

УДК 621.371:550.837.6

## ИДЕНТИФИКАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

канд. техн. наук, доц. **В.Ф. ЯНУШКЕВИЧ, К.И. КРЕМЕНЯ, В.М. ЧЕРТКОВ**  
(Полоцкий государственный университет)

*Проанализированы идентификационные характеристики углеводородных залежей. Рассмотрены физико-химические и электродинамические свойства углеводородов. Дана оценка состава залежей нефти и газа. Рассмотрены особенности типов углеводородных залежей. Выбран широкий диапазон исследуемых характеристик. Представлены результаты исследований взаимодействия электромагнитных волн со средами над углеводородами. Продемонстрирован расчёт комбинационных составляющих тензора диэлектрической проницаемости. Проанализирован контраст поверхностного импеданса исследуемых анизотропных сред. Приведены примеры характеристик углеводородных залежей для реальных месторождений нефти и газа.*

**Введение.** Современные методы электромагнитной разведки требуют надёжной, достоверной базы уникальной информации об установленных на данный момент сведениях о свойствах углеводородных залежей (УВЗ). Такие знания служат надёжным инструментом при поиске, оконтуривании и идентификации УВЗ с помощью электромагнитных методов (ЭММ) георазведки. Умение их применения позволяет повысить эффективность, достоверность и производительность геологоразведочных работ.

В современной электроразведке наблюдается тенденция разработки новых ЭММ, связанных с усовершенствованием методик и технологий, преследующих сокращение времени аттестации контролируемой поверхности и улучшение качественных показателей эффективности [1–3]. В данной работе приводится анализ физико-химических и электродинамических свойств УВЗ, а также расчёт отдельных характеристик, представляющих интерес в задачах идентификации углеводородов.

**Идентификационные характеристики углеводородов.** Нефть образуется с газообразными углеводородами (УВ) на глубине более 1,2–2 км, залегают на глубине от десятков метров до 5–6 км; на глубинах 4,5–5 км преобладают газовые и газоконденсатные залежи с незначительным количеством легких фракций. Максимальное число залежей нефти располагается на глубине 1–3 км. Вблизи земной поверхности нефть преобразуется в густую массу, полутвердый асфальт и другие вещества (например, битуминозные пески и битумы) [2].

Для определения характера среды, т.е. идентификации ее как УВЗ с высокой степенью вероятности, близкой к 0,95–1,00, следует провести анализ характеристик исследуемой среды, идентифицирующих залежь с помощью ЭММ.

Для идентификации УВЗ выделим и рассмотрим ряд характеристик.

**1. Абсолютная ( $\epsilon_a$ ) и относительная ( $\epsilon$ ) диэлектрическая проницаемость среды**

Диэлектрическая проницаемость нефтяных газов составляет 1,001–1,018, нефтей  $\epsilon_{нефти} = 2–2,5$ , тяжелых асфальтосмолистых нефтей  $\epsilon = 2,7–2,8$ .

Наибольшее значение  $\epsilon$  имеют ароматические УВ, наименьшее – парафиновые. Нафтеновые УВ занимают промежуточные значения. Диэлектрическая проницаемость бензола при  $T = 20$  °С равна 2,28, гексана – 1,90, циклогексана – 2,20. Из нефтяных компонентов  $\epsilon_{max} = 3,5–4$  для асфальтенов [4].

Диэлектрическая проницаемость зависит от поляризуемости молекул, атомов, ионов, их числа в  $1 \text{ см}^3$ , от температуры. Диэлектрическая проницаемость характеризует ионизирующую способность среды и может быть определена как

$$\epsilon = \frac{F_{вак}}{F_{диэл}}, \quad (1)$$

где  $F_{вак}$  и  $F_{диэл}$  – сила взаимодействия зарядов в вакууме и в данном диэлектрике.

С ростом температуры  $\epsilon$  уменьшается [4].

Влажность оказывает сильное влияние на диэлектрическую проницаемость. Так как  $\epsilon_{нефти} = 2–2,7$ , а  $\epsilon_{воды} = 81$ , то результирующая проницаемость смеси зависит от соотношения количества нефти и воды.

