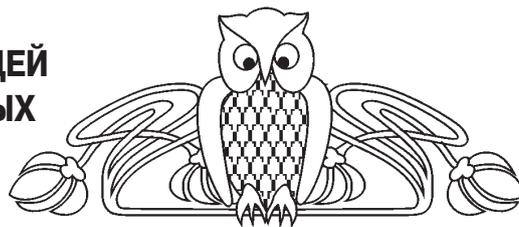




УДК (553.74) 575.13

## ОБОСНОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПЛОЩАДЕЙ СЕРОВОДОРОДНЫХ ВОД НА ВЫРАБОТАННЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ (на примере Чимионской структуры)



М. Р. Жураев<sup>1</sup>, И. А. Агзамова<sup>2</sup>, Р. Э. Джурев<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Государственное предприятие «Институт гидрогеологии и инженерной геологии» Государственного комитета по геологии и минеральным ресурсам Республики Узбекистан, Ташкент  
E-mail: juraevm@inbox.ru

<sup>2</sup> Ташкентский государственный технический университет

<sup>3</sup> ГП «Ферганская гидрогеологическая экспедиция», Коканд  
E-mail: djuraevr@inbox.ru

В Ферганской долине на территории Республики Узбекистан много выработанных нефтеносных месторождений, где были отмечены проявления сероводородных термальных вод. По материалам нефтеразведки и отдельных опробований на межпластовую воду были установлены зависимости между гидрохимическими и геофизическими параметрами, области разгрузки в разломах, околонуны наиболее перспективные участки скопления сероводородных вод повышенной концентрации, определено их место в структурах Чимион и Кашкаркыр.

**Ключевые слова:** физико-геологическая модель, кажущиеся сопротивления, вызванная поляризация, коллекторские свойства, сероводородные воды.

### Justification of Prospects Sulfurous Waters in Depleted oil Fields (for Example Chimions Structure)

M. R. Juraev, I. A. Agzamova, R. E. Djuraev

On the territory of the Republic, in the Ferghana valley are depleted oil fields, where it was noted the manifestation of hydrogen sulfide, thermal waters. Based on materials from oil exploration and individual hands-on mizhplastovi water were established relationship between hydrochemical and geophysical parameters, the unloading area in faults; delineated the most promising areas of accumulation of hydrogen sulfide waters, increased concentration, determined by their place in the structures Chimion-Kashkarkyr.

**Key words:** physical and geological model, the apparent resistivity, induced polarization, reservoir properties, hydrogen sulfide water.

### Введение

В санаторно-курортном комплексе Чимион наблюдается нехватка лечебной сероводородной воды, поэтому для пополнения ресурсов необходимо провести разведку сероводородных и других типов минеральных вод с использованием наиболее оптимальных комплексных геофизических методов.

Месторождение расположено на южной ступени Ферганской впадины Чимион-Аувальской антиклинальной зоны. Чимион-Аувальская антиклиналь совпадает со структурой старого не-

фтяного месторождения, где нефть извлекается с V горизонта туркестанского яруса, относящегося к палеогеновым отложениям присводового и северного крыла складки (рис. 1).

Эксплуатация Чимионского нефтяного месторождения была начата в 1900 г. Первоначально нефть фонтанировала из скважин. По мере сработки напором фонтанный метод эксплуатации сменился насосным, с привлечением законтурных вод. Как отмечает Б. А. Бедер (1954г.), бурение в Чимионе осуществлялось без необходимой изоляции водоносных пластов и зон тектонических нарушений, поэтому не исключалась возможность сообщения различных горизонтов на отдельных участках. В 1949 г. ВКЗ СССР на Чимионском месторождении утверждены запасы остаточной нефти (50 тыс. т по категории А<sub>1</sub> и В). К настоящему времени из месторождения извлечено около 20 тыс. т нефти [1, 2].

*История изучения минеральных вод района.* С 1963 по 1969 г. проведены разведочные работы на бухаро-алайском водоносном комплексе палеогена в восточной части месторождения (район нефтяной скв. 193) для получения сероводородной воды без примеси нефти и создания гидроминеральной базы проектируемого санаторно-курортного комплекса Чимион.

В 1969 г., по данным длительных опытных выпусков из скв. III и I, каптирующих сероводородные воды бухаро-алайского водоносного комплекса (скв. III – в осевой части антиклинали, скв. I – на северном, погруженном, ее крыле), утверждены эксплуатационные запасы (протокол ГКЗ № 5791 от 17 октября 1969 г.) по промышленной категории в следующих количествах: крепкие сероводородные воды средней минерализации (М 7,6–7,9 г/л) с содержанием H<sub>2</sub>S = 180–200 мг/л, выведенные скв. III, – 138,2 м<sup>3</sup>/сут; крепкие сероводородные рассолы (М 74–97 г/л) с содержанием H<sub>2</sub>S = 300–330 мг/л, выведенные скв. I, – 15,5 м<sup>3</sup>/сут.

