

# Автоматизированная увязка по глубине разнотипных данных ГИС методом кросс-корреляции

Владимир Вячеславович Еремеев<sup>✉</sup>, Александр Григорьевич Ивашко

Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия

Контакт для переписки: [eremeevvv72@yandex.ru](mailto:eremeevvv72@yandex.ru)<sup>✉</sup>

**Аннотация.** Каротаж скважин является одним из основных методов поддержки принятия решений в нефтегазовой промышленности. Однако несоответствие глубины каротажа, записанного при разных проходах или разными каротажными инструментами в одной скважине, остается сложной проблемой в отрасли. До сих пор нефтегазовая промышленность в значительной степени полагается на суждения специалистов, анализирующих каротажи, которые вручную увязывают каротажные данные, прежде чем делать их интерпретацию. Тем не менее процесс ручной увязки по глубине является субъективным и требует много времени. В этой работе предложена предварительная обработка, которая позволяет очистить данные для применения корреляции Пирсона в качестве метрики увязки. Предложенный в статье алгоритм увязки методом кросс-корреляции протестирован на пяти скважинах, расположенных на территории Западной Сибири. Также выведены пары разнотипных каротажей из разных связок для вычисления оптимального смещения методом кросс-корреляции.

**Ключевые слова:** скважинный каротажи, увязка, математическая модель, кросс-корреляция, предварительная обработка, алгоритм

**Цитирование:** Еремеев В. В., Ивашко А. Г. 2024. Автоматизированная увязка по глубине разнотипных данных ГИС методом кросс-корреляции // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 10. № 1 (37). С. 121–137. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-1-121-137>

Поступила 23.11.2023; одобрена 26.12.2023; принята 22.03.2024

# Automated depth matching of heterogeneous well logs using cross-correlation method

Vladimir V. Ereemeev<sup>✉</sup>, Alexander G. Ivashko

University of Tyumen, Tyumen, Russia

Corresponding author: [eremeevv72@yandex.ru](mailto:eremeevv72@yandex.ru)<sup>✉</sup>

**Abstract.** Well logging is one of the main decision support methods in the oil and gas industry. However, depth mismatches between logs recorded with different runs or different logging tools in the same well remain a complex problem in the industry. Until now, the oil and gas industry has relied heavily on the judgment of log analysts, who manually align log data before interpreting them. Nevertheless, the process of manually depth alignment is subjective and time-consuming. This paper proposes a preprocessing algorithm that clean the data to apply Pearson correlation as a depth alignment metric. A cross-correlation depth alignment algorithm was proposed and tested on five wells located in Western Siberia. We also derived pairs of different-type logs from different bundles to calculate the optimal offset by cross-correlation.

**Keywords:** well log, depth alignment, mathematical model, cross-correlation, preprocessing, algorithm

**Citation:** Ereemeev, V. V., & Ivashko, A. G. (2024). Automated depth matching of heterogeneous well logs using cross-correlation method. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 10(1), 121–137. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-1-121-137>

Received Nov. 23, 2023; Reviewed Dec. 26, 2023; Accepted Mar. 22, 2024

## Введение

Решающую роль в исследовании недр и оценке пластов играет каротаж скважин. Однако получение каротажных данных часто характеризуется рядом неопределенностей и ограничений, что делает предварительную обработку необходимым условием на этапе анализа данных. Несоответствие глубины каротажа, записанного при разных проходах или разными каротажными инструментами в одной скважине, а также разное разрешение и разный уровень шума между разными проходами каротажа остаются сложными проблемами в отрасли. Рассогласование каротажа по глубине может быть вызвано следующими факторами: разные скважинные условия, различие в скоростях записи, технологические особенности проведения геофизических исследований скважин (ГИС), трение или проскальзывание между связкой приборов и стенкой скважины.

До сих пор нефтегазовая промышленность в значительной степени полагается на суждения специалистов, анализирующих каротажи, которые вручную увязывают каротажные данные, прежде чем дать их интерпретацию. Тем не менее этот традиционный процесс увязки глубины, зависящий от человека, является субъективным, требует много времени и не может обеспечить совпадение мельчайших нюансов в кривых каротажа [Ezenkwu и др., 2023].

Сотрудники «Роснефти» и Тюменского нефтяного научного центра провели опрос среди большого числа геофизиков о сложности и трудоемкости некоторых рабочих операций, выполняемых при интерпретации материалов ГИС [Басыров и др., 2020, с. 44–45]. Они пришли к выводу, что предобработка кривых, геологическая интерпретация и работа с керном являются самыми трудоемкими процессами.

Эти ограничения ручного процесса каротажа скважин привели к тому, что значительное внимание уделяется автоматизации процесса увязки каротажа по глубине как к потенциальному решению проблемы, позволяющему ускорить процесс геологического исследования недр.

## Методы

### Практическое описание задачи

В практическом смысле имеется набор разнотипных данных, собранных методом записи на кабеле на пересекающемся интервале глубины за несколько спусков приборов. Приборы измеряют и записывают в одной среде разные физические величины. Ниже подробнее представлено описание методов записи физических характеристик.

1. ПС (PS) — каротаж потенциала собственной поляризации.
2. ВИКИЗ (RO05, RO07, RO10, RO14, RO20) — высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование.
3. БК (BK) — боковой каротаж, ГЗЗ (GZ3) — градиент-зонд (№ 3), ПЗ (PZ) — потенциал-зонд (фиксируют кажущееся сопротивление прискважинной зоны с учетом особенностей зондов).
4. ННК-Т (NNB) — метод нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (используется большой зонд).
5. ГК (GK) — гамма-каротаж.
6. ГТКп (GGP) — плотностной гамма-гамма-каротаж, позволяющий получить объемную плотность породы в прискважинном пространстве.

Для увеличения информативности используются измерения одним или несколькими геофизическими зондами в разных спуско-подъемных операциях. При этом требуется увязка кривых измеряемых параметров по глубине.

Широко применяется ручной метод увязки кривых ГИС по глубине скважины, при котором совмещаются показания (пики) реперных пластов (глинистых и плотных) на одной глубине по всем кривым [Шепелева, 2020, с. 21]. Интерпретаторы ГИС для ручной увязки используют специализированные приложения, предоставляющие удобный интерфейс работы с ГИС.

