

Научная статья / Original research article  
УДК 556.31:553.982(470.44)  
DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-4-9-26>  
EDN: WSNVAJ



**Вопросы качества попутных вод нефтяного месторождения  
Александровского нефтегазового района**

**Р. Н. Абдрашитова<sup>1\*</sup>, Ю. И. Сальникова<sup>1,2</sup>, Л. А. Ковяткина<sup>1</sup>,  
Д. В. Бердова<sup>1</sup>, С. В. Воробьева<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Российская Федерация

<sup>2</sup> Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука Сибирского  
отделения Российской академии наук Западно-Сибирский филиал, Тюмень,  
Российская Федерация

\*[abdrashitovarn@tyuiu.ru](mailto:abdrashitovarn@tyuiu.ru)

**Аннотация.** Вопросы обращения и рационального управления попутными водами, формирующимися в значительных объемах на нефтепромыслах, актуальны как для Западной Сибири, так и для многих нефтегазодобывающих регионов мира. Их значимость непрерывно возрастает в связи с увеличением обводненности добываемой продукции. Цель исследования — анализ изменений гидрогеохимических условий апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса на нефтяном месторождении в пределах Александровского нефтегазового района Васюганской нефтегазоносной области. Этот комплекс длительное время используется в качестве объекта для добычи пластовых вод и размещения излишков попутных вод. В качестве основных методов исследования применены: анализ геологического строения и гидрогеологических условий месторождения (с точки зрения использования целевого комплекса для размещения попутных вод); систематизация данных об объемах добычи и размещения вод; отслеживание динамики изменений параметров гидрогеохимических условий комплекса. Для решения поставленных задач использованы данные многолетнего гидрогеохимического мониторинга (объем выборки составил 70 проб пластовых вод). Результаты подтверждено, что пластовые воды исследуемого комплекса сохраняют типовую гидрохимическую принадлежность. Вместе с тем отмечается рост концентрации механических примесей; периодически фиксируется повышение содержания нефтепродуктов в водах. Полученные данные подчеркивают необходимость дальнейшего совершенствования подходов к мониторингу подземных вод.

**Ключевые слова:** мегабассейн, нефтегазовый техногенез, апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс, заводнение, мониторинг подземных вод

**Для цитирования:** Абдрашитова Р. Н., Сальникова Ю. И., Ковяткина Л. А., Бердова Д. В., Воробьева С. В. Вопросы качества попутных вод нефтяного месторождения Александровского нефтегазового района. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* 2026;30(4):9–26. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-4-9-26> EDN: WSNVAJ

**Issues of the quality of associated waters of an oil field in the  
Aleksandrovsky oil and gas region**

**Rimma N. Abdrashitova<sup>1\*</sup>, Yulia I. Salnikova<sup>1,2</sup>, Lyubov A. Kovyatkina<sup>1</sup>,  
Daria V. Berdova<sup>1</sup>, Seema V. Vorobjeva<sup>1</sup>**

© Р. Н. Абдрашитова, Ю. И. Сальникова, Л. А. Ковяткина, Д. В. Бердова, С. В. Воробьева, 2026

<sup>1</sup>Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

<sup>2</sup>Institute of Petroleum Geology and Geophysics. A. A. Trofimuk, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, West Siberian Branch, Tyumen, Russian Federation  
\*abdrashitovarn@tyuiu.ru

**Abstract** Managing produced water has become an increasingly important issue in Western Siberia and other oil-producing regions worldwide. The rising water content in oil production makes effective water handling and disposal more crucial than ever. This study aims to analyze changes in the hydrogeochemical conditions of the Aptian-Albian-Cenomanian hydrogeological complex at an oil field in the Alexandrovsky petroleum district of the Vasyugan petroleum province. For many years, this complex has served both as a source of reservoir water and as a disposal interval for excess produced water. The authors analyzed the geological structure and hydrogeological setting of the field, summarized production and water disposal data, and evaluated long-term changes in groundwater chemistry. This article uses hydrogeochemical monitoring data from 70 reservoir water samples. The results confirm that the reservoir waters have generally maintained characteristic hydrochemical composition. At the same time, the concentration of suspended solids has increased, and elevated levels of petroleum hydrocarbons have been intermittently recorded. These results point to the need for continued improvement of groundwater monitoring practices.

**Keywords:** megabasin, oil and gas technogenesis, Aptian-Albian-Cenomanian hydrogeological complex, flooding of the field, groundwater monitoring

**For citation:** Abdrashitova R. N., Salnikova Yu. I., Kovyatkina L. A., Berdova D. V., Vorobjeva S. V. Issues of the quality of associated waters of an oil field in the Aleksandrovsky oil and gas region. *Oil and Gas Studies*. 2026;30(4):9–26. (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-4-9-26>

## Введение

Попутные воды, формирующиеся на месторождениях углеводородов в значительных количествах, традиционно считаются отходами. При этом нефтегазодобывающие компании сталкиваются с рядом проблем, касающихся необходимости безопасной утилизации растущих объемов попутной воды, добываемой на нефтяных месторождениях [1–4].

После доведения показателей качества попутных вод до требуемых законодательством нефтедобывающей страны уровней их сброс в поверхностные источники потенциально возможен. Но при этом проведение мероприятий по водоочистке в связи с значительными объемами попутных вод, а также высокими амплитудами колебаний содержания отдельных загрязняющих веществ в разные периоды эксплуатации месторождения часто экономически нецелесообразно [5]. По этой причине для утилизации попутных вод используются поглощающие горизонты, удовлетворяющие требованиям к объектам размещения отходов в недрах.

В Западно-Сибирском регионе, с одной стороны, несмотря на значительность образующихся объемов попутных вод, экологическая ситуация на настоящее время считается относительно удовлетворительной. Вопросы обращения с излишками попутных и сточных вод нефтепромыслов, буровыми отходами актуальны для Западно-Сибирского региона несколько последних десятилетий. Они активно обсуждаются на научно-практических конференциях, включены нефтегазовыми компаниями в перечень задач по направлениям экологической безопасности разработки и эксплуатации месторождений. Например, в Ханты-Мансийском автономном округе фиксируется постоянное увеличение объемов попутных вод, подлежащих утилизации. Примерно за десятилетний период (до 2021 года) суммарный объем утилизированной в недра попутной воды, не востребованной в системе поддержания пластового давления (ППД), на оцененных 16 участках закачки составил 196,2 млн м<sup>3</sup> [6]. Апт-альб-сеноманский комплекс — ос-

новной целевой объект для решения задач утилизации и водоснабжения систем ППД. Характеристики и свойства комплекса в полной мере позволяют обеспечивать его использование: высокие значения параметров фильтрационно-емкостных свойств, достаточная глубина залегания, значительные ресурсы, защищенность от выше- и нижезалегających комплексов (содержащих ценные подземные воды питьевого назначения или более глубокие — содержащие углеводороды) [7]. Несмотря на значительные объемы водоотбора и утилизацию попутных вод в регионально выдержанный апт-альб-сеноманский комплекс, его контролируемые гидрогеохимические характеристики остаются относительно стабильными [8]. Но при этом следует принимать во внимание, что ситуацию с экологией недр усложняет то, что в указанный комплекс утилизируются не только попутные воды, сходные по составу с водами поглощающего горизонта, но и сточные воды нефтепромыслов. Как отмечает И. П. Чоловский с соавторами [9], обращение со сточными водами нефтепромыслов — один из важнейших вопросов охраны недр и окружающей среды. В связи с ростом обводненности продукции, а также ростом объемов закачки вод как для ППД, так и в поглощающий горизонт, растет и количество сточных вод, формирующихся на нефтепромыслах. Общей тенденцией для разработки и эксплуатации месторождений Западно-Сибирского нефтегазодобывающего региона является увеличение глубины залегания продуктивных горизонтов, уменьшение пластового давления, усложнение геологического строения месторождений и т. д. [10–11]. Все перечисленное ведет к увеличению количества сточных вод.

