

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ТЕРРИТОРИИ МАРКОВСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В СВЯЗИ С ВОПРОСАМИ ХОЗЯЙСТВЕННО-ПИТЬЕВОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ (УСТЬ-КУТСКИЙ РАЙОН ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ)

Рассмотрены гидрогеологические условия месторождения пресных подземных вод территории Марковского НГКМ, используемых для хозяйственно-питьевого водоснабжения. Приведено геологическое и гидрогеологическое строение территории, данные о химическом составе вод эксплуатируемого горизонта. Дана оценка возможности использования вод для питьевых целей с учетом гидродинамических и гидрогеохимических условий.

Ключевые слова: подземные воды; гидрогеологические условия; Марковское нефтегазоконденсатное месторождение; среднекембрийский водоносный горизонт; верхоленская свита.

В настоящее время на территории Иркутской области активно ведется разработка месторождений нефти и газа. Район Марковского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) характеризуется низкой степенью изученности геологических и гидрогеологических условий. В то же время перед недропользователями стоит много задач, среди которых – обеспечение водой хозяйственно-питьевых нужд объектов нефтепромыслов.

Для решения данной задачи детальность изучения геолого-гидрогеологических условий территории не является достаточной, несмотря на длительный срок ее исследования. Плановое геологическое изучение территории началось в середине XX в. и было связано с нефтепоисковыми работами на Сибирской платформе. Наибольший вклад в развитие изучения региона внесли В.А. Обручев, А.А. Трофимук, Н.И. Толстухин, Е.В. Пиннекер, А.Э. Контарович, И.К. Зайцев, А.Е. Басков, К.Г. Гинзбург, А.А. Дзюба, В.И. Вожов, С.В. Алексеев, С.П. Ситников, А.И. Кукуев, Т.К. Боговская, Г.А. Кузнецов, Е.З. Разумовская, Е.В. Ильин, М.П. Михайлов и др. [1–9].

Фактический материал

В 2013 г. совместно с Иркутской нефтяной компанией были проведены работы по составлению проекта разработки Подголенного месторождения питьевых подземных вод. Были обобщены литературные данные о геологическом и гидрогеологическом строении участка, обработана информация по химическим анализам подземных вод. Изучение химического состава подземных вод проводилось с 2000 г., в 2009–2013 гг. исследование проводилось регулярно. Анализ проб осуществлялся в аккредитованной лаборатории Усть-Кутского филиала федерального государственного учреждения здравоохранения (ФГУЗ) и лаборатории гидрохимии и химии атмосферы Лимнологического института СО РАН. Всего за время эксплуатации водозабора было отобрано 22 пробы.

Общая характеристика изучаемой территории

Марковское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) расположено в северо-восточной части Усть-Кутского района Иркутской области (рис. 1). Изучаемый район расположен на территории Лено-

Ангарского плато на юго-восточной окраине Средне-Сибирского плоскогорья. Объект работ приурочен к водораздельному пространству рек Большая и Малая Тира, принадлежащих к бассейну р. Лены.

Рельеф района холмисто-увалистый, характеризуется небольшими поднятиями и понижениями и густой речной сетью с отметками водоразделов около 500–700 м, превышающими урезы рек на 210–450 м. Климат района резко континентальный, со значительными колебаниями суточных и сезонных температур, с холодной продолжительной зимой и коротким жарким летом. Среднегодовая температура воздуха составляет минус 3,5–4,7°C.

Геологическое строение

В тектоническом отношении Марковское НГКМ расположено в юго-западной части Непско-Ботуобинской антеклизы. В геологическом строении верхней части разреза территории принимают участие средне-верхнекембрийские, верхнекембрийские, нижнеордовикские, средне-верхнеордовикские и четвертичные отложения (табл. 1, рис. 2).

Гидрогеология района

В гидрогеологическом отношении район исследований расположен в пределах Верхнеленского артезианского бассейна II порядка, входящего в состав Ангаро-Ленского артезианского бассейна I порядка. В гидрогеологическом отношении в районе распространены следующие основные гидрогеологические подразделения:

- водоносный горизонт четвертичных отложений;
- средне-верхнеордовикский водоносный комплекс;
- среднеордовикский водоносный комплекс;
- верхнекембрийско-нижнеордовикский водоносный комплекс;
- среднекембрийский водоносный комплекс.

Водоносный горизонт четвертичных отложений (Q_{IV}) приурочен к аллювиальным отложениям крупных рек. Водовмещающими породами являются суглинки и гравийно-галечниковые отложения. Фильтрационные свойства водоносных пород изучены слабо, поскольку данный горизонт не имеет перспектив как источник водоснабжения. Максимальные дебиты, полученные при производстве откачек, составляют 1,7–5,5 л/с. По

химическому составу подземные воды горизонта гидрокарбонатные магниевые-кальциевые, с минерализацией до 1 г/дм³. Грунтовые воды современного водоносного горизонта безнапорные, не защищены от загрязнения с поверхности земли.

