

## Уточнение гидрогеохимической обстановки при формировании сероводородной воды в Бухаро-Хивинском артезианском бассейне

В статье рассмотрено влияние гидрогеохимического фактора на условия, в которых формируются сероводородные воды в газонефтяных месторождениях Бухаро-Хивинского бассейна (Узбекистан). При этом учитываются средние температуры продуктивного горизонта, а также влияние глубины залегания этих горизонтов от поверхности земли. Производится сравнение процессов образования сероводородной воды на Бухарской и Чарджоуской ступенях. При близком залегании продуктивного горизонта к поверхности земли (Бухарская ступень) проникновение кислорода усиливает процесс сульфатредукции в эвапоритовых породах, в результате сероводородные воды формируются на основе биохимического процесса. При глубоком погружении продуктивного горизонта и высоких температурах образование сероводородных вод происходит за счет термохимического процесса (Чарджоуская ступень).

*Ключевые слова:* пластовая температура, продуктивный горизонт, газонефтяное месторождение, термохимический процесс, Бухаро-Хивинский артезианский бассейн, Узбекистан.

M. R. ZHURAEV (SE «INSTITUTE GIDROINGEO», UZBEKISTAN)

## Refinement of hydrogeochemical setting during the formation of hydrogen-sulfide water in the Bukhara-Khiva artesian basin

The paper deals with the influence of the hydrogeochemical factor on conditions of hydrogen-sulfide water formation in oil and gas fields of the Bukhara-Khiva basin (Uzbekistan). Average temperatures of the productive horizon are taken into account, as well as the influence of the depth of occurrence of these horizons from the land surface. Processes of hydrogen-sulfide water formation at the Bukhara and Chardzhou stages are compared. When the productive horizon is located close to the land surface (Bukhara stage), oxygen penetration enhances the sulfate reduction process in evaporite rocks resulting the formation of hydrogen-sulfide water due to the biochemical process. When the productive horizon is submerged deeply and temperatures are high, hydrogen-sulfide waters are formed due to the thermochemical process (Chardzhou stage).

*Keywords:* reservoir temperature, productive horizon, gas and oil field, thermochemical process, Bukhara-Khiva artesian basin, Uzbekistan.

*Как цитировать эту статью:* М. Р. Жураев. Уточнение гидрогеохимической обстановки при формировании сероводородной воды в Бухаро-Хивинском артезианском бассейне // Региональная геология и металлогения. – 2019. – № 79. – С. 35–47.

**Введение.** Выявление перспективных площадей на лечебно-сероводородные подземные воды по территории республики актуально. Существует информация о наличии сероводородной воды в Ферганском, Сурхандарьинском и Бухаро-Хивинском нефтегазоносных регионах. Рассмотрим степень перспективности площади распространения сероводородной воды по Бухаро-Хивинскому артезианскому бассейну (рис. 1).

Степень изученности проблемы. Вопрос происхождения сероводорода в подземной гидро- и литосфере привлекал внимание многих исследователей. В конце прошлого века ученые-гидрогеологи А. М. Овчинников, В. В. Иванов, Г. Н. Плотникова, А. И. Ривман изучали и анализировали условия образования месторождений

сероводородных вод в странах СНГ (бывшем СССР) [2–4]. В Узбекистане Д. С. Ибрагимов изучал гидрогеологию месторождений сероводородных вод южной части Ферганского артезианского бассейна, Л. С. Балашов – условия формирования подземных вод Сурхандарьинского артезианского бассейна, А. И. Ривман обосновал основные гидрохимические типы сероводородных вод Ферганской и Афгано-Таджикской межгорных впадин. Все исследователи анализировали гидрогеохимические факторы и выделили основные гидрохимические типы сероводородных вод [6, 7].

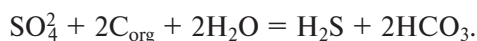
Условия образования сероводорода. Области распространения сероводородных вод обычно приурочены к нефтегазоносным (или



Рис. 1. Схематическая обзорная карта. Район работ показан фиолетовым прямоугольником

перспективным на нефть) бассейнам платформенных и складчатых областей, в разрезе которых развиты эвапоритовые отложения. Наибольшее количество сероводородов наблюдается в водах открытых и разрушающихся нефтяных месторождений, т. е. там, где имеется связь с поверхностными водами [5].

Формирование сероводородов в подземных водах, их концентрирование и рассеивание определяются гидродинамическими и тесно связанными с ними гидрохимическими условиями. Его распространение, как правило, зависит от развития в них сульфатредуцирующих бактерий, но в некоторых гидрогеологических закрытых структурах с высоким содержанием сероводорода они не обнаружены. Это дало основание микробиологам утверждать, что процесс сульфатредукции осуществляется только при наличии водообмена. В процессе жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий используют сульфаты различных минералов (гипса, барита, целестина и др.) и органические соединения. Реакция идет по схеме:



За последние годы выполнены различные эксперименты по восстановлению сернокислых соединений в условиях высоких температур и давлений [7].

Опыты С. М. Григорьева (1954 г.) в автоклаве показали, что при  $t$  100–150 °С и давлении до 10 атм. при взаимодействии метана и сернокислых солей происходит образование сероводорода по реакции:



Сакаи (Н. Sakai, 1957) доказал образование сероводорода в результате химического восстановления сульфатов метанов при температуре порядка 500 °С [7].

Поисковые критерии площади формирования сероводородных вод. Закономерная связь распространения сероводородных вод с сульфатсодержащими и нефтегазоносными осадочными комплексами определяет главные поисковые критерии на сероводородные воды и выделение перспективных областей. Среди природных факторов и условий решающее значение в процессе формирования сероводородных вод имеют: 1) литолого-фациальный состав водовмещающих пород (прежде всего, наличие сульфатсодержащих отложений) и нефтегазоносность осадочной толщи; 2) геолого-структурные условия; 3) гидрогеохимическая обстановка; 4) гидродинамические и геотермические условия [7]. Ниже рассмотрена и проанализирована гидрогеохимическая обстановка, связанная с формированием сероводородных вод, на нефтегазоносных месторождениях Бухаро-Хивинского артезианского бассейна.

**Задачи исследований.** 1. Изучение и обобщение фактического материала, связанного с сероводородными водами газонефтеносных месторождений Бухаро-Хивинского артезианского бассейна.

2. Анализ гидрогеохимической обстановки юрских отложений Бухаро-Хивинского артезианского бассейна, в которых обнаружены сероводородные воды, с целью изучения сульфатсодержащих пород.

Под Бухаро-Хивинским артезианским бассейном подразумевается равнинная территория Юго-Западного и Западного Узбекистана, ограниченная с севера поднятиями Центральных Кызылкумов, с северо-востока отрогами Туркестанского и Заравшанского хребтов, на юго-востоке – юго-западными отрогами Гиссарского хребта, а на юго-западе – границей между Туркменистаном и Узбекистаном. Бухаро-Хивинская область представляет северо-восточный борт огромного Амударьинского нефтегазоносного бассейна, для которого показательна региональная продуктивность юрских и меловых отложений.

