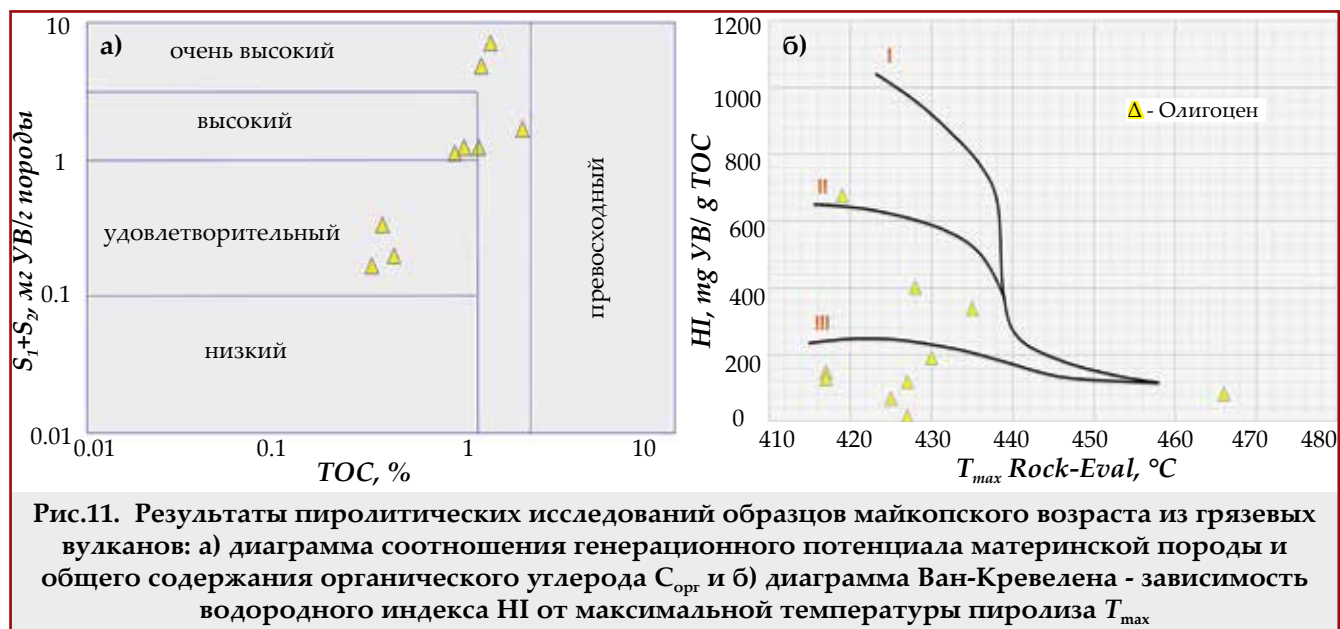


Рис.11. Результаты пиролитических исследований образцов майкопского возраста из грязевых вулканов: а) диаграмма соотношения генерационного потенциала материнской породы и общего содержания органического углерода $C_{орг}$ и б) диаграмма Ван-Кревелена - зависимость водородного индекса HI от максимальной температуры пироллиза T_{max}

миграционные битумоиды. Основная часть значений лежит в пределах 425-433 °С, что соответствует началу «нефтяного окна». Это подтверждается и незначительным индексом продуктивности до 0.20. Увеличение значений индекса продуктивности PI до 0.52 при низких значениях T_{max} демонстрируют миграционную природу битумоида. За счет ранней генерации жидких УВ незрелыми нефтематеринскими породами (скв. Воробьевская 2, Воробьевская 11, Воробьевская 15, Воробьевская 43, Караногайская 1, Караногайская 2, Караногайская 4, Караногайская 6, Аносовское 1, Полевое 3, Южно-Озек-Суат 11, Белозерская 14, Ачикулакское 56, Александровское 5, Искринская 5, Новомолодежная 3, Курская 10, Ачикулак 56, Озек-Суат 5), формируются скопления незрелой нефти. На территории Восточного Предкавказья, для нефтей олигоценовых отложений, отличающихся однообразием по стратиграфическому разрезу, характерны незрелые нефти.

