

УДК 553.98(575.13)

Жураев М.Р. (ГП «Институт гидрогеологии и инженерной геологии», Республика Узбекистан)

## ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ СКОПЛЕНИЙ СЕРОВОДОРОДНЫХ ВОД БУХАРО-ХИВИНСКОГО БАСЕЙНА

*Рассмотрены литолого-фациальные, геолого-структурные, гидродинамические, гидрогеохимические 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 т.ч.: газо-водовмещающие породы продуктивного горизонта состоят из коралловых, водорослевых органогенных, 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) в виде крышки. **Ключевые слова:** пластовые температуры, пьезометрический напор, продуктивный горизонт, газонефтяные месторождения.*

Zhuraev M.R. (Institute of Hydrogeology and Engineering Geology, Uzbekistan)

## PECULIARITIES OF FORMATION OF PROMISING ACCUMULATIONS OF HYDROGEN SULFIDE WATERS OF BUKHARO-KHIVIN BASIN

*The article discusses lithologic-facies, geologic-structural, hydrodynamic, hydrogeochemical and geothermal factors in order to study the natural-geological conditions in which hydrogen sulfide waters are formed in the gas and oil fields of the Bukhara-Khiva basin. As a result, the necessary specific features were identified, including: gas-water-bearing rocks of the productive horizon consist of coral, algal, organogenic, porous, and fissured limestone with anhydrite beds; The deposits in which hydrogen sulfide waters are formed are represented by asymmetrical brachy-anticlinal folds without disturbances; have a high reservoir pressure (274 atm) and temperature (80–100 °C); from above they are covered with a powerful fluid-proof layer (anhydrite and salt column), in the form of a cover. **Keywords:** reservoir temperatures, piezometric head, productive horizon, gas and oil fields.*

В практике здравоохранения роль минеральных вод как важного лечебного и профилактического воздействия на организм человека неуклонно воз-

растает [10]. Выявление перспективных площадей на сероводородные воды по территории республики актуально. Существует информация о наличии сероводородной воды в Ферганском, Сурхандарьинском и Бухаро-Хивинском нефтегазоносных регионах [8, 9]. Ниже детально рассмотрена степень перспективности площади распространения сероводородной воды по Бухаро-Хивинскому артезианскому бассейну (рис. 1).

### Степень изученности проблемы

Проблема происхождения сероводорода в подземной гидро- и литосфере привлекала 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) [1]. 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 [6–9]. Все исследователи анализировали гидрогеохимические факторы и выделили основные гидрохимические типы сероводородных вод.

### Условия образования сероводорода

Области распространения сероводородных вод обычно приурочены к нефтегазоносным (или перспективным на нефть) бассейнам платформенных и складчатых областей, в разрезе которых развиты эвапоритовые отложения. Наибольшее количество сероводородов наблюдается в водах, открытых и раз-

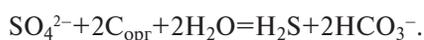


Рис. 1. Схематическая обзорная карта

рушающихся нефтяных месторождений, т.е. там, где имеется связь с поверхностными водами [3].

Соотношение и устойчивость различных серосодержащих соединений в подземных водах определяются совместным воздействием Eh и pH. Сера мигрирует в водной среде в виде сульфатной серы; в кислой восстановительной среде устойчивый серосодержащий компонент  $H_2S$ , который при повышении pH меняется на  $HS^-$  (pH ~ 7) и  $S^{2-}$  (pH ~ 14) [4].

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 [6]. Реакция идет по схеме:



За последние годы выполнены различные эксперименты по восстановлению серноокислых соединений в условиях высоких температур и давлений.

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



(Sakai H., 1957) доказал образование сероводорода в результате химического восстановления сульфатов метанов при температуре порядка 500 °С [6].

#### **Поисковые критерии площади формирования сероводородных вод**

Закономерная связь распространения сероводородных вод с сульфатсодержащими и нефтегазоносными осадочными комплексами определяет главнейшие 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 [2, 5, 11].

Ниже проанализированы природные геологические факторы, связанные с формированием серово-

дородных вод, на газонефтеносных месторождениях Бухаро-Хивинского артезианского бассейна.

#### **Задачи исследований**

1. Изучение природных геологических факторов, в т.ч.: литолого-фациальный состав и газонефтеносность осадочной толщи, геолого-структурные, гидрогеохимические, гидродинамические и геотермические.

2. Обоснование перспективных площадей сероводородных подземных вод в Бухаро-Хивинском артезианском бассейне на основе уточненных благоприятных природных условий.

#### **Материалы**

Под термином Бухаро-Хивинская нефтегазоносная область подразумевается равнинная территория Юго-Западного и Западного Узбекистана, ограниченная с севера поднятиями Центральных Кызылкумов, с северо-востока — отрогами Туркестанского и Зарафшанского хребтов, на юго-востоке — Юго-Западными отрогами Гиссарского хребта. На юго-западе она кончается на границе между Туркменистаном и Узбекистаном. Бухаро-Хивинская область представляет северо-восточный борт огромного Амударьинского нефтегазоносного бассейна, для которого показательная региональная продуктивность юрских и меловых отложений.

#### **Геологическое строение. Палеозойские отложения.**

Ближайшее обнажение пород палеозойского возраста располагается в Зирабулак-Зиаэтдинских горах и в 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 Туямуюн и Султансанджар), 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 на площади Кимирек (по данным Ю.М. Кузичкиной). Нерасчлененные нижнесреднеюрские отложения выделяются (Н.А. Крылов, А.К. Мальцева, 1967) на площади Фараб, условно нижнеюрские — на площадях Карабаир (скв. 2), Актепе, (скв. 1), Азляртепе (скв. 1). *Верхняя юра.* В равнинных пространствах Западного Узбекистана фаунистически охарактеризованные отложения нижнего келловея (по данным Ю.М. Кузичкиной) установлены на площадях Северный Камаша, Алат, Аккум, Кандым, Янгиказган, Кимирек, Кульбешкак и др. В Карабаире в нижней части (27,5 м) разрез сложен серыми глинами с тонкими прослойками песчаника, а в верхней (52 м) — светло- и темно-серыми песчаниками, разнотермическими, кварц-глауконитовыми, известковистыми, стойкими прослойками гравелитов и темно-серых глин. На породах нижнего келловея согласно залегает мощная толща карбонатных пород. Возраст этой толщи устанавливается по органическим остаткам, найденным в различных ее частях по разрезу (Дарганата, Урта-булак, 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 — Султансанджар, Мешекли, Газли и др. Наиболее полные разрезы эвапоритовой формации вскрыты на площади Чарджоуской ступени, где их мощность нередко достигает 700–1000 м.

*Тектоника*. Бухаро-Хивинский регион представляет область ступенчатого погружения фундамента. 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. Границей между ступенями является зона Бухарского парогернического разлома, достоверно установленная на всех структу-

рах 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 парогерническими — 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 — нижнеюрских, а предкызылкумский — нижнемеловых отложений.

*Газонефтеносность*. В 1960–1970-х годах с целью поиска нефти и газа на территории Бухаро-Хивинского бассейна проведены геологоразведочные работы

#### Химический состав подземных вод (юрские отложения) газонефтяного месторождения Бухаро-Хивинского бассейна

Месторождения	Скв.	Пласт	М, г/л	Формула ионного состава	Микрокомпоненты, мг/л						pH
					H <sub>2</sub> S	J	Br	NH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	B <sub>2</sub> O <sub>5</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
Кульбешак	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	ЗДк	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	XVa-3	71	$\frac{Cl_{95} SO_4 3}{(Na+K)85} Ca_{11} Mg_4$	450	0,9	90	150	530	51	
	4	XVa	39	$\frac{Cl_{84} SO_4 15}{(Na+K)87} Ca_{10} Mg_3$	833	1	39	32	436	24	

регионального масштаба. В его пределах уже выявлены 44 месторождения, причем в основном газовые и газоконденсатные в меловых (IX, X, XI, XVa, XII и XIII продуктивные горизонты) и юрских отложениях.

