

ГЕОХИМИЯ И ФОРМИРОВАНИЕ КОНДЕНСАТОГЕННЫХ ВОД В СОЛИКАМСКОЙ ДЕПРЕССИИ

Маломинерализованные конденсатогенные воды, выделившиеся в пластовых условиях из газообразных и жидких углеводородов, представляют особый тип подземных вод, пространственно и генетически связанный с газовыми, газоконденсатными и газоконденсатонефтяными залежами. Они образуются, как доказано экспериментальными и натурными исследованиями (А.Н. Гусева, Е.И. Парнов, А.Ю. Намиот, Р.Г. Султанов, К. Тодхейд, Дж. Конноли и др.), путем дистилляции воды из пластовых рассолов в углеводородную газовую фазу (в меньшей степени — растворения воды в жидкой углеводородной фазе) в условиях повышенных и высоких температур T (до 150–200°C и более) и последующей конденсации (и/или сегрегации) воды при снижении T по мере перемещения ее по проницаемым зонам разломов в вышележащие толщи. Для собственно нефтяных месторождений без газовой шапки формирование этих вод представляется маловероятным [Колодий, 1975].

Известно, что влагосодержание нефтяного газа в первую очередь зависит от T : при постоянном $P = 10$ МПа с ростом T от 20 до 100°C количество воды в газе увеличивается от 0,4 до 10 г/м³, а при T 180°C достигает 80–100 г/м³. При миграции газа с глубины 8 км на глубину 3 км из каждого кубического метра выделится от 28 до 53 г воды [Колодий, 1975]. В результате в залежи объемом $50 \cdot 10^9$ м³, с площадью газовой контактной поверхности 1 км² и остаточной водонасыщенностью 20% может сформироваться «оторочка» пресной воды толщиной до 22 м, а при последующем ее взаимодействии с пластовыми рассолами (M 200 г/л) — ореол опресненных вод с M 100 г/л толщиной около 70 м. По справедливому утверждению А.М. Никанорова [1977], воды конденсационного происхождения следует отнести к особой разновидности седиментогенных вод, поскольку они являются продуктом преобразования осадков, содержащих рассеянное органическое вещество, которое с помощью термокаталитических процессов превращено в углеводороды.

В связи с особенностями формирования конденсатогенных вод залегают обычно в непосредственной близости от контуров нефтегазоносности,

между углеводородными залежами и пластовыми краевыми или подошвенными рассолами. Они, как правило, имеют локальное распространение в виде отдельных очагов и несут черты конвективно-диффузионного смешения с фоновыми рассолами.

Установлено, что образование конденсатогенных вод происходит в нефтегазоносных бассейнах с большой мощностью осадочного чехла, осложненного тектоническими нарушениями, по которым происходит восходящая миграция глубинных водоуглеводородных флюидов. Поэтому наиболее благоприятны для формирования конденсатогенных вод молодые (эпигерцинские) плиты, предгорные прогибы и сопредельные части орогенов, характеризующиеся напряженным геотермическим режимом (G до 5–7°C/100 м), обеспечивающим высокие температуры осадочного чехла. Именно в недрах этих структур и были впервые установлены конденсатогенные воды (Предкавказский, Предкарпатский и Южно-Каспийский бассейны). В них, по данным В.В. Колодия [1975], конденсатогенные воды на глубине 2,0–5,4 км имеют M 1,5–7,0 г/л и более при гидрокарбонатно-хлоридном, сульфатно-хлоридном и хлоридном натриевом составе. Они принадлежат различным геохимическим типам (гидрокарбонатнонатриевому, сульфатнонатриевому, хлоркальциевому, по В.А. Сулину). Концентрация I достигает 32, Vr 95 мг/л. По сравнению с пластовыми рассолами (M 40–80 г/л и более, rNa/rCl 0,6–0,8) в них до 5–6 раз выше содержание ионов HCO_3 (до 2,4 г/л) и нередко SO_4 (до 2,5 г/л). Величина отношения rNa/rCl составляет 1–3.

В пределах древних (эпикарельских) платформ воды этого генетического типа предположительно были обнаружены в глубоководных комплексах палеозоя Днепровско-Донецкой и Печоро-Воркутинской впадин [Колодий, 1985]. Здесь они также обладают низкой относительно фоновых рассолов M , высокими щелочностью, концентрациями йода и аммония.

