

КАТАГЕНЕЗ ЮРСКО-МЕЛОВЫХ УГЛЕЙ И ПОРОД БУРЕЙНСКОГО БАССЕЙНА В СВЯЗИ С УСЛОВИЯМИ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ (ДАЛЬНИЙ ВОСТОК)

В.В. Крапивенцева

*ФГБУН Институт тектоники и геофизики им. Ю.А. Косыгина ДВО РАН, Ким Ю Чена 65,
г. Хабаровск, 680000; e-mail: karпова@itig.as.khb.ru*

Поступила в редакцию 24 апреля 2013 г.

Катагенез юрско-меловых отложений и углей Буреинского бассейна впервые детально изучен по комплексу признаков: отражательной способности витринита (R_0 и R_a), качественной характеристике углей, а для вмещающих углей пород – по их петрофизическим свойствам (плотности и пористости насыщения). Катагенез юрско-меловых отложений изучался по структурным зонам, где угленосные отложения залегают на различных глубинах – от ~ 10 до 300 м в Западной, до 700 м в Центральной и от 5 до 3460 м в Кындальской зонах. Установлены закономерности в изменении катагенеза углей – от марки и группы ЗБ до 1Г, 2Г, ГЖО – от градации ПК₃ до МК₁-МК₂ и от МК₂ до МК₃-МК₄, МК₄ с изменением марочного состава углей от Д до Г и ГЖО. В районах распространения интрузивных тел, прорывающих угленосные отложения, угольные пласты метаморфизованы до марок ОС и Т. Полученные данные позволяют оценивать условия генерации углеводородов в юрско-меловых отложениях бассейна.

Ключевые слова: катагенез, отражательная способность витринита, марка углей, свита, пласт, Буреинский бассейн, Дальний Восток.

ВВЕДЕНИЕ

На современном этапе исследований процессы нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции рассматриваются большинством исследователей с историко-генетических позиций. В основе этих исследований лежат современные представления о нефтегазообразовании и нефтегазоаккумуляции как о стадийном процессе в ходе развития осадочных бассейнов [4–6, 19, 23 и др.]. В этом плане направленное изменение органического вещества (ОВ) пород и углей в процессе диагенеза и катагенеза рассматривается как длительный процесс, при котором происходят качественные изменения интенсивности образования и преобразования как жидких, так и газообразных углеводородных компонентов.

Определение Н.Б. Вассоевичем, А.Э. Конторовичем, Н.В. Лопатиным, С.Г. Неручевым [5, 6, 19, 23, 24] понятий о главной фазе и главной зоне нефтеобразования (ГФН и ГЗН, соответственно) позволило уточнить их положение в вертикальном разрезе с учетом донецкой шкалы углефикации (катагенеза) на уровне марок Д-Г и температурном

диапазоне 60–170°C. Однако положение ГФН и ГЗН, как и положение зон газообразования, в ряду вертикальной зональности генерации УВ по данным различных исследователей несколько не совпадают [6, 19, 24, 29 и др.].

Как подчеркивают многие исследователи [19, 23, 24, 29 и др.], катагенез ОВ пород и углей является одним из главных факторов, контролирующих условия генерации углеводородов, формирование, сохранение залежей нефти и газа и определяющих их фазовое состояние и углеводородный состав.

В связи с этим выяснение степени и градаций катагенеза ОВ пород и углей, отражающих условия формирования осадочных толщ, является актуальной задачей для решения многих вопросов нефтяной и угольной геологии [29]. Поэтому изучение катагенеза углей и пород юрско-меловых отложений Буреинского бассейна, мало изученного в этом плане, представляется необходимым.

Большинством исследователей Буреинского бассейна признается, что угли бассейна по степени углефикации относятся в основном к газовым и,

частично, к длиннопламенным [8, 16, 20, 27, 30 и др.]. Кроме того, на небольших участках локально происходило повышение степени углефикации углей до тощих под воздействием тепла изверженных пород, прорывающих угленосные отложения, особенно в северо-восточной части бассейна (Оланжинское месторождение) и на некоторых участках западной и юго-западной окраин бассейна [3, 8, 27] (рис. 1).

В 1969, а затем в 1973 гг. появляются данные по отражательной способности витринита ургальских углей [30]. Авторами установлено, что угли, разрабатываемые шахтой “Ургал” и вскрытые рядом скважин на глубине от 14 до 243 м, имеют отражательную способность витринита в иммерсии (R_o) в пределах 0.64–0.75 %. По этому параметру эти угли отнесены к длиннопламенным (пласты “Эльгакан”, “Чаланык”, “Нимакан”, “Эльга II”, “Эльга Верхняя”) с R_o 0.64–0.68 % и газовым – с $R_o = 0.7\%$ (пласт “Сивак” из ургальской и пласт “Ургал” из чагдамынской свит). Отнесение углей пласта “Ургал” к газовым, а нижележащих углей ургальской свиты к длиннопламенным (исключая пласт “Сивак”) было явным противоречием.

В 1972 г. А.И. Уткиной угли и углистые включения из отложений иорекской и кындальской свит в Кындалском грабене по отражательной способности витринита (R_o и R_a) отнесены к бурым (2Б, 3Б) и длиннопламенным (Д) [20].

Изучение степени углефикации буреинских углей из отложений ургальской и чагдамынской свит проводилось затем В.В. Крапивенцевой по отражательной способности витринита в воздухе (R_a) с учетом данных химико-технологических анализов [20]. Этот показатель измерялся ею в 155 аншлафах-брикетах среднепластовых и пластово-дифференциальных проб углей на установке ПООС-1 по ГОСТ 12113-66 [9]. Определение степени углефикации по изменению величин R_a и других параметров проводилось согласно шкале стадий метаморфизма углей ИГ и РГИ и ГОСТ 21489-76 [2, 10]. Позднее, в 2005–2006 гг. по этим пробам частично измерялась отражательная способность витринита в иммерсии (R_o) и в воздухе (R_a) на фотометрическом комплексе ЛОМО с дальнейшим установлением градаций катагенеза, степени углефикации, марок, групп и кодификации этих углей согласно ГОСТ 25543-88, ГОСТ 12113-94 и ГОСТ 30313-95 [1, 11–13] и др. данным [3, 19, 21, 24].

Изучение отражательной способности витринита углей ургальской свиты участка “Правобережного” Ургальского месторождения производила С.Л. Плюта, а углей чагдамынской свиты Юго-За-

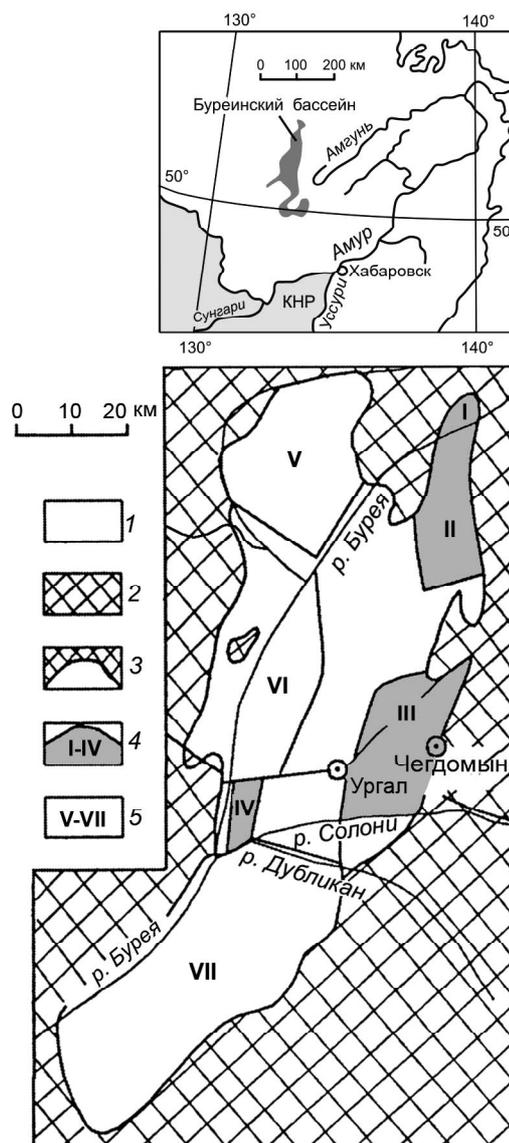


Рис. 1. Схема местоположения месторождений и угленосных районов Буреинского бассейна [18, 27].

1 – площади распространения угленосных отложений; 2 – подстилающие непродуктивные образования; 3 – граница угленосных районов; 4 – угольные месторождения (I – Усть-Умальтинское, II – Оланжинское, III – Ургальское, IV – Ургал-Солони); 5 – угленосные районы (V – Северо-Западный, VI – Западный, VII – Юго-Западный).

