

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/18_2015

УДК 552.578.2.061.32:551.736 (470.1)

Котик О.С.

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт геологии Коми научный центр Уральского отделения Российской академии наук (ИГ Коми НЦ УрО РАН), Сыктывкар, Россия, procko@geo.komisc.ru

ГЕОХИМИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА КУНГУРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА

Рассматриваются особенности состава органического вещества нефтематеринских пород кунгурского яруса нижней перми. Показаны изменения ряда геохимических показателей. Выявлены автохтонные, паравтохтонные и аллохтонные битумоиды и зоны их преимущественного распространения. Проведено сопоставление полученных результатов с данными по нефте- и битумопроявлениям и условиями катагенетического преобразования органического вещества пород терригенного комплекса. Выделены предполагаемые районы, перспективные на поиски залежей легких и тяжелых нефтей, газоконденсата и газа.

Ключевые слова: кунгурские угленосные отложения, органическое вещество, автохтонные и аллохтонные битумоиды, перспективы нефтегазоносности.

Введение

При рассмотрении вопроса перспектив нефтегазоносности отложений важное значение имеет характеристика органического вещества (ОВ), его содержания, микрокомпонентного состава и степени преобразованности. Рассматриваемые кунгурские угленосные отложения нижней перми содержат значительное количество угольных пластов и рассеянного органического вещества (РОВ) различного состава. Отложениям такого рода в последнее время уделяется особое внимание многих исследователей как возможным не только газоматеринским комплексам, но и нефтематеринским. За последние 30 лет появилось большое количество работ, в которых рассматриваются вопросы генерации нефтяных углеводородов (УВ) углями [Hunt, 1991; Голицын и др., 1992; Behar et al., 1997; Killops et al., 1998 и др.]. В настоящее время факты генерации углями не только газовых, но и нефтяных УВ, уже доказаны многими исследователями. Благодаря чему при условиях достаточно высокого начального генерационного потенциала ОВ, определенного уровня его зрелости, наличия коллекторов и экранов вполне возможно образование залежей УВ, генерированных «углистым» ОВ.

Вопросами органической геохимии, в том числе и пермских отложений Тимано-Печорской провинции, в последние годы занимались сотрудники ВНИГРИ, ИГиРГИ, ВНИГНИ, ТП НИЦ, Института геологии КНЦ УрО РАН [Анищенко и др., 2004а; Баженова и др., 2008; Бушнев, Бурдельная, 2009]. Наличие многочисленных автохтонных проявлений

УВ, битуминозность и газоносность пород позволяют положительно оценивать перспективы поисков залежей УВ в пермских толщах Предуральяского прогиба [Анищенко и др., 2004а; Баженова и др., 2008]. Детальная геохимическая характеристика ОВ, битуминологическая в особенности, позволяют оценить генерационную способность нефтегазоматеринских пород и наличие миграционных УВ в пределах изучаемой толщи. Широкий диапазон катагенетической зрелости ОВ, различное содержание его в породах, а также сложное тектоническое строение исследуемой территории обуславливают необходимость выделения зон с различными генетическими типами битумонасыщения - аллохтонным и автохтонным (в том числе остаточным).

Катагенез и нефтегазоносность

На территории севера Предуральяского краевого прогиба в отложениях кунгурского возраста, кроме залежей нефти на Пыжьельском месторождении Большесынинской впадины, не встречено промышленных нефтегазовых скоплений. Однако, в прилегающих с запада платформенных областях Хорейверской впадины, Варандей-Адзвинской структурной зоны и Печоро-Колвинского авлакогена обнаружены залежи нефти и газа и нефтегазопроявления на Наульской, Лабоганской, Веякшорской, Лаявожской, Возейской, Василковской и других площадях (рис. 1).

В пермском терригенном комплексе прямые признаки нефтегазоносности на территории Предуральяского прогиба отмечены в пределах севера Косью-Роговской (Падимейская, Воргашорская и Воркутская площади), Большесынинской (Пыжьельская площадь) и Коротаихинской (Вашуткинская, Хальмерьюская и Коротаихинская площади) впадин. Индивидуальный УВ состав нефтяных проявлений свидетельствует о том, что они имеют различную генетическую природу. Одни, имеющие гумусовую основу, являются автохтонными по отношению к вмещающей толще, другие — с сапропелевой основой — аллохтонные, переток которых происходил за счет вертикальной миграции из доманиковой нефтематеринской толщи.

На большей части территории Косью-Роговской впадины катагенез ОВ кунгурских отложений находится на начальных и средних стадиях нефтегенерации (МК₁-МК₂). Нарастание катагенеза происходит в северо-восточном направлении и достигает градаций МК₄-МК₅, соответствующих зоне образования газоконденсата. Наибольшая прогретость угленосных кунгурских толщ наблюдается на северо-востоке Косью-Роговской и в Коротаихинской впадинах, где ОВ вмещающих пород достигло зоны апокатагенеза (АК) или глубинной генерации газа [Анищенко и др., 2004б].

НГО площади возраст	Варандей-Адзвинская		Печоро-Колвинская				Хорейверская			Большесынинская			Кортаихинская			Косью-Роговская			
	Наулская	Лабоганская	Южно-Шапкинская	Василковская	Лявожская	Возейская	Усинская	Южно-Хоседанская	Вякшорская	Салокинская	Пыжьельская	Южно-Сынинская	Суборская	Вашуткинская	Кортаихинская	Хальмерью-ская	Падимейская	Воркутская	Лемвинская
P ₂ kz+t			●	●	●		●												
P ₂ u	● ТСм Ас (P ₂ - T)		●	●	●		●			● ТСм Ас P	● ТСм		●	▲ ЛУВ					
P ₁ k	● ТСм	● ТСм					●			● ТСм Ас P			● ТСм Ас	▲ ЛУВ	▲ Лп	● ТСм Ас	● Лп		
P ₁ ar										● (C ₁ -P ₁ ar)				▲ ЛУВ		● ТСм Ас			
P ₁ карб.			○ (C ₁ -P ₁ ar)		○ СВ		● ТСм	●	●	● P	● ТСм Ас	● P	● ТСм Ас						○ СВ (C ₁ - P)

Залежи:

- нефти
- газопыльные с нефтяной оторочкой
- газопыльные

Нефтегазопроявления:

- притоки нефти
- нефте- и газопроявления по керну
- ▲ битуминозность керна
- ▲ ЛУВ запах бензина по керну (легкие углеводороды)

Индексы:

- Лп нефти: легкая парафинистая
- ТСм нефти: тяжелая смолистая
- ТСм Ас нефти: тяжелая смолисто-асфальтеновая
- СВ газы: свободный
- Р газы: растворенный

Рис. 1. Распределение залежей и проявлений углеводородных флюидов в пермских отложениях (составлено по [Критерии раздельной..., 1974; Анищенко и др., 2004а; Анищенко и др., 2014])

Геохимия органического вещества

В рамках проведенных исследований были всесторонне изучены породы кунгурского возраста по 32-м разрезам скважин, угольных шахт и естественных выходов (рр. Кожым, Воркута) севера Предуральяского краевого прогиба. Дополнительно был проанализирован фондовый и опубликованный материал по строению разрезов, битуминологической характеристике, наличию нефтепроявлений, люминесцентной характеристике битумоидов кунгурских отложений. Детальные исследования и обобщение имеющихся сведений позволили уточнить распределение зон различной продуктивности и оценить перспективы поисков залежей УВ на изучаемой территории геохимическими методами.