Таким образом, главным фактором, обеспечивающим формирование скоплений подземных вод конденсационного происхождения, является восходящая струйная миграция по зонам тектонических

¹ Южно-Российский государственный технический университет (Новочеркасский политехнический институт), г. Новочеркасск.

нарушений значительных количеств водоуглеводородных смесей на относительно небольшие расстояния (тысячи метров) из высокотемпературных частей осадочной толщи в низкотемпературные. Относительно высокие скорости движения флюида, определяющие темпы снижения температуры и интенсивность выделения свободной воды из углеводородов, должны препятствовать ее диффузионному рассеянию.

Сохранение в недрах конденсатогенных вод и смесей зависит от ряда геолого-структурных и физико-химических факторов. Очевидно, что при геологически длительном контакте с окружающими рассолами время их существования в залежи невелико вследствие однонаправленного молекулярно-диффузионного переноса вещества. Поэтому наиболее благоприятные условия для сохранения конденсатогенных вод создаются в молодых нефтегазовых залежах, заполнение которых углеводородами произошло относительно недавно. Так, возраст газоконденсатных залежей Апшерона, где конденсатогенные воды связаны с меловыми отложениями, определяется как плиоцен-плейстоценовый [Дуршимьян, 1979].

В последнее время конденсатогенные воды были обнаружены (впервые) в Соликамской депрессии Предуральяского прогиба [Попов, Яковлев, 2002]. Эта структура прослеживается вдоль западного склона Среднего Урала на 240 км при ширине около 70 км. Архейско-раннепротерозойский кристаллический фундамент здесь ступенчато погружается с запада на восток от 3 до 7 км. Осадочный чехол представлен верхним протерозоем (венд) и палеозоем (девон, карбон, пермь). В верхней части разреза залегает мощная (до 900 м) соленосная формация (гипсы, ангидриты, каменная и калийная соли), являющаяся продуктом раннекунгурского эвапоритового бассейна.

Центральной и южной частям Соликамской депрессии свойственна прямая гидрогеохимическая зональность, выражающаяся в увеличении M подземных вод с глубиной (от 1–3 г/л в верхней перми до 270–290 г/л в девоне на глубине 2,5–2,7 км), росте метаморфизации рассолов (rNa/rCl 0,95 ... 0,60) и концентрации в них брома (до 1450 мг/л), снижении сульфатности ($rSO_4 \times 100/rCl$ 2,5 ... 0,1). Содержание йода в рассолах не превышает 20 мг/л.

Северная, особенно северо-восточная, наиболее глубокая, примыкающая к Уралу часть впадины, в пределах которой расположены Гежская, Кисловская, Язьвинская, Северная, Верхнесоликамская и другие нефтеразведочные площади, имеет отчетливо выраженную инверсионную гидрогеохимическую зональность. Она проявляется сначала в росте M (до 260 г/л), а затем в резком снижении M (до 80–30 г/л) рассолов с глубиной, вызванном уменьшением содержания главных ионов (Cl, Na, Ca), сопровождающимся изменением concentra-

ций Br, I, степени метаморфизации, сульфатности вод и других геохимических показателей и свойств. Наиболее опресненные рассолы приурочены к карбонатному (рифогенному) комплексу верхнего девона – нижнего карбона на глубине 1,9–2,4 км (рис. 1). При этом степень метаморфизации их снижается (rNa/rCl 0,39 ... 0,90), а сульфатность, напротив, увеличивается ($rSO_4 \times 100/rCl$ 0,3 ... 6,4). Эти изменения сопровождаются усилением щелочности вод (содержание HCO_3 увеличивается от 50–100 до 1000–1200 мг/л) и уменьшением концентрации Br (от 1400–1200 до 300–100 мг/л и менее). Опресненные относительно основного гидрогеохимического фона (пластовых рассолов) воды отличаются очень высокими концентрациями йода (до 60–70, иногда 130–140 мг/л). Гидрогеохимическая инверсия ассоциируется с газоконденсатными и нефтегазовыми залежами в франско-турнейском комплексе, перекрытом визейскими глинами.

Имеется несколько гипотез, объясняющих с различных позиций формирование инверсионных гидрогеохимических разрезов в седиментационных бассейнах: 1) проникновение в глубокие горизонты маломинерализованных вод современной или древней инфильтрации; 2) дегидратационные процессы в глинистых толщах, сопровождающиеся выделением химически связанной кристаллизационной воды; 3) конденсация водяных паров из водоуглеводородной газовой фазы; 4) разбавление пластовых рассолов флюидами ювенильного происхождения.