**Геологическое строение.** *Палеозойские отложения.* Ближайшее обнажение пород палеозойского возраста располагается в Зирабулак-Зиаэтинских горах и Юго-Западном Гиссаре, где выявлены и допалеозойские образования. Общая их мощность превышает 10–11 км. *Мезозойская группа.* В Западном Узбекистане отложения позднего триаса достоверно зафиксированы в низовьях Амударьи (Питнякское поднятие, структуры Тюя-Муюн и Султан-Санджар), где они выражены толщей темно-серых аргиллитов и алевролитов, перекрытых отложениями лейаса. *Нижнеюрские отложения.* В равнинных пространствах Западного Узбекистана фаунистически охарактеризованные отложения лейаса выделяются в Питнякском районе и, по данным Ю. М. Кузичкиной, на площади Кимирек. Нерасчлененные нижне-среднеюрские отложения выделяются (Н. А. Крылов, А. К. Мальцева,

1967) на площади Фараб, а условно нижеюрские — на площадях Карабаир (скв. 2), Актепе, (скв. 1), Азляртепе (скв. 1). *Верхняя юра*. В равнинных пространствах Западного Узбекистана фаунистически охарактеризованные отложения нижнего келловоя (по данным Ю. М. Кузичкиной) установлены на площадях Северный Камаш, Алат, Аккум, Кандым, Янгиказган, Кимирек, Кульбешкак и др. В нижней части Карабаира (27,5 м) разрез сложен серыми глинами с тонкими прослойками песчаника, а в верхней (52 м) светло- и темно-серыми песчаниками, разнотельными кварц-глауконитовыми, известковистыми, стойкими прослойками гравелитов и темно-серых глин. На породах нижнего келловоя согласно залегает мощная толща карбонатных пород, возраст которой устанавливается по органическим остаткам, найденным в различных ее частях по разрезу (Дарганата, Уртабулак, Кимирек и др.) и сходству петрографического состава с аналогичными образованиями юго-западных отрогов Гиссарского хребта. *Кимеридж — титон*. Гипсово-ангидритовые отложения гаурдакской свиты вскрываются скважинами почти на всех разведочных площадях, за исключением крайних северных — Султан-Санджар, Мешекли, Газли и др. Наиболее полные разрезы эвопоритовой формации вскрыты на площади Чарджоуской ступени, где их мощность нередко достигает 700–1000 м.

**Тектоника.** Бухаро-Хивинский регион представляет область ступенчатого погружения фундамента (рис. 2). Согласно этой концепции, прямой связи между складками горного обрамления и равнинной части территории не наблюдается. В этом варианте Бухаро-Хивинская область разделяется на северную, или Бухарскую, и южную, или Чарджоускую, ступени. Граница между ступенями — зона Бухарского парогрального разлома, достоверно установленная на всех структурах зоны разлома. Северная (Бухарская) ступень отделяется от располагающихся севернее ее структур, выходящих на поверхность обнажений фундамента, глубинными разломами. Чарджоуская ступень с юга также ограничена глубинным Амударьинским разломом. Поскольку этими разломами и образованы ступени фундамента, они были названы парогральными — ступенеобразующими. Однако эти разломы не только обусловили возникновение ступеней в фундаменте, но и одновременно оказались границей главных полей распространения тех или иных отложений. Так, Амударьинский разлом трассирует северную границу распространения пермо-триасовых отложений Питнякского типа, Бухарский — нижеюрских, а Предкызылкумский — нижнемеловых отложений.

**Газонефтеносность.** В 60–70-х годах прошлого века с целью поиска нефти и газа на территории Бухаро-Хивинского бассейна проведены геологоразведочные работы. Было выявлено 44 месторождения, причем в основном газовые и газоконденсатные в меловых (IX, X, XI, XVa,

XII и XIII продуктивные горизонты) и юрских отложениях (XV, XVa и XVI продуктивные горизонты) (рис. 3).

Гидрогеологическая характеристика. Во время разведки попутно выявлены сероводородные воды в некоторых газонефтеносных месторождениях (таблица).

*Бухарская ступень.* Каракайское нефтегазовое месторождение сероводорода в пластовых водах XV, XVa и XVI горизонта обнаружено в пределах от 39 (скв. 5) до 833 мг/л (скв. 39). В нефтегазовом месторождении Газли сероводород в пластовых водах XIII горизонта присутствует в пределах от 62 (скв. 114) до 90 мг/л (скв. 27). Газовое месторождение Учкыр — сероводород в пластовых водах XV горизонта — от 120 (скв. 28) до 132 мг/л (скв. 18). На Каримском месторождении количество сероводорода в пластовых водах колеблется от 97 (скв. 5) до 115 мг/л (скв. 3).

*Чарджоуская ступень.* На месторождении Кульбешкак сероводород в пластовых водах XVI горизонта обнаружен в количестве от 99 (скв. 21) до 154 мг/л (скв. 16). На месторождении Денгизкуль-Хаузак промышленные скопления газа приурочены к XV горизонту келловей-оксфордских отложений верхней юры. В пластовых водах имеется растворенный сероводород в пределах от 14 (скв. 9Дк) до 537 мг/л (скв. 3Дк). Промышленная газоносность Уртабулакской структуры, количество растворенного сероводорода в пластовых водах присутствует от 54 (скв. 7) до 400 мг/л (скв. 13). На Кандымском месторождении содержание растворенного сероводорода в пластовых водах XV горизонта варьирует от 99 (скв. 7) до 170 мг/л (скв. 17).

Полученные гидрохимические показатели (содержания сероводорода и микрокомпонентов в пластовых водах) на основе результатов опробованных интервалов газонефтяных скважин отражают формирование и распространение сероводорода различных концентраций в пластовых водах почти во всех газонефтяных месторождениях Бухаро-Хивинского бассейна (рис. 3, 4).

**Результаты.** Гидрогеохимическая обстановка. Обнаружены сероводородные воды с очень крепкой концентрацией продуктивного горизонта следующих газоконденсатных месторождений (мг/л): Карим (до 669,8), Кульбешкак (до 209), Денгизкуль-Хаузак (до 537), Уртабулак (до 400), Кандым (до 170), Учкыр (до 140), Каракай (до 833). Сероводород в пластовых водах газовых месторождений Газли и Ходжихайрам имеет слабую и среднюю концентрации (от 29 до 90 мг/л) (см. таблицу).

На Каракайском нефтегазовом месторождении определены крепко сероводородные воды в водосодержащих пластах XII, XIII газоносных горизонтов меловых и XV и XVa нефтеносных горизонтов юрских отложений. Месторождение Каракай представляет асимметричную брахиантиклиналь северо-западного простираения. Здесь проходит продольный тектонический разлом.

