

Отсюда, $G \in F$ и $H \subseteq F$.

Пусть теперь $F \notin H$ и G – группа наименьшего порядка из $F \cap H$. Тогда G – монолитическая группа с монолитом $R = G^H$. Так как $G \in F$, найдутся i_1, \dots, i_t такие, что $G = G_1 \times G_2 \times \dots \times G_t$, $G_j \in \mathfrak{F}_{i_j}$, $j=1, \dots, t$. Из монолитичности G следует, что существует $a \in \{1, \dots, t\}$ такое, что $G = G_a \in \mathfrak{F}_{i_a}$. Следовательно,

$$G/O_{A',A}(G) \in f_{i_a}(A) = f(A)$$

для любой $A \in \Omega \cap K(G) \subseteq \Omega \cap K(\mathfrak{F}_{i_a})$. Кроме того, $G/O_\Omega(G) \in F = f(\Omega')$.

Таким образом, $G \in \Omega K F(f) = H$. Следовательно, $F \subseteq H$ и $F = H$. Лемма доказана.

Теорема 1. Формация $F = \bigoplus_{i \in I} F_i$, где $\{F_i \mid i \in I\}$ – некоторая система n -кратно (тотально) ΩK -формаций, также является n -кратно (тотально) ΩK -формацией.

Доказательство проводится индукцией по n , причем справедливость утверждения теоремы при $n = 1$ следует из леммы 2.

Теорема 2. Пусть $F \in \Omega K_n$. Тогда из того, что в F каждый элемент решетки $\Omega K_n(F)$ дополняем, следует, что $F = \bigoplus_{i \in I} F_i$, где $\{F_i \mid i \in I\}$ – набор атомов решетки $\Omega K_n(F)$.

Доказательство. Рассмотрим набор $\{F_i \mid i \in I\}$ всех атомов решетки $\Omega K_n(F)$ и $H = \bigoplus_{i \in I} F_i$. Очевидно, что $H \subseteq F$ и, по теореме 1, $H \in \Omega K_n$. Допустим, что $H \neq F$ и G – группа наименьшего порядка из $F \cap H$. Тогда G – монолитическая группа с монолитом $M = G^H$. Так как $H \subseteq F$ и $H \in \Omega K_n$, то $H \in \Omega K_n(F)$. По условию, H дополняема в F , то есть найдется такая формация $M \subseteq F$, что $H \cap M = (1)$ и $F = H \vee M = H \oplus M$. Поскольку $G \notin H$, из монолитичности G заключаем, что $G \in M$ и $G/M \in M \cap H = (1)$. Таким образом, $G = M$, G – простая группа и по лемме 1 $\Omega K_n F(G)$ – атом решетки ΩK_n . Получаем, что $G \in \Omega K_n F(G) \subseteq H$, что противоречит выбору G . Значит, $F = H$.

It is proved, that the operation of direct summation is algebraic on ΩK_n as well as the possibility of decomposition of ΩK_n -formation F to the direct sum of its subformations - atoms of the lattice $\Omega K_n(F)$, in the case of the complementarity of each element of the lattice $\Omega K_n(F)$.

Keywords: finite group, formation, lattice, n -multiply Ω -canonical formation, the direct sum of formations.

Список литературы

1. Ведерников В.А., Сорокина М.М. Ω -расслоенные формации и классы Фиттинга // Дискретная математика. 2001. Т.13, Вып.3. С.125-144.
2. Ведерников В.А. Максимальные спутники Ω -расслоенных формаций и классов Фиттинга // Труды ИММ УрО РАН. 2001. Т.8. С.1-23.
3. Скиба А.Н. Алгебра формаций. Мн.: Беларуская навука, 1997.
4. Скачкова Ю.А. Решетки Ω -расслоенных формаций // Дискретная математика. 2002. Т.14, Вып.2. С.85-94.
5. Скачкова Ю.А. Булевы решетки кратно Ω -расслоенных формаций // Дискретная математика. 2002. Т.14, Вып.3. С.42-46.
6. Еловицова Ю.А. G -отделимость решетки ΩK_n // Вестник БГУ.-2004.-Вып.4.- С. 95-98.
7. Еловицова Ю.А. Свойства решетки всех кратно Ω -канонических формаций // Дискретная математика. 2006. Т.18, Вып.2. С.146-158.
8. Еловицова Ю.А. Решетки Ω -расслоенных формаций конечных групп. – Дисс. на соиск. учен. степени канд. физ.-мат. наук. Брянск. 2002.
9. Скиба А.Н. О локальных формациях длины 5 // В сб. Арифметическое и подгрупповое строение конечных групп. Минск: Наука и техника, 1986. С.135-149.