Средне-верхнеордовикский водоносный комплекс (O₂₋₃) включает макаровскую свиту. Водовмещающие

породы (алевролиты и аргиллиты) имеют низкие фильтрационные свойства, при этом коэффициенты фильтрации не превышают 1 м/сут. Модуль прогнозных эксплуатационных ресурсов подземных вод комплекса невелик и составляет 0,18 л/с·км². Водоносный комплекс имеет слабую гидравлическую связь с нижележащими гидрогеологическими подразделениями.

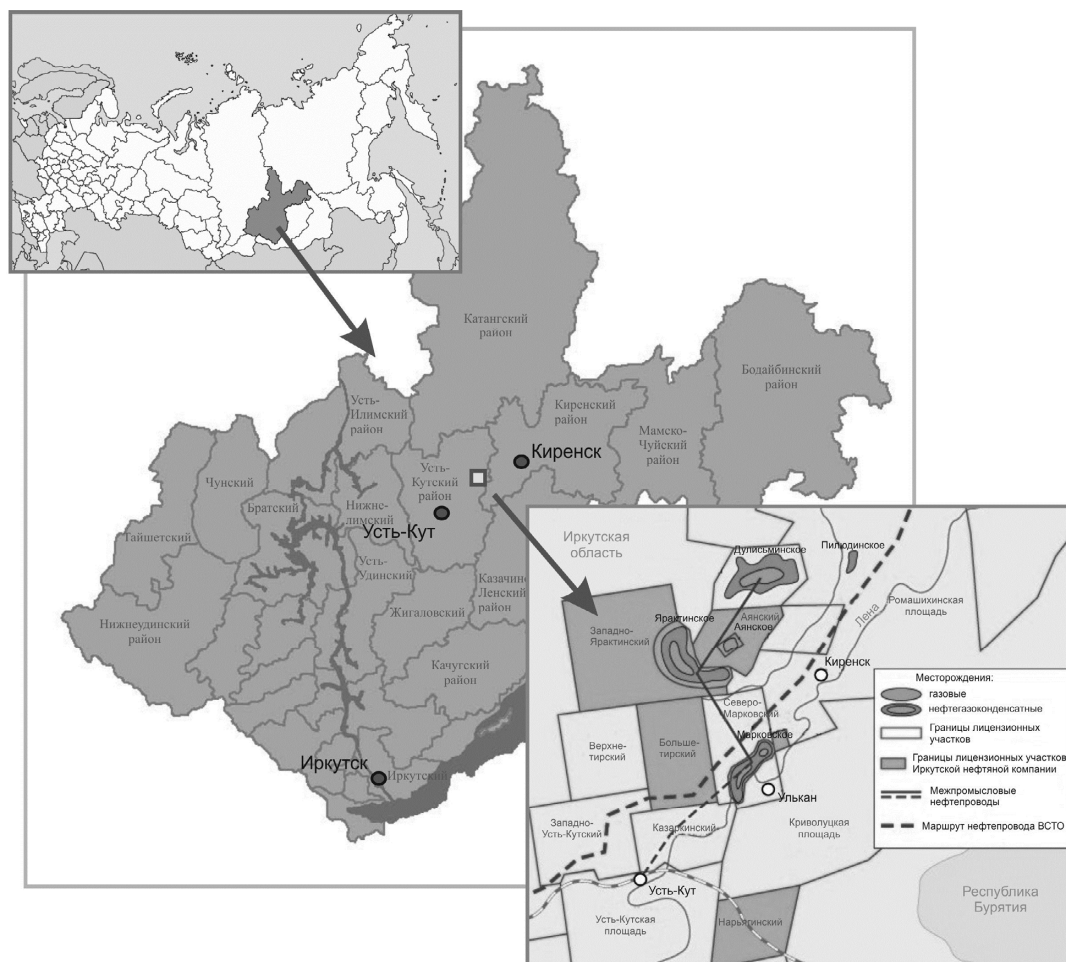
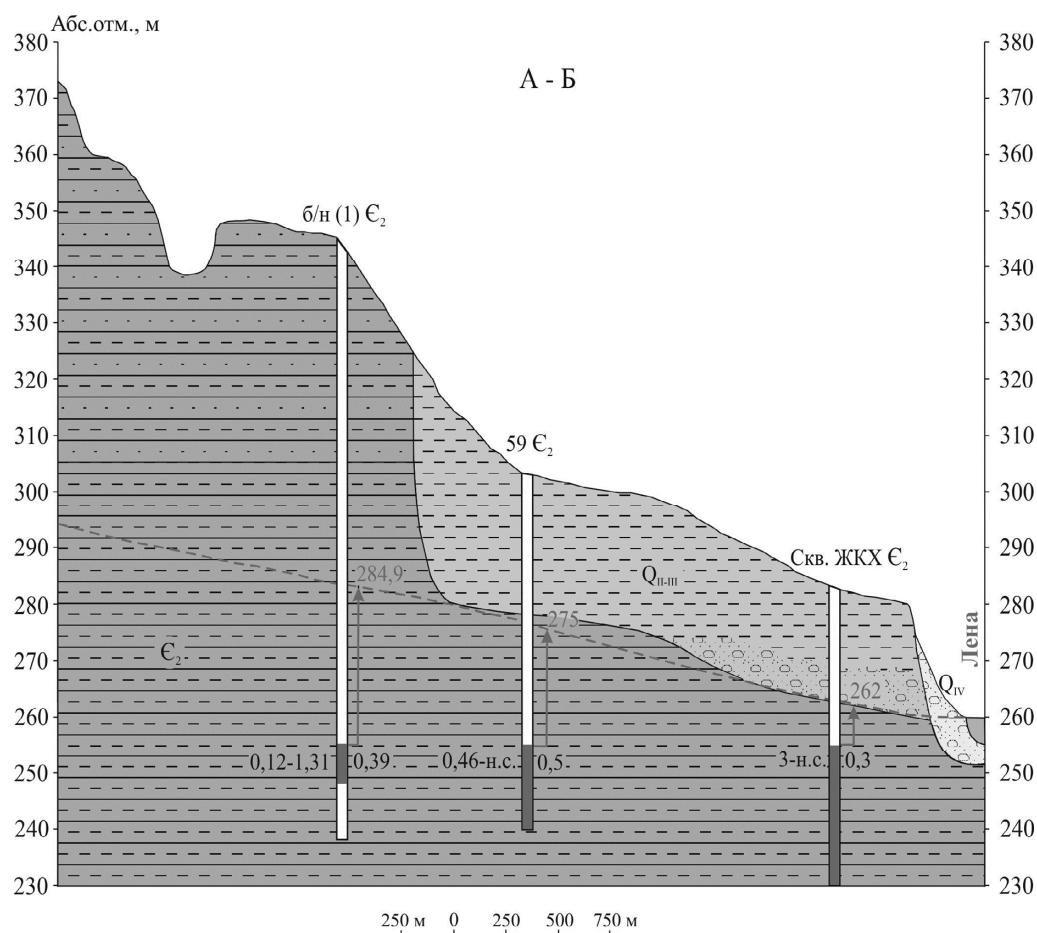


