

Применение метода естественной радиоактивности для прогноза литологического состава и фильтрационных свойств пород олигоценового водоносного горизонта

Юлия Олеговна РУСАКОВА^{1*}
Андрей Гариевич ПЛАВНИК^{1,2**}
Маргарита Владимировна ВАШУРИНА^{1,2***}
Любовь Андреевна КОВЯТКИНА^{2****}

¹Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Аннотация

Целью исследования является прогноз литологического состава и значений коэффициента фильтрации пород олигоценового водоносного горизонта с применением метода естественной радиоактивности на основании данных лабораторных исследований пород и геофизического каротажа водозаборных скважин Октябрьского и Ханты-Мансийского месторождений питьевых подземных вод.

Актуальность исследования заключается в необходимости разработки новых и совершенствовании существующих методов прогноза фильтрационных свойств водовмещающих пород перспективных для разведки территорий.

Методы исследования включают: обработку данных лабораторных исследований образцов пород и гамма-каротажа водозаборных скважин с целью получения количественных характеристик литологического состава и геофизических свойств пород, корреляцию полученных параметров, оценку статистической значимости корреляции, прогноз искомых параметров на основании уравнений регрессии, определение относительной погрешности прогноза.

Результаты исследования и область их применения. На основании корреляционного анализа выборок наблюдений получены значимые статистические связи и уравнения регрессии медианного диаметра частиц водовмещающих пород, коэффициента фильтрации и величины двойного разностного параметра естественной радиоактивности. С допустимой погрешностью определены прогнозные значения искомых параметров. Уравнения линейной регрессии могут быть использованы для предварительной оценки фильтрационных свойств водовмещающих пород на основании сведений об их естественной радиоактивности при проведении поисково-разведочных работ на подземные воды питьевого и технического водоснабжения, в том числе на водозаборах нефтегазовых месторождений Западной Сибири.

Выводы. Высокая степень неоднородности пород олигоценового водоносного горизонта Западной Сибири требует их классификации с учетом глинистости и размера частиц, в значительной степени определяющих фильтрационные свойства пород. Полученные статистические связи доказывают возможность их успешного применения для прогноза фильтрационных свойств горных пород.

Ключевые слова: олигоценовый водоносный горизонт, гранулометрический состав пород, медианный диаметр, коэффициент фильтрации, двойной разностный параметр естественной радиоактивности, классификация, выборка, регрессия, коэффициент корреляции.

Введение

Обоснованность решения многочисленных геологических и гидрогеологических задач, в том числе оценка запасов подземных вод для целей водоснабжения, напрямую зависит от правильности и полноты характеристики фильтрационных свойств горных пород. Так, при расчете прогнозного понижения уровня в водозаборной скважине, используется величина водопроводимости, численно связанная с коэффициентом фильтрации водовмещаю-

щих пород k_f . В практике гидрогеологических исследований для получения расчетных значений k_f используются результаты гидродинамических испытаний, геофизических исследований скважин и данных лабораторных анализов образцов керна [1–3].

Установление зависимостей геофизических параметров и фильтрационно-емкостных свойств горных пород основано на детальном изучении как их гранулометри-

✉ julrusakova@rambler.ru

 <https://orcid.org/0000-0002-1258-4598>

**PlavnikAG@ipgg.sbras.ru

***MVashurina@tmnig.ru

****kovjatkinaka@tyuiu.ru

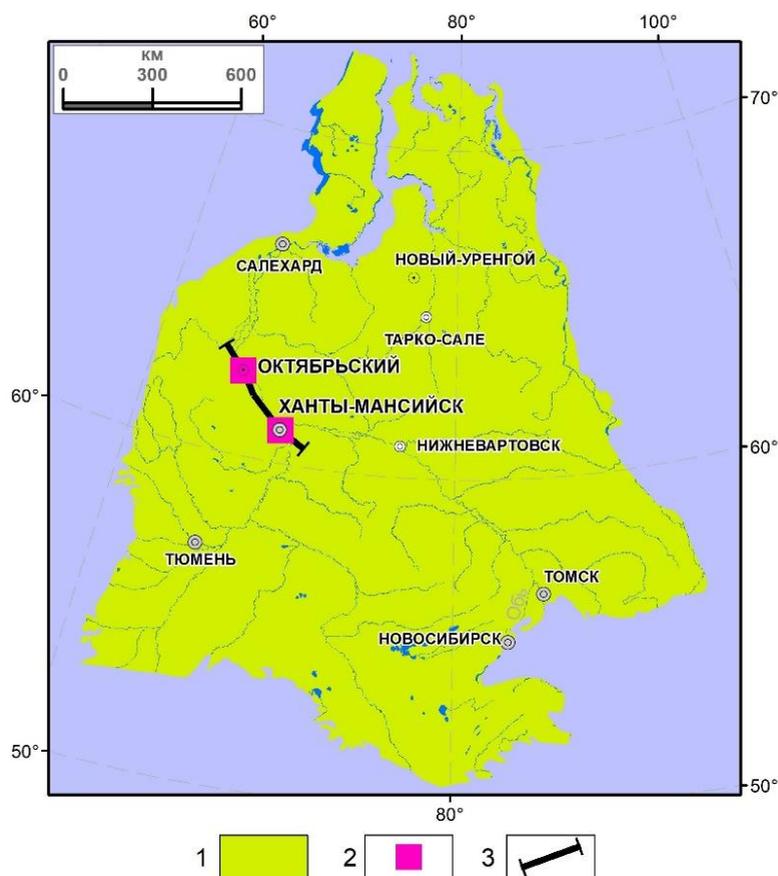


Рисунок 1. Обзорная карта: 1 – Западно-Сибирский мегабассейн; 2 – участки исследования; 3 – линия гидрогеологического разреза
Figure 1. Overview map: 1 – West Siberian megabasin; 2 – study areas; 3 – line of hydrogeological section

ческого состава, так и соответствующих геофизических характеристик [4–9]. Наиболее информативным для литологического расчленения толщи осадочных пород, сложенной различными по степени глинистости породами, является метод естественной радиоактивности – гамма-каротаж (ГК) [10, 11]. Установлено, что обогащение осадочных пород радиоактивными элементами происходит вследствие их осаждения или адсорбции тонкодисперсными и коллоидными частицами, поэтому благодаря большой удельной поверхности глинистые породы в процессе осадконакопления сорбируют большое количество радиоактивных элементов и характеризуются повышенными показаниями на диаграммах ГК. Метод в определенной мере отражает геометрию пустотного пространства пород и обнаруживает устойчивую связь с их фракционным составом. Наиболее эффективно метод ГК применяется в комплексе с другими методами, например, методом самопроизвольной поляризации (ПС) [6]. Однако, исходя из того факта, что кроме радиоактивного каротажа другие виды геофизических исследований в интервале олигоценового водоносного горизонта проводятся крайне редко, отдельное использование данных по естественной радиоактивности пород вполне оправданно.

