

## **Опыт использования апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса при размещении попутно-добываемых вод Каменного участка недр**

**Ю. И. Сальникова, Р. Н. Абдрашитова\*, Д. В. Бердова, Т. В. Семенова**

*Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия*

*\*abdrashitovarn@tyuiu.ru*

**Аннотация.** Целью представленного исследования является оценка опыта использования апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса при размещении излишков попутных вод, образующихся в больших количествах при добыче нефти в пределах Каменного участка недр.

Актуальность исследования обоснована необходимостью утилизации в пределах Каменного участка недр попутно-добываемых вод, накопленный объем которых к настоящему времени превышает 10 000 тыс. м<sup>3</sup>. На Каменном участке недр содержание воды в продукции скважин составляет 52–55 %, и дальнейшая ее добыча будет сопровождаться ростом ее обводненности. Важным вопросом, стоящим перед недропользователями, является минимизация негативного влияния размещения вод в поглощающий горизонт.

В процессе исследования были решены следующие задачи: выполнена оценка природных геолого-гидрогеологических условий апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса, произведен анализ стабильности гидрогеохимических показателей подземных вод комплекса по результатам мониторинговых исследований (начиная с 1960-х годов), оценена совместимость размещаемых и пластовых вод путем расчета карбонатного равновесия системы. Полученное решение каждой из перечисленных задач свидетельствует о рациональности использования апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса в целях размещения попутно-добываемых вод. В статье также акцентировано внимание на необходимости постоянного совершенствования системы мониторинга состояния поглощающего горизонта, а также тщательного соблюдения всех природоохранных мер, что является обязательным условием сохранения природного баланса недр Западно-Сибирского нефтегазового бассейна.

**Ключевые слова:** нефтегазовая гидрогеология, поддержание пластового давления, карбонатное равновесие, минерализация подземных вод, пластовая температура, попутно-добываемые воды

**Благодарности:** статья подготовлена в рамках государственного задания в области науки по научным проектам, выполняемым коллективами молодежных лабораторий образовательных организаций высшего образования, подведомственных Минобрнауки России, по проекту: «Разработка системы мониторинга, оценки и прогнозирования комплексного состояния компонентов системы “вода-порода-газ-органическое вещество” при разработке месторождений углеводородов» (FEWN-2023-0011, 2023-2024).

**Для цитирования:** Опыт использования апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса при размещении попутно-добываемых вод Каменного участка недр / Ю. И. Сальникова, Р. Н. Абдрашитова, Д. В. Бердова, Т. В. Семенова. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-2-25-42 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 2. – С. 25–42.

## **Experience of using the Aptian-Albian-Cenomanian hydrogeological complex in the disposal of produced water from the Kamennoye subsoil area**

**Yulia I. Salnikova, Rimma N. Abdrashitova\*, Daria V. Berdova, Tatyana V. Semenova**

**Abstract.** The objective of the presented study is to assess the efficacy of the Aptian-Albian-Cenomanian hydrogeological complex in the disposal of surplus associated water generated in large quantities during oil production within the Kamennoye subsoil area.

The necessity for utilising produced water within the Kamennoye subsoil area is justified by the accumulated volume of water currently exceeding 10 000 thousand m<sup>3</sup>. The water content in wells' production at the Kamennoye subsoil area is 52-55 %. Furthermore, further extraction will result in an increase in the water cut. One of the key challenges facing subsoil users is to minimise the negative impact of water disposal into the absorbing horizon.

In the course of the study, the following tasks were solved: assessment of the natural geological and hydrogeological conditions of the Aptian-Albian-Cenomanian hydrogeological complex, analysis of the stability of the hydrogeochemical indicators of the groundwater in the complex based on the results of monitoring studies (since the 1960s), assessment of the compatibility of the produced water and the formation water by calculating the carbonate equilibrium of the system. The obtained solution of each of the above tasks indicates the rationality of using the Aptian-Albian-Cenomanian hydrogeological complex for the disposal of produced water. The article also emphasises the necessity of continuous improvement of the system for monitoring the condition of the absorbing horizon, as well as careful observance of all environmental protection measures, which is a prerequisite for preserving the natural balance of the subsoil of the West Siberian oil and gas basin.

**Keywords:** oil and gas hydrogeology, reservoir pressure maintenance, carbonate balance, groundwater mineralization, reservoir temperature, produced water

**Acknowledgments:** the article has been prepared under the state assignment for scientific research carried out by youth laboratory teams in higher education organizations, which are subordinated to the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation; the scientific project: "Development of a system for monitoring, assessing and forecasting the complex state of the components of the "water-rock-gas-organic matter" system during the development of hydrocarbon fields" (FEWN-2023-0011, 2023-2024).

**For citation:** Salnikova, Yu. I., Abdrashitova, R. N., Berdova, D. V., & Semenova, T. V. (2024). Experience of using the Aptian-Albian-Cenomanian hydrogeological complex in the disposal of produced water from the Kamennoye subsoil area. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 25-42. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-2-25-42

## **Введение**

Целью исследования является оценка опыта использования апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса (ААС ГГК) в пределах Каменного участка недр, расположенного в Красноленинском нефтегазоносном районе, при размещении в пласты-коллекторы подтоварных вод.

За более чем полувековой период (55 лет) с начала разработки месторождений углеводородов Западной Сибири накопленный объем добытой вместе с нефтью подземной воды достиг 7,4 млрд м<sup>3</sup>, а количество месторождений с использованием подземных вод ААС ГГК в системах поддержания пластового давления (ППД) превысило значение 330. За последние двадцать лет в Западно-Сибирском нефтегазоносном регионе большое распространение получил такой вид недропользования, как размещение попутно-добываемых вод в апт-альб-сеноманские отложения. Это связано с увеличением обводненности извлекаемой продукции, что создает профицит подтоварных (попутных) вод, объемы которых многократно превышают потребность в воде системы ППД [1, 2].

В настоящее время на территории Западной Сибири действуют 166 пунктов размещения излишков попутных вод. Объемы размещения

попутных и сточных вод в ААС ГТК на настоящее время составляют более 770 млн м<sup>3</sup>.

В связи с вышеизложенным вопросы безопасности использования ААС ГТК являются актуальными для сохранения природного баланса недр.

Разработка Каменного участка недр осуществляется с применением системы ППД, в которой наряду с попутными водами используются пресные подземные воды олигоцен-четвертичных отложений (воды атлым-новомихайловского водоносного комплекса).