Конечно, нередки случаи вертикальных перетоков, нарушения цементации ствола скважин и т. д., которые периодически приводят к превышению ПДК металлов или нефтепродуктов в пресных подземных водах.

Цель исследования — анализ изменений гидрогеохимических условий поглощающего апт-альб-сеноманского комплекса на нефтяном месторождении в пределах Александровского нефтегазового района в связи с использованием его в качестве объекта для размещения излишков попутных вод.

В ходе исследования были решены следующие задачи:

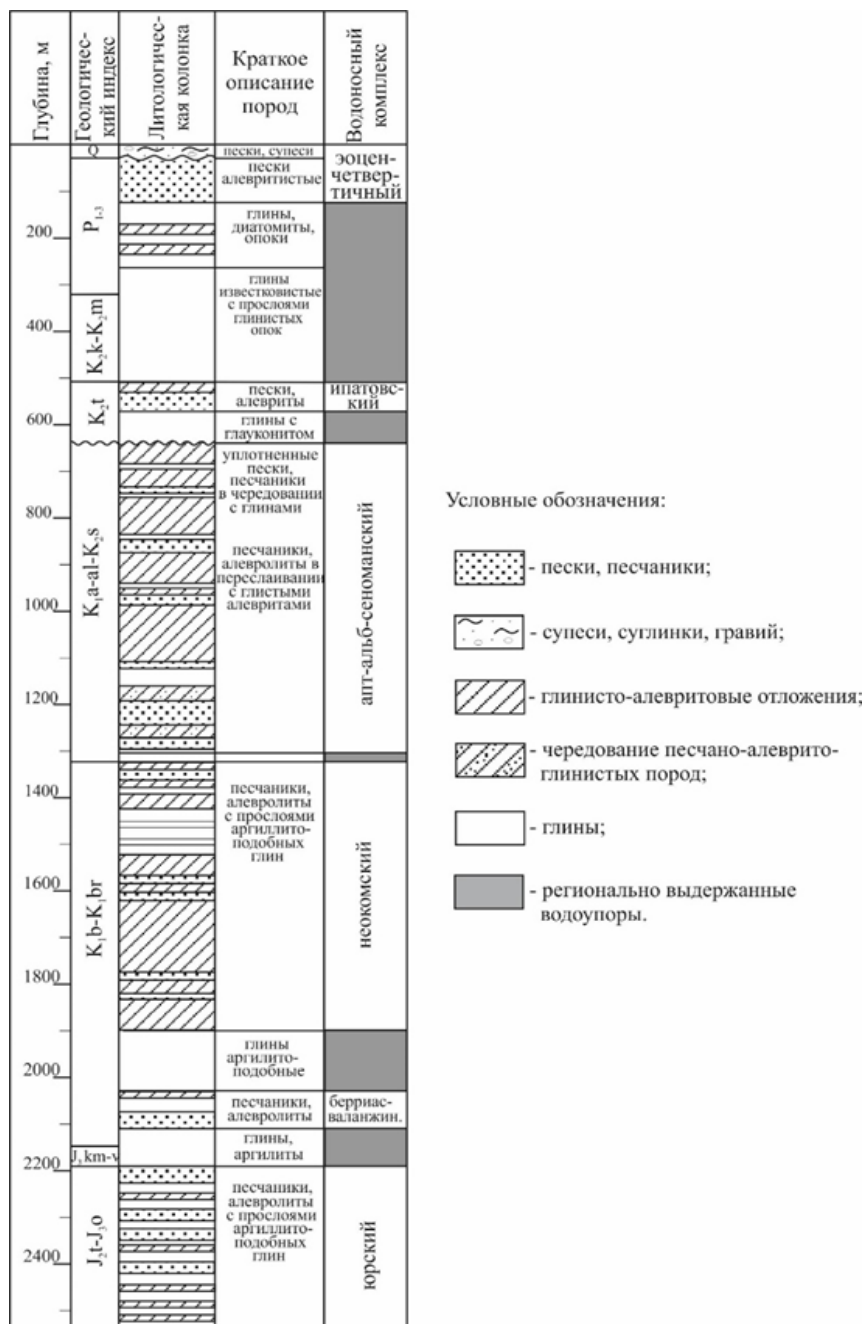
- 1) составление характеристики геологического строения и гидрогеологических условий нефтяного месторождения;
- 2) анализ многолетних изменений гидрогеохимических условий апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса;
- 3) анализ изменений качества и состава извлекаемых попутных вод.

#### **Объект и методы исследования**

Объектом исследований выступает апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс (ГК) нефтяного месторождения в пределах Александровского нефтегазового района. В ходе исследования выполнен анализ данных о геологическом строении, гидродинамических, гидрогеохимических условиях. Обработаны и проанализированы результаты многолетнего гидрогеохимического мониторинга пластовых и попутных вод.

#### ***Краткие сведения о геологическом строении и гидрогеологических условиях***

Геологический разрез в районе исследуемого месторождения имеет характерные черты, свойственные центральной части Западно-Сибирского мегабассейна. Осадочный чехол представлен терригенными отложениями мезозоя и кайнозоя (осадки юрского, мелового, палеогенового и четвертичного возрастов), залегающими на складчатом доюрском основании (рис. 1).