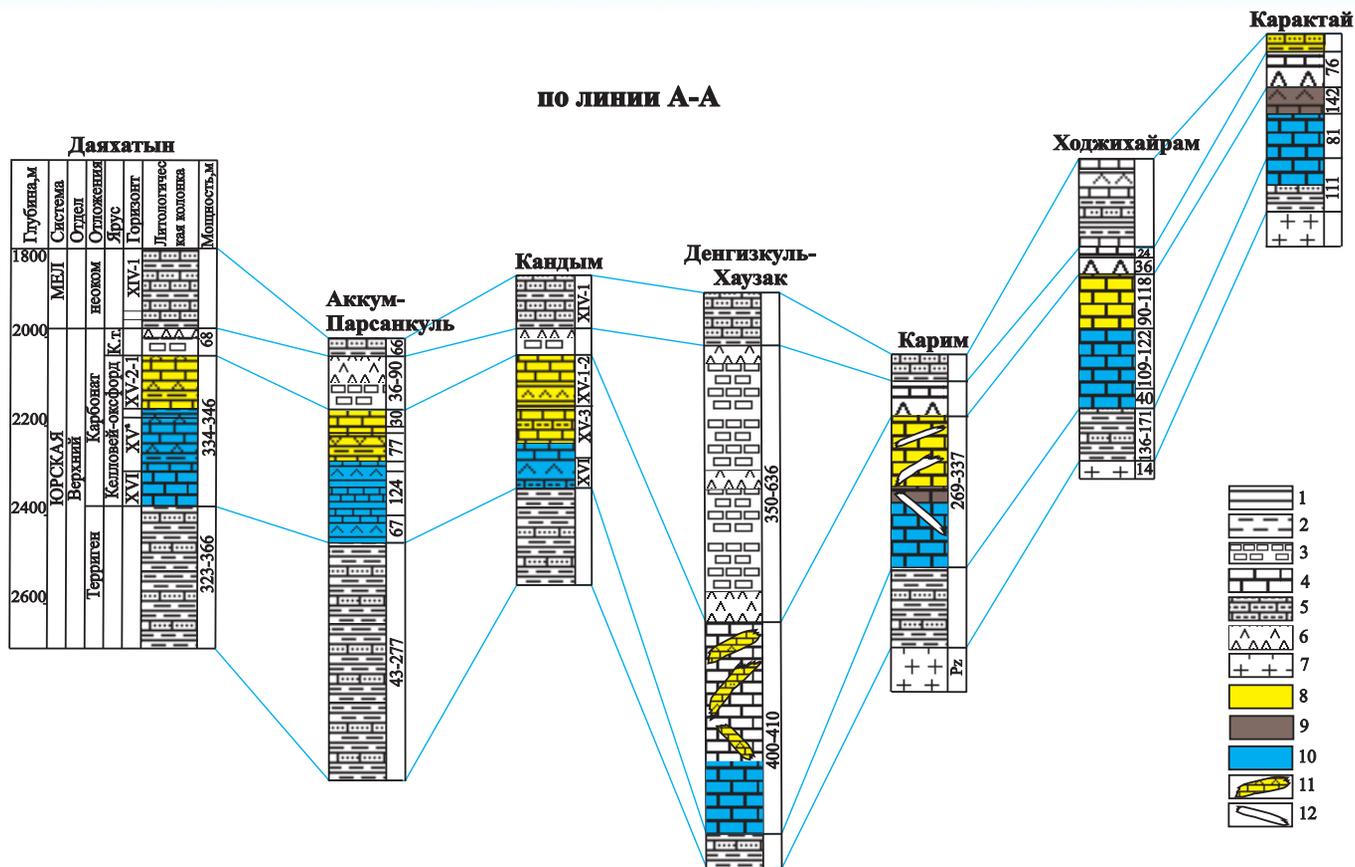
**Гидрогеологическая характеристика.** Во время разведки попутно выявлены сероводородные воды в некоторых газонефтеносных месторождениях (таблица).

**Бухарская ступень.** Каракайтское нефтегазовое месторождение является многопластовым. Промышленные залежи газа приурочены к XII и XIII горизонтам неокон-аптских отложений нижнего мела, нефтяные залежи — к XV, XVa и XVI горизонтам келловей-оксфорда верхней юры. Растворенный сероводород в пластовых водах XV, XVa и XVI горизонтов обнаружен в пределах от 39 (скв. 5) до 833 мг/л (скв. 39). В нефтегазовом месторождении Газли промышленные залежи газа связаны с IX, X, XI, XVa, XII и XIII продуктивными горизонтами меловых отложений. Растворенный сероводород в пластовых водах XIII горизонта присутствует в пределах от 62 (скв. 114) до 90 мг/л (скв. 27). Газовое месторождение Учкыр многопластовое. Залежи газа здесь приурочены к XIV-1, XIV-п и XIV-2 горизонтам нижнемеловых, XV-1, XV-2 и XVI горизонтам верхнеюрских отложений. Растворенный сероводород в пластовых водах XV горизонта имеется в пределах от 120 (скв. 28) до 132 мг/л (скв. 18). На Каримском месторождении промышленные притоки газа установлены с XV+XVa горизонтов. Количество растворенного сероводорода в пластовых водах колеблется от 97 (скв. 5) до 115 мг/л (скв. 3).

**Чарджоуская ступень.** На месторождении Кульбешкак промышленная газоносность связана с XV-1, XV-2 и XVI горизонтами келловей-оксфордских отложений верхней юры. Растворенный 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 установлена в карбонатных отложениях верхней юры (XV горизонт). Количество растворенного сероводорода в пластовых водах присутствует от 54 (скв. 7) до 400 мг/л (скв. 13). На Кандымском месторождении установлена промышленная газоносность XV-1 и XV-2 горизонтов келловей-оксфордских отложений, в которых размещается по существу единая крупная газовая залежь, поджатая к главному флюидоупору. Содержание растворенного сероводорода в пластовых водах XV горизонта варьирует от 99 (скв. 7) до 170 мг/л (скв. 17). Следовательно, полученные гидрохимические показатели (содержания сероводорода и микрокомпонентов в пластовых водах) на основе результатов опробованных интервалов газонефтяных скважин характеризуют особенности формирования и распространения сероводорода различных концентраций в пластовых водах почти во всех газонефтяных месторождениях Бухаро-Хивинского бассейна.

## Результаты

**Определение литолого-фациального фактора.** Рассмотрены и проанализированы литолого-фациальные факторы, связанные с формированием сероводородных вод, с целью изучения сульфатсодержащих пород и газонефтяных комплексов. Проанализированы водовмещающие породы по ярусам юрских отложений на нефтегазоносных месторождениях Бухаро-Хивинского бассейна (рис. 2). **Газоконденсатные залежи на Даяхатынской складке** приурочены к XV-1 и XV-2 горизонтам келловей-оксфордских слоев верхней части юры. Горизонт XV-1 представлен серыми плотными известняками с прослоями ангидритов. Горизонт XV-2 представлен слабосцементированными известняками серого и темно-серого цвета. Терригенная толща состоит из темно-серых и серых мелкозернистых, плотных песчаников с прослоями алевролитов и глин того же цвета. **Газоконденсатное месторождение Парсанкуль-Аккум.** Горизонт XV-1 залегает в самой верхней части карбонатной толщи. Непроницаемым прослоем плотного известняка этот горизонт разделен на две пачки — А и Б. Пачка А занимает верхнюю часть горизонта и сложена обломочными породами, перемежающимися с ангидритами с прослоями известняков. Пачка Б занимает нижнюю часть горизонта XV-1 и представлена известняками. Над отложениями келловей-оксфорда залегает соляно-ангидритовая толща кимеридж-титонского возраста, представленная ангидритами, содержащими единичные маломощные прослои загипсованных глин и песчаников, и каменной соли. Мощность толщи 36–50 м. **На Кандымском месторождении** установлена промышленная газоносность XV-1 и XV-2 горизонтов. Горизонт XV-1 представлен известняками с редкими прослоями оолитовых и рыхлых «комковатых» известняков, мелкозернистых песчаников и серых плотных глин с включениями ангидритов. Горизонт XV-2 состоит из серых, плотных, скрытокристаллических детритовых и, в меньшей мере, комковато-сгустковых, местами трещиноватых известняков. **На месторождении Денгизкуль** промышленные скопления газа приурочены к XV горизонту. Хотя залежь имеет единый газоводяной 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. **На Каримском месторождении** промышленные притоки газа установлены в XV+XVa горизонтах. Горизонты XV+XVa образуют верхнюю половину разреза в келловей-оксфордских отложениях верхней юры и представлены рыхлыми, мелоподобными известняками в нижней части (XVa горизонт) и серыми плотными



