

УДК 621.371:550.837.6

## ИДЕНТИФИКАЦИЯ АНИЗОТРОПНЫХ СРЕД ПЛАЗМОПОДОБНОГО ТИПА

канд. техн. наук, доц. В.Ф. ЯНУШКЕВИЧ; К.И. КРЕМЕНЯ

(Полоцкий государственный университет);

Е.Ю. ЗАЯЦ

(Белорусский государственный университет информатики и радиоэлектроники, Минск)

Сформулированы задачи идентификации углеводородных залежей. Приведены примеры применения их на практике. Рассмотрены свойства углеводородов. Осуществлено разграничение задач поиска и идентификации углеводородных залежей. Проведен анализ контраста коэффициентов отражения между анизотропной средой и однородной подстилающей поверхностью. В качестве зондирующего воздействия выбран двухчастотный электромагнитный сигнал. Используется вертикальная поляризация электромагнитных волн. Анализ проведен для нормального падения волн на границу раздела сред. Рассмотрено два режима взаимодействия. Результаты исследования могут быть использованы в поисковой геофизике.

**Введение.** Для современных электромагнитных методов (ЭММ) георазведки углеводородных залежей (УВЗ) особую значимость играют вопросы идентификации полезных ископаемых. Всё это предполагает разработку так называемого радиопортрета УВЗ, являющегося признаком наличия залежи над исследуемым профилем при зондировании анизотропной среды (АС) над углеводородами (УВ) с помощью электромагнитных волн (ЭМВ).

**Задачи идентификации УВЗ.** В георазведке УВЗ вопросы поиска и обнаружения имеют первостепенное значение. Предполагается, что при решении этих вопросов определены следующие характеристики залежей нефти и газа:

1. Границы залежи (рис. 1).

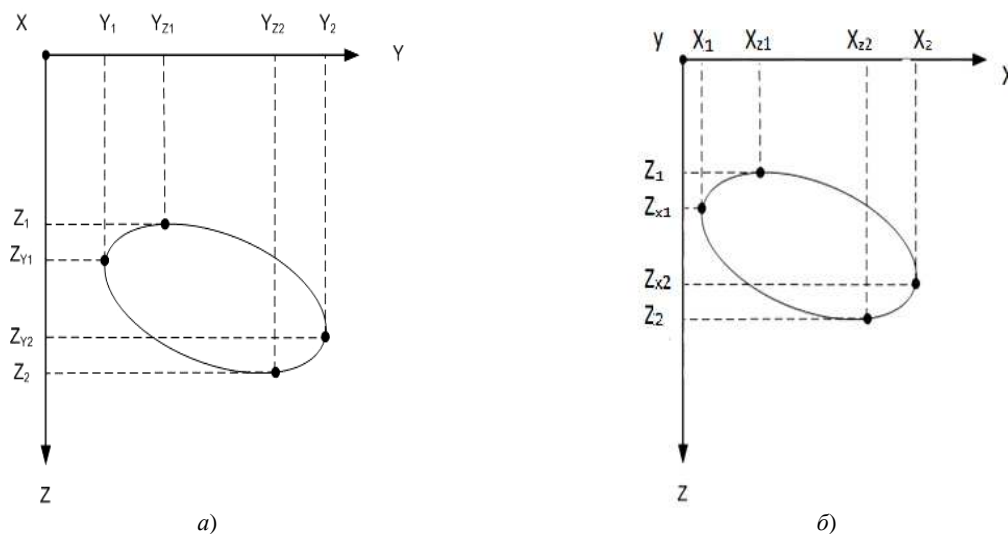


Рис. 1. Геометрические характеристики углеводородной залежи

В декартовой системе координат в результате поиска определяются граничные точки исследуемой залежи: координаты  $X_1$ ,  $X_2$ ,  $Z_1$ ,  $Z_2$  и  $Y_1$ ,  $Y_2$ , или соответствующие приращения  $\Delta X = X_2 - X_1$ ,  $\Delta Z = Z_2 - Z_1$  и  $\Delta Y = Y_2 - Y_1$ . При этом глубина залегания УВЗ равняется  $Z_1$  (в точке  $X_{z1}$ ). При движении вдоль координат  $X$  глубина изменяется от  $Z_1$  до  $Z_2$  с характерными точками  $Z_{x1}$  и  $Z_{x2}$ . Соответственно по оси  $Y$  глубины будут измеряться от  $Z_{1Y}$  до  $Z_{2Y}$ . Приращение по координате  $Z$  ( $\Delta Z = Z_2 - Z_1$ ) характеризует мощность залежи.

