

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ И ПАЛЕОГЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЕВЛАХ-АГДЖАБЕДИНСКОГО ПРОГИБА

А.И. Худузаде¹, Ш.Х. Ахундов², С.А. Таирова², Н.Н. Алиев³
 ИПО «Азнефть», 2 НИПИнефтегаз» – «Метанол»

Ключевые слова: битумоиды, катагенез, витринит, рассеянное органическое вещество, палеотемпература, генерация углеводородов, органическая геохимия, органический углерод, битум, стекловидное тело, палеотемпература, потенциал генерации углеводородов

Аннотация. Статья продолжает цикл публикаций, посвященных перспективам нефтегазоносности глубокозалегающих отложений верхнего мела и палеогена Среднекуринской впадины.

Среди главных факторов, отражающих условия генерации, миграции и аккумуляции углеводородов (УВ), которые диагностируют нефтегазоносность любой территории, анализ геохимических параметров отложений служит основой при прогнозировании потенциальных нефтегазоматеринских толщ и выделении возможных очагов генерации углеводородов.

В статье приводится ряд аналитических исследований ИГиРГИ, а именно, определение содержания в породах $S_{орг}$ (%), горячая экстракция битуминозных веществ хлороформом, определение веса ХБА (%), холодная экстракция битуминозных веществ петролейным эфиром и отражательной способности витринита.

Результаты геохимических исследований указывают на различные условия накопления отложений в прибортовых и погруженных частях региона, что обусловило различие в составе и характере рассеянного органического вещества (РОВ), и степени его катагенеза. Обобщая результаты геохимических исследований можно отметить, что уровень катагенной зрелости ОВ в породах чокрака и майкопа, а также верхних слоев эоцена, залегающих на глубинах менее 3500 м, соответствует зоне протокатагенеза, в которой нефтегазообразование протекает малоинтенсивно.

Введение

Геохимические исследования, в современных методиках поисков залежей углеводородов (УВ), являются одним из определяющих факторов оценки перспектив нефтегазоносности региона.

Установлено, что из числа геохимических па-

раметров нефтегазопроизводящий потенциал пород определяется главным образом первоначальной его концентрацией в осадках, исходным типом и степенью диагенетической и катагенетической превращенности [1, 2, 3, 4]. Более подробно это рассмотрено в работах Кулиева К.Г., Алиева Г.-М.А., Алиева Ад.А., Мехтиева Ш.Ф., Фейзуллаева А.А. и других [6, 7, 8, 9].

С этих позиций кратко рассмотрены основные черты геохимии меловых и палеогеновых отложений Евлах-Агджабединского прогиба. Сведения приводятся по данным аналитических исследований АзНИПИнефть и ИГиРГИ, результаты которых обобщены в работе, проведенной под руководством М.А.Рзаева [5].

Более подробно это рассмотрено в работах Кулиева К.Г., Алиева Г.-М.А., Алиева Ад.А., Мехтиева Ш.Ф., Фейзуллаева А.А. и других [6, 7, 8, 9].

Краткие сведения о геологическом строении района исследований.

Евлах-Агджабединская впадина имеет длину около 180 км и ширину 75 км. Меловые и палеоген-миоценовые породы, входящие в геологическое строение этой депрессии с асимметричным геологическим строением, считаются основными нефтегазовыми комплексами. Мезозойский комплекс сложен Юрско-Нижнемеловыми вулканогенно-терригенными и Верхнемеловыми вулканогенно-карбонатными породами. Минимальная мощность карбонатных отложений верхнего мела составляет 50-200 м. Палеоценовые отложения на северо-восточном склоне Евлах-Агджабединской впадины сложены глинами и глинистыми алевролитами. Мощность осадков на юго-западном крыле Мурадханлинского поднятия достигает 100 м. Эоценовые отложения на северо-восточной окраине Евлах-Агджабединской впадины состоят из глины, песчаника, алевролита, мергеля, доломита, известняка, туфопес-

чаника и гравелита. На северо-восточном склоне впадины, Майкопская серия отложений сложена слоями темно-серых глин, маломощных песчаников, алевролитов, мергелей, доломитов и сидеритов. Мощность Майкопа на площади Зардаб достигает 720 м. Общая мощность отложений Среднего и Верхнего Миоцена достигает 1400 м. В основном они сложены молассовыми отложениями, состоящими из песчаной глины, песка, песчаника с гранулами разных размеров, мергеля и доломита (Салманов и др., 2014).

