

Методические рекомендации по выявлению перспективных площадей распространения сероводородных вод

В статье изложена разработка методических рекомендаций по выявлению перспективных площадей распространения сероводородных вод в пределах артезианских бассейнов. Для этого необходимо определить специфическую природно-геологическую обстановку в соответствии с разработанными методическими положениями. Рекомендуются исследования без дорогостоящих полевых и буровых работ на основе фондовой информации. Все геологические (литолого-фациальные, геолого-структурные, гидродинамические, геотермические и геохимические) исследования проводятся на основе результатов геологоразведочного бурения и методов геофизики (сейсморазведки, электроразведки и термометрии), выполненных во время разведки нефтегазовых месторождений.

Ключевые слова: артезианский бассейн, окислительная реакция, водонапорная система.

M. R. ZHURAEV (SE «Institute GIDROINGEO», Uzbekistan)

Methodological guidelines for identifying areas promising for hydrogen sulfide water

The article describes the development of guidelines for identifying areas promising for hydrogen sulfide water within artesian basins. In order to do that, it is necessary to determine the specific natural-geological setting in compliance with the developed methodological provisions. It is recommended to conduct studies without expensive field and drilling operations based on information obtained in previous years. All geological (lithological-facies, geological-structural, hydrodynamic, geothermal and geochemical) studies are based on results of geological exploration drilling and interpretation of results of geophysical surveys (seismic exploration, electrical exploration and thermometry) performed during the exploration of oil and gas fields.

Keywords: artesian basin, oxidative reaction, water pressure system.

Для цитирования: Жураев М. Р. Методические рекомендации по выявлению перспективных площадей распространения сероводородных вод // Региональная геология и металлогения. — 2020. — № 82. — С. 91–102.

Введение. В мировой практике вопросы поиска, прогнозирования и проведения геологоразведочных работ по выявлению новых месторождений минеральных вод всегда были актуальны. На сегодня разработка научного обоснования критериев оценки закономерностей формирования и прогноза различных типов лечебных минеральных вод — одно из приоритетных направлений. В этом аспекте вопросам изучения условий формирования минеральных вод, установления перспективных площадей, границ их распространения, водообильных участков, мест заложения высокопроизводительных скважин уделяется особое внимание. В то же время выявление перспективных площадей сероводородных и других имеющих лечебные свойства минеральных вод без проведения дорогостоящих геологоразведочных работ на основе анализа ранее проделанных геологических и геофизических (в целях поиска нефти и газа) и внедрение такого метода в производство является актуальной проблемой науки и практики. Решение вышеперечисленных задач позволит повысить

рентабельность производственных гидрогеологических предприятий.

В статье рассматриваются вопросы методики проведения исследований при поисках сероводородных вод по комплексу гидрогеохимических и гидрогеофизических данных. Рекомендации разработаны на основе комплекса методов, включающего научный анализ разрозненных фактических материалов, разведочных исследований, проведенных гидрогеологическими и нефтегазовыми организациями, в т. ч. анализ и переинтерпретация материалов электроразведки (ВЭЗ, ВЭЗ-ВП), сейсморазведки (ОГТ), геофизических исследований скважин и гидрогеологическое опробование отдельных интервалов разреза скважин на примере антиклинальной структуры Ферганского артезианского бассейна. И. М. Мелькановицкий, Г. С. Вартамян, З. А. Водоватова предложили применять геофизические методы при проведении поисков и разведке минеральных вод на территории России [1; 11].

Основные закономерности распространения и формирования сероводородных вод в осадочной

толще пород определяются сложным комплексом геологических факторов и естественно-природных условий. В системе артезианских вод сероводородные приурочены к восстановительной геохимической обстановке в зоне развития анаэробных процессов. К особенностям условий формирования сероводородных вод, определяющих общие закономерности их размещения в осадочных породах, относятся: 1) литолого-фациальный состав водовмещающих пород, в первую очередь наличие сульфатсодержащих отложений и нефтегазоносных комплексов; 2) геоструктурные условия и стратиграфическая приуроченность; 3) гидрогеохимическая обстановка; 4) гидродинамические условия; 5) геотермическая обстановка [7–9]. В настоящее время есть информация о наличии сероводородной воды в Ферганском, Сурхандарьинском и Бухаро-Каршинском нефтегазоносных регионах [3–6]. Геологическая обстановка здесь резко различается. Следовательно особенности формирования сероводородных вод обладают специфическими признаками, которые необходимо уточнить. На основе их уточнения создается возможность выявления перспективных регионов, в которых распространяются сероводородные воды. Появилась возможность решения этой задачи на основе гидрогеологической интерпретации геофизических данных по ранее проведенным геолого-геофизическим работам с целью поиска нефти и газа.

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 сероводорода наблюдается в водах открытых и разрушающихся нефтяных месторождений, т. е. там, где имеется связь с поверхностными водами [12]. 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 сульфатвосстанавливающих бактерий используют сульфаты различных минералов (гипса, барита, целестина и др.) и органические соединения [13; 14]. Реакция идет по схеме:



В 1950–1960-х годах с целью поиска нефти и газа в Ферганской впадине проведены геологоразведочные исследования в региональном масштабе. В результате были выявлены многие нефтегазоносные месторождения палеогена. Во время разведки попутно обнаружены сероводородные воды в некоторых нефтегазоносных месторождениях [15; 16].

Задачи исследования. I. Изучение и анализ природно-геологических факторов для выявления особенностей формирования перспективных скоплений сероводородных вод в пределах артезианского бассейна. При изучении месторождений минеральных вод в большинстве случаев используются не результаты специальных полевых работ, а материалы прежних нефтегазоразведочных исследований. Для прогнозирования перспективности формирования сероводородной воды в определенном регионе (артезианском бассейне или горной зоне) необходимо провести изучение комплексных геологических факторов в региональном масштабе. На основе гидрогеологической интерпретации геологических и геофизических данных есть возможность выявления специфических признаков, которые имеют важное значение для формирования сероводородной воды.

Гидрогеохимические исследования. С целью выявления восстановительных геохимических процессов региона анализируется химический состав пластовых вод, опробованных на различных интервалах в скважинах изучаемой площади. Используется основной материал ранее проведенных работ, изучается гидрогеологическая часть отчета для поиска нефти и газа. Рассматриваются и анализируются гидрогеохимические показатели: тип воды, минерализации, концентрации водорода (pH), величины окислительно-восстановительного потенциала (Eh) и концентрации сероводорода, пластовой воды, опробованной в интервалах скважин локального и регионального масштаба.

Согласно классификации минеральной лечебной воды, бальнеологические особенности концентрации сероводорода в пластовых водах начинаются с 10 мг/л [10]. Поэтому выбираются скважины, в которых отмечается большое количество сероводорода. На основе выбранных скважин выделяется первоначальный участок распространения сероводородной воды.

Литолого-фациальные исследования. Один из основных специфических признаков формирования сероводородных вод – наличие нефтеносных и эвапоритовых толщ. Для изучения литолого-фациального фактора региона необходимо обратиться к данным геолого-буровых работ. В основном сероводородные воды формируются на нефтегазоносных месторождениях. В прошлые годы с целью поиска нефти и газа проведены геологоразведочные работы регионального масштаба и пробурены глубокие скважины на отдельных площадях. Опробованы интервалы в скважинах и составлены их геолого-технические разрезы. В результате сопоставления геолого-технических разрезов опорных скважин на площади появилась возможность изучения литолого-фациальных факторов региона.