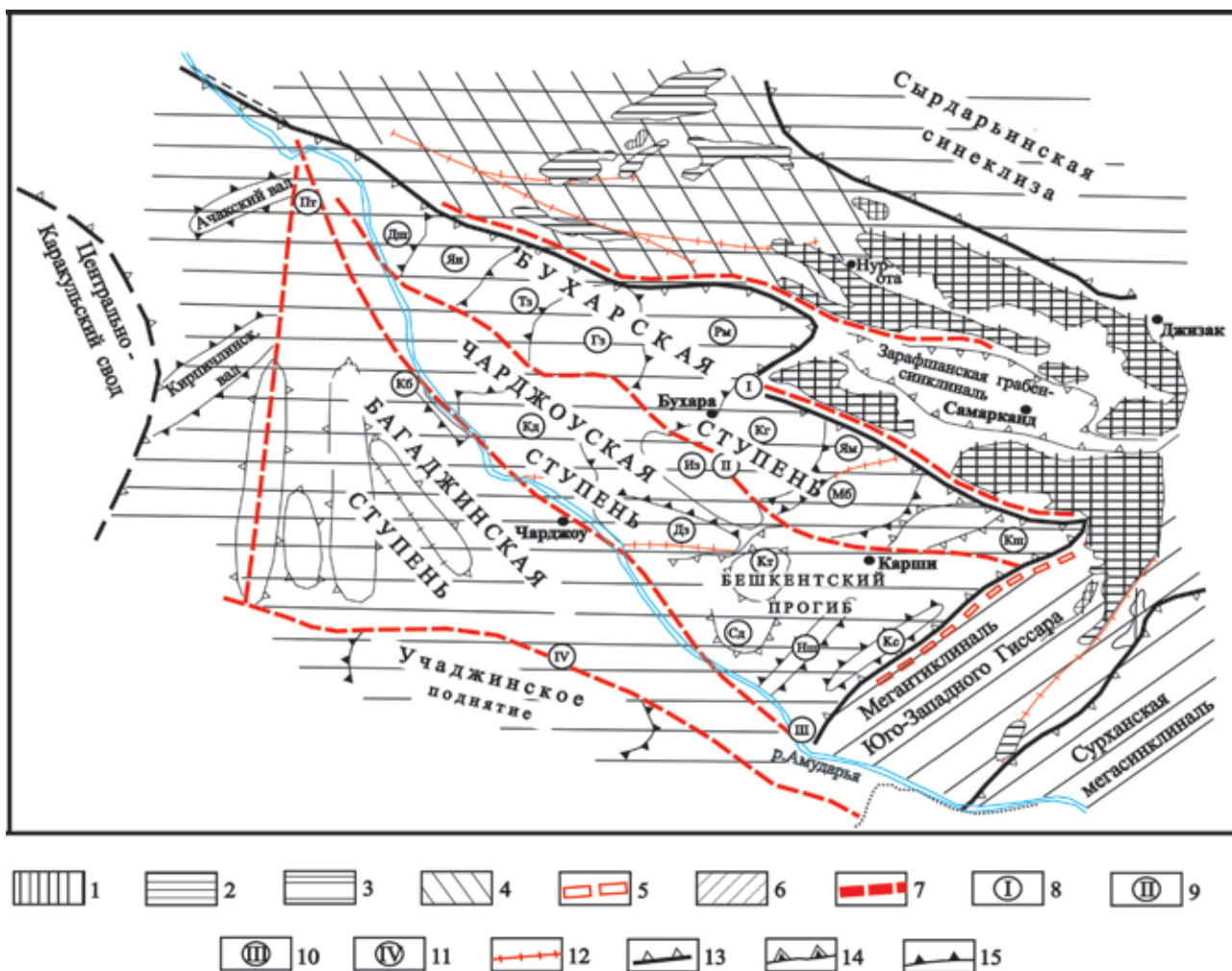


Рис. 2. Тектоническая карта Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области. Сост. А. Г. Бабаев, 1971 г.

1 – складчатые системы, сложные структурами основания с обнажающимся высоко или относительно высоко приподнятым комплексом пород фундамента; 2 – выходы на поверхность отложений складчатого фундамента; 3 – Туранская плита эпипалеозойской платформенной области; 4 – Кызылкумская зона сводово-горстовых поднятий фундамента и пологих структур с резко сокращенным и маломощным осадочным чехлом; 5 – поперечный глубинный разлом, отделяющий плиту от области постплатформенной активизации; 6 – область постплатформенной активизации; 7 – глубинные и парогранные (ступенеобразующие) разломы; 8 – система эшелонированных предкызылкумских разломов; разломы: 9–12 – Бухарский (9), Амударьинский (10), Репетекский (11), прочие большой и средней протяженности (12); граница структурных элементов: 13 – первого, 14 – второго и 15 – третьего порядков.

*Бухарская ступень.* Поднятия: Ян – Янгиказганское, Гз – Газлинское, Кг – Каганское, Мб – Мубарекское. Прогибы: Дш – Дашкалинский, Тз – Тузкайский, Рм – Рометанский, Ям – Ямбагинский, Кш – Кашкадарьинский. *Чарджоуская ступень.* Поднятия: Пт – Питнякское, Кб – Кабаклинское, Кд – Кандымское, Дз – Денгизкульское, Из – Испанлы-Зекринское. Бешкентский прогиб: Кт – Култакское, Сд – Сундуклинское, Нш – Нишанское, Кс – Куруксайское

Подошва XV продуктивного горизонта залегает на глубине 400 м по абсолютной отметке. Продуктивный горизонт состоит из крепких скрытокристаллических известняков с прослоями ангидритов (рис. 5).

На месторождении Денгизкуль промышленные скопления газа приурочены к XV горизонту келловой-оксфордских отложений верхней юры. Хотя залежь имеет единый газовойодяной контакт, она состоит как бы из двух этажей. Нижний из них образован несколькими неразделенными

непроницаемыми прослоями пластов гранулярных коллекторов, заполненных газом. Верхний, напротив, складывается из серии маломощных коллекторов, разобщенных друг от друга плохо проницаемыми карбонатными породами. Маломощные коллекторы состоят из порового известняка с прослоями ангидритов (карбонат-сульфатной пачки). Кимеридж-титонский разрез представлен толщей ангидритов и каменной соли, мощность которого колеблется от 350 до 636 м (рис. 6).

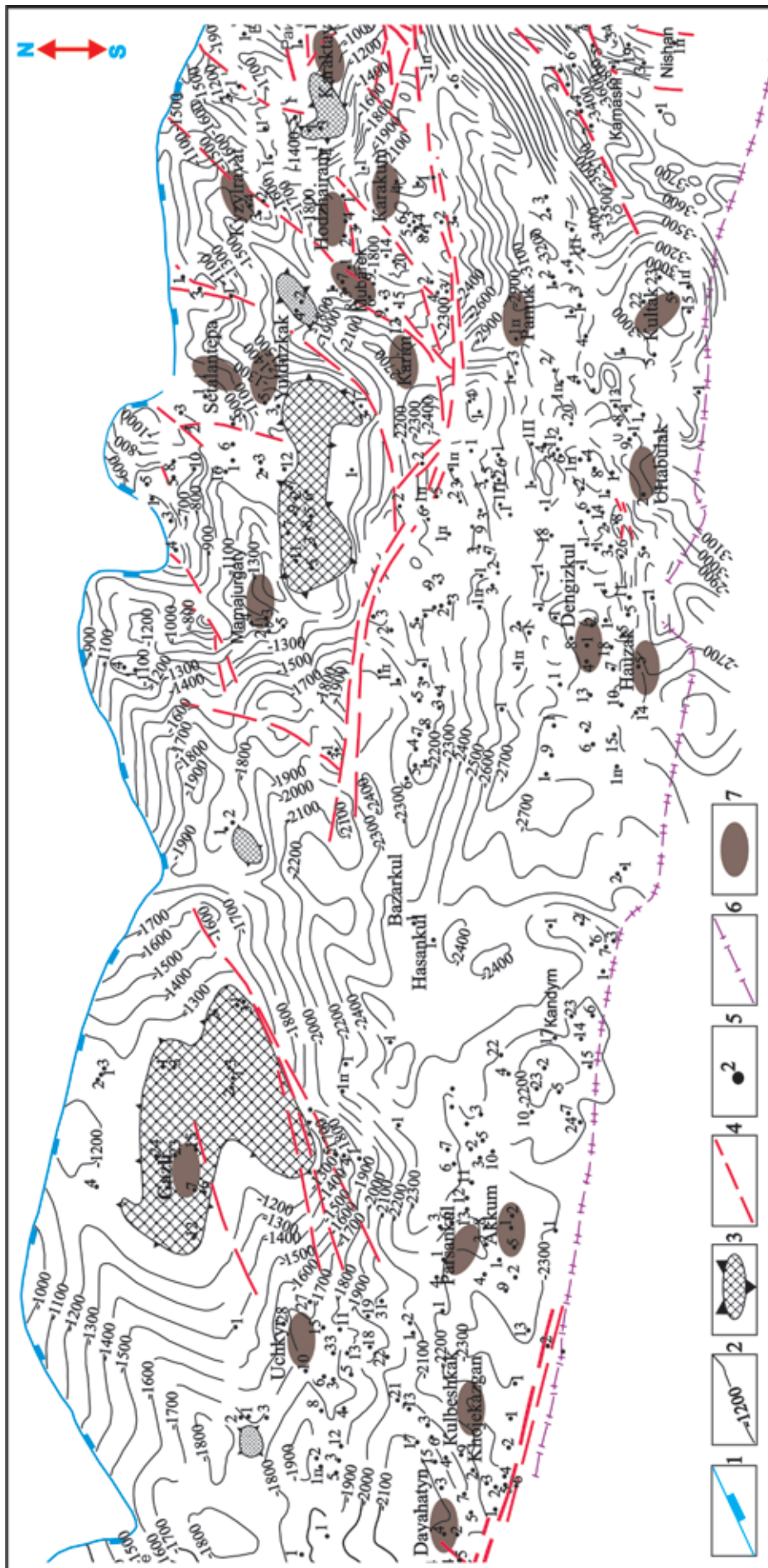


Рис. 3. Структурная карта кровли среднеюрских терригенных отложений Бухаро-Хивинского региона с выделением перспективных участков на сероводородные воды. Сост. Р. А. Габрильян (ОАО «ИГИРНИГМ», 2004 г.)