Для исследования были использованы 23 скважинные пробы из 11 структур исследуемого бассейна. Эти образцы верхнего мела-миоцена были взяты с разных глубин (2365-5375 м). Образцы состоят в основном из глин, алевролитов, песчаников и карбонатных пород (таблица 1).

геохимические исследования проб, включая содержание органического углерода, битума, биомаркеры и т.д. проводились в ИГ и РГИ.

Проведенный комплекс геохимических исследований показывает, что наиболее обогащенными органикой в разрезе являются отложения майкопской свиты, за которой следуют эоценовые и затем верхнемеловые отложения [10, 11]. В таком же порядке изменяется битуминозность отложений, оцениваемая по хлороформенному и петролейно-эфирному экстрактам.

Определенное представление о характере изменения содержания рассеянного органического вещества (РОВ) и битумоидов в породах мела и палеоген-миоцена дает *таблица 1*, составленная по данным ИГиРГИ.

Минимальными содержаниями $S_{орг}$ отли-

Таблица 1

Геохимическая характеристика органического вещества пород Среднекуринской впадины (по данным ИГиРГИ)

№	Площадь	Скв.	№ обр.	Интервал	Геол.возраст	Тип породы	Геохимические параметры					
							% на породу			% на $S_{орг}$		
							CO ₂	$S_{орг}$	ХБ	ПЭБ	ВпЭБ	ВХБ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Бозгобу	1	1	5366-5375	Дат-палеоцен	Аргиллит	3,50	0,70	0,019	0,0048	0,5	2,2
2	Бозгобу	1	2	5180-5185	Эоцен	Аргиллит	5,26	0,42	0,004	0,0005	0,09	0,7
3	Мурадханлы	18	3	3074-3079	Верх.мел	Туфопесчаник	0,06	0,03	0,008	0,0046	12,3	21,3
4	Мурадханлы	13	4	3801-3806	Верх.мел	Туфопесчаник	3,72	0,19	0,007	0,0030	1,2	2,9
5	Мурадханлы	36	21	4540-4550	Верх.мел	Аргиллит	1,21	0,04	0,003	0,0043	8,6	6,0
6	Гаралы	1	5	2858-2365	Чокрак	Глина карбон.	7,58	0,84	0,033	0,0121	1,1	3,1
7	Гаралы	2	6	4027-4035	Верх.мел	Известняк	40,46	0,15	0,005	0,0051	2,7	2,7
8	Гаралы	1	25	2961-2965	Майкоп	Алевролит	2,26	2,31	0,066	0,0167	0,6	2,8
9	Ширинкум	1	7	4274-4281	Эоцен	Глина	8,00	1,21	0,080	0,1261	8,3	5,3
10	Мильская	1	8	4382-4390	Верх.мел	Туфопесчаник	1,36	0,08	0,005	0,0065	6,5	5,0
11	Шихбаги	22	10	3256-3266	Майкоп	Аргиллит	6,48	1,78	0,053	0,0308	1,4	2,4
12	Гедакбоз	10	11	2415-2420	Эоцен	Аргиллит	2,06	0,70	0,028	0,0327	3,7	3,2
13	Советляр	4	22	3713-3716	Верх.мел	Аргиллит	4,68	1,32	0,071	0,0771	4,7	46,3
14	Акгель	1	23	3793-3803	Верх.мел	Аргиллит (карбонатн.)	19,14	0,28	0,008	0,0065	1,8	2,3
15	Ширванлы	1	24	3782-3787	Эоцен (верх.)	Песчаник	5,78	0,21	0,021	0,0165	6,3	8,0
16	Сор-Сор	3	11	3768-3773	Баррем-апт(Ki)	Песчаник	2,10	0,97	0,009	0,0066	0,5	0,7
17	Сор-Сор	3	9	4106-4112	Баррем-апт(Ki)	Песчаник	0,64	0,30	0,007	0,0073	1,9	1,
18	Сор-Сор	4	15	3269-3274	Баррем-апт(Ki)	Песчаник	1,62	0,72	0,020	0,0040	0,4	0,2
19	Сор-Сор	4	16	3330-3335	Баррем-апт(Ki)	Песчаник	2,50	0,30	-	0,0043	1,1	-
20	Сор-Сор	4	20	3610-3615	Баррем-апт(Ki)	Песчаник	0,20	0,08	-	0,0025	2,5	-
21	Сор-Сор	4	22	3908-3913	Баррем-апт(Ki)	Песчаник	1,38	0,37	-	0,0059	1,3	-
22	Сор-Сор	4	22	3908-3913	Баррем-апт(Ki)	Песчаник	1,58	0,39	0,012	0,0032	0,6	2,4
23	Сор-Сор	4	23	3967-3972	Баррем-апт(Ki)	Песчаник	4,84	0,26	-	0,0017	0,5	-