Например, для изучения сульфатсодержащих пород взяты водовмещающие породы палеогена по ярусам, согласно схеме О. С. Вялова (бухарский, сузакский, алайский, туркестанский, риштанский, исфаринский, ханабадский и сумсарский)

и на основе сопоставления палеогеновых отложений Ферганы, по данным А. Р. Ходжаева (рис. 1) [17]. X пласт бухарского и VI пласт туркестанского яруса состоит из гипса и ангидрита, а также глины с прослоями гипсов в сузакском ярусе отложений палеогена в Ферганской впадине. Сульфатсодержащие породы (гипс и ангидрит) контактируют с водоносными горизонтами. Мощность палеогеновой толщи относительно меньше на северном борту впадины, чем южном, однако сульфатсодержащий пласт присутствует на всех регионах впадины. Для сопоставления областей распространения сероводородных вод с нефтегазоносными территориями и галогенными формациями нами составлена карта основных областей распространения сероводородных вод в пределах Ферганской впадины (рис. 2). 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 Ферганской впадины. Выработанные и действующие нефтегазоносные месторождения, приуроченные к палеогену, расположены в юго-западной и юго-восточной частях, в районе центрального грабена, северного борта и северо-восточной части впадины. Сероводородные воды формируются в нефтегазоносных месторождениях юго-западной – Шорсу, Оби-Шифо и Ким; центральной – Северный Сох, Чонгара-Гальча, Сарыкамыш, Сарыток, Северный Риштан, Чимион и Кашкаркыр; юго-восточной – Западный Палванташ, Палванташ, Андижан, Ходжаабат, Южный Аламышик и Чангырташ; и северо-восточной – Избаскент и Майлису IV – частях Ферганской впадины. Как видно на карте, распространение сероводородных вод теснейшим образом связано с территориями совместного развития галогенных пород и нефтегазоносных комплексов. Поскольку под термином парагенеза (парагенезиса) понимается совместное нахождение минералов или химических элементов, связанных генетически, то это карта парагенеза сероводородных вод с эвапоритами и нефтегазоносными комплексами. Следовательно окислительная реакция осуществляется за счет процесса вымывания в сульфатсодержащей, а восстановительная реакция водорода – с помощью сульфатредуцирующих бактерий в нефтеносной толще. При отсутствии одного из необходимых условий (сульфатов и нефтяной органики) сероводородные воды высокой концентрации не формируются.

При формировании сероводородных вод кроме сульфатсодержащих отложений и нефтегазоносных комплексов необходимо осуществление специфических особых условий: тектонические нарушения; залегание толщи вблизи поверхности; наличие напорных вод и восстановительных геохимических процессов; термальность воды. Поэтому сероводородные

воды присутствуют не на всех выявленных нефтегазоносных месторождениях. Территории Северного борта, Центрального грабена и некоторые нефтегазоносные месторождения южной части впадины практически бесперспективны на сероводородные воды из-за отсутствия комплексных специфических природных условий формирования сероводородной воды.

Геолого-структурные исследования. С целью поиска нефти и газа в пределах региона проведены детальные сейсморазведочные работы методом ОГТ. Со стороны нефтяных геофизиков составлены обобщенные структурные карты по кровле нефтеносных горизонтов, приведены все структурно-тектонические элементы (разрывные нарушения, складчатые структуры, выход фундамента на дневной поверхности, рельеф по кровле продуктивного пласта). Геолого-структурные условия имеют значение для формирования сероводородной воды по регионам. Необходимые критерии определяются при интерпретации сейсморазведочных данных с точки зрения гидрогеологии. Во время интерпретации необходимо рассчитывать и уточнять следующие важные признаки: направления тектонических нарушений (продольное или поперечное); глубина залегания продуктивной толщи (ближе к поверхности земли или более глубокое); уклон рельефа кровли продуктивного горизонта и расстояния между областью питания изучаемого региона (резкого характера или пологого).

Например, Ферганская межгорная впадина по структурно-тектоническому строению разделяется на три части: южный и северный борта и центральный грабен. Наибольшее количество нефтяных месторождений расположено в южной части Ферганской впадины. Южный борт впадины ограничивается Южно-Ферганским разломом с юга и Карачатыр-Сурентюбинской барьерной грядой с юго-востока. Южный борт и центральный грабен пересекают глубокий тектонический разлом и Андижанскую флексуру. Все нефтяные месторождения (Чонгара, Северный Сох, Чимион, Палванташ, Андижан, Ходжаабат и Южный Аламышик), в которых обнаружены сероводородные воды, составляют асимметричную антиклинальную выдвинутую складчатую структуру (рис. 3). В каждом месторождении отмечается продольный тектонический разлом, благодаря чему происходят взбросо-надвиговые нарушения, т. е. наблюдается смещение слоев. Изучаемый продуктивный нефтеносный пласт, где обнаружены сероводородные воды, залегает на глубине 100–1100 м по абсолютной отметке. Выявлено, что все элементы структур создают возможность формирования сероводородных вод в этом регионе. Благодаря продольным тектоническим нарушениям 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