падного угленосного района – Л.И. Сарбеева [27]. Особенно детально в этом плане изучались угли чагдамынской свиты месторождения Ургал-Солони Западного угленосного района [21, 27].

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Катагенез юрско-меловых отложений и углей Буреинского бассейна (ББ) был изучен по комплексу

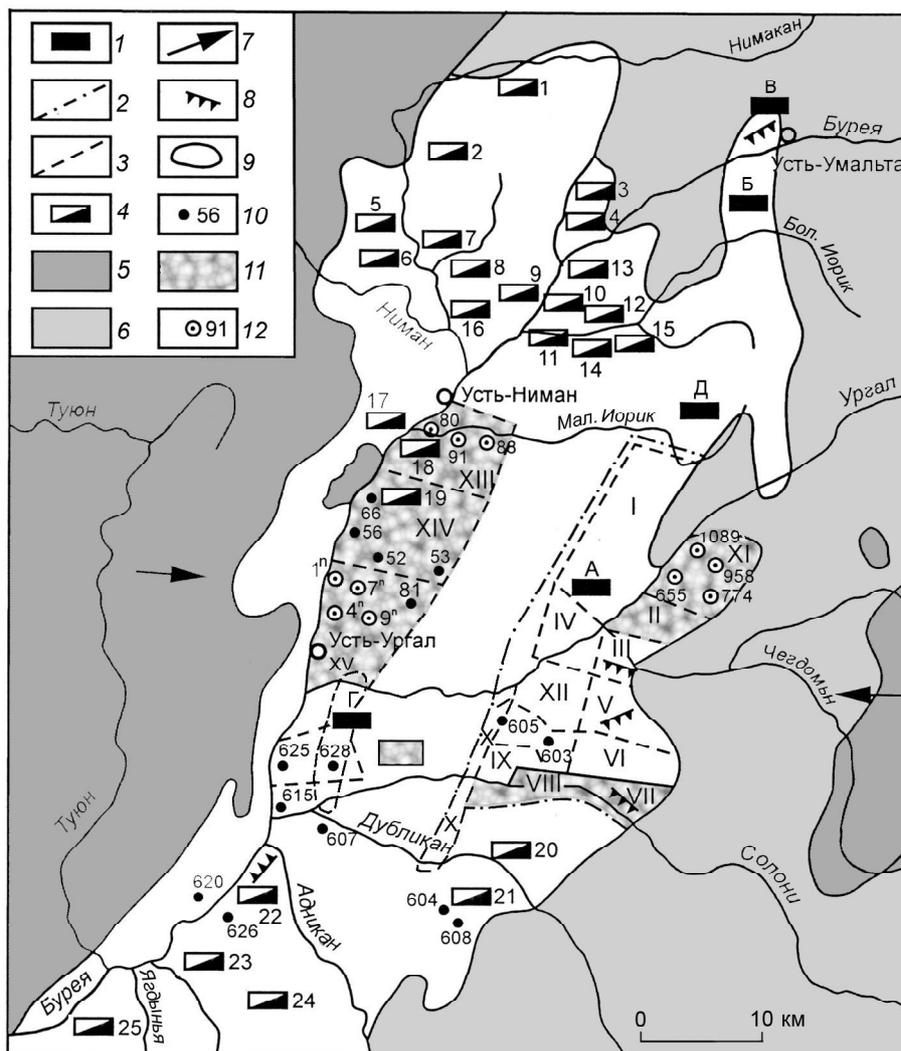


Рис. 2. Схема размещения месторождений, проявлений угля, угленосных площадей, участков в Буреинском бассейне [3, 20, 21].

I – месторождения: А – Ургальское, Б – Оланжинское, В – Усть-Умальгинское, Г – Ургал-Солони, Д – Ургало-Оланжинская угленосная площадь; 2 – граница Ургальского месторождения; 3 – участки: в пределах Ургальского месторождения: I – “Большие Сатанки”, II–III – поля шахты “Ургальская”, IV – “Ключ Иванов”, V – “Чегдомын–Чемчуко”, VI – “Чемчуко–Солони”, VII – “Солони Южные 1, 2, 3”, VIII – “Солони Южные 4, 5”, IX – “Солони Южные 6, 7, 8”, X – “Чемчуко–Западный”, XI – “Северный Ургал”, XII – “Водораздельный”; прочие участки: XIII – междуречье Бол. Иорика–Мал. Иорика, XIV – междуречье Нырты–Семичи, XV – междуречье Нырты–Ургала; 4 – углепроявления: (1 – Нимаканское, 2 – в верховье руч. Кафагалка, 3, 4 – в междуречье Буреи–Судейнгны, 5, 6 – на правом берегу р. Нимакан, 7 – в междуречье Амбардака–Сивака, 8 – на водоразделе р. Буреи и руч. Сивак, 9 – на правом берегу р. Буреи, 10 – на левом берегу р. Буреи, 11 – в устье р. Бол. Иорик, 12, 13 – на правом берегу р. Бол. Иорик, 14, 15 – на левом берегу р. Бол. Иорик, 16 – в устье р. Нимакан, 17 – Усть-Ниманское, 18 – Малоиорекское, 19 – Семичанское, 20 – Чинчаганское, 21 – по р. Буринда, 22 – по р. Чекунда, 23, 24 – на водоразделе рр. Ягдынья–Адижан, 25 – по р. Чекунда; 5 – область сноса (гранитоиды палеозойского возраста); 6 – средне-верхнеюрские терригенные отложения; 7 – основные направления выноса обломочного материала; 8 – естественные обнажения; 9 – граница современного распространения отложений бассейна; 10 – буровая скважина и ее номер; 11 – участки литолого-фациального и петрографического изучения пород и углей; 12 – буровые скважины с петрографическим изучением углей и вмещающих пород, их номер.

признаков: отражательной способности витринита (R_o и R_a) углей, угольных включений или рассеянного органического вещества (РОВ), данных качественной характеристики углей (в первую очередь по V^{daf} , C^{daf} , Q_s^{daf} и Q_s^{af}), а для вмещающих угли пород – по их

петрофизическим свойствам (плотности и пористости насыщения) (табл.).

В связи с тем, что на характеристику этих параметров в первую очередь влияют тектонический, палеотемпературный режимы, глубина погружения

Таблица. Палеотемпературы углефикации, градации, степени катагенеза и вертикальная зональность размещения залежей нефти и газа [2, 4–6, 23, 24, 29].

Градация катагенеза	Степень катагенеза углей по R_{av} , %	Палеотемпература, °С	$R_{o,max}$, % (в масле)	Марки и группы углей	Палеоглубины, км (средние теоретические)	Плотность, г/см ³	Пористость насыщения (открытая), %	Зоны нефтегазообразования*	
Катагенез	Диаленез	0	0.24	торф					
	Прото-катагенез	ПК ₁	5.7	0.29	1Б		<1.4	>40	ВЗГ
		ПК ₂	5.8–6.0	0.41	2Б		1.4–2.1	20–40	
ПК ₃		6.1–6.6 6.7–7.0	0.50	3Б	до 1.9–1.95	1.4–2.1	20–40		
Мезо-катагенез	МК ₁	7.0–7.6; (7.5)	0.62	Д		1.4–2.1	20–40	ГЗН	
	МК ₂	7.7–7.9	0.94	Г Г Г	~1.95–3.5	2.1–2.55	5–20		
		8.0–8.2	1.32						
		8.3–8.6; (8.5)							
	МК ₃	(8.6); 8.7–9.0	Ж	3.5–5					
	МК ₄	9.1–9.3; (9.4)	195	1.61	К		2.55–2.65		2–4
		(9.5); 9.4–9.7	205	2.04	ОС				
		9.8–10.2; 10.0	220						
	МК ₅	(10.0); 10.3–10.7; (10.8) (10.1–10.8)	230						
	Апокатагенез	АК ₁	(10.9); 10.8–11.6	2.51	Т	>5	>2.65		<2
11.7–13.00			3.47	ПА+А _{1,2}					
13.0–13.7									
АК ₂	13.8–15.0	300							
	>15.0	>300							

Примечание. ВЗГ и ГЗГ верхняя и глубинная главная зоны газообразования, ГЗН главная зона нефтеобразования.

осадков, а также состав пород и углей [2, 7, 17, 23, 29], рассмотрение катагенеза углей и пород ББ приводится по структурным зонам осадочного чехла – Западной, Кындальской и Центральной [3], к которым и приурочены основные угленосные районы, месторождения и участки (рис. 1, 2).