Исследование статистической связи геофизического параметра естественной радиоактивности пород и их фильтрационных параметров, определенных по данным гидродинамических испытаний (удельного дебита водо-

заборных скважин и водопроницаемости пород) апробировано на опытных участках Советского и Заводоуковского месторождений питьевых подземных вод Западной Сибири [12, 13]. Установление взаимосвязи данного геофизического параметра с литологическим составом и коэффициентом фильтрации пород, определенным в лабораторных условиях, является одной из дополнительных составляющих методики предварительной характеристики фильтрационных свойств пород водоносных горизонтов, недостаточно представленной применительно к горизонтам пресных подземных вод Западной Сибири в современных научных публикациях.

Ввиду практически полного отсутствия современной информации, в качестве источника данных в настоящем исследовании используются архивные материалы лабораторных и геофизических работ, проведенных Полуйской комплексной геологоразведочной экспедицией Главтюменьгеологии в 1988–1989 гг. на Октябрьском и Ханты-Мансийском месторождениях питьевых подземных вод (МППВ), где в ходе разведочных работ выполнен обширный комплекс исследований, в том числе отбор образцов пород, лабораторное определение их гранулометрического состава и коэффициента фильтрации, геофизический каротаж в стволах водозаборных скважин.

Месторождения расположены в западной части Западно-Сибирского мегабассейна на расстоянии около 240 км друг от друга (рис. 1).

Цель исследования

Целью настоящего исследования является прогноз литологического состава и значений коэффициента фильтрации пород олигоценового (атлым-новомихайловского) водоносного горизонта с применением метода естественной радиоактивности.

Актуальность исследования заключается в необходимости разработки новых и совершенствовании существующих методов прогноза фильтрационных свойств водовмещающих пород перспективных для разведки территорий.

Объект исследования

Объектом исследования являются породы атлым-новомихайловского водоносного горизонта олигоцена.

На участках Октябрьского и Ханты-Мансийского МППВ водоносный горизонт представляет толщу чередующихся между собой песков, алевритов и глин. Литологические разности часто замещают друг друга, создавая значительную неоднородность разреза. В целом верхняя часть горизонта представлена более глинистыми слабопроницаемыми отложениями, средняя и нижняя части (эффективная мощность) представлены мелко- и среднезернистыми глинистыми песками с прослоями алевритов и глин. Нижним регионально выдержанным водоупором горизонту служат глины тавдинской свиты эоцена (рис. 2). Таким образом, изучаемый гидрогеологический разрез сложен осадочными породами, различающимися по степени глинистости.

Исходные данные. Исходными для исследования являются данные, полученные в ходе разведочных работ на участках детальной разведки Октябрьского и Ханты-Мансийского МППВ: лабораторные определения гранулометрического состава 68 образцов пород по 12 скважинам Октябрьского МППВ и 65 образцов пород по 7 скважинам Ханты-Мансийского МППВ, лабораторное определение коэффициента фильтрации для 55 и 49 образцов по месторождениям соответственно, гамма-каротаж 8 скважин (по 4 скважины на каждом месторождении).

Методы исследования

Методы исследования включают: обработку данных лабораторных исследований образцов пород и гамма-каротажа водозаборных скважин с целью получения количественных характеристик литологического состава и геофизических свойств пород, корреляцию полученных параметров, оценку статистической значимости корреляции, прогноз искомым параметром на основании уравнений регрессии, определение относительной погрешности прогноза.

Систематизация данных гранулометрического состава. Ввиду сложности гранулометрического состава пород олигоценового водоносного горизонта и необходимости учета степени глинистости изучаемых пород, систематизация данных лабораторных исследований выполняется с применением классификации терригенных пород без жестких связей, разработанной ЗапСибНИГНИ Главтюменьгеологии. Классификация основана на грану-

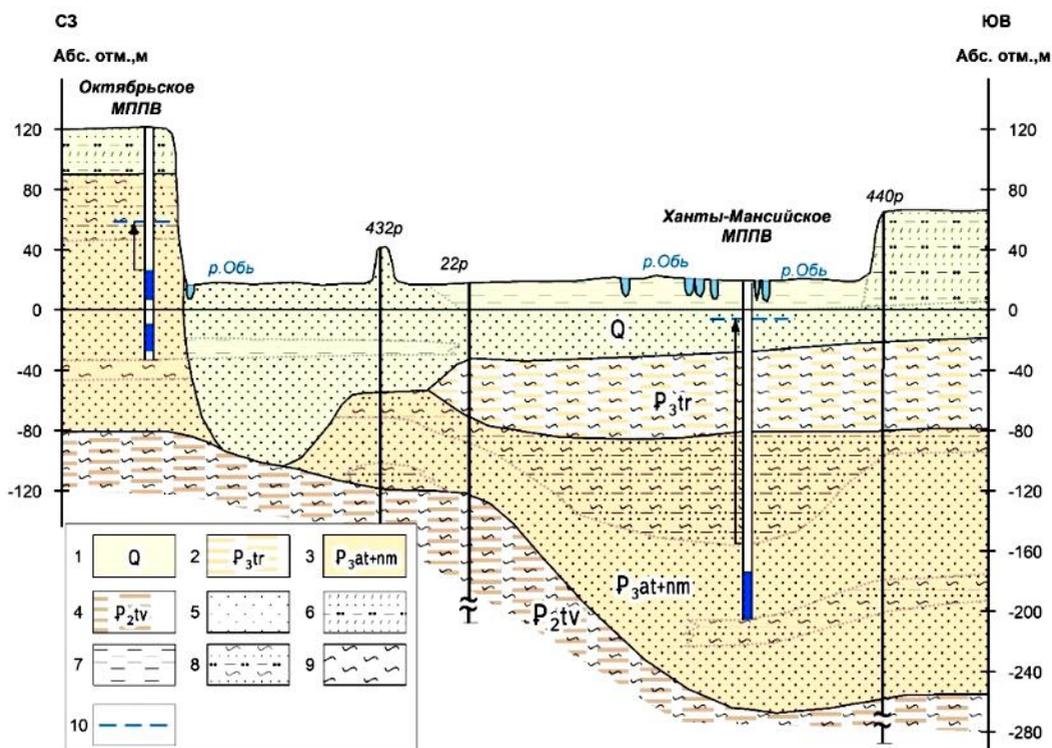


Рисунок 2. Схематический геолого-гидрогеологический разрез района: 1 – водоносный четвертичный горизонт; 2 – водоупорный, локально-слабоводоносный туртасский горизонт; 3 – водоносный атлым-новомихайловский горизонт; 4 – водоупорный тавдинский горизонт; 5 – пески; 6 – переслаивание суглинков и песков; 7 – глины песчаные; 8 – переслаивание песков, глин, алевритов; 9 – глины плотные; 10 – положение уровня подземных вод

