

5. Терещенко Е.Д., Григорьев В.Ф., Баранник М.Б. и др. Повышающий преобразователь и система энергопередачи генератора «Энергия-2» для электромагнитных зондирований и мониторинга очаговых зон землетрясений // Сейсмические приборы. — 2008. — Т. 44. — № 4. — С. 43–66.

6. Филатов М.В., Пильгаев С.В., Федоренко Ю.В. Четырехканальный 24-разрядный синхронизированный с мировым временем аналого-цифровой преобразователь // Приборы и техника эксперимента. — 2011. — № 3. — С. 73–75.

7. Шпилов Э.В. Позднемезозойский магматизм и кайнозойские тектонические деформации Баренцевоморской континентальной окраины: влияние на распределение углеводородного потенциала // Геотектоника. — 2015. — № 1. — С. 60–85.

© Любич В.А., Григорьев В.Ф., 2016

Любич Владимир Алексеевич // lubchich@yandex.ru
Григорьев Валерий Федосеевич // valgri@pgi.ru

ГИДРОГЕОЛОГИЯ И ИНЖЕНЕРНАЯ ГЕОЛОГИЯ

УДК (553.74) 575.15

Жураев М.Р. (ГП «Институт ГИДРОИНГЕО», Ташкент)

УТОЧНЕНИЕ ГЕОСТРУКТУРНЫХ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ СЕРОВОДОРОДНЫХ ВОД В СУРХАНДАРЬИНСКОЙ МЕГАСИНКЛИНАЛИ

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 на нефтегазоносном месторождении, а также пологое залегание комплекса отложений между нефтегазоносным месторождением и областью питания подземной воды. Гидравлическое давление подземной воды в восточной части мегасинклинали создается из-за наличия тектонического нарушения и слабого уклона залегания пород. Выделена зона подземной гидронапорной воды между восточно-периферийной и центральной частью. Замедление водообменного процесса отмечено в присводовой части западного крыла нефтеносного месторождения. Из-за водообменного процесса осуществляется окислительный процесс за счет вымывания сульфата из толщи (гипсоносной породы) палеогена и восстановительной реакции с органикой нефтеносной толщи, в результате формируются сероводородные воды. **Ключевые слова:** геоструктурный фактор, тектоническое нарушение, сероводородные воды, разгрузка пластовой воды, нефтеносное месторождение.

Zhuraev M.R. (Institute GIDROINGEO, Tashkent)

IDENTIFY GEOSTRUCTURAL AND HYDRODYNAMIC FACTORS IN THE FORMATION OF HYDROGEN SULFIDE WATERS IN SURKHANDARYA REGION

In the formation of hydrogen sulfide water requires the presence of specific natural features of the following: a longitudinal tectonic disturbance, bedding layer near the surface of the productive land (up to 2 km), discharge of produced water due to tectonic disturbances in the oil and gas fields. And also you need to gently dipping sediments of the complex between the oil and gas fields and underground water supply area. The hydraulic pressure of the groundwater in the eastern part megasinklinale created by the presence of tectonic disturbances and weak rock bedding slope. The zone of underground water gidronapornoy between the East and the peripheral part of the center. Slow

water exchange process noted in prisvodovoy of the west wing of the oil fields. Due to the water exchange process is carried out the oxidation process due to leaching from the interior sulfate (gypsum-bearing rocks) Paleogene and reduction reaction with organic oil-bearing strata, forming hydrogen sulfide water. **Key words:** geostруктурный фактор, tectonic disturbance, fetid water, discharge of produced water, oil fields.

В практике здравоохранения роль минеральных вод как важного лечебного и профилактического воздействия на организм человека неуклонно возрастает. 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 [2–9].

Рассмотрим детально степень перспективности площади распространения сероводородной воды по Сурхандарьинской мегасинклинали. Проблема происхождения сероводорода в подземной гидро- и литосфере привлекала внимание многих исследователей. В конце прошлого века ученые-гидрогеологи А.М. Овчинников, В.В. Иванов, Г.Н. Плотнокова, А.И. Ривман изучали и анализировали условия образования месторождений сероводородных вод в странах СНГ (быв. СССР). В Узбекистане Д.С. Ибрагимов (1964) изучал гидрогеологию месторождений сероводородных вод южной части Ферганского артезианского бассейна, Л.С. Балашов (1960) исследовал условия формирования подземных вод Сурхандарьинского артезианского бассейна, А.И. Ривман (1974) — основные гидрохимические типы сероводородных вод Ферганской и Афгано-Таджикской межгорных впадин. Все исследователи анализировали гидрогеохимические факторы и выделили основные гидрохимические типы сероводородных вод.

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

открытых и разрушающихся нефтяных месторождений, т.е. там, где имеется связь с поверхностными водами [13]. Соотношение и устойчивость различных серосодержащих соединений в подземных водах определяются совместным воздействием Eh и pH. Сера мигрирует в водной среде в виде сульфатной серы; в кислой восстановительной среде — в виде устойчивого серосодержащего компонента H_2S , который при повышении pH меняется на HS^- (pH ~ 7) и S^{2-} (pH ~ 14).