Формула для определения диэлектрической проницаемости смеси имеет вид:

$$\lg \epsilon_3 = y_1 \lg \epsilon_1 + y_2 \lg \epsilon_2, \quad (2)$$

где  $\epsilon_3$ ,  $\epsilon_2$ ,  $\epsilon_1$  – соответственно диэлектрическая проницаемость смеси, воды и нефти;  $y_1$  и  $y_2$  – объемные доли воды и нефти.

Диэлектрическая проницаемость нефти зависит от частоты сигнала [4]. Причем до частоты  $f = 50$  МГц  $\epsilon_{\text{нефти}}$  не зависит от частоты. С увеличением концентрации солей в воде  $\epsilon$  растет незначительно.

Анализ экспериментальных данных показывает, что для безводных сырых нефтей на частотах  $f = 50$  кГц–100 МГц  $\epsilon$  уменьшается, с частоты  $f = 100$  МГц остается постоянной. Так, при  $T = 20$  °С  $\epsilon = 2,65$  на частоте  $f = 0,001$  МГц и  $\epsilon = 2,45$  на частоте  $f = 5$  МГц.

## 2. Удельная проводимость среды $\sigma$

Проводимость нефти изменяется в пределах  $10^{-10}$ – $10^{-15}$  (Ом·м) $^{-1}$ .

Удельная проводимость также зависит от состава нефти, ее плотности, от процентного содержания входящих в нее компонентов, ее влажности и т.д. Месторождения нефти характеризуются присутствием воды, обладающей проводимостью  $10^{-7}$ – $10^{-8}$  (Ом·м) $^{-1}$ . Электропроводность нефтяной эмульсии обусловливается не только количеством содержащейся воды, степенью ее дисперсности, но и количеством растворимых в этой воде солей и кислот.

На электропроводность нефти влияет гемолитическая диссоциация входящих в ее состав асфальтено-смолистых веществ. Асфальтены в большей степени увеличивают проводимость нефти, чем смолы. При увеличении процентного содержания воды проводимость нефти увеличивается.

При повышении температуры удельная проводимость нефти может резко возрасти, увеличиваясь на порядок при повышении температуры на 60–70 °С. Проводимость нефти в зависимости от температуры может быть рассчитана по формуле для электропроводности жидких диэлектриков [4]:

$$\sigma = A \exp(-\alpha/T), \quad (3)$$

где  $A$  и  $\alpha$  – постоянные, характеризующие жидкость.

Рост проводимости нефти с ростом температуры вызывается уменьшением ее вязкости, что приводит к возрастанию подвижности ионов и росту степени диссоциации. Электрическая проводимость дегазированной и обезвоженной нефти без механических примесей обычно носит ионный характер. Электропроводность водонефтяных эмульсий обусловлена ионной проводимостью нефти, электрофоретической проводимостью диспергированных частиц и структурой капель эмульгированной воды. Эта структура в основном имеет вид цепочек и обладает хорошей проводимостью.

3. С величиной затухания  $\epsilon''$  тесно связана **величина тангенса диэлектрических потерь  $\operatorname{tg}\delta$** , показывающая численное соотношение  $\epsilon'$  и  $\epsilon''$ .

Наличие в УВ газов изменяет проводимость нефти. Газы обладают низкой проводимостью. Ток в газах может возникать при наличии в них ионов или свободных электронов. Это возможно при воздействии внешних и внутренних ионизирующих факторов. В составе земли это может быть тепловое воздействие, пластовое давление, соударения заряженных частиц с молекулами, воздействие внешнего электрического сигнала при исследовании характеристик УВЗ.

Различают два вида электропроводности газов: самостоятельная и несамостоятельная. Самостоятельная обусловлена ударной ионизацией и не исчезает при прекращении действия внешнего ионизатора. Несамостоятельная проводимость вызвана влиянием внешних ионизаторов и сохраняется после их воздействия. Проводимость углеводородов зависит от газосодержания нефти – количества газа в 1 м<sup>3</sup> нефти. Так, для России этот параметр лежит в пределах от 20 до 1000 м<sup>3</sup>/т [4].

