

ГОРНОПРОМЫШЛЕННАЯ ГЕОЛОГИЯ, ГИДРОЛОГИЯ И ГЕОЭКОЛОГИЯ

УДК 553.98:550.84

DOI:10.7242/echo.2021.1.1

ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА ВОД ПРИПОВЕРХНОСТНОЙ ГИДРОСФЕРЫ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЕРМСКОГО ПРИКАМЬЯ

А.А. Борисов

Горный институт УрО РАН, г. Пермь

Аннотация: Проанализированы особенности ионно-солевого состава вод наблюдательных гидрогеологических скважин, используемых для контроля состояния приповерхностной гидросферы на разрабатываемых нефтяных месторождениях Пермского Прикамья. Установлено, что к числу основных компонентов-индикаторов процессов техногенеза наиболее информативно использование содержания в водах хлоридов и сульфатов. Рассмотрены основные факторы, влияющие на формирование фоновых полей данных компонентов.

Ключевые слова: Пермское Прикамье, нефтяные месторождения, приповерхностная гидросфера, состав вод, наблюдательные гидрогеологические скважины.

Согласно «Программе производственного экологического контроля источников антропогенного воздействия ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на окружающую среду» (2009) для контроля состояния приповерхностной гидросферы предусматривается использование наблюдательных гидрогеологических скважин (нг-скважины), располагаемых вблизи нефтепромысловых объектов (кусты скважин, ДНС, НГСП) [3]. Объектами гидрогеохимического мониторинга являются пресные подземные воды (зона активного водообмена). Наблюдение за состоянием подземных вод строится на ежеквартальном опробовании нг-скважин, что позволяет получать временные «срезы» изменения гидрогеохимического фона.

Глубина наблюдательных скважин изменяется в достаточно широких пределах (от 15 до 250 м), и отвечает мощности зоны пресных вод, приуроченной к верхней части осадочного разреза. Данная зона на территории Пермского Прикамья имеет различную мощность: в пределах платформенной части от 5-10 м в долинах рек до 20-30 м на междуречьях, в Соликамской депрессии – до 150-250 м. Ниже по разрезу распространены соленые воды (минерализация 1-35 г/л) и рассолы (минерализация более 35 г/л) [1].

Методологической основой выявления признаков нефтепромыслового загрязнения приповерхностной гидросферы является сопоставление получаемой гидрохимической информации с естественными фоновыми концентрациями контролируемых показателей. В качестве последних наиболее информативно использование хлоридов и сульфатов, являющихся основными анионами пластовых вод и имеющих утвержденные санитарно-гигиенические нормативы (ПДК). Как показывают результаты многолетних геоэкологических исследований, основным негативным последствием разработки нефтяных залежей является загрязнение приповерхностной гидросферы хлоридами [3]. Вместе с тем, совершенно очевидно, что эффективность выявления признаков загрязнения зависит от информации о реальном гидрогеохимическом фоне. Фоновые гидрохимические поля концентраций в пределах каждого объекта (месторождения) должны рассматриваться как нормальные, формирование которых обусловлено преимущественно одним фактором – литологией водовмещающих пород. Без информации о реальном

гидрохимическом фоне оценка современного состояния приповерхностной гидросферы затруднена.

Так, для наблюдательных скважин месторождений Бымско-Кунгурской впадины наиболее характерной особенностью является повышенная сульфатность (коэффициент $rSO_4^{-2} \times 100/rCl^-$) при малых значениях коэффициента метаморфизации вод (rNa^+/rCl^-) и кальций-магниевого коэффициента (рис. 1). Подобный состав вод обусловлен приуроченностью зоны опробования к водоносному горизонту кунгурскому ярусу, сложенному иренскими (P_{1ir}) карбонатно-сульфатным и филиповскими (P_{1phl}) карбонатными трещино-карстовыми отложениями. Близкий характер вод отмечается и для многих наблюдательных скважин на месторождениях Башкирского свода, что также связано с значительной загипсованностью водовмещающих отложений.

Для вод нг-скважин Пермского свода отличительной особенностью является широкий диапазон значений кальций-магниевого коэффициента (рис. 1), что связано со значительной изменчивостью литологического состава водовмещающих отложений.

