

## РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 553.982.2+553.982.2

### ОЦЕНКА СОДЕРЖАНИЯ СЕРОВОДОРОДА В ПЛАСТОВОМ ФЛЮИДЕ СРЕДНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УВ СЕВЕРНОЙ ПЕРИФЕРИИ АСТРАХАНСКОГО СВОДА

© В.В. Пыхалов<sup>1</sup>, В.В. Кудинов<sup>2</sup>, В.А. Мусатов<sup>3</sup>

1. ФГБОУ «Астраханский государственный технический университет», Астрахань

2. АО «Нефтегазовая компания «АФБ», Астрахань

3. АО «Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики», Саратов

DOI:10.24412/1997-8316-2022-108-22-32

**Аннотация:** представленная работа освещает два актуальных вопроса, связанных с оценкой содержания сероводорода в пластовом флюиде месторождений УВ в пределах Астраханского свода. Первый – неоднозначность использования абсолютных значений сероводорода в растворенном газе нефтяных месторождений, полученных по результатам глубинных и устьевых проб отборов на разных этапах гидродинамических исследований скважин, с целью оценки фактического содержания сероводорода в растворенном газе нефтяных залежей в пластовых условиях. Второй – анализ закономерностей распределения сероводорода в пределах карбонатных отложений башкирского яруса среднего карбона в пределах центральной части Астраханского свода и его периферии.

**Ключевые слова:** Астраханский свод, башкирский ярус, сероводород, растворенный газ, глубинные пробы, устьевые пробы, пластовый флюид.

E-mail: musatovva@rusgeology.ru

### ASSESSMENT OF THE HYDROGEN SULFIDE CONTENT IN THE RESERVOIR FLUID OF THE MIDDLE CARBONIFEROUS HYDROCARBON DEPOSITS OF THE NORTHERN PERIPHERY OF THE ASTRAKHAN ARCH

© V. Pykhalov<sup>1</sup>, V. Kudinov<sup>2</sup>, V. Musatov<sup>3</sup>

1. FSEIHE «Astrakhan State Technical University», Astrakhan

2. JSC «Oil and Gas Company «AFB», Astrakhan

3. JSC «Lower Volga Research Institute of Geology and Geophysics», Saratov

**Abstract:** the presented work highlights two main topical issues related to the assessment of hydrogen sulfide content in the reservoir fluid of hydrocarbon deposits within the Astrakhan arch. Firstly, the ambiguity of using the absolute values of hydrogen sulfide in the dissolved gas of oil fields, obtained from the results of deep and wellhead sampling at different stages of hydrodynamic studies of wells, in order to assess the actual content of hydrogen sulfide in the dissolved gas of oil deposits in reservoir conditions. Secondly, the analysis of the distribution patterns of hydrogen sulfide within the carbonate deposits of the Bashkir tier of the middle carboniferous within the central part of the Astrakhan arch and its periphery.

**Keywords:** Astrakhan arch, Bashkir tier, hydrogen sulfide, dissolved gas, deep samples, estuarine samples, reservoir fluid.

Одной из важнейших проблем освоения залежей углеводородов (УВ), приуроченных к башкирским среднекаменноугольным отложениям северной периферии Астраханского свода, является, с одной стороны, наличие кислых компонентов в пластовом флюиде, а с другой, – отсутствие общепринятых корректных методик их пересчета и приведения к единым геохимическим показателям в пластовых флюидах разного состава, различных величин содержания растворенного газа при наличии серьезных отличий в условиях и методах отбора проб пластового флюида. При этом только знание фактического содержания кислых компонентов в единице объема пластового флюида позволит провести корректное технико-экономическое обоснование проектных решений по строительству скважин, технико-технологических решений по первичной подготовке пластовых флюидов, мероприятий по рациональному недропользованию и охране окружающей среды, а также других технико-технологических решений, влияющих на параметр конечной рентабельности освоения конкретной залежи УВ и целесообразности долгосрочных инвестиций.

В содержании кислых компонентов в составе залежей УВ, приуроченных к башкирским отложениям Астраханского свода, отмечается их закономерное убывание в направлении к северной периферии. В пределах центральной части Астраханского свода (Аксарайский вал) содержание кислых компонентов в пластовом флюиде башкирских залежей составляет 40-60 %, снижаясь к северной периферии до 10% [10].

Исследования показывают на определённые расхождения, которые получены на основе данных бурения скважин в пределах северной периферии Астраханского свода. В результате исследований, выполненных в разные годы, в скважине 1-Георгиевская получены неоднозначные данные о количестве сероводорода как составной части кислых компонентов и в устьевых, отобранных

в атмосферных условиях, и в глубинных пробах.