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



Поисковые критерии площади формирования сероводородных вод. Закономерная связь распространения сероводородных вод с сульфатсодержащими и нефтегазоносными осадочными комплексами определяет главнейшие поисковые критерии на сероводородные воды и выделение перспективных областей. Среди природных факторов и условий решающее значение в процессе формирования сероводородных вод имеют: 1) литолого-фациальный состав водовмещающих пород (прежде всего наличие сульфатсодержащих отложений) и нефтегазоносность осадочной толщи; 2) геоструктурные условия; 3) гидрогеохимическая обстановка; 4) гидродинамические и геотермические условия [10–13].

Ниже проанализированы геоструктурные и гидродинамические факторы, связанные с формированием сероводородных вод, на нефтегазоносных месторождениях Сурхандарьинской мегасинклинали.

Задачи исследований:

1. Уточнение наличия геоструктурных факторов при

формировании сероводородной воды в нефтегазоносных месторождениях Сурхандарьинской мегасинклинали на основе составленной структурной карты по кровле бухарского яруса палеогена (Бабахян В.А., 1967) по результатам пробуренных скважин с целью поиска и разведки нефти и газа.

2. Определение гидродинамических факторов при формировании сероводородной воды с помощью составленных региональных поперечных геологических разрезов по Сурхандарьинской мегасинклинали.

3. Оконтурирование перспективных площадей сероводородных вод в Сурхандарьинской нефтегазоносной области на основе уточненных благоприятных природных условий.

Область исследований охватывает равнинные пространства южных районов Узбекистана (Сурхандарьинская мегасинклинали), ограниченных поднятиями Южного Тянь-Шаня и Памира.

Геологическое строение. Палеозойские отложения слагают фундамент Сурхандарьинской мегасинклинали и обнажаются на севере и северо-западе Гиссарского хребта (рис. 1). Юрские отложения развиты в северной и северо-западной частях мегасинклинали, меловые — в окраинных частях мегасинклинали на Сарыкамышской и Шерабад-Келифской грядках. Палеогеновые образования распространены на большей площади и характеризуются выдержанностью отдель-

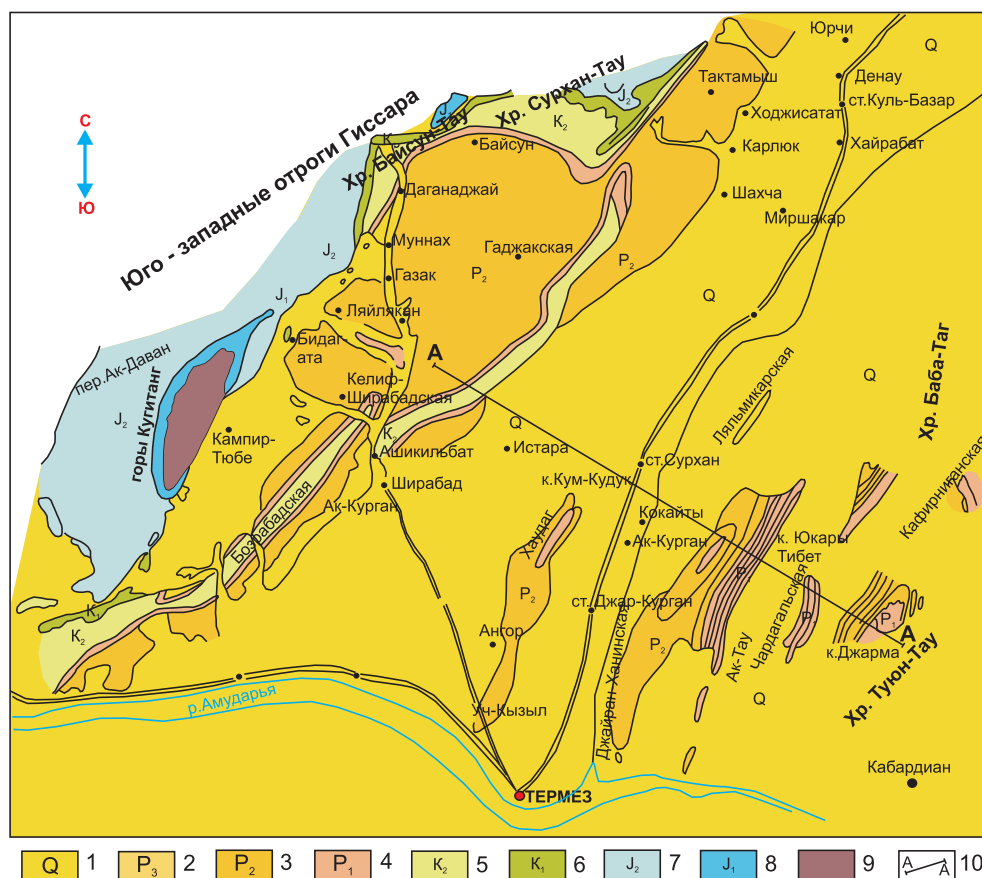


Рис. 1. Схематическая геологическая карта Сурхандарьинской нефтегазоносной области. 1 — четвертичная система; палеогеновая система, отдел: 2 — верхний, 3 — средней, 4 — нижний; меловая система, отдел: 5 — верхний, 6 — нижний; юрская система, отдел: 7 — верхний, 8 — нижний; 9 — палеозойская система; 10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