Расчеты исходного генерационного потенциала проводились по методике, разработанной Французским институтом нефти (IFP), используя полученные пиролитические параметры S_1 , S_2 . Методика расчета основана на представлениях о том, что величина S_1 отвечает количеству «свободных» УВ, заключенных в единице массы (1 т) материнской породы, S_2 – потенциальным (остаточным) УВ в керогене на единицу массы породы. Исходный генерационный углеводородный потенциал рассчитывался по формуле:

$$P_{исх} = S_{ya} \times M_{п}$$

где $P_{исх}$ – суммарный исходный генерационный углеводородный потенциал, т; S_{ya} – удельный полный генерационный углеводородный потенциал, рассчитываемый по формуле $S_{ya} = S_2 + S_1$, т УВ/т породы; $M_{п}$ – масса пород, слагающих нефтематеринскую толщу.

Расчеты проводились по Восточно-Предкавказской, Ставропольской и Терско-Каспийской НГО для отложений хадумской свиты и по Восточно-Предкавказской НГО - для батал-

пашинских отложений. По выделенным зонам были рассчитаны объем и масса нефтематеринских пород для хадумских и баталпашинских отложений. Для расчетов использовались усредненные значения толщин отложений, плотности пород и удельных генерационных потенциалов. Суммарный исходный генерационный углеводородный потенциал хадумских и баталпашинских отложений в пределах исследуемого региона составляет 133.4 млрд.т, в том числе, хадумская свита – 92.7 млрд.т, баталпашинская свита – 40.7 млрд.т. Необходимо отметить, что количественная оценка генерационного углеводородного потенциала хадумских и баталпашинских отложений в данном регионе проведена впервые.

В пределах юго-восточного Кавказа, на территории Азербайджана майкопская серия характеризуется широким распространением отдельных свит и горизонтов низкопроницаемых сланцевых толщ, с которой связаны благоприятные условия формирования «сланцевых» скоплений УВ.

Изучение распределения концентраций и типов ОВ майкопской серии были выполнены по результатам пиролитического анализа выбросов грязевых вулканов Азербайджана (рис.12). Результаты пиролитических исследований графически иллюстрированы на рисунке 11. Отложения майкопской серии отличаются высоким содержанием $C_{орг}$, вещество майкопских отложений содержит аморфное водородное вещество. HI изменяется от 15 до 676. Качество и содержание ОВ майкопских отложений улучшается в восточном направлении в сторону Каспийского моря. В связи с этим ожидается более высокое качество ОВ майкопских отложений в морской части бассейна. Качественная и количественная характеристика ОВ майкопской серии хорошо иллюстрируется на гистограммах распределения $C_{орг}$ и HI (рис.11, 12).

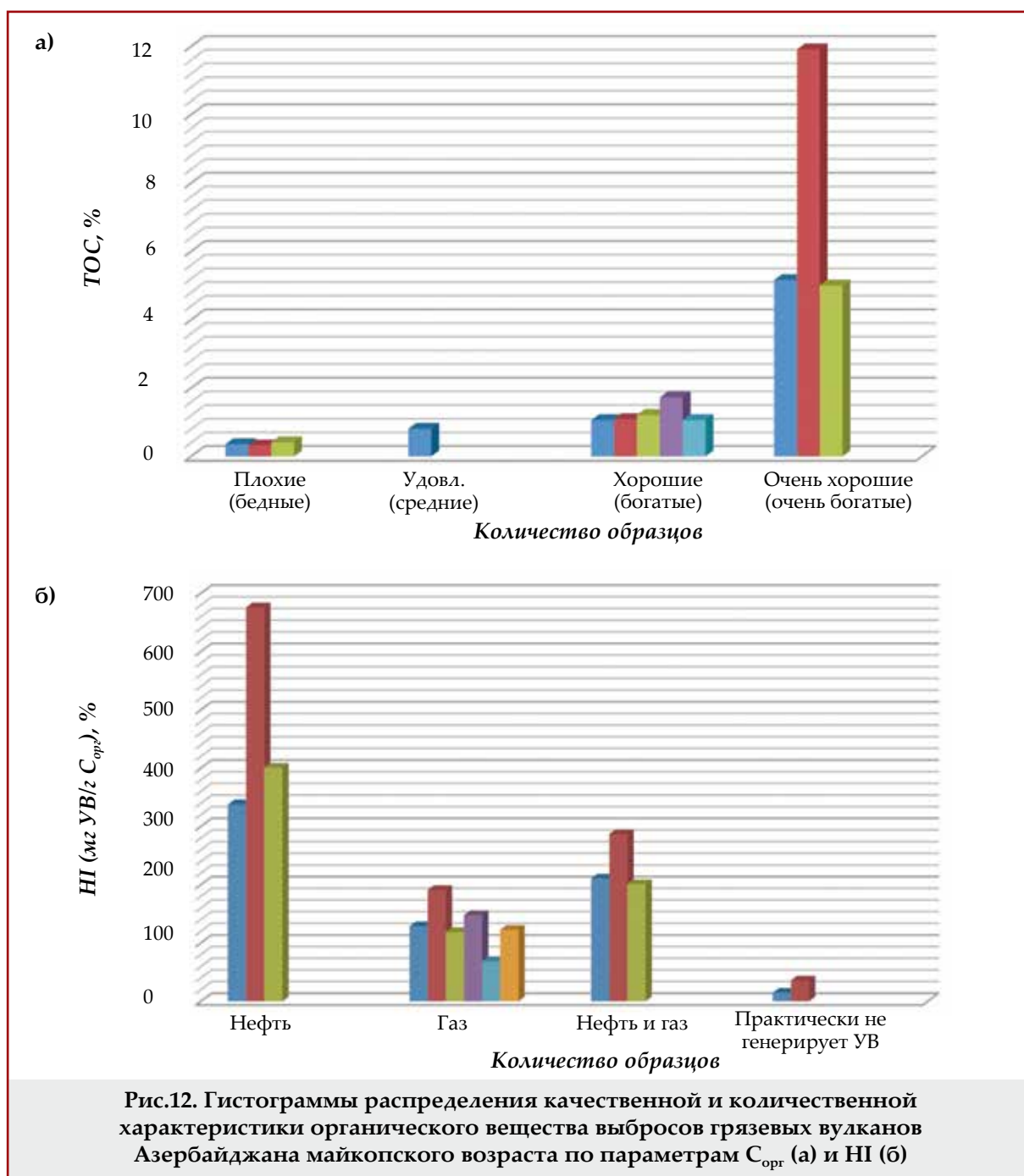
В условиях снижения разведанных запасов УВ, поиски и освоение «нетрадиционных» ресурсов нефти и газа в сланцевых низкопроницаемых коллекторах является весьма актуальным. Важной

