

Гидрогеохимические показатели нефтегазоносности доюрского комплекса юго-восточного склона Александровского мегавала

Проблема глубинной нефти – крупнейшая научная проблема. Любое из её конечных решений может существенно изменить представления о потенциальных ресурсах не только территории юго-восточного склона Александровского мегавала, но и всего Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна в целом. На сегодняшний день перед геологами стоит довольно сложная задача: опираясь на фактический материал, собранный по палеозойским и другим древним породам, выявить наиболее перспективные участки территорий с точки зрения нефтегазоносности. В комплекс поисково-разведочных работ входит довольно много методов, одним из которых является гидрогеохимический анализ подземных вод. Проведённые исследования по оценке компонентного состава пластовых вод доюрского водоносного комплекса юго-восточного склона Александровского мегавала позволили выявить ряд показателей, указывающих на возможность образования, существования и сохранения ловушек углеводородов, в отложениях доюрского возраста изучаемого региона. Согласно гидрогеологическим критериям была обоснована перспектива поиска залежей нефти и газа на данной территории.

Ключевые слова: гидрогеохимические показатели, подземные воды, Александровский мегавал, доюрский комплекс, нефтегазоносность.

Введение

Типизация вод глубокозалегающих горизонтов имеет важное значение для качественной оценки перспектив нефтегазоносности (Назаров, 2010). Подземные воды, связанные с залежами нефти и газа, имеют специфический солевой и газовый состав в зависимости от фазового состава залежи. В качестве гидрогеохимических критериев (показателей нефтегазоносности) могут выступать самые разнообразные химические компоненты подземных вод, их отношения и повышенные концентрации (Кох, 2014).

Важная роль воды в процессах нефтеобразования признаётся большинством гидрогеологов (Кох, 2014; Vachu, Underschultz, 1993; Toth, 1987). Еще в первых работах М. Менна (1913), Дж. Ряча (1921, 1923) были изложены представления об образовании углеводородов в результате выделения газов из подземных вод и всплывания капелек нефти (Ионов, 2004).

Краткая характеристика района исследования

Территория исследования приурочена к юго-восточному склону Александровского мегавала. В административном отношении она расположена в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности, в районе среднего течения р. Обь, на границе Томской области и Ханты-Мансийского автономного округа (Гайдукова, 2006).

С тектонической точки зрения Александровский мегавал представляет собой положительную структуру первого порядка. Как и большинство структур чехла она имеет унаследованное развитие и соответствует северной части Назино-Сенькинского антиклинория. Мегавал имеет субмеридиональное простирание и ограничен с запада Колтогорским мегапрогибом, с востока – Усть-Тымской впадиной, на юге небольшой седловиной он отделяется от Среднеvasюганского мегавала, на севере он уходит за пределы Томской области (Сурков, 1981).

В данном случае, водовмещающими породами являются доюрские образования разного возраста с большим

разнообразием в формационном, петрографическом и литологическом отношении (Рис. 1) (Линдт, 2011).

Водоупорная кровля не выдержана. Ею служат глинистые отложения нижней юры, распространённые не повсеместно, а частично – кора выветривания непосредственно доюрских образований, развитая также не повсеместно. Эти породы служат хорошими экранами для залежей нефти и газа кровельной части доюрских образований (Биджаков, 1981).

По гидрогеологическому районированию юго-восточная часть Александровского мегавала располагается в Обском районе Западно-Сибирского артезианского бассейна (Горная энциклопедия, 2008).

Фактический материал

В нефтяной геологии пластовые воды глубокозалегающих горизонтов изучаются по пробам, отобраным в процессе испытания объектов в скважинах. Опробование водоносных горизонтов проводится не всегда качественно, что осложняет получение объективных выводов о перспективах нефтегазоносности с позиции гидрогеохимических критериев.

Специальных гидрогеологических исследований на территории юго-восточного склона Александровского мегавала не проводилось. Анализ пластовых вод доюрского водоносного комплекса проводился на основе данных по пробам, отобраным из 17 глубоких скважин Кошильской, Вахской, Трайгородской, Мурасовской и Чкаловской структур. Наиболее изученной в этом плане является Чкаловская площадь (12 скважин). Глубина отбора проб различна: от 2362 м в скважине № 3 на Трайгородской площади до 3347 м в скважине № 10 на Чкаловском месторождении.

Результаты анализа компонентного состава пластовых вод доюрского водоносного комплекса

Для прогноза нефтегазоносности, выбран максимальный возможный комплекс гидрогеохимических показате-

лей, указывающих на благоприятные условия генерации, миграции и аккумуляции УВ: коэффициент метаморфизации Na/Cl, Cl/Br, rCa/rMg, концентрации сульфат-иона (SO₄²⁻), гидрокарбонат-иона (HCO₃⁻), иона кальция (Ca²⁺), повышенные значения ионов аммония (NH₄⁺), йода (J⁻), брома (Br²⁺), газовый фактор, концентрация метана, наличие в водах тяжёлых УВ, аквабитумоидов (АБ), азота, бензола и толуола (Кох, 2014).