1 – граница распространения ниже-среднеюрских отложений; 2 – абсолютная отметка кровли среднеюрских отложений (полошья XVI горизонта); 3 – районы отсутствия ниже-среднеюрских отложений; 4 – тектонические нарушения; 5 – разведочные скважины; 6 – государственная граница; 7 – газонефтяные месторождения, в которых обнаружены сероводородные воды

Химический состав подземных вод юрских отложений газонефтяных месторождений Бухаро-Хивинского бассейна

Месторождение	Номер		Минерализация, г/л	Формула ионного состава	Микрокомпоненты, мг/л						pH
	скважины	пласта			H <sub>2</sub> S	J	Br	NH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	B <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	
Карим	3	XV	115	$\frac{Cl\ 98}{(Na + K)\ 89\ Ca\ 9}$	669	16	0,02	—	176	52	8,4
	1	XVa	106	$\frac{Cl\ 98}{(Na + K)\ 90\ Ca\ 7}$	283	11	109	6	21	38	8,4
Кульбешкак	9	XVI-1	117	$\frac{Cl\ 99}{(Na + K)\ 75\ Ca\ 18\ Mg\ 6}$	209	18	270	—	—	126	7,3
	11	XVI-1	107	$\frac{Cl\ 99}{(Na + K)\ 81\ Ca\ 14\ Mg\ 5}$	132	15	250	—	—	202	6,8
Денгизкуль-Хаузак	3Дк	XV-HP	66,5	$\frac{Cl\ 87\ SO_4\ 8\ HCO_3\ 5}{(Na + K)\ 90\ Ca\ 6\ Mg\ 3}$	537	2	19	360	235	34	
	9Дк	XV-P	86,1	$\frac{Cl\ 98}{(Na + K)\ 79\ Ca\ 17\ Mg\ 4}$	334	27	273	330	233	250	
Уртабулак	2	XVI	228	$\frac{Cl\ 99}{(Na + K)\ 67\ Ca\ 33}$	197	524	80	300	636	263	5,8
	13	XV	27	$\frac{Cl\ 85\ SO_4\ 8\ HCO_3\ 6}{(Na + K)\ 88\ Ca\ 12}$	400	1,6	8	200	264	20	7,4
Кандым	7	XV	103	$\frac{Cl\ 98}{(Na + K)\ 84\ Ca\ 12\ Mg\ 4}$	99	15	240	105	123	128	
	17	XV	103	$\frac{Cl\ 97}{(Na + K)\ 84\ Ca\ 12\ Mg\ 4}$	170	16,8	199	127	100	142	
Учкыр	28	XV-2	120	$\frac{Cl\ 99}{(Na + K)\ 75\ Ca\ 19\ Mg\ 6}$	140	6	207	75	594	48	6,6
	18	XV-2	120	$\frac{Cl\ 99}{(Na + K)\ 82\ Ca\ 14\ Mg\ 4}$	70	17	303	120	339	48	5,5
Газли	27	XIII	32	$\frac{Cl\ 96\ SO_4\ 3}{(Na + K)\ 84\ Ca\ 12\ Mg\ 4}$	90	4	31	0,3	—		7,2
	3	XIII	33	$\frac{Cl\ 93\ SO_4\ 6}{(Na + K)\ 82\ Ca\ 12\ Mg\ 5}$	74	0,2	3,7	22	79	70	6,5
Карактай	3	XV <sup>a</sup> -3	71	$\frac{Cl\ 95\ SO_4\ 3}{(Na + K)\ 85\ Ca\ 11\ Mg\ 4}$	450	0,9	90	150	530	51	
	4	XV <sup>a</sup>	39	$\frac{Cl\ 84\ SO_4\ 15}{(Na + K)\ 87\ Ca\ 10\ Mg\ 3}$	833	1	39	32	436	24	

Геотермическая обстановка формирования сероводородных вод разнообразна. Залегая на разной глубине в районах с различным геотермическим режимом, сероводородные воды, естественно, характеризуются широким диапазоном колебаний температур: от 5–10 до 100 °С. Продуктивные горизонты, в которых формируются сероводородные воды, расположены на разной глубине. Следовательно, геотермальные температуры водоносных горизонтов зависят от глубины залегания. Ниже рассмотрены температуры продуктивного горизонта исследуемых газонефтеносных месторождений. С целью выявления средней температуры по XV, XVI продуктивным горизонтам верхнеюрских отложений Бухаро-Хивинского бассейна сопоставлены результаты термометрии по пробуренным скважинам (рис. 7). Пластовые температуры достигают от 80 до 88 °С в продуктивном горизонте газового месторождения Учкыр (скв. 2, 8), которое расположено в западной части Бухаро-Хивинского бассейна. На газоконденсатном месторождении Денгизкуль-Хаузак (скв. 6Дк) пластовые температуры повышаются до 110–115 °С. В продуктивном горизонте газоконденсатного месторождения Уртабулак в южной части Чарджоуской ступени температура от 97 до 102 °С. Пластовая температура Каримского газоконденсатного месторождения в пределах от 85 до 68 °С. Следовательно, когда подошва продуктивного горизонта залегает на глубине больше 1800 м, пластовая температура варьирует от 80 до 115 °С. Основные газоконденсатные месторождения Чарджоуской ступени и южной части Бухарской ступени Бухаро-Хивинского бассейна имеют пластовую температуру около 100 °С. Пластовая температура в XV продуктивном горизонте Карактайского газонефтяного месторождения в восточной части Бухарской ступени от 43 до 45 °С. В северной части Бухаро-Хивинского бассейна находится газовое месторождение Сеталантепе, его пластовая температура изменяется от 50–52 °С.

Большой интерес представляют экспериментальные работы С. Д. Малинина и Н. И. Хитарова (1969 г.), которые проводили исследования восстановления серы в гидротермальных условиях и доказали, что при температуре около 200 °С происходит восстановление сульфатной серы водородом. Распространяя данные экспериментов на природные условия, можно с полным основанием считать, что сероводородные перегретые рассолы (170–200 °С), вскрытые в Предкавказье (скв. Перекрестная, Галюгаевская, Малгобек и др.) на глубинах 4200–5250 м в сульфатсодержащих и битуминозных отложениях юры и мела, обладают термохимическим происхождением (А. В. Щербakov, 1968) [7].