В то же время задача увязки легко формализуется. Если  $s(t)$  и  $r(t)$  — это непрерывные функции, представляющие кривые ГИС увязываемого и эталонного каротажа от глубины скважины ( $t$ ), то рассогласование по глубине можно представить функцией искажения  $w(t)$ , при этом  $r(t) = s(w(t))$ . В наиболее простом виде функция искажений определяется линейным смещением [Garcia Manso, 2020, с. 6–7].

Существуют различные математические методы, используемые для увязки кривых ГИС. Представление функции искажения в полиномиальном виде используется в методе параметрического искривления времени (parametric time warping, PTW) [Eilers, 2004]. Метод динамического искривления времени (dynamic time warping, DTW) используется для поиска наилучшего выравнивания между двумя временными рядами при определенных ограничениях [Amin, Mahmood, 2008; Senin, 2008, с. 9–10; Cheng и др., 2016; Parziale и др., 2019; Permanasari и др., 2019]. Чинеду Паскаль Эзенкву с соавторами [Ezenkwa и др., 2023] применяет метод DTW для увязки по глубине однотипных кривых ГИС. Помимо DTW в той же работе приведен пример использования алгоритма COW (correlation optimized warping). Алгоритм заключается в делении кривой на равные сегменты и поиск оптимального изменения на каждый участок.

Вероника Александра Торрес Касерес с соавторами [Torres Caseres и др., 2022] применяют метод кросс-корреляции как один из методов увязки однотипных кривых ГИС, записанных различными методами.

Распространенной практикой считается смещать последовательности друг относительно друга для поиска наибольшей корреляции [Derrick, Thomas, 2004]. Количество точек при смещении называется лагом и обозначается символом  $l$ . В работе представлена формула масштабированной кросс-корреляции как функция корреляции, зависящая от лага:

$$\rho(l) = \frac{\text{cov}(X, Y)}{\sigma_X \sigma_Y} = \frac{\sum_{i=0}^{N-1} (x_i - \bar{x}) \cdot (y_{i-l} - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=0}^{N-1} (x_i - \bar{x})^2} \sqrt{\sum_{i=0}^{N-1} (y_{i-l} - \bar{y})^2}}, \quad (1)$$

где  $\text{cov}(X, Y)$  — ковариация двух случайных величин;  $\sigma$  — среднеквадратичное отклонение;  $N$  — количество точек в каждой последовательности;  $x_i$  — точки в первой последовательности;  $y_i$  — точки во второй последовательности;  $\bar{x}$  — среднее значение из первой последовательности;  $\bar{y}$  — среднее значение из второй последовательности;  $\rho(l)$  — корреляция.

Перед нами стоит задача увязывать разнотипные параметры ГИС, и она отличается от увязки однотипных параметров, которую решали в работах, описанных выше. При увязке разнотипных кривых есть ограничения:

- 1) нельзя допускать значительное изменение формы кривых, как в DTW;
- 2) некоторые кривые могут иметь между собой обратную корреляционную зависимость.

Ввиду этих ограничений стоит сосредоточиться на методе искривления, не изменяющем форму кривых, т. е. на методе кросс-корреляции со смещением.

## Цель и задачи

Как говорилось во введении, в каротажных данных, записанных в разных спусках, может возникать рассогласование показаний глубины. Цель работы — это найти метод, способный выполнять увязку разнотипных каротажных данных, записанных в разных спусках.

Исходя из этого, можно выделить три последовательные задачи:

- 1) подготовить каротажные данные для анализа рассогласования с использованием корреляции Пирсона;
- 2) выбрать из связок каротажные методы, обладающие высокой в абсолютном значении взаимной корреляцией с методами из других связок;
- 3) выполнить дискретную одномерную оптимизацию функции искажения коррелируемых разнотипных каротажей, записанных в разных связках.

## Исходные данные

Геофизиками компании «Газпром недра» были предоставлены неувязанные и увязанные записи с пяти интервалов в разных скважинах для 12 параметров в формате LAS. В среднем пересекающийся интервал для каждой скважины содержит около 2 000 записей. После подробного исследования данных экспертом-геофизиком выяснилось, что ПС и ГГКп записаны некачественно, с нарушением условий записи. Тем не менее эти данные использовали в последующем анализе. Также обнаружено, что фазовые сдвиги, записываемые ВИКИЗ, уже преобразованы в кажущееся сопротивление. Использовались следующие типовые компоновки спускаемых приборов:

- связка 1 — ГК, НК-Т;
- связка 2 — БК, ГЗЗ, ПЗ, ПС;
- связка 3 — комплекс ВИКИЗ;
- связка 4 — ГГКп.

## Предварительная обработка данных

Корреляция Пирсона чувствительна к выбросам значений [Гржибовский, 2008, с. 56], поэтому в первую очередь надо сосредоточиться на предварительной обработке данных.

Обработка выполняется на исходных параметрах ГИС, измеренных на одной скважине, до применения алгоритмов увязки. В таблице 1 представлена матрица корреляции исходных параметров, полученных различными методами.

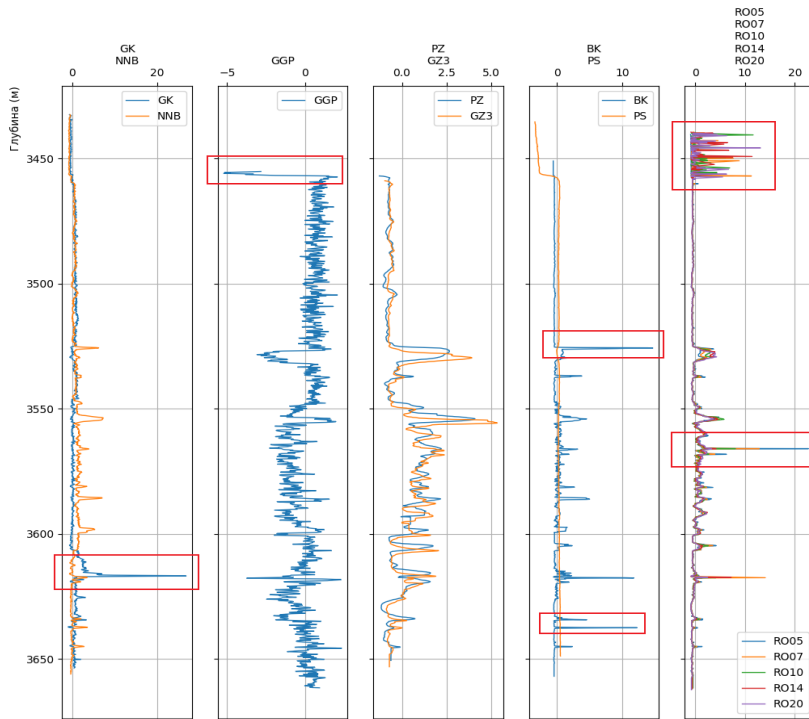
Только некоторые методы показали приемлемый коэффициент корреляции (выделены в таблицах 1–4 коричневым и темно-синим цветом). Если обратиться к отчету о проведении исследования, то можно обнаружить, что максимальные и минимальные значения параметров каротажей превышают границы измерения приборов. Значения, выходящие за эти границы, удалялись, а пропуски заполнялись интерполяцией. Результаты после выполненной обработки представлены в таблице 2.

