



Научная статья

УДК 553.048

<https://doi.org/10.21285/2686-9993-2022-45-2-184-196>

Доразведка Верхнечонского месторождения технических подземных вод: новые методы изучения и результаты

Егор Олегович Теняков^a, Евгений Александрович Савельев^b,
Мария Александровна Данилова^c

^{a,b}ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия

^cАО «Верхнечонскнефтегаз», г. Иркутск, Россия

Автор, ответственный за переписку: Теняков Егор Олегович, eotenyakov@tnnc.rosneft.ru

Резюме. Цель представленного исследования заключалась в уточнении геологической модели Верхнечонского месторождения технических подземных вод (Восточная Сибирь, Россия), переоценке запасов по промышленной категории, формировании геофильтрационной модели. В статье освещены основные подходы, использованные при проведении полевых и камеральных исследований, представлен опыт организации масштабных опытно-фильтрационных работ в условиях ограниченного времени и персонала на крупном функционирующем месторождении. В основу работы положены результаты многолетних режимных наблюдений, полевых опытно-фильтрационных работ 2019–2020 гг., информация геологической базы данных по водозаборному и нефтяному фонду скважин месторождения, в том числе комплекс скважинных исследований, а также сведения о геологическом и гидрогеологическом строении района из архивных и опубликованных источников. Для создания геофильтрационной модели использовано программное обеспечение Visual ModFlow Flex. Результатом проведения и интерпретации работ стало обоснование природной гидрогеологической модели, отличной от принятой ранее. Так, доказана связь двух водоносных комплексов – верхолен-илгинского комплекса верхне-среднекембрийского возраста и литвинцевского комплекса нижне-среднекембрийского возраста. В результате работ в Visual ModFlow Flex создана геофильтрационная модель, хорошо согласованная с фактическими данными и позволившая выявить непроницаемые барьеры, а также спрогнозировать геомиграцию сероводорода. Запасы подземных вод месторождения впервые поставлены на государственный баланс в полном объеме по промышленной категории В, переоценка выполнена по трем участкам месторождения, откорректированы нагрузки на скважины для оптимальной работы водозаборов. По итогам проведенного исследования можно сделать вывод о том, что использование геофильтрационной модели оправдано на месторождениях сложного геологического строения и данная модель может использоваться как постояннодействующая для контроля и корректировки режима разработки. Опыт организации работ на крупном действующем нефтяном месторождении также может быть полезен при переоценке запасов на месторождениях-аналогах.

Ключевые слова: переоценка запасов, геофильтрационная модель, технические воды, Верхнечонское месторождение

Для цитирования: Теняков Е. О., Савельев Е. А., Данилова М. А. Доразведка Верхнечонского месторождения технических подземных вод: новые методы изучения и результаты // Науки о Земле и недропользование. 2022. Т. 45. № 2. С. 184–196. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2022-45-2-184-196>.

Original article

Further exploration of the Verkhnechonskoye field of technical groundwater: new research methods and results

Egor O. Tenyakov^a, Evgeny A. Saveliev^b, Maria A. Danilova^c

^{a,b}Tyumen Oil Research Center LLC

^cVerkhnechonskneftegaz LLC

Corresponding author: Egor O. Tenyakov, eotenyakov@tnnc.rosneft.ru

Abstract. The purpose of the research is to refine a geological model of the Verkhnechonsk field of technical groundwater (Eastern Siberia, Russia), reassess groundwater reserves by the industrial category and form a geofiltration model. The article deals with the main approaches used in conducting of field and desk researches. It also introduces the organization

© Теняков Е. О., Савельев Е. А., Данилова М. А., 2022



experience of large-scale pilot filtration work under time- and personnel-limited conditions at a large operating field. The work is based on the results of long-term regime observations, field experimental and filtration works carried out in 2019–2020. It uses the information of a geological database on the water and oil intake facility of wells, including a complex of borehole studies, as well as the data on the geological and hydrogeological structure of the field according to archival and published sources. Visual ModFlow Flex software was used to create a geofiltration model. Having conducted and interpreted the works, the justification of a natural hydrogeological model different from the one adopted earlier was performed. Thus, the relationship of two water-bearing complexes – the Verkholsky-Ilginsky complex of the Upper-Middle Cambrian age and the Litvintsevsky complex of the Lower-Middle Cambrian age was proved. The works in the Visual ModFlow Flex resulted in the creation of a geofiltration model, which correlates well with the actual data, allows to identify impenetrable barriers, as well as predicts the geomigration of hydrogen sulfide. It is the first time that the underground water reserves of the field were included in the State balance sheet in full-scale according to the industrial category B. The reassessment was performed for three sites of the field, well loads were adjusted for optimal operation of water intakes. The obtained results of the conducted research imply that the use of geofiltration model is reasonable in the fields of complex geological structure and this model can be used on a permanent basis for monitoring and adjusting of the development mode. The organization experience of works at a large operating oil field can also be useful under the reserve reassessment at analogous fields.

Keywords: reassessment of reserves, geofiltration model, technical water, Verkhnechonskoye field

For citation: Tenyakov E. O., Saveliev E. A., Danilova M. A. Further exploration of the Verkhnechonskoye field of technical groundwater: new research methods and results. *Nauki o Zemle i nedropol'zovanie = Earth sciences and subsoil use*. 2022;45(2):184-196. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2022-45-2-184-196>.

Введение

Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) расположено в Канганском районе Иркутской области. Недропользователем является АО «Верхнечонск-нефтегаз», входящее в структуру ПАО НК «Роснефть». Месторождение открыто в 1978 г., введено в разработку в 2008 г., с 2009 г. началось формирование системы поддержания пластового давления. Всего за период 2007–2020 гг. выполнено 13 отчетов с оценкой запасов подземных вод по различным категориям по различным участкам. Переоценка запасов месторождения в целом по всем участкам выполняется впервые.

В настоящее время для обеспечения водой системы поддержания пластового давления на Верхнечонском НГКМ функционирует 64 скважины, расположенные на трех участках – Восточно-Бираинском, Дагалдынском и Ирактаконском (рис. 1), суммарная добыча по которым достигала в отдельные годы до 31 тыс. м³/сут. Дебиты скважин варьируют от 50 до 990 м³/сут. Часть запасов подземных вод (66 %) оценена по категории В, при этом в целом запасы распределены на месторождении неравномерно: 60 % запасов сосредоточено на Восточно-Бираинском участке, 27 % – на Дагалдынском, 13 % – на Ирактаконском. Скважины на Чонском и Татариновском участ-

ках законсервированы, запасы по ним утверждены по категории С₂ в 2015 г.

Целью представленной работы было уточнение геологической модели Верхнечонского месторождения технических подземных вод (МТПВ), переоценка запасов по промышленной категории, создание геофильтрационной модели.

