

## Методика оценки содержания керогена и битумоидов в артинских отложениях газонефтяного месторождения Оренбургской области по данным ГИС

Р.С. Хисамов<sup>1</sup>, И.О. Бурханова<sup>2\*</sup>, Н.А. Скибицкая<sup>2</sup>, В.Г. Базаревская<sup>3</sup>, О.К. Навроцкий<sup>4</sup>, Б.А. Никулин<sup>5</sup>

1 – ПАО «Татнефть», г. Альметьевск, Россия

2 – Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия

3 – ТатНИПИнефть, г. Бугульма, Россия

4 – Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики, г. Саратов, Россия

5 – Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, г. Москва, Россия

E-mail: \*burhanova\_irina@mail.ru

**Аннотация.** Литолого-геохимические исследования керн артинских карбонатных отложений одного из газонефтяных месторождений юго-запада Оренбургской области выявили значительное количество автохтонного органического вещества в продуктивных интервалах разреза. В результате исследования шлифов установлено, что содержание органического углерода в исследуемых породах достигает 3,75% масс., средняя величина этого параметра составляет 1,05% масс. Статья посвящена разработке методики оценки содержания керогена и битумоидов в изучаемых породах по данным геофизических исследований скважин.

**Ключевые слова:** карбонатные нефтегазоматеринские отложения, органическое вещество, кероген, битумоиды, шлифы, торий, уран, гамма-каротаж, урановый эквивалент.

**Для цитирования:** Хисамов Р.С., Бурханова И.О., Скибицкая Н.А., Базаревская В.Г., Навроцкий О.К., Никулин Б.А. Методика оценки содержания керогена и битумоидов в артинских отложениях газонефтяного месторождения Оренбургской области по данным ГИС // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 3(38). С. 3–18. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-38.art1>

### Введение

Нетрадиционные источники углеводородного сырья, в том числе нефтегазоматеринские породы, являются объектом изучения многих современных исследователей [1–3], ряд работ посвящен изучению нефтегазоматеринских свойств карбонатных отложений на территории Российской Федерации и за рубежом [4–9].

Объектом исследований в настоящей работе являются карбонатные нефтегазо-насыщенные отложения артинского яруса

газонефтяного месторождения ГНМ-1, расположенного в юго-западной части Оренбургской области, в непосредственной близости от крупного Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ). Продуктивные отложения ОНГКМ являются нефтегазоматеринскими, что существенно увеличивает их ресурсный потенциал [4]. Анализ результатов исследований образцов керн артинского яруса ГНМ-1 на микроуровне позволяет предположить нефтегазоматеринскую природу изучаемых пород [10].

Получение достоверных параметров для подсчета запасов углеводородов и попутных компонентов в нефтегазоматеринских отложениях возможно на основе интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) с привлечением результатов петрофизических и геохимических исследований керна. Ранее уже была предложена интерпретационная модель артинских отложений ГНМ-1 [11]. Настоящая работа посвящена разработке методики оценки содержания керогена и битумоидов в изучаемых породах на основе не учтенных ранее данных.

#### Материалы и методы исследований

Отмытый от солей, но не экстрагированный от битумоидов органическими растворителями керн из артинских отложений ГНМ-1 был изучен литолого-геохимическими, петрофизическими, геохимическими и физико-химическими методами [11]. Как показали исследования пород в шлифах, основную часть изучаемого разреза

составляют известняки. В значительно меньшем объеме присутствуют доломитизированные известняки и доломиты. Небольшая часть образцов сульфатизирована. При описании шлифов отмечается, что приблизительно в 12% образцов присутствуют глины. В большинстве образцов коллекции содержится органическое вещество (ОВ).

Артинские отложения ГНМ-1 залегают на глубине около 2,5 км, пластовая температура составляет 49–55 °С. Породы артинско-сакмарского возраста ОНГКМ расположены на глубине 1,5 км, пластовая температура – 27–30 °С. Величины коэффициентов пористости, абсолютной проницаемости и гамма-активности изучаемых отложений наиболее близки к параметрам пород сакмарского гамма-репера в кровле сакмарского яруса ОНГКМ (табл. 1). Следует отметить, что исследуемые артинские отложения отличаются от аналогичных Оренбургскому нефтегазоконденсатному месторождению более высокими концентрациями тория Th.

Таблица 1

#### Сравнительная характеристика артинских отложений ГНМ-1 и артинско-сакмарских отложений Оренбургского НГКМ\* по керну

Объект	Коэффициент открытой пористости, %	Коэффициент абсолютной проницаемости, мкм <sup>2</sup>	Гамма-активность, мкР/ч	Вклад урана U, %	Концентрация битумоидов C <sub>ХБА</sub> , % масс.
Артинский ярус ГНМ-1 (115 образцов)	0,14–15,85 (3,52)**	0,02–0,19 (0,07)	2,1–16,8 (6,2)	0–100 (55)	0,001–0,26 (0,04)
Артинский ярус ОНГКМ (313 образцов)	0,2–25,7 (7,7)	0,005–101 (1,47)	0,2–9,8 (1,8)	23–95 (70)	0,012–1,58 (0,157)
Сакмарский ярус ОНГКМ (420 образцов)	0,13–26,12 (4,8)	0,005–11,72 (0,43)	0,71–25 (4,63)	42–98 (85)	0,006–3,56 (0,253)
Сакмарский гамма-репер ОНГКМ (114 образцов)	0,2–13,74 (2,95)	0,005–8,59 (0,31)	0,93–25 (8,4)	79–98 (93)	0,013–1,586 (0,235)

\*приведена характеристика артинских и сакмарских отложений Оренбургского НГКМ по результатам исследования керна из параметрической скважины в центральной части месторождения;

\*\* приведен диапазон значений, в скобках – средние значения параметров.