Рис. 1. Обзорная схема изучаемой территории

Обобщенная литолого-стратиграфическая характеристика разреза в районе Марковского НГКМ

Таблица 1

Стратиграфическое подразделение	Индекс	Описание пород
Четвертичные отложения	Q _{IV}	Суглинки с включениями дресвы и щебня
Макаровская свита среднего – верхнего ордовика	O ₂₋₃ mk	Аргиллиты, алевролиты с редкими прослоями мергелей и карбонатных песчаников
Чертовская свита среднего ордовика	O ₂ cr	Алевролиты с прослоями песчаников кварцевых, доломитов и известняков
Криволюцкая свита среднего ордовика	O ₂ kr	Песчаники кварцевые с прослоями алевролитов, аргиллитов, известняков
Усть-Кутская свита нижнего ордовика	O ₁ uk	Доломиты с прослоями песчаников. Породы кавернозные, участками окремнённые
Илгинская свита верхнего кембрия	Є ₃ il	Песчаники полевошпатовые и кварцевые с прослоями доломитов и конгломератов
Верхоленская свита среднего кембрия	Є ₂ vl	Алевролиты с прослоями песчаников, мергелей, аргиллитов, доломитов. В нижней части разреза доломиты кремнистые, мергели с включениями гипса
Литвинцевская свита нижнего – среднего кембрия	Є ₁₋₂ lt	Доломиты с прослоями песчаников и известняков. Породы участками окремнённые, интенсивно трещиноватые и кавернозные