Материалы и методы исследования

Сведения о геологических, гидрогеологических и мерзлотных условиях территории приведены в соответствии с данными источников¹ [1–9], а также результатами работ на месторождении, изложенными в статьях [10–12]. В геологическом строении Верхнечонского месторождения принимают участие образования архея-протерозоя, карбонатные породы нижнего и среднего отделов кембрия и осадочные породы среднего и верхнего отделов кембрия и юрской системы, а также четвертичные отложения. Нефтегазоносность Верхнечонского НГКМ связана с песчаниками и карбонатами венда и нижнего кембрия.

В рамках настоящей работы глубина изучения геологического разреза ограничивалась зоной свободного водообмена – вскрытием пород ангарской свиты нижнего кембрия (глубиной до 350 м). Отложения ангарской свиты

¹ Байкало-Амурская железнодорожная магистраль: геокриологическая карта. М-б 1:2500000. М., 1979.

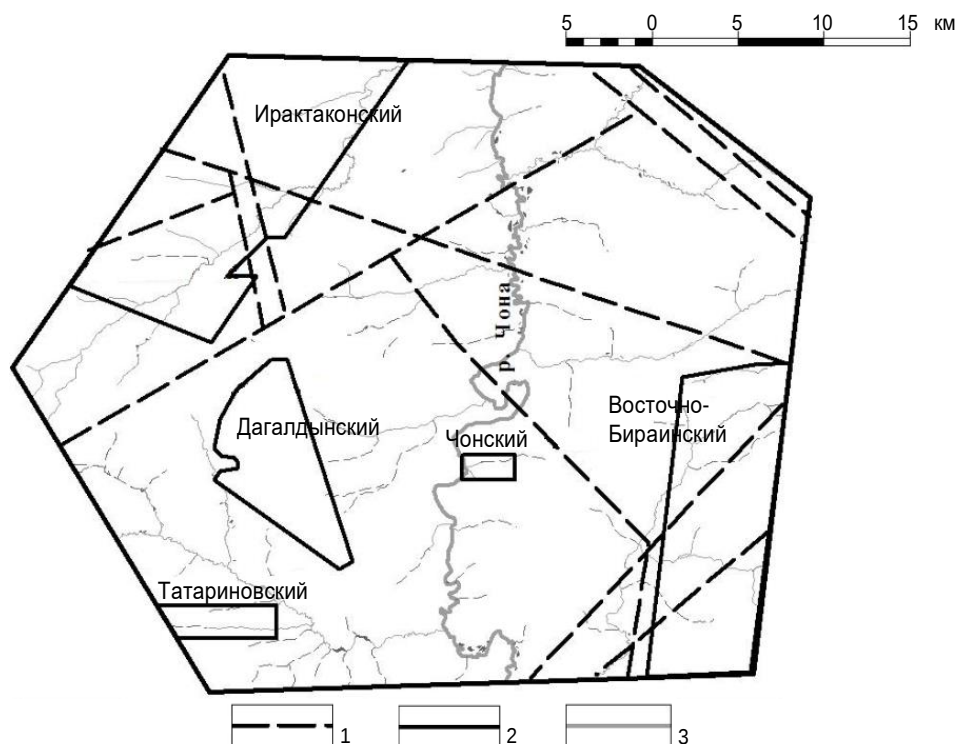


Рис. 1. Участки Верхнечонского месторождения технических подземных вод:

1 – тектонические нарушения; 2 – границы участков; 3 – реки

Fig. 1. Sites of the Verkhnechonskoye deposit of technical groundwater:

1 – tectonic disturbances; 2 – site boundaries; 3 – rivers

выше перекрываются ниже-среднекембрийскими отложениями литвинцевской свиты. Ее мощность изменяется от 130 до 210 м. На породах литвинцевской свиты согласно залегают осадочные нерасчлененные средне-верхнекембрийские отложения верхоленской и илгинской свит мощностью от 20 до 200 м. Несогласно на породах верхнего кембрия залегают отложения нижней юры мощностью до 80 м. Четвертичные отложения распространены повсеместно и представлены различными генетическими типами, преобладающими же являются аллювиальные и элювиально-делювиальные отложения со средней мощностью 1–3 м.

Объектом эксплуатации являются два водоносных горизонта: верхоленско-илгинский горизонт средне-верхнекембрийского возраста (песчаники, трещиноватые алевролиты, аргиллиты, характеризуются частым переслаиванием разных пород с мощностью прослоев от нескольких миллиметров до нескольких метров, цвет пород – преимущественно вишнево-красный, красно-коричневый, прослоями – травяно-зеленый; все породы в разной степени загипсованы, более интенсивно –

в нижней части разреза) и литвинцевский горизонт ниже-среднекембрийского возраста (доломиты и известняки от светло-серых до темно-серых с желтым и коричневатым оттенком, массивные, слоистые, водорослевые, брекчиевидные; в верхней части разреза имеются прослои зеленовато-серых алевролитов, глинистых доломитов, гипс-ангидритов). В рамках данной работы они рассматриваются как единый верхоленско-литвинцевский водоносный комплекс.

Система поддержания пластового давления на Верхнечонском НГКМ реализована следующим образом: скважины объединены в водозаборы, с которых вода поступает на установку подготовки артезианской воды, затем – на установку подготовки нефти УПН-1, где происходит смешение с подтоварной водой, отстаивание, нагрев и другие этапы водоподготовки. Далее вода направляется на блочную кустовую насосную станцию, затем через блоки гребенок осуществляется разводка по нагнетательному фонду.

Сложная организация системы поддержания пластового давления приводит к непостоянству работы водозаборных скважин как из-



за перемен давления в самой сети низконапорных водоводов, протяженность которых составляет на Верхнечонском НГКМ 93 км, так и по причине изменений добычи нефти в связи с корректировками профиля (соответственно, и потребности в воде), приемистостью нагнетательных скважин, особенностями функционирования на установке подготовки артезианской воды и блочной кустовой насосной станции, а также другими технологическими процессами. Данные режимных наблюдений за работой водозаборов отличаются сложными зависимостями, и их использование ограничено при переоценке запасов подземных вод. Эти материалы могут быть частично использованы с учетом корректировок. С учетом того, что замеры уровней и дебитов выполняются ежедневно на протяжении многих лет, сформирован огромный массив данных, часто имеющий различные формы представления информации по годам. Частично работа была автоматизирована с использованием сводных таблиц и макросов на базе MS Excel. Основные проблемы, выявленные при обработке данных режимных наблюдений, заключаются в том, что в ходе эксплуатации неизбежны аварийные остановки, остановки на плановые ремонты, при которых происходит смена оборудования, в некоторых случаях даже на оборудование другой производительности, соответственно, графики зависимости дебита от уровня в эти периоды искажаются, что требует отдельного рассмотрения каждого такого участка, привлечения данных по ремонтным работам. Также изменение графиков бывает связано с искусственным ограничением в добыче воды, истощением запасов, что приводит к необходимости выполнения анализа по каждой скважине с привлечением данных по закачке жидкости в систему поддержания пластового давления по каждому проблемному периоду. В результате возможность использования режимных данных для переоценки запасов оказывается ограниченной. Тем не менее они учтены для контроля в качестве усредненных показателей разработки месторождений.

