

10. Литвиненко, А.К. Нуристан-Южнопамирская провинция докембрийских самоцветов / А.К. Литвиненко // Геология рудных месторождений. — 2004. — Т. 46. — № 4. — С. 305–312.
11. Литвиненко, А.К. Минерагения сапфири- и рубиноносных метасоматитов Юго-Западного Памира / А.К. Литвиненко. — Липецк, 2006. — 128 с.
12. Литвиненко, А.К. Минерагения драгоценных камней Нуристан-Южнопамирской провинции. / А.К. Литвиненко // Gemapub. Palmarium Academic Publishing, 2012. — 315 с.
13. Маракушев, А.А. Петрология. I / А.А. Маракушев, А.В. Бобров, Н.Н. Перцев, А.Н. Феногенов. — М.: Научный мир, 2000. — 316 с.
14. Маракушев, А.А. Метаморфическая петрология / А.А. Маракушев, А.В. Бобров. — М.: МГУ, 2005. — 254 с.
15. Морозов, С.А. О физико-химических условиях образования месторождения благородной шпинели Кухилал на Памире / С.А. Мо-

- розов, Я.А. Гуревич // Докл. АН Тадж. ССР. — 1973. — Т. XVI. — № 3. — С. 47–50.
16. Перцев, Н.Н. Высокотемпературный метаморфизм и метасоматоз карбонатных пород / Н.Н. Перцев. — М.: Наука, 1977. — 255 с.
17. Расчленение стратифицированных и интрузивных образований Таджикистана / Под ред. Р.Б. Баратова. — Душанбе: Дониш, 1976. — 207 с.
18. Шабынин, Л.И. Формация магнезиальных скарнов / Л.И. Шабынин. — М.: Наука, 1973. — 211 с.

© Литвиненко А.К., Романова Е.И., 2020

Литвиненко Андрей Кимович // akl1954@yandex.ru  
Романова Екатерина Ивановна // eiromanova@hotmail.com

## ГИДРОГЕОЛОГИЯ И ИНЖЕНЕРНАЯ ГЕОЛОГИЯ

УДК 553.98(575.13)

**Жураев М.Р. (Институт гидрогеологии и инженерной геологии Государственного комитета по геологии и минеральным ресурсам Республики Узбекистан)**

### УТОЧНЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ И ГЕОТЕРМИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ СЕРОВОДОРОДНОЙ ВОДЫ В АРТЕЗИАНСКИХ БАСЕЙНАХ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН

*Бухаро-Хивинский бассейн. Образование сероводорода в результате термохимического восстановления сульфатов метаном при температуре порядка 80–100 °С газовых месторождений Бухаро-Хивинского бассейна подтверждено экспериментами, которые провели С.М. Григорьев, Сакаи (Sakai H., 1957), С.Д. Малинин и Н.И. Хитаров (1969). Сурхандарьинский артезианский бассейн. Гидродинамическое давление подземных вод в восточной части артезианского бассейна присутствует из-за наличия тектонических нарушений и слабого уклона залегания отложений. В результате возбуждаются микробы (органические вещества) в нефтяной толще, т.е. происходят сульфатредуцирующие процессы и, как следствие, формируются сероводородные воды палеогена. Ферганский артезианский бассейн. Водонапорная система более активна на нефтегазоносных месторождениях южного борта Ферганской впадины за счет близко залегающей к поверхности земли палеогеновой толщи, круто уходящей на глубину по склону впадины и пересеченной группой продольных тектонических разломов. Средние температуры продуктивного горизонта нефтегазоносных месторождений южного борта Ферганской впадины, где формируются сероводородные воды, составляют от 28 до 48 °С. **Ключевые слова:** пластовые температуры, пьезометрический напор, продуктивный горизонт, газонефтяное месторождение, артезианский бассейн, термохимический процесс.*

Juraev M.R. (Institute of Hydrogeology and Engineering Geology, State Committee for Geology and Mineral Resources of the Republic of Uzbekistan)

### REFINING HYDRODYNAMIC AND GEOTHERMAL FACTORS IN THE FORMATION OF HYDROGEN SULFIDE WATER IN THE ARTESIAN BASINS OF THE REPUBLIC OF UZBEKISTAN

*Bukhara-Khiva basin. The formation of hydrogen sulfide as a result of thermochemical reduction of sulfates by methane at a temperature of about 80–100 °C of gas fields in the Bukhara-Khiva basin is confirmed by experiments conducted by S.M. Grigoriev, Sakai (Sakai H., 1957), S.D. Malinin and N.I. Khitarov (1969). Surkhandarya artesian basin. The hydrodynamic pressure of groundwater in the eastern part of the artesian basin is present due to tectonic disturbances and a weak slope of the sedimentation. As a result, microbes (organic substances) are excited in the oil column, sulfate-reducing processes occur and, as a result, the hydrogen sulfide waters of the Paleogene are formed. Ferghana artesian basin. The water pressure system is more active in the oil and gas fields on the southern side of the Fergana Depression due to the Paleogene sequence lying close to the earth's surface, steeply going to a depth along the slope of the hollow and crossed by a group of longitudinal tectonic faults. Average temperatures of the productive horizon of oil and gas deposits on the southern side of the Ferghana Depression, where hydrogen sulfide waters are formed, range from 28 to 48 °C. **Keywords:** formation temperatures, piezometric pressure, productive horizon, gas and oil field, artesian basin, thermochemical process.*

Во время проведения геологоразведочных работ в нефтегазоносных бассейнах отмечены локальные проявления сероводородных вод. Для выявления ареалов распространения этих вод необходимо изучение механизмов и факторов, которые способствуют образованию сероводорода в воде. Выявление перспективных площадей на сероводородные воды актуально для нужд здравоохранения на территории республики. На-

личие сероводородной воды отмечено в Ферганском, Сурхандарьинском и Бухаро-Хивинском нефтегазоносных регионах (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) [6, 7]. В Узбекистане Д.С. Ибрагимов изучал гидрогеологию месторождений сероводородных вод южной части Ферганского артезианского бассейна [1], 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 [8, 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 разрушающихся нефтяных месторождений, т.е. там, где имеется связь с поверхностными водами [6]. 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 се-

роводорода в подземных водах, их концентрирование и рассеивание определяются гидродинамическими и тесно связанными с ними гидрохимическими условиями. Распространение сероводорода, как правило, зависит от развития в воде 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 сульфатовосстанавливающих 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:

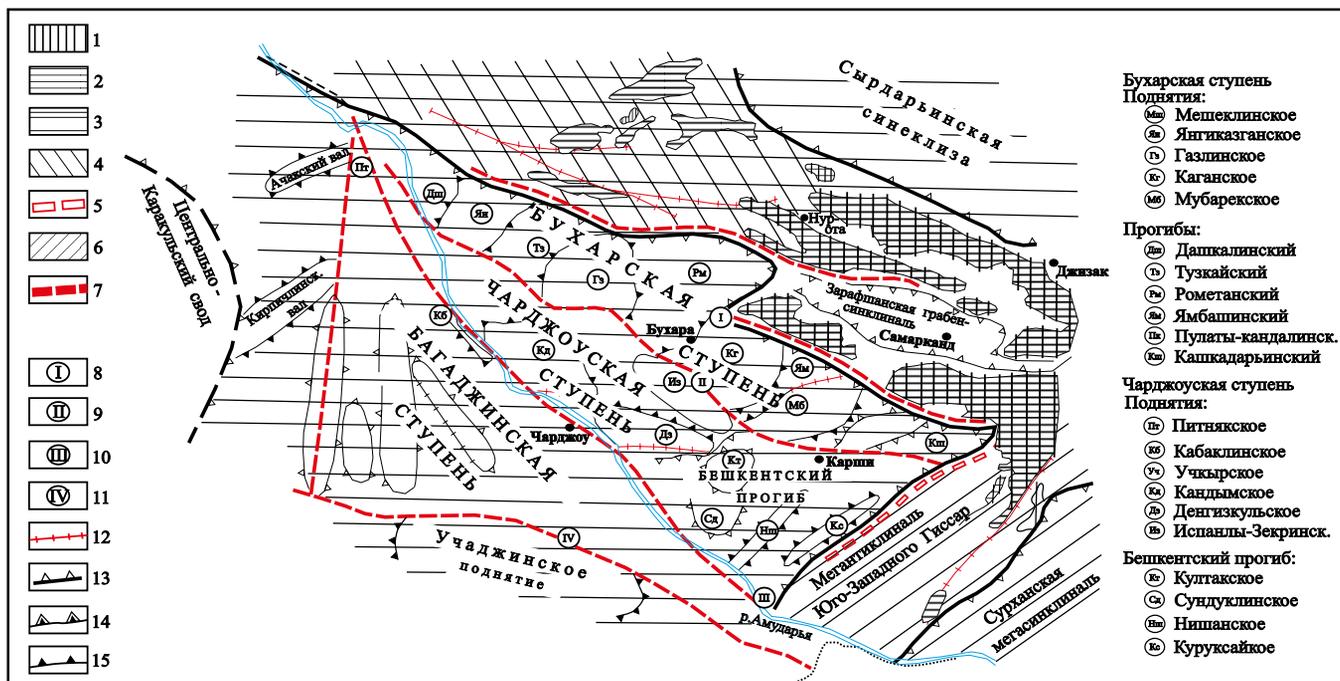


Сакаи (Sakai H., 1957) доказал образование сероводорода в результате химического восстановления сульфатов метаном при температуре порядка 500 °С [6]. Большой интерес представляют экспериментальные работы С.Д. Малинина и Н.И. Хитарова (1969), которые проводили исследования по восстановлению серы в гидротермальных условиях. Так, при температуре около 200 °С происходит восстановление сульфатной серы водородом. Распространяя данные эксперименты 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].

**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



Рис. 1. Схематическая обзорная карта



**Рис. 2. Тектоническая карта Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области** (составил А.Г. Бабаев, 1971): 1 — складчатые системы, сложенные структурами основания с обнажающимися 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, парогорстовые (ступенеобразующие) разломы; 8 — система эшелонированных предкызылкумских разломов; разлом: 9 — Бухарский, 10 — Амударьинский, 11 — Репетекский, 12 — прочие разломы большой и средней протяженности; граница структурных элементов: 13 — первого порядка, 14 — второго порядка; 15 — третьего порядка

отложений) и нефтегазоносность осадочной толщи; 2) геолого-структурные условия; 3) гидрогеохимическая обстановка; 4) гидродинамические и геотермические условия [2–5]. Ниже рассмотрены и проанализированы гидродинамический и геотермический факторы, связанные с формированием сероводородных вод, на нефтегазоносных месторождениях артезианского бассейна Республики Узбекистан.

### 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 собой 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-Зиаэтинских горах и в Юго-Западном Гиссаре, где выявлены и допалеозойские образования. Общая их мощность превышает 10–11 км. **Мезозойская группа.** В Западном Узбекистане

не отложения позднего триаса достоверно зафиксированы в низовьях Амударьи (Питнякское поднятие, структуры Туюмюн 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 и, по данным Ю.М. Кузичкиной, на площади Кимирек. Нерасчлененные нижнесреднеюрские отложения выделяются (Н.А. Крылов, А.К. Мальцева, 1967) на площади Фараб и условно нижнеюрские — на площадях Карабаир (скв. 2), Актепе, (скв. 1), Азьяртепе (скв. 1). **Верхняя юра.** В равнинных пространствах Западного Узбекистана фаунистически охарактеризованные отложения нижнего келловоя (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, разнотекстурными, кварц-глауконитовыми, известковистыми, стойкими прослойками гравелитов и темно-серых глин. На породах нижнего келловоя 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



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

Место-рождение	Номер		Минерализация, г/л	Формула ионного состава	Микрокомпонент, 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>5</sub>	
Карим	3	XV	115	Cl98 (Na+K)89 Ca9	669	16	0,02	—	176	52	8,4
	1	XVa	106	Cl98 (Na+K)90 Ca7	283	11	109	6	21	38	8,4
Кульбешкак	9	XVI-1	117	Cl99 (Na+K)75Ca18Mg6	209	18	270	—	—	126	7,3
	11	XVI-1	107	Cl99 (Na+K)81 Ca14 Mg5	132	15	250	—	—	202	6,8
Денгизкуль-Хаузак	ЗДк	XV-HP	66,5	Cl87 SO <sub>4</sub> 8 HCO <sub>3</sub> 5 (Na+K)90 Ca6 Mg3	537	2	19	360	235	34	
	9Дк	XV-P	86,1	Cl98 (Na+K)79 Ca17 Mg4	334	27	273	330	233	250	
Уртабулак	2	XVI	228	Cl99 (Na+K)67 Ca33	197	524	80	300	636	263	5,8
	13	XV	27	Cl85 SO <sub>4</sub> 8 HCO <sub>3</sub> 6 (Na+K)88 Ca12	400	1,6	8	200	264	20	7,4
Кандым	7	XV	103	Cl98 (Na+K)84 Ca12 Mg4	99	15	240	105	123	128	
	17	XV	103	Cl97 (Na+K)84 Ca12 Mg4	170	16,8	199	127	100	142	
Учкыр	28	XV-2	120	Cl99 (Na+K)75 Ca19 Mg6	140	6	207	75	594	48	6,6
	18	XV-2	120	Cl99 (Na+K)82 Ca14 Mg4	70	17	303	120	339	48	5,5
Газли	27	XIII	32	Cl96 SO <sub>4</sub> 3 (Na+K)84 Ca12 Mg4	90	4	31	0,3	—		7,2
	3	XIII	33	Cl93 SO <sub>4</sub> 6 (Na+K)82 Ca12 Mg5	74	0,2	3,7	22	79	70	6,5
Каракай	3	XV <sup>a</sup> -3	71	Cl95 SO <sub>4</sub> 3 (Na+K)85 Ca11 Mg4	450	0,9	90	150	530	51	

