

УДК 621.371: 550.837.6

DOI 10.52928/2070-1624-2023-41-2-69-76

## ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ СВОЙСТВ АНИЗОТРОПНОЙ СРЕДЫ НАД УГЛЕВОДОРОДАМИ ОТ РЕЖИМОВ ЗОНДИРОВАНИЯ

канд. техн. наук, доц. В. Ф. ЯНУШКЕВИЧ, С. В. КАЛИНЦЕВ, К. В. ШПАК  
(Полоцкий государственный университет имени Евфросинии Полоцкой)

*Проанализированы закономерности изменения свойств анизотропной среды над углеводородами при различных режимах зондирования: модуляции сигналов по частоте и смешанной амплитудно-частотной модуляции. Проведено моделирование компонент поверхностного импеданса среды над углеводородами. Исследованы характеристики среды над скоплениями углеводородов для частотно-модулированных сигналов в зависимости от индекса модуляции, коэффициента соотношения частот и проводимости диэлектрического наполнителя вмещающих пород. Для амплитудно-частотно-модулированных сигналов проанализированы амплитудные и фазовые характеристики комбинационных составляющих электромагнитных волн с двумя видами круговой поляризации. Даны рекомендации по разработке методов поиска углеводородов на основе частотно-модулированных и амплитудно-частотно-модулированных сигналов. Показаны способы повышения информативности электромагнитных методов электроразведки. Результаты исследований актуальны для геологоразведочных работ.*

**Ключевые слова:** углеводородная залежь, частотная модуляция, амплитудно-частотная модуляция.

**Введение.** Актуальность поиска и идентификации подземных объектов определяет рост требований к современной георадиолокации [1]. Сейсмические исследования являются наиболее часто используемым инструментом для наземной разведки углеводородных залежей (УВЗ). Сейсмические методы с течением времени развивались и теперь обеспечивают изображения недр с высоким разрешением и используются для разработки геологических моделей структуры и стратиграфии [2]. Многокомпонентный индукционный прибор исследует пласт в трех измерениях с помощью многокомпонентных массивов индукционных катушек передатчика и приемника для определения истинного горизонтального и вертикального удельного сопротивления пласта [3]. Геофизические методы основаны на изучении распространения различных физических полей в пределах недр земли с использованием волн, генерируемых естественными или искусственными (управляемыми) источниками [4]. Исследованию влияния анизотропных сред на характеристики распространения радиоволн посвящена работа [5].

Примеры разработки электромагнитных методов (ЭММ) и устройств приведены в [6; 7]. Определение месторождений нефти и газа в Западной Сибири основывается на решении задачи методом монотонных функций на пространстве признаков [8]. Вариация характеристик сложных сигналов повышает информативность методов поиска [9]. Точность поиска и идентификации углеводородов улучшается в различных модифицированных способах и средствах для реализации вертикального зондирования при поиске углеводородов [10]. По крайней мере, в трех областях морские электромагнитные исследования для структурных исследований значительно продвинулись: накопление данных, технические достижения как в аппаратном, так и в программном обеспечении и интерпретации, основанные на междисциплинарных подходах [11].

Выбор метода исследований может быть осуществлен на основании данных работ [12; 13]. Современное состояние науки и техники позволяет производить оценку проявления различных аномальных эффектов, за счет которых расширяются функциональные зависимости компонент диэлектрической проницаемости среды над залежами от воздействующих сигналов. Анизотропная модель покрывающей породы была получена путем масштабирования трехосных каротажей удельного сопротивления, полученных от поверхности до глубины пласта в скважине [14]. Акцент тенденций развития поисковой электроразведки направлен на решение поставленных задач с высоким уровнем точности и достоверности выделения месторождений УВЗ с использованием эффективных методов георазведки [15; 16].

Влияние любой новой технологии на успех геологоразведочных работ можно оценить по данным морских методов CSEM [17]. В современных системах поиска полезных ископаемых достигаются высокие показатели на базе технико-экономического обоснования наземного мониторинга резервуаров CSEM в сложной трехмерной модели [18].

**Методика исследований.** Для реализации новых методов электроразведки представляют интерес процессы взаимодействия частотно-модулированных (ЧМ) сигналов с параметрами:  $\omega_1$  – модулирующая

частота;  $\omega_2$  – частота несущего колебания;  $\beta = \frac{\Delta\omega}{\omega_1}$  – индекс модуляции;  $\Delta\omega$  – девиация частоты.

Компоненты тензора диэлектрической проницаемости среды для такого режима имеют вид [7]

$$\left\{ \begin{array}{l} \dot{\epsilon}_1 = \epsilon_r (1 + \beta \cdot k_\omega \cos \omega_1 t) + \sum_{i=1}^2 \left\{ \frac{\omega_{\Pi i}^2 \tilde{\omega}_3}{\omega_2} \frac{\omega_{\Gamma i}^2 - \tilde{\omega}_3^2 - v_i^2}{(v_i^2 + \omega_{\Gamma i}^2 - \tilde{\omega}_3^2)^2 + 4\tilde{\omega}_3^2 v_i^2} - j \left[ \frac{\sigma_r}{\omega_2 \epsilon_0} + \right. \right. \\ \left. \left. + \frac{\omega_{\Pi i}^2 v_i}{\omega_2} \frac{\tilde{\omega}_3^2 + v_i^2 + \omega_{\Gamma i}^2}{(v_i^2 + \omega_{\Gamma i}^2 - \tilde{\omega}_3^2)^2 + 4\tilde{\omega}_3^2 v_i^2} \right] \right\}, \\ \dot{\epsilon}_2 = \sum_{i=1}^2 \left\{ \frac{\omega_{\Pi i}^2 \omega_{\Gamma i}}{\omega_2} \frac{\omega_{\Gamma i}^2 - \tilde{\omega}_3^2 + v_i^2}{(v_i^2 + \omega_{\Gamma i}^2 - \tilde{\omega}_3^2)^2 + 4\tilde{\omega}_3^2 v_i^2} - \frac{2j\tilde{\omega}_3 v_i \omega_{\Pi i}^2 \omega_{\Gamma i}}{[(v_i^2 + \omega_{\Gamma i}^2 - \tilde{\omega}_3^2)^2 + 4\tilde{\omega}_3^2 v_i^2] \omega_2} \right\}, \\ \dot{\epsilon}_3 = \epsilon_r (1 + \beta \cdot k_\omega \cos \omega_1 t) + \sum_{i=1}^2 \left\{ \frac{\omega_{\Pi i}^2 \tilde{\omega}_3}{\omega_2} \frac{1}{v_i^2 + \tilde{\omega}_3^2} - j \left[ \frac{\sigma_r}{\omega_2 \epsilon_0} + \frac{\omega_{\Pi i}^2 v_i}{\omega_2} \frac{1}{\tilde{\omega}_3^2 + v_i^2} \right] \right\}, \end{array} \right. \quad (1)$$