чаются глинистые породы нижнего мела (площадь Сор-Сор), порфириты и туфо-песчаники верхнего мела (пл. Мурадханлы). В то же время в нижнем и верхнем меле встречено несколько прослоев глинистых и мергелистых пород, сравнительно обогащенных органическим веществом (ОВ) (до 1,3% $C_{орг}$ на пл. Советляр). Но в целом содержание $C_{орг}$ в палеогеновых глинах и других типах пород несколько понижено по сравнению с обычными субкларковыми величинами, составляющими 0,9-1% для глин; 0,4-0,5% для алевролитов и 0,2-0,3% для песчаников [4].

Содержание битуминозной компоненты-органического вещества (ОВ), экстрагируемой из пород хлороформом (горячая экстракция в Сокс-

летах) или петролейным эфиром (холодная экстракция) в основном пропорционально общему количеству ОВ в породе, что является признаком сингенетичности битумоидов [10]. Количество хлороформенных битумоидов (ХБ) обычно несколько выше количества петролейно-эфирных (ПЭБ). Очень низка битуминозность и нижнемеловых пород (менее 0,01% ХБ и ПЭБ).

Среди битумоидов рассматриваемых отложений достаточно четко различаются две генетические группы-сингенетичные (автохтонные) и эпигенетичные (аллохтонные). Различие это определяется как в количественном выражении, так и в качественном составе (таблица 2). Существенные следы миграции углеводородов (УВ)

Таблица 2

Содержание углеводородов в меловых и палеогеновых отложениях Евлах-Агджабединского прогиба и междуречья Куры и Иоры (по данным АзНИПИнефть)

Геолог. возраст	Генетический тип битумоида	Содержание УВ, %			
		В маслах	В битумоидах	В РОВ	
Майкоп	Мурадханлинский район				
	сингенетичный	<u>68,2-93,0</u> 80,2(5)	<u>27,4-30,2</u> 30,1(5)	<u>1,2-2,5</u> 1,8(5)	
	эпигенетичный	<u>83,6-96,8</u> 90,3(5)	<u>27,3-55,3</u> 38,8(5)	<u>7,2-55,0</u> 19,7(5)	
	Гянджинский район				
	сингенетичный	<u>50,2-56,8</u> 53,5(2)	<u>16,0-17,3</u> 16,7(2)	<u>0,7-0,9</u> 0,8(2)	
	эпигенетичный	-	-	-	
Эоцен	Мурадханлинский район				
	сингенетичный	<u>63,9-90,7</u> 73,5(6)	<u>12,3-33,2</u> 24,8(6)	<u>0,3-2,5</u> 1,5(6)	
	эпигенетичный	<u>70,3-87,4</u> 75,3(5)	<u>29,6-39,7</u> 35,0(5)	<u>3,0-35,0</u> 20,1(5)	
	Гянджинский район				
	сингенетичный	<u>64,4-78,6</u> 72,9(5)	<u>16,3-40,5</u> 29,7(5)	<u>0,1-1,8</u> 0,8(7)	
	эпигенетичный	<u>76,6-89,3</u> 81,3(5)	<u>28,5-59,7</u> 45,8(5)	<u>3,11-12,0</u> 6,0(5)	
Верхн. мел	Мурадханлинский район				
	Мурадханлы-Зардобская зона				
	сингенетичный	<u>60,7-80,7</u> 72,5(13)	<u>5,7-40,0</u> 16,8(13)	<u>0,1-1,6</u> 0,5(13)	
	эпигенетичный	<u>67,7-89,8</u> 79,4(8)	<u>18,8-40,7</u> 26,2(8)	<u>2,4-8,9</u> 4,7(8)	
	Саатлы-Караджалинская зона				
	сингенетичный	<u>54,1-79,1</u> 69,1(7)	<u>9,0-21,4</u> 14,0(7)	<u>0,03-1,3</u> 0,7(7)	
эпигенетичный	81,8(1)	11,1(1)	2,8(1)		

фиксируются в отложениях мела и эоцена месторождения Мурадханлы, частично Зардоб, Джафарлы, Советляр; отсутствуют следы эпигенетических битумоидов, в частности, в породах площади Бейлаган (Ждановск) и т.п.

