

Жураев М.Р., Бимурзаев Г.А. (Институт гидрогеологии и инженерной геологии, Узбекистан, г. Ташкент)

## ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ СЕРОВОДОРОДНЫХ ВОД И МЕТОДИКА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПЛОЩАДЕЙ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН

*Изложена методика прогнозирования перспективных площадей формирования сероводородных вод. Изучены и проанализированы геологические факторы с целью уточнения особенностей формирования сероводородной воды. Выявлены специфические природные геологические признаки по каждому артезианскому бассейну. Приведены особенности характера формирования сероводородной воды каждого артезианского бассейна. Было уточнено, что сероводородные воды формируются за счет биохимического процесса в Ферганском и Сурхандарьинском артезианских бассейнах, в Бухаро-Хивинском за счет термохимического процесса. Рекомендованы перспективные площади формирования сероводородной воды, имеющие комплекс специфических природных признаков. Оконтурированы перспективные площади южной части Ферганского бассейна, юго-восточной части Сурхандарьинского бассейна, а также почти все территории (основной Чарджоуской ступени) Бухаро-Хивинского бассейна. **Ключевые слова:** специфические признаки, геологические факторы, окислительная реакция, водонапорная система, геоструктурный фактор, тектоническое нарушение, сероводородные воды, разгрузка пластовой воды, нефтеносное месторождение.*

Zhuraev M.R., Bimurzaev G.A. (Institute of Hydrogeology and Engineering Geology, Uzbekistan, Tashkent)

## FEATURES OF HYDROSULFURIC WATERS FORMATION AND TECHNIQUE FOR FORECASTING PROSPECTIVE AREAS OF THE REPUBLIC OF UZBEKISTAN

*The method of forecasting prospective areas of hydrogen sulfide water formation is described. Geological factors were studied and analyzed in order to clarify the features of the formation of hydrogen sulfide water. Specific natural geological features were identified for each artesian basin. Features of the formation of hydrogen sulfide water in each artesian basin are given. It was clarified that hydrogen sulfide waters are formed due to a biochemical process in the Ferghana and Surkhandarya artesian basins, and in the Bukhara-Khiva due to a thermochemical process. Promising areas of hydrogen sulfide water formation with a complex of specific natural features are recommended. The perspective areas of the*

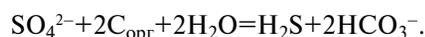
*southern part of the Ferghana basin, the South-Eastern part of the Surkhandarya basin, as well as almost all the territories (the main Charjou stage) of the Bukhara-Khiva basin are outlined. **Keywords:** specific features, geological factors, oxidative reaction, water pressure system, geostructural factor, tectonic disturbance, hydrogen sulfide waters, discharge of reservoir water, oil field.*

В практике здравоохранения роль минеральных вод как важного лечебного и профилактического воздействия на организм человека неуклонно возрастает [8, 9]. Одно из ведущих мест среди минеральных вод занимают сероводородные. В данное время функционирует единственный в Узбекистане крупный санаторий Чимион, который специализируется на сероводородной воде Ферганской впадины. Выявление перспективных площадей на сероводородные воды по остальной территории республики актуально. В данное время есть информация о наличии сероводородной воды в Ферганской, Сурхандарьинской и Амударьинской нефтегазоносных впадинах.

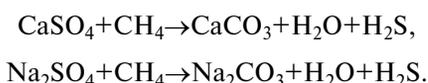
**Степень изученности проблемы.** Проблема происхождения сероводорода в подземной гидро- и литосфере привлекла внимание многих исследователей. В конце прошлого века ученые-гидрогеологи А.М. Овчинников, В.В. Иванов, Г.Н. Плотникова, А.И. Ривман и Д.С. Ибрагимов изучали и анализировали условия образования месторождений сероводородных вод в странах СНГ (бывшем СССР) [2, 3].

**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 [4].

Формирование сероводородов в подземных водах, их концентрирование и рассеивание определяются гидродинамическими и тесно связанными с ними гидрохимическими условиями. Их 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, 7]. Реакция идет по схеме:



За последние годы выполнены различные эксперименты по восстановлению серно-кислых 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 серно-кислых солей происходит образование сероводорода по реакции:



Сакаи (Sakai H., 1957) доказал образование сероводорода в результате химического восстановления сульфатов метанов при температуре порядка 500 °С [6, 10].

**Поисковые критерии площади формирования сероводородных вод.** Закономерная связь распространения сероводородных вод с сульфатсодержащими и нефтегазоносными осадочными комплексами определяет главные поисковые критерии на сероводородные воды и выделение перспективных областей. Среди природных факторов и условий решающее значение в процессе формирования сероводородных вод имеют: 1) литолого-фациальный состав водовмещающих пород (прежде всего, наличие сульфатсодержащих отложений) и нефтегазоносность осадочной толщи; 2) геолого-структурные условия; 3) гидрогеохимические обстановки; 4) гидродинамические и геотермические условия [5, 11].

#### 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 артезианских бассейнах республики на основе уточненных благоприятных природных условий.

