

Научная статья / Original research article
УДК 550.8.053
DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-1-39-48>
EDN: URDMGH



Определение минерализации пластовых вод по данным геофизических исследований на Радужном лицензионном участке

Л. В. Шишканова

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Российская Федерация
shishkanovalv@tyuiu.ru

Аннотация. Необходимость изучения минерализации пластовых вод возникла при бурении первых скважин на Радужном лицензионном участке, а именно при интерпретации геофизических исследований геологического разреза. Поскольку скважина, пробуренная на Радужном, первая, база данных по определению общей минерализации воды в пластах по ее вертикали отсутствует. Для решения этой задачи был выбран комплексный подход с учетом данных соседних месторождений. Геолого-геофизическая интерпретация невозможна без учета особенностей района работ, где вскрытый скважинами разрез относится к определенному типу. В данном случае Тазовский тип разреза включает Радужное, Заполярное, Ямсовейское, Яро-Яхинское месторождение. Комплексная интерпретация проводилась по всему разрезу от пласта ПК1 до Ач(БТ12). Для получения более полной информации по петрофизическим характеристикам вышеуказанных пластов рассмотрена интерпретация геофизических данных на месторождениях, находящихся в непосредственной близости Радужной площади Тазовского типа разреза. Комплекс геофизических исследований на месторождениях проведен согласно нормативным документам на бурение скважин. Выбрана методика определения минерализации пластовых вод для определения характера насыщения. В дальнейшем она была применена при оперативной интерпретации в первой пробуренной скважине на Радужном лицензионном участке.

Ключевые слова: месторождение, комплекс геофизических исследований, минерализация пластовых вод, петрофизические зависимости

Для цитирования: Шишканова Л. В. Определение минерализации пластовых вод по данным геофизических исследований на Радужном лицензионном участке. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* 2026;30(1):39–48. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-1-39-48>
EDN: URDMGH

Determination of mineralization of reservoir water salinity based on geophysical survey data at the Raduzhny license area

Lyudmila V. Shishkanova

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation
shishkanovalv@tyuiu.ru

Abstract. The need to study the salinity of reservoir water arose during the drilling of the first wells at the Raduzhny license area, particularly while interpreting the geophysical surveys of the geological section. Since this well is the first one drilled at Raduzhny, there is no existing database to establish the total mineralization of reservoir water along the vertical section. To address this

issue, the author of this article used an integrated approach, taking into account data from neighboring fields. Geological and geophysical interpretation must consider the specific characteristics of the study area, where the section penetrated by the wells corresponds to a particular geological type. In this instance, the Tazovsky type of geological section includes the Raduzhnoye, Zapolyarnoye, Yamsoveyskoye, and Yaro-Yakhinskoye fields. The author performed an integrated interpretation across the entire section, from the PK1 reservoir to Ach (BT12). To obtain more complete information about the petrophysical properties of the mentioned reservoirs, the article analyzed the interpretation of geophysical data from fields located in close proximity to the Raduzhny area of the Tazovsky section type. The performed complex of geophysical surveys at these fields is consistent with regulatory documents for well drilling. The author selected a method for determining reservoir water salinity to assess the type of reservoir saturation. This method was subsequently applied in the operational interpretation of the first well drilled in the Raduzhny license area.

Keywords: field, complex of geophysical studies, mineralization of reservoir water, petrophysical dependencies

For citation: Shishkanova L. V. Determination of mineralization of reservoir water salinity based on ge-ophysical survey data at the Raduzhny license area. *Oil and Gas Studies*. 2026;30(1):39–48. (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-1-39-48>

Введение

Районирование территории Западной Сибири невозможно без комплексной геолого-геофизической информации и учета особенностей конкретного района и участка работ. Изучение геолого-геофизической информации дало возможность условно разделить месторождения по типам разрезов. Такое распределение (районирование) по типам разрезов проводилось по тектоно-стратиграфическим, геоморфологическим особенностям строения разрезов скважин. Название типов разреза обычно соответствуют наиболее характерным и изученным структурам или месторождениям [1, 2].