Нефтепромысловая инфраструктура Каменного участка недр не позволяет задействовать весь объем попутных вод, поэтому на отдельных участках возникает их избыток. Размещение попутных вод с применением системы ППД на рассматриваемом участке осуществляется с 2011 года и по настоящее время, объем размещенных вод составляет более 10 000 тыс. м<sup>3</sup>. На Каменном участке недр (по данным недропользователя) содержание воды в продукции скважин составляет 52–55 %, и дальнейшая добыча продукции будет сопровождаться ростом ее обводненности. Такие объемы подтоварных вод, безусловно, требуют постоянного контроля и мониторинговых наблюдений [3–5].

### Объект и методы исследования

#### *Геологические и гидрогеологические условия*

Каменный участок недр в административном отношении расположен на территории Ханты-Мансийского и Октябрьского районов Ханты-Мансийского автономного округа — Югры.

Описание гидрогеологических условий месторождения составлено в соответствии с геодинамической концепцией строения и развития Западно-Сибирского мегабассейна, согласно которой в разрезе выделены три бассейна [6, 7]: кайнозойский, мезозойский и палеозойский (рис. 1).

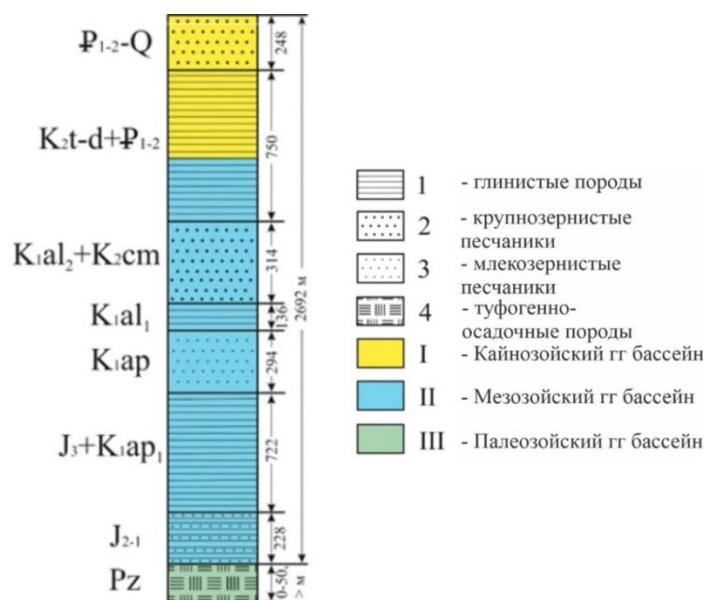


Рис. 1. Геологический разрез осадочного чехла Каменного месторождения

ААС ГГК является центральным в пределах мезозойского бассейна. Комплекс характеризуется наличием значительных ресурсов минерализованных вод. В районе исследований в составе комплекса выделены отложения уватской, ханты-мансийской и викуловской свит. Для решения задач исследования использованы данные, характеризующие водовмещающие отложения уватской и викуловской свит ААС ГГК.

В литологическом отношении ААС ГГК представлен сложным и неравномерным чередованием уплотненных песков, песчаников, алевролитов и глин с преобладанием глинистых коллекторов в нижнехантымансийской подсвите. Коллекторы ААС ГГК относятся к I–III классам по классификации А. А. Ханина, а перекрывающие их, преимущественно глинистые, толщи относятся к надежным флюидоупорам I–III классов. Мощность комплекса в пределах исследуемого района составляет 800–900 м, глубина залегания ААС ГГК в пределах месторождения варьирует в среднем от 956 до 1 008 м (по кровле). Подстилающим водоупором служат глинистые отложения верхнеюрского ГГК мощностью порядка 300 м.

Химический состав подземных вод коллекторов уватской и викуловской свит ААС ВК представлен в таблице 1.

Таблица 1

**Химический состав пластовых вод апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса на Каменном участке недр**

|   | Уватская свита |         |                | Викуловская свита |         |                |
|---|----------------|---------|----------------|-------------------|---------|----------------|
| Показатель                                      | Мин.           | Макс.   | Среднее        | Мин.              | Макс.   | Среднее        |
| Содержание макрокомпонентов, мг/дм <sup>3</sup> |                |         |                |                   |         |                |
| Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>                 | 3 989,0        | 5 640,0 | <b>4 540,7</b> | 2 549,0           | 5 755,1 | <b>4 136,9</b> |
| Mg <sup>2+</sup>                                | 36,0           | 62,0    | <b>51,1</b>    | 14,4              | 80,4    | <b>43,5</b>    |
| Ca <sup>2+</sup>                                | 140,0          | 240,0   | <b>200,9</b>   | 60,0              | 244,0   | <b>159,5</b>   |
| Cl <sup>-</sup>                                 | 6 383,0        | 8 339,0 | <b>7 167,2</b> | 3624,6            | 8 672,7 | <b>6 174,3</b> |
| SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>                   | 0,2            | 1,5     | <b>0,76</b>    | Отс.              | 1,2     | <b>1,1</b>     |
| HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>                   | 232,0          | 732,0   | <b>423,0</b>   | 693,0             | 1 411,2 | <b>1 058,4</b> |
| CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>                   | Отс.           | 2,0     | <b>2,0</b>     | Отс.              |         |                |
| Содержание микрокомпонентов, мг/дм <sup>3</sup> |                |         |                |                   |         |                |
| Γ   | 8,9            | 10,6    | <b>9,8</b>     | 6,1               | 14,9    | <b>11,6</b>    |
| Br <sup>-</sup>                                 | 7,0            | 35,4    | <b>25,9</b>    | 25,3              | 45,6    | <b>35,0</b>    |
| B <sup>-</sup>                                  | Отс.           |         |                | 6,1               | 20,2    | <b>11,7</b>    |
| Fe <sup>2-</sup>                                | 5,8            | 11,5    | <b>8,2</b>     | 0,5               | 2,0     | <b>1,25</b>    |

По химическому составу воды уватской и викуловской свит — хло-

ридные натриевые, тип вод, содержащихся в уватской свите, — хлоридно-кальциевый (по классификации В. А. Сулина), в викуловской — гидрокарбонатно-натриевый. В среднем минерализация пластовых вод в пределах обеих свит близка по своему значению и составляет 12,4 мг/дм<sup>3</sup> (в уватской свите) и 11,6 мг/дм<sup>3</sup> (в викуловской свите). В ионно-солевом составе преобладают ионы натрия и хлора, в меньшем количестве содержатся кальций, магний и гидрокарбонат. Воды уватской свиты менее метаморфизированы (генетический коэффициент метаморфизации  $r_{Na/rCl}$  варьирует от 0,93 до 0,99), чем воды викуловской свиты (генетический коэффициент метаморфизации  $r_{Na/rCl}$  составляет, соответственно, 1,00–1,09), что отвечает палеогидрогеологическим условиям формирования подземных вод в течение аптского и сеноманского времен [6, 7].