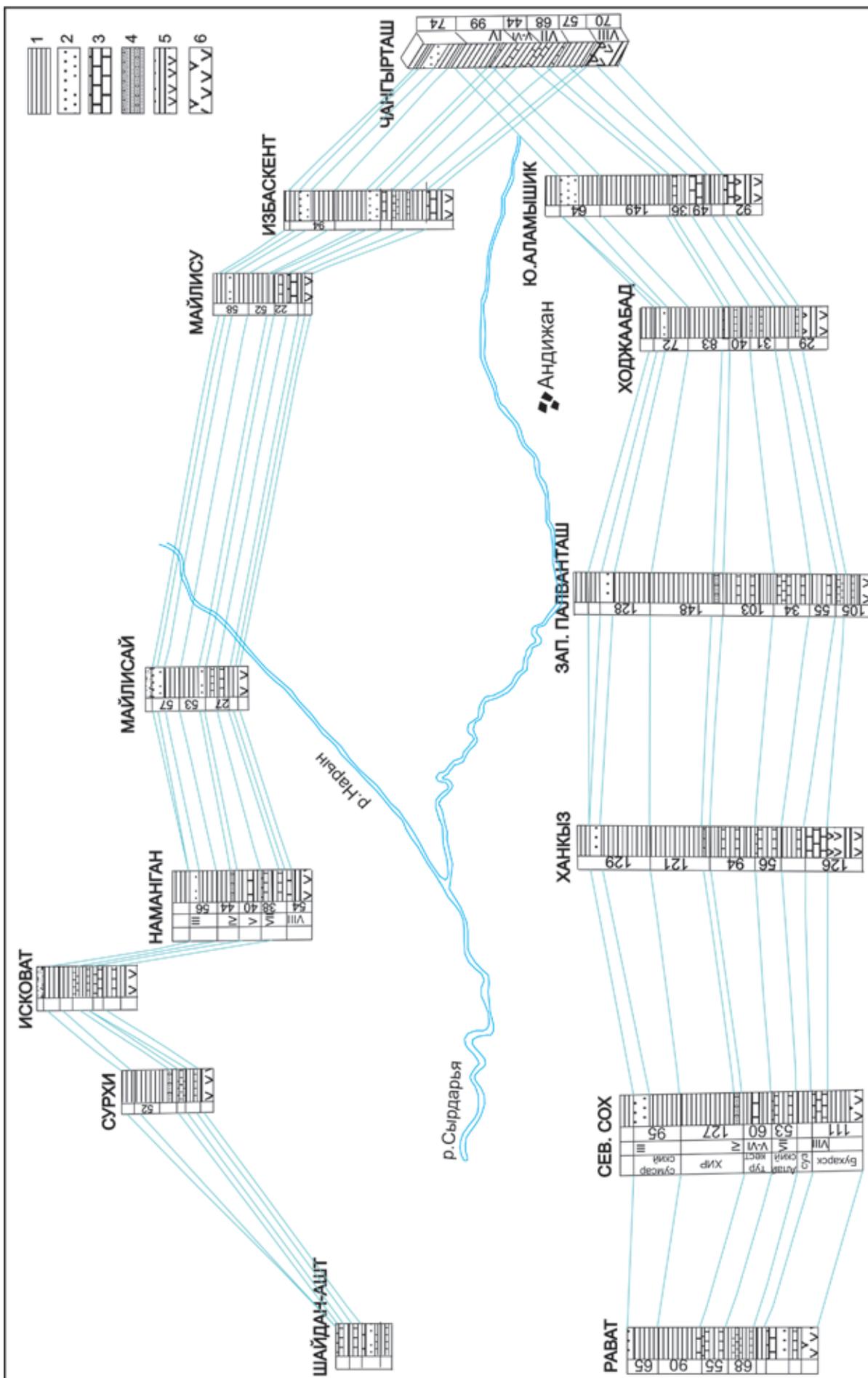
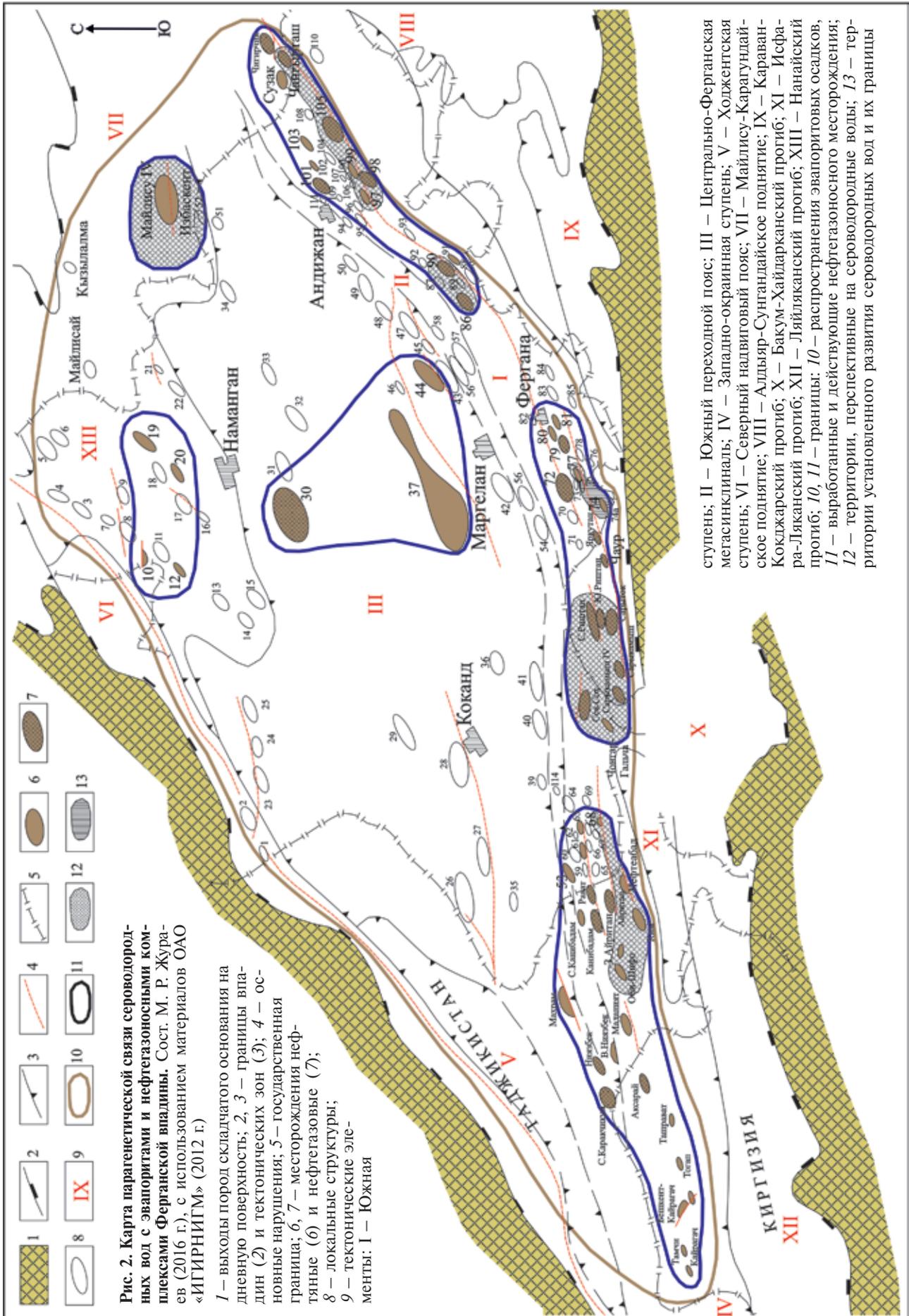


Рис. 1. Сопоставление палеогеновых отложений Ферганы. Сост. А. Р. Ходжаев, 1967 г.
 1 – глина; 2 – песчаник; 3 – известняк; 4 – мергель; 5 – заглисованные глины; 6 – гипсы