Судя по таблице 2, коэффициенты повысились, но на графиках (рис. 1) все же остались выбросы, которые помешают применению корреляции Пирсона в качестве метрики увязки кривых относительно друг друга.

**Таблица 1.** Матрица корреляции исходных кривых ГИС

**Table 1.** Correlation matrix of raw well logs

	BK	PZ	GZ3	PS	GK	NNB	RO05	RO07	RO10	RO14	RO20
PZ	0,57										
GZ3	0,36	0,77									
PS	0,12	0,36	0,23								
GK	0,01	0,01	0,01	0,26							
NNB	0,63	0,71	0,51	0,39	0,01						
RO05	-0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	0,05					
RO07	-0,01	-0,04	-0,02	-0,10	0,00	-0,04	0,00				
RO10	-0,02	-0,04	-0,03	-0,10	0,00	-0,04	0,00	0,00			
RO14	-0,01	-0,03	-0,02	-0,07	0,00	-0,03	0,00	0,00	0,00		
RO20	-0,01	-0,03	-0,02	-0,08	0,00	-0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	
GGP	-0,15	-0,40	-0,44	0,35	-0,02	-0,05	-0,02	-0,06	-0,10	0,04	-0,06



**Рис. 1.** Кривые ГИС после обрезки по границам измерения приборов. Красными прямоугольниками выделены области, где есть в наличии выбросы

**Fig. 1.** Well logs after trimming along the measurement limits. The red rectangles highlight the areas where there are outliers

**Таблица 2.** Матрица корреляции кривых ГИС после обрезки по границам измерения приборов

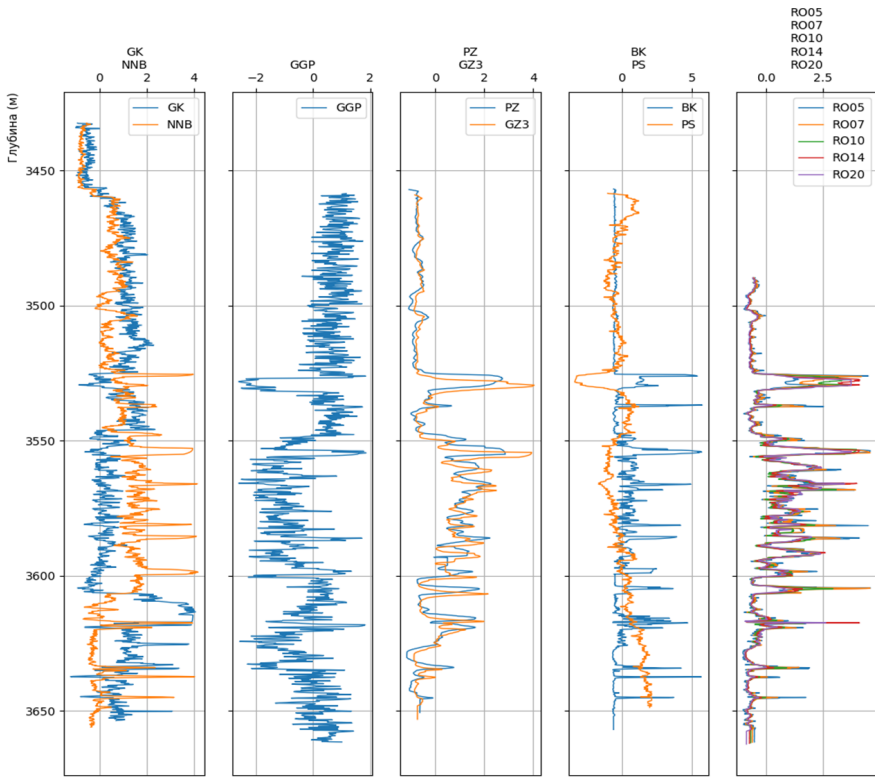
**Table 2.** Correlation matrix of well logs after trimming along the measurement limits

	БК	PZ	GZ3	PS	GK	NNB	RO05	RO07	RO10	RO14	RO20
PZ	0,56										
GZ3	0,34	0,75									
PS	-0,13	-0,39	-0,38								
GK	-0,05	-0,15	-0,10	0,26							
NNB	0,63	0,66	0,46	0,40	0,23						
RO05	0,55	0,74	0,53	0,04	-0,15	0,65					
RO07	0,58	0,77	0,58	-0,16	-0,18	0,57	0,85				
RO10	0,56	0,90	0,68	-0,14	-0,21	0,58	0,85	0,85			
RO14	0,51	0,89	0,71	-0,21	-0,23	0,53	0,75	0,77	0,91		
RO20	0,48	0,90	0,76	-0,17	-0,24	0,51	0,72	0,72	0,87	0,86	
GGP	-0,18	-0,48	-0,50	0,35	0,06	-0,05	-0,33	-0,33	-0,41	-0,47	-0,50

Если обратить внимание на кривые ВИКИЗ, то можно заметить интенсивные колебания с большой амплитудой в верхней части глубинного интервала. Это вызвано тем, что в этом интервале глубин находится металлическая обсадная колонна. Такая среда не подходит для записи электрических методов [РД 153-39.0-072-01, 2001, с. 35], к которым относится ВИКИЗ. Сначала обрезаем интервал записи в обсадной колонне, для чего используем дисперсию в скользящем окне, в качестве параметра по значениям которого можно определить границы обсадной колонны. Далее удаляем записи ВИКИЗ в этом интервале. После этого применяем ко всем кривым обрезку по 98-му перцентилю; значение может быть другим, но для доступных каротажей этого уровня обрезки хватило. Результаты после этой обработки представлены на рис. 2 и в таблице 3.