**Рис. 2. Схема сопоставления юрских отложений Бухаро-Хивинского бассейна по линии А-А: 1 — глины; 2 — алевролиты; 3 — соли; 4 — известняки; 5 — песчаники; 6 — ангидриты; 7 — интрузивные массивы; 8 — толщи, насыщенные газом, 9 — нефтью, 10 — водой; 11 — карбонатно-сульфатная пачка; 12 — линзы и прослои непроницаемых пород**

трещиноватыми в верхней (XV горизонт). В проницаемых горизонтах имеются линзы и прослои непроницаемых пород. Общая мощность горизонтов 269–337 м. Юрский разрез заканчивается белыми, крепкими, трещиноватыми ангидритами. Верхнеюрские отложения *месторождения Ходжихайрам* представлены двумя литологически отличными пачками пород: нижняя — состоит из известняками, массивными плотными глинистыми. Верхняя представлена плотными ангидритами мощностью до 36 м. Промышленные залежи газа *Карактайского нефтегазового месторождения* приурочены к XII и XIII горизонтам, нефтяные залежи — к XV, XVa и XVI горизонтам. В карбонатной толще выделяются три пачки: нижняя — крепкие песчаные известняки (XVI горизонт), средняя — мелоподобные известняки и плотные скрытокристаллические известняки (XVa горизонт), верхняя — крепкие скрытокристаллические известняки с прослоями ангидритов (XV горизонт). Юрский разрез заканчивается крепкими ангидритами кимеридж-титона.

Так, в схеме сопоставления газонефтяных горизонтов юрских отложений Бухаро-Хивинского бассейна почти все породы продуктивного горизонта состоят из известняка с прослоями ангидрита; газовые залежи формируются в зоне рифа Денгизкуль-Хаузаkского месторождения. Зона рифа является проницаемым коллектором, который состоит из карбонатно-суль-

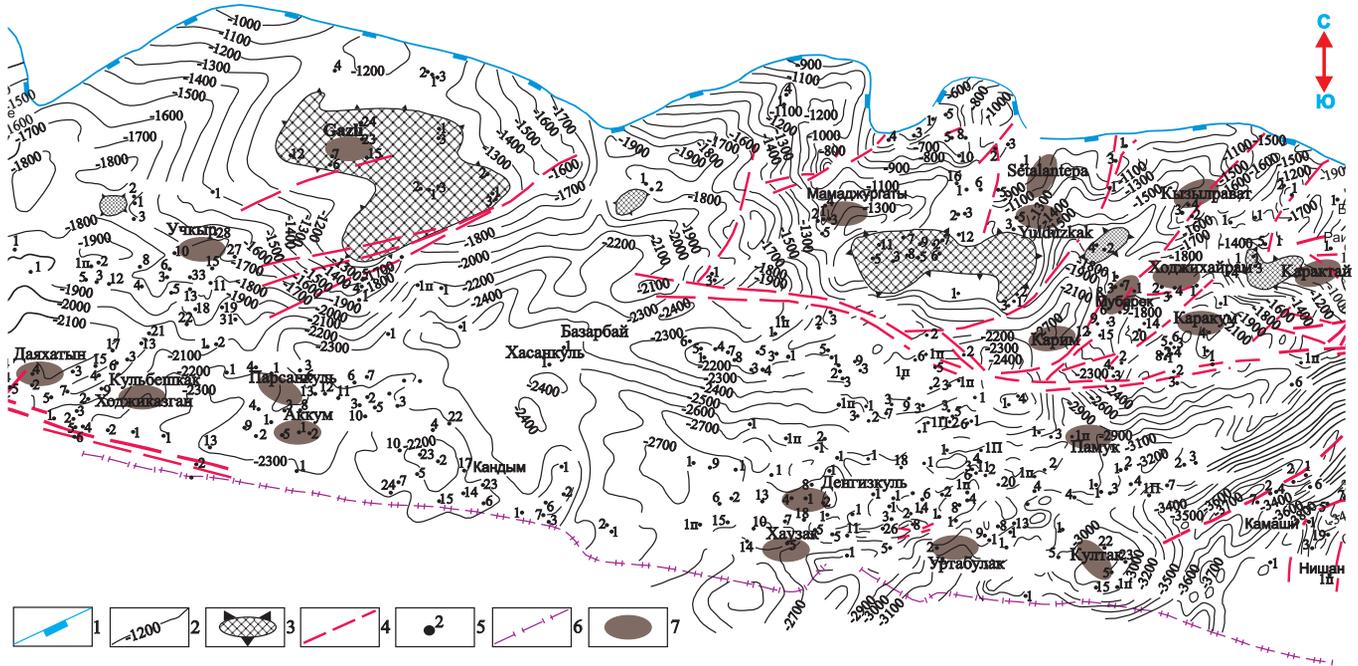
фатных пачек (известняков и ангидритов); вмещающие породы продуктивного горизонта состоят из известняков без ангидрита в месторождениях Карим и Ходжихайрам, однако продуктивные горизонты перекрывает мощная ангидрит-соляная толща кимеридж-титонского яруса на всех месторождениях.

**Геолого-структурный фактор.** В северной части Бухарской ступени подошва верхнеюрских отложений залегает на глубине от –900 до –1600 м по абсолютной отметке. В восточной (пл. Яккасарай) и южной части (пл. Каракум, Южный Муборек, Северный Майманак) эти отложения погружаются до –2000 м. На месторождениях Газли, Кухнагумбаз, Атбакор, Галасия, Караулбазар, Сарыташ, Западный Карачукур, Шуртепе и Западный Ташлы отсутствуют нижнесреднеюрские отложения. Все существующие газонефтяные месторождения представляют собой асимметричные брахиантиклинальные структуры. Многие антиклинальные структуры, которые расположены в восточной части Бухарской ступени пересекают тектонические нарушения, направленные к северо-востоку (рис. 3).

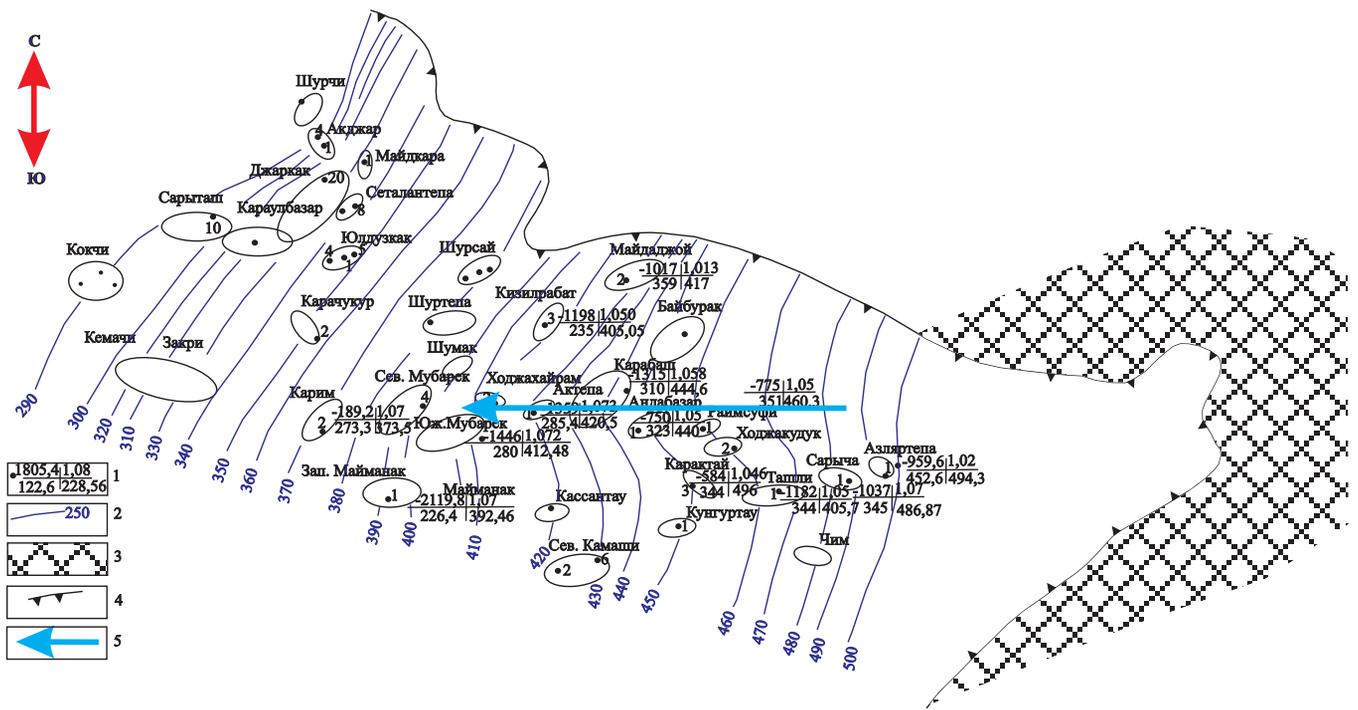
На Чарджуоской ступени подошва верхнеюрских отложений залегает на глубине от –2000 (пл. Кульбешкак) до –3000 м (пл. Култук) по абсолютной отметке. В юго-восточной и восточной части эти отложения погружаются до глубины –3800 м (пл. Северный Нишан). Все действующие газонефтяные месторождения состав-

ляют ассиметричные антиклинальные структуры. Пересекающие тектонические нарушения отсутствуют на Чарджоуской ступени, за исключением месторождений в восточной части (пл. Бешкент, Каракыр и Нишан).