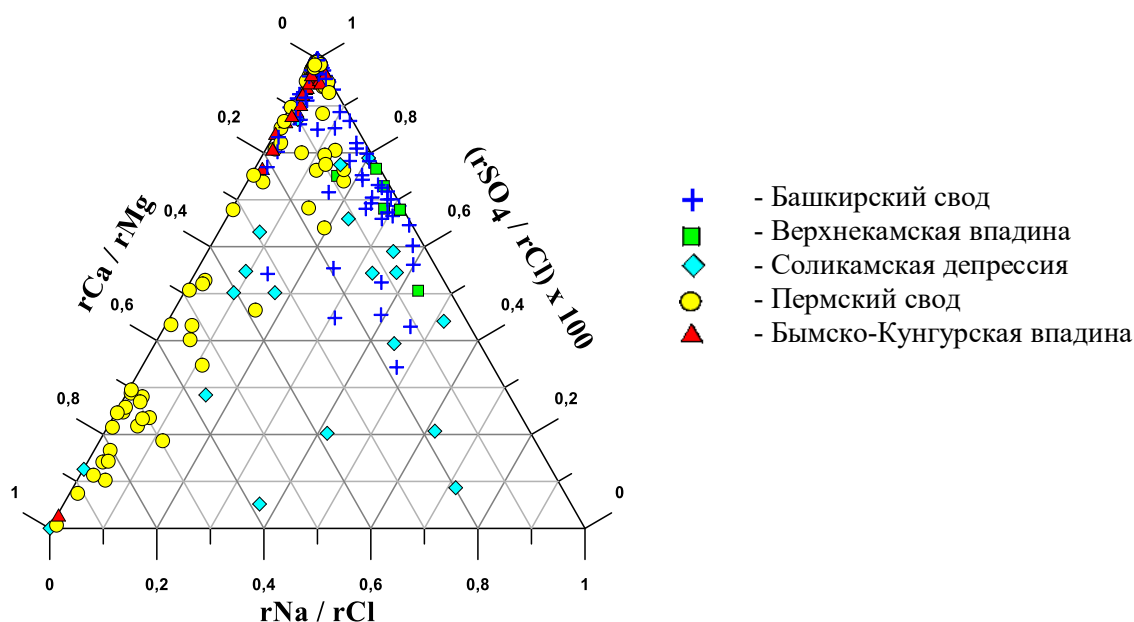


Рис. 1. Характеристика вод нг-скважин на нефтяных месторождениях Пермского Прикамья

На некоторых месторождениях на малых глубинах (до 100 м) в зоне пресных вод наблюдается появление значительных концентраций хлоридов, что приводит к снижению коэффициентов rNa^+/rCl^- и $rSO_4^{-2} \times 100/rCl^-$. Это природное явление обусловлено восходящей вертикальной миграцией флюидов из глубокозалегающих газонефтеводоносных комплексов по зонам повышенной трещиноватости [3].

Анализ ионно-солевого состава вод нг-скважин свидетельствуют, что для основной их части характерен гидрокарбонатно-натриево-кальциевый или сульфатно-кальциево-натриевый тип вод с минерализацией менее 10 г/л, что значительно отличает их от пластовых вод, которые по своему составу являются хлоридно-натриевыми и сульфатно-натриевыми при минерализации 200-280 г/л (рис. 2).

Определенная часть наблюдательных скважин характеризуется хлоридно-натриевым и сульфатно-кальциевым составом вод. В основном это наблюдательные скважины, вскрывшие водоносные горизонты кунгурских сульфатно-карбонатно-

терригенных и соликамских соляно-мергельных отложений. Наиболее ярко подобные гидрохимические особенности приповерхностной гидросферы характерны Соликамской депрессии, включая территории Верхнекамского месторождения калийных солей (ВКМКС) (рис. 3).