Радужная площадь относится к Тазовскому типу разреза и включает ряд следующих месторождений: Заполярное, Южно-Заполярное, Ямсовейское, Яро-Яхинское.

Для обработки материалов геофизических исследований при проведении поисково-разведочного бурения необходимо располагать максимальной априорной информацией о фильтрационно-емкостных и петрофизических особенностях всех литотипов пород рассматриваемого типа разреза. Хочется отметить, что пласты, вскрытые скважинами Тазовского типа разреза, объединялись по гидрогеологическим, термобарическим, петрофизическим особенностям формирования.

Скважина 11 Радужного лицензионного участка являлась первой пробуренной. Отсутствие базы данных по петрофизическим характеристикам пластов для всего разреза, а также минерализации, температуры, удельного сопротивления пластовых вод при оперативной интерпретации материалов геофизических исследований способствовало применению в этой скважине метода аналогий.

Для этого привлекались материалы геофизических исследований в скважинах Тазовского типа разреза, результаты лабораторных исследований керна. Использовались петрофизические характеристики с учетом глубины залегания пластов и стратиграфических разбивок.

Пример стратиграфических разбивок по некоторым скважинам представлен в таблице 1.

Таблица 1. Пример стратиграфических разбивок по некоторым скважинам
Table 1. An example of stratigraphic breakdowns for some wells

Номер скважины	Альтитуда ротора	Название площади	Стратиграфические разбивки пластов.																					
			Сеноман	ПК17-ПШ	АТ4-5	АТ6	АТ7	АТ8	АТ9	АТ10	АТ11	БТ0	БТ1	БТ2	БТ3	БТ4	БТ5	БТ6	БТ7	БТ8	БТ9	БТ10	БТ11	Ач (БТ12)
100	53.6	Западно-Заполярная	1360	2002	2260	2346	2407	2474	2572	2592	2660	2724		2828	2890	3015	3086	3149	3200	3231	3290			
63	43.5	Заполярная			2322	2396	2444	2554	2586	2622	2709													
		Заполярная	1390	1892	2231	2318	2392	2453	2508	2558	2607	2660	2685	2778	2812	2859	2916	2992	3039	3069	3131	3170	3259	
10	64.0	Радужная	1440	2000	2276	2350	2410	2488	2557	2576	2643	2694		2810	2858	2918	2969	3053	3104	3128	3200	3235	3338	
					3342	2402	2482	2548	2592	2636	2680		2752	2854	2843	2963	3049	3096	3123	3194	3225	3318	3393	
11	62.0	Радужная	н.к.	1992	2268	2340	2391	2485	2542	2602	2656	2707		2822	2872	2912	2986	3056	3122	3148	3216	3256	3380	3660
					2308	2376	2370	2528	2592	2650	2690		2914	2867	2907	2972	3049	3106	3142	3202	3238	3298	3414	3697
80	68.0	Южно-Заполярная	1420	1966	2312	2400	2452	2528	2586	2633	2670	2735	2757	2833	2868	2925	2983	3055	3113	3136	3186	3236	3377	
		Заполярная			2390	2443	2518	2583	2628	2666	2720	2748	2822	2865	2920	2969	3048	3106	3132	3184	3224	3272		
81	72.2	Южно-Заполярная	1426	1980	2254	2346	2410	2446	2542	2602	2652	2737	2750	2818	2846	2917	2972	3077	3125	3139		3252	3346	
		Заполярная			2313	2400	2442																	

Комплексный подход к изучению Тазовского типа разреза позволяет провести анализ площадей и месторождений с точки зрения степени их соответствия данному району работ. В связи с этим решаются следующие задачи: петрофизическое обеспечение, изучение нефтегазоносности, изучение гидрогеологических характеристик пород с целью определения удельного электрического сопротивления пластовых вод.

Распределение петрофизических зависимостей для пластов на месторождения Тазовского типа разреза (куда входит и Радужная площадь на момент бурения скважины) неравномерно и зависит от многих факторов.

Для этого пласты объединены в группы: ПК1-ПК17, АТ4-АТ11, БТ1-БТ10, А ч. В случае отсутствия петрофизического обеспечения слабоизученных разрезов скважин использовался принцип подобия с крупными месторождениями, находящимися в непосредственной близости.