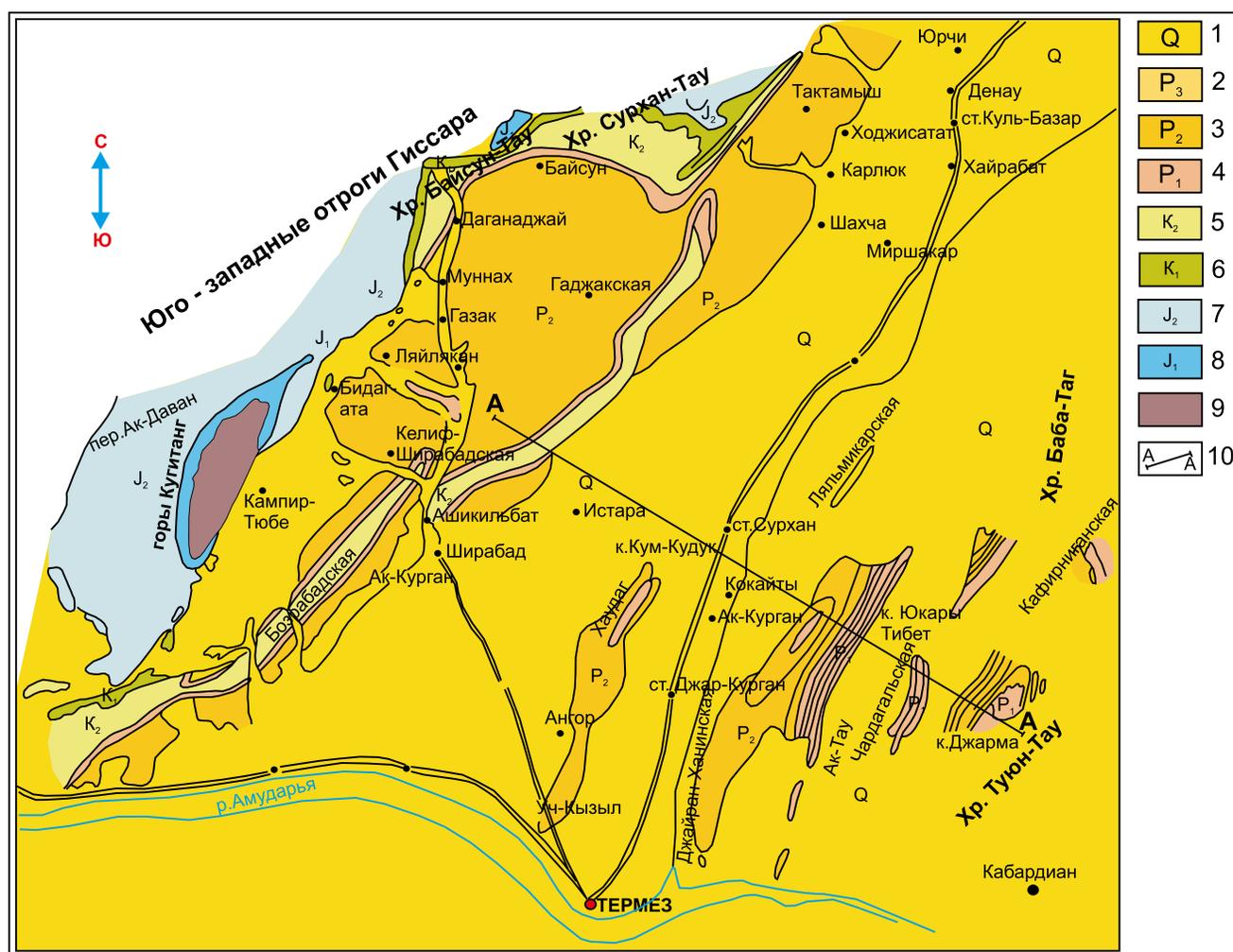
сероводород от 14 (скв. 9Дк) до 537 мг/л (скв. ЗДк). В Уртабулакской структуре растворенный сероводород в пластовых водах присутствует от 54 (скв. 7) до 400 мг/л (скв. 13). На Кандымском месторождении содержание растворенного сероводорода в пластовых водах XV горизонта варьирует от 99 (скв. 7) до 170 мг/л (скв. 17). 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 (рис. 3).

**Сурхандарьинский артезианский бассейн** ограничен поднятиями Южного Тянь-Шаня и Памира. *Геологическое строение.* Палеозойские отложения слагают фундамент Сурхандарьинского артезианского бассейна и обнажаются на севере и северо-западе Гиссарского хребта (рис. 4). Юрские отложения развиты в северной и северо-западной частях артезианского бассей-

на, меловые — в окраинных частях мегасинклинали на Сарыкамышской и Шерабад-Келифской грядках. Палеогеновые образования распространены на большой площади и характеризуются выдержанностью отдельных толщ и большими мощностями. Отложения палеоцена подразделяются на акджарские и бухарские слои. Акджарские представлены загипсованными доломитами с прослоями гипсов, иногда загипсованного алевролита. Бухарские состоят в основном из доломитов, известняков и гипсов или ангидритов. Среди бухарских слоев выделяются пять (I, II, III, IV и V) нефтяных горизонтов, представленных известняками и доломитами. Сузакские слои (нижний эоцен) в пределах Сурхандарьинского артезианского бассейна — известковистыми и загипсованными глинами с прослоями мергелей и гипса. Алайские слои (средний эоцен) состоят из гипсоносных известковистых глин, чередующихся с мелкозернистыми песчаниками, мергелями и известняками. Туркестанские слои (верхний эоцен) сложены серыми известковистыми, иногда песчанистыми глинами с редкими прослоями мерге-

ля. Риштан+исфара+ханабадские слои (верхняя часть верхнеэоценовых отложений) распространены только в восточной части Сурхандарьинского артезианского бассейна. Эти породы представлены глинами с прослоями мергелей и песчаника. **Тектоника.** Сурхандарьинский артезианский бассейн охватывает крупную, сложно построенную депрессионную структуру, ограниченную с востока Бабатагской зоной Вахш-Кафирниганской мегантиклинали, а с запада — мегантиклиналью Юго-Западного Гиссара. Она является частью обширного Афгано-Таджикского газонефтеносного бассейна. Регион расчленяется на Байсунскую и Сурханскую синклинали и Келиф-Сарыкамышскую антиклинальную зоны. **Нефтепродуктивность.** Промышленная разработка начата в 1935 г. вводом в эксплуатацию залежей месторождений Учкызыл и Хаудаг. Выявлены 13 месторождений в Сурхандарьинской газонефтеносной области — Хаудаг, Учкызыл, Кокайты, Ляльмикар, Коштар, Амударьинское, Миршади, Джайранхана, Актау, Корсаглы, Джалаир, Гаджак и Кагнысай. На этих месторождениях залежи нефти и газа размещаются в палеогеновых отложениях. На месторождениях Ляльмикар, Гаджак и Кагнысай установлена

продуктивность верхне- и нижнемеловых отложений. **Гидрогеологическая характеристика.** Сурхандарьинский артезианский бассейн — крупный по территории, характеризуется преимущественным развитием сероводородных вод в отложениях палеогена главным образом в карбонатных коллекторах палеоцена и, в меньшей степени, эоцена (Учкызыл, Хаудаг, Ляльмикар, Кокайты, Старый Термез, Джайранхана, Южная Курганча и др.). Питание подземных вод происходит в периферийных частях бассейна, особенно в его юго-восточной части, где площадь выходов палеогеновых водовмещающих пород на поверхность весьма значительна. Наиболее высокие концентрации сероводородов в водах палеоценового комплекса бассейна отмечены в районе нефтяного месторождения Учкызыл (до 800 мг/л). Водообильность комплекса высокая, производительность отдельных скважин достигает 5–10 л/с. По составу воды высокоминерализованные (30–40 г/л), преимущественно хлоридные натриевые. Крепкие сероводородные воды известны на месторождениях Коштар (120 мг/л), Ляльмикар (180–220 мг/л), Кокайты (100–110 мг/л), Хаудаг (90–170 мг/л). Большой интерес представляют термальные сероводородные



**Рис. 4. Схематическая геологическая карта Сурхандарьинской нефтегазоносной области:** 1 — четвертичная система; 2–4 — палеогеновая система, отдел: 2 — верхний, 3 — средний, 4 — нижний; 5–6 — меловая система, отдел: 5 — верхний, 6 — нижний; 7–8 — юрская система, отдел: 7 — верхний, 8 — нижний; 9 — палеозойская система; 10 — геологический профиль