Характер изменения минерализации подземных вод по площади Каменного участка недр довольно спокойный, наблюдается тенденция к уменьшению значений к юго-восточной части участка недр (рис. 2), что связано с литологическими и палеогеографическими условиями формирования подземных вод ААС ГГК.

Микрокомпонентный состав пластовых вод обеих свит представлен йодом, бромом и железом и соответствует региональному гидрогеохимическому фону ААС ГГК.

Газовый состав пластовых вод — метановый, сероводород не обнаружен, содержание азота составляет 2,21–5,75 % об., диоксида углерода — 0,06–0,65 % об., водорода — 0,01–1,36 % об., газонасыщенность подземных вод изменяется в довольно широких пределах — 1,0–1,5 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> [8].

В пределах Каменного участка недр целевым поглощающим горизонтом является водоносный комплекс, заключенный в осадках уватской свиты ( $K_{1al_2} + K_{2cm}$ ) (см. рис. 1), как будет показано далее, он характеризуется высокими емкостными и фильтрационными свойствами пород.

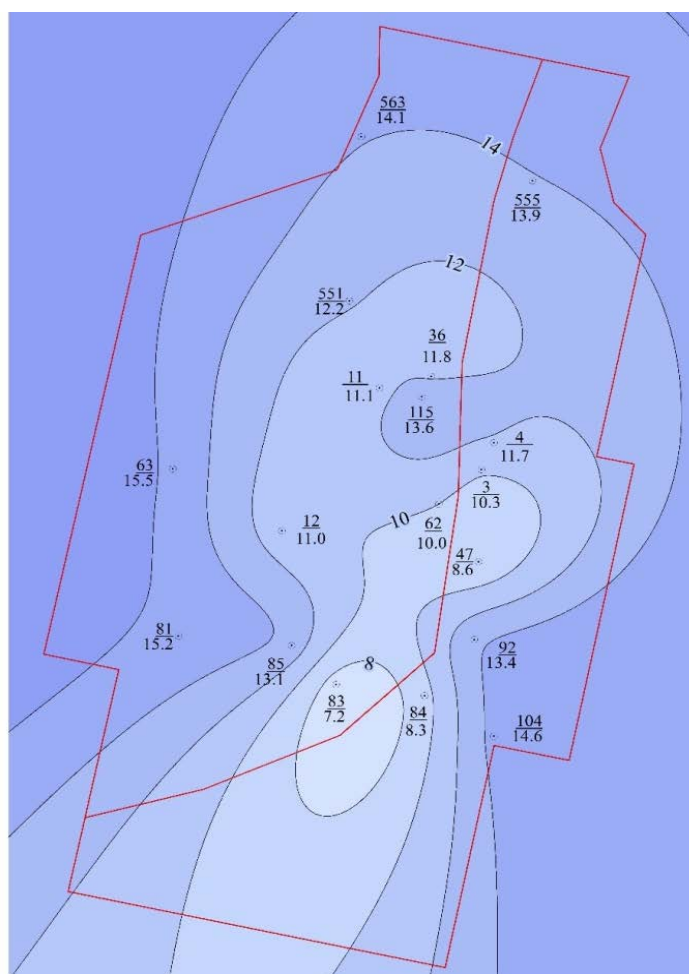
#### *Тектонические и геотемпературные условия, гидродинамическая модель*

В тектоническом отношении Каменный участок недр относится к Каменному локальному поднятию, расположенному в пределах Красноленинского свода.

Свод находится на юго-западе Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, с востока отделяясь от сопредельных положительных структур того же порядка Елизаровским мегапрогибом, с запада — Мутомской котловиной; с юга, через Поттымскую седловину, происходит его сочленение с Шаимским мегавалом, с востока — с Ханты-Мансийской впадиной.

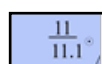
Строение фундамента осадочного чехла в пределах исследуемого участка недр характеризуется наличием многочисленных интрузий и разрывных нарушений [9, 10]. Фиксируемые по сейсмокартинам разрывные нарушения распространяются на всю толщу юрских отложений. Они могут служить каналами межпластовых перетоков, что определяет контрастность гидрогеологического поля в низах осадочного чехла. Для ААС ГГК такие перетоки не характерны, так как между юрскими и апт-альб-сеноманскими отложениями находится мощный региональный водоупор (см. рис. 1),

надежно изолирующий нижнюю часть мезозойского гидрогеологического бассейна от верхней и являющийся своего рода препятствием на пути роста разрывных нарушений, распространяющихся от фундамента.



0 2.5 5 7.5 10 km

Условные обозначения:



Скважина, из которой осуществлен отбор пробы воды  
В числителе номер скважины, в знаменателе — минерализация в г/дм³

Значение минерализации подземных вод, г/дм³



< 8



8–10



10–12



12–14



> 14

Рис. 2. Карта-схема распределения значения минерализации подземных вод ААС ГПК

Каменный участок недр относится к территории с уникальными геотермическими условиями, характерными для всего Красноленинского

нефтегазоносного района. Специфика территории заключается в наличии высокоамплитудной геотермической аномалии: по данным геотермических исследований зафиксированы перепады температур до  $+20^{\circ}\text{C}$  и более (в плане) на относительно небольших площадях.

Исследования распределения геотемператур в пределах толщи осадочного чехла [11] показали согласованность последнего со структурой теплового поля. В пределах Каменного участка недр температура пород викуловской свиты варьирует в пределах от  $+56$  до  $+77^{\circ}\text{C}$ , в кровле уватской свиты (кровля сеномана) пластовые температуры составляют от  $+36$  до  $+52^{\circ}\text{C}$ , увеличиваясь с запада на восток. Температура пород юрского и доюрского возраста составляет от  $+80$  до  $+130^{\circ}\text{C}$ . Закономерности изменения полностью определяются отмеченными выше закономерностями изменения глубинного теплового потока (рис. 3).

