

шахты «Им.40 лет Октября», меньшее необходимое количество щелочного реагента в открытой системе, по сравнению с закрытой (0,51 и 0,75 г/л, соответственно; рис. 1), объясняется тем, что в результате процесса дегазации CO_2 большее количество ионов H^+ нейтрализуется при разложении угольной кислоты, чем их выделяется при осаждении гидроксидов железа. Концентрация железа в кислых водах шахты «Коспашская» очень высокая. В данном случае, количество ионов водорода, высвобождающихся при осаждении гидроксидов железа, превышает количество свободных ионов H^+ , нейтрализованных при дегазации CO_2 . Следовательно, для нейтрализации кислых шахтных вод шахты «Коспашская» в открытой системе требуется больше щелочного реагента, чем в закрытой (рис. 2).

Моделирование показало, что внесение карбоната кальция в шахтные воды приводит к снижению концентрации сульфатов, прежде всего за счет осаждения гипса и других сульфатных минералов. Однако, остаточное содержание сульфатов (табл. 1 - 4) в нейтрализованных водах может значительно превышать ПДК_{рх} (100 мг/л). Таким образом, для доочистки шахтных вод от сульфатов может потребоваться проведение дополнительных мероприятий.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Геоэкологическая геоинформационная система Кизеловского угольного бассейна: офиц. сайт. – URL: <http://kub.maps.psu.ru/> (дата обращения: 15.04.2019).
2. Максимович Н.Г., Пьянков С.В. Кизеловский угольный бассейн: экологические проблемы и пути решения / ПГНИУ. – Пермь, 2018. – 287 с.: ил., табл., цв. ил., карты, портр.
3. Выполнение научно исследовательской работы по минимизации и ликвидации воздействия кислых шахтных вод Кизеловского угольного бассейна на водные объекты Пермского края: отчет о НИР. Кн. 1.1 / ЕНИ ПГНИУ; Максимович Н.Г. – Пермь, 2019. – 203 с.
4. Appelo C.A.J., Postma D. Geochemistry, groundwater and pollution. – 2nd edition. – Balkema; Rotterdam, 2005. – P. 179.
5. Jensen D.L., Boddum J.K., Tjell J.C., Christensen T.H. The solubility of rhodochrosite (MnCO_3) and siderite (FeCO_3) in anaerobic aquatic environments // Applied Geochemistry. – 2002. – V. 17, № 4. – P. 503-511.
6. Parkhurst D.L., Appelo C.A.J. Description of input and examples for PHREEQC version 3: a computer program for speciation, batch-reaction, one-dimensional transport, and inverse geochemical calculations / U.S. Geological Survey Techniques and Methods, book 6 chap. A43. – 2013. – 497 p.
7. Stumm W. and Morgan J.J. Aquatic Chemistry. Third Edition / Wiley, New York. -1996. – 780 p.

УДК 553.982:550.84

DOI:10.7242/echo.2019.3.5

О ПРИРОДЕ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕНИЯ КАМСКОГО ВОДОХРАНИЛИЩА В РАЙОНЕ ПОЛАЗНЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.А. БОРИСОВ, Б.А. БАЧУРИН

Горный институт УрО РАН, г. Пермь

Аннотация: Проведен анализ особенностей нефтезагрязнения прибрежной части Камского водохранилища на Полазненском месторождении. Анализ геохимических параметров нефти в наблюдательных скважинах свидетельствует об отсутствии признаков ее гипергенной трансформации, что отвергает гипотезу о формировании данного очага нефтезагрязнения за счет сброса нефти в поверхностные карстовые воронки. В качестве наиболее реальных механизмов формирования нефтяной линзы на поверхности грунтовых вод рассматриваются процессы вертикальной миграции пластовых флюидов по зонам повышенной трещиноватости осадочного чехла, что требует проведения комплекса геофизических исследований для уточнения их местоположения.

Ключевые слова: Усть-Полазненский участок, грунтовые воды, нефтяные линзы, геохимическая характеристика состава нефтей и аквабитумоидов, газогеохимическое зондирование.