## 4. Среднее продольное сопротивление $\rho_e$ и кажущееся сопротивление $\rho_k$ (иначе $\rho_{k_{\min}}$ )

Эти величины характеризуют рельеф поверхности, под которой находится УВЗ. Кажущееся сопротивление может измеряться на постоянном токе, а также методом НЧ-разведки. При этом широко разработаны методы оценки аномальных электрических полей на основе сравнения с полями над однородным изображением полупространства [2]. В настоящее время таких методов существует достаточно много. В результате решения прямых задач данных методов могут быть получены сведения о распределении  $\rho_k$  над геоэлектрическими разрезами. Кажущееся сопротивление пропорционально сопротивлению газов и плотности токов вблизи приемных электродов.

Допустим, что данная величина определена другими методами, т.е. для постановки задачи идентификация является известной величиной. Укажем, что существуют следующие модели сред для определения  $\rho_k$ : одномерная, когда удельное сопротивление меняется по одной оси координат, например, вертикально- или горизонтально-слоистая среда; двумерная и трехмерная среды, имеющие сложные формы разрезов, наклонные контакты и клиновидные структуры. Определение  $\rho_k$  осуществляется методами интегральных преобразований, функций на источнике или функций Грина, спектральных преобразований и т.д. Например, величина  $\rho_k$  на Акбулакском участке Западного Оренбуржья лежит в пределах от 1,5 до 50 Ом·м.

Величину сопротивления сред в продольном направлении характеризует продольное сопротивление. То же для указанного выше профиля:  $\rho_e = 1,5$ –10 Ом·м [2].

### 5. Суммарная продольная проводимость

Суммарная продольная проводимость связана с продольным удельным сопротивлением следующим соотношением:

$$\Sigma S_i = \frac{\Sigma h_i}{\rho_e}, \quad (4)$$

где  $\Sigma h_i$  – мощность слоев (высоты слоев).

Вводится понятие «суммарная мощность»:  $H = \Sigma h_i$ .

Известны [2] такие соотношения, как

$$\begin{aligned} \rho_k(r) &\approx \frac{r}{S \left(1 - \frac{r}{\rho_n S}\right)} && - \text{при } \frac{r}{\rho_n S} < 1, \\ \rho_k(r) &\approx \rho_n \left(1 - \frac{\rho_n S}{r}\right) && - \text{при } \frac{r}{\rho_n S} > 1, \end{aligned} \quad (5)$$

где  $r$  – разнос между питающей и приемной установками;  $\rho_n$  – сопротивление опорного слоя.

Так, для указанного выше Акбулакского участка Западного Оренбуржья  $S_1 = 50\text{--}2000$  См [2].

Информация о величине суммарной продольной проводимости может быть положена в идентификационные признаки сред, в частности УВЗ. Заметим, что исследование величины  $S_1$  достаточно сложный и трудоемкий процесс. В лучшем случае геоэлектрический разрез состоит из нескольких изотропных или анизотропных слоев ограниченной мощности и нефтенесущего слоя бесконечно большой мощности. В зависимости от этого различают двух-, трех-, четырех- и многослойные разрезы.

Возможны различные сочетания сопротивлений слоев  $\rho_1, \rho_2, \dots, \rho_n$ . В ряде случаев удобен принцип эквивалентности [2], согласно которому устанавливается совокупность правил и закономерностей, предопределяющих совпадение кривых кажущегося сопротивления над эквивалентными разрезами.

При наличии промежуточных слоев вычисляют дифференциальные параметры:

- дифференциальное кажущееся сопротивление

$$\rho_{\Delta S} = \frac{(h_{\text{эф}2} - h_{\text{эф}1})}{S_2 - S_1}; \quad (6)$$

- дифференциальную проводимость

$$\delta_{\Delta} = \frac{1}{\rho_{\Delta}}; \quad (7)$$

- дифференциальное поперечное сопротивление

$$\rho_{\Delta T} = \alpha_k \cdot \frac{r_2 \rho_{k_2} - r_1 \rho_{k_1}}{r_2 - r_1}, \quad (8)$$

где  $r_2, r_1$  – разносы, соответствующие кажущимся сопротивлениям  $r_2 \rho_{k_2}, r_1 \rho_{k_1}$ ;  $\alpha_k < 1$  – коэффициент, зависящий от общей анизотропии разреза.

При наличии аномальных отклонений кажущегося сопротивления по вертикали предложены эффективные параметры:

$$\begin{aligned} \alpha &= \frac{\rho_{k_i} \rho_{k_{i+2}}}{\rho_{k_{i+1}}}; \\ \alpha' &= \frac{\rho_{k_{i+1}}}{\rho_{k_i}}, \end{aligned} \quad (9)$$

где  $i$  – номер разноса.