В 2018 г. перед специалистами ООО «Тюменский нефтяной научный центр» была поставлена задача провести переоценку запас-

сов подземных вод на действующих участках Верхнечонского НГКМ по промышленной категории В. На тот момент запасами по категории В потребность в подземных водах для целей поддержания пластового давления была обеспечена менее чем на половину. При этом проектные нагрузки были определены исходя из дебитов скважин, полученных при строительных откачках в необвязанных скважинах. После подключения скважин к системе водоводов их производительность снизилась из-за дополнительного давления, создаваемого в системе. Таким образом, при распределении проектных нагрузок имеет значение не максимальная производительность скважин, а фактическая, полученная в ходе анализа опыта эксплуатации всего водозабора. Откачки «на рельеф» при таком подходе необходимы лишь для получения кондиционных параметров (водопроницаемости и пьезопроводности).

С учетом того, что в некоторых выработках фонда скважин были выполнены кратковременные и не всегда кондиционные откачки, гидродинамические условия за годы эксплуатации изменились, а гидрогеологические параметры требуют подтверждения, было принято решение провести комплекс опытно-фильтрационных работ.

Выполнение откачек на крупных месторождениях, эксплуатируемых с целью водоснабжения объектов с постоянной потребностью, часто представляется нетривиальной задачей в связи с невозможностью остановки фонда скважин. В случае с Верхнечонским НГКМ сроки проведения опытно-фильтрационных работ были подобраны таким образом, чтобы они совпадали с плановыми профилактическими работами на фонде нефтяных и нагнетательных скважин, что минимизировало потери по добыче углеводородов вследствие дефицита воды в системе поддержания пластового давления. За период полевых работ проведены две групповые и шесть одиночных откачек. В групповой откачке на Восточно-Бираинском участке было задействовано 15 скважин, 13 из которых являлись возмущающими; суммарный дебит откачки составил 6476 м³/сут. В групповой откачке на Ирак-тонском участке было задействовано 5 скважин, 4 из которых были возмущающими;



суммарный дебит составил 2175 м³/сут. Длительность опыта на Восточно-Бираинском участке составила около пяти суток, на Ирактаконском – около двух суток. Перед каждым испытанием исследуемый фонд скважин отключался на сутки для фиксации текущего статического уровня, при этом фонд водозаборных скважин на соседних эксплуатационных участках выводился на режим работы с постоянным дебитом.

Пригодность скважин для проведения опытно-фильтрационных работ оценивалась по следующим критериям: наличие пьезометра, высокая производительность, расположение в группе скважин, наличие наблюдательных скважин на вышележащий верховенско-илгинский горизонт. Для получения кондиционных параметров откачки проводились в водно-критичный период, однако работы не удалось выполнить в полном объеме по причине низких температур воздуха. Впрочем, результаты зимних опытов оказались сопоставимы с результатами исследований, проведенных повторно в летний период, что говорит о минимальном влиянии сезонности на гидродинамический режим исследуемых водоносных подразделений.

Рассмотрим результат одного из опытов на Восточно-Бираинском участке Верхнечон-

ского МТПВ. Возмущающая скважина 2*-Д, каптирующая ниже-среднекембрийский водоносный горизонт, расположена на расстоянии 7,5 м от скважины 2*-Г, каптирующей средне-верхнекембрийский водоносный горизонт. После начала откачки с дебитом 886 м³/сут. уже через восемь минут уровень воды в наблюдательной скважине начал понижаться, через пять часов разница динамических уровней в скважинах 2*-Д и 2*-Г составляла не более 0,1 м (рис. 2).

Приведенный на рис. 2 график наглядно демонстрирует отсутствие непроницаемой границы между средне-верхнекембрийским и ниже-среднекембрийским водоносными горизонтами и единый характер напорного режима, что позволяет схематизировать их как единый водоносный комплекс. Аналогичные результаты были получены и на других действующих водозаборных участках Верхнечонского МТПВ.

Значимой характеристикой для обоснования объекта как единого водоносного комплекса является химический состав подземных вод. В северной части Верхнечонского лицензионного участка подземные воды верховенской и илгинской свит относятся к гидрокарбонатным и гидрокарбонатно-сульфатным с минерализацией до 0,43 г/дм³, а воды литвин-

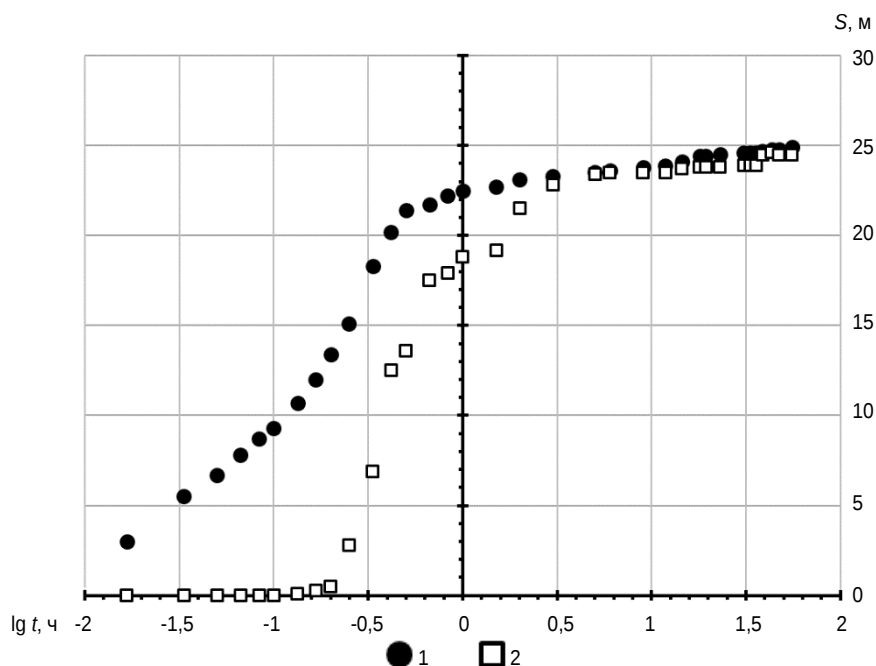


Рис. 2. График временного прослеживания уровня в координатах $S-Ig(t)$:

1 – скважина 2*-Д; 2 – скважина 2*-Г

Fig. 2. Graph of level temporal tracing in $S-Ig(t)$ coordinates:

1 – well 2*-Д; 2 – well 2*-Г



цевской свиты – к сульфатным с минерализацией до 2,41 г/дм³. В юго-западном направлении картина меняется: по результатам лабораторных исследований проб, отобранных в скважинах, каптирующих только верхоленскую и илгинскую свиты, воды могут быть гидрокарбонатными, сульфатными или сульфатно-гидрокарбонатными, то же самое наблюдается относительно скважин, каптирующих только литвинцевскую свиту [13]. Минерализация изменяется от 0,27 до 2,23 мг/дм³, причем ее значения не коррелируют с глубиной вскрытия объекта, что еще раз подтверждает наличие гидравлической связи между средне-верхнекембрийскими и нижне-среднекембрийскими отложениями.

