

УДК 556+550.845

К.Е. Питьева¹**ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РИФЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СИБИРИ ПО ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИМ ДАННЫМ (НА ПРИМЕРЕ КУЮМБИНСКОЙ СТРУКТУРЫ)***ФГБОУ ВО «Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова», 119991, Москва, ГСП-1, Ленинские Горы, 1**Lomonosov Moscow State University, 119991, Moscow, GSP-1, Leninskiye Gory, 1*

При рассмотрении перспектив нефтегазоносности рифейских толщ на территории Сибири в качестве показателей нефтеносности повышенное внимание уделяется углеводородным газам в сорбированной форме. Сорбированные углеводородные газы пока в качестве показателей нефтеносности используются мало, хотя и имеют для этого существенные предпосылки. Некоторые из них рассмотрены в статье.

Ключевые слова: нефтяные месторождения, сорбированные газообразные углеводороды, показатели нефтеносности, предельные углеводороды, непредельные углеводороды.

In the article, when considering the prospects of oil and gas potential of the Riphean strata in Siberia as indicators of oil content, special attention is paid to hydrocarbon gases in sorbed form. Sorbed hydrocarbon gases are still poorly used as indicators of oil content, although they have significant prerequisites for this. Some of them can be understood by reading this article.

Key words: oil field, sorbed gaseous hydrocarbons, indicators of oil-bearing, saturated hydrocarbons, unsaturated hydrocarbon.

От Редколлегии

Заслуженному профессору МГУ, ведущему научному сотруднику геологического факультета, ветерану Великой Отечественной войны Кларе Ефимовне Питьевой исполнилось 95 лет. Вся ее творческая жизнь тесно связана с геологическим факультетом. Здесь ею были успешно защищены кандидатская и докторская диссертации, выполнены уникальные научно-исследовательские работы в разных районах Советского Союза: на Кольском полуострове, в Туркменистане, в Поволжье, Предкавказье, Предуралье и Предкарпатье, на севере Западной Сибири. Полевые и лабораторные исследования Клары Ефимовны и ее ученики проводили для обоснования важных проектов, связанных с широким использованием подземных вод: развитием орошения в аридных областях, разведкой минеральных и промышленных вод, захоронением промстоков. Результаты этих работ составили основу нового оригинального научного направления — региональной гидрогеохимии.

Велик вклад К.Е. Питьевой в учебный процесс. Ею созданы курсы «Общая гидрогеохимия», «Региональная гидрогеохимия» и ряд спецкурсов. Учебники и учебные пособия по этим курсам выдержали несколько изданий, опубликованы на иностранных языках. Ее учебник по гидрогеохимии, переведенный на китайский язык в 1980-х гг., до сих пор используется в университетах Китая.

Кларой Ефимовной подготовлены более 20 кандидатов и 4 доктора геолого-минералогических наук, под ее руководством успешно защищено большое количество бакалаврских и магистерских работ. Деятельность Клары Ефимовны всегда характеризуется высокой требовательностью к себе, творческим интересом к разрабатываемым темам, участием в судьбе своих учеников.

Сотрудники, студенты и выпускники геологического факультета горячо поздравляют Клару Ефимовну Питьеву с юбилеем, желают ей многих лет, здоровья и успехов в учебной и научной работе.

Введение. Наиболее употребимыми приемами, позволившими охарактеризовать состояние рифейских отложений Курумбинской структуры, безусловно, были натурные сведения о составе и других условиях в средах, окружающих и, возможно, вмещающих нефтегазовые скопления, т.е. в первую очередь данные о составе подземных вод, пород, сорбированных углеводородных газов в рифейском разрезе в пределах Курумбинской

структуры. Эти сведения исследованы с позиций установления закономерностей распределения концентрации разных компонентов в составе вод и пород, а также сравнения состава подземных вод с составом пород. В результате площадь распространения рифейских пород в пределах Курумбинской структуры была разграничена условно, преимущественно по составу пород и вод на участки около изучаемых скважин. При этом установлены зако-

¹ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра гидрогеологии, профессор, докт. геол.-минер. н; e-mail: kerpitjeva@mail.ru

номерности направленности изменчивости состава вод и пород, используемых в качестве показателей нефтегазоносности. Также уделялось внимание типизации вод, пород, сорбированных газов по таким признакам нефтепроявления, как содержание метана, общее содержание сорбированных углеводородов, суммарное содержание предельных и непредельных углеводородов, содержание фосфора, ОВ, УВ, $S_{орг}$. В итоговых интерпретациях учтен комплекс прямых и косвенных показателей нефтепроявления.

Материалы и методы исследования. Углеводородные газы в сорбированной форме определялись по методике, разработанной комплексной комиссией ВНИИЯГГ, основной исполнитель работы — сотрудник аналитической лаборатории ВНИИЯГГ Л.С. Кондратов [Зорькин, 2001; Кондратов, 2009, 2010].

Результаты исследований и их обсуждение. *Показатели нефтегазоносности рифейских образований Куюмбинской структуры.* Гидрогеологические показатели нефтегазоносности представлены химическим составом подземных вод и сведениями о породах и сорбированных газообразных углеводородах. Сведениям о сорбированных газообразных углеводородах уделено повышенное внимание вследствие их очень слабой освещенности в литературных источниках, несмотря на существенную значимость в качестве поискового признака на нефтегазоносные месторождения.