На момент бурения скважины 11 на Радужной площади для оценки фильтрационно-емкостных свойств вскрытых пластов подбирались наиболее достоверные связи не только на соседних месторождениях (в пределах зон с однотипными разрезами), но и на удаленных площадях.

Как известно, сведения о температуре, минерализации и удельном сопротивлении пластовых основываются на изучении гидрогеологических комплексов вскрытых скважиной разрезов.

Обычно методика обоснования минерализации пластовых вод непосредственно включает:

- анализ полученного материала с целью отбраковки проб воды, разбавленных фильтратов бурового раствора и внешними химическими реагентами;

- обоснование минерализации пластовых вод и статистическую обработку материала каждого гидрогеологического комплекса для отдельной группы пластов;
- изучение закономерностей изменения минерализации пластовых вод по вертикали и латерали.

Отсутствие данных о минерализации пластовых вод в разрезе первой пробуренной скважины Радужной площади при оперативной интерпретации геофизических данных привело к оценке сопротивления пластовых вод по петрофизическим связям.

Ниже представлен пример таблицы оперативной интерпретации разреза скважины 11 Радужной площади (табл. 2).

Таблица 2. Оперативная интерпретация разреза скважины 11 Радужной площади
Table 2. Operational interpretation of the section of well 11 of Raduzhny area

№ скважины	Площадь	Пласт	Кровля метр	Подолва метр	Нэфф метр	Апс	УЭС по БКЗ Омм	рп пк Омм	Кп. %	Квг %	Характер насыщения	
11	Радужная	БТ ₇	3123.6	3125.0	1.4	0.72		122.4	15.0	63.7	продукт	
		БТ ₇	3125.8	3127.2	1.4	0.82		122.4	16.0	64.8	продукт	
		БТ ₇	3128.2	3132.4	4.2	0.82		75.0	16.0		неясен	
		БТ ₇	3132.4	3135.8	3.4	0.82	51.0	58.4	16.0		вода	
		БТ ₇	3139.0	3141.4	2.4	0.63		58.4	14.0		вода	
		БТ ₇	3142.6	3143.4	0.8	0.52		46.0	12.7		вода	
		БТ ₇	3144.0	3144.8	0.8	0.52		49.5	12.7		вода	
		БТ ₇	3146.2	3146.8	0.6	0.58			13.4		вода	
		БТ ₈	3150.4	3155.0	4.6	0.84	79.6	58.4	16.2		вода	
		БТ ₈	3156.0	3160.4	4.4	0.67		58.4	14.4		вода	
		БТ ₈	3161.2	3162.4	1.2	0.61		49.5	13.8		вода	
		БТ ₈	3164.2	3172.0	7.8	0.84	57.1	58.4	16.2		вода	
		БТ ₈	3173.8	3178.6	4.8	0.71	47.5	46.0	14.8		вода	
		БТ ₈	3180.2	3183.0	2.8	0.71		64.1	14.8		вода	
		БТ ₈	3184.0	3191.6	7.6	0.74	53.7	70.9	15.2		вода	
		БТ ₈	3198.4	3198.8	0.4	0.43			11.7		вода	
		Ач(БТ ₁₂)	3660.4	3664.6	4.2	0.44	23.0	23.5	16.3	59.6		продукт
		Ач(БТ ₁₂)	3667.4	3668.8	1.4	0.45		16.2	17.3	51.3		продукт
		Ач(БТ ₁₂)	3669.8	3671.8	2.0	0.55		18.0	16.3	51.6		продукт
		Ач(БТ ₁₂)	3672.4	3674.8	2.4	0.65		18.0	16.0	50.2		продукт
Ач(БТ ₁₂)	3675.8	3676.6	0.8	0.55		16.0	16.4	47.7		продукт		
Ач(БТ ₁₂)	3677.6	3678.8	1.2	0.66		18.6	16.3	52.7		продукт		
Ач(БТ ₁₂)	3679.8	3680.8	1.0	0.72		18.5	16.4	52.6		продукт		
Ач(БТ ₁₂)	3683.6	3685.0	1.4	0.70		17.0	14.8	43.4		продукт		
Ач(БТ ₁₂)	3685.8	3688.0	2.2	0.76		15.4	15.2	41.4		продукт		
Ач(БТ ₁₂)	3689.6	3691.2	1.6	0.97		17.3	16.4	50.4		продукт		
Ач(БТ ₁₂)	3692.4	3697.4	5.0	0.70	18.2	15.2	15.8	49.9		продукт		
Ач(БТ ₁₂)	3697.4	3699.2	1.8	0.61		12.7	15.0			вода		
Ач(БТ ₁₂)	3700.4	3702.6	2.2	0.53		12.7	15.6			вода		
Ач(БТ ₁₂)	3704.4	3709.2	4.8	0.44	11.1	11.5	15.4			вода		