Разрез кунгурских угленосных отложений состоит из ритмичного переслаивания

песчаников, алевролитов, аргиллитов, углистых аргиллитов и углей, сформированных в прибрежно-морских и континентальных условиях. В кунгурском веке происходило образование основных продуктивных пластов углей. Максимальные участки угленакопления сосредоточены на северо-востоке Косью-Роговской и юго-востоке Коротаихинской впадин.

В угленосных толщах содержание $C_{орг}$ изменяется в пределах от 0,3-3% в алевролитах и песчаниках, 0,5-16% в глинисто-углистых породах, до 35-90% в углях. По составу ОБ относится к гуммитам и сапропелито-гумитам (III, IV, III-IV, II-III типам) [Einsele, 1992; Анищенко и др., 2004a; Farhaduzzaman, Abdullah, Islam, 2012]. Распределение этих типов в разрезе связано с условиями осадконакопления рассматриваемых отложений. Гумусовое вещество сложено, в основном, витринитовыми (III тип ОБ) и инертинитовыми компонентами (IV тип ОБ). В смешанном ОБ экзинитовая (липтинитовая) и водорослевая компоненты в сумме превышают 40%. По изучаемым разрезам автором ранее была выполнена количественная оценка нефтегазоматеринского потенциала ОБ и выявлены зоны распространения пород с различными генерационными характеристиками [Процько, Валяева, 2014]. Значения водородного индекса (HI) в породах кунгурского возраста на большей части территории Косью-Роговской впадины весьма низки (35–100 кг УВ/т ОБ). Повышение значений отмечается в пределах Воркутинского района (300–350 кг УВ/т ОБ) и на юго-востоке Варандей-Адзъвинской структурной зоны (до 200 кг УВ/т ОБ).

Многие исследователи связывают нефтегенерирующую способность углей с наличием липтинитовой составляющей [Лопатин, Емец, 1987; Mukhopadhyay, Hatcher, 1993]. При исследовании австралийских и новозеландских углей некоторые ученые пришли к выводу, что помимо липоидных компонентов в качестве источника жидких УВ могут выступать и обогащенные водородом микрокомпоненты группы витринита [Killops et al., 1998; Newman et al., 1997].

Проведенный анализ геохимических показателей кунгурских пород показал, что наибольшим выходом битумоидов и наиболее высоким HI характеризуются породы, содержащие гумито-сапропелиты (II-III тип), наименьшими показателями характеризуется гумусовое вещество с большой долей инертинитовой составляющей (IV тип) [Анищенко и др., 2004б; Процько, Валяева, 2014]. Содержание битумоидов существенно зависит от состава ОБ, его концентрации в породе и присутствия паравтохтонных битумоидов. Максимальные их содержания характерны для углисто-глинистых разностей пород (ХБА до 1,4%, СББ до 2,85%) (табл. 1). В рассматриваемом угленосном комплексе отмечается смешанный характер битумонасыщения пород [Анищенко и др., 2004а; Процько, Анищенко, Валяева, 2013].

Таблица 1

**Геохимическая характеристика кунгурских отложений
(севера Предуральяского краевого прогиба и сопредельных территорий)**

Литотипы	$S_{орг}$, %	ХБА, %	СББ, %	$\beta_{ХБ}$, %	Люминесцентная характеристика ХБА, СББ
Песчаники, алевролиты	0,3-3	0,014-0,7	0,005-0,09	0,5-45	Маслянисто-смолистый, маслянистый, легкий
Аргиллиты	1,2-9	0,01-0,21	0,003-0,03	0,1-26	Маслянисто-смолистый, смолистый, единично легкий
Углистые аргиллиты, угли	9-90	0,1-1,4	0,01-0,06	0,05-1,6	Маслянисто-смолистый, смолистый

На основании сопоставления указанных выше геохимических параметров на изученной территории были выделены три зоны с преобладанием различных типов битумодов: 1 - преимущественного распространения «зрелых» автохтонных битумоидов (в том числе паравтохтонных и остаточных); 2 - преимущественно автохтонных битумоидов; 3 - «незрелых» автохтонных битумоидов со значительным присутствием аллохтонных компонентов (табл. 2, рис. 2).

Таблица 2

Геохимическая характеристика битумоидов кунгурских отложений

Зоны битумонасыщения	Градация катагенеза	Тип битумоидов	Характеристика битумоидов		
			$\beta_{ХБ}$, %	ХБА/СББ	Тип ХБА по люминесцентному анализу
Восточная	МК ₃ -АК ₂	автохтонный (паравтохтонный, остаточный), аллохтонный	$\frac{0,1 > 60}{(64)}$	0,4-15	СБА, МСБА
Центральная	МК ₁ -МК ₂	автохтонный (остаточный), аллохтонный	$\frac{0,7-20}{(58)}$	0,1-8	МБА, МСБА + ЛБА
Западная	ПК	автохтонный, аллохтонный	$\frac{1-40}{(50)}$	$\leq 1-43$	МБА, ЛБА, МСБА, СБА

Примечание: $\beta_{ХБ}$, % - коэффициент битуминозности; ХБА/СББ - отношение содержаний хлороформенного (ХБА, %) и спиртобензольного битумоидов (СББ, %); Люминесцентно-битуминологический анализ: ЛБА (легкие), МБА (масла), СБА (смолы) (составлено с дополнением по [Анищенко и др., 2004; Процько, 2012; Удот, 1985]).

Первая (восточная) зона охватывает восточный борт Косью-Роговской впадины, север Большесынинской и юго-восток Кортаихинской впадин (см. рис. 2, табл. 2). Катагенез ОБ рассматриваемых пород находится на градации МК₃ и выше (до АК₂), что свидетельствует о значительной реализации их генерационного потенциала. Коэффициент битуминизации ($\beta_{ХБ}$, %) для подавляющей части пород разреза находится в пределах от 0,1 до 17%. Повышенные значения определены преимущественно в песчаниках - 40 и более 60% и

характерны для 10 % проб в пределах Кортаихинской впадины.