Сразу же следует исключить влияние инфильтрационных вод при формировании инверсионного гидрогеохимического феномена. Этому, в частнос-

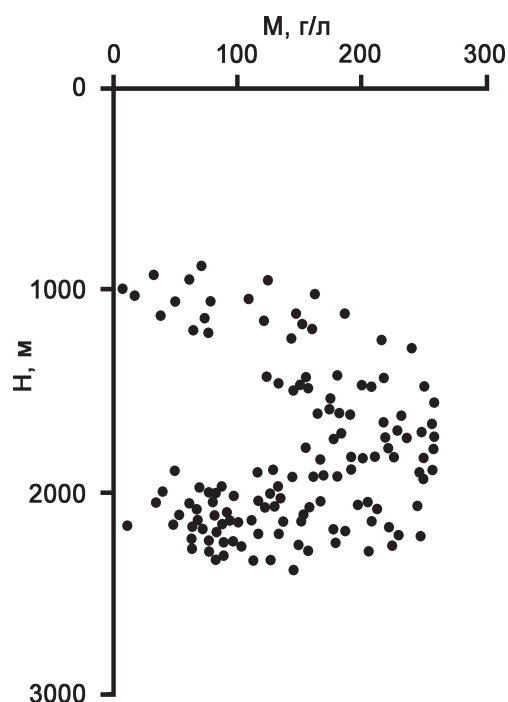


Рис. 1. Инверсионный тип гидрогеохимической зональности Соликамской впадины

ти, противоречат очень высокие концентрации в опресненных рассолах йода и гидрокарбонатного иона. Как известно, в маломинерализованных инфильтрационных водах первый практически отсутствует, а содержание второго не превышает 200–300 мг/л. Подстилаемая опресненными водами нефть не затронута гипергенными окислительными процессами, что неизбежно должно было бы произойти в случае внедрения в залежь инфильтрованных кислородсодержащих вод.

Известно, что дегидратация глин, как фактор, способствующий снижению M соленых вод и рассолов глубоководных толщ, наиболее значима для молодых мезозойско-кайнозойских бассейнов, выполненных слабо- и среднелитифицированными осадками и характеризующихся высокими геотермическими градиентами. В Соликамской впадине дегидратационные явления не могут быть причастными к формированию опресненных рассолов в связи с крайне ограниченным развитием терригенных пород в подсолевом палеозое, с одной стороны, и достаточно высокой степенью их литификации — с другой.

Как представляется, вряд ли оправдано и привлечение эндогенного фактора к формированию подобного гидрогеохимического феномена в предгорном прогибе древней платформы. Об этом свидетельствуют результаты исследования изотопного состава гелия флюидов осадочного чехла востока Русской плиты [Поляк и др., 1979]. Низкая величина изотопно-гелиевого отношения $^3\text{He}/^4\text{He}$ (в среднем $1,94 \cdot 10^{-8}$) указывает на коровую природу гелия и вмещающих его флюидов (рассолов, нефтей и газов).

Конденсатогенные воды, как уже указывалось, представляют собой особый тип подземных вод, пространственно и генетически связанных с залежами углеводородных газов. Сам механизм формирования конденсатогенных вод и последующие процессы взаимодействия с пластовыми рассолами и породами хорошо объясняют геохимическую специфику образующихся промежуточных смесей: их пониженную относительно окружающих фоновых рассолов M , обогащенность HCO_3 , обедненность Br и др. Как показали экспериментальные исследования [Колодий, 1975], при испарении пластового рассола в водоуглеводородную фазу полностью переходят ионы HCO_3 и CO_3 тогда как I и Br остаются в исходном растворе. Поэтому по мере разбавления конденсатогенной водой пластового рассола концентрация Br в нем должна неизбежно снижаться, а HCO_3 — возрастать, что и происходит в природной ситуации.