Объекты и методы исследования

При количественной интерпретации данных геофизических исследований скважин одним из трудно определяемых параметров является значение минерализации пластовых вод стратиграфических горизонтов в пластах коллекторах. Традиционно этот параметр определяется по анализам пластовых вод, получаемых при испытании скважин.

В некоторых случаях для одного пласта данное значение о минерализации может варьировать в довольно значительных пределах (до $\pm 100\%$). Такая высокая вариация значений (как отмечалось ранее) объясняется как снижением ее вследствие разбавления промывочной жидкостью, технической водой, так и повышением минерализации при смешивании с техническим буферным раствором хлористого кальция, применяемого при освоении продуктивных пластов.

Практически невозможно провести точный учет всех этих факторов, поэтому в расчетах минерализацию (C_v) берут по максимальному значению. Такой подход методически не всегда допустим. Эту проблему невозможно решить использованием взаимосвязи значения W_v и удельного электрического сопротивления ($УЭС$) пласта коллектора: $r_p = f(W_v)$, где $W_v = K_p * K_{vo}$, K_p — коэффициент пористости; K_{vo} — коэффициент остаточной водонасыщенности.

Присутствие в коллекторе подвижной воды при неопределяемом нефтегазонасыщении, вариация по латерали значений минерализации пластовой воды существенно сказывается на достоверности оценки искомого подсчетного параметра $K_{нг}$ (коэффициента нефтегазонасыщенности).

Существует взаимосвязь минерализации пластовых вод (C_v) с величиной удельного электрического сопротивления (r_p) и пластовой температурой $r_v = f(C, T)$ [3]. В связи с этим при оперативной интерпретации материалов геофизических исследований использовалась данная взаимосвязь для нахождения минерализации пластовой воды по всему разрезу скважин Радужного лицензионного участка.

Эта взаимосвязь представлена в виде палетки (рис. 1), где по вертикальной оси показано сопротивление пластовой воды (r_v), по горизонтальной оси отложены значения минерализации (C_v), а шифром палеточной диаграммы является пластовая температура ($T^{\circ}C$).

В результате конечной искомой величиной выступает минерализация пластовой воды (C_v). При оперативной интерпретации геофизических исследований приоритетной стояла задача нахождения взаимосвязанных величин температуры ($T^{\circ}C$) и сопротивления пластовой воды (r_v).

Пластовая температура находилась по величине термоградиента близлежащих площадей.

В итоге для Радужной площади использовалось объединенное уравнение $T = f(H)$;

$$T = 0,0326 * H - 14,63; \text{ с коэффициентом корреляции } R^2 = 0,9644.$$

Величина сопротивления пластовой воды (ρ_v) находилась из общепринятого соотношения: $R_p = \rho_{vp}/\rho_v$, где R_p — относительный параметр пористости; ρ_{vp} — удельное сопротивление водонасыщенного пласта, Омм; ρ_v — удельное сопротивление пластовой воды, насыщающей коллектор — искомая величина.