**Рис. 1.** Типовая схема геологического строения исследуемого месторождения мегапрогибами (все вышеперечисленные структуры – I порядка)  
**Fig. 1.** Generalized geological structure of the study field

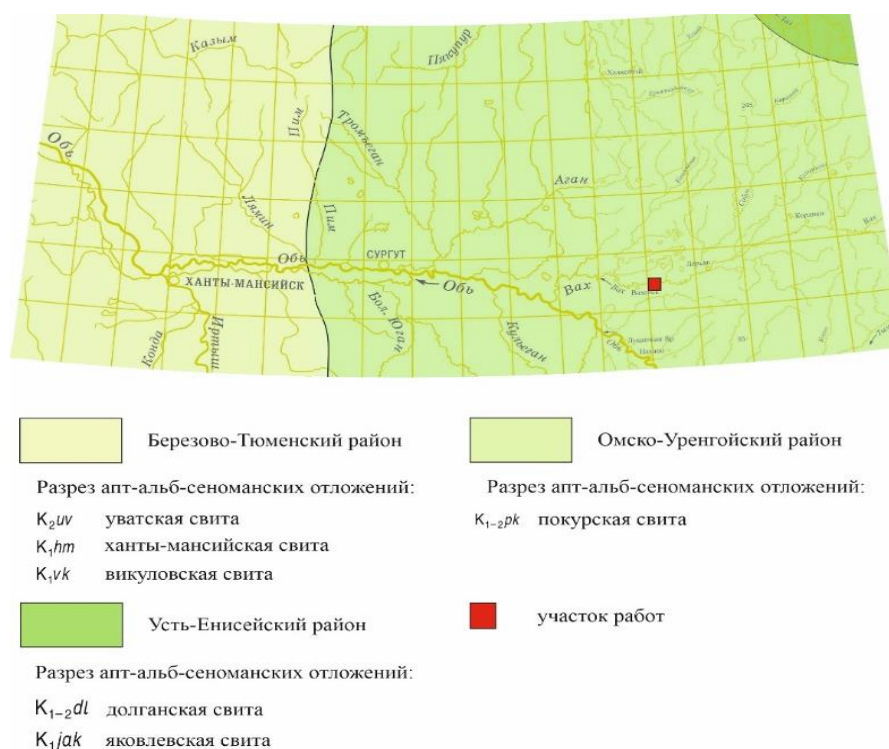
В тектоническом плане месторождение (в соответствии с Тектонической картой мезозойско-кайнозойских отложений ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы, под ред. И. И. Нестерова, 1990)

приурочено к центральной части субмеридионально вытянутого Александровского мегавала, окруженного Верхнеанганским с запада и Восточно-Александровским с востока.

Месторождение относится к Александровскому НГР Васюганской нефтегазоносной области [12]. Промышленная нефтеносность месторождения N связана с пластами Ю<sub>11</sub>, Ю<sub>12</sub> и Ю<sub>13</sub> верхней юры (наукаская свита), Ю<sub>21</sub>, Ю<sub>22</sub>, Ю<sub>31</sub>, Ю<sub>32</sub>, Ю<sub>33</sub>, Ю<sub>34</sub> средней юры (тюменская свита) и М (доюрские отложения). По количеству извлекаемых запасов исследуемое месторождение относится к крупным, по причине наличия выраженной фациальной изменчивости пластов месторождение — к сложным.

Ниже приведена характеристика гидрогеологических условий основных водоносных комплексов, участвующих в «техногенном» водообмене, неизбежно формирующихся при функционировании системы ППД и размещении излишков попутных вод, не востребованных в системе ППД.

**Апт-альб-сеноманский ГК** приурочен к отложениям покурской свиты (K<sub>1-2</sub>рк) (рис. 2).



**Рис. 2.** Схема литолого-фациального районирования апт-альб-сеноманских отложений (по материалам Государственной геологической карты РФ масштаба 1 : 1 000 000. Третье поколение. Серия Западно-Сибирская. Листы P42, P43, P44)

**Fig. 2.** Scheme of lithofacies zoning of the Aptian–Albian–Cenomanian sediments (from the materials of the State Geological Map of the Russian Federation, scale 1:1,000,000. Third Generation. West Siberian Series. Sheets P-42, P-43, P-44)



ГК характеризуется выдержанностью как по площади, так и в разрезе осадочного чехла мегабассейна. Общая мощность осадков достигает порядка 620–760 м. Согласно схеме районирования рассматриваемых отложений район месторождения относится к Омско-Уренгойскому литолого-фациальному району. Состав пород характеризуется чередованием уплотненных песков, песчаников и алевролитов с прослоями глин. Апт-альб-сеноманский ГК подстилается глинистыми породами верхней алымской подсистемы толщиной до 30 м.

Для водовмещающих пород комплекса характерны высокие коллекторские свойства. По данным Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, основные фильтрационно-емкостные свойства осадков характеризуются следующими значениями: открытая пористость и проницаемость достигают 28,2 % и 461,43 ф(м<sup>2</sup>) соответственно.

Водообильность комплекса значительна. При испытаниях поисково-разведочных скважин на месторождении дебит фонтанирующего притока воды из интервала 700–705 м составил 20,5 м<sup>3</sup>/сут. через штуцер d = 6 мм.

Гидрогеохимические условия описаны по данным наблюдений с 1979 по 2016 гг. на основе систематизации результатов химических анализов 70 проб подземных вод. Воды хлоридные натриевые (Na<sup>+</sup> — 82,2–92,9 %-экв, Cl<sup>-</sup> — 95,4–99,3 %-экв). Согласно классификации В. А. Сулина, (указывающей на глубинную обстановку формирования вод), воды относятся к Cl-Ca типу pH колеблется от 6,6 до 8,3, что характеризует активную среду вод как нейтральную, в некоторых случаях — как слабощелочную. Генетический коэффициент метаморфизации состава вод (rNa/rCl) изменяется от 0,85 до 0,95.

Минерализация в целом соответствует региональному изменению данного параметра, ее средние значения на изучаемом месторождении составляют 10,6 г/дм<sup>3</sup> (табл. 1).

Содержание ионов кальция изменяется в широких пределах — 7,0–32,9 мг-экв/дм<sup>3</sup> (преобладает 11,0–23,0 мг-экв/дм<sup>3</sup>), ионов магния — от 1,0 до 13,1 мг-экв/дм<sup>3</sup>, ионов гидрокарбоната — 1,2–4,7 мг-экв/дм<sup>3</sup>.

В большинстве проб концентрация йода не превышает — 1,0–5,3 мг/дм<sup>3</sup>, иногда его содержание достигает 14,0–26,0 мг/дм<sup>3</sup>. Количество брома составляет в основном 16,0–39,0 мг/дм<sup>3</sup>, максимумы (56,8–93,6 мг/дм<sup>3</sup>) отмечены в единичных пробах. Общее железо содержится в количестве — 0,1–3,0 мг/дм<sup>3</sup>.

Состав водорастворенного газа метановый (CH<sub>4</sub> = 95,66 % об.). Газонасыщенность пластовых вод по региональным данным составляет 1,0–1,5 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> [13].