Figure 2. Schematic geological and hydrogeological section of the area: 1 – water-bearing quaternary horizon; 2 – water-resistant, locally weakly water-bearing Turtassky horizon; 3 – water-bearing Atlym-Novomikhailovsky horizon; 4 – water-resistant Tavdinsky horizon; 5 – sands; 6 – interbedding of loams and sands; 7 – sandy clays; 8 – interbedding of sands, clays, silts; 9 – dense clays; 10 – the position of the groundwater level

Таблица 1. Классификация осадочных терригенных пород без жестких связей (по П. А. Новосельцеву)
Table 1. Classification of sedimentary terrigenous rocks without rigid connections (according to P. A. Novoseltsev)

Тип пород	Наименование пород	Факторы, определяющие название породы							Ориентировочное разделение пород		
		Содержание фракций, %							По степени водопроницаемости	По степени водоносности (в зоне насыщения)	
		Глинистых < 0,002	0,05–0,1	0,1–0,25	0,25–0,5	0,5–1,0	1–2	2–4			4–10
Глина ¹		> 30								Безводные скважины, практически «сухие»	
Глинистые	Глина песчанисто-алеuritовая (суглинок тяжелый алеuritовый) ²	20–30								> 1	
	Глина песчанистая (суглинок тяжелый)	20–30								< 1	
	Глина песчано-алеuritовая (суглинок легкий алеuritовый)	10–20								> 1	Слабо-водоносные
	Глина песчаная (суглинок легкий)	10–20								< 1	(дебит скважин < 1,0 л/с)
	Алеurit глинистый	6–10								> 1	
Алеuritовые	Алеurit слабоглинистый	3–6								> 1	
	Алеurit	< 3								> 1	
Песчаные	Песок глинистый (супесь тяжелая) ³ :										
	тонкозернистый	6–10	> 50								
	мелкозернистый	6–10	> 50								
	среднезернистый	6–10	> 50								
	крупнозернистый	6–10	> 50								
	грубозернистый	6–10	> 50								
	разнозернистый ⁴	6–10	> 50								
	Песок слабоглинистый (супесь легкая):										
	тонкозернистый	3–6	> 50								
	мелкозернистый	3–6	> 50								
Гравийные (дресвяные)	среднезернистый	3–6	> 50								
	крупнозернистый	3–6	> 50								
	грубозернистый	3–6	> 50								
	разнозернистый ⁴	3–6	> 50								
	Песок	< 3	> 50								
Гравий (дресва):	тонкозернистый	< 3	> 50								
	мелкозернистый	< 3	> 50								
	среднезернистый	< 3	> 50								
	крупнозернистый	< 3	> 50								
	грубозернистый	< 3	> 50								
	разнозернистый ⁴	< 3	> 50								
	Гравий (дресва):										
	мелкозернистый	–	> 50								
	среднезернистый	–	Большее, чем сумма пылеватых и глинистых фракций								
	крупнозернистый	–	> 50								
грубозернистый	–	> 50									
разнозернистый	–	Сумма всех фракций > 50									

¹ Собственно глины на разновидности не подразделяются.

² Название породы «суглинок» и «супесь» по сложившейся традиции следует принимать лишь для отложенных четвертичного возраста и в инженерно-геологической практике.

³ Супесь в зависимости от преобладающей в ней песчаной фракции должна называться: супесь тяжелая (легкая) тонко-, мелко-, крупно-, грубо-, разнопесчаная.

⁴ Дополнительно к названию указывается преобладающая фракция.

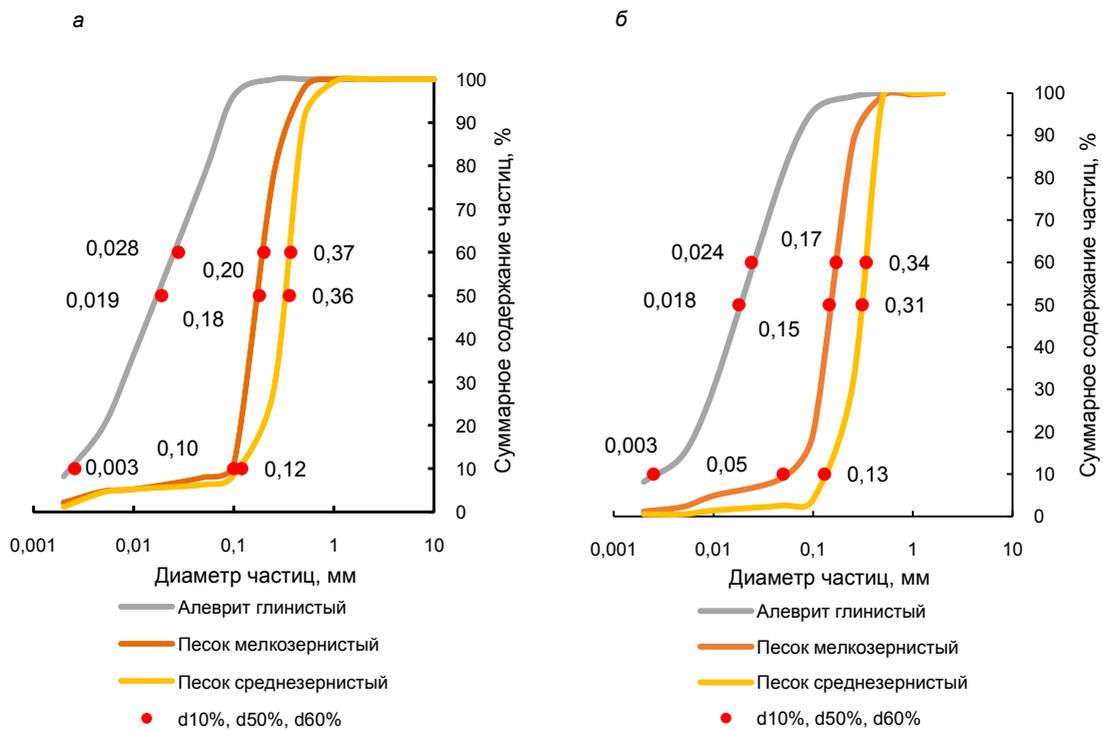


Рисунок 3. Интегральные кривые средних значений гранулометрического состава образцов пород:
а – Октябрьского МППВ, **б** – Ханты-Мансийского МППВ
Figure 3. Integral curves of average values of the granulometric composition of rock samples:
a – Oktyabrskiy fresh water aquifer, **b** – Khanty-Mansiysk fresh water aquifer