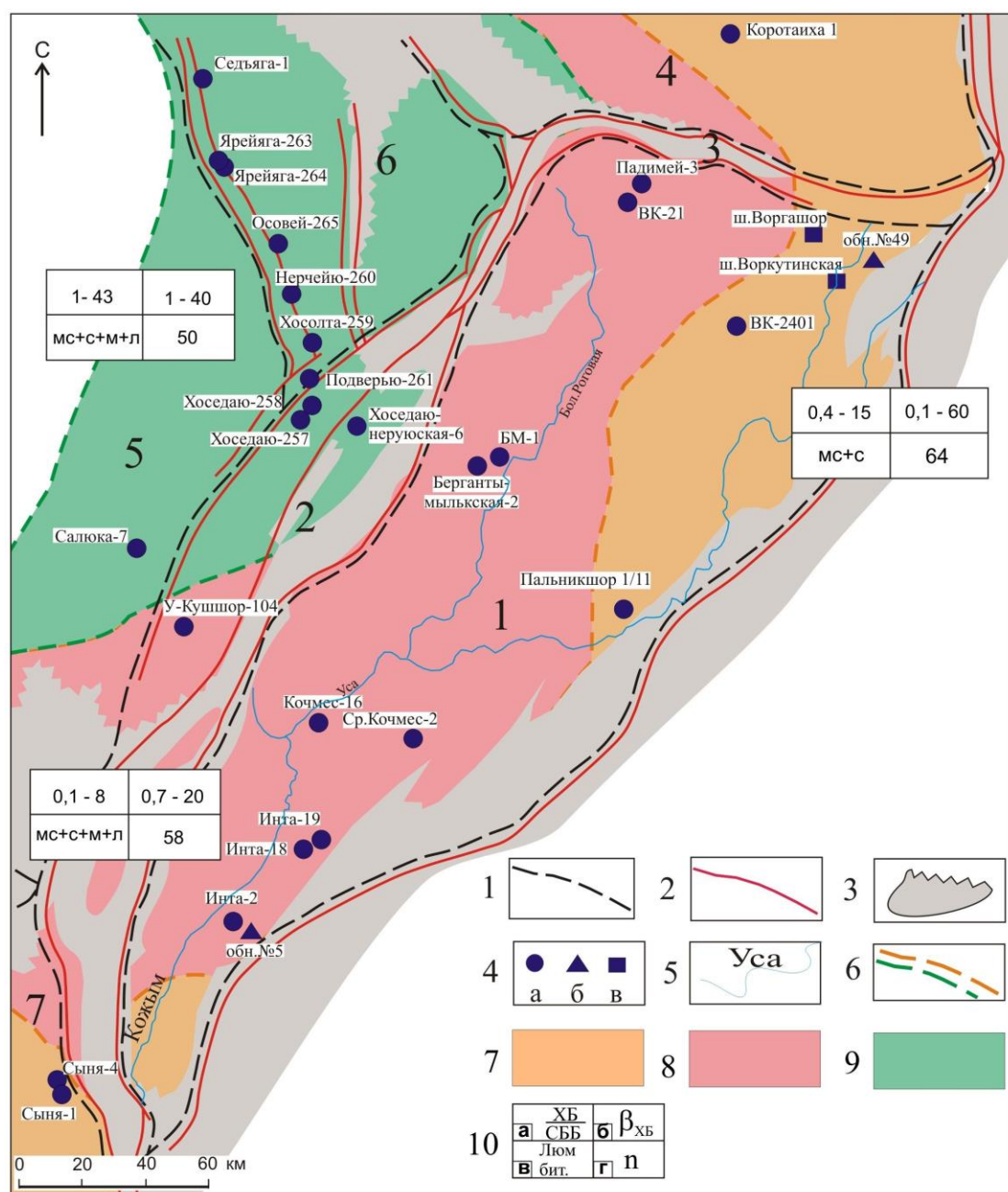


Рис. 2. Схема распространения типов битумоидов в отложениях кунгурского яруса нижней перми

(составлено с дополнениями по [Анищенко и др., 2004; Удот, 1985; Процько, 2012])

1 - границы структур первого порядка: 1 - Косью-Роговская впадина; 2 - гряда Чернышева; 3 - поднятие Чернова; 4 - Кортаихинская впадина; 5 - Хорейверская впадина; 6 - Варандей-Адзьвинская структурная зона; 7 - Большесынинская впадина. 2 - региональные разломы; 3 - зоны отсутствия отложений Р_{1к}; 4 - исследованные разрезы: а – скважины; б – обнажения по рекам; в – шахты; 5 - реки; 6 - границы зон битумонасыщения; 7-9 - зоны типов битумонасыщения: 7 - восточная; 8 - центральная; 9 - западная; 10 - осредненные геохимические показатели, в числителе - пределы содержаний (максимальные), в знаменателе: а - величина отношения содержаний хлороформенного (ХБА, %) и спиртобензольного (СББ, %) битумоидов в породе; б - величина коэффициента битуминозности (β_{ХБ}, %); в - люминесцентно-битуминологическая характеристика породы: л - легкие битумоиды, м - масла, с - смолы, а - асфальтены; г - количество аналитических данных в пределах выделенных зон.

По данным газовой хроматографии в распределении н-алканов преобладают средне- и низкомолекулярные УВ (рис. 3а, б, в, е), доля высокомолекулярных повышена (до 30%) в аргиллитах Воргашорской площади (рис. 3г, д). По соотношению изопреноидов в большинстве образцов углей отмечается преобладание пристана над фитаном и н-алканом C_{17} (в углях $Pr/Ph - 1,7-6,5$; $Pr/C_{17} - 0,3-1,8$; в аргиллитах $Pr/Ph - 1,27-4,4$, $Pr/C_{17} - 0,1-2,9$). Небольшое повышение фитана отмечается для единичных образцов алевролитов и аргиллитов под угольными прослоями ($Pr/Ph - 0,4-0,99$). Определимые коэффициенты нечетности для углей и аргиллитов изменяются в небольших пределах $K_{нч} C_{17} - 0,7-1,5$ и $K_{нч} C_{29} - 0,1-1,8$. Согласно проведенным исследованиям геохимических показателей битумоидов в составе исходного ОВ присутствовали компоненты, как гумусовой, так и сапропелевой природы.

