

Влияние минералогического состава пород и изотопного состава пластовых вод на повышенное содержание сероводорода в продукции добывающих скважин на примере обособленных рифовых залежей углеводородов восточной части Рубежинского прогиба

Шипаева М.С.¹, Морозов В.П.¹, Сергеева Е.В.², Кириллов А.С.², Соболев В.И.³, Середа И.А.⁴

¹ФГАОУ ВО К(П)ФУ, Казань, Россия, ²ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия, ³АО «Оренбургнефть», Бузулук, Россия,

⁴ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия
sergeevaev@samnpi.rosneft.ru

Аннотация

На основе анализа геолого-промысловых данных, кернового материала, исследований пластовых флюидов, а также изотопного состава пластовых вод выявлены причины повышенного содержания сернистых соединений в продукции скважин рифовых залежей франского яруса. Показано, что причиной различного содержания сероводорода в пластовых флюидах являются вторичные изменения карбонатных отложений, связанные с их доломитизацией и сульфатизацией.

Материалы и методы

Комплексный подход на основе петрографических исследований вмещающих пород и геохимических исследований пластовых флюидов (нефть, газ, вода).

Ключевые слова

сероводород, нефть, залежи, карбонатный коллектор, вторичные изменения

Для цитирования

Шипаева М.С., Морозов В.П., Сергеева Е.В., Кириллов А.С., Соболев В.И., Середа И.А. Влияние минералогического состава пород и изотопного состава пластовых вод на повышенное содержание сероводорода в продукции добывающих скважин на примере обособленных рифовых залежей углеводородов восточной части Рубежинского прогиба // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 1. С. 24–29.

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-24-29

Поступила в редакцию: 25.02.2021

GEOLOGY

UDC 622.276.342:622.411.34:661.224 | Original Paper

Influence of mineral composition of rocks and isotopic composition of formation water on the high content of hydrogen sulfide in the production on the example of oil deposit in isolated reef bioherm in the eastern part of the Rubezhinsky trough

Shipaeva M.S.¹, Morozov V.P.¹, Sergeeva E.V.², Kirillov A.S.², Sobolev V.I.³, Sereda I.A.⁴

¹Kazan Federal University, Kazan, Russia, ²“SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia, ³“Orenburgneft” JSC, Buzuluk, Russia,

⁴“Rosneft Oil Company” PJSC, Moscow, Russia
sergeevaev@samnpi.rosneft.ru

Abstract

The reasons for the high content of sulfur compounds in the oil production of reef deposits of the Frasnian stage were identified basing on complex analysis of geological and production data, core study, formation fluid studies, and isotopic composition of formation water. Secondary alterations: dolomitization and sulphatization in carbonate rocks are the reason of different content of hydrogen sulfide in reservoir fluids.

Materials and methods

An integrated approach based on petrographic studies of rocks and geochemical studies of formation fluids (oil, gas, water).

Keywords

hydrogen sulfide, oil, deposits, carbonate reservoir, secondary changes

For citation

Shipaeva M.S., Morozov V.P., Sergeeva E.V., Kirillov A.S., Sobolev V.I., Sereda I.A. Influence of mineral composition of rocks and isotopic composition of formation water on the high content of hydrogen sulfide in the production on the example of oil deposit in isolated reef bioherm in the eastern part of the Rubezhinsky trough. Exposition Oil Gas, 2021, issue 1, P. 24–29. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-24-29

Received: 25.02.2021

Рубежинский прогиб представляет собой южную наиболее погруженную часть Бузулукской впадины Волго-Уральской антеклизы. В отложениях терригенного комплекса девона на прогиб с севера ограничен Камелик-Чаганской системой дислокаций, с юга — Карповско-Тёпловским и Чинарёвско-Кошинским валами, формирующими девонский тектонический борт Прикаспийской впадины [1].

Изучена Восточная часть Рубежинского прогиба, характеризующаяся наличием крупной зоны обособленных залежей в виде рифовых построек, приуроченных к отложениям франского яруса (рис. 1). Началу средне-верхнефранского этапа осадконакопления предшествовала существенная структурно-тектоническая перестройка территории, сопровождаемая обширной трансгрессией моря, которая в свою очередь предопределила основные черты палеогеографической ситуации для последующих временных интервалов. Тектоническая активизация привела к резкой дифференциации условий осадконакопления. Это, очевидно, послужило благоприятным фактором для развития внутришельфовых органогенных построек и одиночных бассейновых рифов.

Рассматриваемые рифовые постройки сложены органогенными известняками и перекрыты морскими карбонатно-терригенно-глинистыми породами, играющими роль покрышек [2]. Они служат залежами нефти франского яруса, которые характеризуются сложным строением карбонатных пород-коллекторов, что обусловлено неоднородностью пластов в силу их фациальной изменчивости, интенсивным развитием постседиментационных процессов, а также трещиноватостью [3]. Помимо сказанного, осложняющим фактором при добыче, переработке и транспортировке добываемой продукции некоторых из рассматриваемых месторождений является наличие сероводорода в пластовых флюидах. Повышенное содержание сероводорода на месторождениях Оренбуржья отличает их, например, от месторождений Западной Сибири, где содержание этого компонента много меньше.