лометрическом составе пород Западной Сибири и составлена по результатам анализа опубликованных многочисленных частных классификаций с использованием опыта, накопленного при полевом описании горных пород, исследования их физико-механических свойств в лаборатории, а также при камеральной обработке геологических материалов (табл. 1) [14]. При этом для возможности учета связи коэффициента фильтрации и гранулометрического состава пород класс мелкозернистых песков детализируется по величине диаметра частиц.

С целью общей характеристики гранулометрического состава пород, построения треугольных диаграмм его представления, а также разделения выборки наблюдений на группы согласно принятой классификации для каждого образца пород вычисляется сумма относительного содержания глинистых частиц ($d \leq 0,002$ мм), пылеватых ($0,002 < d < 0,05$ мм) и песчаных ($d > 0,05$ мм) частиц (ГОСТ 25100–2020. Грунты. Классификация. М.: Стандартинформ, 2020. 41 с.).

С целью определения коэффициента неоднородности песков и получения количественной характеристики гранулометрического состава для каждого образца пород строится интегральная кривая гранулометрического состава, представляющая собой полулогарифмический график, по оси абсцисс которого откладывается логарифм диаметра частиц, по оси ординат – процентное содержание частиц по совокупности фракций, начиная с самой мелкой (рис. 3).

На основании соответствующих ординат 10 %, 50 % и 60 % на кривой гранулометрического состава определяется действующий (эффективный) диаметр частиц в миллиметрах d_{10} , медианный диаметр d_{50} и диаметр d_{60} . Коэф-

фициент неоднородности песков по гранулометрическому составу C_u определяется как отношение d_{60} к d_{10} [15].

Обработка результатов лабораторного определения фильтрационных свойств и литологического типа исследованных образцов заключается в анализе согласованности их соотношения с характерными показателями используемой в данной работе классификации терригенных пород [14].

Интерпретация кривых гамма-каротажа. Для количественной характеристики геофизического параметра выполняется интерпретация кривых естественной радиоактивности.

На каротажной диаграмме основными признаками глинистых отложений являются положительная аномалия кривых записи естественной радиоактивности и максимальные значения параметра, соответствующие интервалу залегания глин тавдинской свиты (опорный пласт глин). Для песков отмечается обратная зависимость – отрицательная аномалия кривых и наименьшие значения параметра в наиболее песчаном интервале олигоценовых отложений (опорный пласт песков); переходные значения интерпретируются как интервалы переслаивания песчано-алевроито-глинистых отложений (рис. 4).

Для исключения влияния условий записи кривых на показания ГК используется относительное значение гамма-активности пород – безразмерная величина двойного разностного параметра естественной радиоактивности ΔJ , усл. ед.:

$$\Delta J = \frac{J_x - J_{\min}}{J_{\max} - J_{\min}},$$

где J_x – показания ГК по кривой в целевом интервале; J_{\min} – минимальные показания ГК (опорный пласт песков);