**Таблица 1.** Химический состав подземных вод апт-альб-сеноманского ГК  
**Table 1.** Chemical composition of groundwater of the Apt-Alb-Cenomanian aquifer complex

| Наименование параметра                  | Диапазон изменения  | Среднее значение |
|-----------------------------------------|---------------------|------------------|
| Анионы, мг/дм <sup>3</sup>              |                     |                  |
| HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>           | 1,2–4,7             | 2,7              |
| Cl <sup>-</sup>                         | 115,0–240,5         | 179,6            |
| CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>           | н/обн-1,0           | –                |
| SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>           | н/обн-1,0           | –                |
| Катионы, мг/дм <sup>3</sup>             |                     |                  |
| Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>         | 97,8–233,6          | 161,1            |
| Ca <sup>2+</sup>                        | 7,0–32,9            | 17,8             |
| Mg <sup>2+</sup>                        | 1,0–13,1            | 4,5              |
| NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>            | 0,2–3,3             | 0,8              |
| Г, мг/дм <sup>3</sup>                   | 1,0–26,0            | 5,1              |
| Br <sup>-</sup> , мг/дм <sup>3</sup>    | 16,0–93,6           | 35,3             |
| Fe <sub>общ</sub> , мг/дм <sup>3</sup>  | 0,1–3,0             | 0,6              |
| Минерализация, г/дм <sup>3</sup>        | 6,9–14,7            | 10,6             |
| Водородный показатель, pH               | 6,6–8,3             | 7,6              |
| Плотность воды, г/см <sup>3</sup>       | 1,002–1,016         | 1,007            |
| Тип вод по В.А. Сулину                  | Хлоридно-кальциевый |                  |
| Коэффициент метаморфизации rNa/rCl      | 0,85–0,95           | 0,89             |
| Количество исследованных проб (скважин) | 70 (27)             |                  |

**Неокомский ГК** в литологическом плане представляет собой неравномерное чередование песчаников, алевролитов и аргиллитоподобных глин в составе осадков нижней алымской подсвиты, ванденской и тарской свит. Мощность комплекса порядка 650–800 м. Подстилающим водопором служат глинистые отложения куломзинской свиты мощностью около 120–150 м.

Водообильность отложений часто высокая. При испытании водоносных отложений тарской свиты дебиты разведочных скважин изменялись от 160,8 до 374,0 м<sup>3</sup>/сут. при среднестатистическом уровне 314,7–360 м соответственно. По химическому составу воды хлоридные натриевые, Cl-Ca типа с соответствующим коэффициентом метаморфизации rNa/rCl = 0,74–0,75. Минерализация изменяется от 18,3 до 21,4 г/дм<sup>3</sup>, водородный показатель (pH) равен 6,9–7,4.

**Берриас-валанжинский ГК** входит в состав куломзинской свиты, толщиной около 40 м. Отложения подстилаются водонепроницаемыми глинистыми отложениями подачимовских образований, баженовской и георгиевской свит. Общая мощность составляет в среднем около 70–80 м. Водообильность комплекса слабая.

По имеющимся данным, воды обладают хлоридным натриевым и хлоридным кальциево-натриевым ионно-солевым составом, относятся к Cl-Ca типу по В. А. Сулину, с минерализацией 23,1–25,6 г/дм<sup>3</sup>, рН=6,4–7,0. Генетический натрий-хлорный коэффициент метаморфизации варьирует от 0,74–0,83.

**Юрский ГК** в изучаемом районе объединяет три свиты — наунакскую, тюменскую и худосейскую. При отсутствии надежного водоупора комплекс формирует единую гидродинамическую систему с подземными водами, приуроченными к трещиноватым и выветрелым породам фундамента.

Литологический состав водовмещающих юрских пород отличается сложным и неравномерным чередованием песчаников, алевролитов и глинистых прослоев. Вскрытая мощность толщи может превышать 400 м.

Неоднородность строения водонапорной системы проявляется как в вариациях литологического состава, так и в изменчивости фильтрационных показателей. На месторождении породы-коллекторы характеризуются умеренными фильтрационно-емкостными свойствами: пористость по ГИС — 14–17 %, проницаемость — 7,7–45,0 ф(м<sup>2</sup>).

По данным эксплуатации скважин в разрезе описываемого ГК, их производительность преимущественно ограничивается единицами м<sup>3</sup>/сут.; лишь в отдельных скважинах фиксируется дебиты на уровне первых десятков м<sup>3</sup>/сут. Достижение последних показателей возможно только при интенсивном водоотборе, вызывающем понижение уровня подземных вод не менее чем на 1 000 м. На изучаемом месторождении дебиты разведочных скважин изменяются от 1,5 до 14,4 м<sup>3</sup>/сут. при среднединамических уровнях 1 121–879 м.

По результатам анализа десяти гидрохимических проб подземных вод юрского ГК (табл. 2) установлено, что они относятся к Cl-Ca типу (по классификации В. А. Сулина). Отмечены различия в минерализации по интервалам: максимальные значения зафиксированы в подземных водах наунакской свиты (23,5–36,9 г/дм<sup>3</sup>), несколько более стабильные — в тюменской (30,1–33,7 г/дм<sup>3</sup>).

Активная реакция среды нейтральная (рН = 6,3–7,7). Коэффициент метаморфизации (гNa/гCl) составляет 0,87–0,96.

Основные макрокомпоненты подземных вод описываемого комплекса представлены натрием (совместно с калием) — 331,5–586,2 мг-экв/дм<sup>3</sup>, кальцием — 25,6–66,9 мг-экв/дм<sup>3</sup>, магнием — 1,1–20,0 мг-экв/дм<sup>3</sup>, хлором — 390,0–613,6 мг-экв/дм<sup>3</sup>, гидрокарбонатом — 9,6–14,0 мг-экв/дм<sup>3</sup>. В микрокомпонентном составе определен йод — 3,2–7,7 мг/дм<sup>3</sup>, бром — 51,3–79,1 мг/дм<sup>3</sup>, общее железо — 3,0–11,2 мг/дм<sup>3</sup>.

По единичному замеру газонасыщенности подземных вод юрского ГК она достигает 4,3 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, что заметно превышает типичные региональные значения (1,5–3,0 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) [13]. При этом сам водорастворенный газ имеет метановый состав.



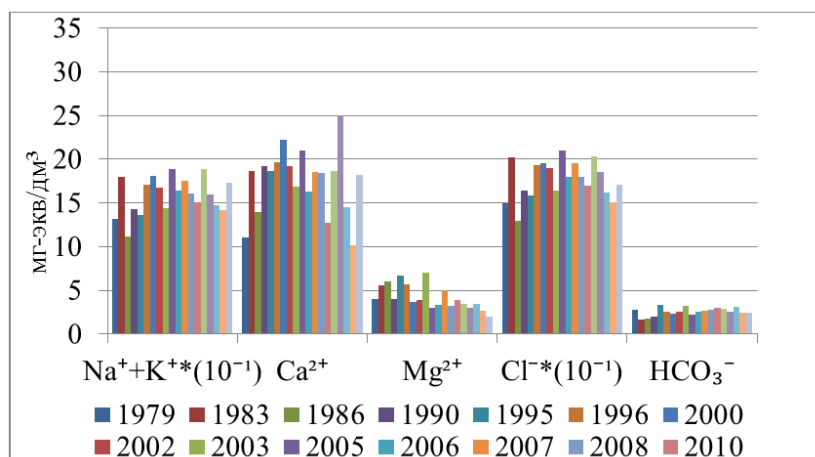
**Таблица 2.** Химический состав подземных вод юрского водоносного комплекса  
**Table 2.** Chemical composition of groundwater in the Jurassic aquifer complex