где  $\dot{\epsilon}_1, \dot{\epsilon}_2, \dot{\epsilon}_3$  – компоненты тензора диэлектрической проницаемости среды над УВЗ;

$\omega_{\Pi i}$  – плазменная частота;

$\omega_{\Gamma i}$  – гиротропная частота;

$k_\omega$  – коэффициент отношения частот;

$v_i$  – частота столкновения частиц;

$\epsilon_r$  – относительная диэлектрическая проницаемость среды;

$\sigma_r$  – проводимость среды;

$\epsilon_0$  – диэлектрическая постоянная.

При этом

$$\tilde{\omega}_3 = \omega_2 [1 + \beta \cdot k_\omega \cos \omega_1 t]. \quad (2)$$

Для режима смешанной модуляции применяются коэффициент амплитудной модуляции  $k_m$  и модулирующая частота  $\Omega$ , несущая частота  $\omega$ . При этом

$$\tilde{\omega}_4 = \omega [1 - k_m^2 \sin \Omega t]; \quad (3)$$

$$\dot{Z}_{11} = \dot{Z}_{22} = -\frac{1}{2j\sqrt{\epsilon_R \epsilon_L}} (\sqrt{\epsilon_R} - \sqrt{\epsilon_L}); \quad (4)$$

$$\dot{Z}_{12} = \dot{Z}_{21} = \frac{1}{2\sqrt{\epsilon_R \epsilon_L}} (\sqrt{\epsilon_R} + \sqrt{\epsilon_L}).$$

Был исследован поверхностный импеданс по формулам (4) с учетом компонент тензора

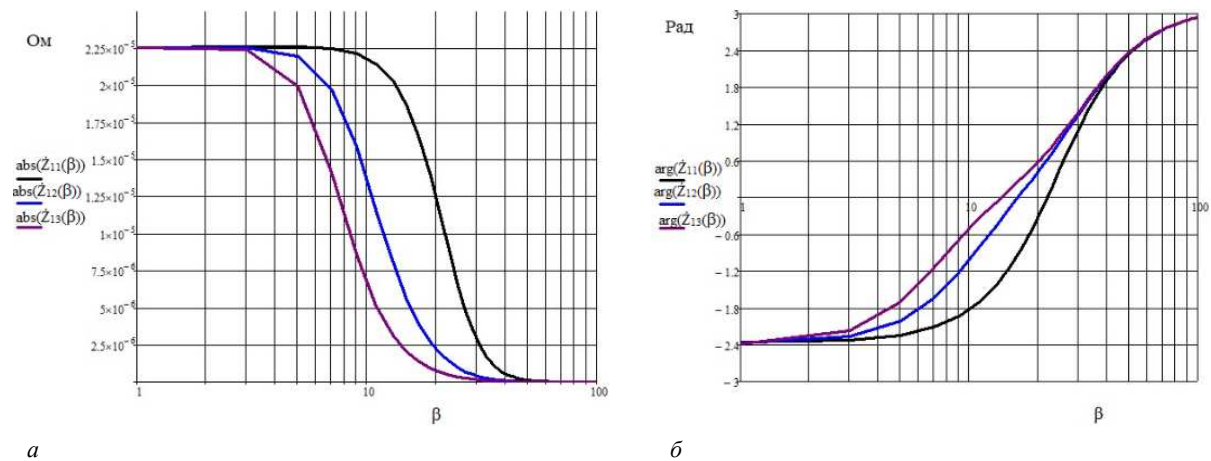
$$\begin{aligned} \dot{\epsilon}_R &= \dot{\epsilon}_1 + \dot{\epsilon}_2 = \text{Re} \dot{\epsilon}_R + j \text{Im} \dot{\epsilon}_R; \\ \dot{\epsilon}_L &= \dot{\epsilon}_1 - \dot{\epsilon}_2 = \text{Re} \dot{\epsilon}_L + j \text{Im} \dot{\epsilon}_L \end{aligned} \quad (5)$$

для следующих параметров среды над залежами углеводородов [5]: диэлектрической проницаемости вмещающих пород  $\epsilon_r = 1 - 30$ , электрической проводимости  $\sigma_r = 1 \cdot 10^{-5} - 1$  См/м, частоты столкновения частиц  $v = 0,6 \cdot \pi \cdot 10^9 - 3 \cdot \pi \cdot 10^9$  рад/с, концентрации частиц  $N_e = N_n = (10^{16} - 10^{18}) \text{ м}^{-3}$ .