Рассмотрение сорбированных углеводородных газов с позиций показателей нефтеносности Куюмбинской структуры осуществлено по данным изучения их распределения в подземных водах скважин К-206, К-208, К-217 и в породах вертикального разреза этих скважин.

Отнесение компонентов сорбированных углеводородных газов к показателям нефтеносности проведено на основании их геохимической инертности, способствующей устойчивой сохранности их свойств, приобретенных в условиях нефтегазовых скоплений. Так как в залежи нефти содержится в свободном газообразном состоянии преимущественно метан, а более тяжелые гомологи метана поглощаются нефтью, среди сорбированных углеводородных газов нефтяных районов предельные компоненты часто преобладают над непредельными. Из сопутствующих газов наиболее распространен углекислый газ, растворимость которого в нефти больше, чем в воде. Азот же в нефти растворяется плохо, поэтому он находится в свободной газообразной фазе [Баренбаум, 2004; Гаврилов, 2008].

Связь с залежью чаще всего выражается в метановом типе среды (с содержанием метана $\geq 50\%$) и в преобладании суммарного содержания предельных углеводородов над непредельными.

Степень сохранности газов метанового типа среди сорбированных углеводородов вод и пород нефтяных месторождений обусловлена степенью влияния нефтяной залежи. В общем виде распределение сорбированных углеводородов и сопутствующих газов в условиях нефтеносности недр подобно распределению нефтегазовых компонентов в нефтяной залежи: $C_1 > C_2, C_3 > C_4, C_5$; $CO_2 > N_2$.

Наиболее отчетливо соответствие распределения сорбированных углеводородных газов в породах скважин Куюмбинской структуры геохимическому составу нефти проявлено в превышении суммарного содержания предельных углеводородов над непредельными, существенном преобладании среди сопутствующих газов углекислого газа и в увеличенной концентрации среди непредельных

Таблица 1

Данные о распределении углеводородных газов, сорбированных карбонатными породами, в разрезе Куюмбинской структуры в целом

Пробы	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₃ H ₈	C ₃ H ₆	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	C ₄ H ₈	iC ₅ H ₁₂	nC ₅ H ₁₂	Σпр.УВГ	Σнепр.УВГ
Карбонатные	1000	200	400	200	1,65	150	2,08	1,70	90	500	5,31	3,92
Терригенные	1,10	300	200	500	3,80	450	5,80	500	550	770	9,47	4,93
Структура в целом	1,05	250	300	350	2,70	300	3,94	1,10	320	630	7,15	4,43

Таблица 2

Состав сопутствующих газов в породах скважин К-206, К-208, К-217 Куюмбинской структуры, %

Содержание	Скважина								
	К-206			К-208			К-217		
	CO ₂	N ₂	O ₂	CO ₂	N ₂	O ₂	CO ₂	N ₂	O ₂
В пробах, %	65	27	7,8	69	24	6,6	85	12	—
	86	11	—	—	—	—	60	33	—
	79	16	—	—	—	—	74	21	5,4
	83	14	—	—	—	—	78	18	—
	70	25	5,3	—	—	—	—	—	—
Среднее	76,6	18,6	6,5	—	—	—	74	21	6,2
Минимальное	65	11	5,3	—	—	—	60	12	5,4
Максимальное	86	27	7,8	—	—	—	85	33	7