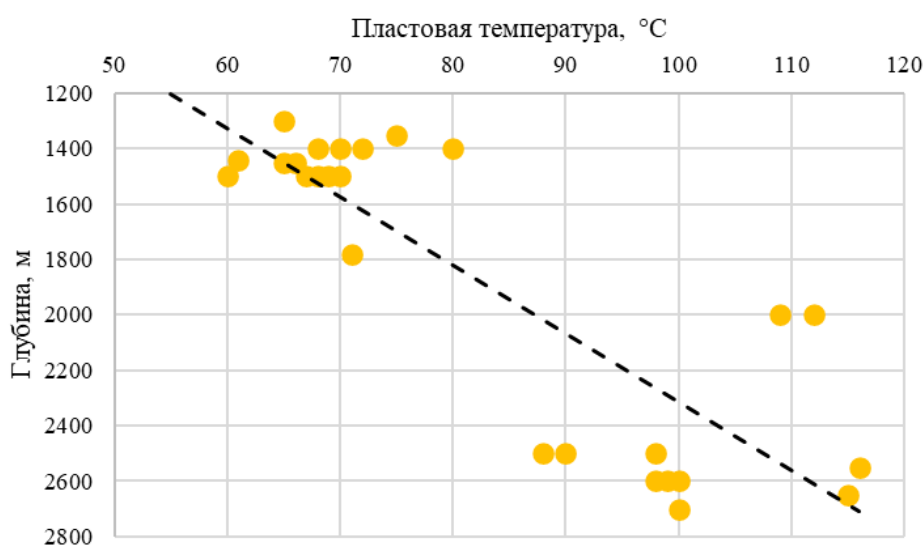


Рис. 3. Изменение пластовой температуры с глубиной на Каменном участке недр

Такое изменение температур, а также значений минерализации на исследуемом участке недр с глубиной (рис. 4) говорит о принадлежности территории к элизионной литостатической водонапорной системе западного блока Западно-Сибирского мегабассейна [6, 10].

Формирование данной системы связано с историей развития Западно-Сибирского мегабассейна. Район исследований, как и весь западный мегаблок, характеризуется типичными чертами элизионной литостатической системы, в пределах которой созданы благоприятные условия для нефтегазообразования [10].



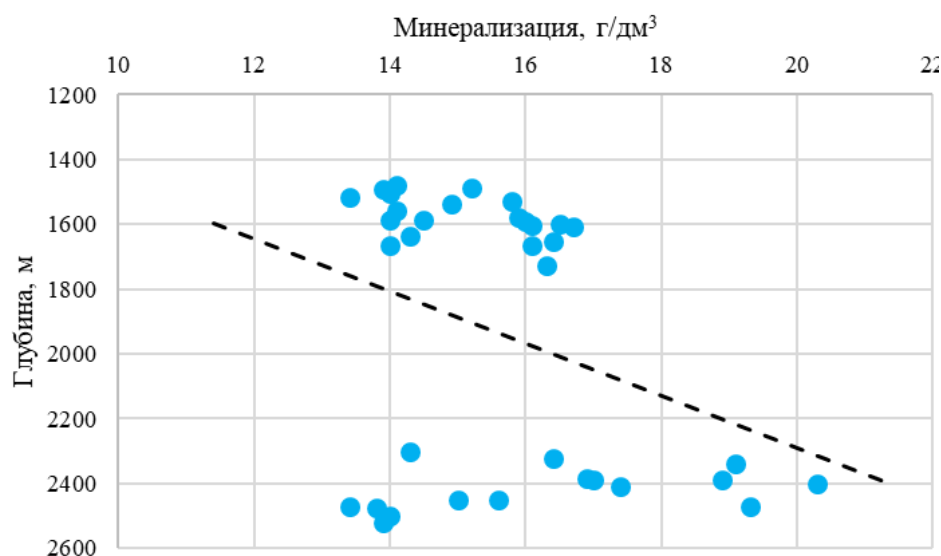


Рис. 4. Изменение минерализации с глубиной на Каменном участке недр

Для данной водонапорной системы характерна инверсионная вертикальная гидрогеохимическая зональность: уменьшение минерализации с глубиной (см. рис. 4), увеличение содержания гидрокарбонат-иона и уменьшение иона кальция. Подобные закономерности зафиксированы также в пределах близлежащих месторождений западного мегаблока [6, 10]. Природные гидрогеологические условия района работ определены функционированием указанной водонапорной системы.

#### *Характеристика размещаемого флюида*

Утилизируемые в ААС ГГК в пределах Каменного участка недр воды представляют собой результат смешения попутных вод, добытых с нефтью из следующих нефтепродуктивных пластов: ВК<sub>1</sub>, ВК<sub>2-3</sub>, БГ, ЮК<sub>2-9</sub>, ЮК<sub>1</sub>, ЮК<sub>0</sub> и коры выветривания. Таким образом, воды, подлежащие утилизации, имеют достаточно близкое происхождение и состав, а также примесь единого спектра продуктов нефтепромысловой химии, использованных для разделения эмульсии нефти и попутных вод.

Химический состав размещаемых вод на Каменном участке недр изучен по результатам 24 проб, отобранных как в течение периода эксплуатации поглощающих скважин (с 2011 г. по настоящее время), так и до этого времени, что позволило оценить фоновые значения основных показателей химического состава вод (табл. 2). Подтоварные воды близки по своему составу и свойствам к пластовым водам нефтепродуктивных отложений, минерализация составляет от 13,7 до 14,3 г/дм<sup>3</sup>.