Согласно таблице 3, корреляция между параметрами ВИКИЗ стала очень высокой, что естественно, ведь измерялась одна и та же физическая величина, записанная одним спуском, разница только в разрешающей способности приборов. Это показывает, что обработка положительно сказывается на корреляции для приборов из комплекса ВИКИЗ.

Теперь кривые можно удобно сравнивать визуально. Специфика радиоактивных методов ГК, НК-Т, ГГКп, связанная с подсчетом количества частиц, попавших на приемник, создает амплитудные высокочастотные колебания в записях. Графики электрических методов ВИКИЗ, ПС, БК, ГЗЗ, ПЗ имеют более плавную форму, чем графики радиоактивных методов. Такая разница между методами будет создавать шум и снижать корреляцию между кривыми. Для выравнивания методом кросс-корреляции (формула (1)) в первую очередь нужно сосредотачиваться на крупных фациях пород, а не на возможных высокочастотных шумах. Поэтому частотность методов полезно будет снизить.



**Рис. 2.** Кривые ГИС после удаления выбросов  
**Fig. 2.** Well logs after removing outliers

**Таблица 3.** Матрица корреляции кривых ГИС после удаления выбросов  
**Table 3.** Correlation matrix of well logs after removing outliers

	БК	РЗ	РЗ3	РS	РК	РNB	RO05	RO07	RO10	RO14	RO20
РЗ	0,75										
РЗ3	0,52	0,77									
РS	-0,29	-0,48	-0,39								
РК	-0,28	-0,40	-0,35	0,24							
РNB	0,67	0,65	0,50	-0,40	0,39						
RO05	0,81	0,85	0,62	-0,46	-0,46	0,74					
RO07	0,79	0,90	0,66	-0,51	-0,48	0,70	0,96				
RO10	0,75	0,91	0,69	-0,55	-0,48	0,66	0,90	0,97			
RO14	0,71	0,89	0,73	-0,57	-0,47	0,64	0,86	0,92	0,97		
RO20	0,67	0,91	0,77	-0,59	-0,48	0,64	0,84	0,90	0,95	0,98	
РРР	-0,23	-0,51	-0,55	0,10	0,21	-0,14	-0,33	-0,35	-0,40	-0,45	-0,50



Для снижения частотности кривые можно сгладить при помощи фильтров низких частот, таких как фильтр Калмана, фильтр на основе отсечения частот после преобразования Фурье, фильтр Баттерворта, фильтр Чебышёва, фильтр Бесселя, фильтры на основе вейвлетов. (Вопрос выбора подходящего фильтра достаточно объемный и будет пропущен в рамках этой работы.) Применение фильтра Баттерворта дало наименьшее искажение формы сигнала за счет неизменности сигнала в полосе пропускания и плавного снижения амплитуд для частот за порогом отсечения [Laghari и др., 2014]. Для интерпретации такое сглаживание нежелательно, т. к. это стирает информацию о маломощных пластах, но для задачи вычисления оптимального смещения фильтрация дает положительный результат.

Кривые каротажей после применения фильтра Баттерворта представлены на рис. 3, а матрица корреляции параметров в таблице 4. Как оказалось, применение фильтра идет на пользу всем кривым ГИС. Согласно таблице 4, коэффициент корреляции в абсолютных значениях для НК-Т с БК повысился на 0,05, а для БК с RO05 из ВИКИЗ увеличился на 0,06.

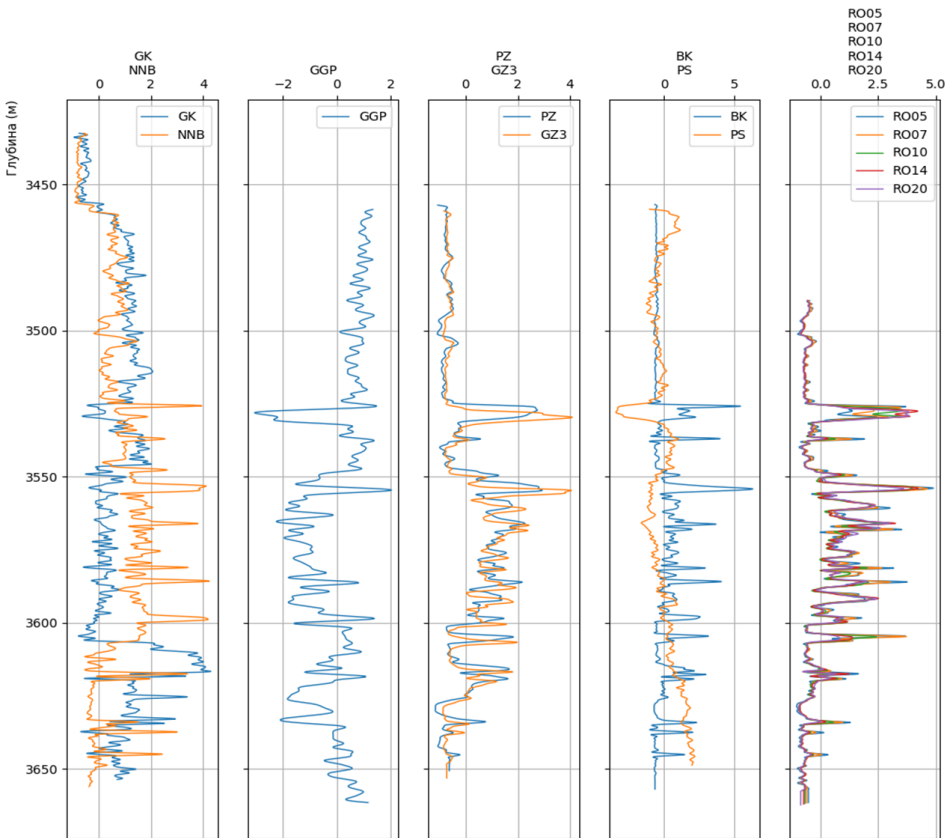


Рис. 3. Кривые ГИС после применения фильтра низких частот

Fig. 3. Well logs after using low pass filter

**Таблица 4.** Матрица корреляции кривых ГИС после применения фильтра низких частот  
**Table 4.** Correlation matrix of well logs after using low pass filter