Вторая зона, занимающая срединную часть Косью-Роговской впадины, характеризуется преобладанием автохтонных битумоидов и малой долей в их составе остаточных и паравтохтонных (см. табл. 2, рис. 2). Битумонасыщенность пород разреза невысокая. Коэффициент $\beta_{ХБ}$ для основной массы образцов (80-90%) находится в пределах 0,3-4%. Максимальные значения $\beta_{ХБ}$ 10-20% встречены на Среднекочмесской площади. По соотношению ХБА/СББ для большинства исследованных образцов наблюдается незначительное преобладание нейтральных компонентов ($ХБА/СББ < 1,5-8$). Увеличение показателя характерно для пород Среднекочмесской и Интинской площадей. В составе битумоидов преобладают маслянистые и маслянисто-смолистые компоненты, более подвижные легкие УВ встречены единично на Среднекочмесской площади.

Данные газовой хроматографии свидетельствуют о некоторых отличиях в составе УВ фракции битумоидов рассмотренных разрезов (рис. 4). Содержание изопреноидов повсеместно повышенное по сравнению с рассмотренной выше (восточной) зоной. Изученные разрезы можно разделить на две группы, отличающиеся по распределению индивидуальных УВ.

К первой группе относятся образцы из обнажения на р. Кожим, где в УВ фракции повышена доля высокомолекулярных н-алканов, и наблюдаются нечетко выраженные два максимума в низко- и высокомолекулярной области (рис. 4б, в). В ряду высокомолекулярных соединений фиксируется преобладание нечетных н-алканов над четными $K_{нч} C_{29} - 1,3-2,9$ (рис. 4б, в). Во второй группе преобладают низко- и среднемолекулярные н-алканы. В высокомолекулярной области концентрации (четных и нечетных) н-алканов последовательно уменьшаются (скв. Ср. Кочмес-2) [Анищенко, Клименко, Рябинкина, 2002]. Исключение составляют интинские аргиллиты, где в УВ ряда C_{25-35} проявляется повышение нечетных н-алканов $K_{нч} C_{29} - 1,82-1,85$ (рис. 4а).

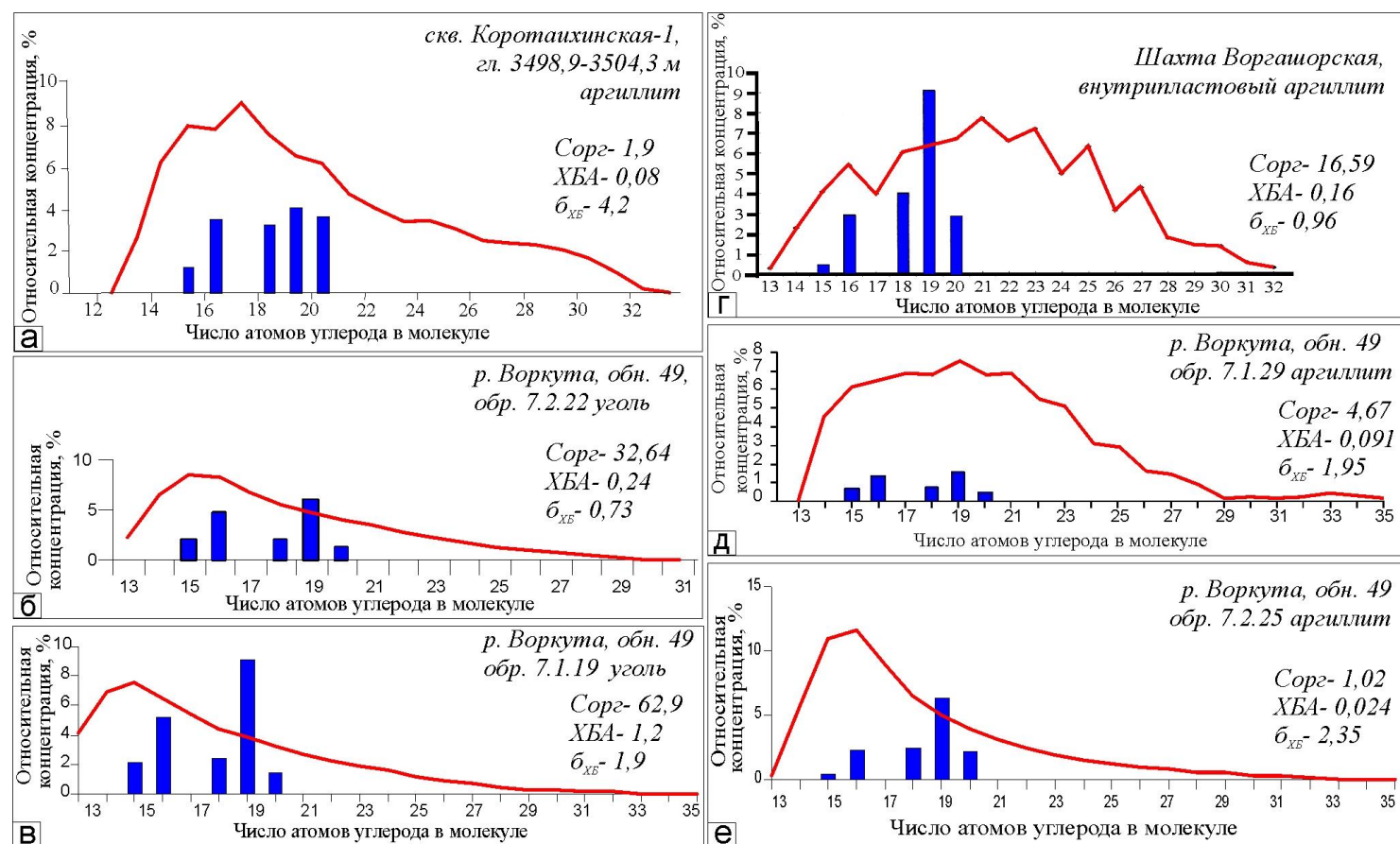


Рис. 3. Гистограммы распределения нормальных и изопреноидных алканов в автохтонных битумоидах отложений кунгурского яруса нижней перми северо-востока Предуральяского прогиба (составлено с дополнением по [а – Анищенко и др., 2004а; г – Анищенко, Клименко, Рябинкина, 2002])