Для поперечного разреза вводится понятие поперечного сопротивления  $\rho_n$ , для сравнения его с продольным сопротивлением – коэффициент анизотропии

$$\chi = \sqrt{\rho_n / \rho_e}. \quad (10)$$

Среднее продольное удельное сопротивление

$$\rho_{эф} \approx \alpha_k \rho_k. \quad (11)$$

Величина  $\rho_{эф}$  для Вилуйской синеклизы лежит в пределах от 10 до 50 Ом·м для участков большой мощности осадочного чехла, где суммарная продольная проводимость разреза превышает 1000–1500 См.

Для зон перехода от глубоких впадин к их бортам суммарная продольная проводимость осадочного чехла изменяется от 500–700 до 1000–1500 См, при этом  $\rho_{эф} = 20–70$  Ом·м.

Для прибортовых зон Вилуйской синеклизы с проводимостью осадочного чехла от 100–150 до 300–400 См среднее продольное сопротивление изменяется от 100 до 500 Ом·м.

Для структур обрамления Вилуйской синеклизы и тех бортовых ее зон, где мощность мезозойных отложений сильно сокращена, суммарная проводимость осадочного чехла не превышает 100 См [2].

**6. Объемная поляризуемость  $\eta_k$  и фазовый параметр – сдвиг фазы напряжения в приемной линии относительно тока в питающей линии**

Для нефтяных месторождений Прикаспийской впадины наблюдается следующая корреляция данных величин: 1 %  $\mu_k S$  соответствует  $0,1^\circ \varphi_{квп}$ .

На практике  $\eta_k = 2–10$  %, а  $\varphi_k = -(0,2–1,0)^\circ$ .

Метод вызванной поляризации используется на постоянном токе, а также на переменном для улучшения ареальных явлений в надпродуктивной толще [2].

Для анизотропных сред поляризуемость характеризуется продольной составляющей  $\eta_l$  и поперечной:

$$\eta = \frac{\eta_l a + \eta_n b}{a + b},$$

$$a = 1 + \lambda^2 \sin^2 \alpha \cdot \sin^2 \beta, \quad (12)$$

$$b = 1 - \sin^2 \alpha \cdot \sin^2 \beta,$$

где  $\alpha$  – угол расположения слоев;  $\beta$  – угол между линией наблюдения и простиранием слоев.

Аномалии поляризуемости позволяют проводить оценку геологических слоев (глубинность залежей, мощность УВЗ).

**7. Средняя напряженность электрического поля  $\vec{E}$**

Представляет собой важный идентификационный параметр УВЗ. По имеющимся данным коэффициент корреляции  $\vec{E}$  глубиной  $h$  до фундамента составляет 0,6–0,90.

Для Валдайского гребня Русской плиты характерны значения средней напряженности поля в пределах 50–200 усл. ед. При этом наименьшим значением  $\vec{E}$ , т.е. 50–60 усл. ед., соответствуют наибольшие глубины фундамента.

На Илыском участке Верхнепечерской впадины  $E = 110–180$  усл. ед., а для ортогональной компоненты  $\tau_\alpha$  60–90 усл. ед.

Для профиля Кочубей-Михайловка (Восточное Предкавказье)  $E = (80–140)$  усл. ед. [2].

**8. Скорость распространения волн в слоях**

Свойства слоев изменяются в широких пределах – от непроницаемых образований до образований, проницаемость которых может достигать 1–2 Дарси, а пористость до 40 %. Для указанных выше залежей – пластовая скорость [5].

Величина скорости распространения радиоволн особенно актуальна при исследовании зондирования слоистых сред импульсными сигналами. При распространении в поглощающей среде гармонические составляющие сигнала движутся с различными фазовыми скоростями, что повышает информативность ЭММ поиска. В слабо поглощающих средах различия между фазовой и групповой скоростями невелики и составляют 1–3 %, для сильно поглощающих сред эти различия составляют 10–15 % [5].