Составляющие тензора для режима смешанной модуляции имеют вид [7]

$$\left\{ \begin{aligned} \dot{\epsilon}_1 &= \epsilon_r (1 - k_m^2 \sin^2 \Omega \cdot t) + \sum_{i=1}^2 \left\{ \frac{\omega_{\Gamma_i}^2 \tilde{\omega}_4}{\omega} \frac{\omega_{\Gamma_i}^2 - \tilde{\omega}_4^2 - v_i^2}{(v_i^2 + \omega_{\Gamma_i}^2 - \tilde{\omega}_4^2)^2 + 4\tilde{\omega}_4^2 v_i^2} + j \left[ \frac{\epsilon_r \beta \cdot k_m \sin \Omega \cdot t}{1 + \beta \cdot \cos \Omega \cdot t} - \frac{\sigma_r}{\omega \epsilon_0} - \frac{\omega_{\Gamma_i}^2 v_i}{\omega} \frac{\tilde{\omega}_4^2 + v_i^2 + \omega_{\Gamma_i}^2}{(v_i^2 + \omega_{\Gamma_i}^2 - \tilde{\omega}_4^2)^2 + 4\tilde{\omega}_4^2 v_i^2} \right] \right\}; \\ \dot{\epsilon}_2 &= \sum_{i=1}^2 \left\{ \frac{\omega_{\Gamma_i}^2 \omega_{\Gamma_i}}{\omega} \frac{\omega_{\Gamma_i}^2 - \tilde{\omega}_4^2 + v_i^2}{(v_i^2 + \omega_{\Gamma_i}^2 - \tilde{\omega}_4^2)^2 + 4\tilde{\omega}_4^2 v_i^2} - \frac{2j \tilde{\omega}_4 v_i \omega_{\Gamma_i}^2 \omega_{\Gamma_i}}{\omega [(v_i^2 + \omega_{\Gamma_i}^2 - \tilde{\omega}_4^2)^2 + 4\tilde{\omega}_4^2 v_i^2]} \right\}; \\ \dot{\epsilon}_3 &= \epsilon_r (1 - k_m^2 \sin^2 \Omega \cdot t) + \sum_{i=1}^2 \left\{ \frac{\omega_{\Gamma_i}^2 \tilde{\omega}_4}{\omega} \frac{1}{v_i^2 + \tilde{\omega}_4^2} + j \left[ \frac{\epsilon_r \beta \cdot k_m \sin \Omega \cdot t}{1 + \beta \cdot \cos \Omega \cdot t} - \frac{\sigma_r}{\omega \epsilon_0} - \frac{\omega_{\Gamma_i}^2 v_i}{\omega} \frac{1}{\tilde{\omega}_4^2 + v_i^2} \right] \right\}. \end{aligned} \right. \quad (6)$$

**Результаты исследований.** Изменение модуля и фазы поверхностного импеданса  $\dot{Z}_{11}$  от индекса модуляции показано на рисунке 1 (*a* – модуль поверхностного импеданса, *б* – фазовая составляющая поверхностного импеданса). Как видно из рисунка, на отрезке индексов модуляции (3 – 50) происходит уменьшение абсолютной компоненты. С ростом диэлектрической проницаемости вмещающих пород над месторождением нефти и газа точки уменьшения смещаются влево по оси абсцисс. Значения индексов модуляции, соответствующих переходу через нуль, равны (10 – 30).



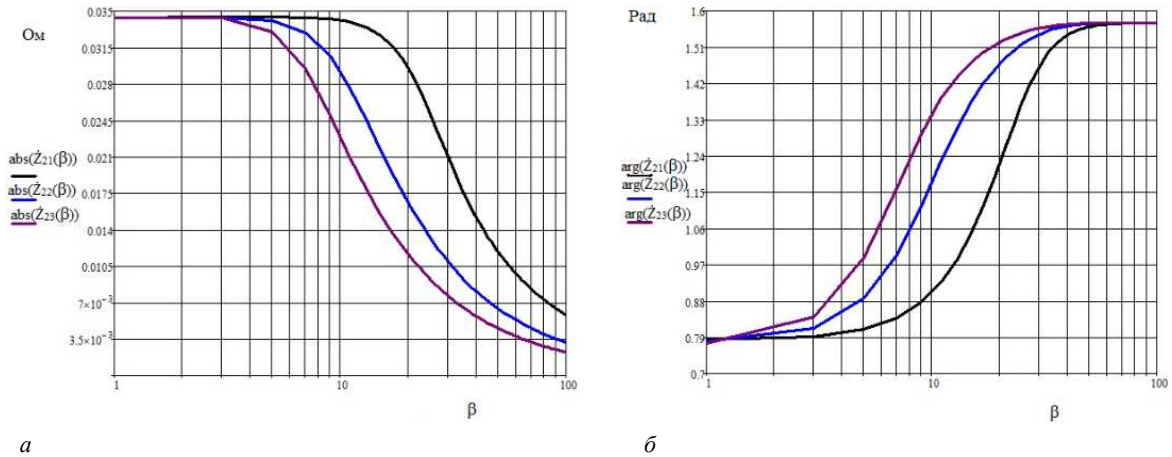
*a* –  $|\dot{Z}_{11}(\beta)|$  для  $\epsilon_r = 3, f_1 = 10^6$  Гц,  $|\dot{Z}_{12}(\beta)|$  для  $\epsilon_r = 10, f_1 = 10^6$  Гц,  $|\dot{Z}_{13}(\beta)|$  для  $\epsilon_r = 20, f_1 = 10^6$  Гц;  
*б* –  $\arg(\dot{Z}_{11}(\beta))$  для  $\epsilon_r = 3, f_1 = 10^6$  Гц,  $\arg(\dot{Z}_{12}(\beta))$  для  $\epsilon_r = 10, f_1 = 10^6$  Гц,  $\arg(\dot{Z}_{13}(\beta))$  для  $\epsilon_r = 20, f_1 = 10^6$  Гц

**Рисунок 1. – Зависимости модуля и фазы поверхностного импеданса  $\dot{Z}_{11}$  от индекса модуляции**

Фаза поверхностного импеданса  $\dot{Z}_{11}$  увеличивается во всем диапазоне исследуемых индексов модуляции и с ростом диэлектрической проницаемости анизотропной среды над УВЗ точки перехода через нуль сдвигаются влево по координате  $x$ .