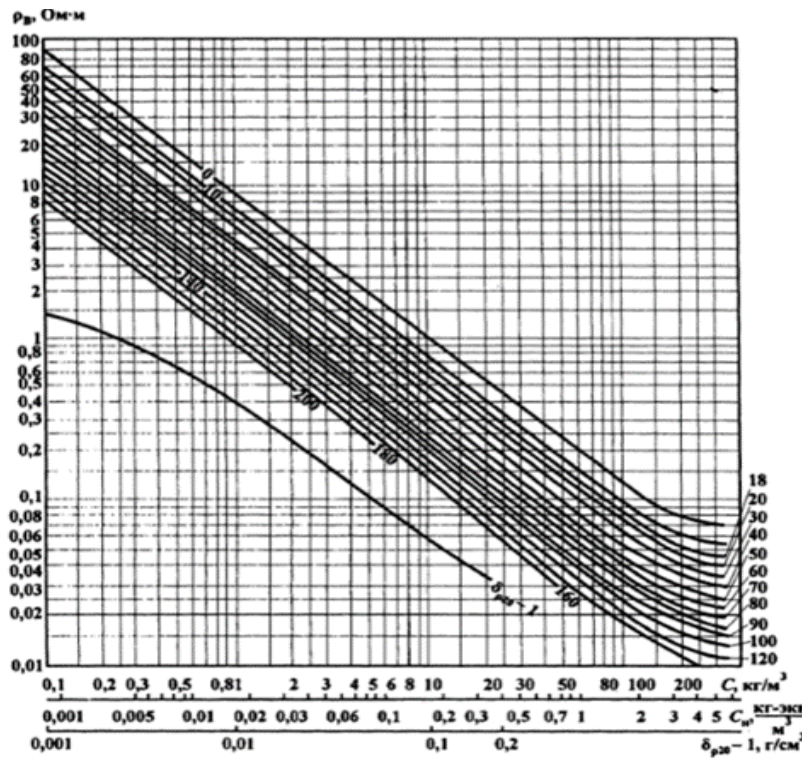


Рис. 1. Зависимость удельного электрического сопротивления пластовой воды от концентрации и плотности солей с учетом температуры

Fig. 1. Dependence of the electrical resistivity of reservoir water on the concentration and density of salts considering temperature

Искомая величина ρ_v (сопротивление пластовой воды) соответственно равна: $\rho_v = \rho_{vp}/R_p$.

Определение сопротивления водонасыщенного пласта — приоритетная задача, требующая определенных навыков в интерпретации материалов геофизических исследований. Для этого использовались данные электрометрии скважины (БКЗ), индукционный, боковой каротаж по водонасыщенным пересечениям по всему стволу пробуренной скважины $\rho_{vp} = f(H)$. Критические значения водонасыщенных коллекторов зависят от пористости, проницаемости, удельного сопротивления пластовых вод [4, 5].

Анализ материалов геофизических исследований в скважинах Тазовского типа разреза показал, что для пластов ПК₁ значение сопротивлений

водонасыщенных коллекторов изменяется в пределах 2–4 Омм, ПК₁₇-ТП₁ — 4–7 Омм, АТ₄-АТ₁₁ — 5–10 Омм, БТ₀-БТ₆ — 10–48 Омм, БТ₇-БТ₈ — 16–54 Омм, БТ₉-БТ₁₁ — 15–35 Омм, Ач(БТ₁₂) — 11–20 Омм.

Обычно значение относительного параметра пористости (R_p) для определенного пластопересечения находится как $R_p = 1/K_p^2$ (в случае отсутствия петрофизических данных по конкретному месторождению) или непосредственно графика взаимосвязи $R_p = f(K_p)$ для рассматриваемых пластов. Получение той взаимосвязи производится экспериментальным путем в термобарических условиях пластов коллекторов.

Для некоторых пластов определение относительного параметра пористости выявлялось по зависимости $R_p = f(K_p)$, где коэффициент пористости (K_p) является функцией графика уплотнения $K_p = f(H)$ в зависимости от литотипа пород: песчаник или алевролит. После определения относительного параметра пористости (R_p) заканчивается этап определения исходных параметров [6].

Величина сопротивления пластовой воды (r_w) находилась как частное от деления $r_w = r_{wp}/R_p$. Величина минерализации пластовой воды определялась по представленной номограмме (рис. 1).

На рисунке 2 представлено непрерывное изменение этой величины по разрезу скважины Радужной площади.

Минимальное значение минерализации пластовых вод, полученное по этому графику, близко к результатам анализов пластовой воды, извлеченной при испытании скважин Тазовского типа разреза.

