

Вестник Евразийской науки / The Eurasian Scientific Journal <https://esj.today>

2025, Том 17, № 4 / 2025, Vol. 17, Iss. 4 <https://esj.today/issue-4-2025.html>

URL статьи: <https://esj.today/PDF/30NZVN425.pdf>

DOI: 10.15862/30NZVN425 (<https://doi.org/10.15862/30NZVN425>)

2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки)

Ссылка для цитирования этой статьи:

Голизаде, Х. Петрографические свидетельства термохимического восстановления сульфатов в карбонатных коллекторах: на примере газового месторождения Шанул (Иран) / Х. Голизаде, Е. А. Краснова // Вестник евразийской науки. — 2025. — Т. 17. — № 4. — URL: <https://esj.today/PDF/30NZVN425.pdf>. DOI: 10.15862/30NZVN425.

For citation:

Gholizadeh H., Krasnova E.A. Petrographic evidence for thermochemical sulfate reduction in Carbonate reservoirs: a case study of the Shanul gas field, Iran. *The Eurasian Scientific Journal*. 2025;17(4): 30NZVN425. Available at: <https://esj.today/PDF/30NZVN425.pdf>. DOI: 10.15862/30NZVN425. (In Russ., abstract in Eng.).

УДК 550

Голизаде Хамидреза

ФГБОУ ВО «Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова», Москва, Россия
Аспирант

E-mail: gholizadeh@my.msu.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8223-4454>

РИНЦ: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=1161212

Краснова Елизавета Андреевна

ФГБОУ ВО «Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова», Москва, Россия
Старший научный сотрудник

Кандидат геолого-минералогических наук

E-mail: e.krasnova@oilmsu.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6699-0770>

РИНЦ: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=822262

Петрографические свидетельства термохимического восстановления сульфатов в карбонатных коллекторах: на примере газового месторождения Шанул (Иран)

Аннотация. Расположен на юго-западной части Ирана, Прибрежный Фарс является основной газоносной территорией в Иране, где значительная часть газа приходится на палеозойскую нефтегазоносную систему. Сероводород является нежелательным компонентом природного газа, который может образовываться в пласте в результате биогенных или абиогенных процессов. В последние годы на газовых месторождениях прибрежного Фарса на юго-западе Ирана наблюдается постоянное увеличение содержания сероводорода в добываемом газе. Доказано, что образование сероводорода в коллекторах этого региона является продуктом реакции термохимического восстановления сульфатов, в ходе которой сульфатсодержащие минералы при взаимодействии с углеводородами образуют сероводорода, вода и карбонатные минералы. При взаимодействии углеводородных компонентов с сульфат-ионами образуются слои карбонатных минералов. Несмотря на многочисленные геологические и геохимические исследования происхождения сероводорода в изучаемом регионе, явлению карбонатной минерализации вокруг сульфатных минералов, являющемуся одним из основных следствий окисления углеводородных компонентов, уделялось мало внимания. В данной работе были изучены шлифы пород, полученных с месторождения Шанул

(один из месторождений Прибрежного Фарса) для выявления свидетельств термохимической сульфат-редукции. Результаты сканирующей электронной микроскопии демонстрируют карбонатную минерализацию по краям ангидрита и целестина, вызванную абиогенным восстановлением сульфатов, что подтверждает протекание реакции термохимического восстановления сульфата в данном регионе. Однако скорость этой реакции кинетически ограничена относительно низкой пластовой температурой.

Ключевые слова: сероводород; термохимическое восстановление сульфата; петрография; ангидрид; карбонатные минералы; газовое месторождение; Прибрежный Фарс

Введение

Сероводород (H_2S) обычно является нежелательным компонентом природного газа. Присутствие H_2S не только разбавляет углеводородный газ в пласте, но и обладает высокой токсичностью и коррозионным действием на добывающее оборудование. Присутствие H_2S может критически повлиять на экономическую эффективность разработки углеводородного месторождения.

После выхода углеводород из нефтематеринской породы он может подвергаться значительным химическим преобразованиям во время миграции и в резервуарах вследствие контакта с минеральными поверхностями, водными растворами, тепловой энергией, а также биологическими и физическими процессами [1].

В осадочных бассейнах накопление сероводорода (H_2S) в газовых залежах может происходить из двух различных источников:

- биогенного (бактериальное восстановление сульфатов);
- абиогенного происхождения [2].

Бактериальное восстановление сульфатов использует сульфат-ионы (SO_4^{2-}), поступающие из пластовых вод и при растворении ангидрита ($CaSO_4$). Данный процесс обычно приводит к низким концентрациям H_2S (< 5 об. %) в природных газовых системах и происходит в температурном диапазоне 60–80°C, что соответствует значениям отражательной способности витринита 0,2–0,3 % R_o (рис. 1) [2].