По данным разных пробоотборов флюида, поступавшего из толщи башкирских отложений в ствол скважины, показатель объемного содержания сероводорода изменялся в пределах величин менее 1% до значения в 21%, что явно указывает на наличие разночтений в интерпретации геохимических данных, а также на разные условия пробоотбора. Соответственно, установление фактического содержания сероводорода в пластовом флюиде является крайне актуальной задачей.

В пределах северной периферии Астраханского свода башкирские нефтеносные отложения вскрыты тремя поисково-оценочными скважинами: 1- Георгиевская, 2- Георгиевская, 1- Харабалинская. Скважины 1 и 2 Георгиевские расположены в пределах башкирской залежи нефтяного месторождения Великое. В скважине 1-Харабалинская при вскрытии башкирских отложений были получены непромышленные притоки нефти. В скважине 1-Георгиевская были выполнены многократные отборы проб пластового флюида, как устьевых, так и глубинных, с их последующим полным физико-химическим и геохимическим анализом. Отобран керн во всём вскрытом интервале подсолевого разреза от нижнепермских филипповских отложений до нижнекаменноугольных серпуховских отложений.

В скважине 2 -Георгиевская был отобран керн, но анализ пластового флюида не выполнялся (пробы не отобраны по техническим причинам).

В скважине 1-Харабалинская установлены признаки нефти и испытаны четыре интервала с отбором устьевых и глубинных проб пластового флюида.

Наиболее полноценный комплекс гидродинамических и геохимических исследований выполнен в скважине 1-Георгиевская, что делает её наиболее корректным объектом для анализа полученных разнородных данных о составе пластового флюида баш-

кирских нефтеносных отложений северной периферии Астраханского свода.

Бурение скважины 1- Георгиевская проводилось в два основных этапа:

1 – с 1996 по 1998 гг. строительство скважины до отметки минус 4993 м с частичным вскрытием башкирских нефтеносных отложений и их последующим освоением путем вторичного вскрытия продуктивного интервала поинтервальной кумулятивной перфорацией;

2 – строительство дополнительного ствола (с полным отбором керна) до отметки минус 5150 метров. Башкирский ярус среднего карбона вскрыт на полную мощность на отметке минус 5070 м. Отложения серпуховского яруса нижнего карбона вскрыты в интервале 5150 – 5070 м. Проведено испытание продуктивных интервалов, приуроченных к башкирским и серпуховским отложениям в открытом стволе.

В период проведения первого этапа в интервале 4946 – 4984 м (отложения северо-кельтменского горизонта башкирского яруса – С<sub>2</sub>bsk) получен снижающийся во времени приток жидкости в составе

воды и нефти (по данным Астраханьгазпром). Начальная рассчитанная депрессия на пласт составила 22,3 МПа (замеренное пластовое давление 65,6 МПа) при динамическом уровне – 600 м. В течение 12 суток отслеживания уровня депрессия постепенно снижалась до 20 МПа с соответствующим понижением дебита от 0,96 м<sup>3</sup>/сут до 0,293 м<sup>3</sup>/сут.

Переливающегося притока нефти получено не было, скважина на стационарный режим притока не выведена. При этом общее время освоения скважины 1-Георгиевская составило 7 месяцев.

Отбор гидрохимических проб скважинной жидкости проводился в феврале – марте 1997 года, в период неоднократных попыток восстановления гидродинамической связи пласта со стволом скважины за счет снижения уровня и увеличения депрессии на пласт. Соответственно, полного замещения смеси технической воды и фильтрата бурового раствора на пластовый флюид в скважине не произошло. В течение значительного времени освоения скважины в её стволе произошла плотностная дифферен-

Таблица 1.  
Распределение по стволу скважины нефти и воды в период отбора проб пластового флюида в скважине 1-Георгиевская в 1997 году (по данным Астраханьгазпром, 1997) [16]

Дата отбора	Интервалы отбора, м	Тип прибора	Состав пробы	Плотность жидкой фазы, г/см <sup>3</sup>	Примечание
27.02.97	4950	Пробоотборник «Кастер»	Вода с газом	1,0632	Газонасыщенность, 10,2 дм <sup>3</sup> /л
28.02.97	4950	желонка	вода		
1.03.97	устье	-	газ		
4.03.97	435	желонка	нефть	0,823	
4.03.97	500	желонка	нефть	0,823	
4.03.97	608	желонка	нефть	0,823	
4.03.97	700	желонка	вода 50%	1,053	
4.03.97	3500	желонка	нефть 50%	0,82	
4.03.97	2000	желонка	вода	1,05	
5.03.97	700	желонка	вода 80%	1,053	
			нефть 20%	1,082	
5.03.97	3600	Пробоотборник Кастер	вода с газом	1,023	Газонасыщенность 10,2 дм <sup>3</sup> /л

циация смеси дегазированного пластового флюида, технической воды и фильтрата промывочной жидкости.

