
ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

ОСНОВАН В 2004 г.
ВЫХОДИТ 4 РАЗА В ГОД

ОКТАБРЬ № 4 2024 ДЕКАБРЬ

УЧРЕДИТЕЛЬ ЖУРНАЛА

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор

академик РАН М.И. Эпов

Ответственный секретарь

канд. физ.-мат. наук А.А. Дучков

Члены редколлегии:

д-р физ.-мат. наук Ю.П. Ампилов, д-р физ.-мат. наук И.О. Баяк, д-р физ.-мат. наук М.Л. Власов,
д-р геол.-мин. наук А.Ф. Глебов, чл.-к. РАН, д-р физ.-мат. наук В.Н. Глинских, д-р техн. наук
Г.Н. Гогоненков, д-р физ.-мат. наук М.С. Денисов, д-р техн. наук И.Н. Ельцов, д-р техн. наук
А.Ф. Еманов, д-р техн. наук А.П. Жуков, д-р техн. наук Ю.И. Колесников, чл.-к. РАН, д-р геол.-мин.
наук В.А. Конторович, чл.-к. РАН, д-р геол.-мин. наук Ю.И. Кулаков, д-р техн. наук Э.Е. Лукьянов,
чл.-к. РАН, д-р физ.-мат. наук П.С. Мартышко, д-р физ.-мат. наук Г.М. Митрофанов, чл.-к. РАН,
д-р физ.-мат. наук И.Б. Петров, д-р геол.-мин. наук Е.В. Поспеева, д-р геол.-мин. наук В.С. Селезнев,
д-р геол.-мин. наук В.Д. Суворов, д-р техн. наук А.П. Сысоев, д-р техн. наук Г.М. Тригубович,
д-р физ.-мат. наук В.А. Чеверда, д-р техн. наук Г.А. Шехтман

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Основан в 2004	Периодичность 4 раза в год	№ 4	Октябрь–Декабрь 2024
----------------	-------------------------------	-----	-------------------------

СОДЕРЖАНИЕ

Аюнова Д.В., Конторович В.А. История тектонического развития и динамика формирования антиклинальных структур-ловушек Гыданской НГО (на примере Геофизического месторождения)	4
Сухорукова К.В., Примаков С.А. Сигналы электрокаротажа в вертикальных и наклонных скважинах в интервалах анизотропных юрских отложений (численное моделирование) ...	19
Денисов М.С. О возможности увеличения отношения сигнал/шум за счет использования гармоник в невзрывной сейсморазведке	34
Корыткин Е.И., Митрофанов Г.М., Камашев А.М. Машинное обучение в задачах сейсмофациального анализа.....	50
Злыгостев И.Н., Трашкеев С.И., Стаценко П.А., Хлыстун Е.С. Численное решение прямой задачи метода переходных процессов с использованием новой формулировки уравнений Максвелла	64
Лисин А.А., Митрофанов Г.М., Костащук Д.И. Применение разложения Прони при анализе сейсмических сигналов.....	75

НОВОСИБИРСК
ИНГГ СО РАН
2024

RUSSIAN JOURNAL OF GEOPHYSICAL TECHNOLOGIES

Founded in 2004	Quarterly	No 4	October–December 2024
-----------------	-----------	------	--------------------------

CONTENTS

Ayunova D.V., Kontorovich V.A. The history of tectonic development and the dynamics of the formation of anticlinal trap structures of the Gydan oil and gas bearing region (using the example of a Geophysical field).....	4
Sukhorukova K.V., Primakov S.A. Electrical logging signals in vertical and inclined wells in intervals of anisotropic Jurassic deposits (numerical modeling).....	19
Denisov M.S. On the possibility of increasing the signal-to-noise ratio by using the harmonics in non-explosive seismic exploration	34
Korytkin E.I., Mitrofanov G.M., Kamashev A.M. Machine learning methods in seismic facies analysis problems	50
Zlygostev I.N., Trashkeev S.I., Statsenko P.A., Khlystun E.S. Numerical solution of a direct problem of the method of transient signals using a new formulation of Maxwell's equations	64
Lisin A.A., Mitrofanov G.M., Kostashchuk D.I. The application of Prony's decomposition in the analysis of seismic signals.....	75



ИСТОРИЯ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ И ДИНАМИКА ФОРМИРОВАНИЯ АНТИКЛИНАЛЬНЫХ СТРУКТУР-ЛОВУШЕК ГЫДАНСКОЙ НГО (НА ПРИМЕРЕ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

Дарья Владимировна Аюнова^{1,✉}, Владимир Алексеевич Конторович²

^{1,2}Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3, Россия,

¹KontorovichDV@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0009-0004-3638-8147>

²KontorovichVA@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0009-0007-3484-3769>

Аннотация. На примере Геофизического месторождения рассмотрена история формирования антиклинальных структур-ловушек Гыданской нефтегазоносной области (НГО). Отмечено, что в Гыданской НГО, в отличие от Надым-Тазовского междуречья, основные скопления газа сконцентрированы не в сеномане, а в аптских песчаных пластах группы ТП. Сделан вывод о том, что такое перераспределение запасов по комплексам связано с различной историей формирования структур-ловушек. В отличие от Надым-Тазовского региона, где формирование контрастных поднятий происходило в посттуронское время, поднятия Гыданской НГО формировались на всех этапах мезозойско-кайнозойской истории, и высокий потенциал аптских отложений этого региона связан с увеличением амплитуд структур вниз по разрезу и с наличием в кровле апта яронгского флюидоупора и серии зонально-развитых глинистых пачек-покрышек.

Ключевые слова: сейсмический разрез, отражающий горизонт, сейсмогеологический комплекс, пласт, сеноман, апт, структура, поднятие, месторождение, залежь углеводородов

Финансирование: работа выполнена в рамках государственной программы фундаментальных научных исследований FWZZ-2022-0009.

Для цитирования: Аюнова Д.В., Конторович В.А. История тектонического развития и динамика формирования антиклинальных структур-ловушек Гыданской НГО (на примере Геофизического месторождения) // Геофизические технологии. 2024. № 4. С. 4–18. doi:10.18303/2619-1563-2024-4-4.

THE HISTORY OF TECTONIC DEVELOPMENT AND THE DYNAMICS OF THE FORMATION OF ANTICLINAL TRAP STRUCTURES OF THE GYDAN OIL AND GAS BEARING REGION (USING THE EXAMPLE OF A GEOPHYSICAL FIELD)

Darya V. Ayunova^{1,✉}, Vladimir A. Kontorovich²

^{1,2}Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, SB RAS, Koptug Ave., 3, Novosibirsk, 630090, Russia,

¹KontorovichDV@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0009-0004-3638-8147>

²KontorovichVA@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0009-0007-3484-3769>

Abstract. Using the example of a Geophysical field, the work examines the history of the formation of anticlinal trap structures in the Gydan oil and gas area. It is noted that in the Gydan oil and gas region, unlike the Nadym–Taz interfluvium, the main gas accumulations are concentrated not in the Cenomanian, but in the Aptian sand layers of the TP group. It is concluded that such a redistribution of reserves across complexes is associated with a different history of the formation of trap structures.

Unlike the Nadym–Taz region, where the formation of contrasting uplifts occurred in the post-Turonian period, the uplifts of the Gydan oil and gas region were formed at all stages of the Mesozoic–Cenozoic history, and the high potential of the Aptian deposits of this region is associated with an increase in the amplitudes of structures down the section and with the presence of Yarong cap-rock in the roof of the apt and a series of zonally developed clay bundles – tires.

Keywords: seismic section, reflecting horizon, seismogeological complex, formation, Cenomanian, Aptian, structure, uplift, field, hydrocarbon reservoir

Funding: The study was carried out as part of government assignment to the Russian Academy of Sciences in basic research, Project FWZZ-2022-0009.

For citation: Ayunova D.V., Kontorovich V.A. The history of tectonic development and the dynamics of the formation of anticlinal trap structures of the Gydan oil and gas bearing region (using the example of a Geophysical field) // Russian Journal of Geophysical Technologies. 2024. No. 4. P. 4–18. (In Russ.). doi:10.18303/2619-1563-2024-4-4.

ВВЕДЕНИЕ

На севере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции основные запасы свободного газа сконцентрированы в апт-альб-сеноманском комплексе пород (рис. 1).

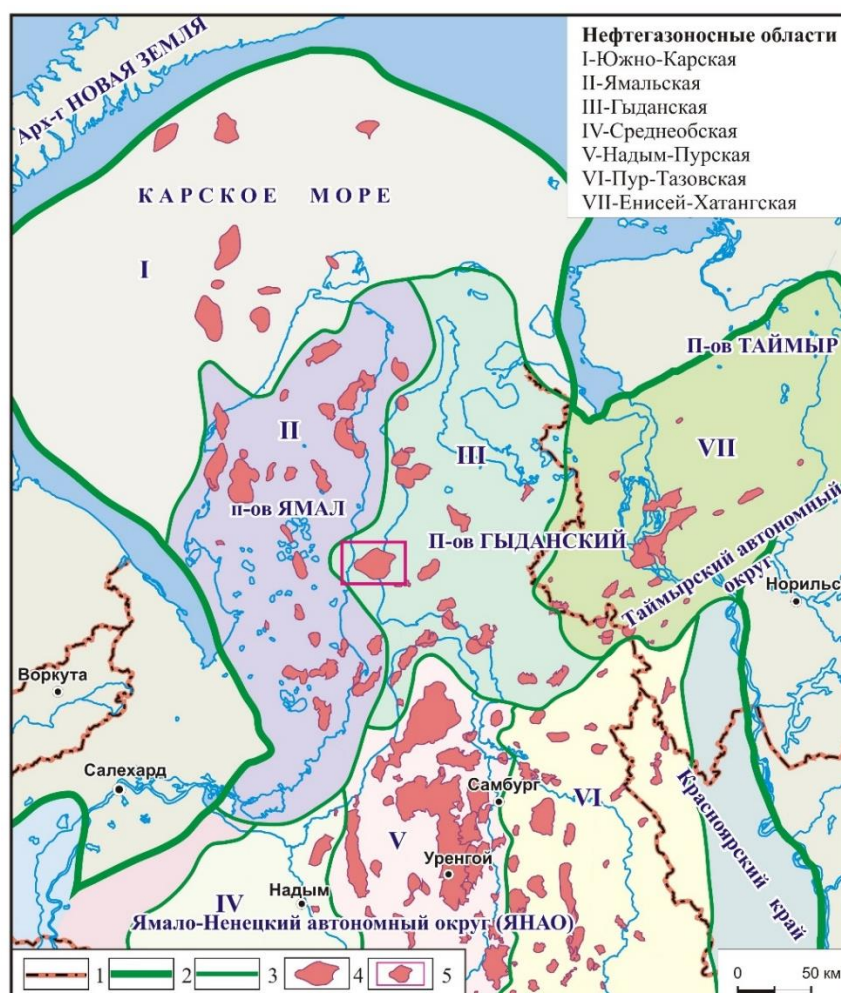


Рис. 1. Обзорная карта. Условные обозначения: 1 – административные границы, 2 – граница Западно-Сибирской НГП, 3 – границы НГО, 4 – месторождения, 5 – Геофизическое месторождение.

В Надым-Тазовском междуречье, где находится большинство разрабатываемых с середины 70-х годов прошлого столетия уникальных месторождений, таких как Уренгойское, Медвежье, Ямбургское и

др., основные запасы газа локализованы в сеноманском песчаном горизонте ПК₁ и контролируются крупными контрастными антиклинальными структурами [Ермилов и др., 2004; Казаненков и др., 2014; Конторович и др., 2014, 2016, 2018].

В расположенной на континентальной окраине Западной Сибири Гыданской НГО ситуация иная. В этом регионе на Гыданском, Салмановском, Геофизическом и др. месторождениях основные скопления углеводородов также контролируются антиклинальными структурами, но локализованы в апт-альбе, в первую очередь, в аптских песчаных пластах ТП₁–ТП₅ танопчинской свиты, а сеноманские залежи в большинстве случаев незначительны по запасам [Ермилов и др., 2004; Скоробогатов, Строганов, 2006; Казаненков и др., 2014; Конторович и др., 2016–2018].

Результаты выполненного в ИНГГ СО РАН структурно-тектонического анализа показали, что такая дифференциация залежей УВ по нефтегазоносным комплексам в значительной мере связана с тектоническим фактором – отличием в истории развития этих регионов и в динамике формирования в них антиклинальных структур-ловушек. Существенное значение также имеет и литологический фактор – наличие флюидоупоров в апт-альбской части разреза.

В Надым-Тазовском междуречье большинство антиклинальных структур-ловушек в рельефе всех стратиграфических уровней, в том числе кровли сеномана, были сформированы благодаря интенсивным постсеноманским, в первую очередь, кайнозойским вертикальным тектоническим движениям, предопределившим формирование крупных контрастных поднятий [Конторович и др., 2016, 2018].

В Гыданской НГО, где апт-альб-сеноманские залежи углеводородов также контролируются антиклинальными структурами, динамика формирования ловушек была существенно иной [Конторович и др., 2018; Торопова, Конторович, 2019].

В настоящей работе на примере Геофизического месторождения рассмотрена история тектонического развития и этапы формирования антиклинальной структуры-ловушки, контролирующей многопластовые газовые залежи апт-альб-сеноманского комплекса.

Геофизическое нефтегазоконденсатное месторождение, на котором открыта самая крупная в Гыданской НГО сеноманская залежь, является классическим для Гыданской НГО. Основные газовые залежи Геофизического месторождения сконцентрированы в аптских песчаных пластах группы ТП танопчинской свиты (58 %), в меньшей степени в сеноманском горизонте ПК₁ (35 %); на долю юры и неокома приходится менее 7 % запасов.

Геофизическое месторождение расположено в Ямало-Ненецком автономном округе, в западной части полуострова Гыданский и в акватории Обской губы (см. рис. 1). В 460 км от месторождения расположен город Салехард. Гыданское месторождение открыто 1 августа 1975 г. поисковой скважиной № 41 Надымской нефтеразведочной экспедицией [Брехунцов, 2007]. На месторождении пробурено 15 поисково-разведочных скважин и проведена сейсморазведка.

СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

В разрезе мезозойско-кайнозойских отложений северных районов Западной Сибири выделяются шесть регионально развитых осадочных и сейсмогеологических мегакомплексов: триас-юрский, неокомский (берриас-нижнеаптский), средне-верхнеаптский, альб-сеноманский, турон-маастрихтский и кайнозойский (рис. 2). В кровлях осадочных комплексов залегают регионально развитые глинистые пачки – мегарегиональные и региональные флюидоупоры, которые имеют выдержанные мощности. Эти

глинистые пачки формировались в морских условиях в эпохи тектонического покоя и в первом приближении могут рассматриваться в качестве региональных поверхностей выравнивания и использоваться при палеотектонических реконструкциях. Принципиально важным является то, что мегарегиональные и региональные флюидоупоры обладают аномально низкими акустическими характеристиками и на них формируются энергетически выраженные отражающие горизонты – сейсмические реперы (табл. 1).

Таблица 1

Стратификация реперных отражающих горизонтов

Стратиграфический уровень	Сейсмический горизонт	Класс отражающего горизонта
Кровля палеозоя/подшва MZ–KZ осадочного чехла	A	Мегарегиональный
Кровля триаса	Tr	Региональный
Кровля гольчихинской свиты / кровля юры	Б	Мегарегиональный
Нейтинская пачка/кровля некома (берриас-нижнеаптского комплекса)	M	Мегарегиональный
Кровля танопчинской свиты/пласта ТП ₁ /кровля апта	M ₁	Региональный
Кузнецовская свита/кровля сеномана/гор-та ПК ₁	Г	Мегарегиональный
Кровля мела/кровля ганькинской свиты	С	Региональный

На рисунке 2 приведена геохронологическая шкала, на которой показано в соответствии со временем образования положение осадочных мегакомплексов и сейсмических реперов. Рядом приведен сейсмогеологический разрез по профилю, пересекающему Геофизическое месторождение.

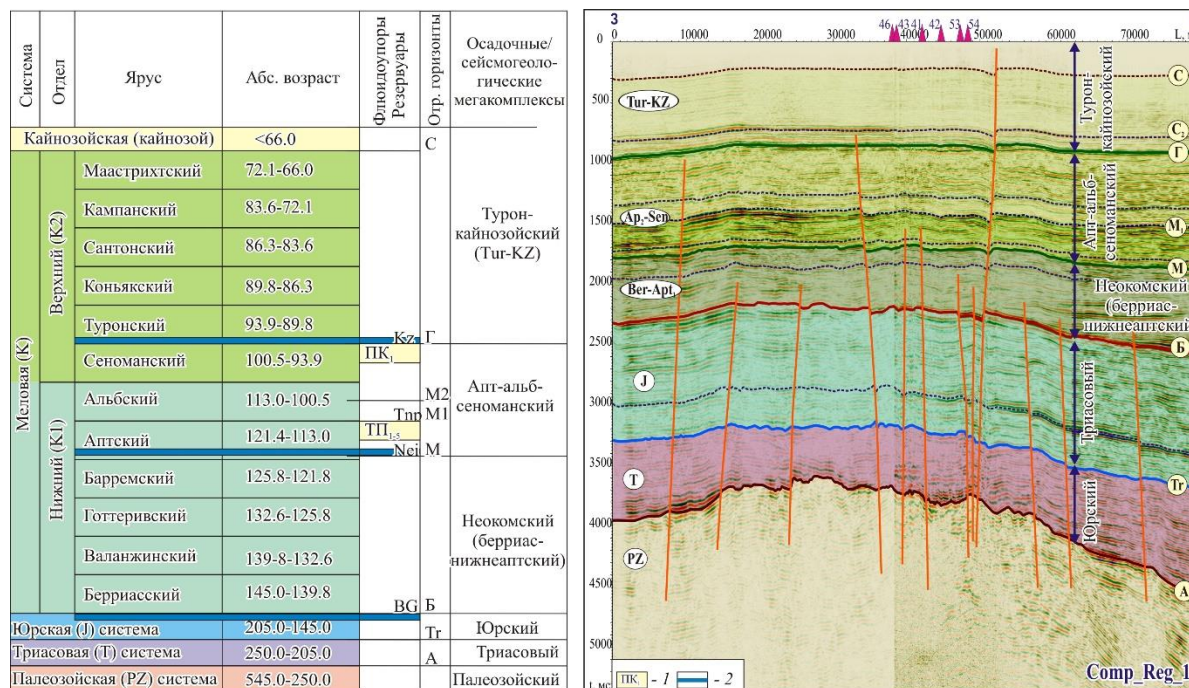


Рис. 2. Сейсмогеологическая характеристика и стратиграфическая приуроченность реперных сейсмических горизонтов (Геофизическое месторождение). Усл. обозн.: 1 – резервуары (пласты-коллекторы), 2 – мегарегиональные флюидоупоры.

СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА, ПАРАМЕТРЫ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ПОДНЯТИЯ

Горизонт А (подошва осадочного чехла/кровля палеозоя). На Геофизическом месторождении и прилегающей территории абсолютные отметки кровли фундамента изменяются от –8000 до –5730 м. Наиболее погруженные участки расположены в северо-западной и юго-восточной частях рассматриваемого района. Наименьшие глубины залегания горизонта А фиксируются в центральной части Геофизического поднятия. В рельефе кровли фундамента Геофизическая структура вытянута в восточном (широтном) направлении и околтурена изогипсой –6550 м; длинная ось структуры (а) – 49.5 км, короткая (b) – 22 км. В структурном плане отражающего горизонта А площадь поднятия составляет 965 км², амплитуда – 820 м (рис. 3, А).

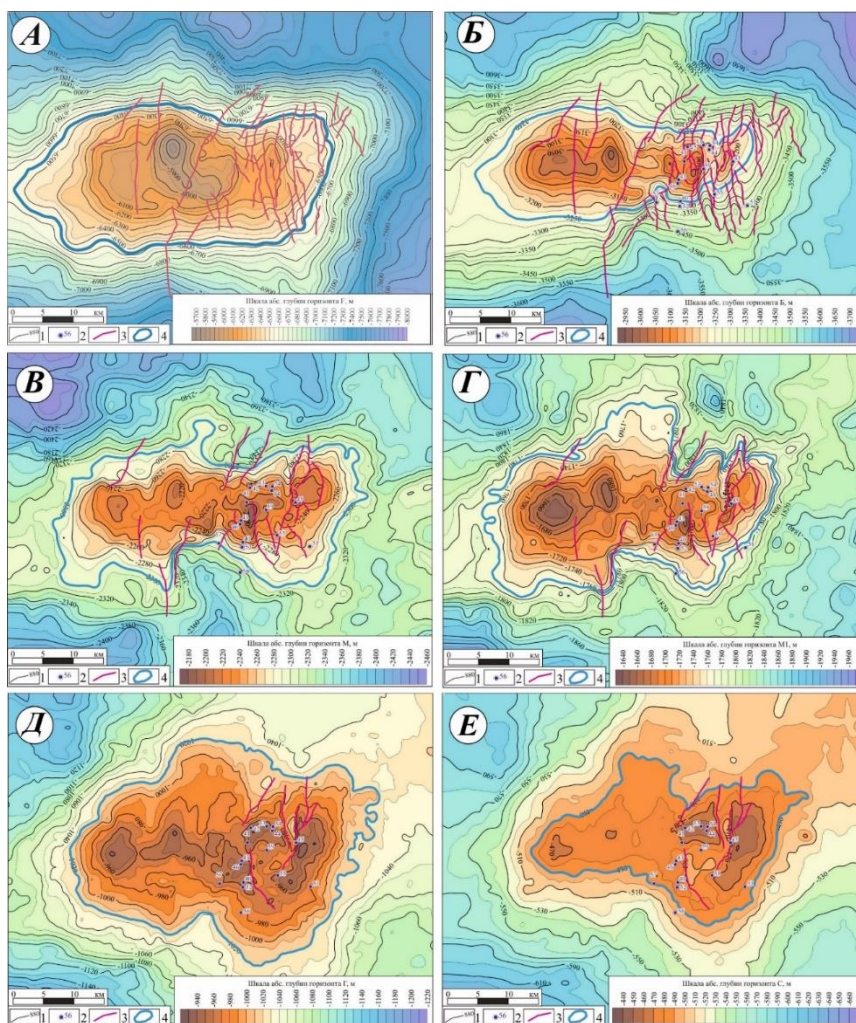


Рис. 3. Структурные карты по отражающим горизонтам А/кровля палеозоя (А), Б/кровля юры (Б), М/кровля неокома (В), М₁/кровля танопчинской свиты (Г), Г/кровля сеномана (Д), С₂/кровля мела (Е). Усл. обозн.: 1 – изолинии, 2 – скважины, 3 – разрывные нарушения, 4 – контур Геофизического поднятия.

Горизонт Б (кровля юры). В рельефе кровли юры абсолютные глубины изменяются в диапазоне от –2985 до –3750 м (см. рис. 3, Б). В структурном плане этой поверхности Геофизическое поднятие также вытянуто в широтном направлении, но имеет более изрезанную форму и осложнено серией куполов. Длинная ось структуры (а) – 46 км, короткая (b) – 16 км. В рельефе отражающего горизонта Б площадь структуры, околтуренной изогипсой –3250 м, составляет 575 км², амплитуда – 265 м.

Горизонт М. В пределах исследуемой территории в рельефе кровли неокомского комплекса абсолютные глубины изменяются в диапазоне –2183 ... –2460 м (см. рис. 3, В). В структурном плане этой поверхности Геофизическое поднятие также вытянуто в восточном направлении и осложнено серией куполов. Длинная ось структуры (а) – 46,5 км, короткая (b) – 17,5 км. В структурном плане отражающего горизонта М площадь Геофизического поднятия составляет 885 км², амплитуда – 130 м. Структура оконтурена изогипсой –2300 м.

Горизонт М₁. Структурный план кровли танопчинской свиты практически повторяет очертания горизонта М (см. рис. 3, Г). В рельефе этой поверхности Геофизическое поднятие также вытянуто в широтном направлении, имеет изрезанные границы и осложнено серией контрастных куполов.

В структурном плане горизонта М₁ на Геофизической площади

- абсолютные глубины изменяются в диапазонах –1640 ... –1980 м,
- соотношение осей поднятия – 46.5×20.5 км,
- оконтуривающая изогипса проведена на абсолютной отметке –1770 м,
- площадь структуры – 955 км²,
- амплитуда структуры – 125 м.

В вышезалегающих верхнемеловых горизонтах Г и С, приуроченных к кровлям сеномана и мела, форма и амплитуда Геофизического поднятия существенно меняются.

Горизонт Г. Абсолютная глубина залегания кровли сеноманского комплекса изменяется от –1220 до –930 м (см. рис. 3, Д). В рельефе этой поверхности Геофизическое поднятие, оконтуренное изогипсой –1020 м, становится более изометричным; длинная ось структуры (а) составляет – 42 км, короткая (b) – 32 км. В структурном плане отражающего горизонта Г существенно возрастает площадь поднятия и уменьшается его амплитуда. Площадь структуры составляет 1215 км², амплитуда – 90 м.

Горизонт С. На исследуемой территории абсолютные отметки кровли ганькинской свиты изменяются от –670 до –450 м (см. рис. 3, Е). В рельефе этой поверхности Геофизическое поднятие также имеет близкую к изометричной форму и несколько вытянуто в восточном направлении. Длинная ось структуры (а) – 37.5 км, короткая (b) – 22.5 км. В рельефе отражающего горизонта С площадь структуры, которая контролируется изогипсой –490 м, составляет 645 км², амплитуда – 40 м.

Параметры Геофизического поднятия в структурных планах реперных сейсмических горизонтов приведены в табл. 2.

Таблица 2

Параметры геофизического поднятия

Стратиграфический уровень	ОГ	L, м	A, м	S, км ²
Кровля палеозоя/подошва MZ–KZ осадочного чехла	А	–6550	820	965
Кровля баженовской свиты/кровля юры	Б	–3250	265	575
Нейтинская пачка/кровля неокома/(берриас-нижнеаптского) комплекса	М	–2300	130	885
Кровля танопчинской свиты/пласта ТП ₁ /кровля апта	М ₁	–1770	125	955
Кузнецовская свита/кровля сеномана/гор-та ПК ₁	Г	–1020	90	1215
Кровля мела/кровля ганькинской свиты	С	–490	40	645

Усл. обозн.: ОГ – отражающий горизонт, L – оконтуривающая изогипса Геофизического поднятия, A – амплитуда поднятия, S – площадь поднятия.

ДИЗЬЮНКТИВНАЯ ТЕКТОНИКА

На приведенных выше структурных картах показаны разрывные нарушения, секущие различные отражающие горизонты. При выделении разломов на временных сейсмических разрезах использовались классические сеймостратиграфические критерии: смещение осей синфазности отражающих горизонтов, столбообразное уменьшение амплитуд, расфазировка сейсмической записи и т. д. Трассирование горизонтов по площади производилось с учетом современного рельефа различных отражающих горизонтов, карт изопохит сейсмокомплексов и карт градиентов.

На разрезах Геофизической площади выделено три класса разрывных нарушений (рис. 4):

1. Разломы, секущие триас-юрские отложения и проникающие в неом (время формирования – берриас-валанжин);
2. Разломы, секущие триас-юрские и неомские отложения и проникающие в апт-альб (время формирования – поздний апт-альб);
3. Разломы, секущие триас-юрские и меловые отложения и проникающие в кайнозой (время формирования – поздний палеоцен).

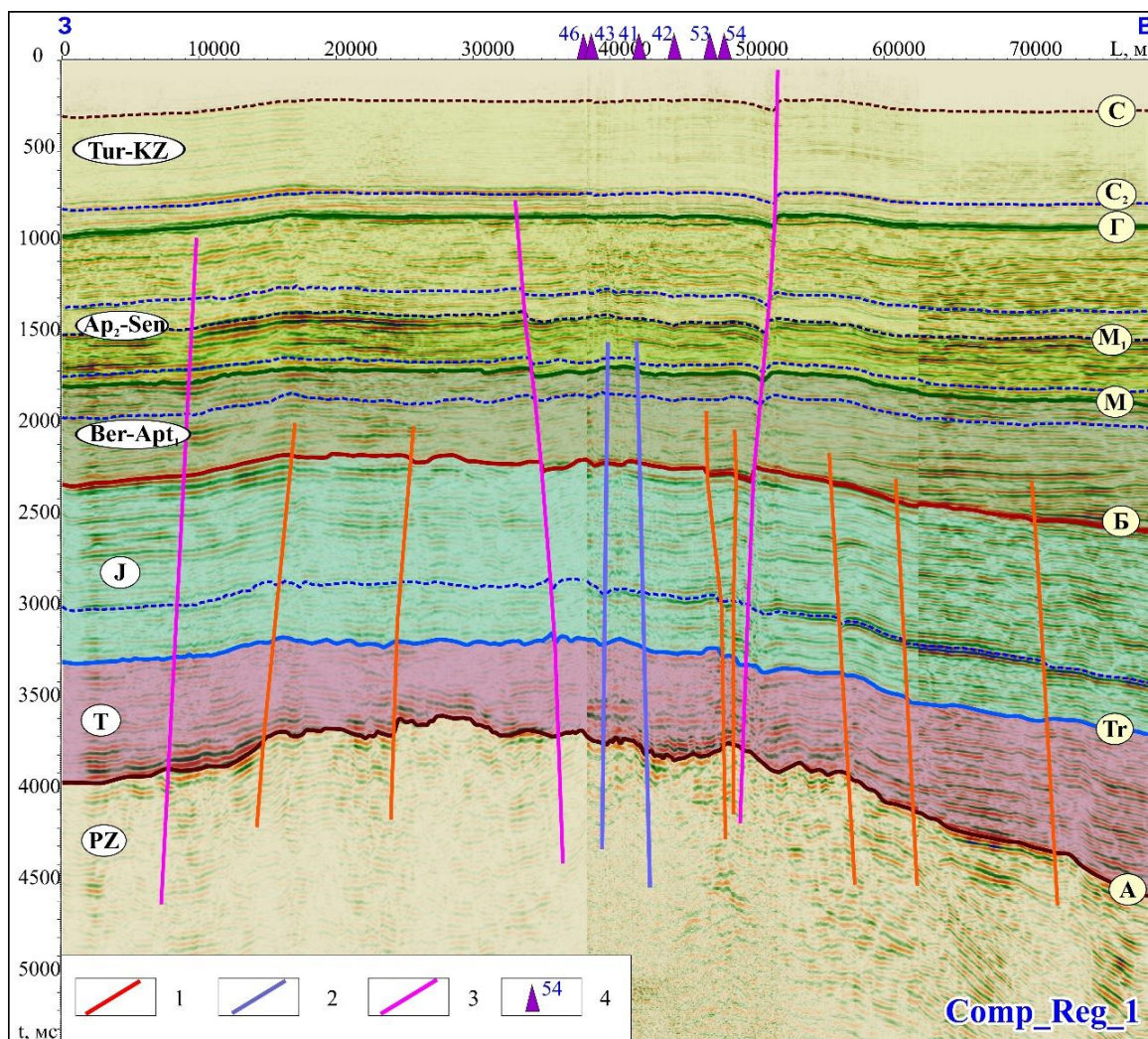


Рис. 4. Временной разрез по композитному профилю Reg_1. Усл. обозн.: 1 – разрывные нарушения 1 типа (берриас-валанжинские), 2 – разрывные нарушения 2 типа (поздний апт-альбские), 3 – разрывные нарушения 3 типа (позднепалеоценовые), 4 – скважины.

На результирующих структурных картах по кровлям палеозоя и юры выделяются многочисленные разрывные нарушения преимущественно меридионального направления. При этом наиболее сильно разломами разбита восточная часть поднятия.

Вверх по разрезу количество разрывных нарушений существенно сокращается. И горизонты М, М₁, М₂, Г и С осложнены небольшим количеством разломов, секущих практически весь мезозойско-кайнозойский осадочный чехол. Большая часть разрывных нарушений выделяется в восточной части Геофизической структуры в районе восточного купола поднятия.

Подводя итог структурной характеристики рассматриваемого района, отметим, что на исследуемой территории от нижних горизонтов к верхним:

- существенно уменьшается контрастность рельефов: в структурных планах подошвы осадочного чехла и кровли юры перепад абсолютных отметок достигает соответственно 2270 и 765 м; в рельефах нижнемеловых горизонтов М, М₁ и М₂ составляет порядка 330–340 м; в кровлях сеномана и мела уменьшается до 290 и 220 м соответственно;

- Геофизическое поднятие из вала трансформируется в куполовидное поднятие: в рельефе кровли юры отношение длинной оси к короткой (а/б) составляет 2.9, в структурном плане кровли сеномана – 1.3;

- значительно увеличивается площадь Геофизического поднятия и уменьшается его амплитуда: от кровли юры к кровле сеномана площадь поднятия возрастает более чем в два раза с 575 до 1215 км²; амплитуда поднятия уменьшается в три раза с 265 до 90 м.

ДИНАМИКА ФОРМИРОВАНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ПОДНЯТИЯ

При палеотектонических реконструкциях для восстановления истории тектонического развития территории был использован «метод мощностей» [Белоусов, 1940; Гарецкий, Яншин, 1960; Машкович, 1976; Нейман, 1984].

Триас-юрский этап развития (205–250 млн л.) (рис. 5, А). Анализ карты изопахит триас-юрских отложений, залегающих между сейсмическими горизонтами А и Б, показал, что толщины этого комплекса изменяются в диапазоне от 2600 до 4400 м (перепад толщин 1800 м), что говорит о том, что в триас-юрское время на рассматриваемом участке происходили интенсивные тектонические движения и Геофизическое поднятие активно формировалось.

В палеорельефе кровли фундамента на время формирования горизонта Б эта структура практически повторяла очертания современного поднятия, выделяющегося в структурном плане горизонта А, и его площадь составляла 890 км² – 92 % площади современного поднятия. Амплитуда палеоподнятия была 575 м – 70 % амплитуды современной структуры.

Берриас-раннеаптский этап развития (124–145 млн л.) (см. рис. 5, Б). Анализ распределения толщин отложений, залегающих между горизонтами Б и М, показал, что на этом этапе происходили те же тектонические движения, что и в триас-юрское время (триас-юрские тектонические процессы унаследовали тенденции предыдущего этапа). Исследуемая территория продолжала интенсивно развиваться – толщины берриас-нижнеаптских отложений изменяются в диапазоне 760–1380 м (перепад толщин – 620 м).

В палеорельефе кровли юры на время формирования нейтинской пачки (горизонт М/ранний апт) Геофизическое поднятие было вытянуто в широтном направлении и осложнено серией более мелких

куполов. Очертания и размеры этой палеоструктуры, которая выделялась в рельефе кровли юры в раннем апте, повторяли контуры современного поднятия, выделяемого на этой структурной поверхности: площадь палеоподнятия составляла 527 км² (92 % площади современной структуры); амплитуда палеоструктуры – 185 м (70 % амплитуды современного поднятия).

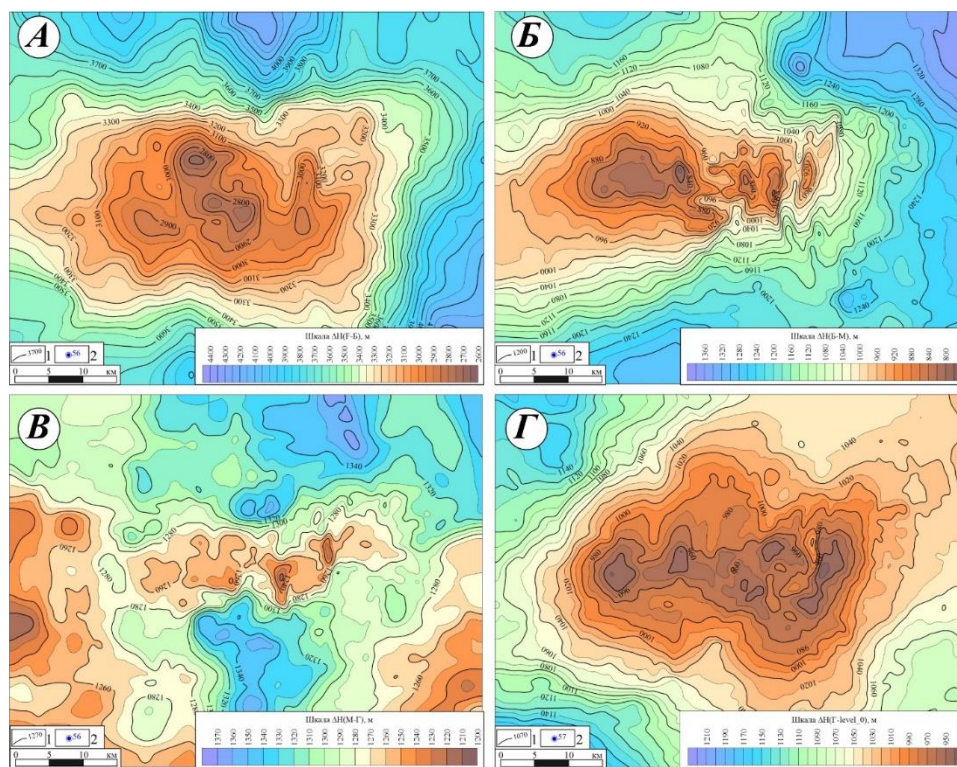


Рис. 5. Карты изопакит триас-юрских (А), берриас-нижнеаптских (Б), апт-альб-сеноманских (В), турон-кайнозойских (Г) мегакомплексов. Усл. обозн.: 1 – изолинии, 2 – скважины.