Условные обозначения к разрезу

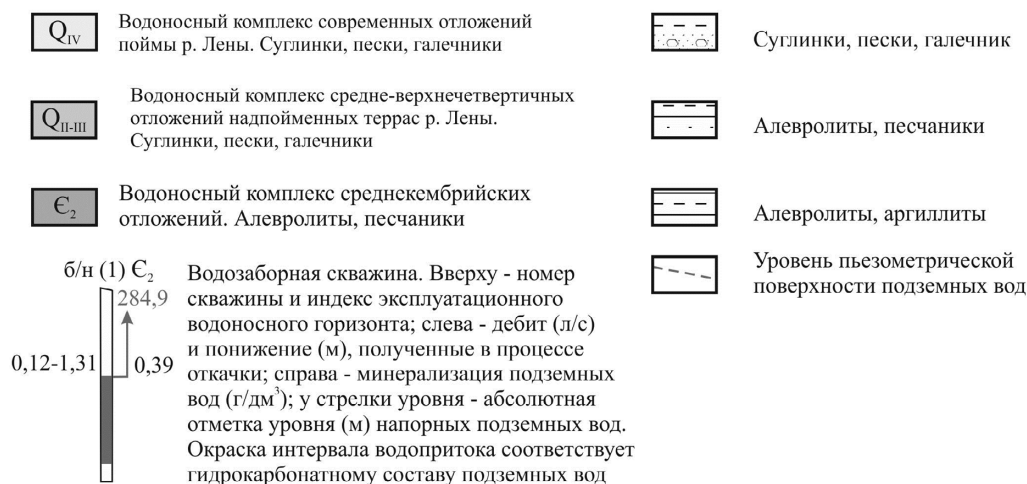


Рис. 2. Геолого-гидрогеологический разрез исследуемого района

Среднеордовикский водоносный комплекс (O_2) приурочен к отложениям криволуцкой и чертовской свит среднего ордовика. Водообильность водовмещающих пород (трещиноватые алевролиты и аргиллиты) характеризуется дебитами, полученными при откачках из скважин, которые изменялись от 0,13 до 2,8 л/с при понижениях 1,3–20 м. Коэффициенты водопроницаемости при этом составляют десятки м²/сут. Величина модуля прогнозных ресурсов подземных вод незначительная и равна 0,20–0,5 м³/сут. Водоносный комплекс имеет слабую гидравлическую связь с нижележающими

гидрогеологическими подразделениями. Грунтовые воды условно защищены от загрязнения на площади придолинных склонов рек и ручьев и на водоразделах. По химическому составу подземные воды водоносного комплекса имеют гидрокарбонатный магниево-кальциевый состав с минерализацией 0,25–0,32 г/дм³.

Верхнекембрийско-нижнеордовикский водоносный комплекс ($Є_3$ – O_1) включает в себя терригенно-карбонатные отложения илгинской свиты верхнего кембрия и усть-кутской свиты нижнего ордовика. Во-

доносные породы представлены трещиноватыми песчаниками, доломитами и известняками. Водообильность комплекса характеризуется модулем прогнозных ресурсов подземных вод, равным $0,59 \text{ л/с} \cdot \text{км}^2$. Он имеет гидравлическую связь с перекрывающими гидрогеологическими подразделениями и залегает на слабопроницаемых песчано-глинистых отложениях среднего кембрия. По химическому составу воды гидрокарбонатные, минерализация не превышает $0,5\text{--}1,0 \text{ г/дм}^3$.

На площади работ подошва водоносного комплекса расположена выше базиса дренирования, и в условиях нисходящего гидродинамического режима (а пределах водоразделов, склонов и долин мелких ручьев) водоносный комплекс может быть сдренирован до глубины 50–100 м. Воды являются условно защищенными от проникновения загрязнения с поверхности земли.

Среднекембрийский водоносный комплекс (C_2) является основным продуктивным гидрогеологическим подразделением в районе Марковского нефтегазоносного месторождения и распространен в долине р. Лена (рис. 2). Водообильность и фильтрационные свойства водовмещающих пород, представленных трещиноватыми терригенными песчано-глинистыми породами верхоленской свиты (алевролиты, мергели и песчаники), характеризуются коэффициентами водопроводимости и фильтрации от 11 до $183 \text{ м}^2/\text{сут}$ и 1,6 до $11,0 \text{ м}^2/\text{сут}$ соответственно. Модуль прогнозных эксплуатационных ресурсов среднекембрийского водоносного комплекса составляет $0,54 \text{ л/с} \cdot \text{км}^2$.

Химический состав подземных вод

В вертикальном разрезе территории выделяют три гидродинамические зоны: свободного, затрудненного (замедленного) и весьма затрудненного водообмена. С ухудшением гидродинамических условий изменяется состав подземных вод и увеличивается их минерализация. В соответствии с этим выделяют несколько гидрогеохимических зон [5, 10–13]:

1) зона гидрокарбонатных магниевых-кальциевых и кальциевых-магниевых пресных вод с кислородно- или углекисло-азотными газами;

2) зона гидрокарбонатных натриевых слабоминерализованных вод ($0,2\text{--}0,7 \text{ г/дм}^3$) с азотными и азотно-метановыми газами;

3) зона сульфатных кальциевых соленых вод ($1\text{--}5 \text{ г/дм}^3$) с газами кислородно- или углекисло-азотного состава;

4) зона хлоридных натриевых соленых вод и слабых рассолов (до 150 г/дм^3) с газами преимущественно азотного состава;

5) зона хлоридных натриевых, натриево-кальциевых и кальциевых от крепких до предельно насыщенных рассолов (минерализация $150\text{--}600 \text{ г/дм}^3$) с метаново-азотными, азотно-метановыми или метаново-азотно-сероводородными газами;

6) зона хлоридных, главным образом кальциевых и натриево-кальциевых рассолов повышенной крепости (от 290 до 500 г/дм^3) с существенно метаново-азотным или азотно-метановым газовым составом.