#### Материалы

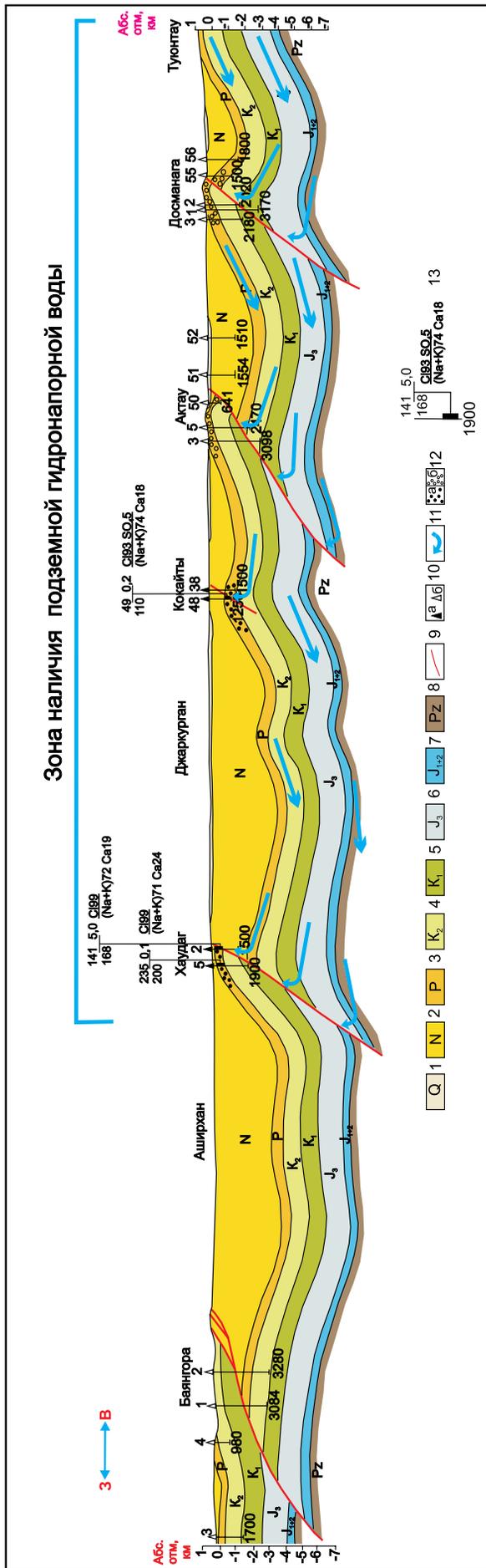
**Сурхандарьинский артезианский бассейн.** Область исследований охватывает равнинные пространства южных районов Узбекистана, ограниченные поднятиями Южного Тянь-Шаня и Памира. **Нефтеносность.** Выявлены 13 месторождений в Сурхандарьинской газонефтеносной области (Хаудаг, Учкызыл, Кокайты, Ляльмикар, Коштар, Амударьинской, Миршади, Джайранхана, Актау, Корсаглы, Джалаир, Гаджак и Кагнысай). Залежи нефти и газа здесь размещаются в палеогеновых отложениях. На месторождениях Ляльмикар, Гаджак и Кагнысай установлена продуктивность верхне- и нижнемеловых отложений. **Гидрогеологическая характеристика.** Сурхандарьинская мегасинклиналь является наиболее крупной по территории и характеризуется преимущественным развитием сероводородных вод в отложениях палеогена, главным образом в карбонатных коллекторах палеоцена и, в меньшей степени, эоцена (Уч-Кызыл, Хаудаг, Ляльмикар, Кокайты, Старый Термез, Джайранхана, Южная Курганча и др.) [5, 12].

**Бухаро-Хивинский артезианский бассейн.** Бухаро-Хивинская область представляет северо-восточный

борт огромного Амударьинского нефтегазоносного бассейна, для которого показательна региональная продуктивность юрских и меловых отложений. **Тектоника.** Бухаро-Хивинский регион представляет область ступенчатого погружения фундамента. **Газонефтеносность.** В 1960–1970 годах с целью поиска нефти и газа на территории Бухаро-Хивинского бассейна были проведены геологоразведочные работы. В ее 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 (XV, XVa и XVI продуктивные горизонты). **Гидрогеологическая характеристика.** Во время разведки попутно выявлены сероводородные воды в некоторых газонефтеносных месторождениях. На Каракайском нефтегазовом месторождении сероводород в пластовых водах XV, XVa и XVI горизонтов обнаружен в пределах от 39 (скв. 5) до 833 мг/л (скв. 39). На нефтегазовом месторождении Газли сероводород в пластовых водах XIII горизонта присутствует в пределах от 62 (скв. 114) до 90 мг/л (скв. 27). Газовое месторождение Учкыр — сероводород в пластовых водах XV горизонта в пределах от 120 (скв. 28) до 132 мг/л (скв. 18). На Каримском месторождении количество сероводорода в пластовых водах колеблется от 97 (скв. 5) до 115 мг/л (скв. 3). На месторождении Кульбешкак сероводород в пластовых водах XVI горизонта обнаружен в количестве от 99 (скв. 21) до 154 мг/л (скв. 16). На месторождении Денгизкуль-Хаузак промышленные скопления газа приурочены к XV горизонту келловей-оксфордских отложений верхней юры. В пластовых водах содержится растворенный сероводород в пределах от 14 (скв. 9Дк) до 537 мг/л (скв. 3Дк). Промышленная газонефтеносность Уртабулакской структуры — количество растворенного сероводорода в пластовых водах присутствует от 54 (скв. 7) до 400 мг/л (скв. 13). На Кандымском месторождении содержание растворенного сероводорода в пластовых водах XV горизонта варьирует от 99 (скв. 7) до 170 мг/л (скв. 17). Полученные гидрохимические показатели (содержание сероводорода и микрокомпонентов в пластовых водах) на основе результатов опробованных интервалов газонефтяных скважин показывают формирование и распространение сероводорода различных концентраций в пластовых водах почти во всех газонефтяных месторождениях Бухаро-Хивинского бассейна.

**Ферганский артезианский бассейн.** 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 Карачатыр-Сурентюбинской барьерной грядой. Южный борт и центральный грабен разделяют глубокий тектонический разлом и Андижанскую флексуру. В выработанных нефтяных месторождениях в южной части Ферганской впадины в скважинах часто встречаются проявления сероводородной воды.

## Зона наличия подземной гидронапорной воды



**Рис. 1. Схематический разрез процесс формирования сероводородных вод на основе гидродинамического фактора (гидрогеологический профиль участка Туонга-уская-Баянгора).** Система: 1 — четвертичная, 2 — неогеновая, 3 — палеогеновая, 4 — палеозойская система; 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

Проявления были обнаружены на нефтеносных месторождениях Северный Сох, Чонгара-Гальча, Чимион, Андижан, Палванташ, Ходжабад и Южный Аламышик.

### Результаты

#### Сурхандарьинский артезианский бассейн Анализ водовмещающих пород палеогена

**Сурхандарьинской мегасинклинали с целью изучения сульфатсодержащих пород.** Нефть формируется в бухарском и акжарском слоях палеогеновых отложений Амударьинского, Кокайтинского, Хаудагского, Ляльмикарского, Коштарского и Миршадинского нефтеносных месторождений. Основными водовмещающими породами бухаро-акжарского слоя являются известняки и доломиты с прослоями гипса и ангидрита. Для сопоставления областей распространения сероводородных вод по нефтегазоносным территориям и галогенным формациям составлена карта основных областей распространения сероводородных вод в пределах Сурхандарьинской мегасинклинали. На карте отмечены территории установленного развития сероводородных вод и их границы, соответствующие распространению эвапоритовых осадков водовмещающих пород палеогена, оконтуренных выработанными и действующими нефтегазоносными месторождениями, перспективными на сероводородные воды. Сульфатсодержащие пласты присутствуют во всех регионах впадины. Сульфатсодержащие породы контактируют с водоносными горизонтами. Как видно на карте, распространение сероводородных вод теснейшим образом связано с территориями совместного развития галогенных пород и нефтегазоносных комплексов. Окислительная реакция осуществляется благодаря вымыванию сульфатсодержащих толщ, и в нефтеносной толще происходит восстановительная реакция с водородом и участием сульфатредуцирующих бактерий. При отсутствии одного из необходимых условий (сульфатов или нефтяной органики) сероводородные воды высокой концентрации не формируются (рис. 1).