Об авторе

Еловицова Ю.А. – кандидат физико-математических наук, доцент кафедры алгебры и геометрии Брянского государственного университета имени академика И.Г. Петровского, elov77@yandex.ru

УДК 550.836

РОЛЬ ГЕОТЕРМИЧЕСКОГО ФАКТОРА В ФОРМИРОВАНИИ СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩЕГО ВОДО-НЕФТЯНОГО КОМПЛЕКСА ПАЛЕОГЕНА ЮЖНОГО БОРТА ФЕРГАНСКОЙ ВПАДИНЫ

М.Р. Жураев, Р.А. Турсунметов, М.А. Куличкина

В статье определены эталонная геотермического градиента с целью выявления средней температуры сероводородсодержащего продуктивного комплекса палеогена, а также уточнена геотермического фактора нефтегазоносных месторождений по южному борту Ферганской впадины.

Ключевые слова: геотермический градиент, температурном интервале, в продуктивных горизонтов, развиваются сульфатовосстанавливающие бактерии.

Введение

В 1950-1960 гг. прошлого века были проведены геологоразведочные работы с целью поиска нефтяных месторождений в южной части Ферганской впадины. В результате были выявлены многие нефтегазоносные месторождения палеогена. Попутно были обнаружены сероводородные воды в некоторых скважинах на антиклинальных структурах Северный Сох, Чонгара-Гальча, Чимион, Андижан, Палванташ, Ходжабад и Южный Аламышик (рис.1) [6]. На основе анализа и обобщения геолого-геофизических выполненных данных работ появилась возможность изучения формирования сероводородных вод, для выявления роли геотермического фактора в формировании сероводородсодержащего водо-нефтяного комплекса палеогена южного борта Ферганской впадины.