По результатам групповых и одиночных откачек величина водопроводимости при обработке результатов опытно-фильтрационных работ графоаналитическим методом составила от 73 до 1273 м²/сут., что характеризует пласт как весьма неоднородный. Значения пьезопроводности изменяются в диапазоне 4,7·10⁴–2,8·10⁷ м²/сут. Результаты хорошо коррелируют со значениями водопроводимости, полученными в ходе ранее проведенных на Верхнечонском МТПВ работ, и в целом характерны для данного района.

Анализ данных режимных наблюдений не позволил получить гидродинамические параметры из-за неясного характера зависимостей дебита от понижений вследствие взаимовлияния скважин, но лег в основу обоснования проектных нагрузок. В качестве нагрузок были приняты значения объемов добычи, при которых не происходило значительных скачков динамического уровня. Прогнозные понижения при этом не превысили допустимых. Результаты расчета допустимых понижений при применении различных схематиза-

ций гидрогеологических условий приведены в таблице.

Вывод о существовании взаимосвязи между водоносными горизонтами верхоленско-илгинской и литвинцевской свит подтвердился в ходе анализа результатов интерпретации геофизических исследований скважин. Комплекс геофизических исследований скважин, принятый в работе, является классическим при гидрогеологических исследованиях и показывает свою эффективность при расчленении разреза и выделении водоносных интервалов [14, 15]. Во всех предыдущих работах каждый из них рассматривался как отдельный ограниченный сверху и снизу объект. Аналогичная природная гидрогеологическая модель была принята и на соседних лицензионных участках. Действительно, по данным ранее выполненных поисково-оценочных работ в северной части Верхнечонского МТПВ, где проводились работы с отбором керна, в подошве верхоленской свиты наблюдается загипсованность [11, 12]. Тем не менее в разрезе участков действующих водозаборов, расположенных на юго-востоке и западе месторождения, алевролиты и аргиллиты в подошве верхоленской свиты являются водоносными (рис. 3).

При подсчете запасов гидродинамическим методом благодаря объединению водоносных горизонтов по многим скважинам выявлен значительный запас понижения, который в будущем в случае увеличения потребности промысла в подземных водах позволит провести переоценку с возросшими нагрузками.

Кроме традиционного гидродинамического метода при переоценке запасов был использован метод численного моделирования, зарекомендовавший себя как эффективный инструмент при оценке запасов на крупных

Сравнение результатов расчета допустимых понижений Comparison of calculation results of permissible drawdown

Участок	Скважина	Допустимое понижение при схематизации с учетом непроницаемой границы, м	Допустимое понижение при схематизации с единым водоносным комплексом, м (принято по результатам доразведки)	Прогнозное понижение, м
Восточно-Бираинский	2**Д	36	55	32,6
Дагалдынский	1-Б**	72	90	63,9

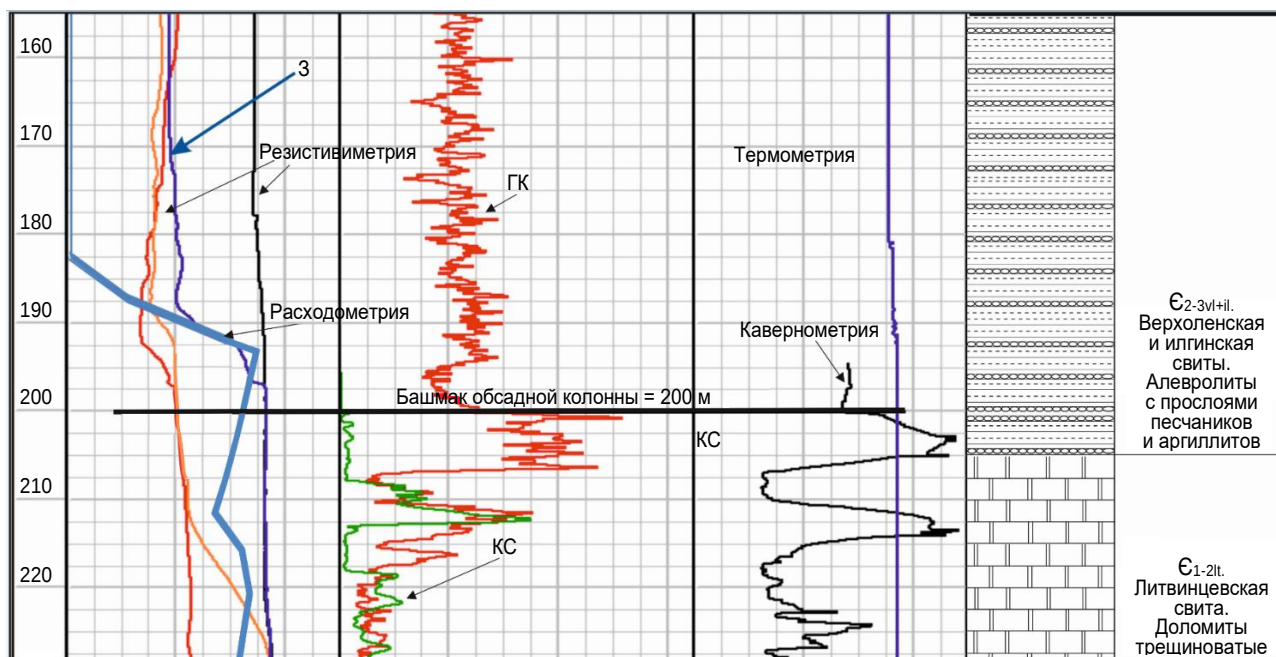


Рис. 3. Фрагмент геофизического планшета по скважине 2*-Д
Fig. 3. Fragment of a geophysical tablet for the well 2*-Д

месторождениях со сложной историей разработки [16–20]. В программном комплексе Visual ModFlow Flex 6.1 построена геофильтрационная модель Верхоненского МТПВ, представленная двумя расчетными слоями – собственно изучаемого водоносного комплекса и проекции кровли ангарской свиты, находящейся на 70 м ниже фактических отметок структурного профиля, что необходимо для моделирования геомиграции. Поверхности были построены по данным бурения разведочных и водозаборных скважин. Для построения модели были использованы сведения о конструкциях скважин, результаты режимных наблюдений, сведения о фильтрационно-емкостных свойствах пород, полученных по результатам опытно-фильтрационных работ в период 2007–2019 гг., результаты лабораторных исследований воды.