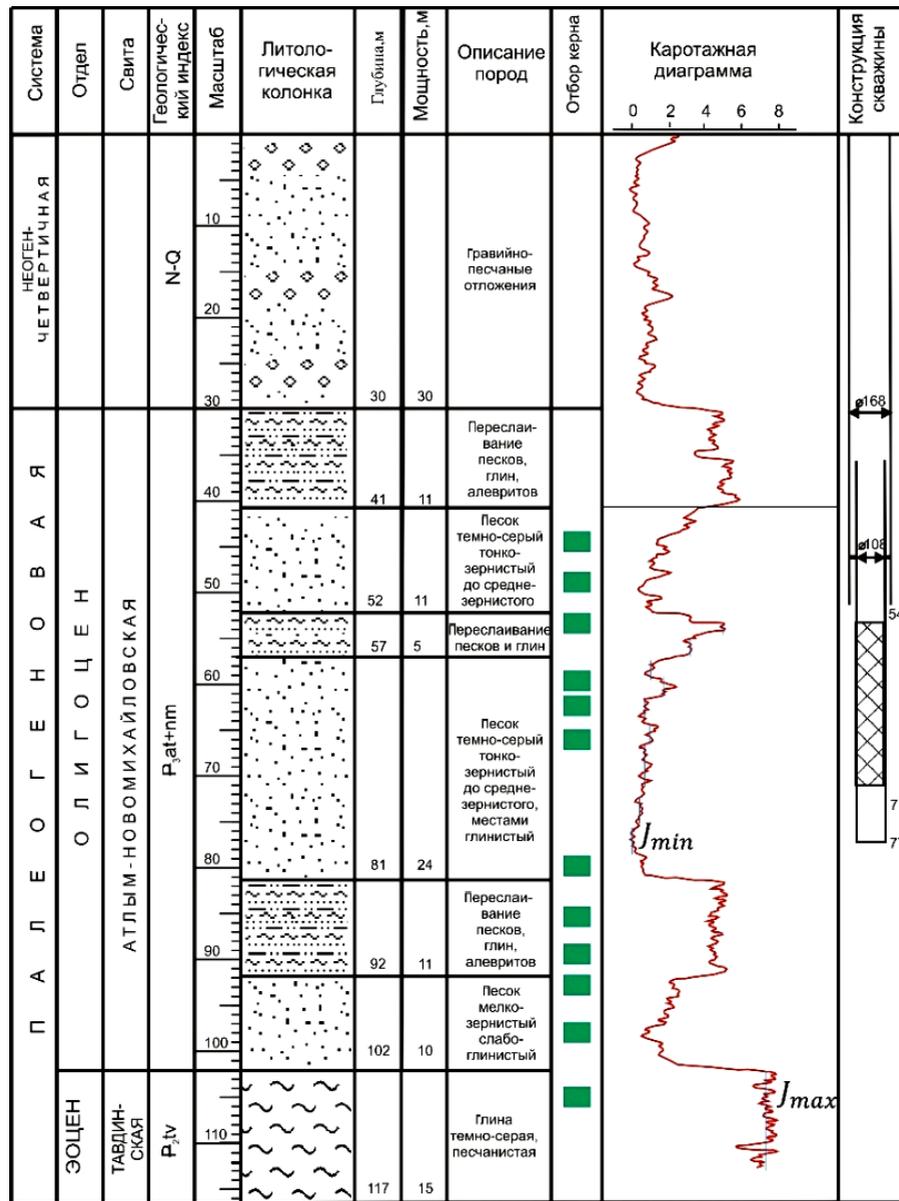


Рисунок 4. Интерпретация каротажной диаграммы водозаборной скважины бп Октябрьского месторождения
Figure 4. Interpretation of the well log of water well 6p of the Oktyabrskoye field

J_{max} – максимальные показания ГК (опорный пласт глин).

Полученные значения d_{50} и ΔJ и соответствующие им k_{ϕ} группируются в соответствии с принятой классификацией. В результате формируется выборка из средних значений параметров по группам.

Оценка статистической связи параметров d_{50} и $\sqrt{\Delta J}$, k_{ϕ} и ΔJ выполняется методом парной линейной корреляции.

Прогноз параметров d_{50} и k_{ϕ} на основании значений ΔJ осуществляется с использованием модели линейной регрессии параметров d_{50} и $\sqrt{\Delta J}$, а также k_{ϕ} и ΔJ .

Адекватность модели оценивается величиной средней относительной погрешности прогноза (СОП, %), вычисленной по формуле:

$$СОП = \frac{1}{n} \sum_{n=1}^n \left| \frac{\Phi_i - \Pi_i}{\Phi_i} \right|,$$

где Π_i – прогнозные значения параметра; Φ_i – фактическое значение параметра; n – объем выборки.

Результаты исследования и область их применения

Согласно целевому назначению разведочных работ – исследование водоносного горизонта для оценки запасов подземных вод, – литологический состав отобранных на месторождениях образцов пород в основном приходился на песчаные разности (рис. 5, табл. 2).

В результате обработки данных гранулометрического состава полученные средние значения параметров (колонка в) в табл. 2) составляют: d_{50} песков от 0,06 до 0,32 мм, глин и алевролитов – от 0,003 до 0,038 мм. Пески по степени неоднородности (C_v от 2 до 94) в подавляющем большинстве классов имеют высокую степень неоднородности.

Отвечающие принятой классификации средние значения коэффициента фильтрации песков в зависимости

Таблица 2. Характеристика средних значений d_{50} , C_v , ΔJ и K_ϕ по группам пород: а) – Октябрьского, б) – Ханты-Мансийского месторождений; в) – среднее значение по месторождениям
 Table 2. Characteristics of the average values of d_{50} , C_v , ΔJ and K_ϕ for groups of rocks а) – Oktyabrsky, б) – Khanty-Mansiysk deposits; в) – average value for deposits

Наименование пород	d_{50} , мм			C_v			K_ϕ , м/сут			ΔJ , усл. ед.		
	Количество образцов		Значение	Значение		Значение	Количество образцов		Значение	Количество образцов		Значение
	а)	б)		а)	б)		а)	б)		а)	б)	
Глина	2	3	0,003	0,003	0,003	0,003	2	3	0,97	0,97	0,97	0,97
Глина песчанисто-алевритовая	2		0,007		0,007		2		0,91		0,91	0,91
Глина песчано-алевритовая		9	0,01	0,010				9		0,82	0,82	0,82
Алеврит глинистый	1	2	0,02	0,02	0,02		1	2	0,72	0,82	0,77	0,77
Песок тонкозернистый глинистый	1		0,06	0,06	0,06	0,06	30		0,59		0,59	0,59
Песок мелкозернистый глинистый	2	1	0,17	0,15	0,16	0,16	90	21	1,51	1,51	0,4	0,40
Песок разнозернистый с преобладанием тонкозернистого глинистый	2		0,07	0,07	0,07	0,07	39		0,59		0,59	0,59
Песок разнозернистый с преобладанием мелкозернистого глинистый	5		0,13	0,13	0,13	0,13	34		0,41		0,41	0,41
Песок разнозернистый с преобладанием среднезернистого глинистый	3		0,27	0,27	0,27	0,27	94		0,19		0,19	0,19
Песок мелкозернистый слабоглинистый	9	10	0,17	0,13	0,15	0,15	3	20	3,69	3,97	0,29	0,39
Песок среднезернистый слабоглинистый	12		0,32	0,32	0,32	0,32	6	3	16,65	16,65	0,09	0,09
Песок разнозернистый с преобладанием мелкозернистого слабоглинистый	4	2	0,17	0,14	0,15	0,15	14	25	2		0,36	0,36
Песок разнозернистый с преобладанием среднезернистого слабоглинистый	2	2	0,31	0,17	0,24	0,24	4	21	12,79	12,79	0,12	0,22
Песок разнозернистый с преобладанием мелкозернистого	3		0,19	0,19	0,19	0,19	15	15	5,7	5,70	0,3	0,30
Песок мелкозернистый, $d_{50} = 0,14$	1	9	0,14	0,14	0,14	0,14	5	8	1,64	1,44	0,38	0,38
Песок мелкозернистый, $d_{50} = 0,15$	1	4	0,15	0,15	0,15	0,15	2	2			0,34	0,34
Песок мелкозернистый, $d_{50} = 0,16$	2	4	0,16	0,16	0,16	0,16	2	2	4,73	4,73	0,3	0,30
Песок мелкозернистый, $d_{50} = 0,19$	11	8	0,19	0,17	0,18	0,18	3	2	5,58	5,05	0,31	0,31
Песок мелкозернистый, $d_{50} = 0,22$	1		0,22	0,22	0,22	0,22	2	2			0,19	0,19
Песок мелкозернистый, $d_{50} = 0,23$	1		0,23	0,23	0,23	0,23	2	2	11,2	11,15	0,23	0,23
Песок среднезернистый	5	3	0,31	0,31	0,31	0,31	4	3	15,12	19,27	0,10	0,10
Песок разнозернистый с преобладанием среднезернистого	3	3	0,28	0,24	0,26	0,26	3	9	10,71	18,92	0,19	0,17
Количество	68	65			22		23	20	11	33	51	22