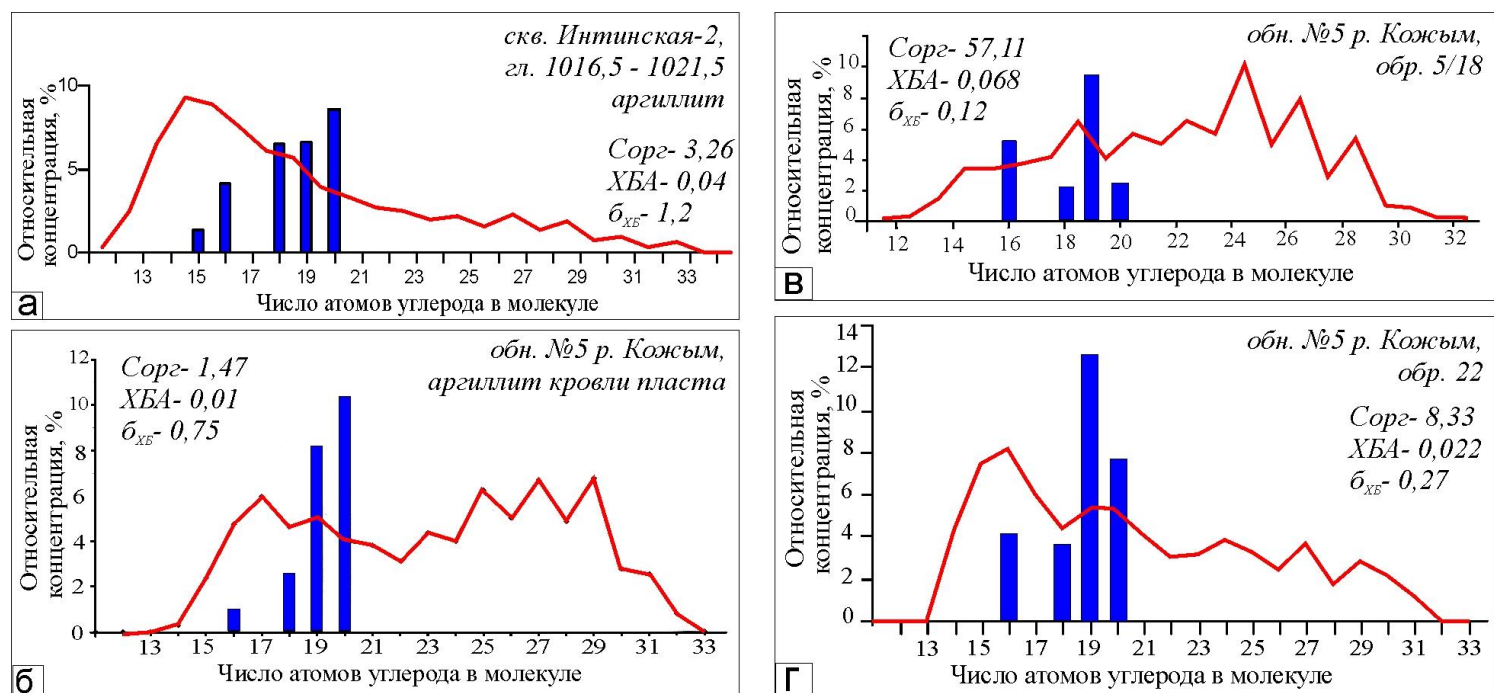


Рис. 4. Гистограммы распределения нормальных и изопреноидных алканов в автохтонных битумоидах отложений кунгурского яруса нижней перми Косью-Роговской впадины (составлено с дополнением по [б-г - Анищенко и др., 2004а])

По соотношению изопреноидов в большинстве изученных образцов отмечается небольшое преобладание фитана над пристаном (в углях Pr/Ph – 0,79; в аргиллитах Pr/Ph – 0,51-0,99). Повышение пристана (Pr/Ph – 1,16-3,1) отмечается для ряда образцов (рис. 4в, г). Коэффициенты нечетности изменяются в небольших пределах Кнч C₁₇ – 0,7-1,27 и Кнч C₂₉ – 1,1-2,9. Проведенные исследования свидетельствуют, что наряду с продуцентами сапропелевой природы в исходной биомассе зачастую фиксируется значительное количество гумусовой составляющей.

Третья (западная) зона территориально приурочена к гряде Чернышева, восточным окраинам Хорейверской впадины и Варандей-Адзвинской структурной зоны. Породы этой зоны содержат незрелое ОВ, отвечающее переходной степени катагенеза от ПК к МК₁, а в прилегающих с запада платформенных областях ОВ еще не вышло из зоны протокатагенеза. В породах преобладают незрелые автохтонные битумоиды со значительным присутствием аллохтонных компонентов, особенно в приграничных областях Варандей-Адзвинской структурной зоны (см. рис. 2, табл. 2). Коэффициент β_{ХБ} изменяется от 1 до 8%, максимально – 40% (в песчаниках Ярейягинской площади), в битумоидах распространены подвижные легкие компоненты.

По соотношению ХБ/СББ для большинства изученных пород характерны низкие значения – ≤ 1. Повышение показателя до 12 и единично до 43 отмечаются в 20% случаев (район Варандей-Адзвинской структурной зоны). В виду того, что ОВ на рассматриваемой территории еще не претерпело преобразований, отвечающих главной зоне нефтегенерации, свойственные ему повышенные содержания ХБА и β_{ХБ} явно имеют аллохтонную составляющую и характерны преимущественно для приразломных антиклинальных структур.

По данным газовой хроматографии максимум распределения фиксируется в низкомолекулярной области, доля средне- и высокомолекулярных n-алканов снижена. Для всех образцов характерно повышенное содержание изопреноидов (рис. 5).

По соотношению изопреноидов отмечается преобладание пристана над фитаном (Pr/Ph – 1,11-1,34), а в соотношении изопреноидов и n-алканов определены следующие значения: Pr/C₁₇ – 0,79-1,2; Ph/C₁₈ – 0,98-2,68; Pr+Ph/C₁₇+C₁₈ – 0,89-1,67. Коэффициенты нечетности изменяются в небольших пределах: Кнч C₁₇ – 0,97-1,08 и Кнч C₂₉ – 1,24-2,6. Проведенные геохимические исследования показывают, что в составе ОВ доминировали продуценты сапропелевого генезиса.

Проведенный анализ генетических типов битумоидов позволяет предположить преимущественно сингенетичный характер возможных залежей УВ на

рассматриваемой территории Предуральяского прогиба и преобладание аллохтонных скоплений в терригенном комплексе P₁k на прилегающих платформенных областях.