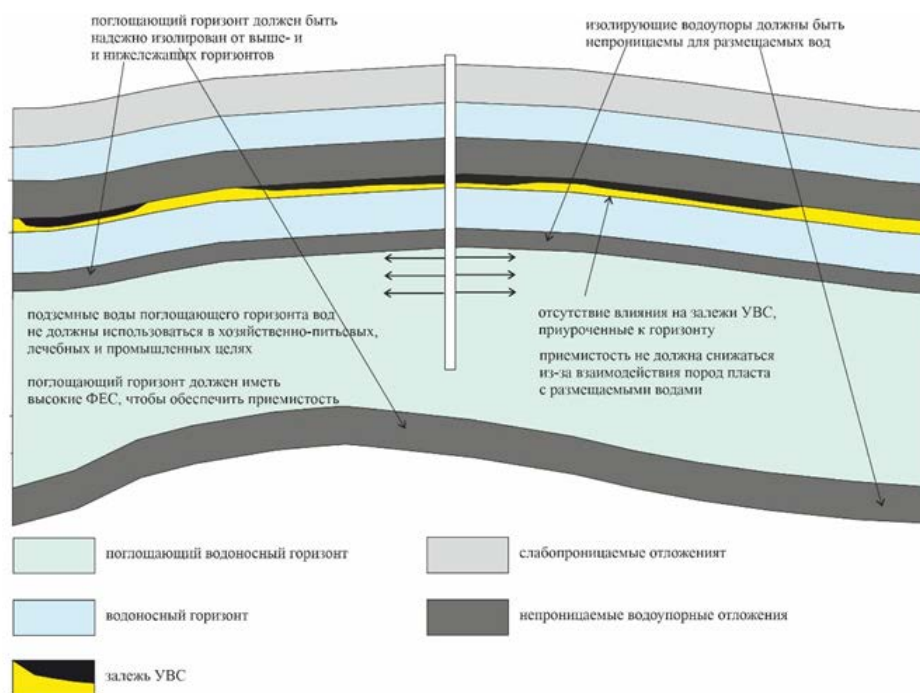
Таблица 2

**Химический состав подтоварных вод на Каменном участке недр**

| Показатель                                      | Период исследований |               |
|---|---------------------|---------------|
|   | До 2011 г.          | После 2011 г. |
| Количество проб                                 | 16                  | 8             |
| Содержание макрокомпонентов, мг/дм <sup>3</sup> |                     |               |
| Na <sup>+</sup>                                 | 4 967               | 4 995         |
| K <sup>+</sup>                                  | 55                  | 80            |
| Mg <sup>2+</sup>                                | 77                  | 83            |
| Ca <sup>2+</sup>                                | 131                 | 202           |
| Cl <sup>-</sup>                                 | 7 432               | 7 801         |
| SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>                   | Отс.                | Отс.          |
| HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>                   | 1 011               | 1 102         |
| CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>                   | Отс.                | Отс.          |
| Содержание микрокомпонентов, мг/дм <sup>3</sup> |                     |               |
| Fe  | Н/д                 | 10,2          |

**Методы оценки влияния размещения попутно-добываемых вод в ААС ГТК на Каменном участке недр**

Для оценки влияния размещения попутно-добываемых вод необходимо всесторонне изучить требования, предъявляемые к поглощающему горизонту (рис. 5), а также требования к качеству размещаемого флюида.



**Рис. 5. Требования и ограничения при использовании поглощающего горизонта для размещения попутно-добываемых вод**

Одним из факторов отсутствия негативного влияния размещения вод в поглощающем горизонте является стабильность его гидрогеохимических показателей. Для решения задач исследования по анализу стабильности гидрогеохимических показателей подземных вод ААС ВК были привлечены результаты химических анализов подземных вод поглощающего горизонта с 1960 по 2015–2017 годы. Фиксация изменений минерализации пластовых вод и других физико-химических характеристик подземных вод позволяет судить о наличии трансформации гидрогеохимического поля поглощающего горизонта.

В размещаемых в поглощающий пласт водах регламентируется ряд показателей качества. Данные показатели качества были обобщены и разделены в 2 группы (до 2011 года и после). Далее был произведен анализ значений показателей качества на основе пределов, указанных в ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству».

Такой анализ является первым этапом для оценки возможности размещения вод по химическим критериям качества.

На втором этапе производится расчет химической совместимости пластовых и утилизируемых вод при температурах и давлениях поглощающего ААС ГГК. Параметры состава образующейся смеси регламентируются отраслевым стандартом 39-225-89 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение совместимости размещаемых и пластовых вод по кальциту и гипсу расчетным методом», в том числе приемлемое количество осадка с учетом конкретных фильтрационно-емкостных свойств поглощающего горизонта.

Для решения задач исследования применен метод моделирования физико-химических процессов с использованием программы «Расчет химической совместимости вод» [12] в смешиваемых водах в пластовых условиях ААС ГГК, а также в соответствии с ОСТ 39-229-89.

Методика позволяет моделировать количество осадка при различном процентном соотношении в смеси пластовых и утилизируемых вод, и, следовательно, состав формирующегося осадка определяется первоначальным составом смешиваемых вод. Влияние процесса заводнения на изменение структурно-механических свойств коллектора и процесс вытеснения нефти рассмотрены в работах С. В. Делия [13, 14], Ю. В. Желтова [15], В. Е. Кашавцева [16] и других.

### **Результаты и обсуждение**

Природные геолого-гидрогеологические условия ААС ГГК в пределах Каменного участка недр соответствуют требованиям действующих нормативных документов.

1. ААС ГГК надежно изолирован от вышележающих пресных подземных вод турон-эоценовым региональным водоупором ( $K_2t-d$ ) мощностью, как указывалось выше, более 750 м, от нижележающего

нижне-среднеюрского ГГК — водоупорным верхнеюрским горизонтом мощностью около 300 м.

2. Также между целевым сеноманским горизонтом (уватская свита) и нижезалегающим аптским горизонтом (викуловская свита) находится водоупорный альбский горизонт (заклученный в осадках ханты-мансийской свиты) мощностью более 130 м, что создает природный барьер в разрезе ААС ВК, отделяя его нижнюю часть (апт) от поглощающего горизонта (сеноман). Совместно с палеоценовыми и эоценовыми отложениями ( $P_{1-2}$ ) данный альбский водоупор дополнительно изолирует пресные воды кайнозойского гидрогеологического бассейна от минерализованных вод нижне-среднеюрского ГГК.

3. По данным геофизических исследований скважин, эффективная мощность поглощающего горизонта составляет в среднем 278,4 м при средней мощности порядка 366,6 м. Доля проницаемых пропластков, представленных песчаниками (до 72,5 % общей мощности) и алевролит-песчаными отложениями (до 24,5 %), составляет в среднем 76,1 %. Проницаемость коллекторов объекта эксплуатации варьирует в пределах участка от 18,93 до 48,99 мД. Средневзвешенное значение общей водопроводимости в пределах Каменного участка недр составляет порядка 16,9 м<sup>2</sup>/сут. Таким образом, фильтрационно-емкостные характеристики сеноманского горизонта ААС ГГК обеспечивают необходимую приемистость для размещения подтоварных вод (попутно-добываемых с нефтью) после соответствующей подготовки.

*Анализ стабильности гидрогеохимических показателей подземных вод ААС ГГК по результатам мониторинговых исследований*

На территории Каменного участка недр свойства подземных вод ААС ГГК изучены по результатам исследований более 90 проб, отобранных в период с 1962 по 2017 годы. Кондиционность результатов анализов проб подземных вод была проверена по стандартной методике (соответствие суммы анионов и катионов в эквивалентной форме, отсутствие превышения показателей, маркирующих примесь буровых растворов, и т. д.). На основе результатов химических анализов контрольных проб подземных вод сеноманского горизонта было выделено три группы периодов наблюдений: 1960-е, 1980-е и 2000-е годы, а также 2009, 2014 и 2017 годы (табл. 3).

Отбор проб в этот период был приурочен либо к геолого-разведочным работам на участке недр, либо к оценке запасов подземных вод с целью использования их в системе ППД, а также при проведении мониторинга за состоянием подземных вод (например, 2000-е годы).

С начала разведочных работ минерализация, как один главных комплексных показателей состава возросла с 11,05 до 12,4 г/дм<sup>3</sup>, при этом по данным анализов в 1980-е годы она составляла 13,6 г/дм<sup>3</sup>. В соответствии с этим среди главных солеобразующих ионов прослеживается рост концен-

трации натрия и калия (с 4 039,4 до 4 540,7 г/дм<sup>3</sup>), а также хлоридов (с 6 040,1 до 7 167,2 г/дм<sup>3</sup>).