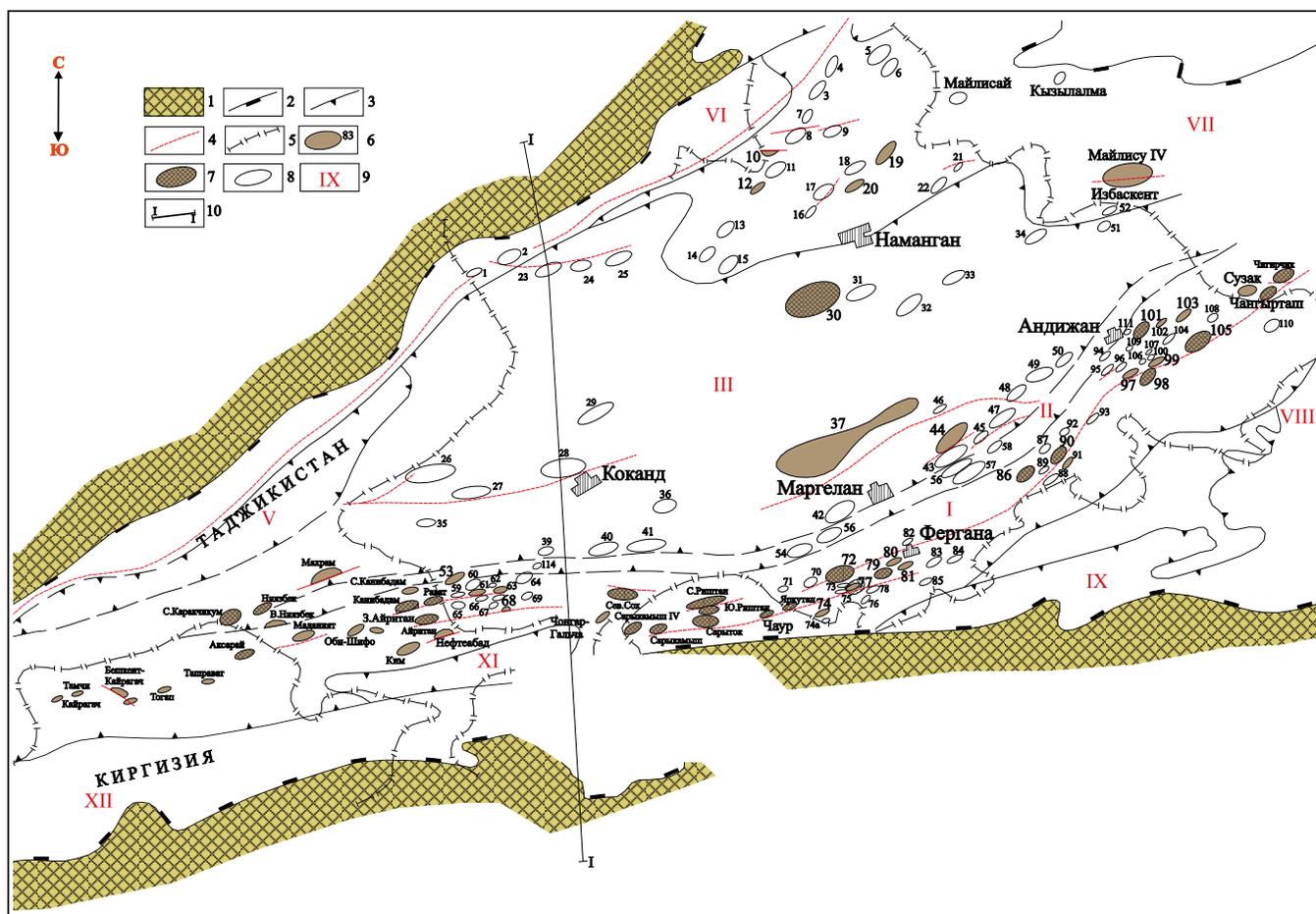
воды антиклинальной структуры Шорбулак и Южная Курганча, содержащие сероводород до 550 мг/л. По составу воды хлоридные и сульфатно-хлоридные натриевые, реже, кальциево-натриевые. Дебиты скважин с сероводородной водой измеряются сотнями м<sup>3</sup>/сутки. В Сурхандарьинском артезианском бассейне рассолы с очень небольшими концентрациями сероводородов (10–17 мг/л) вскрыты в турон-сеномане нефтяных месторождений Учкызыл и Хаудаг. Наличие сероводородных газов выявлено в бухарских слоях палеогена на нефтеносных месторождениях Амударья (скв. 2), Кокайты (скв. 56), Коштар (скв. 14) и Миршади (скв. 10) по данным буровых работ.

*В 1950–1960-х годах с целью поиска нефти и газа в Ферганской впадине* проведена геологоразведочная работа в региональном масштабе. В результате выявлены многие нефтегазоносные месторождения палеогена. Во время разведки попутно выявлены сероводородные воды в некоторых нефтегазоносных месторождениях (рис. 5).

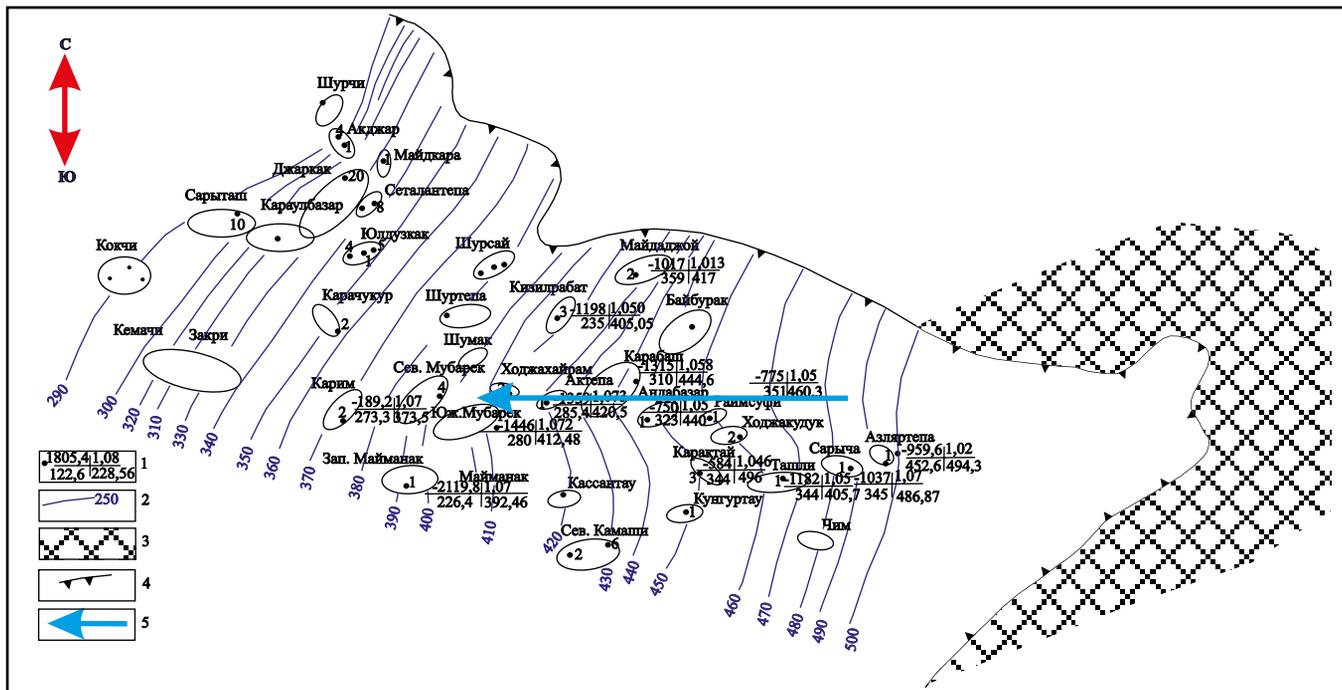
### Результаты

Бухаро-Хивинский бассейн ограничен с севера поднятиями Центральных Кызылкумов, с северо-востока — отрогами Туркестанского и Зарафшанского хребтов, на юго-востоке — Юго-Западными отрогами