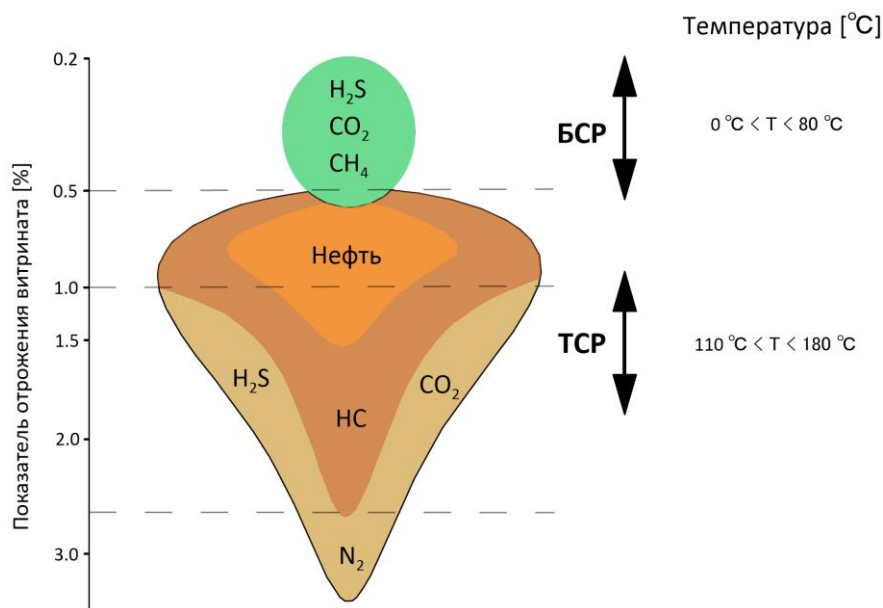


Рисунок 1. Глубинные и температурные диапазоны в связи с образованием сероводорода [2]

Наиболее значимым абиотическим процессом, которому могут подвергаться углеводороды, является термохимическая сульфат-редукция (ТСР) [3]. Данный процесс считается основным фактором образования сероводорода в коллекторах при температурах выше 100°C (рис. 1) [4–7].

Термохимическое восстановление сульфатов представляет собой реакцию между сульфатсодержащими породами (такими как ангидрит, гипс и целестин) и углеводородами, в результате которой образуются сероводород, карбонатные минералы и другие соединения, что описывается следующим уравнением [2]:



Поскольку ангидрит является сопутствующим компонентом в карбонатных толщах, процессы ТСР происходят в карбонатных коллекторах при достижении достаточно высоких температур [8].

Экспериментальные и ролевые данные однозначно свидетельствуют, что с протеканием ТСР наблюдаются:

1. Закономерный рост концентрации H_2S .
2. Карбонатное замещение растворённых ангидрита/ целестина [9].

В последнее время, в **карбонатных отложениях пермо-триасовой системы на юго-западе Ирана** было обнаружено увеличение концентрации сероводорода, что связывают с протеканием реакции ТСР [10; 11], но зафиксированные концентрации H_2S в этих месторождениях остаются относительно низкими.

Хотя образование сероводорода в регионе изучалось неоднократно, системные исследования, направленные на количественную оценку воздействия ТСР на минеральные преобразования и растворение ангидрида остаются невыполненными для изучаемого района. **Цель данного исследования** — применение петрографического анализа шлифов для выявления возможного замещения ангидрита карбонатными минералами вследствие абиогенного восстановления сульфатов.

Геология

Геологический регион Фарс в южной части пояса Загрос простирается от зоны разлома Казерун до Ормузского пролива. Этот регион характеризуется двумя основными геологическими особенностями: соляными куполами Хормуза и простирающимися с востока на запад структурами. Фарс подразделяется на две основные части: возвышенный район Загрос на севере и простой складчатый пояс на юге. Согласно фациальным вариациям к юго-западу, простой складчатый пояс можно разделить на два сегмента: суббереговой Фарс на севере и прибрежный Фарс на юге [12].

Наиболее значимой геологической особенностью региона Фарс является расширение рифта фундамента, который проник из Аравийского щита в зону Загроса, приподняв эту территорию и образовав то, что в настоящее время известно как палео-поднятие Гавбенди, и установив платформенные условия в регионе Фарс [12].

Палео-поднятие Фарс (продолжение Катарского свода на север) содержит крупнейшие газовые месторождения в пермо-триасовых отложениях [12; 13]. Значительные запасы свободного газа разведаны в пермо-триасовой группе Дехрам в регионе Фарс, эквивалентной формации Хуфф в арабских государствах Персидского залива. Эта группа представляет собой коллекторские породы палеозойской нефтегазоносной системы. Силурийские сланцы формации Сарчакан служат нефтематеринскими породами, а триасовые эвапориты формации Даштак — покрышками [14–16].