### Результаты литолого-геохимических и геохимических исследований

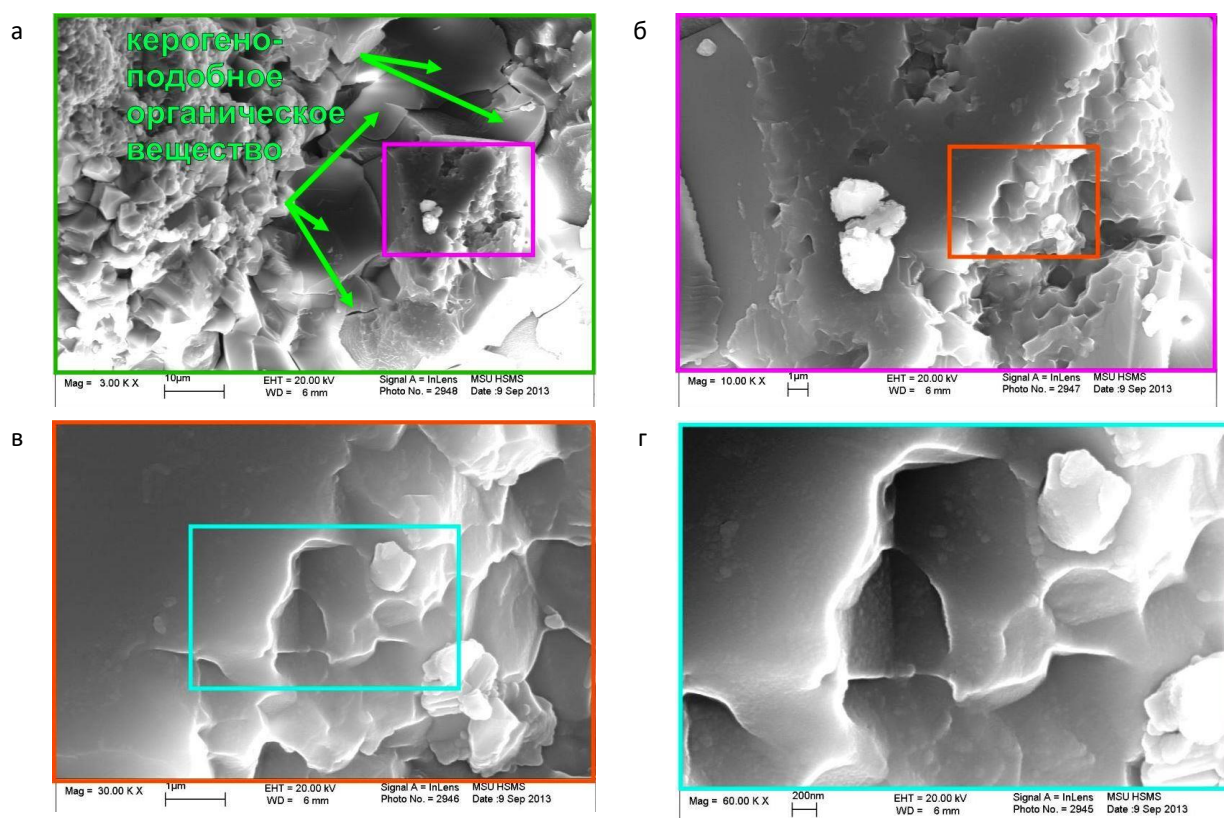
Массовое содержание хлороформных битумоидов (ХБА)  $C_{ХБА}$ , оцененное способом холодной экстракции, в изучаемых породах достаточно низкое и варьирует от 0,001 до 0,26% масс. (среднее значение 0,04% масс.). Один из образцов коллекции характеризуется аномально высокой концентрацией ХБА – 1,77% масс. (образец А). В то же время при исследованиях образцов пород в шлифах, а также в растровом электронном микроскопе (РЭМ) высокого разрешения было выявлено значительное количество органического вещества в породах (рис. 1, 2).

Исследования в свежих сколах образцов пород в люминесцентном микроскопе показали автохтонный

(сингенетичный) характер органического вещества (рис. 3).

Концентрация органического вещества является важнейшей характеристикой нефтегазоматеринских пород. Чаще всего используется величина содержания органического углерода  $C_{орг}$ . Наиболее распространенным методом оценки  $C_{орг}$  является пиролитический [12], однако, такие исследования не проводились.

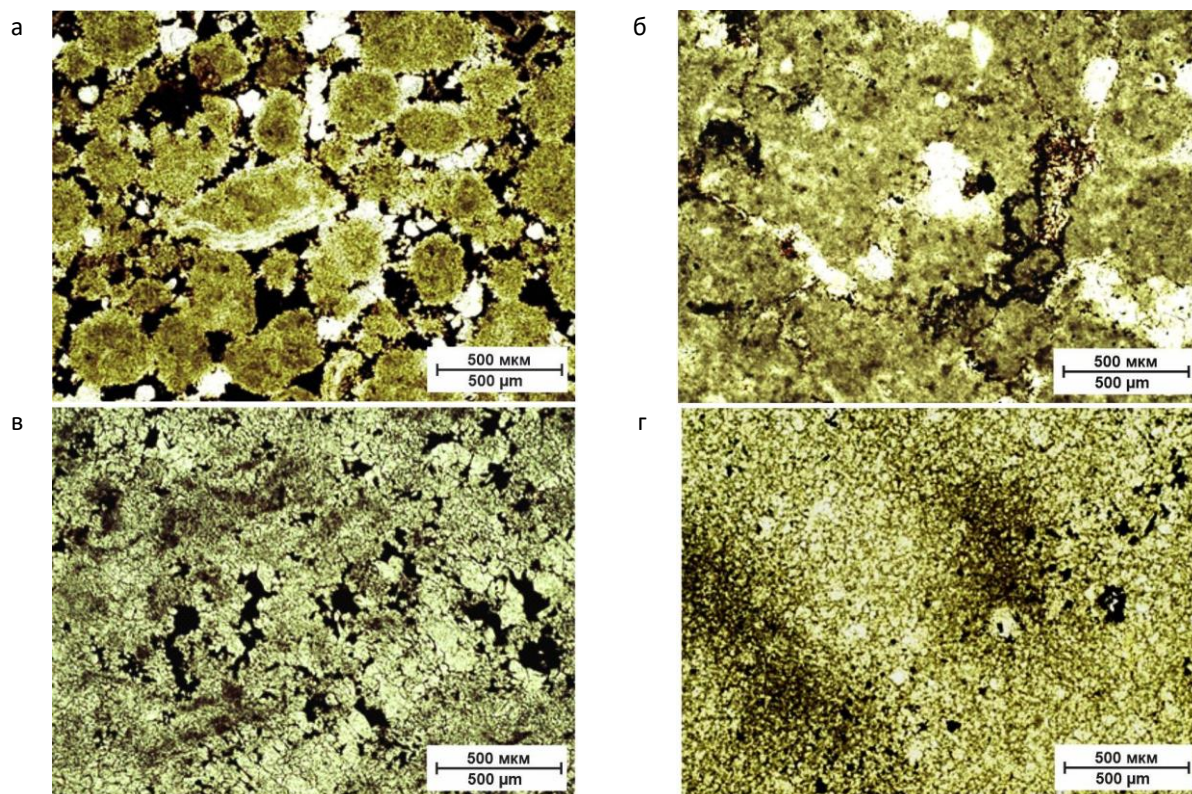
Как показало сравнение оценок содержания органического углерода продуктивных отложений Оренбургского НГКМ пиролитическим методом и изучением шлифов, результаты этих методов близки в случаях, когда органическое вещество заполняет межзерновые промежутки и присутствует в составе цемента.