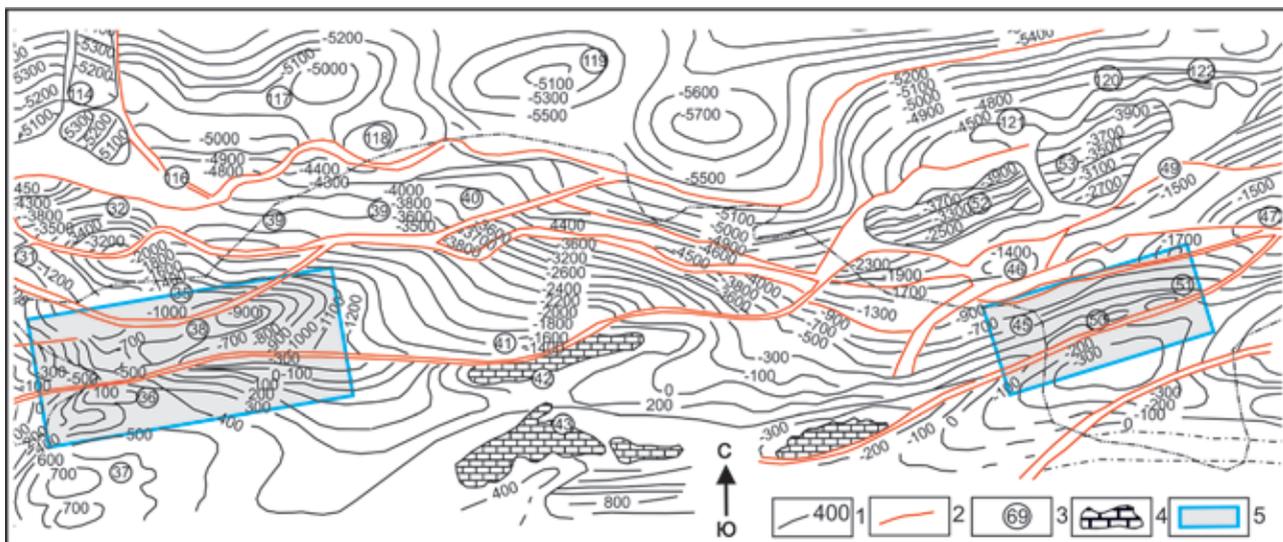


Рис. 3. Структурная карта по кровле известняков туркестанских слоев палеогена Ферганской впадины (юго-западная часть) с выделением перспективных участков на сероводородные воды. Сост. М. Р. Жураев (2016 г.), с использованием материалов Д. Т. Халилова (ОАО «Узбекгеофизика», 2006 г.)

1 – изогипсы по кровле V пласта; 2 – разрывные нарушения; 3 – номера локальной структуры (36 – Чонгара, 38 – Северный Сох, 45 – Чимион, 50 – Гулькуча, 51 – Кашкаркыр). На дневной поверхности: 4 – палеоген; 5 – участки работ

проникает на значительные глубины (до 2 км и более) и распространяется по проницаемым пластам на расстояние до десятков километров [2]. 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 (рис. 3). К северу глубина залегания понижается от –2500 до –5700 м. Так, по причине глубокого нахождения продуктивных горизонтов в нефтеносных месторождениях Джоханабад и Хартум они не обеспечиваются кислородом, поэтому не происходят сульфатредукционные процессы, т. е. наблюдается отсутствие сероводородной воды. Следовательно, за счет глубокого нахождения продуктивного горизонта палеогена на территории центрального грабена и северного борта впадины не формируются сероводородные воды. Область питания сероводородных вод находится на юге Туркестанского и Алайского хребтов. Расстояние между областью питания изучаемой антиклинальной структурой составляет 15–20 км с крутого склона.

Гидродинамические исследования. На основе метода вертикального электрического зондирования есть возможность выявления характера водонапорной системы в пределах региона. Поэтому необходимо обращаться к фондовым материалам и обобщить ранее проведенные электроразведочные работы регионального масштаба с целью поиска нефти и газа. Проводится количественная и качественная интерпретации и строятся разрезы: физико-геологический и кажущегося сопротивления (КС). По теории электроразведки, кажущееся сопротивление в относительно

водопроницаемых породах увеличивается, а в водоупорных породах или толщах, содержащих высокоминерализованные воды и рассолы, уменьшается до незначительных величин. На основе составленных разрезов физико-геологических и КС можно оценить характер водонапорной системы с точки зрения гидрогеологии по регионам, если региональный электроразведочный профиль был расположен между областью питания и изучаемой структурой. Отметим следующие признаки: наличие продольного тектонического нарушения, залегание пласта с уклоном к нему; сопротивления породы в интервале от области питания до нарушения имеют большую величину; после тектонического нарушения сопротивления сразу уменьшаются на незначительную величину. После обобщения этих признаков делаются следующие выводы: за счет наличия продольного тектонического нарушения происходит смещение пластов, и в результате направляющие пластовые воды переходят в напорные, т. е. разгружаются на поверхность земли. Следовательно в интервале разреза от области питания до тектонического нарушения водонапорная система считается активной.

Например, по электроразведочным работам методом ВЭЗ с целью поисков залежей нефти в юго-восточной части Ферганской впадины проведен анализ для выявления гидродинамической составляющей подземных вод, так как профили ВЭЗ расположены между областью питания и изучаемыми нефтяными месторождениями (рис. 4). Первичные материалы проинтерпретированы и по ним составлены разрезы: физико-геологический и КС, проанализированные по профилю VIa. По теории электроразведки, кажущееся сопротивление в относительно водопроницаемых

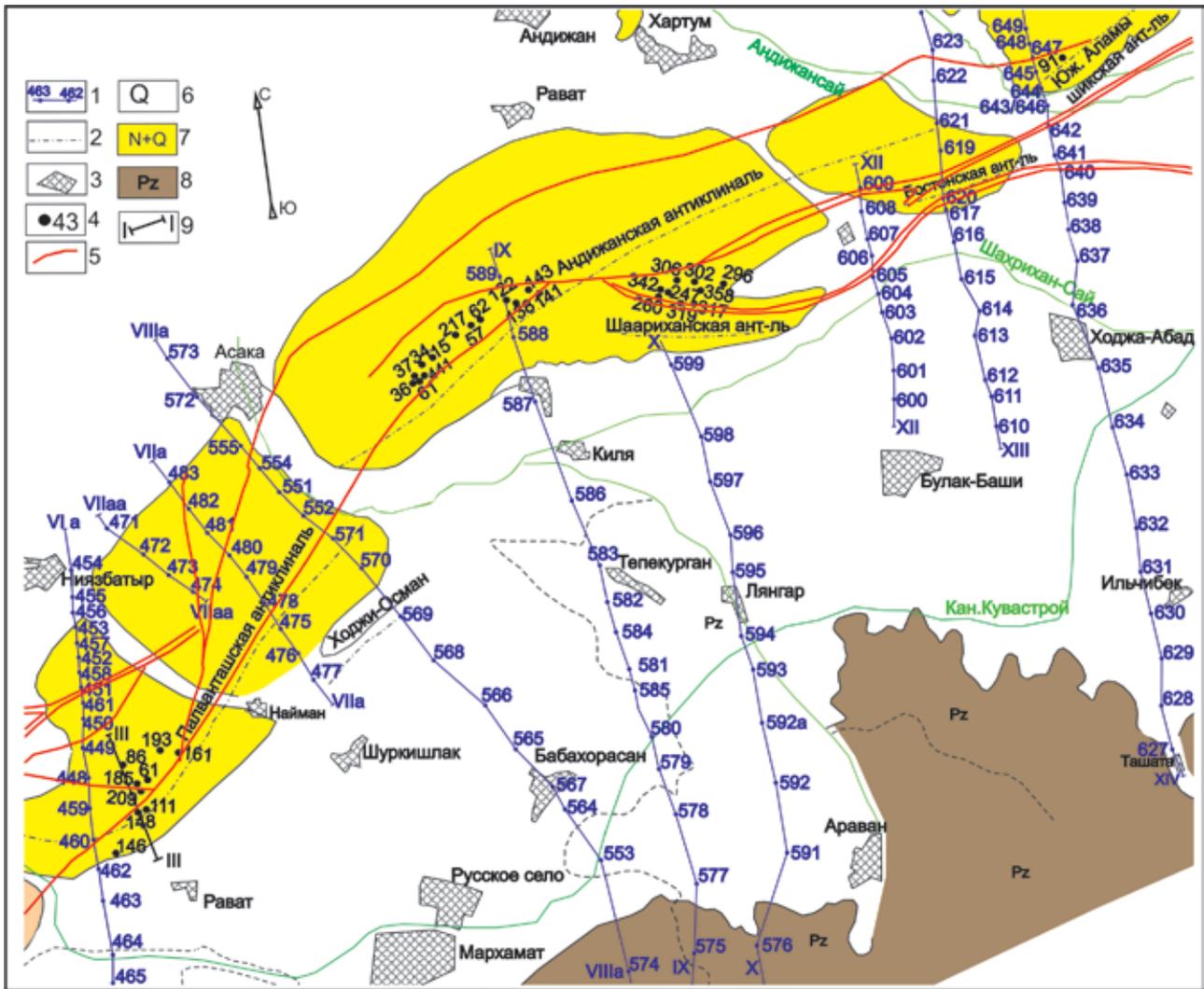


Рис. 4. Карта фактического материала электроразведочных работ ВЭЗ в юго-восточной части Ферганской долины. Сост. Г. П. Ефимов, 1954 г.