Снизу вверх отложения Фараган, Далан и Канган составляют группу резервуаров Дехрам, которая перекрывается формацией Даштак. В целом формация Даштак состоит из ангидритов, доломитов, тонкослоистых сланцев и серо-коричневых мергелей. Формация Далан состоит из нижних и верхних частей формации Далан. Хотя нижняя и верхняя части Далана сложены преимущественно карбонатной литологией, средняя часть формации Нар состоит из ангидрита и разделяет верхние и нижние части формации Далан. Верхний Далан перекрывается отложением Канган. Граница между этими двумя формациями представляет собой пермо-триасовую эрозионную поверхность [17].

Следуя [8], существует явная связь между степенью зрелости гумусовых и сапропелевых материнских пород с изотопами углеводородных соединений. Показывается, что газы пермо-триасовой системы на месторождениях соответствуют R_o от 1,2 до 1,7 % и соответствуют керогену II типа [18].

Методология

Для петрографического анализа было отобрано и подготовлено 6 образцов из разных пластов газового месторождения Шануль (с отложения Даштак до отложения Далан) с целью подтверждения наличия замещения ангидритом. Все образцы были исследованы штучно во время отбора керна. Отбор проб был преимущественно направлен на керн, содержащий ангидритовые конкреции. Их исследовали для оценки наличия кальцита по краям конкреций.

Исследования структуры порового пространства, взаиморасположения породообразующих минералов и состава образцов керна с акцентом на отложение карбонатов на краях ангидритовых конкреций проводились на прозрачных полированных шлифах с использованием сканирующего электронного микроскопа JEOL 6610 LV, сопряженного с системой энергодисперсионного рентгеновского спектрометра Oxford Instruments INCA Xact. Для специальной подготовки образцов перед микроскопией используется система холодно-плазменной металлизации JEOL JFC1600. Материал напыления — золото. Обработка результатов проводилась с помощью программного обеспечения SEM Control User Interface, версия 7.11 (Jeol Technics LTD).

Результаты и обсуждения

Шануль — одно из крупнейших газовых месторождений в юго-западной части Ирана, где в последние годы рост содержания сероводорода стал вызывать беспокойство, хотя его уровень, по имеющимся данным, относительно низок.

Низкая концентрация H_2S в добываемом газе и пластовая температура около $90^\circ C$ затрудняют определение основного механизма образования сероводорода, поскольку он находится на границе бактериальной и абиогенной сульфатредукции.

Появление углекислого газа и кальцита в коллекторе можно использовать как показатели процессов сульфат-редукции. Теоретически, на каждую потребленную молекулу C_nH_{2n+2} образуется n молекул CO_2 , хотя соотношения $H_2S: CO_2 (HCO_3^-)$, обнаруживаемые отличаются в естественных дигенетических условиях БСР и ТСР.

Присутствие щелочноземельных металлов может привести к осаждению карбонатов (в основном кальцита и доломита) либо в виде цемента, либо в качестве замещения растворяющихся сульфатов (в основном гипса и ангидрита). В обоих случаях высвобождается бикарбонат, и во время реакции pH увеличивается [7]. Другие карбонаты, такие как анкерит, сидерит, витерит, стронцианит, могут образовываться, если доступен репрезентативный катион

металла [2]. Структура этих карбонатов могут в определенных пределах использоваться для различения БСР и ТСР. На сегодняшний день наиболее распространенным карбонатом, образующимся как побочный продукт БСР, является кальцит, реже арагонит. В условиях с открытыми пустотами карбонат кальция часто начинает формироваться в виде игольчатых или столбчатых кристаллов арагонита и/или кальцита, которые позже сливаются в более крупные массы. Этот тип карбоната, однако, является незначительным по объему [2].

Кальциты, образуемые при ТСР, обычно встречаются в виде молочно-белых крупнокристаллических цементов и/или в виде замещающих масс после ангидрита [19].

Анализ шлифов показал, что кальцит присутствует как продукт частичного или полного замещения микрокристаллических конкреций ангидрита. Кальцит появляется от внешних краев ангидрита постепенно к центру конкреции [19].

Вторым наиболее распространенным продуктом, образующимся как побочный продукт ТСР, является доломит. Доломит наблюдается под условиями, в которых вмещающая карбонатная порода представляет собой доломит. Доломит обычно встречается в виде молочно-белого седловидного доломитового цемента со средними или крупными кристаллами [2].

Термохимическая сульфат-редукция включает преобразование кристаллического ангидрида/гипса или целестина в карбонатные минералы [19], которые в присутствии щелочноземельных металлов могут быть представлены в форме кальцита, доломита, анкерита, сидерита и т. д. [2]. Было показано, что осаждение карбонатов начинается снаружи ангидритовых конкреций, замещая края отдельных кристаллов ангидрида и проникая к центру конкреции в виде фронта реакции [20].