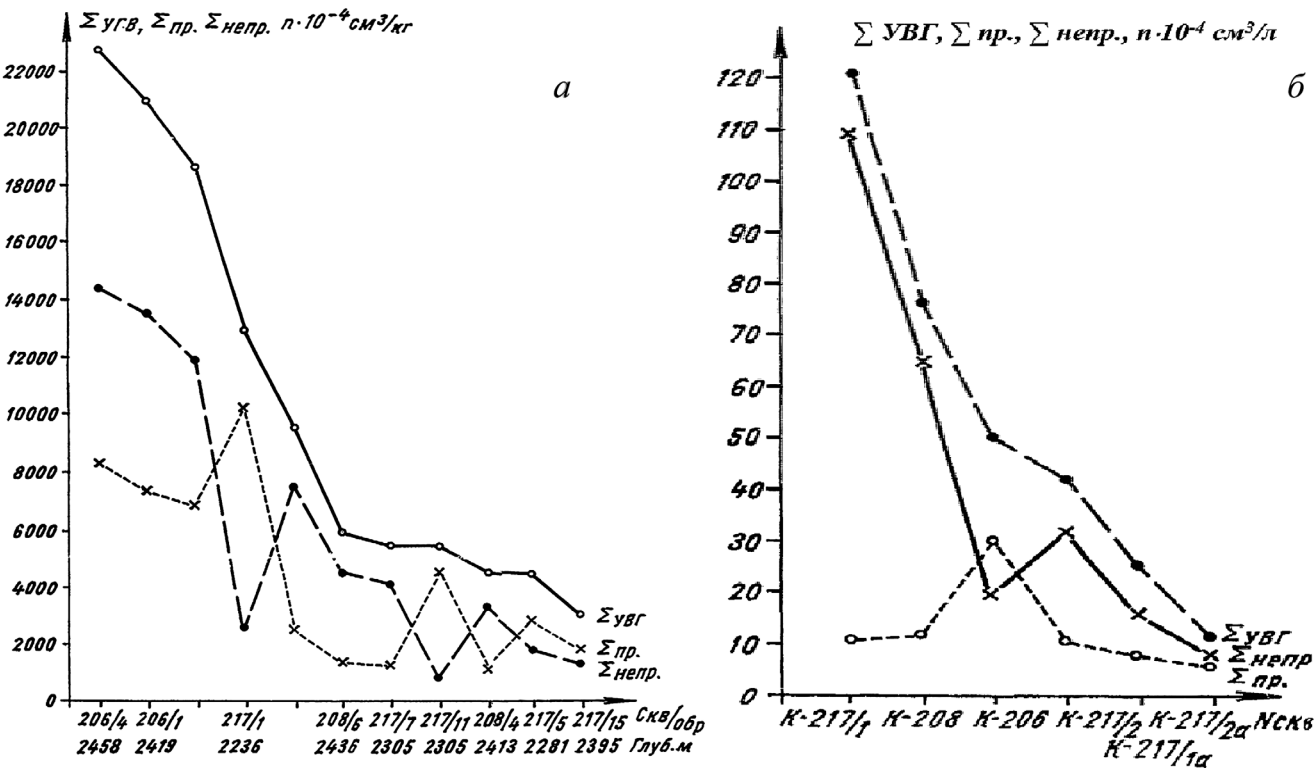


Рис. 1. Распределение $\Sigma \text{УВГ}$, $\Sigma \text{пр.УВГ}$ и $\Sigma \text{непр.УВГ}$: а — в породах; б — в подземных водах Куямбинской структуры

углеводородов тех, которые приурочены к терригенным высокодисперсным породам.

Содержание сорбированных углеводородов в породах Куямбинской структуры следующее (рис. 1): общее — $(3000 \div 23000) \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{кг}$, предельных — $1000 \div 10000$, непредельных — $1000 \div 14000$; в подземных водах: общее — $(14 \div 120) \cdot 10^{-4}$; предельных — $3 \div 30$, непредельных — $10 \div 110$, $\text{см}^3/\text{л}$. Меньшее содержание сорбированных углеводородных газов в подземных водах по сравнению с породами объясняется большей сорбционной способностью пород по сравнению с водами.

Из анализа рис. 1 следует, что, сумма предельных сорбированных газов в целом в породах и подземных водах Куямбинской структуры меньше суммы непредельных. Это объяснимо с позиций более значимого протекания адсорбционных процессов в системе нефть–непредельные углеводороды, чем в системе нефть–предельные углеводороды. Отмечено также сложное распределение сорбированных газов в породах Куямбинской структуры в целом (табл. 1, 2).

Сложный характер распределения углеводородных и сопутствующих газов в водах и породах Куямбинской структуры заключается в отклонении в отдельных промежутках разреза структуры газового состава сорбированных углеводородов от состава компонентов, свойственных нефтегазовой залежи (табл. 3). Наблюдается отклонение в пониженном содержании метана и в повышенном — суммарного содержания непредельных углеводородов в породах.

Таблица 3
Среднее содержание сопутствующих газов в подземных водах скважин К-206, К-208, К-217 и в целом Куямбинской структуры, $\text{см}^3/\text{л}$

Скважина	Газы				Σсопутствующих газов
	CO ₂	H ₂	O ₂	N ₂	
К-206	3,7	0,0228	1,46	3,4	8,56
К-208	3,83	0,0174	1,01	2,1	6,93
К-217	2,0	0,02	1,0	2,6	5,6
Структура в целом	3,1	0,02	1,1	2,0	

Так, главные компоненты из непредельных компонентов в породах представлены C_3H_6 и C_4H_8 , что свидетельствует о протекании сорбционных процессов в системе нефть–порода, так как они обладают удлиненными углеродными цепями, усиливающими адсорбцию [Кудельский, 2010].

Распределение сопутствующих газов в породах и водах Куямбинской структуры (в отдельности) довольно близкое, но все же существует различие в их суммарном содержании в породах разных скважин, которые образуют ряд по их уменьшению: скв. К-206 > скв. К-208 > скв. К-217 (табл. 2).

Неоднородность территории Куямбинской структуры по распределению нефтегазоносности рифейских отложений подтверждается рядом положений. Так, значимые корреляционные связи между компонентами сорбированных углеводородов и CO_2 указывают на единство формирования сорбированных углеводородных газов и углекислого газа под влиянием нефтяной залежи.

Содержание компонентов предельных углеводородов вод, в частности CH_4 , коррелирует с концентрацией фосфора, тяжелых металлов. Фосфор с углеводородами сближает органическая природа; тяжелые металлы предрасположены к коллоидообразованию, а следовательно, к сорбции углеводородов. По содержанию фосфора воды исследованных скважин образуют следующий ряд (мг/л): К-206 (6,310) > К-208 (3,824) $\approx$ К-217 (3,999), а по содержанию свинца: К-206 > К-208, К-217.

В таком же порядке в водах рассматриваемых скважин распределяется величина суммарного содержания предельных углеводородов и метана.

Существенно выраженное в отдельных случаях повышенное суммарное содержание сорбированных углеводородных газов — результат поступления их в породы и воды из отдельных пластов, обогащенных органикой, нефтепродуктами, и их наложения на углеводородные газы, диффундирующие от залежи.