Таблица 1
Выявленные газонефтеносные месторождения в Сурханской газонефтеносной области

Месторождение	Эоцен	Палеоцен					Сенон			
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX
Хаудаг		Н. з.	Н. з.	Н. з.	Н. з.					
Учкызыл		Н. з.	Н. з.	Н. з.	Н. з.					
Ляльмикар	Гн. з.	Гн. з.	Гн. з.	Гн. з.	Гн. з.		Гн. з.	Гн. з.	Гн. з.	Гн. з.
Кокайты		Н. з.	Н. з.	Н. з.	Н. з.					
Коштар			Н. з.	Н. з.						
Амударьинское		Н. з.	Н. з.	Н. з.						
Гаджак									Г. з.	Г. з.
Кагнысай									Г. з.	Г. з.

Примечание. Н. з. — нефтяная залежь; Гн. з. — газонефтяная залежь; Г. з. — газовая залежь.

ных толщ и большими мощностями. Отложения палеоцена подразделяются на акджарские и бухарские слои. Акджарские слои представлены загипсованными доломитами с прослоями гипсов, иногда загипсованного алевролита. Бухарские слои состоят в основном из доломитов, известняков и гипсов или ангидритов. Среди бухарских слоев выделяются пять (I — V) продуктивных горизонтов, представленных известняками и доломитами. Сузакские слои (нижний эоцен) в пределах Сурхандарьинской впадины сложены известковистыми и загипсованными глинами с прослоями мергелей и гипса, алайские слои (средний эоцен) состоят из гипсоносных известковистых глин, чередующихся с мелкозернистыми песчаниками, мергелями и известняками. Верхний эоцен (туркестанские слои) сложен серыми известковистыми, иногда песчанистыми глинами с редкими прослоями мергеля. Риштан-исфара-ханабадские слои (верхняя часть верхнеэоценовых отложений) распространена только в восточной части Сурханской впадины. Эти породы представлены глинами с прослоями мергелей и песчаника.

Тектоника. Сурханская нефтеносная область охватывает крупную, сложно построенную депрессионную структуру (Сурханская или Сурхандарьинская мегасинклиналь), ограниченную с востока Бабатагской зоной Вахш-Кафирниганской мегантиклинали, а с запада — мегантиклиналью Юго-Западного Гиссара. Она является частью обширного Афгано-Таджикского газонефтеносного бассейна. Сурхандарьинская мегасинклиналь север-северо-восточного простирания на юге постепенно расширяется, а на севере резко сужается и круто отклоняется к востоку. Регион расчленяется на Байсунскую и Сурханскую синклинальную и Келиф-Сарыкамышскую антиклинальную зоны.

Нефтеносность. Промышленная разработка начата в 1935 г. вводом в эксплуатацию залежей месторождений Учкызыл и Хаудаг. Выявлено 13 месторождений в Сурханской газонефтеносной области — Хаудаг, Учкызыл, Кокайты, Ляльмикар, Коштар, Амударьинское, Миршади, Джайранхана, Актау, Корсаглы, Джалаир, Гаджак и Кагнысай (табл. 1). На этих месторождениях залежи нефти и газа размещаются в палеогеновых

отложениях. На месторождениях Ляльмикар, Гаджак и Кагнысай установлена продуктивность верхне- и нижнемеловых отложений.

Гидрогеологическая характеристика. Сурхандарьинская мегасинклиналь — крупная по территории, характеризуется преимущественным развитием сероводородных вод в отложениях палеогена, главным образом, в карбонатных коллекторах палеоцена и, в меньшей степени, эоцена (Учкызыл, Хаудаг,

Ляльмикар, Кокайты, Старый Термез, Джайранхана, Южная Курганча и др.) (табл. 2).

Питание подземных вод происходит в периферийных частях бассейна, особенно в его юго-восточной части, где площадь выходов палеогеновых водовмещающих пород на поверхность весьма значительна. Наиболее высокие концентрации сероводородов в водах палеоценового комплекса бассейна отмечены в районе нефтяного месторождения Учкызыл (до 800 мг/л). Водообильность комплекса высокая, производительность отдельных скважин достигает 5–10 л/с. По составу воды высокоминерализованные (30–40 г/л), преимущественно хлоридные натриевые.