Изображения шлифов, полученные с помощью сканирующей электронной микроскопии, показывают, что замещение ангидрита в формациях Даштак и Канган не произошло (рис. 2, 3).

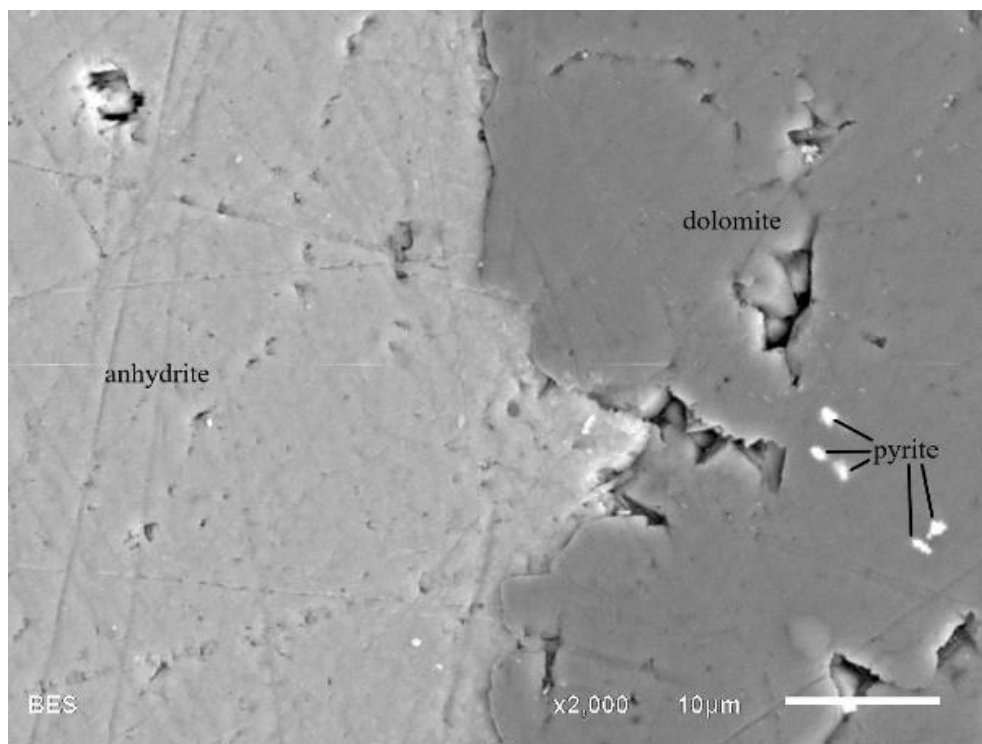


Рисунок 2. Микрофотография ангидрида, полученного из отложения Даштак — Никаких признаков замещения ангидрида карбонатными минералами не обнаружено (сделано автором)

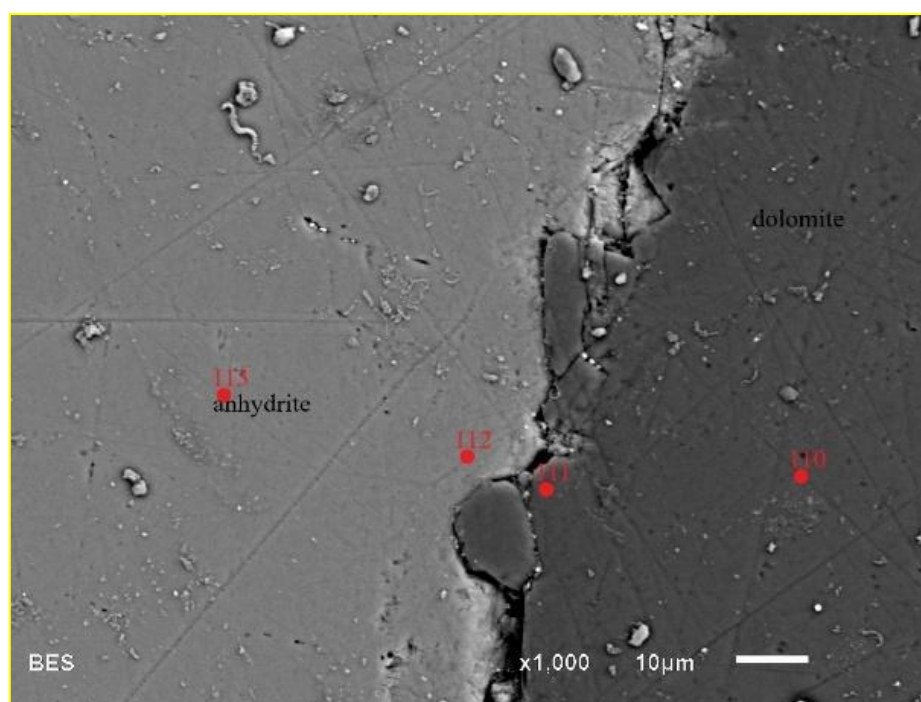


Рисунок 3. Микрофотография ангидрида, полученного из отложения Канган — Никаких признаков замещения ангидрида карбонатными минералами не обнаружено (сделано автором)