Учитывая геохимические особенности процессов дистилляции — конденсации в земных недрах, высокая йодоносность вод конденсационного происхождения Соликамской впадины, вероятнее всего, обусловлена экстракцией I из органоминеральных соединений пород венда и девона как в процессе

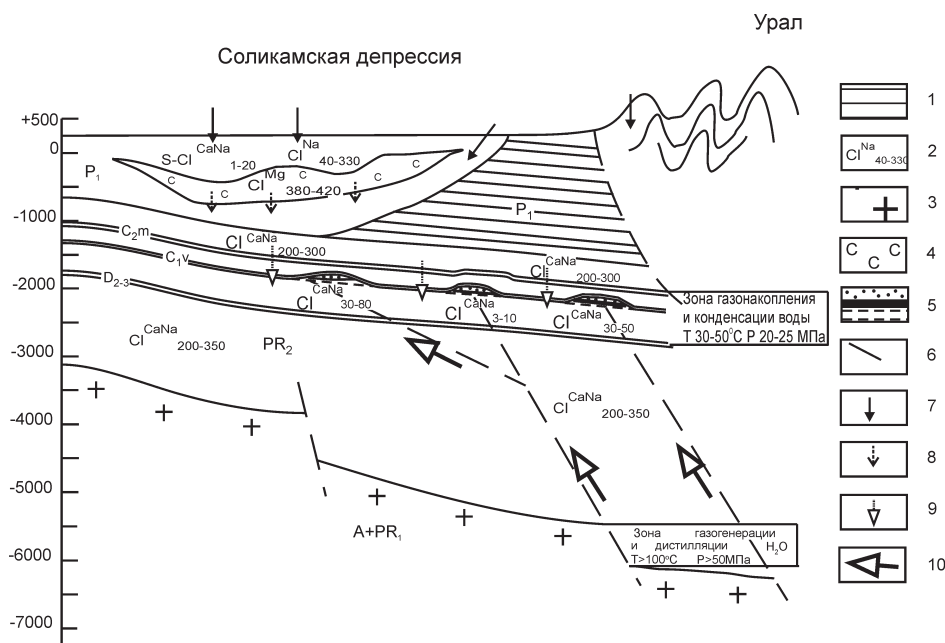
вертикальной миграции водоуглеводородных смесей из зоны газообразования в зону газонакопления, так и при взаимодействии этих вод с породами непосредственно в залежи в условиях мягкого термализма. На это указывает прямая корреляционная зависимость между I и NH_4 , который, как и I , также является продуктом деструкции азотсодержащего органического вещества. Хлоридные рассолы с умеренной M и метаморфизацией, восстановительной реакцией среды и высокой щелочностью представляют наиболее благоприятную среду для аккумуляции в них йода [Крайнов и др., 2004].

Необходимо также обратить внимание на существенные различия физико-химических свойств нефтей франско-турнейского комплекса для районов Соликамской депрессии с нормальным и инверсионными типами гидрогеохимической зональности. Установлено [Фрик, 1995], что именно к северо-восточной части депрессии и передовым складкам Урала приурочены не претерпевшие заметных гипергенных изменений наиболее легкие (плотность менее $0,80 \text{ г/см}^3$) нефти нафтеново-метанового типа, характеризующиеся меньшим содержанием серы, смол, асфальтенов и большим — бензиновых фракций. В ее пределах, в отличие от сопредельных районов Волго-Уральской нефтегазоносной области, в нефтях практически отсутствуют металлопорфирины (ванадиевые и никелевые комплексы) и отношение пристан/фитан в составе изопреноидных углеводородов достигает максимальных значений (больше 2–3). Все это объясняется участием процессов конденсатообразования в формировании залежей углеводородов в условиях более высоких стадий катагенетических преобразований нефтегазоматеринских пород.

Судя по всему, процессы генерации газообразных углеводородов и подземного испарения воды протекают на глубине 5–7 км в девонско-вендских отложениях, где $T > 100^\circ\text{C}$, а $P > 50 \text{ МПа}$. Отсюда из зоны газообразования происходит восходящая струйная миграция значительных количеств водоуглеродных смесей на глубину 1,9–2,4 км во франско-турнейский карбонатный комплекс ($T 30\text{--}40^\circ\text{C}$, $P 20\text{--}25 \text{ МПа}$), экранированный толщей визейских глин нижнего карбона (рис. 2). Процессы подземной дистилляции — конденсации воды и образования углеводородных скоплений носят локальный сопряженный характер; они реализуются только в предгорной наиболее глубокой и тектонически нарушенной зоне Соликамской впадины и, не исключено, в недрах сопредельной части Уральского горноскладчатого сооружения. При этом относительно короткие пути миграции (тысячи метров) и высокие скорости движения водоуглеводородных смесей по проницаемым разломам, определяющие темпы снижения T и интенсивность выделения свободной воды из углеводородов, препятствуют диффузионному и конвекционному рассеянию флюида.