Результаты

Как известно, геологическое районирование Западной Сибири определяется основными параметрами, такими как: литологический состав, тектонические факторы, стратиграфическая принадлежность, в том числе и геофизические характеристики.

В результате многочисленных исследований месторождения, в зависимости от геологических характеристик, объединяются непосредственно в районы по типам разрезов. Названия типов разрезов в основном соответствуют наиболее характерным и изученным структурам и месторождениям, таким как Уренгойский тип разреза, Суторминский, Пурпейский, Сургутский, Тазовский, Гыданский и т. д.

Для каждого типа разреза характерно стратиграфическое строение с определенной геологической разбивкой пластов. Скважина 11 Радужной площади находится в зоне Тазовского типа разреза. На момент ее бурения отсутствовало собственное петрофизическое обеспечение. Поэтому при оперативной интерпретации использовались петрофизические связи по соседним месторождениям, входящим в рассматриваемую зону, а в некоторых случаях и близ лежащих месторождений.

Отсутствие сведения о минерализации пластовых вод, их удельного сопротивления и температуры в первой пробуренной скважине привело к возможности определения данных параметров геофизическими методами. Методика определения минерализации пластовых вод представлена в разделе настоящей статьи.

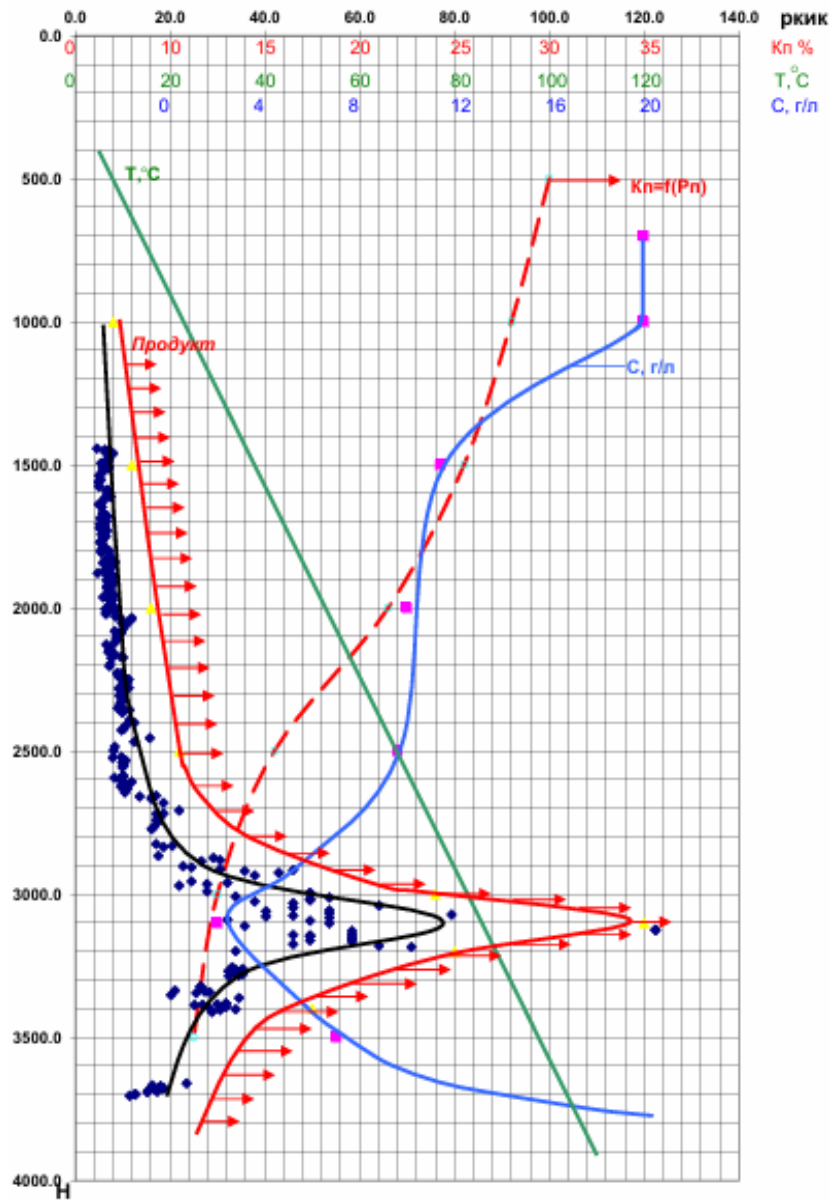


Рис. 2. Изменение минерализации, температуры, пористости с глубиной в скважине Радужной площади