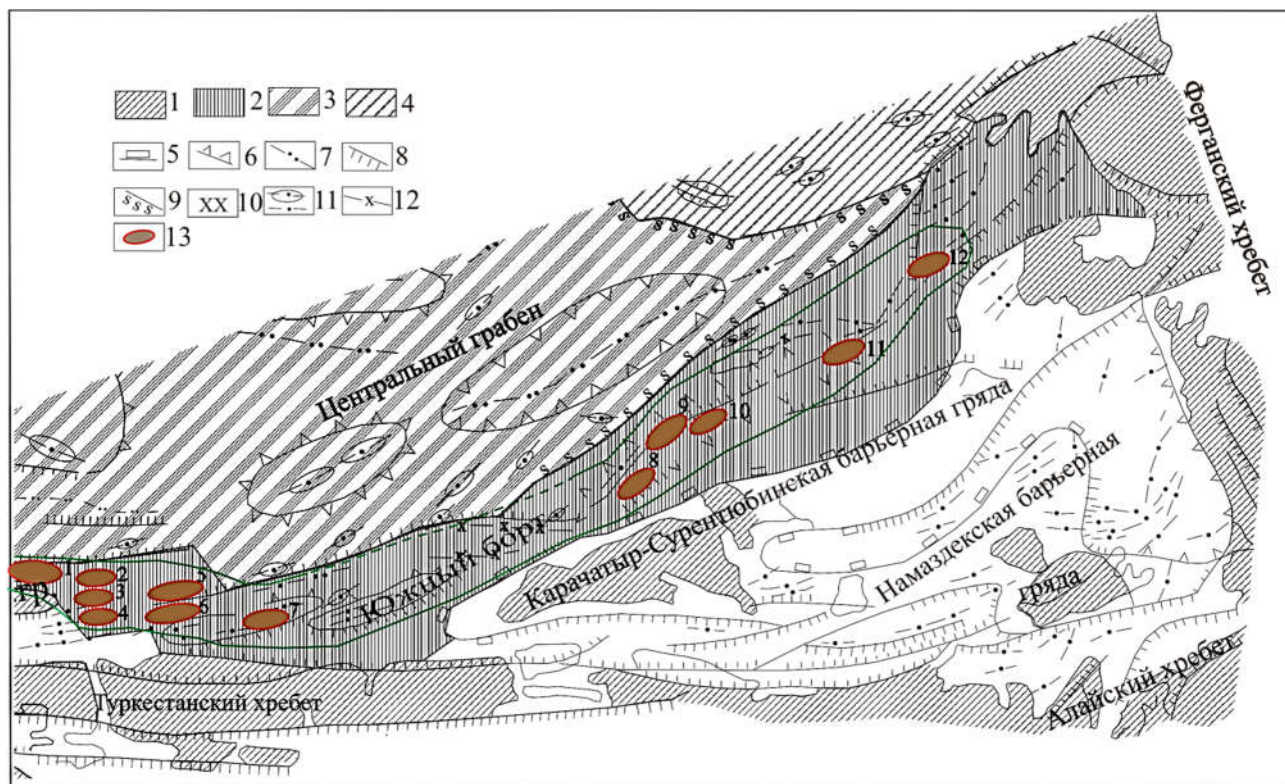


Рис. 1. Схематическая карта тектоники южного борта Ферганской межгорной впадины и перспективные площади на сероводородные воды. 1 – выходы на поверхность домезозойских образований; 2 – южный бор; 3 – центральный грабен; 4 – северный бор; 5 – границы барьерных гряд; 6 – границы антиклинальных зон, поднятий; 7 – оси прогибов; 8 – разрывы, выраженные на поверхности домезозойского фундамента и в покрове; 9 – флексур; 10 – структуры третьего порядка; 11 – антиклинальные складки в палеогеновых и мезозойских отложениях; 12 – оси бескорневых антиклинальных складок только в кайнозойских молассах; 13 – перспективные площади на сероводородные воды (цифры на рисунке):
1-Шорсуйская группа, 2-Северный Сох, 3-Чонгара, 4-Гальча, 5-Северный Риштан, 6-Сары-Камыш, 7-Чимион, 8-Палванташ, 9-Андижан, 10-Ходжабад, 11-Южный Аламышик, 12-Чангырташ.

Основные закономерности распространения и формирования сероводородных вод в осадочной толще пород определяются сложным комплексом геологических факторов и естественно-исторических условий. В системе артезианских вод сероводородные воды приурочены к восстановительной геохимической обстановке, к зоне развития анаэробных процессов. К главнейшим факторам и условиям среды формирования сероводородных вод, определяющим общие закономерности их размещения в осадочных породах, относятся следующие: литолого-фациальный состав, водовмещающих пород, в первую очередь наличие сульфатсодержащих отложений и нефтегазоносных комплексов; геоструктурные условия и стратиграфическая приуроченность; гидрогеохимическая обстановка; гидродинамические условия; геотермическая обстановка [5,7]. Проведенными исследованиями уточнено наличие специфических природных геологических факторов, формирующих сероводородные воды, и подтверждена возможность их формирования в антиклинальной структуре южного борта впадины [1,2,3,4].

Сероводородные воды формируются в районах распространения нефтегазоносных месторождений за счет осуществления окислительно-восстановительной реакции с участием сульфатвосстанавливающих бактерий. Для этого процесса необходима благоприятная температура, в которой идет развитие сульфатвосстанавливающих бактерий. Продуктивные горизонты, которые формируют сероводородные воды расположены на разной глубине на нефтегазоносных месторождениях. Следовательно, геотермальные температуры водоносных горизонтов зависят от глубины залегания. Ниже рассмотрены температуры продуктивного горизонта исследуемых нефтегазоносных месторождений.

Задачи исследований

Основными задачами при изучении геотермических условий для формирования сероводородных вод, являются:

1. Геотермическая обстановка ряда месторождений сероводородных вод в СНГ;
2. Геотермическая обстановка на Чимионском месторождении сероводородных вод;
3. Уточнение эталонного геотермического градиента с целью выявления средней температуры продуктивного комплекса нефтегазоносного месторождения южного борта Ферганской впадины;
4. Уточнение геотермического фактора нефтегазоносных месторождений по южному борту Ферганской впадины, где формируются сероводородные воды.