На основании месячной опытной откачки утверждены запасы по категории С<sub>1</sub> крепких сероводородных вод малой минерализации (4,7–5,1 г/л) с содержанием H<sub>2</sub>S = 230–250 мг/л по скв. V – 112,3 м<sup>3</sup>/сут. Ранее утвержденные запасы алайского горизонта в полном объеме (650 м<sup>3</sup>/сут) были исключены из баланса.

Пробурены 7 разведочных и 4 разведочно-эксплуатационные скважины. По бухаро-алайскому комплексу запасы категории С<sub>1</sub> (112,3 м<sup>3</sup>/сут) переведены в категорию А с доведением общего объема до 266 м<sup>3</sup>/сут (протокол ГКЗ № 101-76 от

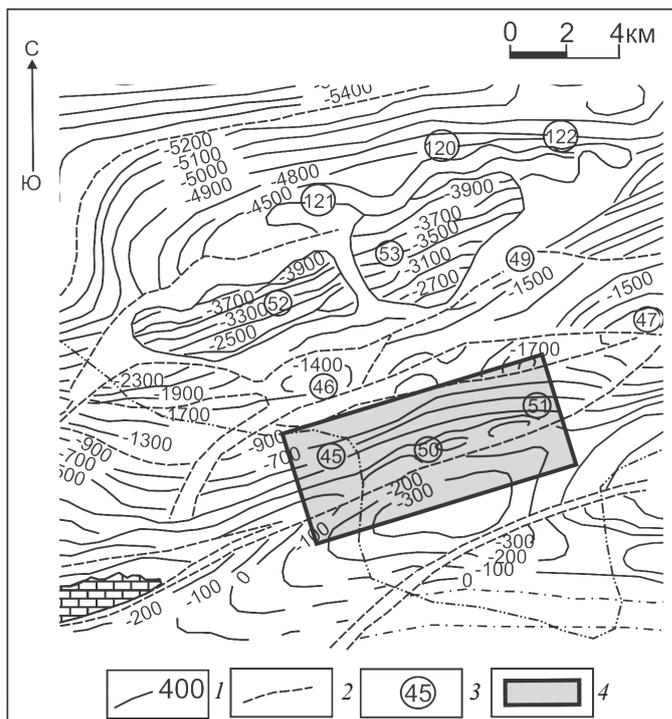


Рис. 1. Структурная карта по кровле известняков туркестанских слоев палеогена Ферганской впадины (юго-западная часть): 1 – изогипсы по кровле V пласта; 2 – разрывные нарушения; 3 – номер локальных структур: 45 – Чимион, 50 – Гулькуча, 51 – Кашкаркыр; 4 – участок работ

6 мая 1987 г.). Изменен режим разработки месторождения из расчета получения утвержденных запасов при неустановившемся режиме и переходе на насосную эксплуатацию [3, 4].

### Предпосылки для формирования сероводородных вод в структуре

Проблема происхождения сероводорода в подземной гидро- и литосфере привлекает внимание многих исследователей. Закономерная связь распространения сероводородных вод с сульфатсодержащими и нефтегазоносными осадочными комплексами определяет главные поисковые критерии на сероводородные воды и выделение перспективных областей. Среди природных факторов и условий решающее значение в процессе формирования сероводородных вод имеют: 1) литолого-фациальный состав водовмещающих пород (прежде всего, наличие сульфатсодержащих отложений) и нефтегазоносность осадочной толщи; 2) геоструктурные условия; 3) гидрогеохимическая обстановка; 4) гидродинамические и геотермические условия [5].

Рассмотрим специфические природные геологические факторы Чимионского нефтегазоносного месторождения:

– *литолого-фациальный состав водовмещающих пород.* Туркестанский и бухаро-алайские

водоносные горизонты состоят в основном из трещиноватых, доломитизированных известняков. Водовмещающие породы являются карбонатными отложениями, пласты – нефтеносными.

– *геоструктурные условия.* Структура Чимион расположена в предгорном районе. Область питания подземных вод с северного склона Туркестанского хребта. Расстояние между областью питания и структурой составляет 20 км. Продольные нарушения проходят по структуре. За счет тектонического нарушения северные части взброшены и надвинуты на южную часть структуры. Амплитуда смещения слоя достигает 400-500 м (рис. 1, 2).