#### Уточнение геоструктурных факторов.

Экспериментально установлено, что в процессе инфильтрационного водообмена в течение длительного геологического времени растворенный свободный кислород проникает на значительные глубины (до 2 км и более) и распространяется по проницаемым пластам на расстояние до десятков километров [1]. В нефтеносных месторождениях, где формируются сероводородные воды, продуктивный горизонт залегает близко к

поверхности земли, что обеспечивает его кислородом и усиливает процесс сульфатредукции за счет проникновения инфильтрационных вод через тектонические разломы. Кровля продуктивного (бухарского) слоя палеогена залегает на глубине от –200 м (Учкызыл) до –1700 м (Джайранхана) по абсолютным отметкам. В этом слое формируется сероводородная вода в Сурхандарьинской мегасинклинали. Каждое нефтеносное месторождение пересекает продольное тектоническое нарушение. Бухарский слой залегает на глубине до 2 км. Следовательно, за счет выявленных продольных тектонических нарушений происходят гидродинамические процессы, и инфильтрационные воды просачиваются до нефтеносных горизонтов. При формировании сероводородной воды необходимо присутствие следующих специфических природных признаков: продольное тектоническое нарушение, залегание продуктивного слоя вблизи поверхности земли (до 2 км), разгрузка пластовой воды за счет тектонического нарушения нефтегазоносного месторождения, а также залегание водоносных отложений с пологим уклоном от области питания до нефтегазоносного месторождения. По тектоническим разломам в нефтяную структуру идет разгрузка термальных вод. В эвапоритовых (известковистых и гипсовых) породах происходит окислительная реакция, которая осуществляется благодаря вымыванию сульфатсодержащих толщ. В нефтеносной толще происходит восстановительная реакция с водородом при участии сульфатредуцирующих бактерий. В результате формируются сероводородные воды.

**Уточнение гидродинамических процессов.** Составлены схематические модели разрезов, где происходит процесс формирования сероводородной воды. Отложения мезо-кайнозойского комплекса залегают со слабым уклоном с востока до центральной части мегасинклинали. Наличие тектонических нарушений создает гидродинамический барьер на нефтеносных месторождениях, которые расположены в восточной части. Гидродинамическое давление подземных вод в восточной части мегасинклинали присутствует из-за наличия тектонических нарушений и слабого уклона залегания отложений. В зоне гидронапорной воды между восточно-периферийной частью и центральной палеозойские и мел-юрские пластовые воды разгружаются 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.

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

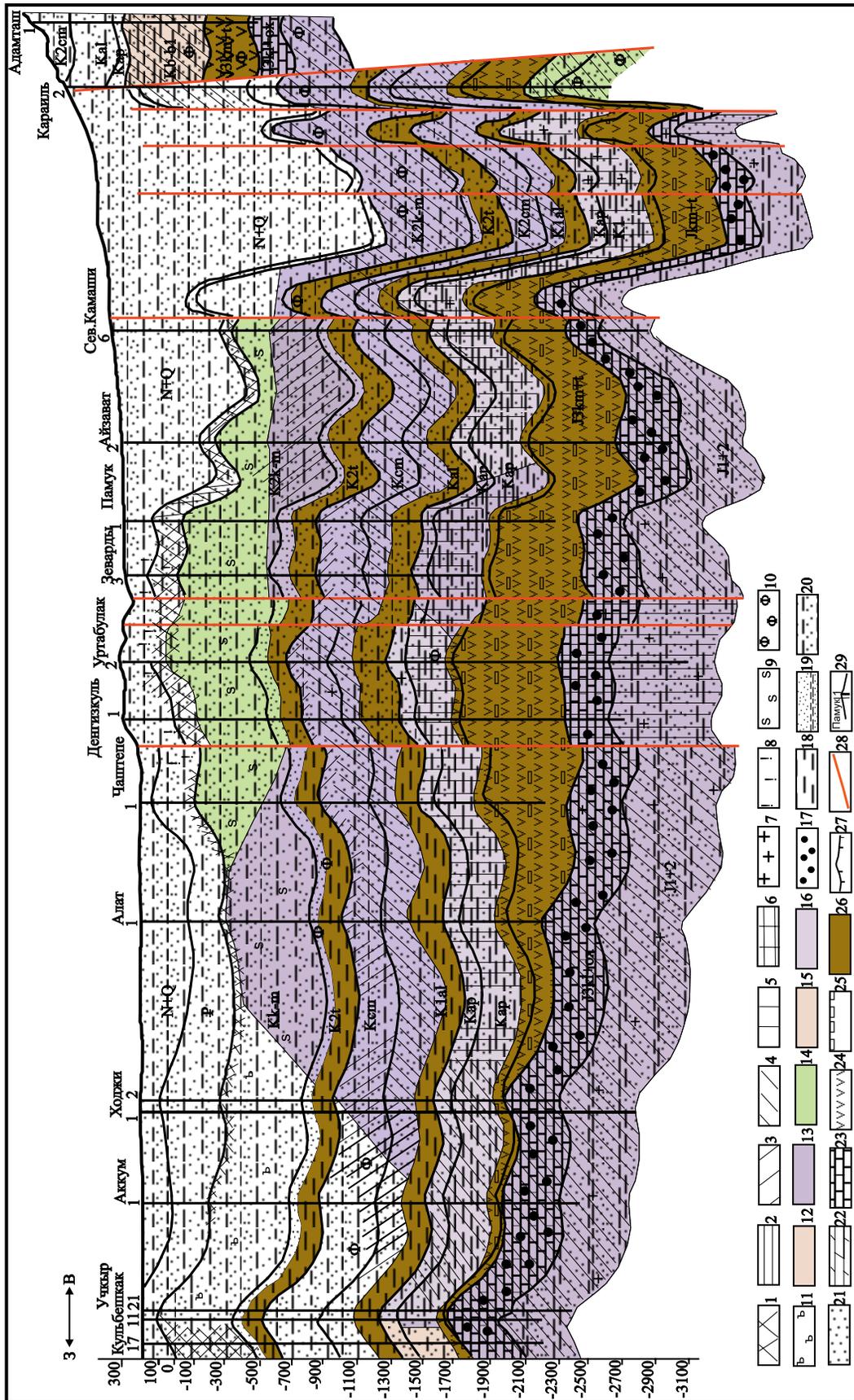
**Гидрогеохимическая обстановка.** Следовательно, по тектоническим разломам в нефтяную структуру идет разгрузка термальных вод. В эвапоритовых (известковистых и гипсовых) породах происходит окислительная реакция, которая осуществляется благодаря вымыванию сульфатсодержащих толщ. В нефтеносной толще происходит восстановительная реакция с водородом при участии сульфатредуцирующих бактерий. В результате формируются сероводородные воды.