В рамках работы внимание уделялось пласту D_3f_2 , нередко характеризующемуся повышенным содержанием сероводорода. Его распределение по месторождениям весьма изменчиво и колеблется в широком диапазоне. Наличие сероводорода в нефти и газе приводит к большим трудностям при добыче, транспорте и переработке углеводородного сырья. Это связано с высокой токсичностью сероводорода и коррозионной агрессивностью, которая способствует созданию аварийных ситуаций, приводит к потерям продукции, загрязнению окружающей среды, резкому сокращению сроков службы оборудования и коммуникаций, повышению эксплуатационных расходов и затрат. Помимо разрушений металла сероводород ухудшает и качество добываемой продукции. Для удаления сероводорода широко применяются технологии, базирующиеся на использовании химических и физических методов. Выбор наиболее эффективной технологии базируется, в том числе, и на установлении причин появления сероводорода в скважинной продукции.

Мировой и отечественный опыт показы-

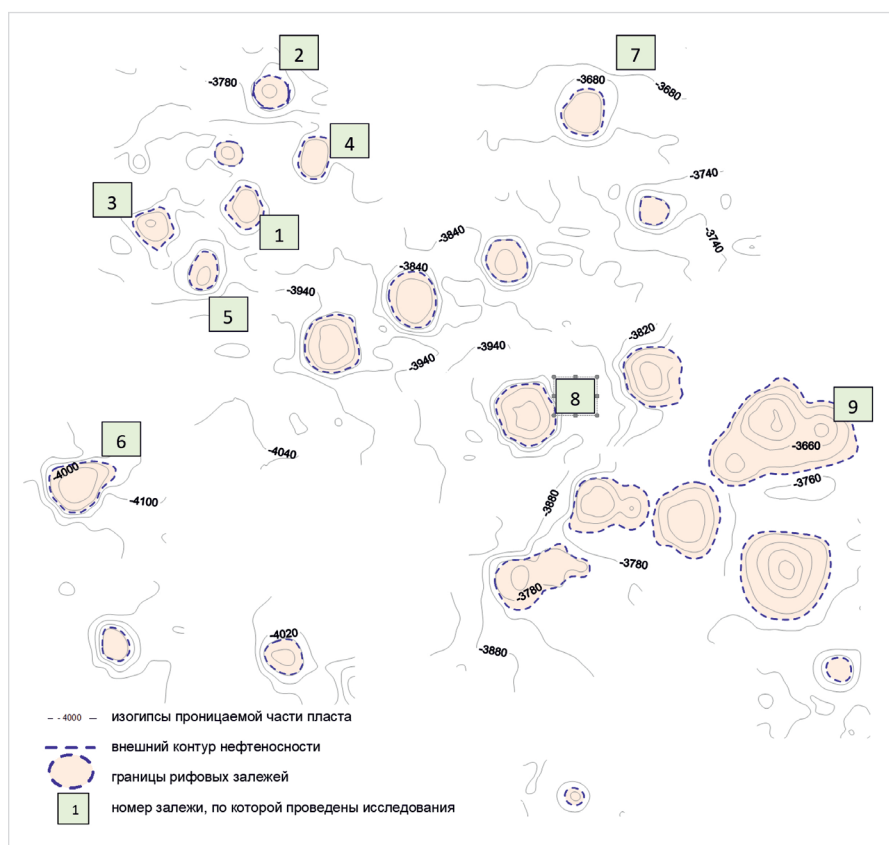


Рис. 1. Обзорная карта по кровле проницаемой части пласта верхнего девона среднефранского яруса (D_3f_2)

Fig. 1. Overview map on the top of the permeable part of the Upper Devonian – Middle Frasnian stage (D_3f_2)

вает, что наличие сероводорода в залежах возможно ввиду следующих причин [4, 5]:

1. Высокое содержание реликтового сероводорода:

- чаще встречающееся в карбонатных пластовых отложениях и в рифовых массивах;
- обусловленное миграцией с материнских пород (доманиковые отложения);
- обусловленное привносом флюидов в залежи с повышенным содержанием сероводорода в инфильтрационную стадию развития осадочного бассейна, и как следствие переотложение пород и вторичные изменения.

2. Бактериальная редукция сульфатов в результате деятельности сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ) (поступление СВБ в продуктивный пласт в результате закачки пресных и сточных вод).

3. Разложение нефтесодержащих сераорганических соединений нефти при термическом воздействии на пласт.

4. Поступление сероводорода из близлежащих сероводородсодержащих пластов по зонам повышенной трещиноватости или затрубному пространству скважин.

В изучаемом регионе Урало-Поволжья были проведены экспериментальные исследования, основанные на анализе компонентного состава газа и прямом определении наличия СВБ в закачиваемых и добываемых водах, что позволило определить основную причину появления сероводорода в продукции скважин, установить источники заражения залежи СВБ, а также локализовать участки с повышенным содержанием биогенного сероводорода [6].