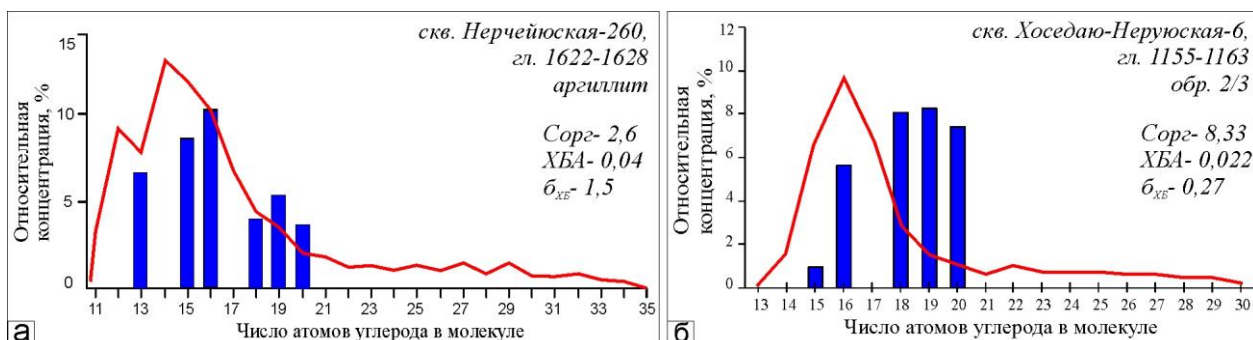


Рис. 5. Гистограммы распределения нормальных и изопреноидных алканов в автохтонных битумоидах отложений кунгурского яруса нижней перми гряды Чернышева и Варандей-Адзвинской структурной зоны

С точки зрения фазового состава УВ обнаружение газовых и, возможно, газоконденсатных скоплений вероятно на северо-востоке Косью-Роговской и Коротаихинской впадин в зоне максимального погружения комплекса (рис. 6). Газоконденсаты и легкие нефти могут быть обнаружены в пределах небольшой полосы в центральной и юго-восточной зоне Коротаихинской и на северо-востоке Косью-Роговской впадин. Подтверждению последнего служат проявления легких нефтей в Воркутском районе Косью-Роговской и в ряде скважин Коротаихинской впадины (скв. 1-Коротаихинская, Хальмерьюский район). Нефти утяжеленные распространены в более приподнятых зонах на южной оконечности Коротаихинской впадины (примером может служить обнаружение тяжелой нефти в скв. ВК-14). В центральной зоне Косью-Роговской впадины и южной оконечности гряды Чернышева возможно обнаружение автохтонных нефтяных залежей (см. рис. 6). В западных районах гр. Чернышева, прилегающих территориях Варандей-Адзвинской зоны и Хорейверской впадины возможно нахождение нефтяных залежей аллохтонного генезиса и различного состава - от облегченных до утяжеленных.

Выводы

Изучение геохимических показателей битумоидов пород и нефтей, выявленных в кунгурских отложениях, показало присутствие автохтонных и аллохтонных УВ образований. Аллохтонные нефтяные скопления и нефтепроявления встречены локально на севере Косью-Роговской, Большесынинской и в Коротаихинской впадинах, а аллохтонные битумоиды характерны для пород западных районов гряды Чернышева и прилегающих платформенных областей. Автохтонные нефтепроявления в P₁k отложениях выявлены на севере Косью-Роговской и юго-востоке Коротаихинской впадин. Для пород кунгура в пределах северных

впадин Предуральяского прогиба характерны автохтонные (паравтохтонные и остаточные) битумоиды.

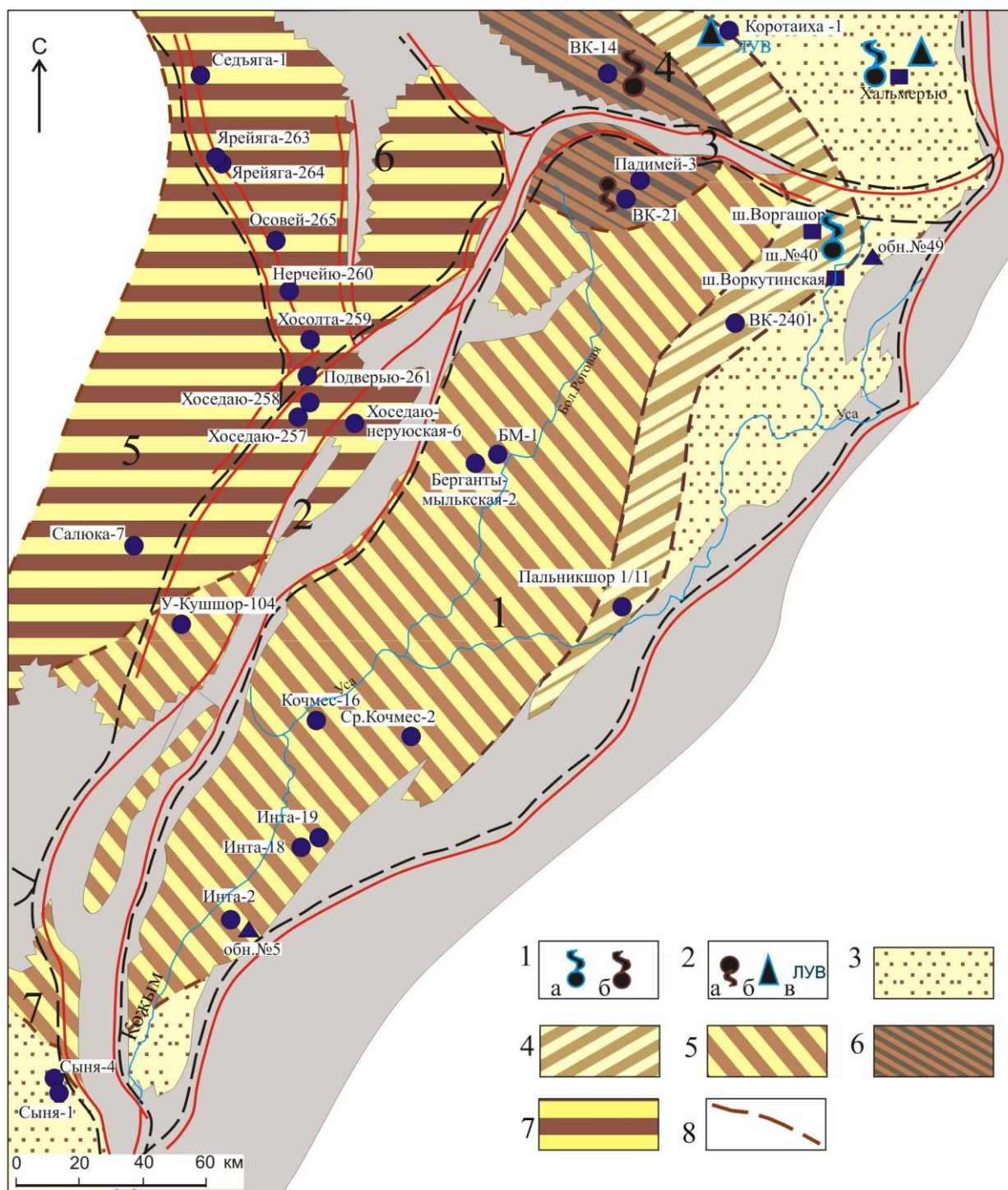


Рис. 6. Схема перспектив нефтегазоносности терригенных отложений кунгурского яруса нижней перми

1 - притоки нефти: а - легкая, б - тяжелая; 2 - проявления по керну: а - тяжелой нефти, б - битума, в - легких УВ; 3-7 - зоны перспективные на поиски: 3 - газоконденсата и газа; 4 - газоконденсатов и легких нефтяных систем; 5 - автохтонных нефтяных систем; 6 - тяжелых нефтей; 7 - аллохтонных нефтяных систем; 8 - границы зон. Остальные условные обозначения см. рис. 2.