При решении вопросов хозяйственно-питьевого водоснабжения главный интерес представляют подземные воды первых двух гидрогеохимических зон с пресными водами зоны свободного водообмена. Мощность зоны свободного водообмена определяется глубиной залегания первого ниже эрозионного вреза регионального водоупора и составляет в среднем 250–350 м.

В зоне свободного (активного) водообмена С.В. Алексеев [9] выделяет две гидрохимические зоны: 1) пресных подземных вод с минерализацией до $1\,000 \text{ мг/дм}^3$; 2) соленых подземных вод с минерализацией до $12\,000 \text{ мг/дм}^3$. Он подчеркивает роль криолитозоны в формировании гидродинамических и гидрохимических особенностей подземных вод данного региона.

На Марковском НГКМ продуктивным водоносным горизонтом, используемым для хозяйственно-питьевого водоснабжения объектов нефтепромысла, является горизонт верхоленской свиты, приуроченный к среднекембрийскому водоносному комплексу. За время его эксплуатации получен некоторый объем информации о гидродинамических параметрах коллектора и химическом составе подземных вод.

Так, например, о гидродинамических параметрах водоносного горизонта можно судить по результатам работ по оценке и переоценке запасов подземных вод, проводимых в 2008 и 2012 гг. Данные опытно-фильтрационных работ и мониторинговых исследований указывают на хорошие фильтрационно-емкостные свойства коллектора: коэффициент водопроводимости $km = 11 \text{ м}^2/\text{сут}$; коэффициент фильтрации $k = 1,57 \text{ м/сут}$; коэффициент пьезопроводности $a = 1 \times 10^{-5} \text{ м}^2/\text{сут}$.

Химический состав подземных вод охарактеризован результатами исследования 22 проб подземных вод водоносного горизонта верхоленской свиты, отобранных в период с 2000 по 2013 г. (табл. 2).

Согласно имеющимся данным, сухой остаток изменяется от 145,8 до $388,0 \text{ мг/дм}^3$. По величине водородного показателя pH воды относятся к слабощелочным, pH варьирует в диапазоне 7,4–8,2. Среди анионов в ионно-солевом составе доминирует гидрокарбонат-ион, среди катионов – кальций и магний. По классификации А.С. Шукарева вода является гидрокарбонатной кальциево-магниевой.

Гидрокарбонат-ион содержится в водах в концентрациях $239,2\text{--}309,1 \text{ мг/дм}^3$ (в среднем $283,7 \text{ мг/дм}^3$). Сульфат-ион содержится в меньших (по сравнению с гидрокарбонат-ионом) концентрациях, в среднем $39,8 \text{ мг/дм}^3$, максимальное значение – 59 мг/дм^3 . Концентрация хлора в воде незначительна, в среднем она составляет 16 мг/дм^3 , при максимальном значении 25 мг/дм^3 . В катионном составе преобладает кальций, его концентрация изменяется от 39,8 до $96,2 \text{ мг/дм}^3$, в среднем она составляет $61,2 \text{ мг/дм}^3$. Магний содержится в достаточно больших количествах (до $53,5 \text{ мг/дм}^3$), в среднем $38,1 \text{ мг/дм}^3$. В значительно меньших концентрациях содержатся в изучаемых подземных водах натрий ($7,1\text{--}9,9 \text{ мг/дм}^3$, в среднем $8,7 \text{ мг/дм}^3$) и калий ($1,3\text{--}1,7 \text{ мг/дм}^3$, в среднем $1,5 \text{ мг/дм}^3$).

