

5. **Коробов А. Д.** Гидротермально-метасоматические процессы погребенных палеорифтов Западной Сибири и их роль в формировании резервуаров нефти и газа / А. Д. Коробов, Т. Ф. Букина, Д. А. Шелепов // Вестник Томского государственного университета. – 2003. – № 3 (2). – С. 286–288. – (Приложение).
6. **Костов И.** Минералогия / И. Костов. – М. : Мир, 1971. – 584 с.
7. **Лукин А. Е.** Литогенез и нефтеносность юрских терригенных отложений Среднеширотного Приобья / А. Е. Лукин, О. М. Гарипов // Литология и полезные ископаемые. – 1994. – № 5. – С. 65–85.
8. **Москвин В. И.** Генезис нефтей Шаимского нефтегазоносного района / В. И. Москвин, В. П. Данилова, Е. А. Костырева [и др.] // Особенности геологического строения и разработки месторождений Шаимского нефтегазоносного района. – Урай-Тюмень, 2002. – С. 183–192.
9. **Ушатинский И. Н.** О дикките и накрите в отложениях мезозоя Западной Сибири / И. Н. Ушатинский, П. К. Бабицын, Ф. П. Киселева // Доклад АН СССР. – 1973. – Т. 209, № 3. – С. 677–679.
10. **Франк-Каменецкий В. А.** Трансформационные преобразования слоистых силикатов при повышенных P-T параметрах / В. А. Франк-Каменецкий, Н. С. Котов, В. А. Гойло. – Л. : Недра, 1983. – 151 с.

ЙОДО-БРОМНЫЕ ВОДЫ ОРЕНБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

О.М. Севастьянов, заведующий лабораторией гидрогеологии;
Е.Е. Захарова, заместитель заведующего лабораторией гидрогеологии
ООО «ВолгоУралНИПИГаз», г. Оренбург,
тел.: 8 (3532) 73-13-90; e-mail: gidrogeolog@yunipigaz.ru

Рецензия: Мурзагалиев Д.М.

Дана оценка подземных вод Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения как йодо-бромного сырья.

An estimation of Orenburg oil-gas-condensate field's underground waters is given as iodine bromine raw material.

Ключевые слова: подземные воды, йод, бром.

Key words: underground waters, iodine, bromine.

Для промышленного извлечения йода и брома приняты следующие предельно минимальные концентрации их в воде: йода – 18 мг/л (йодные воды), брома – 250 мг/л (бромные воды), при совместном извлечении йода и брома (йодо-бромные воды) концентрации их должны быть не менее 10 мг/л и 200 мг/л соответственно. Подземные воды с такими и более высокими концентрациями йода и брома на Оренбургском НГКМ развиты в соляных отложениях кунгурского яруса нижней перми, перекрывающих газоконденсатную залежь, и в карбонатных отложениях нижней перми и карбона, подстилающих газоконденсатную залежь.

Рассолы соленосных отложений кунгурского яруса нижней перми. В соленосных кунгурских отложениях рассолы развиты в виде нескольких линз. Скважины, вскрывшие рассолы, расположены по площади неравномерно, преимущественно группами на западном, северо-западном, северном, юго-восточном, южном участках месторождения и в районе газоперерабатывающего завода. Рассолы вскрыты на глубинах 425–1301 м от поверхности

земли. Рассолы самоизливающиеся, со статическим давлением на устье скважин от 0,8 до 6,0 МПа. Плотность кунгурских рассолов – 1,194–1,280 г/см³. Преобладают значения 1,231–1,247 (в среднем 1,240) г/см³. Пластовое давление рассолов 8,3–18,8 МПа. Дебиты рассолов при самоизливе колеблются по скважинам в очень широком диапазоне (от 10 до 10000 м³/сут) как в целом по территории, так и в пределах каждого участка. Преобладают дебиты 100–1000 м³/сут. Запасы рассола в отдельных линзах от 1 до 7 млн м³.

Рассолы имеют общую минерализацию 308–365 г/л, рН 4,5–6,0, по классификации В.А. Сулина относятся к хлормагниевому типу. В анионном составе доминирует хлор-ион. Из катионов в большинстве случаев преобладает магний, реже натрий, содержание кальция низкое. Для кунгурских рассолов характерны высокие содержания калия, брома, бора и сравнительно невысокие концентрации йода, стронция. Содержание калия составляет 13125–41923 мг/л (6,6–17,4 % экв. от суммы катионов); брома – 985–5333 мг/л (0,16–1,0 % экв. от суммы анионов); бора – 218–1219 мг/л (в среднем около 500 мг/л). Содержание йода – 2,54–20,7 мг/л (преобладают значения 11–16 мг/л).