**Гидродинамический фактор.** Бухаро-Хивинский бассейн ограничен с севера поднятиями Центральных Кызылкумов, с северо-востока — отрогами Туркестанского и Зарафшанского хребтов, на юго-востоке —



**Рис. 3. Структурная карта кровли среднеюрских терригенных отложений Бухаро-Хивинского региона с выделением перспективных участков на сероводородные воды.** Составил Р.А. Габрильян (ОАО «ИГИРНИГМ», 2004): 1 — граница распространения нижнесреднеюрских отложений; 2 — абсолютная отметка кровли среднеюрских отложений (подожвы XVI горизонта); 3 — районы отсутствия нижнесреднеюрских отложений; 4 — тектонические нарушения; 5 — разведочные скважины; 6 — государственная граница; 7 — газонефтяные месторождения, в которых обнаружены сероводородные воды



**Рис. 4. Карта гидроизопьез юрского водоносного комплекса (XV-XVI) Каганского, Мубарекского и Ташлинского поднятий.** Составил П.Б. Грудский, 1975: 1 — слева-номер скважины, в числителе — абсолютная отметка интервала опробования, уд. вес воды; в знаменателе — абсолютная отметка статического уровня воды в скважине; приведенный пьезометрический напор; 2 — гидроизопьезы; 3 — области питания артезианского бассейна; 4 — граница артезианского бассейна; 5 — направление потока подземных вод

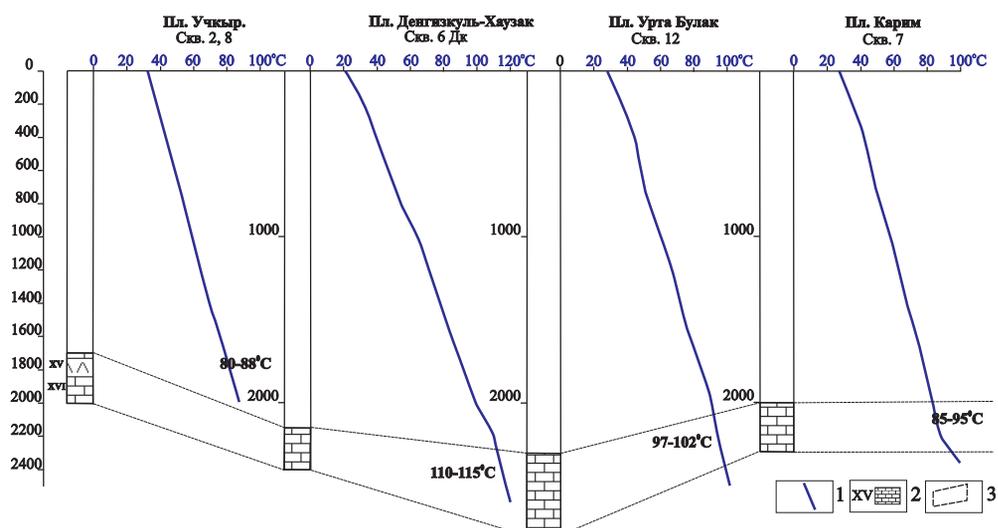
Юго-Западными отрогами Гиссарского хребта. Ближайшее обнажение пород палеозойского возраста располагается в Зирабулак-Зиаэтдинских горах и в Юго-Западном Гиссаре, где выявлены и допалеозойские образования. Следовательно, основная область питания водоносного горизонта мезо-кайнозойских отложений Бухаро-Хивинского бассейна находится на северо-востоке Зирабулак-Зиаэтдинских гор и на юго-востоке отрогов Гиссарского хребта. Подошва XV продуктивного горизонта верхнеюрских отложений постепенно понижается с востока и северо-востока к западу и юго-западу (рис. 4).

На газонефтеносном месторождении Азляртепе (скв. № 1), в восточной части Бухарской ступени бассейна, абсолютная отметка 452,6 м и пьезометрический напор на 494,3 м. На газоконденсатном месторождении Карим, в юго-центральной части бассейна, абсолютная отметка 273,3 м и пьезометрический напор на 373,5 м. Следовательно, поток пластовых вод, питающийся с Зирабулак-Зиаэтдинских гор и отрогов Гиссарского хребта, направляется к западу и юго-западу Бухаро-Хивинского бассейна. Пластовые давления XV продуктивного горизонта газовых месторождений Бухарской ступени имеют следующие значения (атм): Мамаджургаты — 131,8; Ходжахайрам — 177,1; Сеталантепе — 109; Газли — 118,4; Карактай — 87. В XV продуктивном горизонте юрских отложений газоконденсатные месторождения Денгизкуль, Хаузак, Шады, расположенные в южной части Чарджоуской ступени, имеют пластовое давление от 272 до 286 атм.

**Геотермическая обстановка.** Геотермическая обстановка формирования сероводородных вод разнообразна. Залегая на разной глубине в районах с различным геотермическим режимом, сероводородные воды характеризуются широким диапазоном колебаний температур: от 5–10 до 100 °С [6]. Продуктивные горизонты, которые формируют 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. 5). 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. Пластовые температуры Каримского газоконденсатного месторождения от 85 до 68 °С. Следовательно, когда подошва продуктивного горизонта залегает на глубине больше 1800 м, пластовые температуры варьируют от 80 до 115 °С. Основные газоконденсатные месторождения Чарджоуской ступени и южной части Бухарской ступени Бухаро-Хивинского бассейна имеют пластовую температуру около 100 °С. Пластовые температуры 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.

**Гидрогеохимическая обстановка.** Большой интерес представляют экспериментальные работы С.Д. Малинина и Н.И. Хитарова (1969), которые проводили исследования восстановления серы в гидротермальных условиях и показали, 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, имеют термохимическое происхождение (Щербаков, 1968) [6, 7]. Обнаружены сероводородные воды с очень крепкой концентрацией продуктивного горизонта следующих газоконденсатных месторождений, мг/л:



**Рис. 5. Сопоставление разрезов термометрических исследований скважин продуктивного юрского комплекса (XV, XVI) Бухаро-Хивинского бассейна: 1 — линии термометрии; 2 — продуктивный горизонт, в котором формируются сероводородные воды; 3 — граница интервала формирования сероводородной воды**