Это явление наблюдалось только в формации Далан в виде доломита в небольших количествах вокруг и внутри конкреций ангидрита/целестина (рис. 4, 5). Карбонатный минерал, обнаруженный в данном газовом месторождении, представляет собой доломит, что обусловлено наличием ионов магния в формации Далан. Ранее наличие ионов магния в этой формации также считалось причиной более высокого содержания сероводорода в более глубоких слоях [21].

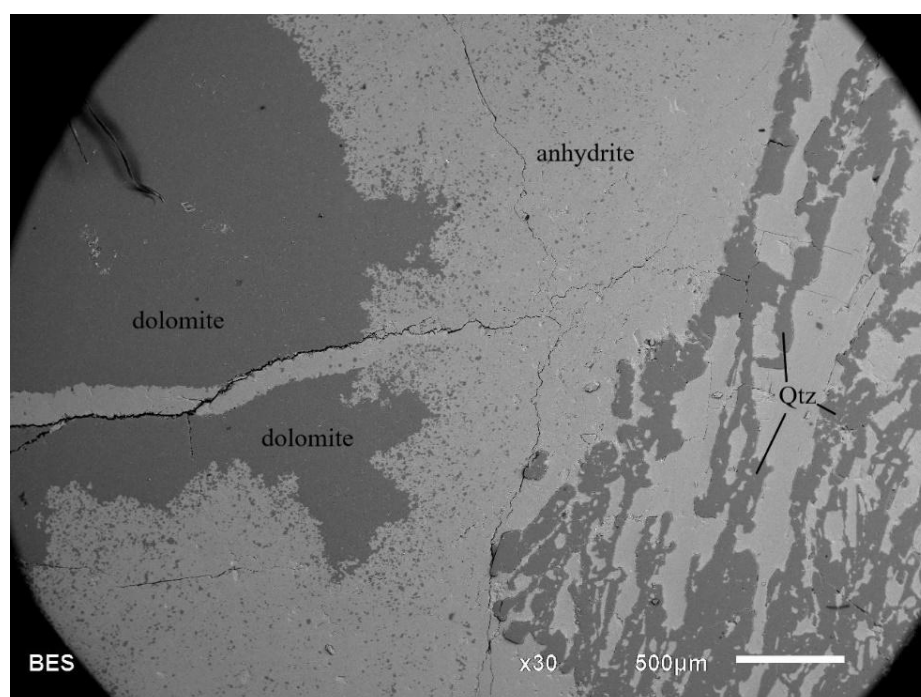


Рисунок 4. Микрофотография ангидрида, полученного из отложения Далан — наблюдается признаки замещения ангидрида карбонатными минералами (сделано автором)

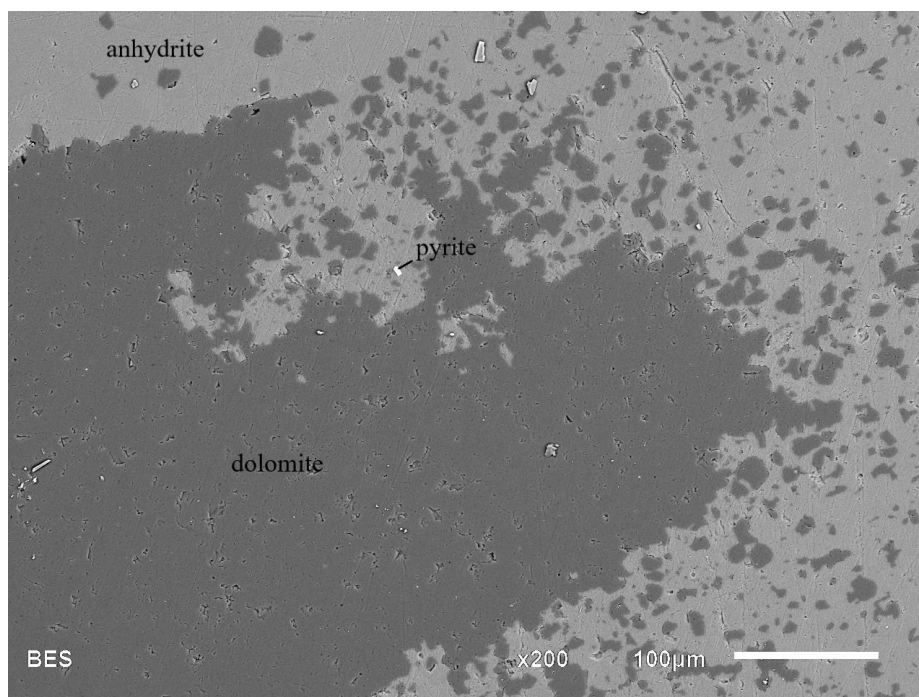


Рисунок 5. Микрофотография ангидрида, полученного из отложения Далан — наблюдается признаки замещения ангидрида карбонатными минералами (сделано автором)