Изменение модуля и фазы поверхностного импеданса  $\dot{Z}_{21}$  от индекса модуляции показано на рисунке 2 (*a* – модуль поверхностного импеданса, *б* – фазовая составляющая поверхностного импеданса). Закономерность поведения указанных характеристик имеет сходство с приведенными выше зависимостями, отличаются только численные значения.

Фазовые характеристики принимают только положительные значения в отличие от  $\arg \dot{Z}_{21}(\beta)$ , когда фаза может быть и отрицательной. Проведено моделирование зависимостей модуля и фазы поверхностного импеданса  $\dot{Z}_{11}$  от коэффициента соотношения частот (рисунок 3, *a* – модуль поверхностного импеданса, *б* – фазовая составляющая поверхностного импеданса).

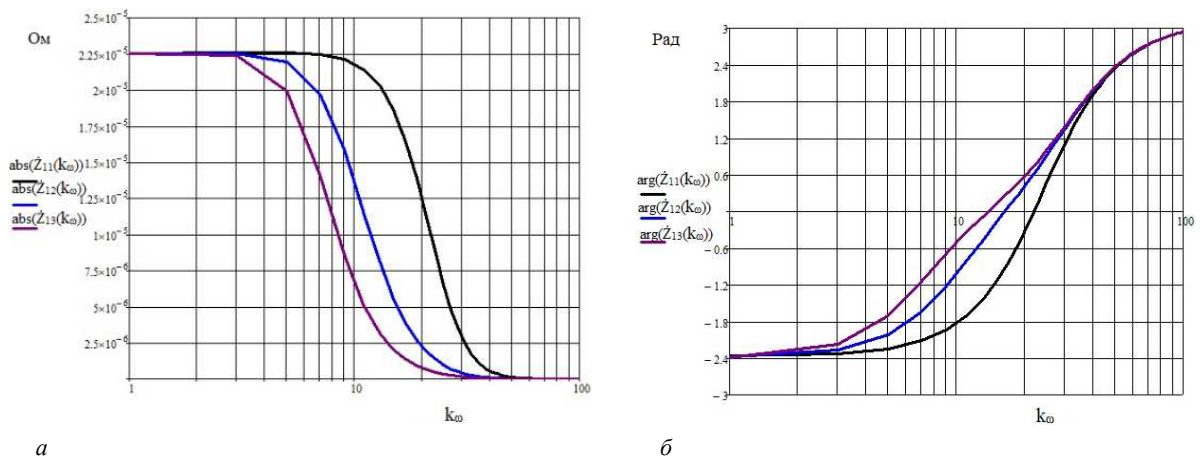


а

б

а –  $|\dot{Z}_{21}(\beta)|$  для  $\varepsilon_r = 3, f_1 = 10^6$  Гц,  $|\dot{Z}_{22}(\beta)|$  для  $\varepsilon_r = 10, f_1 = 10^6$  Гц,  $|\dot{Z}_{23}(\beta)|$  для  $\varepsilon_r = 20, f_1 = 10^6$  Гц;  
 б –  $\arg \dot{Z}_{21}(\beta)$  для  $\varepsilon_r = 3, f_1 = 10^6$  Гц,  $\arg \dot{Z}_{22}(\beta)$  для  $\varepsilon_r = 10, f_1 = 10^6$  Гц,  $\arg \dot{Z}_{23}(\beta)$  для  $\varepsilon_r = 20, f_1 = 10^6$  Гц;

Рисунок 2. – Зависимости модуля и фазы поверхностного импеданса  $\dot{Z}_{21}$  от индекса модуляции