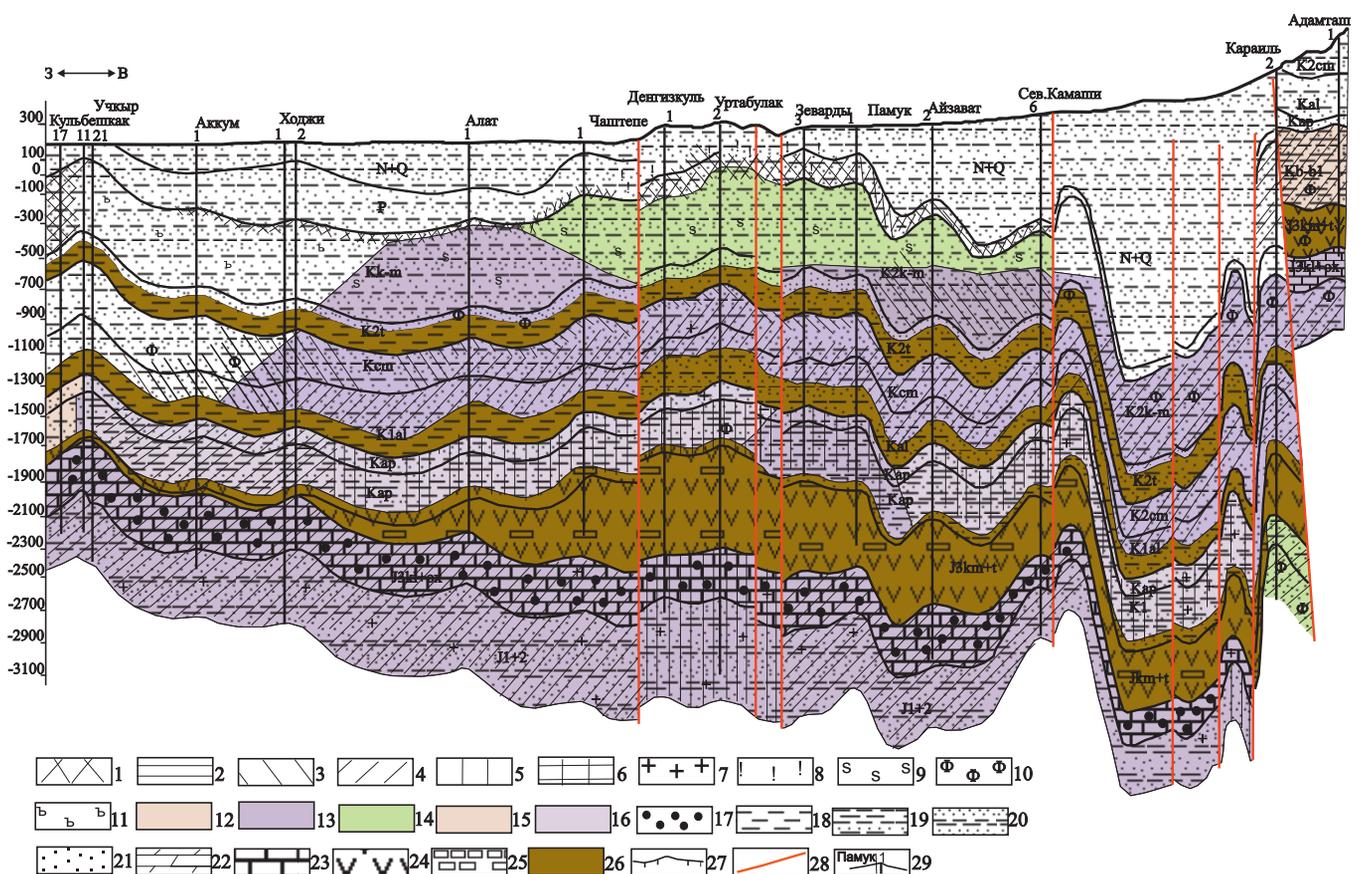
Карим — до 669,8; Кульбешкак — до 209; Денгизкуль-Хаузак — до 537; Уртабулак — до 400; Кандым — до 170; Учкыр — до 140; Карактай — до 833. Сероводород в пластовых водах газовых месторождений Газли и Ходжихайрам имеет слабую и среднюю концентрацию (от 29 до 90 мг/л) (рис. 6).

### Обсуждения

После обобщения и анализа выявлено, что сульфат-содержащие породы распространяются в виде прослоек ангидрита в газонефтяной толще карбонатов, а также то, что гипс-ангидритовая толща кимеридж-титона покрывает продуктивные горизонты по всем бассейнам. Следовательно, происходит образование сероводорода в продуктивных горизонтах на месторождениях Даяхатын, Аккум-Парсанкуль, Кандым и Карактай за счет наличия карбонатной толщи с прослоями ангидрита при  $t$  80–100 °С и давлении до 10 атм при взаимодействии метана и сернокислых солей. В газовой

залежи сероводородный газ образуется в карбонатно-сульфатной пачке месторождений Денгизкуль-Хаузак. На месторождениях Карим и Ходжихайрам отсутствуют прослойки ангидрита в продуктивных горизонтах. В пластовых подземных водах обнаружены растворенные сероводородные газы, промышленный газ содержит примесь сероводорода 0,31–0,35 %. Тогда в продуктивных горизонтах месторождений Карим и Ходжихайрам можно предположить следующее: сероводородный газ образуется здесь за счет взаимодействия метана и сернокислых солей при контакте карбонатной и гипсово-ангидритовой толщ.

Для сопоставления областей распространения сероводородных вод с газонефтеносными территориями и галогенными формациями составлена карта основных областей распространения сероводородных вод в пределах Бухаро-Хивинского бассейна. На карте отмечены территории развития сероводородных вод и их