Таблица 3

**Результаты мониторинговых наблюдений за показателями химического состава и свойствами подземных вод апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса**

| Показатель                                      | Дата отбора проб, годы |         |         |
|---|------------------------|---------|---------|
|   | 1960-е                 | 1980-е  | 2000-е  |
|   | Ср.                    | Ср.     | Ср.     |
| Содержание макрокомпонентов, мг/дм <sup>3</sup> |                        |         |         |
| Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>                | 4 039,4                | 4 227,0 | 4 540,7 |
| Mg <sup>2+</sup>                                | 22,7                   | 39,7    | 51,1    |
| Ca <sup>2+</sup>                                | 117,3                  | 174,6   | 200,9   |
| Cl <sup>-</sup>                                 | 6 040,1                | 6 398,3 | 7 167,2 |
| SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>                   | отс.                   | 0,2     | 0,76    |
| HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>                   | 793,0                  | 1 025,6 | 380,5   |
| CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>                   | Отс.                   | Отс.    | 2,0     |
| Содержание микрокомпонентов, мг/дм <sup>3</sup> |                        |         |         |
| I   | 12,0                   | 12,4    | 9,8     |
| Br  | 25,3                   | 38,1    | 25,9    |
| B   | 9,5                    | 10,3    | Отс.    |
| Fe  | Отс.                   | 1,1     | 8,2     |

Фиксируется незначительная тенденция к уменьшению содержания гидрокарбонат-ионов (с 793,0 до 380,5 мг/дм<sup>3</sup>), что свидетельствует о небольшом сдвиге гидрогеохимического равновесия в системе «вода — порода». По микрокомпонентному составу значимых изменений не прослеживается, можно отметить только незначительный рост концентрации железа с полного отсутствия до 8,2 мг/дм<sup>3</sup> (в среднем). Анализ изменения концентраций представленных компонентов свидетельствует о сохранении на настоящее время гидрогеохимической стабильности поглощающего ААС ГГК. Данный вывод подтверждается и анализом общего гидрогеохимического фона сеноманского горизонта в Красноленинском нефтегазоносном районе (Водораздельное, Талинское, Поттымско-Ингинское, Ем-Еговское, Пальяновское месторождения) [11–13], средняя минерализация сеноманского горизонта по всему Красноленинскому району составляет 13,1 г/дм<sup>3</sup>, что является близким к значению 12,4 г/дм<sup>3</sup> в пределах Каменного участка недр. Стабильность обстановки, вероятно, связана с геолого-гидрогеологическими особенностями ААС ГГК, включающего огромные запасы минерализованной воды, благодаря которым внедрение размещаемых вод существенно не нарушает гидрогеохимическое равновесие. При этом следует понимать, что глубокозалегающий сеноманский горизонт почти недоступен для непосредственного обследования и наблюдения, и он

является частью природной экосистемы, подверженной колоссальному воздействию инженерной деятельности человека. Как отмечают многие исследователи [13], исходные данные о геологической среде и гидрогеологической обстановке глубоких нефтегазоносных горизонтов могут быть известны только с долей условности, а их моделирование производится также с рядом допущений и упрощений. Поэтому подходы к мониторингу подземных вод ААС ГГК, контролю состояния пород и подземных вод должны находиться в состоянии постоянного совершенствования и доработок.

*Мониторинг показателей, нормируемых ОСТ 39-225-88, на Каменном участке недр*

Согласно отраслевому стандарту, для размещаемых вод контролируется и лимитируется ряд показателей, на основе значений которых можно судить о возможности и подготовленности вод к размещению в пласт.

Результаты исследований показывают, что размещаемый флюид соответствует требованиям ОСТ воды, содержащейся в отложениях уватской и викуловской свит, по водородному показателю (7,1–7,2), количеству кислорода и сероводорода (отсутствуют), ионам железа трехвалентного (0,2–1,3 мг/дм<sup>3</sup>), набухаемости (отсутствует). Указанный флюид имеет минерализацию (в среднем 18,0 мг/дм<sup>3</sup>, контрольные пробы 2018 года) несколько выше, чем воды уватской свиты (в среднем 12,3 г/дм<sup>3</sup>), что дает основание предполагать отсутствие набухаемости глинистой составляющей поглощающего горизонта. Железо трехвалентное определено в количестве 0,2–1,3 мг/дм<sup>3</sup>, что в итоге может привести к увеличению содержания механических примесей в размещаемых водах. В дальнейшем необходимо проводить наблюдения за содержанием данного показателя.

Выполненный анализ показал, что установленные нормы превышают следующие показатели:

- содержание механических примесей (17,6–127,0 мг/дм<sup>3</sup>), количество которых несколько выше прошлого года;
- количество нефтепродуктов (2,2–10,6 мг/дм<sup>3</sup>) выше нормы в одной пробе, но значительно ниже полученных ранее значений;
- скорость коррозии, прогнозируемое значение которой составит более 0,5 мм/год, так как коэффициент  $K_x$ , учитывающий влияние химических факторов, рассчитан по методике, описанной в РД 39-0147323-339-89-Р.

Для доведения содержания механических примесей и нефтепродуктов до нормативов рекомендуется применение соответствующих реагентов с последующим фильтрованием, увеличение времени отстоя, установка дополнительных отстойников и фильтров, в том числе на входе или устье поглощающих скважин. Учитывая специфику химического состава утилизируемых вод, также необходима сепарация агрессивных газов, осаждение механических примесей, применение внутреннего защитного покрытия на оборудовании, а также использование ингибиторов коррозии.

## Выводы

По результатам выполненных исследований с целью рассмотрения вопроса безопасности использования ААС ГГК в целях размещения попутно-добываемых вод на Каменном участке недр получены положительные решения поставленных задач.

1. Геолого-гидрогеологические условия ААС ГГК в пределах Каменного участка являются подходящими для использования сеноманского горизонта в качестве поглощающего за счет наличия своеобразной природной изоляции от вышележащих горизонтов пресных подземных вод в виде регионального водоупора турон-эоценового возраста мощностью более 750 м и от нижележащих горизонтов водоупорными породами верхнеюрских отложений мощностью около 300 м, залегающих снизу ААС ГГК. Также природный водоупорный барьер (более 130 м) в разрезе ААС ГГК дополнительно отделяет его нижнюю часть (апг) от поглощающего горизонта (сеноман). Помимо этого, ААС ГГК является выдержанным по площади не только Каменного участка недр, но и всей Западной Сибири, и обладает высокими значениями фильтрационно-емкостных характеристик.