Апт-альб-сеноманский этап развития (94–124 млн л.) (см. рис. 5, В). Анализ карты толщин отложений, залегающих между горизонтами М и Г, показал, что в апт-альб-сеноманское время интенсивность тектонических движений существенно снизилась, толщины этого комплекса пород изменяются в диапазоне от 1200 до 1370 м, перепад толщин составляет 170 м, что почти в три раза меньше чем в неокоме, и в 10 раз меньше чем в триас-юрское время. На этом этапе Геофизическое поднятие продолжало испытывать тенденцию к росту, но гораздо менее интенсивно.

В палеорельефе кровли горизонта М на время формирования горизонта Г структура также была вытянута в восточном направлении, но ее площадь составляла 315 км² (41 % площади современной структуры по горизонту М), а амплитуда была 50 м (35 % амплитуды современной структуры по горизонту М).

Постсеноманский этап развития (<94 млн л.) (см. рис. 5, Г). Тектонические процессы постсеноманского этапа характеризует структурная карта по отражающему горизонту Г, которая одновременно является картой толщин отложений, залегающих между кровлей сеномана и уровнем моря (абсолютная отметка – 0). Анализ распределения толщин турон-кайнозойских отложений позволяет отметить, что на этом этапе интенсивность тектонических движений вновь возросла, мощность постсеноманских отложений изменяется в диапазоне от 930 до 1260 м, перепад толщин составляет 286 м. В позднем мелу и кайнозое Геофизическое поднятие продолжало испытывать тенденцию к относительному росту.

На этом этапе в рельефе кровли сеномана была сформирована антиклинальная структура изометричной формы, площадь которой составляет 1215 км², амплитуда – 90 м.

На рисунке 6 показаны палеоразрезы и современные временные разрезы по профилям, пересекающим Геофизическое месторождение в широтном и меридиональном направлениях.

Современный временной разрез отражает тектонические процессы, протекавшие на протяжении всей мезозойско-кайнозойской истории развития территории, палеоразрезы характеризуют рельефы нижележащих горизонтов на время формирования нейтинской пачки и кузнецовской свиты – региональных флюидоупоров, к которым приурочены реперные отражающие сейсмические горизонты М и Г соответственно.

Анализ полученных палеоразрезов подтверждает сделанные ранее выводы о том, что Геофизическое поднятие формировалось на всех этапах мезозойско-кайнозойской истории – амплитуда Геофизического поднятия в рельефах всех реперных горизонтов увеличивается от молодых горизонтов к древним.

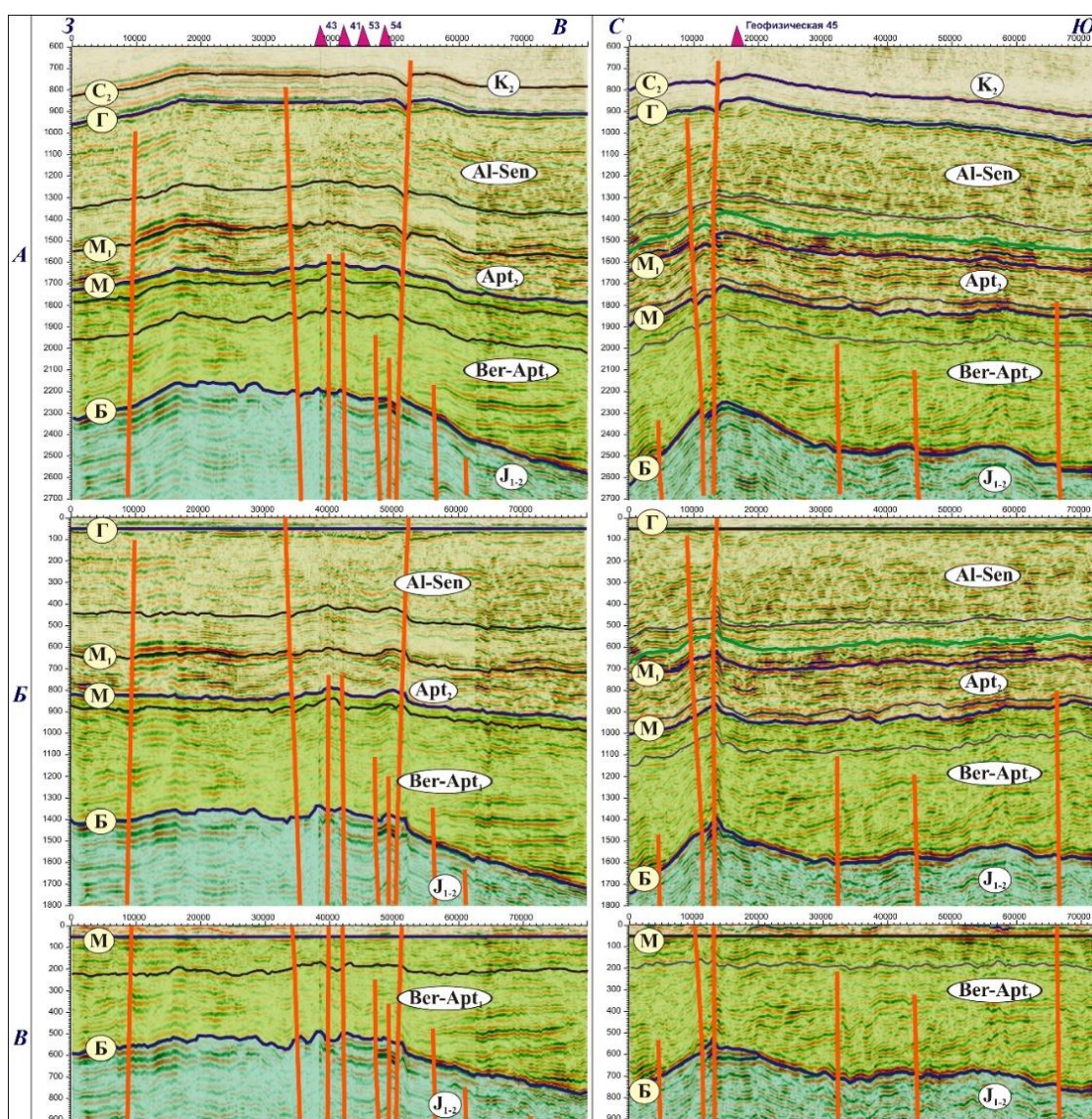


Рис. 6. Современные временные разрезы (А) и палеоразрезы (Б, В), Геофизическая площадь.

В целом анализ тектонического развития Геофизического поднятия показал, что оно развивалось на всех этапах геологической истории. Наиболее интенсивно структура формировалась в триас-юрское и берриас-раннеаптское время. На момент формирования нейтинской пачки (кровля нижнего апта) амплитуда Геофизического поднятия составляла 680 м в рельефе кровли палеозоя и 185 м в структурном плане кровли юры.

В апт-альб-сеномане интенсивность тектонических движений существенно снизилась. На этом этапе развития амплитуда Геофизического поднятия возросла на 50 м.

В постсеноманское время на этапе формирования турон-кайнозойских отложений тектонические процессы активизировались, благодаря чему в рельефе кровли сеномана была сформирована крупная антиклинальная структура-ловушка, площадью 1215 км² и амплитудой 90 м, с которой связана сеноманская газовая залежь в горизонте ПК₁.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Арктические регионы Западной Сибири, в административном отношении охватывающие территорию Ямало-Ненецкого автономного округа, являются одной из крупнейших в мире газоносных провинций, в которой основные запасы газа сконцентрированы в апт-альб-сеноманских отложениях.

На севере Западной Сибири основные газовые залежи сконцентрированы в апт-альб-сеноманском комплексе пород и контролируются антиклинальными структурами-ловушками.

В Надым-Тазовском междуречье, где находится большинство разрабатываемых с середины 70-х годов прошлого столетия уникальных залежей, основные запасы газа локализованы в сеноманском песчаном горизонте ПК₁, а залежи в неокомских и апт-альбских песчаных пластах носят второстепенный, сопутствующий характер.

В Гыданской НГО основные газовые скопления локализованы в аптских песчаных пластах таноппинской свиты, а сеноманские залежи в большинстве случаев незначительны по запасам.

Результаты выполненного в ИНГГ СО РАН структурно-тектонического анализа показали, что такая дифференциация залежей УВ по нефтегазоносным комплексам в значительной мере связана с тектоническим фактором – отличием в истории развития этих регионов и в динамике формирования в них антиклинальных структур-ловушек.

В Надым-Пурском междуречье большинство антиклинальных структур в рельефах всех стратиграфических уровней были сформированы благодаря интенсивным постсеноманским вертикальным тектоническим движениям, предопределившим формирование в рельефе кровли сеномана крупных контрастных поднятий.

В Гыданской НГО, где апт-альб-сеноманские залежи углеводородов также контролируются антиклинальными структурами, процесс формирования структур-ловушек протекал по другим законам.

В настоящей работе на базе анализа геолого-геофизических материалов по эталонному Геофизическому месторождению, расположенному в центральной части Гыданской НГО, выполнен структурно-тектонический анализ и восстановлена динамика формирования антиклинальной структуры-ловушки, контролирующей крупные аптские газовые залежи.

Анализ истории тектонического развития Геофизического поднятия показал, что оно развивалось на всех этапах мезозойско-кайнозойской геологической истории, и наиболее интенсивно структура формировалась в триас-юрское и берриас-раннеаптское время.

В апт-альб-сеномане интенсивность тектонических движений существенно снизилась. В постсеноманское время тектонические процессы несколько активизировались, благодаря чему в рельефе кровли сеномана была сформирована антиклинальная структура, с которой связана сеноманская газовая залежь в горизонте ПК₁.

Совокупность этих процессов привела к тому, что в рельефах современных стратиграфических уровней от нижних более древних горизонтов к верхним на Геофизическом месторождении:

- существенно уменьшается контрастность рельефов,
- Геофизическое поднятие из вала трансформируется в куполовидное поднятие,
- увеличивается площадь Геофизического поднятия и одновременно существенно уменьшается его амплитуда – от кровли юры к кровле сеномана площадь поднятия возрастает в два раза; амплитуда уменьшается в три раза.

По результатам проведенного анализа сделан вывод о том, что в Гыданской НГО интенсивность относительного роста структур на постсеноманском этапе развития была существенно ниже и не сопоставима с процессами формирования поднятий в Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО. Это обстоятельство предопределило тот факт, что в Гыданской НГО в рельефе кровли сеномана отсутствуют крупные высокоамплитудные структуры-ловушки, способные концентрировать значительные по запасам массивные газовые залежи в горизонте ПК₁. С этим связан невысокий потенциал сеномана Гыданской НГО.

В то же время в этом регионе открыты уникальные по запасам газовые залежи в апт-альбских отложениях. Высокие перспективы этих резервуаров связаны как с тектоническим, так и с литологическим факторами.

В отличие от Надым-Тазовского междуречья, где в разрезе апт-альбских отложений отсутствуют региональные и даже зональные флюидоупоры, в Гыданской НГО хорошими экранирующими свойствами обладают яронгский (ханты-мансийский) региональный флюидоупор, перекрывающий танопчинскую свиту, и серия выдержанных по латерали глинистых пачек-покрышек, разделяющих аптские песчаные пласты. Наличие надежных флюидоупоров, разделяющих песчаные пласты группы ТП, а также увеличение амплитуд структур в рельефе кровли танопчинской свиты (относительно сеномана) благоприятно сказалось на формировании многопластовых месторождений Гыданской НГО, на которых наибольшие по запасам газовые залежи сконцентрированы в аптском резервуаре.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- Белоусов В.В.** Мощность отложений как выражение режима колебательных движений земной коры // Советская геология. 1940. № 2–3. С. 14–28.
- Брехунцов А.М.** Геофизическое нефтегазоконденсатное месторождение // Горные ведомости. 2007. № 6. С. 90–92.
- Гарецкий Р.Г., Яншин А.Л.** Тектонический анализ мощностей // Методы изучения тектонических структур. М.: Изд-во АН СССР, 1960. С. 115–166.
- Ермилов О.М., Карогодин Ю.Н., Конторович А.Э., Тер-Саакян Ю.Г., Агалаков С.Е., Беляев С.Ю., Борисова Л.С., Букреева Г.Ф., Бурштейн Л.М., Гордеев В.Н., Дмитрук В.В., Жилина И.В., Конторович В.А., Красавчиков В.О., Супруненко О.И., Чупова И.М., Фурсенко Е.А.** Особенности геологического

строения и разработки уникальных залежей газа крайнего севера Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2004. 140 с.

Казаненков В.А., Ершов С.В., Рыжкова С.В., Борисов Е.В., Пономарева Е.В., Попова Н.И., Шапорина М.Н. Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них углеводородов // Геология нефти и газа. 2014. № 1. С. 27–49.

Конторович В.А., Конторович Д.В., Сурикова Е.С. История формирования крупных антиклинальных структур-ловушек для уникальных газовых залежей на севере Западной Сибири (на примере Медвежьего месторождения) // Геология и геофизика. 2014. Т. 55, № 5–6. С. 862–873.

Конторович В.А., Аюнова Д.В., Губин И.А., Ершов С.В., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Канаков М.С., Соловьев М.В., Сурикова Е.С., Шестакова Н.И. Сейсмостратиграфия, история формирования и газонасность структур Надым-Пурского междуречья (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. 2016. Т. 57, № 8. С. 1583–1585. doi:10.15372/GiG20160810.

Конторович В.А., Аюнова Д.В., Губин И.А., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Конторович А.Э., Малышев Н.А., Скворцов М.Б., Соловьев М.В., Сурикова Е.С. История тектонического развития арктических территорий и акваторий Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика. 2017. Т. 58, № 3–4. С. 423–444. doi:10.15372/GiG20170307.

Конторович В.А., Аюнова Д.В., Гусева С.М., Калинина Л.М., Калинин А.Ю., Канаков М.С., Соловьев М.В., Сурикова Е.С., Торопова Т.Н. Сейсмогеологическая характеристика осадочных комплексов и нефтегазоносность Ямальской, Гыданской и Южно-Карской нефтегазоносных областей (Арктические регионы Западной Сибири, шельф Карского моря) // Геофизические технологии. 2018. № 4. С. 10–26. doi:10.18303/2619-1563-2018-4-3.

Машкович К.А. Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа. М.: Недра, 1976. 221 с.

Нейман В.Б. Теория и методика палеотектонического анализа. М.: Недра, 1984. 80 с.

Скоробогатов В.А., Строганов Л.В. Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее... М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. 261 с.

Торопова Т.Н., Конторович В.А. История тектонического развития и нефтегазоносность центральной части полуострова Гыданский (северо-восток Западной Сибири) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2019. Т. 14, № 3. С. 7. doi:10.17353/2070-5379/28_2019.

REFERENCES

Belousov V.V. Sediment thickness as an expression of the mode of oscillatory movements of the Earth's crust // Sovetskaya Geologiya. 1940. No. 2–3. P. 14–28. (In Russ.).

Brekhuntsov A.M. Geophysical oil and gas condensate field // Mining Reports. 2007. No. 6. P. 90–92. (In Russ.).

Garetsky R.G., Yanshin A.L. Tectonic analysis of capacities // Methods of studying tectonic structures (In Russ.). Publishing House of the USSR Academy of Sciences, Moscow, 1960. P. 115–166.

Ermilov O.M., Karogodin Yu.N., Kontorovich A.E., Ter-Sahakyan Yu.G., Agalakov S.E., Belyaev S.Yu., Borisova L.S., Bukreeva G.F., Burstein L.M., Gordeev V.N., Dmitruk V.V., Zhilina I.V., Kontorovich V.A., Krasavchikov V.O., Suprunenko O.I., Chupova I.M., Fursenko E.A. Features of the geological structure and

development of unique gas deposits in the far north of Western Siberia (In Russ.). Publishing House of SB RAS, Novosibirsk, 2004. 140 p.

Kazanenkov V.A., Ershov S.V., Ryzhkova S.V., Borisov E.V., Ponomareva E.V., Popova N.I., Shaporina M.N. Geological structure and oil and gas potential of Jurassic and Cretaceous regional reservoirs in Kara-Yamal region and prognosis of hydrocarbon distribution // Russian Oil and Gas Geology. 2014. No. 1. P. 27–49. (In Russ.).

Kontorovich V.A., Kontorovich D.V., Surikova E.S. Formation history of large anticlinal trap structures for unique gas pools in northern West Siberia (by the example of the Medvezh'e field) // Russian Geology and Geophysics. 2014. Vol. 55 (5–6). P. 681–690. doi:10.1016/j.rgg.2014.05.011.

Kontorovich V.A., Ayunova D.V., Gubin I.A., Ershov S.V., Kalinin A.Yu., Kalinina L.M., Kanakov M.S., Solov'ev M.V., Surikova E.S., Shestakova N.I. Seismic stratigraphy, formation history and gas potential of the Nadym-Pur interfluvial area (West Siberia) // Russian Geology and Geophysics. 2016. Vol. 57 (8). P. 1248–1258. doi:10.1016/j.rgg.2016.08.010.

Kontorovich V.A., Ayunova D.V., Gubin I.A., Kalinin A.Yu., Kalinina L.M., Kontorovich A.E., Malyshev N.A., Skvortsov M.B., Solov'ev M.V., Surikova E.S. Tectonic evolution of the Arctic onshore and offshore regions of the West Siberian petroleum province // Russian Geology and Geophysics. 2017. Vol. 58 (3–4). P. 343–361. doi:10.1016/j.rgg.2016.09.010.

Kontorovich V.A., Ayunova D.V., Guseva S.M., Kalinina L.M., Kalinin A.Yu., Kanakov M.S., Soloviev M.V., Surikova E.S., Toropova T.N. Seismic and geological characteristics of sedimentary sequences and petroleum potential of Yamal, Gydan and South Kara petroleum areas (Arctic regions of West Siberia, the Kara Sea shelf) // Russian Journal of Geophysical Technologies. 2018. No. 4. P. 10–26. (In Russ.). doi:10.18303/2619-1563-2018-4-3.

Mashkovich K.A. Methods of paleotectonic research in the practice of oil and gas prospecting (In Russ.). Nedra, Moscow, 1976. 221 p.

Neiman V.B. Theory and methodology of paleotectonic analysis (In Russ.). Nedra, Moscow, 1984. 80 p.

Skorobogatov V.A., Stroganov L.V. Gydan: geological structure, hydrocarbon resources, the future (In Russ.). Nedra-Businesscenter LLC, Moscow, 2006. 261 p.

Toropova T.N., Kontorovich V.A. Structural history and petroleum potential of the central part of the Gydan Peninsula (northeast of Western Siberia) // Oil and Gas Geology. Theory and Practice. 2019. Vol. 14 (3). P. 7. (In Russ.). doi:10.17353/2070-5379/28_2019.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

АЮНОВА Дарья Владимировна – научный сотрудник лаборатории сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем и лаборатории проблем геологии, разведки и разработки месторождений трудноизвлекаемой нефти Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: комплексная интерпретация данных сейсморазведки и ГИС, анализ истории тектонического развития и прогноз нефтегазоносности южных, центральных и северных районов Западной Сибири.

КОНТОРОВИЧ Владимир Алексеевич – доктор геолого-минералогических наук, член-корр. РАН, заведующий лабораторией сейсмогеологического моделирования природных нефтегазовых систем

Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: сейсмостратиграфия, тектоника, региональная и нефтяная геология осадочных бассейнов, проблемы нефтегазоносности Западной и Восточной Сибири.

*Статья поступила в редакцию 12 декабря 2024 г.,
одобрена после рецензирования 13 декабря 2024 г.,
принята к публикации 16 декабря 2024 г.*



СИГНАЛЫ ЭЛЕКТРОКАРОТАЖА В ВЕРТИКАЛЬНЫХ И НАКЛОННЫХ СКВАЖИНАХ В ИНТЕРВАЛАХ АНИЗОТРОПНЫХ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ (ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ)

Карина Владимировна Сухорукова^{1,✉}, Сергей Алексеевич Примаков²

^{1,2}Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3, Россия,

¹suhorukkv@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-8570-5880>

²PrimakovSA@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0009-0007-4157-232X>

Аннотация. Для отложений средней юры Широтного Приобья Западной Сибири проведена численная инверсия сигналов скважинной электрометрии в вертикальных скважинах, проанализирована априорная геологическая информация. Выявлены типичные геоэлектрические модели коллекторов Ю₂. По результатам совместной инверсии сигналов гальванических и индукционных зондов отложения в интервале коллектора и вмещающих его пород отличаются сильным электрическим контрастом. Толщины пластов небольшие по сравнению с зондами электрокаротажа. Глинистые интервалы также осложнены электрической анизотропией. Для этих моделей проведено численное моделирование сигналов электромагнитного каротажа. Установлены основные изменения сигналов при увеличении зенитного угла наклона скважины.

Ключевые слова: электрокаротаж, вертикальная скважина, наклонная скважина, среднеюрские отложения, численная инверсия, численное моделирование, геоэлектрическая модель

Финансирование: работа выполнена при финансовой поддержке проекта ФНИ № FWZZ-2022-0026 «Инновационные аспекты электродинамики в задачах разведочной и промысловой геофизики».

Для цитирования: Сухорукова К.В., Примаков С.А. Сигналы электрокаротажа в вертикальных и наклонных скважинах в интервалах анизотропных юрских отложений (численное моделирование) // Геофизические технологии. 2024. № 4. С. 19–33. doi:10.18303/2619-1563-2024-4-19.

ELECTRICAL LOGGING SIGNALS IN VERTICAL AND INCLINED WELLS IN INTERVALS OF ANISOTROPIC JURASSIC DEPOSITS (NUMERICAL MODELING)

Karina V. Sukhorukova^{1,✉}, Sergey A. Primakov²

^{1,2}Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, SB RAS, Koptug Ave., 3, Novosibirsk, 630090, Russia,

¹suhorukkv@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-8570-5880>

²PrimakovSA@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0009-0007-4157-232X>

Abstract. Numerical inversion of borehole electrometry signals in vertical wells was performed for Middle Jurassic deposits of the central part of Western Siberia, and a priori geological information was analyzed. Typical geoelectric models of J₂ reservoirs have been constructed. According to the results of joint inversion of galvanic and induction probe signals, the deposits in the reservoir interval and the host rocks are distinguished by a strong resistivity contrast. The thickness of the formations is small compared to the electric logging probes. The clayey intervals are also characterized by electrical anisotropy. Numerical modeling of electromagnetic logging signals was performed for these models. The article demonstrates the main changes in the synthesized signals with an increase in the zenith angle of inclination of the well.

Keywords: electrical logging, vertical well, inclined well, Middle Jurassic deposits, numerical inversion, numerical modeling, geoelectric model

Funding: the study was carried out with the financial support of Russian Federal Research Project FWZZ-2022-0026 "Innovative aspects of electrodynamics in problems of exploration and oilfield geophysics".

For citation: Sukhorukova K.V., Primakov S.A. Electrical logging signals in vertical and inclined wells in intervals of anisotropic Jurassic deposits (numerical modeling) // Russian Journal of Geophysical Technologies. 2024. No. 4. P. 19–33. (In Russ.). doi:10.18303/2619-1563-2024-4-19.

ВВЕДЕНИЕ

Юрские отложения зачастую характеризуются как анизотропные, что может обуславливаться их тонкой слоистостью. В том числе, тонкая слоистость выявляется на фотографиях керна, особенно сложенного аргиллитами. Однако подробных лабораторных исследований значений УЭС в направлении и поперек слоистости керна практически не проводится, хотя некоторые исследователи связывают флюидоупорные свойства покрышек в том числе и с их электрической анизотропией. При этом влияние анизотропии УЭС при увеличении наклона скважины приводит к завышению кажущегося сопротивления ρ_k .

Электрическая анизотропия может быть оценена по сигналам градиент-зондов в вертикальных скважинах [Петров и др., 2019] и по комплексу данных электрометрии с привлечением априорных данных – в горизонтальных скважинах [Сухорукова, 2017; Копытов и др., 2018]. Итоговая анизотропная геоэлектрическая модель отложений может быть уточнена по комплексу данных из вертикальных и наклонно-направленных скважин с использованием программ численного моделирования с учетом параметров скважины, измененных зон и прибора.

Разработанные в ИНГГ СО РАН программные комплексы обработки и количественной интерпретации данных индукционных и гальванических методов применены для численного анализа сигналов, измеренных в интервалах трансверсально-изотропных тонкослоистых юрских осадочных отложений, вскрытых вертикальными скважинами. Выявлены наиболее часто встречающиеся геоэлектрические модели, при пересечении которых скважиной анализ данных электрокаротажа может быть сложным в сильнонаклонных (субгоризонтальных) скважинах. Для вертикальных скважин в результате численной совместной инверсии данных электрокаротажа в классе аксиально-симметричных двумерных моделей [Михайлов и др., 2017; Нечаев, Глинских, 2017, 2018; Петров и др., 2021] определены электрофизические свойства юрских отложений с сильным электрическим контрастом и небольшими толщинами пластов. Выполнено численное моделирование индукционных сигналов в геоэлектрических моделях с наклонной скважиной.

МОДЕЛИ ЮРСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ И ВМЕЩАЮЩИХ ПОРОД ПО КОМПЛЕКСУ ДАННЫХ ГИС И РЕЗУЛЬТАТАМ ЧИСЛЕННОЙ ИНВЕРСИИ СИГНАЛОВ ЭЛЕКТРОКАРОТАЖА

Разрез юрских отложений характеризуется сильным контрастом электрических свойств, частым чередованием низкоомных глинистых и высокоомных карбонатных пластов небольшой толщины, повышенной глинистостью пластов-коллекторов и рассеянной пиритизацией, что значительно затрудняет интерпретацию данных каротажа даже при визуальном анализе диаграмм. Анизотропия, характерная для микроструктуры порового пространства и/или для тонкослоистых пород, определяет также анизотропию физических свойств, таких как акустические, тепловые, и электрические.

Осадочные породы, как правило, характеризуются одним значением УЭС в плоскости наслоений и другим – большей величины – перпендикулярно слоистости. Как правило, наличие вертикального УЭС ρ_v не рассматривается при задачах оценки нефтесодержания в вертикальных скважинах, потому что в них большая часть зондов электрокаротажа чувствительна только к горизонтальному УЭС ρ_h . Однако при больших зенитных углах наклона скважины с электрокаротажным прибором практически все зонды, разработанные для исследования вертикальных скважин, становятся чувствительны к обоим компонентам УЭС. Это обстоятельство становится значимым при геонавигации горизонтального ствола и оценке УЭС вскрытого им коллектора.

Ниже рассматриваются особенности количественной интерпретации данных электрокаротажа на интервалах отложений средней юры центральной части Западной Сибири (коллекторы Ю₂), а также априорная информация.

В верхней части тюменской свиты (Широтное Приобье) выделяется нефтенасыщенный горизонт Ю₂, являющийся перспективным источником углеводородов. Коллекторы Ю₂ представлены песчаниками и алевролитами, сильно неоднородны по своим текстурным и структурным особенностям, а их коллекторские свойства определяются наличием глинистого и карбонатного материала, а также пиритизацией и окварцеванием [Севастьянов и др., 2017].

В настоящее время в батском резервуаре, включающем пласты Ю₂–Ю₄ на учет поставлены значительные запасы углеводородов, однако освоение их в целом по всей Западно-Сибирской НГП остается ничтожно малым. Выработанность запасов нефти от начальных составляет 8.7 %, а газа (свободного и газовых шапок) – около 0.008 %. Более 68 % объема нефти добыто на 9 месторождениях: в ХМАО (Тайлаковское, Федоровское, Восточно-Сургутское, Русскинское, Омбинское, Ловинское и Краснотенинское), в Тюменской области (Усть-Тегусское) и в ЯНАО (Ярудейское). На территории ХМАО в настоящее время в разработку введены залежи на 116 из 234 месторождений, в Тюменской области – на 14 из 33 [Казаненков, 2024].

В целом горизонт Ю₂ по геологическим данным и петрофизическим исследованиям характеризуется [Батурин и др., 2007]:

- фациальной неоднородностью коллекторов, обусловленной своеобразием речных, пойменно-болотных и прибрежно-морских отложений, а также многократными размывами и переотложениями материала в периоды морской трансгрессии и сезонных колебаний уровней пресных водоемов;
- неоднозначностью зависимости ФЕС пород-коллекторов от характера, степени и сочетания различных типов их вторичных преобразований;
- развитием вторичной пористости кавернозного, трещинного и кавернозно-трещинного типов в гранулярных коллекторах со значительной степенью уплотнения.

По результатам лабораторных исследований образцов песчано-алевритовых пород, отобранных из интервала горизонта Ю₂ в 199 скважинах на 54 площадях Широтного Приобья, коэффициент их пористости не превышает 23.1 % и в среднем составляет 11–12 % [Казаненков, 2024]. Количество образцов с проницаемостью более 10^{-3} мкм² составляет 37 % от общего числа в выборке, нефтенасыщенные породы с меньшей проницаемостью при традиционных технологиях вскрытия и опробования (без применения методов интенсификации притоков) не рассматриваются как коллекторы и, как правило, не имеют промышленного значения. Тем не менее, на некоторых площадях в отдельных

скважинах из пласта Ю₂ были получены фонтанные притоки, например, на Восточно-Сургутском, Быстринском, Омбинском и Салымском месторождениях.

Таким образом, горизонт Ю₂ является сложным, но перспективным для изучения объектом. Вследствие его неоднородности и широкой вариативности фильтрационно-емкостных и электрофизических свойств классический подход к интерпретации данных ГИС может привести к неверным выводам о продуктивности. Вышеописанные особенности приводят и к осложнениям при количественной интерпретации сигналов БКЗ и ВИКИЗ. Тонкое горизонтальное переслаивание алевроаргиллита с алевролитом в перекрывающих и подстилающих пластах и песчаника с карбонатизированными и глинистыми прослоями в самом коллекторе приводит к возникновению электрической анизотропии, т. е. различию значений удельного электрического сопротивления вдоль слоистости и по нормали к ней [Каринский, 2018]. Наличие микроанизотропии глинистых пород затрудняет применение одномерного подхода к интерпретации данных БКЗ на интервале коллектора из-за значительного влияния вмещающих пород на формирование сигнала в выделенном пласте. Рассеянная пиритизация и глинистость приводит к повышенным значениям эффективной диэлектрической проницаемости и ее частотной дисперсии, вследствие этого возникают противоречия в радиальном распределении УЭС, определяемом по данным гальванических и электромагнитных зондов по отдельности. Поэтому для корректной оценки электрофизических свойств юрских коллекторов необходимо применение новых методик интерпретации, позволяющих учитывать влияние на сигналы электрометрии, вмещающих тонкие пласты коллектора пород, возможной анизотропии УЭС и диэлектрической проницаемости отложений.

ПРАКТИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ГИС И РЕЗУЛЬТАТЫ ЧИСЛЕННОГО АНАЛИЗА СИГНАЛОВ ЭЛЕКТРОКАРОТАЖА НА ИНТЕРВАЛЕ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Данные электрокаротажа в наклонных и горизонтальных скважинах существенно отличаются от сигналов в вертикальных скважинах [Горбатенко, Сухорукова, 2014, 2017; Сухорукова и др., 2016]. Для наклонных скважин численное моделирование сигналов необходимо для их анализа с целью выяснить возможности оценки УЭС – одного из основных параметров флюидосодержащей пористой среды, по которым рассчитывается коэффициент насыщения коллектора. Исследование поведения сигналов проводится также для решения задачи геонавигации: для позиционирования ствола скважины относительно кровли и подошвы коллектора или оценки расстояния до ВНК по сигналам электрокаротажа в процессе бурения [Аксельрод, 2012; Эпов и др., 2016а, б; Глинских и др., 2017; Копытов и др., 2018; Никитенко и др., 2021; Темирбулатов и др., 2023].

При моделировании в условиях субгоризонтальных скважин кроме УЭС необходимо учитывать такие свойства отложений, как электрическая анизотропия для всех методов каротажа и поляризуемость – для высокочастотных индукционных зондов. В наибольшей степени эти эффекты характерны для глинистых отложений, но их учет может быть критичен при анализе сигналов в песчано-глинистых пачках, при небольшой толщине коллекторов, а также при наличии в них глинистых и/или карбонатизированных прослоев, отличающихся по УЭС [Эпов и др., 2016а, б; Сухорукова, 2017; Сухорукова и др., 2017; Петров и др., 2019].

Анализ комплекса данных ГИС в интервале среднеюрских отложений приводит к выводу о довольно разнообразном строении коллекторов, что обусловлено вариациями условий

осадконакопления. Тем не менее, можно выделить несколько основных типов геоэлектрического строения для определенных площадей Широтного Приобья.

С применением двумерной геоэлектрической инверсии сигналов электрокаротажа (БКЗ, БК, ВИКИЗ) в вертикальных скважинах [Михайлов и др., 2017; Нечаев, Глинских, 2017, 2018; Петров и др., 2021] построены геоэлектрические модели исследуемых отложений и выявлены параметры основных типов моделей, представляющих интерес для численного моделирования сигналов электрокаротажа в наклонных скважинах и их анализа.

Совместная двумерная инверсия сигналов электрокаротажа, разработанная в лаборатории многомасштабной геофизики ИНГГ СО РАН в предыдущие годы, в 2022–2024 гг. опробована при выполнении хозяйственных договоров в рамках соглашения с АО «СНИИГГиМС» и показала свою эффективность на нескольких десятках километров вертикальных скважин разных месторождений Западной Сибири, включая арктические. Поэтому именно этот подход оправдан при определении электрофизических свойств юрских отложений, отличающихся большим электрическим контрастом и небольшими толщинами пластов, особенно при необходимости оценки их анизотропии.

Пример мощного коллектора Ю₂ приведен на рис. 1. В рассмотренном интервале хорошо разделяются пласты глин и песчаников по данным ПС и ГК. Верхняя часть интервала представлена глинистыми отложениями. Целевой объект – песчаный коллектор, находится на глубине ××05–××22 м и подстилается переслаиванием глин, алевролитов и углей. В верхней половине коллектора по данным нейтронного каротажа повышением значений выявляются два уплотненных прослоя, также заметных повышением кажущегося сопротивления в данных БК. При значении УЭС около 100 Ом·м насыщение пласта оценивается как нефтяное, но за первые три месяца эксплуатации этого интервала в притоке зафиксировано 5 % пластовой воды. Если исключить технический фактор (некачественное цементирование), то наличие в притоке пластовой воды, скорее всего, обусловлено подтеканием из близко расположенных залегающих ниже водонасыщенных песчаных пластов по трещиноватости промежуточных пород. Близость водонефтяного контакта вынуждает выявлять такие пласты даже в контрастном переслаивании под основным коллектором, поскольку их наличие необходимо учитывать при обсадке, перфорации и тем более при гидроразрыве в горизонтальных стволах.

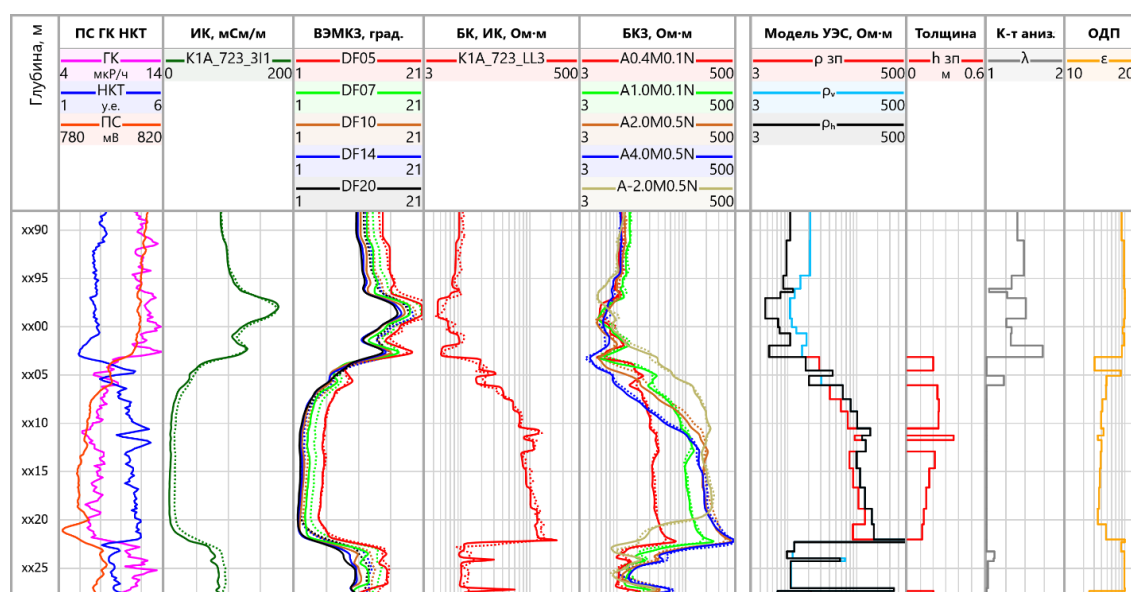


Рис. 1. Пример диаграмм данных ГИС на интервале однопластового коллектора Ю₂.