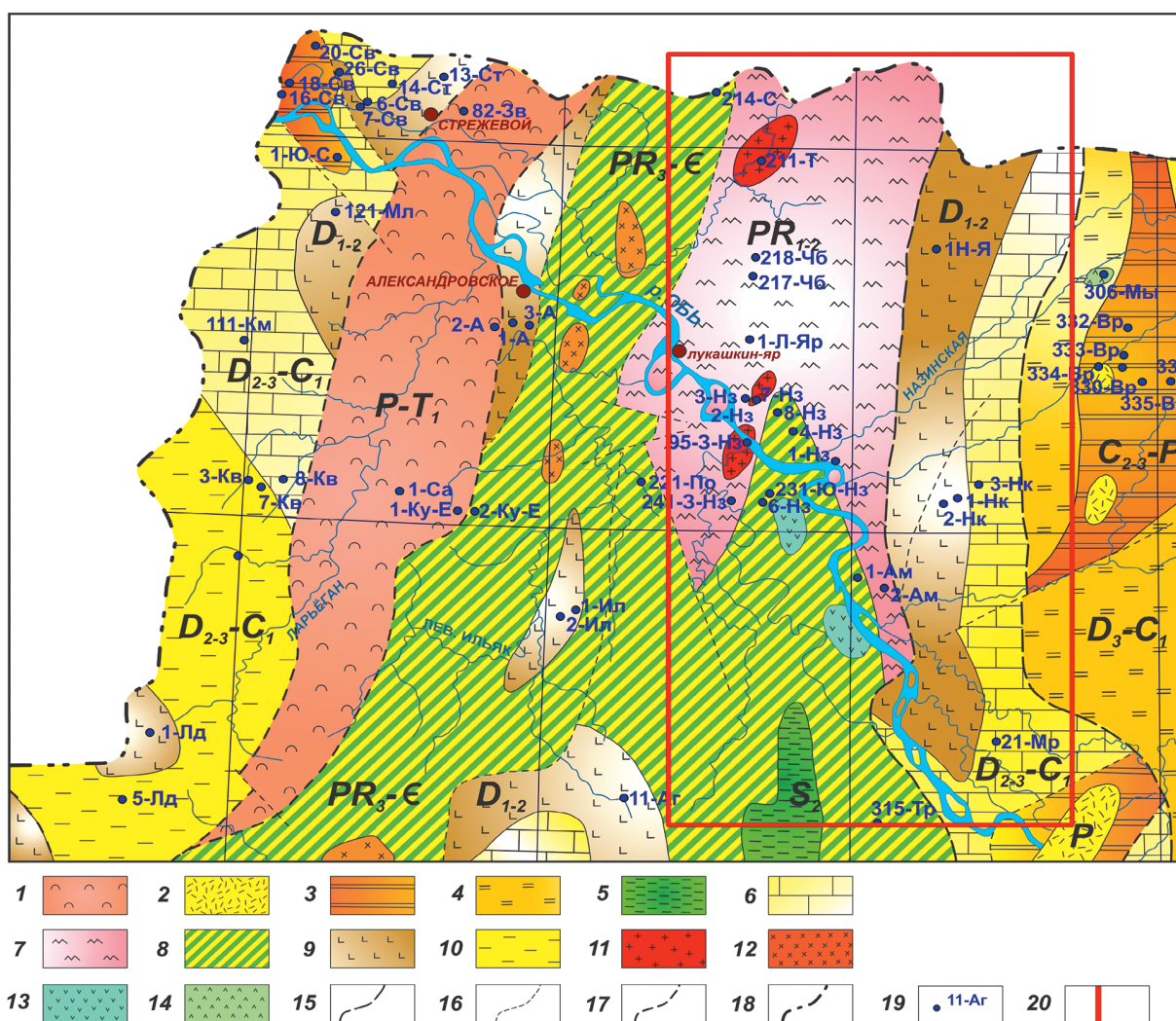
На практике доказано, что основные скопления УВ приурочены преимущественно к закрытым гидрогеологическим районам и структурам, воды которых характеризуются в основном хлоркальциевым типом. Воды такого типа формируются не на поверхности, а в гидрогеологически закрытой среде, аналогичной стадии формирования и сохранения залежей нефти (Мерчева, Смирнова, 2013).

Состав пластовых вод доюрского комплекса территории исследования характеризуется высоким содержанием

ем хлора 3,9-44,4 г/л (среднее 34,2 г/л), натрия – 1,0-24,0 г/л (среднее 18,6 г/л), кальция – 1,0-4,2 г/л (среднее 2,9 г/л). Содержание Mg незначительно, в среднем 0,4 г/л. Довольно высокое содержание кальция в подземных водах фундамента обусловлено широким распространением пород карбонатной формации (Рис. 1).

Доюрский водоносный комплекс исследуемого региона отличается от вышележащих юрских отложений наиболее высокой минерализацией вод (средняя 58,0 г/л), более высокой степенью метаморфизации химического состава (среднее Cl/Br = 0,34; rNa/rCl = 0,80) и повышенной закрытостью недр (средняя величина коэффициента закрытости по М.А. Гатальскому – 18,1).