Гиссарского хребта. Ближайшее обнажение пород палеозойского возраста располагается в Зирабулак-Зиаэтинских 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-Зиаэтинских 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. 6). На газонефтеносном месторождении Азляртепе (скв. № 1), которое находится в восточной части Бухарской ступени бассейна абсолютная отметка 452,6 м и пьезометрический напор на 494,3 м. На газоконденсатном месторождении Карим, которое расположено в южно-центральной части бассейна абсолютная отметка 273,3 м и пьезометрический напор на 373,5 м. Следовательно, поток пластовых вод, питающийся с Зирабулак-Зиаэтинских 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: Мамаджургаты — 131,8 атм; Ходжахайрам — 177,1 атм;



**Рис. 5. Карта нефтегазоносных комплексов Ферганской впадины** (ОАО «ИГИРНИГМ», 2012): 1 — выходы пород складчатого основания на дневную поверхность; 2 — границы впадины; 3 — границы тектонических зон; 4 — основные нарушения; 5 — государственная граница. Месторождения: 6 — нефтяные, 7 — нефтегазовые; 8 — локальные структуры; 9 — тектонические элементы; 10 — геологический профиль

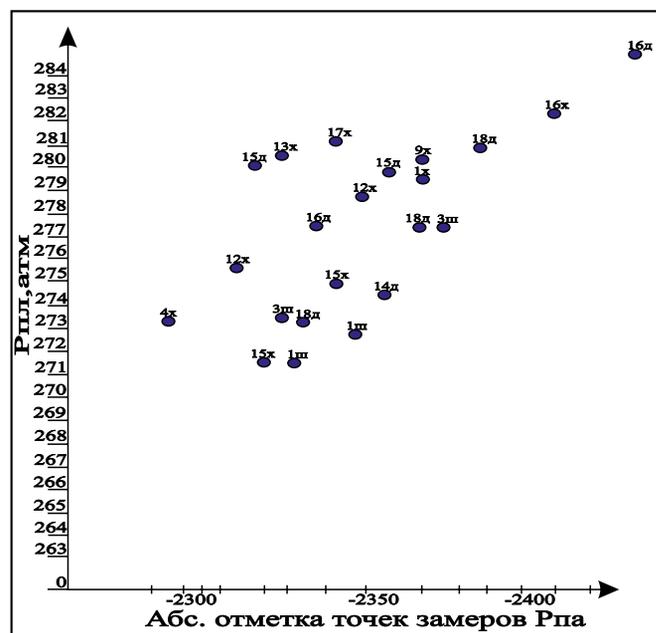


**Рис. 6. Карта гидроизопьез юрского водоносного комплекса (XV-XVa) Каганского, Мубарекского и Ташлинского поднятий (составил П.Б. Грудский, 1975): 1 — слева — номер скважины, в числителе — абсолютная отметка интервала опробования, уд. вес воды; в знаменателе — абсолютная отметка статического уровня воды в скважине; приведенный пьезометрический напор; 2 — гидроизопьезы; 3 — области питания артезианского бассейна; 4 — граница артезианского бассейна; 5 — направление потока подземных вод**

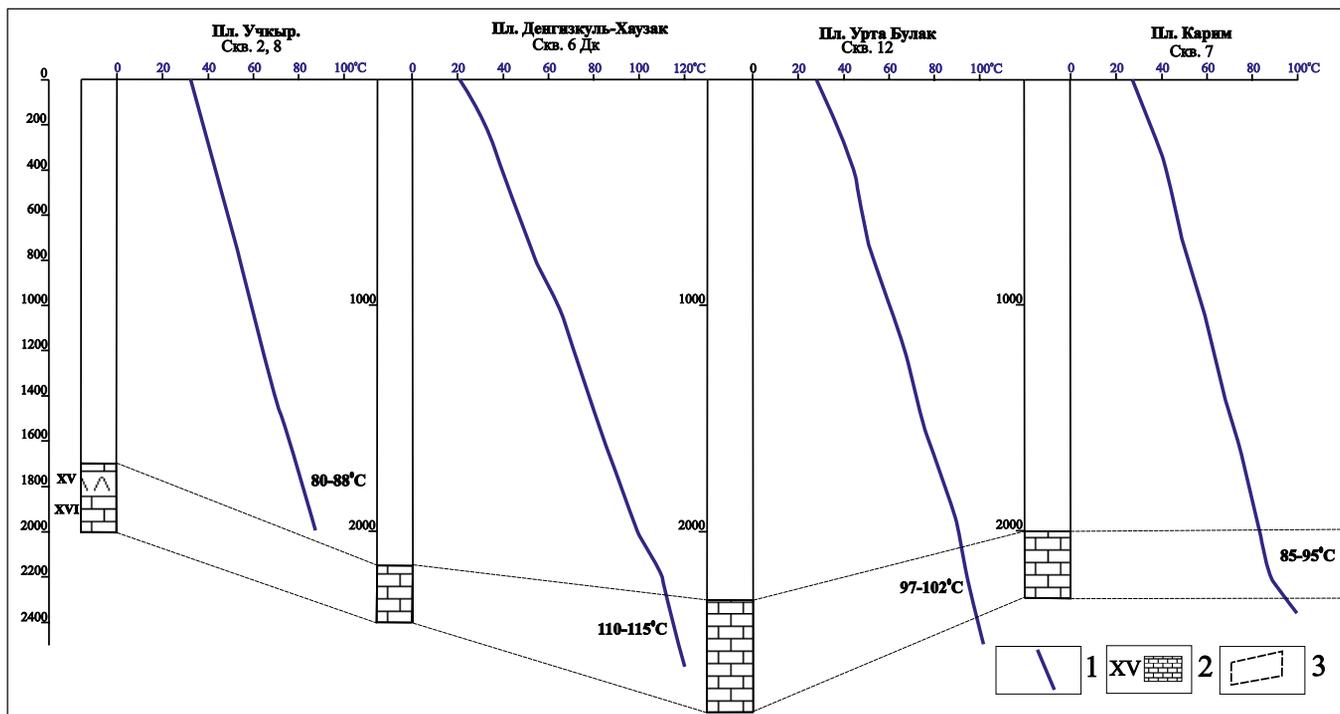
Сеталантепе — 109 атм; Газли — 118,4 атм; Карактай — 87 атм. В XV продуктивном горизонте юрских отложений газоконденсатных месторождений Денгизкуль, Хаузак, Шады, которые расположены в южной части Чарджоуской ступени, пластовое давление изменяется от 272 до 286 атм. (рис. 7).