Численная конечно-разностная модель основана на решении нестационарного дифференциального уравнения фильтрации подземных вод (закон Дарси) для напорного неограниченного в плане пласта.

Важно отметить, что настройка и калибровка модели выполнены на основе данных динамического уровня в эксплуатационных скважинах, начальной датой модели принято 1 января 2016 г. Данный подход оправдан и может быть использован при решении анало-

гичных задач, так как информации по статическим уровням часто бывает недостаточно ввиду непрерывной эксплуатации месторождения, при которой краткосрочные остановки эксплуатационных скважин не позволяют уровню восстановиться. Кроме того, использование данных по статическим уровням при бурении для калибровки модели ограничено, так как замеры являются разновременными, а бурение происходило на различных стадиях эксплуатации, что делает сравнение полученных результатов затруднительным. Выполнение калибровки модели по данным динамических уровней является достаточно сложной задачей, в процессе ее решения выявлено, что по близкорасположенным скважинам ввиду разной величины скин-эффекта, величины дебита, а также характера и степени вскрытия целевого объекта наблюдается высокий градиент напора, искажающий реальную гидродинамическую картину. С целью компенсации градиента напора по локальным участкам, а также для моделирования его дополнительной сработки за счет несовершенства в расчетных ячейках по 20 из 64 эксплуатационных скважин были активированы граничные условия «дрена» (от англ.: drain), симулирующие извлечение жидкости из домена модели с заданным коэффициентом дренирования от 3 до 50 м²/сут.



В ходе калибровки модели достигнутая степень расхождения расчетных и фактических данных не превысила 8,6 % при допустимом пороге 10 % (рис. 4). Привлечение метода геофильтрационного моделирования позволило ответить на некоторые вопросы о тектоническом строении района. При калибровочных итерациях было четко установлено наличие двух гидродинамических барьеров в пределах Восточно-Бираинского участка, выражающихся в резком перепаде напоров между водозаборными скважинами. Благодаря этому была снята неопределенность относительно характера разломов, ограничивающих Бираинский горст, подтверждено их существование и уточнена тектоническая структура участка (рис. 5). Для их симуляции в модели использованы горизонтальные слабопроницаемые границы. Толщина непроницаемых границ была задана равной 30 м с величиной k_x и k_y 0,001 м/сут. Ранее данная структура не учитывалась при оценке запасов, что приводило к искажению в понимании структуры потока подземных вод. Также дополнительный гидродинамический барьер был зафиксирован в пределах Дагалдынского участка. Ранее этот барьер в ходе геологоразведочных работ также не выявлялся.

Также одной из проблем Верхнечонского МТПВ является спонтанное периодическое

появление сероводорода в воде скважин, вскрывающих интервалы, близкие к кровле нижнекембрийских отложений (ангарской свиты). Учитывая, что сероводород в силу его физико-химических свойств не сорбируется на частицах породы, а также не вступает в химические реакции с подземными водами целевого объекта по причине их малой минерализации, равно как и с элементами вмещающих горных пород, можно сделать вывод о том, что его концентрация будет определяться процессом гидродинамической дисперсии. В модели принято значение шага дисперсии в 10 м как наименее благоприятное для расчета пессимистичного варианта распространения сероводорода. В результате моделирования геомиграции установлено, что наибольшие концентрации (от 2 до 5,5 мг/дм³ сероводорода) соответствуют Восточно-Бираинскому и Дагалдынскому эксплуатационным участкам. Эксперимент с установкой узла контроля коррозии на трубопроводе АО «Верхнечонскнефтегаз» показал, что скорость коррозии составляет 0,97 мм в год, что оценивается как сильная степень и требует применения ингибиторов коррозии либо выполнения мероприятий по защите трубопроводов и оборудования. Высокие концентрации сероводорода объясняются значительной эксплуатационной нагрузкой на первом участке

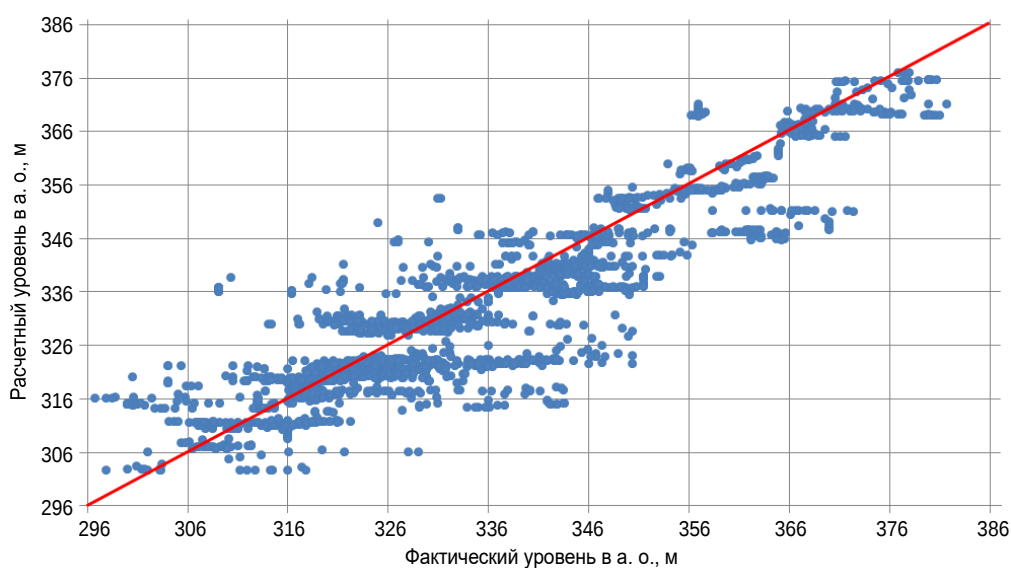


Рис. 4. Итоговый график сходимости расчетных и фактических уровней по эксплуатационным скважинам

Расхождение расчет / факт – 8,6 %; среднее расхождение – 1,3 м; коэффициент корреляции – 0,9

Fig. 4. The final convergence graph of predicted and actual levels for production wells

Predicted discrepancy / actual – 8.6 %; average discrepancy – 1.3 m; correlation coefficient – 0.9