### 9. Затухание ЭМВ в среде над УВЗ

Затухание ЭМВ определяется по следующей формуле [6]:

$$\alpha = \frac{2\pi f}{c} \cdot \text{Im} \sqrt{\epsilon}. \quad (13)$$

Соответственно затухание при прохождении глубины слоя  $h$ :

$$\Gamma = 2\alpha h. \quad (14)$$

### 10. Комбинационный элемент диэлектрической проницаемости $\text{Re} \dot{\epsilon}_R$ .

### 11. Контраст поверхностного импеданса $\Delta Z$

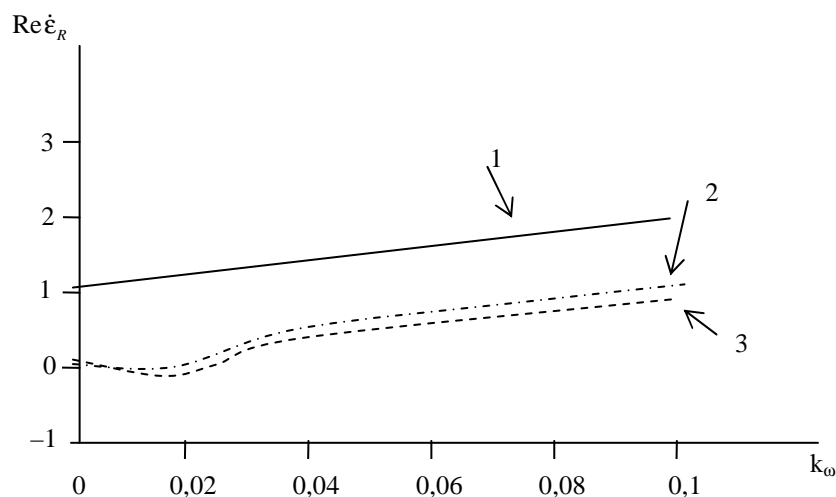
Расчёты и анализу двух последних характеристик в данной работе уделено особое внимание.

**Теоретический анализ.** В программном пакете MATLAB был проведён анализ комбинационного элемента  $\text{Re} \dot{\epsilon}_R = \text{Re}(\dot{\epsilon}_1 + \dot{\epsilon}_2)$ . Составляющие тензора для двухчастотной ЭМВ имеют вид [5]:

$$\left\{ \begin{aligned} \dot{\epsilon}_1 &= \epsilon_r \frac{\tilde{\omega}_1}{\omega_2} + \sum_{i=1}^2 \left\{ \frac{\omega_{Ti}^2 \tilde{\omega}_1}{\omega_2} \frac{\omega_{Ti}^2 - \tilde{\omega}_1^2 - v_i^2}{(v_i^2 + \omega_{Ti}^2 - \tilde{\omega}_1^2)^2 + 4\tilde{\omega}_1^2 v_i^2} - \right. \\ &\quad \left. -j \left[ \frac{-\epsilon_r k_E (1 - k_\omega) \sin \alpha}{1 + k_E \cos \alpha} + \frac{\sigma_r}{\omega_2 \epsilon_0} + \frac{\omega_{Ti}^2 v_i}{\omega_2} \frac{\tilde{\omega}_1^2 + v_i^2 + \omega_{Ti}^2}{(v_i^2 + \omega_{Ti}^2 - \tilde{\omega}_1^2)^2 + 4\tilde{\omega}_1^2 v_i^2} \right] \right\}, \\ \dot{\epsilon}_2 &= \sum_{i=1}^2 \left\{ \frac{\omega_{Ti}^2 \omega_{Ti}}{\omega_2} \frac{\omega_{Ti}^2 - \tilde{\omega}_1^2 + v_i^2}{(v_i^2 + \omega_{Ti}^2 - \tilde{\omega}_1^2)^2 + 4\tilde{\omega}_1^2 v_i^2} - \frac{2j \tilde{\omega}_1 v_i \omega_{Ti}^2 \omega_{Ti}}{[(v_i^2 + \omega_{Ti}^2 - \tilde{\omega}_1^2)^2 + 4\tilde{\omega}_1^2 v_i^2] \omega_2} \right\}, \\ \dot{\epsilon}_3 &= \epsilon_r \frac{\tilde{\omega}_1}{\omega_2} + \sum_{i=1}^2 \left\{ \frac{\omega_{Ti}^2 \tilde{\omega}_1}{\omega_2} \frac{1}{v_i^2 + \tilde{\omega}_1^2} - j \left[ \frac{-\epsilon_r k_E (1 - k_\omega) \sin \alpha}{1 + k_E \cos \alpha} + \frac{\sigma_r}{\omega_2 \epsilon_0} + \frac{\omega_{Ti}^2 v_i}{\omega_2} \frac{1}{\tilde{\omega}_1^2 + v_i^2} \right] \right\}, \end{aligned} \right. \quad (15)$$