#### **Бухаро-Хивинский бассейн**

**Уточнение литолого-фациальных факторов.** Проанализированы водовмещающие породы по ярусам юрских отложений на нефтегазоносных месторождениях Бухаро-Хивинского бассейна. Анализ показывает, что в составленной схеме сопоставления газо-нефтяных горизонтов юрских отложений Бухаро-Хивинского бассейна почти все породы продуктивного горизонта состоят из известняка с прослоями ангидрита (Даяхатын, Аккум-Парсанкуль, Кандым и Карактай). Газовые залежи формируются в зоне рифа Денгизкуль-Хаузакского месторождения. Зона рифа является проницаемым коллектором, который состоит из карбонатно-сульфатных пачек (известняков и ангидритов). Вмещающие породы продуктивного горизонта состоят из известняков без ангидрита в месторождениях Карим и Ходжихайрам. Продуктивные горизонты перекрывает мощная ангидрит-соляная толща кимеридж-титонского яруса на всех месторождениях. После обобщения анализов выявлено, что сульфатсодержащие породы распространяются в виде прослоек ангидрита в газонефтяной толще карбонатов. Гипс-ангидритовая толща кимеридж-титона покрывает продуктивный горизонт по всеми бассейну. Отмечены контур распространения сульфатсодержащих пород Бухаро-Хивинского бассейна по юрским отложениям. Почти все продуктивные горизонты (XV и XVI) состоят из известняков с прослоями ангидрита. Продуктивные толщи покрывают мощные гипс-ангидритовые отложения кимеридж-титона. Следовательно, распространение сульфатсодержащей толщи охватывает весь бассейн (рис. 2).

**Анализ выявленных геолого-структурных признаков.** Для формирования сероводородных вод Бухаро-Хивинского бассейна необходимо присутствие следующих геолого-структурных признаков: газонефтяные месторождения представлены в виде асимметричных 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.

**Гидродинамический фактор.** Область питания продуктивного горизонта мезо-кайнозойской системы располагается на востоке у отрогов Юго-Западного Гиссара и на северо-востоке 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



**Рис. 2. 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-магниево-натриевые; 9 — хлоридно-сульфатные натриевые; 10 — хлоридные натриевые; 11 — сульфатно-хлоридные натриевые, натриево-кальциевые магнезиальные. 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: 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

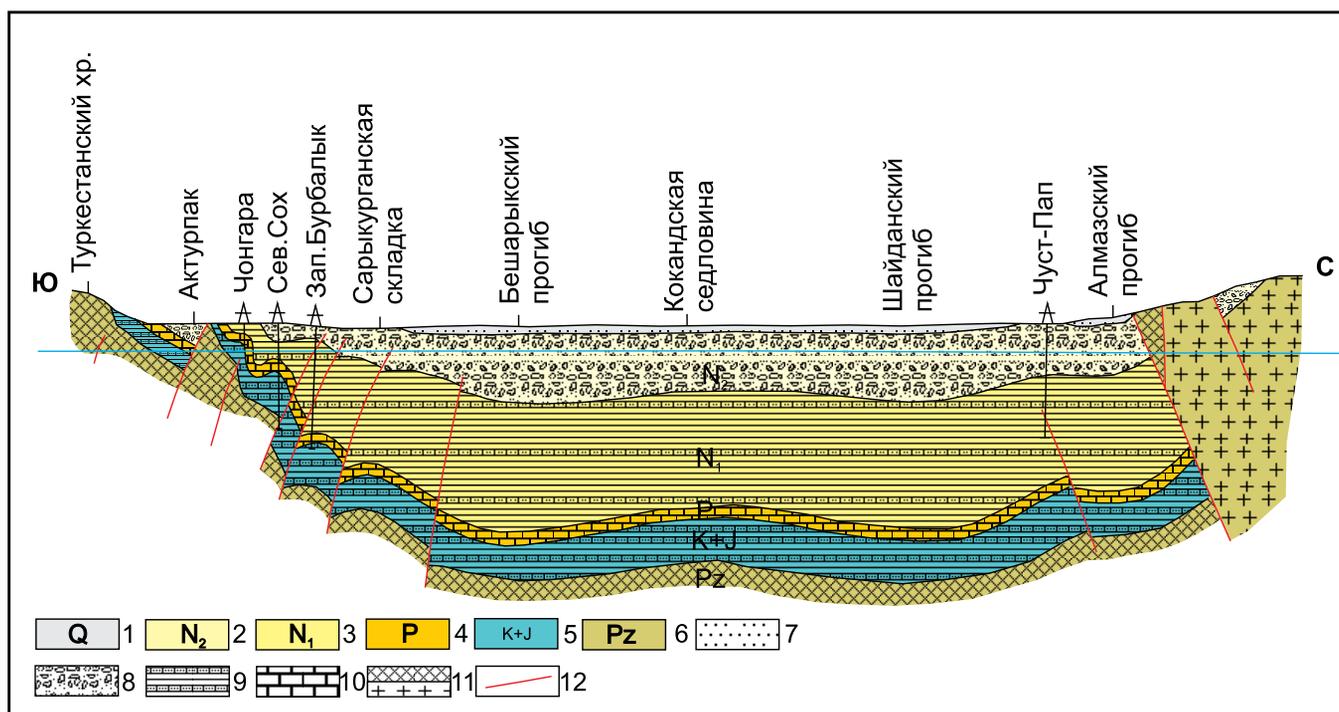
подошвы продуктивного горизонта к поверхности земли. В результате слабого пластового давления продуктивного горизонта формируются сероводородные воды со слабой концентрацией. В газонефтяном месторождении Каракатай (Бухарской ступени) формируются сероводородные воды с очень крепкой концентрацией за счет 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 (Даяхатин, Парсанкуль, Аккум, Уртабулак, Памук, Култак, Нишан) Чарджоуской ступени. Следовательно, 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 в Бухаро-Хивинском бассейне.