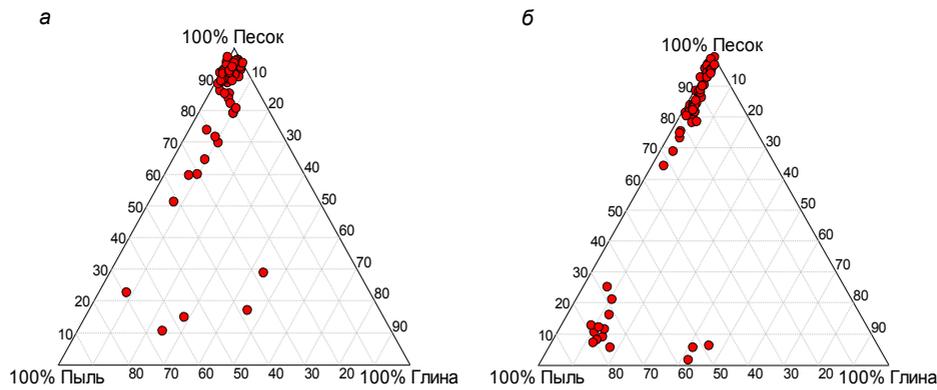


Рисунок 5. Распределение образцов пород по гранулометрическому составу:
 а – Октябрьского МППВ; б – Ханты-Мансийского МППВ
Figure 5. Distribution of rock samples by granulometric composition:
 a – Oktyabrskiy fresh water aquifer; b – Khanty-Mansiysk fresh water aquifer

от гранулометрического состава и степени глинистости определены в пределах 1,44–19,27 м/сут. Статистическая связь с медианным диаметром частиц пород d_{50} характеризуется как сильная (рис. 6).

Полученные в результате интерпретации кривых гамма-каротажа значения ΔJ песков составляют от 0,09 до 0,59 усл. ед., алевритов и глин – 0,72–0,97 усл. ед.

Значения d_{10} , d_{50} , d_{60} и k_{ϕ} сопоставимых классов по образцам пород, отобранных в различных скважинах месторождений, близки (рис. 3, табл. 2), что позволяет объединить наблюдения по месторождениям в общие выборки по средним значениям для d_{50} и ΔJ из 22 наблюдений, по k_{ϕ} в количестве 11 наблюдений (табл. 3).

Графики корреляционных зависимостей параметров d_{50} и $\sqrt{\Delta J}$, k_{ϕ} и ΔJ приведены на рис. 7. Обратное направление связей отвечает физическому смыслу – увеличение значений естественной радиоактивности пород наблюдается при снижении медианного диаметра их частиц и коэффициента фильтрации.

Статистические связи d_{50} и $\sqrt{\Delta J}$, k_{ϕ} и ΔJ характеризуется коэффициентом детерминации 0,97, коэффициентом корреляции 0,98, что относится к сильной связи и позволяет оценивать зависимости на основании имеющихся данных как статистически значимые.

Величина средней относительной погрешности прогноза (СОП) для подавляющего числа классов составляет 10–14 %, исключение составляет прогноз d_{50} для глин, а также коэффициента фильтрации для глинистых мелкозернистых песков, что может быть связано с недостаточным количеством исходных данных, погрешностью лабораторного определения или интерпретации геофизических данных. Тем не менее для предварительной оценки параметров СОП оценивается как допустимая.

Полученные на основании расчетных зависимостей прогнозные значения d_{50} и k_{ϕ} по известным значениям ΔJ приведены в табл. 4 и с учетом ошибки прогноза могут быть использованы для предварительной оценки литологического состава и коэффициента фильтрации пород на основании интерпретации имеющихся данных гамма-каротажа скважин различного назначения (поисково-разведочных, структурных и т. п.).

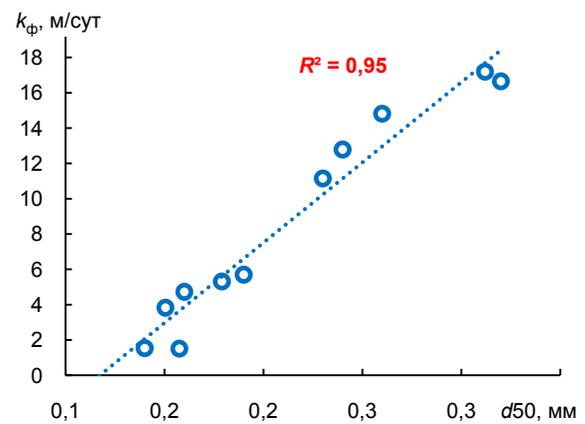


Рисунок 6. График статистической связи k_{ϕ} и d_{50}
Figure 6. Graph of the statistical relationship k_{ϕ} and d_{50}

Выводы

Предварительная характеристика литологического состава водовмещающих пород и их фильтрационных свойств является актуальной задачей при проектировании водозаборов подземных вод на малоизученных территориях.

Высокая степень неоднородности пород олигоценового водоносного горизонта Западной Сибири требует их классификации с учетом глинистости и размера частиц, в значительной степени определяющих их фильтрационные свойства.

В результате выполненного анализа данных гранулометрического состава и лабораторных исследований фильтрационных свойств песчано-глинистых отложений олигоцена в комплексе с интерпретацией данных гамма-каротажа установлены зависимости между двойным разностным параметром естественной радиоактивности, медианным диаметром частиц и коэффициентом фильтрации песков различной степени глинистости.

Полученные статистические связи доказывают возможность их успешного применения для прогноза фильтрационных свойств горных пород.