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, 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. 8). 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 составляет от 97 до 102 °С. Пластовые температуры Каримского газокон-

денсатного месторождения в пределах от 85 до 68 °С. Следовательно, когда подошва продуктивного горизонта залегают 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



**Рис. 7. Пьезограмма юрского водонапорного комплекса (месторождения Денгизкуль, Хаузак и Шады) (составил П.Б. Грудский, 1975)**



**Рис. 8. 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**

бассейна имеют пластовую температуру около 100 °С. Пластовые температуры в XV продуктивном горизонте Карактайского газонефтяного месторождения в восточной части Бухарской ступени составляют от 43 до 45 °С. В северной части Бухаро-Хивинского бассейна находится газовое месторождение Сеталантепе, его пластовая температура изменяется от 50–52 °С.

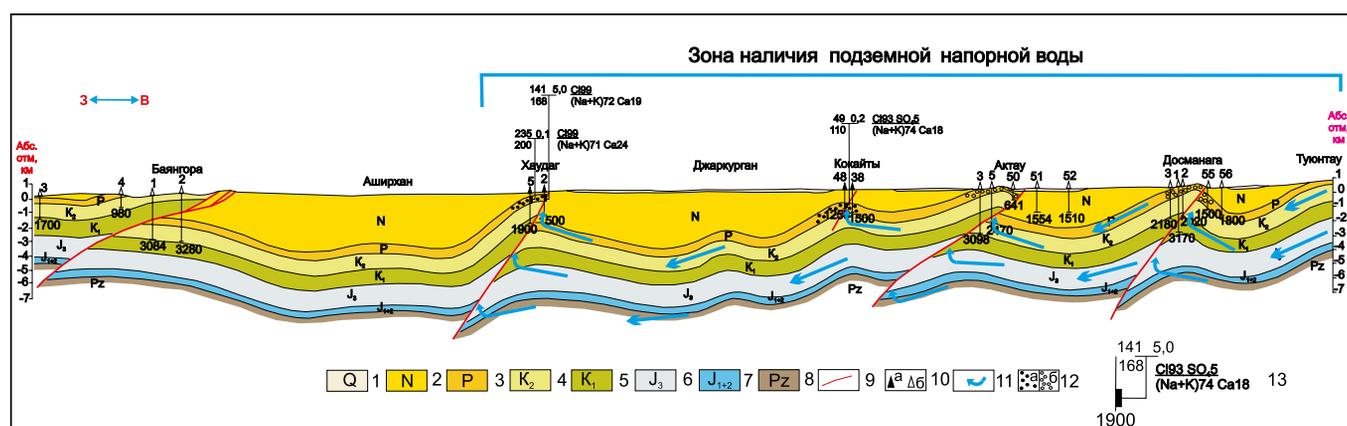
*Сурхандарьинский артезианский бассейн.* При формировании минеральной воды существует тесная связь между геоструктурными и гидродинамическими условиями [7]. С помощью составленного поперечного геологического разреза участка Туюнтауская–Баянгора проанализированы гидродинамические факторы Сурхандарьинского артезианского бассейна (рис. 9). В антиклинальной структуре Баянгора, находящейся в западной части артезианского бассейна, не обнаружены нефть и сероводородная вода. В скв. 5 в палеогеновых отложениях нефтеносного месторождения Хаудаг выявлены крепкорассольные воды, хлоридно-натриево-кальциевые, крепко сероводородные и малодебитные. В скв. 2 получены крепкорассольные, хлоридно-натриево-кальциевые, крепко сероводородные воды с высоким дебитом. В нефтеносном месторождении Кокайты выявлены рассольные, хлоридно-сульфатно-натриево-кальциевые, крепко сероводородные воды с малым дебитом. В периферийной части артезианского бассейна, на которой расположен Туюнтау, отложения мела, юры и палеозоя залегают ближе к поверхности земли. Палеогеновые отложения даже обнажаются. От периферийной части до центра артезианского бассейна отложения мезо-кайнозойского комплекса постепенно погружаются. Мощность отложений неогена

увеличивается до –3000 м, палеозойские отложения залегают на абсолютной отметке –7000 м в пределах Ашурханской антиклинальной структуры. Мезо-кайнозойские отложения снова постепенно поднимаются к поверхности в западной периферийной части артезианского бассейна. Тектонические разломы, пересекающие антиклинальные структуры, залегают под углом 45° к востоку, по ним наблюдается смещение слоев. Общей областью питания является восточная периферийная часть артезианского бассейна. Палеогеновые отложения обнажаются на нефтеносных месторождениях Актау и Досманага. Следовательно, на этих месторождениях палеогеновые отложения питаются от поверхностных вод. Пластовые воды комплекса мезо-кайнозоя, направляющиеся с восточной стороны, упираются в водоупорные толщи, которые образовались из-за тектонических нарушений. В результате пластовые воды переходят в напорные, т.е. происходит разгрузка подземных вод. Из-за водообменного процесса осуществляется окислительный процесс за счет вымывания сульфатсодержащей толщи (гипсоносной породы) палеогена и восстановительной реакции с органикой нефтеносной толщи. В результате формируются сероводородные воды. Сероводородные воды обнаружены в основном в пластах воды бухарского, алайского яруса палеогена и частично сенонского яруса мела на нефтеносных месторождениях Сурхандарьинского артезианского бассейна. На нефтеносном месторождении Джайранхане бухарский водонефтяной горизонт залегают на глубине от 1953 до 1961 м (скв. № 1-В и № 8). В пластовых водах присутствует растворенный сероводород. Содержание

сероводорода достигает 75 мг/л. Температура пластовой воды 70 °С. На нефтяном месторождении Ляльмикар бухарский водонефтяной горизонт размещается на глубине от 1122 до 1224 м (скв. № 58). Содержание сероводорода в пластовых водах 110 мг/л. Температура пластовой воды 60 °С. В выявленных антиклинальных структурах на нефть (Шорбулак и Южная Курганча) сенонский ярус отложений мела залегает на глубине от 1460 до 1484 м. Содержание сероводорода в пластовой воде повышается до 550 мг/л. Температура пластовой воды доходит до 52 °С. На нефтеносном месторождении Учкызыл проведены гидрогеологические работы с целью разведки на сероводородные воды бухаро-алайского водонефтяного горизонта палеогена и сеноманского водонефтяного горизонта мела. Пробурены 12 гидрогеологических скважин. В результате выявлено наличие сероводорода с очень крепкой концентрацией в пластовых водах по всем гидрогеологическим скважинам. Алайский водонефтяной горизонт залегает на глубине от 230 до 280 м (скв. № III, VII, VIII, IX, X). Температура пластовой воды колеблется от 30 до 32 °С. Бухарский водонефтяной горизонт отмечается на глубине от 400 до 565 м. Температура пластовой воды варьирует от 28 до 36 °С. На месторождении Учкызыл кровля сеноманского горизонта начинается с 740 м. Температура пластовой воды 30 °С.