Поскольку на дату исследований по рассматриваемым в данной работе залежам закачка воды не осуществлялась, наличие сульфатвосстанавливающих бактерий в пластовых водах не регистрировалось, тепловые методы воздействия на пласт не проводились, заколонные перетоки не выявлены, наиболее вероятной причиной регистрации сероводорода в продукции ряда скважин является высокое природное содержание сероводорода.

Для выяснения причин различного содержания сероводорода проведены исследования образцов ядерного материала. Изученные образцы ядра представляли две группы. Первая группа — это образцы ядра скважин, по которым отмечались повышенные содержания сероводорода. Вторая — это образцы ядра скважин, по которым зафиксированы низкие значения содержания сероводорода либо его отсутствие. Такой подбор образцов, по предположениям авторов, мог помочь выявить причины различного содержания сероводорода в добываемом продукте.

Полученные результаты лабораторных работ анализировались в комплексе с геолого-промысловой информацией, что позволило выявить зависимости, обуславливающие различное содержание сероводорода в добываемой продукции.

В качестве основных данных использовались результаты определения содержания сероводорода в добываемом продукте ряда месторождений, указанных номерами на обзорной карте (рис. 1), а также их размеры и положение по разрезу (рис. 2). Результаты определения сероводорода показывают довольно большую изменчивость его

содержания (табл. 1) не столько по скважинам, сколько по их приуроченности к поднятиям той или иной амплитуды.

Показанные на рисунке 2 данные указывают, что максимальное содержание сероводорода наблюдается в продукции скважин, расположенных в пределах относительно малоамплитудных поднятий. Тогда как в пределах высокоамплитудных поднятий в скважинах наблюдаются минимальные значения содержания сероводорода.

Графически результаты представлены на рисунке 3, из которого видно, что с увеличением амплитуды поднятий содержание сероводорода в нефтяном газе существенно снижается. Следовательно, в пластовых

флюидах, относящихся к более высокоамплитудным поднятиям, сероводород не обнаруживается либо его содержание весьма мало, тогда как по ряду малоамплитудных поднятий содержание сероводорода в добываемой продукции в сотни и тысячи раз больше.

Однако полученные зависимости еще не объясняют причины обогащенности нефтей сероводородом, приуроченных к относительно малым по амплитуде поднятиям.

Попытка связать содержание сероводорода в залежах не только с их амплитудой, но и с мощностью покрышек успехом не увенчалась. Какая-либо взаимосвязь между мощностью покрышек и содержанием сероводорода в залежах не обнаружена.

По рассматриваемым объектам прослеживается прямая зависимость газосодержания от величины вязкости нефти в условиях пласта (рис. 4). Так, с увеличением газосодержания наблюдается понижение вязкости нефти, что указывает на меньшую разгерметизацию (или проницаемость) покрышек более высокоамплитудных поднятий, насыщенных нефтью.

Таким образом, анализ геолого-промысловых данных свидетельствует о том, что:

- весьма существен диапазон колебаний содержания сероводорода в пластовых флюидах рассматриваемых залежей;
- повышенное содержание сероводорода регистрируется преимущественно в залежах, приуроченных к относительно малоамплитудным поднятиям, расположенным на северо-западе рассматриваемого участка;
- в углеводородах высокоамплитудных поднятий фиксируется отсутствие сероводорода или незначительное его содержание;
- наименьшее газосодержание обнаруживается в более разгерметизированных залежах, и, наоборот, более

Табл. 1. Содержание сероводорода в нефтяном газе пласта D_{f_2}
Tab. 1. Hydrogen sulfide content in oil gas from D_{f_2} formation

Месторождение	Содержание сероводорода (глубинная проба), ppm
Месторождение 1	3 660,0 13 334,3
Месторождение 2	4 486,2
Месторождение 3	20,0
Месторождение 4	50,0
Месторождение 5	40,0
Месторождение 6	отс.
Месторождение 7	< 2
Месторождение 8	< 2
Месторождение 9	4,5