Химический состав подземных вод района Марковского НГКМ

Показатель	Содержание в воде, мг/дм ³	Химический элемент	Содержание в воде, мг/дм ³
pH	<u>7,4–9,2</u> 7,9 (22)	F	<u>0,1–1,1</u> 0,4 (15)
Сухой остаток	<u>145,8–388,0</u> 267,6 (22)	Ba	< 0,1 (10)
Окисляемость перманганатная	<u>1,2–5,7</u> 2,7 (22)	B	<u>0,05–0,50</u> 0,16 (10)
HCO ²⁻	<u>239,2–309,1</u> 283,7 (4)	Cr	< 0,02 (14)
SO ₄ ²⁻	<u>12,8–59,0</u> 39,8 (15)	Al	<u>5,2–9,2</u> 7,3 (6)
Cl ⁻	<u>9,5–25,0</u> 16,0 (15)	Cd	<u>0–0,6</u> 0,14 (12)
Ca ²⁺	<u>39,8–96,2</u> 61,2 (6)	Mn	<u>0,1–7,1</u> 2,3 (9)
Mg ²⁺	<u>29,5–53,5</u> 38,1 (6)	Cu	<u>0–4,8</u> 0,9 (9)
Na ⁺	<u>7,1–9,9</u> 8,7 (4)	Mo	<u>0–3,0</u> 1,7 (15)
K ⁺	<u>1,3–1,7</u> 1,5 (4)	As	<u>0–7,2</u> 1,6 (15)
Fe _{сум}	<u>0,06–0,30</u> 0,1 (16)	Ni	<u>0–2,3</u> 0,6 (15)
SiO ₂	<u>3,4–8,0</u> 5,1 (4)	Hg	< 0,1 (12)
NO ₃ ⁻	<u>0,1–3,8</u> 1,4 (15)	Pb	<u>0–0,5</u> 0,2 (13)
NO ₂ ⁻	<u>0–1,0</u> 0,1 (14)	Se	< 0,1 (3)
NH ₃ ⁺	<u>0–0,5</u> 0,2 (11)	Zn	<u>0–7,0</u> 1,7 (13)

Примечание. В числителе указаны пределы, в знаменателе – среднее, в скобках – количество определений.

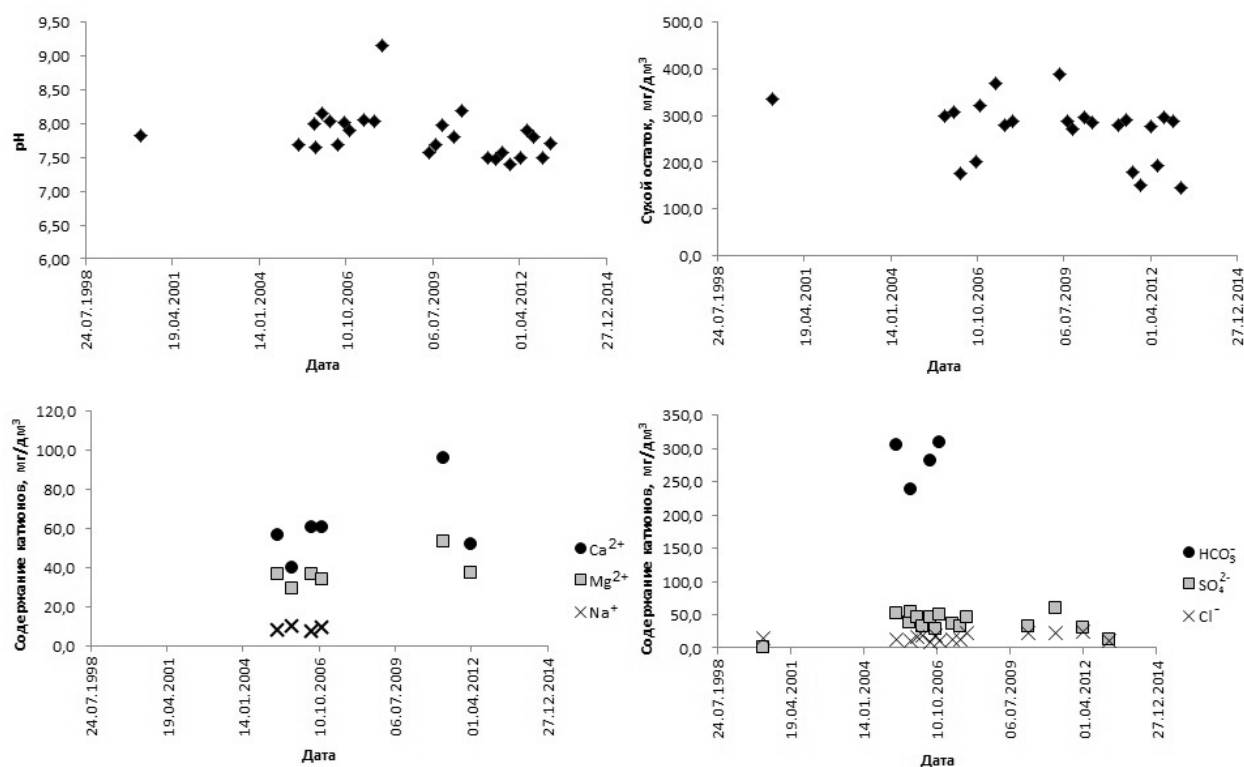


Рис. 3. Изменения показателей и компонентов химического состава подземных вод территории Марковского НГКМ за период наблюдений

Величина общей жесткости воды (2,8–7,0 мг-экв/дм³) находится в пределах нормы для вод, используемых в питьевых целях. Перманганатная окисляемость изме-

няется в основном от 1,2 до 5,7 мг/дм³. Концентрации микрокомпонентов в подземных водах исследуемого объекта незначительны.