| Наименование параметра                  | ЮВ <sub>1</sub>     |                  | Pz                 |
|-----------------------------------------|---------------------|------------------|--------------------|
|                                         | Диапазон изменения  | Среднее значение | Диапазон изменения |
| Анионы, мг-экв/дм <sup>3</sup>          |                     |                  |                    |
| HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>           | 9,6–14,0            | 11,9             | 4,8                |
| Cl <sup>-</sup>                         | 390,0–613,6         | 478,4            | 390,0              |
| CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>           | н/обн               | –                | н/обн              |
| SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>           | н/обн-0,7           | –                | 0,2                |
| Катионы, мг-экв/дм <sup>3</sup>         |                     |                  |                    |
| Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>         | 357,1–586,2         | 442,0            | 331,5              |
| Ca <sup>2+</sup>                        | 25,6–66,9           | 38,8             | 43,9               |
| Mg <sup>2+</sup>                        | 1,1–20,0            | 10,1             | 11,0               |
| NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>            | 1,7–5,0             | 3,4              | 1,7                |
| Г, мг/дм <sup>3</sup>                   | 3,2–7,7             | 4,9              | 4,3                |
| Br <sup>-</sup> , мг/дм <sup>3</sup>    | 51,3–79,1           | 62,4             | 65,3               |
| Fe <sub>общ</sub> , мг/дм <sup>3</sup>  | 3,0–11,2            | 7,1              | –                  |
| Минерализация, г/дм <sup>3</sup>        | 23,5–36,9           | 28,7             | 22,8               |
| Водородный показатель, pH               | 6,3–7,7             | 6,9              | 6,6                |
| Плотность воды, г/см <sup>3</sup>       | 1,013–1,025         | 1,019            | 1,017              |
| Тип вод по В. А. Сулину                 | Хлоридно-кальциевый |                  |                    |
| Коэффициент метаморфизации гNa/гCl      | 0,87–0,96           | 0,92             | 0,87               |
| Количество исследованных проб (скважин) | 9 (8)               |                  | 1 (1)              |

На исследуемом месторождении добыча подземных вод апт-альб-сеноманского ГК для целей ППД началась в мае 1969 года. С начала эксплуатации водозаборов до 2020 года накопленный объем добычи подземных вод для системы ППД возрос с 3 097,5 тыс. м<sup>3</sup> до 522 924,7 тыс. м<sup>3</sup>. Размещение излишков попутных вод в отложения этого же комплекса на территории изучаемого месторождения осуществляется с ноября 2000 года. За рассматриваемый период эксплуатации объемы размещения попутных вод увеличились до 45 767,0 тыс. м<sup>3</sup>.

#### Результаты и обсуждение

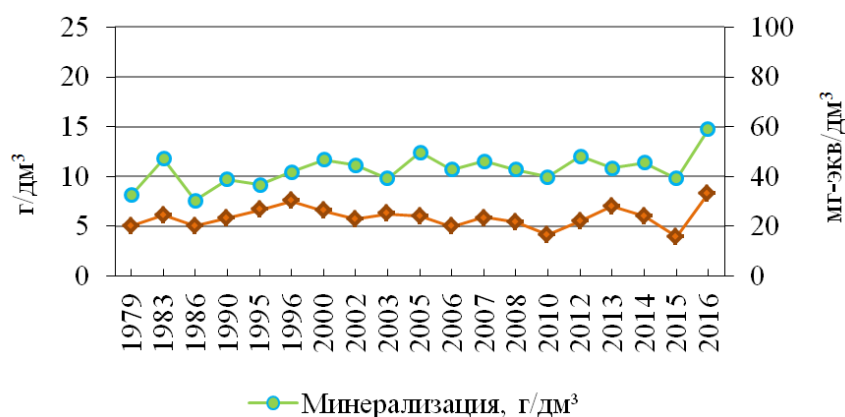
На основе анализа данных гидрогеохимического мониторинга (объем выборки — 70 проб) подтверждено, что пластовые воды апт-альб-сеноманского ГК месторождения сохраняют типовую гидрохимическую характеристику: химический состав и относительную стабильность соотношения основных солеобразующих ионов (рис. 3).



**Рис. 3.** Изменение концентрации основных солеобразующих ионов в водах апт-альб-сеноманского ГК

**Fig. 3.** Changes of the concentration of the salt-forming ions in water of the Apt-Alb-Cenomanian aquifer complex

Значения минерализации и общей жесткости колеблются в незначительных пределах (рис. 4).



**Рис. 4.** Изменение средних значений минерализации и общей жесткости в водах апт-альб-сеноманского ГК

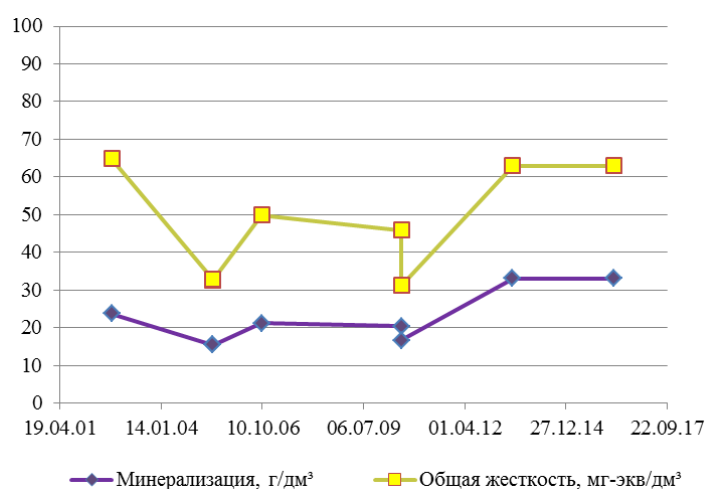
**Fig. 4.** Changes in average groundwater salinity and total hardness in the Apt-Alb-Cenomanian aquifer complex

Величина минерализации и общая жесткость попутных вод, добываемых на месторождении, за период с 2002 по 2016 год претерпевают незначительные изменения (табл. 3, рис. 5). Концентрация механических примесей в этих водах изменяется от 27,8 до 56,1 мг/дм³ (табл. 3), что потенциально создает условия для коагуляции порового пространства.