**Рис. 1.** Керогеноподобное органическое вещество на фотографии скола образца А в РЭМ высокого разрешения:

а – увеличение 3000<sup>x</sup>, б – увеличение 10000<sup>x</sup>,  
в – увеличение 30000<sup>x</sup>, г – увеличение 60000<sup>x</sup>





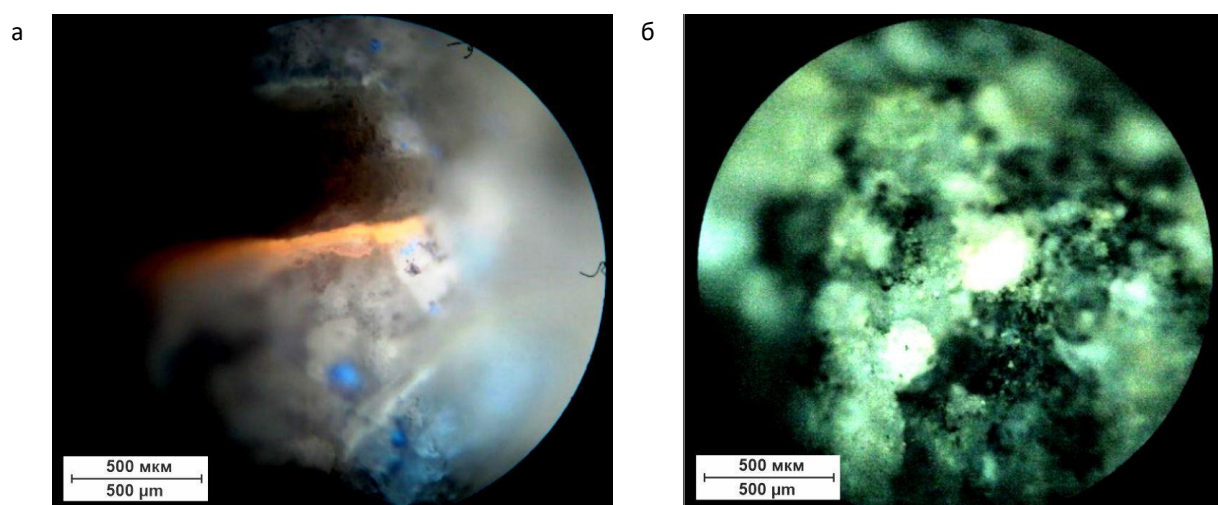
**Рис. 2.** Формы распространения органического вещества (ОВ) в породах артинского яруса (фотографии шлифов, увеличение 200<sup>х</sup>):

а – Образец А – ОВ темно-коричневого, почти черного цвета расположено в межформенном, а также внутриформенном пустотном пространстве; количество ОВ по площади шлифа составляет около 11%;

б – Образец Б – включения ОВ желтоватого, коричневатого цвета, приурочены к фенестрам, стилолитовым швам; количество ОВ по площади шлифа составляет около 7%;

в – Образец В – включения ОВ от светло- до темно-коричневого почти черного цвета приурочены к межкристаллическому пространству и органогенным остаткам; количество ОВ по площади шлифа составляет около 3%;

г – Образец Г – ОВ присутствует в виде точечных вкраплений, рассеяно по породе; количество ОВ по площади шлифа составляет около 1–2%



**Рис. 3.** Фотографии сколов образцов ГНМ-1 под люминесцентным микроскопом:

а – Образец А – сгусток органического вещества, от которого в процессе катагенетического преобразования начинают отделяться тяжелые смолистые компоненты;

б – Образец В – по периферии биокластов фиксируются темные скопления органического вещества

При ином распределении органического вещества, когда ОВ «пропитывает» кальцитовые сгустки и комки, органические остатки, водорослевую ткань и стенки фораминифер, пиролитический метод исследований занижает содержание органического углерода [13].

Для количественной характеристики разреза ГНМ-1 по содержанию ОВ были использованы результаты описания пород в шлифах. Количество органического вещества по площади шлифа приравнивалось к объемной концентрации ОВ в породе  $K_{ОВ}^{шлиф}$ . Площадная характеристика транспонировалась в объемные параметры согласно принципу Кавальери–Акера–Глагольева [14]. Далее величина  $K_{ОВ}^{шлиф}$  пересчитывалась в массовую концентрацию ОВ  $C_{ОВ}^{шлиф}$  и величину  $C_{орг}$ , при этом содержание углерода в органическом веществе принималось равным 71% [13]:

$$C_{орг} = K_{ОВ}^{шлиф} \times \delta_{ОВ} / \delta_{ГП} \times 0,71 = C_{ОВ}^{шлиф} \times 0,71 ,$$

где  $\delta_{ОВ}$  – плотность органического вещества, принятая равной 1,3;

$\delta_{ГП}$  – плотность горной породы, принятая равной 2,7.

Согласно описанию 115 шлифов пород артинского яруса ГНМ-1, среднее площадное содержание ОВ в шлифах варьирует от 0,5 до 11% (в среднем 3,1%), что в пересчете соответствует величине  $C_{орг}$  от 0,17 до 3,75% масс. (в среднем 1,05% масс.). В соответствии с классификацией осадочных пород по содержанию  $C_{орг}$ , органическое вещество основной части образцов относится к рассеянному, 5 образцов из изученной коллекции содержит концентрированное ОВ ( $C_{орг}$  от 2,51 до 10% масс.) [15]. Повышенные концентрации органического вещества

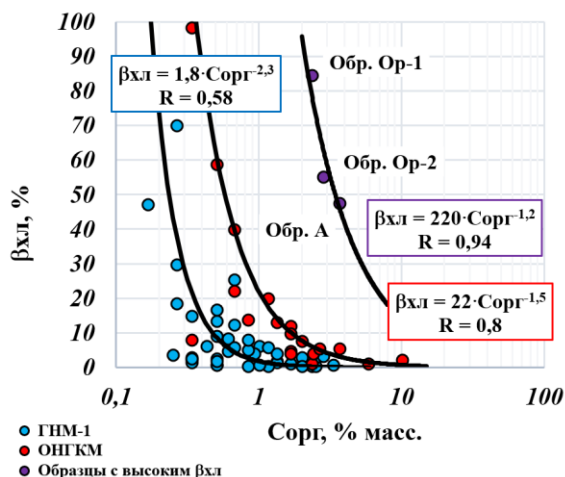
в породах и его сингенетичность указывают на нефтегазоматеринские свойства изучаемых отложений.

При описании шлифов помимо количества органического вещества отмечаются также его цвет, морфология, форма распространения и другие характеристики. Желтый цвет свидетельствует о преобладании осмоленных (легкие смолы) и маслянистых битумоидов, коричневый – асфальтенов и тяжелых смол, черный – керитов (керогена) [16].

Цвет органического вещества пород ГНМ-1 в шлифах чаще характеризуют как неоднородный, в основном от коричневого до черного. Редко отмечается присутствие желтоватого и светло-коричневого ОВ. При низкой концентрации  $C_{орг}$  органическое вещество от коричневого до черного цвета рассеяно по породе (см. рис. 2г, образец Г). При более высоких концентрациях  $C_{орг}$  органическое вещество почти черного цвета заполняет пустотное пространство (межформенное, внутриформенное, межкристаллическое, трещины, стилолитовые швы), см. рис. 2а, 2б, 2в (образцы А, Б, В). Учитывая довольно низкие концентрации ХБА в изучаемых образцах, а также преимущественно черный цвет описываемого в шлифах ОВ, можно заключить, что значительная часть органического вещества пород представлена керогеном (см. рис. 1, 2).