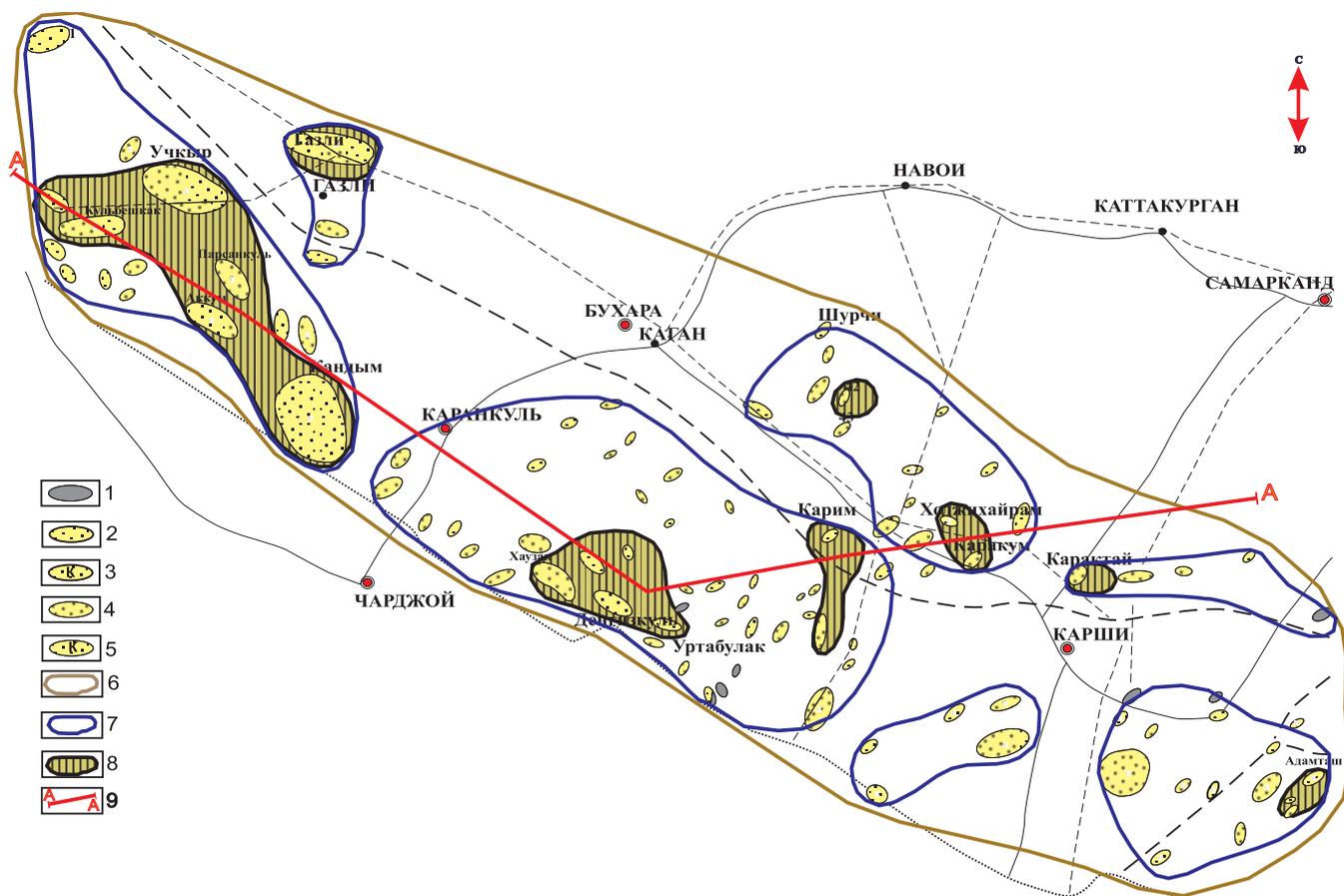


**Рис. 6. Геолого-гидрогеохимический разрез Бухаро-Каршинского артезианского бассейна по линии Кульбешкак-Адамташ.** Составил С.А. Бакиев (2012) с добавлением М.Р. Жураева (2019): минерализация подземных вод (г/л): 1 — сильно и умеренно соленые воды (2,5–7); 2 — сильно и весьма сильно соленые воды (7–15); 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). Химический состав подземных вод: 7 — хлоридные натриево-кальциевые; 8 — сульфатно-хлоридно-гидрокарбонатные натриево-кальциевые, натриево-кальциево-магниевого; 9 — хлоридно-сульфатные натриевые; 10 — хлоридные натриевые; 11 — сульфатно-хлоридные натриевые, натриево-кальциевые магниевого. Типы вод по содержанию йода и брома: а — преимущественное распределение промышленных вод (мг/л): 12 — бромные ( $\geq 250$ ); 13 — йодо-бромные ( $J \geq 10, Br \geq 200$ ); б — преимущественное распространение вод, специфических по содержанию йода и брома (мг/л): 14 — йодные ( $\geq 1$ ); 15 — бромные ( $\geq 25$ ); 16 — йодо-бромные ( $J \geq 1, Br \geq 25$ ); 17 — сероводородные ( $\geq 150$ ). Литолого-фациальная характеристика водоносных и водоупорных отложений; 18 — глинистые отложения; 19 — глинисто-песчаные; 20 — песчано-глинистые отложения; 21 — пески, песчаники; 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

границы, соответствующие распространению эвапоритовых осадков водовмещающих пород отложений юры, оконтуренных выработанными и действующими нефтегазоносными месторождениями, перспективными на сероводородные воды (рис. 7).

Выработанные и действующие газонефтеносные месторождения, приуроченные к юрским отложениям, расположены в западной части бассейна (Кульбешкак, Учкыр, Парсанкуль, Аккум, Кандым, Газли, Даяхатын, Ходжиказган, Ходжи, Атамурад, Учбурган, Гарби), центральной (Хаузак, Алат, Тегермен, Шады, Денгизкуль, Матонат, Зекрь, Крук, Памук, Пирназар, Уртабулак, Камаша, Бешкент, Гирсан, Сев. Нишан, Акназар и Култак), северо-восточной (Джаркак, Караулбазар, Шуртепе, Ходжихайрам, Карабаир, Каракум, Акдзар, Сев. Муборак и Кызылработ) и восточной части (Карактай, Ташли, Сарыча, Шуртан, Бузахур, Адамташ, Юж. Тандырча, Пачкамар и Гумбулак). Месторождения сероводородных вод, перспективные на следующих нефтегазоносных месторождениях: в западной части — Кульбешкак, Учкыр, Парсанкуль, Аккум, Кандым и Даяхатын; центральной — Хаузак, Денгизкуль, Уртабулак, Карим и Памук; северо-восточной — Ходжахайрам, Каракум; восточной части —

Карактай, Адамташ и Гумбулак. Отмечены контуры распространения сульфатсодержащих пород Бухаро-Хивинского бассейна по юрским отложениям. Почти все продуктивные горизонты (XV и XVI) составляют известняки с прослоями ангидрита. Продуктивные толщи покрывают мощные гипс-ангидритовые отложения кимеридж-титона. Следовательно, распространение сульфатсодержащей толщи охватывает весь бассейн. Как видно по карте распространение сероводородных вод теснейшим образом связано с территориями совместного развития галогенных пород и газонефтеносных комплексов. Поскольку под термином парагенез (парагенезис) понимается совместное нахождение минералов или химических элементов, связанных генетически, то указанная карта представляет карту парагенеза сероводородных вод с эвапоритами и газонефтеносными комплексами. За счет высокого давления и температуры происходит термохимическая реакция, т.е. при взаимодействии метана и сернокислых солей происходит образование сероводорода в продуктивном горизонте газонефтяных месторождений Бухаро-Хивинского бассейна. При отсутствии одного из необходимых условий (сульфатов или газонефтяной залежи) сероводородные воды высокой кон-



**Рис. 7. Карта парагенетической связи сероводородных вод с эвапоритами и газонефтеносными комплексами Бухаро-Хивинского бассейна:** месторождения, находящиеся в разведке: 1 — нефтяные, 2 — нефтегазовые, 3 — нефтегазоконденсатные, 4 — газовые, 5 — газоконденсатные; 6 — контур распространения эвапоритовых осадков; 7 — контур выработанных и действующих нефтегазоносных месторождений; 8 — территории, перспективные на сероводородные воды; 9 — линия сопоставления юрских отложений

центрации не формируются. Крепко сероводородные воды в выявленных антиклинальных структурах формируются за счет наличия незначительных газовых и нефтяных залежей, которые не имеют промышленного значения.

**Анализ выявленных геолого-структурных признаков** и обнаруженных проявлений сероводородной воды по газонефтяным месторождениям Бухаро-Хивинского бассейна.

**Бухарская ступень.** Обнаружены слабо концентрированные сероводородные воды в водоносных пластах XV продуктивного горизонта верхнеюрских отложений на газонефтяных месторождениях Сеталантепе, Ходжахайрам, Мададжургаты. Эти месторождения находятся в ассиметричных антиклинальных структурах без тектонического нарушения. Подошвы продуктивного горизонта залегают на глубинах (по абсолютным отметкам) на месторождениях Сеталантепе (–800 м); Ходжахайрам (–1400 м); Мададжургаты (–1200 м). Следовательно, в закрытой антиклинальной структуре, когда продуктивный горизонт близок к поверхности земли за счет слабого геотермального давления, происходят термохимические процессы. В результате формируются слабые сероводородные воды.

Обнаружены сероводородные воды со средней концентрацией в пластовых водах XII и XIII продуктивных горизонтов меловых отложений нефтегазового Газлинского месторождения. Газлинское месторождение приурочено к ассиметричной антиклинальной складке субширотного простирания. Подошва продуктивного горизонта залегают на глубине –1200 м. Породы, вмещающие газ-нефть-воду, состоят из мощной песчаной толщи с подчиненными прослоями глин. Большинство исследователей полагают, что южное крыло складки осложнено разломом. Следовательно, за счет продольного тектонического нарушения происходит водообменный процесс и вымывание сульфатсодержащей толщи. С помощью сульфатредуцирующих бактерий формируются среднесероводородные воды. Здесь происходит биохимический процесс.

На Карактайском нефтегазовом месторождении обнаружены крепко сероводородные воды в водосодержащих пластах XII, XIII газоносных горизонтов меловых отложений и в XV, XVa нефтеносных горизонтах юрских отложений. Месторождение Карактай представляет ассиметричную брахиантиклиналь северо-западного простирания. По ней проходит продольный тектонический разлом. Подошва XV продуктивного горизонта залегают на глубине –400 м по абсолютной отметке. Продуктивный горизонт состоит из крепких скрытокристаллических известняков с прослоями ангидритов.

На Каракумском и Каримском газоконденсатных месторождениях обнаружены крепко сероводородные воды в водосодержащих пластах XV продуктивного горизонта верхнеюрских отложений. Оба месторождения представляют почти симметричные брахиантиклинальные структуры без тектонических нарушений. Подошва продуктивного горизонта залегают на

глубине –1900 м по абсолютной отметке. Газоконденсатные залежи образуются в зоне рифа, т.е. в сводовой части антиклинальной структуры. Зона рифа состоит из пористых и пористо-кавернозных, а также трещиноватых известняков. Газо-водовмещающие породы в продуктивном горизонте располагаются в следующем порядке: общая толща состоит из известняка плотного, непроницаемого; проницаемый, гранулярный карбонатный коллектор (т.е. рифовая зона), насыщенный газом и водой, размещается внутри непроницаемой толщи плотного известняка; все это перекрывает мощная толща, которая состоит из ангидрита и каменной соли. Газовое месторождение Учкыр. Кровля XV-2 горизонта залегают на глубине –1550 м.

**Чарджоуская ступень.** Почти все месторождения — это брахиантиклинали субширотного простирания. Газовые залежи образуются в зоне рифа. Газо-водовмещающие породы в зоне рифа состоят из плотных непроницаемых известняков с прослоями в виде пачек гранулярных, трещиноватых, пористых и рыхлых известняков, насыщенных газом и водой. Сверху перекрываются мощной толщей ангидрита, т.е. главного флюидоупора. Подошва XV продуктивного горизонта залегают ближе к –2000 м по абсолютной отметке. Все газоконденсатные месторождения представлены в виде закрытых ассиметричных антиклинальных складок, в которых отсутствуют тектонические нарушения (рис. 3).