Содержания компонентов химического состава подземных вод исследуемого горизонта не превышают предельно допустимые концентрации, регламентируемые нормативными документами, принятыми в Российской Федерации, в частности СанПиН 2.1.4.1074-01.

По результатам сравнительного анализа данных о химическом составе подземных вод установлено, что за годы исследования в химическом составе подземных значительных изменений не произошло (см. рис. 3).

Анализ условий территории Марковского нефтегазоконденсатного месторождения свидетельствует о возможности получения для производственных (техно-

логических) и хозяйственно-питьевых нужд необходимых объемов подземных вод хорошего качества. По результатам анализов вода является пресной слабощелочной, по химическому составу – гидрокарбонатной кальциево-магниевой. По качеству соответствует требованиям, предъявляемым к питьевым водам, и может использоваться для водоснабжения без предварительной водоподготовки при условии выполнения комплекса мероприятий, в который входят контроль за техническим состоянием скважины, мониторинг подземных вод верхоленской свиты, ведение режимных наблюдений на водозаборном участке.

ЛИТЕРАТУРА

1. Обручев В.А. История геологического исследования Сибири : в 13 т. М. : Изд-во АН СССР, 1931–1949.
2. Геология нефти и газа Сибирской платформы / под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. М. : Недра, 1981. 552 с.
3. Каменский Г.Н., Толстихина М.М., Толстихин Н.И. Гидрогеология СССР. М. : Гостехиздат, 1959. 366 с.
4. Толстихин Н.И. Подземные воды мерзлой зоны литосферы. М. ; Л. : Гостехиздат, 1941. 204 с.
5. Пиннекер Е.В. Рассолы Ангаро-Ленского артезианского бассейна. М. : Наука, 1966. 332 с.
6. Басков А.Е., Зайцев И.К. Основные черты гидрогеологии Сибирской платформы // Труды ВСЕГЕИ. 1963. Т. 101. С. 89–150.
7. Зайцев И.К. Гидрогеохимия СССР. Л. : Недра, 1986. 239 с.
8. Вожов В.И. Подземные воды и гидроминеральное сырье Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Новосибирск : СНИИГГиМС, 2006. 209 с.
9. Алексеев С.В. Криогидрогеологические системы Якутской алмазоносной провинции. Новосибирск : Гео, 2009. 319 с.
10. Толстихин Н.И. Подземные воды и минеральные источники Восточной Сибири // Материалы по подземным водам Восточной Сибири. Иркутск, 1957. С. 7–32.
11. Ткачук В.Г., Пиннекер Е.В. Подземные воды Иркутской области и их народно-хозяйственное значение. Иркутск, 1959. 109 с.
12. Ильина Е.В., Любомиров Б.Н., Тычино Н.Я. Подземные воды и газы Сибирской платформы // Труды ВНИГРИ. 1962. Вып. 189. 291 с.
13. Гидрогеология СССР. Том XIX. Иркутская область / под ред. В.Г. Ткачук. М. : Недра, 1968. 495 с.

Статья представлена научной редакцией «Науки о Земле» 30 апреля 2014 г.

HYDROGEOLOGICAL CONDITIONS OF THE MARKOV OIL-GAS CONDENSATE FIELD TERRITORY IN CONNECTION WITH UTILITY AND DRINKING WATER SUPPLY (UST-KUTSKY AREA OF IRKUTSK OBLAST)

Tomsk State University Journal. No. 384 (2014), 198-204. DOI: 10.17223/15617793/384/34

Trifonov Nikolay S. Tomsk Department of Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Tomsk Polytechnic University (Tomsk, Russian Federation). E-mail: Trifonovnik@mail.ru

Klimova Elena N. Irkutsk Oil Company (Irkutsk, Russian Federation). E-mail: Klimova_EN@irkutskoil.ru

Sidkina Evgeniya S. Tomsk Department of Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Tomsk Polytechnic University (Tomsk, Russian Federation). E-mail: SidkinaES@yandex.ru

Uvarova Vasilina I. Tomsk Department of Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (Tomsk, Russian Federation). E-mail: Uvarovavi@mail.ru

Keywords: underground water; hydrogeological conditions; Markov oil-gas condensate field; Mid-Cambrian; water bearing bed; Upper Lena suite.