отличительной особенностью скоплений в сланцевых (shale reservoir) и в плотных (tight reservoir) коллекторах является то, что УВ находятся в рассеянном состоянии в породах с низкой проницаемостью матрицы. Нефть и газ в таких породах располагаются преимущественно в диффузно рассеянном состоянии в микротрещинах.

Как свидетельствуют геохимические исследования сланцевые низкопроницаемые породы майкопской серии, зачастую являются относительно незрелыми и находятся на стадии генерации ранней нефти. На основании изучения показателей зрелости ОВ миоценовых отложе-

ний (R_o , T_{max} , PI) начало нефтегенерации определяется на глубинах 2.5-3 км. В то же время ни один из этих показателей не фиксирует пика нефтегенерации до глубин 5 км [19]. В таких пластах, не достигших достаточной глубины погружения и температурного пика, также происходит генерация УВ [20-22].

Проведенные исследования свидетельствуют о высоких нефтематеринских свойствах отложений майкопской серии на территории Азербайджана и позволяют высоко оценивать перспективы обнаружения как традиционных, так и нетрадиционных (сланцевых) ресурсов УВ.



Заключение

При оценке ресурсов УВ низкопроницаемых глинистых толщ важнейшим параметром является ТОС [23-27]. В процессе катагенеза и генерации УВ, материнской породы утрачивают часть своего начального содержания ТОС. И чем больше различий между современными значениями ТОС и изначальной, тем больше зрелость материнской породы. Зная современные значения содержания ОВ в материнской породе, НІ, степень преобразованности ОВ и значение S_1 можно рассчитать начальные значения ТОС и НІ [28-31]. Общий органический углерод можно разделить на две части: способную к преобразованию в УВ и часть, которая не генерирует УВ. В зависимости от значения начального НІ с учетом конвертирующего коэффициента, включая тип керогена, термическую зрелость ОВ в нефтегазоматеринской породе и присутствующие в керогене химические элементы можно вычислить процентное содержание генерирующего органического углерода (ГОС).

Для количественной оценки генерационного потенциала глинистых низкопроницаемых толщ рекомендуется использовать объемно-генетический метод. При этом более предпочтительным представляется вариант, предусматривающий использование пиролитических параметров «Rock-Eval», поскольку он в отличие от классического балансового подхода, основанного на расчетных моделях для типичных разностей сапропелевого и гумусового ОВ, позволяет учитывать индивидуальные особенности ОВ изучаемых отложений. На основе обобщенных геохимических данных, построенные карты распределения основных геохимических параметров - ТОС, T_{max} , S_1 , S_2 , S_1+S_2 и НІ позволяют использовать их для количественной оценки прогнозных ресурсов УВ и начальных суммарных геологических ресурсов УВ в отдельных тектонических зонах исследуемого региона.