Несмотря на очень высокие содержания брома, калия, магния и приемлемые содержания йода, кунгурские рассолы как гидроминеральное сырье бесперспективны по следующим соображениям. Они имеют разобценное, линзовидное распространение, небольшие запасы в линзах, характеризуются большими колебаниями дебита в скважинах, расположенных в пределах одной линзы. Конфигурация линз очень прихотливая, что делает сложным попадание скважиной в линзу рассола. В процессе эксплуатации фонтанным способом дебиты рассола быстро снижаются, а в стволе скважин отлагаются выпавшие соли, что приводит к полному прекращению фонтанирования.

Пластовые воды карбонатных отложений нижней перми и карбона, подстилающие газоконденсатную залежь. Разрабатываемая газоконденсатная залежь размером 125 × 25 км и толщиной до 520 м приурочена к карбонатным отложениям нижней перми (артинский, сакмарский, ассельский ярусы), верхнего карбона и московского яруса среднего карбона. Глубина кровли залежи – 1300–1600 м. Залежь подстилается нефтяной оторочкой, имеющей зонально-мозаичное распространение и толщину в среднем 20 м. Ниже развита водонапорная система, охватывающая карбонатные отложения нижней перми и карбона до подстилающих терригенных экранирующих отложений ордовика. Водонапорная система карбонатных пород развита до глубины 3360 м и имеет толщину до 1500 м. Газожидкостной контакт (ГЖК) до начала разработки залежи находился на абсолютной отметке минус 1750 м. Пластовое давление на этой отметке до начала разработки залежи было 20,6 МПа, пластовая температура – 32 °С.

Водонапорная система месторождения опробована в скважинах на разной глубине, от 1820 до 3360 м, в различных стратиграфических горизонтах. Отложения от артинского яруса нижней перми по московский ярус среднего карбона обводнены очень неравномерно. Большинство опробованных скважин характеризуются невысокими дебитами воды, от 0,2 до 10 м³/сут. На фоне общей невысокой водоносности встречаются более обводненные зоны, из которых водопитоки составляют 50–140 м³/сут и даже 345–864 м³/сут.

Нижележащие визейско-башкирские отложения, развитые на глубине от 2074 до 3042 м, обладают большей водоносностью. Из небольших по длине (6–40 м) интервалов испытания башкирского и серпуховского ярусов получены дебиты воды от 1,7 до 110 м³/сут. Более высокой водоносностью характе-

ризуются оксидные породы визейского яруса, в которых из интервалов длиной 7–16 м дебиты воды составляли 60–360 м³/сут. При откачке воды из скважин с длиной открытого ствола 173–646 м дебиты воды составляли 360–864 м³/сут. до соляно-кислотных обработок и 588–1382 м³/сут. после СКО.

Пластовые воды по всему разрезу водонапорной системы характеризуются близким, практически однородным составом. Они имеют плотность 1,16–1,18 г/см³, общую минерализацию 240–280 г/л, в ионном составе доминируют хлор и натрий, кальций преобладает над магнием калий содержится в количестве 1400–2000 мг/л. Содержание микроэлементов (мг/л) йода – 10–25, брома – 345–990, лития – 13–43, стронция – 216–308. Газонасыщенность пластовых вод 1100–4000 см³/л. Водорастворенный газ содержит (в %): углеводороды – 22–46; азот – 0,5–0; двуокись углерода (углекислый газ) – 25–50; сероводород – 21–54.

Газоконденсатная залежь и водонапорная система гидродинамически взаимосвязаны, поэтому разработка залежи с самого начала (1974 г.) до настоящего времени сопровождается активным обводнением. Эксплуатационные газовые скважины имеют глубину 1800 м. Забои их отстоят на несколько десятков метров от подстилающих залежь пластовых вод. На начальной стадии происходит вертикальное или близкое к нему (конусообразное) подтягивание подошвенной пластовой воды к забоям газовых скважин по системе трещин. Вода потоком газа полностью не выносится из скважины и постепенно накапливается в стволе скважины, заполняя его и препятствуя поступлению газа. Со временем некогда дававшая газ скважина становится наполненной пластовой водой и газа уже не дает.

По состоянию на 01.01.2008 г., когда из газоконденсатной залежи отобрано более 65,6 % первоначальных запасов газа, процессом обводнения охвачены зоны всех УКПГ. Из общего фонда когда-либо эксплуатировавшихся скважин 32 % скважин охвачено обводнением. Всего на ОНГКМ за сутки в среднем попутно с газом добывается 2420,7 м³ пластовой воды. Это составляет в последние годы около 1 млн м³ в год.