1 – профиль ВЭЗ; 2 – оси антиклинальных складок; 3 – населенные пункты; 4 – нефтяные скважины с сероводородной водой; 5 – тектонические нарушения; 6 – четвертичная система; 7 – четвертичная и неогеновая системы нерасчлененные; 8 – образования палеозойской группы; 9 – геологический профиль

породах увеличивается, а в водоупорных породах или толщах, содержащих высокоминерализованные воды и рассолы, уменьшается до незначительных величин (рис. 5). КС водовмещающих пород (нерасчлененные толщи палеогена и неогена, нерасчлененные толщи палеогена, мела, юры и толщи палеозоя) в физико-геологическом разрезе и разрезе КС достигают больших величин (80–100 Ом·м) между областью питания и тектоническим нарушением антиклинальной структуры. От тектонического нарушения к северу КС уменьшается до незначительных величин (2–5 Ом·м).

В интервале 10 км от тектонического нарушения до конца разреза (пк 454) наблюдаются пониженные КС водовмещающей породы (рис. 5). Вследствие тектонического нарушения район исследования разделен на два участка по степени водопроницаемости пород. В разрезе южная часть обладает сильной, а северная – слабой водопроницаемостью. Гидравлическое давление

в водоносной толще южной части формируется за счет крутого склона и близко расположенной области питания. Палеозойские и мел-юрские пластовые воды разгружаются вверх; установлено замедление водообменного процесса в присводовой части северного крыла структуры. В результате возбуждаются микроорганизмы в нефтяной толще, т. е. происходит сульфатредуцирующие процессы и, как следствие, формируются сероводородные воды палеогена. Сопротивления водовмещающих пород на физико-геологическом разрезе и в разрезе кажущихся сопротивлений характеризуются незначительными величинами (2–5 Ом·м) на отрезке между тектоническим нарушением и до конца разреза. Это характерно для пород с повышенной глинистостью, что не способствует образованию гидравлического давления. В результате не происходит гидродинамический и отсутствуют водообменные и сульфатредуцирующие процессы. На нефтеносных

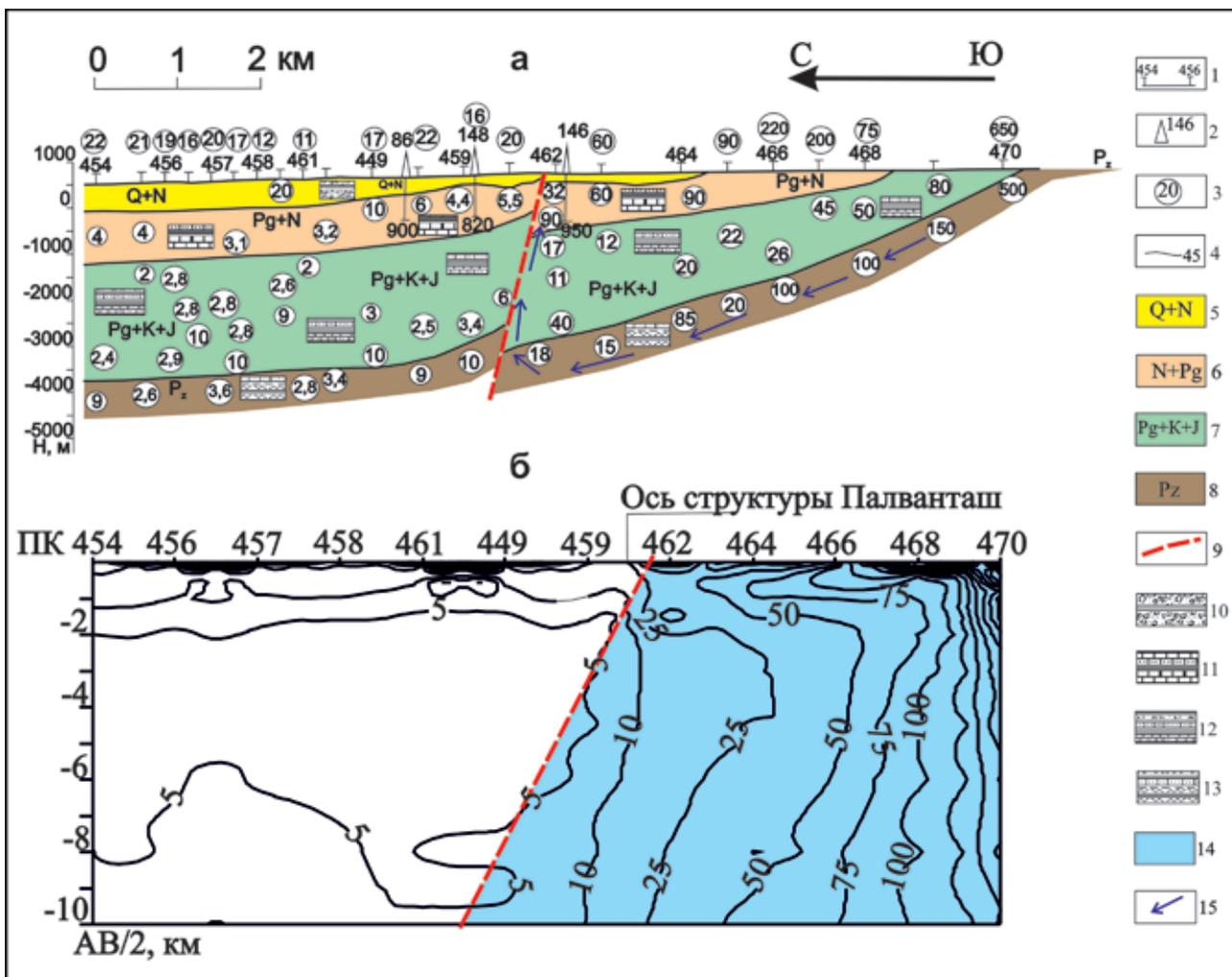


Рис. 5. Разрезы ВЭ3-VIa: а – физико-геологический, б – кажущегося электрического сопротивления. Сост. М. Р. Жураев (2016 г.), с использованием материалов Г. П. Ефимова (1954 г.)