– *гидродинамические условия.* За счет смещения слоя структуры пластовые воды с юга становятся водонапорными;

– *гидрогеохимическая обстановка.* Вследствие гидродинамических процессов снизу (с палеозоя) поднимается сульфатная вода. В нефтяном пласте с участием органических веществ происходит окислительно-восстановительная реакция с углеводородом и формируются сероводородные воды структуры.

Наблюдаются специфические природные геологические факторы, формирующие сероводородные воды, и подтверждается возможность их формирования в антиклинальной структуре.

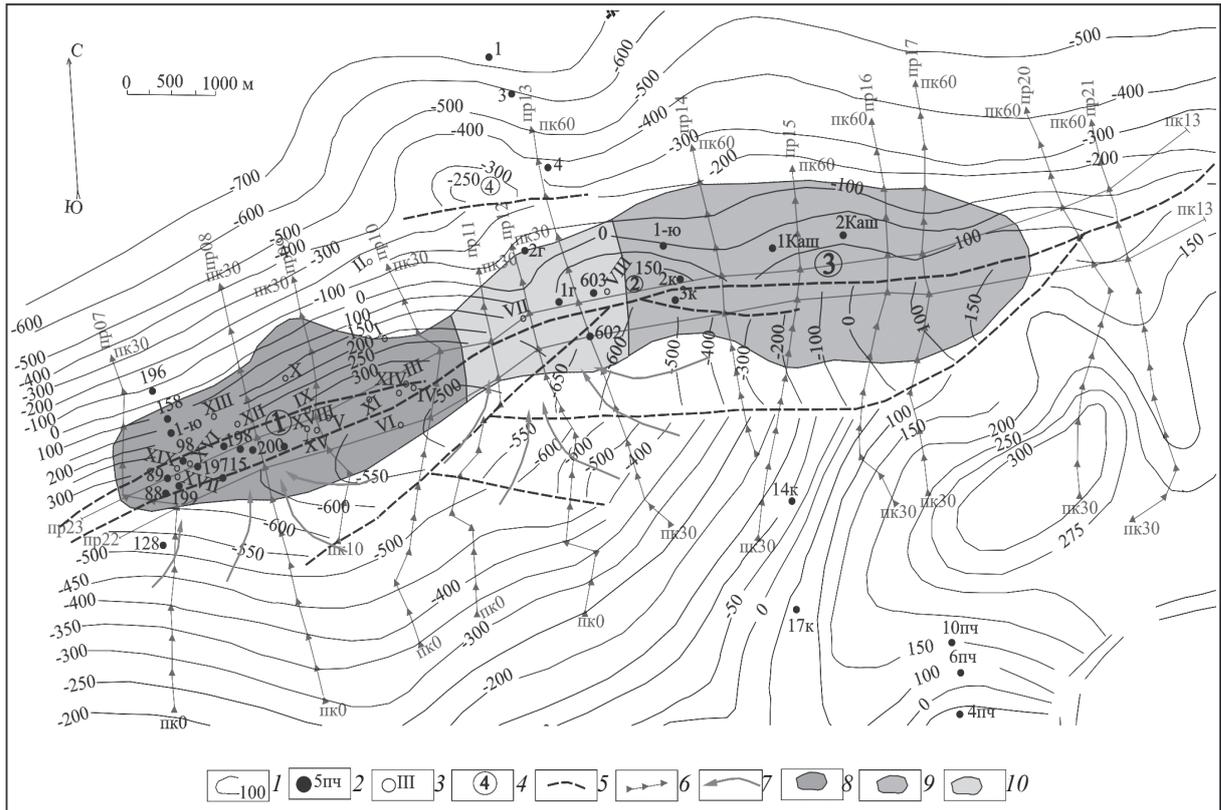


Рис. 2. Структурная карта с элементами распространения сероводородных вод по концентрации на площадях Чимион и Кашкаркыр: 1 – изогипсы опорного отражающего горизонта  $P_2$ ; 2 – скважина глубокого бурения; 3 – гидрогеологическая скважина; 4 – локальные структуры: 1 – Чимион, 2 – Гулькуча, 3 – Кашкаркыр; 5 – тектонические нарушения; 6 – профиль ВЭЗ-ВП; 7 – направление потока подземных вод по кровле туркестанского горизонта. Контур распространения сероводородных вод по концентрации (мг/л): 8 – очень крепкосероводородные (более 250), 9 – крепкосероводородные (100–250), 10 – слабо- и среднесероводородные (10–50, 50–100)

### Обоснование перспективных площадей сероводородных вод

#### Результаты сейсморазведочных исследований

Глубинное строение Чимионской антиклинали отличается большой сложностью. Это обусловлено тем, что присводовая часть складки осложнена крупным продольным тектоническим нарушением типа взброса-надвига, по которому северное крыло взброшено и надвинуто на южное. За счет продольных тектонических нарушений в структуре происходят гидродинамические процессы, т. е. разгрузка подземных вод (см. рис. 2).