Оценка генерационного потенциала глинистых толщ майкопской серии Кавказа, свидетельствует о благоприятных условиях формирования «сланцевых» скоплений УВ, которые связаны отдельными свитами и горизонтами низкопроницаемых сланцевых толщ, часто связанных с областями развития недозрелых, но «богатых» и «очень богатых» потенциально нефтематеринских пород. Количественную оценку необходимо проводить на генетической основе, исходя из постулируемого принципа «in situ», согласно которому образовавшиеся в нефтематеринских сланцевых низкопроницаемых толщах углеводороды, здесь же и сосредоточены, ввиду затрудненности эмиграции из преимущественно глинистых отложений. Основным критерием для поисков сланцевых УВ является не ловушка, где аккумулируются УВ и формируются скопления, а непосредственно нефтематеринские породы, в которых происходила генерация УВ.

Согласно проведенным расчетам суммарный исходный генерационный углеводородный потенциал хадумских и баталпашинских отложений в пределах исследуемого региона составляет 133.4 млрд.т, в том числе, хадумская свита – 92.7 млрд.т, баталпашинская свита – 40.7 млрд.т. Начальные суммарные геологические ресурсы УВ оценены в количестве 22.8 млрд.т, в том числе, хадумская свита – 18.4 млрд.т, баталпашинская свита – 4.4 млрд.т. Предварительная оценка суммы углеводородов майкопской серии на юго-восточном Кавказе (территория Азербайджана) составляет 3.54 млрд.т.

Исследования проведены при финансовой поддержке Минобрнауки России в рамках задания №10.6569.2017/БЧ на выполнение научно-исследовательской работы (базовая часть государственного задания в сфере научной деятельности).

Литература

1. О.М.Прищепа, О.Ю.Аверьянова, А.А.Ильинский, Д.Морариу. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ - резерв сырьевой базы углеводородов России. СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2014.
2. Д.Морариу, О.Ю.Аверьянова. Некоторые аспекты нефтеносности сланцев: понятийная база, возможности оценки и поиск технологий извлечения нефти // Нефтегазовая геология. Теория и практика. –2013. –Т.8. –№1. –С.13
3. И.С.Гулиев, В.Ю.Керимов, Р.Н.Мустаев. Фундаментальные проблемы нефтегазоносности Южно-Каспийского бассейна // Доклады Академии Наук. –2016. –Т.471. –№1. –С.62-65.

References

1. O.M.Prishchepa, O.Yu.Aver'yanova, A.A.Il'inskiy, D.Morariu. Oil and gas in low-permeability shalestrata - Russia reserves of raw hydrocarbon base. St. Petersburg: VNIGRI, 2014.
2. D.Morariu, O.Yu.Averyanova. Some aspects of oil shale - finding kerogen to generate oil //Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika (Petroleum Geology - Theoretical and Applied). –2013. –Vol.8. –No.1. –P.13
3. I.S.Guliev, V.Yu.Kerimov, R.N.Mustaev. Fundamental problems of oil and gas potential of the South Caspian Basin //Doklady Earth Sciences. –2016. –Vol. 471. –No.1. –P. 62-65.