Формирование очагов нефтяного загрязнения в приповерхностной части разреза, вплоть до образования их техногенных скоплений – явление довольно распространенное для «старых» нефтедобывающих регионов [1, 3]. Особые проблемы в идентификации очагов нефтезагрязнения возникают на нефтяных месторождениях, где их формирование может происходить не только за счет аварийных утечек из многочисленных поверхностных нефтепромысловых объектов, но и за счет глубинных источников – перетоков из продуктивной части разреза по дефектным скважинам или зонам повышенной трещиноватости осадочного чехла. Учитывая, что геологическая среда является «закрытой» от прямого наблюдения элементом природной среды, прогноз возникновения таких ситуаций и идентификация источников нефтезагрязнения во многих случаях значительно затруднена.

К подобным объектам относится Полазненское месторождение, где интенсивные нефтегазопроявления на левобережье Камского водохранилища (район д. Зуята) отмечаются с начала 70-х годов. Основные выходы газа и нефти на земную поверхность отмечены в прибрежной части водохранилища ниже куста скважин №№ 68, 74, 85. В конце 70-х – начале 80-х годов интенсивность поверхностных газопроявлений достигала таких масштабов, что отмечались случаи горения выделяющегося газа в зоне обнажения сульфатных пород в береговой части водохранилища. Разгружающаяся на поверхность нефть привела к нефтезагрязнению прибрежной части водохранилища и на локальных участках к ее поступлению в его акваторию [1].

Несмотря на строительство в 2011 г. в районе д. Зуята специальной нефтеловушки, визуальные признаки локальной разгрузки нефти в Камское водохранилище фиксируются здесь и в настоящее время, что требует постановки в летне-осенний период в акватории специальных боновых заграждений для перехвата и сбора появляющейся на поверхности воды пленки нефти. Наиболее активная разгрузка нефти в водохранилище отмечается в период весеннего половодья при повышении уровня грунтовых вод, сопряженного с уровнем Камского водохранилища. Именно в этот период зоны разгрузки подземных вод в прибрежной зоне водохранилища оказываются затопленными и поступление нефти происходит субаквально (в виде опалесцирующей жидкости и одиночных микрокапелек из донных отложений). Вместе с тем, низкая растворимость нефти в воде приводит к рассеянию ее соединений в водной толще и образованию на поверхности водохранилища маслянистой «радужной» пленки.

Контрольное опробование р. Камы в районе нефтеловушки показало, что в большинстве случаев превышения ПДК по нефтепродуктам не отмечается (содержание менее 0,05 мг/дм³). ИК-спектры аквабитумоидов имеют профиль, характерный для природного органического фона. По данным ХМС аквабитумоиды характеризуются преобладанием гетеросоединений: эфиры о-фталевой кислоты, аминокислоты, аминокислоты, тиолы, сераорганические соединения. Ароматических соединений, характерных для вод, контактирующих с нефтями, не обнаружено. Таким образом, углеводородное («нефтепродуктовое») загрязнение вод Камского водохранилища в районе д. Зуята не носит системного характера.

Специальными скважинами (№№ 1-сс – 6-сс), пробуренными в данном районе в 1985-88 гг., установлено наличие в закарстованных породах кунгурского яруса на глубине 30-35 м нефтяной линзы толщиной 0,7-10,5 м, располагающейся на свободной поверхности грунтовых вод. Как показал анализ результатов режимных наблюдений, очаг приповерхностного нефтезагрязнения испытывал сложную эволюцию как во времени, так и по площади. Так если в 1990 г. присутствие нефти фиксировалось в большинстве скважин (за исключением №№ 1-сс, 2-сс), достигая максимальной толщины (8-11 м) в скважине № 6-сс, то уже в середине 1991 г. произошло уменьшение толщины слоя нефти, вплоть до полного исчезновения сначала в скважине № 3-сс, а затем и в скважине № 6-сс. В последующие годы присутствие нефти (толщина 0,8-2,0 м) отмечалось только в скважинах № 4-сс и № 5-сс, и лишь в 1999 г. нефть вновь появилась в скважине № 3-сс. По данным ЕНИ ПГУ [4] в 2002-2003 гг. толщина слоя нефти в скважинах колебалась в пределах 0,48–2,10 м. Проведенное в 2019 г. обследование показало следующие толщины слоя нефти в скважинах: № 2-сс – 4,8 м, № 6-сс – 4,3 м, №№ 4-сс, 5-сс – 4,2 м, № 3-сс – 1,8 м, в скважине № 1-сс – нефть отсутствует.