Геотермическая обстановка ряд месторождений сероводородных вод в СНГ. Геотермическая обстановка формирования сероводородных вод отличается разнообразием. Залегая на разной глубине в районах различного геотермического режима, сероводородные воды, естественно, характеризуются широким диапазоном колебаний температур: от 5 – 10 до 100°C. При этом такие области развития сероводородных вод, как Прикарпатская, Молдавская, Керченская, Ангаро-Ленская и, в значительной мере, Волго-Уральская характеризуются в целом сероводородными водами низких температур (менее 20°C). Вместе с тем, в их пределах широко представлены крепкие и очень крепкие сероводородные воды (H_2S+HS^- от 100 до 500 и иногда более мг/л). В пределах Кавказской, Ферганской и Таджикской областей широко развиты термальные и высоко термальные сероводородные воды. Однако и здесь имеется немалое количество холодных и в то же время крепких сероводородных вод: Тамиск – 17° – 226мг/л H_2S+HS и др. Среди термальных и высоко термальных вод ряд месторождений характеризуется низкими концентрациями сероводородов: Серноводск (50°, 34 мг/л H_2S+HS), Гагра (44°, 23мг/л H_2S+HS), Белореченск (43°, 58мг/л H_2S+HS) и т.д. Сказанное

свидетельствует о том, что несмотря на влияние температуры на жизнедеятельность сульфатредуцирующих бактерий, температурный фактор (в пределах температур до 100°C) не является решающим при формировании крепких сероводородных вод [5,7].

Геотермическая обстановка на Чимионском месторождении сероводородных вод. Месторождение Чимионской сероводородной воды – считается детально изученной площадью. Во время гидрогеологических работ методом термометрии исследования были проведены на каждой скважине. Сероводородные воды формируются в туркестанском (V пласт), алайском (VII пласт) и бухарском VIII пластах на месторождении Чимионских сероводородных вод. Продуктивный водоносный комплекс залегает на глубинах от 271 м до 767 м от поверхности земли. В данном интервале глубин температура варьирует от 19°C до 28°C. При этой температуре в продуктивном комплексе месторождения Чимионской сероводородной воды осуществляется окислительно-восстановительная реакция и развиваются сульфатовосстанавливающие бактерии. Следует выявить температуры продуктивных горизонтов остальных нефтегазоносных месторождений, которые формируют сероводородные воды.

Уточнение эталонного геотермического градиента с целью выявления интервала температур продуктивных комплексов нефтегазоносных месторождений южного борта Ферганской впадины. Для выявления температур продуктивного горизонта следует использовать методы геотермического градиента. Уточнение эталонного геотермического градиента с целью выявления средней температуры продуктивного комплекса нефтегазоносного месторождения южного борта Ферганского впадины, осуществлено на основе данных термометрии по скважине III, месторождения Чимионских сероводородных вод (рис. 2).

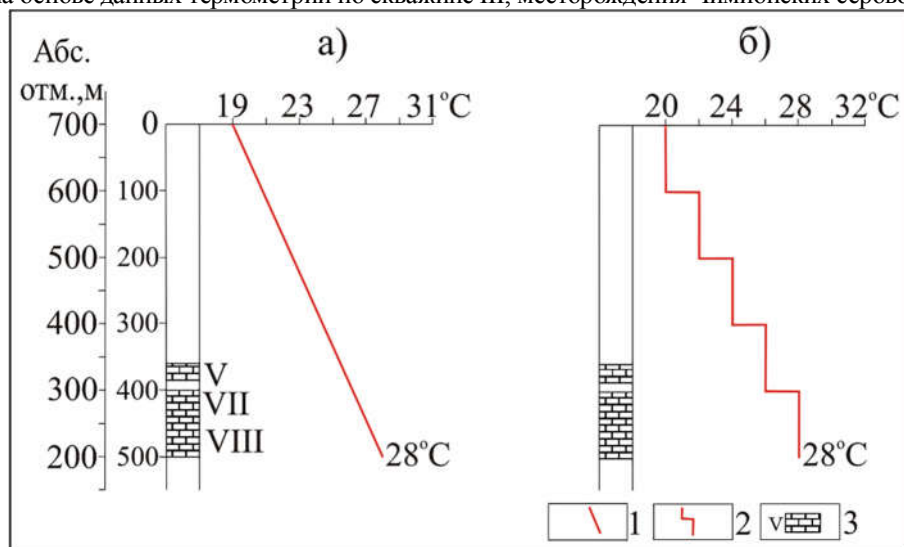


Рис. 2. Уточненное эталонного геотермического градиента по Чимионским сероводородным водам: термометрия по скв. III – а); составленной геотермический градиент – б). 1 – линии термометрии; 2 – линия геотермического градиента; 3 – продуктивный горизонт, который формирует сероводородные воды.