Для артинских отложений ГНМ-1 был рассчитан битумоидный коэффициент  $\beta_{хл}$  как отношение концентрации хлороформных битумоидов А к общей концентрации органического углерода по шлифам  $C_{орг}$  (рис. 4):

$$\beta_{хл} = C_{ХБА} / C_{орг} .$$



**Рис. 4.** Зависимость битумоидного коэффициента от содержания органического вещества по шлифам артинских отложений ГНМ-1 и пород сакмарского гамма-репера Оренбургского НГКМ

Обратная связь битумоидного коэффициента с общей концентрации ОВ является показателем автохтонности битумоидов (закономерность Успенского–Вассоевича) [15].

Рассчитанная по данным исследования шлифов величина  $C_{орг}$  в породах сакмарского гамма-репера ОНГКМ варьирует от 0,3 до 10,2% масс. (в среднем 2,3% масс.) (см. рис. 4). Ранее при изучении сакмарского гамма-репера ОНГКМ также, как и для артинских отложений ГНМ-1, отмечалась существенно более высокая концентрация ОВ по шлифам по сравнению с концентрацией хлороформных битумоидов [17].

Артинские отложения ГНМ-1 по сравнению с породами сакмарского репера ОНГКМ характеризуются, в целом, относительно более низкими величинами  $C_{орг}$  и  $\beta_{хл}$ , что указывает на более глубокие процессы последовательного преобразования органического вещества (керогена и битумоидов) до углеводородов нефтяного

ряда. Последовательное закономерное смещение корреляционных связей  $\beta_{хл} = f(C_{орг})$  в сторону более низких значений  $C_{орг}$  с уменьшением средних значений битумоидного коэффициента  $\beta_{хл}$  указывает на все более существенное смещение характеристик нефтегазонасыщенности продуктивных отложений – от газоконденсатных до нефтегазоконденсатных, до газонефтяных и, наконец, до нефтяных.

Отдельную группу формируют три образца с высоким значением  $\beta_{хл}$  – один образец из артинских отложений (образец А) и два образца, принадлежащих сакмарскому гамма-реперу (образцы Оп-1, Оп-2), см. рис. 4. Считается, что битумоидный коэффициент выше 20% свидетельствует об аллохтонности либо паравтохтонности битумоидов [15]. Однако аллохтонные и паравтохтонные битумоиды представлены преимущественно маслами, тогда как хлороформный экстракт из образцов этой группы на 49–77% состоит из спирто-бензольных смол и асфальтенов. Таким образом, органическое вещество этой группы образцов является автохтонным, но степень его преобразования – более низкая и, вероятно, соответствует стадии газообразования.

#### **Разработка и апробация методики оценки содержания органического вещества по данным ГИС**

Разработанная ранее методика интерпретации данных ГИС в разрезе ГНМ-1 предполагала выделение литологических типов пород на основе классификации данных нейтронного каротажа, акустического каротажа, бокового каротажа и гамма-каротажа [11].

С учетом литологических описаний керна и шлифов разрез был расчленен на следующие классы:

- 1 – класс глинистых известняков,
- 2 – класс сульфатизированных известняков,
- 3 – класс доломитизированных известняков с повышенным содержанием органического вещества,
- 4 – класс трещиноватых доломитизированных известняков,
- 5 – класс микрокавернозных известняков,
- 6 – класс известковистых доломитов.

Также была обоснована обратная зависимость типа «керна-керна» между концентрацией битумоидов и величиной отношения Th/U [11].

Анализ результатов интерпретации показал, что в состав изучаемых отложений помимо глин и битумоидов входит еще один радиоактивный компонент – нерастворимое органическое вещество (кероген), которое помимо урана концентрирует торий [11]. О накоплении тория органическим веществом упоминается в работах [18, 19]. Ранее было высказано предположение, что породы всех литологических типов (классов) содержат кероген, концентрация которого обратно пропорциональна содержанию глин и битумоидов. Однако разработанная в то время интерпретационная модель геофизических исследований скважин не учитывала содержание органического вещества в породах 1, 2, 4, 5 и 6 классов, поскольку отсутствовали данные его количественного определения по керну [11].

С целью усовершенствования интерпретационной модели были использованы количественные оценки объемных концентраций ОВ в шлифах  $K_{ОВ}^{шлиф}$ . В величину  $K_{ОВ}^{шлиф}$  входят содержание керогена и тяжелых углеводородных битумоидов (асфальтенов и спирто-бензольных смол). Поскольку при

высоких концентрациях битумоидов в породах изучаемого месторождения ХБА состоят в основном из асфальтенов и спирто-бензольных смол, концентрацию керогена по шлифам  $C_{кер}^{шлиф}$  для артинских отложений ГНМ-1 возможно оценивать как разность общего количественного содержания ОВ в шлифах и концентраций ХБА по результатам экстракции без потери точности:

$$C_{кер}^{шлиф} = C_{ОВ}^{шлиф} - C_{ХБА}.$$

При разработке методики оценки содержания органического вещества по данным ГИС в первую очередь анализируют радиоактивные свойства пород [20–23, ОТЧЕТ\*]. В настоящей работе наиболее важные результаты были получены при анализе данных по гамма-активности керна в единицах уранового эквивалента еU с содержанием керогена по шлифам  $C_{кер}^{шлиф}$ . Величина уранового эквивалента рассчитывалась на основе данных о концентрациях урана U, тория Th и калия K в образцах керна.

Поскольку и глинистые минералы, и кероген вносят вклад в интегральную гамма-активность, свойства группы глинистых образцов анализировались отдельно. При изучении в сколах таких образцов в РЭМ высокого разрешения были обнаружены аутигенные глинистые минералы (гидро-слюды) [11]. Рост содержания глинистых минералов приводит к увеличению концентрации калия [24].

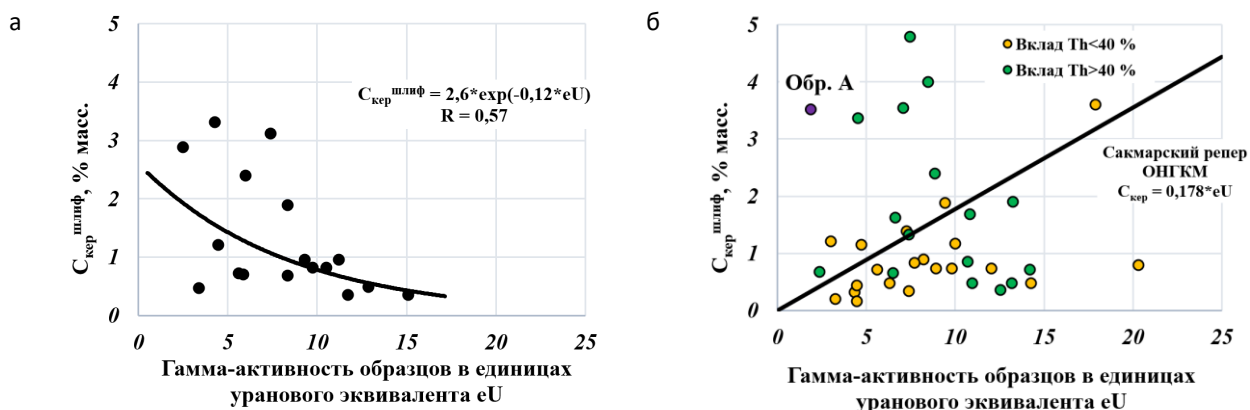
---

\* ОТЧЕТ – Нестеров И.И., Пьянков Б.Н. Предварительный подсчет запасов нефти и растворенного газа баженовской залежи (горизонт Ю<sub>0</sub>) участка месторождения Большой Салым Нефтеюганского района Тюменской области по состоянию на 1.01.85 г.: Геологический отчет. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1986. 212 с.