Коллектор на рис. 2 также осложнен карбонатизацией в кровле, подошве и в средней части пласта. При этом свойства песчаника между этими прослоями удивительно однородны.

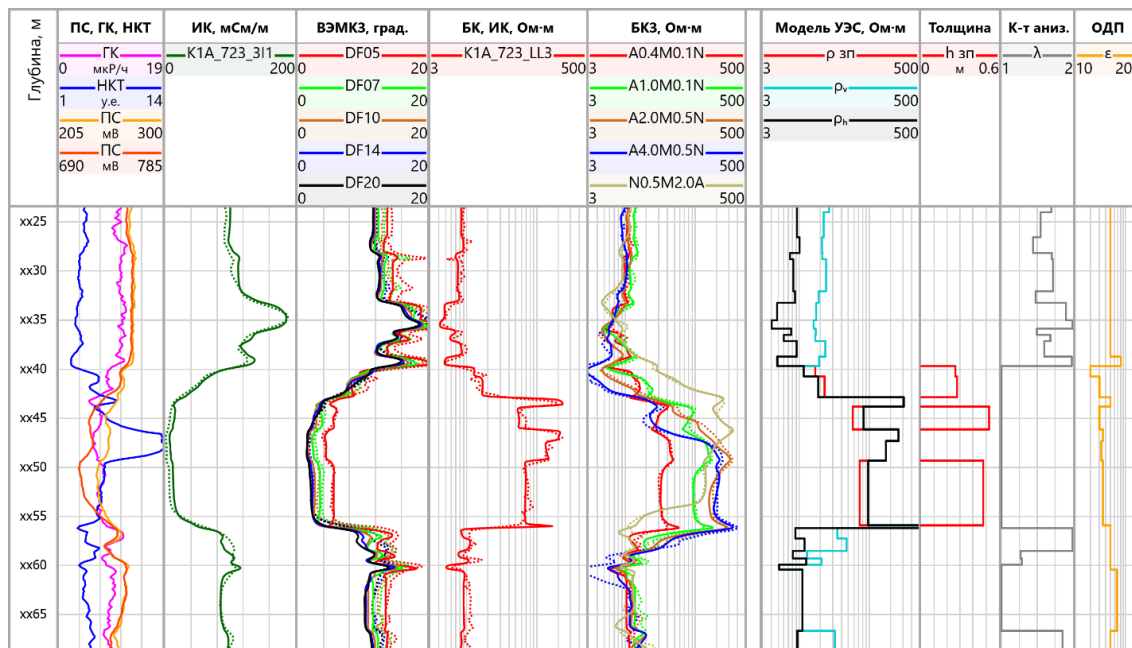


Рис. 2. Пример диаграмм данных ГИС на интервале однопластового коллектора Ю₂.

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СИГНАЛОВ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРОТАЖНОГО ЗОНДИРОВАНИЯ (ВЭМКЗ, ВИК-ПБ) ПРИ ПЕРЕСЕЧЕНИИ КОЛЛЕКТОРА НАКЛОННОЙ СКВАЖИНОЙ

Одним из методов, применяемых при исследовании наклонных и горизонтальных скважин, в том числе в процессе бурения, является электромагнитный каротаж. Широко применяется аппаратура ВЭМКЗ (ВИКИЗ), выполненная как в автономном варианте, так и в кабельном, помещенном в специальный контейнер. Основной измеряемой характеристикой электромагнитного поля, возбуждаемого в среде генераторными катушками на частотах 14.0, 7.0, 3.5, 1.75 и 0.875 МГц (длины зондов основной изопараметрической группы 0.5, 0.707, 1.0, 1.414, 2.0 м соответственно) является разность фаз э.д.с. в двух приемных катушках каждого зонда [Технология..., 2000]. Дополнительно в приборах серии «СКЛ» и «ЛУЧ» (<https://looch.ru/skl-76>, <https://looch.ru/skl-a-102>, <https://looch.ru/looch-m-2014>) измеряется отношение амплитуды э.д.с. в приемных катушках.

В аппаратуре серии «ЛУЧ» с разным диаметром корпуса (ЛУЧ-102 (4") / ЛУЧ-121 (4 ¾") / ЛУЧ-172 (6 ¾") / ЛУЧ-203 (8")) зонды модуля ВИК-ПБ электромагнитного каротажа близки по частоте и характеристикам к среднему и длинному зондам классического ВИКИЗ. Измерения осуществляются двумя основными и четырьмя дополнительными трехкатушечными зондами с длинами 0.7, 1.05 и 1.4 м на двух частотах 0.88 и 3.5 МГц. Зонды одинаковой длины различаются базой, т. е. расстоянием между дальней и ближней приемными катушками. В парах приемных катушек регистрируются значения разности фаз и отношения амплитуд.

Параметры зондов и измеряемые сигналы ВИК-ПБ были выбраны на основе метода высокочастотного электромагнитного каротажа ВИКИЗ и его модификаций [Технология..., 2000; Эпов и др., 2010]. Детальное описание прибора ВИК-ПБ и способа передачи данных каротажа в процессе бурения с забоя на поверхность приведено в работе [Еремин и др., 2013]. Анализ сигналов и возможности

восстановления по ним электрического сопротивления пластов и расстояния до их границ для типичной модели мелового нефтеводонасыщенного коллектора, с небольшим электрическим контрастом и без учета скважины, рассмотрены в нескольких статьях, например, [Эпов и др., 2014, 2016а, б; Копытов и др., 2018].

Поскольку юрские отложения отличаются от меловых большим контрастом УЭС и слоистым строением коллекторов, необходимо численное моделирование и анализ сигналов для геоэлектрических моделей юрских коллекторов и окружающих их пород. Ввиду того, что параметры зондов ВИК-ПБ близки к параметрам зондов ВЭМКЗ, численный анализ влияния наклона скважины проведен для более полного набора зондов (основная изопараметрическая группа прибора ВЭМКЗ).

На рисунках 3–6 приведены результаты расчетов сигналов (разность фаз и отношение амплитуд), для удобства сравнения в трансформации в значения кажущегося сопротивления ρ_k . Геоэлектрическая модель приближена к мощному однопластовому коллектору, в том числе осложненному глинистым и карбонатным прослоями. Разность фаз и отношение амплитуд представлены в значениях ρ_k (Ом·м). Для удобства сравнения сигналы выведены в зависимости от глубины (вертикальной координаты), а не от расстояния вдоль наклонной скважины. Слева направо: треки 1 и 2: значения ρ_k ($\rho_{k05}-\rho_{k20}$, Ом·м), рассчитанные по разности фаз, в вертикальной (0°) и субгоризонтальной (88°) скважинах; треки 3 и 4: значения ρ_k (DA05–DA20, Ом·м), рассчитанные по отношению амплитуд; треки 5, 6 и 7: сравнение значений ρ_k , рассчитанных по разности фаз, при разном наклоне скважины для зондов длиной 1.0, 1.414, 2.0 м (ρ_{k10} , ρ_{k14} , ρ_{k20} , частоты 3.5, 1.75 и 0.875 МГц; зенитный угол наклона скважины указан в легенде).

Изменения разности фаз (см. рис. 3). В модели однородного нефтенасыщенного коллектора с УЭС 100 Ом·м и толщиной 5 м основные изменения сигналов по сравнению с сигналами в вертикальной скважине практически отсутствуют при значениях зенитного угла от 0 до 30° , что, с учетом необходимости пересчета глубины точек измерения на вертикаль, расширяет область применимости средств двумерной инверсии, ранее оцениваемую как $0-15^\circ$. Также с практической точностью совпадают и проекции на вертикаль сигналов в диапазоне значений угла $75-90^\circ$. При больших углах наклона увеличивается интервал глубин расхождения значений ρ_k для разных зондов при переходе между пластами с контрастными УЭС, кроме того увеличивается и само расхождение (см. интервалы 2–3, 5–7, 12–15 м). Этот эффект наблюдается с обеих сторон высокоомного коллектора. Внутри интервала высокоомного пласта при 88° расхождение для разности фаз, наоборот, существенно уменьшается по сравнению с 0° , сигналы выходят на УЭС пласта, но на расстоянии примерно длины зондов от границ значения ρ_k ниже УЭС пласта на $\approx 20\%$ (80 вместо 100 Ом·м). Также под кровлей и над подошвой пласта на 10% занижается ρ_k для длинного низкочастотного зонда, в то время как при 0° – всего на 5% . На границах пласта возникают локализованные максимумы значений, шириной около базы зонда (или около 20% длины), однако в условиях бурения с минерализованными полимерными растворами они могут быть незаметными на фоне помех.

Изменения отношения амплитуд. Так же, как и для разности фаз, изменяются области расхождений при переходе из одного пласта в другой (см. рис. 3). И также практически идентичны между собой сигналы в диапазонах $0-30^\circ$ и $75-90^\circ$. В отличие от разности фаз, проблемы с амплитудными измерениями очевидны даже при угле 0° – на частоте 0.88 МГц, применяемой в ВИК-ПБ, эта измеряемая

характеристика даже в мощном пласте не достигает значения его УЭС (меньше на 40 %), а на частоте 3.5 МГц – достигает в небольшом интервале глубины (9.5–10.5 м).

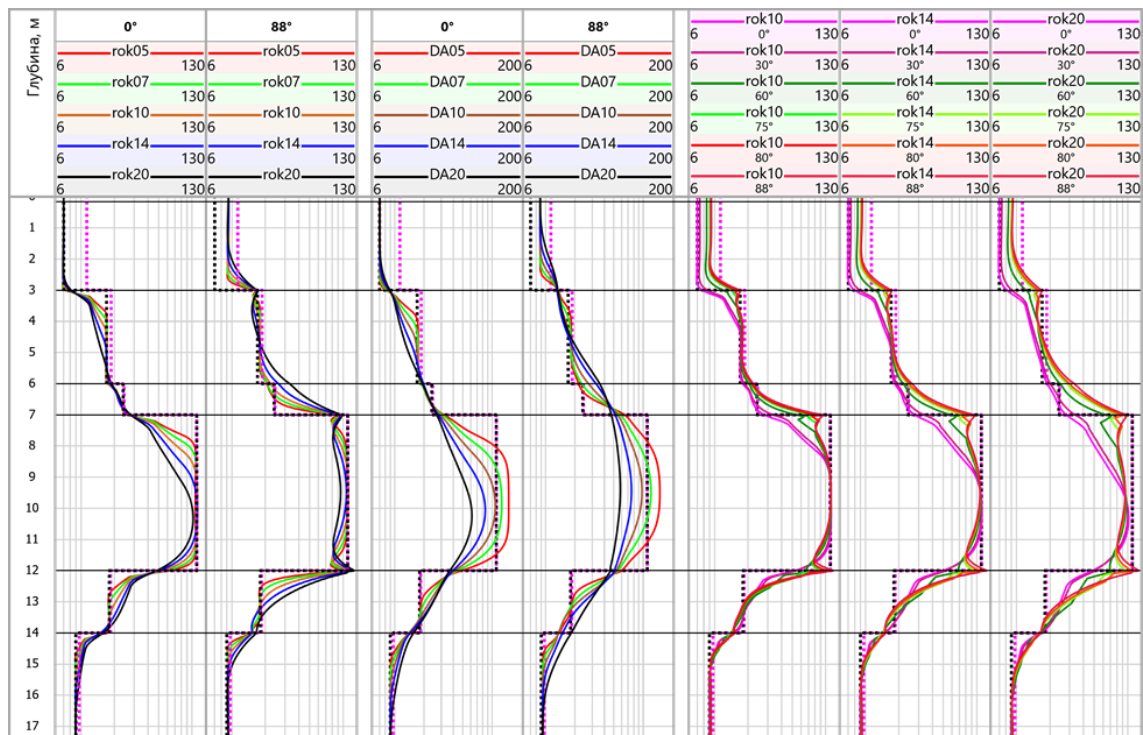


Рис. 3. Сигналы ВЭМКЗ, рассчитанные в наклонной скважине, пересекающей модель однородного юрского коллектора. УЭС пластов геоэлектрической модели на каждом треке: горизонтальное – черный пунктир, вертикальное – розовый пунктир, горизонтальными черными линиями обозначены границы. Описание диаграмм см. в тексте.

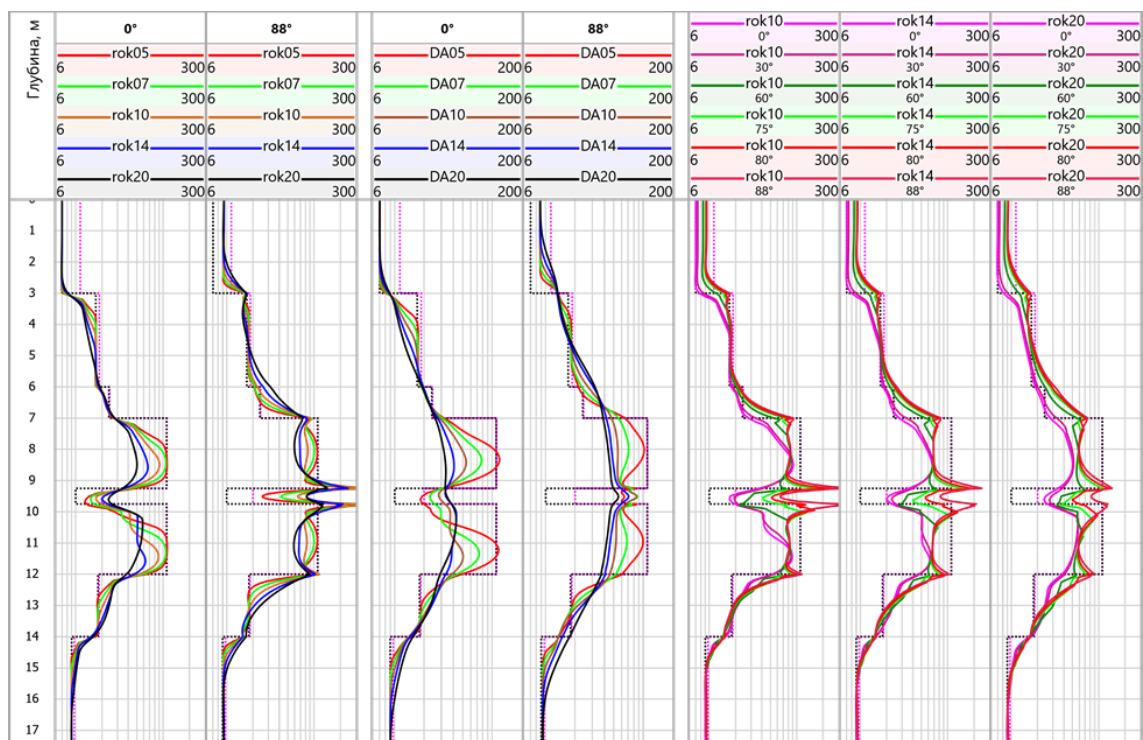


Рис. 4. Сигналы ВЭМКЗ, рассчитанные в наклонной скважине, пересекающей модель однородного юрского коллектора с низкоомным прослоем. УЭС пластов геоэлектрической модели на каждом треке: горизонтальное – черный пунктир, вертикальное – розовый пунктир.

Добавление в середине коллектора полуметрового низкоомного пласта, имитирующего глинистый, усложняет ситуацию: изменение значений разности фаз с увеличением угла происходит вплоть до 85° (рис. 4). При этом в диапазоне $0\text{--}30^\circ$ изменений практически не заметно, и можно применять 2D инверсию. В связи с тем, что толщина высокоомных частей уменьшилась до 2.25 м, уровня их УЭС достигает только высокочастотный зонд ВЭМКЗ, низкочастотный же по разности фаз при угле 0° показывает в максимуме около 50 Ом·м в верхней части и около 60 Ом·м в нижней, притом ближе к низкоомной вставке, а при угле 88° – около 60 Ом·м в середине обеих частей. Что в вертикальной, что в субгоризонтальной скважине зонды ВИК-ПБ не будут показывать ρ_k , равное УЭС пластов такой толщины. Кроме того, внутри частей коллектора низкочастотный зонд будет «фиксировать» снижение УЭС в средней части и повышение к границам. Диаграммы ρ_k для отношения амплитуд с выполаживанием скважины симметризируются относительно середины коллектора, на них отсутствуют максимумы в точке пересечения границ пласта, но значения в частях коллектора много ниже, чем для разности фаз (около 45 и 55 Ом·м для зондов с частотами 0.875 и 3.5 МГц). При этом в субгоризонтальной скважине тонкий низкоомный пласт в высокоомном окружении отмечается не снижением трансформации ρ_k , как на диаграммах для разности фаз, а наоборот – повышением до 60 и 90 Ом·м.

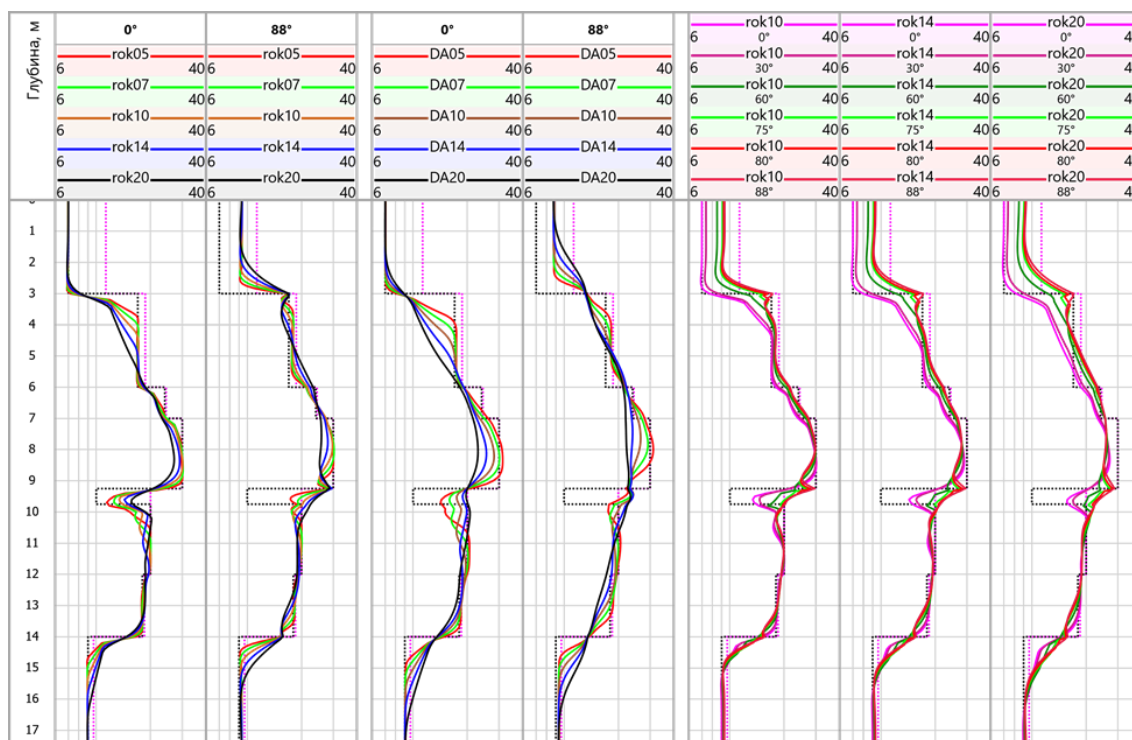


Рис. 5. Сигналы ВЭМКЗ, рассчитанные в наклонной скважине, пересекающей модель сложнопостроенного юрского коллектора с низкоомным прослоем. УЭС пластов геоэлектрической модели на каждом треке: горизонтальное – черный пунктир, вертикальное – розовый пунктир.

Рисунок 5 иллюстрирует изменение диаграмм в пласте с УЭС от 17 до 30 Ом·м, соответствующим переменному и смешанному насыщению, со сниженным УЭС верхней части коллектора (интервал 3–6 м) за счет повышенной глинистости и с глинистым прослоем. В такой модели заметны потеря в сильнонаклонной скважине чувствительности зондов к низкоомному пласту и сглаживание перехода между пластами с постепенным снижением УЭС (интервал 3–9 м) для зондов кроме самых коротких высокочастотных. В среднем, при потере чувствительности к контрастному прослою, в модели такого типа

с постепенным изменением УЭС от пласта к пласту и средними его значениями, представляется возможным оценить УЭС каждого пласта коллектора по значениям ρ_k , но для частот прибора ВИК-ПБ УЭС коллектора необходимо уточнять инверсией измеряемых характеристик с учетом инклинометрии.

Модель на рис. 6 отличается от предыдущей тем, что низкоомный прослой заменен на тонкий высокоомный (с границами на 9.45 и 9.55 м и УЭС 70 Ом·м). В этом случае изменения, связанные с введением высокоомного прослоя, оказываются менее выраженными, чем в случае введения низкоомного прослоя. Значения ρ_k практически не искажаются влиянием этого прослоя в области перехода из пласта с УЭС 20 Ом·м в пласт с УЭС 30 Ом·м. Тонкий прослой отмечается лишь небольшим повышением на диаграммах ρ_k по разности фаз для высокочастотных зондов, которое может быть неразличимо на фоне помех в реальных данных.

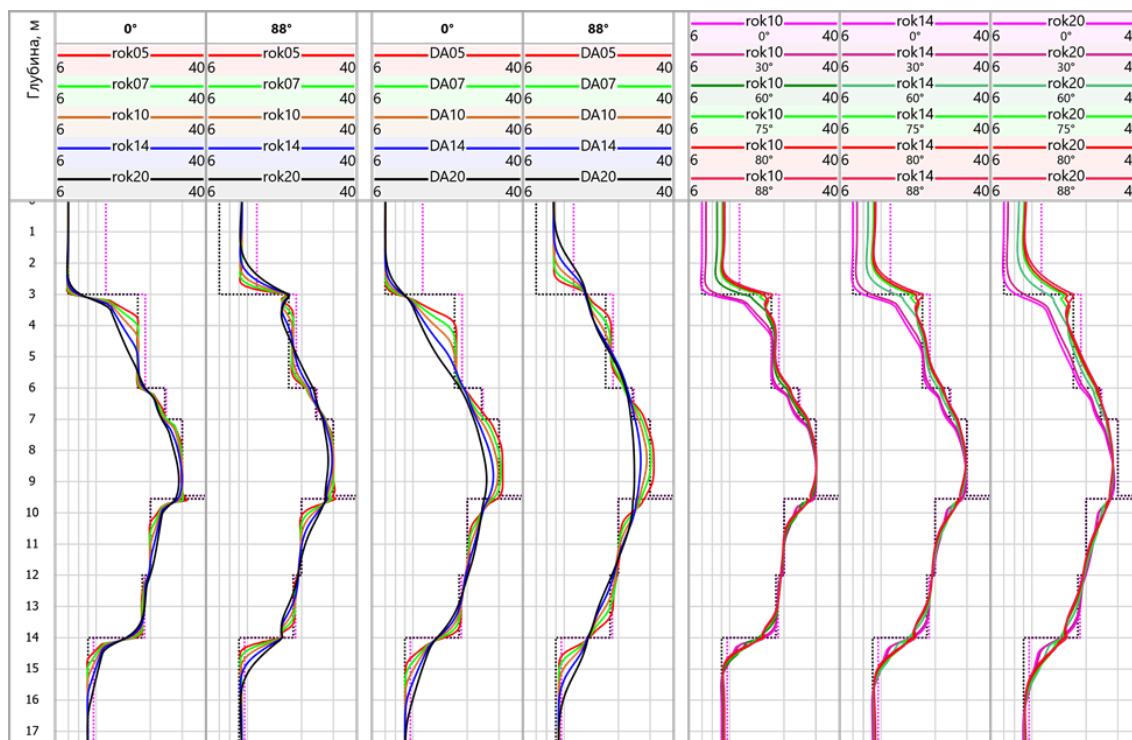


Рис. 6. Сигналы ВЭМКЗ, рассчитанные в наклонной скважине, пересекающей модель юрского коллектора с высокоомным прослоем. УЭС пластов геоэлектрической модели на каждой трек: горизонтальное – черный пунктир, вертикальное – розовый пунктир.

Стоит отметить поведение сигналов в верхнем анизотропном пласте, моделирующем глинистые отложения с небольшим коэффициентом анизотропии, равным 1.27. Если в вертикальной скважине значения ρ_k для всех сигналов равны горизонтальному УЭС, то с наклоном скважины они возрастают до 9.2 и 8.8 Ом·м по разности фаз и отношению амплитуд соответственно (среднее геометрическое ρ_h и ρ_v равно 8.9 Ом·м).

Таким образом, по результатам моделирования сигналов электромагнитного каротажа в моделях юрских коллекторов, пересекаемых наклонной скважиной, можно сделать следующие выводы.

При средних значениях УЭС (15–30 Ом·м) и постепенном их изменении от пласта к пласту:

– по измеряемым сигналам ВЭМКЗ можно оценивать этот параметр при толщинах пластов около 2 м;

– УЭС более высокоомных пластов по значениям отношения амплитуд занижаются для зондов низкой частоты (длинные зонды приборов ВЭМКЗ и ВИК-ПБ), необходима их численная инверсия с учетом угла наклона скважины;

– прослой более низкого УЭС будет отражен в сигналах при зенитном угле до 75° , в субгоризонтальных скважинах его влияние не заметно на диаграммах, но может проявиться небольшим снижением ρ_k в окружающих пластах;

– тонкий прослой более высокого УЭС в подошве пласта при значениях УЭС 70 Ом·м в прослое и 30 Ом·м в пласте практически незаметен на диаграммах и разности фаз, и отношения амплитуд даже в сильнонаклонной скважине.

При значениях УЭС пятиметрового коллектора около 100 Ом·м, соответствующих большому нефтесодержанию:

– при однородности пласта по разности фаз можно оценивать его УЭС с хорошей точностью по всем зондам; значение будет занижено для зонда с частотой 0.875 МГц по разности фаз на 5–10 %;

– оценить УЭС однородного пласта можно по отношению амплитуд зондов с частотой более 3.5 МГц; значение будет занижено для зонда с частотой 0.875 МГц на 40 %;

– полуметровый прослой более низкого УЭС существенно изменяет сигналы и приводит к разному поведению диаграмм разности фаз и отношения амплитуд в области прослоя и границ коллектора, поэтому необходим совместный численный анализ обеих измеряемых характеристик для всех зондов с учетом угла наклона скважины.

ВЫВОДЫ

С применением созданного в лаборатории многомасштабной геофизики ИНГГ СО РАН программного обеспечения проведено численное моделирование сигналов электромагнитного каротажного зондирования в наклонных скважинах в геоэлектрических моделях, характерных для однопластового коллектора среднеюрских отложений на территории Среднего Приобья. На интервалах коллектора Ю₂ с применением численной инверсии в классе двумерных аксиально-симметричных моделей по практическим данным электрокаротажа в вертикальных скважинах определены геоэлектрические модели, характеризующиеся небольшими толщинами пластов и сильным контрастом электрических свойств, а также анизотропией УЭС в глинистых отложениях. Выполнены численные расчеты сигналов электромагнитного каротажного зондирования (ВЭМКЗ) в наклонных скважинах, пересекающих выявленные типичные геоэлектрические модели под разными углами, описаны основные изменения сигналов, обусловленные наклоном скважины, наличием электрически контрастных прослоев и электрической анизотропией.

Анализ результатов численного моделирования привел к выводу, что при отсутствии в модели высококонтрастных границ практически идентичны между собой сигналы ВЭМКЗ в диапазонах значений зенитного угла наклона скважины $0-30^\circ$ и $75-90^\circ$. Поэтому при значении до 30° может без ограничений применяться двумерная инверсия (спроецированных на вертикаль сигналов), а при значении более 75° в моделях среднего диапазона УЭС (до 50 Ом·м) можно моделировать сигналы для угла, например, 85° , а далее учитывать только изменение положения точек вдоль субгоризонтальной скважины с любым углом наклона в диапазоне $75-90^\circ$, что сократит время на моделирование. В пластах с электрической анизотропией влияние вертикального УЭС на сигналы также примерно одинаково в этом же диапазоне

угла наклона (75–90°) и незначительно в слабонаклонной скважине 0–30°. Разрешающая способность разности фаз выше, чем отношения амплитуд, как и чувствительность к повышенным значениям УЭС пластов небольшой толщины.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- Аксельрод С.М.** Методы опережающей навигации при бурении горизонтальных скважин (по материалам зарубежной литературы) // Каротажник. 2012. № 9 (219). С. 87–122.
- Батурин А.Ю., Култышев А.К., Попов Д.А.** Геологическое моделирование фациально-изменчивых пластов на примере горизонта ЮС₂ Сургутского свода // Нефтяное хозяйство. 2007. № 8. С. 105–109.
- Глинских В.Н., Никитенко М.Н., Даниловский К.Н., Еремин В.Н., Москаев И.А.** Телеметрические системы каротажа: программно-методическое обеспечение в процессе бурения наклонного-горизонтальных скважин // Деловой журнал Neftgaz.RU. 2017. № 10 (70). С. 42–49.
- Горбатенко А.А., Сухорукова К.В.** Особенности сигналов высокочастотного электромагнитного каротажа в наклонных и горизонтальных скважинах // Каротажник. 2014. № 11 (245). С. 42–55.
- Еремин В.Н., Волканин Ю.М., Тарасов А.В.** Аппаратурно-методическое обеспечение электромагнитного каротажа в процессе бурения // Каротажник. 2013. № 4 (226). С. 62–69.
- Казаненков В.А.** Геология, палеогеография и нефтегазоносность малышевского горизонта (верхний байос–бат) Западной Сибири: дисс. ... д.г.-м.н. (по спец. 1.6.11). Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2024. 586 с.
- Каринский А.Д.** Электромагнитное поле в моделях электрически анизотропной среды. М.: ГЕОС, 2018. 184 с.
- Копытов Е.В., Сухорукова К.В., Никитенко М.Н.** Инверсия данных высокочастотного электромагнитного каротажа в сильнонаклонных скважинах с определением электрической анизотропии // Каротажник. 2018. № 8 (290). С. 39–57.
- Михайлов И.В., Глинских В.Н., Никитенко М.Н., Суродина И.В.** Совместная численная инверсия данных индукционных и гальванических каротажных зондирований в моделях геологических сред с осевой симметрией // Геология и геофизика. 2017. Т. 58, № 6. С. 935–947. doi:10.15372/GiG20170609.
- Нечаев О.В., Глинских В.Н.** Быстрый прямой метод решения обратной задачи электрического каротажа в нефтегазовых скважинах // Вестник НГУ. Серия: Информационные технологии. 2017. Т. 15, № 4. С. 53–63. doi:10.25205/1818-7900-2017-15-4-53-63.
- Нечаев О.В., Глинских В.Н.** Трехмерное моделирование и инверсия данных комплекса методов электрокаротажа в моделях сред с наклоном главных осей тензора электрической анизотропии // Вестник НГУ. Серия: Информационные технологии. 2018. Т. 16, № 4. С. 127–139. doi:10.25205/1818-7900-2018-16-4-127-139.
- Никитенко М.Н., Рабинович М.Б., Свиридов М.В.** Определение элементов залегания пластов по данным каротажа в процессе бурения методом переходных процессов // Геофизические технологии. 2021. № 2. С. 36–48. doi:10.18303/2619-1563-2021-2-36.
- Петров А.М., Сухорукова К.В., Нечаев О.В.** Совместная двумерная инверсия данных электрического и электромагнитного каротажных зондирований в анизотропных моделях песчано-глинистых отложений // Каротажник. 2019. № 3 (297). С. 85–103.
- Петров А.М., Даниловский К.Н., Сухорукова К.В., Леоненко А.Р., Лапковская А.А.** Нейросетевой подход к экспресс-моделированию сигналов электрокаротажа в реалистичных моделях

сложнопостроенных терригенных отложений // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2021. Т. 48, № 4. С. 70–78. doi:10.20403/2078-0575-2021-4-70-78.

Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Геологические особенности и оценка добычного потенциала отложений тюменской свиты // Вестник Пермского университета. Геология. 2017. Т. 16, № 1. С. 61–67. doi:10.17072/psu.geol.16.1.1.61.

Сухорукова К.В. Определение электрофизических параметров терригенных отложений на основе совместной численной инверсии данных электрического и электромагнитного каротажа в вертикальных и наклонных скважинах: Дисс. ... д.т.н. (по спец. 25.00.10) Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2017. 357 с.

Сухорукова К.В., Копытов Е.В., Аржанцев В.С., Горбатенко А.А. Сигналы электрического и электромагнитного каротажа в наклонной скважине по данным численного моделирования // Каротажник. 2016. № 12 (270). С. 87–98.

Сухорукова К.В., Петров А.М., Нечаев О.В. Численная инверсия данных электрокаротажа в интервалах анизотропных глинистых отложений // Каротажник. 2017. № 4 (274). С. 34–48.

Темирбулатов О.П., Михайлов И.В., Суродина И.В. Обнаружение кровли коллектора по сигналам электрокаротажа в наклонно-горизонтальных скважинах: сравнительный анализ // Геофизические технологии. 2023. № 3. С. 46–57. doi:10.18303/2619-1563-2023-3-46.

Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВикиЗ: Методическое руководство / Под ред. М.И. Эпова, Ю.Н. Антонова. Новосибирск: НИЦ ОИГГМ СО РАН, Изд. СО РАН, 2000. 121 с.

Эпов М.И., Каюров К.Н., Ельцов И.Н., Петров А.Н., Сухорукова К.В., Соболев А.Ю., Власов А.А. Новый аппаратный комплекс геофизического каротажа СКЛ и программно-методические средства интерпретации EMF Pro // Бурение и нефть. 2010. № 2. С. 16–19.

Эпов М.И., Никитенко М.Н., Глинских В.Н., Сухорукова К.В. Численное моделирование и анализ сигналов электромагнитного каротажа в процессе бурения // Каротажник. 2014. № 11 (245). С. 29–42.

Эпов М.И., Никитенко М.Н., Глинских В.Н., Еремин В.Н. Изучение электрической макроанизотропии интервалов наклонно-горизонтальных скважин по данным высокочастотного индукционного каротажа в процессе бурения // Каротажник. 2016а. № 11 (269). С. 94–109.

Эпов М.И., Никитенко М.Н., Сухорукова К.В., Глинских В.Н. Исследование возможностей электрического и электромагнитного каротажа в электрически макроанизотропных пластах, вскрытых наклонно-горизонтальными скважинами // Каротажник. 2016б. № 2 (260). С. 64–79.

REFERENCES

Akselrod S.M. Advance navigation in horizontal drilling (based on foreign publications) // Karotazhnik. 2012. Vol. 9 (219). P. 87–122. (In Russ.).

Baturin A.Yu., Kultyshev A.K., Popov D.A. Geological modelling of facies changeable layers on an example of US₂ horizon of the Surgut Arch // Oil Industry. 2007. No. 8. P. 105–109. (In Russ.).

Glinskikh V.N., Nikitenko M.N., Danilovskij K.N., Eremin V.N., Moskaev I.A. Telemetry logging systems: software and methodological support in the process of drilling inclined-horizontal wells // Neftegaz.RU. 2017. Vol. 10 (270). P. 42–49. (In Russ.).

Gorbatenko A.A., Sukhorukova K.V. Peculiarities of high-frequency electromagnetic logs in inclined and horizontal wells // Karotazhnik. 2014. Vol. 11 (245). P. 42–55. (In Russ.).

Eremin V.N., Volkanin Yu.M., Tarasov A.V. Tool-and-method support for electromagnetic logging while drilling // Karotazhnik. 2013. Vol. 4 (226). P. 62–69. (In Russ.).