В групповом составе битумоидов преобладает метаноафтеновая фракция, содержание которой превышает в ряде образцов 70%. Количество ароматических УВ всегда ниже метановых, что может быть одним из косвенных свидетельств об относительно невысоких степенях катагенеза ОВ, возможно стадии ПК₃-МК₁. В то же время, не исключено и влияние типа исходной органики, в составе которой могли преобладать, сапропелевые компоненты (как это имеет место в эоценовых отложениях) [10, 11, 12].

Индивидуальный состав n-алканов по данным газожидкостной хроматографии изменяется так же в зависимости от генетического типа битумоидов (таблица 3).

1,1. Эпигенетическая разновидность битумоидов характеризуется сравнительно повышенной величиной этого отношения (2,3 – 5,7). Существенные вариации имеются и в уровне зрелости ОВ, четко определяемом по величинам коэффициентов K_j и K_{HEC} . Чем больше эти величины, тем ниже уровень зрелости битуминозного ОВ (таблица 4).

Очень высокие значения K_j (до 5,0) и K_{HEC} (до 1,5!) отмечаются в битумоидах пород чокрака и майкопа, причем как в восточной, так и в западной зонах Среднекуринской впадины (площади Гаралы, Шихбаги, Герби Гюрзундаг, Бюек Палантекян) [10, 12].

Глубины залегания этих пород от 2800 до 3800м, поэтому предполагать, что высокие значения K_j связаны с уменьшением содержания n-алкановых УВ C₁₇₋₁₈ из-за гипергенной биодегерации ОВ, невозможно. А высокие величины K_{HEC} , однозначно указывают на очень низкую зрелость битумоидов, соответствующую зоне

Таблица 3

Основные показатели индивидуального состава n-алканов хлороформенных битумоидов меловых, эоценовых и майкопских отложений Евлах-Агджабединского прогиба (по данным ИГиРГИ)

Площадь	№ скв	Интервал отбора	Тип породы	C ₁₅ -C ₂₀ (и ниже)	C ₂₁ -C ₂₂	C ₂₃ -C ₂₇	C _{max}	K _{нч}
1	2	3	4	5	6	7	8	9
майкоп								
Мурадханлы	4	3019-3029	Глина	41,3	28,7	30,0	C ₂₁	1,01
Зардоб	3	3670-3680	Глина	31,0	21,9	47,1	C ₂₄	1,00
Мильская	1	3472-3477	Глина	62,7	22,8	14,5	C ₂₀	1,07
эоцен								
Мурадханлы	8	3898-3902	Глина	46,8	21,0	32,2	C ₁₉	1,02
Мильская	1	3670-3708	Глина	26,2	38,4	35,4	C ₂₂	1,04
Ширванлы	1	3982-3986	Песчаник	57,1	18,3	24,6	C ₁₈	1,02
		3982-3986	Глина	60,4	19,8	19,8	C ₁₉	1,02
		4044-4050	Глина	53,9	23	22,7	C ₁₉	1,11
верхний мел								
Мурадханлы	6	3018-3034	Изверж. порода	33,3	31,4	35,3	C ₂₁	0,93
	21	3884-3890		46,5	29-8,9	24,6	C ₂₀₋₂₁	1,03
	7	4390-4726		29,0	30,9	41,1	C ₂₂	0,96
		4656-4865		13,0	29,2	58,8	C ₂₂	0,98
Караджалы	1	3530-3533	Известняк	31,1	31,2	22,9	C ₂₂	1,01
Мильская	1	3798	мергель	73,0	16,8	10,2	C ₁₈	0,98

Так, отношение низкомолекулярных n-алканов (C₁₅-C₂₀) и высокомолекулярных (C₂₂-C₃₂) для сингенетических разновидностей не превышает

протокатагенеза, в которой нефтеобразование протекает еще очень вяло.