1 – точки ВЭЗ; 2 – скважина глубокого бурения; 3 – удельное электрическое сопротивление; 4 – изолинии КС; 5 – четвертичная и неогеновая системы нерасчлененные; 6 – неогеновая и палеогеновая системы нерасчлененные; 7 – палеогеновая, меловая и юрская системы нерасчлененные; 8 – образования палеозойской группы; 9 – тектонические нарушения; 10 – конгломераты и галечниковые отложения в песчано-глинистом заполнителе; 11 – чередование глин с прослоями плотных песчаников и известняков; 12 – чередование глинистых песчаников, алевролитов с прослоями конгломератов и известняков; 13 – чередование глинистых сланцев с прослоями песчаников, глин; 14 – водонапорный интервал; 15 – направление движения пластовых вод

месторождения Хартум и Джаханабад сероводородные воды не формируются (рис. 4). Такая обстановка повторяется на остальных разрезах КС (пр. VIa, VIIa, IX, XIV), пересекающих антиклинальные структуры Палванташ, Андиган, Ходжабад и Южный Аламышик (рис. 6). Сопоставленные разрезы КС отражают (пр. VIa, VIIa, IX, XIV) гидродинамические процессы в южном борту Ферганской впадины (рис. 6).

Геотермические исследования. 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 развиваются сульфатвосстанавливающие бактерии. Продуктивные горизонты, которые формируют

сероводородные воды, расположены на разной глубине [3; 5]. 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 водоносных комплексах палеогена. Продуктивный водоносный комплекс залегает на глубинах 271–767 м от поверхности земли. В данном интервале глубин температура 19–28 °С. При этой температуре в продуктивном комплексе месторождения Чимионской сероводородной воды осуществляется

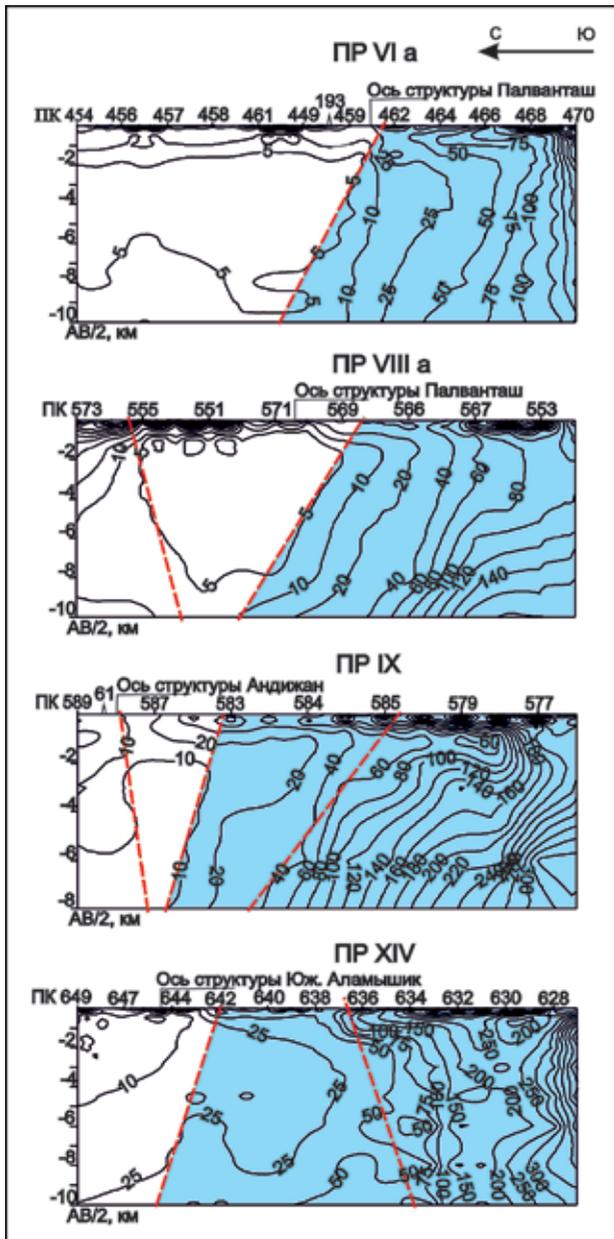


Рис. 6. Сопоставленные разрезы кажущегося электрического сопротивления в районе юго-восточной части Ферганской впадины. Сост. М. Р. Жураев (2016 г.), с использованием материалов Г. П. Ефимова (1954 г.)

Усл. обозн. см. на рис. 5

окислительно-восстановительная реакция и развиваются сульфатвосстанавливающие бактерии. Определим 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. Составлен разрез геотермического градиента продуктивного комплекса палеогена южного борта Ферганской впадины (рис. 7).

Выявлена средняя температура V, VII и VIII пластов палеогена 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 образуются 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 [5].

II. Прогнозирование перспективного региона для формирования сероводородных вод. На основе изучения и обобщения анализа природно-геологических факторов для выявления особенностей формирования перспективных скоплений сероводородных вод возникает возможность обнаружения специфических природных признаков в пределах артезианского бассейна. При нахождении таких признаков определенные регионы бассейна можно считать перспективными на формирование сероводородной воды. Если отсутствует хотя бы один из признаков – этот регион не перспективный (рис. 8).

Например, сероводородные воды формируются в ряде нефтеносных месторождений южного борта Ферганского бассейна благодаря наличию специфических природно-геологических условий: осуществление окислительной реакции за счет процесса вымывания сульфатсодержащих толщ и восстановительной реакции с водородом при участии сульфатредуцирующих бактерий; наличие продольного тектонического нарушения антиклинальной структуры, вследствие которого поверхностные воды проникают в нефтеносные толщи и усиливают сульфатредуцирующие процессы; установившаяся геохимическая обстановка ($E_h -29...-300$ мВ; pH 6,5–8,5); гидродинамические процессы в каждой антиклинальной структуре южного борта Ферганской впадины по результатам метода электроразведки; средняя температура продуктивного горизонта от 28 до 48 °С. В результате анализа специфических природно-геологических условий составляется прогнозная карта формирования сероводородных вод Ферганского артезианского бассейна (рис. 8).

Благодаря указанным специфическим признакам (наличие эвапоритовых и нефтеносных толщ, продольного тектонического нарушения, характер залегания продуктивного слоя вблизи