По фазовому состоянию УВ скоплений предполагается следующее разделение изучаемой территории: восточные зоны с преобладанием газовых и газоконденсатных систем, западные с преобладанием нефтяных систем различного происхождения.

Автор выражает искреннюю признательность Л.А. Анищенко за критические замечания и консультации при работе над статьей.

Работа выполнена при поддержке программ фундаментальных исследований УрО РАН «Закономерности размещения и условия формирования скоплений углеводородов в осадочных толщах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции» (проект № 15-18-5-21).

Литература

Анищенко Л.А., Валяева О.В., Процько О.С., Разманова О.Ф. Тяжелые нефти Тимано-Печорской провинции // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН. – 2014. – № 9. – С. 19-22.

Анищенко Л.А., Клименко С.С., Рябинкина Н.Н. Органическое вещество пермских отложений Печорского угольного бассейна // Литогенез и геохимия осадочных формаций Тимано-Уральского региона. – Сыктывкар. – 2002. – № 4. – С. 11-33. (Тр. Ин-та геологии Коми науч. центра УрО РАН; Вып. 11).

Анищенко Л.А., Клименко С.С., Рябинкина Н.Н., Антонов В.И., Иванов В.В. Перспективы нефтегазоносности палеозойского комплекса в Кортаихинской и Косью-Роговской впадинах // Материалы научно-практической конференции по теме «Перспективы нефтегазоносности Предуральского прогиба». – Екатеринбург, 2004б. – С. 56-71.

Анищенко Л.А., Клименко С.С., Рябинкина Н.Н., Малышев Н.А., Рябинкин С.В., Куплевич И.Л., Захаров А.А., Прозоров С.Ф., Антонов В.И., Иванов В.В., Кузнецов Н.И., Юдин В.М. Органическая геохимия и нефтегазоносность пермских отложений севера Предуральского прогиба. – СПб.: Наука, 2004а. – 214 с.

Баженова Т.К., Шиманский В.К., Васильева В.Ф., Шапиро А.И., Яковлева Л.А. (Гембицкая), Климова Л.И. Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна. — СПб.: ВНИГРИ, 2008. - 164 с.

Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С. Химическая структура керогена и условия его формирования // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 7. – С. 822-829.

Голицын М.В., Голицын А.М., Андросон Б.Н. Угли Западной Сибири // Известия вузов. Геология и разведка. – 1992. – № 2. – С. 75–83.

Критерии отдельной оценки нефтеносности и газоносности (на примере Тимано-Печорской провинции) // Под ред. К.А. Черникова и Г.П. Сверчкова. – Л.: «Недра», 1974. – 183 с. (Труды ВНИГРИ, вып. 334).

Лопатин Н.В., Емец Т.П. Пиролиз в нефтегазовой геохимии. – М.: Наука, 1987. – 144 с.

Процько О.С. Органическое вещество пермских терригенных отложений севера Предуральяского краевого прогиба // Материалы 21-й всероссийской молодежной научной конференции «Структура, вещество, история литосферы Тимано-Североуральского сегмента». – Сыктывкар: Геопринт, 2012. – С. 190–192.

Процько О.С., Анищенко Л.А., Валяева О.В. Битуминологическая характеристика и перспективы нефтегазоносности кунгурских отложений севера Предуральяского краевого прогиба // Материалы 22-й всероссийской молодежной научной конференции «Структура, вещество, история литосферы Тимано-Североуральского сегмента». – Сыктывкар: Геопринт, 2013. – С. 156–159.

Процько О.С., Валяева О.В. Типы органического вещества и генерационный потенциал кунгурских терригенных отложений севера Предуральяского краевого прогиба // Георесурсы. – 2 (57). – 2014. – С. 51-55.

Удом В.Ф. Геолого-геохимические условия формирования нефтепроизводящих толщ фанерозоя Печорского бассейна и оценка их генерационного потенциала. Автореф. дис. к. г.-м. н. – Сыктывкар, 1985.

Behar F., Vandembroucke M., Tang Y., Marquis F. and Espitalié J. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation. – Org. Geochem, 1997. – vol. 26, – P. 321–339.

Einsele G. Sedimentary Basins: Evolution, Facies, and Sediment Budget. – Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 1992. – 792 p.

Farhaduzzaman Md., Abdullah W.H., Islam Md.A. Depositional environment and hydrocarbon source potential of the Permian Gondwana coals from the Barapukuria Basin, Northwest Bangladesh. International Journal of Coal Geology. – 2012. – vol. 90-91. – P. 162-179.

Hunt J.M. Generation of gas and oil from coal and other terrestrial organic matter. Org. Geochem., – 1991. – vol. 17. – P. 673-680.

Killops S.D., Funnell R.H., Suggate R.P., Sykes R. Peters K.E., Walters C., Woolhouse A.D., Weston R.J. and J.P. Boudou. Predicting generation and expulsion of paraffinic oil from vitrinite-rich coals. Org. Geochem., 1998. – vol. 29. – P. 1-21.

Mukhopadhyay P.K., Hatcher P.G. Composition of coal. In: Law BE, Rice DD (eds) Hydrocarbons from coal. AAPG Studies Geol, 38. – 1993. – P. 79-118.

Newman J., Price L.C. and Johnston J.H. Hydrocarbon source potential and maturation in Eocene New Zealand vitrinite-rich coals. Jour. Petroleum Geol. – 1997. – vol. 20. – P. 137-163.

Kotik O.S.

Institute of Geology of the Komi Science Center of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, Syktyvkar, Russia, procko@geo.komisc.ru

**GEOCHEMISTRY OF ORGANIC MATTER OF KUNGURIAN DEPOSITS
OF THE NORTH OF PRE-URAL FOREDEEP**

The features of the organic matter of Lower Permian Kungurian oil and gas source rocks are presented. The changes of a number of geochemical indicators were represented. Autochthonous, parautochthonous and allochthonous bitumen and their primary distribution area were identified. The comparison of the study results on oil and bitumen shows and conditions of Kungurian organic matter catagenesis was scrutinized. Potential areas for light and heavy oil deposits, gas condensate or gas were outlined.