Зрелость ОВ пород эоцена в целом несколько

Таблица 4

Геохимические показатели углеводородного индивидуального состава петролейно-эфирных битумоидов пород

Среднекуринской впадины (по данным ИГиРГИ)

№	Площадь	Скв.	№ обр.	Интервал	Геологич. возраст	Геохимические показатели						
						Пристан Фиган	K_I	$\frac{n-C_{15-17}}{n-C_{25-27}}$	K_{HEC}	Пристан n-C ₁₇	Фиган n-C ₁₈	$\frac{n-C_{13-20}}{n-C_{21-30}}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Бозгобу	1	1	5366-5375	K ₂ -P ₁	0,8	1,9	0,7	1,5	1,6	2,3	0,5
2	Бозгобу	1	2	5180-5185	P ₂ (эоцен)	0,8	0,7	0,3	1,1	0,7	0,8	0,3
3	Мурадханлы	18	3	3074-3079	K ₂	1,1	0,6	1,3	1,1	0,7	0,5	0,9
4	Мурадханлы	13	4	3801-3806	K ₂	1,1	0,8	0,2	1,1	0,9	0,7	0,2
5	Мурадханлы	36	21	4540-4550	K ₂	1,3	0,8	1,8	1,1	0,8	0,7	1,2
6	Гаралы	1	2	2858-2865	N ₁ ² c	0,6	2,1	0,9	1,4	1,6	2,5	0,6
7	Гаралы	1	25	2961-2965	P ₃ +N ₁	1,0	2,7	1,6	1,6	2,2	3,0	0,5
8	Гаралы	2	6	4027-4030	K ₂	1,3	0,7	0,9	1,1	0,7	0,7	0,7
9	Ширинкум	1	7	4274-4281	P ₂ (эоцен)	2,5	0,7	2,9	1,1	1,1	0,4	1,6
10	Мильская	1	8	4382-4390	K ₂	1,7	0,4	6,2	1,1	0,4	0,3	2,8
11	Сор-Сор	3	9	4106-4116	K ₁ (баррем-апт)	1,2	0,8	2,1	1,0	0,9	0,6	1,4
12	Сор-Сор	3	11	3768-3773	K ₁ (баррем-апт)	1,0	0,4	6,2	1,0	0,4	0,4	3,8
13	Сор-Сор	4	15	3269-3274	K ₁ (баррем-апт)	1,1	1,0	6,4	1,0	1,0	0,9	3,3
14	Сор-Сор	4	16	3330-3335	K ₁ (баррем-апт)	1,0	0,7	6,0	1,1	0,8	0,7	2,8
15	Сор-Сор	4	20	3610-3615	K ₁ (баррем-апт)	0,8	0,7	2,9	1,1	0,7	0,6	1,7
16	Сор-Сор	4	22	3908-3913	K ₁ (баррем-апт)	0,8	0,5	1,3	1,1	0,5	0,5	1,1
17	Сор-Сор	4	22	3908-3913	K ₁ (баррем-апт)	0,7	0,5	0,8	1,0	0,5	0,5	0,7
18	Сор-Сор	4	23	3967-3972	K ₁ (баррем-апт)	0,8	0,69	–	0,9	0,8	0,5	–
19	Шихбаги	22	10	3256-3266	P ₃ +N ₁	1,0	2,4	1,5	1,2	2,5	2,1	0,8
20	Гедакбоз	10	11	2415-2420	P ₂ (эоцен)	3,6	2,7	1,1	1,1	3,8	1,4	0,9
21	Советляр	4	22	3713-3716	K ₂	3,0	1,0	2,2	1,1	1,5	0,5	2,1
22	Акгель	1	23	3793-3803	K ₂	1,3	0,9	2,5	1,0	0,6	0,9	1,5
23	Ширванлы	1	24	3782-3787	P ₂ (эоцен)	1,7	0,8	1,6	1,0	1,0	0,6	1,7

выше, чем в породах майкопа, но все же не выходит, по-видимому, за рамки протокатагенеза. Высокие величины K_I (до 2,7) и K_{HEC} (до 1,4) встречены в битумоидах пород эоцена в скважинах площадей Гедакбоз, Тарсдалляр, Молладаг, т.е. в основном в западных районах впадины на глубинах 2400-3500 м [12]. На более значительных глубинах (более 4 км) зрелость ОВ увеличивается и значения K_I и K_{HEC} снижаются до величин менее 1,0 и 1,1 соответственно, что характерно для ОВ пород зоны начального мезокатагенеза. Однако, на некоторых площадях (Бозгобу) даже в породах нижнего палеогена-верхнего мела, на очень больших глубинах (5370 м) ОВ может сохраниться фактически незрелым ($K_I=1,9$; $K_{HEC}=1,5$) [10].