**Ферганский артезианский бассейн.** Современное неотектоническое положение Ферганской впадины в пределах Западного Тянь-Шаня трактуется различно, однако многие исследователи называют ее альпийской межгорной депрессией. Ферганская межгорная впадина по структурно-тектоническому строению разделяется на три части: южный борт, северный борт и центральный грабен. Наибольшее количество нефтяных месторождений расположено в южной части Ферганской впадины. Южный борт ограничивается Южно-Ферганским разломом с юга и с юго-востока Карача-

тыр-Сурентюбинской барьерной грядой. Южный борт и центральный грабен разделяют глубокий тектонический разлом и Андижанскую флексуру. Все нефтяные месторождения Чонгара, Северный Сох, Чимион, Паланташ, Андижан, Ходжабад и Южный Аламышик, в которых обнаружены сероводородные воды, составляют асимметричную антиклинальную выдвинутую складчатую структуру. В каждой структуре проходит продольный тектонический разлом, благодаря которому происходят взбросо-надвиговые нарушения, т.е. наблюдается смещение слоев. Изучаемый продуктивный нефтеносный пласт, где обнаружены сероводородные воды залегает на глубине от 100 до –1100 м по абсолютной отметке. Выявлено, что все элементы структур создают возможность формирования сероводородных вод в этом регионе. За счет продольных тектонических нарушений происходят гидродинамические процессы, и 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 [5]. 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. Область питания сероводородных вод находится на юге Туркестанского и Алайского хребтов. Расстояние между областью питания и изучаемой антиклинальной структурой составляет 15–20 км с крутого склона. Ниже рассмотрен характер водонапорной системы на основе составленного поперечного и продольного геологических разрезов Ферганской впадины (А.Р. Ходжаев, 1968) (рис. 10). По



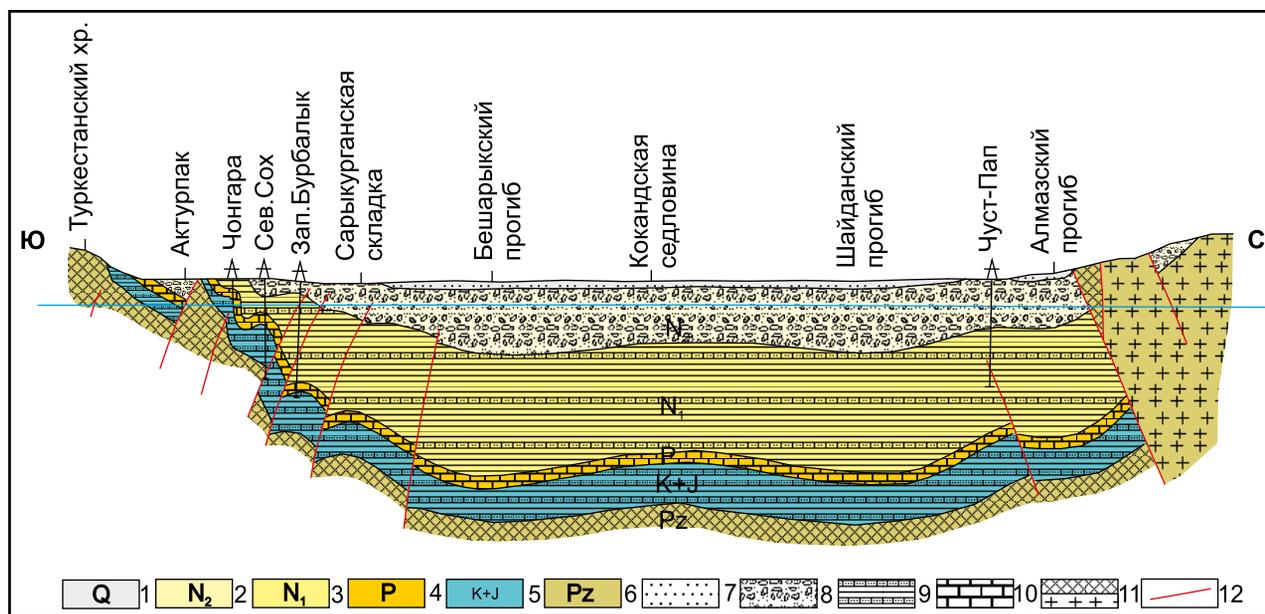
**Рис. 9. Схематический разрез процесса формирования сероводородных вод на основе гидродинамического фактора (гидрогеологический профиль участка Туюнтауская-Баянгора).** Система: 1 — четвертичная, 2 — неогеновая, 3 — палеогеновая. Меловая система, отдел: 4 — верхний, 5 — нижний. Юрская система, отдел: 6 — верхний, 7 — нижний и средний отделы нерасчлененные; 8 — палеозойская система; 9 — тектонические нарушения; 10 — нефтяные скважины: а — эксплуатационные, б — разведочные; 11 — направление потока пластовых вод; 12 — распространение сероводородной воды (а), предполагаемое распространение сероводородной воды (б); 13 — скважина: вверху — номер, внизу — глубина, м. Зоны основных водопритоков. Слева: в числителе — минерализация, г/л; знаменателе — концентрация сероводорода, мг/л. Справа: в числителе — дебит, л/с и химический состав воды

ним видно, что в южной части борта, где расположены нефтегазоносные месторождения Чонгара, Северный Сох палеогеновая толща залегает ближе к поверхности земли и ее пересекает группа продольных тектонических разломов. Между месторождением Актурпак и началом Бешарыкского прогиба породы толщи палеогена резко опускаются до глубины 5–6 км в центральном грабене (Бешарыкский, Кокандский и Шайданский прогибы). В северной части впадины расположен Чуст-Папский и Алмазский прогибы. Здесь палеогеновая толща залегает относительно более полого, чем в центральном грабене, глубина залегания 4–5 км и ограничивается двумя продольными тектоническими нарушениями. На севере по тектоническому разлому на палеогеновую толщу надвинуты магматические породы. *Геотермическая обстановка.* Сероводородные воды формируются в районах распространения нефтегазоносных месторождений за счет осуществления окислительно-восстановительной реакции с участием сульфатвосстанавливающих бактерий. Для этого процесса необходима благоприятная температура, при которой идет развитие сульфатвосстанавливающих бактерий. 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 нефтегазоносных месторождений. Месторождение Чимионской сероводородной воды считается детально изученной площадью. Гидрогеологические работы методом термометрии проведены на каждой скважине. Сероводородные воды формируются в туркестанском, алайском и бухарском водонос-

ных комплексах. Продуктивный водоносный комплекс залегает на глубинах от 271 до 767 м от поверхности земли. В данном интервале глубин температура варьирует от 19 до 28 °С. При этой температуре в продуктивном комплексе месторождения Чимионской сероводородной воды осуществляется окислительно-восстановительная реакция и развиваются сульфатвосстанавливающие бактерии. Выявим температуры продуктивного горизонта остальных нефтегазоносных месторождений, которые формируют сероводородные воды с использованием метода геотермического градиента. Уточнение эталонного геотермического градиента осуществлено на основе изучения данных термометрии по скв. III месторождения Чимионских сероводородных вод. На скв. III продуктивный горизонт залегает в 500 м от поверхности земли. Температура в нем достигает 28 °С. Тогда геотермический градиент из расчета +28 °С на глубине 500 м, и температуры 20 °С на поверхности земли равняется, если повысится на +2 °С каждые 100 м. Выявленный эталон геотермического градиента применили к другим нефтегазоносным месторождениям с целью определения температуры продуктивного горизонта.

#### Обсуждения

*Бухара-Хивинский бассейн.* На основе обобщения выявленные гидродинамические признаки заключаются в следующем: область питания продуктивного горизонта мезо-кайнозойской системы располагается на востоке с отрогов Юго-Западного Гиссара и на северо-востоке с 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.



**Рис. 10. Схематический геологический разрез Ферганской межгорной впадины** (составлен по данным А.Р. Ходжаева, 1968 г.): 1 — четвертичная система. Неогеновая система, отложения: 2 — массагетские, 3 — бактрийские; 4 — палеогеновая система; 5 — меловая и юрская системы нерасчлененные; 6 — образования палеозойской группы; 7 — песчаник; 8 — грубообломочные породы (конгломерат, галечники и др.); 9 — песчано-глинистые породы; 10 — карбонатные породы; 11 — складчатый фундамент межгорной впадины; 12 — тектонические нарушения

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 Каракай (Бухарской ступени) формируются сероводородные воды с очень крепкой концентрацией. Формирование сероводородной воды происходит за счет активного водообменного процесса в разрушенной асимметричной антиклинальной складке и слабого пластового давления. На основе составленной пьезограммы юрского водонапорного горизонта уточнены пределы колебаний пластового давления продуктивного горизонта по всем месторождениям (Даяхатын, Парсанкуль, Аккум, Уртабулак, Памук, Култак, 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, Култак, Кандым, Даяхатын, Денгизкуль-Хаузак, Памук) Бухаро-Хивинского бассейна.