- Kazanenkov V.A.** Geology, paleogeography and petroleum potential of the Malyshev horizon (upper Bajocian–Bathonian) of West Siberia (In Russ.). IPGG SB RAS, Novosibirsk, 2024. 586 p.
- Karinsky A.D.** Electromagnetic field in models of an electrically anisotropic medium (In Russ.). GEOS, Moscow, 2018. 184 p.
- Kopytov E.V., Sukhorukova K.V., Nikitenko M.N.** Inversion of high-frequency electromagnetic logs in subhorizontal wells with electrical anisotropy evaluation // *Karotazhnik*. 2018. Vol. 8 (290). P. 39–57. (In Russ.).
- Mikhaylov I.V., Glinskikh V.N., Nikitenko M.N., Surodina I.V.** Joint inversion of induction and galvanic logging data in axisymmetric geological models // *Russian Geology and Geophysics*. 2017. Vol. 58 (6). P. 752–762. doi:10.1016/j.rgg.2016.09.032.
- Nechaev O.V., Glinskikh V.N.** Fast direct method for solving inverse problems of electrical logging in oil and gas wells // *Vestnik NSU. Series: Information Technologies*. 2017. Vol. 15 (4). P. 53–63. (In Russ.). doi:10.25205/1818-7900-2017-15-4-53-63.
- Nechaev O.V., Glinskikh V.N.** Three-dimensional simulation and inversion of lateral logging sounding and lateral logging data in media with tilt of the main axes of the dielectric anisotropy tensor // *Vestnik NSU. Series: Information Technologies*. 2018. Vol. 16 (4). P. 127–139. (In Russ.). doi:10.25205/1818-7900-2018-16-4-127-139.
- Nikitenko M.N., Rabinovich M.B., Sviridov M.V.** Determination of formation dip and strike from transient LWD electromagnetic measurements // *Russian Journal of Geophysical Technologies*. 2021. No. 2. P. 36–48. (In Russ.). doi:10.18303/2619-1563-2021-2-36.
- Petrov A.M., Sukhorukova K.V., Nechaev O.V.** A combined two-dimension inversion of electric and electromagnetic sounding logs in models of anisotropic sand-and-clay sediments // *Karotazhnik*. 2019. Vol. 3 (297). P. 85–103. (In Russ.).
- Petrov A.M., Danilovskiy K.N., Sukhorukova K.V., Leonenko A.R., Lapkovskaya A.A.** Neural network-based approach to resistivity logs express simulation in realistic models of complex terrigenous sediments // *Geology and Mineral Resources of Siberia*. 2021. Vol. 48 (4). P. 70–78. (In Russ.). doi:10.20403/2078-0575-2021-4-70-78.
- Sevastyanov A.A., Korovin K.V., Zotova O.P., Zubarev D.I.** Geological characteristics and assessment of the potential production of the Tyumen suite deposits // *Bulletin of Perm University. Geology*. 2017. Vol. 16 (1). P. 61–67. (In Russ.). doi:10.17072/psu.geol.16.1.1.61.
- Sukhorukova K.V.** Determination of electrophysical parameters of terrigenous deposits based on joint numerical inversion of electrical and electromagnetic logging data in vertical and inclined wells (In Russ.). IPGG SB RAS: Novosibirsk, 2017. 357 p.
- Sukhorukova K.V., Kopytov E.V., Arzhantsev V.S., Gorbatenko A.A.** Inclined-well electric and electromagnetic logging responses calculated by numerical simulation // *Karotazhnik*. 2016. Vol. 12 (270). P. 87–98. (In Russ.).
- Sukhorukova K.V., Petrov A.M., Nechaev O.V.** Numerical inversion of electric logs in anisotropic clay sediment intervals // *Karotazhnik*. 2017. Vol. 4 (274). P. 34–48. (In Russ.).
- Temirbulatov O.P., Mikhaylov I.V., Surodina I.V.** Reservoir top detection by resistivity logging signals in deviated and horizontal wells: comparative analysis // *Russian Journal of Geophysical Technologies*. 2023. No. 3. P. 46–57. (In Russ.). doi:10.18303/2619-1563-2023-3-46.
- Epov M.I., Antonov Yu.N., Yeltsov I.N., Zhmaev S.S., Petrov A.N., Ulyanov V.N., Glinskikh V.N., Eremin V.N., Kayurov K.N., Kiselev V.V., Lavrukhov V.T., Martakov S.V., Nikitenko M.N., Revva M.Yu., Sobolev**

A.Yu., Sukhorukova K.V., Cheryauka A.B. VIKIZ method for logging oil and gas boreholes (In Russ.). Novosibirsk: Geo, 2002. 112 p.

Епов М., Kayurov K., Yeltsov I., Petrov A., Sukhorukova K., Sobolev A., Vlasov A. New apparatus complex SKL of geophysical logging and program-method means of EMF Pro interpretation // *Burenie i Neft'*. 2010. No. 2. P. 16–19. (In Russ.).

Епов М.И., Nikitenko M.N., Glinskikh V.N., Sukhorukova K.V. Numerical simulation and analysis of electromagnetic log responses while drilling // *Karotazhnik*. 2014. Vol. 11 (245). P. 29–42. (In Russ.).

Епов М.И., Nikitenko M.N., Glinskikh V.N., Eremin V.N. The study of an electrical macroanisotropy in the inclined-and-horizontal wells from the data of the high-frequency induction logging while drilling // *Karotazhnik*. 2016a. Vol. 11 (269). P. 94–109. (In Russ.).

Епов М.И., Nikitenko M.N., Sukhorukova K.V., Glinskikh V.N. Studies on capabilities of electric and electromagnetic logs in electrically macroanisotropic formations exposed by inclined horizontal boreholes // *Karotazhnik*. 2016b. Vol. 2 (260). P. 64–79. (In Russ.).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

СУХОРУКОВА Карина Владимировна – доктор технических наук, доцент, заведующая лабораторией многомасштабной геофизики Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: методика количественной интерпретации комплекса данных скважинной электрометрии в вертикальных и субгоризонтальных скважинах при разных условиях вскрытия нефтегазовых коллекторов, исследование влияния на измеряемые сигналы радиального профиля УЭС, определяемого технологией бурения и типом бурового раствора.

ПРИМАКОВ Сергей Алексеевич – аспирант, младший научный сотрудник лаборатории многомасштабной геофизики Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: численная инверсия практических данных электрокаротажа, исследование особенностей синтетических сигналов высокочастотного индукционного каротажа в вертикальных и субгоризонтальных скважинах.

*Статья поступила в редакцию 29 декабря 2024 г.,
одобрена после рецензирования 14 января 2025 г.,
принята к публикации 15 января 2025 г.*



О ВОЗМОЖНОСТИ УВЕЛИЧЕНИЯ ОТНОШЕНИЯ СИГНАЛ/ШУМ ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАРМОНИК В НЕВЗРЫВНОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКЕ

Михаил Сергеевич Денисов

ООО «ГЕОЛАБ», 119071, Москва, ул. Орджоникидзе, 12/4, Россия

denisovms@gmail.com, <https://orcid.org/0009-0006-1532-8457>

Аннотация. В вибросейсмическом методе разведки наряду с основным сигналом в глубь земной коры проходят его гармоники, которые обычно рассматриваются как помеха. Естественной информацией, которую можно извлечь из гармоник, является высокочастотная компонента, отсутствующая в сигнале. Однако и в диапазоне частот возбуждения основного свипа можно привлекать энергию гармоник для лучшего выделения сигнала на фоне помех. В работе показано, что при попытке использования традиционной детерминистической деконволюции по форме сигнала энергия гармоник теряется. В то же время, оптимальный статистический фильтр фокусировки сигнала и выделения его на фоне помех использует энергию гармоник.

Ключевые слова: вибросейс, свип-сигнал, гармоники, деконволюция

Для цитирования: Денисов М.С. О возможности увеличения отношения сигнал/шум за счет использования гармоник в невзрывной сейсморазведке // Геофизические технологии. 2024. № 4. С. 34–49. doi:10.18303/2619-1563-2024-4-34.

ON THE POSSIBILITY OF INCREASING THE SIGNAL-TO-NOISE RATIO BY USING THE HARMONICS IN NON-EXPLOSIVE SEISMIC EXPLORATION

Mikhail S. Denisov

GEOLAB Ltd, Ordzhonikidze Str., 12/4, Moscow, 119071, Russia,

denisovms@gmail.com, <https://orcid.org/0009-0006-1532-8457>

Abstract. In the Vibroseis method, along with the main sweep signal, its harmonics, which are usually considered as noise, travel into the Earth's crust. The natural information that can be extracted from the harmonics is the high-frequency component that is absent in the signal. However, even within the frequency range of the main sweep, it is possible to utilize the energy of the harmonics to improve the signal-to-noise ratio. It is shown that the conventional signature deterministic deconvolution loses the energy of the harmonics. At the same time, the optimal statistical focusing filter that accounts for the additive noise factor, successfully utilizes the energy of the harmonics.

Keywords: Vibroseis, sweep signal, harmonics, deconvolution

For citation: Denisov M.S. On the possibility of increasing the signal-to-noise ratio by using the harmonics in non-explosive seismic exploration // Russian Journal of Geophysical Technologies. 2024. No. 4. P. 34–49. (In Russ.). doi:10.18303/2619-1563-2024-4-34.

ВВЕДЕНИЕ

Кратные частоты (они же – гармоники), которые всегда наблюдаются в вибрационной сейсморазведке, могут быть использованы для расширения спектра сигнала. В работах [Денисов, Зыков,

2023а, б] была предложена методика отделения сигнала основного тона от его гармоник, а также разделения гармоник различных порядков друг от друга, которая базируется на способе так называемой оптимальной рекурсивной фильтрации (ОРФ) [Денисов, Егоров, 2019б; Denisov et al., 2021]. При этом сигнал основного тона может иметь нелинейную частотную модуляцию, а также амплитудную модуляцию. В результате обработки получается набор сейсмических разрезов по каждой гармонике. Чем выше порядок гармоники, тем шире диапазон частот соответствующего ей разреза и, соответственно, выше его разрешенность. При добавлении к разрезу основного тона разрезов гармоник спектр суммарного импульса насытится высокочастотными компонентами и, как следствие, повысится его разрешающая способность.

Однако и в пределах частотного интервала возбуждения основного свип-сигнала можно попытаться оптимальным образом просуммировать разрез основного свипа с разрезами гармоник с целью максимизации отношения сигнал/шум (с/ш). Исследования в этом направлении ведутся, и они охарактеризованы в работе [Akhondi-Asl, Vermeer, 2015]. На изучении именно такой возможности мы сосредоточимся в рамках настоящей работы. Обычно приводятся следующие логические заключения. За счет условий контакта плиты с грунтом, а также особенностей конструкции вибрационной установки порождается не только свип-сигнал основного тона, но и ряд дополнительных сигналов – гармоник. Все они распространяются в глубь среды, где взаимодействуют с глубинными границами, после чего возвращаются на свободную поверхность. Иначе говоря, как основной свип, так и гармоники, несут полезную информацию о свойствах земной коры. При этом, что очевидно, лучевая траектория у всех гармоник одинакова и совпадает с лучевой траекторией основного сигнала. Поэтому, если предварительно отделить сигнал от гармоник, а также разделить гармоники различных порядков друг от друга, то, просуммировав полученные коррелограммы или разрезы в диапазоне частот возбуждения основного свипа, мы усилим сигнал и, тем самым, ослабим случайный шум.

Исторически термин *коррелограмма* закрепился за результатом применения к виброграмме процедуры корреляции с теоретическим или зарегистрированным свипом. С целью фокусировки вибросигнала мы будем применять обратную фильтрацию, т. е. деконволюцию, оператор которой трансформируется в оператор корреляции (она же – оптимальная согласованная фильтрация [Рапопорт, 1993]), когда свипом оказывается линейно-частотно-модулированный (ЛЧМ) сигнал. Тем не менее, будем называть результат фокусировки вибросигнала средствами деконволюции привычным термином *коррелограмма*, и это не приведет к путнице. Таким образом, если вибратор возбуждает ЛЧМ сигнал, и если гармоники отсутствуют или их наличие игнорируется, то процедуры корреляции и деконволюции тождественны (если используется нелинейная частотная модуляция, сигнал приобретет неравномерный амплитудный спектр, в результате чего операторы корреляции и деконволюции окажутся различными). Если же сигнал осложнен гармониками, то сфокусировать его можно только средствами обратной фильтрации. Действительно, применив корреляцию виброграммы, содержащей гармоники, с теоретическим свипом без гармоник, получим коррелограмму, где параллельно с желаемым сфокусированным импульсом автокорреляции основного свипа (импульсом Клаудера) будут наблюдаться артефакты в виде взаимных корреляций основного свипа и гармоник. Они имеют вид протяженных частотно-модулированных (ЧМ) сигналов и загрязняют трассу. Результирующий сигнал окажется не нуль-фазовым, а смешанно-фазовым и имеющим сложный и осциллирующий амплитудный спектр. Если для корреляции использовать свип-сигнал с его гармониками, например, запись толкающего

усилия, то получим нуль-фазовый сигнал, но со сложным и изрезанным амплитудным спектром. Этот эффект обусловлен тем, что во временной области каждый элементарный сигнал наряду с импульсом Клаудера будет содержать целый набор взаимных корреляций гармоник различных порядков. Таким образом, чтобы избавиться от артефактов необходимо использовать деконволюцию. Можно предварительно отделить гармоники от сигнала, после чего применить корреляцию. Однако, как мы убедимся ниже, этот путь тождественен непосредственному применению деконволюции виброграмм.

Достаточно полный обзор литературы, посвященной проблеме разделения сигнала и гармоник с возможным последующим использованием последних, приведен в статье [Denisov et al., 2021]. Здесь же мы лишь дополним его несколькими свежими публикациями, в которых предлагается не просто устранять гармоники, а извлекать содержащуюся в них полезную информацию. В работе [Wang et al., 2023] показано, как гармоники могут быть использованы для расширения частотного состава сигнала в верхней части разреза (ВЧР) при морской сейсморазведке с вибрационным источником. Авторы исследования [Caporal et al., 2022] применяют разделение основного свипа и его гармоник на записи сигнала толкающего усилия (в англоязычной литературе – ground force) в области преобразования Габора (его аналог – спектрально-временной анализ (СВАН) или, оно же, спектрально-временное представление (СВП)), используя инверсионный подход. Затем к исходной виброграмме применяется корреляция отдельно по свипу и гармоникам. В работе [Ягудин и др., 2024] предлагается использовать так называемую скользящую фильтрацию (полосовая фильтрация с переменной по временной координате полосой пропускания) для разделения сигнала и гармоник на виброграммах. Такой подход способен корректно разделить сигнал и гармоники только для ВЧР, а отражения от глубинных горизонтов претерпевают частотные искажения. Авторы исследования [Alnasser et al., 2021] предлагают применять непрерывное вейвлет-преобразование для разделения сигнала и гармоник по данным ВСП. Как и в предыдущих подходах, методика корректно обрабатывает только отражения от горизонтов в ВЧР. После этого производится раздельное построение разрезов. Алгоритм удаления гармоник, ориентированный на обработку данных, полученных по методике slip-sweep [Rozemond, 1996], и основанный на различии формы импульсов сигнала и гармоники, предложен в [Liu et al., 2022].

МОДЕЛЬ И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Введенная ранее модель дискретного вибросейсмического сигнала $q(t)$ [Денисов, Егоров, 2019а] записывается в виде

$$q(t) = \sum_{m=1}^M a_m(t) * q_m(t), \quad (1)$$

где $q_m(t)$ – m -я гармоника, $a_m(t)$ – фильтры, M – общее число гармоник, t – индекс дискретного времени. Звездочка обозначает свертку. Фактически выражение (1) описывает разложение сигнала $q(t)$ по системе базисных функций, в роли которых выступают фильтрованные гармоники $a_m(t) * q_m(t)$. Функция $q_1(t)$ – свип-сигнал основного тона, он же – первая гармоника, при этом $a_1(t) \equiv \delta(t)$ – дискретная дельта функция или символ Кронекера [Корн, Корн, 1974].

Пусть виброграмма $z(t)$ записывается в соответствии с традиционной сверточной моделью

$$z(t) = r(t) * g(t) * q(t) + n(t), \quad (2)$$

где $r(t)$ – последовательность коэффициентов отражения, $g(t)$ – оператор, описывающий влияние на сигнал эффектов при прохождении ВЧР, $n(t)$ – помеха. Будем полагать, что $r(t)$ является реализацией дискретного случайного процесса типа белого шума, который характеризуется дисперсией σ_r^2 , а $n(t)$ – реализация случайного процесса, некоррелированного с $r(t)$. Условимся обозначать спектральные характеристики временных функций соответствующими заглавными буквами, т. е., например, $Q_1(\omega)$, где ω – циклическая частота, связано с $q_1(t)$ парой дискретных преобразований Фурье [Оппенгейм, Шафер, 2012]. Тогда аддитивная помеха, которая характеризуется своей автокорреляционной функцией (АКФ) $l(t)$, имеет энергетический спектр $L(\omega)$.

Наряду с частотной модуляцией может также применяться и амплитудная модуляция, хотя бы за счет применения сглаживания огибающей свипа (использования конусов). В Приложении к статье [Денисов, Зыков, 2023б] доказано утверждение, согласно которому умножение ЧМ сигнала на гладкую функцию тождественно применению к нему короткого нуль-фазового фильтра. Поэтому будем считать, что $q_1(t)$ является ЧМ сигналом (понятно, что тогда и все старшие гармоники также будут ЧМ сигналами), а в сигнальной части выражения (2) добавится еще одна сверточная компонента. В силу ассоциативности процедуры свертки мы имеем возможность отнести эту компоненту к оператору $g(t)$, при этом, однако, сохранив прежнее его обозначение. Удобство этого заключается в том, что таким образом разделяются факторы на те, которые не требуется корректировать, и на те, которые подлежат коррекции. К первым относятся неизвестный оператор влияния ВЧР и фильтр, описывающий эффект амплитудной модуляции. Ко вторым – сложный суммарный сигнал (1). Фильтр амплитудной модуляции не следует компенсировать потому, что он вводится с целью ослабления осцилляций Гиббса, проявляющихся при переходе от виброграммы к коррелограмме.

Для наглядности изложения рассмотрим случай двух гармоник ($M = 2$), а затем обобщим выкладки и выводы на произвольное их число. Тогда уравнение (2) в частотной области принимает вид

$$Z(\omega) = R(\omega)G(\omega)(Q_1(\omega) + A_2(\omega)Q_2(\omega)) + N(\omega). \quad (3)$$

Для краткости будем опускать выражение «спектральная характеристика» в отношении функций, фигурирующих в выражении (3) и аналогичных ему, и рассуждать, например, об $N(\omega)$ как о помехе или о $Z(\omega)$ как о сейсмической трассе и т. п.

Функции $q_1(t)$, $q_2(t)$ и $a_2(t)$ считаются известными. В самом деле, форма основного свип-сигнала $q_1(t)$ задается априори в том или ином виде. Например, это может быть теоретическая формула или результат измерения сигнала толкающего усилия. Этот сигнал используется для корреляции или деконволюции с виброграммой с целью перехода к коррелограмме. Тогда для получения функции $q_2(t)$ удобно использовать метод ее пересчета из $q_1(t)$, который предложен в работе [Денисов, Зыков, 2023а] и позволяет учитывать возможную нелинейность частотной модуляции. Алгоритм ОРФ дает возможность оценить фильтр $a_2(t)$. Таким образом, в равенстве (3) выражение в круглых скобках оказывается известным. Требуется построить оператор $F(\omega)$, который в результате действия на $Z(\omega)$ обеспечит наилучшее соответствие результата идеальной трассе, которой в данном случае является

$$\hat{Z}(\omega) = R(\omega)G(\omega). \quad (4)$$

Преобразование (3) в (4) означает применение фильтрации, при которой сигнал исходного воздействия $Q_1(\omega) + A_2(\omega)Q_2(\omega)$ преобразуется в нуль-фазовый сигнал с равномерным в диапазоне частот возбуждения основного свипа амплитудным спектром, равным условной единице. Рассуждая о таком методе детерминистической фильтрации, мы имеем в виду известную процедуру, получившую название *деконволюции по форме сигнала* [Боганик, Гурвич, 2006] или *деконволюции на заданную форму импульса* [Хаттон и др., 1989], и которую для краткости будем называть *сигнатурной деконволюцией* (в англоязычной литературе *signature deconvolution* [Yilmaz, 2001]).

Переход к коррелограмме от виброграммы традиционно реализуется путем корреляции последней с функцией $q_1(t)$. Это, однако, в нашем случае не приведет к получению удовлетворительного результата, т. к. на трассе появятся нежелательные артефакты. В частотной области процедура корреляции соответствует умножению на функцию $\overline{Q_1(\omega)}$, где верхняя черта обозначает комплексное сопряжение. Тогда для спектральной характеристики коррелограммы имеем

$$Z(\omega)\overline{Q_1(\omega)} = R(\omega)G(\omega)(1 + A_2(\omega)Q_2(\omega)\overline{Q_1(\omega)}) + N(\omega)\overline{Q_1(\omega)},$$

где учтено, что $q_1(t)$ является ЧМ сигналом, поэтому $Q_1(\omega)\overline{Q_1(\omega)} \equiv 1$ (здесь и в дальнейшем, если не оговорено обратное, считается, что уравнения в частотной области записаны для каждой частоты в полосе основного свипа). Первый член в круглых скобках представляет собой спектральную характеристику АКФ первой гармоники. Имеется в виду АКФ, определенная для детерминированного сигнала [Гоноровский, 1986]. Второй член оказывается спектральной характеристикой функции взаимной корреляции (ФВК) детерминированных сигналов второй и первой гармоник. Он является артефактом, от которого следует избавиться.

Первой стратегией получения коррелограммы, свободной от артефактов, является предварительное разделение виброграммы на две трассы, первая из которых связана только с основным свип-сигналом, а вторая – с гармоникой. Для этого применяется метод ОРФ. Затем каждая трасса подвергается деконволюции по соответствующей ей форме сигнала. Можно считать гармонику помехой и, отбросив ее, принять за итоговый результат только трассу, связанную с основным свипом. Как второй вариант этой же стратегии, к трассе основного свипа подсуммируется трасса гармоники, тем самым, казалось бы, используется энергия гармоники для лучшего выделения сигнала на фоне помех.

Вторая стратегия подразумевает детерминистическую сигнатурную деконволюцию по сигналу сложной формы. Разделение сигнала и гармоник не производится. В виде исходного выбирается суммарный сигнал в виброграмме, имеющий частотную характеристику $Q_1(\omega) + A_2(\omega)Q_2(\omega)$. В виде желаемого выбирается сигнал с равномерным в диапазоне частот возбуждения основного свипа единичным амплитудным и нулевым фазовым спектрами.

ЦЕЛЬ ИССЛЕДОВАНИЯ

Нам предстоит сравнить две стратегии и, в том числе, ответить на вопрос, имеет ли смысл в рамках первой стратегии отдельно обрабатывать виброграммы гармоник, получив по каждой из них соответствующую коррелограмму с последующим их накоплением. Также предстоит изучить возможность извлечения из гармоник дополнительной полезной информации в диапазоне частот возбуждения основного свип-сигнала.

СТРАТЕГИИ СИГНАТУРНОЙ ДЕКОНВОЛЮЦИИ

Первая стратегия. Если временно игнорировать наличие аддитивной помехи, то оптимальный результат обработки достигается средствами детерминистической сигнатурной деконволюции. Чтобы выделить из интерференционной записи (3) компоненту, относящуюся к первой гармонике, следует применить фильтр с частотной характеристикой

$$F^{(1)}(\omega) = \frac{Q_1(\omega)}{Q_1(\omega) + A_2(\omega)Q_2(\omega)},$$

тогда

$$F^{(1)}(\omega)Z(\omega) = Z^{(1)}(\omega),$$

где $Z^{(1)}(\omega) = R(\omega)G(\omega)Q_1(\omega)$ – желаемый результат такого разделения.

Сделать это, однако, невозможно по причине того, что точное значение функции $A_2(\omega)$ неизвестно. При решении практических задач бывает доступна оценка этой функции (полученная, например, при помощи алгоритма ОРФ), которую обозначим как $B_2(\omega)$, и именно эта оценка используется при построении всех операторов обратной фильтрации. Так, вместо выписанного выше выражения для фильтра будем иметь

$$F^{(1)}(\omega) = \frac{Q_1(\omega)}{Q_1(\omega) + B_2(\omega)Q_2(\omega)}. \quad (5)$$

В результате действия фильтра (5) на исходную виброграмму приходим к

$$Z^{(1)}(\omega) = F^{(1)}(\omega)Z(\omega).$$

В данном случае $Z^{(1)}(\omega)$ имеет смысл оценки виброграммы, связанной с основным свипом. Умножив ее на $\overline{Q_1(\omega)}$, получим оценку коррелограммы $P^{(1)}(\omega)$, очищенной от гармоник и свободной от артефактов

$$P^{(1)}(\omega) = Z^{(1)}(\omega)\overline{Q_1(\omega)}.$$

Если мы хотим аналогичным образом обработать виброграмму второй гармоники с целью ее подsummирования к полученной коррелограмме первой гармоники, то вначале получим эту виброграмму $Z^{(2)}(\omega)$, вычитая $Z^{(1)}(\omega)$ из $Z(\omega)$

$$Z^{(2)}(\omega) = Z(\omega) - Z^{(1)}(\omega). \quad (6)$$

Применив корреляцию со свипом второй гармоники, получим коррелограмму

$$P^{(2)}(\omega) = Z^{(2)}(\omega)\overline{Q_2(\omega)}. \quad (7)$$

В то время как в $P^{(1)}(\omega)$ в качестве сейсмического импульса фигурирует АКФ первой гармоники, в $P^{(2)}(\omega)$, как мы полагаем, в той же роли выступает свертка АКФ второй гармоники с фильтром $b_2(t)$. Последний может совпадать или не совпадать с истинным оператором $a_2(t)$. Так как гармоники являются ЧМ сигналами, то их АКФ имеют нуль-фазовую спектральную характеристику с равномерным амплитудным спектром, равным условной единице. Поэтому, чтобы перед суммированием привести $P^{(2)}(\omega)$ к $P^{(1)}(\omega)$ по форме импульса, следует применить фильтр с частотной характеристикой

$$\frac{1}{B_2(\omega)}. \quad (8)$$

Таким образом, коррелограмма первой гармоники получена в результате применения фильтров (5) и $\overline{Q_1(\omega)}$, а коррелограмма второй гармоники – преобразований (5)–(8). Комбинируя выражения (6)–(8), получим, что для расчета коррелограммы второй гармоники был применен оператор с частотной характеристикой

$$\frac{1 - F^{(1)}(\omega)}{B_2(\omega)Q_2(\omega)}. \quad (9)$$

Из (5) следует, что

$$1 - F^{(1)}(\omega) = \frac{B_2(\omega)Q_2(\omega)}{Q_1(\omega) + B_2(\omega)Q_2(\omega)}. \quad (10)$$

Подставив (10) в (9), приходим к окончательному выражению для спектральной характеристики фильтра

$$\frac{1}{Q_1(\omega) + B_2(\omega)Q_2(\omega)}, \quad (11)$$

что совпадает с произведением частотных характеристик (5) и $\overline{Q_1(\omega)}$, т. е. тождественно преобразованию, которое было применено для получения коррелограммы по первой гармонике.

Таким образом, как для получения коррелограммы первой гармоники, так и для получения коррелограммы второй гармоники с преобразованием ее по форме сигнала к первой гармонике, к исходной виброграмме применяется фильтр с одной и той же частотной характеристикой. Трассы первой и второй гармоник в полосе возбуждения основного свипа оказываются тождественными. Это означает, что нет смысла пытаться выделить запись второй гармоники, а затем подсуммировать ее к записи первой гармоники. Выше мы условились пока что пренебречь наличием шума. Однако, как мы теперь видим, если он все же имеется, то помеха, содержащаяся в исходной виброграмме, после всех преобразований на трассе второй гармоники окажется в точности такой же, как на трассе первой гармоники.

Описанный в цитированных выше работах алгоритм ОРФ реализован иначе, чем в этом разделе статьи. Исходным выражением для вывода ОРФ являлось (5), но для получения возможности оценивания фильтров $a_m(t)$ использовалось разложение спектральной характеристики оператора (5) в ряд. Здесь нас не интересуют те или иные особенности численной реализации алгоритмов. Мы стремимся показать тождественность различных методик обработки, поэтому называем фильтр с частотной характеристикой (5) фильтром ОРФ. Впрочем, если выписать разложение оператора $F^{(1)}(\omega)$ в ряд, то станут более наглядными некоторые важные его свойства. Разделим в (5) числитель и знаменатель на $Q_1(\omega)$ и получим

$$F^{(1)}(\omega) = \frac{1}{1 + \frac{B_2(\omega)Q_2(\omega)}{Q_1(\omega)}}. \quad (12)$$

Так как основной вибрационный сигнал, а также его гармоники, являются ЧМ функциями, то $|Q_1(\omega)| = |Q_2(\omega)|$. В работе [Ведерников и др., 2001] показано, что гармоники всегда слабее сигнала основного тона, а это означает, что $|B_2(\omega)| < 1$. Отсюда следует

$$|Q_1(\omega)| > |B_2(\omega)||Q_2(\omega)|,$$

поэтому второе слагаемое в знаменателе формулы (12) по модулю меньше единицы. Таким образом, в правой части этого равенства находится выражение для суммы бесконечной сходящейся геометрической прогрессии [Корн, Корн, 1974], и можно переписать его как

$$F^{(1)}(\omega) = 1 - \frac{B_2(\omega)Q_2(\omega)}{Q_1(\omega)} + \left(\frac{B_2(\omega)Q_2(\omega)}{Q_1(\omega)} \right)^2 - \dots \quad (13)$$

Действие этого фильтра на каждый сигнал на виброграмме сводится к умножению их спектральных характеристик:

$$F^{(1)}(\omega)(Q_1(\omega) + B_2(\omega)Q_2(\omega)).$$

Первый член ряда (13) сигнал не меняет, а действие второго записывается в виде

$$-\frac{B_2(\omega)Q_2(\omega)}{Q_1(\omega)}(Q_1(\omega) + B_2(\omega)Q_2(\omega)) = -B_2(\omega)Q_2(\omega) - \frac{B_2^2(\omega)Q_2^2(\omega)}{Q_1(\omega)}.$$

Подсуммируя полученное выражение к исходному сигналу $Q_1(\omega) + B_2(\omega)Q_2(\omega)$, увидим, что вторая гармоника из трассы удаляется. При этом, однако, в трассу вносится артефакт, спектральная характеристика которого является вторым слагаемым в правой части последнего выражения. В результате действия третьего члена ряда (13) на сигнал первой гармоники получаем этот же артефакт, но с обратным знаком. В результате его подсуммирования к полученному ранее результату, артефакт аннигилирует. Действие третьего члена ряда (13) на сигнал второй гармоники приводит к появлению нового артефакта, который также будет удален в результате действия на сигнал четвертого члена ряда и т. д.

Итак, в результате действия оператора (13) на исходный сложный сигнал остается только первая гармоника, а вторая будет удалена. Следовательно, энергия второй гармоники при фильтрации теряется, она никак не участвует в формировании результирующего импульса. Выше мы убедились в том, что фильтрация, применяемая с целью выделения трассы, связанной со второй гармоникой, тождественна фильтрации выделения первой гармоники. Использование разложения оператора в ряд (13) позволяет пояснить это свойство. Если $F^{(1)}(\omega)$ получен как фильтр, от которого требовалось выделить из трассы компоненту, связанную с первой гармоникой, то можно попытаться в явном виде потребовать от оператора выделения компоненты, связанной со второй гармоникой. Очевидно, что эту задачу решает оператор с частотной характеристикой

$$F^{(2)}(\omega) = \frac{B_2(\omega)Q_2(\omega)}{Q_1(\omega) + B_2(\omega)Q_2(\omega)}. \quad (14)$$

Попытаемся вновь воспользоваться формулой для суммы бесконечной сходящейся геометрической прогрессии и разделим числитель и знаменатель на $B_2(\omega)Q_2(\omega)$. Получим

$$F^{(2)}(\omega) = \frac{1}{1 + \frac{Q_1(\omega)}{B_2(\omega)Q_2(\omega)}}.$$

В отличие от (12), выражение в правой части последнего равенства не является суммой прогрессии, т. к. второй член в знаменателе по модулю больше единицы. Поэтому следует анализировать фильтр на основании выражения (14), которое можно переписать как

$$F^{(2)}(\omega) = F^{(1)}(\omega) \frac{B_2(\omega)Q_2(\omega)}{Q_1(\omega)}.$$

Это означает, что действие фильтра сводится к предварительному выделению из трассы первой гармоники (реализуется оператором $F^{(1)}(\omega)$), после чего к ней применяется деконволюция (оператор $1/Q_1(\omega)$) и приведение по форме к сигналу второй гармоники (оператор $B_2(\omega)Q_2(\omega)$).

Мы вновь убедились в том, что все преобразования, даже те, от которых в явном виде требуют выделить вторую гармонику, лишь удаляют ее. На вопрос о том, можно ли использовать энергию, содержащуюся во второй гармонике, при формировании итогового сигнала на коррелограмме, мы ответим ниже.

Вторая стратегия. Обратным фильтром, сжимающим сложный сигнал, является

$$\frac{1}{Q_1(\omega) + B_2(\omega)Q_2(\omega)}.$$

После его применения к исходной виброграмме получим нуль-фазовый импульс с равномерным в диапазоне частот основного свипа единичным амплитудным спектром. Действие оператора с такой спектральной характеристикой тождественно действию оператора (11).

Нетрудно обобщить выкладки для обеих стратегий на произвольное количество гармоник. Спектральной характеристикой обратного фильтра, сжимающего сложный сигнал (1), является

$$\frac{1}{Q(\omega)}.$$

Фильтр, выделяющий из интерференции виброграмму, относящуюся только к первой гармонике, имеет спектр

$$\frac{Q_1(\omega)}{Q(\omega)}.$$

Чтобы получить коррелограмму первой гармоники следует спектр полученного результата умножить на $\overline{Q_1(\omega)}$, откуда следует, что этот способ обработки совпадает с обратной фильтрацией. Аналогично, чтобы выделить из интерференции виброграмму, связанную с m -й гармоникой, следует применить фильтр

$$\frac{B_m(\omega)Q_m(\omega)}{Q(\omega)}.$$

Для получения коррелограммы необходимо дополнительно применить $\overline{Q_m(\omega)}$, после чего скорректировать форму импульса фильтром

$$\frac{1}{B_m(\omega)}.$$

Очевидно, что такая последовательность фильтраций тождественна обратной фильтрации.

ВЫВОДЫ:

1. Следующие варианты обработки оказываются математически тождественными.

(А) Удаление гармоник, т. е. выделение виброграммы, связанной с основным свипом, с последующей ее деконволюцией (в случае ЛЧМ сигнала то же самое, что корреляция) по форме основного свип-сигнала.

(Б) Деконволюция сложного вибрационного сигнала, содержащего весь набор гармоник.

(В) Выделение из исходной записи виброграмм, связанных с каждой отдельной гармоникой, с последующей их деконволюцией по форме импульса соответствующей гармоники и суммированием (в этом случае все результаты обратной фильтрации будут одинаковыми).

2. Если вспомнить, что в исходной виброграмме помеха все же присутствует, то полученный результат означает, что после применения фильтраций с целью выделения трассы основного тона и трассы гармоники реализация преобразованной помехи окажется одинаковой на обеих трассах. Таким образом, повысить отношение с/ш за счет подсуммирования трасс гармоник к трассе сигнала основного тона не получится.

3. Все рассмотренные преобразования приводят к потере энергии второй гармоники, и это явление аналогично эффекту, который был проанализирован в недавней публикации [Денисов, 2024].

4. Относительно функции $B_2(\omega)$, которая фигурировала в формулах при построении различных операторов, не было сделано никаких предположений. Она может как совпадать с истинным фильтром $A_2(\omega)$, так и не совпадать с ним. Операторы всех вариантов обработки оказываются тождественными друг другу независимо от выбора этой функции. При этом, разумеется, если $B_2(\omega) \neq A_2(\omega)$, желаемый результат не будет достигнут. При доказательстве тождества стратегий мы никак не использовали модель (3), а само доказательство заключалось в том, что было продемонстрировано совпадение различных операторов, применяемых к виброграмме, независимо от структуры этой виброграммы.

О ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ ГАРМОНИК ПРИ СИГНАТУРНОЙ ДЕКОНВОЛЮЦИИ

На самом деле, алгоритм теряет вторую гармонику, т. к. ему достаточно только первой гармоники, чтобы достичь поставленной перед ним цели. Задача рассматривалась в детерминистической постановке, и влияние случайной помехи при выводе выражения для оператора фильтрации не учитывалось. Покажем, что при корректном учете аддитивной помехи в результирующем сигнале будет содержаться энергия как основного свипа, так и гармоник.

Чтобы получить выражение для оптимального статистического фильтра $f^{(3)}(t)$, следует сформировать функционал

$$f^{(3)}(t) = \underset{\tilde{f}(t)}{\operatorname{argmin}} E\{(z(t) * \tilde{f}(t) - r(t) * g(t) * q_1(t) * q_1(-t))^2\}, \quad (15)$$

где E – символ математического ожидания. Свертка с функцией, заданной в обращенном времени, означает корреляцию. Как следует из (15), функционал позволяет получить фильтр, который преобразует исходную зашумленную виброграмму в желаемый сигнал, которым является коррелограмма первой гармоники, не содержащая аддитивной помехи и артефактов в виде ФВК гармоник различных порядков. Известен результат решения оптимизационной задачи, аналогичной (15), когда в трассе отсутствует сверточная компонента $g(t)$, а в качестве желаемого выходного сигнала выбран $r(t)$ [Козлов и др., 1973].