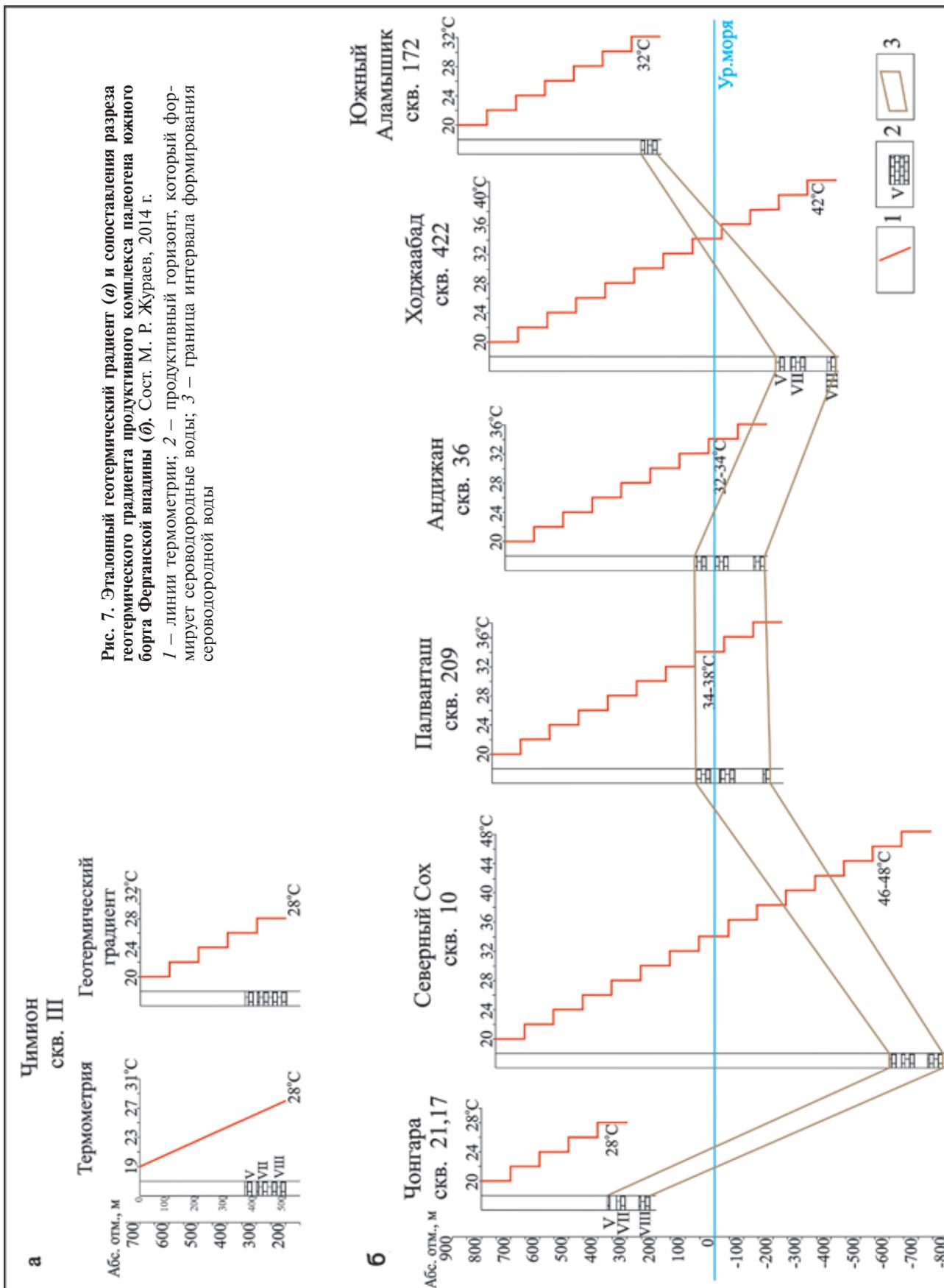


Рис. 7. Эталонный геотермический градиент (а) и сопоставления разреза геотермического градиента продуктивного комплекса палеогена южного борга Ферганской впадины (б). Сост. М. Р. Жураев, 2014 г.
1 – линии термометрии; 2 – продуктивный горизонт, который формирует сероводородные воды; 3 – граница интервала формирования сероводородной воды

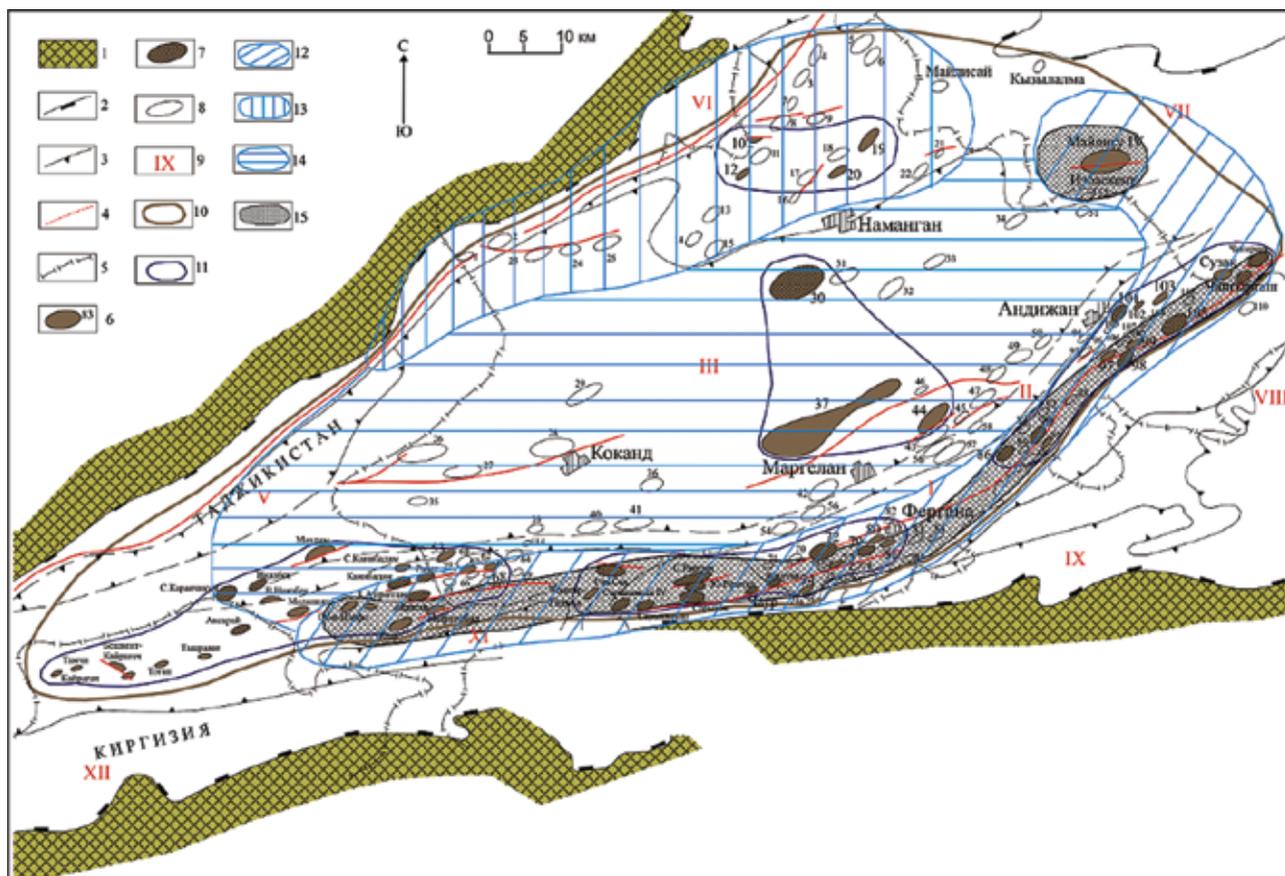


Рис. 8. Схематическая прогнозная карта формирования сероводородных вод Ферганского артезианского бассейна на основе наличия специфических природных условий. Сост. М. Р. Жураев, 2017 г.