На основе структурной карты по опорному отражающему туркестанскому горизонту выявлено направление по структурам потока подземных вод, просачивающихся из Туркестанского хребта. Первый поток направляется в сводовую часть структуры Чимион, второй – на место примыкания структур Чимион и Кашкаркыр, третий – в западную часть Кашкаркыра, где расположены скв. IГ и VIII (см. рис. 2).

#### Результаты электроразведочных работ

Разрезы кажущегося сопротивления характеризуют залегание пород с различными геоэлектрическими показателями. Так, на профиле 07 южная часть разреза характеризуется спокойными наклонными изоомами с понижением сопротивления к центру профиля. В его северной части зафиксированы изоомы вертикальной конфигурации, характерной для тектонических нарушений. На последующих профилях эти закономерности сохраняются, т. е. вертикальные изоомы на разломах и горизонтальные или наклонные при спокойном залегании пород. По разрезам КС протрассирован региональный разлом и выделены локальные разломы на южной стороне изучаемого участка.

Разрезы вызванной поляризации и общий фон по разрезам 1,4–1,5%. Миграция углеводородов с примесью серы по региональному разлому привела к образованию сероводородных подземных вод, приуроченных к прилегающим к нему участкам [6]. На разрезах ВП значения  $\eta_k$  увеличиваются до 3–5% над перспективными участками профилей, характеризующих наличие сероводородных вод (рис. 3). На





очень крепкосероводородные (более 250 мг/л) – 2,7–3,5%.

На основе полученных результатов составлена карта распространения сероводородных вод по концентрации (см. рис. 2), а также выявлены их контуры: очень крепкосероводородные (структура Чимион), крепкосероводородные (структура Кашкаркыр), слабо- и среднесероводородные (примыкание структур Чимион и Кашкаркыр).

**Изучение зависимости между гидрогеологическими и геофизическими параметрами для выявления месторождений сероводородных вод в пределах структур Чимион и Кашкаркыр**

Изучив коллекторские свойства бухаро-алайского водоносного горизонта, мы проанализировали зависимость между геофизическими ( $\rho_k$  – кажущееся сопротивление) и гидрогеологическими ( $M$  – минерализация,  $K_\phi$  – коэффициент фильтрации) параметрами в опробованных интервалах (рис. 5) [8, 9].

Составив зависимость электрических свойств от фильтрационных, определили фильтрационные свойства пород и минерализацию пластовых вод, а также составили схематические геолого-гидрогеологические разрезы с использованием геофизических данных нефтяных и гидрогеологических скважин.

**Рекомендации по гидрогеологической интерпретации геолого-геофизических данных с целью поиска сероводородных вод**

Геофизические параметры и гидрогеологические показатели проанализированы на примере наиболее изученного Чимионского месторождения сероводородных вод.

Выявлено несколько зависимостей между геофизическими параметрами и гидрогеологическими показателями. На их основе составлена физико-геологическая модель (ФГМ) Чимионского месторождения сероводородных вод (рис. 5). Анализ проведен на примере про-

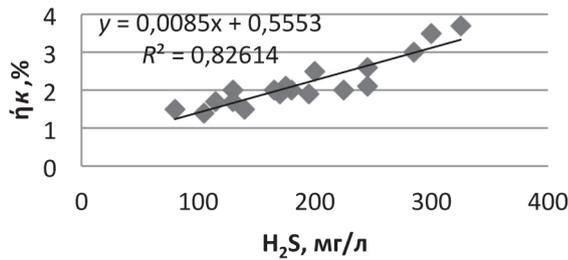
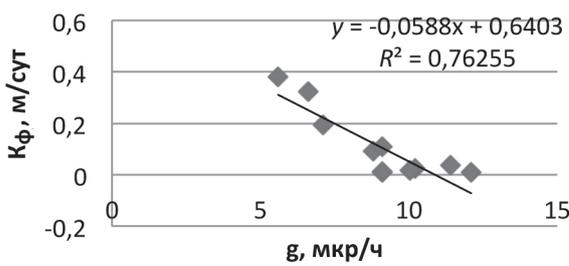
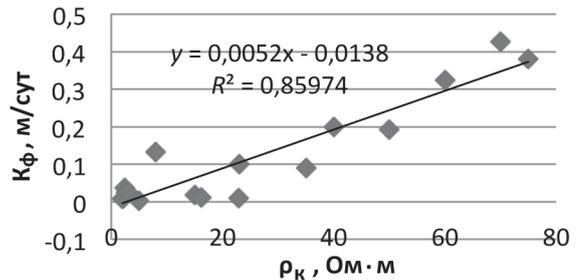