Крепкие сероводородные воды известны на месторождениях Коштар (120 мг/л), Ляльмикар (180–220 мг/л), Кокайты (100–110 мг/л), Хаудаг (90–170 мг/л). Большой интерес представляют термальные сероводородные воды нефтяных месторождений Шор-

Таблица 2
Характеристика сероводородных вод Сурхандарьинского бассейна, по А.И. Ривману (1972)

Район, месторождение (номер скв.), год обследования	Геологический возраст, литология пород	H ₂ S, мг/л	Формула ионного состава	Дебит, л/с
Учкызыл (79) 1960, 1972	P ₂ — алайский ярус, известняки	530	M ₃₀ Cl ₉₂ SO ₄ 6 (Na+K)90Ca7	7,5
Ляльмикар (11) 1972		230	M ₂₁ Cl ₇₀ SO ₄ 24 (Na+K)93	3,5
Коштар (2) 1969		120	M ₂₆ Cl ₇₂ SO ₄ 20 (Na+K)92Ca5	1,3
Учкызыл (35), 1968	P ₁ — бухарский ярус, известняки	780	M ₃₂ Cl ₈₂ SO ₄ 14 (Na+K)78Ca14	1,9
Джайранхана(1-В) 1960, 1972		40	M ₉ Cl ₇₃ SO ₄ 23 (Na+K)62Ca27	0,8
Кокайты (48) 1960, 1972		105	M ₄₉ Cl ₉₃ SO ₄ 5 (Na+K)78Ca15	0,2
Ляльмикар (58) 1972		110	M ₃₉ Cl ₉₅ (Na+K)44Ca40	0,3
Хаудаг (2) 1951, 1972		170	M ₁₄₀ Cl ₉₉ (Na+K)72Ca19	5,0
Южная Курганча (11) 1972	K ₂ -P ₁ — сенонский и бухарский ярусы, известняки	550	M ₃₈ Cl ₆₉ SO ₄ 30 (Na+K)89Ca7	
Шорбулак (2) 1972		508	M ₁₁ SO ₄ 66 Cl ₂₂ (Na+K)69Ca25	1,0

Таблица 3
Характеристика сероводородных газов бухарских слоев палеогена Сурхандарьинского бассейна

Месторождение	Номер скважины	Интервал отбора, м	Содержание сероводородных газов, %
Амударинское	2	1197–1220	90
Кокайты	56	1205–1220	Следы
Коштар	14	1274–1280	Следы
Миршади	10	1312–1322	Следы

булак и Южная Курганча, содержащие до 550 мг/л сероводородов. По составу воды хлоридные и сульфатно-хлоридные натриевые, реже, кальциево-натриевые. Дебиты скважин с сероводородной водой измеряются сотнями м³/сут.

В Сурхандарьинском бассейне рассолы с очень небольшими концентрациями сероводородов (10–17 мг/л) вскрыты в турон-сеномане нефтяных месторождений Уч-Кызыл и Хаудаг. Наличие сероводородных газов выявлено в бухарских слоях палеогена на нефтеносных месторождениях Амударьинское (скв. 2), Кокайты (скв. 56), Коштар (скв. 14) и Миршади (скв. 10) по данным буровых работ (табл. 3).

Результаты

На основании анализа структурной карты и регионального поперечного геологического разреза, построенного для поиска и разведки нефти и газа, а также гидрогеологических опробований в пробуренных скважинах изучены и проанализированы геоструктурные и гидродинамические факторы на нефтегазоносных месторождениях Сурхандарьинской мегасинклинали (рис. 2).

Определение геоструктурных условий. Отложения палеогена и мела обнажаются в периферийной части Сур-