12–14 – водонапорная система: 12 – более активная, 13 – слабая, 14 – незначительная; 15 – территории, перспективные на сероводородные воды. Остальные усл. обозн. см. на рис. 2

поверхности земли (до 2 км), разгрузка пластовой воды за счет тектонического нарушения на нефтегазоносных месторождениях, т. е. крутого склона южного борта и близкого расстояния между областями питания и нефтегазоносных месторождений) южную часть Ферганского бассейна можно считать перспективной на сероводородные воды. Они сосредоточены в нефтеносных месторождениях – Нефтебад, Шорсу, Чонгара-Гальча, Северный Сох, Сарыкамыш, Северный Риштан, Сарыток, Чимион, Кашкаркыр, Западный Палванташ, Палванташ, Андижан, Ходжабад и Южный Аламышик.

Выводы. Для выявления перспективных площадей распространения сероводородных вод рекомендовано определить:

- первоначальный участок распространения сероводородной воды на основе информации о наличии кондиционного сероводорода в пластовых водах в опробованных нефтяных скважинах;
- наличие нефтеносной и эвапоритовой толщ на основе сопоставления карты литофациальных отложений и оконтурить их распространение;
- присутствие тектонического нарушения и характер залегания продуктивного горизонта

по отношению к поверхности земли при помощи структурной карты;

- активность водообменной обстановки на основе характера изменения электрического поля по региональным электроразведочным профилям;
- геотермическую обстановку продуктивного горизонта региона на основе эталонного геотермического градиента.

1. Вартанян Г. С., Яроцкий Л. А. Поиски, разведка и оценка эксплуатационных запасов месторождений минеральных вод (методическое руководство). – М.: Недра, 1972. – 127 с.

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

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

4. Жураев М. Р. Основные группы сероводородных вод, их химической состав и генезис на нефтяных месторождениях Ферганской впадины / М. Р. Жураев, С. А. Бакиев, П. П. Нагевич, М. А. Куличкина // Вестник Воронеж. гос. ун-та. Сер. Геология. – Воронеж, 2015. – № 2. – С. 109–116.

5. Жураев М. Р. Роль геотермического фактора в формировании сероводородсодержащего водонефтяного комплекса палеогена южного борта Ферганской впадины // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 8. – С. 19–22.

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

7. Ибрагимов Д. С. Гидрогеология месторождений сероводородных вод южной части Ферганского артезианского бассейна: Автореф. дисс. канд. геол.-минерал. наук. – М., 1964. – 23 с.

8. Иванов В. В. Гидрогеология главнейших типов минеральных вод // Основы курортологии. – М.: Наука, 1955. – С. 44–100.

9. Иванов В. В. Сульфидные воды СССР. – М.: 1-я типография Профиздата, 1977. – 229 с.

10. Иванов В. В., Невраев Г. А. Классификация подземных минеральных вод. – М.: Недра, 1964. – 166 с.

11. Мелькановицкий И. М. Геофизические методы изучения термальных подземных вод: Обзорная информация. – М.: РГАСНТИ, 1998. – Вып. 1. – 28 с.

12. Овчинников А. М. Минеральные воды. – М.: Госгеолтехиздат, 1963. – 374 с.

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

14. Посохов Е. В., Толстихин Н. И. Минеральные воды (лечебные, промышленные, энергетические). – Л.: Недра, 1977. – 240 с.

15. Ривман О. И. Минеральные сульфидные воды Востока Средней Азии. – М.: Недра, 1975. – 70 с.

16. Султанходжаев А. Н. Ферганский артезианский бассейн. – Ташкент: Фан, 1972. – 244 с.

17. Ходжаев А. Р. Нефтяные и газовые месторождения Узбекистана. – Ташкент: Фан, 1974. – Т. 1. – 279 с.

fields (using the Chimion structure as an example). *Razvedka i okhrana neдр.* 2014. No 10, pp. 52–57. (In Russian).

4. Zhuraev M. R., Bakiev S. A., Nagevich P. P., Kulichkina M. A. The main groups of hydrogen sulfide waters, their chemical composition and genesis in the oil fields of the Ferghana Depression. *Vestnik Voronezh. gos. un-ta. Ser. Geologiya.* Voronezh. 2015. No 2, pp. 109–116. (In Russian).

5. Zhuraev M. R. The role of the geothermal factor in the formation of the hydrogen sulfide-containing water-oil complex of the Paleogene of the southern side of the Fergana Depression. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields.* 2015. No 8, pp. 19–22. (In Russian).

6. Zhuraev M. R. Refinement of geostuctural and hydrodynamic factors during the formation of hydrogen sulfide waters in the Surkhandarya megasynclinal. *Razvedka i okhrana neдр.* 2016. No 4, pp. 37–43. (In Russian).

7. Ibragimov D. S. Hydrogeology of hydrogen sulfide deposits in the southern part of the Ferghana artesian basin: Abstract of the dissertation of the candidate of geological and mineralogical sciences. Moscow. 1964. 23 p. (In Russian).

8. Ivanov V. V. Hydrogeology of the most important types of mineral waters. *Fundamentals of balneology.* Moscow: Nauka. 1955, pp. 44–100. (In Russian).

9. Ivanov V. V. Sul'fidnye vody SSSR [Sulfide waters of the USSR]. Moscow, 1977. 229 p.

10. Ivanov V. V., Nevraev G. A. Klassifikatsiya podzemnykh mineral'nykh vod [Classification of underground mineral waters]. Moscow: Nedra. 1964. 166 p.

11. Mel'kanovitskiy I. M. Geofizicheskie metody izucheniya termal'nykh podzemnykh vod: Obzornaya informatsiya [Geophysical methods for studying thermal groundwater: Overview]. Moscow: RGASNTI. 1998. Iss. 1. 28 p.

12. Ovchinnikov A. M. Mineral'nye vody [Mineral waters]. Moscow: Gosgeoltekhizdat. 1963. 374 p.

13. Plotnikova G. N. Serovodorodnye vody SSSR [Hydrogen sulfide waters of the USSR]. Moscow: Nedra. 1981. 132 p.

14. Posokhov E. V., Tolstikhin N. I. Mineral'nye vody (lechebnye, promyshlennye, energeticheskie) [Mineral waters (healing, industrial, energy)]. Leningrad: Nedra. 1977. 240 p.

15. Rivman O. I. Mineral'nye sul'fidnye vody Vostoka Sredney Azii [Mineral sulfide waters of the East of Central Asia]. Moscow: Nedra. 1975. 70 p.

16. Sultankhodzhaev A. N. Ferganskiy artezianskiy basseyn [Ferghana artesian basin]. Tashkent: Fan. 1972. 244 p.

17. Khodzhaev A. R. Neftyanye i gazovye mestorozhdeniya Uzbekistana [Oil and gas fields of Uzbekistan]. Tashkent: Fan. 1974. Vol. 1. 279 p.

1. Vartanyan G. S., Yarotskiy L. A. Poiski, razvedka i otsenka ekspluatatsionnykh zapasov mestorozhdeniy mineral'nykh vod (metodicheskoe rukovodstvo) [Searches, exploration and assessment of the operational reserves of mineral water deposits (methodical guide)]. Moscow: Nedra. 1972. 127 p.

2. Germanov A. I. Groundwater oxygen and its geological significance. *Izvestiya AN SSSR. Ser. Geologiya.* 1955. Iss. 6, pp. 70–81. (In Russian).

3. Zhuraev M. R., Dzhuraev R. E. Justification of the promising areas of hydrogen sulfide water in developed oil

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

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