Примечание: красным показано повышенное содержание сероводорода

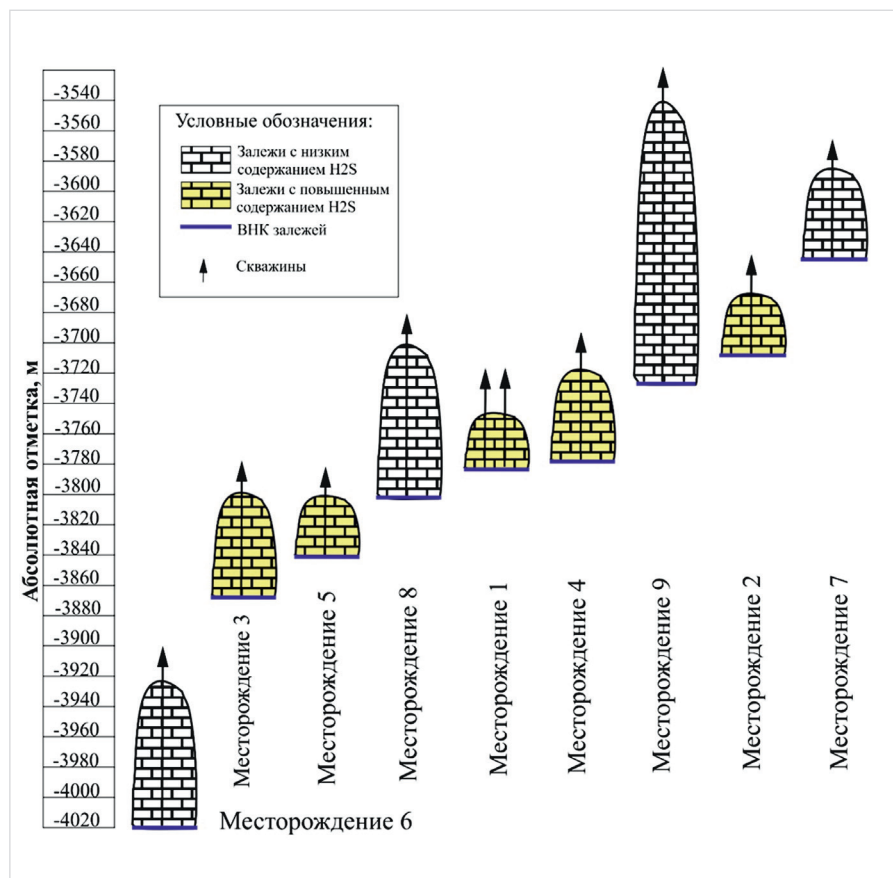


Рис. 2. Расположение исследуемых месторождений по глубине и мощности залежей
Fig. 2. Location of the studied fields in terms of depth and thickness of reservoir

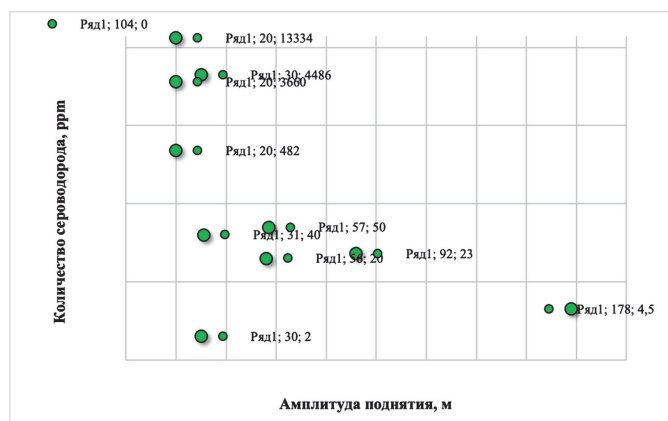


Рис. 3. График зависимости количества сероводорода в добываемой нефти от амплитуды поднятий
Fig. 3. Graph "amount of hydrogen sulfide in the produced oil" – "amplitude of the uplifts"

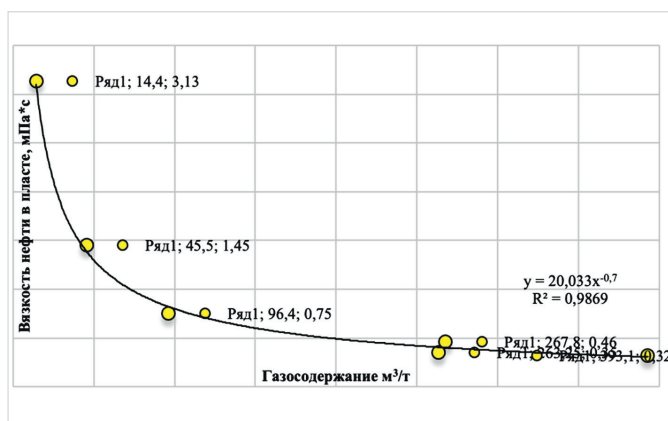


Рис. 4. График зависимости вязкости флюида от газосодержания
Fig. 4. Dependence of fluid viscosity on gas content

высокое газосодержание — в менее разгерметизированных.

Полученный на основе промысловых данных материал лишь показывает на большую разгерметизированность относительно высокоамплитудных поднятий и меньшую — относительно низкоамплитудных. Можно предположить, что в породах-коллекторах более высокоамплитудных поднятий следует ожидать и наличие их более существенных вторичных изменений, что обусловлено миграцией флюидов. Для выявления интенсивности вторичной измененности карбонатных пород, основываясь на данных, изложенных в работе [7], были дополнительно выполнены аналитические работы по изучению кернавого материала.

Изучены шлифы (оптико-микроскопический анализ) и минеральный состав образцов (рентгенографический анализ). Результаты исследования показали наличие в образцах помимо седиментогенных компонентов известняка неравномерно развитой вторичной доломитизации и сульфатизации (рис. 5). Выявленные процессы указывают на существенные постседиментационные изменения карбонатных отложений, связанные с процессами элизионной и инфильтрационной природы [8, 9]. Однако, основываясь лишь на изучении не очень большого количества образцов и их небольшого размера, не удалось надежно установить количественно степень вторичной измененности пород в залежах.