Таблица 3. Характеристика выборок наблюдений
Table 3. Characteristics of observation samples

Показатель	d_{50} , мм	$\sqrt{\Delta J}$	K_{ϕ} , м/сут	ΔJ , усл. ед.
Число наблюдений N	22	22	11	11
Минимальное значение	0,003	0,30	1,51	0,09
Максимальное значение	0,32	0,98	17,19	0,40
Среднее значение	0,16	0,60	8,66	0,25
Медиана	0,16	0,58	5,70	0,30
Стандартное отклонение	0,10	0,20	5,99	0,11
Коэффициент вариации, %	62	32	69	42

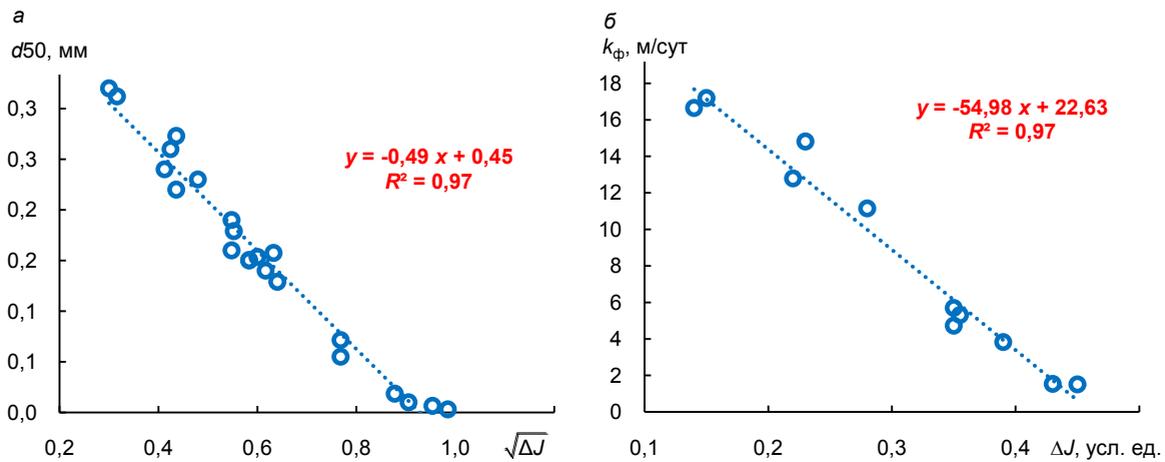


Рисунок 7. Графики корреляционных зависимостей: а – d_{50} и $\sqrt{\Delta J}$; б – k_{ϕ} и ΔJ
Figure 7. Graphs of correlation dependencies: а – d_{50} and $\sqrt{\Delta J}$; б – k_{ϕ} and ΔJ

Таблица 4. Прогнозные значения d_{50} и k_{ϕ} при известных значениях ΔJ
Table 4. Predictive values of d_{50} and k_{ϕ} for known values of ΔJ

Породы	ΔJ , усл. ед.	d_{50} , мм	k_{ϕ} , м/сут
Глина	0,97–1,00	0,003	
Глина песчанисто-алевритовая и песчаная	0,82–0,91	0,007–0,01	
Алеврит глинистый	0,77	0,02	
Песок тонкозернистый	0,59	0,06	
Песок мелкозернистый глинистый	0,40–0,41	0,13–0,16	До 1,5
Песок мелкозернистый	0,19–0,38	0,14–0,23	1,5–11
Песок среднезернистый	0,09–0,18	0,24–0,32	12–17

Разработанная методика рекомендуется для предварительной оценки коэффициентов фильтрации пород без гидродинамического опробования при выборе наиболее перспективных участков для постановки опытно-фильтрационных работ.

Результаты исследований могут использоваться при проведении поисково-разведочных работ на подземные воды питьевого и технического водоснабжения, в том числе на водозаборах нефтегазовых месторождений Западной Сибири.

Работы выполнены при финансовой поддержке проекта Министерства науки и высшего образования РФ № FWZZ-2022-0015 в рамках НИР СО РАН.

ЛИТЕРАТУРА

1. Керкис Е. Е. Методы изучения фильтрационных свойств горных пород. Л.: Недра, 1975. 231 с.
 2. Боровский Б. В., Самсонов Б. Г., Язвин Л. С. Методика определения параметров водоносных горизонтов по данным откачек. М.: Недра, 1979. 326 с.

3. Лехов В. А., Соколов В. Н. Экспериментальное определение коэффициента фильтрации и коэффициента диффузии в слабопроницаемых отложениях // Геоэкология. Инженерная геология, гидрогеология, геокриология. 2017. № 3. С. 67–75.
4. Гринбаум И. И. Геофизические методы определения фильтрационных свойств горных пород. М.: Недра, 1965. 188 с.
5. Недолилко Н. М., Ежова А. В., Перевертайло Т. Г., Полумогина Е. Д. Влияние гранулометрического и минералогического состава на формирование коллекторских свойств песчаников пласта Ю13 Западно-Моисеевского участка Двуреченского месторождения (Томская область) // Известия ТПУ. 2004. Т. 307. № 5. С. 48–54.
6. Косков В. Н. Установление литологической принадлежности и коллекторских свойств терригенных пластов по промыслово-геофизическим данным Баклановского месторождения // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2017. Т. 16. № 1. С. 4–13. <http://doi.org/10.15593/2224-9923/2017.1.1>
7. Хаматдинова Э. Р. Емкостно-фильтрационные свойства эффузивных коллекторов Западной Сибири // Каротажник. 2008. № 12(177). С. 19–35.
8. Коровин М. О., Меркулов В. П. Определение количественных параметров фильтрационной анизотропии на основе комплексных данных геофизических и гидродинамических исследований скважин // Нефтепромысловое дело. 2015. № 1. С. 24–30. <https://www.elibrary.ru/tfyvuj>
9. Косков В. Н., Шардаков В. А. Оценка фильтрационных интервалов в разрезах нефтяных скважин по данным скважинных исследований // Вестник Пермского университета. Геология. 2010. № 1. С. 69–74.
10. Латышова М. Г., Вендельштейн Б. Ю., Тузов В. П. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1990. 312 с.
11. Rider M. The geological interpretation of well logs. 2nd edition. Scotland: Rider-French Consulting Ltd., 2006. 281 p.
12. Русакова Ю. О., Плавник А. Г., Ковяткина Л. А. Применение данных геофизических исследований для прогноза производительности водозаборных скважин в северной части Шаимского нефтегазодобывающего района // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2022. № 4. С. 41–56. <http://doi.org/10.31660/0445-0108-2022-4-41-56>
13. Русакова Ю. О., Плавник А. Г., Вашурина М. В., Храмцова А. Л. Анализ основных факторов, определяющих значение удельного дебита водозаборной скважины // Известия УГГУ. 2023. Вып. 1(69). С. 78–87. <http://doi.org/10.21440/2307-2091-2023-1-78-87>
14. Новосельцев П. А. Классификация горных пород и упорядочение на ее основе геологической документации // Разведка, каптаж и охрана подземных вод Тюменской области: сборник науч. трудов. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1986. 128 с.
15. Альтовский М. Е. Справочник гидрогеолога. М.: Госгеолтехиздат, 1962. 616 с.