Верхнемеловые и в особенности нижнемеловые породы содержат в основном сравнительно зрелое, катагенно преобразованное битуминозное ОВ.

Среди показателей степени зрелости ОВ пород метод отражательной способности витринита, диагностирует степень палеотемпературного прогрева отложений [3]. Небольшой фактический керновый материал по Среднекуринской впадине (Евлах-Агджабединский прогиб и междуречье Куры и Габырры) был исследован в ИГиРГИ [10, 12].

Глубины отбора образцов по различным площадям, находятся в интервале от 2000 до 4700 м и, как правило, представлены терригенными осадочными породами от песчаников до аргиллитов, но без макроскопически видимых угольных включений. Исключениями являются два образца. Сор-Сор, скв. 4, глубина 3269-3274 м и Карванд, скв.2 Тр, глубина 2038-2045 м представленные кварцево-полимиктовыми разностями песчаников с видимыми темноцветными включениями типа обуглившихся растительных остатков.

По данным витринитометрии (таблица 5), можно отметить, что большинство образцов эоценовых отложений находятся на стадии преобразования, граничащей между буроугольной и каменноугольной (Ra – 69%, палеотемпература 85°C). Рассматривая эоценовые отложения как нефтематеринские, с позиции воздействия на заключенное в них органическое вещество температуры и геостатического давления, можно априори отметить недостаточно высокую температурную жесткость, испытавшую ОБ и породами, для массового выделения из ОБ пород углеводородов.

** – к твердым гумусовым ОБ группы гуминита относятся микрокомпоненты с показате-

эоценового возраста на площадях: Карванд, скв. 1; Мурадханлы, скв. 210; Мурадханлы, скв. 237; Зардоб, скв. 2; Молладаг, скв. 1; Гюрзундаг, скв. 7; Тарсдалляр, скв. 24(№15) по палеогеотермическому прогнозному критерию не перспективны для промышленных скоплений УВ, образовавшихся за счет собственного продуцирования на месте.

Из полученных материалов заслуживают индивидуального рассмотрения нижнемеловые отложения площади Сор-Сор, где показатель отражения витринита в скв.3 на 69 % соответствует палеотемпературе преобразования 85 °С, а в скв. 4 (нижний мел вскрыт на 840 м ближе к поверхности), показатель отражения витринита соответствует более высокой прогнозной палео-

Таблица 5

Результаты исследования термогенетического преобразования отложений (по данным ИГиРГИ)

№	Площадь	№ скв.	Интервал отбора, м	Индекс возраста	Показатель отражения гуминита* или витринита		Прогнозная палеотемпература, °С
					Ra,%	Ro,%	
1	Карванд	2Тр	2038-2045	В.эоцен	72	0,55	100
2	Карванд	1	2100-2107	В.эоцен	69	0,48	85
3	Мурадханлы	38	4710-4720	В.эоцен	–	–	–
4	Мурадханлы	210	4496-4500	В.эоцен	69	0,48	85
5	Мурадханлы	237	4255-4271	В.эоцен	57	0,24	80
6	Сор-Сор	3	4106-4112	Ниж.мел	69	0,48	85
7	Зардоб	2	4528-4532	Ср.эоцен	55	0,20	80
8	Шихбаги	26	3424-3431	Майкоп	–	–	–
9	Сор-Сор	4	3269-3274	Ниж.мел	72	0,55	100
10	Мурадханлы	28	4700-4710	–	–	–	–

лем отражения менее 69% и прогнозными палеотемпературами преобразования ниже 85°C – буроугольная стадия

На стадии перехода от буроугольной к каменноугольной (палеотемпература 85°C) термогенетическое преобразование ОБ только вступает в начальный период, на котором завершается процесс диагенеза и начинается катагенез. Процесс низкотемпературного преобразования гумусовых веществ и тем более сапропелевых образований, в начальный период температурного воздействия на ОБ, не приводит к выделению значительных объемов углеводородов для формирования промышленных скоплений [3, 4].

Таким образом, все исследованные отложения

температуре преобразования (100 °С), обусловившей каменноугольную стадию.