Поэтому для оценки степени вторичной измененности карбонатных пород использован большой объем данных с результатами определения минерального состава образцов. Некоторые результаты обработки больших массивов данных показаны на рисунке 6. Они свидетельствуют о четкой связи степени вторичной доломитизации известняков с содержанием в нефтях сероводорода. Наличие в известняках вторичного доломита, максимальные содержания которого отмечаются в более малоамплитудных поднятиях, согласно [10], указывает на их большую проницаемость для водонефтяных флюидов элизионной природы, формирующих нефтенакпление во время максимального разогрева пород до температур свыше 100 °C [11].

Еще одним фактом, показывающим связь содержания сероводорода во флюиде более малоамплитудных поднятий, следует считать наличие в них повышенного содержания вторичных сульфатов (табл. 2). Они свидетельствуют об определенной зависимости степени вторичной сульфатизации карбонатных пород и содержания в добываемом продукте сероводорода. Формирование вторичных сульфатов, как это следует из ряда работ [9, 11], связывают с инфильтрационной стадией развития нефтегазоносных бассейнов. Такая стадия реализуется после нефтенакпления и сопровождается снижением температуры горных пород. Следствием снижения температуры является появление в горных породах трещиноватости, которая развивается сверху вниз, начинаясь от поверхности и распространяясь вниз [12]. Трещины могут распространяться до глубин 1 000 м и много более. При этом происходит миграция растворенных в верхних осадочных толщах компонент и их переотложение в нижних горизонтах, что и привело к формированию в трещинном

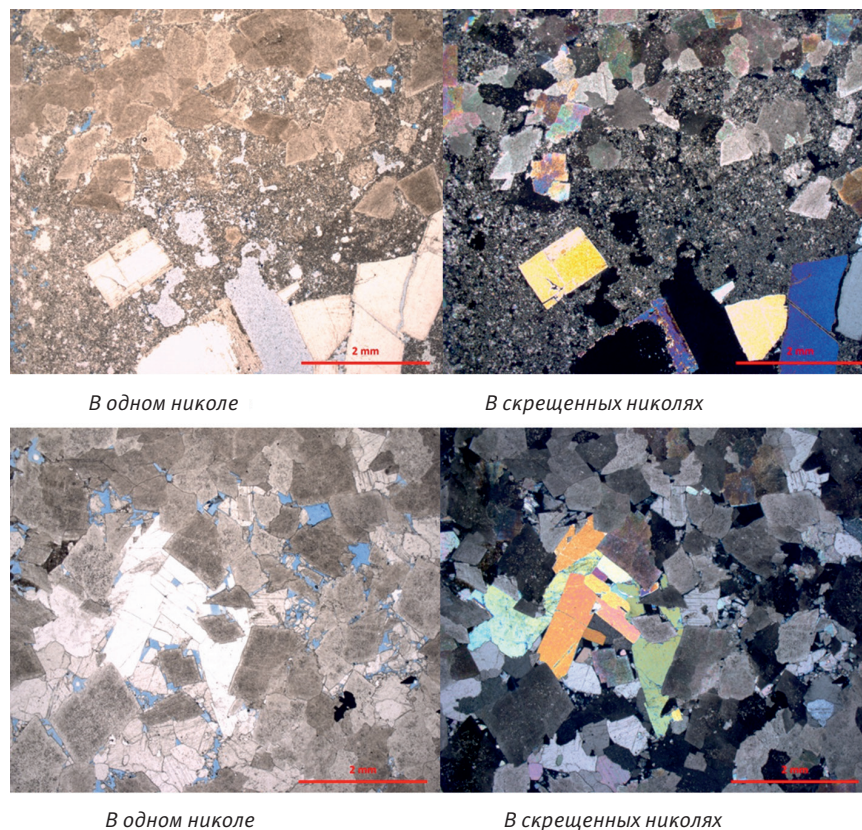


Рис. 5. Фотография шлифа. Известняк неравномернозернистый, интенсивно перекристаллизованный, неравномерно доломитизированный и сульфатизированный
Fig. 5. Photomicrographs of inequigranular limestone intensively recrystallized, unevenly dolomitized and sulphated

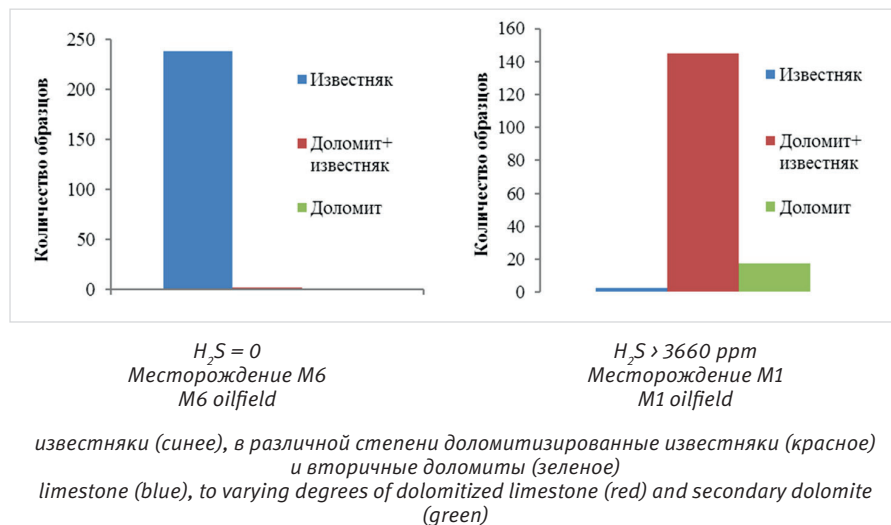


Рис. 6. Графики содержания сероводорода в нефтяном газе керна скважины
Fig. 6. Graphs of mineral composition of the wells core