2. Анализ стабильности гидрогеохимических показателей подземных вод ААС ГГК по результатам химических анализов с 1960 до 2015–2017 годов свидетельствует о сохранении на настоящее время гидрогеохимической стабильности подземных вод поглощающего горизонта. В ходе анализа результатов мониторинговых наблюдений за состоянием поглощающего горизонта зафиксировано незначительное увеличение значения минерализации вод, общей жесткости, концентрации натрия, калия и хлоридов. Рост значений показателей химического состава за исследованный период наблюдений, безусловно, связан с перераспределением флюидов при процессе забора воды из ААС ГГК, но в то же самое время указанные колебания на настоящее время не выходят за пределы показателей регионального гидрогеохимического фона.

3. Оценка химической совместимости пластовых и утилизируемых вод включала анализ качества размещаемых вод и расчет химической совместимости исследуемых вод. В результате анализа установлено, что в размещаемых водах превышают установленные нормы содержание механических примесей и количество нефтепродуктов, а также скорость развития коррозии. Доведение данных показателей до нормативов возможно при проведении мероприятий по водоподготовке. По результатам расчета химической совместимости выяснилось, что размещаемые воды нестабильны в термобарических условиях ААС ГГК и могут образовать осадок кальция. Максимальное его значение ( $323,0 \text{ мг/дм}^3$ ) достигается при соотношении пластовых и размещаемых вод 10:90. Полученные значения свидетельствуют о необходимости проведения соответствующей водоподготовки перед утилизацией вод в ААС ГГК.

Таким образом, полученные результаты свидетельствуют о рациональности использования ААС ГГК в целях размещения попутно-добываемых с нефтью вод. Но несмотря на полученные положительные

решения по всем поставленным задачам исследования, следует акцентировать внимание на необходимости постоянного совершенствования системы мониторинга состояния как поглощающего горизонта, так и вышележающих, а также тщательного соблюдения всех природоохранных мер — это является условием сохранения природного баланса недр Красноленинского нефтегазодобывающего региона.

#### **Список источников**

1. Сальникова, Ю. И. О геохимической стабильности подземных вод апт-альб-сеноманского комплекса в связи с разработкой нефтяных месторождений Западной Сибири / Ю. И. Сальникова. — Текст : непосредственный // Актуальные проблемы нефти и газа : тезисы доклада 4-й Всероссийской молодежной научной конференции, 20–22 октября 2021 г. / Институт проблем нефти и газа РАН ; отв. ред. И. М. Индрупский. — Москва : ИПНГ РАН, 2021. — С. 30.
2. Павлюков, А. И. Краткая история изучения и масштабы техногенного воздействия на апт-альб-сеноманский водоносный комплекс Западной Сибири / А. И. Павлюков, Ю. И. Сальникова. — DOI 10.52619/978-5-9908560-9-7-2021-23-1-101-105. — Текст : непосредственный // Подземная гидросфера : материалы XXIII Всероссийского совещания по подземным водам востока России с международным участием. Иркутск, 2021. — Иркутск : Институт земной коры СО РАН, 2021. — С. 101–105.
3. Абукова, Л. А., Гидрогеохимический мониторинг разработки месторождений углеводородов / Л. А. Абукова, О. П. Абрамова, Е. П. Варягова. — Текст : непосредственный // Георесурсы, геознергетика, геополитика. — 2015. — № 2(12). — С. 15–19.
4. Беспалова, Ю. В. О многофакторном подходе к оценке защищенности водоносных горизонтов и комплексов при освоении нефтегазоносных районов Западной Сибири / Ю. В. Беспалова — DOI 10.31660/0445-0108-2015-3-7-15. — Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2015. — № 3 (111). — С. 7–15.
5. Матусевич, В. М. Техногенные гидрогеологические системы нефтегазоносных районов Западной Сибири / В. М. Матусевич, Л. А. Ковяткина. — Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 1997. — № 1. — С. 41–47.
6. Матусевич, В. М. Геофлюидалные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна / В. М. Матусевич, А. В. Рыльков, И. Н. Ушатинский. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2005. — 225 с. — Текст : непосредственный.
7. Матусевич, В. М. Геодинамическая концепция в современной гидрогеологии на примере Западно-Сибирского мегабассейна / В. М. Матусевич, Р. Н. Абдрашитова. — Текст : непосредственный // Фундаментальные исследования. — 2013. — № 4–5. — С. 1157–1160.
8. Гидрогеология СССР. Том XVI. Западно-Сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская области) / Под редакцией В. А. Нуднер. — Москва : Недра, 1970. — 367 с. — Текст : непосредственный.
9. Дюнин, В. И. Гидродинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов / В. И. Дюнин ; Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова. — Москва : Научный мир, 2000. — 472 с. — Текст : непосредственный.



10. Abdrashitova, R. N. Causes of Variability in Groundwater Salinity of the Lower Jurassic Sediments in the Talinskoye Oilfield of West Siberia / R. N. Abdrashitova, M. A. Kadirov. – Text : electronic // Sustainability. – 2022. – Vol. 14, Issue 13. – URL: <https://doi.org/10.3390/su14137675>.
11. Курчиков, А. Р. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири / А. Р. Курчиков, Б. П. Ставицкий. – Москва : Недра, 1987. – 134 с. – Текст : непосредственный.
12. Свидетельство о государственной регистрации программы «Расчет химической совместимости вод» в Реестре программ для ЭВМ Федеральной службы по интеллектуальной собственности № 2013616498 от 10 июля 2013 / Ю. А. Таранов, А. Г. Плавник, Л. В. Таранова, Т. П. Резанова. – Текст : непосредственный.
13. Экспериментальное и численное моделирование взаимодействия пластовых и технических вод при разработке месторождения им. Ю. Корчагина / С. В. Делия, Л. А. Абукова, О. П. Абрамова [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 10. – С. 34–41.
14. Особенности взаимодействия коллекторов, пластовых и технических вод при разработке нефтегазоконденсатного месторождения им. Ю. Корчагина / С. В. Делия, Л. А. Абукова, О. П. Абрамова [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 3. – С. 18–22.
15. Об особенностях заводнения нефтяных залежей с глинодержащими коллекторами / Ю. В. Желтов, В. Е. Ступоченко, А. Я. Хавкин [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1981. – № 7. – С. 42–47.
16. Кашавцев, В. Е. Предупреждение солеобразования при добыче нефти : монография / В. Е. Кашавцев, Ю. П. Гаттенбергер, С. Ф. Люшин. – Москва : Недра, 1985. – 215 с. – Текст : непосредственный.