	БК	ПЗ	ГЗЗ	ПС	ГК	NNB	RO05	RO07	RO10	RO14	RO20
ПЗ	0,81										
ГЗЗ	0,57	0,77									
ПС	-0,32	-0,48	-0,39								
ГК	-0,32	-0,41	-0,36	0,25							
NNB	0,72	0,66	0,52	-0,41	0,41						
RO05	0,87	0,88	0,64	-0,48	-0,49	0,76					
RO07	0,84	0,91	0,67	-0,52	-0,50	0,72	0,98				
RO10	0,80	0,92	0,71	-0,56	-0,50	0,67	0,92	0,97			
RO14	0,76	0,90	0,74	-0,58	-0,49	0,65	0,87	0,93	0,98		
RO20	0,73	0,91	0,78	-0,60	-0,50	0,65	0,86	0,91	0,96	0,99	
GGP	-0,27	-0,57	-0,61	0,11	0,22	-0,15	-0,38	-0,40	-0,46	-0,51	-0,56

Описанные методы обработки каротажных испытаний позволили сформулировать алгоритм предварительной обработки:

1. Удаление ошибок записи, показаний, превышающих границы измерения приборов.
2. Заполнение образованных пропусков интерполяцией.
3. Поиск и обрезка записей в интервале обсадной колонны.
4. Удаление выбросов, превышающих 98-й перцентиль.
5. Заполнение образованных пропусков интерполяцией.
6. Применение фильтра низких частот.

Полученный алгоритм использовался в дальнейшей работе по увязке кривых ГИС. Его применение повысило корреляционную взаимосвязь между кривыми для большинства кривых ГИС. Алгоритм предварительной обработки формировался в связке с применением метода кросс-корреляции и оценивался по качеству увязки.

### Описание алгоритма увязки методом кросс-корреляции

Для увязки будет достаточно вычислить необходимое смещение кривых ГИС, записанных в связках. Далее увязанные кривые будут сшиваться геофизиками с вышележащими кривыми ГИС по пересекающемуся интервалу гамма-каротажа. Соответственно, надо сделать так, чтобы кривые были увязаны к ГК по глубине. При этом НК-Т имеет больший в абсолютном значении коэффициент корреляции с параметрами из других связок, чем ГК, и находится в одной связке с ГК. Всё это означает, что оптимальнее увязывать параметры с НК-Т, чем с ГК. Из связки БК, ПЗ, ГЗЗ наибольшим вертикальным разрешением обладает БК. Из связки с ВКИЗ выбираем параметр RO05, из-за близкого значения вертикального разрешения методов (способности расчленять пласты) НК-Т = 50 см,

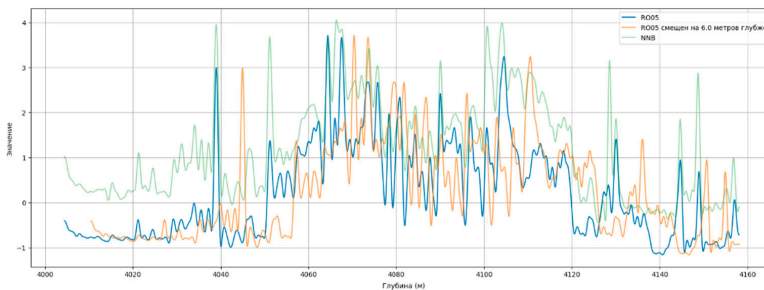
RO05 = 60 см, БК = 50 см. Рассогласование глубин между кривыми не должно превышать 10 м, иначе технические требования к записям кривых будут серьезно нарушены, поэтому допустимые лаги должны находиться в границе от  $-10$  до  $10$  м,  $l \in [-10; 10]$ .

Дискретную одномерную оптимизацию функции смещения (1) выполняли по следующему алгоритму:

1. Фиксируем значение глубины для НК-Т:  $s(t)$ .
2. Смещаем RO05 на значение лага из описанного выше интервала с шагом  $0,1$  м:  $r(t+l)$ .
3. Непересекающиеся значения кривых обрезаем.
4. Вычисляем значение  $p(l)$  из формулы (1) в границах  $[-10; 10]$  и записываем в массив.
5. Искомое значение лага ( $l$ ) соответствует  $\max_{-10 \leq l \leq 10} (p(l))$ , где  $p(l)$  — коэффициент корреляции.
6. Проверяем максимальное значение  $p(l)$  в массиве. Если оно окажется ниже порогового значения, выбранного эмпирически (в нашем случае это  $0,3$ ), то считаем, что смещение не приносит результата, т. к. кривые имеют существенные различия, препятствующие применению метода кросс-корреляции.
7. Если  $\max_{-10 \leq l \leq 10} (p(l))$  больше порогового, то применяем смещение  $l$  к RO05 и ко всем остальным кривым из связки.
8. Повторяем действия в п. 2–7 для кривой БК.

## Описание эксперимента

Исходные кривые были выравнены относительно друг друга геофизиками в ручном режиме с применением только смещения. Конечно, это не самое оптимальное решение, потому что геофизикам иногда приходится использовать растяжение и сжатие кривых в некоторых интервалах, но для оценки качества выполнения смещения это важное ограничение. Далее выполняем смещения кривых, кратных интервалу квантования  $0,1$  м в пределах  $10$  м. Тем самым создаем по  $400$  новых примеров к пяти скважинам для обработки при известном целевом значении смещения. Пример смещения увязанной кривой представлен на рис. 4.