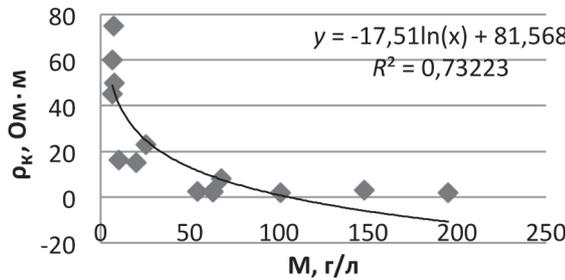
Рис. 4. Зависимость концентрации сероводородных вод от поляризации



а



б



в

Рис. 5. Зависимость величины гамма-излучения от коэффициента фильтрации (а); кажущегося сопротивления от фильтрационных свойств водовмещающей породы (б); кажущегося сопротивления от минерализации (в)



филя ВЭЗ-ВП-10, расположенного на структуре Чимион. Кажущееся сопротивление разреза ( $\rho_k$ ) обнаружило неоднородности изом в интервале пк12,5 – пк20, т. е. тектонические и локальные нарушения (рис. 5, а). Общий фон поляризуемости разреза ( $\eta_k$ ) 1,4–1,5%. Степень поляризации в

интервале пк17,5 – пк 22,5 повышена на 3,5–5,3%. Следовательно, на этом интервале пикетов формируются сероводородные воды, что подтверждают данные гидрогеологических (VI, IV, III, I, II) скважин, представленных на профилях (рис. 6, б, в, таблица).