**Геотермическая обстановка.** Средние пластовые температуры продуктивного горизонта — 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 ступе-

ни формируются сероводородные воды со слабой концентрацией. За счет высокой пластовой температуры на Чарджоуской ступени образуются сероводородные воды с крепкой концентрацией, что увеличивает возможность формирования сероводородной воды. Средние пластовые температуры продуктивного горизонта газонесных месторождений Бухаро-Хивинского бассейна, где формируются сероводородные воды, установлены в пределах от 43 до 115 °С. В этом температурном режиме создаются условия термохимических процессов, пригодных для формирования сероводородной воды, т.е. осуществляется окислительно-восстановительная реакция.

**Гидрогеохимическая обстановка.** 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, Х. Сакаи, С.Д. Малинина и Н.И. Хитарова [6].

Выше рассмотрены литолого-фациальные, геолого-структурные, гидродинамические и геотермические факторы с целью изучения природно-геологических условий, в которых формируются сероводородные воды на газонефтяных месторождениях Бухаро-Хивинского бассейна. В результате выявлены необходимые специфические признаки: газо-водо-вмещающие породы продуктивного горизонта состоят из коралловых, водорослевых органогенных,



**Рис. 3. Схематический геологический разрез Ферганской межгорной впадины. Составил А.Р. Ходжаев (1968):** 1 — Четвертичная система. Неогеновая система: 2 — массагетские отложения; 3 — бактрийские отложения; 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

пористых и трещиноватых известняков с прослоями ангидрита; месторождения, в которых формируются сероводородные воды, представлены асимметричными 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 серно-кислых солей газоносной толщи под флюидоупорной толщей закрытой положительной структуры. На основе обобщений результатов сделаны следующие выводы: за счет термохимического процесса есть возможность формирования сероводородной воды с очень высокой концентрацией в глубоко залегающих пластах газоконденсатных месторождений (больше 2000 м в глубину), которые расположены на Чарджоуской ступени; почти во всех газовых месторождениях Бухарской ступени формируются сероводородные воды со слабой концентрацией по причине близкого залегания продуктивного горизонта к поверхности земли, так как осуществляется слабый термохимический процесс.

#### **Ферганский артезианский бассейн**

**Парагенезис сероводородных вод с эвапоритами и нефтегазоносными формациями.** Для изучения сульфатсодержащих пород изучены водовмещающие породы палеогена по ярусам согласно схеме О.С. Вялова на основе сопоставления палеогеновых отложений Ферганы — по данным А.Р. Ходжаева. *Бухарский ярус.* Отложения этого яруса хорошо выделяются в подавляющем большинстве районов Ферганской впадины. Представлены они в нижней части разреза гипсами и ангидритами (X пласт), в верхней — известняками и глинами (VIII пласт). *Сузакский ярус* представлен зелеными, реже красно-бурыми глинами с прослоями песчаников, известняков и иногда гипсов. *Туркестанский ярус.* На структурах Андижанской группы туркестанский ярус сложен глинами, среди которых размещается один или несколько пластов известняка, песчаника (V пласт) или ангидрита (VI пласт). Мощность палеогеновой толщи относительно меньше в северном борту впадины, чем южном, однако сульфатсодержащий пласт присутствует на всех регионах впадины (рис. 3).

**Геоструктурные условия.** Все нефтяные месторождения (Чонгара, Северный Сох, Чимион, Палванташ, Андижан, Ходжаабат 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 гидродинами-

ческие процессы, и инфильтрационные воды просачиваются до нефтеносных горизонтов.

**Выявление характера водонапорной системы.** 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.

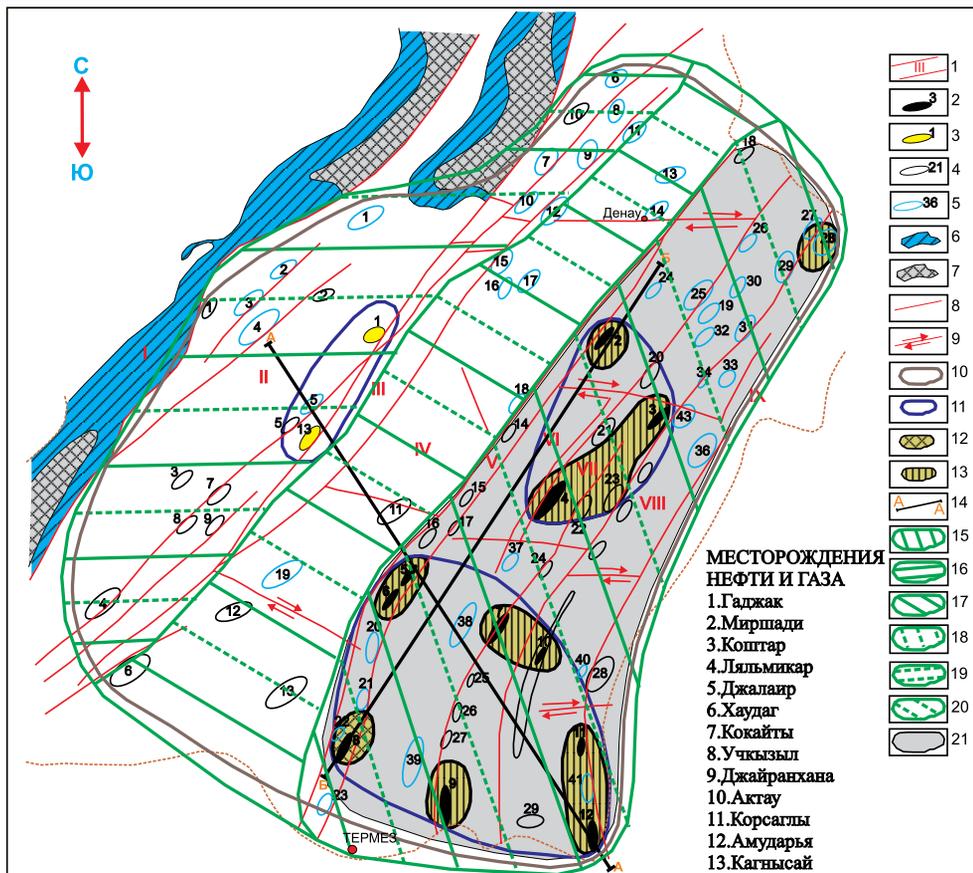
**Геотермическая обстановка.** Средние температуры продуктивного горизонта нефтегазоносных месторождений южного борта Ферганской впадины, где формируются сероводородные воды, варьируют от 28 до 48 °С. В этом температурном интервале создаются благоприятные условия для формирования сероводородной воды, т.е. осуществляется окислительно-восстановительная реакция и развитие жизнедеятельности органических бактерий.