Прямое сопоставление содержания керогена с eU по керну позволило выявить связь только для глинистых и сульфатизированных пород (рис. 5а). Эти два литологических типа были объединены, поскольку часто глинистость

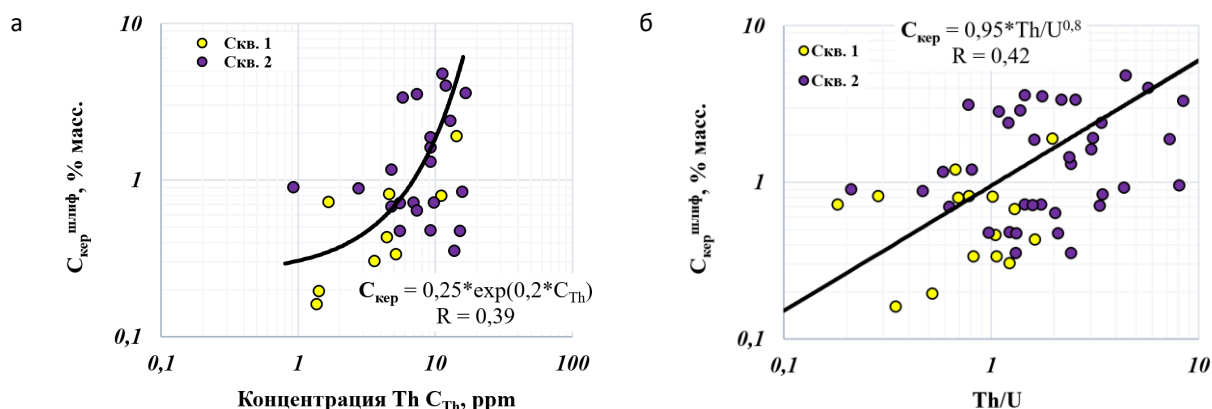
и сульфатизация в изучаемых породах встречаются совместно. Такой характер связи подтверждает предположения об обратной зависимости между содержанием глини и нерастворимого органического вещества [11].



**Рис. 5.** Сопоставление содержаний керогена по результатам изучения шлифов  $C_{\text{кер}}^{\text{шлиф}}$  с гамма-активностью по керну:  
а – для глинистых и сульфатизированных пород артинских отложений ГНМ-1;  
б – для известняков и доломитизированных известняков артинских отложений ГНМ-1 (зависимость установлена для сакмарского репера Оренбургского НГКМ)

Для известняков и доломитизированных известняков сопоставление  $C_{\text{кер}}^{\text{шлиф}}$  с eU характеризуется значительным разбросом (см. рис. 5б). Причина такого разброса в том, что содержание керогена в артинских отложениях ГНМ-1 связано с концентрацией тория, значение которой сильно варьирует

в изучаемых породах (рис. 6). Как видно на рис. 6а, при высоких значениях  $C_{\text{кер}}^{\text{шлиф}}$  концентрация Th растет не так сильно, что приводит к отсутствию связи между величинами уранового эквивалента и содержанием керогена для пород с высокой концентрацией ОБ (см. рис. 6б).



**Рис. 6.** Зависимость содержания керогена для известняков и доломитизированных известняков артинских отложений ГНМ-1:  
а – от концентрации тория; б – от отношения концентраций тория и урана Th/U



Поскольку спектрометрический гамма-каротаж в скважинах изучаемого месторождения не проводился, для группы неглинистых пород была выполнена апробация методики оценки содержания керогена по величине уранового эквивалента  $C_{\text{кер}}^{\text{eU}}$ , разработанной для сакмарских отложений Оренбургского НГКМ по формулам [25]:

$$K_{\text{кер}}^{\text{eU}} = 0,37 \times \text{eU}, \quad (1)$$

$$C_{\text{кер}}^{\text{eU}} = a \times K_{\text{кер}}^{\text{eU}} = 0,48 \times K_{\text{кер}}^{\text{eU}}, \quad (2)$$

$$C_{\text{кер}}^{\text{eU}} = 0,178 \times \text{eU}, \quad (3)$$

где  $K_{\text{кер}}^{\text{eU}}$  – расчетное объемное содержание керогена, % об.;

$C_{\text{кер}}^{\text{eU}}$  – расчетное массовое содержание керогена, % масс.;

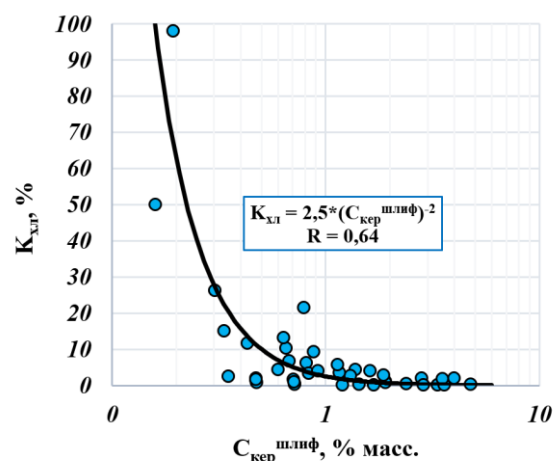
eU – величина уранового эквивалента;

a – коэффициент, учитывающий соотношение плотностей керогена (1,3 г/см<sup>3</sup>) и минеральной части горной породы (2,7 г/см<sup>3</sup>).

Как видно на рис. 5б, связь для сакмарского гамма-репера ОНГКМ (черная линия зависимости) в среднем согласуется с результатами изучения керна артинского яруса ГНМ-1. Средняя расчетная концентрация керогена  $C_{\text{кер}}^{\text{eU}}$  по формулам (1, 2, 3) для коллекции керна ГНМ-1 составила 1,34% масс., среднее значение  $C_{\text{кер}}^{\text{шлиф}}$  – 1,39% масс.

Для применения методики оценки керогена в разрезах скважин кривые интегрального гамма-каротажа следует переводить в единицы уранового эквивалента [26]. Для более точных оценок концентраций керогена рекомендуется ввести в стандартный комплекс ГИС таких отложений спектрометрический гамма-каротаж.

Далее на основе результатов оценки концентрации керогена рассчитывалось среднее содержание ХБА (битумоидов)  $C_{\text{бит}}^{\text{ГИС}}$  по графику преобразованной зависимости битумоидного коэффициента  $\beta_{\text{хл}}$  от общей концентрации ОВ (рис. 7).