**Рис. 4.** Пример смещения кривой ГИС по глубине. Зеленым цветом выделена кривая НК-Т, относительно которой увязана кривая RO05, выделенная синим цветом. Оранжевая кривая RO05 — смещенная кривая

**Fig. 4.** Example of a depth shift of a well log. NNB is highlighted in green, matched to which the RO05 highlighted in blue. The orange RO05 curve is the offset curve

## Результаты

Результаты вычисленных смещений были сопоставлены со смещениями при ручной увязке в таблице 5. Для сопоставления вычислена средняя абсолютная ошибка для пяти скважин по формуле (2):

$$E = \frac{\sum_{i=1}^n |a_i - m_i|}{n}, \quad (2)$$

где  $E$  — средняя абсолютная ошибка смещения;  $a_i$  — автоматически вычисленное смещение;  $m_i$  — ручное смещение;  $n$  — количество скважин.

**Таблица 5.** Средняя абсолютная ошибка смещения (в метрах) при ручной и автоматической увязке

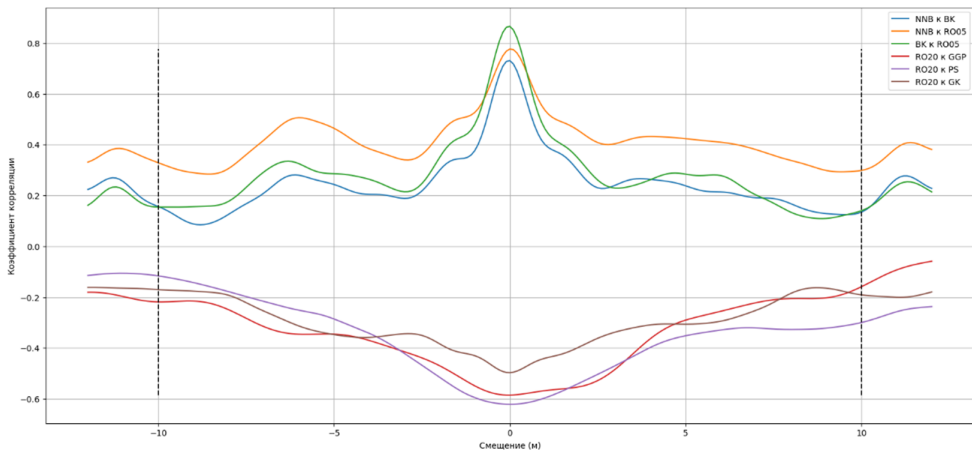
**Table 5.** Mean absolute offset error (in metres) for manual and automatic depth alignment

ННК-Т RO05	ННК-Т БК	RO20 ГГКп
0,14	0,08	0,74

С учетом субъективности ручной увязки можно считать, что для пар ННК-Т, БК и ННК-Т, RO05 смещение вычислено оптимально, средняя ошибка — около одного шага квантования. Для RO20 и ГГКп ошибка заметнее: в среднем около семи шагов квантования.

Далее оценим эффективность применения алгоритма для увязки каротажей ГГКп, ГК, ПС с RO20.

Для оценки применимости алгоритма стоит рассмотреть, как выглядит график зависимости взаимной корреляции Пирсона от смещения для пар каротажей из разных связей. На рис. 5 представлены графики описанной выше зависимости для одной из скважин. В остальных скважинах графики зависимости имеют схожую форму.



**Рис. 5.** График зависимости корреляции от смещения

**Fig. 5.** Plot of the correlation dependence from shifting

Судя по графику на рис. 5, в выбранных для вычисления оптимального смещения кривых ННК-Т, БК, RO05 корреляция быстрее изменяется при смещениях от максимального значения, чем в других парах. Для оценки интенсивности изменения корреляции было вычислено среднее абсолютное изменение значения корреляции в области смещения от  $-1$  до  $1$  м по формуле (3):

$$\text{mean}(\Delta\rho) = \frac{\sum_{l=-1}^1 |\rho(l + \Delta l) - \rho(l)|}{2 \cdot \Delta l}, \quad (3)$$

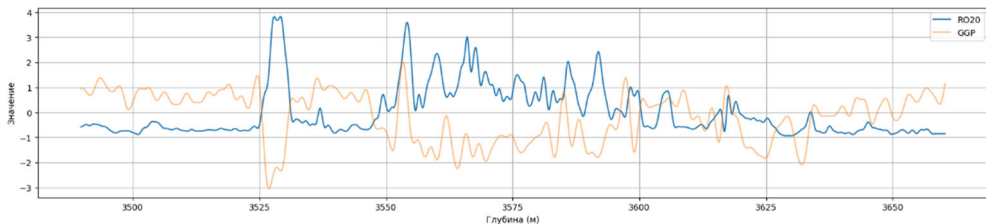
где  $\text{mean}(\Delta\rho)$  — среднее абсолютное изменение корреляции в интервале;  $\Delta l$  — шаг смещения (в нашем случае  $0,1$  м);  $l$  — точка смещения;  $\rho(l)$  — коэффициент корреляции Пирсона при смещении  $l$ . Показатель, усредненный для пяти скважин, представлен в таблице 6.

**Таблица 6.** Среднее абсолютное изменение корреляции

**Table 6.** Mean absolute change in the correlation

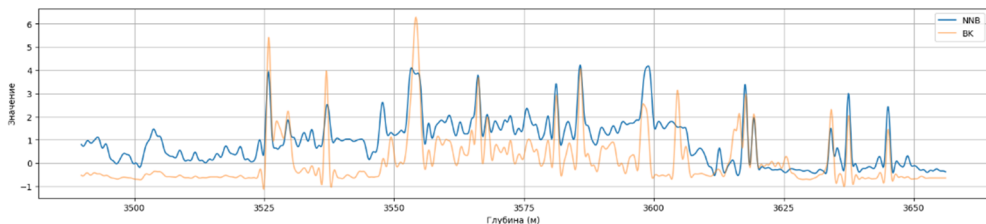
ННК-Т БК	ННК-Т RO05	БК RO05	RO20 ГГКп	RO20 ПС	RO20 ГК
0,02598	0,02046	0,02572	0,00302	0,00212	0,00544

Для наглядности можно посмотреть, как совмещаются графики ГГКп с кривой RO20. До увязки между ними коэффициент корреляции был равен  $0,56$ . После увязки методом кросс-корреляции коэффициент равен  $0,59$ . Увязанные ГГКп и RO20 представлены на рис. 6. На рис. 7 представлены увязанные ННК-Т и БК.