Результаты, фиксированные по данным витринитовой термометрии на площади Карванд в скв. 2Тр (2038-2043м) и 1 (2100-2107м) из образцов, датированных отложениями верхнего эоцена, показатель отражения равен 72% и 69% соответственно, что приводит к прогнозным палеотемпературам 100 и 85°C.

По отношению к другим площадям верхнеэоценовые отложения на площади Карванд имеют высокий уровень залегания, которое установлено при сопоставлении разрезов скв. 1 и 2Тр площади Карванд, скв.3 площади Гюллюджа и других этой зоны. Однако степень преобразованности их даже несколько выше, чем по более глу-

боко залегающим породам аналогичного возраста на других площадях.

Динамика геологических процессов, происходящих в пределах Карвендской и Гюллюджинской площадей отмечает равномерное непрерывное прогибание мел-эоценовых отложений, которое фиксируется до накопления олигоцен-миоценового моласса [5,11]. К началу миоценового времени эоцен был погружен на глубины 2000-2500 м. Активизация разлома, проходящего вдоль Предмалокавказского прогиба, приводит к отделению Тазакенд-Гюллюджинской зоны от остальной части Куринской впадины и к размыву отложений среднего и верхнего миоцена ЮЗ борта впадины в плиоцен-четвертичное время. Гипсометрия этих площадей по кровлям эоцена и мела определяет этот крупный блок в современной структуре, значительно приподнятым (на 900м). Поэтому отражательная способность витринита сохраняет высокую преобразованность ОВ в эоценовых отложениях.

На основе анализа геохимической информации рассмотренных стратиграфических комплексов по отдельным площадям Евлах-Агджабединского прогиба, были оценены стадии катагенеза ОВ.

Катагенная преобразованность ОВ в Гянджинском НГР достигает уровня $ПК_3$ - $МК_1$, как в северо-западной, так и юго-восточной частях района (районы Казанбулаг, Борсунлы, Ждановск, Агджабеды, Советляр).

В Мурадханлинском НГР, в различных зонах катагенез ОВ неоднозначен. Так, в Джарлы-Саатлинской зоне катагенез не выше стадий $ПК_1$ - $ПК_2$, в то время, когда в Мурадханлы-Зардобской зоне катагенез ОВ выше. В этом же районе в эоценовых отложениях степень катагенеза ОВ не выше стадии $ПК_2$.

Катагенез ОВ майкопских отложений в большинстве изученных пунктов определяется стадиями $ПК_3$ - $МК_1$, исключение составляет лишь участок Мурадханлы-Зардоб, где метаморфизм ОВ несколько выше и достигает $МК_2$.

Резюмируя вышесказанное можно прийти к следующим выводам.

Методом витринитовой термометрии установлена начальная (буроугольная) стадия термогенетического преобразования эоценовых отложений, исследованных площадей Среднекуринской впа-

дины. Меловые отложения, по результатам исследования единичных образцов, отнесены к начальной каменноугольной стадии.

Максимальные палеотемпературы (85-90°C) определяют начальный этап термогенетического преобразования ОВ потенциально нефтематеринских пород, но эти температуры на рассматриваемых участках являются не достаточными для продуцирования и образования промышленных скоплений углеводородов на месте.

Таким образом, полученные результаты позволяют считать, что верхне- и среднеэоценовые отложения Евлах-Агджабединского прогиба пребывали на бурокаменно-угольной стадии, в которой палеотемпература не превышала 100°C, т.е. находились на таких палеоглубинах, на которых не существовали необходимые термобарические условия для полной генерации УВ.

Следующая палеотемпературная зона от 100°C до 150°C должна быть установлена в дальнейшем в результате исследования образцов пород из мезозойских разрезов скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Неручев С.Г. 1969. *Нефтегазопроизводящие свиты и миграция нефти*. Л.: «Недра», 286с.
2. Дж.Хант. 1982. *Геохимия и геология нефти*. Перевод с англ. Изд-во «Мир», 705с.
3. Аммосов И.И., Горшков В.И., Гречишников Н.П., Еремин И.В., Прянишников В.К., Степанов Ю.В. 1987. *Петрология органических веществ в геологии горных ископаемых*. Москва, «Наука», 333с.
4. Вассоевич Н.Б. 1986. *Избранные труды. Геохимия органического вещества и происхождение нефти*. Москва, «Наука», 368с.
5. Рзаев М.А., Ахундов Ш.Х. 1990. *Отчет о научно-исследовательской работе «Историко-геологические методы и синтезный анализ оценки перспектив нефтегазоносности Среднекуринской впадины»*. АЗНИПИнефть. Баку, 120с.
6. Кулиев К.Г. 1991. *Майкопская серия Среднекуринской впадины и перспективы поисков в ней залежей нефти и газа*. Автореф. дис. ... канд.геол.-минер.наук. Баку. 18с.
7. Алиев Г-М.А., Велиева С.Р., Алиев Ад.А. 1997. *Геохимическая оценка нефтегазоносности территории Среднекуринской впадины // Азербай-*