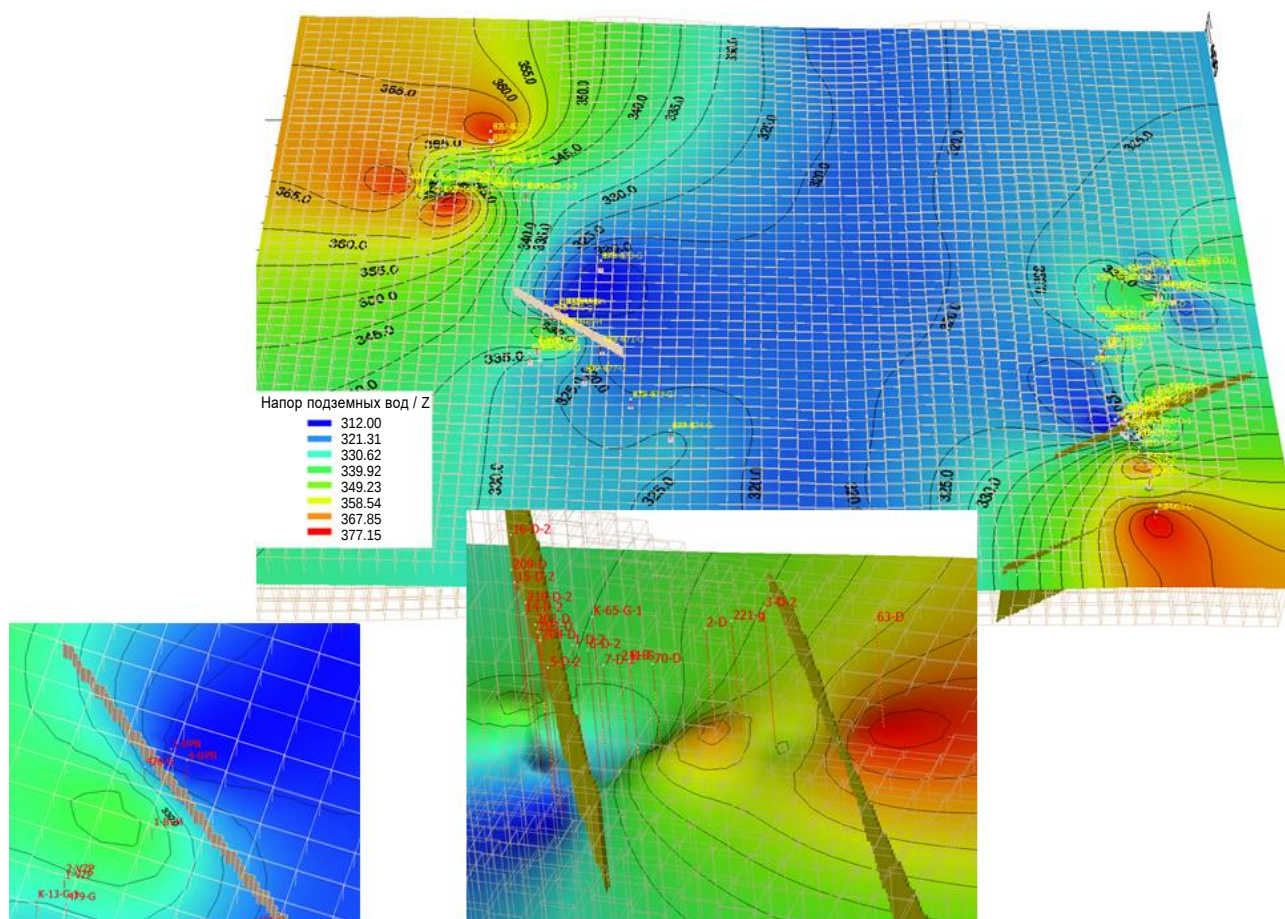


Рис. 5. Симуляция слабопроницаемых границ в модели, отражающая резкие перепады напора как между отдельными скважинами, так и между группами скважин
Величина коэффициента фильтрации – 0,001 м/сут., толщина границ – 30 м

Fig. 5. Simulation of low-permeability boundaries in the model that reflects sharp pressure head drops both between individual wells and groups of wells

The value of the filtration coefficient is 0.001 m/day; the boundary thickness is 30 m

и близостью кровли ангарской свиты на втором. Таким образом, прогнозные концентрации сероводорода в добываемой воде будут составлять от 0,5 до 5,5 мг/дм³ (рис. 6).

Результаты исследования

Результатом проведения и интерпретации работ стало обоснование природной гидрогеологической модели, отличной от принятой ранее. Так, доказана связь двух водоносных комплексов – верхоленско-илгинского комплекса верхне-среднекембрийского возраста и литвинцевского комплекса нижне-среднекембрийского возраста. В результате работ в программном обеспечении Visual ModFlow Flex создана геофильтрационная модель, хорошо согласованная с фактическими данными, которая позволила выявить непроницаемые барьеры, а также спрогнозировать геомиграцию сероводорода. Запасы подземных

вод месторождения впервые поставлены на государственный баланс в полном объеме по промышленной категории В, переоценка выполнена по трем участкам месторождения, откорректированы нагрузки на скважины для оптимальной работы водозаборов.

Заключение

На основе проведенного исследования можно сделать следующие выводы:

1. Главной особенностью геологического строения Верхнечонского МТПВ является отсутствие непроницаемой границы между нижне-среднекембрийским и средне-верхнекембрийским водоносными горизонтами в западной и восточной частях лицензионного участка, что удалось подтвердить в ходе анализа результатов интерпретации геофизических исследований скважин и проведения опытно-фильтрационных работ.