Чтобы обобщить этот вывод на случай минимизации функционала (15), выпишем уравнения Колмогорова–Винера [Никитин, 1986], к которым приходят после дифференцирования выражения (15) по $\tilde{f}(t)$ и приравнивания производной к нулю:

$$V(t) * f^{(3)}(t) = U(t), \quad (16)$$

где $V(t)$ – АКФ случайного процесса $z(t)$, а $U(t)$ – ФВК процессов $z(t)$ и $r(t) * g(t) * q_1(t) * q_1(-t)$. Используя свойства центрированности и некоррелированности процессов $r(t)$ и $n(t)$, несложно получить выражение

$$V(t) = \sigma_r^2 (V_{gg}(t) * V_{qq}(t)) + l(t), \quad (17)$$

где $V_{gg}(t)$ и $V_{qq}(t)$ – соответственно АКФ функций $g(t)$ и $q(t)$. Также получим

$$U(t) = \sigma_r^2 (q(-t) * V_{q_1 q_1} * V_{gg}(t)). \quad (18)$$

Подставим формулы (17) и (18) в (16), после чего переведем полученное выражение в частотную область. Особенности такого преобразования описаны в цитированном выше источнике [Козлов и др., 1973]. Вновь учитывая, что $|Q_1(\omega)|^2 \equiv 1$, имеем

$$F^{(3)}(\omega) = \frac{\sigma_r^2 \overline{Q(\omega)} |G(\omega)|^2}{\sigma_r^2 |Q(\omega)|^2 |G(\omega)|^2 + L(\omega)}.$$

Разделив числитель и знаменатель на $\sigma_r^2 |G(\omega)|^2$, придем к окончательному равенству

$$F^{(3)}(\omega) = \frac{\overline{Q(\omega)}}{|Q(\omega)|^2 + \frac{L(\omega)}{\sigma_r^2 |G(\omega)|^2}}.$$

Как следует из полученного выражения, в отсутствие помехи, $L(\omega) \equiv 0$, имеем идеальный обратный фильтр

$$F^{(3)}(\omega) = \frac{1}{Q(\omega)}.$$

При этом, как мы уже убедились, энергия гармоник просто удаляется.

С другой стороны, при максимально интенсивной помехе с равномерной спектральной плотностью $|L(\omega)| = L \rightarrow \infty$ и при $|G(\omega)| = 1$ спектральная характеристика фильтра стремится (с точностью до константы) к $\overline{Q(\omega)}$. Это означает, что оператор деконволюции превращается в коррелятор, он же – согласованный фильтр. Тогда, например, отсчет нулевого времени результата фильтрации окажется равным сумме квадратов исходного сложного сигнала, и это означает, что при формировании результата целиком используется энергия как основного свипа, так и всех его гармоник. Действительно, результат применения фильтра к сложному сигналу может быть записан как обратное преобразование Фурье произведения их спектров:

$$\frac{1}{2\pi} \int_{-\pi}^{\pi} Q(\omega) \overline{Q(\omega)} e^{-j\omega t} d\omega.$$

Тогда отсчет нулевого времени, $t = 0$, записывается как

$$\frac{1}{2\pi} \int_{-\pi}^{\pi} Q(\omega) \overline{Q(\omega)} d\omega,$$

что равно энергии спектра результата фильтрации, которая, как это видно из последнего выражения, совпадает с энергией исходного сложного сигнала. Согласно теореме Парсеваля [Гоноровский, 1986], она равна энергии функции во временной области, т. е. сумме квадратов отсчетов сложного сигнала

$$\sum_t q^2(t).$$

Таким образом, при увеличении уровня помехи оптимальный фильтр начинает привлекать для фокусировки вибросигнала часть энергии гармоник, и при неограниченном ее росте эта энергия используется целиком.

Все рассуждения и выводы элементарно обобщаются на произвольное число гармоник. В самом деле, в итоговом выражении для спектральной характеристики фильтра $F^{(3)}(\omega)$ фигурирует только $Q(\omega)$, являющаяся спектральной характеристикой суммарного сигнала (1). При записи функционала и поиске его минимума мы не опирались на модель (3) с двумя гармониками, а использовали общее выражение (2).

ВЫВОДЫ:

1. Алгоритм оптимальной фильтрации, учитывающий наличие аддитивной помехи, использует энергию всех гармоник для фокусировки сигнала и выделения его на фоне шума.
2. Свойство оптимальности фильтра означает единственность такого решения. Соответственно, не может быть нескольких стратегий получения оператора.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При решении практических задач обработки записей невзрывной сейсморазведки принято поступать следующим образом. Вначале удаляют гармонические искажения, после чего применяют корреляцию с теоретическим или записанным в процессе проведения полевых наблюдений свипом. Намного реже делаются попытки не отбросить энергию гармоник, а использовать ее для получения дополнительной информации. Наше исследование было посвящено ответу на вопрос о том, имеет ли смысл привлекать при получении коррелограмм в диапазоне частот возбуждения основного свип-сигнала энергию, заключенную в гармониках.

Переход от виброграммы к коррелограмме в ситуации, когда свип-сигнал осложнен гармониками, может осуществляться после предварительного разделения трассы на отдельные сверточные компоненты, связанные с каждой гармоникой, с последующей их корреляцией с сигналом соответствующей гармоники и суммированием результатов. Такая процедура оказывается тождественной предварительному подавлению всех гармоник старшего порядка, т. е. выделению записи, связанной с основным свипом, с последующей ее корреляцией с сигналом основного свипа. К этому же результату мы придем, если сразу применим деконволюцию по сигналу сложной формы, включающему в себя весь набор гармоник. При этом энергия, заключенная в гармониках, теряется. Причиной такого эффекта оказывается игнорирование наличия помехи в исходных данных. Если при построении алгоритма перехода от виброграммы к коррелограмме специально учитывать наличие шума, оператор соответствующего преобразования извлекает информацию также и из гармоник и добавляет ее к

информации, полученной из основного свипа. Тем самым целиком используется вся энергия сложного сигнала.

Доказав тождественность двух подходов к обработке виброграмм, осложненных гармониками, мы, казалось бы, ставим под сомнение необходимость предварительного отделения сигнала от гармоник для корректного перехода к коррелограмме, а ведь именно для такого отделения разрабатывался алгоритм ОРФ. На самом деле, это не так. В наших рассуждениях мы полагали, что оценки фильтров $a_m(t)$ в исходной модели (1), (2) уже получены. Метод ОРФ, в первую очередь, нацелен на вычисление этих оценок, и затем этот же метод позволяет отделить сигнал от гармоник. Как мы показали, в диапазоне частот основного свипа разделение сигнала и гармоник производить необязательно, но получить оценку фильтров необходимо.

Одним из важных выводов, которые можно сделать по результатам приведенных рассуждений, является заключение о том, что выбираемый для обработки данных фильтр должен соответствовать поставленной геофизической задаче. Если при решении задачи отталкиваться непосредственно от того или иного алгоритма, то это может привести к неожиданным результатам. Так, попытка выделить старшие гармоники с целью их использования для повышения отношения с/ш приводит к неудаче. Происходит это потому, что игнорируется наличие помехи в исходных данных и не используются средства статистической оптимальной фильтрации. Когда фактор аддитивной помехи не вносится в явном виде в функционал, который минимизируется при расчете оптимального оператора, то для получения сфокусированного импульса этому фильтру достаточно использовать только первую гармонику, удалив все остальные. Если же в модели волнового поля учитывать фактор шума и производить построение оптимального фильтра, то при фокусировке сложного вибрационного сигнала полученный оператор будет корректно учитывать энергию всех гармоник старших порядков.

Использование гармоник для расширения спектра сигнала представляет собой отдельную задачу, и в наших предыдущих публикациях мы уже касались возможности ее решения, а также демонстрировали некоторые предварительные результаты, в том числе, результаты обработки реальных данных. Мы планируем продолжить исследования в этом направлении.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- Боганик Г.Н., Гурвич И.И. Сейсморазведка. Тверь: АИС, 2006. 744 с.
- Ведерников Г.В., Максимов Л.А., Жарков А.В. Исследование кратных гармоник вибросигналов // Геофизика. Спецвыпуск к 30-летию «Сибнефтегеофизики». 2001. С. 33–38.
- Гоноровский И.С. Радиотехнические цепи и сигналы. М.: Радио и связь, 1986. 512 с.
- Денисов М.С. Особенности сигнатурной деконволюции со сложной формой сигнала // Геофизические технологии. 2024. № 3. С. 21–32. doi:10.18303/2619-1563-2024-3-21.
- Денисов М.С., Егоров А.А. Построение модели вибросейсмического сигнала, осложненного гармониками // Геофизические технологии. 2019а. № 1. С. 72–83. doi:10.18303/2619-1563-2019-1-72.
- Денисов М.С., Егоров А.А. Оптимизационная рекурсивная фильтрация как способ подавления гармоник в методе вибросейс // Геофизические технологии. 2019б. № 2. С. 23–53. doi:10.18303/2619-1563-2019-2-23.
- Денисов М.С., Зыков А.А. Моделирование гармоник амплитудно и нелинейно частотно-модулированных сигналов // Геофизические технологии. 2023а. № 3. С. 58–68. doi:10.18303/2619-1563-2023-3-58.

Денисов М.С., Зыков А.А. Разделение сигнала и гармоник в невзрывной сейсморазведке с амплитудно и нелинейно частотно-модулированными сигналами // Геофизические технологии. 2023б. № 3. С. 69–84. doi:10.18303/2619-1563-2023-3-69.

Козлов Е.А., Гогоненков Г.Н., Лернер Б.Л., Мушин И.А., Мешбей В.И., Климович Н.И., Янковский И.И. Цифровая обработка сейсмических данных. М.: Недра, 1973. 309 с.

Корн Г., Корн Т. Справочник по математике. М.: Наука, 1974. 832 с.

Никитин А.А. Теоретические основы обработки геофизической информации. М.: Недра, 1986. 342 с.

Оппенгейм А., Шафер Р. Цифровая обработка сигналов. М.: Техносфера, 2012. 1048 с.

Рапопорт М.Б. Вычислительная техника в полевой геофизике. М.: Недра, 1993. 352 с.

Хаттон Л., Уэрдингтон М., Мейкин Дж. Обработка сейсмических данных. Теория и практика. М.: Мир, 1989. 216 с.

Ягудин И.Р., Гафаров Р.М., Жужель А.С. Нелинейные искажения как дополнительный источник сейсмической информации в вибрационной сейсморазведке // Геомодель 2024: 26-я научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа: Сб. тезисов. М.: ООО «Геомодель Развитие», 2024. С. 110–113.

Akhondi-Asl H., Vermeer P.L. Vibrator harmonics-noise or signal? // 77th EAGE Annual Conference and Exhibition. Expanded Abstracts. 2015. P. 1–5. doi:10.3997/2214-4609.201413436.

Alnasser H., Shaiban A., El Yadari N., Almarzooq M. Fundamentals and higher order harmonics separation and integration from vertical seismic profiling (VSP) data // 82nd EAGE Annual Conference and Exhibition. Expanded Abstracts. 2021. P. 1–5. doi:10.3997/2214-4609.202113038.

Caporal M., Tsingas C., Almubarak M.S., Alnasser H. Automated, inversion-based fundamental and higher order harmonics separation // 83rd EAGE Annual Conference and Exhibition. Expanded Abstracts. 2022. P. 1–5. doi:10.3997/2214-4609.202210032.

Denisov M.S., Egorov A.A., Shneerson M.B. Optimization-based recursive filtering for separation of signal from harmonics in Vibroseis // Geophysical Prospecting. 2021. Vol. 69 (4). P. 779–798. doi:10.1111/1365-2478.13084.

Liu D., Li X., Wang W., Wang X., Shi Z., Chen W. Eliminating harmonic noise in vibrator data through sparsity-promoted waveform modeling // Geophysics. 2022. Vol. 87 (3). P. V183–V191. doi:10.1190/geo2021-0448.1.

Rozemond H.J. Slip-sweep acquisition // 66th SEG Annual Meeting and Exposition. Expanded Abstracts. 1996. P. 64–67. doi:10.1190/1.1826730.

Wang T., JafarGandomi A., Aune H. Extending seismic bandwidth using the harmonic energy of a marine vibrator source // 3rd International Meeting for Applied Geoscience and Energy. Expanded Abstracts. SEG, 2023. P. 177–181. doi:10.1190/image2023-3909863.1.

Yilmaz Ö. Seismic data analysis. SEG, Tulsa, 2001. Vol. 1. 1809 p.

REFERENCES

Akhondi-Asl H., Vermeer P.L. Vibrator harmonics-noise or signal? // 77th EAGE Annual Conference and Exhibition. Expanded Abstracts. 2015. P. 1–5. doi:10.3997/2214-4609.201413436.

Alnasser H., Shaiban A., El Yadari N., Almarzooq M. Fundamentals and higher order harmonics separation and integration from vertical seismic profiling (VSP) data // 82nd EAGE Annual Conference and Exhibition. Expanded Abstracts. 2021. P. 1–5. doi:10.3997/2214-4609.202113038.

Boganik G.N., Gurvich I.I. Seismic exploration (In Russ.). AIS, Tver, 2006. 744 p.

- Caporal M., Tsingas C., Almubarak M.S., Alnasser H.** Automated, inversion-based fundamental and higher order harmonics separation // 83rd EAGE Annual Conference and Exhibition. Expanded Abstracts. 2022. P. 1–5. doi:10.3997/2214-4609.202210032.
- Denisov M.S.** Signature deconvolution for composite signals // Russian Journal of Geophysical Technologies. 2024. No. 3. P. 21–32. (In Russ.). doi:10.18303/2619-1563-2024-3-21.
- Denisov M.S., Egorov A.A.** Constructing a model of Vibroseis signal complicated by harmonics // Russian Journal of Geophysical Technologies. 2019a. No. 1. P. 71–82. (In Russ.). doi:10.18303/2619-1563-2019-1-72.
- Denisov M.S., Egorov A.A.** Optimization-based recursive filtering for Vibroseis harmonic noise elimination // Russian Journal of Geophysical Technologies. 2019b. No. 2. P. 25–53. (In Russ.). doi:10.18303/2619-1563-2019-2-23.
- Denisov M.S., Egorov A.A., Shneerson M.B.** Optimization-based recursive filtering for separation of signal from harmonics in Vibroseis // Geophysical Prospecting. 2021. Vol. 69 (4). P. 779–798. doi:10.1111/1365-2478.13084.
- Denisov M.S., Zykov A.A.** Modeling of harmonics of amplitude and nonlinear frequency-modulated signals // Russian Journal of Geophysical Technologies. 2023a. No. 3. P. 58–68. (In Russ.). doi:10.18303/2619-1563-2023-3-58.
- Denisov M.S., Zykov A.A.** Separation of signal and harmonics in non-explosive seismic prospecting with amplitude and nonlinear frequency-modulated signals // Russian Journal of Geophysical Technologies. 2023b. No. 3. P. 69–84. (In Russ.). doi:10.18303/2619-1563-2023-3-69.
- Gonorovsky I.S.** Radio engineering circuits and signals (In Russ.). Radio and Communication, Moscow, 1986. 512 p.
- Hatton L., Worthington M., Makin J.** Seismic data processing. Theory and practice (In Russ.). Mir, Moscow, 1989. 216 p.
- Korn G., Korn T.** Mathematics handbook (In Russ.). Nauka, Moscow, 1974. 832 p.
- Kozlov E.A., Gogonenkov G.N., Lerner B.L., Mushin I.A., Meshbey V.I., Klimovich N.I., Yankovkij I.I.** Digital processing of seismic data (In Russ.). Nedra, Moscow, 1973. 309 p.
- Liu D., Li X., Wang W., Wang X., Shi Z., Chen W.** Eliminating harmonic noise in vibrator data through sparsity-promoted waveform modeling // Geophysics. 2022. Vol. 87 (3). P. V183–V191. doi:10.1190/geo2021-0448.1.
- Nikitin A.A.** Theoretical fundamentals of geophysical information processing (In Russ.). Nedra, Moscow, 1986. 342 p.
- Oppenheim A., Schafer R.** Digital signal processing (In Russ.). Technosfera, Moscow, 2012. 1048 p.
- Rapoport M.B.** Computing technologies in field geophysics (In Russ.). Moscow, Nedra, 1993. 352 p.
- Rozemond H.J.** Slip-sweep acquisition // 66th SEG Annual Meeting and Exposition. Expanded Abstracts. 1996. P. 64–67. doi:10.1190/1.1826730.
- Vedernikov G.V., Maksimov L.A., Zharkov A.V.** Study of harmonics of the Vibroseis signals // Geofizika. Special Issue to 30th Anniversary of Sibneftegeofizika. 2001. P. 33–38. (In Russ.)
- Wang T., JafarGandomi A., Aune H.** Extending seismic bandwidth using the harmonic energy of a marine vibrator source // 3rd International Meeting for Applied Geoscience and Energy, Expanded Abstracts. SEG, 2023. P. 177–181. doi:10.1190/image2023-3909863.1.
- Yagudin I.R., Gafarov R.M., Zhuzhel A.S.** Nonlinear distortions as an additional source of seismic information in vibration seismic exploration // Geomodel 2024: 26th Scientific and Practical Conference on Geological

Exploration and Development of Oil and Gas Deposits. Expanded Abstracts. Gemodel Razvitie, Moscow, 2024. P. 110–113. (In Russ.)

Yilmaz Ö. Seismic data analysis. SEG, Tulsa, 2001. Vol. 1. 1809 p.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ

ДЕНИСОВ Михаил Сергеевич – доктор физико-математических наук, директор по науке ООО «ГЕОЛАБ». Основные научные интересы: разработка алгоритмов обработки геофизических сигналов.

*Статья поступила в редакцию 18 декабря 2024 г.,
одобрена после рецензирования 14 февраля 2025 г.,
принята к публикации 17 февраля 2025 г.*



МАШИННОЕ ОБУЧЕНИЕ В ЗАДАЧАХ СЕЙСМОФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА

Евгений Игоревич Корыткин¹, Георгий Михайлович Митрофанов^{2,✉}, Александр Максимович Камашев³

^{1,2,3}Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3, Россия,

¹ООО «СахалинНИПИ нефти и газа», 693009, Южно-Сахалинск, ул. Амурская, 53, Россия,

^{2,3}Новосибирский государственный университет, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 1, Россия,

²Новосибирский государственный технический университет, 630073, Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, Россия,

¹evgeny_korytkin@mail.ru, <https://orcid.org/0009-0002-6185-6155>

²MitrofanovGM@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0000-0003-4203-2740>

³KamashevAM@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8368-1144>

Аннотация. Рассматриваются принципы машинного обучения и его использования при решении задач сейсмофациального анализа. Обсуждаются вопросы эффективности получаемых решений на качественном уровне, а также существенные моменты, влияющие на их эффективность. К последним относятся: качество данных, группы используемых атрибутов, особенности алгоритмов кластеризации. В качестве примера приводятся результаты, полученные по горизонтам, относящимся к бобриковско-турнейской толще нижнекаменноугольного возраста в юго-западной части Оренбургской области.

Ключевые слова: сейсморазведка 3D, классификация, кластеризация, сейсмический атрибут, метод «К-средних», метод Кохонена, байесовский классификатор, «обучение с учителем», выделение сейсмофации

Финансирование: исследование выполнено по плану базовых научно-исследовательских работ ИНГГ СО РАН (проект Минобрнауки РФ FWZZ-2022-0017).

Для цитирования: Корыткин Е.А., Митрофанов Г.М., Камашев А.М. Машинное обучение в задачах сейсмофациального анализа // Геофизические технологии. 2024. № 4. С. 50–63. doi:10.18303/2619-1563-2024-4-50.

MACHINE LEARNING METHODS IN SEISMIC FACIES ANALYSIS PROBLEMS

Evgeny I. Korytkin¹, Georgy M. Mitrofanov^{2,✉}, Aleksandr M. Kamashev³

^{1,2,3}Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, SB RAS, Koptug Ave., 3, Novosibirsk, 630090, Russia,

¹SakhalinNIPI Oil and Gas Ltd, Amurskaya Str., 53, Yuzhno-Sakhalinsk, 693009, Russia,

^{2,3}Novosibirsk State University, Pirogova Str., 1, Novosibirsk, 630090, Russia,

²Novosibirsk State Technical University, K. Marks Ave., 20, Novosibirsk, 630073, Russia,

¹evgeny_korytkin@mail.ru, <https://orcid.org/0009-0002-6185-6155>

²MitrofanovGM@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0000-0003-4203-2740>

³KamashevAM@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8368-1144>

Abstract. The principles of machine learning and its use in solving seismic facies analysis problems are considered. The issues of the efficiency of the obtained solutions at a qualitative level, as well as significant aspects influencing their

efficiency are discussed. The latter include: data quality, groups of attributes used, features of clustering algorithms. As an example, the results obtained for horizons related to the Bobrikovian–Tournasian strata of the Lower Carboniferous age in the southwestern part of the Orenburg region are given.

Keywords: 3D seismic exploration, classification, clustering, seismic attribute, K-means method, Kohonen method, Bayesian classifier, supervised learning, seismic facies extraction

Funding: The study was carried out as part of government assignment to the Russian Academy of Sciences in basic research, Project FWZZ-2022-0017.

For citation: Korytkin E.I., Mitrofanov G.M., Kamashev A.M. Machine learning methods in seismic facies analysis problems // Russian Journal of Geophysical Technologies. 2024. No. 4. P. 50–63. (In Russ.). doi:10.18303/2619-1563-2024-4-50.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время сейсмofациальный анализ является важнейшим этапом качественной динамической интерпретации результатов сейсморазведочных работ. Основываясь на значительном опыте анализа сейсмических разрезов и расчетах различных сейсмических атрибутов, он позволяет выполнить идентификацию геологических объектов, проявляющихся в сейсмическом волновом поле. В результате появляется возможность определить детальное геологическое строение перспективных отложений и выделить сейсмические фации по схожести параметров волновых объектов. В связи с развитием методов машинного обучения геологи-интерпретаторы все чаще обращаются к алгоритмам кластеризации или классификации для решения задачи выделения фаций по сейсмическим данным. Обладая способностью к обучению на больших объемах данных и высокой точностью предсказаний, эти методы являются эффективным инструментом для анализа сложных объектов. В качестве критериев точности могут выступать результаты глубокого бурения, выполняемые в областях прогноза характеристик целевых геологических объектов.

Создание и развитие методов машинного обучения происходило параллельно с кибернетикой и компьютерами в 60–70 гг. двадцатого столетия [Нильсон, 1967; Дюран, Одел, 1977; Ту, Гонсалес, 1978; Вапник, 1979]. При рассмотрении задач классификации и распознавания образов появилась необходимость в использовании значительных вычислительных ресурсов, обеспечиваемыми мощными цифровыми системами. Геология, как и многие другие сложные науки, была одной из первых, у которой имелась высокая потребность в использовании соответствующих инструментов [Алексеев и др., 1988]. Но отсутствие достаточной формализации геологических понятий и объектов существенно ограничивало широкое практическое применение вычислительных средств при решении задач прогноза свойств геологических объектов. Поэтому важным этапом стало появление атрибутного анализа, связанного с сейсмическими исследованиями, и переход на его основе к описанию геологических объектов [Rijks, Jauffred, 1991]. За последние двадцать лет изданы сотни работ, демонстрирующие возможности использования методов машинного обучения при решении задач интерпретации. Обзоры соответствующих исследований можно найти в статьях [Zhao et al., 2015; Chopra, Marfurt, 2019; Owusu et al., 2024], а основы методов изложены в различных учебных пособиях [Чабан, 2004; Воронина и др., 2017; Мясников, 2023].

Значительное количество статей по соответствующим направлениям исследований опубликованы в зарубежных изданиях, что послужило поводом для подготовки настоящей работы на русском языке. В ней представлены принципы машинного обучения и возможности его эффективного применения при

решении задач фациального анализа. Основное внимание уделено двум подходам: обучению с учителем и без учителя. В рамках «обучения без учителя» проводилась кластеризация по сейсмическим атрибутам и форме сейсмического сигнала. «Обучение с учителем» основывалось на классификации по форме сейсмической записи с использованием информации из скважин. В качестве примера представлены результаты, полученные при определении перспективных зон распространения коллектора продуктивного терригенного пласта Б₂ в отложениях нижнего карбона.

МЕТОДЫ И АЛГОРИТМЫ

Направление искусственного интеллекта, известное как машинное обучение, получило широкое распространение во многих областях науки и промышленности, где требуется разработка и создание аналитических моделей, способных автоматически распознавать скрытые и ранее неизвестные закономерности в данных. Эти модели также могут самостоятельно обучаться и приобретать свойства, необходимые для распознавания имеющихся закономерностей. Ключевым компонентом машинного обучения является набор данных, предоставляемых исследователю. Он описывает объекты или процессы, подлежащие исследованию, отражает присущие им свойства и закономерности. Поэтому его называют обучающим множеством. Он может быть получен путем наблюдения объекта или процесса в прошлом или создан экспертом/аналитиком на основе гипотез, аналогий, личного опыта.

В процессе обучения модели, обучающие примеры, которые представляют наблюдения из обучающего множества, предъявляются ей последовательно. Этот процесс позволяет модели приобретать нужные свойства. Обучение модели является итеративной процедурой, где на каждом шаге корректируются параметры модели в соответствии с правилами, определяемыми алгоритмом обучения. Обучение продолжается до достижения моделью необходимой точности при выполнении преобразований (например, кластеризация, регрессия) в рамках методов машинного обучения с требуемой точностью. После успешного обучения и тестирования модель может быть использована для анализа рабочих данных. Наиболее широко используемыми технологиями машинного обучения являются [Воронина и др., 2017]: обучение без учителя и обучение с учителем.

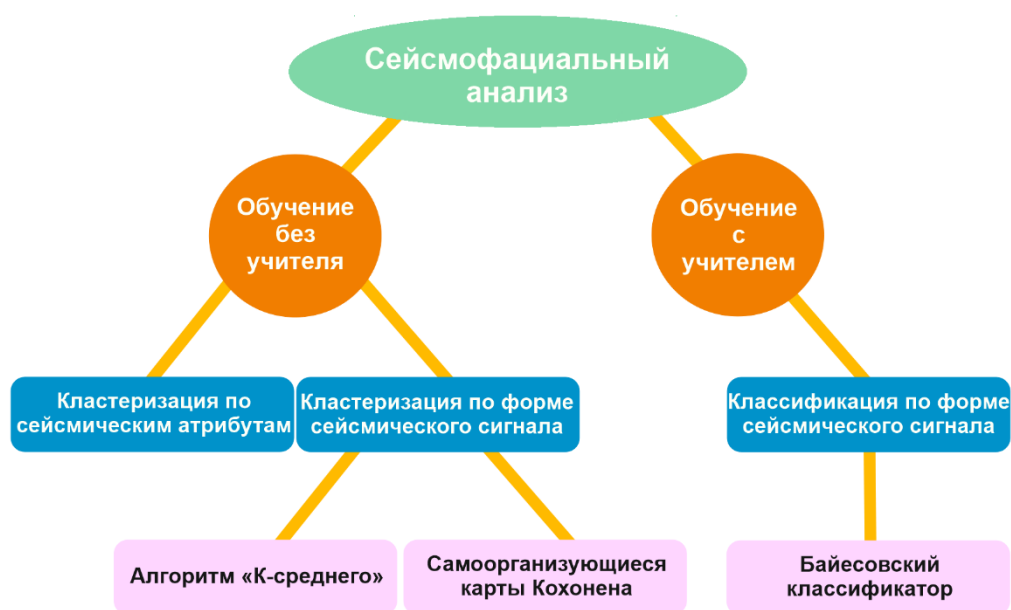


Рис. 1. Методы и алгоритмы, используемые при сейсмофациальном анализе.

В данной работе при сейсмофациальном анализе будет рассмотрено использование размеченных и неразмеченных данных в контексте обучения с учителем и без учителя. Особое внимание будет уделено двум масштабным задачам в области машинного обучения, которые широко применяются в сейсмофациальном анализе – кластеризация и классификация (рис. 1) [Coleou et al., 2003; Приезжев и др., 2014]. При этом кластеризация будет выполняться по сейсмическим атрибутам и по форме сейсмического сигнала. Во втором случае в качестве обучающей выборки используются скважинные данные.

Метод «K-средних» используется для кластеризации данных [MacQueen, 1967]. Он основан на разбиении векторного пространства на K заранее определенных кластеров и представляет собой итерационную процедуру, включающую следующие шаги, показанные на рис. 2. Вначале определяется необходимое число кластеров K . При его выборе могут использоваться различные критерии, в частности, эвристического типа, как в методе локтя, на что указывалось в работе [Митрофанов и др., 2024], но оно может определяться и другими соображениями, например, цветовой дифференциацией карт, как будет показано ниже.

После определения числа кластеров случайным образом выбираются K -наблюдений из исходного набора данных в качестве начальных центров кластеров. Для каждого из остальных наблюдений, входящих в исходный набор данных, определяется ближайший центр кластера, используя метрику Евклида или Махаланобиса при измерении расстояния [Хачумов, 2012]. Соответствующие метрики определяются выражениями:

$$\rho_E(\mathbf{x}, \boldsymbol{\mu}) = \sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \mu_i)^2},$$

$$\rho_M(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = \sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \mu_i) \sum_{j=1}^n \text{cov}_{ij}^{-1} (x_j - \mu_j)},$$

где x_i – компоненты n -мерного вектора данных, μ_i – компоненты n -мерного вектора центра кластера, а cov_{ij}^{-1} – элементы обратной матрицы ковариаций для векторов соответствующего кластера. Если метрика Евклида определена для произвольных векторов, то метрика Махаланобиса относится к векторам, компоненты которых являются случайными величинами. Для независимых случайных величин матрица ковариаций имеет диагональный вид, и метрика Махаланобиса представляется выражением:

$$\rho_M(\mathbf{x}, \boldsymbol{\mu}) = \sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \mu_i)^2 \sigma_i^{-2}},$$

т. е. учитывает возможную неравномерность по компонентам у векторов, составляющих данный кластер.

Затем выполняется процесс формирования кластеров и уточнения их центров. Он состоит в следующем. Наблюдения, которые «притягиваются» определенным центром, объединяются в начальные кластеры. Для каждого кластера определяется центроид, представляющий собой центр тяжести кластера, т. е. вектор с компонентами, равными средним значениям соответствующих компонент наблюдений, входящих в кластер. Затем центр каждого кластера перемещается в его центроид, что приводит к появлению нового центра кластера. Процесс повторяется итерационно. Очевидно, что границы кластеров изменяются и их центры перемещаются на каждой итерации. В результате уменьшается расстояние между элементами внутри кластеров, и увеличиваются расстояния между кластерами.

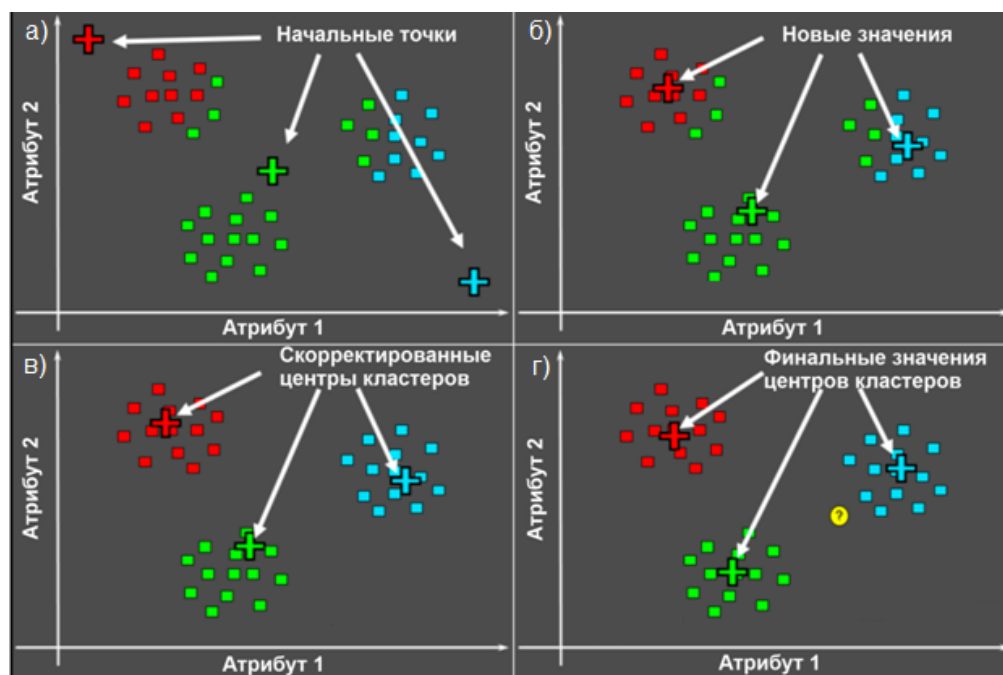


Рис. 2. Иллюстрация к методу «K-средних» (идея рисунка взята из [Zhao et al., 2015] с его модификацией).

На рисунке 2 показано выполнение процесса кластеризации по значениям двух атрибутов, которые являются компонентами векторов наблюдений, в три кластера. Первоначально выбираются три случайных или равноотстоящих, но различных вектора, служащих начальными центрами каждого кластера (рис. 2, а). Затем вычисляется расстояние Евклида или Махаланобиса между каждым вектором данных и каждым центром трех кластеров. Затем кодируется цветом или иным образом каждый вектор данных, принадлежащий кластеру с наименьшим расстоянием (рис. 2, б). Пересчитываются средние значения каждого кластера из ранее определенных векторов данных. Пересчитывается расстояние от каждого вектора до новых центров кластеров с определением принадлежности вектора кластеру по наименьшему расстоянию (рис. 2, в).

Процесс продолжается до тех пор, пока изменения в центрах кластеров не сойдутся в своих конечных местоположениях (рис. 2, г). Таким образом, остановка процесса кластеризации происходит, когда изменения в границах кластеров и местоположении центроидов прекращаются от итерации к итерации. Другими словами, на конечных итерациях в каждом кластере остается один и тот же набор наблюдений. Существует практическое подтверждение того, что предлагаемый алгоритм обычно находит стабильные кластеры после нескольких десятков итераций.

Следует отметить, что преимуществом данного алгоритма являются его скорость и простота реализации. Однако у него есть и недостатки, такие как: неопределенность в выборе начальных центров кластеров и необходимость изначально задавать количество кластеров, что может потребовать некоторую предварительную информацию о входных данных. Например, при проведении сейсмофациального анализа на новой площади необходимо иметь представление о количестве изучаемых фациальных обстановок, а также может потребоваться проведение предварительного атрибутивного анализа с целью охарактеризования получаемых значений атрибутов и их связей с целевыми геологическими объектами. При этом ключевым недостатком алгоритма является отсутствие гарантий

достижения глобального оптимума. В случае сложного набора данных результат напрямую зависит от начальных значений центроидов.

Еще одно замечание относится к выбору расстояний при формировании кластеров. В алгоритме «K-средних» классически используется расстояние Евклида. В алгоритме самоорганизующихся карт Кохонена [Kohonen, 1982] могут быть применены оба расстояния. В рассматриваемом ниже байесовском классификаторе используется расстояние Махаланобиса.

Классификатор необходимо применять при добавлении данных (на рис. 2 это точка, обозначенная желтым цветом). Он требуется для определения, в какой кластер попадают данные [Чабан, 2004; Мясников, 2023]. Для решения указанной задачи нами применялся один из простых вероятностных алгоритмов – байесовский классификатор, который иногда называют «наивный». Он основан на применении теоремы Байеса и делает «наивное» предположение о независимости признаков классифицируемых объектов [Friedman et al., 1997; Verma et al., 2012]. Алгоритм этого классификатора масштабируем по числу признаков, и обладает сопоставимой точностью с другими популярными методами, такими как «машины опорных векторов» [Вьюгин, 2013].

Как и любой другой, наивный байесовский классификатор присваивает метки классов наблюдениям, которые представлены векторами признаков. Этот классификатор предполагает, что каждый признак независимо влияет на вероятность принадлежности наблюдения к классу. Он считает, что каждый из признаков независимо влияет на вероятность того, что наблюдаемый объект является искомым объектом, без учета возможных корреляций между его характеристиками.

В основе построения использованного классификатора лежит обучение с учителем. Вопреки нереалистичному предположению о независимости признаков, простые байесовские классификаторы успешно применяются в решении разнообразных практических задач [Wickramasinghe, Kalutarage, 2021]. Дополнительным плюсом данного метода является его способность обучаться на небольшом количестве примеров. Фактически, байесовский классификатор представляет собой модель, основанную на вероятностях. Вероятностный классификатор определяет класс с наибольшей условной вероятностью для заданного вектора признаков.

В рамках данной работы байесовский классификатор был усовершенствован. На вход для проведения классификации помимо обучающей выборки добавлялись карты априорной вероятности по каждому набору классов. В отличие от существующих программных разработок, где алгоритм автоматически формирует условные вероятности, нами по скважинным данным и керну определяется число литоклассов и задаются карты априорных вероятностей. Таким образом, пользователь осуществляет активное участие в работе алгоритма. При этом фиксируется количество классов и устраняются условные вероятности. Предлагаемое усовершенствование повышает точность результатов классификации, что подтверждается результатами бурения. В дальнейших работах будут приведены результаты по анализу конкретных скважин.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ НА РЕАЛЬНЫХ ДАННЫХ

Материалами для сейсмофациального анализа выступали 3D сейсмические данные, полученные в одном из районов Оренбургской области. Целевым интервалом исследований являлись отражения, относящиеся к горизонтам бобриковско-турнейской толщи нижнего карбона и регистрируемые во

временном интервале $t_0=1.44\text{--}1.55$ с. На начальном этапе исследований были выполнены шаги, являющиеся стандартными для промышленных компаний.