В Западной зоне в направлении с севера на юг расположены Северо-Западный (частично), Западный и Юго-Западный угленосные районы (рис. 1) [3, 27]. Геологическая изученность этих районов и входящих в них месторождений, участков, углепроявлений неравномерная и большей частью недостаточная. В связи с этим, для установления катагенеза отложений, развитых в этих районах, привлекались, в меру имеющегося материала, петрофизические данные (плотность и пористость насыщения пород), качественная характеристика углей, отражательная способность витринита.

Северо-Западный угленосный район располагается на северо-западе Западной, в северной части Кындальской и на западе Иорекской зон [3]. Ранее он полностью рассматривался в составе Западной зоны [27]. Район занимает значительную площадь бассейна (около 650 км²) и располагается, в основном, в междуречьях рр. Буряя–Нимакан, Ниман–Нимакан, Буряя–Большой Иорик. Общая мощность юрско-нижнемеловых отложений, развитых в этом районе, достигает 1500 м. В угленосных отложениях талынджанской, ургальской и чагдамынской свит установлено до 40 пластов и более 16 углепроявлений (рис. 2, 3), однако изученность их крайне низкая [3, 27].

Плотность терригенных и терригенно-вулканогенных пород изменяется от 2.03 до 2.52 г/см³, в среднем от 2.21 до 2.37 г/см³, возрастая от чагдамынской к талынджанской свите, несколько уменьшаясь в породах, обогащенных пепловым материалом. По значениям приведенных плотностей, катагенез этих пород отвечает градации МК₁-МК₂ (табл.). Данных о качественной характеристике углей очень мало.

Зольность углей (A^d) района составляет 22–45 %, т.е. угли средне- и высокозольные. Высшая теплота сгорания (Q_s^{daf}) довольно небольшая, изменяется от 29.3 до 30.56 МДж/кг, на основании чего эти угли можно отнести к маркам Д, ДГ и Г. Возможно, что угли чагдамынской свиты относятся к маркам Д и ДГ в пределах градации катагенеза МК₁. Средняя плотность пород чагдамынской свиты составляет 2.22, а ургальской – 2.37 г/см³, что также указывает на то, что отложения чагдамынской свиты имеют не-

СИСТЕМА	ОДЕЛ	ЯРУС	ПОД-ЯРУС	ВОЗРАСТ, млн л.	СВИТЫ/ТОЛЩИ И ИХ МОЩНОСТЬ В М
МЕЛОВАЯ	Верхний	Датский		65.5	Песчаниковая толща, 300
		Маастрихтский, K ₂ m	В	70.6	
			Н		
		Кампанский, K ₂ km	В	83.5	
			СР		
			Н		
	Сантонский, K ₂ st	В	85.8		
		СР			
		Н			
	Коньякский, K ₂ k	В	89.3		
		СР			
		Н			
	Туронский, K ₂ t	В	93.5		
		СР			
		Н			
	Сеноманский, K ₂ s	В	99.6		
		СР			
		Н			
Нижний	Альбский, K ₁ al	В	112.0	Кындальская свита, K ₁ kp, 750-1050	
		СР			
		Н	Иорекская свита, K ₁ ir, 550-700		
	Аптский, K ₁ a	В	125.0		
		Н			
	Барремский, k ₁ br	В	130.0	Чемчукинская свита, K ₁ cm, 500-600	
		Н			
	Готеривский, K ₁ h	В	136.4	Чагдамынская свита, K ₁ cg, 100-600	
		Н			
	Валанжинский, K ₁ v	В	140.2	Солонийская свита, K ₁ sn, 600	
	СР				
Берриасский, K ₁ b	В	145.5	Ургальская серия J ₂ -K ₂ ug		
	СР				
ЮРСКАЯ	Верхний	Титонский, J ₂ tt	В	150.8	Дубликанская свита, J ₂ db, 250-600
			СР		
			Н		
	Кимериджский, J ₂ km	В	155.7		
		Н			
	Оксфордский, J ₂ o	В	161.2		
		СР			
		Н			
	Средний	Келловейский, J ₂ c	В	164.7	Талынджанская свита, J ₂ tl, 250-400
			СР		
			Н		
		Батский, J ₂ bt	В	167.7	Чаганыйская свита, J ₂ cg, 800-1000
			СР		
		Н			
	Байосский, J ₂ b	В	171.6	Эльгинская свита, J ₂ el, 1000-2200	
	Н				
Ааленский, J ₂ a	В	175.6	Эпиканская свита, J ₂ ep, 900-1400		
	Н				
Нижний	Тоарский, J ₁ t	В	183.0	Синкальтинская свита, J ₂ sn, 700-1000	
		Н			
	Плинсбахский, J ₁ p	В	189.6	Дешская свита, J ₁ ds, 400-700	
		Н			
	Синемюрский, J ₁ s	В	196.5	Таксинская толща, J ₁ tk, 600-1000	
		Н			
Геттангский, J ₁ g	В	199.6	Хавагдинская толща, J ₁ hv, 1250		
Верхний	Рэтский, T ₃ r	В	203.6	Демкуканская толща, T ₃ d, 400	
	Норийский, T ₃ n ²	В	207.0		

Рис. 3. Стратиграфическая колонка поздне триасовых-меловых отложений Буреинского бассейна [3].

сколькую меньшую степень катагенеза по сравнению с ургальской и талынджанской свитами [3].

Западный угленосный район включает участки междуречья Буреи–Малого Иорика, ранее относимого к междуречью Большого Иорика–Малого Иорика, “Семичи”, междуречья Нырты–Ургала и месторождение Ургал-Солони [20, 27] (рис. 1, 2).

На участке междуречья Буреи–Малого Иорика (по долине р. Малый Иорик) отражательная способность витринита (R_a и R_o) изучалась по углям основных угольных пластов, вскрытых буровыми скважинами в верхней (пласты уг-6–уг-3) и средней (пласты уг-2, уг-1) пачках ургальской свиты (рис. 4) [3, 20]. Отражательная способность витринита (R_a) изменяется здесь от 7.7 до 8 %, а R_o – от 0.65 до 0.75 %, что соответствует марке и группе ДГ, Г (I-II, II – стадиям метаморфизма и классу 07) [1]. Одновременно с этим от верхних угольных пластов к нижним уменьшается выход летучих веществ (V^{daf}) – от 43 до 38.6 %, возрастает содержание углерода (C^{daf}) – от 76.5 до 79.1 %, увеличивается высшая теплота сгорания (Q_s^{daf}) – от 7397 до 7551 ккал/кг или от 31.0 до 31.64 МДж/кг (по данным среднепластовых проб) [3, 20]. По данным качественной характеристики 19 штучных петрографических проб, изменение этих параметров со стратиграфической глубиной залегания пластов проявляется более отчетливо. Так от пласта уг-4 к пласту уг-1 выход летучих веществ (V^{daf}) уменьшается от 32.8 до 31.3 % по минимальным и от 47.7 до 40.7 % – по максимальным их значениям. По средним данным выход летучих изменяется от 42.3 % (для пласта уг-4) до 35.6 % (для пласта уг-1). Среднее содержание углерода (C^{daf}) при этом увеличивается от 78.8 до 79.5 %, а высшая теплота сгорания изменяется от 32.2 (для пласта уг-4) до 31.7 МДж/кг (для пласта уг-1), при большей зольности последнего [20].

Отражательная способность витринита (R_a) из углей чагдамынской свиты изменяется на этом участке (по скв. 90 на глубине от 38 до 178 м) от 7.2 до 8.1 %, а R_o – от 0.55 до 0.76 %, что отвечает марке Д (для пласта $\check{c}g$ -3), ДГ (для пласта $\check{c}g$ -2) и Г (для пласта $\check{c}g$ -1) этих углей (рис. 4).

Для углей ургальской свиты **участка междуречья Нырты–Ургала** (рис. 5), по данным исследования аншлифов брикетов из среднепластовых проб, R_a основных угленосных горизонтов, вскрытых на глубине от 79.3 до 212.6 м, изменяется от 7.1 до 8.5 %, по средним данным – от 7.4 до 7.8 %, а R_o – от 0.61 до 0.74 % (в среднем от 0.64 до 0.71 %), что соответствует маркам Д, ДГ и Г (или I, I-II стадиям по

ГОСТ 21489-76) и отвечает градациям катагенеза МК₁ и МК₂ [3, 20, 21].