**Таблица 3.** Значения минерализации, общей жесткости, количество механических примесей попутных вод

**Table 3.** Salinity, total hardness, and suspended solids in produced water

| Дата отбора | Минерализация, г/дм <sup>3</sup> | Общая жесткость, мг-экв/дм <sup>3</sup> | Механические примеси, мг/дм <sup>3</sup> |
|-------------|----------------------------------|-----------------------------------------|------------------------------------------|
| 11.09.02    | 23,8                             | 64,9                                    | —                                        |
| 08.06.05    | 15,5                             | 32,7                                    | 27,8                                     |
| 09.06.05    | 15,4                             | 32,8                                    | 42,3                                     |
| 05.10.06    | 21,2                             | 49,9                                    | —                                        |
| 15.07.10    | 20,3                             | 45,9                                    | 41,6                                     |
| 15.07.10    | 16,7                             | 31,2                                    | 56,1                                     |
| 18.07.13    | 33,0                             | 62,9                                    | 30,4                                     |
| 11.04.16    | 33,0                             | 62,9                                    | 32,4                                     |



**Рис. 5.** Изменение значений минерализации и общей жесткости в попутных водах  
**Fig. 5.** Changes in produced water salinity and total hardness

Таким образом, на настоящее время несмотря на относительную стабильность условий, предпосылки для формирования техногенных гидрогеохимических аномалий [14] имеются. В литературе основное внимание уделяется таким контролируемым параметрам закачиваемых вод, как: наличие механических примесей, нефтепродуктов и количество возможного осадка при смешении пластовых и закачиваемых вод. Данные параметры влияют в первую очередь на состояние околоскважинного пространства. С точки зрения экологии глубоких горизонтов, они также воздействуют на трансформацию природных гидрогеологических условий поглощающего горизонта.

Широко распространенной проблемой при подготовке вод к закачке являются **механические примеси**. Основным средством доведения качества закачиваемых в апт-альб-сеноманский ГК попутных вод по параметру «механические примеси» служит фильтрация перед закачкой. В большинстве случаев этого оказывается недостаточно: на многих нефтяных месторождениях из-за наличия мелкодисперсных частиц, взвешенных веществ не задерживаемых фильтрами, а также отложений оксидов железа, образующихся при контакте с воздухом, фиксируется ухудшение приемистости скважин и, следовательно, участков призабойной зоны пласта [5]. При формировании таких участков, даже небольших, и при сохранении темпов закачки возможны случаи повышения забойных давлений и образование трещин автогидроразрыва пласта [15]. Эти процессы происходят за счет удержания механических примесей матрицей породы из-за многочисленных физических механизмов: присоединения электрическими силами, деформации пород при высоких давлениях нагнетания, образования «мостиков» частицами, процессов диффузии и т. д. [16, 17]. В проблеме контроля параметра «механические примеси» на важность скорости закачки и давлений нагнетания, а точнее их изменений указывают и другие авторы [2, 18–19]. Изменение скорости закачки приводит к высвобождению коллоидов, которые могут располагаться на стенках пор, в поровых каналах, закупоривать перемычки и находиться в застойных зонах [18].

При этом важную роль играет и наличие глинистых частиц как в закачиваемых водах, так и в составе пород апт-альб-сеноманского ГК. Для минералогического состава пород апт-альб-сеноманского ГК района исследований характерно среднее содержание глинистых минералов 17–20 %, при этом доля минералов группы каолинита составляет в среднем 44 %. Это косвенно свидетельствует о том, что скопления глинистых частиц впоследствии могут привести к непрерывному повышению давления в нагнетательной скважине в течение короткого периода, значительному сокращению каналов потока жидкости, закупорке пор в околоскважинном пространстве [17, 18, 20].

Контроль **содержания нефтепродуктов** в водах, закачиваемых в апт-альб-сеноманский комплекс, необходим из-за ряда факторов. Ключевой из них — риск загрязнения горизонтов пресных подземных вод, используемых для хозяйственно-питьевого водоснабжения. Потенциальная возможность этого возникает как при поверхностных разливах вод, загрязненных нефтепродуктами, так и при нарушении герметичности затрубного пространства, провоцирующего вертикальные перетоки из поглощающего горизонта. Усложняет описанную ситуацию состояние фонда скважин в Западной Сибири [11]. Современные технологии подготовки вод к утилизации не могут удалить мелкие взвешенные частицы нефти и растворенные элементы [3]. Второй не менее серьезной причиной необходимости постоянного контроля присутствия нефтепродуктов в закачиваемых водах явля-

ется их способность к закислению пласта в результате микробной активности, образованию техногенных отложений и коррозии [21]. Немаловажным остается факт влияния содержания нефтепродуктов в закачиваемой воде на фильтрационно-емкостные свойства пласта. Согласно экспериментальным исследованиям, даже мельчайшие капли нефти могут образовывать внутреннюю корку при низкой скорости внедрения в поровое пространство [2, 22].

Смешивание разных по составу растворов, какими изначально являются пластовые и закачиваемые попутные воды, отличающихся содержанием растворенных электролитов, может вызывать либо осаждение, либо растворение породообразующих минералов. Формирование осадка может быть вызвано изменением физических и химических свойств при смешении пластовой и закачиваемой вод (например, изменением pH, окислительно-восстановительного потенциала, температуры и т. д.). Сложные процессы взаимодействия вод, различных по составу, при заводнении нефтяных пластов в России и странах СНГ рассматриваются в работах А. А. Карцева (1983), А. М. Никанорова (1973), Ю. П. Гаттенбергера (1979), В. Е. Кащавцева (2004), В. В. Муляка и Л. А. Абуковой (2007, 2012) и некоторых других российских исследователей.

Для исследуемого месторождения по результатам выполненного термодинамического моделирования в пластовых условиях юрских отложений количество осадка составило 35,0–152,0 мг/дм<sup>3</sup> (пластовое давление 120 атм, температура +40 °С), что не является критичным, но в то же время свидетельствует о необходимости применения ингибиторов солеотложения.

Но как отмечает Jakubowicz с соавторами (2022), система закачиваемая вода — пластовая вода — порода-коллектор характеризуется высокой степенью сложности. При ее моделировании необходимо учитывать не только все факторы, влияющие на изменение физико-химических свойств флюидов, но и широкий спектр взаимодействий между отдельными компонентами. Имеющиеся данные свидетельствуют о том, что контроль показателей на исследуемом месторождении достаточно ограничен при растущей техногенной нагрузке.

### **Выводы**

Апт-альб-сеноманский ГК является важным объектом для сохранения экологии геосистемы на всех уровнях: земной поверхности, зоне аэрации, горизонтах грунтовых вод, горизонтах пресных и минеральных подземных вод и комплексов, содержащих углеводородные флюиды. В настоящее время по результатам анализа многолетних изменений гидрогеохимических условий исследуемого комплекса, а также качества и состава извлекаемых попутных вод в пределах нефтяного месторождения Александровского нефтегазоносного района можно сделать вывод об относительной гидрогеохимической стабильности.

Но рост многих показателей техногенной нагрузки на гидросферу (обводненности продукции, количества сточных вод, состояние фонда

скважин и т. д.) свидетельствует о необходимости развития направлений контроля состояния комплекса, испытывающего многолетнюю разнонаправленную техногенную нагрузку.

#### **Вклад авторов**

*Абдрашитова Р. Н.*: формулирование идеи, гипотезы, цели исследования; написание статьи.

*Сальникова Ю. И.*: разработка методологии исследования; анализ результатов мониторинга, литературных источников; написание статьи.