В породах скв. К-206 повышено также содержание фосфора (P_2O_5) и ряда микрокомпонентов, среди которых присутствуют металлы (алюминий, железо и др.), а также редкие и рассеянные элементы, что характерно для нефтяных пластов.

Породы толщи Куюмбинской структуры, к которой приурочены исследуемые скважины, в основном представлены доломитизированными минеральными соединениями. Мощность изученной толщи варьирует от 2100 до 2600 м; до глубины 2400 м преобладают доломиты; в интервале от 2400 до 2500 м и более породы представлены аргиллитами, песчаниками, глинистыми доломитами.

Терригенные породы любой мощности, включенные в карбонатные отложения, влияют на распределение сорбированных газовых компонентов в породах и приуроченных к ним подземных водах; увеличивается их концентрация и изменяется состав. Это часто относится к непредельным (C_3H_6 ,

C_4H_8) компонентам. Их пластовый характер выражен одиночными, существенно отстоящими один от другого всплесками высокого содержания этих компонентов. На графиках они представлены сгущением линий концентрации или одиночными линиями концентраций (рис. 2).

Распределение метана и других предельных углеводородов в породах и подземных водах всего исследуемого разреза характеризуется однозначностью концентрации с небольшим возрастанием в пределах 500-метровой терригенной толщи. Это результат более существенного взаимодействия предельных сорбированных компонентов с нефтегазовыми скоплениями Куюмбинской структуры, нежели влияния адсорбционной активности на подземные воды и породы.

Предварительное районирование территории Куюмбинской структуры по нефтегазоносности рифейских отложений. Согласно данным табл. 4, в которой представлено распределение в порядке убывания (по процентному содержанию) нефтегазовых углеводородов в сорбированной форме, выделяются следующие районы подземных вод.

Район, приуроченный к скв. К-206, характеризуется повышенной нефтегазоносностью, преобладанием предельных углеводородов над непредельными, метановым типом углеводородов и их существенным суммарным содержанием.

Район скв. К-217 характеризуется менее продуктивными показателями нефтегазоносности, что выражается в преобладании в подземных водах этой скважины непредельных углеводородов, в распространении геохимического типа по непредельному компоненту C_3H_6 при незначительном распространении метанового типа и в целом относительно повышенной концентрации предельных углеводородов.

Район скважины К-208 характеризуется подземными водами типа C_3H_6 и преобладанием непредельных компонентов в суммарном выражении.

Таблица 4

Состав сорбированных углеводородных газов подземных вод Куюмбинской структуры в скважинах К-206, К-208, К-217

Скважина / образец	Состав газов, % (по убыванию концентрации)										$\Sigma_{\text{пр}}/\Sigma_{\text{непр}}$; тип по углеводороду
К-217/1	$\text{C}_3\text{H}_6 > \text{C}_2\text{H}_4 > \text{C}_4\text{H}_8 > \text{CH}_4 > \text{C}_2\text{H}_6 > \text{C}_3\text{H}_8 > \text{iC}_5\text{H}_{12} > \text{nC}_5\text{H}_{12} > \text{iC}_4\text{H}_{10} > \text{C}_4\text{H}_{12}$										
	56,49	33,86	19,22	7,78	1,28	0,78	0,49	0,25	0,2	0,15	$\Sigma_{\text{пр}} < \Sigma_{\text{непр}} \text{C}_3\text{H}_6$
К-217/1а	$\text{C}_3\text{H}_6 > \text{CH}_4 > \text{C}_4\text{H}_8 > \text{C}_2\text{H}_4 > \text{C}_2\text{H}_6 > \text{iC}_5\text{H}_{12} > \text{C}_3\text{H}_8 > \text{iC}_4\text{H}_{10} > \text{nC}_4\text{H}_{10} > \text{nC}_4\text{H}_{12}$										
	6,54	6,24	5,28	4,63	0,83	0,42	0,37	0,21	0,17	0,11	$\Sigma_{\text{пр}} < \Sigma_{\text{непр}} \text{C}_3\text{H}_6$
К-217/2	$\text{C}_3\text{H}_6 > \text{C}_4\text{H}_8 > \text{CH}_4 > \text{C}_2\text{H}_4 > \text{C}_2\text{H}_6 > \text{C}_3\text{H}_8 > \text{iC}_5\text{H}_{12} > \text{iC}_4\text{H}_{10} > \text{nC}_5\text{H}_{12} > \text{nC}_4\text{H}_{10}$										
	16,84	7,74	7,19	7,05	1,41	0,76	0,66	0,2	0,2	0,17	$\Sigma_{\text{пр}} < \Sigma_{\text{непр}} \text{C}_3\text{H}_6$
К-217/2а	$\text{CH}_4 > \text{C}_3\text{H}_6 > \text{C}_4\text{H}_8 > \text{C}_2\text{H}_4 > \text{C}_3\text{H}_8 > \text{C}_2\text{H}_6 > \text{nC}_5\text{H}_{12} > \text{iC}_4\text{H}_{10} > \text{iC}_5\text{H}_{12} > \text{nC}_4\text{H}_{10}$										
	4,26	2,47	1,92	1,61	0,23	0,19	0,16	0,11	0,1	0,07	$\Sigma_{\text{пр}} < \Sigma_{\text{непр}} \text{CH}_4$
К-206	$\text{CH}_4 > \text{C}_3\text{H}_6 > \text{C}_4\text{H}_8 > \text{C}_2\text{H}_4 > \text{iC}_5\text{H}_{12} > \text{iC}_4\text{H}_{10} > \text{C}_2\text{H}_6 > \text{nC}_4\text{H}_{10} > \text{C}_3\text{H}_8 > \text{nC}_5\text{H}_{12}$										
	27,89	8,44	7,43	3,4	0,76	0,73	0,47	0,32	0,3	0,13	$\Sigma_{\text{пр}} > \Sigma_{\text{непр}} \text{CH}_4$
К-208	$\text{C}_3\text{H}_6 > \text{C}_2\text{H}_4 > \text{C}_4\text{H}_8 > \text{CH}_4 > \text{C}_2\text{H}_6 > \text{C}_3\text{H}_8 > \text{iC}_5\text{H}_{12} > \text{nC}_5\text{H}_{12} > \text{iC}_4\text{H}_{10} > \text{nC}_4\text{H}_{12}$										
	32,58	21,94	10,07	8,2	1,1	1,0	0,72	0,32	0,16	0,13	$\Sigma_{\text{пр}} < \Sigma_{\text{непр}} \text{C}_3\text{H}_6$