**Рис. 7.** Зависимость соотношения массовых концентраций битумоидов и керогена от содержания керогена для артинских отложений ГНМ-1

Коэффициент  $K_{\text{хл}}$  был рассчитан как отношение концентрации битумоидов к концентрации керогена:

$$K_{\text{хл}} = C_{\text{ХБА}} / C_{\text{кер}}^{\text{шлиф}}.$$

Таким образом, величина  $C_{\text{бит}}^{\text{ГИС}}$  оценивалась по формуле:

$$C_{\text{бит}}^{\text{ГИС}} = 2,5 / C_{\text{кер}}^{\text{шлиф}}.$$

Разработанная методика оценки массового содержания битумоидов  $C_{\text{бит}}^{\text{ГИС}}$  и керогена  $C_{\text{кер}}^{\text{eU}}$  была апробирована в разрезах скв. 1 и 2 ГНМ-1 (табл. 2). Массовые концентрации компонентов ОВ были пересчитаны в объемные с учетом плотности (объемное содержание керогена  $K_{\text{кер}}$ , объемное содержание битумоидов  $K_{\text{бит}}$ ).

Таблица 2

**Сравнение усредненных результатов интерпретации данных ГИС  
и данных исследования керна в скв. 1 и 2 ГНМ-1**

№ скв.	$C_{\text{кер}}^{\text{eU}}$ , % масс.	$C_{\text{бит}}^{\text{ГИС}}$ , % масс.	$C_{\text{кер}}^{\text{шлиф}}$ , % масс.	$C_{\text{ХБА}}$ , % масс.
1	0,36–1,65 (0,82)*	0,015–0,068 (0,036)	0,16–1,9 (0,71)	0,01–0,26 (0,08)
2	0,27–3,07 (0,82)	0,008–0,09 (0,039)	0,35–4,78 (1,65)	0,001–0,13 (0,02)

\* приведен диапазон значений, в скобках – средние значения параметров.

Сходимость результатов интерпретации с данными керна в скв. № 1 лучше (см. табл. 2), поскольку концентрация керогена здесь меньше 2% масс., и его количество практически линейно связано с концентрацией тория (см. рис. 6б, 7а). При высоких концентрациях керогена, как в разрезе скв. № 2, связь между  $C_{\text{кер}}^{\text{шлиф}}$  и интегральной гамма-активностью слабее.

Данная методика может быть использована для средних оценок концентраций органического вещества в случае отсутствия записи спектрометрического гамма-метода в скважинах.

### Заключение

Анализ имеющихся результатов литолого-геохимических исследований керна в составе пород ГНМ-1 артинского возраста выявил высокое содержание органического вещества, представленного в основном керогеном.

Исследования показали, что органическое вещество изучаемых отложений является сингенетичным, что позволяет отнести породы к нефтегазоматеринским. Содержащиеся в породах битумоиды являются остаточными, их основная часть уже преобразовалась в жидкие углеводороды.

Поскольку пиролитические исследования керна не проводились, с целью оценки содержания органического вещества в изучаемых артинских отложениях были проанализированы описания пород в шлифах.

Рассчитанная на основании оценки количества органического вещества по площади шлифа величина  $C_{\text{орг}}$  варьирует от 0,17 до 3,75% масс. Содержание керогена  $C_{\text{кер}}^{\text{шлиф}}$  оценивалось как разность между суммарной концентрацией ОВ в шлифах и содержанием ХБА по керну.

Исследования показали, что в изучаемом разрезе содержание керогена коррелирует с концентрацией тория, содержание битумоидов – с концентрацией урана, а глинистые минералы содержат калий. Ввиду отсутствия записей спектрометрического гамма-каротажа в скважинах ГНМ-1 обоснованы связи содержания керогена с величинами интегральной гамма-активности в единицах уранового эквивалента для разных литологических типов пород.

Для глинистых и сульфатизированных пород выявлена обратная зависимость между содержанием керогена  $C_{\text{кер}}^{\text{шлиф}}$  и величиной уранового эквивалента  $eU$ .

Для известняков и доломитизированных известняков на основе фактических данных и результатов изучения схожего по свойствам сакмарского гамма-репера Оренбургского НГКМ обоснована прямая связь  $C_{\text{кер}}^{\text{шлиф}} = f(eU)$ .

Для оценки содержания битумоидов в разрезе получена зависимость отношения концентраций битумоидов и керогена от содержания керогена.

На основе выявленных зависимостей разработана и апробирована в разрезах двух

скважин методика оценки количественного содержания керогена и битумоидов в артинских отложениях ГНМ-1. Для более точных оценок содержания органического вещества при изучении карбонатных нефтегазоматеринских пород следует проводить пиролитические исследования керна, а в комплекс геофизических исследований разведочных и поисково-оценочных скважин необходимо включать спектрометрический гамма-каротаж.

*Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Создание научных основ новой системной методологии прогноза, поисков и освоения залежей углеводородов, включая залежи матричной нефти в газонасыщенных карбонатных отложениях нефтегазоконденсатных месторождений», № 122022800274-8).*

#### Литература

1. Якуцени В.П., Петрова Ю.Э., Суханов А.А. Нетрадиционные ресурсы углеводородов – резерв для восполнения сырьевой базы нефти и газа России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2009. Т. 4, № 1. С. 1–14. [https://www.ngtp.ru/rub/2009/11\\_2009.html](https://www.ngtp.ru/rub/2009/11_2009.html) (Дата обращения 22.07.2022).
2. Пуртова И.П., Шпуров И.В., Вариченко А.И. Трудноизвлекаемые запасы нефти. Терминология. Проблемы и состояние освоения в России // Наука и ТЭК. 2011. № 6. С. 21–26.
3. Конторович А.Э., Буриштейн Л.М., Казаненков В.А. и др. Баженовская свита – главный источник ресурсов нетрадиционной нефти в России // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2014. Вып. 2(10). С. 2. [http://oilgasjournal.ru/vol\\_10/kontorovich.html](http://oilgasjournal.ru/vol_10/kontorovich.html) (Дата обращения 22.07.2022).
4. Навроцкий О.К., Скибицкая Н.А. Генерация жидких углеводородов в карбонатных формациях на низких стадиях катагенеза // Геология, география и глобальная энергия. 2009. № 4(35). С. 6–8.
5. Эдер В.Г., Костырева Е.А., Юрченко А.Ю. и др. Новые данные о литологии, органической геохимии и условиях формирования баженовской свиты Западной Сибири // Георесурсы. 2019. Т. 21, № 2. С. 129–142. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.129-142>
6. Bruner K.R., Smosna R.A. A comparative study of the Mississippian Barnett shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus shale, Appalachian Basin. Washington: U.S. Department of Energy, 2011. 118 p.
7. Mõtlep R., Kirsimäe K., Talviste P. et al. Mineral composition of Estonian oil shale semi-coke sediments // Oil Shale. 2007. Vol. 24, No. 3. P. 405–422.
8. Rokosh D., Anderson S., Pawlowicz J. et al. Mineralogy and grain density of Alberta shale // Search and Discovery. 2011. Article 90122. 4 p. [https://www.searchanddiscovery.com/abstracts/pdf/2011/hedberg-texas/abstracts/ndx\\_rokosh.pdf](https://www.searchanddiscovery.com/abstracts/pdf/2011/hedberg-texas/abstracts/ndx_rokosh.pdf) (Дата обращения 22.07.2022).