пространстве залежей сульфатов среди изучаемых органогенных известняков. Следствием вторичной сульфатизации, приводящей к залечиванию трещиноватости, является снижение проницаемости отложений, в том числе и пород-покрышек. Последним обстоятельством объясняется высокая удерживаемость во флюиде растворенных газов, включая сероводород.

На привнос флюидов в залежи с повышенным содержанием сероводорода в инфильтрационную стадию, согласно [13], указывает

также изотопный состав исследуемых образцов воды (рис. 7). Проведены исследования воды по скважинам месторождений М1, М2, М3, М4, М8. По месторождению М1 состав воды изучен по двум скважинам: М1 и М1/1. Данные, приведенные на рисунке, свидетельствуют о меньшем содержании дейтерия в пластовых водах тех залежей, в которых наблюдаются повышенные содержания сероводорода (показано красным). Наоборот, в тех залежах, содержание сероводорода в которых заметно меньше, наблюдаются

Табл. 2. Результаты определения сульфатности пород в изученных месторождениях
Tab. 2. Results of determining the sulfate content of rocks in the studied fields

Месторождение	Количество образцов с сульфатами	Общее количество образцов	Степень сульфатности пород, %	Дата. Содержание сероводорода
Месторождение 8	33	481	$33/481 = 6,9$	24.04.2018 — < 2 ppm 31.05.2018 — < 2 ppm
Месторождение 6	1	240	$1/240 = 0,4$	27.02.2018 — отс.
Месторождение 1	103	160	$103/160 = 64,3$	02.10.2017 — 3 660 ppm 10.07.2019 — 13 739 ppm
Месторождение 5	18	107	$18/107 = 16,8$	02.08.2017 — 40 ppm 10.07.2019 — 21,93 ppm
Месторождение 4	15	128	$15/128 = 11,7$	16.09.2017 — 50 ppm 11.05.2018 — отс. 10.07.2019 — 1 338 ppm
Месторождение 9	0	65	$0/65 = 0$	13.08.2016 — 4,5 ppm 2019 — отс.
Месторождение 7	8	186	$8/186 = 4,3$	10.05.2018 — < 2 ppm

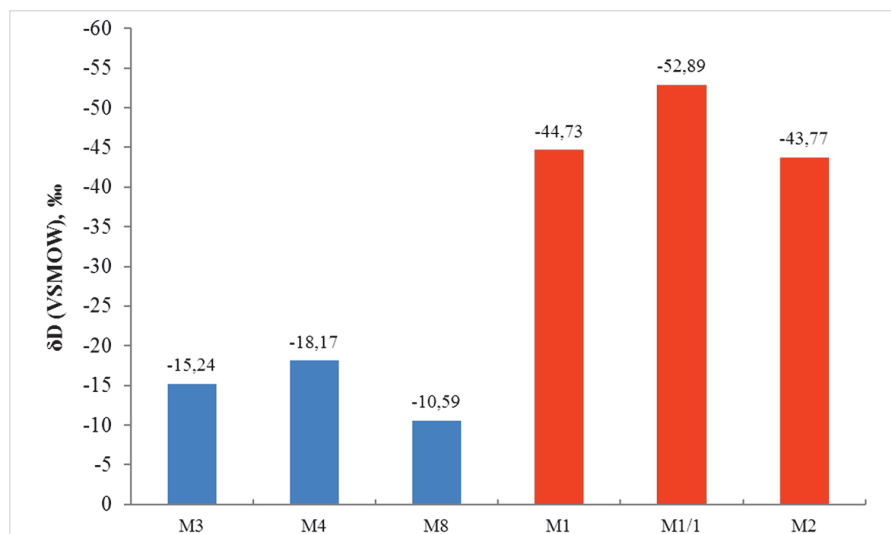


Рис. 7. Изотопный состав пластовых вод в залежах с различным содержанием сероводорода
Fig. 7. Isotopic composition of formation waters in deposits with different content of hydrogen sulfide

повышенные содержания дейтерия (показано синим).

Итоги

Проанализирован петрографический состав пород, геохимический состав пластовых флюидов. Показано, что причиной различного содержания сероводорода на неодинаковых по амплитуде поднятиях можно считать различные по интенсивности вторичные изменения, связанные с элизионной (доломитизация) и инфильтрационной (сульфатизация) стадиями развития осадочных бассейнов.