На скважине III продуктивный горизонт залегает в 500 метра от поверхности земли. Температура в нём достигает 28°C. Тогда геотермический градиент из расчёта +28°C на глубине 500 метра, и температуры 20°C на поверхности земли равняется +2°C на каждые 100 метров.

Уточнение геотермического фактора нефтегазоносных месторождений по южному борту Ферганской впадины, где формируются сероводородные воды. Выявленный эталон геотермического градиента применили к другим нефтегазоносным месторождениям Фергана с целью определения температуры продуктивного горизонта. Составлено сопоставление разреза геотермического градиента продуктивного комплекса палеогена южного борта Ферганской впадины (рис. 3). Была выявлена средняя температура V, VII и VIII пластов нефтегазоносных месторождений Чонгара, Северный Сох, Палванташ, Андижан, Ходжаабат и Южный Аламышик, на которых формируются сероводородные воды. На этой основе составлена таблица геотермических температур продуктивных горизонтов (табл. 1).

Таблица 1.

Выявленные средние температуры продуктивных комплексов палеогена нефтегазоносных месторождений, формирующих сероводородные воды.

№	Месторождения	Пласты	Интервал глубина, от уровня моря, м	Температура, T°C
1	Чонгара	V, VII, VIII	350 – 200	28-30
2	Северный Сох	V, VII, VIII	(-600) – (-800)	46-48
3	Палванташ	V, VII, VIII	50 – (-200)	32-38
4	Андижан	V, VII, VIII	50 – (-200)	32-34
5	Ходжаабат	VIII	(-400) – (-450)	42
6	Южный Аламышик	V, VII	200 – 100	32