Перед кластеризацией и классификацией по сейсмическим данным был проведен анализ данных бурения, ГИС по 36 глубоким скважинам, а также кернового материала в интервале бобриковских отложений по пяти глубоким скважинам. По керну были выделены восемь различных фаций. Пять из них являлись неколлектором, одна была коллектором с пониженными ФЭС и две обладали хорошими коллекторскими свойствами. В процессе дальнейшего исследования при сейсмическом масштабировании были определены три сейсмofации: коллектор, плохой коллектор и неколлектор.

Кластеризация по сейсмическим атрибутам. Она носила стандартный характер. Первоначально был выполнен атрибутный анализ по целевому пласту Б₂. Этот анализ включал в себя восемь различных атрибутов: А1 – мгновенная частота, А2 – мгновенная фаза, А3 – мгновенная амплитуда, А4 – относительный акустический импеданс, А5 – мгновенная амплитуда к мгновенной частоте, А6 – хаос, А7 – когерентность, А8 – градиент. Описание первых пяти атрибутов дано в работе [Митрофанов и др., 2024]. Три последних относятся к стратиграфическим, предназначенным для выделения сейсмических структур, связанных с системами осадконакопления или оценки латеральной изменчивости. Эти же атрибуты позволяют выделять локальные вариации картины сейсмических отражений, направленность пластов и литологических объектов. При расчете атрибутов проводился выбор положения оптимального временного окна длительностью 10 мс и осуществлялось построение карт сейсмических атрибутов (рис. 3, а).

В процессе анализа построенных карт, а также при последующей кластеризации и классификации было отмечено, что в аномальных зонах, находящихся в северо-западной и северо-восточной частях площади, отражения имеют более выраженный и непрерывный характер с увеличением амплитуд. Эти характеристики могли указывать на более песчанистый разрез. Такое предположение подтверждалось открытием небольшой залежи, которая в последующем не разрабатывалась.

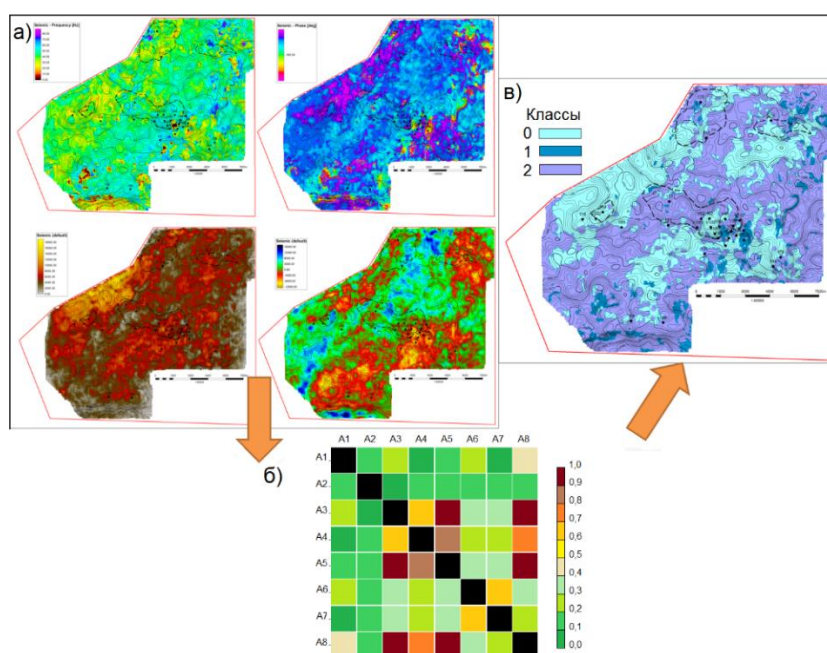


Рис. 3. Алгоритм кластеризации по сейсмическим атрибутам: а – примеры карт по пласту Б₂ (слева направо: мгновенной частоты, мгновенной фазы, мгновенной амплитуды, относительного акустического импеданса); б – корреляционная матрица по сейсмическим атрибутам; в – результирующая карта кластеров по отобранным атрибутам.

Затем была построена корреляционная матрица по картам (рис. 3, б) с целью исключения атрибутов с очень высокими коэффициентами корреляции (более 0.75) из процесса кластеризации, поскольку они не вносят дополнительной информации. В итоге было выбрано шесть атрибутов: A1, A2, A3, A4, A6, A7 и была рассчитана результирующая карта классов по сейсмическим атрибутам в интервале пласта Б₂ (рис. 3, в). В ходе тестирования по выбору количества классов опытным путем было выбрано не более трех, поскольку при большем количестве классов нарушается общность карты, и она становится недостаточно выраженной. Этими классами являлись: 0 – определяемый по картам мгновенной амплитуды и относительного акустического импеданса; 1 – определяемый по картам хаоса и когерентности; 2 – определяемый по картам мгновенной фазы и частоты.

При анализе результатов кластеризации по сейсмическим атрибутам отмечается наличие выраженного класса под номером 0, соотносимого с мгновенной амплитудой и относительным акустическим импедансом, выделяющей ранее выявленные аномалии на северо-западе и северо-востоке, приуроченные к залежам месторождений. Также выделяются зоны, выходящие за пределы залежей, что, возможно, может являться предпосылкой к наличию ловушек неструктурного типа, которые формировались в обстановках развития вдоль береговых баров и прибрежных валов. В то же время было отмечено, что устойчивых зависимостей кластеров с открытыми залежами и продуктивными скважинами не было обнаружено. Таким образом, решить задачу с выделением перспективных зон под постановку дальнейшего поисково-разведочного и эксплуатационного бурения представленным подходом не удалось.

Кластеризация по форме сейсмического сигнала. Форма сейсмических отражений зависит от процессов, формирующих целевые геологические горизонты, что позволяет проводить кластеризацию по форме сейсмического сигнала и выделять зоны схожих условий седиментации или зоны схожего интерференционного отклика. Для этого выделяются кластеры со схожими по форме сейсмическими трассами, в результате чего внутри каждого кластера имеются формы сигнала, имеющие минимальные различия друг с другом и не имеющие схожих характеристики с другими кластерами (рис. 4).

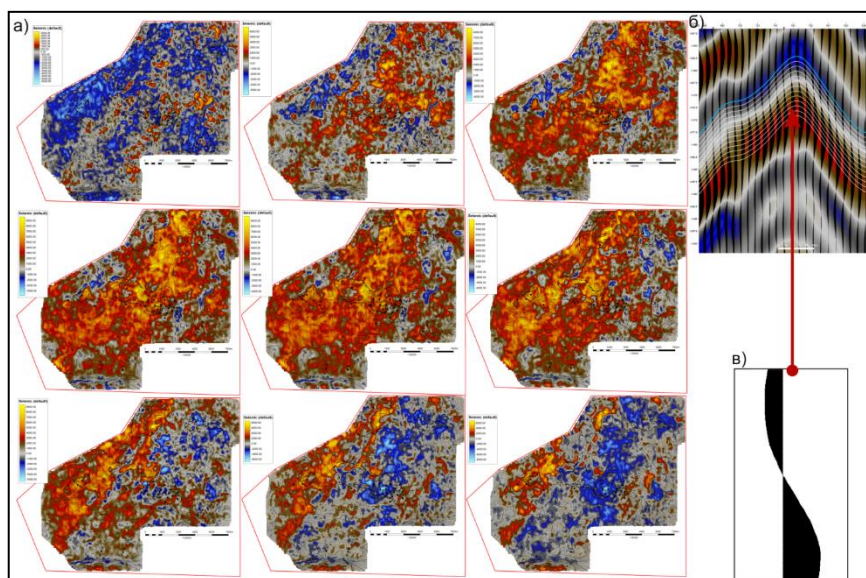


Рис. 4. Карты амплитуд по пласту Б₂, используемые для кластеризации по форме сигнала: а – примеры карт амплитуд в интервале пласта Б₂; б – фрагмент временного сейсмического разреза с нанесенными временными интервалами вдоль отражения от пласта Б₂; в – пример формы сейсмического сигнала.

При выполнении процесса кластеризации на сейсмических разрезах была выделена кровля целевого терригенного пласта Б₂ бобриковских отложений (на рис. 4, б выделена синим цветом), который характеризуется определенным геологическим строением. После чего пласт нарезается на множество пропластков с шагом 1 мс, производится извлечение амплитуды вдоль отражающего горизонта и изображается в виде карт. Было проведено составление 16 карт амплитуд на разных уровнях от кровли до подошвы пласта Б₂ (рис. 4, а).

Анализ всех полученных карт является весьма затруднительным и может привести к упущению важных деталей, таких как подобные или отличающиеся зоны. Поэтому использование методов кластеризации «К-средних» и самоорганизующихся карт Кохонена [Kohonen, 1982; Приезжев и др., 2014] позволяют уменьшить размерность задачи, объединить все карты в одну и выделить схожие зоны.

При реализации алгоритма кластеризации в рассматриваемом случае был задан поиск пяти кластеров. Центры кластеров были пересчитаны и перераспределены 85 раз по заданному количеству итераций. Итогом кластеризации с применением «К-средних» является карта, представленная на рис. 5, б). На рисунке 5а ниже центров кластеров представлены две случайные трассы, обозначенные черным и синим маркерами. Черный маркер находится в красной зоне, которая соответствует кластеру под номером 1. Синий маркер соответствует третьему центру кластера, который относится к желтой зоне на карте.

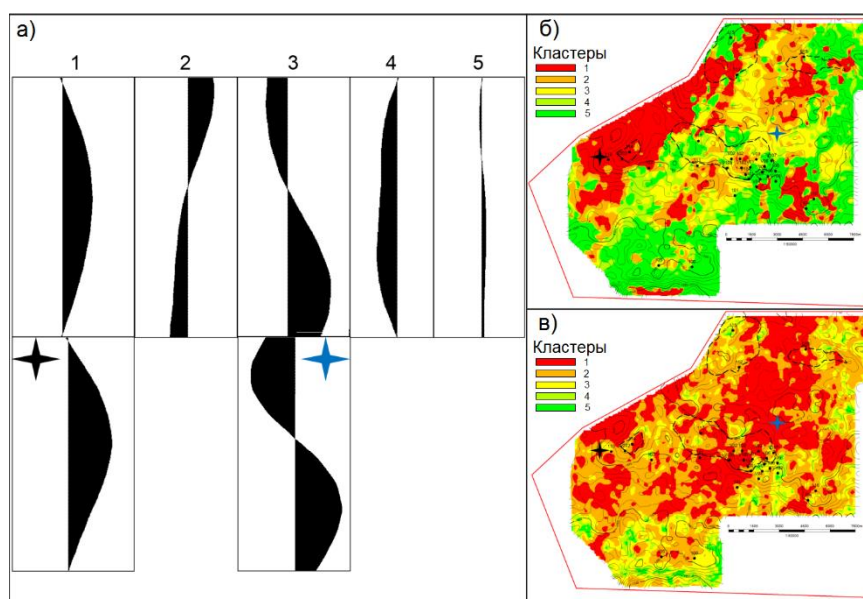


Рис. 5. Кластеризация по форме сейсмического сигнала: а – форма сейсмического сигнала центров кластеров и участки двух выбранных трасс; б – результирующая карта кластеров по алгоритму «К-средних»; в – результирующая карта по алгоритму самоорганизующихся карт Кохонена.

Последующее применение алгоритма самоорганизующихся карт Кохонена приводит нас к существенно отличающемуся результату (рис. 5, в). Путем детального сравнительного анализа полученных карт кластеров, основанных на форме сейсмического сигнала, можно сделать вывод, что ни одна из примененных методик сейсмофациального анализа, основанных на «обучении без учителя», не позволяет выявить устойчивую зависимость и совершить привязку ранее выявленных фаций и продуктивных зон коллекторов пласта Б₂ к определенному кластеру. Полученный вывод подтверждается ключевой особенностью метода «К-средних» (об отсутствии глобального оптимума).

В то же время в результате кластеризации были выявлены некоторые аномальные зоны в северо-западной части исследуемого участка. Но эти зоны имели различную классификацию при использовании метода «К-средних» и метода самоорганизующихся карт Кохонена.

Таким образом, стандартные подходы, используемые при сейсмофациальном анализе и основанные как на атрибутах, так и форме сигнала, оказались недостаточно эффективными в случае прогнозирования коллекторских свойств целевого горизонта. В связи с отсутствием наблюдаемой устойчивой зависимости, в дальнейшем использовался метод классификации «обучение с учителем» с применением наивного байесовского классификатора, использующего карты априорной вероятности (см. предыдущий раздел статьи).

Классификация по форме сейсмического сигнала с применением алгоритма байесовского классификатора. На предыдущих этапах используемые алгоритмы не имели исходной информации об имеющихся данных и опирались исключительно на внутреннюю структуру. Однако теперь машине предоставлялась априорная информация в виде скважинных данных с выделенными фациальными обстановками в интервале пласта Б₂.

Отметим, что методы машинного обучения отлично адаптируются под обучающую выборку и алгоритм способен безошибочно определять наличие или отсутствие искоемых фаций и зон распространения коллектора. Однако у машинного обучения имеются проблемные моменты, такие как эффект переобучения и неустойчивость результатов. Для решения этих проблем в контексте обучения, входная выборка скважин была поделена на две части – обучающую и контрольную. При анализе сейсмических данных и получаемой карты классов скважинная информация по 26 скважинам выступала в роли учителя, а остальные 10 скважин были исключены и использовались в качестве контрольной выборки для проверки модели. Кроме того, на этапе интерпретации ГИС с распространением литофаций по скважинам в интервале пласта Б₂ проводился расчет априорных вероятностей каждого литокласса с дальнейшим построением карт априорных вероятностей (рис. 6). В зонах отсутствия скважинной информации вероятности распространялись согласно геологическим представлениям развития литотипов на участке исследования.

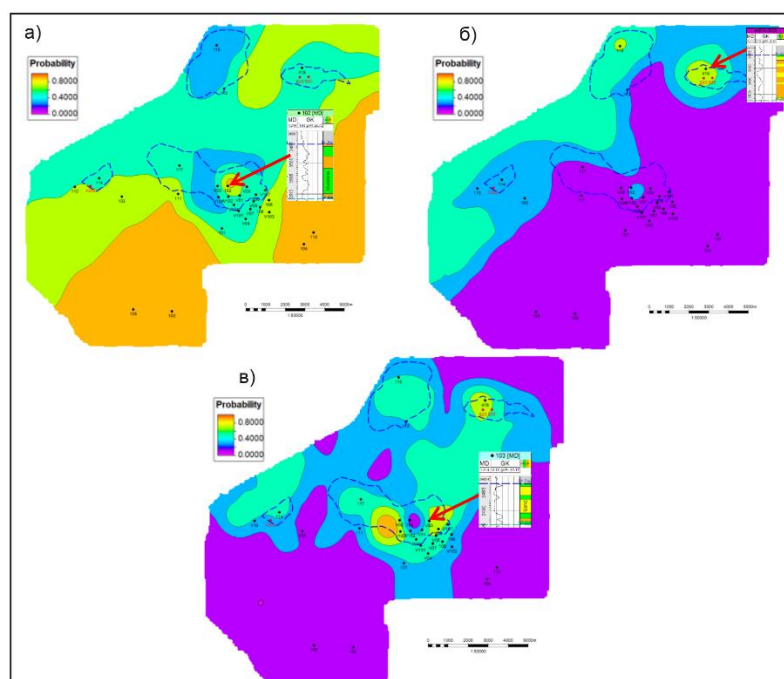


Рис. 6. Карты априорной вероятности: а – неколлектора; б – коллектора с ухудшенными ФЕС; в – коллектора.

В ходе валидации на основе многократных прогнозов фаций при исключении и включении разных скважин проводилась оценка, насколько увеличивалась корреляция, уменьшалась ошибка и проводилась оптимизация обучения. На выходе помимо результирующей карты литоклассов могут быть построены карты апостериорной вероятности распространения каждого класса. При последующем совмещении карты классов с картой вероятности можно оценить зоны наиболее вероятного распространения каждого класса фаций по пласту Б₂. Результаты соответствующих исследований будут представлены в отдельной работе.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении сейсмофациального анализа активно используются методы машинного обучения. Они являются эффективным инструментом при обработке больших объемов данных, позволяя выявлять скрытые закономерности, что повышает точность предсказания обстановок осадконакопления. Алгоритмы кластеризации позволяют разделить данные на кластеры, определить типичные группы фаций по их свойствам и отобразить пространственное распределение различных типов фаций на месторождении. Но в некоторых случаях не удается находить устойчивые зависимости между кластерами и уже открытыми залежами месторождений и продуктивных скважин. Тогда целесообразно воспользоваться алгоритмами байесовского классификатора.

В отличие от атрибутного анализа, кластеризации и классификации с применением алгоритмов *K*-средних и самоорганизующихся карт Кохонена, где применяется два типа данных: сейсмическая и скважинная информация; при использовании байесовского классификатора добавляется третий тип данных – карты априорных вероятностей. Благодаря этому удастся минимизировать ошибку классификации, определить границы развития фаций и выделить новые перспективные объекты, прогнозируя зоны распространения коллекторов. Также отмечается выявление уверенных зависимостей пробуренных продуктивных скважин с доказанной нефтегазоносностью с выделенными литофациями по результатам классификации, чего другими алгоритмами добиться не удалось.

Недостатком байесовского классификатора является необходимость обеспечения представительной выборки по скважинам с проведением интерпретации по данным ГИС. Также требуется значительная информация о распространении литофаций на площади исследования, поскольку некорректно заданные априорные вероятности могут сильно исказить итоговый результат классификации. В дальнейшем предполагается подробно рассмотреть результаты классификации, полученные с применением байесовского классификатора, и сопоставить их с результатами последующего эксплуатационного бурения.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

Алексеев А.С., Пяткин В.П., Дементьев В.Н., Алсынбаев К.С., Ангельский А.Н., Болычевский А.Б., Гилев К.А., Горбунов Б.А., Забелин В.А., Зятькова Л.К., Кирейтов В.Р., Клименко А.Д., Кондауров М.И., Копылов А.И., Кузин Г.И., Ладыжец В.С., Нифонтов В.П., Осипов Н.А., Райгель В.И., Репков В.В., Селиванов А.Н., Спектор А.А., Стахеев А.В., Юдин А.Н. Автоматизированная обработка изображений природных комплексов Сибири. Новосибирск: Наука, 1988. 222 с.

Вапник В.Н. Восстановление зависимостей по эмпирическим данным. М.: Наука, 1979. 448 с.

Воронина В.В., Михеев А.В., Ярушкина Н.Г., Святлов К.В. Теория и практика машинного обучения: Учебное пособие. Ульяновск: УлГТУ, 2017. 70 с.

- Вьюгин В.В.** Математические основы теории машинного обучения и прогнозирования. М.: МЦНМО, 2013. 387 с.
- Дюран Б., Одел П.** Кластерный анализ / Пер. с англ. М.: Статистика, 1977. 128 с.
- Митрофанов Г.М., Коваленко И.А., Корыткин Е.И.** Применение сейсмофациального анализа с использованием атрибутов для прогноза коллекторов // Геофизические технологии. 2024. № 3. С. 33–45. doi:10.18303/2619-1563-2024-3-33.
- Мясников В.В.** Распознавание образов и машинное обучение. Основные подходы: Учебное пособие. Самара: Изд-во Самарского университета, 2023. 196 с.
- Нильсон Н.** Обучающиеся машины / Пер. с англ. М.: Мир, 1967. 180 с.
- Приезжев И.И., Солоха Е.В., Манрал С.** Фациальный анализ по форме сейсмического сигнала // Геофизика. 2014. № 1. С. 63–67.
- Ту Дж., Гонсалес Р.** Принципы распознавания образов / Пер. с англ. М.: Мир, 1978. 411 с.
- Чабан Л.Н.** Теория и алгоритмы распознавания образов: Учебное пособие. М.: МИИГАИК, 2004. 290 с.
- Хачумов М.В.** Расстояния, метрики и кластерный анализ // Искусственный интеллект и принятие решений. 2012. № 1. С. 81–89.
- Chopra S., Marfurt K.J.** Unsupervised machine learning applications for seismic facies classification // Proceeding of the 7th Unconventional Resources Technology Conference. Denver, 2019. Paper URTEC-2019-557-MS. doi:10.15530/urtec-2019-557.
- Coleou T., Poupon M., Azbel K.** Unsupervised seismic facies classification: A review and comparison of techniques and implementation // The Leading Edge. 2003. Vol. 22 (10). P. 942–953. doi:10.1190/1.1623635.
- Friedman N., Geiger D., Goldszmidt M.** Bayesian network classifiers // Machine Learning. 1997. Vol. 29 (2–3). P. 131–163. doi:10.1023/A:1007465528199.
- Kohonen T.** Self-organized formation of topologically correct feature maps // Biological Cybernetics. 1982. Vol. 43. P. 59–69. doi:10.1007/BF00337288.
- MacQueen J.** Some methods for classification and analysis of multivariate observations // Proceedings of the Fifth Berkeley Symposium on Mathematical Statistics and Probability. University of California, Los Angeles LA USA, 1967. P. 281–297.
- Owusu B.A., Boateng C.D., Asare V.S., Danuor S.K., Adenutsi C.D., Quayе J.A.** Seismic facies analysis using machine learning techniques: a review and case study // Earth Science Informatics. 2024. Vol. 17. P. 3899–3924. doi:10.1007/s12145-024-01395-3.
- Rijks E.J.H., Jauffred J.C.E.M.** Attribute extraction: an important application in any detailed 3-D interpretation study // The Leading Edge. 1991. Vol. 10 (9). P. 11–19. doi:10.1190/1.1436837.
- Verma S., Roy A., Perez R., Marfurt K.J.** Mapping high frackability and high TOC zones in the Barnett Shale: Supervised Probabilistic Neural Network vs. unsupervised multi-attribute Kohonen SOM // SEG Technical Program Expanded Abstracts. 2012. P. 1–5. doi:10.1190/segam2012-1494.1.
- Wickramasinghe I., Kalutarage H.** Naive Bayes: applications, variations and vulnerabilities: a review of literature with code snippets for implementation // Soft Computing. 2021. Vol. 25 (3). P. 2277–2293. doi:10.1007/s00500-020-05297-6.
- Zhao T., Jayaram V., Roy A., Marfurt K.J.** A comparison of classification techniques for seismic facies recognition // Interpretation. 2015. Vol. 3 (4). P. SAE29–SAE58. doi:10.1190/INT-2015-0044.1.

REFERENCES

- Alekseev A.S., Pyatkin V.P., Dementiev V.N., Alsynbaev K.S., Angelsky A.N., Bolychevsky A.B., Gilev B.A., Gorbunov B.A., Zabelin V.A., Zyat'kova L.K., Kireitov V.P., Klimenko A.D., Kondauron M.I., Kopylov A.I., G.I. Kuzin, Ladyzhets V.S., Nifontov V.P., Osipov N.A., Raigel' V.I., Repkov V.V., Selivanov A.N., Spektor A.A., Stakheev A.V., Yudin A.N.** Automated image processing of natural complexes of Siberia (In Russ.). Nauka, Novosibirsk, 1988. 222 p.
- Chaban L.N.** Theory and algorithms of pattern recognition: a tutorial (In Russ.). MIIGAIK, Moscow, 2004. 290 p.
- Chopra S., Marfurt K.J.** Unsupervised machine learning applications for seismic facies classification // Proceeding of the 7th Unconventional Resources Technology Conference. Denver, 2019. Paper URTEC-2019-557-MS. doi:10.15530/urtec-2019-557.
- Coleou T., Poupon M., Azbel K.** Unsupervised seismic facies classification: A review and comparison of techniques and implementation // The Leading Edge. 2003. Vol. 22 (10). P. 942–953. doi:10.1190/1.1623635.
- Durand B., Odel P.** Cluster analysis (In Russ.). Moscow, 1977. 128 p.
- Friedman N., Geiger D., Goldszmidt M.** Bayesian network classifiers // Machine Learning. 1997. Vol. 29 (2–3). P. 131–163. doi:10.1023/A:1007465528199.
- Khachumov M.V.** Distances, metrics and cluster analysis // Scientific and Technical Information Processing. 2012. Vol. 39 (6). P. 310–316. doi:10.3103/S0147688212060020.
- Kohonen T.** Self-organized formation of topologically correct feature maps // Biological Cybernetics. 1982. Vol. 43. P. 59–69. doi:10.1007/BF00337288.
- MacQueen J.** Some methods for classification and analysis of multivariate observations // Proceedings of the Fifth Berkeley Symposium on Mathematical Statistics and Probability. University of California, Los Angeles LA USA, 1967. P. 281–297.
- Mitrofanov G.M., Kovalenko I.A., Korytkin E.I.** Application of seismic facies analysis using attributes for reservoir prediction // Russian Journal of Geophysical Technologies. 2024. No. 3. P. 33–45. (In Russ.). doi:10.18303/2619-1563-2024-3-33
- Myasnikov V.V.** Pattern recognition and machine learning. Basic approaches: a tutorial (In Russ.). Samara: Samara University Publishing House, 2023. 196p.
- Nilson N.** Learning machines (In Russ.). Mir, Moscow, 1967. 180 p.
- Owusu B.A., Boateng C.D., Asare V.S., Danuor S.K., Adenutsi C.D., Quaye J.A.** Seismic facies analysis using machine learning techniques: a review and case study // Earth Science Informatics. 2024. Vol. 17. P. 3899–3924. doi:10.1007/s12145-024-01395-3.
- Priezzhev I.I., Solokha E.V., Manral S.** Facies analysis based on 3D seismic waveform (In Russ.) // Geofizika. 2014. No. 1. P. 63–67.
- Rijks E.J.H., Jauffred J.C.E.M.** Attribute extraction: an important application in any detailed 3-D interpretation study // The Leading Edge. 1991. Vol. 10 (9). P. 11–19. doi:10.1190/1.1436837.
- Tu J., Gonzalez R.** Principles of pattern recognition (In Russ.). Mir, Moscow, 1978. 411p.
- Vapnik V.N.** Restoration of dependencies based on empirical data (In Russ.). Nauka, Moscow, 1979. 448 p.
- Verma S., Roy A., Perez R., Marfurt K.J.** Mapping high frackability and high TOC zones in the Barnett Shale: Supervised Probabilistic Neural Network vs. unsupervised multi-attribute Kohonen SOM // SEG Technical Program Expanded Abstracts. 2012. P. 1–5. doi:10.1190/segam2012-1494.1.

Voronina V.V., Mikheev A.V., Yarushkina N.G., Svyatov K.V. Theory and practice of machine learning: a tutorial (In Russ.). UISTU, Ulyanovsk, 2017. 70 p.

Vyugin V.V. Mathematical foundations of the theory of machine learning and forecasting (In Russ.). Moscow, 2013. 387 p.

Wickramasinghe I., Kalutarage H. Naive Bayes: applications, variations and vulnerabilities: a review of literature with code snippets for implementation // Soft Computing. 2021. Vol. 25 (3). P. 2277–2293. doi:10.1007/s00500-020-05297-6.

Zhao T., Jayaram V., Roy A., Marfurt K.J. A comparison of classification techniques for seismic facies recognition // Interpretation. 2015. Vol. 3 (4). P. SAE29–SAE58. doi:10.1190/INT-2015-0044.1.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

КОРЫТКИН Евгений Игоревич – аспирант Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, начальник отдела ГРП ООО «СахалинНИПИ нефти и газа». Основные научные интересы: развитие технологий прогноза коллекторских свойств целевых горизонтов.

МИТРОФАНОВ Георгий Михайлович – доктор физико-математических наук, главный научный сотрудник лаборатории динамических проблем сейсмики Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: разработка методов и технологий обработки и интерпретации сейсмических данных, решение обратных задач геофизики.

КАМАШЕВ Александр Максимович – младший научный сотрудник лаборатории динамических проблем сейсмики Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: разработка алгоритмов и программ машинного обучения и нейронных сетей.

*Статья поступила в редакцию 30 декабря 2024 г.,
одобрена после рецензирования 18 февраля 2025 г.,
принята к публикации 20 февраля 2025 г.*



ЧИСЛЕННОЕ РЕШЕНИЕ ПРЯМОЙ ЗАДАЧИ МЕТОДА ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НОВОЙ ФОРМУЛИРОВКИ УРАВНЕНИЙ МАКСВЕЛЛА

И.Н. Злыгостев^{1,✉}, С.И. Трашкеев², П.А. Стаценко³, Е.С. Хлыстун⁴

^{1,2,4}Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,

630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3, Россия,

^{2,3}Институт лазерной физики СО РАН, 630090, Новосибирск, просп. Акад. Лаврентьева, 15Б, Россия,

✉ Игорь Николаевич Злыгостев, ZlygostevIN@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0009-0006-1784-9002>

Аннотация. Предложен новый подход к решению прямой задачи нестационарной электродинамики в полной постановке для гетерогенной геологической среды. Новая формулировка уравнений Максвелла позволяет записать уравнения электромагнитного поля для потенциалов в виде системы уравнений гиперболического типа первого порядка. Информация о пространственном распределении удельной электропроводности в геологической среде содержится в электромагнитном отклике – реакции среды на внешнее электромагнитное воздействие.

Ключевые слова: электромагнитные импульсы, векторные и скалярные потенциалы, вектор индукции магнитного поля, проводящая неоднородность

Финансирование: работа выполнена в Институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН в рамках госзадания FWZZ-2022-0027 “Новые технологии внелабораторного химического анализа и контроля, прецизионных измерений физических полей природных и техногенных объектов” (приоритетное направление 1.5.1. Геофизика).

Для цитирования: Злыгостев И.Н., Трашкеев С.И., Стаценко П.А., Хлыстун Е.С. Численное решение прямой задачи метода переходных процессов с использованием новой формулировки уравнений Максвелла // Геофизические технологии. 2024. № 4. С. 64–74. doi:10.18303/2619-1563-2024-4-64.

NUMERICAL SOLUTION OF A DIRECT PROBLEM OF THE METHOD OF TRANSIENT SIGNALS USING A NEW FORMULATION OF MAXWELL'S EQUATIONS

I.N. Zlygostev^{1,✉}, S.I. Trashkeev², P.A. Statsenko³, E.S. Khlystun⁴

^{1,2,4}Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, SB RAS, Koptug Ave., 3, Novosibirsk, 630090, Russia,

^{2,3}Institute of Laser Physics, SB RAS, Lavrentiev Ave., 15B, Novosibirsk, 630090, Russia,

✉ Igor N. Zlygostev, ZlygostevIN@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0009-0006-1784-9002>

Abstract. A new approach to solving the direct problem of non-stationary electrodynamics in a complete formulation for a heterogeneous geological environment is proposed. The new formulation of Maxwell's equations makes it possible to write down the equations of the electromagnetic field for potentials in the form of a system of first-order hyperbolic type equations. Information about the spatial distribution of specific electrical conductivity in the geological environment is contained in the electromagnetic response – the reaction of the medium to external electromagnetic influence.

Keywords: electromagnetic pulses, vector and scalar potentials, magnetic field induction vector, conductive inhomogeneity

Funding: The work was carried out at the Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences within the framework of the state assignment FWZZ-2022-0027 "New technologies for non-laboratory chemical analysis and control, precision measurements of physical fields of natural and man-made objects" (priority area 1.5.1. Geophysics).

For citation: Zlygostev I.N., Trashkeev S.I., Statsenko P.A., Khlystin E.S. Numerical solution of a direct problem of the method of transient signals using a new formulation of Maxwell's equations // Russian Journal of Geophysical Technologies. 2024. No. 4. P. 64–74. (In Russ.). doi:10.18303/2619-1563-2024-4-64.

ВВЕДЕНИЕ

Для исследования особенностей временного и пространственного распространения электромагнитных возмущений в неоднородных средах необходимо решать прямые задачи метода переходных процессов (МПП) в полной постановке на различных удалениях от источника.

Математическое моделирование импульсного вектора индукции магнитного поля (ВИМП), возбуждаемого вертикальным магнитным диполем (ВМД), позволяет оценить величину, пространственную и временную структуру отклика от геологической среды.

В статье предложен способ решения этой задачи, основанный на введении двух новых потенциалов. Такой подход устраняет необходимость учета неэволюционных условий в виде дивергенций от искоемых полей [Кудрявцев, Трашкеев, 2013; Злыгостев и др., 2024].

Предложенный способ позволяет получить решение нестационарной задачи электродинамики в сложнопостроенной среде и в полной постановке с вычислением всех требуемых полей (электрического $\mathbf{E}$, магнитной индукции $\mathbf{B}$, плотности токов $\mathbf{J}$ и т. д.) в любой точке пространства.

В результате последовательных преобразований получена система уравнений гиперболического типа первого порядка для потенциалов, эквивалентная классической [Кудрявцев, Трашкеев, 2013; Злыгостев и др., 2024].

Целью вычислительных экспериментов является исследование особенностей применения сверхкоротких импульсов для обнаружения небольшого контрастного проводящего объекта в слабопроводящей вмещающей среде.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Математическая модель – система гиперболических уравнений первого порядка относительно модифицированных потенциалов с соответствующими краевыми, граничными и начальными условиями:

$$\left\{ \begin{array}{l} \varepsilon \varepsilon_0 \left(\frac{\partial \mathbf{A}}{\partial t} + \nabla \varphi \right) - \text{rot} \mathbf{S} = \mathbf{P}_{\text{ex}} - \sigma \mathbf{A}, \\ \mu \mu_0 \left(\frac{\partial \mathbf{S}}{\partial t} + \nabla \psi \right) + \text{rot} \mathbf{A} = \mu \mu_0 \mathbf{M}_{\text{ex}}, \\ \frac{\varepsilon \mu}{c^2} \frac{\partial \varphi}{\partial t} + \text{div} \mathbf{A} = 0, \quad c^2 = \varepsilon_0 \mu_0, \\ \frac{\varepsilon \mu}{c^2} \frac{\partial \psi}{\partial t} + \text{div} \mathbf{S} = 0. \end{array} \right. \quad (1)$$

где φ и $\mathbf{A}$ – классические потенциалы, ψ и $\mathbf{S}$ – введенные, вспомогательные потенциалы, $\varepsilon = \varepsilon(\mathbf{r}, t)$ и $\mu = \mu(\mathbf{r}, t)$ – диэлектрическая и магнитная проницаемости среды, $\sigma = \sigma(\mathbf{r}, t)$ – электропроводность среды; c – скорость света в вакууме. Внешние источники заданы в виде плотности электрического $\mathbf{P}_{ex}$ и магнитного $\mathbf{M}_{ex}$ дипольных моментов.

Для выполнения условия непрерывности плотности токов и зарядов определяются в виде:

$$\begin{cases} \mathbf{j} = \frac{\partial \mathbf{P}_{ex}}{\partial t} + \text{rot} \mathbf{M}_{ex}, \\ \rho = -\text{div} \mathbf{P}_{ex}, \end{cases} \rightarrow \frac{\partial \rho}{\partial t} + \text{div} \mathbf{j} = 0. \quad (2)$$

Потенциалы, полученные при решении системы (1), однозначно определяют электрическое поле $\mathbf{E}$ и вектор индукции магнитного поля $\mathbf{B}$.

Соотношения, определяющие поля $\mathbf{E}$ и $\mathbf{B}$ через векторный $\mathbf{A}$ и скалярный φ потенциалы:

$$-\frac{\partial \mathbf{A}}{\partial t} - \nabla \varphi = \mathbf{E}, \quad \text{rot} \mathbf{A} = \mathbf{B}. \quad (3)$$

В вычислительных экспериментах рассматривается гетерогенная среда, в которой задаются диэлектрическая проницаемость $\varepsilon = \varepsilon(\mathbf{r}, t)$, магнитная проницаемость $\mu = \mu(\mathbf{r}, t)$ и электропроводность $\sigma = \sigma(\mathbf{r}, t)$.

Эта математическая модель описывает распространение электромагнитных возмущений как в пространстве, так и по времени.

АЛГОРИТМЫ РЕШЕНИЯ

Для разработки эффективных алгоритмов решения прямых задач нестационарной электродинамики для широкого класса трехмерных моделей требуется два типа дискретизации: пространственная, в виде сеточного разбиения, и временная, в виде пошаговой временной схемы.

Дискретизация по пространству выполнена на прямоугольном разбиении, с размером ячейки h_x , h_y , h_z .

Компоненты векторов электрического поля и ВИМП вычислялись из векторного ($\mathbf{A}$) и скалярного (φ) потенциалов согласно (3). Для дифференцирования была использована центрально-разностная формула 4-го порядка точности.

Интегрирование по времени выполнялось с помощью метода Рунге–Кутты–Гилла 4-го порядка точности, требующего меньшей памяти для хранения вспомогательных массивов по сравнению со «стандартным» методом Рунге–Кутты 4-го порядка.

Для описания внешних неотражающих границ применялись две модели: диффузионного слоя и (или) PML-слоя, адаптированного к данной задаче [Злыгостев и др., 2024]. Perfectly matched layer (PML) – идеальный поглощающий слой – это искусственный поглощающий слой для волновых уравнений, обычно

используемый в численных методах для решения проблем с открытыми границами, особенно в методах FDTD (Finite-Difference Time-Domain) [Кудрявцев, Трашкеев, 2013; Злыгостев и др., 2024].