Выводы

- Изученные образцы ядра представлены органогенными известняками рифовых построек в различной степени доломитизированными и сульфатизированными.
- Повышенные содержания сероводорода наблюдаются преимущественно в залежах, приуроченных к малоамплитудным поднятиям, расположенным на северо-западе рассматриваемого участка.

- В ядре малоамплитудных поднятий в известняках наблюдаются повышенные содержания вторичных доломитов и сульфатов по сравнению с более амплитудными поднятиями.

- Исходя из геофлюидной стадийности развития нефтегазоносных бассейнов, можно считать, что доломитизация служит признаком элизионной стадии, которая обуславливает миграцию водонефтяных флюидов и нефтенакпление, а во время ее реализации происходит разогрев осадочных толщ. При этом наиболее проницаемыми участками служат более малоамплитудные структуры.

- Сульфатизация служит признаком последующей инфильтрационной стадии, сопровождающейся остыванием осадочных толщ, их растрескиванием и миграцией водных флюидов сверху вниз по разрезу. Ее следствием служит залечивание пород-покрышек, прежде всего, над малоамплитудными поднятиями, что и приводит к повышению их флюидоупорных свойств.

Литература

- Никитин Ю.И., Щеглов В.Б., Чикина Н.Н. Верхнефранские рифы Рубежинского прогиба Оренбургской области // Недра Поволжья и Прикаспия. 2011. № 68. С. 3–6.
- Вилесов А.П. История формирования одиночных франских рифов Рыбчинской группы // Казань: 2019. 30 сентября – 3 октября. Материалы IX Всероссийского литологического совещания. «Литология осадочных комплексов Евразии и шельфовых областей». С. 74–75.
- Шакиров В.А., Вилесов А.П., Чертина К.Н., Истомина Н.М., Корягин Н.Н. Распределение запасов нефти в сложно построенных трещинных коллекторах франских рифов Волостновского участка Оренбургской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 5. С. 13–21.
- Рогачев М.К., Стрижнев К.В. Борьба с осложнениями при добыче нефти // М.: Недр-Бизнесцентр, 2006. 295 с.
- Ершов В.А. Носова В.С., Четверкина В.Н., Шакирова А.Х. Биогенный сероводород в нефтяном газе месторождений Западной Сибири // Нефтепромысловое дело. 1984. № 2. С. 25.
- Сергеева Е.В., Богомолова К.Е., Соболев В.И., Коновалов В.В., Кириллов А.С. Установление причин повышенного содержания сероводорода в продукции добывающих скважин на примере залежи углеводородов Урало-Поволжья // Нефтепромысловое дело. 2020. № 5. С. 32–37.
- Королёв Э.А., Морозов В.П., Ескин А.А., Кольчугин А.Н. Постседиментационные доломитовые коллекторы каменноугольных отложений Мелекесской впадины и Южно-Татарского свода // Нефтяное хозяйство. 2016. № 6. С. 40–42.
- Карцев А.А., Вагин С.Б., Шугрин В.П. Нефтегазовая гидрогеология. М.: Недра, 1992. 208 с.
- Морозов В.П., Королёв Э.А., Кольчугин А.Н. Карбонатные породы визейского,

- серпуховского и башкирского ярусов нижнего и среднего карбона. Казань: ПФ Гарт, 2008. 181 с.
10. Файф Ф., Прайс Н., Томпсон А. Флюиды в земной коре. М.: Мир, 1981. 436 с.
11. Kolchugin A.N., Immenhauser A.,

Walter B.F., Morozov V.P. Diagenesis of the palaeo-oil-water transition zone in a Lower Pennsylvanian carbonate reservoir: Constraints from cathodoluminescence microscopy, microthermometry, and isotope geochemistry. *Marine and Petroleum*

- Geology*, 2016, issue 72, P. 45–61.
12. Чернышев С.Н. Трещины горных пород. М.: Наука, 1983. 240 с.
13. Ферронский В.И., Поляков В.А. Изотопия гидросферы Земли. М.: Научный мир, 2009. 632 с.

ENGLISH

Results

Petrographic composition of rocks and geochemical composition of formation fluids are analyzed. It is shown that the reason for the different content of hydrogen sulfide on uplifts of unequal amplitude can be considered different in intensity secondary alterations associated with the elisional (dolomitization) and infiltration (sulfatization) stages of the development of sedimentary basins.

Conclusions

1. The studied core samples are represented by organogenic limestones of reef structures, dolomitized and sulphated to varying degrees.
2. Increased content of hydrogen sulfide is observed mainly in deposits confined to low-amplitude uplifts located in the northwest of the studied area.

3. In the core of low-amplitude uplifts in limestones, there is an increased content of secondary dolomites and sulfates in comparison with more amplitude uplifts.

4. Based on the geofluidic staging of the development basins, we can assume that dolomitization is a sign of the elisional stage, which causes the migration of water-oil fluids and oil accumulation, and during its implementation, the sedimentary strata are heated. In this case, the most permeable areas are more low-amplitude structures.