Всего же по расчету, основанному на снижении пластового давления в водонапорной системе ОНГКМ, в газоконденсатной залежи на начало 2008 г. находится 100 млн м³ пластовой воды. Добыча воды около 1 млн м³ в год обусловлена энергетическими возможностями добываемого газа, давление которого в залежи закономерно снижается. Поэтому ряд обводненных скважин стоят заполненные водой, которую газ не в состоянии поднять на поверхность. При необходимости эти скважины можно запустить в работу, добывая из них и воду, и газ. Запасы воды в той части водонапорной системы, которая сейчас затронута дренающим влиянием отбора газа из залежи, превышают 845 млн м³. По мере расширения депрессионной воронки в водонапорной системе будут задействованы значительно большие запасы пластовой воды.

Газоконденсатная залежь обводнена неравномерно по площади и по разрезу. Наиболее обводненной является центральная часть месторождения, охватывающая зоны УКПГ, – 1, 2, 3, 6, 7, 8, 12. По разрезу наиболее обводнена нижняя его часть – отложения карбона. В несколько меньшей степени обводнены вышележащие отложения ассельского яруса нижней перми, и совсем незначительно затронута обводнением верхняя часть газоконденсатной залежи (сакмаро-артинские отложения). Таким образом, налицо уменьшение обводнения залежи снизу вверх по разрезу по мере удаления от подошвенных вод, подстилающих залежь.

На основании приведенных данных пластовые воды водонапорной системы ОНГКМ представляются нам перспективными в качестве йодо-бромного гидроминерального сырья. Самым простым вариантом их использования является бурение скважин глубиной 2300–2700 м на наиболее водообильный визейско-башкирский комплекс карбонатных отложений. Из этих отложений дебит воды одной скважины ожидается от 500 до 1000 м³/сут. Добыча воды должна осуществляться посредством глубинных насосов. Преимуществом данного варианта использования гидроминерального сырья, кроме значительных дебитов воды, является наилучшее ее качество. Это чисто пластовая вода, не разбавленная никакими техническими жидкостями, т.е. содержащая природные концентрации полезных компонентов. Она содержит также минимальное для данного региона количество токсичных водорастворенных газообразных примесей, прежде всего сероводорода. Однако с позиции экономики этот вариант является наиболее дорогостоящим, поскольку требует бурения значительного количества новых скважин при нынешней стоимости строительства одной такой скважины не менее 30 млн рублей.

Второй вариант заключается в добыче пластовой воды, вошедшей в газоконденсатную залежь и уже сейчас отбирающейся эксплуатационными газовыми скважинами. Конечно, того количества попутной пластовой воды, которое сейчас добывается на месторождении, явно недостаточно для рентабельного использования ее в качестве гидроминерального сырья. Необходимо интенсифицировать добычу воды, для чего следует запустить в работу наиболее обводненные газовые скважины. В настоящее время такие скважины после их самоглушения пластовой водой выводятся из эксплуатации. Потребуется их оборудование глубинными насосами и обеспечение совместной добычи пластовой воды и газа. В этом случае будут решаться одновременно две задачи – добыча воды как гидроминерального йодо-бромного сырья и добыча газа.

В экономическом отношении второй вариант более привлекательный, так как не требует затрат на бурение новых скважин. Кроме того, рентабельность добычи воды повышается благодаря добываемому при этом газу. В технологическом отношении данный вариант уступает первому варианту, так как пластовая вода будет в какой-то степени разбавлена техническими жидкостями, применяемыми при добыче газа. Она будет также содержать значительно большее количество токсичных примесей, прежде всего растворенного сероводорода. И еще одним существенным недостатком второго варианта являются намного более низкие дебиты воды скважин, которые могут быть принятыми максимум 50–100 м³/сут на одну скважину, что на порядок ниже, чем по первому варианту.

Положительным фактором для обоих вариантов является то, что на Оренбургском месторождении имеется сеть поглощающих скважин, через которые осуществляется закачка попутных пластовых вод в глубокие поглощающие горизонты. Правда, в случае интенсификации добычи воды как гидроминерального сырья количество ее значительно возрастет, что повысит нагрузку на поглощающие скважины, в которые будет закачиваться отработанная вода после извлечения из нее полезных компонентов.

В любом случае как для первого, так и для второго варианта потребуются проведение ряда проработок, промысловых и технологических исследований, экономических расчетов.