Качественная характеристика этих углей, по данным анализов среднепластовых проб, изменяется следующим образом: A^d – от 13.2 до 47.8 (в среднем 31.5 %), V^{daf} – от 39.78 до 48.2 (в среднем 43.4 %), Q_s^{daf} – от 30 до 31.5 МДж/кг (в среднем 30.8 МДж/кг), Q_s^{daf} (ккал/кг) от 7161 до 7481 (в среднем 7350). Содержание углерода (C^{daf}) изменяется от 75.72 до 78.14 (в среднем – 76.9 %), увеличиваясь с глубиной залегания угленосных горизонтов. Выход летучих (V^{daf}) при этом, наоборот, уменьшается от верхних угленосных горизонтов к нижнему (Ургал-1) [20]. Изучение 63 штучных проб показывает большие пределы изменения выхода летучих (V^{daf}) (от 51.2 до 38.5 %), уменьшающегося с глубиной залегания угленосных горизонтов, увеличение в этом же направлении содержания углерода от 73.6 до 80.9 % и высшей теплоты сгорания (Q_s^{daf}) – от 29.7 до 32.2 МДж/кг. Эти данные подтверждают изменение степени их углефикации, в стратиграфическом разрезе, а также, но в меньшей степени, для отдельных горизонтов (пластов) по их падению.

Угли верхних угольных пластов участка характеризуются несколько меньшими значениями R_o и R_a , по сравнению с углями участка междуречья Буреи–Малого Иорика, что отражает их несколько меньшую степень углефикации (до марки Д), что подтверждается и их качественной характеристикой [20].

На участке “Семичи” были вскрыты лишь угли чагдамынской и чемчукинской свит [3]. Судя по изменению их качественной характеристики (V^{daf} от 40 до 47.5 %, Q_s^{daf} от 25.53 до 30.64 МДж/кг), эти угли относятся к марке Д, катагенез отложений этих свит отвечает градации МК₁. Для отложений чемчукинской свиты возможна градация ПК₃, т. к. они близки по приведенной характеристике углям чагдамынской свиты месторождения Ургал-Солони [3].

Месторождение Ургал-Солони расположено на юго-западном фланге Западной зоны (рис. 1, 2).

Угли чагдамынской свиты на месторождении Ургал-Солони по значениям Q_s^{af} по трем основным рабочим пластам (C_8 , C_{10} , C_{10}^1) следует отнести, в основном, к бурым (марке Б, группе 3Б) и длиннопламенным (марке Д, группе 1Д) в зависимости от положения пластов в разрезе и глубины их залегания. Угли пластов C_8 , C_{10}^1 являются бурыми (3Б), а уголь пласта C_{10} следует отнести, в основном, к бурым (группе 3Б) и марке Д (группе 1Д) при Q_s^{af} 25.56 МДж/кг (по одной пробе по скв. 1432), хотя по среднему значению Q_s^{af} (23.3 МДж/кг) уголь этого пласта также является бурым (рис. 6) [3, 21]. По

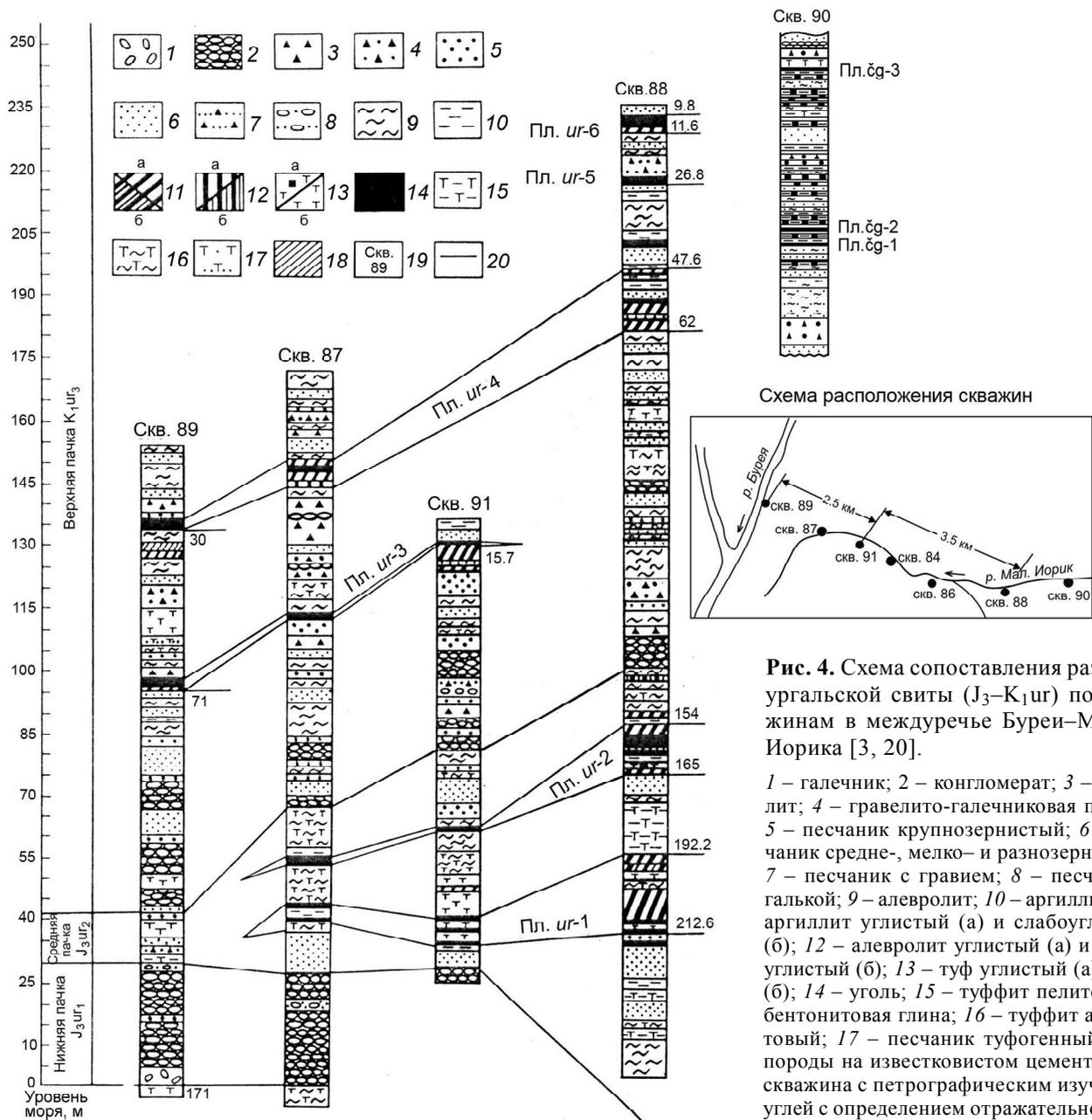


Рис. 4. Схема сопоставления разрезов ургальской свиты (J_3 – K_1ur) по скважинам в междуречье Бурей–Малого Иорика [3, 20].

1 – галечник; 2 – конгломерат; 3 – гравелит; 4 – гравелито-галечниковая порода; 5 – песчаник крупнозернистый; 6 – песчаник средне-, мелко- и разнозернистый; 7 – песчаник с гравием; 8 – песчаник с галькой; 9 – алевролит; 10 – аргиллит; 11 – аргиллит углистый (а) и слабоуглистый (б); 12 – алевролит углистый (а) и слабоуглистый (б); 13 – туф углистый (а) и туф (б); 14 – уголь; 15 – туффиит пелитовый и бентонитовая глина; 16 – туффиит алевроитовый; 17 – песчаник туфогенный; 18 – породы на известковистом цементе; 19 – скважина с петрографическим изучением углей с определением отражательной способности витринита и вмещающих пород. Характер контактов: 20 – нормальный,