Кальцит и доломит, образовавшиеся вокруг ангидрида или целестина, являются результатом реакции ТСР, где взаимодействие углеводородных газов с сульфат-ионами частично привело к образованию карбонатов.

Петрографический анализ подтверждает, что реакция ТСР произошла в нижних отложениях месторождения Шануль, однако эта реакция не была интенсивной чтобы вызывать большое количество сероводорода. Поскольку с глубиной наблюдалось более интенсивное замещение, наиболее вероятно, что температура играет важную роль в скорости реакции ТСР.

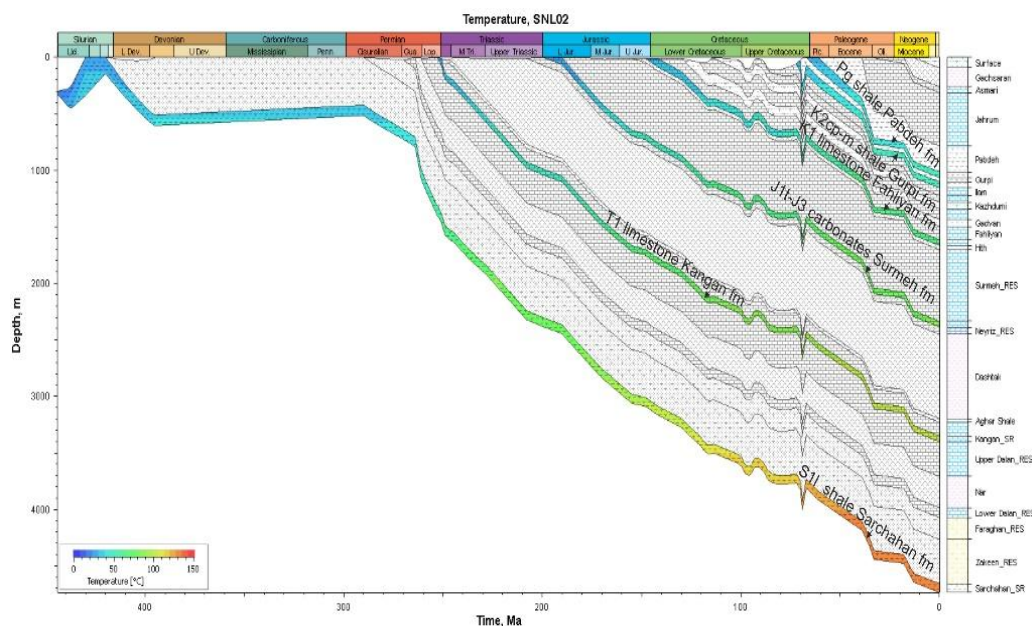


Рисунок 6. 1D моделирования температуры залегания на месторождении Шануль (сделано автором)

История термического залегания в исследуемом районе показала, что формации Даштак и Канган имеют температуру около 90°C (рис. 6), что недостаточно для протекания реакции ТСР. Однако формация Далан имеет температуру от 90 до 110°C (рис. 6), что достаточно для запуска данной реакции.

Верхний температурный предел процесса бактериальной сульфат-редукции, выше которого микроорганизмы прекращают метаболизироваться, был определен эмпирически. Хотя Йоргенсен и др. [22] показали, что возможная температура может быть повышена до 110°C, в углеводородных пластах эти микроорганизмы, по-видимому, встречаются крайне редко и обычно неактивны [2]. Нижний температурный предел ТСР определяется кинетическим ингибированием и высокой энергией активации. Экспериментально ТСР ниже 100 °C протекает чрезвычайно медленно, что делает его незначительным даже за десятки миллионов лет [6]. На Месторождении Шануль, также относительная низкая температура объясняет незначительное замещение ангидритом, наблюдаемое в тонких шлифах.