**На основе обобщения результатов полученной информации можно сделать следующие выводы:** формируются слабо- и среднеконцентрированные сероводородные воды XV газоводоносного горизонта месторождений Мададжургаты, Сеталантепа и Ходжахайрам Бухарской ступени за счет близкого расположения к поверхности земли (от –800 до –1400 м). Структуры состоят из ассиметричной брахиантиклинальной складки, а также сверху покрыты флюидоупорной мощной толщей (гипс-ангидрит); сероводородные воды с очень крепкой концентрацией (250 мг/л и более) формируются на XV газоводоносном горизонте месторождений Карим, Каракум и Учкыр Бухарской ступени. Причина этого в следующем: продуктивный горизонт расположен более глубоко (от –1700 до –1900 м по абсолютной отметке); структуры имеют форму ассиметричной брахиантиклинальной складки; сверху перекрывают гипс-ангидритовой толщей как крышкой.

Сероводородные воды с крепкой концентрацией (100–150 мг/л) образуются на продуктивных горизонтах (XII, XIII, XV) мел-юрских отложений Газлинского и Карактайского нефтегазоносных месторождений Бухарской ступени; за счет наличия продольных тектонических нарушений происходит процесс вымывания сульфатсодержащей толщи и с помощью сульфатредуцирующих бактерий проходит восстановительная реакция в нефтегазовой залежи продуктивного горизонта. Следовательно, на основе биохимического процесса формируются крепко сероводородные воды. Так как подошва продуктивного горизонта залегают на глубине –400 м, отмечается недостаток напорно-

пластового давления и невысокой температуры, поэтому не происходит термохимической реакции при формировании сероводородной воды продуктивного горизонта.

Сероводородная вода с очень крепкой концентрацией (250 мг/л и более) XV продуктивного горизонта газоконденсатных месторождений (Уртабулак, Кульбешкак, Аккум, Парсанкуль, Култук, Кандым, Даяхатын, Денгизкуль-Хаузак, Памук) Чарджоуской ступени Бухаро-Хивинского бассейна образуется за счет того, что: все месторождения представлены закрытыми ассиметричными брахиантиклинальными складками субширотного простирания; XV продуктивный горизонт месторождения расположен на глубине -2000 м и ниже по абсолютной отметке; в сводовой части продуктивного горизонта находятся породы рифа (зоны рифа), т.е. коралловые и калькарениновые, органогенно-обломочные, водорослево-обломочные глинистые известняки.

Для формирования сероводородной воды Бухаро-Хивинского бассейна необходимо присутствие определенных геолого-структурных признаков, т.е. газонефтяные месторождения представлены в виде ассиметричных брахиантиклинальных складок субширотного простирания без пересекающего тектонического нарушения, залегание подошвы продуктивного горизонта на глубине больше -1500 м по абсолютной отметке, сверху перекрывается гипс-ангидритовой толщей как крышкой.

**На основе обобщения выявленные гидродинамические признаки заключаются в следующем:** область питания продуктивного горизонта мезо-кайнозойской системы располагается на востоке от отрогов Юго-Западного Гиссара и на северо-востоке от Зирабулак-Зиаэтдинских гор. Пластовые воды направляются к западу и юго-западу; на газовых месторождениях северной части Бухарской ступени пластовые давления не превышают 177,1 атм за счет близкого залегания подошвы продуктивного горизонта к поверхности земли. В результате слабого пластового давления продуктивного горизонта формируются сероводородные воды со слабой концентрацией; в газонефтяном месторождении Карактай (Бухарская ступень) формируются сероводородные воды с очень крепкой концентрацией. Формирование сероводородной воды происходит за счет активного водообменного процесса в разрушенной ассиметричной антиклинальной складке и при слабом пластовом давлении. На основе составленной пьезограммы юрского водонапорного горизонта уточнены пределы колебаний пластового давления продуктивного горизонта по всем месторождениям (Даяхатын, Парсанкуль, Аккум, Уртабулак, Памук, Култук, Нишан) Чарджоуской ступени. Средние пластовые давления XV горизонта Чарджоуской ступени начинаются от 272 атм с глубины -2000 м по абсолютной отметке. В связи с высоким пластовым давлением в продуктивном горизонте происходит термохимический процесс. В результате формируются сероводородные воды с крепкой концентрацией на

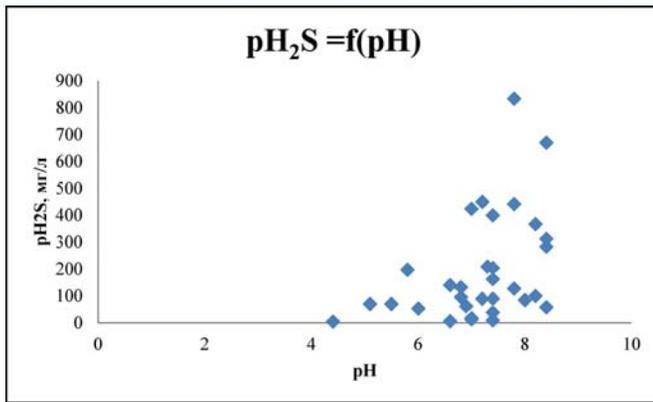
Бухарской (месторождения Учкыр, Каракум, Карим, Ходжихайрам, Мамаджургаты) и Чарджоуской ступени (Уртабулак, Кульбешкак, Аккум, Парсанкуль, Култук, Кандым, Даяхатын, Денгизкуль-Хаузак, Памук) Бухаро-Хивинского бассейна.

**На основе анализа изменения термометрического параметра можно сделать следующие выводы:** средние пластовые температуры продуктивного горизонта составляют 43–52 °С на газонефтяных месторождениях Бухарской ступени; средние температуры продуктивного горизонта на газоконденсатных месторождениях Чарджоуской ступени — 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 увеличивается возможность формирования сероводородной воды. Средние пластовые температуры продуктивного горизонта газонесных месторождений Бухаро-Хивинского бассейна, где формируются сероводородные воды, варьируют от 43 до 115 °С. В этом температурном режиме создаются условия термохимических процессов, пригодных для формирования сероводородной воды, т.е. осуществляется окислительно-восстановительная реакция.

**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; Sakai H., 1957; С.Д. Малинин и Н.И. Хитаров (1969).

**Анализ содержания свободного газа (сероводорода, метана, карбонат-ангидрита и аммония) в составе газа месторождений Бухаро-Хивинского бассейна.** Газовые залежи состоят из разного содержания свободного газа. На месторождении Уртабулак газ имеет следующее содержание, %: метан — 86,7; аммоний — 0,14; карбонат-ангидрит — 4,85, а также сероводород с высоким объемом (6 %). На месторождении Мамаджургаты содержание (%): метана — 91,10; аммония — 3,02; карбонат-ангидрита — 1,08 и сероводорода с низким объемом — 0,05 %. В содержании свободного газа не найдена закономерность.

**Анализ количества микрокомпонентов (йод, бром, аммоний, бор и карбонат-ангидрит), концентрации водорода и выщелачивание газодоносного горизонта.** Микрокомпоненты (сероводород, йод, бром, бор и карбонат-ангидрит) присутствуют в большом количестве в пластовых водах продуктивного горизонта верхнеюрских отложений Бухаро-Хивинского бассейна. Существующие микрокомпоненты пластовых вод месторождений бассейна варьируют в следующих пределах, мг/л: йод — от 6 до 41; бром — от 5,8 до 473; аммоний — от 6 до 450; карбонат-ангидрид — от 21 до 636; бор — от 14 до 314. Присутствие микрокомпонентов (в основном, бром) в большом количестве в пластовых водах свидетельствует о том, что содержание выщелачивания (Cl/Br) имеет незначительную величину, и соответственно в продуктивном горизон-



**Рис. 8. График зависимости между концентрацией сероводорода и концентрацией водорода пластовых вод**

те при формировании сероводородной воды почти не осуществляется процесс выщелачивания.

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

*После обобщенного анализа составлена схематическая прогнозная карта формирования сероводородных вод Бухаро-Хивинского артезианского бассейна на основе выявленных специфических природных признаков (рис. 8).* Оконтурено расположение действующих и выработанных газонефтяных месторождений. Выявлены контуры распространения эвапоритовой толщи по всей территории Бухаро-Хивинского бассейна. Выделены перспективные территории по геолого-структурным признакам. Газовые месторождения, расположенные в асимметричных брахиантиклинальных складках, где продуктивные горизонты перекрыты флюидоупорной толщей, что характерно для большей части Бухаро-Хивинского бассейна, характеризуются наличием тектонических нарушений с перекрытием гипс-ангидритовой толщи продуктивного горизонта. Они расположены в восточной части Бухаро-Хивинского бассейна.