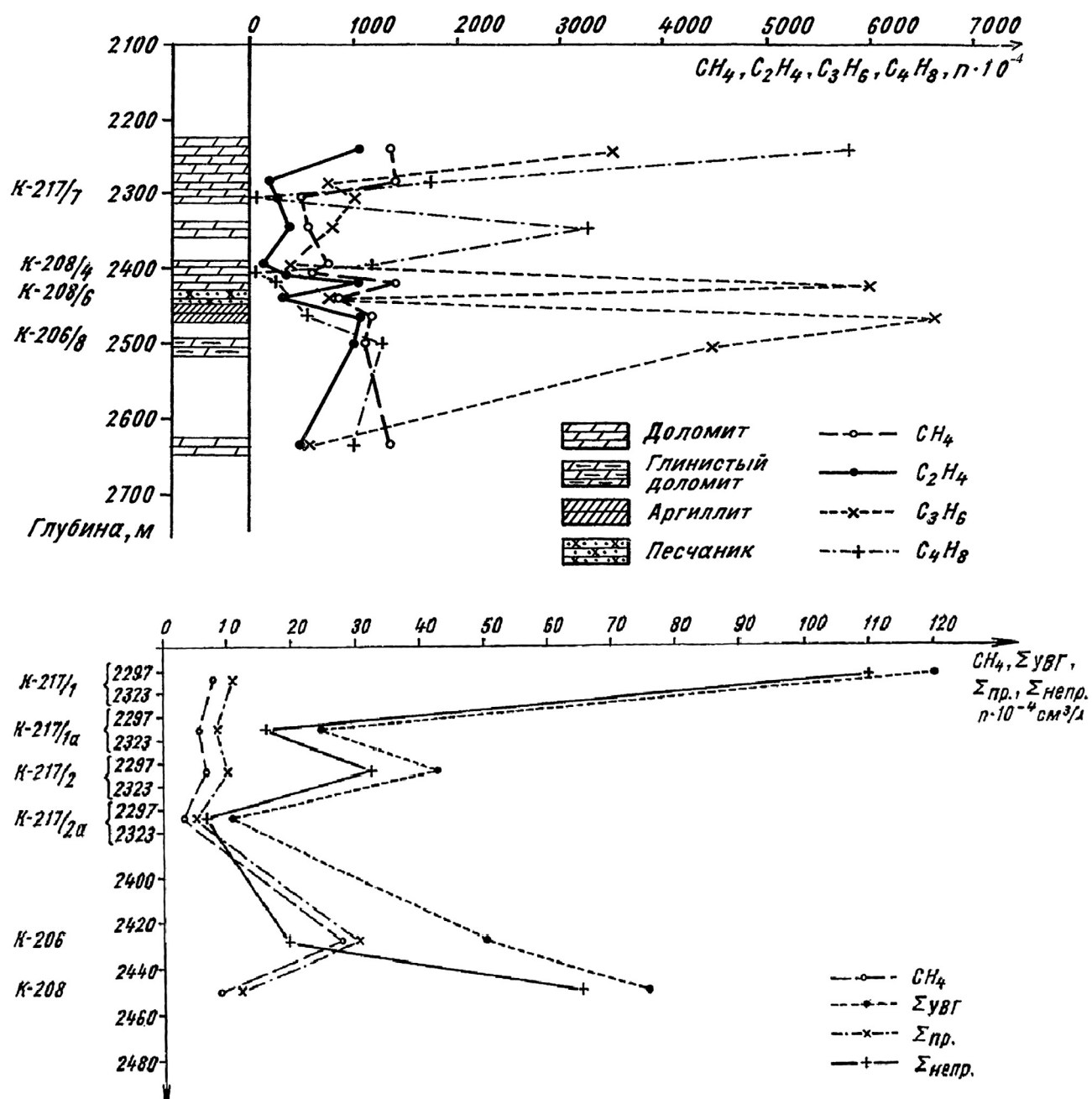


Рис. 2. Литологические особенности пород Куямбинской структуры в разрезе исследованных скважин и проявление влияния пластовых скоплений нефтегазовых компонентов на состав подземных вод

В целом в водах скважин К-217 и К-208 в наиболее значительной концентрации присутствуют компоненты C_3H_6 и C_4H_8 ; метан чаще всего следует за C_4H_8 .