Исследование состава нефти в сс-скважинах показало, что по основным физико-химическим параметрам они близки к пластовым нефтям, что свидетельствует об отсутствии (или незначительных масштабах) ее гипергенной трансформации.

Низкая степень окисленности нефтей в наблюдательных скважинах подтверждается изучением их состава методами ИКС и ХМС. По данным ИКС в спектрах нефтей не зафиксировано поглощения карбонильной группы в области 1720-1740 см⁻¹, что свидетельствует об отсутствии в их составе кислородсодержащих соединений, являющихся продуктами окисления углеводородов. По данным ХМС они имеют углеводородный состав (96,61-91,17%). Содержание н-алканов в нефти скважины № 3-сс (49,75%) близко к их концентрации в пластовой нефти (59,79%), а их молекулярно-массовое распределение имеет одинаковый характер (доминирование короткоцепочечных гомологов, характерных для нефтей без признаков гипергенных изменений).

Более тяжелая нефть ($\rho=0,897$ г/см³) характерна для резервуаров нефтеловушки (НЛ). По данным ХМС в составе этой нефти отмечается значительное снижение содержания низкомолекулярных алканов (н-С₁₂ – н-С₁₈), что отражает их окисление и испарение в атмосферу. О признаках гипергенных изменений этой нефти свидетельствует повышение в ней доли нафтеновых и ароматических структур, более стойких в условиях гипергенеза.



Рис. 1. Характер нефтезагрязнения прибрежной части Камского водохранилища

Таблица 1

Физико-химические свойства нефтей и нефтепроявлений

Параметры	Продуктивный пласт			скв. 2-сс	скв. 5-сс	Нефте-ловушка (НЛ)	Нефте-проявления ниже НЛ
	C _{1tl}	C _{2b+vr}	C ₃ (600 м)				
Плотность, г/см ³	0.8325	0.8377	0.8643	0.8472	0.8529	0.8975	0.9121
Вязкость кинемат. (мм/с ²):							
- при температуре 20 °С	8.27	6.86	16.1	7.98	8.44	78.17	214.62
- при температуре 50 °С	4.03	3.66	6.71	3.92	4.41	20.59	43.33
Температура начала кипения, °С	48	41	80	85	80	153	н.с.
Содержание фракций (об.%)							
до 100 °С	9	6	1	1	4	-	н.с.
до 150 °С	19	18	8	12.5	17	-	н.с.
до 200 °С	29	29	19	24	30	4	н.с.
до 300 °С	49	48	45	49	55	30	н.с.
Содержание (масс. %):							
- асфальтенов	0.25	0.27	0.83	0.26	0.53	0.37	2.06
- смол силикагелевых	7.4	7.0	14.38	10.14	14.49	19.03	20.41
- парафина	6.1	4.29	4.92	2.91	1.78	1.18	1.22
- серы	0.95	0.82	1.1	0.96	0.64	1.26	1.27
- азота	0.21	н.с.	0.68	0.23	н.с.	н.с.	0.30

Еще более высокая степень окисления характерна для образца нефти, отобранной из поверхностных нефтепроявлений в прибрежной зоне ниже нефтеловушки (табл. 1). Процессы испарения и биодеградаций, происходящие в поверхностных условиях, привели к практически полному исчезновению в ее составе углеводородных структур и преобладанию кислородсодержащих соединений.

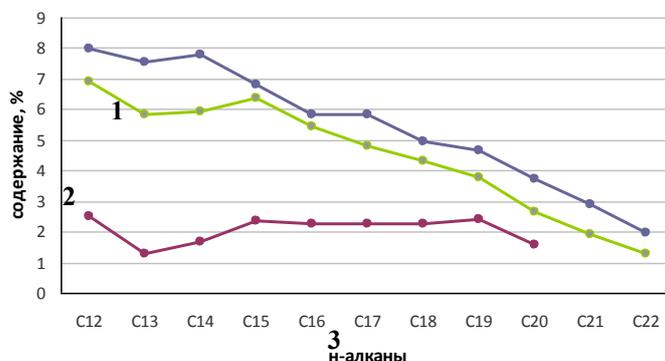


Рис. 2. Характер распределения n-алканов нефтей
1 – пластовая нефть, 2 – скважина № 3-сс, 3 - нефтеловушка

Приведенные геохимические данные свидетельствуют об отсутствии признаков биодеградации нефтей в наблюдательных скважинах, что позволяет исключить аварийные сбросы нефти в карстовые воронки [4] в качестве источников формирования нефтяного загрязнения в приповерхностной гидросфере.