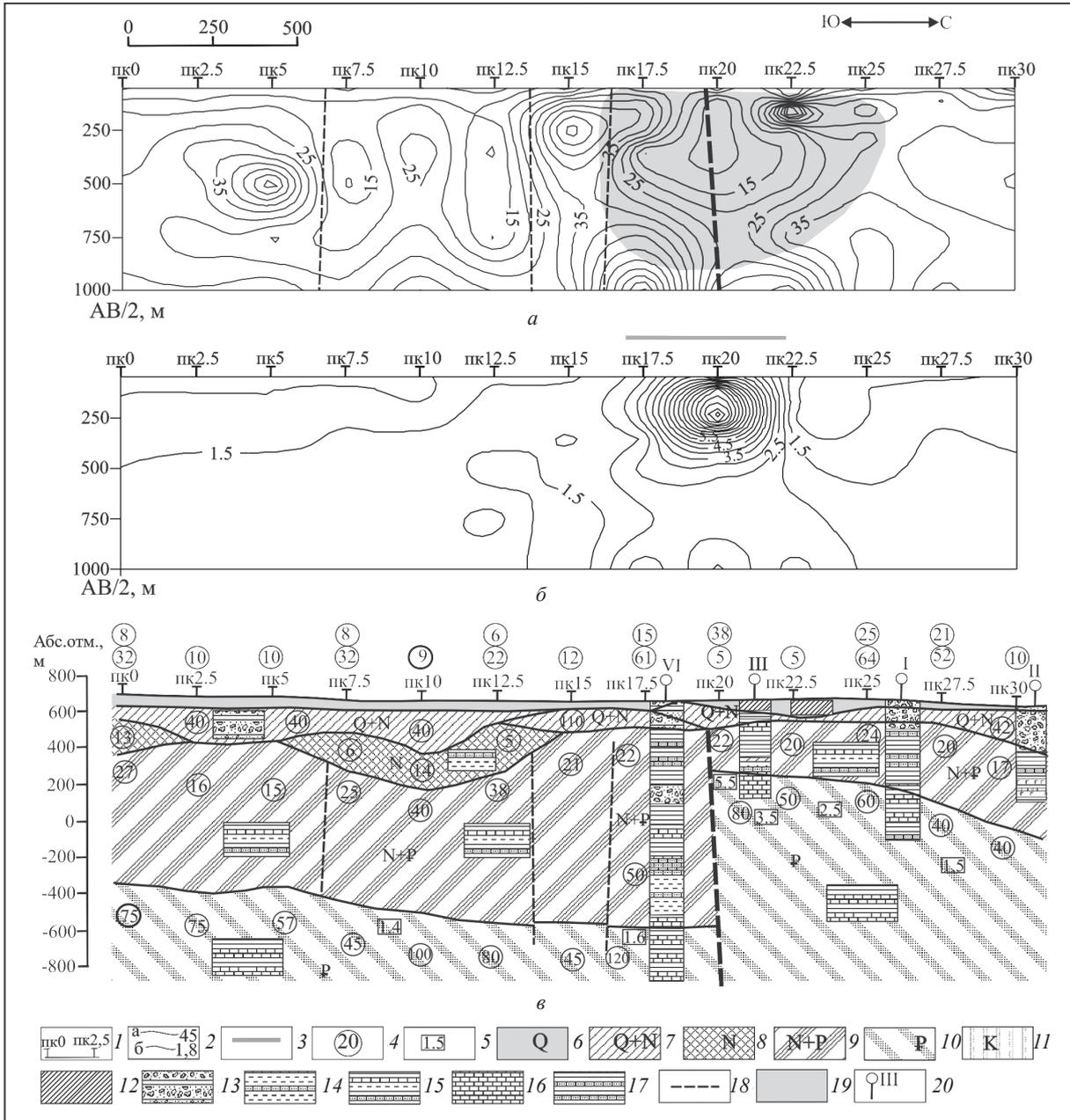


Рис. 6. Геолого-геофизические разрезы (ВЭЗ-ВП-10) (ФГМ): а – величина кажущегося сопротивления; б – величина поляризуемости; в – литологический состав пород:  
1 – точки ВЭЗ-ВП; 2 – изолинии КС (а) и поляризуемости (б); 3 – зоны повышенной аномальной поляризуемости; 4 – удельное электрическое сопротивление; 5 – кажущаяся поляризуемость. Отложения: 6 – четвертичные; 7 – четвертичные и неогеновые нерасчлененные (сохско-бактрийские); 8 – неогеновые (массагетская серия), 9 – неогеновые и палеогеновые нерасчлененные, 10 – палеогеновые, 11 – меловые, 12 – суглинки; 13 – конгломераты и галечниковые отложения в песчано-глинистом заполнителе; 14 – алевролит плотный с прослойками песчаника; 15 – чередование глин, алевролитов с прослойками плотного песчаника и известняка; 16 – известняки доломитизированные, трещиноватые; 17 – переслаивание глин и алевролитов с песчаником; 18 – тектонические нарушения; 19 – зона образования сероводородной воды; 20 – гидрогеологическая скважина



**Гидрогеологическая характеристика бухаро-алайского водоносного комплекса и туркестанского водоносного горизонта Чимнионского месторождения**

Номер скважины	Интервал опробования, м	Удельный дебит, л/с	H <sub>2</sub> S, мг/л	Минерализация, г/л
III	404–506 (P <sub>2al</sub> –P <sub>1bhr</sub> )	0,12	200	7,3
I	497–543 (P <sub>2trk</sub> )	0,003	75	9,6
I	542–738 (P <sub>2al</sub> –P <sub>1bhr</sub> )	0,01	240	63
IV	855–1200 (P <sub>2al</sub> –P <sub>1bhr</sub> )	0,002	306	158
VI	1140–1177(P <sub>2al</sub> )	0,002	126	101
VI	1210-1238 (P <sub>1bhr</sub> )	0,005	180	148

На физико-геологическом разрезе выявлено локальное нарушение по всему объему толщи. Разломы играют важную роль при формировании сероводородных вод. Они обеспечивают продуктивный горизонт кислородом и инфильтрационными водами, необходимыми для активной циркуляции воды, которая, в свою очередь, приводит к формированию сероводородных вод (см. рис. 6, в).

**Методика картирования водоносных горизонтов, содержащих сероводородные минеральные воды, на основе разработанных корреляционных связей между геофизическими и гидрогеологическими параметрами**

Нами составлены карты распространения сероводородных вод по туркестанскому и бухаро-

ро-алайскому водоносным горизонтам на основе обобщенных анализов методов ОГТ, ВЭЗ-ВП, ГИС (рис. 7).