По минерализации пластовые воды фундамента относятся к слабым рассолам (16,3-73,5 г/л) за исключением проб воды скважин № 1Р Трайгородской площади и № 4 Чкаловского месторождения, где воды характеризуются как



1 - пермь-нижний триас (P-T₁): трапповая формация; 2 - пермь (P): кислые и средние эффузивы и их туфы; 3 - верхний палеозой (C_{2,3}-P): терригенные уленосные отложения; 4 - верхний девон-нижний карбон (D_{2,3}-C₁): терригенные отложения с преобладанием глинистых сланцев и алевролитов; 5 - верхний силур (S₂): карбонатные пестроцветные отложения; 6 - средний и верхний девон - нижний карбон (D_{2,3}-C₁): известняки и мергели с прослоями доломитов и терригенных пород; 7 - протерозой (PR_{1,2}): гнейсы; 8 - поздний протерозой-кембрий (PR₃-E): вулканогенные формации, мраморы, метаморфические сланцы; 9 - нижний-средний девон (D_{1,2}): основные эффузивы, их туфы; 10 - средний и верхний девон - нижний карбон (D_{2,3}-C₁): терригенные отложения с прослоями и пачками известняков; 11 - протерозой (PR): интрузия гранитоидов (γ₂); 12 - поздний протерозой - кембрий (PR₃-E): интрузия сиенитов (ε); 13 - кембрий (E): интрузия габбро (ν); 14 - пермь (P): интрузия габбро-диоперитов, диабазов (νβ); 15 - глубинные разломы; 16 - тектонические нарушения; 17 - глубинные разломы между складчатыми областями; 18 - краевой шов; 19 - глубокие скважины их номера и индексы; 20 - условные границы территории исследования.

Рис. 1. Фрагмент геологической карты вещественного состава кровли фундамента Томской области (Линдт, 2011).

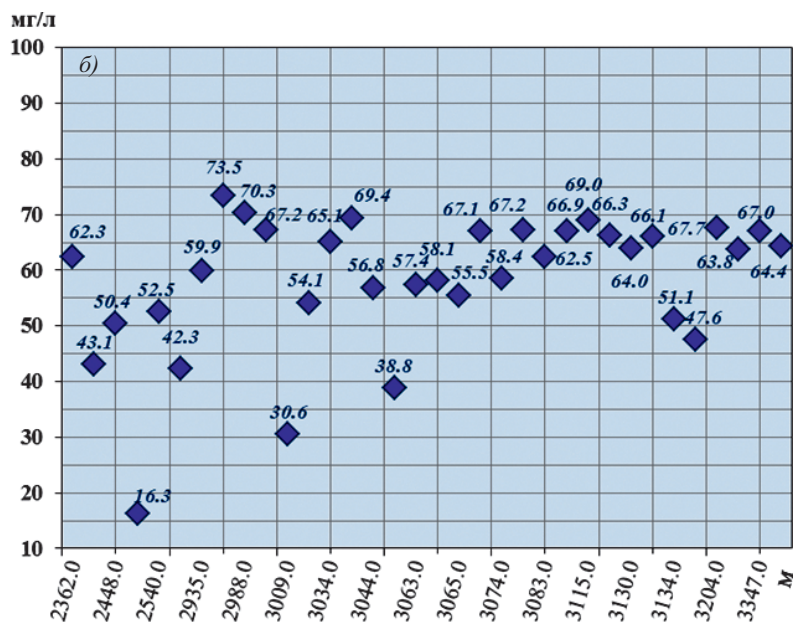


Рис. 2. Изменение минерализации подземных вод кровли доюрского фундамента юго-восточного склона Александровского мегавала: а) карта направления увеличения минерализации по территории; б) график изменения минерализации с глубиной.

крепкосолёные. По графику изменения минерализации отмечается тенденция к её увеличению с глубиной (Рис. 2б). Следует заметить, что величины коэффициентов метаморфизации и степень минерализации вод не имеют непосредственной связи с нефтегазоносностью и отражают лишь характер гидрогеологической закрытости недр (Серебренникова, 2008).

Температура вод в пластовых условиях составляет 80–110 °С (кровля доюрского фундамента). Средний показатель уровня рН = 6,7, что характерно для пластовых вод нейтрального типа.

По классификации В.А. Сулина пробы отвечают хлор-кальциевому типу пластовых вод (III класс). К данному типу относятся воды морей, океанов, морских лиманов, реликтовых водоемов, что говорит о морском генезисе



отложенный доюрского возраста данного региона. Данный вывод подтверждается по результатам бурения глубоких скважин. Большая часть вскрытых отложений – карбонатные толщи (Назаров, 2010).