**Рис. 6.** RO20 и ГГКп, совмещенные методом кросс-корреляции

**Fig. 6.** RO20 and GGP plots combined by cross-correlation method



**Рис. 7.** ННК-Т и БК, совмещенные методом кросс-корреляции

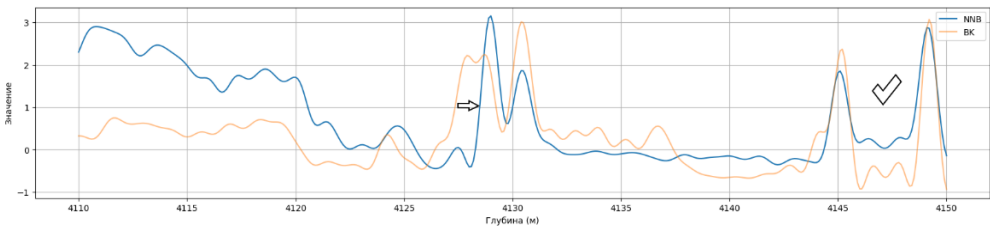
**Fig. 7.** NNB and BK plots combined by cross-correlation method

По графику зависимости корреляции от смещения (рис. 5), данным в таблице 6 и смещенным в точке максимальной корреляции каротажам (рис. 6, 7) можно сделать вывод, что в парах параметров, где среднее абсолютное изменение значения корреляции выше 0,2, увязка кривых методом кросс-корреляции выполняется точнее. Судя по рис. 5 и 6, корреляционная зависимость между методами ГТКп и ВИКИЗ достаточно высока, чтобы однозначно определить оптимальное смещение.

## Обсуждение

Алгоритм не тестировался на скважинах, пробуренных в участках, где присутствуют большие скопления угля и магматической породы. Следует учитывать вероятность, что в таких условиях алгоритм увязки может быть неприменим.

Также есть ситуации при записи каротажей ГИС, когда связка приборов цепляется за стенки скважины, из-за чего каротажный кабель растягивается. В результате возникают локальные участки, где обычным смещением глубины не сопоставить. Тогда применяют локальное сжатие или растяжения глубинной оси. Даже в имеющихся данных такие участки встречаются (к примеру, на рис. 8). Эту работу по-прежнему придется выполнять специалисту. Возможно, применение методов DTW, COW или PTW поможет решить обозначенную проблему.



**Рис. 8.** Интервал локального растяжения БК. Стрелкой указано, где необходимо сжать БК, галочкой — где сжатие не требуется

**Fig. 8.** The interval of local BK stretching. The arrow indicates where it is necessary to compress the BK, the check mark indicates where compression is not required

## Заключение

Предложен и апробирован алгоритм предварительной обработки каротажных испытаний, который позволяет произвести очистку данных от ошибок записи, выбросов, записей в обсадной колонне, произвести заполнение пропусков измерений, выполнить сглаживание высокочастотных колебаний кривых ГИС. Значение коэффициентов попарной корреляции Пирсона возрастает для большинства методов после предварительной обработки. Это означает, что обработка успешно устраняет шумы, которые мешают обнаружению зависимости между кривыми ГИС.

Показано, что для увязки каротажей из разных связок эффективнее применять пары «НК-Т — БК» и «НК-Т — RO05» для вычисления оптимального смещения методом кросс-корреляции, чем применять к парам НК-Т с ПС, ГК или ГТКп.

Выбранный метод кросс-корреляции эффективен для дискретной одномерной оптимизации функции искажения коррелируемых разнотипных каротажей, записанных в разных связках. С его помощью можно выполнять увязку ННК-Т с БК и RO05. Вычисленные смещения можно применить для остальных каротажей в связках.

Экспериментальная апробация алгоритма увязки кривых ГИС применялась к скважинам, пробуренным в условиях Западно-Сибирского осадочного чехла; проверка для скважин, пробуренных в других районах, не проводилась. После применения алгоритма потребуется контроль со стороны интерпретаторов ГИС для проверки качества увязки и применения локального сжатия или растяжения глубинной оси.

У алгоритма есть потенциал для решения схожих задач при строительстве скважин, таких как сшивка каротажей, записанных сначала в необсаженной скважине и позже — в обсаженной на пересекающемся интервале, но это требует отдельной проверки и модификации предварительной обработки.

## Список источников

- Басыров М. А., Акиншин А. В., Махмутов И. Р., Кантемиров Ю. Д., Ошняков И. О., Кошелев М. Б. 2020. Применение методов машинного обучения для автоматизации интерпретации данных геофизических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. № 11. С. 44–47. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-11-44-47>
- Гржибовский А. М. 2008. Корреляционный анализ // Экология человека. № 9. С. 50–60.
- РД 153-39.0-072-01. 2001. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. Тверь: ГЕРС. 271 с.
- Шепелева И. С. 2020. Промысловая геофизика: практикум по выполнению лабораторных работ по одному дисциплине для студ. Гомель: ГГТУ им. П. О. Сухого. 53 с.
- Amin T. B., Mahmood I. 2008. Speech recognition using dynamic time warping // 2008 2<sup>nd</sup> International Conference on Advances in Space Technologies (29–30 November 2008, Islamabad, Pakistan). Pp. 74–79. <https://doi.org/10.1109/ICAST.2008.4747690>
- Cheng H., Dai Zh., Liu Z., Zhao Ya. 2016. An image-to-class dynamic time warping approach for both 3D static and trajectory hand gesture recognition // Pattern Recognition. Vol. 55. Pp. 137–147. <https://doi.org/10.1016/j.patcog.2016.01.011>
- Derrick T. R., Thomas J. M. 2004. Chapter 7. Time-series analysis: The cross-correlation function // Innovative analyses of human movement / N. Stergiou (ed.). Champaign: Human Kinetics Publishers. Pp. 189–205.
- Eilers P. H. C. 2004. Parametric time warping // Analytical Chemistry. Vol. 76. No. 2. Pp. 404–411. <https://doi.org/10.1021/ac034800e>
- Ezenkwu Ch. P., Guntoro J., Starkey A., Vaziri V., Addario M. 2023. Automated well-log pattern alignment and depth-matching techniques: An empirical review and recommendations // Petrophysics. Vol. 64. No. 1. Pp. 115–129. <https://doi.org/10.30632/PJV64N1-2023a9>
- Garcia Manso A. 2020. Automatic Depth Matching for Petrophysical Borehole Logs: Master of Science thesis. Delft: Delft University of Technology. 63 pp.
- Laghari W., Baloch M., Mengal M., Shah S. 2014. Performance analysis of analog Butterworth Low Pass Filter as compared to Chebyshev Type-I filter, Chebyshev Type-II filter and Elliptical filter // Circuits and Systems. Vol. 5. No. 9. Pp. 209–216. <https://doi.org/10.4236/cs.2014.59023>