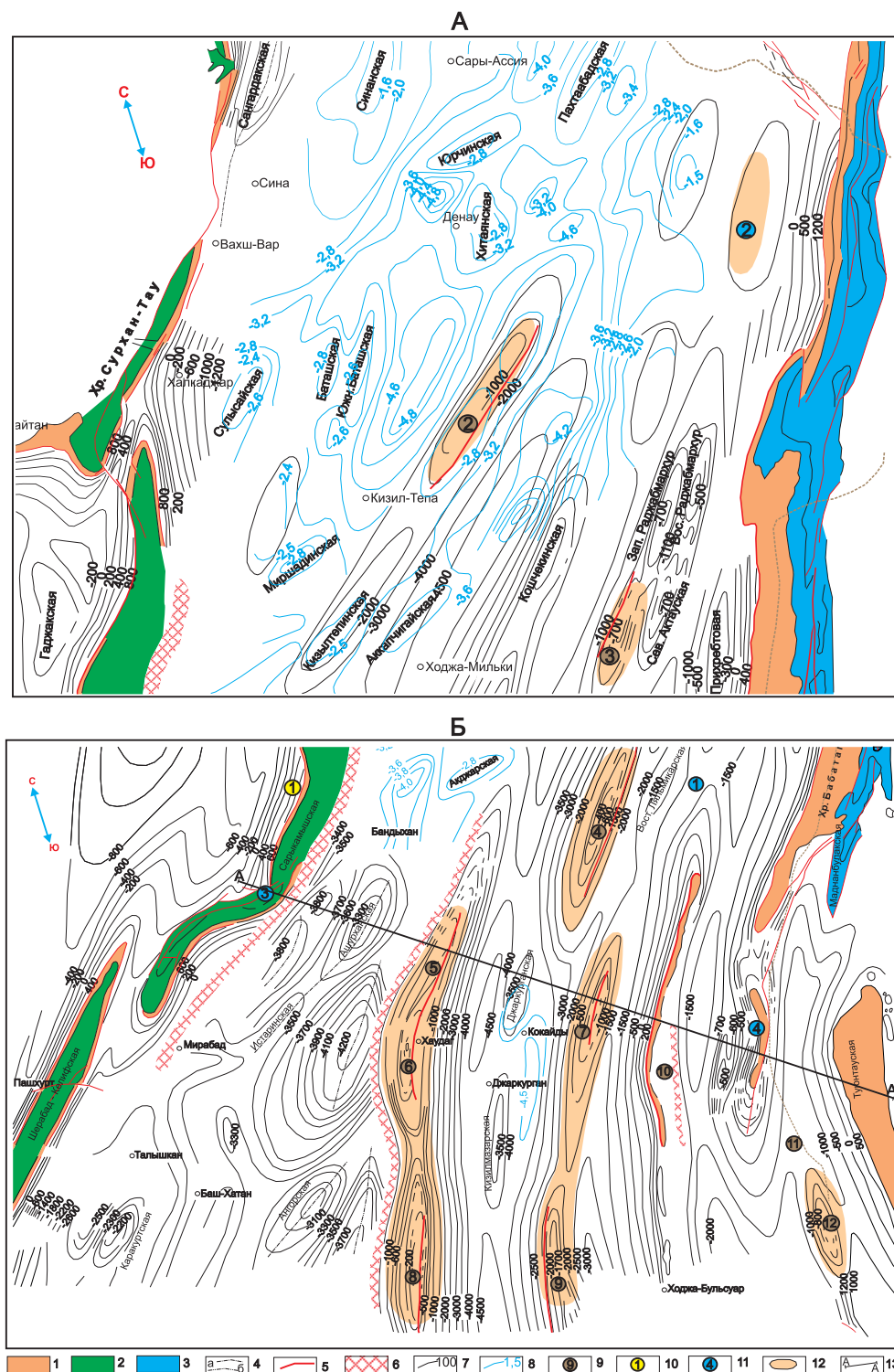


Рис. 2. Схематическая структурная карта Сурхандарьинской мегасинклинали по кровле бухарского яруса палеогена с выделением нефтегазоносных месторождений, где обнаружены сероводородные воды: А — северная часть, Б — южная часть; 1 — палеогеновая система (бухарский ярус); меловая система, отдел: 2 — нерасчлененный, 3 — верхний; 4 — ось: а — антиклиналь, б — синклиналь; 5 — тектонические нарушения; 6 — зона предполагаемого тектонического нарушения; 7 — изогипсы кровли бухарского яруса; 8 — изогипсы опорного электрического горизонта (бухарский ярус); 9 — нефтяные месторождения (цифры в кружках: 2 — Миршади, 3 — Коштар, 4 — Ляльмикар, 5 — Джалаир, 6 — Хаудаг, 7 — Кокайты, 8 — Учкызыл, 9 — Джайранхана, 10 — Актау, 11 — Косаглы, 12 — Амударьинское); 10 — газонасное месторождение (1 — Гаджак); 11 — выявленные структуры (1 — Шорбулак, 2 — Курганча, 3 — Баянгора, 4 — Дасманага); 12 — месторождение обнаруженной сероводородной воды; 13 — геологический профиль

хандарьинской мегасинклинали. Бухарский слой палеогена выходит на поверхность в сводовой части нефтеносных месторождений Досманага и Актау. Глубина залегания Бухарского слоя палеогена постепенно снижается от востока в сторону центра и поднимается к западу. На нефтеносном месторождении Амударьинское бухарский слой залегает на глубине от –800 до –1000 м по абс. отметке. Нефтегазоносные месторождения Джайранхана, Хаудаг, Джалаир и Коштар расположены между центральной и периферийной частями Сурхандарьинской мегасинклинали. На месторождении Джайранхана бухарский слой залегает в интервале глубин от –1700 до –2500 м. Продуктивная толща — на глубинах от –400 до –2000 м на месторождениях Кокайты, Ляльмикар и Коштар. Месторождения Учкызыл, Хаудаг, Джалаир и Миршади расположены в центральной части мегасинклинали. На месторождениях Хаудаг, Джалаир и Миршади бухарский слой залегает в интервале глубин от –1000 до –2000 м по абс. отметкам. На больших глубинах ниже –2000 м залегает бухарский слой в антиклинальных структурах Ангор, Ашурхан, Кизирмазар, Джаркурган, Акджар, Кызылтапа, Баташ, Хитаян и Пахтабад, которые расположены в центральной части мегасинклинали. Почти на всех нефтегазоносных месторождениях, где формируются сероводородные воды, проходят продольные взбросо-надвиговые тектонические нарушения. За счет них западные части на каждом нефтеносном месторождении подняты, а восточные опущены, амплитуда смещения слоя достигает в среднем около 300 м. Нефтяные скважины расположены в западных частях всех месторождений.