4. *R.Pelet*. Evaluation quantitative des produits formés lors de l'évolution géochimique de la matière organique // Rev. d'Institut Français du Pétrole. –1985. –Vol.40. –No.5. –P.551-556.
5. *В.Ю.Керимов, М.З.Рачинский*. Геофлюидодинамическая концепция аккумуляции углеводородов в природных резервуарах // Доклады Академии Наук. –2016. –Т.471. –№2. –С.187-190.
6. *M.Z.Rachinsky, V.Yu.Kerimov*. Fluid dynamics of oil and gas reservoirs. USA: Scrivener Publishing Wiley, 2015.
7. *В.Ю.Керимов, Р.Н.Мустаев, С.С.Дмитриевский, Н.Ш.Яндарбиев, Е.В.Козлова*. Перспективы поисков скоплений углеводородов в сланцевых низкопроницаемых толщах Хадумской свиты Предкавказья // Нефтяное хозяйство. –2015. –№10. –С.50-53.
8. *В.Ю.Керимов, Г.Я.Шилов, Р.Н.Мустаев, С.С.Дмитриевский*. Термобарические условия формирования скоплений углеводородов в сланцевых низкопроницаемых коллекторах Хадумской свиты Предкавказья // Нефтяное хозяйство. –2016. –№2. –С.8-11.
9. *N.S.Yandarbiyev, E.V.Kozlova, R.Mustaev, K.Y.Odintsova*. Geochemistry of organic matter formation rocks of khadum western caucasus-source non-Traditional accumulations // Proceedings of the Geomodel 2015 - 17th Scientific-Practical Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. Gelendzhik, 7-10 september 2015.
10. *В.В.Ананьев, В.М.Смелков, Н.В.Пронин*. Прогнозная оценка ресурсной базы мандым-доманиковых отложений как основного источника углеводородного сырья центральных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. –2007. –№1. –С.32-38.
11. *В.Ю.Керимов, М.А.Лобусев, А.В.Бондарев, Г.Я.Шилов*. Геобарические условия формирования нефтегазоносных комплексов северной части Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. –2016. –№5. –С.16-20.
12. *С.Г.Неручев*. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. М.: Недра, 1969.
13. *С.Г.Неручев, Н.Б.Вассоевич, Н.В.Лопатин*. О шкале катагенеза в связи с нефтегазообразованием // Труды XXV сессии Международного геологического конгресса. Доклады советских геологов «Горючие ископаемые». Москва, 1976.
14. *С.Г.Неручев, Е.А.Рогозина, Л.Н.Капченко*. Главная фаза газообразования – один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого рассеянного органического вещества // Геология и геофизика. –1973. –№10. –С. 14-17.
15. *A.S.Pepper, P.J.Corvi*. Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: Oil and gas from kerogen // Marine And Petroleum Geology. –1995. –Vol.12. –No.3. –P.291-319.
16. *B.P.Tissot, D.H.Welte*. Petroleum formation and occurrence. 2nd edition Berlin: Springer-Verlag, 1984.
17. *D.M.Jarvie*. Shale resource systems for oil and gas: Part 1 – Shale-gas resource systems /in J.A.Breyer ed. "Shale reservoirs—Giant resources for the 21st century". AAPG Memoir. -2012. - Vol. 97. - P.69 – 87.
18. *K.E.Peters, C.C.Walters, P.J.Mankiewicz*. Evaluation of kinetic uncertainty in numerical models of petroleum generation // AAPG Bulletin. -2006. -Vol. 90. -No. 3. -P.387-403.