Наиболее вероятным механизмом формирования техногенных скоплений нефти в приповерхностной части разреза являются вертикальные перетоки флюидов из природно-техногенных геогидродинамических систем (ГГДС), сформировавшихся в надпродуктивной толще месторождения. Активизация поверхностных нефтегазопроявлений совпадает по времени с реализацией технологий интенсификации добычи нефти из верхнего эксплуатационного объекта месторождения: в процессе разработки в данном районе создавались значительные давления, обусловленные закачкой объема вод, многократно превышающих отбор флюидов. Именно в этот период на локальных участках могли активизироваться вертикальные перетоки нефти из залежей, сформировавшиеся в надпродуктивной части разреза техногенные скопления, служащие в настоящее время источником «подпитки» нефтяных линз на поверхности грунтовых вод.

Пути поступления нефти в зону активного водообмена могли служить как выявленные в этом районе природные зоны повышенной трещиноватости осадочного чехла [5], так и дефектные скважины. Следует отметить, что нефтепроявления в верхнекаменноугольных отложениях на Полазненском месторождении зафиксированы еще в ходе разведочного бурения, причем наиболее интенсивные (вплоть до открытого фонтанирования газированной нефтью и газом) отмечались вблизи зоны линейной мегатрещиноватости (скважины №№ 37, 65, 72), что подтверждает ведущую роль тектонического фактора в активизации вертикальных перетоков флюидов. Дополнительное подтверждение данного явления дают результаты бурения наклонно-направленных скважин №№ 135, 136, стволы которых пересекали широтную зону неотектонической трещиноватости в прибрежной части Камского водохранилища: в них при проходке верхнекаменноугольных отложений зафиксированы повышенные газопоказания и нефтепроявления по керну.

Предложенные варианты миграции глубинных флюидов в зону активного водообмена следует рассматривать не как альтернативные взаимоисключающие друг друга модели, а как элементы общей природно-техногенной геогидродинамической системы надпродуктивной части разреза, дополняющие друг друга: с одной стороны, активный неотектонический режим в этих зонах мог способствовать нарушению герметичности эксплуатационных колонн скважин и активизации заколонных перетоков, а с другой – перераспределение поступающих в надпродуктивную часть разреза пластовых флюидов наиболее активно могло происходить вдоль этих зон тектонической трещиноватости [2].

Разгрузка природно-техногенных ГГДС, сформировавшихся в надпродуктивной части разреза, в зону активного водообмена осуществляется, по всей вероятности, и в настоящее время, о чем свидетельствует наличие «свежей» (неокисленной) нефти в наблюдательных скважинах. Исходя из предложенной модели формирования техногенных скоплений нефти в приповерхностной части разреза, очевидно, что полная их ликвидация невозможна без осуществления специальных мероприятий по разгрузке сформировавшихся в надпродуктивной части разреза природно-техногенных ГГДС. С целью уточнения местоположения техногенных скоплений нефти в надпродуктивной части разреза и путей их поступления в зону активного водообмена необходимо выполнения комплекса детальных геофизических и газогеохимических исследований.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бачурин Б.А. Экологические проблемы горнопромышленных районов Пермского края // Экология и промышленность. – 2006, апрель. – С. 32-35.
2. Бачурин Б.А., Борисов А.А., Одинцова Т.А. К методике идентификации источников нефтезагрязнения геологической среды // Горн. информ.-аналит. бюл. – 2009. – № 10. – С. 291-298.
3. Костарев С.М. Формирование техногенных скоплений компонентов глубинных флюидов в приповерхностных массивах горных пород (на примере районов нефтедобычи Пермской области) // Изв. вузов. Нефть и газ. – 2004. – № 5. – С. 132-143.
4. Максимович Н.Г., Мещерякова О.Ю., Качурин Н.М. Очистка месторождений гипса от нефтяного загрязнения в карстовых районах // Горн. журн. – 2017. – № 2. – С. 92-97.
5. Оборин А.А., Шишкин М.А., Одинцова Т.А. О природе нефтяного загрязнения Камского водохранилища в районе Полазненского нефтепромысла // Факторы и механизмы регуляции развития бактериальных популяций: сб. науч. тр. / УрО АН СССР. – Свердловск, 1990. – С. 68-73.