В частности, контроль распределения по стволу скважины нефти и воды в процессе отслеживания динамического уровня проводился желонкой и глубинным пробоотборником «Кастер» с последующим определением газонасыщенности проб. Изоляция интервала перфорации пакерующими устройствами не осуществлялась. Пробы глубинным пробоотборником отбирались до и после окончания мероприятий по снижению уровня, то есть в момент отсутствия притока пластового флюида в ствол скважины и максимальной неоднородности распределения смеси пластового флюида, технической воды и фильтрата по стволу скважины.

В результате отбора проб по стволу скважины в 1997 году установлено, что скважина заполнена в верхней части (435-608 м, отбор желонкой) нефтью, а в средней и нижней частях (от 4950 до 700 м, отбор желонкой) «пачками» воды различной плотности, представляющих собой техническую воду и фильтрат промывочной жидкости (табл. 1).

Пробы флюида, отобранные на глубине 4950 м (глубинный пробоотборник «Кастер»), состоят из технической воды и фильтрата промывочной жидкости с газонасыщенностью 10,2 дм<sup>3</sup>/л, плотностью 1,063 г/см<sup>3</sup> и минерализацией 91,9 г/л, относящейся к хлоркальциевому типу (табл. 1, 2).

Согласно этим данным, исследованию были подвергнуты пробы, отобранные пробоотборником «Кастер» в зонах concentra-

Таблица 2.  
Состав пластовой воды (химический анализ воды, отобранной в скважине 1-Георгиевская. Глубина отбора 3500 м. Дата отбора 12.09.96. Дата анализа 18-23.09.96) (по данным Астраханьгазпром) [16]

Катионы	Единицы измерения		Прочие параметры
	мг/дм <sup>3</sup>	мг-экв/дм <sup>3</sup>	
Ca <sup>2+</sup>	15631,2	780	pH 6,45
Mg <sup>2+</sup>	1070,1	88	Плотность: 1,100 г/см <sup>3</sup>
NH <sup>4+</sup>	198	10,98	Солесодержание: 10600 мг/дм <sup>3</sup>
Fe общ.	3	0,16	Взвешенные веществ: 1451 мг/дм <sup>3</sup>
Fe <sup>2+</sup>	-	-	
Fe <sup>3+</sup>	-	-	Растворенные газы:
Na <sup>+</sup>	23140,3	1006,1	H <sub>2</sub> S: 393,1 мг/дм <sup>3</sup>
K <sup>+</sup>	-	-	CO <sub>2</sub> : отс.
∑К	40042,6	1885,24	
Анионы	мг/дм <sup>3</sup>	мг-экв/дм <sup>3</sup>	
Cl <sup>-</sup>	65960	1861,7	
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	88	1,93	
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0	0	
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	1323,7	21,7	
NO <sub>2</sub> <sup>-</sup>	0,22	0,06	
NO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	-	-	
B <sup>-</sup>	-	-	
B <sub>2</sub> <sup>-</sup>	-	0,012	
J	отс.	отс.	
S <sub>2</sub> <sup>-</sup>	отс.	отс.	
HS	отс.	отс.	
∑А	67372	1885,24	
∑А+∑К	107414,2	3770,48	

ции «пачек» технической воды и фильтрата бурового раствора, приуроченные к призабойной зоне ствола после неоднократных снижений уровня в скважине и, соответственно, содержащие воду с максимальными концентрациями наиболее тяжелых растворённых газов (табл.3).

На основании анализа данных проб было получено заключение о составе растворённого газа:

- растворённый газ, отобранный с глубины 4960 м (глубинный пробоотборник «Кастер»), состоит преимущественно из двуокиси углерода (32,1%), азота (23,02%), метана (22,75%) и сероводорода (21,1%);
- в растворённом газе, отобранном с глубины 3600 м (желонка) двумя пробами, преобладает двуокись углерода (39,54 – 40,37 %), азот (28,57 – 7,33%), а также отмечается повышенное содержание сероводорода (25,8 – 50,7 %), метан при этом отсутствует или отмечаются лишь его следы (до 0,01%) (табл. 3).

В устьевых пробах флюида сероводород полностью отсутствует.

Аналогичные по методике работы проводились и при освоении скважины 1- Хара-

балинская, расположенной юго-восточнее скважины 1-Георгиевская в пределах северо-восточной периферии Астраханского свода. В разрезе каменноугольных отложений было испытано 4 объекта, в частности объект П (4698 – 4684 м: башкирские отложения) прошел испытания в колонне совместно с I-м. Получен приток водогазо-нефтяной эмульсии с дебитом нефти от 100 до 350 л/сут, газа – 1500 м³/сут. В составе газа (% объем): метан – 56,62%, кислые компоненты – 37,7, в том числе сероводород – 17,93. Нефть отнесена к роду парафинистых, малосернистых, малосмолистых.