4. *R.Pelet*. Evaluation quantitative des produits formés lors de l'évolution géochimique de la matière organique // Rev. d'Institut Français du Pétrole. –1985. –Vol.40. –No.5. –P.551-556.
5. *V.Yu.Kerimov, M.Z.Rachinsky*. Geo-fluid dynamic concept of hydrocarbons accumulation in natural reservoirs // Doklady Earth Sciences. –2016. –Vol. 471. –No.2. –P.187-190.
6. *M.Z.Rachinsky, V.Yu.Kerimov*. Fluid dynamics of oil and gas reservoirs. USA: Scrivener Publishing Wiley, 2015.
7. *V.Yu.Kerimov, R.N.Mustaev, S.S.Dmitrievsky, N.Sh.Yandarbiyev, E.V.Kozlova*. The shale hydrocarbons prospects in the low permeability Khadum formation of the Pre-Caucasus // Oil Industry. –2015. –No.10. –P.50-53.
8. *V.Yu.Kerimov, G.Ya.Shilov, R.N.Mustaev, S.S.Dmitrievsky*. Thermobaric conditions of hydrocarbons accumulations formation in the low-permeability oil reservoirs of Khadum suite of the Pre-Caucasus // Oil Industry. –2016. –№2. –P.8-11.
9. *N.S.Yandarbiyev, E.V.Kozlova, R.Mustaev, K.Y.Odintsova*. Geochemistry of organic matter formation rocks of khadum western caucasus-source non-Traditional accumulations // Proceedings of the Geomodel 2015 - 17th Scientific-Practical Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. Gelendzhik, 7-10 september 2015.
10. *V.V.Ananiyev, V.M.Smelkov, N.V.Pronin*. Prognostic evaluation of resource base of mendym-domanik formations as main hydrocarbon source of central areas of Volga-Urals oil and gas province // Oil and Gas Geology. –2007. –No.1. –P.32-38.
11. *V.Yu.Kerimov, M.A.Lobusev, A.V.Bondarev, G.Ya.Shilov*. Pressure conditions of formation of oil and gas complexes of the northern part of Western Siberia // Oil Industry. –2016. –No.5. –P.16-20.
12. *S.G.Neruchev*. Oil-generating formations and oil migration. M.: Nedra, 1969.
13. *S.G.Neručev, N.B.Vassoevič, N.V.Lopatin*. O škale katagenеза v svāzi s nefteгазообразованиem // Trudy XXV sessii Meždunarodnogo геологического конгресса. Doklady sovetских геологов «Gorūchie iskopaemye». Moskva, 1976.
14. *S.G.Neruchev, E.A.Rogozina, L.N.Kapchenko*. Main phase of petroleum generation as a stage of catagenetic evolution of dispersed sapropelic vegetable organic matter // Geology and Geophysics. –1973. –No.10. –P.14-17.
15. *A.S.Pepper, P.J.Corvi*. Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: Oil and gas from kerogen // Marine And Petroleum Geology. –1995. –Vol.12. –No.3. –P. 291-319.
16. *B.P.Tissot, D.H.Welte*. Petroleum formation and occurrence. 2nd edition Berlin: Springer-Verlag, 1984.
17. *D.M.Jarvie*. Shale resource systems for oil and gas: Part 1 – Shale-gas resource systems /in J.A.Breyer ed. "Shale reservoirs—Giant resources for the 21st century". AAPG Memoir. -2012. - Vol. 97. - P.69 – 87.
18. *K.E.Peters, C.C.Walters, P.J.Mankiewicz*. Evaluation of kinetic uncertainty in numerical models of petroleum generation // AAPG Bulletin. -2006. -Vol. 90. -No. 3. -P.387-403.