2. Площадь  $S$  и объем  $V$  исследуемой УВЗ (рис. 2). Обозначим площадь контура верхней части залежи  $S_1$ , а нижней –  $S_2$ . Понятно, что на практике  $S_1$  и  $S_2$  могут принимать самые различные формы. Оценку площадей контуров и занимаемого объема  $V$  можно проводить известными методами геометрии по полученным выше граничным точкам углеводородов.

3. Присутствие залежей приводит к различию удельных сопротивлений слоев геоэлектрического разреза:

$$\Delta \rho_{УВЗ} - \rho_{cp}, \quad (1)$$

где  $\rho_{УВЗ}$ ,  $\rho_{cp}$  – удельные электрические сопротивления среды над залежью и вне её.

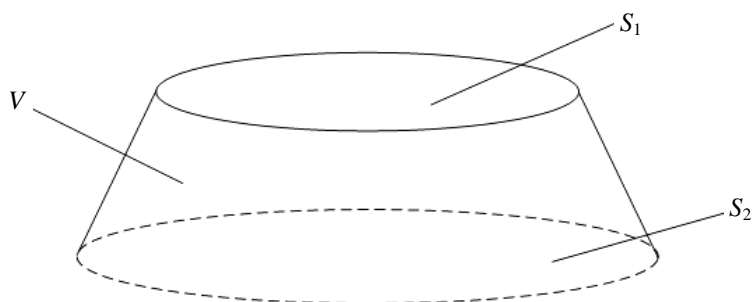


Рис. 2. Площадь и объем залежи

4. В процессе испытаний использовалась радиоэлектронная аппаратура (РЭА) на известной частоте  $f$  или нескольких частотах  $f_1, f_2, \dots, f_n$ , которые показали наилучшую восприимчивость на зондирующие воздействия.

Получив нужные координаты расположения УВЗ, следует еще идентифицировать полученную электромагнитную аномалию с наличием месторождения нефти и газа. Поэтому задача идентификации УВЗ должна строиться на определенных критериях, позволяющих с высокой вероятностью давать нужный ответ на наличие углеводородов. Очевидно, что необходимо иметь отклик от исследуемой среды, наиболее полно дающий информацию о свойствах данной среды. При этом следует рассмотреть распространение радиоволн (РРВ) в подземной или подводной среде, исходя из условий залегания УВЗ. Следует выделить задачи идентификации:

**Задача 1.** Распространение радиоволн в среде с известными параметрами (рис. 3).



Рис. 3. Распространение радиоволн в среде с известными параметрами

При этом методе, зная характеристики среды распространения, можно определить глубину залегания  $h$ , затухание ЭМВ в данном слое (скорость распространения  $v$ , время распространения сигнала в слое). На практике рассматриваемый случай – это исследование уже открытых месторождений. Он используется для наработки результатов определения углеводородов на основе уже имеющихся данных, для апробации новых методов, для выявления особенностей РРВ и затухания ЭМВ в слое над залежью, выявления резонансных частот взаимодействия с УВЗ.

**Задача 2.** Распространение радиоволн в среде с неизвестными параметрами (рис. 4). Данный вид взаимодействия чаще всего встречается на практике.

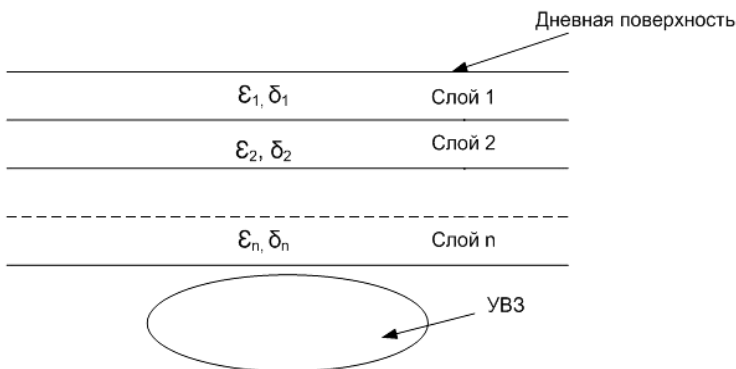


Рис. 4. Распространение радиоволн в среде с неизвестными параметрами

Электромагнитная волна, прежде чем достичь слой УВЗ, проходит среды с характеристиками диэлектрической проницаемости и удельной проводимости  $\varepsilon_1, \sigma_1; \varepsilon_2, \sigma_2; \dots \varepsilon_n, \sigma_n$ . Отражаясь от залежи, волна повторно проходит эти слои. Количество слоев может быть различным, со своими особенностями, разным минералогическим составом, физико-химическими и водными свойствами горных пород и т.д. Отсутствие информации об этом значительно усложняет задачу идентификации углеводородов. Сведения задачи 2 пошагово к задаче 1 позволят решить вопрос идентификации УВЗ.