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.

*Сурхандарьинский артезианский бассейн.* Гидродинамическая обстановка. Составлены схематические модели разрезов, где происходит процесс формирования сероводородной воды. Отложения мезо-кайнозойского комплекса залегают со слабым уклоном с востока до центральной части артезианского бассейна. Наличие тектонических нарушений создает гидродинамический барьер на нефтеносных месторождениях, которые расположены в восточной части. Следовательно, гидродинамическое давление подземных вод в восточной части артезианского бассейна присутствует из-за наличия тектонических нарушений и слабого уклона залегания

отложений. В зоне гидронапорной воды между восточно-периферийной и центральной частью палеозойские и мел-юрские пластовые воды разгружаются вверх. Установлено замедление водообменного процесса в присводовой части западного крыла нефтеносных месторождений. В результате возбуждаются микробы (в органических веществах) в нефтяной толще, т.е. происходят сульфатредуцирующие процессы и, как следствие, формируются сероводородные воды палеогена. В данное время антиклинальные структуры Актау и Досманага являются нефтеносными месторождениями. Во время проведения исследовательских работ не найдены гидрогеологические данные по химическому составу подземных вод палеогена о наличии сероводородной воды на этих нефтеносных месторождениях. Однако на основе подтвержденных благоприятных условий для формирования сероводородной воды можно предполагать наличие сероводородной воды в нефтеносных месторождениях Актау и Досманага. Выделены водонапорные системы по степени активности (в восточной части — сильная, западной — слабая и центральной части — незначительная).

Средняя температура пластовой воды продуктивного горизонта нефтеносных месторождений Сурхандарьинского артезианского бассейна, где формируются сероводородные воды, составляет от 28 до 70 °С. В этом температурном режиме создаются условия для биохимических процессов, пригодных для формирования сероводородной воды, т.е. осуществляется окислительно-восстановительная реакция.

*Ферганский артезианский бассейн.* На основе выявленных признаков можно делать выводы о влиянии гидродинамики на состав подземных вод. Водонапорная система более активна на нефтегазоносных месторождениях южного борта Ферганской впадины за счет близко залегающей к поверхности земли палеогеновой толщи, круто уходящей на глубину по склону впадины и пересеченной группой продольных тектонических разломов. В центральном грабене поток подземных вод становится почти горизонтальным. Следовательно, здесь водонапорная система почти не осуществляется. В северной части впадины водонапорная система слабая, т.к. на северном борту взброшенные магматические породы по разлому перекрывают породам палеогена область питания как с поверхности, так и с гор. В результате отсутствует гидравлическое давление (рис. 10).

Составлен разрез геотермического градиента продуктивного комплекса палеогена южного борта Ферганской впадины. Выявлена средняя температура V, VII и VIII пластов нефтегазоносных месторождений Чонгара, Северный Сох, Палванташ, Андижан, Ходжабад и Южный Аламышик, в которых формируются сероводородные воды. Следовательно, средние температуры продуктивного горизонта нефтегазоносных месторождений южного борта Ферганской впадины, где формируются сероводородные воды, составляют от 28 до 48 °С. В этом температурном интервале создаются благоприятные условия для формирования сероводородной воды, т.е. осуществляется окислительно-

восстановительная реакция и развитие жизнедеятельности органических бактерий. Из-за водообменного процесса осуществляется окислительный процесс за счет вымывания сульфатсодержащей толщи (гипсоносной породы) палеогена и восстановительной реакции с органикой нефтеносной толщи. В результате формируются сероводородные воды.

#### **Выводы**

**Бухаро-Хивинский бассейн.** Выявлены 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 т.ч.: газо-водовмещающие породы продуктивного горизонта, состоящие из коралловых, водорослевой органогенной, 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 (ангидрита и соляной толщи) в виде крышки. Следовательно, за счет высокого давления и температуры происходит образование сероводорода при взаимодействии метана и серноокислых солей газоносной толщи под флюидоупорной толщей закрытой положительной структуры. На основе обобщений полученных результатов сделаны следующие выводы: за счет термохимического процесса есть 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, так как осуществляется слабый термохимический процесс. 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. Григорьев, Сакаи (Sakai H., 1957), С.Д. Малинин и Н.И. Хитаров (1969). Уточнены территории формирования сероводородной воды по характеру процесса: на основе термохимического процесса по всей территории Чарджоуской ступени в центральной и западной частях Бухарской ступени; за счет биохимического процесса в восточной части Бухарской ступени (вокруг месторождения Карактай).

**Сурхандарьинский артезианский бассейн.** Гидродинамическое давление подземных вод в восточной части артезианского бассейна присутствует из-за наличия тектонических нарушений и слабого уклона залегания отложений. В зоне гидронапорной воды между восточно-периферийной и центральной частью палеозойские и мел-юрские пластовые воды разгружа-

ются вверх. Установлено замедление водообменного процесса в присводовой части западного крыла нефтеносных месторождений. В результате возбуждаются микробы (органические вещества) в нефтяной толще, т.е. происходят сульфатредуцирующие процессы и, как следствие, формируются сероводородные воды палеогена. Средняя температура пластовой воды продуктивного горизонта нефтеносных месторождений Сурхандарьинского артезианского бассейна, где формируются сероводородные воды, составляет от 28 до 70 °С. В этом температурном режиме создаются условия биохимических процессов, пригодных для формирования сероводородной воды, т.е. осуществляется окислительно-восстановительная реакция.

**Ферганский артезианский бассейн.** Водонапорная система более активна на нефтегазонасных месторождениях южного борта Ферганской впадины за счет близко залегающей к поверхности земли палеогеновой толщи, круто уходящей на глубину по склону впадины и пересеченной группой продольных тектонических разломов. Средние температуры продуктивного горизонта нефтегазонасных месторождений южного борта Ферганской впадины, где формируются сероводородные воды, составляют от 28 до 48 °С. В этом температурном интервале создаются благоприятные условия для формирования сероводородной воды, т.е. осуществляется окислительно-восстановительная реакция и развитие жизнедеятельности органических бактерий.

#### **ЛИТЕРАТУРА**

1. Жураев, М.Р. Обоснование перспективных площадей сероводородных вод на выработанных нефтяных месторождениях (на примере структуры Чимшон) / М.Р. Жураев, Р.Э. Джураев // 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 нефтегазонасных месторождений южного борта Ферганской впадины / М.Р. Жураев, С.А. Бакиев, Р.А. Турсунметов // Новые идеи в науках о Земле: Т. XII: Междунар. науч.-практ. конф. — М.: РГГРУ, 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, О.И. Минеральные сульфидные воды Востока Средней Азии / О.И. Ривман. — М.: Недра, 1975. — 70 с.
9. Ривман, О.И. Сульфидные воды Афгано-Таджикского и Ферганского артезианских бассейнов Средней Азии / О.И. Ривман // Тр. ЦНИИКИФ, 1977. — Т. XXXIV. — С. 124–143.

© Жураев М.Р., 2020

Жураев Музаффар Рахматович // juraevm@inbox.ru