Обращает на себя внимание низкое содержание сульфат-иона (0,2–180 мг/л, среднее 44,2 мг/л) и повышенное содержание гидрокарбонат-иона (85,4–952 мг/л, среднее 473,4 мг/л). Пониженное содержание сульфатов в подземных водах и обогащение вод гидрокарбонат-ионом считается надежным показателем нефтегазоносности. Наличие данных компонентов в водах, как правило, обусловлено процессами восстановления сульфатов, протекающими при участии анаэробных бактерий в присутствии органического вещества, в том числе нефти и газа (Серебренникова, 2008).

Научно-практический интерес с точки зрения приме-

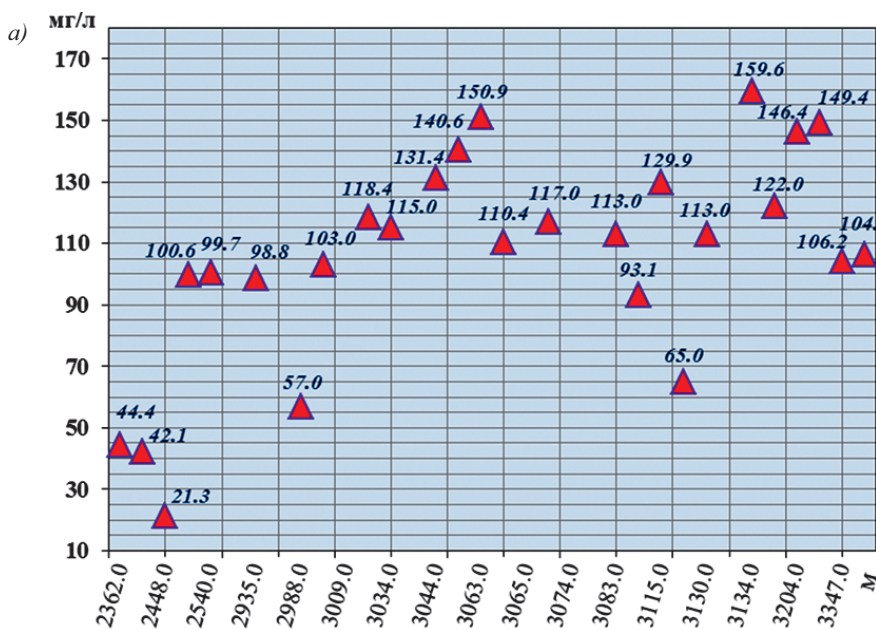
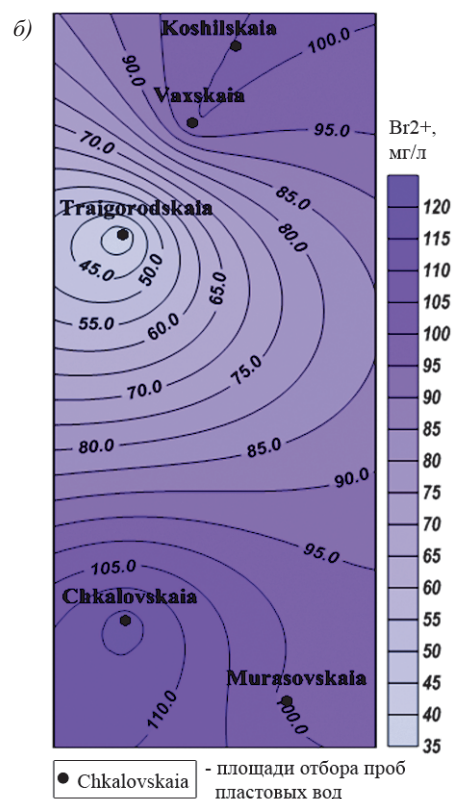


Рис. 3. Изменение концентрации Br^{2+} в доюрском водоносном комплексе юго-восточного склона Александровского мегавала: а) график изменения концентрации Br^{2+} с глубиной; б) карта изменения концентрации Br^{2+} по территории.



нения косвенных критериев нефтегазоносности представляют бром, йод и аммоний. Их максимальные концентрации тяготеют к нефтегазовым месторождениям (Силкина, 2001; Серебrenикова, 2008).

Для вод фундамента исследуемого региона характерно высокое содержание брома (21,3-159,6 мг/л), увеличение его концентрации с глубиной (Рис. 3). Высокое содержание брома в подземных водах свидетельствует об условиях, благоприятных для сохранения залежей (Серебrenикова, 2008).

Йод в доюрском водоносном комплексе юго-восточного склона Александровского мегавала имеет сравнительно низкую концентрацию (0,1-10,0 мг/л). Довольно высокие концентрации при сравнительно малой глубине отбора обнаружены в пробах пластовой воды Муравовской и

Вахской структур. В целом по территории характерно незначительное увеличение концентрации йода с глубиной (Рис. 4). Однако следует учитывать, что максимальные концентрации йода фиксируются не только в водах, приближенных к залежам нефти и газа, но и в водах, приуроченных к пустым горизонтам. В то время как воды отдельных нефтяных и газовых месторождений характеризуются зачастую низкими значениями концентрации данного компонента (Серебrenикова, 2008).