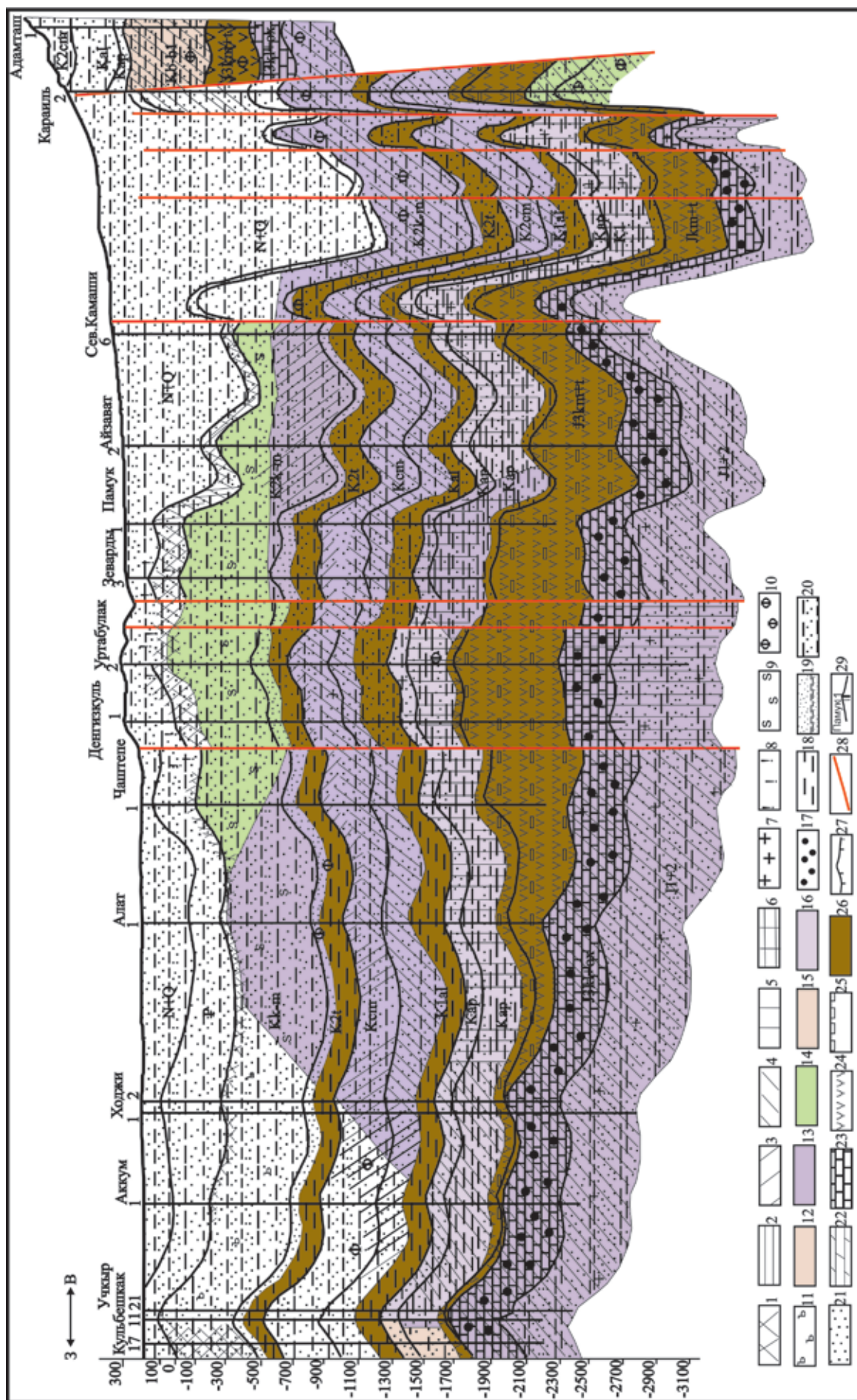
Выше рассмотрены литолого-фациальные, геолого-структурные, гидродинамические и геотермические факторы с целью изучения природно-геологических условий, в которых формируются сероводородные воды на газонефтяных месторождениях Бухаро-Хивинского бассейна.

В результате выявлены необходимые специфические признаки, в том числе: газоводовмещающие породы продуктивного горизонта состоят из коралловых, пористых и трещиноватых известняков с прослоями ангидрита; месторождения, в которых формируются сероводородные воды, представлены ассиметричными брахиантиклинальными складками без нарушений; имеют высокое пластовое давление (274 атм) и температуру (80–100 °С); сверху перекрыты мощной флюидоупорной толщей (ангидрит и соляная толща). Следовательно, за счет высокого давления и температуры происходит образование сероводорода при взаимодействии метана и сернокислых солей газоносной толщи под флюидоупорной толщей закрытой положительной структуры.

**Обсуждение.** На основе анализа изменения термометрического параметра можно сделать следующие выводы: средние пластовые температуры продуктивного горизонта составляют от 43 до 52 °С на газонефтяных месторождениях Бухарской ступени; средние температуры продуктивного горизонта на газоконденсатных месторождениях Чарджоуской ступени устанавливаются в пределах от 80 до 115 °С; из-за низких пластовых температур Бухарской ступени формируются сероводородные воды со слабой концентрацией; за счет высокой пластовой температуры на Чарджоуской ступени образуются сероводородные воды с крепкой концентрацией, а также увеличена возможность формирования сероводородной воды; средние пластовые температуры продуктивного горизонта газоносных месторождений Бухаро-Хивинского бассейна, где формируются сероводородные воды, составляют от 43 до 115 °С. В этом температурном режиме создаются условия термохимических процессов, пригодных для формирования сероводородной воды, т. е. осуществляется окислительно-восстановительная реакция.

На основе обобщений полученных результатов следует, что за счет термохимического процесса есть возможность формирования сероводородной воды с очень высокой концентрацией в глубоко залегающих пластах газоконденсатных месторождений (больше 2000 м в глубину), которые расположены на Чарджоуской ступени; почти во всех газовых месторождениях Бухарской ступени формируются сероводородные воды со слабой концентрацией по причине близкого залегания продуктивного горизонта к поверхности земли, так как осуществляется слабый термохимический процесс.

*Бухарская ступень.* В Карактайском нефтегазовом месторождении проходит продольный тектонический разлом, по которому происходят взбросо-надвиговые нарушения, т. е. наблюдается смещение слоев. Изучаемый продуктивный нефтеносный пласт, где обнаружены сероводородные воды, залегает на глубине от –200 до –1000 м по абсолютной отметке. Выявлено, что





**Рис. 4. Геолого-гидрогеохимический разрез Бухаро-Каршинского артезианского бассейна по линии Кульбешкак – Адамташ.** Сост. С. А. Бакиев (2012 г.) с добавлением М. Р. Жураева (2019 г.)

1–6 – минерализация подземных вод (г/л): 1 – сильно и умеренно соленые воды (2,5–7), 2 – сильно и весьма сильно соленые воды (7–15), 3 – воды, переходящие от соленых к рассолам (15–36), 4 – слабые рассолы (36–150), 5 – крепкие рассолы (150–320), 6 – весьма крепкие рассолы (320–500); 7–11 – химический состав подземных вод: 7 – хлоридные натриево-кальциевые, 8 – сульфатно-хлоридно-гидрокарбонатные натриево-кальциевые, натриево-кальциево-магниево-сульфатные натриевые, 10 – хлоридные натриевые, 11 – сульфатно-хлоридные натриевые, натриево-кальциевые магниевые; 12–17 – типы вод по содержанию йода и брома с преимущественным распределением (мг/л): 12, 13 – промышленных вод: 12 – бромные ( $J \geq 250$ ), 13 – йодобромные ( $J \geq 10$ ,  $Br \geq 200$ ), 14–17 – вод со специфическим содержанием йода и брома: 14 – йодные ( $J \geq 1$ ), 15 – бромные ( $J \geq 25$ ), 16 – йодобромные ( $J \geq 1$ ,  $Br \geq 25$ ), 17 – сероводородные ( $\geq 150$ ), 18–29 – литолого-фациальная характеристика водоносных и водоупорных отложений: 18 – глинистые, 19 – глинисто-песчаные, 20 – песчано-глинистые, 21 – пески, песчанки, 22 – мергель, 23 – известняк, 24 – ангидрит, гипс, 25 – каменная соль, 26 – региональные водоупоры, 27 – глубина залегания палеозойского фундамента, по данным сейсморазведки, 28 – разрывные нарушения, 29 – название структуры, нефтегазоразведочная скважина и ее номер