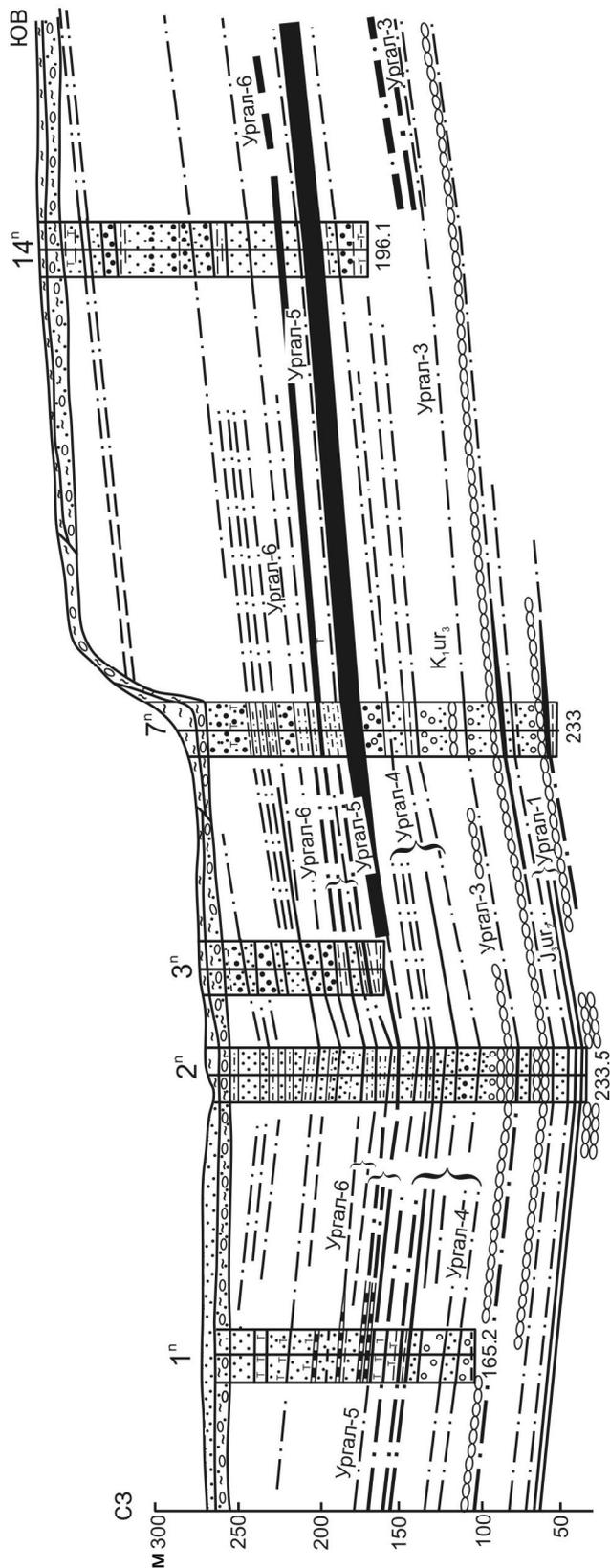
четкий. Цифры около колонок справа означают глубину залегания подошвы слоя в м.

14 образцам углей R_o изменяется от 0.41 до 0.48 %, в среднем – 0.44 %, что также позволяет отнести их к марке Б, группе ЗБ, подгруппе ЗБВ [21].

Катагенез отложений чагдамынской свиты и углей в ее составе отвечает градации $ПК_{2,3}$ и, возможно, частично градации $МК_1$ (в погруженных блоках), а палеотемпературы углефикации составляют ~ 70–100°C, что позволяет отнести отложения чагдамынской свиты к верхней зоне газообразования. С учетом наличия большого количества разрывных наруше-

ний, блокового характера фундамента, небольшой мощности этой свиты в районе месторождения трудно ожидать в ней крупных скоплений газа, но их наличие предполагается в нижележащих отложениях ургальской и талынджанской свит [3, 14, 15].

Юго-Западный угленосный район расположен в юго-западной части ББ (рис. 1, 2). Углепоисковые работы проведены на участке “Чекундинском” в междуречье рр. Дубликан–Чекундушка и на участке “Ушман-Ола” на водоразделе рр. Чекундушка–Ола–Уш-



ман. На этих участках поднятие фундамента, ограниченное со всех сторон крупными разрывами, перекрыто моноклинально залегающими отложениями чагдамынской свиты [3, 27].

Основная угленосная площадь простирается от р. Адникан до р. Ушман. Промышленная угленосность района приурочена только к чагдамынской свите. На участке “Чекундинском” установлено 11 пластов и пропластков угля, из которых от 2 до 4 (с I по IV) имеют рабочую мощность от 1.85 до 5.3 м. На участке “Ушман-Ола” вскрыто 9 пластов и пропластков угля. По средним качественным показателям угли обоих участков близки и относятся к марке Б, группе 3Б. Однако качественная характеристика рабочих пластов углей участка “Чекундинский” (с I по IV) изменяется в значительных пределах [3, 21]. Отдельные низкие значения V^{daf} для пластов I, III изменяются в пределах 18.1–35.8 %, что указывает на более высокие местами марочный состав углей этих пластов до ОС и Т [3, 21].

R_o углей этих пластов изменяется также в широких пределах от 0.40 до 2.37 %. Высоким значениям R_o 1.78, 2.00, 2.04, 2.37 отвечает определенный петрографический состав углей, высокое содержание в их составе мацералов группы интертинита от 50 до 70 %. Реже высокие содержания этих мацералов (> 50 %) имеют и угли с низкими показателями R_o от 0.49 до 0.56 %. Высокие значения R_o углей отдельных пластов – от 1.78 до 2.37 % – позволяют отнести их к маркам ОС и Т и указывают на контактовый метаморфизм этих углей под воздействием тепла интрузий, внедряющихся в угольные пласты, либо, с учетом глубинных разломов, развитых в этом районе, на возможность влияния иных эндогенных факторов. В основном же R_o витринита углей участка “Чекундинский” изменяется от 0.40 до 0.56 %, что отвечает марке Б, группе 2Б и 3Б до 1Д [3, 21].

Катагенез пород чагдамынской свиты Юго-Западного района, судя по преобладающему марочному составу углей марки Б, групп 2Б, 3Б, позволяет отнести их к градациям ПК₂ и ПК₃ и характеризует отложения свиты как находящихся в, основном, в верхней зоне газообразования, а высокометаморфизованных углей – в главной зоне газообразования.

Рис. 5. Схематический геологический разрез по участку междуречья Нырты-Ургала [20, 21].

Условные обозначения см. на рис. 4.

П – скважины, по которым проводилось петрографическое изучение углей и определение отражательной способности витринита.

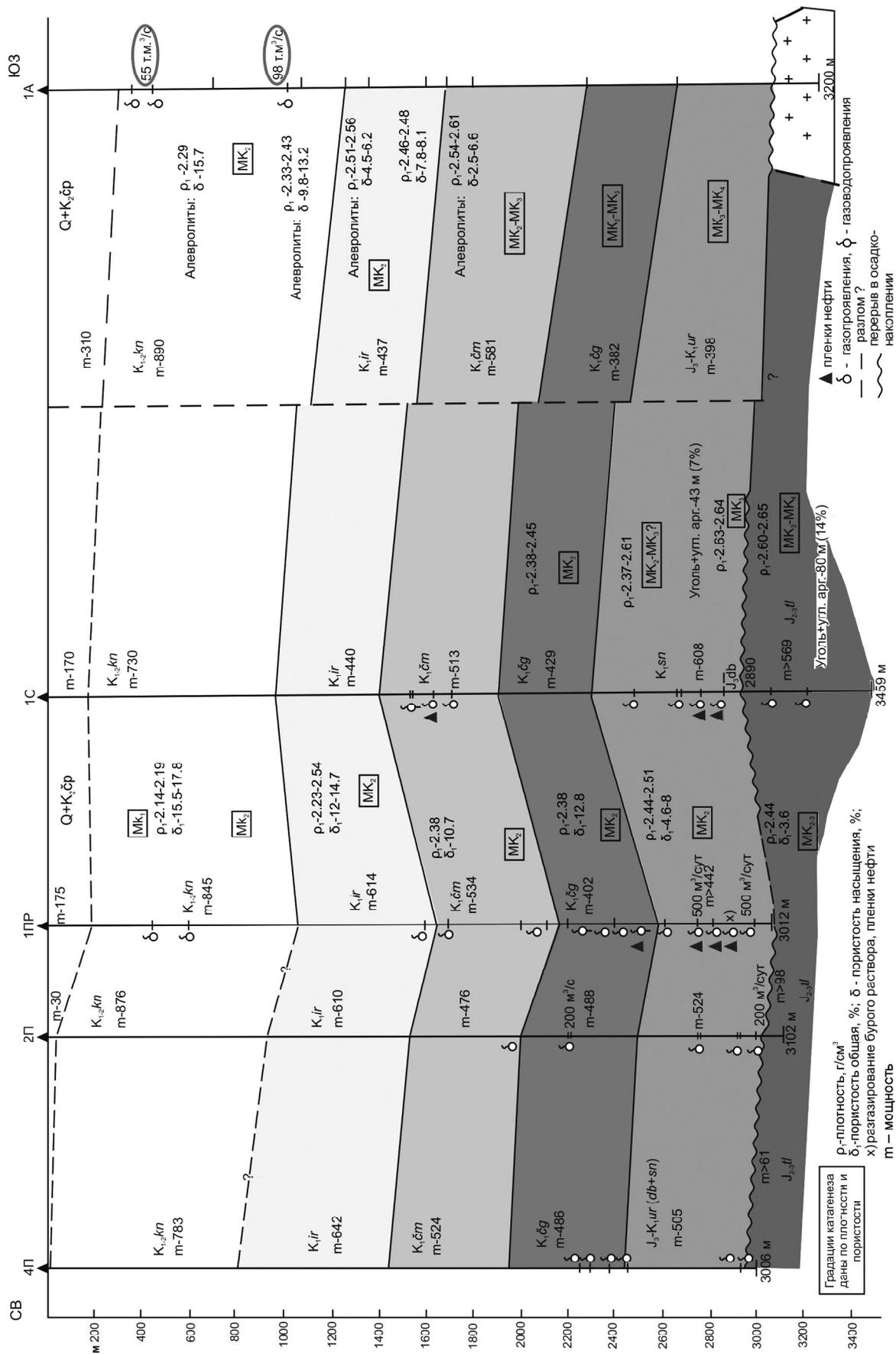


Рис. 7. Схема корреляции свит, катагенеза пород и нефтегазопроявлений (по глубоком скважинам) в Кындальском грабене Буруинского бассейна [3].