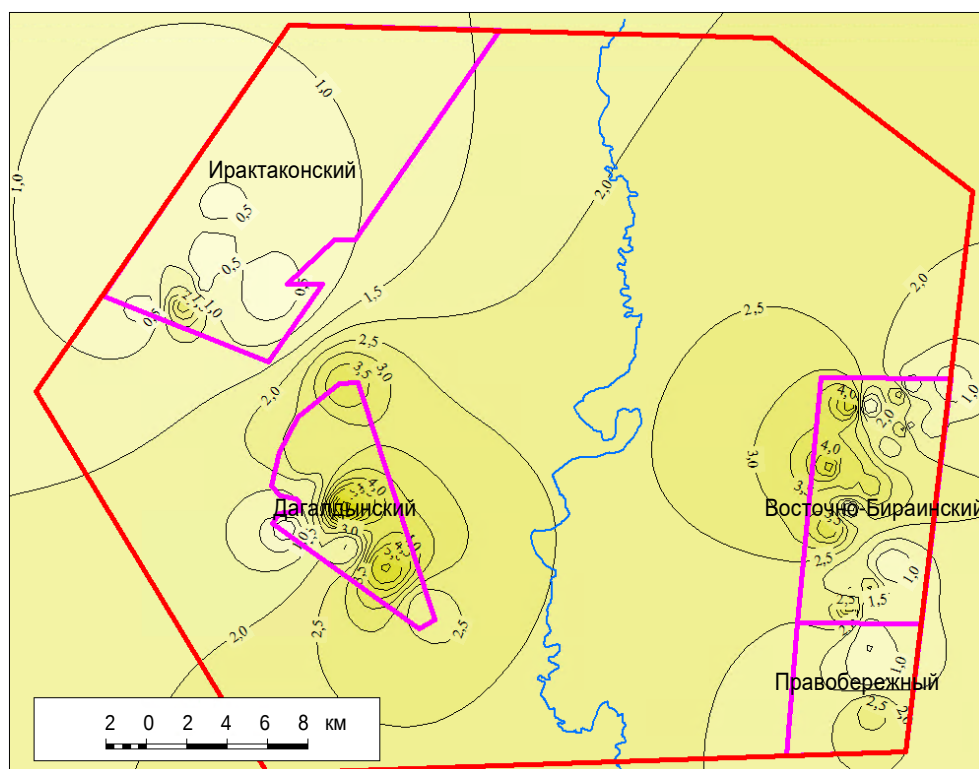


Рис. 6. Результаты прогнозного моделирования процесса геомиграции сероводорода на конец прогнозного периода (1 сентября 2044 г.)

Fig. 6. Results of predictive modeling of hydrogen sulfide geomigration at the end of the forecast period (September 1, 2044)

2. Объединение водоносных горизонтов позволило увеличить проектные нагрузки на водозаборные скважины в связи с изменением величины допустимого понижения.

3. Геофильтрационное моделирование в сложных гидрогеологических условиях позволяет уточнить тектоническую структуру месторождения, выявить зоны разломов и определить характер влияния выделяемых объектов

на гидродинамический режим.

4. С помощью компьютерного моделирования можно сделать прогноз миграции отдельных химических веществ и показателей.

5. По итогам описанных решений удалось выполнить переоценку с двукратным увеличением запасов подземных вод по категории В и успешно пройти государственную геологическую экспертизу отчета.

Список источников

1. Гидрогеология СССР. В 50 т. Т. 19. Иркутская область / ред. В. Г. Ткачук. М.: Недра, 1968. 496 с.
2. Блохин Ю. И. Особенности формирования пресных подземных вод в связи с геологическим строением Ленского нефтеносного района // Материалы IV совещания по подземным водам Сибири и Дальнего Востока. Иркутск – Владивосток, 1964. С. 102–103.
3. Блохин Ю. И. Естественные ресурсы пресных подземных вод малых бассейнов в верхнем течении р. Лены // Материалы V совещания по подземным водам Сибири и Дальнего Востока. Иркутск – Тюмень, 1967. С. 213–214.
4. Блохин Ю. И. Типы малых бассейнов верхнего Приленья // Геология и полезные ископаемые Восточной Сибири. Иркутск, 1971. С. 103–107.
5. Замараев С. М. Тектоническое строение и история геологического развития юго-восточной части Си-

- бирской платформы // Геофизические исследования и проблемы нефтегазоносности юга Сибирской платформы. Вып. 2. М.: Гостоптехиздат, 1962. С. 128–193.
6. Лещиков Ф. Н. Мерзлые породы Приангарья и Прибайкалья. Новосибирск: Наука, 1978. 141 с.
7. Ломоносов И. С., Кустов Ю. И., Пиннекер Е. В. Минеральные воды Прибайкалья. Иркутск: Восточно-Сибирское книжное издательство, 1977. 223 с.
8. Пиннекер Е. В. Рассолы Ангаро-Ленского артезианского бассейна: закономерности размещения, состав, динамика, формирование и использование. М.: Наука, 1966. 332 с.
9. Пиннекер Е. В., Писарский Б. И. Подземные воды зоны Байкало-Амурской магистрали. Новосибирск: Наука, 1977. 85 с.
10. Малков Д. С. Гидрогеологические условия нефтегазоносности Верхнечонского газоконденсатно-



нефтяного месторождения // Гео-Сибирь. 2010. Т. 2. № 1. С. 18–21.

11. Шенькман Б. М. Зона свободного водообмена Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения в начале этапа промышленной эксплуатации // Известия Иркутского государственного университета. Серия: Науки о Земле. 2014. Т. 7. С. 129–144.

12. Шенькман Б. М. Ресурсы подземных вод Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения // География и природные ресурсы. 2013. № 3. С. 77–84.

13. Шенькман Б. М. Химия подземных вод Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения (ВЧНГКМ) // Известия Иркутского государственного университета. Серия: Науки о Земле. 2013. Т. 6. № 1. С. 206–222.

14. Гринбаум И. И. Геофизические методы определения фильтрационных свойств горных пород. М.: Недра, 1965. 188 с.

15. Гершанович И. М. Гидрогеологические исследования в скважинах методом расходомерии. М.: Недра, 1981. 295 с.

16. Аксеновская А. А., Валева Р. Р., Гринченко В. А., Савельев Е. А. Практика определения гидродинамиче-

ских параметров по результатам ОФР и геофильтрационного моделирования на примере Среднеботуобинского МТПВ // Недропользование XXI век. 2020. № 5. С. 63–69.

17. Московцева Д. А., Кичигин Е. В. Геофильтрационное моделирование и характеристика подземных вод Лебединского месторождения // Геология, география и глобальная энергия. 2021. № 2. С. 68–73. <https://doi.org/10.21672/2077-6322-2021-81-2-068-073>.

18. Самарцев В. Н. Оценка геофильтрационной неоднородности водоносного горизонта методом автоматической калибровки модели // Инженерные изыскания. 2013. № 12. С. 32–39.

19. Гриневский С. О., Иванова Я. В., Сафонов А. О. Оценка естественных ресурсов подземных вод на основе геогеологического моделирования инфильтрационного питания // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2016. № 5. С. 45–52. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2016-5-45-52>.

20. Рошаль А. А., Потапова Е. Ю. Гидродинамическое и миграционное моделирование при оценке запасов подземных вод (на примере Московского региона) // Недропользование XXI век. 2012. № 2. С. 70–75.

References

1. Tkachuk V. G. *Hydrogeology of the USSR*. In 50 vol. Vol. 19. *Irkutsk region*. Moscow: Nedra; 1968. 496 p. (In Russ.).