**Уточнены особенности формирования сероводородной воды на нефтегазоносных месторождениях:** на сероводородных месторождениях осуществляется окислительная реакция за счет процесса вымывания сульфатсодержащих толщ, и в нефтеносных толщах происходит восстановительная реакция с водородом при участии сульфатредуцирующих бактерий; за счет наличия продольного тектонического нарушения антиклинальной структуры поверхностные воды проникают в нефтеносные толщи по тектоническим нарушениям и усиливают сульфатредуцирующие процессы; в результате установившейся геохимической обстановки (Eh — –29 — –300 мВ; рН 6,5–8,5) формируются сероводородные воды Ферганского бассейна; средняя температура продуктивного горизонта составляет 28–48 °С.

#### **Обсуждение**

Выше изложены главнейшие факторы и условия среды, необходимые для формирования сероводородных вод. На основе выявленных особенностей формирования перспективных скоплений сероводородных вод разработана методика составления схематической прогнозной карты их распространения. Методика создания прогнозной карты состоит из следующих этапов:

1. Сначала необходимо выбрать базовую карту в масштабе 1:1000 000.
2. Оконтурировать выработанные и действующие нефтегазоносные месторождения, которые имеются на территории.
3. Выявить площади установленного распространения сероводородной воды и площади, на которых обнаружены сероводородные пластовые воды на нефтегазоносных месторождениях.
4. Оконтурировать распространение эвапоритовых (гипс и ангидриты) толщ по бассейнам.
5. Выявить и оконтурировать асимметричные антиклинальные складки субширотного простирания по типу (закрытые и открытые), а также выделить месторождения по глубинам залегания продуктивного горизонта.
6. Выявить и выделить контуры гидродинамических систем, отличающихся по степени водонапора (активной, слабой и незначительной).



**Рис. 4. Схематическая прогнозная карта формирования сероводородных вод Сурхандарьинского артезианского бассейна на основе специфических природных факторов:** 1 — тектонический блок и его номер; месторождения: 2 — нефти, 3 — газа, 4 — перспективные, 5 — выявленные; 6 — выходы отложений юры; 7 — выходы на поверхность образований палеозоя; 8 — разрывные нарушения; 9 — сдвиги и границы широтных ступеней (блоков) по древним отложениям; границы: 10 — распространения эвапоритовых осадков, 11 — выработанных и действующих нефтегазоносных месторождений. Территории развития сероводородных вод: 12 — установленные, 13 — перспективные; 14 — геологический профиль; водонапорная система: 15 — более активная, 16 — слабая, 17 — незначительная; территории по глубинам залегания продуктивного горизонта: 18 — до 2 км, 19 — больше 2 км, 20 — глубокой; 21 — территории, перспективные на сероводородные воды

7. Выделить перспективные территории для формирования и распространения сероводородных вод на основе уточнения специфических природных признаков по бассейну.

**Прогнозирование перспективных площадей формирования сероводородных вод Сурхандарьинского артезианского бассейна на основе выявленных специфических природных признаков**

При формировании сероводородной воды необходимо присутствие следующих специфических природных признаков: продольное тектоническое нарушение, залегание продуктивного слоя вблизи поверхности земли (до 2 км), разгрузка пластовой воды за счет тектонического нарушения нефтегазоносного месторождения, а также залегание водоносных отложений с пологим уклоном от области питания до нефтегазоносного месторождения. По тектоническим разломам в нефтяную структуру идет разгрузка термальных вод. В эвапоритовых (известковистых и гипсовых) породах происходит окисли-

тельная реакция, которая осуществляется благодаря вымыванию сульфатсодержащих толщ. В нефтеносной толще происходит восстановительная реакция с водородом при участии сульфатредуцирующих бактерий. В результате формируются сероводородные воды.

Следовательно, можно составить схематическую прогнозную карту формирования сероводородных вод Сурхандарьинского артезианского бассейна на основе разработанной методики. Все выявленные специфические природные признаки, необходимые для формирования сероводородной воды, нанести на базовую карту (тектоническую карту) (рис. 4).

На карте отмечены и оконтурированы:

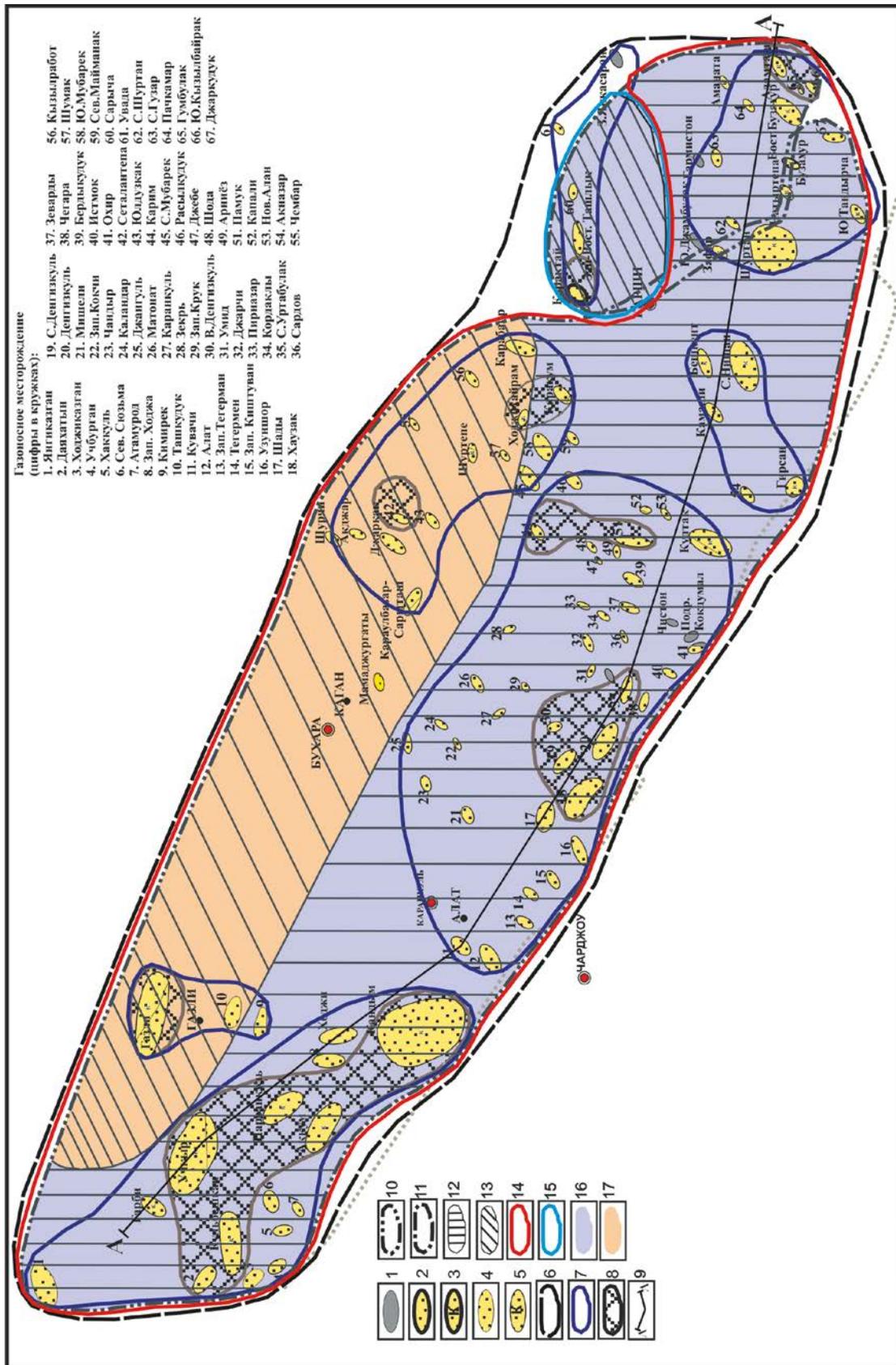
- выработанные и действующие нефтегазоносные месторождения, приуроченные к палеогену, расположенные в южной части бассейна (Учкызыл, Джайранхана, Амударья, Корсаглы, Актау, Кокайты, Хаудаг, Джалаир), центральной части (Гаджак и Кагнысай) и восточной части (Ляльмикар, Коштар и Миршади);