Методика освоения также включала в себя многократное снижение уровня в скважине с целью периодического увеличения депрессии на пласт. Вывод скважины на стационарный режим работы осуществлен не был, пробы флюидов отобраны при неоднородном заполнении ствола скважины «пачками» дегазированного пластового флюида, технической воды и фильтрата промывочной жидкости.

В процессе проведения второго этапа строительства и освоения скважины 1- Георгиевская в 2012–2015 гг. при отборе глу-

Таблица 3.  
Состав растворенного газа в отобранных в 1997 году пробах пластового флюида в скважине 1-Георгиевская (по данным Астраханьгазпром) [16]

Точка отбора	Дата		Давление		Плотность	
	отбора	анализ	начальное атм.	конечное, атм.	абсолютная, кг/м³	относительная кг/м³
1	2	3	4	5	6	7
Устье	1.03. 97	27.03. 97	0	0	1,11	0,86
Глубина 3600	4.03. 97	27.03. 97	0	0	1,69	1,31
Глубина 3600	4.03. 97	2.04. 97	0	0	1,71	1,32
Глубина 3600	1.03. 97	1.04. 97	0	0	1,42	1,10

Объемная доля компонентов в %											
8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
N <sub>2</sub>	C <sub>1</sub>	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	C <sub>3</sub>	IC <sub>4</sub>	HC <sub>4</sub>	IC <sub>5</sub>	C <sub>5</sub>	C <sub>6</sub>	C <sub>7</sub>
65,98	30,99	0,87	0,56	0,00	0,50	0,14	0,34	0,20	0,20	0,19	0,02
28,57	0,01	39,54	1,39	25,28	1,40	0,38	0,40	0,86	0,97	1,18	0,02
7,33	0,00	40,37	0,16	50,70	0,06	0,03	0,17	0,19	0,30	0,65	0,04
23,02	22,78	32,10	0,80	21,10	0,09	0,02	0,05	0,02	0,01	0,00	0,02

Примечание: отбор и анализ проб осуществлялся АстраханьНИПИгаз [21], согласно [2, 3, 4, 5, 6]

бинных проб в момент испытания скважины были получены отличные результаты абсолютных величин содержания сероводорода в пробах пластового флюида башкирских нефтеносных отложений.

В период с 2012 по 2015 гг. было проведено несколько циклов испытаний интервалов, приуроченных к башкирским (C2b) и серпуховским (C1s) отложениям, с контролем содержания сероводорода и отбором глубинных и устьевых проб с их последующим анализом на предмет содержания кислых компонентов и, прежде всего, сероводорода.

В частности, отбирались пробы в интервалах 5001 – 4993, 5001 – 4923 м с их последующим полным физико-химическим анализом, в интервалах 5149 – 5143 м, 5149 – 5121 м, 5113 – 5064 м анализ проводился

в ООО «ТНГ-АлГИС» и АО «НВНИИГГ». Кроме того, были отобраны глубинные и устьевые пробы пластового флюида при испытании скважины в колонне с выводом притока на устье в интервале 5070 – 4983 м с последующим детальным физико-химическим анализом глубинных и устьевых проб в аккредитованной лаборатории ООО «РНТЦ Урало-Поволжья».

Состав растворенного в нефти газа, согласно исследованию, выполненному в ООО «РНТЦ Урало-Поволжья» [12, 19], представлен в таблице 4.

Специалистами «РНТЦ Урало-Поволжья» проводился анализ трех глубинных проб, отобранных на глубине 4900 м при испытании в колонне (5070 – 4983 м), пробы признаны кондиционными: сероводо-

Таблица 4.  
Состав проб пластовых флюидов (скважине №1 Георгиевская), по данным ООО «РНТЦ Урало-Поволжья», АО «НВНИИГГ» [11, 19]

№	Интервал	Возраст	Плотность в пластовых условиях / плотность на устье, г/см <sup>3</sup>				Содержание в нефти, вес %			Состав газа, % по объему				
			нефти	конденсата	газа	воды	смола	асфальтенов	парафина	СН <sub>4</sub>	сумма тяжелых УВ	СО <sub>2</sub>	Н <sub>2</sub> S	редкие газы
1 Г	5113–5064	C <sub>1</sub> s – C <sub>2</sub> b	0,830	н/д	н/д	1,16	н/д	0,02	2,95	27,3	72,7	н/д	менее 0,1	н/д
1 Г	5070–4983	C <sub>2</sub> b	0,795/818,2	отс.	1,012	н/д	отс.	отс.	0,66	47,68	37,53	8,108	0,00	6,677
1 Г	5001–4933	C <sub>2</sub> b	0,826	отс.	0,910	н/д	2,81	0,03	3,41	57,06	23,141	12,562	0,00	н/д