Показательным нефтегазопоисковым значением обладает бром-йодное отношение (Br/I). Величина отношения, превышающая значения 70-80, указывает на непосредственную связь подземных вод с залежами нефти. Самое низкое значение, согласно имеющимся данным, Br/I зафиксировано на Муравовской площади – 9,9, самое высо-

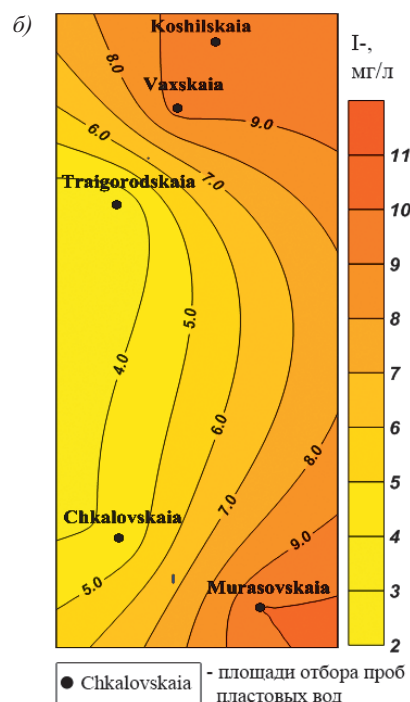
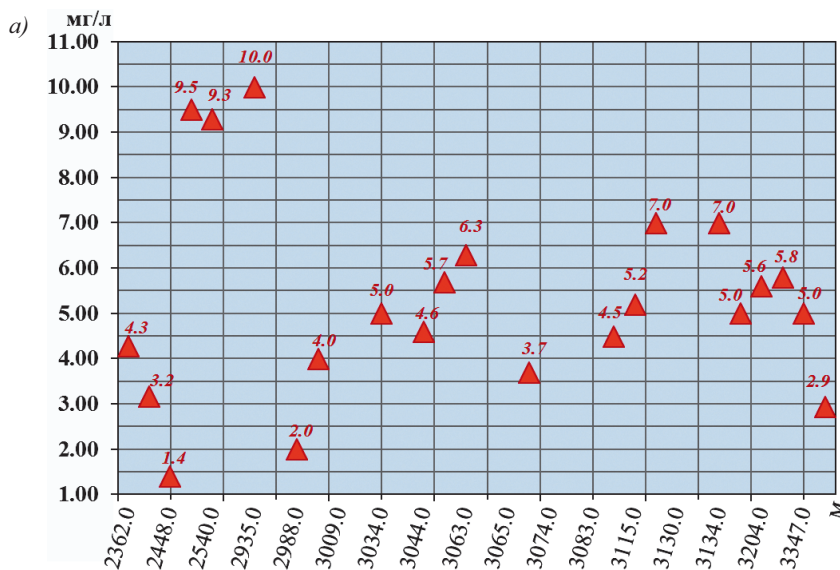


Рис. 4. Изменение концентрации I⁻ в доюрском водоносном комплексе юго-восточного склона Александровского мегавала: а) график изменения концентрации I⁻ с глубиной; б) карта изменения концентрации I⁻ по территории.

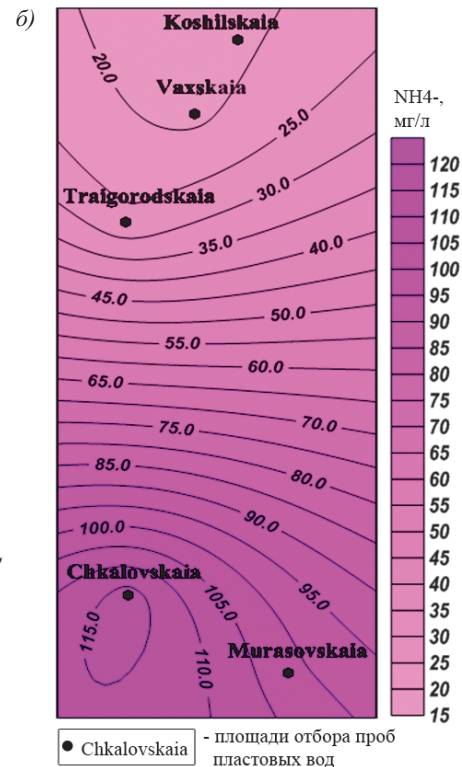
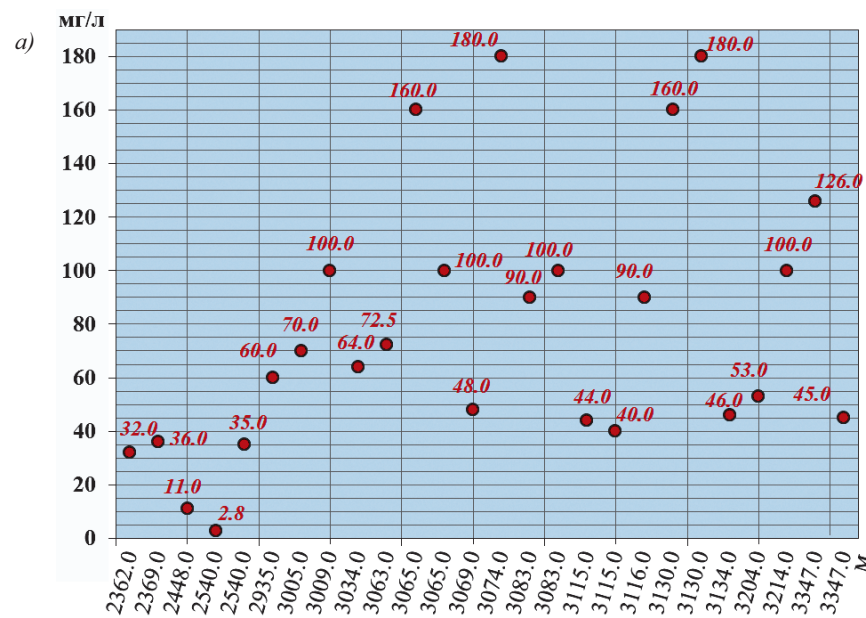