Определение гидродинамических условий. При формировании минеральной воды существует тесная связь между геоструктурными и гидродинамическими условиями. С помощью составленного поперечного геологического разреза участка Туюнтауская–Баянгора проанализированы гидродинамические факторы Сурхандарьинской мегасинклинали (рис. 3).

В антиклинальной структуре Баянгора, находящейся в западной части мегасинклинали, не обнаружены

нефть и сероводородная вода. В скв. 5 в палеогеновых отложениях нефтеносного месторождения Хаудаг выявлены крепкие рассольные воды, хлоридно-натриево-кальциевые, крепкие сероводородные и малодебитные. В скв. 2 получены крепкие рассольные, хлоридно-натриево-кальциевые, крепкие сероводородные воды с высоким дебитом. В нефтеносном месторождении Кокайты выявлены рассольные, хлоридно-сульфатно-натриево-кальциевые, крепкие сероводородные воды с малым дебитом.

В периферийной части мегасинклинали, на которой расположен Туюнтау, отложения мела, юры и палеозоя залегают ближе к поверхности земли. Палеогеновые отложения даже обнажаются. От периферийной части до центра мегасинклинали отложения мезо-кайнозойского комплекса постепенно погружаются. Мощность отложений неогена увеличивается до –3000 м, палеозойские отложения залегают на абс. отметке –7000 м в пределах Ашурханской антиклинальной структуры. Мезо-кайнозойские отложения снова постепенно поднимаются к поверхности в западной периферийной части мегасинклинали. Тектонические разломы, пересекающие антиклинальные структуры, залегают под углом 45° к востоку, по ним наблюдается смещение слоев.

Общей областью питания является восточная периферийная часть мегасинклинали. Палеогеновые отложения обнажаются на нефтеносных месторождениях Актау и Досманага. Следовательно, на этих месторождениях палеогеновые отложения питаются от поверхностных вод. Пластовые воды комплекса мезо-кайнозоя, направляющиеся с восточной стороны, упираются в водоупорные толщи, которые образовались из-за тектонических нарушений. В результате пластовые воды переходят в напорные, т.е. происходит разгрузка подземных вод. Из-за водообменного процесса осуществляется окислительный процесс за счет вымывания сульфатсодержащей толщи (гипсоносной породы) палеогена и восстановительной реакции с органикой нефтеносной толщи. В результате формируются сероводородные воды.

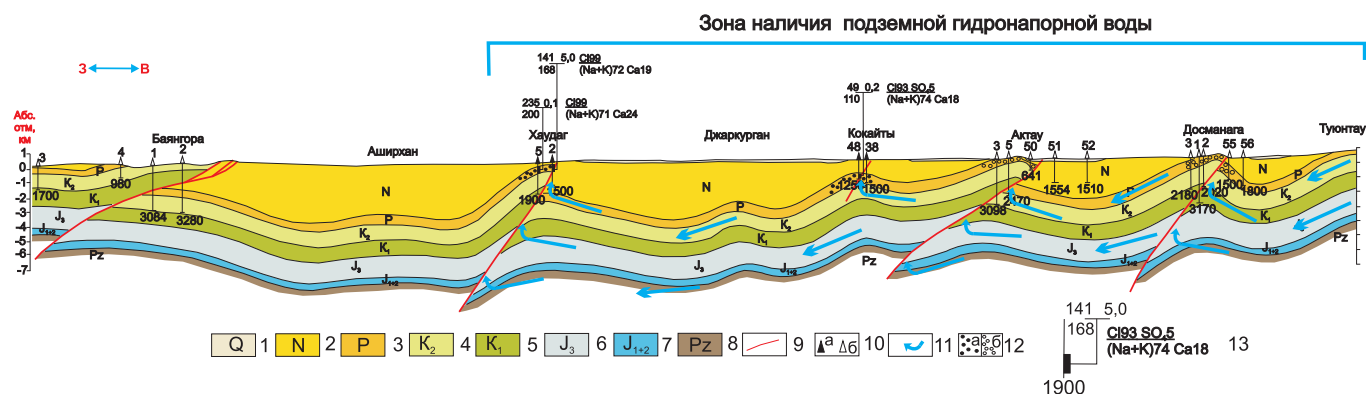


Рис. 3. Схематический разрез процесса формирования сероводородных вод на основе гидродинамического фактора (гидрогеологический профиль участка Туюнтауская-Баянгора). Система: 1 — четвертичная, 2 — неогеновая, 3 — палеогеновая; меловая система, отдел: 4 — верхний, 5 — нижний; юрская система, отдел: 6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

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 абс. 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.