### References

1. Salnikova, Yu. I. (2021) O geokhimicheskoy stabil'nosti podzemnykh vod apt-al'b-senomanskogo kompleksa v svyazi s razrabotkoy neftyanykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri. Abstracts of Papers of the 4<sup>th</sup> All-Russian Conference Actual Problems of Oil and Gas. Moscow, Institute of Oil and Gas Problems of the Siberian Branch of the RAS Publ., pp. 30. (In Russian).
2. Pavlyukov, A. I., & Sal'nikova, Yu. I. (2021). Kratkaya istoriya izucheniya i masshtaby tekhnogennogo vozdeystviya na apt-al'b-senomanskiy vodonosnyy kompleks Zapadnoy Sibiri. Podzemnaya gidrosfera: materialy` XXIII Vserossiyskogo soveshaniya po podzemny`m vodam vostoka Rossii s mezhdunarodny`m uchastiem, Irkutsk: Institut zemnoj kory SO RAN Publ., pp. 101-105. (In Russian). DOI : 10.52619/978-5-9908560-9-7-2021-23-1-101-105
3. Abukova, L. A., Abramova, O. P., & Varyagova, E. P. (2015). Hydrogeochemical monitoring of the hydrocarbon fields development. Georesources, geoenergetics, geopolitics, (2(12)), pp. 15-19. (In Russian).
4. Bespalova, Yu. V. (2015). On multivariate approach to evaluate the protection of aquifers at development of Western Siberia oil-and-gas bearing area. Oil and Gas Studies, (3(111)), pp. 7-15. (In Russian). DOI 10.31660/0445-0108-2015-3-7-15
5. Matusevich, V. M., & Kovyatkina, L. A. (1997). Tekhnogennyye gidrogeologicheskie sistemy neftegazonosnykh rayonov Zapadnoy Sibiri. Oil and gas studies, (1), pp. 41-47. (In Russian).

6. Matusevich, V. M., Ryl'kov, A. V., & Ushatinskiy, I. N. (2005). Geoflyudal'nye sistemy i problemy neftegazonosnosti Zapadno-Sibirskogo megabasseyina. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 225 p. (In Russian).
7. Matusevich, V. M., & Abdrashitova, R. N. (2013). Geodynamic concept in modern hydrogeology (illustrated West Siberian megabasin). Fundamental Research, (4-5), pp. 1157-1160. (In Russian).
8. Nudner, V. A. (Ed.) (1970). Gidrogeologiya SSSR. Tom XVI. Zapadno-Sibirskaya ravnina (Tyumenskaya, Omskaya, Novosibirskaya i Tomskaya oblasti). Moscow, Nedra Publ., 367 p. (In Russian).
9. Dyunin, V. I. (2000). Gidrodinamika glubokix gorizontov neftegazonosny'x bassejnov. Moscow, Nauchnyy mir Publ., 472 p. (In Russian).
10. Abdrashitova, R. N., & Kadyrov, M. A. (2022). Causes of Variability in Groundwater Salinity of the Lower Jurassic Sediments in the Talinskoye Oilfield of West Siberia. Sustainability, 14(13). (In English). Available at: <https://doi.org/10.3390/su14137675>
11. Kurchikov, A. R., & Stavitskiy, B. P. (1987). Geotermya neftegazonosnykh oblastey Zapadnoy Sibiri. Moscow, Nedra Publ., 134 p. (In Russian).
12. Taranov, Yu. A., Plavnik, A. G., Taranova, L. V., & Rezanova, T. P. (2013). Svidetel'stvo o gosudarstvennoj registracii programmy "Raschet ximicheskoy sovместимости vod" v Reestre programm dlya E'VM Federal'noj sluzhby po intelektual'noj sobstvennosti No. 2013616498 ot 10 iyulya 2013. (In Russian).
13. Delya, S. V., Abukova, L. A., Abramova, O. P., Anisimov, L. A., Popov, S. N., & Vorontsova, I. V. (2012). Application of experimental and numerical simulation of formation and technical water interaction while developing Yu. Korchagin oilfield. Geology, Geophysics and development of oil and gas fields, (10), pp. 34-41. (In Russian).
14. Delya, S. V., Abukova, L. A., Abramova, O. P., Popov, S. N., Vorontsova, I. V., & Anisimov, L. A. (2013). Features of collectors, underground and technical waters interaction during exploitation of yu. Korchagin oil-gas-condensate field. Oil industry, (3), pp.18-22. (In Russian).
15. Zheltov, Yu. V., Stupochenko, V. E., Khavkin, A. Ya., Martos, V. N., & Ryzhik, V. M. (1981). Ob osobennostyakh zavodneniya neftyanykh zalezhey s glinosoderzhashchimi kollektorami. Oil industry, (7), pp. 42-47. (In Russian).
16. Kashchavtsev, V. E. Gattenberger, Yu. P., & Lyushin, S. F. (1985). Preduprezhdenie soleobrazovaniya pri dobyche nefti. Moscow, Nedra Publ., 215 p. (In Russian).

#### **Информация об авторах / Information about the authors**

**Сальникова Юлия Ивановна,**  
младший научный сотрудник лаборатории геолого-гидрогеологического сопровождения процесса разработки месторождений углеводородов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, ORCID:  
<https://orcid.org/0000-0001-7864-9115>

**Yulia I. Salnikova, Junior**  
Researcher at the Laboratory of Geological and Hydrogeological Support for the Development of Hydrocarbon Fields, Industrial University of Tyumen, ORCID:  
<https://orcid.org/0000-0001-7864-9115>

**Абдрашитова Римма Наильевна**, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ведущий научный сотрудник лаборатории геолого-гидрогеологического сопровождения процесса разработки месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, [abdrashitovarn@tyuiu.ru](mailto:abdrashitovarn@tyuiu.ru), ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7060-0701>

**Бердова Дарья Владимировна**, лаборант лаборатории геолого-гидрогеологического сопровождения процесса разработки месторождений углеводородов, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Семенова Татьяна Владимировна**, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Rimma N. Abdrashitova**, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor, Leading Researcher at the Laboratory of Geological and Hydrogeological Support for the Development of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, [abdrashitovarn@tyuiu.ru](mailto:abdrashitovarn@tyuiu.ru), ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7060-0701>

**Daria V. Berdova**, Laboratory Assistant at the Laboratory of Geological and Hydrogeological Support for the Development of Hydrocarbon Fields, Industrial University of Tyumen

**Tatyana V. Semenova**, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 26.03.2024; одобрена после рецензирования 05.04.2024; принята к публикации 09.04.2024.

The article was submitted 26.03.2024; approved after reviewing 05.04.2024; accepted for publication 09.04.2024.