В южной части КГ в Адниканской структуре по скв. 1А катагенез отложений кындальской и иорекской свит отвечает уже градации МК₂, для чемчукинской и чагдамынской свит – градациям МК₂–МК₃, а для ургальской – МК₃–МК₄, т.е. завышен по сравнению с катагенезом отложений этих свит, вскрытых скв. 4П, 1ПР и 1С (рис. 7). Это, вероятно, обусловлено нахождением Адниканской структуры в зоне Адниканского надвига [3].

Таким образом, из анализа петрофизических данных и R₀ следует, что катагенез кындальской и иорекской свит при современном залегании их на небольшой глубине (500–700 м) находится в пределах градаций ПК₃–МК₁, что отвечает палеотемпературам углефикации от 60 до 110°C. Такие палеотемпературы характеризуют верхнюю зону газообразования и верхнюю часть главной зоны нефтеобразования (табл.).

При увеличении глубин залегания этих отложений и их мощности, в направлении с СВ на ЮЗ, (по данным глубоких скважин) катагенез отложений кындальской и иорекской свит возрастает и находится в пределах градаций МК₁ и МК₂, что отвечает изменению палеотемператур их углефикации от 110 до 150°C (табл.).

Отложения чемчукинской и чагдамынской свит в Кындальском грабене находятся, в основном, в зоне среднего мезокатагенеза, при градации МК₂. С увеличением в Кындальском грабене с СВ на ЮЗ глубин залегания чемчукинской, чагдамынской и ургальской свит катагенез их отложений возрастает до градаций МК₂–МК₃, для ургальской свиты – до МК₃ (скв. 1С), а на юго-западе КГ на глубине 2600–2998 м в скв. 1А достигает градации МК₃–МК₄, что отвечает палеотемпературам 180–195°C для градации катагенеза МК₃ и 195–220°C для градации МК₃–МК₄. Такие палеотемпературы указывают на нахождение этих свит в ГЗН, а для ургальской свиты на юго-западе КГ – в глубинной главной зоне газообразования (табл.).

Установленные градации катагенеза и палеотемпературы для ниже-верхнемеловых, нижнемеловых и средне-верхнеюрских отложений КГ и отвечающие им зоны нефтегазообразования подтверждаются наличием нефте- и газопроявлений, приуроченных к этим зонам (рис. 7) [3, 14, 15].

В целом, в скважинах ББ установлено более 70 газо- и нефтегазопроявлений на глубине от 13 до 3184 м с дебитом газа от 0.001 до 2–5 м³/мин и концентрациями метана от 1.2 до 95.7 % [3, 14, 15, 27, 28]. Большая часть нефтегазопроявлений и притоков газа, вплоть до промышленных их значе-

ний, приурочена к верхнеюрско-меловым отложениям [3, 15].

Состав газов в КГ по глубоким скважинам изменяется в следующих пределах: метана – от 29.2 до 90.9 %, тяжелых углеводородов (ТУ) – C₂H₆, C₃H₈, C₄H₁₀, C₅H₁₂ от 1.9 до 62.2 %, в том числе C₂H₆ – от 2.6 до 28.3% и C₃H₈ – от 0.3 до 15.8 %. Содержание ТУ в составе газов резко возрастает в нефтегазопроявлениях, приуроченных к ургальской свите. Содержание гелия (He) изменяется от 0.01 до 0.08 %, а N₂ + Ar – от 0.9 до 6.6 % [3, 15]. Газопроявления, в составе которых преобладает метан, установлены также в угленосных нижнемеловых отложениях Западной и, особенно, Центральной структурных зон. Анализ данных газогеохимических исследований позволил выделить авторам [3, 14, 15] четыре вида газопроявлений, в том числе образованных с участием подтока глубинных флюидов в зонах глубоких разломов. Природная метаносность угольных пластов в ББ возрастает с увеличением глубины их залегания, что особенно проявляется в разрезах глубоких скважин КГ и в Центральной зоне на Ургальском месторождении [3, 14, 15, 27].

Центральная зона. Ургальский угленосный район. Ургальское месторождение.

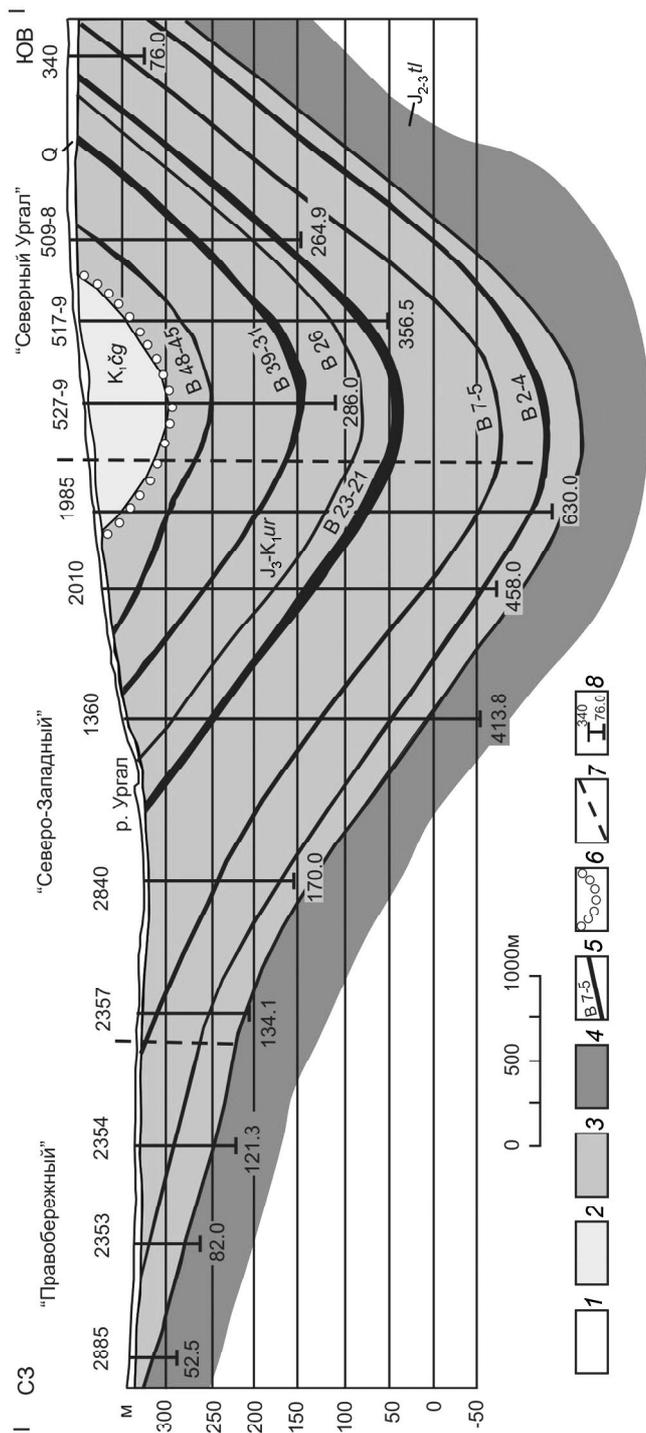
Для отложений ургальской и талынджанской свит на Ургальском месторождении [3, 20, 27], марочный и групповой состав углей меняется в широких пределах – от марки Д для верхних пластов или при залегании их на небольшой глубине до марки и группы 1Г, 2Г и 2ГЖО для нижних пластов, либо для пластов, залегающих на большой глубине и по падению пластов, что подтверждается данными по качественной характеристике углей и по R₀ и R_a (рис. 8, 9) [3, 20, 27]. Палеотемпературы углефикации для отложений ургальской, талынджанской свит и в ряде случаев для углей чагдамынской свиты марки Г изменяются в пределах от 135–150° и до 195–205° – для углей ургальской свиты марки ГЖО [3, 21, 27].

Отложения чагдамынской, ургальской и талынджанской свит, в основном, отвечают главной зоне нефтеобразования (ГЗН), а для глубоко залегающих отложений ургальской и талынджанской свит – глубинной зоне газообразования (ГЗГ).