а

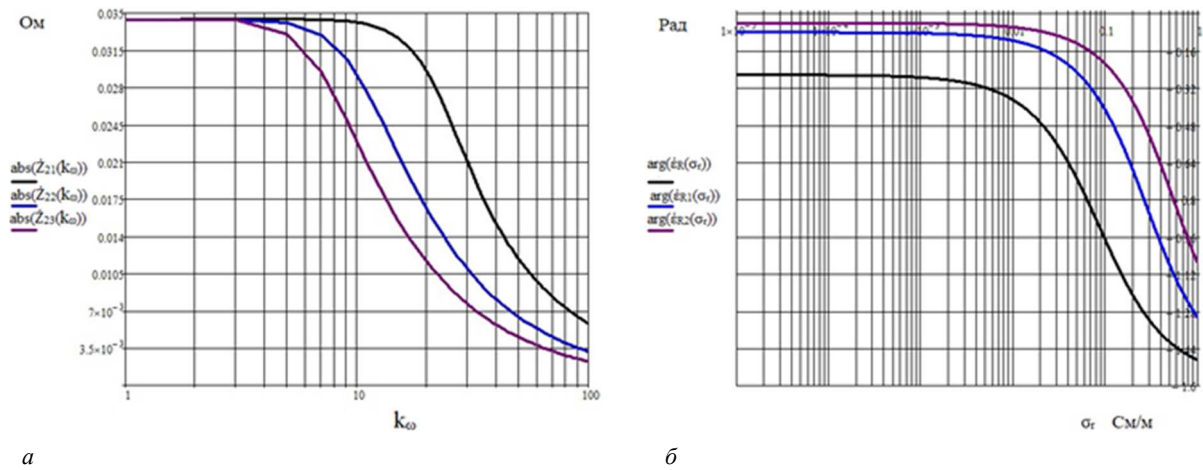
б

а –  $|\dot{Z}_{11}(k_\omega)|$  для  $\varepsilon_r = 3, f_1 = 10^6$  Гц,  $|\dot{Z}_{12}(k_\omega)|$  для  $\varepsilon_r = 10, f_1 = 10^6$  Гц,  $|\dot{Z}_{13}(k_\omega)|$  для  $\varepsilon_r = 20, f_1 = 10^6$  Гц;  
 б –  $\arg(\dot{Z}_{11}(k_\omega))$  для  $\varepsilon_r = 3, f_1 = 10^6$  Гц,  $\arg(\dot{Z}_{12}(k_\omega))$  для  $\varepsilon_r = 10, f_1 = 10^6$  Гц,  $\arg(\dot{Z}_{13}(k_\omega))$  для  $\varepsilon_r = 20, f_1 = 10^6$  Гц;

Рисунок 3. – Зависимости модуля и фазы поверхностного импеданса  $\dot{Z}_{11}$  от коэффициента соотношения частот

Установлено, что на модуль данной составляющей поверхностного импеданса оказывают наибольшее влияние коэффициенты соотношения частот в диапазоне от 3 до 40. Фазовые значения данной составляющей поверхностного импеданса увеличиваются во всем диапазоне исследуемых коэффициентов соотношения частот, и с ростом диэлектрической проницаемости вмещающих пород над месторождением нефти и газа точки перехода через нуль сдвигаются влево по координате  $x$ .

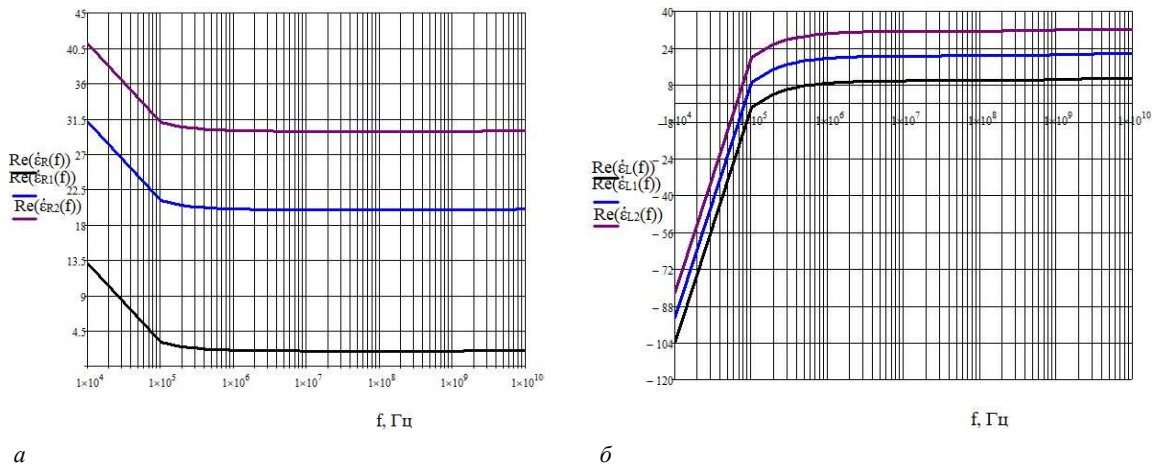
Проведено моделирование зависимостей компонент поверхностного импеданса  $\dot{Z}_{21}$  и фазовой составляющей для правой поляризации от коэффициента соотношения частот и проводимости, представленных на рисунке 4 (а – абсолютная часть поверхностного импеданса, б – фазовая составляющая для суммарной составляющей). В отличие от предыдущей составляющей, на компоненту поверхностного импеданса  $\dot{Z}_{21}$  воздействует практически весь диапазон коэффициентов соотношения частот, кроме начальных значений (1 – 3). На фазовую составляющую для правой поляризации проводимость среды оказывает влияние в диапазоне (0,01 – 1) См/м. Информативность повышается за счет конкретизации моделей среды и учета влияния водонасыщенности слоев, климатических особенностей. С ростом диэлектрической проницаемости фаза поверхностного импеданса увеличивается.



**а** –  $|\dot{Z}_{21}(k_\omega)|$  для  $\epsilon_r = 3, f_1 = 10^6$  Гц,  $|\dot{Z}_{22}(k_\omega)|$  для  $\epsilon_r = 10, f_1 = 10^6$  Гц,  $|\dot{Z}_{23}(k_\omega)|$  для  $\epsilon_r = 20, f_1 = 10^6$  Гц;  
**б** –  $\arg(\dot{\epsilon}_R(\sigma_r))$  для  $\epsilon_r = 3, \beta=1, f_1 = 10^9$  Гц,  $\arg(\dot{\epsilon}_{R1}(\sigma_r))$  для  $\epsilon_r = 10, \beta=1, f_1 = 10^9$  Гц,  
 $\arg(\dot{\epsilon}_{R2}(\sigma_r))$  для  $\epsilon_r = 20, \beta=1, f_1 = 10^9$  Гц

**Рисунок 4.** – Зависимости компонент поверхностного импеданса  $\dot{Z}_{21}$  и фазовой составляющей для правой поляризации от коэффициента соотношения частот и проводимости

Проанализированы формулы (5) для тензора среды над УВЗ. Данные исследований для ЭМВ с правой круговой поляризацией показаны на рисунке 5 (*а* – суммарная компонента, *б* – разностная компонента).