Как указано ранее, существенное (довольно частое) распространение в подземных водах Куямбинской структуры непредельных сорбированных компонентов связано с более благоприятными для них (по сравнению с предельными компонентами) геохимическими свойствами, выражающимися в большей склонности к адсорбционным процессам.

Тяжелые углеводороды в подземных водах скв. К-206 характеризуются преобладанием предельных сорбированных компонентов над непредельными и метановым типом. В водах скв. К-206 метан со-

держится в большей концентрации по сравнению с прочими предельными компонентами. Исходя из данных табл. 5 подземные воды скв. К-206 отличаются от вод скв. К-208 и К-217 более высокими показателями нефтегазоносности, в частности, суммарным содержанием адсорбированных газов, содержанием метана и суммарным содержанием предельных компонентов, установленных по исследованию серии образцов воды, отобранных из каждой скважины.

Сравнение состава сорбированных углеводородных газов в водах и породах. Сравнение подземных вод и пород скважин К-206, К-208, К-217 по составу сорбированных углеводородных газов позволяет сделать следующие выводы.

Таблица 5

Содержание углеводородов, сорбированных карбонатными и терригенными породами, в скважинах К-217, К-208, К-206

Породы	Скважина/ образец	Глубина опробования, м	УВГ $n \cdot 10^{-4}$, $\text{см}^3/\text{кг}$						
			$\Sigma_{\text{увг}}$	CH_4	C_2H_6	$n\text{C}_4\text{H}_{10}$	C_4H_8	$\Sigma_{\text{пред.}}$	$\Sigma_{\text{непр.}}$
Карбонатные	К-217 1,5,7,11,15	2 200–2 400	2,950–12 960	500–1,400	400–3,500	20–2,700	5,5–5,800	1,200–8,300	1,400–10,300
	К-208 4	2 413	4,584	601	753	1,680	55	3,386	1,198
	К-206 1,17	2 400–2 600	9,550–21,000	1,410 (ср.)	547–6,000	3,388–9,440	260–1000	7,480–13,600	2,060–7,400
Терригенные	К-208 6	2 436	5,976	0,70	780	1,213	341	4,529	1,447
	К-208 4	2 458	22,837	1,214	6,667	10,400	627	14,419	8,418

На участке скважины К-206 четко прослеживается идентичность подземных вод и пород по составу сорбированных углеводородных газов, служащих критериями существенного проявления нефтегазонасности.

К этим критериям относятся повышенное общее суммарное содержание сорбированных углеводородных газов; превышение суммы предельных углеводородных газов над непредельными; принадлежность типов сорбированных углеводородных газов к компонентам предельного ряда (в воде к метановому), а сопутствующих газов — к углекислому газу; высокое содержание сорбированных углеводородных компонентов с длинными цепями углерода.

На участке скважины К-208 идентичность вод и пород по составу сорбированных углеводородных газов, представляющих собой критерии нефтеносности, меньше. В водах и породах повышено содержание углеводородных газов с длинными углеродными цепями, тип сопутствующих газов в водах и породах углекислый. В подземных водах отмечено высокое суммарное содержание сорбированных углеводородов. В породах сумма предельных сорбированных газов выше суммы непредельных; тип сорбированных газов представлен предельным компонентом $n\text{-C}_4\text{H}_{10}$.

На участке скважины К-217 воды и породы характеризуются равнозначными отдельными показателями нефтеносности по сорбированным углеводородным газам; в водах — метановый тип углеводородных газов, а в породах — углекислый тип сопутствующих газов и повышенное содержание метана.

Распределение содержания УВ, ОВ и $\text{C}_{\text{орг}}$ в рифейских породах Куябинской структуры в целом изучено по фондовым данным.

По содержанию УВ в породах рифейских отложений Куябинской структуры установлены градации ($\text{г}/\text{см}^3$) <50, 50–100, 100–150, 150–400, которым соответствует конкретное содержание ОВ и $\text{C}_{\text{орг}}$ (%) (табл. 6). Эти градации характеризуют породы в конкретных скважинах на определенной глубине залегания. На основании этого выделены группы скважин, территории расположения которых образуют участки, в пределах которых выделяются пласты пород с разной характеристикой углеводородных показателей:

1) участок скважин на западе и северо-западе территории Куябинской структуры, сложенный доломитами, аргиллитами, мергелями на глубине 2090–2360 м, он отличается наименьшими количественными оценками углеводородных показателей (табл. 7);

2) участки около скважин в центре и на севере рассматриваемой структуры с глубиной залегания пласта аргиллитов 2247–2360 м, которые характеризуются наибольшими величинами углеводородных показателей;

3) участок около скважин в центральной части Куябинской структуры на глубине 2247–2360 м, сложенный аргиллитами. Содержание органических веществ и $\text{C}_{\text{орг}}$ в породах промежуточное;

4) участки скважин в северной и северо-восточной частях рассматриваемой структуры, сложенные аргиллитами и приуроченные к глубине залегания более 2700 м, характеризуются наиболее высоким содержанием углеводородных компонен-