В Умалта-Ургальском угленосном районе в северо-восточной части Центральной зоны выделены Усть-Умалтинское и Оланжинское месторождения (рис. 1, 2). Угленосность их приурочена, в основном, к отложениям талынджанской и ургальской свит, а также и к чагдамынской свите на Оланжинском месторождении [3, 27].

Рис. 8. Геологический разрез через Ургальское месторождение (участки: “Правобережный”, “Северо-Западный”, “Северный Ургал”) [27].

1 – четвертичные отложения; 2 – отложения чагдамынской свиты (K₁çg); 3 – отложения ургальской свиты (дубликанской и сольной) (J₃-K₁ur); 4 – отложения талынджанской свиты (J₂₋₃tl); 5 – основные угольные пласты; 6 – горизонт конгломератов; 7 – гравицы участков; 8 – буровая скважина, ее номер и глубина (в м).



Угли талынджанской, ургальской и чагдамынской свит относятся к газовым [27]. Катагенез их находится в пределах градации МК₂, отвечая палеотемпературам углефикации 135–170°C (табл.). Угленосные отложения, вмещающие эти угли, находятся в ГЗН [3].

Восточная зона. Юрские отложения, развитые на востоке ББ, представлены морскими и прибрежно-морскими отложениями, богатыми рассеянным органическим веществом смешанного (гумусового и, в большей мере, сапропелевого) состава [3, 18, 22].

Ниже- и среднеюрские отложения дешской, синкальгинской, эпиканской и эльгинской свит отличаются высокой степенью катагенеза РОВ и пород в пределах градаций от МК₃-МК₄ до МК₄-МК₅. Палеотемпературы углефикации РОВ при этом изменяются в пределах 195–230°C, характеризуя марки углей Ж, К, ОС. Это позволяет оценивать эти отложения как находящиеся в главной зоне газообразования, возможно, с образованием залежей газоконденсата. Ранее комплекс этих отложений оценивался как нефтегазопроизводящий, уже реализовавший свой нефтегазовый потенциал [25, 26, 28].

Среднеюрские морские шельфовые отложения чаганыйской и нижней подсвиты талынджанской свит, средне- верхнеюрские континентальные угленосные отложения верхней подсвиты талынджанской свиты, развитые в восточной и северной части ББ, по плотности и пористости насыщения пород находятся, в основном, в пределах градаций катагенеза МК₂ МК₃, реже, возможно, до МК₃-МК₄, что отвечает палеотемпературам от 150–180°C до 195–205°C [3, 22].

Это позволяет оценивать отложения чаганыйской и талынджанской свит, как и нижнемеловые отложения ББ в целом, в качестве нефтегазопроизводящих и находящихся в главной зоне нефтеобразования и, частично, (на больших глубинах) в верхней части глубинной зоны газообразования [3, 18, 22].

ВЫВОДЫ

Для углей Западной зоны по сравнению с Центральной (участки “Северный Ургал”, “Правобережный” и др.) отмечаются меньшие в среднем значения R₀ и R_a витринита, больший выход летучих (V^{daf}), меньшее содержание углерода (C^{daf}) и меньшая высшая теплота сгорания (Q_s^{daf}) (рис. 9).

Отдельные отклонения в увеличении выхода летучих веществ (V^{daf}) из углей с различной стратиграфической глубиной залегания обусловлены влиянием ряда факторов, связанных не с углефикацией, а с различием в петрографическом составе

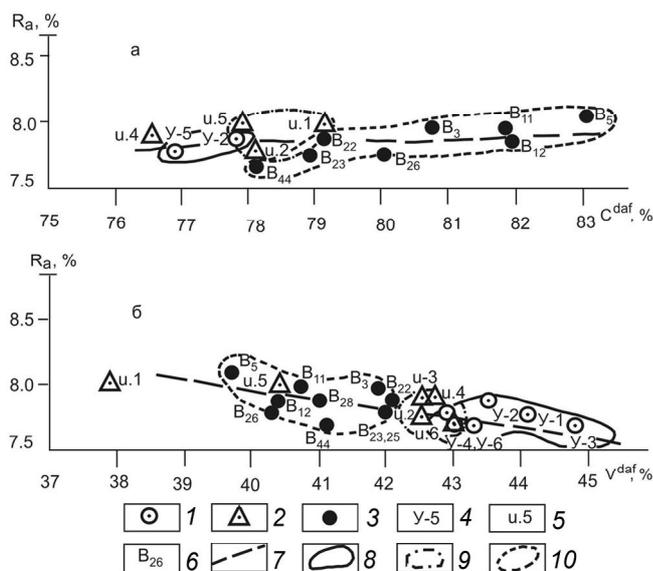


Рис. 9. Зависимость изменения отражательной способности углей (R_a) Буреинского бассейна от содержания углерода (а) и выхода летучих веществ (б) по средним данным [3, 21].

Отражательная способность витринита углей на участках: 1 – междуречья Нырты–Ургала, 2 – междуречья Большого Иорика–Малого Иорика, 3 – “Северный Ургал”, 4 – индексы угленосных горизонтов на участке междуречья Нырты – Ургала (Ургал-5 – Ургал-1).

Индексы пластов угля на участках: 5 – междуречья Большого Иорика–Малого Иорика (u.5 – уг-5, u.1 – уг-1); 6 – “Северный Ургал”; 7 – тренд изменения отражательной способности витринита в воздухе (R_a).

Пределы изменения отражательной способности витринита (R_a) углей в зависимости от содержания углерода (C^{daf}) и выхода летучих веществ (V^{daf}) на участках: 8 – междуречья Нырты–Ургала; 9 – междуречья Большого Иорика–Малого Иорика; 10 – “Северный Ургал”.

этих углей, в частности – с увеличением в их составе мацералов группы липтинита, количественным содержанием минеральных примесей и др. [17, 20, 21].

Проведенными исследованиями установлено зональное изменение степени углефикации углей и градаций катагенеза вмещающих угли пород по площади Буреинского бассейна. Степень углефикации углей несколько увеличивается в направлении с запада на восток, последовательно возрастая от Западной к Центральной зоне с изменением марочного состава углей от марок и групп 1, 2Д до 1, 2Г и 2ГЖО (или от I до II-III и более стадий). В указанных зонах отмечается также увеличение степени углефикации углей и катагенеза пород со стратиграфической глубиной от длиннопламенных (1Д, 2Д) до газовых (1Г, 2Г) и ГЖО (в Центральной зоне) и градаций катагенеза от МК₁, МК₂ до МК₃-МК₄, МК₄ (в Кындальской зоне).

Наиболее четко увеличение степени углефикации со стратиграфической глубиной выражено для углей в Центральной зоне (на примере участков “Северный Ургал” и “Правобережный”) (рис. 8) [20, 21, 27]. Это обусловлено большей мощностью и угленасыщенностью отложений ургальской свиты на Ургальском месторождении, а также более сложными условиями залегания углей, большей нарушенностью угленосной толщи и фундамента Центральной зоны [3, 27]. Для углей Центральной зоны установлено также увеличение их степени углефикации и по падению пластов (от марок и групп 1Д, 2Д до 1Г, 2Г, ГЖО).

В Западной зоне отложения ургальской свиты характеризуются значительно меньшей мощностью и в целом несколько меньшим катагенезом пород и углей по сравнению с Центральной.

Установленные закономерности в изменении степени углефикации углей, стадий и градаций катагенеза пород позволят более целенаправленно вести поиски более качественных энергетических и спекающихся углей (с учетом их зольности) в ББ.

На большей части площади бассейна (в первую очередь, в Кындальском грабене и, в меньшей мере, в Центральной зоне) в келловее-оксфорде (времени образования отложений талынджанской свиты) и с берриас-валанжина до альб-сеномана (при формировании отложений ургальской, чагдамынской, чемчукинской, иорекской и кындальской свит) существовали условия, благоприятные для накопления осадков, обогащенных РОВ и концентрированным ОВ (пластов, пропластков углей и углистых пород), которые были благоприятны для генерации газовых, а в случае накопления РОВ смешанного и сапропелевого типов, и нефтяных углеводородов, при соответствующей степени их катагенеза (на уровне градаций МК₁-МК₂ и МК₂-МК₃).

Установление в ББ глубинной и площадной зональности катагенеза ОВ позволяет, хотя и косвенно, дать прогноз условий генерации углеводородов. Судя по распределению градаций катагенеза в Кындальском грабене, основная часть разреза нижнемеловых отложений находится в главной зоне нефтеобразования, и лишь верхняя его часть (иорекская и кындальская свиты) и низы вскрытого разреза (талынджанская свита) отвечают верхней и главной зонам газообразования, соответственно. Наиболее благоприятными по условиям генерации и накопления углеводородов являются юрско-меловые отложения Кындальского грабена, где открыто газовое месторождение [3].