2. Blokhin Yu. I. Formation features of fresh groundwater in terms of the geological structure of the Lena oil-bearing area. In: *Materialy IV soveshchaniya po podzemnym vodam Sibiri i Dal'nego Vostoka = Materials of the 4th meeting on groundwater of Siberia and the Far East*. Irkutsk – Vladivostok; 1964, p. 102–103. (In Russ.).

3. Blokhin Yu. I. Natural resources of fresh groundwater in the small basins of the upper Lena river. In: *Materialy V soveshchaniya po podzemnym vodam Sibiri i Dal'nego Vostoka = Materials of the 5th meeting on the groundwater of Siberia and the Far East*. Irkutsk – Tyumen; 1967, p. 213–214. (In Russ.).

4. Blokhin Yu. I. Types of small basins of the upper Lena region. In: *Geologiya i poleznye iskopaemye Vostochnoi Sibiri = Geology and minerals of Eastern Siberia*. Irkutsk; 1971, p. 103–107. (In Russ.).

5. Zamaraev S. M. Tectonic structure and history of geological development of the Southeastern part of the Siberian platform. In: *Geofizicheskie issledovaniya i problemy neftegazonosnosti yuga Sibirskoi platform = Geophysical research and issues of the oil and gas potential in the south of the Siberian Platform*. Iss. 2. Moscow: Gostoptekhizdat; 1962, p. 128–193. (In Russ.).

6. Leshchikov F. N. *Frozen rocks of the Angara and Baikal region*. Novosibirsk: Nauka; 1978. 141 p. (In Russ.).

7. Lomonosov I. S., Kustov Yu. I., Pinneker E. V. *Mineral waters of the Baikal region*. Irkutsk: Vostochno-Sibirskoe knizhnoe izdatel'stvo; 1977. 223 p. (In Russ.).

8. Pinneker E. V. *Brines of the Angara-Lena Artesian basin: distribution patterns, composition, dynamics, formation and use*. Moscow: Nauka; 1966. 332 p. (In Russ.).

9. Pinneker E. V., Pisarskii B. I. *Underground waters of the Baikal-Amur Mainline zone*. Novosibirsk: Nauka; 1977. 85 p. (In Russ.).

10. Malkov D. S. Hydrogeological conditions for oil and gas content of the Verkhnechonskoye gas-condensate-oil field. *Geo-Sibir'*. 2010;2(1):18-21. (In Russ.).

11. Shenkman B. M. Free water exchange zone of Verkhnechonskoye oil-gas-condensate deposit in the early stage of the industrial operation. *Izvestiya Irkutskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: Nauki o Zemle = The Bulletin of Irkutsk State University. Series: Earth Sciences*. 2014;7:129-144. (In Russ.).

12. Shenkman B. M. Groundwater resources of the Verkhnechonskoye oil and gas condensate field. *Geografiya i prirodnye resursy*. 2013;3:77-84. (In Russ.).

13. Shenkman B. M. The groundwater chemistry of Verkhnechonskoye oil-gas-condensate deposit (VCHOGCD). *Izvestiya Irkutskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: Nauki o Zemle = The Bulletin of Irkutsk State University. Series: Earth Sciences*. 2013;6(1):206-222. (In Russ.).

14. Grinbaum I. I. *Geophysical methods to determine filtration properties of rocks*. Moscow: Nedra; 1965. 188 p. (In Russ.).

15. Gershanovich I. M. *Hydrogeological studies in wells by the flowmetry method*. Moscow: Nedra; 1981. 295 p. (In Russ.).

16. Aksenovskaya A. A., Valeev R. R., Grinchenko V. A., Savelyev E. A. Determination of hydrodynamic parameters on the result of testing for groundwater inflow and geofiltration simulation by the example of Srednebotuobinsky technical groundwater deposit. *Nedropol'zovanie XXI vek*. 2020;5:63-69. (In Russ.).

17. Moskovtseva D. A., Kichigin E. V. Geofiltration modeling and characterization of the Lebedinsky under-



ground water. *Geologiya, geografiya i global'naya energiya* = *Geology, geography and global energy*. 2021;2:68-73. (In Russ.). <https://doi.org/10.21672/2077-6322-2021-81-2-068-073>.

18. Samartsev V. N. Estimation of aquifer heterogeneity with automatic model calibration. *Inzhenernye izyskaniya* = *Engineering Survey*. 2013;12:32-39. (In Russ.).

19. Grinevskiy S. O., Ivanova Y. V., Safonov A. O. An assessment of the groundwater resources based on infil-

tration recharge hydrogeological modeling. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Geologiya i razvedka* = *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2016;5:45-52. (In Russ.). <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2016-5-45-52>.

20. Roshal A. A., Potapova E. Y. Hydrodynamic and migration modeling at an assessment of stocks of underground waters (on an example of the Moscow region). *Nedropol'zovanie XXI vek*. 2012;2:70-75. (In Russ.).

Информация об авторах / Information about the authors



Теняков Егор Олегович,
главный специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
г. Тюмень, Россия,
eotenyakov@tnnc.rosneft.ru.

Egor O. Tenyakov,
Chief Specialist,
Tyumen Oil Research Center LLC,
Tyumen, Russia,
eotenyakov@tnnc.rosneft.ru.



Савельев Евгений Александрович,
руководитель группы по геологическому сопровождению
проектов Восточной Сибири,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
г. Тюмень, Россия,
easaveliev@tnnc.rosneft.ru.

Evgeny A. Saveliev,
Head of the Group for Project Geological Support in Eastern Siberia,
Tyumen Oil Research Center LLC,
Tyumen, Russia,
easaveliev@tnnc.rosneft.ru.



Данилова Мария Александровна,
кандидат геолого-минералогических наук,
ведущий геолог,
ООО «Верхнечонскнефтегаз»,
г. Иркутск, Россия,
madanilova@rosneft.ru.

Maria A. Danilova,
Cand. Sci. (Geol. & Mineral.),
Leading Geologist,
Verkhnechonskneftegaz LLC,
Irkutsk, Russia,
madanilova@rosneft.ru.

Вклад авторов / Contribution of the authors

Теняков Е. О., Данилова М. А. разработали концепцию статьи, подготовили текст статьи, приняли активное участие в полевых и камеральных работах; Савельев Е. А. подготовил текст статьи, принял активное участие в камеральных работах.

Tenyakov E. O., Danilova M. A. developed the concept of the article, prepared the text of the article, took an active part in the field and desk works. Saveliev E. A. prepared the text of the article, took an active part in the desk works.

Конфликт интересов / Conflict of interests

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

The authors declare no conflicts of interests.



*Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.
The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.*

Информация о статье / Information about the article

Статья поступила в редакцию 28.02.2022; одобрена после рецензирования 11.04.2022; принята к публикации 13.05.2022.

The article was submitted 28.02.2022; approved after reviewing 11.04.2022; accepted for publication 13.05.2022.