В принятой постановке не требуется дополнительного задания граничных условий на внутренних границах областей, достаточно явного вида зависимостей от пространства (в общем виде и от времени) величин проницаемостей и проводимости: $\varepsilon = \varepsilon(\mathbf{r}, t)$, $\mu = \mu(\mathbf{r}, t)$ и $\sigma = \sigma(\mathbf{r}, t)$ [Кудрявцев, Трашкеев, 2013; Злыгостев и др., 2024].

ОПИСАНИЕ МОДЕЛИ

В качестве расчетной области рассматривается пространство, состоящее из верхнего непроводящего полупространства (воздух) и нижнего однородного слабо проводящего полупространства (вмещающая среда) с контрастным объектом повышенной электропроводности. Введем декартову систему координат $\{X, Y, Z\}$ с осью OZ , направленной вверх. Плоскость XOY совпадает с границей между полупространствами. Проводящий объект представлен двухосным эллипсоидом (размеры $8 \times 2 \times 2$ м). Его центр находится на глубине -30 м, большая ось эллипсоида наклонена к оси OX под углом 10° .

На высоте 0.50 м от дневной поверхности над центром объекта расположен источник – вертикальный магнитный диполь (ВМД) (круглый тор диаметром 1 м, в сечении – круглый проводник диаметром 0.30 м). Область расчета: прямоугольная призма с размерами $15 \times 15 \times 45$ м. Высота атмосферы в области расчета – 5 м. Упрощенный вид модели с расположением точек измерения приведен на рис. 1, 2.

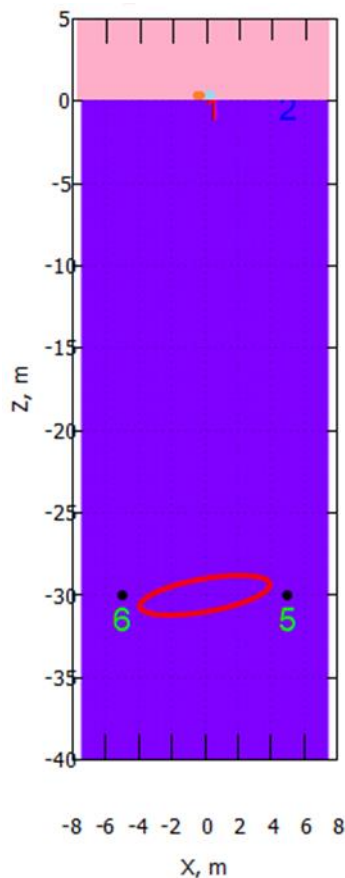


Рис. 1. Сечение XZ модели. Цифрами обозначены точки измерения.

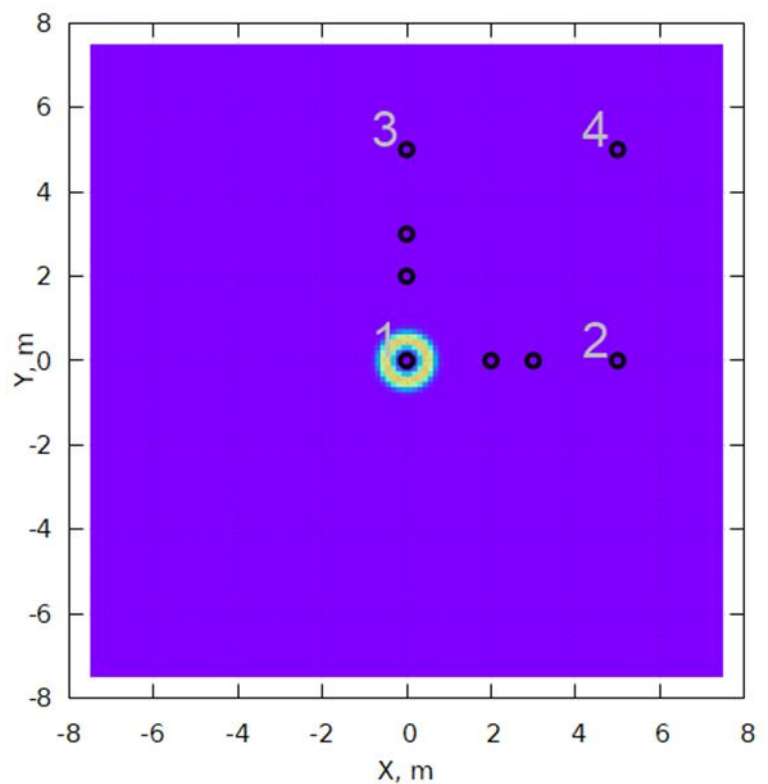


Рис. 2. Сечение XY модели. Цифрами обозначены точки измерения на дневной поверхности.

Модель 1

Атмосфера: $\varepsilon = \varepsilon_0$; $\mu = \mu_0$; $\sigma = 0$ См/м;

Геологическая среда: $\varepsilon_{\text{отн}} = 14$; $\mu_{\text{отн}} = 1$; $\sigma = 0.001$ См/м (известняк, суглинок влажный [Физические свойства..., 1984]);

Объект: $\varepsilon_{\text{отн}} = 5$; $\mu_{\text{отн}} = \mu_0$; $\sigma = 0.5$ См/м (алевролит с вкраплениями [Физические свойства..., 1984]);

Излучатель: проводящее кольцо (тор), средний диаметр кольца – 1 м, диаметр кольцевого проводника – 0.30 м.

Распределение плотности тока в источнике описывается, в цилиндрической системе координат, следующим выражением:

$$j = A \cdot \exp\left(-\left(\frac{z}{w}\right)^2\right) \cdot \exp\left(-\left(\frac{r-r_0}{w}\right)^2\right), \quad (4)$$

где r_0 – средний радиус кольца; w – ширина гауссова распределения плотности тока кольцевого проводника по осям z и r , определяемая геометрией проводника; A – коэффициент нормировки (величина общего тока, протекающего через проводник, деленного на площадь сечения проводника кольца).

Зависимость тока, протекающего через кольцо, от времени определена из упрощенной модели, где кольцо представлено в виде сосредоточенной индуктивности (L), включенной в цепь (рис. 3), при замыкании ключа K .

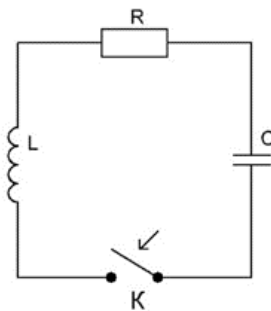


Рис. 3. Эквивалентная схема модели излучателя.

Значение индуктивности излучателя (962.984 нГн) определено путем численного расчета. Номиналы конденсатора C и резистора R выбраны из условия формирования затухающего импульса тока с длительностью 100 нс [Атабеков, 2009]. Для этой модели зависимость величины тока от времени описывается выражением [Атабеков, 2009]:

$$I(t) = -\frac{U}{L} t \cdot e^{-\delta t}, \quad (5)$$

где $\delta = R/2L$; U – начальное напряжение на конденсаторе.

Величина U выбрана из условия формирования тока, максимальная величина которого обеспечивает формирование ВИМП с максимальной величиной вертикальной компоненты B_z в центре кольца, равной 490 000 нТл. Время нарастания импульса тока – 22 нс, его длительность (на уровне 0.1) – 100 нс. Сетка равномерная, с шагом 0.125 м, число ячеек сетки – $120 \times 120 \times 360 = 5\,184\,000$.

Для вычисления частных производных на этой сетке использовался 5-точечный шаблон, который имеет 4-й порядок точности. Шаг по времени определялся из условия Куранта:

$$h_t = 0,5 \cdot \frac{1}{\sqrt{1/h_x^2 + 1/h_y^2 + 1/h_z^2}}, \quad (6)$$

Интегрирование по времени выполнялось методом Рунге–Кутты–Гилла 4-го порядка точности. Результаты расчетов приведены на рис. 4–12. Надпись в верхней части рисунка – координаты точки измерения (см. рис. 1, 2).

На рисунке 4 показана развертка импульса тока в кольце излучателя (правая ось ординат, А) и значения компонент ВИМП в центре кольца (левая ось ординат, Тл), ось абсцисс – время, нс.

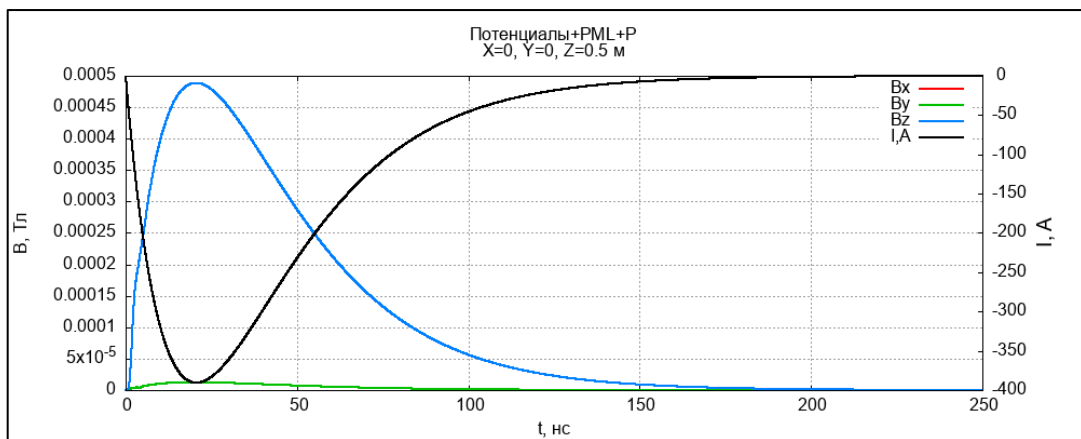


Рис. 4. Графики компонент B и тока в кольце излучателя.

На рисунках 5–12 показаны развертки остаточного тока в источнике и компонент ВИМП. Остаточный ток в источнике не превышает 0.004 А и становится близким к нулю на временах более 480 нс. Прямоугольниками выделены места резкого изменения (всплеска) компоненты B_x , обусловленные проводящим объектом.

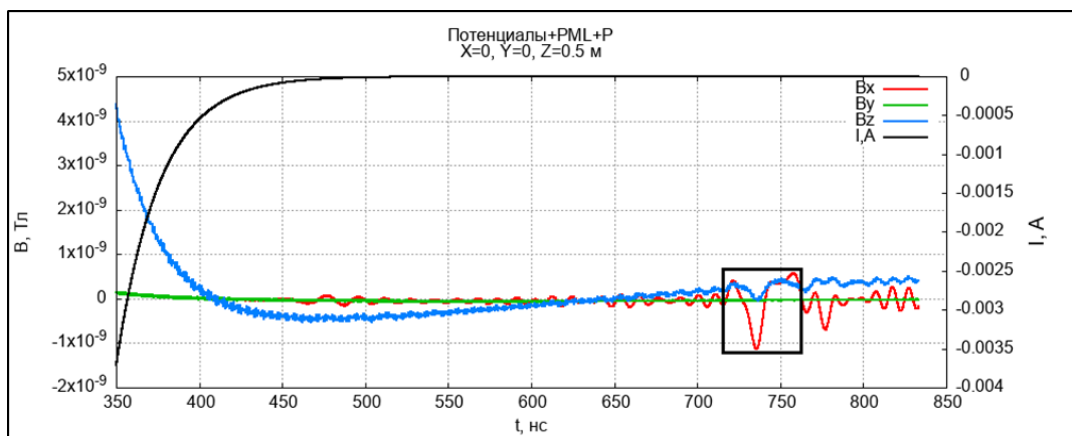


Рис. 5. Компоненты вектора B и остаточный ток в кольце излучателя. Величина резкого изменения $B_x = 1.80$ нТл.

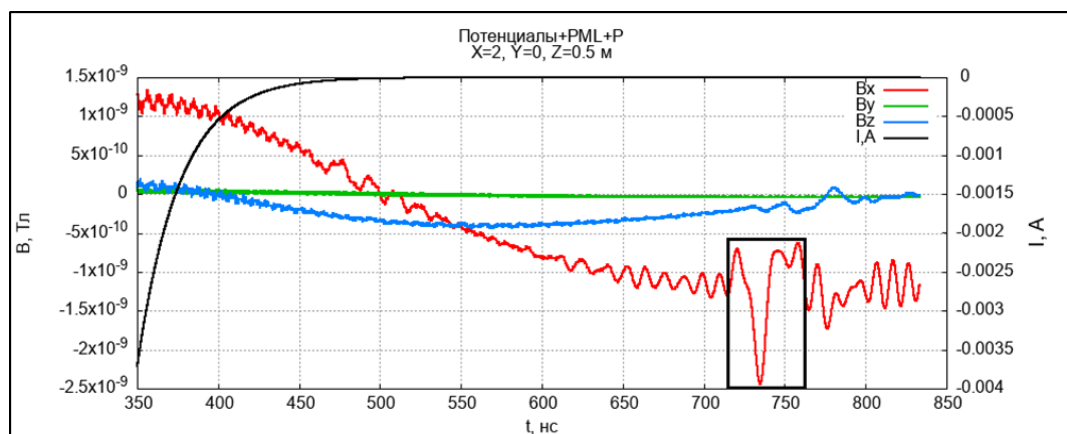


Рис. 6. Компоненты $\mathbf{B}$ и остаточный ток в кольце излучателя. Величина резкого изменения $B_x = 1.86$ нТл.

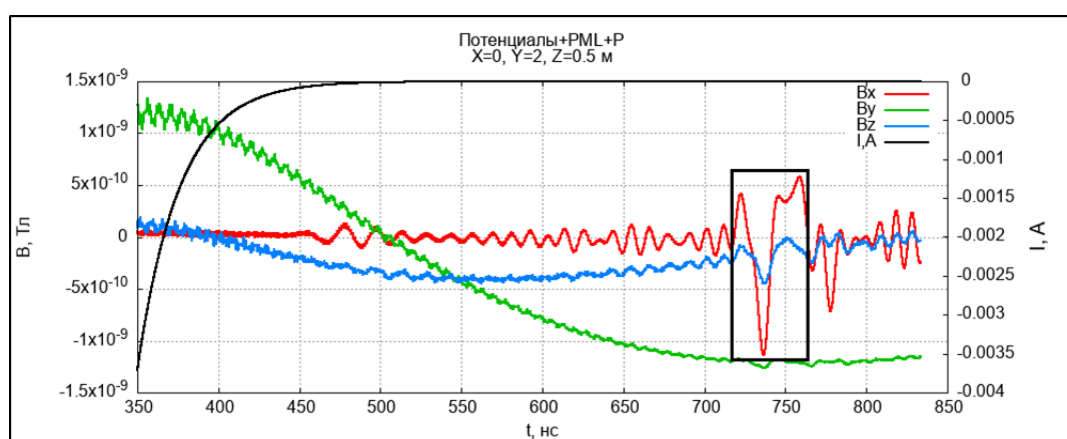


Рис. 7. Компоненты $\mathbf{B}$ и остаточный ток в кольце излучателя. Величина резкого изменения $B_x = 1.75$ нТл.

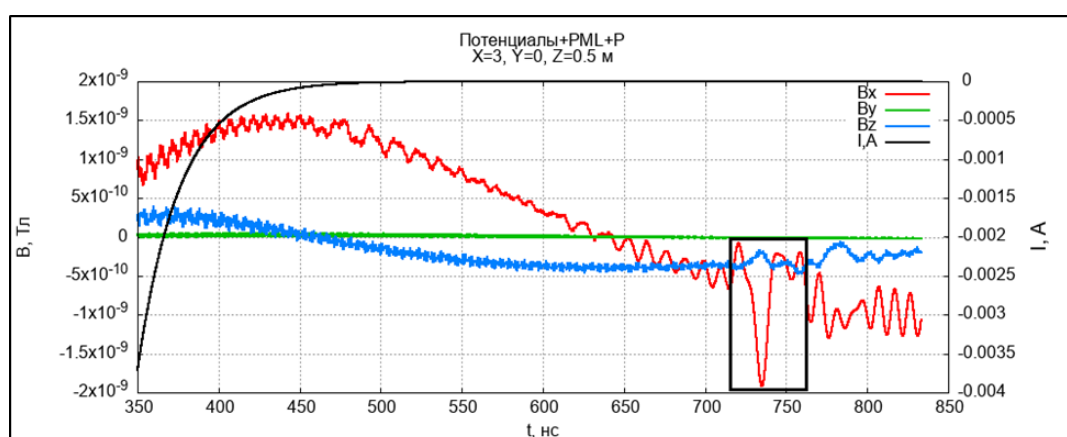


Рис. 8. Компоненты $\mathbf{B}$ и остаточный ток в кольце излучателя. Величина резкого изменения $B_x = 1.86$ нТл.

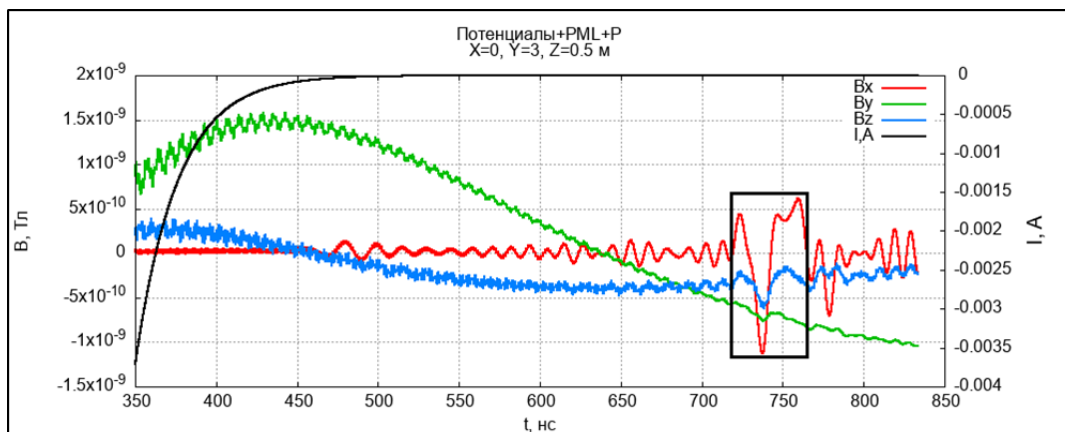


Рис. 9. Компоненты **B** и остаточный ток в кольце излучателя. Величина резкого изменения $B_x = 1.78$ нТл.

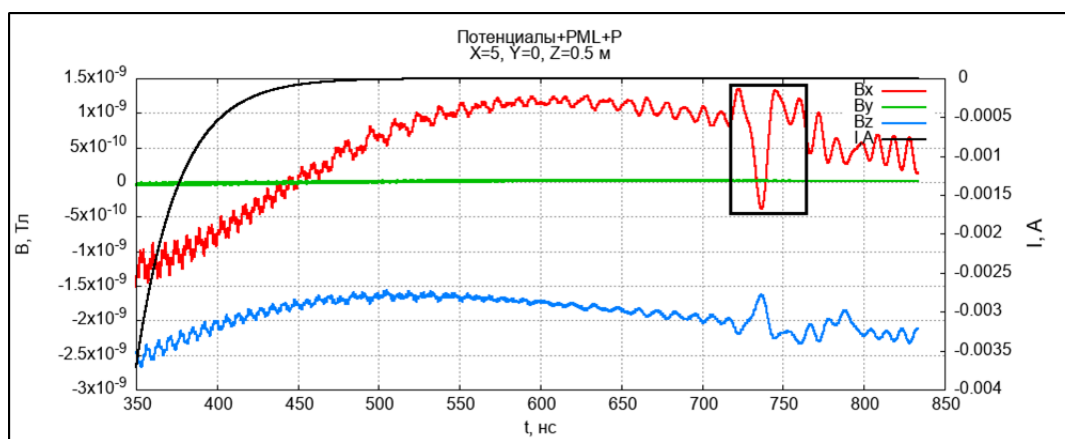


Рис. 10. Компоненты **B** и остаточный ток в кольце излучателя. Величина резкого изменения $B_x = 1.80$ нТл.

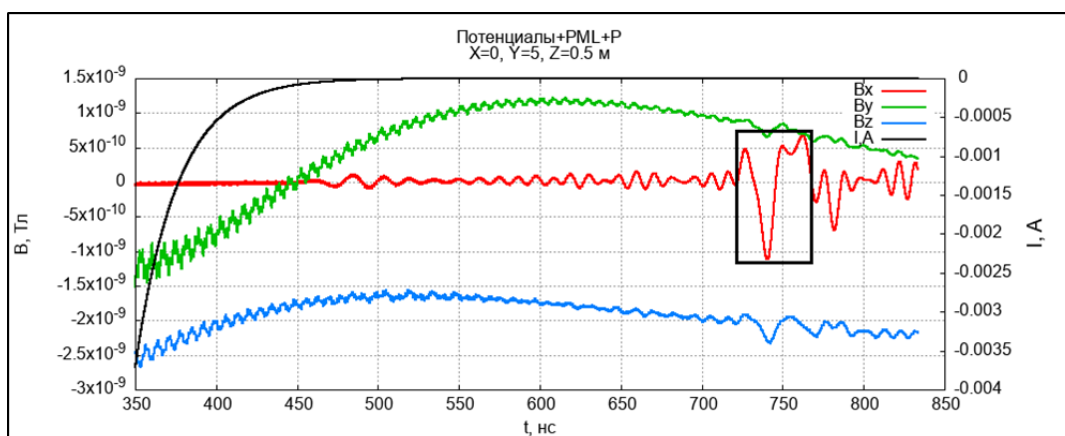


Рис. 11. Компоненты **B** и остаточный ток в кольце излучателя. Величина резкого изменения $B_x = 1.80$ нТл.

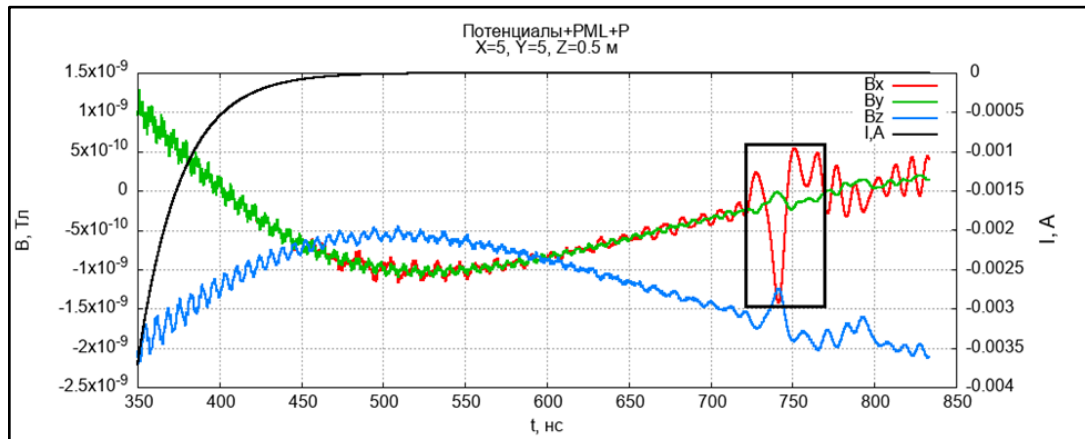


Рис. 12. Компоненты B и остаточный ток в кольце излучателя. Величина резкого изменения $B_x = 2.00$ нТл.

Анализ полученных результатов позволяет сделать следующие выводы:

1. Основная информация о неоднородности содержится в горизонтальной компоненте B_x (1.60–2.00 нТл) на временах 720–780 нс. В различных точках наблюдения на временных развертках B_x четко выделяется область резкого изменения ее значений, имеющая характерный «импульсный» вид. Эффект связан с контрастным объектом. Во-первых, от границ объекта отражается электромагнитное возмущение. Во-вторых, дополнительно возникает «вторичное» поле, индуцированное затухающими вихревыми токами внутри объекта при изменении значения ВИМП во времени (во время прохождения магнитной составляющей электромагнитного возмущения через объект).
2. В этой же области времен можно выделить и значимые изменения компоненты B_z , появление и величина которых определяется, в основном, вихревыми токами в объекте.
3. Время первого вступления такого «импульса» находится в интервале от 718 до 732 нс, что соответствует времени прохождения электромагнитного возмущения в исследуемой среде по пути от источника до границы объекта и обратно, от границы объекта до точки измерения.

Скорость света в материальной среде равна [Ландау, Лифшиц, 1982]:

$$c_{cp} = \frac{c}{\sqrt{\epsilon\mu}}, \quad (7)$$

где ϵ – относительная диэлектрическая проницаемость среды; μ – относительная магнитная проницаемость среды; c – скорость света в вакууме (для рассматриваемой модели она равна 80 178 372 м/с).

4. Величина изменения компоненты B_x в выделенной (по времени) области составляет 1.5–2.0 нТл, что равно 4×10^{-6} от величины B_z в центре ВМД.
5. Для анализа формы принятого сигнала, необходимо наличие не менее пяти дискретных отсчетов, т. е. разрешающая способность измерителя по амплитуде должна составлять не более чем 0.2 от амплитуды измеряемого сигнала, а по времени – не более 5 нс.
6. При расположении точек измерения перпендикулярно большой оси эллипсоида (координата $X = 0$) компонента B_x имеет практически постоянное, близкое к нулю значение, вплоть до прихода возмущения.

7. При расположении точек измерения вдоль большой оси эллипсоида компонента B_x перед появлением импульса плавно изменяет свое значение.

Такое отличие поведения сигнала (в разных точках) можно использовать для грубой оценки формы проводящего объекта.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

Атабеков Г.И. Теоретические основы электротехники. Линейные электрические цепи: Учебное пособие. СПб.: Изд-во «Лань», 2009. 592 с.

Злыгостев И.Н., Майоров А.П., Стаценко П.А., Трашкеев С.И., Хомяков М.Н., Диаб Хала. Формализм потенциалов в радиолокации // Акустооптические и радиолокационные методы измерений и обработки информации: Труды XVII Международной научно-технической конференции (Суздаль, 23–26 сентября 2024 г.). М.: НТЦ УП РАН, 2024. С. 80–84.

Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М. Теоретическая физика: Учеб. пособие для вузов в 10 т. Том VIII: Электродинамика сплошных сред. М.: Главная редакция физ.-мат. литературы изд-ва «Наука», 1982. 621 с.

Кудрявцев А.Н., Трашкеев С.И. Формализм двух потенциалов для численного решения уравнений Максвелла // Журнал вычислительной математики и математической физики. 2013. Т. 53, № 11. С. 1823–1834. doi:10.7868/S0044466913110100.

Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика): Справочник геофизика. М.: Недра, 1984. 455 с.

REFERENCES

Atabaykov G.I. Theoretical foundations of electrical engineering. Linear electric circuits. Textbook (In Russ.). Lan, St. Petersburg, 2009. 592 p.

Kudryavtsev A.N., Trashkeev S.I. Formalism of two potentials for the numerical solution of Maxwell's equations // Computational Mathematics and Mathematical Physics. 2013. Vol. 53 (11). P. 1653–1663. doi:10.1134/S0965542513110079.

Landau L.D., Lifshits E.M. Theoretical physics. Vol. VIII. Electrodynamics of continuous media (In Russ.). Chief Editorial of Physical and Mathematical Literature of the “Nauka”, Moscow, 1982. 621 p.

Physical properties of rocks and minerals (petrophysics): Geophysics handbook / Ed. N.B. Dortman (In Russ.). Nedra, Moscow, 1984. 455 p.

Zlygostev I.N., Mayorov A.P., Statsenko P.A., Trashkeev S.I., Khomyakov M.N., Diab Khala. Formalism of Potentials in Radar // Acoustooptic and Radar Methods for Information Measurements and Processing: Proceedings of the XVII International Scientific and Technical Conference (Suzdal, September 23–26, 2024) (In Russ.). STC UP RAS, Moscow, 2024. P. 80–84.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

ЗЛЫГОСТЕВ Игорь Николаевич – старший научный сотрудник лаборатории полевых аналитических и измерительных технологий Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: электродинамика сплошных сред, распространение электромагнитного излучения, магнитометрия.

ТРАШКЕЕВ Сергей Иванович – доктор физико-математических наук, старший научный сотрудник лаборатории полевых аналитических и измерительных технологий Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН и ведущий научный сотрудник лаборатории квантовых оптических технологий Института лазерной физики СО РАН. Основные научные интересы: нелинейная оптика, квантовая электродинамика, физика мягких сред, математическая физика, <https://orcid.org/0000-0001-5758-7138>.

СТАЦЕНКО Павел Анатольевич – научный сотрудник лаборатории мощных непрерывных лазеров Института лазерной физики СО РАН. Основные научные интересы: численное моделирование, математическая физика, нелинейная оптика, <https://orcid.org/0000-0002-5396-7990>.

ХЛЫСТУН Евгений Сергеевич – инженер лаборатории полевых аналитических и измерительных технологий Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: электродинамика сплошных сред, силовая электроника, распространение электромагнитных волн, геолокация, <https://orcid.org/0000-0001-5439-3602>.

*Статья поступила в редакцию 9 января 2025 г.,
одобрена после рецензирования 13 января 2025 г.,
принята к публикации 14 января 2025 г.*



ПРИМЕНЕНИЕ РАЗЛОЖЕНИЯ ПРОНИ ПРИ АНАЛИЗЕ СЕЙСМИЧЕСКИХ СИГНАЛОВ

Александр Александрович Лисин¹, Георгий Михайлович Митрофанов^{2,✉}, Даниил Иванович Костащук³

^{1,2,3}Новосибирский государственный университет, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 1, Россия,

^{1,2,3}Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,

630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3, Россия,

²Новосибирский государственный технический университет, 630073, Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, Россия,

¹LisinAA@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0009-0003-2827-7802>

²MitrofanovGM@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0000-0003-4203-2740>

³d.kostashchuk@g.nsu.ru, <https://orcid.org/0009-0003-0372-0476>

Аннотация. Представлены результаты Прони-разложения на примере реальных и синтетических данных. Данное разложение позволяет получить следующие параметры сейсмической записи: затухание, амплитуда, частота и фаза. Параметр затухания связан с характеристиками пород геологического разреза, в частности, уплотнением пород. Результаты выполненного исследования демонстрируют высокую корреляцию между параметром добротности, который является обратной величиной от полученного значения затухания, и плотностью пород в разрезе.

Ключевые слова: разложение Прони, добротность, сейсморазведка, Каспийское море

Финансирование: исследование выполнено по плану базовых научно-исследовательских работ ИНГГ СО РАН (проект Минобрнауки РФ FWZZ-2022-0017).

Для цитирования: Лисин А.А., Митрофанов Г.М., Костащук Д.И. Применение разложения Прони при анализе сейсмических сигналов // Геофизические технологии. 2024. № 4. С. 75–88. doi:10.18303/2619-1563-2024-4-75.

THE APPLICATION OF PRONY'S DECOMPOSITION IN THE ANALYSIS OF SEISMIC SIGNALS

Aleksandr A. Lisin¹, Georgy M. Mitrofanov^{2,✉}, Daniil I. Kostashchuk³

^{1,2,3}Novosibirsk State University, Pirogova Str., 1, Novosibirsk, 630090, Russia,

^{1,2,3}Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, SB RAS, Koptug Ave., 3, Novosibirsk, 630090, Russia,

²Novosibirsk State Technical University, K. Marks Ave., 20, Novosibirsk, 630073, Russia,

¹LisinAA@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0009-0003-2827-7802>

²MitrofanovGM@ipgg.sbras.ru, <https://orcid.org/0000-0003-4203-2740>

³d.kostashchuk@g.nsu.ru, <https://orcid.org/0009-0003-0372-0476>

Abstract. The article presents the results of Prony decomposition using real and synthetic data as an example. This decomposition allows us to obtain the following parameters of a seismic record: attenuation, amplitude, frequency, and phase. The attenuation parameter is associated with the characteristics of the rocks in the geological section, in particular, the compaction of the rocks. The results of the study demonstrate a high correlation between the quality factor, which is the inverse of the obtained attenuation value, and the density of the rocks in the section.

Keywords: Prony decomposition, quality factor, seismic exploration, Caspian Sea

Funding: The study was carried out as part of government assignment to the Russian Academy of Sciences in basic research, Project FWZZ-2022-0017.

For citation: Lisin A.A., Mitrofanov G.M., Kostashchuk D.I. The application of Prony's decomposition in the analysis of seismic signals // Russian Journal of Geophysical Technologies. 2024. No. 4. P. 75–88. (In Russ.). doi:10.18303/2619-1563-2024-4-75.

ВВЕДЕНИЕ

В стремлении к более точному прогнозированию запасов углеводородов нефтяные компании в настоящее время все чаще обращают внимание на анализ атрибутов, значения которых определяются по сейсмическим сигналам, содержащим информацию об изучаемой среде. Такими атрибутами являются и параметры разложения (декомпозиции) Прони: затухание, амплитуда, частота и фаза. Указанное разложение было предложено более 200 лет назад французским инженером-исследователем Гаспаром Рише (бароном де Прони) [de Prony, 1795]. Ученый экспериментировал с расширением различных газов и пришел к выводу, что эти законы можно представить в виде суммы затухающих экспонент. При рассмотрении действительных значений сигналов получаем сумму затухающих косинусоид или синусоид [Марпл-мл., 1990].

Разложение нашло применение во многих отраслях науки и техники: медицине, аэрокосмической инженерии, мониторинге ядерных реакторов, экономике, поиске разгерметизации и протечек. Также были исследования и в области геофизики [Ковалев, Телепнев, 1981; Митрофанов, Приймак, 2011]. В статьях подчеркивалась необходимость правильной предварительной обработки данных, получение хорошей устойчивости модели и важность надежной методологической базы для повышения точности исследований. Выполнение указанных требований обеспечивало получение успешных результатов при выявлении зон АВПД, тектонических нарушений, точек выклинивания горизонтов и прогноз продуктивности пластов.

Для лучшего понимания особенностей разложения и получаемых значений параметров необходимо проанализировать детали используемых алгоритмов и рассмотреть их эффективность. Такие исследования могут способствовать повышению доверия к последующим результатам, относящимся к прогнозируемым характеристикам среды. В данной работе представлены усовершенствованные алгоритмы разложения, в частности, использующие метод пучка матриц [Гантмахер, 1966]. Этот метод получил широкое распространение в зарубежных работах, связанных с разложением Прони, под названием «matrix pencil» [Sarkar et al., 1994; Sarkar, Pereira, 1995; Rodríguez et al., 2018; de Oliveira et al., 2021]. Усовершенствования обеспечивают повышенную устойчивость и точность в оценивании параметров по сравнению с классическим методом наименьших квадратов [Марпл-мл., 1990]. Тестирование алгоритмов выполнено на модельных и реальных данных. Последние были получены в акватории среднего Каспия.

ТЕОРИЯ

В настоящее время используют различные методы разложения сигналов:

- оконное преобразование Фурье [Марпл-мл., 1990];
- вейвлет-преобразование [Малла, 2005];
- преобразование Гильберта [Оппенгейм, Шафер, 1979].

Ниже рассматриваются некоторые особенности указанных преобразований с целью их сопоставления с преобразованием Прони.

Преобразование Фурье является наиболее близким к рассматриваемому преобразованию. Оно основано на разложении сигналов в ряд по гармоническим функциям. Но, в отличие от Фурье, преобразование Прони не является чисто спектральным разложением, а служит методом оценки (подобно методу наименьших квадратов) дискретных данных путем использования линейной комбинации экспоненциальных функций с комплексными значениями. Это отличие не позволяет преобразованию Фурье получить представление о локальных характеристиках сигнала, когда его спектральный состав быстро меняется с течением времени. Скорее, оно дает информацию о частотах сейсмической трассы на протяжении всего анализируемого временного интервала [Марпл-мл., 1990]. Недостатком оконного преобразования Фурье является выбор оптимального размера и положения окна для участков трассы, характеризующихся различными доминантными частотами. Амплитудно-частотный спектр преобразования Фурье для сигнала, представленного на рис. 2, показан на рис. 1. На графике четко видно три пика – на частоте 10, 15 и 25 Гц, которые соответствуют доминантным частотам.

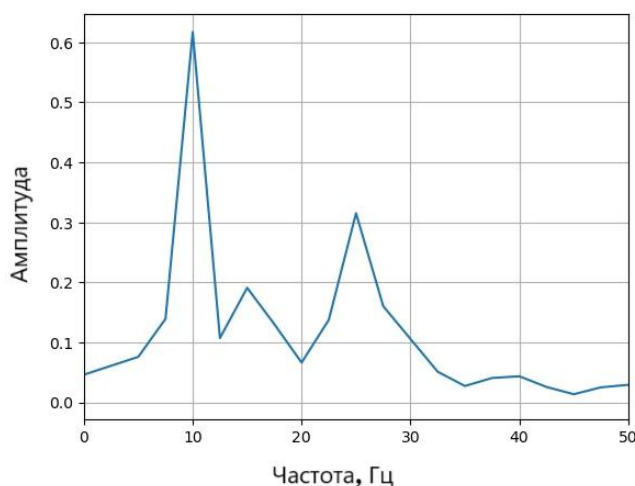


Рис. 1. Амплитудно-частотный спектр Фурье.