*Бухаро-алайский водоносный горизонт.* В хорошо проницаемых, сильнотрещиноватых породах мало-, среднеминерализованные, очень крепкосероводородные воды распространены на северном склоне (скв. 198, 200) и восточной периклинали (скв. III, XV) сводовой части структуры Чимион, а также в западной части (скв. IГ, VIII) структуры Кашкаркыр, в среднепроницаемых, среднетрещиноватых породах среднеминерализованные, среднесероводородные воды распространены в месте примыкания структур Чимион и Кашкаркыр, здесь расположена скв. VII, в слабопроницаемых, слаботрещиноватых породах рассольные, крепкосероводородные воды

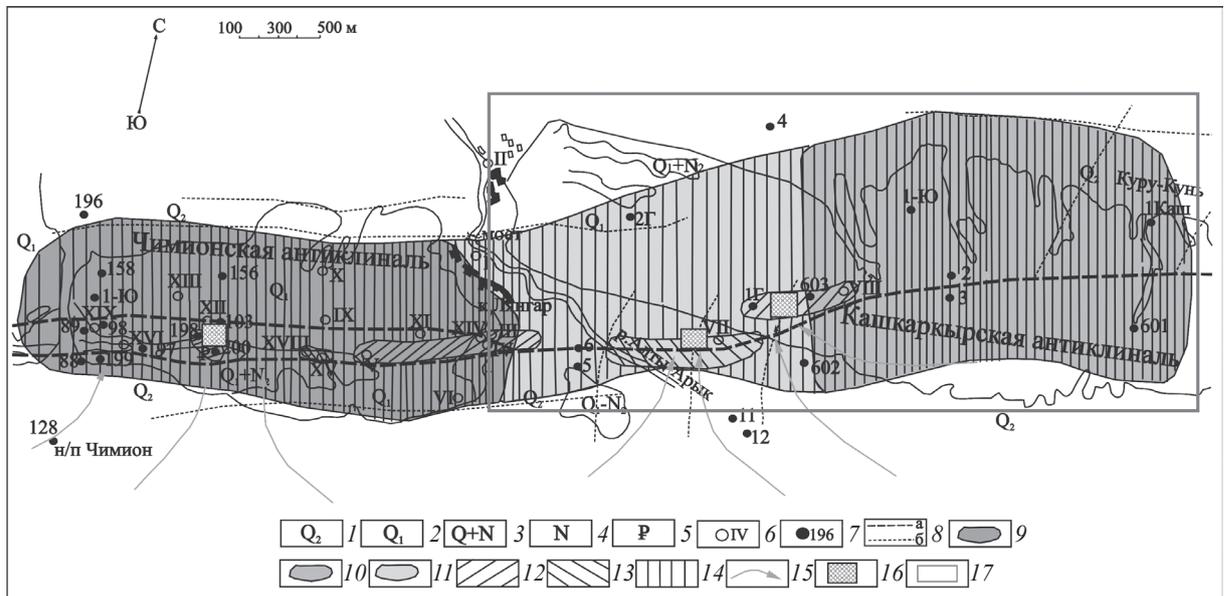


Рис. 7. Прогнозная карта распространения сероводородных вод по бухаро-алайскому водоносному горизонту Чимнионского месторождения минеральных вод. Четвертичная система: 1 – средний отдел, 2 – нижний отдел; 3 – четвертичная и неогеновая системы нерасчлененные (сохско-бактрийские отложения); 4 – неогеновая система (массагетская серия); 5 – палеогеновая система. Скважины: 6 – гидрогеологическая, 7 – нефтяная; 8 – тектонические нарушения, выявленные по: сейсморазведке (а), электроразведке (б); контур распространения сероводородных вод (мг/л): 9 – очень крепкосероводородные (более 250), выявленный контур в 1969–1986 гг.; 10 – крепкосероводородные (100 – 250), 11 – слабо- и среднесероводородные (10 – 50, 50 – 100); 12 – хорошо проницаемые (0,3 м/сут и более) и сильнотрещиноватые породы с мало-, среднеминерализованной водой (3–7 г/л); 13 – среднепроницаемые (0,1–0,3 м/сут) и среднетрещиноватые породы с мало-, среднеминерализованной водой (4,5–7 г/л); 14 – слабопроницаемые (0,001–0,1 м/сут) и слаботрещиноватые породы с высокоминерализованной водой (25–35 г/л и более) до рассола; 15 – направление потока подземных вод по кровле туркестанского горизонта; 16 – место заложения скважины; 17 – перспективные площади



распространены на северном и южном крыльях структур Чимион и Кашкаркыр (см. рис. 7).

Для увеличения запасов сероводородных вод рекомендуется установить проектные скважины по бухаро-алайскому горизонту: на северном склоне свода структуры Чимион между скв. 198 и 200; в месте примыкания структур Чимион и Кашкаркыр, к западу от скв. VII; в западной части структуры Кашкаркыр между скважинами IГ и VIII.