все элементы структур создают возможность формирования сероводородных вод. За счет продольных тектонических нарушений происходят гидродинамические процессы. Направляющиеся пластовые воды с северо-востока становятся водонапорными и в результате разгружаются в районе разломов, а также инфильтрационные воды просачиваются до нефтеносных горизонтов. Экспериментально установлено, что в процессе инфильтрационного водообмена в течение длительного геологического времени растворенный свободный кислород проникает на значительные глубины (до 2 км и более) и распространяется по проницаемым пластам на расстояние до десятков километров [1]. В нефтеносных месторождениях, где формируются сероводородные воды, продуктивный горизонт залегает близко к поверхности земли, что обеспечивает его кислородом и усиливает процесс сульфатредукции за счет проникновения инфильтрационных вод через тектонические разломы. В эвапоритовых (известковистых и гипсовых) породах происходит окислительная реакция, которая осуществляется благодаря вымыванию сульфатсодержащих толщ, а в нефтеносной толще – восстановительная реакция с водородом при участии сульфатредуцирующих бактерий. В результате на основе биохимического процесса формируются сероводородные воды (рис. 5).

Процесс формирования сероводородной воды на газонефтяных месторождениях Учкыр, Каракум, Карим, Ходжихайрам, Мамаджургаты на Бухарской ступени и Уртабулак, Кульбешкак, Аккум, Парсанкуль, Култук, Кандым, Даяхатын, Денгизкуль, Памук Чарджоуской ступени Бухаро-Хивинского бассейна рассмотрен на примере Денгизкульского газоносного месторождения. Его продуктивный горизонт залегает на глубине более 2000 м. Сверху перекрыт мощной ангидритовой толщей. Карбонатно-сульфатные пачки насыщены газом. Пластовые воды распространены в порах и рыхлых гранулярных отложениях известняка. Пластовые давления изменяются от 250 до 300 атм, а пластовые температуры – около 90–100 °С. На основе обобщения выявленных признаков и с учетом результатов экспериментов по взаимодействию метана и серноокислых солей, образование сероводородной воды идет за счет высокого давления и высокой температуры в карбонатно-сульфатной пачке, в результате чего наблюдается окислительный процесс, а при взаимодействии с метаном происходит восстановительная реакция. В результате термохимического процесса продуктивного горизонта формируются сероводородные воды (рис. 6).

Образование сероводорода в результате термохимического восстановления сульфатов метаном при температуре порядка 80–100 °С газовых месторождений Бухаро-Хивинского бассейна подтверждают эксперименты, которые провели С. М. Григорьева, Сакаи (Н. Sakai, 1957), С. Д. Малинина и Н. И. Хитарова (1969) [6, 7].

*Анализ количества микрокомпонентов (йод, бром, аммоний, бор и т. д.) в газоводоносном горизонте.* Микрокомпоненты (сероводород, йод, бром, бор и т. д.) присутствуют в большом количестве в пластовых водах продуктивного горизонта верхнеюрских отложений Бухаро-Хивинского бассейна. Существующие микрокомпоненты пластовых вод месторождений бассейна варьируют в пределах (мг/л): йод (от 6 до 41), бром (от 5,8 до 473), аммоний (от 6 до 450), бор (от 14 до 314). Микрокомпоненты (в основном бром), в большом количестве присутствуя в пластовых водах, свидетельствуют, что процесс выщелачивания (Cl/Br) имеет незначительную величину и, соответственно, в продуктивном горизонте при формировании сероводородной воды почти не осуществляется.

Концентрация водородных ионов изменяется по всем продуктивным горизонтам в пределах рН (от 4 до 8,4), где выявлены сероводородные воды. Рассмотрен характер взаимоотношения концентраций сероводорода и водородных ионов в подземных водах. В результате отмечены благоприятные пределы рН (6–8) по концентрации водорода для формирования сероводородной воды с концентрацией (от слабой до очень крепкой) (рис. 8).

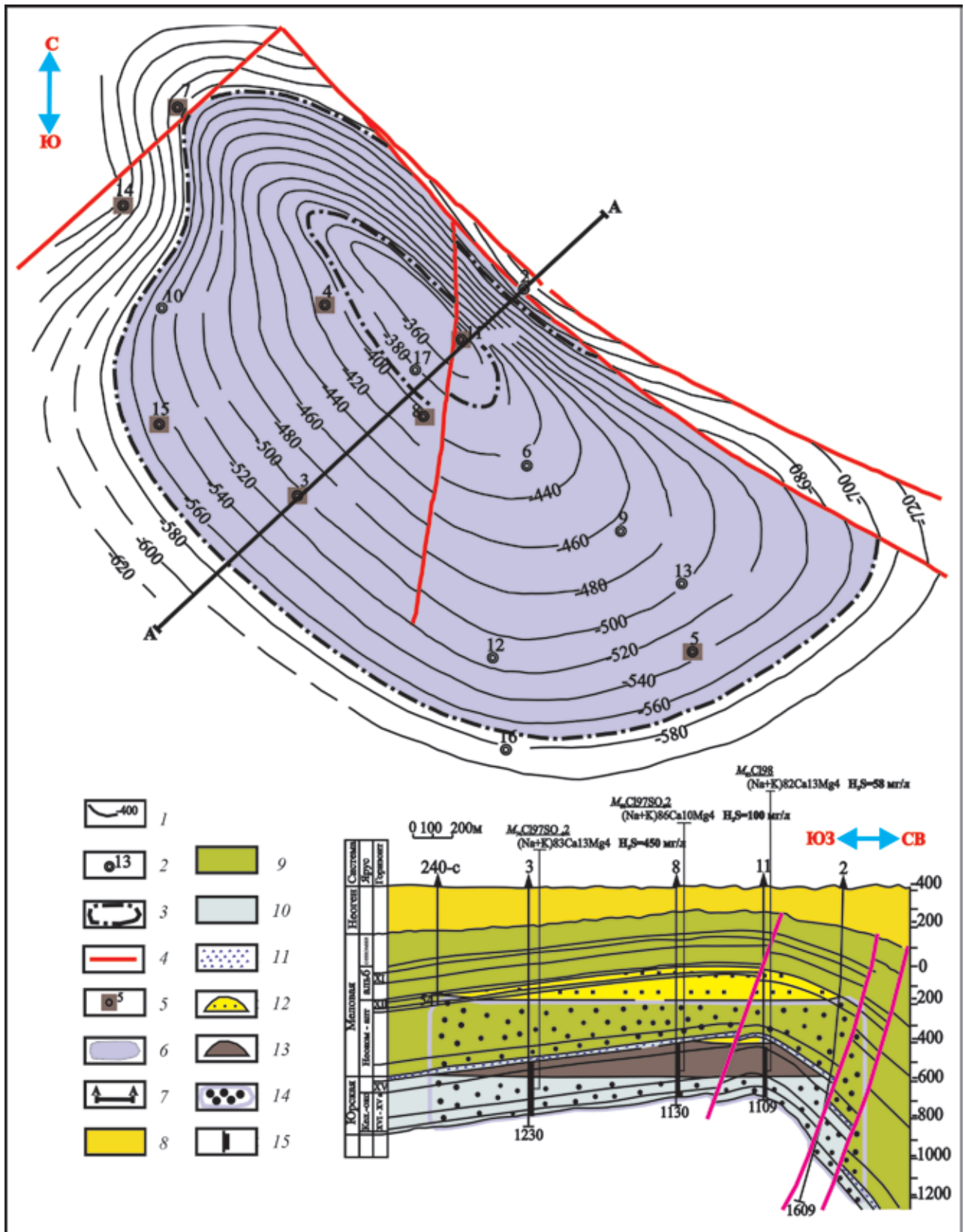


Рис. 5. Карта распространения сероводородной воды по XV газодоносному горизонту юрских отложений Карактайского газонефтяного месторождения и геолого-гидрогеологический разрез. Сост. М. Р. Журав (2017 г.) с использованием материалов А. А. Богданова (1966 г.)