19. А.А.Фейзуллаев, Г.Г.Исмаилова, Н.М.Джаббарова. Показатели зрелости органического вещества и их корреляция (на примере Южно-Каспийского бассейна) /в кн. "Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные системы осадочных бассейнов". М.: ГЕОС, 2005.
19. A.A.Fejzullaev, G.G.Ismajlova, N.M.Džabbarova. Pokazateli zrelosti organiĉeskogo vešestva i ih korrelaciâ (na primere Ūžno-Kaspijskogo bassejna) /v kn. "Novye idei v geologii i geohimii nefti i gaza. Neftegazonosnye sistemy osadoĉnyh bassejnov". М.: GEOS, 2005.
20. В.Ю.Керимов, А.В.Осипов, Е.А.Лавренова. Перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных горизонтов в пределах юго-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции //Нефтяное хозяйство. –2014. –№4. –С.33-35.
20. V.Yu.Kerimov, A.V.Osipov, E.A.Lavrenova. The hydrocarbon potential of deep horizons in the south-eastern part of the Volga-Urals oil and gas province //Oil Industry. –2014. –No.4. –P.33-35.
21. В.Ю.Керимов, Р.Н.Мустаев, Б.В.Сенин и др. Задачи бассейнового моделирования на разных этапах геолого-разведочных работ //Нефтяное хозяйство. –2015. –№4. –С.26-29.
21. V.Yu.Kerimov, R.N.Mustaev, B.V.Senin, et al. Basin modeling tasks at different stages of geological exploration //Oil Industry. –2015. –No.4. –P. 26-29.
22. В.Ю.Керимов, Р.Н.Мустаев, У.С.Серикова и др. Генерационно-аккумуляционные углеводородные системы на территории п-ова Крым и прилегающих акваторий Азовского и Черного морей //Нефтяное хозяйство. –2015. –№3. –С.56-60.
22. V.Yu.Kerimov, R.N.Mustaev, U.S.Serikova, et al. Hydrocarbon generation-accumulative system on the territory of Crimea Peninsula and adjacent Azov and Black Seas //Oil Industry. –2015. –No.3. –P.56-60.
23. В.Ю.Керимов, У.С.Серикова, Р.Н.Мустаев, И.С.Гулиев. Нефтегазоносность глубокозалегающих отложений Южно-Каспийской Впадины //Нефтяное хозяйство. –2014. –№5. –С.50-54.
23. V.Yu.Kerimov, U.S.Serikova, R.N.Mustaev, I.S.Guliyev. Deep oil-and-gas content of South Caspian Basin //Oil Industry. –2014. –No.5. –P.50-54.
24. V.Yu.Kerimov, R.N.Mustaev, N.Sh.Yandarbiev, E.M.Movsumzade. Environment for the Formation of Shale Oil and Gas Accumulations in Low-Permeability Sequences of the Maikop Series, Fore-Caucasus //Oriental Journal of Chemistry. –2017. –Vol.33. –No.2. –P.879-892.
24. V.Yu.Kerimov, R.N.Mustaev, N.Sh.Yandarbiev, E.M.Movsumzade. Environment for the Formation of Shale Oil and Gas Accumulations in Low-Permeability Sequences of the Maikop Series, Fore-Caucasus //Oriental Journal of Chemistry. –2017. –Vol.33. –No.2. –P.879-892.
25. В.Ю.Керимов, А.А.Горбунов, Е.А.Лавренова, А.В.Осипов. Модели углеводородных систем зоны сочленения Русской Платформы и Урала //Литология и полезные ископаемые. –2015. –Vol.50. –No.5. –P.445-458.
25. V.Yu.Kerimov, A.A.Gorbunov, E.A.Lavrenova and A.V.Osipov. Models of Hydrocarbon Systems in the Russian Platform - Ural Junction Zone //Lithology and Mineral Resources. –2015. –Vol.50. –No.5. –P.394-406.
26. D.Johnson. Reservoir characterization of the Barnett Shale //Presented at the Barnett Shale Symposium, Ellison Miles Geotechnology Institute at Brookhaven College, Dallas, Texas, November 12–13, 2003.
26. D.Johnson. Reservoir characterization of the Barnett Shale //Presented at the Barnett Shale Symposium, Ellison Miles Geotechnology Institute at Brookhaven College, Dallas, Texas, November 12–13, 2003.
27. V.Yu.Kerimov, A.V.Osipov, R.N.Mustaev, A.S.Monakova. Modeling of petroleum systems in regions with complex geological structure //Proceedings of the Geomodel 2014 - 16th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. Gelendzhik, 08-11 september 2014.
27. V.Yu.Kerimov, A.V.Osipov, R.N.Mustaev, A.S.Monakova. Modeling of petroleum systems in regions with complex geological structure //Proceedings of the Geomodel 2014 - 16th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. Gelendzhik, 08-11 september 2014.
28. О.К.Баженова, Н.П.Фадеева. Масштабы нефтегазообразования в нефтегазоносных бассейнах Восточного Паратетиса //Тезисы докладов VIII международной конференции «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа». Москва, МГУ: ГЕОС, 2005.
28. O.K.Baženova, N.P.Fadeeva. Masštaby neftegazoobrazovaniâ v neftegazonosnyh bassejnah Vostoĉnogo Paratetisa //Tezisy докладov VIII meždunarodnoj konferencii «Novye idei v geologii i geohimii nefti i gaza». Moskva, MGU: GEOS, 2005.
29. И.С.Гулиев, Г.-М.А.Алиев, Э.Г.Алиева, Ч.С.Мурадов. Многокомпонентная аномалия в донных осадках и морской воде центральной части Южно-Каспийской впадины //Геохимия. –2000. –№ 9. –С. 1010-1017.
29. I.S.Guliev, G.-M.A.Aliev, E.G.Alieva, Ch.S.Muradov. A multicomponent anomaly in the bottom sediments and seawater of the central part of the South Caspian depression // Geochemistry International. –2000. –Vol.38. –No.9. –P.921–928.
30. E. Aliyeva. Model of HC generation and accumulation applied to prospects of Caspian deep water part //EAGE 65th Conference & Exhibition. Norway, Stavanger, 2 - 5 June 2003.
30. E. Aliyeva. Model of HC generation and accumulation applied to prospects of Caspian deep water part //EAGE 65th Conference & Exhibition. Norway, Stavanger, 2 - 5 June 2003.
31. Ад.А.Алиев, И.С.Гулиев, А.А.Фейзуллаев. Что нам известно о грязевых вулканах? Баку: ЗАО «Qoliaf group», 2012.
31. Ad.A.Aliev, I.S.Guliev, A.A.Fejzullaev. Ĉto nam izvestno o grâzevyh vulkanah? Baku: ZAO «Qoliaf group», 2012.