9. *Wigand M., Chipera S., Woldegabriel G. et al.* Unique mineralogy of oil shale from the Piceance Basin, Colorado // *Proceedings of the 27<sup>th</sup> Oil Shale Symposium*, Golden, Colorado, USA, 15–19 October 2007. Golden: Colorado School of Mines, 2007. P. 667–677.
10. *Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Большаков М.Н. и др.* Закономерность и взаимосвязь катагенетических процессов преобразования органического вещества в составе нефтегазоматеринской карбонатно-органической матрицы месторождений углеводородов // *Новые идеи в геологии нефти и газа – 2017: Сб. научных трудов (по материалам Международной научно-практической конференции / Отв. ред. А.В. Ступакова. М.: Изд-во «Перо», 2017. С. 327–334.*
11. *Хисамов Р.С., Базаревская В.Г., Бурханова И.О. и др.* Системный подход к изучению нефтегазоматеринской карбонатной толщи месторождения углеводородов Оренбургской области // *Нефтяное хозяйство*. 2014. № 7. С. 12–17.
12. *Тиссо Б., Вельте Д.* Образование и распространение нефти / Пер. с англ. А.И. Конюхова, Г.В. Семериковой, В.В. Чернышева. М.: Мир, 1981. 501 с.
13. *Бурханова И.О., Скибицкая Н.А., Навроцкий О.К.* Методика оценки содержания органического углерода в карбонатных нефтегазоматеринских отложениях (на примере Оренбургского НГКМ) // *Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России: Сб. трудов XIV Всероссийской научно-технической конференции. М.: ИЦ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021. Т. 1. С. 4–13.*
14. *Чернявский К.С.* Стереология в металловедении. М.: Металлургия, 1977. 280 с.
15. *Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е.* Геология и геохимия нефти и газа: Учебник для вузов. М.: Изд-во МГУ, 2000. 384 с.
16. *Гмид Л.П., Белоновская Л.Г., Шибина Т.Д. и др.* Методическое руководство по литолого-петрографическому и петрохимическому изучению осадочных пород-коллекторов / Под ред. А.М. Жаркова. СПб.: ВНИГРИ, 2009. 160 с.
17. *Бурханова И.О., Ковальчук А.В.* Оценка количественного содержания матричной нефти в сложных карбонатных коллекторах по данным ГИС // *Геофизика*. 2009. № 2. С. 31–38.
18. *Арбузов С.И., Волостнов А.В.* Формы концентрирования тория в углях // *Известия Томского политехнического университета*. 2003. Т. 306, № 6. С. 12–17.
19. *Ермолаева В.Н., Чуканов Н.В., Пеков И.В.* О взаимоотношениях органических веществ с минералами тория в пегматитах Ловозерского и Хибинского щелочных массивов // *Геохимия магматических пород: Тезисы докладов Всероссийского семинара и школы «Щелочной магматизм Земли»*. М.: ГЕОХИ РАН, 2005. С. 53–55.
20. *Хабаров В.В., Нелепченко О.М., Волков Е.И., Борташевич О.В.* Уран, калий и торий в битуминозных породах баженовской свиты Западной Сибири // *Советская геология*. 1980. № 10. С. 94–105.
21. *Боркун Ф.Я.* Повышение эффективности использования данных ГИС при обосновании подсчетных параметров в коллекторах баженовской свиты // *Особенности подсчета запасов нефти в баженовских отложениях Западной Сибири: Сб. научных трудов. Тюмень: СибНИИМП, 1985. С. 93–101.*
22. *Вендельштейн Б.Ю., Царева Н.В., Костерина В.А. и др.* Оценка фильтрационно-емкостных свойств сложных коллекторов баженовской свиты методами ГИС // *Геофизика*. 2001. № 4. С. 49–55.

23. Калмыков Г.А., Балушкина Н.С., Алешин А.П., Глебочева Н.К. Об особенностях распределения радиоактивности в породах баженской свиты на западном склоне Сургутского свода Западной Сибири // Вестник Московского ун-та. Сер. 4. Геология. 2009. № 1. С. 38–46.
24. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика (физика горных пород): Учебник для вузов. М.: Нефть и газ, 2004. 368 с.
25. Бурханова И.О. Оценка содержания керогена в нефтегазоматеринских карбонатных породах по данным геофизических исследований скважин // Геофизика. 2014. № 3. С. 61–66.
26. Кожевников Д.А. Алгоритмический учет скважинных условий в гамма-спектрометрии горных пород // Атомная энергия. 1986. Т. 61, Вып. 1. С. 52–53.



## The method of determination of the kerogen and bitumoids content in the Artinskian sediments of an oil and gas field of the Orenburg region by well logging data

R.S. Khisamov<sup>1</sup>, I.O. Burkhanova<sup>2\*</sup>, N.A. Skibitskaya<sup>2</sup>, V.G. Bazarevskaya<sup>3</sup>, O.K. Navrotsky<sup>4</sup>, B.A. Nikulin<sup>5</sup>

1 – Tatneft PJSC, Almeteyevsk, Russia

2 – Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

3 – TatNIPIneft Institute, Tatneft PJSC, Bugulma, Russia

4 – Lower Volga Institute of Geology and Geophysics, Saratov, Russia

5 – Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia

E-mail: \*burhanova\_irina@mail.ru

**Abstract.** The lithological and geochemical studies of the Artinskian carbonate sediments of one of the gas and oil fields in the southwest of the Orenburg region revealed a significant amount of indigenous organic matter in the productive intervals of the section. The study of thin sections established that the organic matter content in the examined rocks reaches 3.75 wt%, with the average value of this parameter being 1.05 wt%. The article is devoted to the development of methods for estimating the content of kerogen and bitumens in rocks according to well logging data.

**Keywords:** carbonate source rocks, organic matter, kerogen, bitumoids, thin rock sections, thorium, uranium, gamma-ray logging, uranium equivalent.

**Citation:** Khisamov R.S., Burkhanova I.O., Skibitskaya N.A., Bazarevskaya V.G., Navrotsky O.K., Nikulin B.A. The method of determination of the kerogen and bitumoids content in the Artinskian sediments of an oil and gas field of the Orenburg region by well logging data // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 3(38). P. 3–18. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-38.art1> (In Russ.).