Таблица 6

Распределение углеводородных составляющих в породах Куябинской структуры

Положение	Порода	Глубина, м	УВ, $\text{г}/\text{м}^3$	О-В, %	$\text{C}_{\text{орг}}$, %
Запад, северо-запад	доломит, аргиллит, мергель	2090–2360	< 50	1,7–5,0	0,01–0,07
Центр структуры	то же	то же	50–100	то же	0,17–0,25
	аргиллит	2247–2360	100–150	7–17	0,03–1,3
Север, северо-восток	то же	то же	150–400	9–16	0,04–1,23
	то же	2723–2757	условно > 100–150	—	2,23–2,64

Таблица 7

Сравнительная характеристика нефтегазоносности скважин К-206, К-208, К-217 по сорбированным углеводородным газам

Объект / Показатели	Вода			Порода		
	К-206	К-208	К-217	К-206	К-208	К-217
ΣУВГ	промежуточное	максимальное	минимальное	максимальное	незначительное	незначительное
Σ _{пред} / Σ _{непр}	Σ _{пред} > Σ _{непр}	Σ _{пред} < Σ _{непр}	Σ _{пред} = Σ _{непр}	Σ _{пред} > Σ _{непр}	Σ _{пред} > Σ _{непр}	Σ _{пред} < Σ _{непр}
Тип УВГ	CH ₄	C ₂ H ₄	CH ₄	nC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	C ₄ H ₁₀
Тип сопутствующих газов	CO ₂	CO ₂	N ₂	CO ₂	CO ₂	CO ₂
УВГ цепи	высокие	повышенные	незначительные	высокие	высокие	низкие
CH ₄				низкие	средние	повышенные

тов, а породы содержат максимальное для пород рассматриваемой территории количество органических веществ и $C_{орг}$.

Условно эти участки по значимости степени проявления нефтеносности Куломбинской структуры близки к рассмотренным выше участкам скважин К-217, К-208, К-206 соответственно.

Перспективы нефтеносности рифейских отложений Куломбинской структуры по данным прямых и косвенных показателей. Вследствие ограниченности фактического материала перспективность нефтеносности рифейских отложений в пределах Куломбинской структуры рассматривается с качественных позиций и предварительно. Тем не менее разностороннее аналитическое исследование многочисленных проб подземных вод и пород, их детальная обработка и интерпретация результатов с генетических позиций позволяют предположительно, помимо общей оценки нефтеносности, оценить распространение залежей в Куломбинской структуре, а также положение в ее вертикальном разрезе наиболее перспективных пластов и выделить в ее пределах районы с разной нефтеносностью.

Положительный вывод о перспективности рифейских отложений Куломбинской структуры на нефтеносность следует из данных о прямых и косвенных признаках нефтеносности.

Прямой признак нефтеносности — присутствие в водах и породах органического вещества. Присутствие его в водах обнаружено аналитически в скважинах К-206, К-208, К-217. В водах и породах оно выявлено по повышенному содержанию фосфора органической природы и ряда микрокомпонентов, свойственных нефтяному веществу, и тяжелых металлов, образующих хорошо мигрирующие металлоорганические комплексы, а также азота в форме NH₄, формирующегося при разложении органики, по строгой закономерной изменчивости величин pH и Eh, подчиняющейся конкретному распределению органического вещества в системе подземная вода—порода.

В породах и подземных водах о нефтегазоносности можно судить по наличию, конкретным формам и количественному содержанию углеводородных газов, формирующихся в условиях

нефтяных скоплений и залежей и содержащих признаки нефтяного формирования.

В породах и водах присутствие следового содержания окисленной формы серы (SO₄) и восстановленных форм HS, H₂S свидетельствует о восстановительных условиях системы вода—порода, формирующихся при наличии в ней органического вещества.

Исходя из условий формирования химического состава подземных вод в районах скопления органических веществ гидрогеохимические показатели нефтегазовых месторождений представлены низкими значениями pH (<5,5–6,0); низкими значениями Eh (<+400 мВ), а также довольно высокими значениями температуры, что свидетельствует об активизации процессов нефтепреобразования, о пространственном перераспределении поступления дополнительного количества нефтяных компонентов в рифейские пласты-коллекторы.

Распределение нефтегазовых скоплений в плане и разрезе карбонатных отложений Куломбинской структуры представлено тремя видами скоплений, образующими три участка нефтеносности.

Скопления углеводородов, послужившие основой для образования площадей нефтегазопоявления в пределах Куломбинской структуры, характеризующихся разной нефтегазонасыщенностью, сформировались к концу рифея в позднерифейском бассейне осадконакопления в системе вода—осадок. Эти скопления в дальнейшем испытали несколько этапов переформирования в связи с дополнительным привнесом углеводородных компонентов из более глубоких рифейских пластов, подвергавшихся влиянию аномально высокой температуры. К этим этапам относится поздний рифей, характеризующийся подъемом осадочных образований рифея и нижнего протерозоя; венд—палеозой, характеризующийся погружением рифейских толщ; этап траппового магматизма на границе палеозоя и мезозоя, а также этап неотектонических движений. Аномально высокие температурные условия, способствуя привнесу нефтегазовых компонентов в верхнерифейские коллекторские толщи, влияли на состав подземных вод и водорастворимый состав пород рифея Куломбинской структуры. В подземных водах

в обстановке привноса органики формировались карбонатные соединения кальция (магния), которые при высокой температуре, понижающей их растворимость, кристаллизовались и накапливались в породах. Поступление органического вещества в воду способствовало сохранению низких значений Eh, а вывод карбонатов из вод — низких значений pH. Вследствие кристаллизации карбонатов значения pH водных вытяжек повысились до щелочных, но привнос органики способствовал сохранению низких значений Eh.