Рис. 2. Принципиальная схема формирования конденсатогенных вод в Соликамской впадине

1 — слабопроницаемые глинистые породы; 2 — индекс химического состава и минерализация подземных вод; 3 — кристаллический фундамент бассейна; 4 — нижнепермская эвапоритовая формация; 5 — флюидная система «углеводородный газ — нефть — конденсатогенная вода»; 6 — флюидопроницаемый разлом; 7–10 — направление миграции флюидов: 7 — инфильтрационного, 8 — молекулярно-диффузионного, 9 — плотностной (концентрационной) конвекции, 10 — водоуглеводородного конденсатогенного



Конденсационные процессы, протекающие в недрах нефтегазоносных седиментационных бассейнов, вызывают опреснение пластовых рассолов и формирование инверсионных гидрогеохимических разрезов, что в свою очередь может привести к существенной перестройке гидрогеодинамической структуры бассейнов под влиянием процессов молекулярной диффузии и концентрационной конвекции. В свете полученных данных следует полагать, что в глубоких частях эпикарельских нефтегазоносных бассейнов, где гидростатический фактор теряет свое значение, а элизионные процессы давно завершились, массоперенос в современную эпоху осуществляется под совокупным воздействием, с одной стороны, процессов испарения — конденсации воды в углеводородных системах, ведущих к формированию зон опресненных рассолов, а с другой — возбуждаемых ими диффузии вещества из пластовых рассолов и плотностной конвекции рассолов из вышележащих комплексов. Конвективно-диффузионные процессы стремятся уничтожить зону опреснения и, таким образом, привести литолого-гидрогеохимическую систему в состояние термодинамического равновесия. В подобной ситуации существование инверсионных гидрогеохимических разрезов обеспечивается благодаря различным скоростям протекания указанных процессов.

Из изложенного явствует, что конденсатогенные воды являются принадлежностью газовых, газоконденсатных и газоконденсатнефтяных месторождений. Они являются одним из гидрогеохимических показателей газоносности локальных структур. Значительные скопления этих вод свидетельствуют об относительно недавнем времени формирования залежей углеводородов.

Судя по всему, конденсатогенные воды распространены и в недрах внутренней зоны Бельской впадины, имеющей большое сходство с соликамской частью Предуральяского прогиба. Однако здесь они практически не изучены, поскольку при интерпретации гидрогеохимической информации, полученной в ходе нефтегазопромысловых работ, эти воды были отнесены или к инфильтрационным, или к техногенным растворам, используемым при бурении скважин и, таким образом, незаслуженно выпали из поля зрения исследователей.

Литература:

- Дуршимьян А.Г. Газоконденсатные месторождения. М.: Недра, 1979. 335 с.
- Колодий В.В. Подземные конденсационные и соляночные воды нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений. Киев: Наукова Думка, 1975. 122 с.
- Колодий В.В. Пресные и маломинерализованные воды глубоких горизонтов нефтегазоносных водонапорных бассейнов // Маломинерализованные воды глубоких горизонтов нефтегазоносных провинций: Сборник научных трудов. Киев: Наукова Думка, 1985. С. 7–25.
- Никаноров А.М. Методы нефтегазопромысловых гидрогеологических исследований. М.: Недра, 1977. 256 с.
- Поляк Б.Г., Толстихин И.Н., Якуцени В.П. Изотопный состав гелия и тепловой поток — геохимический и геофизический аспекты тектогенеза // Геотектоника. 1979. № 5. С. 3–23.
- Попов В.Г., Яковлев Ю.А. Гидрогеохимическая инверсия в зоне рассолов Соликамской впадины // Гидрогеология и карстоведение: Межвуз. сб. на-учн. тр. Вып. 14. Пермь: Изд-во ПГУ, 2002. С. 64–72.
- Крайнов С.Р., Рыженко Б.Н., Швец В.М. Геохимия подземных вод. Теоретические, прикладные и экологические аспекты. М.: Наука, 2004. 677 с.
- Фрик М.Г. Закономерности распределения иномаркеров в нефтях и нефтематеринских породах: Обзор. М.: Геоинформмарк, 1995. Вып. 4. 42 с.