Оценка генерационного потенциала сланцевых низкопроницаемых толщ (майкопская серия Кавказа)

I.S.Guliev¹, V.Yu.Kerimov², R.N.Mustayev², A.V.Bondarev²

¹Национальная Академия наук Азербайджана, Баку, Азербайджан;

²РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина, Москва, Россия

Реферат

Статья посвящена оценке генерационного потенциала низкопроницаемых глинистых толщ майкопской серии Кавказа, с которой связаны благоприятные условия формирования «сланцевых» скоплений УВ. Нетрадиционные ресурсы УВ в сланцевых низкопроницаемых толщах часто связаны с областями развития незрелых, но «богатых» и «очень богатых» потенциально нефтематеринских пород, находящихся на начальном этапе главной фазы нефтеобразования или на подступах к ней. Концентрация $C_{орг}$ в них может достигать первых десятков процентов. Под «сланцевой нефтью» понимается нефть паравтохтонных скоплений в низкопроницаемых высокобитуминозных, обогащенных сапропелевым ОВ толщах. Для достоверной оценки генерационного потенциала материнской породы необходимо учитывать начальные значения ТОС и НІ. Извлекаемые углеводороды из нефтегазоносных сланцев будут содержаться в пласте в той концентрации, которая возникла в результате их генерации «in situ». Основным критерием для поисков сланцевых УВ является не ловушка, где аккумулируются УВ и формируются залежи, а непосредственно нефтематеринские породы, в которых образовались УВ, но из которых не произошла их эмиграция. На основе анализа геофизических и геохимических характеристик сланцевых низкопроницаемых коллекторов хадумской свиты Предкавказья предложен методический подход для оценки в них значений $C_{орг}$ по данным гамма-каротажа. Это существенно расширяет возможности для оценки $C_{орг}$ в разрезах скважин, так как отбор керна ограничен. Появляется возможность более оперативно выделять перспективные зоны для поисков в них скоплений УВ.

Ключевые слова: Майкопская серия; нетрадиционные ресурсы; сланцевые УВ; генерация; поиски и разведка

Aşağıkeçiricilikli şist qatlarının generasiya potensialının qiymətləndirilməsi (Qafqazın maykop seriyası)

I.S.Quliyev¹, V.Y.Kərimov², R.N.Mustayev², A.V.Bondaryov²

¹Azərbaycan Milli Elmlər Akademiyası, Bakı, Azərbaycan;

²İ.M.Qubkin adına Rusiya Dövlət Neft və Qaz Universiteti (ETU), Moskva, Rusiya

Xülasə

Məqalə Qafqazın maykop seriyasından olan aşağıkeçiricilikli gil qatlarının generasiya potensialının qiymətləndirilməsinə həsr edilmişdir. Karbohidrogenlərin «şist» yığıntılarının formalaşması üçün əlverişli şərait bu potensialla bağlıdır. Aşağıkeçiricilikli şist qatlarında qeyri-ənənəvi karbohidrogen resursları çox vaxt hələ tam ərsəyə gəlməmiş, lakin neftəmələgəlmənin əsas fazasının başlanğıc və ya ona yaxın mərhələsində yerləşən «zəngin» və «çox zəngin» potensial ana neft süxurları olan sahələrlə bağlı olur. Onlarda C_{org} qatlaşması ilk on faizdə baş verə bilər. «Şist nefti» dedikdə aşağıkeçiricilikli yüksəkbitumlu, sapropel orqanik maddələrlə zəngin qatlarda olan paraautoxton yığıntıların nefti başa düşülür. Ana süxurun generasiya potensialının dəqiq qiymətləndirilməsi üçün ТОС və НІ-nin ilkin qiymətlərini nəzərə almaq zəruridir. Neftli-qazlı şistlərdən çıxardılan karbohidrogenlərin laydakı qatılığı onların «in situ»dakı generasiyası nəticəsində yaranan qatılıqda olacaqdır. Şist karbohidrogenlərinin axtarıları üçün əsas meyar karbohidrogenlərin yığıldığı və yataq əmələ gətirdiyi tələ deyil, bilavasitə karbohidrogenlərin əmələ gəldiyi, lakin emiqrasiyalarının baş vermədiyi ana neft süxurlarıdır. Predqafqaz xadum lay dəstəsinin şist aşağıkeçiricilikli kollektorlarının geofiziki və geokimyəvi xarakteristikalarının analizi əsasında qamma-karotaj məlumatlarına görə C_{org} qiymətləndirilməsi üçün metodik yanaşma təklif edilmişdir. Quyu kəsiklərində kernin götürülməsinin məhdud olmasına baxmayaraq, bu yanaşma C_{org} qiymətləndirilməsi üçün imkanları əhəmiyyətli dərəcədə genişləndirir. Karbohidrogen yığıntılarının axtarıları üçün perspektivli zonaları daha operativ seçmək imkanı meydana çıxır.

Açar sözlər: maykop seriyası; qeyri-ənənəvi resurslar; şist karbohidrogenlər; generasiya; axtarılar və kəşfiyyat