где  $\epsilon_r$ ,  $\sigma_r$  – диэлектрическая проницаемость и удельная проводимость среды над УВЗ;  $\tilde{\omega}_1$ ,  $\tilde{\omega}_2$  – частоты зондирующих сигналов;  $\omega_{Ti}$ ,  $\omega_{Gi}$  – плазменная и гиротропная частоты УВЗ;  $v_i$  – частота столкновения частиц;  $k_E$ ,  $k_\omega$  – коэффициенты, характеризующие соотношение амплитуд и частот сигналов;  $\alpha = \Delta\omega$  – разность частот ЭМВ;  $\epsilon_0 = 8,85 \cdot 10^{-12}$ .

Результаты проведенного исследования влияния вариации коэффициентов  $k_E$  и  $k_\omega$  на величину  $\text{Re} \dot{\epsilon}_R$  отображены на рисунке.



Влияние вариации коэффициентов  $k_E$  и  $k_\omega$  на частоте  $f_2 = 10$  ГГц:

1 – для  $k_E = 10^{-1}$ ; 2 – для  $k_E = 10^{-3}$ ; 3 – для  $k_E = 10^{-6}$

Использование радиотехнических систем с возможностью перестройки величин  $k_E$  и  $k_\omega$  характеризуется повышенной информативностью при поиске углеводородов.

Контраст поверхностного импеданса определяется следующим образом:

$$|\Delta\dot{Z}_{11}| = |\Delta\dot{Z}_{11}| - |\Delta\dot{Z}_{11}|_{\min}; \tag{16}$$

$$|\Delta\dot{Z}_{12}| = |\Delta\dot{Z}_{12}| - |\Delta\dot{Z}_{12}|_{\min},$$

где

$$|\Delta\dot{Z}_{11}| = -\frac{1}{j^2 \sqrt{\dot{\epsilon}_i \dot{\epsilon}_r}} (\dot{\epsilon}_r - \dot{\epsilon}_i); \tag{17}$$

$$|\Delta\dot{Z}_{12}| = -\frac{1}{j^2 \sqrt{\dot{\epsilon}_i \dot{\epsilon}_r}} (\dot{\epsilon}_r + \dot{\epsilon}_i). \tag{18}$$

В формулах (17), (18)  $|\Delta\dot{Z}_{11}|$ ,  $|\Delta\dot{Z}_{12}|$  – значения компонентов поверхностного импеданса на заданной частоте;  $|\Delta\dot{Z}_{11}|_{\min}$ ,  $|\Delta\dot{Z}_{12}|_{\min}$  – минимальные значения компонентов поверхностного импеданса.

Значения, рассчитанные по формулам (16)–(18), представлены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1

Значения компоненты поверхностного импеданса  $|\Delta\dot{Z}_{11}|$

$ \Delta\dot{Z}_{11} $ , Ом	$k_\omega$	$k_E$	$f_2$ , ГГц
$4 \cdot 10^{-4}$	$10^{-6}$	$10^6$	0,1
$8 \cdot 10^{-4}$	$10^{-6}$	$10^6$	0,2
$14 \cdot 10^{-4}$	$10^{-6}$	$10^6$	0,3
$4 \cdot 10^{-4}$	$10^{-6}$	$10^6$	0,4
$2 \cdot 10^{-4}$	$10^{-6}$	$10^6$	0,5
$3,8 \cdot 10^{-4}$	$10^{-6}$	10	0,1
$10 \cdot 10^{-4}$	$10^{-6}$	10	0,2
$12 \cdot 10^{-4}$	$10^{-6}$	10	0,3
$2 \cdot 10^{-4}$	$10^{-6}$	10	0,4
$1 \cdot 10^{-4}$	$10^{-6}$	10	0,5