Таблица 5.  
Газовый состав пластовых вод ниже ВНК в скважине 1-Георгиевская (по данным АО «НВНИИГГ») [11]

№№ пл	№№ скв.,	Интервал	Возраст	Газосодержание	Содержание в % мол. (г/см <sup>3</sup> )								
					метана	этана	пропана	бутана	пентана+высших	сероводорода	гелия	аргона	СО <sub>2</sub>
1	1-Г	5121-5149	C <sub>2</sub> b+ C <sub>1</sub> s	Н.д	98,4	0,7	0,9		0	0	0	0	0



род отсутствует (менее 0,0001%); меркаптаны отсутствуют; CO<sub>2</sub> – 8,1% (массовая доля), азот и инертные газы 6.6%; гелий отсутствует, метан – 47,68%; этан – 10,9%, пропан – 7,79%, изобутан – 2,45 %; N-бутан – 8,24%; изопентан – 0,83%; N-пентан – 1 %; гексан – 1,42 %; гептан – 4,89 %.

Полное отсутствие сероводорода либо только его следы отмечены и в пластовых водах ниже уровня ВНК (табл. 5, 6) по данным ООО «Нефтегазсервис-Саратов» и АО «НВНИИГТ» [8, 9, 11, 12].

Данные анализа проб пластового флюида, проведенного в период с 2012 по 2015 годы, не соответствовали абсолютным значениям содержания сероводорода в пробах, результаты анализа которых приведены выше (табл. 2, 3).

С целью приведения результатов анализа проб пластового флюида, отобранных разными методами и в разное время в скважине 1-Георгиевская, к единообразию в плане фактического содержания сероводорода в пластовом флюиде был проведен анализ и интерпретация имеющихся фактических

данных пробоотборов 1996-1997 и 2012-2015 гг.

Скважиной 1-Георгиевская в 2012 году (дополнительный ствол) был также вскрыт водоносный горизонт, приуроченный к серпуховскому ярусу нижнего карбона, в интервале глубин 5121 – 5149 м [8, 11, 12].

Результаты анализа проб, выполненных в АО «НВНИИГТ», приведены в таблицах 5 и 6 [11].

По данным ГТИ (2012 г.) при проходке интервала 5121– 5149 м газопоказания варьировались в пределах 0,1%. Сероводород при количественном анализе состава растворенного в буровом растворе газа не фиксировался. Согласно данным термогазовой дегазации, газ представлен метаном 98,4%, этаном 0,7% и пропаном 0,9% [8]. Кроме того, по данным ГТИ, как при восстановлении «старого» ствола скважины в интервале 0 – 4993 м, так и при бурении в интервале 4993 – 5121 м при анализе данных газопоказаний бурового раствора максимальное содержание сероводорода в растворенном газе – 0,4 % [8].

Таблица 6. Химический состав и физические свойства пластовых вод в ниже-среднекаменноугольном гидрогеологическом комплексе в пределах Георгиевской террасы [16]

№№ пп	№ скв, площадь	Интервал опробования	Возраст	Дебит, м <sup>3</sup> /сут	Устьевое давление статическое, МПа	Пластовое давление, МПа	Плотность воды, г/см <sup>3</sup>		Температура пластовая
					Статистический уровень, м		в пластовых условиях	в стандартных условиях	
1	1-Г	5121- 5149	C <sub>2</sub> b+ C <sub>1</sub> s	4,02	Ипт Ипт	73,6	н.д.	1,169 г/см <sup>3</sup>	116

продолжение таблицы 6

Минерализация	мг/л														кислоты, мг/л	Тип воды
	Na+K, мг/л	Ca	Mg	Cl	SO <sub>4</sub>	NO <sub>2</sub>	CO <sub>3</sub>	HCO <sub>3</sub>	NH <sub>4</sub>	B	J	Br	и.др.			
236,4	74106,7	13952,85	2412,3	145327	451,62	0	0	116	0	0	0	0	0	0	0	хлоридно-кальциевый

Косвенным признаком незначительного содержания сероводорода в пластовом флюиде является факт отсутствия расхода ингибитора сероводорода, использовавшегося в процессе восстановления ствола скважины 1-Георгиевская и бурения дополнительного ствола в интервале 4993 – 5149 м. На данный факт указывают технологи сервисной компании буровых растворов. Кроме того, химическим анализом состава использовавшегося бурового раствора определено отсутствие сульфидов железа, которые образуются при реакции ингибитора и сероводорода [12].