### References

1. Yakutseni V.P., Petrova Yu.E., Sukhanov A.A. Unconventional hydrocarbon resources are the reserve for renewal of the Russia oil and gas resource base // *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*. 2009. Vol. 4, No. 1. P. 1–14. [https://www.ngtp.ru/rub/2009/11\\_2009.html](https://www.ngtp.ru/rub/2009/11_2009.html) (Accessed on 22.07.2022). (In Russ.).
2. Purtova I.P., Shpurov I.V., Varichenko A.I. Hard-to-recover oil reserves. Terminology. Problems and state of development in Russia // *Nauka i TEK*. 2011. No. 6. P. 21–26. (In Russ.).
3. Kontorovich A.E., Burshteyn L.M., Kazanenkov V.A. et al. The Bazhenov suite is the main reserve of unconventional oil in Russia // *Georesources, Geoenergetics, Geopolitics*. 2014. Iss. 2(10). P. 2. (Accessed on 22.07.2022). (In Russ.).
4. Navrotsky O.K., Skibitskaya N.A. Generation of liquid hydrocarbons in carbonate formations at low stages of catagenesis // *Geology, Geography and Global Energy*. 2009. No. 4(35). P. 6–8. (In Russ.).
5. Eder V.G., Kostyreva E.A., Yurchenko A.Yu. et al. New data on lithology, organic geochemistry and accumulation conditions of the Bazhenov formation in Western Siberia // *Georesursy*. 2019. Vol. 21, No. 2. P. 129–142. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.129-142>

6. Bruner K.R., Smosna R.A. A comparative study of the Mississippian Barnett shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus shale, Appalachian Basin. Washington: U.S. Department of Energy, 2011. 118 p.
7. Mõtlep R., Kirsimäe K., Talviste P. et al. Mineral composition of Estonian oil shale semi-coke sediments // *Oil Shale*. 2007. Vol. 24, No. 3. P. 405–422.
8. Rokosh D., Anderson S., Pawlowicz J. et al. Mineralogy and grain density of Alberta shale // *Search and Discovery*. 2011. Article 90122. 4 p. [https://www.searchanddiscovery.com/abstracts/pdf/2011/hedberg-texas/abstracts/ndx\\_rokosh.pdf](https://www.searchanddiscovery.com/abstracts/pdf/2011/hedberg-texas/abstracts/ndx_rokosh.pdf) (Accessed on 22.07.2022)
9. Wigand M., Chipera S., Woldegabriel G. et al. Unique mineralogy of oil shale from the Piceance Basin, Colorado // *Proceedings of the 27<sup>th</sup> Oil Shale Symposium*, Golden, Colorado, USA, 15–19 October 2007. Golden: Colorado School of Mines, 2007. P. 667–677.
10. Skibitskaya N.A., Kuzmin V.A., Bolshakov M.N. et al. Regularity and interrelation of catagenetic processes of organic matter transformation in the composition of the oil and gas source carbonate-organic matrix of hydrocarbon deposits // *New ideas in oil and gas geology – 2017: Collected papers (from the International Scientific Conference)* / Ed. by A.V. Stupakova. Moscow: Pero, 2017. P. 327–334. (In Russ.).
11. Khisamov R.S., Bazarevskaya V.G., Burkhanova I.O. et al. Systematic approach to studying of carbonate source rock of petroleum of gas-and-oil field in the Orenburg region // *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 2014. No. 7. P. 12–17. (In Russ.).
12. Tissot B.P., Welte D.H. Petroleum formation and occurrence. A new approach to oil and gas exploration. Berlin; Heidelberg; New York: Springer-Verlag, 1978. 556 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-96446-6>
13. Burkhanova I.O., Skibitskaya N.A., Navrotsky O.K. A method for estimation of organic carbon content in carbonate oil and gas sediments (the case of the Orenburg oil and gas condensate field) // *Actual problems of development of Russian oil and gas complex: Proceedings of the 14<sup>th</sup> All-Russian Scientific and Technical Conference*. Moscow: Gubkin University, 2021. Vol. 1. P. 4–13. (In Russ.).
14. Chernyavskiy K.S. Stereology in metallurgical science. Moscow: Metallurgiya, 1977. 280 p. (In Russ.).
15. Bazhenova O.K., Burlin Yu.K., Sokolov B.A. Khain V.E. Geology of oil and gas: Textbook for universities. Moscow: Moscow State University, 2000. 384 p. (In Russ.).
16. Gmid L.P., Belonovskaya L.G., Shibina T.D. et al. Methodological guide for lithologic-petrographic and petrochemical studies of sedimentary reservoir rocks / Ed. by A.M. Zharkov. St. Petersburg: VNIGRI, 2009. 160 p. (In Russ.).
17. Burkhanova I.O., Kovalchuk A.V. Assessment of the quantitative content of matrix oil in complex carbonate reservoirs according to logging data // *Geofizika*. 2009. No. 2. P. 31–38. (In Russ.).
18. Arbuzov S.I., Volostnov A.V. Forms of thorium concentration in coals // *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*. 2003. Vol. 306, No. 6. P. 12–17. (In Russ.).
19. Ermolaeva V.N., Chukanov N.V., Pekov I.V. On relationship of organic substances with thorium minerals in pegmatites of the Lovozero and Khibiny alkaline massifs // *Abstracts of the All-Russian Seminar on Geochemistry of Magmatic Rocks and the School “Alkaline Magmatism of the Earth”*. Moscow: Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry of the RAS, 2005. P. 53–55. (In Russ.).

20. *Khabarov V.V., Nelepchenko O.M., Volkov E.I., Bortashevich O.V.* Uranium, potassium and thorium in the bituminous births of the Bazhenov suite of Western Siberia // *Sovetskaya Geologiya*. 1980. No. 10. P. 94–105. (In Russ.).
21. *Borkun F.Ya.* Increasing the efficiency of using logging data in justification of calculation parameters in the reservoirs of the Bazhenov suite // *Features of calculating oil reserves in the Bazhenov deposits of Western Siberia: Collected papers*. Tyumen: SibNIINP, 1985. P. 93–101. (In Russ.).
22. *Vendelshtein B.Yu., Tsareva N.V., Kosterina V.A.* et al. Assessment of filtration-capacitative properties of complex reservoirs of Bazhenov suite by logging methods // *Geofizika*. 2001. No. 4. P. 49–55. (In Russ.).
23. *Kalmykov G.A., Balushkina N.S., Aleshin A.P., Glebocheva N.K.* Specific features of the distribution of radioactivity in rocks of the Bazhenovo Formation on the western slope of the Surgut Dome of West Siberia // *Moscow University Geology Bulletin*. 2009. Vol. 64, No. 1. P. 35–42. <https://doi.org/10.3103/S0145875209010050>
24. *Dobrynin V.M., Vendelshteyn B.Yu., Kozhevnikov D.A.* Petrophysics (physics of rocks): Textbook for universities. Moscow: Neft i Gaz, 2004. 368 p. (In Russ.).
25. *Burkhanova I.O.* Determination of kerogen content in carbonate source rocks by well-logging data // *Geofizika*. 2014. No. 3. P. 61–66. (In Russ.).
26. *Kozhevnikov D.A.* Algorithmal accounting of borehole conditions in gamma-ray spectrometry of rocks // *Atomnaya Energiya*. 1986. Vol. 61, Iss. 1. P. 52–53. (In Russ.).