Нижне-среднеюрские отложения, в основном, уже реализовали свой нефтегазогенерационный потенциал и, возможно, лишь на отдельных участках

распространения отложений эпиканской, эльгинской и чаганыйской свит, обогащенных РОВ, благоприятны для генерации УВ [3, 18, 22].

Исследования выполнены при поддержке грантов по проектам 12-И-П27-06, 12-И-СУ-08-009, НК12-05-91158/13 ГФЕН.

БЛАГОДАРНОСТИ

Автор выражает глубокую благодарность зав. лабораторией тектоники осадочных бассейнов ИТиГ им. Ю.А. Косыгина ДВО РАН Г.Л. Кирилловой за постановку проблемы по тектонике, катагенезу и нефтегазоносности Буреинского бассейна, а также сотрудникам этой же лаборатории инженерам Т.Л. Карповой, Г.М. Выхованец, Л.В. Яхно за помощь в оформлении статьи. Автор глубоко признателен рецензентам данной статьи в.н.с. ИНГГ СО РАН д.г.-м.н. В.И. Москвину и зав. отделом геологии и геофизики ТОИ им. В.И. Ильичева ДВО РАН д.г.-м.н. А.И. Обжирову за ценные советы и замечания, учтенные при редактировании рукописи.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Авгушевич И.В., Броновец Т.М., Головин Г.С., Сидорук Е.И., Шуляковская Л.В. Стандартные методы испытания углей // Классификации углей. М.: НТК "Трек", 2008. 368 с.
2. Аммосов И.И., Горшков В.И., Гречишников Н.П., Калмыков Г.С. Палеогеотермические критерии размещения нефтяных залежей. М.: Недра, 1977. 156 с.
3. Буреинский осадочный бассейн: геолого-геофизическая характеристика, геодинамика, топливно-энергетические ресурсы / Отв. ред. Г.Л. Кириллова. Владивосток: Дальнаука, 2012. 360 с. (Серия "Осадочные бассейны Востока России" / Гл. ред. А.И. Ханчук; т. 4).
4. Вассоевич Н.Б. Еще о терминах для обозначения стадий и этапов литогенеза. Л.: Гостоптехиздат, 1962. Вып. 190, № 3. С. 220–243. (Тр. ВНИГРИ; Вып. 190. № 7).
5. Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В. и др. Главная фаза нефтеобразования // Вестн. МГУ. Сер. геол. 1969. № 6. С. 3–27.
6. Вассоевич Н.Б. Происхождение нефти // Вестн. МГУ. Сер. геол. 1975. № 5. С. 3–23.
7. Вопросы метаморфизма углей и эпигенеза вмещающих пород. Л.: Наука, 1968. 331 с.
8. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. М.: Недра, 1973. Т. 9. Кн. 1. С. 278–303.
9. ГОСТ 12113-66. Угли бурые, каменные и антрациты. Методы определения отражательной способности. М.: Изд-во стандартов, 1966. 26 с.
10. ГОСТ 21489-76. Угли бурые, каменные и антрациты. Разделение на стадии метаморфизма и классы по показателю отражения витринита. М.: Изд-во стандартов, 1976. 20 с.
11. ГОСТ 25543-88. Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам. М.: Изд-во стандартов, 1988. 19 с.
12. ГОСТ 12113-94. Угли бурые, каменные и антрациты, твердые рассеянные органические вещества и углеродистые материалы. Метод определения показателя отражения. М.: Изд-во стандартов, 1994. 12 с.
13. ГОСТ 30313-95. Угли каменные и антрациты (угли среднего и высокого рангов). Кодификация. Минск: ИПК. Изд-во стандартов, 1996. 12 с.
14. Гресов А.И., Обжиров А.И., Шакиров Р.Б. Метаноресурсная база угольных бассейнов Дальнего Востока России и перспективы ее промышленного освоения. Т. I. Владивосток: Дальнаука, 2009. 247 с.
15. Гресов А.И. Метаноресурсная база угольных бассейнов Дальнего Востока России и перспективы ее промышленного освоения. Т. II. Владивосток: Дальнаука, 2012. 424 с.
16. Дзене-Литовская О.А. Петрографическая характеристика угольных пластов Ургальского месторождения Буреинского бассейна // Материалы по геологии и петрографии углей СССР. Л.: Недра, 1968. С. 164–186. (Тр. ВСЕГЕИ. Новая сер. Т. 132).
17. Жемчужников Ю.А., Гинзбург А.И. Основы петрологии углей. М.: Изд-во АН СССР, 1960. 400 с.
18. Кириллова Г.Л., Крапивенцева В.В. Мезоцикличность верхнетриасово-юрских отложений Буреинского бассейна: тектоника, эвстатика, секвенстратиграфия (Дальний Восток) // Тихоокеан. геология. 2012. Т. 31, № 4. С. 38–54.
19. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Недра, 1976. 248 с.
20. Крапивенцева В.В. Угленосная формация Буреинского бассейна. М.: Наука, 1979. 148 с.
21. Крапивенцева В.В. Атлас типов углей Приамурья / Под ред. Г.Л. Кирилловой. Владивосток: Дальнаука, 2007. 312 с.
22. Крапивенцева В.В. Состав и цикличность юрских отложений Буреинского бассейна в связи с нефтегазоносностью // Тектоника, магматизм и геодинамика Востока Азии: VII Косыгинские чтения: Материалы Всерос. конф., 12–15 сентября 2011 г., г. Хабаровск / Отв. ред. А.Н. Диденко, Ю.Ф. Манилов. Хабаровск: ИТиГ ДВО РАН, 2011. С. 496–499.
23. Лопатин Н.В. Образование горючих ископаемых. М.: Недра, 1983. 192 с.
24. Неручев С.Г., Вассоевич Н.Б., Лопатин Н.В. О шкале катагенеза в связи с нефтегазообразованием // Горючие ископаемые. Проблемы геологии нефтяных и битуминозных пород / Под. ред. Н.Б. Вассоевича. М.: Наука, 1976. С. 47–62.
25. Нефтегазоносные бассейны Дальнего Востока СССР / Под ред. А.А. Трофимука. М.: Недра, 1971. 184 с.
26. Осадочные бассейны Дальнего Востока СССР и перспективы их нефтегазоносности. М.: Недра, 1987. 263 с.
27. Подольня В.И., Шишкин В.С., Пензин Ю.П., Седых А.К. Буреинский каменноугольный бассейн // Угольная база России. Т. V. Кн. 1. Угольные бассейны и месторождения Дальнего Востока (Хабаровский край, Амурская область, Приморский край, Еврейская АО). М.: ЗАО "Геоинформмарк", 1997. С. 253–286.
28. Рязанова Т.А. Закономерности нефтегазообразования в мезозойско-кайнозойских впадинах юга Дальнего Востока (на примере Среднеамурской и Верхнебуреинской впадин): Автореф. дис. ... канд. геол.-минер. наук. Новосибирск, 1996. 19 с.

29. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазонность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна / А.Н. Фомин; Науч. ред. акад. А.Э. Конторович; Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. 331 с.
30. Шарудо И.И., Москвин В.И. Дзенс-Литовская О.А. Литология и палеогеография Буреинского прогиба в позднем мезозое. Новосибирск: Наука, 1973. 68 с.

Рекомендована к печати Г.Л. Кирилловой

V.V. Krapiventseva

Catagenesis of Jurassic-Cretaceous coals and rocks of the Bureya Basin in respect to hydrocarbon generation (Far East)

The catagenesis of the Jurassic-Cretaceous deposits and coals has been comprehensively examined from a complex of features including reflectance (R_o and R_a), qualitative properties, and from their petrochemical characteristics (density and saturation porosity) for the host rocks. The catagenesis of the Jurassic-Cretaceous deposits was studied from structural zones in which coal-bearing deposits occur at different depths ranging from ~ 10 to 300 m, to 700m, and from 5 to 3460 m in the Western, Central, and Kyndal zones, accordingly. The following certain regularities in the change of coal catagenesis have been established: from mark and group 3B to 1G, 2G, GFL – from gradation PC₃ to MC₁-MC₂ and from MC₂ to MC₃-MC₄ with the change of mark composition of coals from long-flame coal to gas and gas-fat-lean coal. In the intrusive bodies distribution areas breaking through the coal-bearing deposits the coal seams are metamorphosed to the marks of lean baking and lean coals.

The data obtained have made an assessment of hydrocarbon generation in the Jurassic-Lower Cretaceous deposits of the basin.

Key words: catagenesis, reflectance, mark of coals, formation, coal seam, Bureya Basin, Far East.