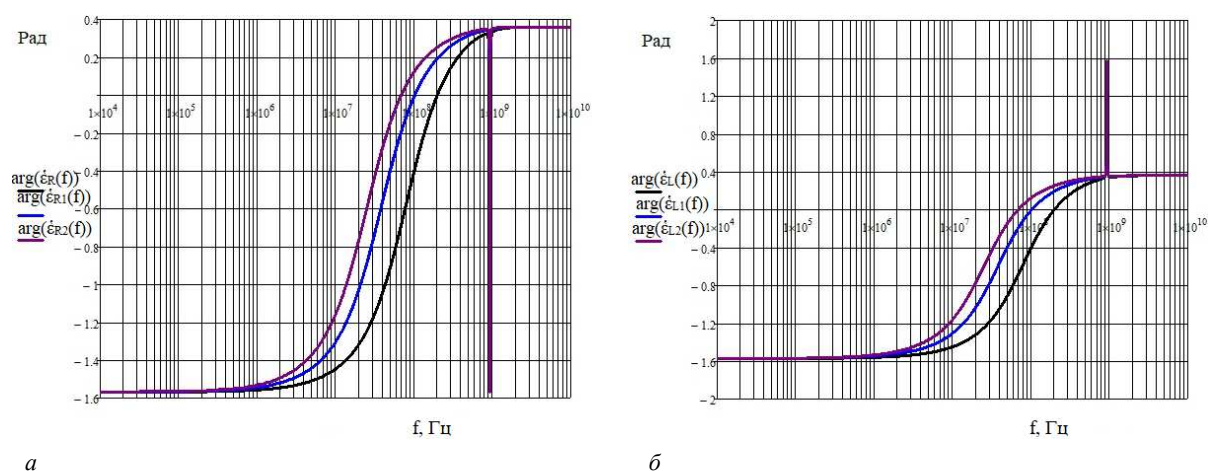


**а** – для ЭМВ с правой поляризацией; **б** – для ЭМВ с левой поляризацией;  
 $\text{Re}(\dot{\epsilon}_R(f)), \text{Re}(\dot{\epsilon}_L(f))$  для  $\epsilon_r = 3, \beta= 5; \text{Re}(\dot{\epsilon}_{R1}(f)), \text{Re}(\dot{\epsilon}_{L1}(f))$  для  $\epsilon_r = 20, \beta= 5;$   
 $\text{Re}(\dot{\epsilon}_{R2}(f)), \text{Re}(\dot{\epsilon}_{L2}(f))$  для  $\epsilon_r = 30, \beta= 5$

**Рисунок 5.** – Зависимости  $\text{Re}(\dot{\epsilon}_R(f)), \text{Re}(\dot{\epsilon}_L(f))$

Вещественная составляющая для ЭМВ с правой поляризацией имеет точку перелома на частотах  $f_{2П}$ , соответствующих электронному циклотронному резонансу, и равна 100 кГц – 1 МГц, причем с ростом диэлектрической проницаемости она увеличивается. Частота электронного плазменного резонанса  $f_{2П}$  лежит в диапазоне (100 – 1000) МГц и следует отметить, что для режима амплитудно-модулированных сигналов влияние частоты электронного плазменного резонанса на комбинированные составляющие тензора практически незаметно в отличие от других режимов зондирования [7]. На приведенных графиках это не прослеживается, а точные расчеты дают увеличение рассматриваемой компоненты на частотах электронного плазменного резонанса примерно на (0,01 – 0,05). Для комбинированной составляющей ЭМВ с левой поляризацией для высокочастотной составляющей (60 кГц – 2 МГц) происходит рост рассматриваемой компоненты. Фазовые характеристики неизменны для частот 2 МГц – 10 ГГц.

Проведено моделирование зависимостей фазовых составляющих компонент тензора диэлектрической проницаемости среды от несущей частоты, представленных на рисунке 6 (*a* – для ЭМВ с правой поляризацией; *b* – для ЭМВ с левой поляризацией). Наблюдается рост фазовой составляющей на частотах 1 МГц – 1 ГГц. По рисункам видно, что с точки зрения выделения границ и идентификации УВЗ уникальной является частота 1 ГГц, на которой происходит скачкообразное уменьшение фазы суммарной компоненты и скачкообразное увеличение фазы разностной компоненты. Также следует отметить, что эта частота соответствует частоте электронного плазменного резонанса  $f_{2\Pi}$  и данные результаты моделирования хорошо с этим коррелируются.



*a* – для ЭМВ с правой поляризацией; *b* – для ЭМВ с левой поляризацией;  
 $\arg(\dot{\epsilon}_R(f))$ ,  $\arg(\dot{\epsilon}_L(f))$  для  $\epsilon_r = 3$ ,  $\beta = 5$ ;  $\arg(\dot{\epsilon}_{R1}(f))$ ,  $\arg(\dot{\epsilon}_{L1}(f))$  для  $\epsilon_r = 20$ ,  $\beta = 5$ ;  
 $\arg(\dot{\epsilon}_{R2}(f))$ ,  $\arg(\dot{\epsilon}_{L2}(f))$  для  $\epsilon_r = 30$ ,  $\beta = 5$

Рисунок 6. – Зависимости  $\arg(\dot{\epsilon}_R(f))$ ,  $\arg(\dot{\epsilon}_L(f))$

Информативность ЭММ поиска углеводородов может быть повышена за счет применения измерения поверхностного импеданса по двухканальной схеме ( $\dot{Z}_{11}$  и  $\dot{Z}_{21}$ ) в режимах с правой и левой круговыми поляризациями.