*Ковяткина Л. А.*: теоретический анализ данных; обработка результатов гидрогеохимических исследований; написание статьи.

*Бердова Д. В.*: создание картографического материала и диаграмм; написание статьи.

*Воробьева С. В.*: научное редактирование; написание статьи.

#### **Authors' contributions**

*Rimma N. Abdrashitova*: formulation of idea, hypothesis and aim of study; writing.

*Yulia I. Salnikova*: methodology; analysis of monitoring results and references; writing.

*Lyubov A. Kovyatkina*: theoretical data analysis; hydrogeochemical data analysis; writing.

*Daria V. Berdova*: creating maps and diagram; writing.

*Seema V. Vorobjeva*: scientific editing; writing.

**Конфликт интересов.** Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Conflict of interests.** The authors declare no conflict of interests.

#### **Список источников**

1. Costier L., van den Hoek P. J., Davidson C. J., Ding M., van den Berg J. T., Hofland R. *Establishing Water Injection Dynamics by Leading-Edge Coreflood Testing. In Proceedings of the EUROPEC. EAGE Conference and Exhibition.* Amsterdam, The Netherlands, 8-11 June 2009. <https://doi.org/10.2118/121786-MS>
2. Azizov I., Dudek M., Øye G. Emulsions in porous media from the perspective of produced water re-injection—A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021;(206):109057. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109057>
3. Fakhru'l-Razi A., Pendashteh A., Abdullah L. C., Biak D. R. A., Madaeni S. S., Abidin Z. Z. Review of technologies for oil and gas produced water treatment. *Journal of hazardous materials*. 2009;170(2-3):530–551. <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2009.05.044>
4. Бешенцев В. А., Семенова Т. В., Абдрашитова Р. Н., Заватский М. Д. *Подземные воды мезозойского гидрогеологического бассейна в пределах северной части Западно-Сибирского мегабассейна.* Тюмень: Тюменский индустриальный университет; 2021. 171 с.
5. Jakubowicz P., Steliga T., Wojtowicz K. Analysis of Temperature Influence on Precipitation of Secondary Sediments during Water Injection into an Absorptive Well. *Energies*. 2022;15(23):9130. <https://doi.org/10.3390/en15239130>
6. Сальникова Ю. И. О геохимической стабильности подземных вод апт-альб-сеноманского комплекса в связи с разработкой нефтяных месторождений Западной Сибири. В сб.: *Актуальные проблемы нефти и газа : Тезисы докладов 4-й Всероссийской молодежной научной конференции.* Москва: Институт проблем нефти и газа Российской академии наук; 2021. С. 30.



7. Матусевич В. М., Рыльков А. В., Ушатинский И. Н. *Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна*. Тюмень : ТюмГНГУ; 2005. 225 с.
8. Salnikova Y. I., Abdrashitova R. N., Abukova L. A., Zaliatdinov A., Poluyanov M. G. Analysis of oil and gas technogenesis of the Aptian-Albian-Cenomanian hydrogeological complex of the West Siberian mega basin. *International Journal of Energy Production and Management*. 2025;10(3):523–534. <https://doi.org/10.56578/ijerpm100313>
9. Чоловский И. П., Иванова М. М., Гутман И. С., Вагин С. Б., Брагин Ю. И. (2002). *Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов*. Москва: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина; 2002. 456 с.
10. Казаненков В. А., Филимонова И. В., Немов В. Ю. Главные направления и задачи поисков нефти и газа в Западной Сибири на ближайшие десятилетия. *Бурение и нефть*. 2019;(10):10–18.
11. Филимонова И. В., Проворная И. В., Комарова А. В., Земнухова Е. А. Устойчивые тенденции изменения региональной структуры добычи нефти в России. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2019;14(3):4. [https://doi.org/10.17353/2070-5379/33\\_2019](https://doi.org/10.17353/2070-5379/33_2019)
12. *Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа: атлас*. Государственное предприятие Ханты-Мансийского автономного округа «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпилемана». Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис; 2004. 116 с.
13. Кругликов Н. М., Нелюбин В. В., Яковлев О. Н. *Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна и особенности формирования залежей углеводородов*. Москва: Недра; 1985. 279 с.
14. Иванова М. М., Чоловский И. П., Брагин Ю. И. *Нефтегазопромысловая геология*. Москва: Недра-Бизнесцентр; 2000. 413.
15. Фёдоров К. М., Шевелёв А. П., Гильманов А. Я., Изотов А. А., Кобяшев А. В. Новый подход к моделированию развития трещин автоГРП. *Вестник Томского государственного университета. Математика и механика*. 2024;(91):125–140. <https://doi.org/10.17223/19988621/91/11>
16. Vaz A., Bedrikovetsky P., Fernandes P. D., Badalyan A., Carageorgos T. Determining model parameters for non-linear deep-bed filtration using laboratory pressure measurements. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2017;(151):421–433. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.01.001>.
17. Cao S. C., Jang J., Jung J., Waite W. F., Collett T. S., Kumar P. 2D micromodel study of clogging behavior of fine-grained particles associated with gas hydrate production in NGHP-02 gas hydrate reservoir sediments. *Marine and petroleum geology*. 2019;(108):714–730. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2018.09.010>
18. Ochi J., Vernoux J. F. Permeability decrease in sandstone reservoirs by fluid injection: hydrodynamic and chemical effects. *Journal of hydrology*. 1998;208(3-4):237–248. [https://doi.org/10.1016/S0022-1694\(98\)00169-3](https://doi.org/10.1016/S0022-1694(98)00169-3)
19. Turbakov M. S., Kozhevnikov E. V., Riabokon E. P., Gladkikh E. A., Poplygin V.V., Guzev M. A., Jing H. Permeability evolution of porous sandstone in the initial period of oil production: Comparison of well test and coreflooding data. *Energies*. 2022;15(17):6137. <https://doi.org/10.3390/en15176137>
20. Valdes J. R., Carlos Santamarina J. Particle transport in a nonuniform flow field: Retardation and clogging. *Applied physics letters*. 2019;90(24). <https://doi.org/10.1063/1.2748850>

21. Zuluaga E., Evans P., Nesom P., Spratt T., Daniels E. Technical Evaluations to Support the Decision to Reinject Produced Water. *SPE Production & Operations*. 2011;26(02):128–139. <https://doi.org/10.2118/132346-PA>
22. Bennion D. B., Thomas F. B., Imer D., Ma T., Schulmeister B. (2001). Water quality considerations resulting in the impaired injectivity of water injection and disposal wells. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 2001;(40)06. <https://doi.org/10.2118/01-06-05>