Рис. 5. Изменение концентрации NH₄⁺ в доюрском водоносном комплексе юго-восточного склона Александровского мегавала: а) график изменения концентрации NH₄⁺ с глубиной; б) карта изменения концентрации NH₄⁺ по территории.

кое на Чкаловском месторождении – 36,1.

Ещё одним качественным косвенным показателем возможного наличия залежей нефти и газа является повышенная концентрация в пластовых водах аммония. Практически весь аммоний в подземных водах генетически связан с ОВ. В приконтурных водах нефтяных залежей он образуется за счет азотсодержащих компонентов нефтей, с удалением от приконтурной зоны содержание аммония, как правило, снижается. В ряде случаев отмечается приуроченность повышенных концентраций аммония к водоносным комплексам, отличающимся повышенным содержанием ОВ. Согласно исследованиям, практически для всех нефтегазоносных районов выявлены более высокие содержания аммония в водах продуктивных структур (Серебренникова, 2008).

В водах доюрского комплекса территории исследования наблюдаются довольно высокие концентрации данного компонента (Рис. 5). По графику изменения концентрации NH_4^+ с глубиной просматривается довольно условная тенденция увеличения концентрации данного компонента с глубиной, но четкой закономерности не просматривается. Территориально, наиболее обогащены аммонием воды южной части исследуемого региона, район Чкаловской и Мураховской структур (Рис. 5).

Довольно важным положительным гидрогеохимическим критерием содержания в отложениях УВ служит наличие в подземных водах аквабитумоидов (АБ). Они являются маркерами современной первичной миграции нефти, либо ореолов рассеивания нефтяных залежей.

Содержание АБ в подземных водах доюрского разреза выявлено на Трайгородской площади. Здесь, количество АБ варьирует от 14 до 43 мг/л. В групповом составе АБ доминируют в основном гетероциклические соединения – смолы и асфальтены. Углеводороды составляют 21,47-62,78 % от массы битумоидов. Нормальные алканы составляют 9,25-12,54 % от метанонафтенных фракций. Среди ароматических УВ отмечен бензол. Его концентрация вверх по разрезу возрастает от 0,06 до 0,63 %. Из производных бензола в воде обнаружен толуол (1,51 %). Бензол и толуол относятся к прямым показателям нефтегазоносности. Толуол довольно редко встречается в водах скважин, удаленных от контура нефтегазоносности. Появление толуола в воде почти однозначно указывает на связь с нефтеносностью (Серебренникова, 2008). Асфальтово-смолистые компоненты представлены в основном смолами (27,6-63,1 %). Бензольные смолы составляют от 6,4 до 22,2%. Количество асфальтенов в АБ варьирует от 1,28 до 25,4 %. Больше всего их в АБ верхней части доюрского разреза. Содержание серы – 0,71-2,42 %.

Надежными показателями нефтегазоносности территории, также, считаются параметры газоносности подземных вод. Среди различных компонентов состава пластовых вод нефтегазоносных бассейнов особое место отводится содержанию в них растворенных углеводородных и сопутствующих им газов. В разряд прямых показателей входят повышенные количества метана и тяжелых углеводородов, содержание которых, особенно бутана, пентана, гексана и т.д. может указывать на характер залежи (нефтяная или газовая).

Состав водорастворенных газов доюрского водоносного комплекса проанализирован на основе исследова-

ний, проведенных лишь в южной части юго-восточного склона Александровского мегавала. Здесь, данный комплекс характеризуется распространением водорастворенных газов азотно-метанового типа: содержание метана на Чкаловской структуре составляет 61%, азота – 31%, южнее, на Трассовой площади, содержание метана увеличивается до 85% (зона метановых вод). Газонасыщенность подземных вод доюрского водоносного комплекса на Чкаловской структуре составляет $7,0 \text{ м}^3/\text{м}^3$, в то время как доюрский водоносный комплекс Томской области характеризуется невысокой газонасыщенностью. Содержание тяжелых УВ выявлено в водах доюрского водоносного комплекса Никольской площади, где их концентрация составляет 28 %.