Keywords: *Kungurian coal-bearing sediments, organic matter, autochthonous and allochthonous bitumen, petroleum potential.*

References

Anishchenko L.A., Klimenko S.S., Ryabinkina N.N. *Organicheskoe veshchestvo permskikh otlozheniy Pechorskogo ugol'nogo basseyna* [Organic matter of Permian sediments of the Pechora coal basin]. *Litogenez i geokhimiya osadochnykh formatsiy Timano-Ural'skogo regiona*. Syktyvkar, 2002, no. 4, p. 11-33.

Anishchenko L.A., Klimenko S.S., Ryabinkina N.N., Antonov V.I., Ivanov V.V. *Perspektivy neftegazonosnosti paleozoyskogo kompleksa v Korotaihinskoy i Kos'yu-Rogovskoy vpadinakh* [Oil and gas potential prospects of the Paleozoic complex in Korotaihinskha and Kosyu-Rogov depressions]. *Proceedings of scientific-practical conference «Perspektivy neftegazonosnosti Predural'skogo progiba»*. Ekaterinburg, 2004b, p. 56-71.

Anishchenko L.A., Klimenko S.S., Ryabinkina N.N., Malyshev N.A., Ryabinkin S.V., Kuplevich I.L., Zakharov A.A., Prozorov S.F., Antonov V.I., Ivanov V.V., Kuznetsov N.I., Yudin V.M. *Organicheskaya geokhimiya i neftegazonosnost' permskikh otlozheniy severa Predural'skogo progiba* [Organic geochemistry and petroleum potential of the Permian section of the north of the Pre-Ural trough]. Saint Petersburg: Nauka, 2004a, 214 p.

Anishchenko L.A., Valyaeva O.V., Prots'ko O.S., Razmanova O.F. *Tyazhelye nefti Timano-Pechorskoy provintsii* [Heavy oils of Timan-Pechora province]. *Vestnik IG Komi NTs UrO RAN*, 2014, no. 9, p. 19-22.

Bazhenova T.K., Shimanskiy V.K., Vasil'eva V.F., Shapiro A.I., Yakovleva L.A. (Gembitskaya), Klimova L.I. *Organicheskaya geokhimiya Timano-Pechorskogo basseyna* [Organic geochemistry of the Timan-Pechora basin]. Saint Petersburg: VNIGRI, 2008, 164 p.

Behar F., Vandenbroucke M., Tang Y., Marquis F. and Espitalié J. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation. *Org. Geochem*, 1997, vol. 26, p. 321–339.

Bushnev D.A., Burdel'naya N.S. *Khimicheskaya struktura kerogena i usloviya ego formirovaniya* [The chemical structure of kerogen and the conditions of its formation]. *Geologiya i geofizika*, 2009, vol. 50, no. 7, p. 822-829.

Einsele G. *Sedimentary Basins: Evolution, Facies, and Sediment Budget*. Springer–Verlag Berlin Heidelberg, 1992, 792 p.

Farhaduzzaman Md., Abdullah W.H., Islam Md.A. Depositional environment and hydrocarbon source potential of the Permian Gondwana coals from the Barapukuria Basin, Northwest Bangladesh. *International Journal of Coal Geology*, 2012, vol. 90-91, p. 162-179.

Golitsyn M.V., Golitsyn A.M., Androson B.N. *Ugli Zapadnoy Sibiri* [The coals of Western Siberia]. *Izvestiya vuzov. Geologiya i razvedka*, 1992, no. 2, p. 75–83.

Hunt J.M. Generation of gas and oil from coal and other terrestrial organic matter. *Org. Geochem*, 1991, vol. 17, p. 673-680.

Killops S.D., Funnell R.H., Suggate R.P., Sykes R. Peters K.E., Walters C., Woolhouse A.D., Weston R.J. and J.P. Boudou. Predicting generation and expulsion of paraffinic oil from vitrinite-rich coals. *Org. Geochem.*, 1998, vol. 29, p. 1-21.

Kriterii razdel'noy otsenki neftenosnosti i gazonosnosti (na primere Timano-Pechorskoy provintsii) [The criteria for separate evaluation of the oil-bearing and gas-bearing potential (by example of the Timan-Pechora province)]. Editors K.A. Chernikov i G.P. Sverchkov. Leningrad: «Nedra», 1974, 183 p. (Trudy VNIGRI, vol. 334).

Lopatin N.V., Emets T.P. *Piroliz v neftegazovoy geokhimii* [Pyrolysis in oil and gas geochemistry]. Moscow: Nauka, 1987. – 144 s.

Mukhopadhyay P.K., Hatcher P.G. Composition of coal. In: Law BE, Rice DD (eds) *Hydrocarbons from coal*. AAPG Studies Geol, 38., 1993, p. 79-118.

Newman J., Price L.C. and Johnston J.H. Hydrocarbon source potential and maturation in Eocene New Zealand vitrinite-rich coals. *Jour. Petroleum Geol.*, 1997, vol. 20, p. 137-163.

Prots'ko O.S. *Organicheskoe veshchestvo permskikh terrigennykh otlozheniy severa Predural'skogo kraevogo progiba* [Organic matter of the Permian clastic strata of north of the Pre-Ural foredeep]. Proceedings of the 21 th All-Russian Youth Scientific Conference «Struktura, veshchestvo, istoriya litosfery Timano-Severoural'skogo segmenta». Syktyvkar: Geoprint, 2012, p. 190–192.

Prots'ko O.S., Anishchenko L.A., Valyaeva O.V. *Bituminologicheskaya kharakteristika i perspektivy neftegazonosnosti kungurskikh otlozheniy severa Predural'skogo kraevogo progiba* [Bitumen characteristics and petroleum prospects of Kungurian strata of north of the Pre-Ural foredeep]. Proceedings of the 22 th All-Russian Youth Scientific Conference «Struktura, veshchestvo, istoriya litosfery Timano-Severoural'skogo segmenta». Syktyvkar: Geoprint, 2013, p. 156–159.

Prots'ko O.S., Valyaeva O.V. *Tipy organicheskogo veshchestva i generatsionnyy potentsial kungurskikh terrigennykh otlozheniy severa Predural'skogo kraevogo progiba* [The types of organic matter, and generation potential of Kungurian clastic sediments of north of the Pre-Ural foredeep]. *Georesursy*, 2 (57), 2014, p. 51-55.

Udot V.F. *Geologo-geokhimicheskie usloviya formirovaniya nefteproizvodyashchikh tolshch fanerozoya Pechorskogo basseyna i otsenka ikh generatsionnogo potentsiala* [Geological and geochemical conditions of formation of oil-producing Phanerozoic strata of the Pechora basin and assessment of their generation potential]. Syktyvkar, 1985.