Таблица 2

Значения компоненты поверхностного импеданса  $|\Delta\dot{Z}_{12}|$

$ \Delta\dot{Z}_{12} $ , Ом	$k_\omega$	$k_E$	$f_2$ , ГГц
0,2	$10^{-6}$	$10^6$	0,1
0,3	$10^{-6}$	$10^6$	0,2
0,43	$10^{-6}$	$10^6$	0,3
0,38	$10^{-6}$	$10^6$	0,5
0,35	$10^{-6}$	$10^6$	0,8
0,21	$10^{-6}$	10	0,1
0,32	$10^{-6}$	10	0,2
0,38	$10^{-6}$	10	0,3
0,33	$10^{-6}$	10	0,5
0,3	$10^{-6}$	10	0,8

Как видно из данных, приведенных в таблицах, наблюдается частотная зависимость компонентов поверхностного импеданса, особенно для величины  $|\Delta\dot{Z}_{12}|$ , что может быть использовано в целях идентификации углеводородных залежей.

**Заключение.** В ходе проведенного исследования получены следующие результаты:

- выполнен анализ идентификационных характеристик углеводородных залежей;
- систематизированы сведения о имеющихся физико-химических и электромагнитных свойствах углеводородов;

- рассчитаны комбинационные составляющие тензора диэлектрической проницаемости и контраст компонентов поверхностного импеданса среды над углеводородными залежами.

Сделан вывод о возможности использования результатов проведенных исследований для построения радиотехнических систем поиска и оконтуривания углеводородных залежей.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Гололобов, Д.В. Взаимодействие электромагнитных волн и углеводородных залежей / Д.В. Гололобов. – Минск: Бестпринт, 2009. – 186 с.
2. Хмелевский, В.К. Электроразведка / В.К. Хмелевский, В.М. Бондаренко. Кн. 2-я / под ред. В.К. Хмелевского. – М.: Недра, 1989. – 378 с.
3. Фролов, А.Д. Поиски нефтегазовых месторождений радиоволновыми методами / А.Д. Фролов, В.Д. Озеров // Региональная разведка и промысловая геофизика. – М.: ВИЭМС, 1969. – № 19. – С. 32.
4. Татевский, В.М. Физико-химические свойства индивидуальных углеводородов / В.М. Татевский. – М.: Госпотехиздат, 1960. – 414 с.
5. Абросимова, О.О. Прогнозирование коллекторов в верхней части доюрского комплекса по сейсмогеологическим данным на территории восточного склона Краснотенинского свода / О.О. Абросимова, С.И. Кулагин // Изв. Томск. политехн. ун-та / Томский политехн. ун-т. – 2006. – Т. 309, № 5. – С. 36–39.
6. Финкельштейн, М.И. Применение радиолокационного подповерхностного зондирования в инженерной геологии / М.И. Финкельштейн, В.А. Кутев, В.П. Золоторёв. – М.: Недра, 1986. – 182 с.
7. Гололобов, Д.В. Радиотехнические системы поиска и идентификации углеводородных залежей в режиме двухчастотного взаимодействия ЭМВ / Д.В. Гололобов, В.Ф. Янушкевич // Весці НАН Беларусі. Серыя фіз.-тэхн. навук. – 2002. – № 1. – С. 49–54.
8. Гололобов, Д.В. Поверхностный импеданс анизотропной среды при двухчастотном взаимодействии ЭМВ / Д.В. Гололобов, В.Ф. Янушкевич // Изв. Белорус. инж. акад. – 2001. – № 11(1). – С. 101–104.

Поступила 27.01.2014

#### THE IDENTIFICATION OF HYDROCARBON DEPOSITS

V. YANUSHKEVICH, K. KREMENYA, V. CHERTKOV

*The article presents the identification characteristics of hydrocarbon deposits. Physico-chemical and electrodynamic properties of hydrocarbons. Assessed the composition of the oil and gas deposits. The features of types of hydrocarbon deposits. Selected a wide range of study characteristics. The results of studies of the interaction of electromagnetic waves with the media over hydrocarbons. The calculation of combinational components of the permittivity tensor. Analyzed the contrast of the surface impedance of the investigated anisotropic media. Numerous examples of characteristics of hydrocarbon deposits for actual oil and gas fields. The research results can be using us to search geophysics.*