Выводы

В целом для подземных вод фундамента территории исследования характерна нормальная вертикальная гидрогеохимическая зональность, выраженная в увеличении минерализации вод, содержании большинства макро- и микрокомпонентов с глубиной. Воды доюрского водоносного комплекса характеризуются затрудненной циркуляцией, что связано с их принадлежностью к зонам застойного водного режима. С такими зонами исследователи связывают основные ресурсы нефти и газа Западной Сибири (Ионов, 2004; Большая энциклопедия нефти и газа).

По предложенному выше комплексу оценки нефтегазоносности с помощью гидрогеохимических критериев можно утверждать, что территория юго-восточного склона Александровского мегавала в нефтегазоносном отношении пород палеозойской формации недооценена и недоизучена. Поскольку, опираясь даже на результаты анализа единичных проб подземных вод доюрского водоносного комплекса, выявлены положительные показатели, указывающие на возможность образования и сохранения залежей нефти и газа не только вдоль всего склона, но и на разных глубинах.

Автор выражает искреннюю признательность своему научному руководителю профессору Николаю Петровичу Запивалову. Николай Петрович Запивалов осуществляет большую работу по изучению палеозойского комплекса Западной Сибири, научному обоснованию его нефтегазоносности и решению сложных практических задач. Этот профессиональный марфон длится уже более 50 лет. Именно Н.П. Запивалов обосновал, отстоял, практически открыл и разведдал первое в Западной Сибири промышленное месторождение – Малоичское в Новосибирской области.

Литература

- Bachu S, Underschlutz J.R. Hydrogeology of formation waters, Northeastern Alberta basin. *AAPG Bulletin*. 1993. Vol.77. №10. Pp. 1745-1768.
- Toth J. Petroleum hydrogeology – a new basic in exploration. *World oil*. 1987. Vol.205. №3. Pp. 48-50.
- Биджаков В.И. Нефтегазоносность верхней части палеозоя юго-востока Западно-Сибирской плиты. В кн. *Нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока*. Новосибирск: Наука. 1981. С. 116-122.
- Большая энциклопедия нефти и газа. Электронная энциклопедия. <http://www.ngpedia.ru>.
- Гайдукова Т.А. Нефтегазоносные провинции и области России. Томск: ТПУ. 2006. 113 с.
- Горная энциклопедия. Электронная энциклопедия. 2008. <http://www.mining-enc.ru>

Ионов А. Роль подземных вод в формировании и разрушении залежей нефти и газа. Реферат. Дубна. 2004. 39 с. www.bestreferat.ru.

Кох А.А. Гидрогеологические предпосылки нефтегазоносности западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба. *Труды X междунар. науч. конгр. «Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2014»*. Новосибирск: СГГА. 2014. С. 57-61.

Линдт А.Ю. Перспективы нефтегазоносности доюрских пород восточного склона Александровского мегавала. *Труды лауреатов всерос. конкурса НИР студентов и аспирантов в области науки о Земле «Современные технологии и результаты геологических исследований в изучении и освоении недр Земли»*. Томск: ТПУ. 2011. С. 58-63

Мерчева В.С. Гидрогеохимические критерии нефтегазоносности Прикаспийской синеклизы. *Астраханский вестник экологического образования*. 2013. № 3. С. 115-123. <http://cyberleninka.ru>.

Назаров А.Д. Нефтегазовая гидрогеология. Лабораторный практикум. Томск: ТПУ. 2010. 20 с.

Серебренникова О.В. Геохимические методы при поиске и разведке месторождений нефти и газа. Ханты-Мансийск: РИЦ ЮГУ. 2008. 172 с.

Силкина Т.Н. *Гидрогеохимия нефтегазоносных отложений Нурольского осадочного бассейна*. Автореф. дисс. к.геол.-мин.н. Томск. 2001. 26 с.

Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. М.: Недра. 1981. 141 с.

Сведения об авторе

Анна Юрьевна Линдт – младший научный сотрудник сектора оперативного картопостроения и факторного анализа Центра сопровождения проектов разработки и обустройства месторождений ОАО «ТомскНИПИнефть».

636780, Россия, Томская обл., г. Стрежевой, ул. Промысловая, 11, тел: (38259) 6-87-38

Hydro-Geochemical Indicators of Pre-Jurassic Oil and Gas Potential in the South-Eastern Slope of the Aleksandrovsky Megawell

A.Yu. Lindt

JSC «TomskNIPIneft», Tomsk region, Strezhevoy, Russia, e-mail: annalindt@mail.ru

Abstract. The problem of deep oil is the major scientific problem. Any of final scientific decisions could significantly change perceptions of potential resources not only in the south-eastern slope of Aleksandrovsky megawell, but the whole West Siberian oil and gas basin. Today, geologists face quite a difficult task. Based upon actual material collected from Paleozoic and other ancient rocks, scientists have to identify the most promising areas in terms of oil and gas potential. The exploration complex includes a lot of methods, one of which is hydro-geochemical analysis of groundwater. Studies have estimated the component composition of reservoir water in pre-Jurassic bearing complex of the south-eastern slope of Aleksandrovsky megawell. They revealed a number of indicators pointing on the possibility of formation, existence and preservation of hydrocarbon traps in pre-Jurassic sediments of the studied region. According to hydrogeological criteria, prospects of oil and gas deposits in the area were substantiated.