### References

1. Costier L., van den Hoek P. J., Davidson C. J., Ding M., van den Berg J. T., Hofland R. *Establishing Water Injection Dynamics by Leading-Edge Coreflood Testing. In Proceedings of the EUROPEC. EAGE Conference and Exhibition*. Amsterdam, The Netherlands, 8-11 June 2009. <https://doi.org/10.2118/121786-MS>
2. Azizov I., Dudek M., Øye G. Emulsions in porous media from the perspective of produced water re-injection—A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021;(206):109057. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109057>
3. Fakhru'l-Razi A., Pendashteh A., Abdullah L. C., Biak D. R. A., Madaeni S. S., Abidin Z. Z. Review of technologies for oil and gas produced water treatment. *Journal of hazardous materials*. 2009;170(2-3):530–551. <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2009.05.044>
4. Beshencev V. A., Semenova T. V., Abdrashhitova R. N., Zavatskiy M. D. *Groundwater of the Mesozoic hydrogeological basin within the northern part of the West Siberian mega-basin*. Tyumen: Industrial University of Tyumen; 2021. (In Russ.).
5. Jakubowicz P., Steliga T., Wojtowicz K. Analysis of Temperature Influence on Precipitation of Secondary Sediments during Water Injection into an Absorptive Well. *Energies*. 2022;15(23):9130. <https://doi.org/10.3390/en15239130>
6. Salnikova Yu. I. On the geochemical stability of groundwater of the Apt-Alb-Cenomanian complex in connection with developing oil fields in Western Siberia. In Proceedings. In: *Actual problems of oil and gas: Abstracts of the 4th All-Russian Youth Scientific Conference*. Moscow: Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences; 2021. P. 30. (In Russ.).
7. Matusevich V. M., Ryl'kov A. V., Ushatinskij I. N. *Geoflyuidal'nye sistemy i problemy neftegazonosnosti Zapadno-Sibirskogo megabassejna*. Tyumen: Tyumen State Oil and Gas University. 2005. (In Russ.).
8. Salnikova Y. I., Abdrashitova R. N., Abukova L. A., Zaliatdinov A., Poluyanov M. G. Analysis of oil and gas technogenesis of the Aptian-Albian-Cenomanian hydrogeological complex of the West Siberian mega basin. *International Journal of Energy Production and Management*. 2025;10(3):523–534. <https://doi.org/10.56578/ijepm100313>
9. Cholovsky I. P., Ivanova M. M., Gutman I. S., Vagin S. B., Bragin Yu. I. *Oil and Gas Field Geology and Hydrogeology of Hydrocarbon Deposits*. Moscow: Oil and Gas Publishing House of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas; 2002. 456 p.
10. Kazanenkov V. A., Filimonova I. V., Nemov V. Yu. The main directions and tasks of oil and gas exploration in Western Siberia for the coming decades. *Drilling and oil*. 2019;(10):10–18. (In Russ.).
11. Filimonova I. V., Provornaya I. V., Komarova A. V., Zemnukhova E. A. Sustainable trends in changing the regional structure of oil production in Russia. *Petroleum geology. Theoretical and applied studies*. 2019;14(3):4. (In Russ.). [https://doi.org/10.17353/2070-5379/33\\_2019](https://doi.org/10.17353/2070-5379/33_2019)

12. *Geologiya i neftegazonosnost Xanty-Mansijskogo avtonomnogo okruga: atlas*. Gosudarstvennoe predpriyatie Xanty-Mansijskogo avtonomnogo okruga «Nauchno-analiticheskij centr racional'nogo nedropolzovaniya im. V. I. Shpilmana». Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis; 2004. (In Russ).
13. Kruglikov N. M., Nelyubin V. V., Yakovlev O. N. *Hydrogeology of the West Siberian Oil and Gas Megabasin and Features of Hydrocarbon Deposits Formation*. Moscow: Nedra; 1985.
14. Ivanova M. M., Cholovskij I. P., Bragin Yu. I. *Oil and gas field geology*. Moscow: Nedra-Business Center; 2000. 413 p.
15. Fyodorov K. M., Shevelyov A. P., Gil'manov A. Ya., Izotov A. A., Kobyashev A. V. A new approach for modeling the development of injection-induced hydraulic fractures. *Tomsk state university journal of mathematics and mechanics*. 2024;(91):125–140. <https://doi.org/10.17223/19988621/91/11>
16. Vaz A., Bedrikovetsky P., Fernandes P. D., Badalyan A., Carageorgos T. Determining model parameters for non-linear deep-bed filtration using laboratory pressure measurements. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2017;(151):421–433. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.01.001>
17. Cao S. C., Jang J., Jung J., Waite W. F., Collett T. S., Kumar P. 2D micromodel study of clogging behavior of fine-grained particles associated with gas hydrate production in NGHP-02 gas hydrate reservoir sediments. *Marine and petroleum geology*. 2019;(108):714–730. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2018.09.010>
18. Ochi J., Vernoux, J. F. Permeability decrease in sandstone reservoirs by fluid injection: hydrodynamic and chemical effects. *Journal of hydrology*. 1998;208(3-4):237–248. [https://doi.org/10.1016/S0022-1694\(98\)00169-3](https://doi.org/10.1016/S0022-1694(98)00169-3)
19. Turbakov M. S., Kozhevnikov E. V., Riabokon E. P., Gladkikh E. A., Poplygin V. V., Guzev M. A., Jing H. Permeability evolution of porous sandstone in the initial period of oil production: Comparison of well test and coreflooding data. *Energies*. 2022;15(17):6137. <https://doi.org/10.3390/en15176137>
20. Valdes J. R., Carlos Santamarina J. Particle transport in a nonuniform flow field: Retardation and clogging. *Applied physics letters*. 2019;90(24). <https://doi.org/10.1063/1.2748850>
21. Zuluaga E., Evans P., Nesom P., Spratt T., Daniels E. Technical Evaluations to Support the Decision to Reinject Produced Water. *SPE Production & Operations*. 2011;26(02):128–139. <https://doi.org/10.2118/132346-PA>
22. Bennion D. B., Thomas F. B., Imer D., Ma T., Schulmeister B. (2001). Water quality considerations resulting in the impaired injectivity of water injection and disposal wells. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 2001;(40)06. <https://doi.org/10.2118/01-06-05>

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

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

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

**Сальникова Юлия Ивановна,**  
старший преподаватель кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук Западно-Сибирский филиал, г. Тюмень, Российская Федерация. ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7864-9115>

**Ковяткина Любовь Андреевна,**  
старший преподаватель кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень.  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8900-7142>

**Бердова Дарья Владимировна,**  
аспирант кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Воробьева Сима Васильевна,**  
доктор технических наук, консультант кафедры техносферной безопасности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

**Yulia I. Salnikova,** Senior Lecturer at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, Institute of Petroleum Geology and Geophysics. A. A. Trofimuk, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, West Siberian Branch, Tyumen, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7864-9115>

**Lyubov A. Kovyatkina,** Senior Lecturer at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen.  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8900-7142>

**Daria V. Berdova,** Postgraduate Student at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

**Seema V. Vorobjeva,** Doctor of Engineering Sciences, Consultant of the Department of Technosphere Safety, Industrial University of Tyumen

Поступила в редакцию / Received 23.02.2026

Поступила после рецензирования / Revised 24.03.2026

Принята к публикации / Accepted 24.04.2026