**Заключение.** Проведенный анализ распространения ЭМВ в среде над углеводородами в режимах частотной модуляции и амплитудно-частотной модуляции показал следующее:

- значения индексов модуляции, соответствующих переходу через нуль характеристик комбинированных элементов тензоров диэлектрической проницаемости среды над УВЗ, в режиме частотной модуляции равны (10 – 30);
- фазовая характеристика составляющей поверхностного импеданса  $\dot{Z}_{11}$  в режиме частотной модуляции увеличивается во всем диапазоне исследуемых индексов модуляции, и с ростом диэлектрической проницаемости вмещающих пород над месторождением нефти и газа точки перехода через нуль сдвигаются влево по координате  $x$ ;
- на фазовую составляющую для правой поляризации проводимость среды оказывает влияние в диапазоне (0,01 – 1) См/м;
- частота электронного циклотронного резонанса в режиме амплитудно-частотной модуляции лежит в пределах 100 кГц – 1 МГц, причем с ростом диэлектрической проницаемости величина вещественной составляющей увеличивается, частота электронного плазменного резонанса равна (100 – 1000) МГц;
- для выделения границ и идентификации УВЗ можно рекомендовать частоту 1 ГГц, на которой происходит скачкообразное уменьшение фазы суммарной компоненты и скачкообразное увеличение фазы разностной компоненты.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Владов М. Л., Старовойтов А. В. Введение в георадиолокацию. – М.: Изд-во МГУ, 2004. – 153 с.
2. Harris P. E., Du Z., Macgregor L. et al. Joint interpretation of seismic and CSEM data using well log constraints: An example from the Luva Field // First Break. – 2009. – Vol. 27, iss 5. – P. 73–81. – DOI: [10.3997/1365-2397.27.1299.28932](https://doi.org/10.3997/1365-2397.27.1299.28932).

3. Yu L. et al. Enhanced evaluation of lowresistivity reservoirs using new multicomponent induction log data // *Petrophysics*. – 2001. – Vol. 42. – P. 611–623.
4. Zhdanov, M. S. *Geophysical electromagnetic theory and methods*. – Amsterdam – New York – Tokyo: Elsevier, 2009. – 861 p.
5. Moskvichew V. N. Interaction of electromagnetic waves (EMW) with anisotropic inclusion in communication line // 9<sup>th</sup> Microw. Conf. NICON – 91, Rydzyna, May 20–22, 1991. – Vol. 1. – P. 240–244.
6. Гололобов Д. В. Взаимодействие электромагнитных волн и углеводородных залежей. – Минск: Бестпринт, 2009. – 185 с.
7. Янушкевич, В. Ф. Электромагнитные методы поиска и идентификации углеводородных залежей. – Новополоцк: ПГУ, 2017. – 232 с.
8. Петров К. Н. Метод монотонных функций и его применение к прогнозу залежей углеводородов // Информационные процессы. – 2023. – Т. 23. – № 1. – С. 126–137.
9. Степуленок С. В., Янушкевич В. Ф. Взаимодействие амплитудно-частотно-модулированных сигналов со средой над углеводородными залежами // Вестн. Полоц. гос. ун-та. Сер. С, Фундам. науки. – Новополоцк, 2009. – № 9. – С. 103–108.
10. Helwig S. L., Wood W., Gloux B. Vertical–vertical controlled-source electromagnetic instrumentation and acquisition // *Geophysical Prospecting*. – 2019. – Vol. 67, iss. 6. – P. 1582–1594. – DOI: [10.1111/1365-2478.12771](https://doi.org/10.1111/1365-2478.12771).
11. Baba K. Electrical structure in marine tectonic settings // *Surveys in Geophysics*. – 2005. – Vol. 26. – P. 701–731.
12. Garina S., Ivanov S., Kudryavceva E. et al. EM and IP inversion using relaxation time constraints // *First Break*. – 2013. – Vol. 31, iss. 4. – P. 69–72. – DOI: [10.3997/1365-2397.31.4.67467](https://doi.org/10.3997/1365-2397.31.4.67467).
13. Каратаев Г. И. Геофизические методы исследований. – Минск: БГУ, 2008. – 147 с.
14. Colombo D., McNeice G. W. Quantifying surface-to-reservoir electromagnetics for water flood monitoring in a Saudi Arabian carbonate reservoir // *Geophysics*. – 2013. – Vol. 78, iss. 6. – P. E281–E297. – DOI: [10.1190/geo2012-0206.1](https://doi.org/10.1190/geo2012-0206.1).
15. Констебл С. Десять лет морской CSEM для разведки углеводородов // Геофизика. – 2010. – Т. 75, № 5.
16. Ellis M., Ruiz F., Nanduri S. et al. Importance of anisotropic rock physics modelling in integrated seismic and CSEM interpretation // *First Break*. – 2011. – Vol. 29, iss. 6. – P. 87–95. – DOI: [10.3997/1365-2397.29.6.51279](https://doi.org/10.3997/1365-2397.29.6.51279).
17. Hesthammer, J., Stefatos, A., Boulaenko, M. et al. CSEM performance in light of well results // *The Leading Edge*. – 2010. – Vol. 29, iss. 1. – P. 34–41. – DOI: [10.1190/1.3284051](https://doi.org/10.1190/1.3284051).
18. Wirianto M., Mulder W., Slob E. Feasibility study of land CSEM reservoir monitoring in a complex 3-D model // *Geophys. J. Int.* – Vol. 181, iss. 2. – 2010. – P. 741–755. – DOI: [10.1111/j.1365-246X.2010.04544.x](https://doi.org/10.1111/j.1365-246X.2010.04544.x).