Keywords: hydro-geochemical indicators, groundwater, Aleksandrovsky megawell, pre-Jurassic complex, oil and gas content.

References

Bachu S, Underschlutz J.R. Hydrogeology of formation waters, Northeastern Alberta basin. *AAPG Bulletin*. 1993. Vol.77. №10. Pp. 1745-1768.

Toth J. Petroleum hydrogeology – a new basic in exploration. *World oil*. 1987. Vol.205. №3. Pp. 48-50.

Bidzhakov V.I. Neftegazonosnost verhney chasti paleozoya yugovostoka Zapadno-Sibirskoy plity [Oil and gas potential of upper part of the Paleozoic southeast of the West Siberian plate]. V. kn. *Neftegazonosnost Sibiri i Dalnego Vostoka* [Book: Oil and gas potential of Siberia and Far East]. Novosibirsk: Nauka Publ. 1981. Pp. 116-122.

Bolshaya enciklopediya nefi i gaza [The great encyclopedia of oil and gas]. Elektronic edition. <http://www.ngpedia.ru>.

Gaydukova T.A. Neftegazonosnye provincii i oblasti Rossii [Oil and gas province and regions in Russia]. Tomsk: TPU Publ. 2006. 113 p.

Gornaya enciklopediya [Mining encyclopedia]. Elektronic edition. 2008. <http://www.mining-enc.ru>

Ionov A. Rol podzemnykh vod v formirovani i razrushenii zalezhey nefi i gaza [The role of groundwater in the formation and destruction

of petroleum potential deposits]. Report. Dubna. 2004. 39 p. www.bestreferat.ru.

Koh A.A. Gidrogeologicheskie predposylki neftegazonosnosti zapadnoy chasti Enisey-Khatangskogo regionalnogo progiba [Hydrogeological backgrounds for petroleum potential of western part of the Yenisei-Khatanga regional trough]. *Trudy X mezhd. nauch. kongressa: «Interekspo GEO-Sibir-2014»* [Proc. X Int. Cong. «Interekspo GEO-Sibir-2014»]. Novosibirsk: SGGGA. 2014. Pp. 57-61.

Lindt A.Ju. Perspektivy neftegazonosnosti dojurskikh porod vostochnogo sklona Aleksandrovskogo megavala [Petroleum potential of pre-Jurassic rocks of eastern slope of the Aleksandrovsky megawell]. *Trudy laureatov vseros. konkursa NIR studentov i aspirantov v oblasti nauk o Zemle «Sovremennye tehnologii i rezultaty geologicheskikh issledovaniy v izuchenii i osvoenii neдр Zemli»* [Proc. All-russian Earth Sciences Awards «Modern technologies and results of geological investigations in research and exploitation of mineral resources»]. Tomsk: TPU. 2011. Pp. 58-63.

Mercheva V.S. Gidrogeohimicheskie kriterii neftegazonosnosti Prikaspiyskoy sineklizy [Hydrogeochemical criteria of hydrocarbon potential of Caspian synecise]. *Astrahanskiy vestnik ekologicheskogo obrazovaniya* [Astrakhan Bulletin of Ecological Education]. 2013. №3. Pp. 115-123. <http://cyberleninka.ru>.

Nazarov A.D. Neftegazovaya gidrogeologiya [Petroleum hydrogeology]. Laboratory course. Tomsk: TPU. 2010. 20 p.

Serebrennikova O.V. Geohimicheskie metody pri poiske i razvedke mestorozhdeniy nefi i gaza [Geochemical methods in prospecting and exploration of oil and gas]. Hanty-Mansiysk: RIC JuGU Publ. 2008. 172 p.

Silkina T.N. *Gidrogeohimiya neftegazonosnykh otlozheniy Nurolskogo osadochnogo bassejna*. Avtoref. Diss. kand. geol.-min. nauk [Hydrogeochemistry of petroleum potential deposits of Nurol sedimentary basin. Abstract Cand. geol. and min. sci. diss.]. Tomsk. 2001. 26 p.

Surkov V.S., Zhero O.G. Fundament i razvitie platformennogo chehla Zapadno-Sibirskoy plity [The basement and development of sedimentary cover of the West Siberian plate]. Moscow: Nedra Publ. 1981. 141 p.

Information about author

Анна Ю. Линдт – Junior scientific member of operative map-creation and factorial analysis sector of Center for supervise projects development and construction field JSC «TomskNIPIneft»

636780, Russian Federation, Tomsk region, Strezhevoy, Promyslovaya str., 11. Phone: +7(38259) 6-87-38