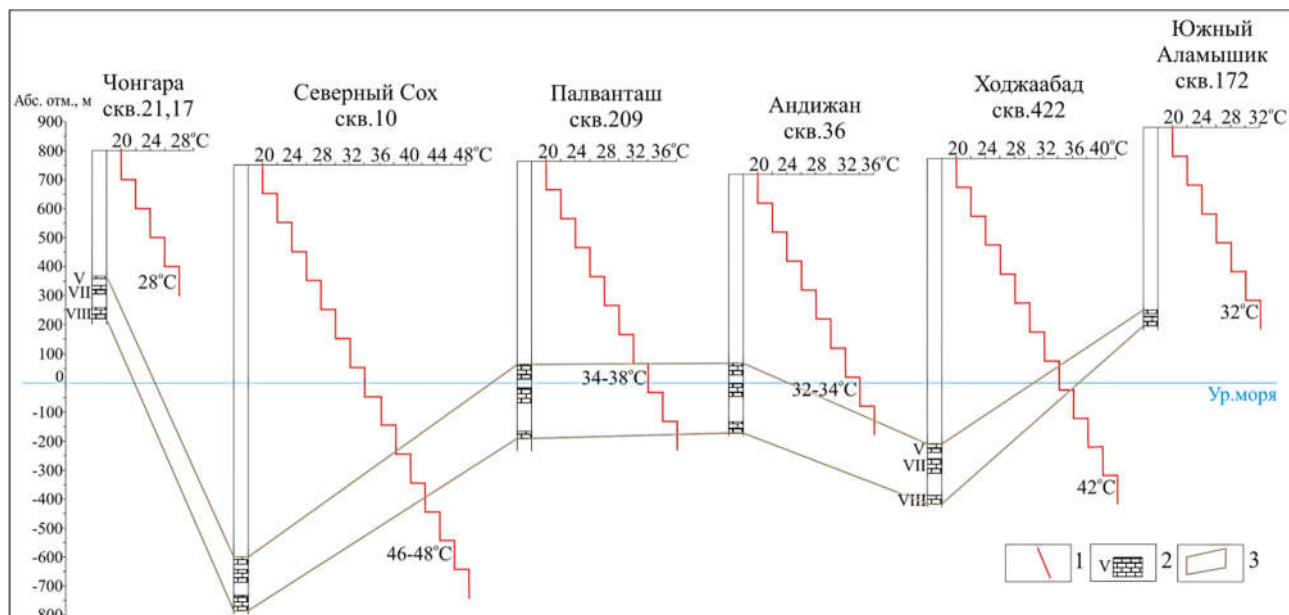


Рис. 3. Сопоставление разреза геотермического градиента продуктивного комплекса палеогена южного борта Ферганской впадины. 1 – линии термометрии; 2 – продуктивный горизонт, который формирует сероводородные воды; 3 – граница интервала формирования сероводородной воды.

Выводы:

Определены эталонная геотермического градиента с целью выявления средней температуры сероводородсодержащего продуктивного комплекса палеогена, а также уточнена геотермического фактора нефтегазоносных месторождений по южному борту Ферганской впадины. Средние температуры: в продуктивных горизонтах гидрогеологически раскрытых структур, т.е. нефтегазоносных месторождений Чонгара и Чимион составляют 28-30°C; в продуктивных горизонтах 32-38°C при более глубоком залегании комплексов в антиклинальных структурах, т.е. Южного Аламышика, Андижана и Палванташа; в продуктивных горизонтах 42-48°C, при глубоко залегающих нефтегазоносных месторождениях, т.е. Северного Соха и Ходжабада.

Следовательно, интервал температур продуктивных горизонтов нефтегазоносных месторождений южного борта Ферганской впадины, где формируются сероводородные воды составляет от 28 до 48°C. В этом температурном интервале создаются благоприятные условия для формирования сероводородной воды, т.е. осуществляется окислительно-восстановительная реакция и развитие жизнедеятельности органических бактерий.

In this article the reference geothermal gradient in order to identify the average temperature of hydrogen sulfide productive complex Paleogene and verified by a factor of geothermal oil and gas fields on the southern Fergana basin board.

Keywords: geothermal gradient, the temperature range in productive horizons, develop SRB.

Список литературы

1. Жураев М.Р., Джураев М.Р. Выявление перспективной площади распространения сульфидных вод в Палванташском нефтегазоносном месторождении. Научный журнал: Вестник Пермского университета. Геология. 2014. Выпуск 1(22), 25-33 с.
2. Жураев М.Р., Джураев М.Р. Распространение сероводородных вод по площади Северного Сохского нефтегазоносного месторождения. Вестник Воронежского Государственного университета: геология. 2014. № 2, 133-140 с.
3. Жураев М.Р., Чеботарева О.В., Джураев Р.Э. Перспективы использования сероводородных вод на Андижанском нефтегазоносном месторождении (анализ геолого-геофизических данных). Научный журнал Региональные проблемы. 2014г. Том 17 №1, 15-20 с.
4. Жураев М.Р., Джураев М.Р. Обоснование перспективных площадей сероводородных вод на выработанных нефтяных месторождениях (на примере структуры Чимион). Журнал Разведка и охрана недр. 2014г. №10. 52-57 с.
5. Иванов В.В. Сульфидные воды СССР. М.: 1-я типография Профиздата, 1977. 229 с.
6. Ибрагимов Д.С. Гидрогеология месторождений сероводородных вод южной части Ферганского артезианского бассейна. Автореф. дисс. канд. г.-м. наук. М., 1964. 25 с.
7. Плотникова Г.Н. Сероводородные воды СССР. М.: Недра, 1981. 132 с.

Об авторах

Жураев М.Р. – старший научный сотрудник Государственного предприятия «Институт гидрогеологии и инженерной геологии» («Институт ГИДРОИНГЕО») Государственного комитета по геологии и минеральным ресурсам Республики Узбекистан (Госкомгеологии РУз), juraevm@inbox.ru

Турсунметов Р.А. – ведущий научный сотрудник Государственного предприятия «Институт гидрогеологии и инженерной геологии» («Институт ГИДРОИНГЕО») Государственного комитета по геологии и минеральным ресурсам Республики Узбекистан (Госкомгеологии РУз).

Куличкина М.А. – старший научный сотрудник Государственного предприятия «Институт гидрогеологии и инженерной геологии» («Институт ГИДРОИНГЕО») Государственного комитета по геологии и минеральным ресурсам Республики Узбекистан