- территории установленного развития сероводородных вод и их границы (с целью выявления сероводородной воды проведены детальные поисково-разведочные гидрогеологические работы, приуроченные к палеогеновым отложениям на Учкызылском нефтеносном месторождении в период 1985—1987 гг. и в результате уточнено наличие крепко сероводородной воды и подсчитаны запасы);

- нефтегазоносные месторождения, на которых обнаружены сероводородные воды (в южной части — Учкызыл, Джайранхана, Амударья, Корсаглы, Актау, Кокайты, Хаудаг, Джалаир; в восточной — Ляльмикар, Коштар, Миршади и выявленные антиклинальные структуры Шорбулак и Курганча);

- территории распространения сульфатсодержащих пород (эвапоритовые породы распространены по всему бассейну);

- нефтегазоносные месторождения и выявленные перспективные структуры на нефть и газ, которые состоят из асимметричной антиклинальной складки



**Рис. 5. Схематическая прогнозная карта формирования сероводородных вод Бухаро-Хивинского бассейна, составленная с учетом специфических природных факторов.** Месторождения, находящиеся в разведке: 1 — нефтяные; 2 — нефтегазовые; 3 — нефтегазовые; 4 — газосланцевые; 5 — газосланцевые; 6 — границы распространения эвапоритовых осадков; 7 — граница выработанных и действующих газонефтеносных месторождений; 8 — территории установленного развития сероводородных вод; 9 — геологической профиль; 10 — территории расположения асимметричных брахантиклинальных складок; 11 — территории асимметричных брахантиклинальных складок, на которых присутствуют тектонические нарушения. Контуры, имеющие: 12 — высокотермальные (80–100°C) и высокие пластовое давление (от 272 до 286 атм); 13 — термальное (42–67 °C) и среднепластовое давление (от 83 до 177 атм). Выявленные перспективные площади формирования сероводородных вод; 14 — за счет термодимического процесса; 15 — за счет биохимического процесса. Контуры распространения сероводородной воды: 16 — рассольные и крепко рассольные (39–22 8г/л) хлоридно-кальциевые с сероводородом очень крепкой концентрации (190–670 мг/л); 17 — высокоминерализованные (15–35 г/л) хлоридно-кальциевые с сероводородом со слабой и средней концентрацией (29–90 мг/л)



северо-восточного простирания с продольным тектоническим нарушением, а также те, где залегание продуктивного горизонта близко к поверхности (оконтуренные территории расположены на юго-восточной и северо-западной сторонах борта);

— территории, которые выделены по характеру гидродинамических систем (в юго-восточной части бассейна — более активная, в северо-западной — слабая и в центральной части — незначительная);

— перспективные территории на сероводородные воды спрогнозированы на основе выявленных особенностей формирования скоплений сероводородных вод. Все специфические природные признаки присутствуют в юго-восточной части Сурхандарьинского артезианского бассейна.

### **Бухаро-Хивинский бассейн**

После обобщенного анализа составлена схематическая прогнозная карта формирования сероводородных вод Бухаро-Хивинского артезианского бассейна на основе выявленных специфических природных признаков (рис. 5):

— 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 асимметричной брахиантиклинальной складке, где продуктивные горизонты перекрыты флюидоупорной толщей, что характерно для большей части Бухаро-Хивинского бассейна; газовые месторождения в асимметричных брахиантиклинальных складках с наличием тектонических нарушений, с перекрытием гипс-ангидритовой толщи продуктивного горизонта, расположенные 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; продуктивные горизонты, имеющие более низкие температуры и средний пьезометрический напор на Бухарской ступени; продуктивные горизонты, имеющие пониженные температуры и слабый пьезометрический напор 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: рас-

сольные 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 части Бухарской ступени.

### **Ферганский артезианский бассейн**

Составлена схематическая прогнозная карта формирования сероводородных вод Ферганского артезианского бассейна на основе выявленных специфических природных признаков (рис. 6):

— X пласт бухарского и VI пласт туркестанского ярусов палеогена состоят из гипса и ангидрита, а также глины с прослоями гипсов в сузакском ярусе отложений палеогена. Нефть и газ формируются в палеогеновых отложениях (V, VII, VIII пласты);

— нефтегазоносные месторождения, в которых формируются сероводородные воды имеют антиклинальную асимметричную структуру и имеют продольные тектонические разломы;

— продуктивный нефтеносный пласт, ответственный за формирование сероводородных вод, залегает на глубине от 100 до –1100 м. Сероводородные воды формируются при Eh — –29 — –300 мВ; рН 6,5–8,5; М = 2,3–149 г/л; H<sub>2</sub>S = 70–416 мг/л. Водонапорная система более активна на нефтегазоносных месторождениях южного борта за счет близкого залегания к поверхности земли палеогеновой толщи, круто уходящей на глубину по склону впадины и пересеченной группой продольных тектонических разломов;

— температура продуктивного горизонта изменяется от 28 до 48 °С. Указанные специфические признаки (наличие эвапоритовых и нефтеносных толщ, продольное тектоническое нарушение, залегание продуктивного слоя вблизи поверхности земли (до 2 км), разгрузка пластовой воды за счет тектонического нарушения на нефтегазоносных месторождениях между нефтегазоносным месторождением и областью питания подземной воды) имеются в южной части Ферганской бассейна.