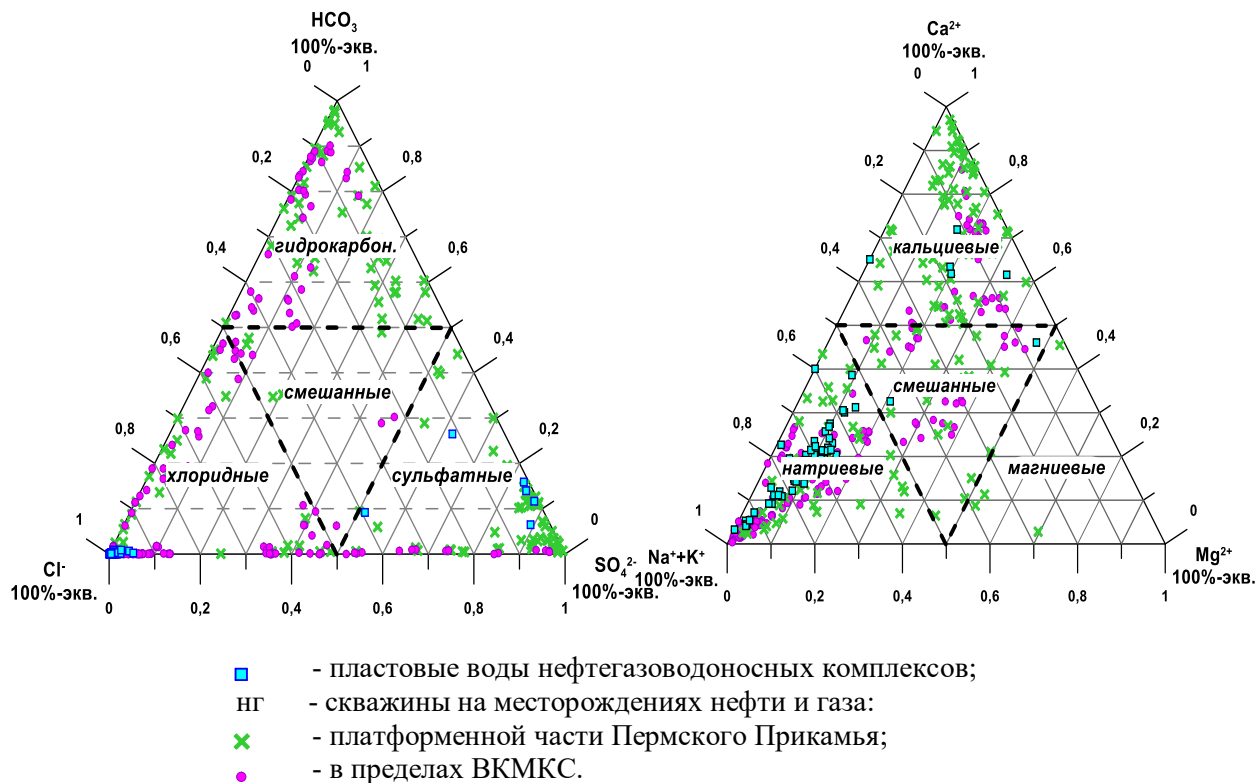


Рис. 2. Сопоставление состава вод нг-скважин и нефтегазоводоносных комплексов Пермского Прикамья