5. Sulphatization is a sign of the subsequent infiltration stage, accompanied by cooling of sedimentary strata, their cracking and migration of water fluids from top to bottom along the section. Its consequence is the healing of seabed rocks, first of all, over low-amplitude uplifts, which leads to an increase in their fluid-resistant properties.

References

1. Nikitin Yu.I., Shcheglov V.B., Chikina N.N. The Upper-Francia reefs of the Rubezhinskiy trough. Orenburg region. Volga and Pricaspian region resources. 2011, issue 68, P. 3–6. (In Russ).
2. Vilesov A.P. The history of the formation of single francian reefs of the Rybkinsky group. Kazan: 2019, 30 September - 3 October Materials of the IX All-Russian Lithological Meeting "Lithology of sedimentary complexes of Eurasia and shelf areas", P. 74–75. (In Russ).
3. Shakirov V.A., Vilesov A.P., Chertina K.N., Istomina N.M., Koryagin N.N. Oil reserves distribution in complicatedly-built fractured collectors of the frasnian reefs of Volostnovsky area in Orenburg region. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2019, issue 5, P. 13–21. (In Russ).
4. Rogachev M.K., Strizhnev K.V. Fighting oil production complications. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2006, 295 p. (In Russ).
5. Ershov V.A. Nosova V.S., Chetverkina V.N., Shakirova A.Kh. Biogenic hydrogen sulphide in oil gas from West Siberian fields. *Neftepromyslovoe delo*, 1984, issue 2, P. 25. (In Russ).
6. Sergeeva E.V., Bogomolova K.E., Sobolev V.I., Konovalov V.V., Kirillov A.S. Determination of causes of increased hydrogen sulfide content in development well products as exemplified by a hydrocarbon reservoir in Urals-Volga region. *Neftepromyslovoe delo*, 2020, issue 5, P. 32–37. (In Russ).
7. Korolev E.A., Morozov V.P., Eskin A.A., Kolchugin A.N. Diagenetic dolomite reservoirs in carboniferous rocks of Melekess depression and South-Tatar arch. *Oil Industry*, 2016, issue 6, P. 40–42. (In Russ).
8. Kartsev A.A., Vagin S.B., Shugrin V.P. Oil and gas hydrogeology. Moscow: Nedra, 1992, 208 p. (In Russ).
9. Morozov V.P., Korolev E.A., Kolchugin A.N. Carbonate rocks of Visean, Serpukhov and Bashkirian stage of lower and Middle carboniferous. Kazan, PF Gart, 2008, 181 p. (In Russ).
10. Fyfe W.S., Price N.J., Thompson A.B. Fluids in the Earth's crust. Moscow: Mir, 1981, 436 p. (In Russ).
11. Kolchugin A.N., Immenhauser A., Walter B.F., Morozov V.P. Diagenesis of the palaeo-oil-water transition zone in a Lower Pennsylvanian carbonate reservoir: Constraints from cathodoluminescence microscopy, microthermometry, and isotope geochemistry. *Marine and Petroleum Geology*, 2016, issue 72, P. 45–61. (In Russ).
12. Chernyshev S.N. Rock fractures. Moscow: Nauka, 1983, 240 p. (In Russ).
13. Ferronsky V.I., Polyakov V.A. Isotopy of the Earth's hydrosphere. Moscow: Nauchnyy mir, 2009, 632 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Сергеева Елена Викторовна, заведующий лабораторией по повышению нефтеотдачи, ООО «Самаранипинефть», Самара, Россия

Для контактов: sergeevaev@samnipi.rosneft.ru

Морозов Владимир Петрович, д.г-м.н., заведующий кафедрой минералогии и литологии, ФГАОУ ВО К(П)ФУ, Казань, Россия

Шипаева Мария Сергеевна, младший научный сотрудник, ФГАОУ ВО К(П)ФУ, Казань, Россия

Кириллов Анатолий Сергеевич, нач. отдела исследований для поддержки проектирования, ООО «Самаранипинефть», Самара, Россия

Соболев Виктор Игоревич, заместитель начальника УРМ по моделированию, АО «Оренбургнефть», Бузулук, Россия

Серета Илья Александрович, заместитель начальника УППР и ГТМ, департамента разработки месторождений ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Sergeeva Elena Viktorovna, head of the laboratory for enhanced oil recovery "SamaraNIPIneft" LLC, Samara, Russia

Corresponding author: sergeevaev@samnipi.rosneft.ru

Morozov Vladimir Petrovich, dr. sci. (Geology and Mineralogy), professor, head of the department of mineralogy and lithology Kazan Federal University, Kazan, Russia

Shipaeva Mariya Sergeevna, junior research scientist, Kazan Federal University, Kazan, Russia

Kirillov Anatoliy Sergeevich, head of design support studies department "SamaraNIPIneft" LLC, Samara, Russia

Sobolev Viktor Igorevich, deputy head of field development department for modeling, "Orenburgneft" JSC, Buzuluk, Russia

Sereda Ilya Aleksandrovich, deputy head of reservoir performance improvement and geological and technical measures department, "Rosneft Oil Company" PJSC, Moscow, Russia