На отсутствие растворённого в воде сероводорода показывает и отобранная в процессе ИПТ проба воды из вскрытого водоносного горизонта ниже ВНК. Геохимический анализ пробы проведён лабораторией АО «НВНИИГГ» [11].

При цикле испытаний, проведенных в 2015 году, по данным ГТИ (ООО «Тюменьпромгеофизика»), сероводород в скважинной жидкости отсутствовал, причем на данном цикле использовалась промывочная жидкость без ингибитора сероводорода. Существенных колебаний рН среды, указывающих на поступление в ствол скважины кислых компонентов, не фиксировалось. При испытании интервала 4990 – 5017 м были отобраны глубинные пробы, первичный анализ которых проведен аккредитованной лабораторией ООО «Геохим». По результатам анализа зафиксированы показатели содержания сероводорода от 0,01 до 0,09 % об.

По мнению авторов, полученные в 1996–1997 гг. геохимические результаты анализа проб могут быть корректными в отношении определения абсолютного содержания сероводорода в растворенном газе в пробе воды, отобранной на глубине 4960 м. Отбор был выполнен после существенной дегазации скважины и плотностной дифференциации флюида, поступившего в ствол скважины, что привело к резкому повышению концентрации сероводорода в составе

пробы. Большая вероятность плотностной дифференциации флюида в стволе обусловлена значительным временем простоя скважины после вскрытия продуктивного интервала до времени испытания (период составил семь месяцев). Как показывает анализ фактических данных, после обсадки продуктивного интервала эксплуатационной колонной и последующей кумулятивной перфорацией её стенок резко ухудшается гидродинамическая связь между продуктивным пластом и стволом скважин, что проявляется в стабильном уровне жидкости в стволе скважины (за время простоя притока пластового флюида не было).

Во время работ по отбору проб выполнена откачка флюида из ствола скважины. Восстановления уровня не произошло, были отобраны пробы с глубины 4960 м, что и обусловило отсутствие нефти в пробе. При этом использование данных проб для проведения корректного анализа состава пластового флюида башкирских коллекторов в пределах северо-восточной периферии Астраханского свода и, прежде всего, для оценки содержания кислых компонентов, включая сероводород в нефтенасыщенных башкирских коллекторах, невозможно.

Таким образом, использование результатов анализа проб пластового флюида, полученных в 1997 году в скважине 1-Георгиевская для оценки реального содержания сероводорода в пластовых условиях возможно только при их количественной интерпретации, позволяющей исключить влияние технологических факторов пробоотбора.

Отбор проб, выполненный в 2012–2015 гг., исключал возможность дегазации пластового флюида и проводился в подпакерном пространстве ствола скважины 1-Георгиевская в период восстановления (КВД), а устьевые пробы отбирались во время фонтанирования скважины, что является технологически корректным. Физико-химический анализ данных проб пластового флюида, показавший следовые количества



сероводорода в составе, подтверждается результатами газопоказаний станции ГТИ.

С целью устранения выявленных противоречий между результатами анализа содержания сероводорода в пробах пластового флюида 1997, 2012-2015 гг. авторами был выполнен количественный прогноз содержания сероводорода в единице объема пластового флюида башкирских нефтеносных коллекторов с использованием величин нефтенасыщенности, открытой пористости (по результатам исследования керна) и начального газосодержания (по пробам пластового флюида 2013 г.).

По результатам исследования керна, извлеченного из интервала залегания продуктивных пластов (С2b) в скважине 1-Георгиевская, коэффициент нефтенасыщенности составляет 87% (определен анализом керна лабораторией НВНИИГГ). Граничное значение коэффициента открытой пористости составляет 7% [9, 11]. Соответственно, суммарная объемная доля пластовой воды углеводородных и углеводородных компонентов растворённого газа в единице объема в пласте составляет 13%.

Согласно таблице 1, максимальное количество сероводорода в газе, отобранном из пробы, взятой на глубине 4960 метров, составляет 21 % при газосодержании 10,2 дм<sup>3</sup>/л [16].

Таким образом, соотношение объемов воды и растворённого газа в пробе составляет всего 9,8% и 90,2%. Объемная доля воды в расчетном объеме пластового флюида, соответственно, 1,274%, газа – 11,76 %. Если учесть, что доля сероводорода в газе – 21%, то процентное содержание сероводорода в расчетном объеме пластового флюида составит 2,47%.

Принимая во внимание, что проба взята в условиях, когда нефть была сепарирована, а вода являлась единственным растворителем сероводорода, можно считать, что полученная оценка соответствует доле содержания сероводорода в объеме пустотного пространства, не занятого нефтью (13 %).