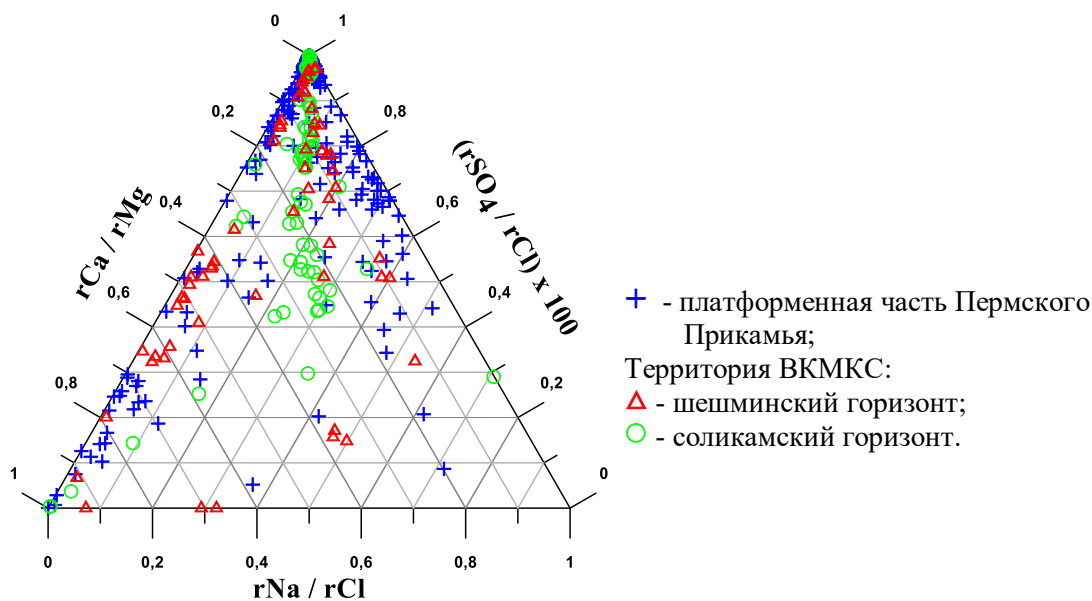


Рис. 3. Сравнительная характеристика вод нг-скважин на территории ВКМКС и платформенной части Пермского Прикамья

На территории ВКМКС в надсолевой толще выделяются два принципиально отличных друг от друга водоносных комплекса: шешминский терригенный горизонт ($P_1\text{šš}$), и соликамский горизонт, включающий терригенно-карбонатную (P_1sl_2) и соляно-мергельную (P_1sl_1) толщи [3].

Наблюдательные скважины на шешминский горизонт вскрывают зону пресных вод гидрокарбонатно-кальциевой гидрохимической фации, близких по составу к водам зоны активного водообмена платформенной части Пермского Прикамья (рис. 3).

Водовмещающие породы верхней части соляно-мергельной толщи (СМТ), представленные мергелями и известняками и содержащие слабоминерализованные воды сульфатно-кальциевого состава, относятся к зоне затрудненного водообмена. В нижней части СМТ обнаружены не имеющие сплошного распространения проницаемые слои, содержащие хлоридно-натриевые рассолы («рассольный горизонт»). По своему составу они близки к пластовым водам нефтегазоносных комплексов (рис. 2) и содержат повышенные концентрации хлоридов, что обусловлено взаимодействием вод с сульфатно-галогенными породами [3]. Природный гидрохимический фон зоны затрудненного водообмена и «рассольного» горизонта характеризуется и повышенными содержаниями ряда микрокомпонентов (Br, NH_4), характерными для пластовых вод нефтегазоносных комплексов, что делает проблематичным их разделение по компонентам ионно-солевого состава. Учитывая, что согласно «Правил промышленной безопасности при освоении месторождений нефти на площадях залегания калийных солей» нг-скважины на территории ВКМКС предназначены для косвенного контроля за наличием вертикальных перетоков глубинных флюидов из подсолевой части разреза [4], использование их для этих целей весьма затруднено и требует привлечения дополнительной информации.

*Исследования выполнены в рамках госзадания по теме № 0422-2018-007
«Обоснование мероприятий по контролю и управлению гидросферой
в районах интенсивного недропользования»*

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гидрогеология СССР. Т. XIV. Урал / Под ред. И.К. Зайцева. – М.: Недра, 1972. – 648 с.
2. Костарев С.М. Принципы формирования систем экологического мониторинга в районах нефтедобычи (на примере Пермского края) // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2012. – № 9. – С. 30-35.
3. Кудряшов А.И. Верхнекамское месторождение солей / ГИ УрО РАН; [отв. ред. В.И. Раевский]. – Пермь: [Соликам. тип.], 2001. – 429 с.: ил.
4. Правила промышленной безопасности при освоении месторождений нефти на площади залегания калийных солей. ПБ 07-436-02: утв. Госгортехнадзор России 04.02. 2002 г., № 8. – М.: НТИЦ «Пром. безопасность», 2002. – 19 с. – (Нормативные документы по вопросам охраны недр и геолого-маркшейдерского контроля: сер. 07. Вып. 5).
5. Шимановский Л.А., Шимановская И.А. Пресные подземные воды Пермской области / [ПГУ и др.]. – Пермь, 1973. – 196 с.: ил.