джанское нефтяное хозяйство, №8, с.14-20.

8. Алиев Ад.А., Алиев Г-М.А., Велиева С.Р., Касумова Л.Б. 1997. Особенности состава углеводородов органического вещества мезокайнозойских отложений Среднекуринской впадины // Труды Ин-та геологии НАН Азербайджана, Баку: Nafta-Press, №26, с.172-179.

9. Мехмиев Ш.Ф. 2010. Избранные труды. Баку, «Nafta-Press», 475с.

10. Рзаев М.А. 1990. Геолого-геохимические и палеогеотермические условия формирования залежей нефти и газа в Среднекуринской впадине (на азерб. языке) // Азербайджанское нефтяное хозяйство, №6, с.1-4

(Rzayev M.Ə. 1990. Orta Kür çökəkliyində neft və qaz yataqlarının əmələ gəlməsinin geoloji-geokimyəvi və paleoqeoqermitik şəraitləri // Azərbaycan neft təsərrüfatı, №6, s.1-4.)

11. Фейзуллаев А.А., Кочарли Ш.С., Исмайлова Г.Г. 2019. Прогнозная оценка перспектив нефтегазоносности Аджиноурского района Азербайджана по геолого-геохимическим данным // Азербайджанское нефтяное хозяйство, №3, с.4-10.

12. Худузаде А.И., Ахундов Ш.Х., Шабанова С.В., Имамалли Т.М., Исмайлов О.Ш. Моделирование тектонической ситуации и прогноз пространственного распределения залежей углеводородов в Среднекуринской впадине (на примере Гянджинского нефтегазоносного района) // Украина. Минералы Ресурсов Украины (научный журнал), 2019, №4, ст. 38-44.

Ə.İ.Xuduzadə, Ş.X.Axundov, S.A.Tahirova, N.N.Əliyev

YEVLAŞ-AĞCABƏDİ ÇÖKƏKLIYINDƏ ÜST TƏBAŞİR-PALEOGEN ÇÖKÜNTÜLƏRİNİN ÜZVİ GEOKİMYƏVİ XÜSUSİYYƏTLƏRİ

XÜLASƏ

Məqalədə Orta Kür çökəkliyində Üst Təbaşir və Paleogen çöküntülərinin neft və qaz tərkibinin perspektivlərinə həsr olunmuş nəşrlər silsiləsi davam etdirilir.

İstənilən ərazinin neft-qaz potensialının diaqnostikasını apardıqda karbohidrogenlərin (KH) generasiyası, miqrasiyası və akkumulyasiyası şəraitini əks etdirən əsas amillər sırasında çöküntülərin geokimyəvi parametrlərinin təhlili potensial neft və qaz mənbəyinin proqnozlaşdırılması və digər məsələlərin vacibliyi aktual olaraq öyrənilir.

Məqalədə süxurların $C_{üzv}$ miqdarının təyini (%), bitumlu maddələrin xloroformla isti ekstraktı, bitumlu maddələrin soyuq ekstraksiyası və d. analitik tədqiqatlar verilmişdir.

A.I.Khuduzade, Sh.Kh.Akhundov, S.A.Tairova, N.N.Aliyev

GEOCHEMICAL INDICATORS OF THE UPPER CRETACEOUS AND PALEOGENE SEDIMENTS OF THE YEVLAŞH-AGDZHABEDI DEPRESSION

ABSTRACT

The article continues a series of publications on the prospects of oil and gas composition of the Upper Cretaceous and Paleogene sediments in the Middle Kur Basin.

Among the main factors reflecting the conditions of hydrocarbon generation, migration and accumulation in the diagnosis of oil and gas potential of any area, the importance of analysis of geochemical parameters of sediments, prediction of potential oil and gas source and other issues are studied.