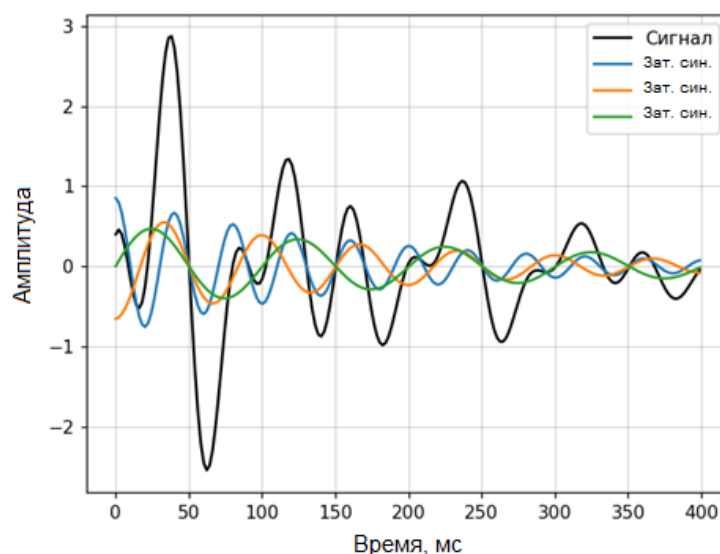


Рис. 2. Разложение сейсмической трассы на затухающие синусоиды. Суммой всех синусоид является аппроксимация, которая наиболее точно описывает исходный сигнал.

Вейвлет-преобразование было разработано для точного определения локальных характеристик исследуемого сигнала. Оно используется для разделения сейсмических трасс на отдельные части на основе их частотных характеристик, что позволяет, в частности, распознавать и изучать геологические фации. Основным преимуществом использования вейвлет-анализа является возможность повышения разрешающей способности и качества сейсмических изображений [Малла, 2005]. Кроме того, заметным преимуществом этого метода перед преобразованием Фурье является его способность масштабироваться к преобладающей частоте.

Преобразование Гильберта представляет собой математический инструмент, разработанный для анализа мгновенных характеристик сигнала, таких как его амплитуда и фаза. При обработке сигналов оно используется для создания аналитического сигнала на основе вещественного, что позволяет определить огибающую сигнала и мгновенную частоту. Основное преимущество использования преобразования Гильберта заключается в его способности обеспечивать детальное представление мгновенных свойств сигнала, тем самым улучшая анализ и интерпретацию сложных нестационарных сигналов. В отличие от преобразования Фурье, которое обеспечивает частотный анализ для всего интервала, преобразование Гильберта позволяет проследить изменение частоты сигнала с течением времени [Оппенгейм, Шафер, 1979].

Недостатком преобразования Гильберта и разложения по вейвлетам, по сравнению с разложением Прони, является то, что ими не учитывается коэффициент затухания энергии сигналов. Следовательно, определение этого параметра может быть выполнено только косвенно. Преобразование Прони дает решение этой задачи. Кроме того, при применении разложения Прони в рамках скользящего окна можно, подобно вейвлет-анализу, определить время распространения компоненты сигнала заданной частоты.

Разложение Прони позволяет представить трассу или ее часть в виде суммы затухающих экспонент [Марпл-мл., 1990]:

$$\hat{x}[n] = \sum_{k=1}^p A_k \exp[(\alpha_k + i2\pi f_k)(n-1)T + i\theta_k]. \quad (1)$$

Каждая экспонента характеризуется параметрами амплитуды, фазы, частоты и затухания. Здесь n определяет номер отсчета трассы, $1 \leq n \leq N$, а T – интервал отсчетов (сек), A_k , α_k – амплитуда и коэффициент затухания соответствующих экспоненциальных функций, f_k – частота (Гц), θ_k – начальная фаза (Рад) для синусоиды k [Марпл-мл., 1990]. Метод Прони стремится определить значения этих параметров наилучшим образом [de Oliveira et al., 2021]. Разложение произвольного сигнала на набор затухающих синусоид представлено на рис. 2.

Вывод формул по разложению Прони по методу наименьших квадратов представлено в книге [Марпл-мл., 1990]. Выделим из этих формул основные, относящиеся к этапам нахождения коэффициентов Прони:

1. Находим коэффициенты линейного предсказания $a[1], \dots, a[M]$:

$$\begin{pmatrix} x[M] & \cdots & x[1] \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ x[N-1] & \cdots & x[N-M] \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} a[1] \\ \vdots \\ a[M] \end{pmatrix} = - \begin{pmatrix} x[M+1] \\ \vdots \\ x[N] \end{pmatrix}, \quad (2)$$

$a = -(X^H)^{-1}X^H x$, где H обозначает Эрмитову транспозицию $X^H = \bar{X}^*$ (транспонированная матрица комплексных сопряжений каждого входного сигнала);

2. Из коэффициентов линейного предсказания находим корни полинома:

$$F(z) = \sum_{m=0}^M a[m] \cdot z^{M-m}, \quad (3)$$

$$z_k = e^{(\alpha_k + 2\pi i f_k) \cdot \Delta t}. \quad (4)$$

3. Из корней полинома находим коэффициенты Прони:

$$\alpha_k = \frac{1}{\Delta t} \ln |z_k|, \quad (5)$$

$$f_k = \frac{1}{2\pi \Delta t} \tan^{-1} \left(\frac{\operatorname{Im}\{z_k\}}{\operatorname{Re}\{z_k\}} \right), \quad (6)$$

$$A_k = |h_k|, \quad (7)$$

$$\theta_k = \tan^{-1} \left(\frac{\operatorname{Im}\{h_k\}}{\operatorname{Re}\{h_k\}} \right). \quad (8)$$

Теперь рассмотрим другой вариант определения параметров разложения Прони, основанный на методе matrix pencil. В нем прямоугольная Ганкелева матрица (в которой каждая возрастающая косая диагональ слева направо постоянна) формируется из сигнала $x[n]$, $n = 1, \dots, N$:

$$Y = \begin{pmatrix} x[1] & \cdots & x[P+1] \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ x[N-P] & \cdots & x[N] \end{pmatrix}, \quad (9)$$

где P в англоязычной литературе [Rodríguez et al., 2018; de Oliveira et al., 2021] имеет название "Pencil parameter".

Затем матрица Y используется для создания матриц: Y_1 и Y_2 . Таким образом, матрица Y_1 создается путем удаления последнего столбца Y , в то время как Y_2 формируется путем удаления первого столбца Y :

$$Y_1 = \begin{pmatrix} x[1] & \cdots & x[P] \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ x[N-P] & \cdots & x[N-1] \end{pmatrix}, \quad (10)$$

$$Y_2 = \begin{pmatrix} x[2] & \cdots & x[P+1] \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ x[N-P+1] & \cdots & x[N] \end{pmatrix}. \quad (11)$$

Таким образом, значения z_p можно найти из следующего выражения:

$$z_p = \operatorname{Eigenvalues}(Y_1^+ Y_2), \quad (12)$$

где *Eigenvalues* – собственные значения вектора, т. е. такое число, которое масштабирует вектор [Гредасова и др., 2019]; Y_1^+ – псевдообратная матрица по отношению к Y_1 , которая рассчитывается по формуле:

$$Y_1^+ = (Y_1^* Y_1)^{-1} Y_1^*, \quad (13)$$

где Y_1^* – эрмитово-сопряженная матрица к матрице Y_1 , полученная путем транспонирования матрицы Y_1 и замены всех элементов комплексно сопряженными [Гредасова и др., 2019].

Далее можно найти коэффициенты Прони путем замены z_p на z_k в уравнениях 5–8.

Блок-схема реализованного алгоритма, иллюстрирующая алгоритм разложения, показана на рис. 3.

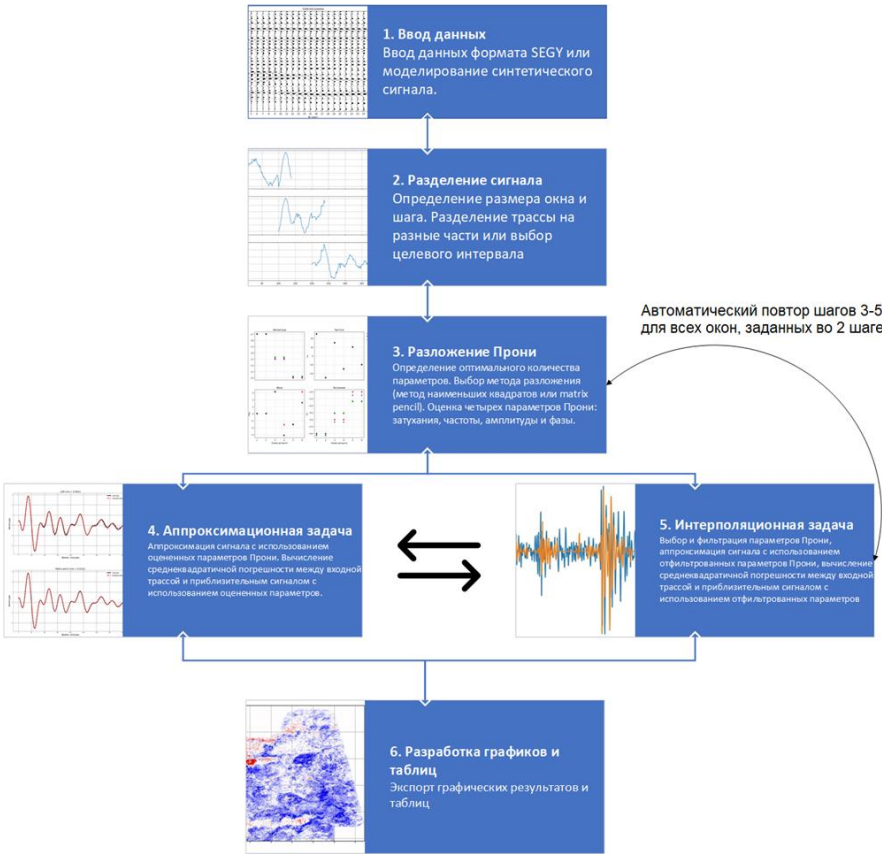


Рис. 3. Блок-схема работы программы для разложения и фильтрации Прони.

МОДЕЛЬНЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ

Моделирование сигналов имеет решающее значение для проверки существующей методологии, поскольку параметры, используемые для моделирования сигналов, определены и могут быть непосредственно сопоставлены с параметрами, полученными с помощью разложения Прони. Для построения синтетических сигналов, моделирующих сейсмическую трассу с заданными параметрами амплитуды, фазы, частоты и затухания, были построены три затухающие синусоиды (уравнение 1), т. к. разложение Прони основано на данной функции (рис. 4). Параметры, используемые при построении модели, указаны в табл. 1. Далее, после построения трех затухающих синусоид, была получена суммарная трасса.

Таблица 1

Параметры, используемые для построения трех затухающих синусоид

Параметр	Синусоида 1	Синусоида 2	Синусоида 3
Затухание	−3	−6	−5
Частота	10	25	15
Амплитуда	1	1.7	1.3
Фаза	$-\frac{\pi}{2}$	0	π

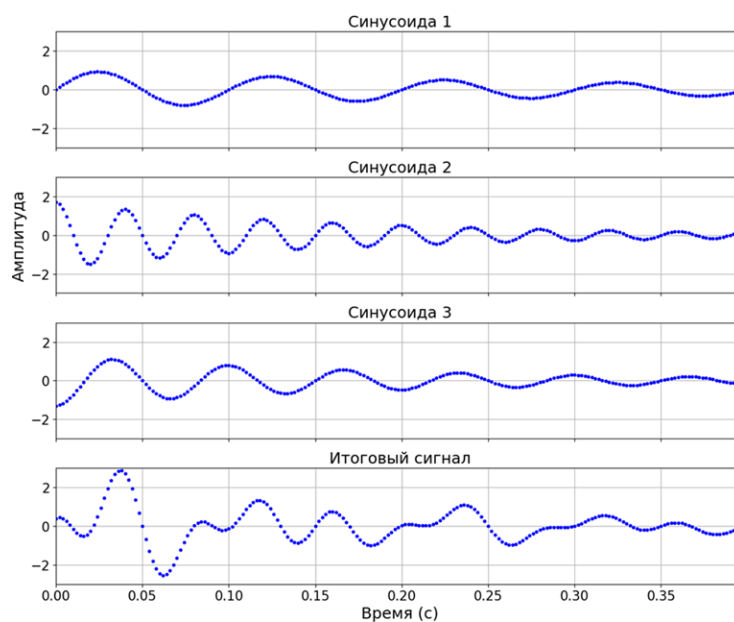


Рис. 4. Смоделированный сигнал, состоящий из суммы трех синусоид.

Разложение Прони, основанное на методе наименьших квадратов, для суммарного сигнала (см. рис. 2, 4) показано на рис. 5.

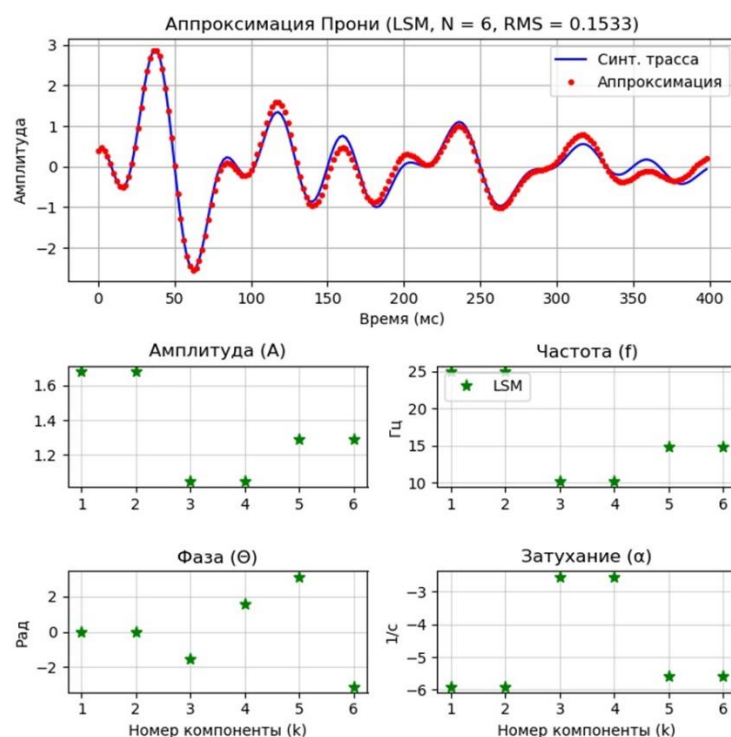


Рис. 5. Аппроксимация сигнала с использованием метода наименьших квадратов (LSM).

Из рисунков 5, 6 видно, что метод наименьших квадратов показывает меньшую точность при оценивании параметра затухания и амплитуды, по сравнению с методом matrix pencil. Это выражается в расхождении значений амплитуд сигнала и восстановленной трассы, что также видно по RMS ошибке. Более наглядно это показано на рис. 7. Синими кружками показаны параметры, вычисленные с помощью

метода наименьших квадратов; красные звездочки – параметры, вычисленные с помощью метода matrix pencil; зеленые треугольники – модельные данные (табл. 1).

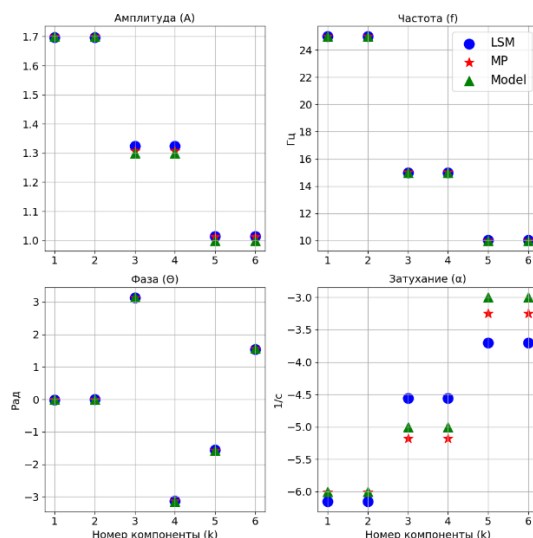


Рис. 6. Аппроксимация сигнала с использованием метода matrix pencil.

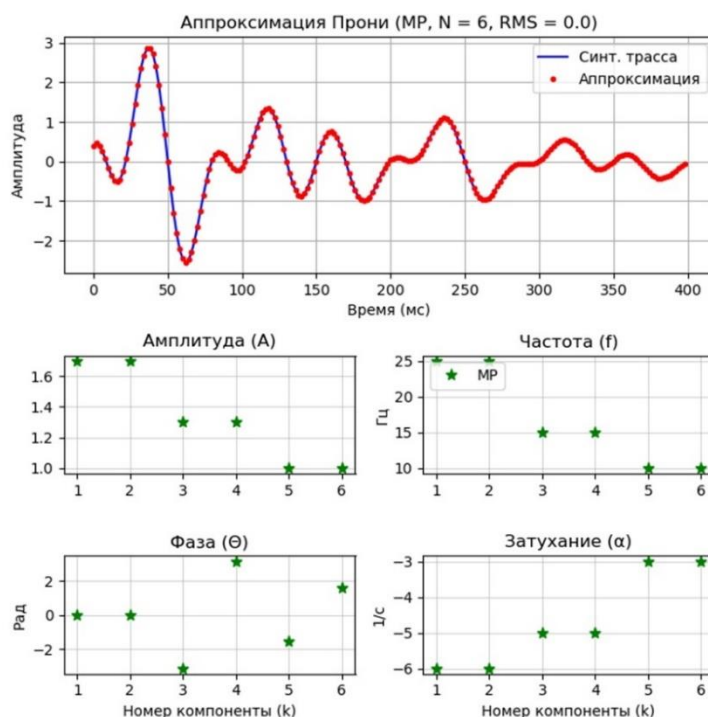


Рис. 7. Сравнение параметров, используемых при моделировании сигналов (затухающие синусоиды), с параметрами, оцененными методами наименьших квадратов и matrix pencil.

Чтобы сделать сигнал более сложным, были добавлены сдвиги ко второй и третьей синусоидам в 100 и 200 мс соответственно (рис. 8). Это добавило к трассе разрывы, которые не встречаются в реальности, т. к. для этого нужна огромная энергия. Данная модель была построена с целью демонстрации применимости и устойчивости разложения Прони при работе с произвольными сигналами. Для разложения было выбрано скользящее окно размером 10 дискретов (5 мс), чтобы проанализировать, насколько устойчив метод при разложении низкочастотных компонент. В последующих работах будет изучено влияние размера окна.

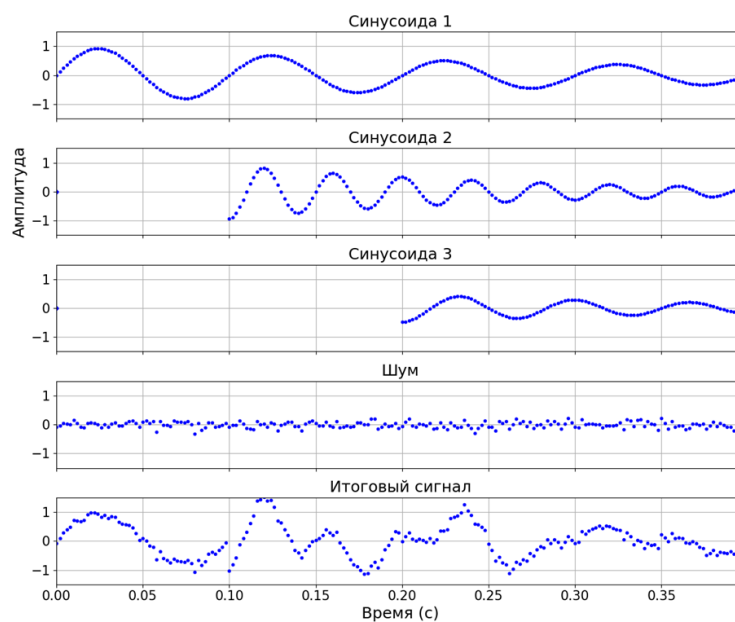


Рис. 8. Смоделированный сигнал, состоящий из трех затухающих синусоид с временными сдвигами и шумом.

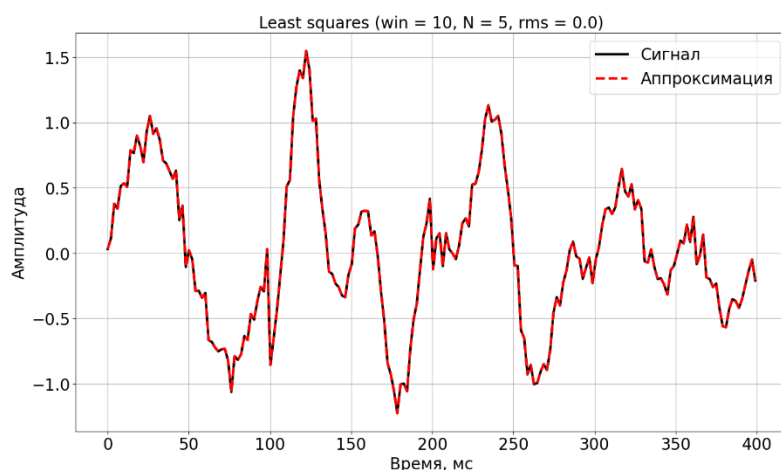


Рис. 9. Сравнение смоделированного сигнала (затухающие синусоиды с временными сдвигами и шумом) и приближительных данных с использованием метода наименьших квадратов.

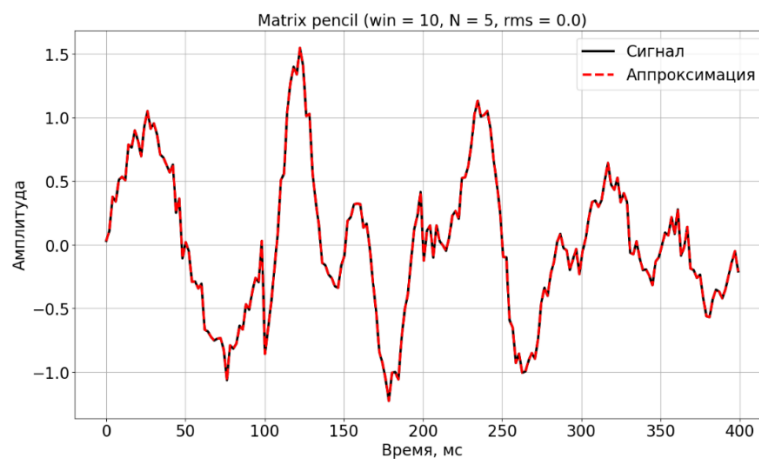


Рис. 10. Сравнение смоделированного сигнала (затухающие синусоиды с временными сдвигами и шумом) и приближительных данных с использованием метода matrix pencil.

На рисунках 9 и 10 показано разложение сигнала (см. рис. 8) с использованием методов LSM и МР. Результаты в таком случае оказались для обоих методов (метода наименьших квадратов и matrix pencil) идентичны, что видно из RMS ошибки (которая меньше 0.0001), а также по совпадению амплитуд входного и восстановленного сигнала, в отличие от результатов для случая без шума, где были незначительные различия. Это указывает на то, что шум служит стабилизирующим фактором для метода. В следующих работах планируется исследование на моделях с переменной добротностью.

КРАТКАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ РЕГИОНА

В глубинах средней части Каспийского моря находится значительное нефтяное и газоконденсатное месторождение. Этот район является важной частью Северо-Кавказско-Мангышлакской нефтегазоносной провинции и считается ключевым сегментом Восточно-Предкавказского нефтегазового региона [Глумов и др., 2004].

Средний Каспий характеризуется многочисленными месторождениями нефти и газа, которые были обнаружены на прилегающих к нему участках суши. В пределах изучаемой акватории регион характеризуется наличием двух основных нефтегазоносных комплексов: юрского и мелового [Григоренко и др., 2006]. Важной особенностью этого района является то, что значительная часть общих запасов, оцениваемая в 88 %, сосредоточена в юрском комплексе, что подчеркивает значимость юрских формаций в общем энергетическом ландшафте Средней части Каспийского моря.

РАЗЛОЖЕНИЕ ПРОНИ НА ПРИМЕРЕ РЕАЛЬНЫХ ДАННЫХ

Отложения в области месторождения представлены толщами Девонской–Четвертичной систем. Были пробурены две исследовательские скважины, которые вскрыли палеогеновые, меловые и юрские толщи, оказавшиеся впоследствии продуктивными. Используемые сейсмические данные были получены методом МОВ-ОГТ в акватории среднего Каспия. Для изучения коллекторских свойств целевых горизонтов были выделены интервалы времен сейсмических трасс, соответствующих средней юре–верхнему мелу. Информация об интервалах представлена в табл. 2. Средняя плотность была получена путем петрофизических исследований керна из скважины, находящейся в непосредственной близости от исследуемой трассы (рис. 11).

Таблица 2

Выбор интервалов записи, соответствующих целевым горизонтам

№	Условный индекс горизонтов	Интервал записи, мс	Отдел	Средняя плотность, г/см ³
1	H1	1900–2180	Верхний мел	≈2.57
2	H2	2180–2240	Нижний мел	≈2.50
3	H3	2240–2320	Верхняя юра	≈2.98
4	H3	2320–2410	Верхняя юра	≈2.61
5	H5	2410–2600	Средняя юра	≈2.49

Как было сказано ранее, была выбрана сейсмическая трасса, находящаяся в непосредственной близости от пробуренной скважины. На рисунке 11 показано приблизительное разделение сигнала на отдельные интервалы, соответствующие отражениям от определенных горизонтов.

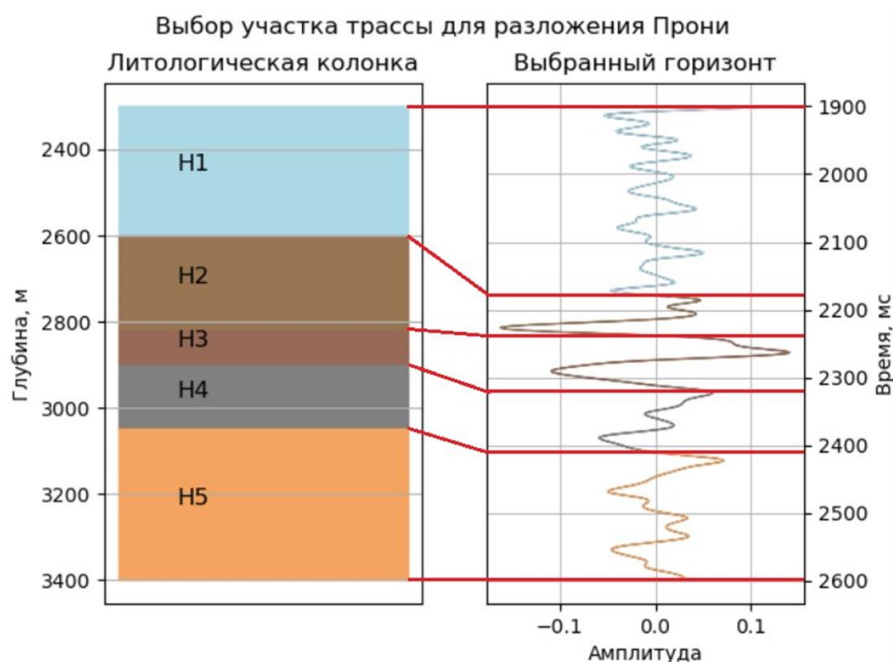


Рис. 11. Разделение трассы на отдельные интервалы времен, соответствующих отражениям от целевых горизонтов.

Далее было проведено разложение Прони для каждого интервала. Были получены параметры затухания, которые показывают уменьшение амплитуды по мере прохождения волн через толщи с различным поглощением и рассеиванием энергии. Под действием этих процессов в сейсмической трассе остается «след» от затухания каждого слоя, т. е. мы имеем дело с интегральной характеристикой. Величина, обратная затуханию, называется добротностью и рассчитывается по формуле

$$Q_k = - \frac{1}{2 \ln |z_k|} \tan^{-1} \left[\frac{\text{Im} z_k}{\text{Re} z_k} \right], k = 1, 2, \dots, M.$$

График средней добротности и средней плотности пород показан на рис. 12.

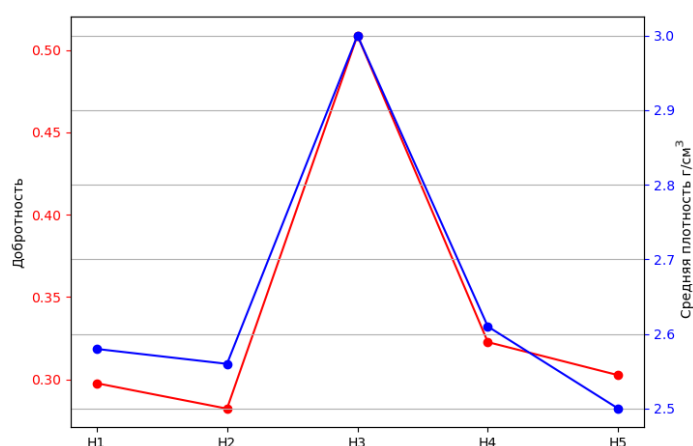


Рис. 12. График добротности (красный) и график средней плотности горных пород в пластах (синий).

Из рисунка видно, что между плотностью и добротностью имеется сильная положительная корреляция, что указывает на то, что Прони-разложение имеет высокий потенциал при выделении разуплотненных зон (потенциальных коллекторов) и зон с высокой плотностью (АВПД).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной статье демонстрируются результаты, полученные при анализе сейсмических данных с применением усовершенствованного алгоритма декомпозиции Прони. Они позволили определить взаимосвязь между параметрами добротности и плотности горных пород, что подтверждает значительные перспективы использования получаемых сейсмических характеристик для прогноза запасов углеводородов. Используя метод *matrix pencil*, в данном исследовании была достигнута высокая точность и устойчивость при оценке таких параметров, как затухание и частота. Это продемонстрировало его превосходство над традиционным методом наименьших квадратов.

Сочетание теоретических основ и практических результатов делает разложение Прони полезным инструментом анализа сейсмических данных, способствуя его дальнейшему применению и развитию в нефтегазовой отрасли для повышения эффективности разведки и добычи. Выполненные усовершенствования алгоритмов разложения Прони обеспечивают повышение разрешения, как в спектральной, так и во временной области. Это позволяет улучшить локализацию сейсмических сигналов и оценку параметра затухания, характеризующего свойства геологической среды, в частности, уплотнение пород.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- Гантмахер Ф.Р. Теория матриц. М.: Наука, 1966. 576 с.
- Глумов И.Ф., Маловичкий Я.П., Новиков А.А., Сенин Б.В. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. М.: Недра, 2004. 342 с.
- Гредасова Н.В., Корешникова М.А., Желонкина Н.И., Корчемкина Л.В., Полищук Е.Г., Иванов В.М., Андреева И.Ю. Линейная алгебра: учеб. пособие. Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2019. 88 с.
- Григоренко Ю.Н., Мирчинк И.М., Савченко В.И., Сенин Б.В., Супруненко О.И. Структура нефтегазового потенциала континентального шельфа // Минеральные ресурсы российского шельфа. Спецвыпуск журнала «Минеральные ресурсы России. Экономика и управление». М., 2006. С. 14–71.
- Ковалев В.П., Телепнев Г.Ф. Применение метода выделения скрытых периодичностей при изучении динамики сейсмических волн // Доклады академии наук Украинской ССР. Серия Б: Геологические, химические и биологические науки. 1981. № 5. С. 10–14.
- Малла С. Вэйвлеты в обработке сигналов. М.: Мир, 2005. 671 с.
- Марпл-мл. С.Л. Цифровой спектральный анализ и его приложения. М.: Мир, 1990. 584 с.
- Митрофанов Г., Приimenko В. Основы и приложения метода Прони-фильтрации // Технологии сейсморазведки. 2011. № 3. С. 93–108.
- Оппенгейм А.В., Шафер Р.В. Цифровая обработка сигналов. М.: Связь, 1979. 416 с.
- de Oliveira I.B., Mitrofanov G.M., Priimenko V.I., Freires J.C.P.S. Some aspects of the development of the Prony Filtering method // Brazilian Journal of Geophysics. 2021. Vol. 39 (1). P. 147–158. doi: 10.22564/rbgf.v39i1.2092.
- de Prony G.R. Essai experimental et analytique: sur les lois de la dilatabilite de fluides elastiques et sur celles de la force expansive de la vapeur de l'eau et de la vapeur de l'alkool, a differentes temperatures // Journal de l'Ecole Polytechnique. 1795. Vol. 1 (2). P. 24–76.

Rodríguez A.J.F., de Santiago Rodrigo L., López-Guillén E., Rodríguez-Ascariz J.M., Miguel-Jiménez J.M., Boquete L. Coding Prony's method in MATLAB and applying it to biomedical signal filtering // BMC Bioinformatics. 2018. Vol 19 (1). Article 451. doi:10.1186/s12859-018-2473-y.

Sarkar T.K., Pereira O. Using the matrix pencil method to estimate the parameters of a sum of complex exponentials // IEEE Antennas and Propagation Magazine. 1995. Vol. 37 (1). P. 48–55. doi:10.1109/74.370583.

Sarkar T.K., Hu F., Hua Y., Wicks M. A real time signal processing technique for approximating a function by a sum of complex exponentials utilizing the Matrix Pencil approach // Digital Signal Processing. 1994. Vol. 4 (2). P. 127–140. doi:10.1006/dspr.1994.1011.

REFERENCES

de Oliveira I.B., Mitrofanov G.M., Priimenko V.I., Freires J.C.P.S. Some aspects of the development of the Prony Filtering method // Brazilian Journal of Geophysics. 2021. Vol. 39 (1). P. 147–158. doi:10.22564/rbgf.v39i1.2092.

de Prony G.R. Essai experimental et analytique: sur les lois de la dilatabilité de fluides elastiques et sur celles de la force expansive de la vapeur de l'eau et de la vapeur de l'alcool, a differentes temperatures // Journal de l'Ecole Polytechnique. 1795. Vol. 1 (2). P. 24–76.

Gantmacher F.R. The theory of matrices. In 2 volumes. Chelsea Publishing Company, 1959.

Glumov I.F., Malovichkiy Ya.P., Novikov A.A., Senin B.V. Regional geology and petroleum potential of the Caspian Sea (In Russ.). Nedra, Moscow, 2004. 342 p.

Gredasova N.V., Koreshnikova M.A., Zhelonkina N.I., Korchemkina L.V., Polishchuk E.G., Ivanov V.M., Andreyeva I.Yu. Linear algebra: Textbook (In Russ.). Ural University Press, Yekaterinburg, 2019. 88 p.

Grigorenko Yu.N., Mirchink I.M., Savchenko V.I., Senin B.V., Suprunenko O.I. Structure of the petroleum potential of the continental shelf // Mineral Resources of Russian Shelf. Special Issue to "Mineral Resources of Russia. Economics and Management" (In Russ.). Moscow, 2006. P. 14–71.

Kovalev V.P., Telepnev G.F. Application of the method for identifying hidden periodicities in the study of seismic wave dynamics // Doklady Akad. Nauk Ukrain. SSR. Ser. B. 1981. No. 5. P. 10–14. (In Russ.).

Mallat S. A wavelets tour of signal processing. Academic Press, 2009. 805 p.

Marple S.L. Digital spectral analysis: with applications. Prentice-Hall, 1987. 492 p.

Mitrofanov G., Priymenko V. Basics and applications of the Prony filtration method // Seismic Technologies. 2011. No. 3. P. 93–108. (In Russ.).

Oppenheim A.V., Schaffer R.W. Digital signal processing. Pearson, 1975. 585 p.

Rodríguez A.J.F., de Santiago Rodrigo L., López-Guillén E., Rodríguez-Ascariz J.M., Miguel-Jiménez J.M., Boquete L. Coding Prony's method in MATLAB and applying it to biomedical signal filtering // BMC Bioinformatics. 2018. Vol 19 (1). Article 451. doi:10.1186/s12859-018-2473-y.

Sarkar T.K., Pereira O. Using the matrix pencil method to estimate the parameters of a sum of complex exponentials // IEEE Antennas and Propagation Magazine. 1995. Vol. 37 (1). P. 48–55. doi:10.1109/74.370583.

Sarkar T.K., Hu F., Hua Y., Wicks M. A real time signal processing technique for approximating a function by a sum of complex exponentials utilizing the Matrix Pencil approach // Digital Signal Processing. 1994. Vol. 4 (2). P. 127–140. doi:10.1006/dspr.1994.1011.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

ЛИСИН Александр Александрович – магистрант 1 курса НГУ, инженер лаборатории динамических проблем сейсмики Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: атрибутивный анализ, методы спектрального разложения, разработка алгоритмов определения характеристик целевых геологических объектов, разработка программного обеспечения на языке Python.

МИТРОФАНОВ Георгий Михайлович – доктор физико-математических наук, главный научный сотрудник лаборатории динамических проблем сейсмики Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: разработка методов и технологий обработки и интерпретации сейсмических данных, решение обратных задач геофизики.

КОСТАЩУК Даниил Иванович – магистрант НГУ, инженер лаборатории динамических проблем сейсмики Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Основные научные интересы: атрибутивный и сейсмофациальный анализ, разработка алгоритмов определения характеристик целевых геологических объектов.

*Статья поступила в редакцию 30 декабря 2024 г.,
одобрена после рецензирования 5 февраля 2025 г.,
принята к публикации 10 февраля 2025 г.*