## REFERENCES

1. Vladov, M. L., & Starovojtov, A. V. (2004). *Vvedenie v georadiolokaciju [Introduction to GPR]*. Moscow: Publ. MGU, (In Russ.).
2. Harris, P. E., Du, Z., MacGregor, L., Olsen, W., Shu, R., & Cooper, R. (2009). Joint interpretation of seismic and CSEM data using well log constraints: An example from Luvu Field. *First Break*, 27(5), 73–81. DOI: [10.3997/1365-2397.27.1299.28932](https://doi.org/10.3997/1365-2397.27.1299.28932).
3. Yu, L. et al. (2001). Enhanced evaluation of lowresistivity reservoirs using new multicomponent induction log data. *Petrophysics*, (42), 611–623.
4. Zhdanov, M. S. (2009). *Geophysical electromagnetic theory and methods*. Amsterdam – New York – Tokyo: Elsevier.
5. Moskvichew, V. N. (1991). Interaction of electromagnetic waves (EMW) with anisotropic inclusion in communication line, 9<sup>th</sup> Microw. Conf. NICON – 91: Vol. 1, (240–244). Rydzyna.
6. Gololobov, D. V. (2009). *Vzaimodeistvie elektromagnitnykh voln i uglevodorodnykh zalezhei*. Minsk: Bestprint. (In Russ.).
7. Yanushkevich, V. F. (2017). *Elektromagnitnye metody poiska i identifikatsii uglevodorodnykh zalezhei [Electromagnetic methods for searching and identifying hydrocarbon deposits]*. Novopolotsk: PGU. (In Russ.).
8. Geldmacher, I., & Strack, K. (2017). A Fit-for-purpose electromagnetic System for Reservoir Monitoring and Geothermal Exploration. *GRC Transactions*, (41), 1649–1658.
9. Stepulenk, S. V., & Yanushkevich, V. F. (2009). Vzaimodeistvie amplitudno-chastotno-modulirovannykh signalov so sredoi nad uglevodo-rodnyimi zalezhami [Interaction of amplitude-frequency-modulated signals with the environment above hydrocarbon deposits]. *Vestnik Polotskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya C, Fundamental'nye nauki [Herald of Polotsk State University. Series C. Fundamental sciences]*, (9), 103–108. (In Russ., abstr. in Engl.).
10. Helwig, S. L., Wood, W., & Gloux B. (2019). Vertical–vertical controlled-source electromagnetic instrumentation and acquisition. *Geophysical Prospecting*, 67(6), 1582–1594. DOI: [10.1111/1365-2478.12771](https://doi.org/10.1111/1365-2478.12771).
11. Baba, K. (2005). Electrical structure in marine tectonic settings. *Surveys in Geophysics*, (26), 701–731.
12. Garina, S., Ivanov, S., Kudryavceva, E., Legeydo, P., Veeken, P., & Vladimirov, V. (2013). Simultaneous EM and IP inversion using relaxation time constraints. *First Break*, 31(4), 69–72. DOI: [10.3997/1365-2397.31.4.67467](https://doi.org/10.3997/1365-2397.31.4.67467).
13. Karataev, G. I. (2008). *Geofizicheskie metody issledovaniy [Geophysical research methods]*. Minsk: BGU. (In Russ.).
14. Colombo, D., & Mcneice, G. (2013). Quantifying surface-to-reservoir electromagnetics for waterflood monitoring in a Saudi Arabian carbonate reservoir. *Geophysics*, 78(6), E281–E297. DOI: [10.1190/geo2012-0206.1](https://doi.org/10.1190/geo2012-0206.1).
15. Konstebl, S. (2010). Desyat' let morskoi CSEM dlya razvedki uglevodorodov [Ten years of offshore CSEM for hydrocarbon exploration]. *Geofizika*, 75(5). (In Russ.).
16. Ellis, M., Ruiz, F., Nanduri, S., Keirstead, R., Azizov, I., Frenkel, M., & Macgregor, L. (2011). Importance of anisotropic rock physics modelling in integrated seismic and CSEM interpretation. *First Break*, 29(6), 87–95. DOI: [10.3997/1365-2397.29.6.51279](https://doi.org/10.3997/1365-2397.29.6.51279).

17. Hesthammer, J., Stefatos, A., Boulaenko, M., Fanavoll, S., & Danielsen, J. (2010). CSEM performance in light of well results. *The Leading Edge*, 29(1), 34–41, DOI: [10.1190/1.3284051](https://doi.org/10.1190/1.3284051).
18. Wirianto, M., Mulder, W., & Slob, E. (2010). A feasibility study of land CSEM reservoir monitoring in a complex 3-D model. *Geophys. J. Int.*, 181(2), 741–755. DOI: [10.1111/j.1365-246X.2010.04544.x](https://doi.org/10.1111/j.1365-246X.2010.04544.x).

Поступила 04.10.2023

## REGULARITIES OF CHANGE IN PROPERTIES OF THE ANISOTROPIC MEDIUM OVER HYDROCARBONS FROM SENSING MODES

V. YANUSHKEVICH, S. KALINTSEV, K. SHPAK  
(*Euphrosyne Polotskaya State University of Polotsk*)

*The article discusses the analysis of the patterns of changes in the properties of an anisotropic medium over hydrocarbons from sounding modes when using frequency modulation of signals and mixed amplitude-frequency modulation. The components of the surface impedance of the medium above hydrocarbons were modeled. A study was carried out of the characteristics of the environment above hydrocarbon accumulations for frequency-modulated signals from the modulation index, the frequency ratio coefficient and the conductivity of the dielectric filler of the host rocks. For amplitude-frequency modulated signals, the amplitude and phase characteristics of the combination components of electromagnetic waves with two types of circular polarization are analyzed. Recommendations are given for the development of methods for searching for hydrocarbons based on frequency-modulated and amplitude-frequency-modulated signals. Methods for increasing the information content of electromagnetic methods of electrical prospecting are shown. The research results are relevant for geological exploration work.*

**Keywords:** hydrocarbon reservoir, frequency modulation, amplitude-frequency modulation.