### Заключение

В ходе исследований были получены следующие результаты.

Подтверждена роль структурно-тектонического строения площади в формировании сероводородного месторождения. Уточнены продольные тектонические и несколько локальных нарушений, направление потока подземных вод по кровле туркестанского горизонта. Выявлена зависимость между сероводородными водами по концентрации и зоной повышенной, аномальной, поляризуемости методом вызванной поляризации, также на этой площади оконтурено распространение сероводородных вод по концентрации и установлена гидрохимическая зональность.

Установлена зависимость между гидрогеологическими ( $M$ ,  $K_{\phi}$ ) и геофизическими ( $P_{\text{п}}$ ,  $\rho_{\text{к}}$ ,  $\gamma_{\text{гл}}$ ) параметрами для трещиноватых водовмещающих пород структуры Чимион. Выявленная зависимость позволила проследить перспективные водоносные горизонты, уточнить места аккумуляции потока сероводородных вод в этой структуре, четко обосновать гидрогеологические показатели по каждому горизонту.

Разработана физико-геологическая модель (электроразведка) месторождения сероводородных вод, на основе которой определены геофизические поисковые критерии для выделения перспективных участков. На ФГМ определяются положение проектируемой скважины на профиле и интервал опробования сероводородной воды на разрезе.

УДК [551.49+553.98](075.8)

## ПАЛЕОГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ОБСТАНОВКА ФОРМИРОВАНИЯ ВОДОНЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ ПАЛЕОЗОЯ ЮГО-ВОСТОКА РУССКОЙ ПЛИТЫ

К. А. Маврин, М. П. Логинова

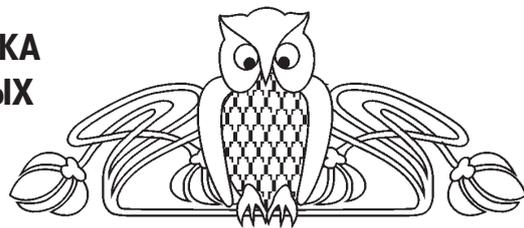
Саратовский государственный университет  
E-mail: mp.loginova@mail.ru

На протяжении длительной и разнообразной геологической истории зоны сочленения юго-востока Русской плиты и герцинского Урала формировались различные типы геогидродинамических систем. В статье даётся анализ возникающих и

Разработана методика составления карт распространения сероводородных вод по площади. Рекомендуются перспективные на сероводородные воды площади: Кашкаркыр с крепкосульфидными (100–125 мг/л), площадь примыкания структур Чимион и Кашкаркыр со слабо- и среднесульфидными водами (10–50, 50–100 мг/л). Дифференцированы участки по степени водопроницаемости, установлены места заложения эксплуатационных скважин на сероводородные воды с высокой производительностью по туркестанскому и бухаро-алайскому водоносным горизонтам.

### Библиографический список

1. Акрамходжаев А. М., Каримов А. К., Симоненко И. А., Саидходжаев Ш. Г. Фашиально-литологические и битуминологические предпосылки нефтегазоаккумуляции в мезозойских и палеогеновых отложениях Ферганской впадины. Ташкент, 1966. 251 с.
2. Ибрагимов Д. С. Гидрогеология месторождений сероводородных вод южной части Ферганского артезианского бассейна : автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М., 1964. 25 с.
3. Иванов В. В. Сульфидные воды СССР. М., 1977. 257 с.
4. Ривман О. И. Минеральные сульфидные воды Востока Средней Азии. М., 1975. 70 с.
5. Плотникова Г. Н. Сероводородные воды СССР. М., 1981. 132 с.
6. Моисеев В. С. Метод вызванной поляризации при поисках нефтеперспективных площадей. Новосибирск, 2002. 136 с.
7. Иванов В. В., Невраев Г. А. Классификация подземных минеральных вод. М., 1964. 166 с.
8. Дахнов В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М., 1982. 325 с.
9. Зинченко В. С. Петрофизические основы гидрогеологической и инженерно-геологической интерпретации геофизических данных : учеб. пособие для студ. вузов. М. ; Тверь, 2005. 392 с.



трансформирующихся палеогидрогеологических обстановок, способствующих процессам нефтегазообразования, нефтегазоаккумуляции, а в определённые моменты разрушения скоплений углеводородов. Оценивается суммарный эффект этих процессов.

**Ключевые слова:** геогидродинамические системы, нефтегазообразование, нефтегазоаккумуляция, разрушение залежей.