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. Следовательно, гидравлическое 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 и центральной частью палеозойские и мел-юрские пластовые воды разгружаются вверх. Установлено замедление водообменного процесса в присводовой части западного крыла нефтеносных месторождений. В результате возбуждаются микробы (органические вещества) в нефтяной

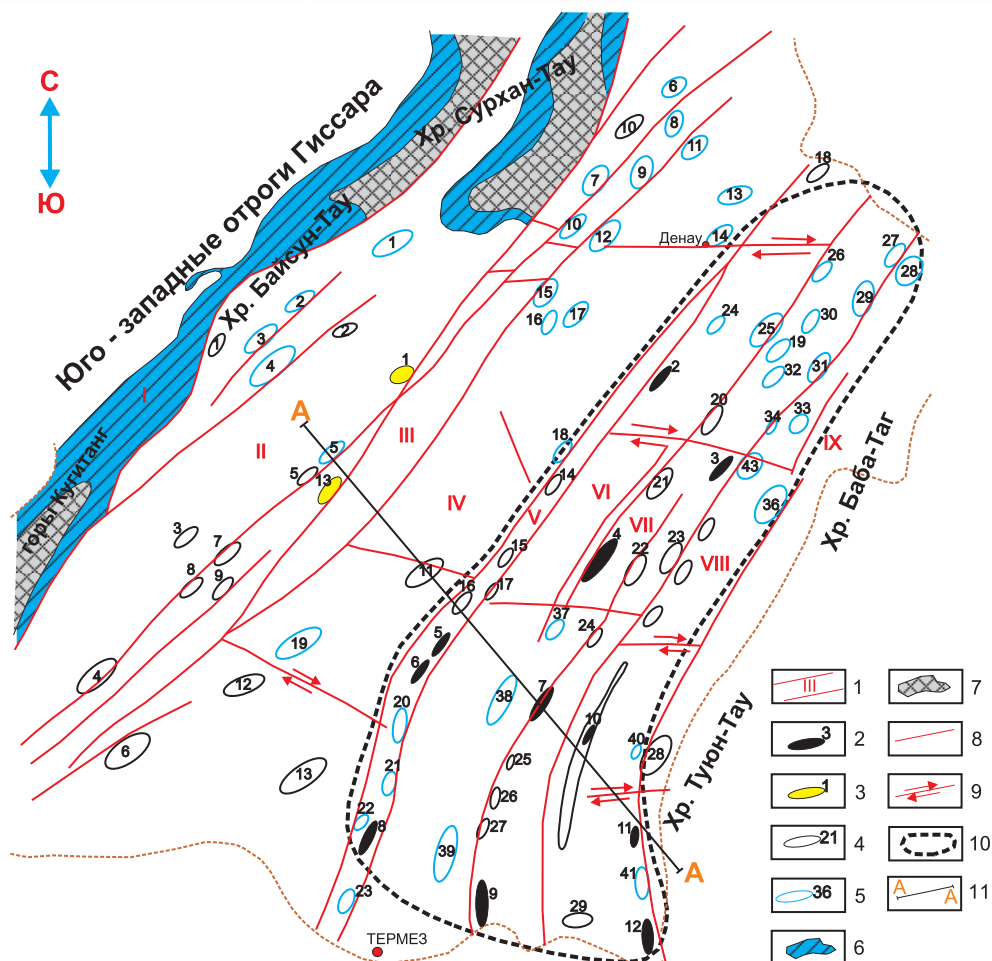


Рис. 4. Схематическая прогнозная карта формирования сероводородной воды на основе уточненных геоструктурных и гидродинамических факторов Сурхандарьинской мегасинклинали: 1 — тектонический блок и его номер; месторождения: 2 — нефти (2 — Миршади, 3 — Коштар, 4 — Ляльмикар, 5 — Джалаир, 6 — Хаудаг, 7 — Кокайты, 8 — Учкызыл, 9 — Джайранхана, 10 — Актау, 11 — Косаглы, 12 — Амударьинское), 3 — газозоны (1 — Гаджак, 13 — Кагнысай); площади: 4 — перспективные (1–29), 5 — выявленные (1–43); выходы: 6 — отложений юры, 7 — образований палеозоя; 8 — разрывные нарушения; 9 — сдвиги и границы широтных ступеней (блоков) по древним отложениям; 10 — территории, перспективные на сероводородные воды; 11 — геологический профиль

толще, т.е. происходят сульфатредуцирующие процессы и, как следствие, формируются сероводородные воды палеогена. В данное время антиклинальные структуры Актау и Досманага являются нефтеносными месторождениями. Во время проведения исследовательских работ не найдены гидрогеологические данные по химическому составу подземных вод палеогена о наличии сероводородной воды на этих нефтеносных месторождениях. Однако на основе подтвержденных благоприятных условий для формирования сероводородной воды можно предполагать ее наличие в нефтеносных месторождениях Актау и Досманага.