Статья поступила в редакцию 29 мая 2023 года

Application of the natural radioactivity method to predict the lithological composition and filtration properties of rocks in the Oligocene aquifer

Yuliya Olegovna RUSAKOVA^{1*}

Andrey Garievich PLAVNIK^{1,2**}

Margarita Vladimirovna VASHURINA^{1,2***}

Lubov' Andreevna KOVYATKINA^{2****}

¹West-Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of RAS, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

Abstract

The purpose of the study is to predict the lithological composition and filtration coefficient values of rocks of the Oligocene aquifer using the method of natural radioactivity on the basis of data from laboratory studies of rocks and geophysical logging of water wells of the Oktyabrsky and Khanty-Mansiysk deposits of drinking groundwater.

The relevance of the study lies in the need to develop new and improve existing methods for predicting the filtration properties of water-bearing rocks promising for exploration areas.

Research methods include: processing of data from laboratory studies of rock samples and gamma-ray logging of water wells in order to obtain quantitative characteristics of the lithological composition and geophysical properties of rocks, correlation of the obtained parameters, evaluation of the statistical significance of the correlation, prediction of desired parameters based on regression equations, determination of the relative error of the forecast.

The results of the study and their application. Based on the correlation analysis of observation samples, significant statistical relationships and regression equations of the median particle diameter of water-bearing rocks, filtration coefficient and the value of the double difference parameter of natural radioactivity were obtained. Forecast values of the required parameters were determined with an admissible error. The linear regression equations may be used for preliminary estimation of filtration properties of water-bearing rocks on the basis of data on their natural radioactivity during prospecting and exploration works for groundwater for drinking and technical water supply, including water intakes of oil and gas fields in Western Siberia.

Conclusions. The high degree of heterogeneity of rocks of the Oligocene aquifer of Western Siberia requires their classification with respect to clay content and particle size, which largely determine the filtration properties of rocks. The obtained statistical relationships prove the possibility of their successful application for predicting the filtration properties of rocks.

Keywords: Oligocene aquifer, rock granulometric composition, median diameter, filtration coefficient, double difference parameter of natural radioactivity, classification, sampling, regression, correlation coefficient.

The work was carried out with the financial support of the project of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation no. FWZZ-2022-0015 as part of the research work of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences.

REFERENCES

1. Kerkis E. E. 1975, Methods for studying the filtration properties of rocks. Leningrad, 231 p. (In Russ.)
2. Borevsky B. V., Samsonov B. G., Yazvin L. S. 1979, Method for determining the parameters of aquifers based on pumping data. Moscow, 326 p. (In Russ.)
3. Lekhov V. A., Sokolov V. N. 2017, Experimental determination of the filtration coefficient and diffusion coefficient in low-permeable deposits. *Geoekologiya. Inzhenernaya geologiya, gidrogeologiya, geokriologiya* [Geoecology. Engineering geology, hydrogeology, geocryology], no. 3, pp. 67–75. (In Russ.)
4. Grinbaum I. I. 1965, Geophysical methods for determining the filtration properties of rocks. Moscow, 188 p. (In Russ.)
5. Nedolivko N. M., Ezhova A. V., Perevertailo T. G., Polumogina E. D. 2004, Influence of granulometric and mineralogical composition on the formation of reservoir properties of sandstones of the Yu13 formation of the Zapadno-Moiseevsky area of the Dvurechenskoye field (Tomsk region). *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta* [Bulletin of the Tomsk Polytechnic University], vol. 307, no. 5, pp. 48–54. (In Russ.)
6. Koskov V. N. 2017, Establishment of lithological affiliation and reservoir properties of terrigenous formations according to field and geophysical data of the Baklanovskoye field. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoye i gornoye delo* [Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil and gas and mining], vol. 16, no. 1, pp. 4–13. (In Russ.) <http://doi.org/10.15593/2224-9923/2017.1.1>

✉ julrusakova@rambler.ru

 <https://orcid.org/0000-0002-1258-4598>

**PlavnikAG@ipgg.sbras.ru

***MVashurina@tmnig.ru

****kovjatkinaka@tyuiu.ru

7. Khamatdinova E. R. 2008, Capacitive-filtration properties of effusive reservoirs in Western Siberia. *Karotazhnik* [Logger], no. 12 (177), pp. 19–35. (In Russ.)
8. Korovin M. O., Merkulov V. P. 2015, Determination of quantitative parameters of filtration anisotropy on the basis of complex data of geophysical and hydrodynamic studies of wells. *Neftepromyslovoye delo* [Oilfield business], no. 1, pp. 24–30. (In Russ.) <https://www.elibrary.ru/tyfyvj>
9. Koskov V. N., Shardakov V. A. 2010, Evaluation of filtration intervals in the sections of oil wells according to well survey data. *Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya* [Bulletin of the Perm University. Geology], no. 1, pp. 69–74. (In Russ.)
10. Latyshova M. G., Vendelshtein B. Yu., Tuzov V. P. 1990, Processing and interpretation of well logging data. Moscow, 312 p. (In Russ.)
11. Rider M. 2006, The geological interpretation of well logs. 2nd edition. Scotland, 281 p.
12. Rusakova Yu. O., Plavnik A. G., Kovyatkina L. A. 2022, Application of geophysical survey data to predict the productivity of water wells in the northern part of the Shaim oil and gas producing area. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz* [News of higher educational institutions. Oil and gas], no. 4, pp. 41–56. (In Russ.) <http://doi.org/10.31660/0445-0108-2022-4-41-56>
13. Rusakova Yu. O., Plavnik A. G., Vashurina M. V., Khramtsova A. L. 2023, Analysis of the main factors determining the value of the specific flow rate of a water well. *Izvestiya Ural'skogo gosudarstvennogo gornogo universiteta* [News of the Ural State Mining University], issue 1 (69), pp. 78–87. (In Russ.) <http://doi.org/10.21440/2307-2091-2023-1-78-87>
14. Novoseltsev P. A. 1986, Classification of rocks and ordering of geological documentation on its basis. Exploration, capturing and protection of groundwater in the Tyumen region. Tyumen, 128 p. (In Russ.)
15. Altovsky M. E. 1962, Handbook of a hydrogeologist. Moscow, 616 p. (In Russ.)

The article was received on May 29, 2023