### **Выводы**

Уточнены особенности формирования перспективных скоплений сероводородных вод Сурхандарьинского бассейна. В бухаро-акжарском ярусе известняки и доломиты с прослоями гипса и ангидрита. Нефть и газ формируются в палеогеновых отложениях (V, VII, VIII пласты). Нефтегазоносные месторождения, в которых формируются сероводородные воды имеют антиклинальную асимметричную структуру и продольные тектонические разломы. Продуктивный нефтеносный пласт, ответственный за формирование сероводородных вод, залегает на глубине от –400 до –2000 м; сероводородные воды формируются при Eh — –40 — –450 мВ; рН 6,5–8,5; М = 49–235 г/л; H<sub>2</sub>S = 40–550 мг/л. Разгрузка пластовых вод происходит за счет тектонического на-

рушения на нефтегазоносных месторождениях, а также пологого залегания комплекса отложений между нефтегазоносным месторождением и областью питания подземной воды. Температура продуктивного горизонта варьирует от 28 до 52 °С.

Уточнены особенности формирования перспективных скоплений сероводородных вод Ферганского бассейна. X пласт бухарского и VI пласт туркестанского ярусов палеогена состоят из гипса и ангидрита, а также глины с прослоями гипсов в сузакском ярусе отложений палеогена. Нефть и газ формируются в палеогеновых отложениях (V, VII, VIII пласты). Нефтегазоносные месторождения, в которых формируются сероводородные воды, имеют антиклинальную асимметричную структуру и продольные тектонические разломы.

Уточнены особенности формирования перспективных скоплений сероводородных вод Бухаро-Хивинского бассейна.

В результате разработаны методики прогнозирования перспективных площадей формирования сероводородной воды с благоприятной обстановкой, которые имеют комплекс специфических природных признаков. В дальнейшем выявление и прогнозирование перспективных площадей распространения сероводородной воды на других территориях Узбекистана можно проводить по этому разработанному подходу решения задачи.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Германов, А.И. Кислород подземных вод и его геологическое значение / А.И. Германов // Известия АН СССР. Сер. Геология. — 1955. — Вып. 6. — С. 70–81.
2. Жураев, М.Р. Выявление перспективной площади распространения сульфидных вод в Палванташском нефтегазоносном место-

- рождении / М.Р. Жураев, Р.Э. Джураев // Вестник Пермского университета. Сер. геология. — 2014. — № 1(22). — С. 25–33.
3. Жураев, М.Р. Распространение сероводородных вод по площади Северного Сохского нефтегазоносного месторождения / М.Р. Жураев, Р.Э. Джураев // Вестник Воронежского государственного университета. Сер. геология. — 2014. — № 2. — С. 133–140.
4. Жураев, М.Р. Обоснование перспективных площадей сероводородных вод на выработанных нефтяных месторождениях (на примере структуры Чимион) / М.Р. Жураев, Р.Э. Джураев // Разведка и охрана недр. — 2014. — № 10. — С. 52–57.
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. — 229 с.
7. Плотникова, Г.Н. Сероводородные воды СССР / Г.Н. Плотникова. — М.: Недра, 1981. — 132 с.
8. Carbajo, J.M. Evaluación de los cambios en la piel tras la aplicación de cosméticos elaborados a partir del sedimento de las aguas minero-medicinales Lanjarón-Capuchina mediante métodos de bioingeniería cutánea [Ph.D. thesis] / Carbajo, J.M. // Universidad Complutense de Madrid (2014). [Google Scholar].
9. Carbajo, J.M. Hydrogen sulfide and health. New insights. Proceedings of the IV Congreso Iberoamericano de Peloides (IV CIBAP BOI '15) (2015) / Carbajo J.M., Maraver F. // Caldes de Boi, Spain. 93–105. [Google Scholar].
10. Yunjiao, Fu. Hydrogen sulfide formation, fate, and behavior in anhydrite-sealed carbonate gas reservoirs: A three-dimensional reactive mass transport modeling approach / Yunjiao Fu, Wolfgang van Berk, Hans-Martin Schulz. // AAPG Bulletin (2016). 100 (5) — P. 843–865.
11. Zhurayev, M.R. Refinement of lithological factors during formation of hydrogen-sulfide water in the Bukhara-KHiva basin / M.R. Zhurayev // International Journal of Geology, Earth & Environmental Sciences — 2019. Vol/9 (1) January-April. -P. 37–44.
12. Umurzakov, R.A. Study of the conditions of formation and forecast of the perspective areas of hydrogen-sulfide water of Surkhandarya depression / R.A. Umurzakov, M.R. Zhurayev, R.Y. Yusupov // Open Journal of Geology. — 2019. — Vol. 9. — № 4.

© Жураев М.Р., Бимурзаев Г.А., 2021

Жураев Музаффар Рахматович // jurayevm@inbox.ru  
Бимурзаев Гани Амиргалиевич // hydrouz@inbox.uz

## ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ

УДК 622.243.2

Нескоромных В.В.<sup>1</sup> Еловых П.Ф.<sup>2</sup>, Лысаков Д.В.<sup>1</sup>  
(1 — Сибирский Федеральный Университет,  
2 — ООО «Газпром недр», Красноярск)

### ЭФФЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ЗАБУРИВАНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ СТВОЛОВ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ОТКЛОНИТЕЛЕЙ НЕПРЕРЫВНОГО ДЕЙСТВИЯ В ТВЕРДЫХ ГОРНЫХ ПОРОДАХ

Рассмотрены эффективные технологии забуривания дополнительных стволов, основанные на использовании отклонителей непрерывного действия фрезерующего

типа, при применении которых требуются минимальные затраты времени и не создаются потенциально аварийно-опасные ситуации. Приведены результаты анализа производства работ по забуриванию новых направлений с искусственного забоя, результаты разработок, направленных на повышение эффективности производства работ по забуриванию новых стволов в твердых горных породах. Приведено описание применения искусственного забоя, сформированного на поверхности и состоящего из дерева, учитывающего снижение его буримости при применении породоразрушающего инструмента для бурения твердых горных пород. **Ключевые слова:** бурение, забуривание, дополнительный ствол, фрезерование, долото, горная порода, искусственный забой.