1 – изогипсы по кровле XV горизонта; 2 – разведочные скважины; 3 – контур нефтеносности; 4 – разрывное нарушение; 5 – скважины с сероводородной водой; 6 – выявленный контур распространения сероводородных вод; 7 – геологический профиль; 8–10 – системы: 8 – неогеновая, 9 – меловая, 10 – юрская; 11 – ангидриты; 12, 13 – залежи: 12 – газа, 13 – нефти; 14 – карбонатный коллектор, насыщенный сероводородной водой; 15 – опробованные интервалы

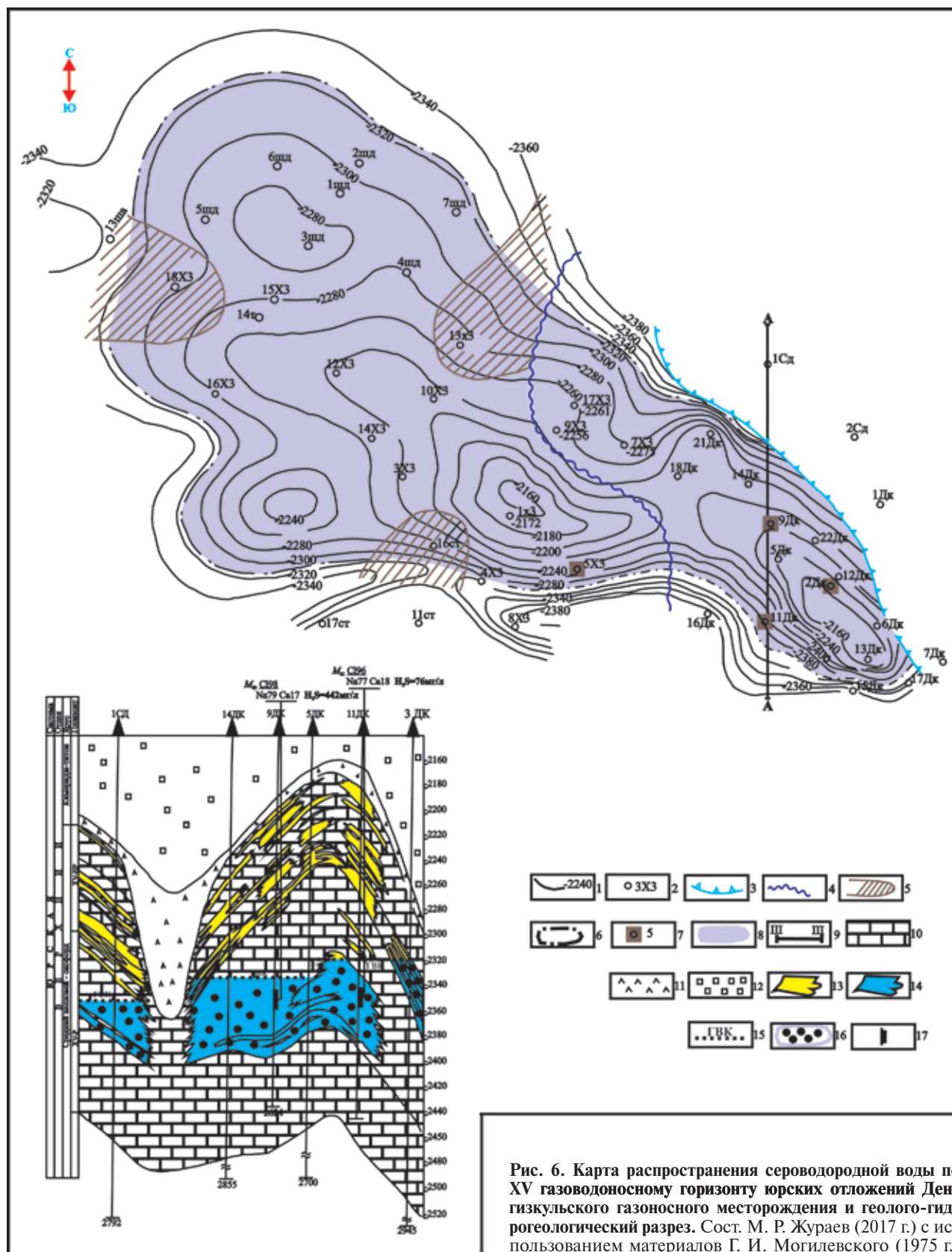


Рис. 6. Карта распространения сероводородной воды по XV газоводонасному горизонту юрских отложений Дензискулского газоносного месторождения и геолого-гидрогеологический разрез. Сост. М. Р. Жураев (2017 г.) с использованием материалов Г. И. Могилевского (1975 г.)

1 – изогипсы по кровле XV–НР горизонта; 2 – разведочные скважины; 3 – граница рифа; 4 – граница перехода рифовых известняков в слоистые; 5 – зоны ухудшения коллекторских свойств пород-коллекторов XV–НР горизонта; 6 – контур газоносности; 7 – скважины с сероводородной водой; 8 – выявленный контур распространения сероводородных вод; 9 – геологический профиль; 10 – известняк плотный непроницаемый; 11 – ангриты; 12 – соль; 13 – карбонатно-сульфатная пачка, насыщенная газом; 14 – гранулярный коллектор, заполненный водой; 15 – газоводяной контакт; 16 – гранулярный карбонатный коллектор, насыщенный сероводородной водой; 17 – опробованные интервалы