На основе гидродинамических и геотермических признаков выявлены территории, где продуктивный горизонт: имеет высокие температуры и высокий пьезометрический напор на Чарджоуской ступени и в нефтегазоносной области Юго-Западного Гиссара; с более низкой температурой и средним пьезометрическим напором на Бухарской ступени; с пониженной температурой и слабым пьезометрическим напором в восточной части Бухарской ступени (вокруг месторождения Карактай).

Оконтурены месторождения, в которых обнаружены сероводородные воды продуктивных горизонтов газовых месторождений Бухаро-Хивинского бассейна.

Уточнены территории формирования сероводородной воды по характеру процесса: на основе термохимического процесса по всей территории Чарджоуской

ступени и в центральной и западной частях Бухарской ступени; за счет биохимического процесса в восточной части Бухарской ступени (вокруг месторождения Карактай).

Выявлены следующие перспективные площади распространения сероводородной воды по типу: рассольные и крепко рассольные (39–228 г/л) воды хлоридно-кальциевые с сероводородом очень крепкой концентрации (190–670 мг/л). Эти воды распространены в газоконденсатных месторождениях Чарджоуской ступени и в восточной части Бухарской ступени. Высокоминерализованные (15–35 г/л) воды хлоридно-кальциевые с сероводородом слабой и средней концентрации распространены в западной и центральной частях Бухарской ступени.

#### **Выводы**

Рассмотрены литолого-фациальные, геолого-структурные, гидродинамические, гидрогеохимические 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 т.ч.: газоводовмещающие породы продуктивного горизонта состоят из коралловых, водорослевых органогенных, 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) в виде крышки. Следовательно, за счет высокого давления и температуры происходит образование сероводорода при взаимодействии метана и сернокислых солей газонесущей толщи под флюидоупорной толщей закрытой положительной структуры. На основе обобщений полученных результатов сделаны следующие выводы: за счет термохимического процесса существует возможность формирования сероводородной воды с очень крепкой 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, т.к. осуществляется слабый термохимический процесс.

После обобщенного анализа составлена схематическая прогнозная карта формирования сероводородных вод Бухаро-Хивинского артезианского бассейна на основе специфических природных признаков. Выявлены следующие перспективные площади распространения сероводородной воды по типу: рассольные и крепко рассольные (39–228 г/л) воды хлоридно-кальциевые с сероводородом очень крепкой концентрации (190–670 мг/л). Эти воды распространены в газоконденсатных месторождениях Чарджоуской ступени и в восточной части Бухарской ступени. Высокоминера-

лизованная (15–35 г/л) вода хлоридно-кальциевая с сероводородом слабой и средней концентрации распространена в западной и центральной частях Бухарской ступени.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Жураев, М.Р. Обоснование перспективных площадей сероводородных вод на выработанных нефтяных месторождениях (на примере структуры Чимион) / М.Р. Жураев, Р.Э. Джурев // Разведка и охрана недр. — 2014. — № 10. — С. 52–57.
2. Жураев, М.Р. Роль геотермического фактора в формировании сероводородсодержащего водонефтяного комплекса палеогена южного борта Ферганской впадины / М.Р. Жураев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2015. — № 8. — С. 19–22.
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. Геология. — 2015. — Вып. 2. — С. 109–116.
4. Жураев, М.Р. Характерная гидрогеохимическая обстановка сероводородсодержащих нефтегазоносных месторождений южного борта Ферганской впадины / М.Р. Жураев, С.А. Бакиев, Р.А. Турсун-

метов // Новые идеи в науках о Земле: Т. XII: Междунар. науч.-практ. конф. — М.: РГГУ, 2015. — С. 328–329.

5. Жураев, М.Р. Уточнение геоструктурных и гидродинамических факторов при формировании сероводородных вод в Сурхандарьинской мегасинклинали / М.Р. Жураев // Разведка и охрана недр. — 2016. — № 4. — С. 37–43.
6. Иванов, В.В. Сульфидные воды СССР / В.В. Иванов. — М.: 1-я типография Профиздата, 1977. — 257 с.
7. Плотникова, Г.Н. Сероводородные воды СССР / Г.Н. Плотникова. — М.: Недра, 1981. — 132 с.
8. Ривман, А.И. Минеральные сульфидные воды Востока Средней Азии / О.И. Ривман. — М.: Недра, 1975. — 70 с.
9. Ривман, А.И. Сульфидные воды Афгано-Таджикского и Ферганского артезианских бассейнов Средней Азии / О.И. Ривман // Тр. ЦНИИКИФ, 1977. — Т. XXXIV. — С. 124–143.
10. Carbajo, J.M. Hydrogen sulfide and health. New insights. / J. M. Carbajo, F. Maraver / Proceedings of the IV Congreso Iberoamericano de Peloides (IV CIBAP BOI '15), Caldes de Boi, Spain. — 2015. — PP. 93–105. [Google Scholar].
11. Yunjiao, Fu. Hydrogen sulfide formation, fate, and behavior in anhydrite-sealed carbonate gas reservoirs: A three-dimensional reactive mass transport modeling approach. / Fu. Yunjiao, Wolfgang van Berk, Hans-Martin Schulz. — 2016. — AAPG Bulletin, 100 (5) 843–865.

© Жураев М.Р., 2020

Жураев Музаффар Рахматович // juraevm@inbox.ru

## ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ

УДК 553.086

Раков Л.Т., Киселева Г.Д., Коваленкер В.А. (ИГЕМ РАН)

### ГЕНЕТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ КВАРЦА ЗОЛОТОНОСНОГО W-МО-ПОРФИРОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ БУГДАЙНСКОЕ (ВОСТОЧНОЕ ЗАБАЙКАЛЬЕ) НА ОСНОВЕ ИЗУЧЕНИЯ МЕТОДОМ ЭПР

Методом электронного парамагнитного резонанса проведено изучение распределения структурных дефектов, связанных с изоморфными примесями Al, Ti, Ge и вакансиями кислорода в кварце золотоносного W-Мо-порфирового месторождения. На основе результатов генетического анализа было установлено, что месторождение формировалось в один этап и в несколько стадий. Показано, что процесс рудообразования протекал в нестабильной термодинамической обстановке, в окислительных условиях относительно открытой системы минералообразования. **Ключевые слова:** кварц, ЭПР, генетический анализ, условия рудообразования.

Rakov L.T., Kiseleva G.D., Kovalenker V.A. (IGEM)  
GENETIC ANALYSIS OF QUARTZ FROM GOLD-BEARING W-MO-PORPHYRY DEPOSIT BUGDAINSKOYE (EASTERN TRANSBAIKALIA) BASED ON EPR STUDY

*The distribution of structural defects associated with isomorphic impurities Al, Ti, Ge and oxygen vacancies in quartz from gold-bearing W-Mo-porphyr deposit Bugdainskoye has been*

*studied by electron paramagnetic resonance. Based on the results of genetic analysis, it was found that the Deposit was formed in one stage and in several stages. It is shown that the process of ore formation took place in an unstable thermodynamic environment, under oxidative conditions relative to the open system of mineral formation. Keywords: quartz, EPR, genetic analysis, ore formation conditions.*

#### Введение

Дефекты кристаллической структуры природного кварца отражают условия его образования и способны играть роль объективных генетических критериев. Предыдущими работами было показано, что генетическая информация, получаемая из анализа структурных особенностей кварца, достаточно разнообразна [1, 9–11, 13]. При этом отмечалась перспективность использования распределений точечных структурных дефектов, связанных с изоморфными примесями, вакансиями и их комплексами. Их регистрация может быть осуществлена методами инфракрасной спектроскопии, люминесценции, электронного парамагнитного резонанса (ЭПР), оптической спектроскопии и др. Среди них метод ЭПР занимает ведущее место, поскольку позволяет проводить раздельную регистрацию различных типов структурных дефектов и количественно оценивать их концентрацию. Использование метода ЭПР при изучении распределения структурных дефектов в кварце месторождений полезных ископаемых выявило их высокую генетическую информативность.

В работе [13] проводилось исследование характера распределения изоморфных примесей Al, Ti и Ge, замещающих ионы кремния в кристаллической решетке