The Markov oil-gas condensate field is located in the north-eastern part of Ust'-Kutsky Area in Irkutsk Oblast. This area of interest is part of the Lena-Angarsk plateau in the south-eastern outskirts of the Central Siberian Plateau and belongs to the watershed space of the Bolshaya Tira and the Malaya Tira Rivers belonging to the Lena's basin. Tectonically the Markov oil-gas condensate field is situated in the south-western part of the Nepsk-Botuobinsk anticline. Geologically the upper area of the section consists of Mid-Upper Cambrian, Upper Cambrian, Lower Ordovician, Mid-Upper Ordovician and Quaternary deposits. Hydrogeologically this area of interest is located within the Upper Lena secondary artesian basin which is a part of the Angara-Lena primary artesian basin. The Mid-Cambrian aquifer system (C_2) is the main productive division in the area of the Markov oil-gas condensate field. The deposits of the complex are presented by crumbling terrigenous sandy-argillaceous rocks (siltstones, marls, sandstones) of the Upper Lena suite. They are characterized by coefficients of water transmissibility and permeability from 11 to 183 m²/per day and from 1.6 to 11.0 m²/per day respectively. The inferred resources modulus of the Mid-Cambrian aquifer system is 0.54 l/s km². The chemical composition of underground water was described by the results of the study of 22 samples of the Upper Lena suite aquifer. These samples were taken during the period from 2000 to 2013. According to the results of the analyses the water is fresh and weakly alkaline; by chemical composition it is hydrocarbon-calcium-magnesium. The comparative analysis of the underground water chemical composition showed that there were no considerable changes in the chemical composition of underground water during the years of investigation. The conditions analysis of the Markov oil-gas condensate field territory indicates that it is possible to get the required volume of good quality underground water for industrial use and drinking needs. According to quality, underground water is up to quality required for drinking water and that is why it can be used for water supply without prior water treatment. But it is possible if there is a package plan including the control of the technical condition of the well, monitoring of the underground water of the Upper Lena suite, monitoring observations of the water intake structure.

REFERENCES

1. Obruchev V.A. *Istoriya geologicheskogo issledovaniya Sibiri (v 13 tomakh)* [History of geological exploration of Siberia (in 13 volumes)]. Moscow: USSR Academy of Sciences Publ., 1931-1949.
2. Kontorovich A.E., Surkov A.A., Trofimuk A.A. (eds.) *Geologiya nefti i gaza Sibirskoy platformy* [Oil and gas geology of the Siberian platform]. Moscow: Nedra Publ., 1981. 552 p.
3. Kamenskiy G.N., Tolstikhina M.M., Tolstikhin N.I. *Gidrogeologiya SSSR* [The USSR hydrogeology]. Moscow: Gosgeoltekhizdat Publ., 1959. 366 p.
4. Tolstikhin N.I. *Podzemnye vody merzloy zony litosfery* [Groundwater of the lithosphere frozen zone]. Moscow, Leningrad: Gosgeolizdat Publ., 1941. 204 p.
5. Pinneker E.V. *Rassoly Angaro-Lenskogo artezianskogo basseyna* [Brines of the Angara-Lena artesian basin]. Moscow: Nauka Publ., 1966. 332 p.
6. Baskov A.E., Zaytsev I.K. [The main features of the hydrogeology of the Siberian platform]. *Trudy VSEGEI* [Proc. of the All-Russian Scientific Research Geological Institute], 1963, vol. 101, pp. 89-150. (In Russian).
7. Zaytsev I.K. *Gidrogeokhimiya SSSR* [The USSR hydrogeochemistry]. Leningrad: Nauka Publ., 1986. 239 p.
8. Vozhov V.I. *Podzemnye vody i gidromineral'noe syr'e Leno-Tungusskoy neftegazonosnoy provintsii* [Groundwater and hydromineralogical raw of Leno-Tunguska petroleum province]. Novosibirsk: SNIIGGiMS Publ., 2006. 209 p.
9. Alekseev S.V. *Kriogidrogeologicheskie sistemy Yakutskoy almazonosnoy provintsii* [Cryohydrogeological system of Yakutsk diamond province]. Novosibirsk: Geo Publ., 2009. 319 p.
10. Tolstikhin N.I. Podzemnye vody i mineral'nye istochniki Vostochnoy Sibiri [The groundwater and mineral springs in Eastern Siberia]. In: Tkachuk V.G., Presnyakov E.A., Shuvalov P.A. *Materialy po podzemnym vodam Vostochnoy Sibiri* [Materials on the groundwater in Eastern Siberia]. Irkutsk, 1957, pp. 7-32. (In Russian).
11. Tkachuk V.G., Pinneker E.V. *Podzemnye vody Irkutskoy oblasti i ikh narodokhozyaystvennoy znachenie* [The groundwater of Irkutsk region and its role for the country's economy]. Irkutsk, 1959. 109 p.
12. Il'ina E.V., Lyubomirov B.N., Tychino N.Ya. [The groundwater and gases of the Siberian platform]. *Trudy VNIGRI* [Proc. of the All-Russian Oil and Gas Exploration Institute]. 1962, issue 189. 291 p. (In Russian).
13. Tkachuk V.G. (ed.) *Gidrogeologiya SSSR. Tom XIX. Irkutskaya oblast'* [Hydrogeology of the USSR. Vol 9. Irkutsk Region]. Moscow: Nedra Publ., 1968. 495 p.

Received: 30 April 2014