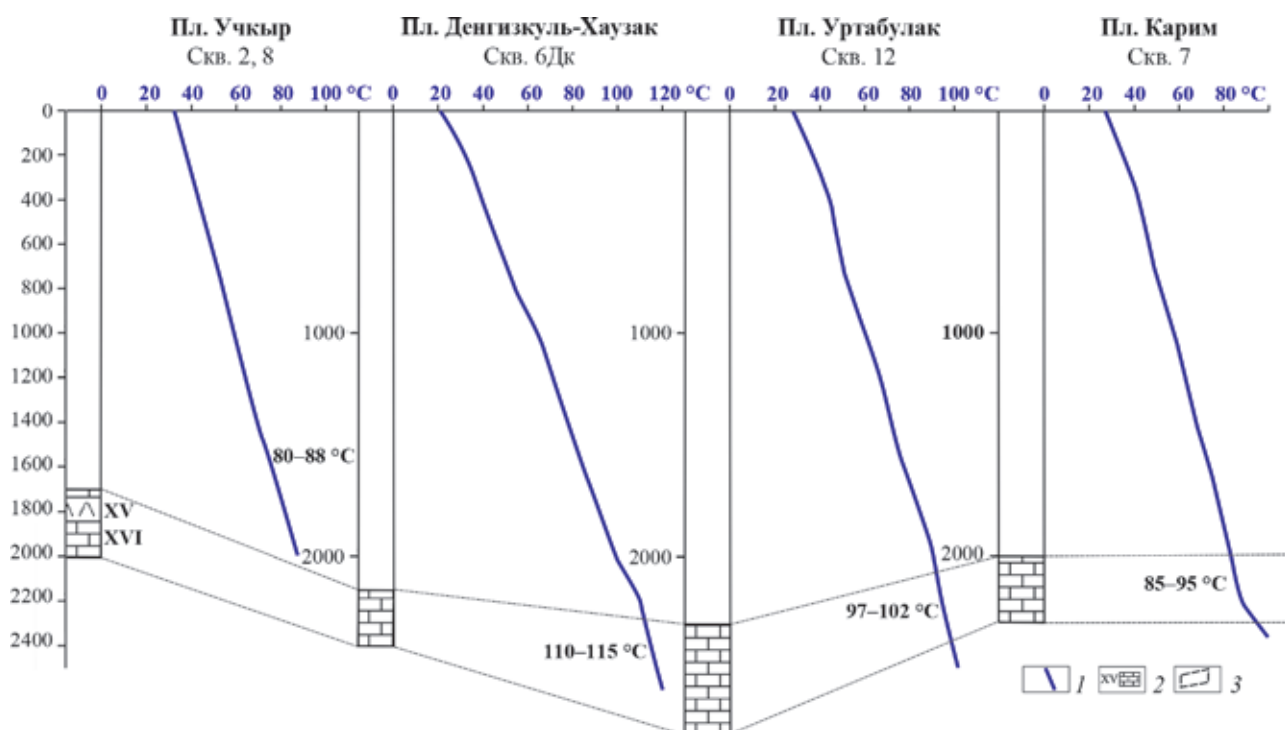


Рис. 7. Сопоставление разрезов термометрических исследований скважин продуктивного юрского комплекса (XV–XVI) Бухаро-Хивинского бассейна

1 – линии термометрии; 2 – продуктивный горизонт, который формирует сероводородные воды; 3 – граница интервала формирования сероводородной воды

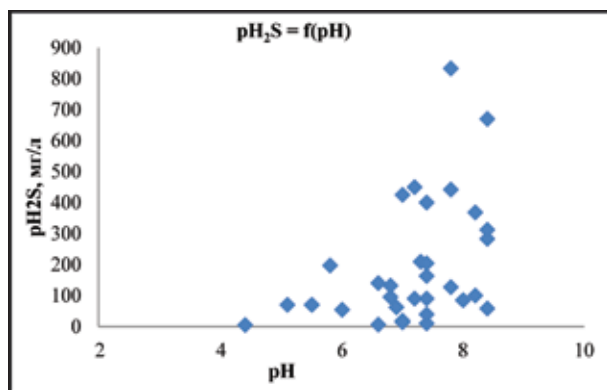


Рис. 8. График зависимости между концентрациями сероводорода и водородных ионов пластовых вод

**Выводы.** Установлены формирования сероводородных подземных вод газонефтяных месторождений Бухаро-Хивинского бассейна на структурах: в виде открытых асимметричных антиклинальных складок, в которых присутствуют тектонические нарушения, и закрытых, где отсутствуют тектонические нарушения.

Выделены площади по характеру формирования сероводородных подземных вод газонефтяных месторождений Бухаро-Хивинского бассейна: за счет биохимического процесса в восточной (Карактай) и центральной (Газли) частях Бухарской ступени; термохимического процесса в юго-восточной (Карим, Каракум)

и юго-западной частях (Учкыр) Бухарской ступени, а также целой части Чарджоуской ступени (Денгизкуль) Бухаро-Хивинского бассейна.

1. Германов А. И. Кислород подземных вод и его геологическое значение // Известия АН СССР. Сер. Геология. – 1955. – Вып. 6. – С. 70–81.

2. Жураев М. Р., Джураев Р. Э. Обоснование перспективных площадей сероводородных вод на выработанных нефтяных месторождениях (на примере структуры Чимшон) // Разведка и охрана недр. – 2014. – № 10. – С. 52–57.

3. Жураев М. Р. Основные группы сероводородных вод, их химический состав и генезис на нефтяных месторождениях Ферганской впадины / М. Р. Жураев, С. А. Бакиев, П. П. Нагевич, М. А. Куличкина // Вестник Воронежского государственного университета. Сер. Геология. – 2015. – Вып. 2. – С. 109–116.

4. Жураев М. Р., Бакиев С. А., Турсунметов Р. А. Характерная гидрогеохимическая обстановка сероводородсодержащих нефтегазоносных месторождений южного борта Ферганской впадины // Новые идеи в науках о Земле: Материалы XII Междунар. науч.-практ. конф. (Москва, 8–10 апр., 2015 г.) – М.: МГРИ; РГГРУ, 2015. – Т. 2. – С. 328–329.

5. Жураев М. Р. Уточнение геоструктурных и гидродинамических факторов при формировании сероводородных вод в Сурхандарьинской мегасинклинали // Разведка и охрана недр. – 2016. – № 4. – С. 37–43.

6. Плотникова Г. Н. Сероводородные воды СССР. – М.: Недра, 1981. – 132 с.

7. Сульфидные воды СССР / отв. ред. В. В. Иванов. – М., 1977. – 257 с. (Труды ЦНИИ курортологии и физиотерапии; т. 33).

- 
1. Germanov A. I. Groundwater oxygen and its geological significance. *Izvestija AN SSSR. Ser. Geologija*. 1955. Iss. 6. Pp. 70–81. (In Russian).
  2. Zhuraev M. R., Dzhuraev R. Je. Justification of the promising areas of hydrogen sulfide water in developed oil fields (by the example of the Chimion structure). *Razvedka i ohrana neдр*. 2014. No. 10, pp. 52–57. (In Russian).
  3. Zhuraev M. R., Bakiev S. A., Nagevich P. P., Kulichkina M. A. The main groups of hydrogen sulfide waters, their chemical composition and genesis in the oil fields of the Fergana Depression. *Voronezhsky Bulletin State University. Ser. Geology*. 2015. Iss. 2. Pp. 109–116. (In Russian).
  4. Zhuraev M. R., Bakiev S. A., Tursunmetov R. A. The characteristic hydrogeochemical situation of hydrogen sulfide-containing oil and gas deposits on the southern side of the Fergana Depression. *New ideas in Earth sciences: Materials of the XII International Scientific and Practical Conference (Moscow, 8–10 April, 2015)*. Moscow: MGRI; RGGRU, 2015. Vol. 2. Pp. 328–329. (In Russian).
  5. Zhuraev M. R. Refinement of geostructural and hydrodynamic factors in the formation of hydrogen sulfide waters in the Surkhandarya megasynclinal. *Razvedka i ohrana neдр*. 2016. No. 4, pp. 37–43. (In Russian).
  6. Plotnikova G. N. Serovodorodnye vody SSSR [Hydrogen sulfide waters of the USSR]. Moscow: Nedra. 1981. 132 p.
  7. Sul'fidnye vody SSSR [Sulfide waters of the USSR]. Ex. ed V. V. Ivanov. Moscow. 1977. 257 p.
- 

*Жураев Музаффар Рахматович* – доктор философии геол.-минерал. наук, вед. науч. сотрудник, Институт гидрогеологии и инженерной геологии (ГП «Институт ГИДРОИНГЕО»). Ул. Олимлар, 64, Ташкент, 700041, Узбекистан. <juraevm@inbox.ru>

*Zhuraev Muzaffar Rakhmatovich* – Doctor of Philosophy of Geological and Mineralogical Sciences, Leading Researcher, Institute of Hydrogeology and Engineering Geology (SE «Institute GIDROINGEO»). 64 ul. Olimlar, Tashkent, 700041, Uzbekistan. <juraevm@inbox.ru>