Исходя из вышеуказанных расчетов, максимальное объемное содержание сероводорода в пластовом флюиде башкирской залежи нефти с учетом интерпретации данных анализа глубинных проб 1997 г. фактически не превышает 2,47 %. С определенной долей условности можно пересчитать объемное содержание сероводорода, равное 21 % (при газосодержании пробы 1997 г. – 10,2 дм<sup>3</sup>/л), на газосодержание пластовой нефти, которое по данным ООО «РНТЦ УралоПоволжья» составляет 85,3 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. В этом случае максимальное расчетное содержание сероводорода не превышает 2,9 % об., что также подтверждает обоснованность ранее приведенных расчетов и некорректность использования абсолютных значений содержания сероводорода в отдельных пробах скважинной жидкости, полученных при их анализе в 1996-1997 гг. для прогноза реального содержания сероводорода в пластовом флюиде в пластовых условиях.

Теоретические расчеты, упомянутые ранее, являются завышенными относительно фактических данных, полученных при неоднократных испытаниях нефтенасыщенных коллекторов, приуроченных к башкирским отложениям в скважине 1-Георгиевская в 2012-2015 гг., а именно доли сероводорода в пластовом флюиде менее 0,1%, а также при отсутствии сероводорода ниже ВНК.

Видимое расхождение между результатами анализов проб пластовых флюидов, выполненных в 1996-1997 гг. и 2012-2015 гг. (содержание сероводорода менее 0,1%), во многом объясняется двумя основными причинами:

- отсутствием интерпретации полученных в 1996 году геохимических данных и внесением поправок, связанных с пересчетом полученных объемных долей газов, содержащихся в общем объеме растворённого газа на весь объем пластового флюида;
- отбором проб при давлениях ниже давления насыщения в отдельных «пачках»

воды, распределенных по стволу скважины.

Отметим, что выполненная теоретическая оценка содержания сероводорода не учитывает температурные и барические параметры, как и многие другие факторы, характеризующие реальное состояние пластового флюида в коллекторе в пластовых условиях.

Вышеприведенные результаты физико-химического анализа проб и данные их пересчета на единицу объема пластового флюида, свидетельствующие о низком содержании сероводорода (менее 3% об.) в башкирских нефтеносных отложениях в пределах северо-восточной периферии Астраханского свода, не являются единичными.

Полученные данные хорошо коррелируются с результатами исследований по содержанию сероводорода в пластовом флюиде в разрезах скважин, расположенных по периферии Астраханского свода. Если в центральной части свода (Аксарайский вал) доля сероводорода в единице объема высокая – более 25 %, а в некоторых скважинах более 30 (скважина 2-Центрально-Астраханская – 38,9 %, 1-Правобережная – 31%), то в разрезах скважин по периферии Астраханского свода отмечается резкое снижение данного

показателя. Например, в скважине 2-Еленовская (восточная периферия Астраханского свода) доля сероводорода в башкирских отложениях 5,9% (отметим, что в визейских она более высокая и составляет 13%), в скважинах 6-Южно-Астраханская, 2, 3 Смушковой, 1, 2 Краснохудукской (юго-западная периферия Астраханского свода) сероводород в пластовом флюиде не выявлен [1, 7, 10, 13, 14, 15, 17, 18, 20].

Таким образом, при оценке содержания сероводорода в нефтяных залежах в пластовых условиях, приуроченных к башкирским карбонатным природным резервуарам Астраханского свода, необходимо проводить количественную интерпретацию полученных абсолютных значений концентраций сероводорода в глубинных и устьевых пробах в зависимости от технологических особенностей пробоотбора и газового фактора конкретной залежи.

По результатам анализа фактических данных о содержании сероводорода в башкирских отложениях среднего карбона в пределах Астраханского свода была выявлена четкая закономерность, заключающаяся в уменьшении его концентрации в пластовом флюиде по направлению от центра к периферии.

## Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Бембеев А.В. Состав углеводородных флюидов подсолевых отложений юго-западной части Прикаспийской впадины / А.Ф. Бембеев, К.Э. Пальткаев, В.Э. Бембеев Б.С. Хухлхачиев // Геология нефти и газа. – №06. –1997.
2. Зотов Г.А. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Г.А. Зотов, З.С. Алиев. – М.: Недра, 1980. – 295 с.
3. Ильченко В.П. Газогидрохимические поля в подсолевых отложениях юго-западной части Прикаспийской впадины / В.П. Ильченко, Е.В. Стадник // Геология нефти и газа. – №02. –1992.
4. Ильченко В.П. Нефтегазовая гидрогеология подсолевых отложений Прикаспийской впадины / под ред. Е.В. Стадника. – М.: Недра, 1998. – 288 с.
5. Карцев А.А. Методы обработки и интерпретации результатов гидрогеологических исследований в нефтегазописковых целях/ под. ред. А.А. Карцева. – М.: Недра, 1980. – 256 с.
6. Корценштейн В.Н. Методика гидрогеологических исследований нефтегазоносных районов. – М.: Недра, 1976. – 299 с.
7. Корценштейн В.Н. Отчёт по соглашению к договору 143.04.18: «Прогноз динамики разгрузки глубинных рассолов карбонатного массива бортового обрамления Прикаспийской впадины». Этап 2. «Выявить гидрохимические закономерности состава подошвенных пластовых вод»: отчет о НИР/ НПО «Союзгазтехнология», ВНИИГАЗ.– Москва, 1989. – 31 с.
8. Кузнецов И.В. Отчёт о проведении геолого-технологических исследований при восстановлении ликвидированной скважины №1-Георгиевской площади: тематический отчет / «ООО Нефтегазсервис, рук. – Саратов, 2013. – 500 с.
9. Курамшин Р.М. Оперативный подсчёт запасов по башкирской залежи месторождения Великое: тематический отчет / ООО «Технопром. – Москва, 2013. – 97 с.
10. Лобусев, А.В. Генезис и размещение кислых компонентов в составе свободного и растворенного газа в разновозрастных отложениях между Астраханским сводом и кряжем Карпинского/ А.В. Лобусев, В.В. Пыхалов, В.А. Бочкарёв., М.А. Лобусев., В.В. Кудинов // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 5(302). – 2021. – С.15 – 22.
11. Мусатов, В. А. Отчет по теме: «Комплексные лабораторно-аналитические исследования кернового материала по скв. №1 Георгиевской площади»: отчет о НИР/ В.А. Мусатов, Ю.А. Писаренко, В.Ф. Калинин, О.К. Навроцкий, С.В. Яцкевич, Д.А. Кухтинов и др. ФГУП «НВНИИГГ». – Саратов, 2013. – 300 с.
12. Пыхалов, В.В. Отчёт по теме «Изучение продуктивности вскрытого комплекса пород скважины Георгиевская №1 в пределах Тамбовского лицензионного участка недр»: тематический отчет / ЗАО «НГК «АФБ». – Астрахань, 2016. – 185 с.
13. Серебряков О.И. Отчёт о научно-исследовательской работе по договору № 203 109 400: «Пересчёт запасов газа, конденсата, серы и сопутствующих компонентов Левобережной части Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ)». Этап 2: отчет о НИР / ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – пос. Развилка, 2013 г.
14. Серебряков О.И. Отчёт по договору 143.04.18: «Изучить гидрогеологические условия Астраханского ГКМ» Этап 88. «Выявить гидрохимические закономерности состава подошвенных пластовых вод». Подэтапы 1-4: отчет о НИР / СевКавНИПИГаз. – Ставрополь, 1988.
15. Серебряков О.И. Отчёт по договору 143.04.18: «Изучить гидрогеологические условия Астраханского ГКМ» Этап 89. «Контроль за возможными водопроявлениями на Астраханском ГКМ». Подэтап 1: отчет о НИР / СевКавНИПИГаз. – Ставрополь, 1989.
16. Серебряков О.И. Результаты гидрогеологических исследований скважины №1 Георгиевской площади в интервале 4946 – 4992 м: технический отчет / АстраханьНИПИГаз. – Астрахань, 1997. – 11 с.
17. Серебрякова О. А. Сравнительный прогноз нефтегазоносности сухопутных обрамлений и морских акваторий. Геология, география и глобальная энергия / О. А. Серебрякова, Р. Ф. Кулемин, Е. В. Мельникова // Геология, география и глобальная энергия. – 2010. – № 4 (39). – С. 36–39.
18. Соловьёв Б. А. Состояние и перспективы развития нефтегазописковых работ в зоне сочленения Прикаспийской впадины и кряжа Карпинского / Б. А. Соловьёв, А. Н. Кондратьев, С. П. Левшунова // Геология нефти и газа. – 2010. – № 4.–С. 31–38.
19. Шавалеев И. И. Технический отчет по теме: «Исследование глубинных проб нефти месторождение «Великое» (скв. №1 Георгиевская): технический отчет / ООО «РНТЦ Урало-Поволжье», рук. Шавалеев И.И. – Бугульма, 2013. – 52 с.
20. Эльмаадави Х. Г. А. Геолого-геохимические исследования нефтегазогенерационного потенциала палеозойских отложений Астраханского свода юго-западной части Прикаспийской впадины: специальность 25.00.12 "Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений": автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. – Астрахань, 2013. – 24 с.