Выводы

- Концентрация H_2S в группе пластов Дехрам на газовом месторождении Шануль обусловлена термохимической сульфат-редукцией, о чём свидетельствует замещение ангидрита карбонатными минералами.
- Проявление ТСР подтверждается растворение сульфатсодержащих минералов, что приводит к образованию неровных границ на контактах ангидрит-кальцит/доломит и целестин-кальцит/доломит. Растворение целестина и ангидрита происходит от краёв зерна к его центру, что отражает реакционное взаимодействие между флюидом и минералами.
- Относительно низкая концентрация H_2S в газовом месторождении Шануль обусловлена более низкой интенсивностью реакции ТСР. Данная реакция более интенсивна в нижней части группы пластов Дехрам, поскольку уровень реакции ТСР напрямую зависит от температуры.

ЛИТЕРАТУРА

1. Chakhmakhchev V.A. Effect of geochemical alteration of petroleum on composition of the light hydrocarbons / V.A. Chakhmakhchev, T.L. Vinogradovo — DOI: 10.1080/00206818209467234 // International Geology Review. — 1982. — Т. 24, № 2. — С. 178–184.
2. Machel H.G. Bacterial and thermochemical sulfate reduction in diagenetic settings — old and new insights / H.G. Machel — DOI: 10.1016/S0037-0738(00)00176-7 // Sedimentary Geology. — 2001. — Т. 140. — С. 143–175.
3. Zhang T. Effect of hydrocarbon type on thermochemical sulfate reduction / T. Zhang [et al.] — DOI: 10.1016/j.orggeochem.2007.03.006. // Organic Geochemistry. — 2007. — Т. 38. — С. 897–910.
4. Анисимов Л.А. Условия абиогенного восстановления сульфатов в нефтегазоносных бассейнах / Л.А. Анисимов // Геохимия. — 1978. — № 11. — С. 1692–1702.
5. Амурский Г.И. Вертикальная зональность в образовании и аккумуляции сероводорода / Г.И. Амурский, И.Б. Кулибакина, Н.Н. Соловьев // Геология нефти и газа. — 1984. — № 11. — С. 47–51.

6. Krouse H.R. Chemical and isotopic evidence of Thermochemical Sulfate Reduction by light hydrocarbon gases in deep carbonate reservoirs / H.R. Krouse [et al.] — DOI: 10.1038/333415a0 // Nature. — 1988. — Т. 333. — С. 415–419.
7. Machel H.G. Thermochemical products and distinguishing criteria of bacterial and thermochemical sulfate reduction / H.G. Machel, H.R. Krouse, R. Sassen — DOI: 10.1016/0883-2927(95)00008-8 // Applied Geochemistry. — 1995. — Т. 10, № 4. — С. 373–389.
8. Matyasik I. Genesis of hydrogen sulfide in carbonate reservoirs / I. Matyasik, K. Spunda, M. Kania — DOI: 10.18668/NG.2018.09.01 // Nafta-Gaz. — 2018. — № 9. — С. 627–635.
9. Worden R.H. The influence of rock fabric and mineralogy on thermochemical sulfate reduction: Khuff formation, Abu Dhabi / R.H. Worden, P.C. Smalley, M.M. Cross — DOI: 10.1306/022900701210. // Journal of Sedimentary Research. — 2000. — Т. 70, № 5. — С. 1210–1221.
10. Bordenave M.L. The origin of the Permo-Triassic gas accumulations in the Iranian Zagros foldbelt and contiguous offshore areas: a review of the Paleozoic petroleum system / M.L. Bordenave — DOI: 10.1111/j.1747-5457.2008.00405.x. // Journal of Petroleum Geology. — 2008. — Т. 31, № 1. — С. 3–42.
11. Голизаде Х. Происхождение и механизм появления сероводорода на примере одного газового месторождения палео-высоты Прибрежного Фарса, Иран / Х. Голизаде // Вестник евразийской науки. — 2022. — Т. 14, № 2. — URL: <https://istina.msu.ru/publications/article/461002536/> (дата обращения: 01.07.2025).
12. Falcon N.L. Southern Iran: Zagros Mountains / N.L. Falcon — DOI: 10.1144/GSL.SP.2005.004.01.11 // Mesozoic-Cenozoic Orogenic Belts. — 1974. — Т. 4. — С. 199–211.
13. Talbot C.J. The Past of a Future Syntaxis across the Zagros / C.J. Talbot, M. Alavi — DOI: 10.1144/GSL.SP.1996.100.01.06 // Salt Tectonics. — 1996. — Т. 100. — С. 89–109.
14. Ghavidel-Syooki M. Palynostratigraphy and paleontology of early Permian strata in Zagros basin, southeast-southwest Iran / M. Ghavidel-Syooki // Journal of Sciences. — 1997. — Т. 8. — С. 243–261.
15. Bordenave M.L. Gas prospective areas in the Zagros domain of Iran and in the Gulf Iranian Waters / M.L. Bordenave // AAPG Annual Meeting. — 2002. — URL: https://www.researchgate.net/publication/242615617_Gas_Pro prospective_Areas_in_the_Zagros_Domain_of_Iran_and_in_the_Gulf_Iranian_Waters (дата обращения: 01.07.2025).
16. Esrafil-Dizjani B. Carbonate reservoir rocks at giant oil and gas fields in SW Iran and the adjacent offshore: A review of stratigraphic occurrence and Poro-Perm characteristics / B. Esrafil-Dizjani, H. Rahimpour-Bonab — DOI: 10.1111/jpg.12741 // Journal of Petroleum Geology. — 2019. — Т. 42, № 4. — С. 343–370.
17. Insalaco E. Correlation of the Upper Dalan/Kangan Formation between offshore Iran and the Zagros: Impact of lateral changes in facies and diagenesis on reservoir quality / E. Insalaco [et al.] // Society of Petroleum Engineers. — 2004. — URL: https://www.researchgate.net/publication/239817516_Correlation_of_the_Upper_DalanKangan_Formation_between_offshore_Iran_and_the_Zagros_Impact_of_lateral_changes_in_facies_and_diagenesis_on_reservoir_quality (дата обращения: 01.07.2025).