Оконтуривание перспективных площадей для формирования сероводородной воды в Сурхандарьинских нефтегазовых месторождениях на основе уточненных благоприятных специфических природных условий. В основном нефтегазовые месторождения расположены в восточной части Сурхандарьинской мегасинклинали. Анализ исследований показывает, что на каждом нефтеносном месторождении и выявленных антиклинальных структурах обязательно присутствует продольное

тектоническое нарушение и происходит разгрузка подземных вод. В антиклинальных структурах Шорбулак и Южная Курганча обнаружены крепкие сероводородные воды в палеогене и верхнем меле. Следовательно, появилась возможность оконтуривания перспективных территорий формирования сероводородных вод Сурхандарьинской мегасинклинали. В результате составлены прогнозные карты формирования сероводородной воды Сурхандарьинской мегасинклинали на основе геоструктурного и гидродинамического факторов. Благоприятные специфические природные условия имеются только в восточной части мегасинклинали (рис. 4). Так, перспективной площадью можно считать восточную часть Сурхандарьинской мегасинклинали.

Выводы

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.

Указанные специфические признаки имеются в восточной части. Следовательно, есть возможность для формирования сероводородной воды в восточной части Сурхандарьинской мегасинклинали. 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 // Изв. АН СССР. Сер. Геология. — Вып. 6. — 1955. — С. 70–81.
2. Жураев М.Р., Джураев Р.Э. Выявление перспективной площади распространения сульфидных вод в Палванташском нефтегазоносном месторождении // Вестник Пермского университета. Геология. — Вып. 1(22). — 2014. — С. 25–33.
3. Жураев М.Р., Джураев Р.Э. Распространение сероводородных вод по площади Северного Сохского нефтегазоносного месторождения // Вестник Воронежского госуниверситета. Геология. — Вып. 2. — 2014. — С. 133–140.
4. Жураев М.Р., Чеботарева О.В., Джураев Р.Э. Перспективы использования сероводородных вод на Андижанском нефтегазоносном месторождении (анализ геолого-геофизических данных) / Региональные проблемы. — Т. 17. — № 1. — Биробиджан, 2014. — С. 15–20.
5. 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.
6. Жураев М.Р., Абдуллаев Ш.Х., Нагевич П.П., Турсунметов Р.А. Уточнение условий формирования сероводородных вод Ферганской впадины по результатам геофизических исследований // Вестник Пермского университета. Геология. — 2015. — Вып. 1 (26). — С. 28–37.
7. Жураев М.Р., Бакиев С.А., Нагевич П.П., Куличкина М.А. Основные группы сероводородных вод их химический состав и генезис на нефтяных месторождениях Ферганской впадины // Вестник Воронежского госуниверситета. Геология. — 2015. — Вып. 2. — С. 109–116.
8. Жураев М.Р., Бакиев С.А., Турсунметов Р.А. Характерная гидро-геохимическая обстановка сероводородсодержащих нефтегазоносных месторождений южного борта Ферганской впадины / Новые идеи в науках о Земле. — Т. XII / Междунар. науч.-практ. конф. — М.: РГГРУ, 2015. — С. 328–329.
9. Иванов В.В. Сульфидные воды СССР. — М.: Профиздат, 1977. — 257 с.
10. Ибрагимов Д.С. Гидрогеология месторождений сероводородных вод южной части Ферганского артезианского бассейна: Автореф. дис. канд. г.-м. наук. — М., 1964. — 25 с.
11. Плотникова Г.Н. Сероводородные воды СССР. — М.: Недра, 1981. — 132 с.
12. Ривман А.И. Сульфидные воды Афгано-Таджикского и Ферганского артезианских бассейнов Средней Азии / Тр. ЦНИИКиФ. — Т. XXXIV. — М., 1977. — 143 с.
13. Zhuraev M.R. Clarification lithofacies in the formation of hydrogen sulfide water in Surkhandarya region // European Applied Sciences. — 2015. — Vol. 12. — P. 14–16.

© Жураев М.Р., 2016

Жураев Музаффар Рахматович // juraevm@inbox.ru

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ

УДК 622.342.1.037(571.65)

Прусс Ю.В. (ФГБУ «Северо-Восточный комплексный научно-исследовательский институт им. Н.А. Шило ДВО РАН»)

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ ТЕХНОГЕННОГО КОМПЛЕКСА СЕВЕРО-ВОСТОКА РОССИИ¹

Проведен подробный анализ формирования техногенного комплекса россыпных и рудных месторождений Северо-Востока России и сформулированы проблемы,

препятствующие более эффективному использованию его ресурсов. Предложены конкретные меры по совершенствованию нормативно-правовой базы для более «открытой» экономики переработки остаточного комплекса рудодобычи. Предложено законодательно «формализовать» остаточный комплекс, как отходы горного производства, а полезные ископаемые не «добывать», а «получать» при переработке горной массы, что обеспечит возможность законодательно сформировать подотрасль — «переработка отходов горного производства, техногенный комплекс, Северо-Восток России, старопромысловый район, правовая терминология, инфраструктурное лицензирование, инновации, технологии».

¹ Статья подготовлена при частичной поддержке гранта ДВО № 15-I-8-011 «Оценка влияния институциональных и ресурсно-спросовых шоков на отраслевые рынки и пространственные структуры».