- Parziale A., Diaz M., Ferrer M. A., Marcelli A. 2019. SM-DTW: Stability modulated dynamic time warping for signature verification // *Pattern Recognition Letters*. Vol. 121. Pp. 113–122. <https://doi.org/10.1016/j.patrec.2018.07.029>
- Permanasari Yu., Harahap E. H., Prayoga Ali E. 2019. Speech recognition using dynamic time warping (DTW) // *Journal of Physics: Conference Series*. Vol. 1366. No. 1. Article 012091. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1366/1/012091>
- Senin P. 2008. *Dynamic Time Warping Algorithm Review*. Manoa: University of Hawaii at Manoa. 23 pp.
- Torres Caceres V. A., Duffaut K., Westad F. O., Stovas A., Johansen Y. B., Jenssen A. 2022. Automated log data analytics workflow — The value of data access and management to reduced turnaround time for log analysis // *Petrophysics*. Vol. 63. No. 1. Pp. 35–60. <https://doi.org/10.30632/PJV63N1-2022a3>

## References

- Basyrov, M. A., Akinshin, A. V., Makhmutov, I. R., Kantemirov, Yu. D., Oshnyakov, I. O., & Koshchelev, M. B. (2020). Application of machine learning methods for automatic interpretation of open hole logging data. *Oil Industry*, (11), 44–47. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-11-44-47> [In Russian]
- Grjibovski, A. M. (2008). Correlation analysis. *Human Ecology*, (9), 50–60. [In Russian]
- RD 153-39.0-072-01. (2001). *Technical instructions for conducting geophysical surveys and work with devices on the cable in oil and gas wells*. GERS. [In Russian]
- Shepeleva, I. S. (2020). *Field geophysics*. Sukhoi State Technical University of Gomel. [In Russian]
- Amin, T. B., & Mahmood, I. (2008). Speech recognition using dynamic time warping. *2008 2<sup>nd</sup> International Conference on Advances in Space Technologies (Nov. 29–30, 2008, Islamabad, Pakistan)*, 74–79. <https://doi.org/10.1109/ICAST.2008.4747690>
- Cheng, H., Dai, Zh., Liu, Z., & Zhao, Ya. (2016). An image-to-class dynamic time warping approach for both 3D static and trajectory hand gesture recognition. *Pattern Recognition*, 55, 137–147. <https://doi.org/10.1016/j.patcog.2016.01.011>
- Derrick, T. R., & Thomas, J. M. (2004). Chapter 7. Time-series analysis: The cross-correlation function. In N. Stergiou (Ed.), *Innovative analyses of human movement* (pp. 189–205). Human Kinetics Publishers.
- Eilers, P. H. C. (2004). Parametric time warping. *Analytical Chemistry*, 76(2), 404–411. <https://doi.org/10.1021/ac034800e>
- Ezenkwu, Ch. P., Guntoro, J., Starkey, A., Vaziri, V., & Addario, M. (2023). Automated well-log pattern alignment and depth-matching techniques: An empirical review and recommendations. *Petrophysics*, 64(1), 115–129. <https://doi.org/10.30632/PJV64N1-2023a9>
- Garcia Manso, A. (2020). *Automatic depth matching for petrophysical borehole logs* [Master of science thesis, Delft University of Technology].
- Laghari, W., Baloch, M., Mengal, M., & Shah, S. (2014). Performance analysis of analog Butterworth Low Pass Filter as compared to Chebyshev Type-I filter, Chebyshev Type-II filter and Elliptical filter. *Circuits and Systems*, 5(9), 209–216. <https://doi.org/10.4236/cs.2014.59023>
- Parziale A., Diaz M., Ferrer M. A., & Marcelli A. (2019). SM-DTW: Stability modulated dynamic time warping for signature verification. *Pattern Recognition Letters*, 121, 113–122. <https://doi.org/10.1016/j.patrec.2018.07.029>



- Permanasari, Yu., Harahap, E. H., & Prayoga Ali, E. (2019). Speech recognition using dynamic time warping (DTW). *Journal of Physics: Conference Series*, 1366(1), Article 012091. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1366/1/012091>
- Senin, P. (2008). *Dynamic time warping algorithm review*. University of Hawaii at Manoa.
- Torres Caceres, V. A., Duffaut, K., Westad, F. O., Stovas, A., Johansen, Y. B., & Jenssen, A. (2022). Automated log data analytics workflow — The value of data access and management to reduced turnaround time for log analysis. *Petrophysics*, 63(1), 35–60. <https://doi.org/10.30632/PJV63N1-2022a3>

## Информация об авторах

*Владимир Вячеславович Еремеев*, аспирант кафедры программной и системной инженерии, Институт математики и компьютерных наук, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия  
[eremeevv72@yandex.ru](mailto:eremeevv72@yandex.ru), <https://orcid.org/0000-0002-4003-7807>

*Александр Григорьевич Ивашко*, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой программной и системной инженерии, Институт математики и компьютерных наук, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия  
[a.g.ivashko@utmn.ru](mailto:a.g.ivashko@utmn.ru), <https://orcid.org/0000-0003-1194-785X>

## Information about the authors

*Vladimir V. Ereemeev*, Postgraduate Student, Department of Software and Systems Engineering, Institute of Mathematics and Computer Sciences, University of Tyumen, Tyumen, Russia  
[eremeevv72@yandex.ru](mailto:eremeevv72@yandex.ru), <https://orcid.org/0000-0002-4003-7807>

*Alexander G. Ivashko*, Dr. Sci. (Tech.), Professor, Head of the Department of Software and Systems Engineering, Institute of Mathematics and Computer Sciences, University of Tyumen, Tyumen, Russia  
[a.g.ivashko@utmn.ru](mailto:a.g.ivashko@utmn.ru), <https://orcid.org/0000-0003-1194-785X>