18. Ashrafi T. 1D and 2D basin modeling in evaluating the hydrocarbon generation-migration-accumulation potential at coastal Fars Area, Southern Iran / T. Ashrafi, M.H. Saberi, B. ZareNezhad — DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107888 // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2020. — Т. 195. — С. 107888.
19. Worden R.H. The effects of thermochemical sulfate reduction upon formation water salinity and oxygen isotopes in carbonate gas reservoirs / R.H. Worden, P.C. Smalley, N.H. Oxtoby — DOI: 10.1016/0016-7037(96)00223-9. // Geochimica et Cosmochimica Acta. — 1996. — Т. 60, № 20. — С. 3925–3931.
20. Worden R.H. Origin of H₂S in Khuff reservoirs by thermochemical sulfate reduction: Evidence from fluid inclusions / R.H. Worden, P.J. Jones // Saudi Aramco Journal of Technology. — 2004. — С. 42–54. — URL: https://www.researchgate.net/publication/287183729_Origin_of_H2S_in_Khuff_reservoirs_by_thermochemical_sulfate_reduction_Evidence_from_fluid_inclusions (дата обращения: 01.07.2025).
21. Голизаде Х. Гидрогеохимическое моделирование образования сероводорода в карбонатном коллекторе на примере месторождения Шануль, юго-запад Ирана / Х. Голизаде [и др.] — DOI: 10.33623/0579-9406-2024-6-163-172 // Вестник Московского Университета. Серия 4. Геология. — 2024. — № 6. — С. 163–172.
22. Jorgensen B.B. Bacterial sulfate reduction above 100°C in deep sea hydrothermal vent sediments / B.B. Jorgensen, M.F. Isaksen, H.W. Jannasch — DOI: 10.1126/science.258.5089.1756 // Science. — 1992. — Т. 258. — С. 1756–1757.

Gholizadeh Hamidreza

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia

E-mail: gholizadeh@my.msu.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8223-4454>

RSCI: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=1161212

Krasnova Elizaveta Andreevna

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia

E-mail: e.krasnova@oilmsu.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6699-0770>

RSCI: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=822262

Petrographic evidence for thermochemical sulfate reduction in Carbonate reservoirs: a case study of the Shanul gas field, Iran

Abstract. Located in the southwestern part of Iran, Coastal Fars is a major gas-bearing region in Iran, where a significant portion of the gas is associated with the Paleozoic petroleum system. Hydrogen sulfide is an undesirable component of natural gas, which can form in reservoirs through biogenic or abiogenic processes. In recent years, gas fields in Coastal Fars in southwestern Iran have experienced a steady increase in hydrogen sulfide content in the produced gas. It has been proven that the formation of hydrogen sulfide in the reservoirs of this region is a product of thermochemical sulfate reduction, a reaction in which sulfate-bearing minerals interact with hydrocarbons to form hydrogen sulfide, water, and carbonate minerals. When hydrocarbon components react with sulfate ions, layers of carbonate minerals are formed. Despite numerous geological and geochemical studies on the origin of hydrogen sulfide in the studied region, little attention has been paid to the phenomenon of carbonate mineralization around sulfate minerals, which is one of the key consequences of hydrocarbon oxidation. In this study, thin sections of rock samples from the Shanul field (one of the fields in Coastal Fars) were examined to identify evidence of thermochemical sulfate reduction. Scanning electron microscopy results reveal carbonate mineralization along the edges of anhydrite and celestine, caused by abiogenic sulfate reduction, confirming the occurrence of thermochemical sulfate reduction in this region. However, the reaction rate is kinetically limited by the relatively low reservoir temperature.

Keywords: hydrogen sulfide; thermochemical sulfate reduction; petrography; anhydrite; carbonate minerals; gas field; Coastal Fars