Fig. 2. Changes in mineralization, temperature, and porosity with depth in the well of the Raduzhny area

Выводы

1. При оперативной интерпретации материалов геофизических исследований в новых пробуренных скважинах необходимо располагать максимально априорной информацией о фильтрационно-емкостных и петрофизических особенностях всех литотипов пород рассматриваемого разреза.
2. Следует определиться с местоположением скважины относительно геологического районирования по типам разреза.
3. В случае отсутствия петрофизических связей — использовать зависимости соседних месторождений (в пределах зон с однотипными разрезами).
4. Когда недостаточно данных о минерализации пластовых вод, полученных при испытании скважин, возможно оценочно определять удельное сопротивление пластовой воды по геофизическим данным.
5. На примере первой скважины 11 Радужной площади представлена методика определения данного параметра.
6. Рассматриваемая методика требует качественного выполнения комплекса геофизических исследований.

Конфликт интересов. Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.
Conflict of interests. The author declare no conflicts of interest.

Список источников

1. Скоробогатов В. А., Копеев В. Д. *Геологическое строение и газонефтеносность Ямала*. Москва: Недра-Бизнесцентр; 2003. 352 с.
2. Канторович А. Э., Нестеров И. И., Салманов Ф. К. *Геология нефти и газа Западной Сибири*. Москва: Недра; 1975. 650 с.
3. Латышова М. Г. *Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин*. Москва: Недра; 1981. 182 с.
4. Леонтьев Е. И., Дорогиницкая Л. М., Кузнецов Г. С. *Изучение коллекторов нефти и газа месторождений Западной Сибири геофизическими методами*. Москва: Недра; 1974. 240 с.
5. Дьяконов Д. И., Леонтьев Е. И., Кузнецов Г. С. *Общий курс геофизических исследований скважин*. Москва: Недра; 1984. 432 с.
6. Акиншин А. В., Кантемиров Д. Ю. *Практическое руководство по интерпретации геофизических исследований скважин*. Тюмень: ООО Тюменский нефтяной научный центр; 2021. 122 с.

References

1. Skorobogatov V. A., Kopeev V. D. *Geological Structure and Gas and Oil Resources of Yamal*. Moscow: Nedra-Biznesssentr; 2003. (In Russ.).
2. Kantorovich A. E., Nesterov I. I., Salmanov F. K. *Geology of Oil and Gas in Western Siberia*. Moscow: Nedra; 1975. (In Russ.).
3. Latyshova M. G. *A practical guide to interpreting well logging diagrams*. Moscow: Nedra; 1981. (In Russ.).

4. Leont'ev E. I., Doroginitskaya L. M., Kuznetsov G. S. *Geophysical methods are used to study oil and gas reservoirs in Western Siberia*. Moscow: Nedra; 1974. (In Russ.).
5. D'yakonov D. I., Leont'ev E. I., Kuznetsov G. S. *General course on well-logging*. Moscow: Nedra; 1984. (In Russ.).
6. Akin'shin A. V., Kantemirov D. Yu. *A practical guide to interpreting well logging data*. Tyumen': ООО Тюменский нефтяной научный центр; 2021. (In Russ.).

Информация об авторе/ Information about the author

<p><i>Шишканова Людмила Викторовна</i>, старший преподаватель кафедры прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, <i>shishkanovalv@tyuiu.ru</i></p>	<p><i>Lyudmila V. Shishkanova</i>, Senior Lecturer at the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, <i>shishkanovalv@tyuiu.ru</i></p>
---	---

Поступила в редакцию / Received 01.08.2025

Поступила после рецензирования / Revised 18.08.2025

Принята к публикации / Accepted 20.08.2025