Состав подземных вод и водных вытяжек из пород рифея, как показано выше, по данным исследований и по фоновым данным неоднозначен на разных участках территории Куюмбинской структуры, особенно в пределах пласта на глубине 2090–2360 м. В районе скважины К-217 на глубине 2297–2323 м (интервал опробования подземной воды) и 2236 м (интервал опробования доломита на сорбированные углеводородные газы) отмечены повышенные, но не максимально высокие показатели нефтегазоносности; особенно по сорбированным углеводородным газам, незначительно повышена сумма сорбированных углеводородных газов ($12\,962 \cdot 10^4 \text{ см}^3/\text{кг}$) и метана ($1368 \cdot 10^4 \text{ см}^3/\text{кг}$). Тип углеводородных газов в водах метановый. Подобным образом выделяется район скв. К-208, также характеризующийся ограниченным числом четко выраженных показателей нефтеносности на глубине 2434–2464 м. Районы скважин К-208 и К-217 (центральная часть Куюмбинской структуры) можно объединить в самостоятельный обширный участок с повышенной нефтеносностью в пределах вышеуказанных значений глубины.

Третий участок приурочен к северной и северо-восточной частям Куюмбинской структуры, где расположена скв. К-206. Породы разреза скв. К-206 в интервале опробования 2419–2630 м отличаются существенно значимыми нефтегазовыми показателями по сорбированным углеводородным газам, имеющим максимально возможное суммарное содержание. Отмечено превышение предельных углеводородов над непредельными и высокое содержание метана. Из сорбированных предельных компонентов большим содержанием характери-

зуется C_3H_6 . Этот компонент уступает по степени сорбции C_4H_8 , но сильно реагирует на высокую температуру. Поэтому значительное преобладание C_3H_6 в районе скв. К-206 над C_4H_8 и другими компонентами свидетельствует о наиболее высоких значениях температуры на этом участке. Подземные воды скв. К-206 (глубина 2417–2445 м) имеют метановый тип с преобладанием суммы предельных углеводородов над непредельными, C_3H_6 над C_4H_8 , что также свидетельствует о чрезвычайно высокой температуре и нефтеносности района скв. К-206.

Состав подземных вод и соединений водных вытяжек из пород исследованных скважин соответствует показателям нефтеносности, полученным главным образом по данным о сорбированных углеводородных газах. Он указывает на то, что в пределах Куюмбинской структуры можно выделить три участка: западно-северо-западный с минимальными показателями нефтеносности; центральный с промежуточной нефтеносностью; северо-восточный и северный с максимальной нефтеносностью. На нефтеносных участках повышена нефтеносность отдельных пластов.

Заключение. На основе сведений о составе подземных вод, пород, сорбированных углеводородных газов в пределах Куюмбинской структуры проведена предварительная оценка проявлений нефтегазоносности. Уделялось внимание содержанию таких признаков нефтепроявления, как содержание метана, общее содержание сорбированных углеводородов, суммарное содержание предельных и непредельных углеводородов, содержание фосфора, ОВ, УВ, $\text{C}_{\text{орг}}$. В итоговых интерпретациях был учтен комплекс прямых и косвенных показателей нефтепроявления. В результате исследуемая площадь условно разграничена на три участка изучаемых скважин.

В целом работа направлена на подтверждение необходимости усиления поисковых нефтегазовых исследований посредством привлечения пока слабо изученных и дискуссионных методических приемов, к которым можно отнести методы использования нефтегазовых сорбированных углеводородных газов в качестве показателей нефтегазоносности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Баренбаум А.А. Механизм формирования скоплений нефти и газа. // Докл. РАН. 2004. Т. 399, № 6. С. 802–805.
- Гаврилов В.П. Возможные механизмы естественного восполнения запасов на нефтяных и газовых месторождениях // Геология нефти и газа. 2008. № 1. С. 56–64.
- Зорькин Л.М., Кондратов Л.С., Стадник Е.В. Новые рубежи использования нефтегазопроисковых геохимических методов // Геоинформатика. 2001. № 3. С. 62–70.
- Кондратов Л.С. Этапы технологии нефтегазопроисковых геохимических работ по адсорбированным газам пород и донных отложений акваторий // Геоинформатика. 2005. № 2. С. 50–61.
- Кондратов Л.С., Воинков Д.М., Прокофьева А.Ф. Адсорбированная форма газов пород — новый этап в

развитии газогеохимических поисков нефтегазовых скоплений // Разведка и охрана недр. М. 2009. № 11. С. 24.

Кондратов Л.С., Фокина Л.М. Новые возможности поиска нефтегазовых месторождений по адсорбированной форме газа пород и донных отложений акваторий // Вести газовой науки. 2010. № 2 (5). С. 124–134.

Кудельский А.В. Региональная гидрогеология, тепловой режим и нефтегазоносность осадочных бассейнов // Мат-лы науч. конф. «Гидрогеология нефти и газа». М.: ГЕОС, 2010.

Поступила в редакцию 17.07.2019

Поступила с доработки 15.01.2020

Принята к публикации 15.01.2020