**Общие свойства углеводородов.** Углеводороды – это скопления нефти и/или газа в природной ловушке, в толще вмещающих пород. Поэтому рассмотрим свойства данных составляющих по отдельности и при наличии их общей смеси.

Нефть – маслянистая горючая жидкость, от светло-коричневого до темно-бурого (почти черного) цвета. Представляет смесь различных углеводородов [1–3]:

- метановые  $C_nH_{2n+2}$ ;
- нафтеновые  $C_nH_{2n+2-2k_y}$  ( $n$  – число атомов углерода;  $k_y$  – число циклановых колец);
- ароматические  $C_nH_{N+2-2k_a}$  ( $k_a$  – число ареновых колец).

Преобладают УВ метанового типа – метан  $CH_4$ , этан  $C_2H_6$ , пропан  $C_3H_8$  и бутан  $C_4H_{10}$ , находящиеся при атмосферном давлении и нормальной температуре в газообразном состоянии. Пентан  $C_5H_{12}$ , гексан  $C_6H_{14}$  и гептан  $C_7H_{16}$  неустойчивы, легко переходят из газообразного состояния в жидкое и обратно. Углеводороды  $C_8H_{18} \dots C_{17}H_{36}$  – жидкие вещества. Углеводороды, содержащие больше 17 атомов углерода, – твердые вещества или парафины.

Разделяют сырую и товарную нефть. Сырая нефть – жидкая природная ископаемая смесь УВ широкого физико-химического состава, которая содержит растворенный газ, воду, минеральные соли, механические примеси и служит основным сырьем для производства жидких энергоносителей (бензина, керосина, дизельного топлива, мазута, смазочных масел, битума и кокса). Товарная нефть – нефть, подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями действующих нормативных и технических документов, принятых в установленном порядке. В нефти содержится 82,87 % углерода, 11,14 % водорода (по весу), кислород, азот, углекислый газ, сера, в незначительных количествах хлор, йод, фосфор, мышьяк и др.

Рассмотрим **основные характеристики нефти.**

#### **Плотность нефти**

$$\rho = \frac{m}{V}, \quad (2)$$

где  $m$  – масса;  $V$  – объем нефти.

Плотность может быть в пределах от 730 до 980...1050 кг/м<sup>3</sup>. По данной величине различают три группы нефти:

- легкие нефти ( $c = 730 \dots 870$  кг/м<sup>3</sup>). Общепланетарная добыча составляет 60 %, в России – 66 %;
- средние нефти ( $c = 870 \dots 970$  кг/м<sup>3</sup>). Добывают за рубежом – 31 %, в России – 28 %;
- тяжелые нефти ( $c > 970$  кг/м<sup>3</sup>). Добыча за рубежом – 10 %, в России – 6 %.

Высоковязкие смолистые нефти имеют плотность, близкую к 1000 кг/м<sup>3</sup>. На плотность нефти оказывают существенное влияние количество растворенных газов, количество смолистых веществ, фракционный состав. Иногда пользуются относительной плотностью нефти:

$$\rho_4^T = \frac{m_H^T}{m_B^T}, \quad (3)$$

где  $m_H^T$  – масса нефтепродуктов при температуре  $T$ ;  $m_B^T$  – масса дистиллированной воды при  $T = 4$  °С.

Плотность нефти при  $T = 20$  °С:

$$\rho_4^{20} = \rho_4^T + \Delta T(T - 20), \quad (4)$$

где  $\Delta T$  – температура поправки:

$$\Delta T = (18,310 - 132330\rho_4^{20}) \cdot 10^4. \quad (5)$$

В ряде случаев используется формула Менделеева:

$$\rho_4^T = \rho_4^{20} - \Delta T \cdot (T - 20). \quad (6)$$

Средняя плотность нефтепродуктов определяется по правилу смешения:

$$\rho_{cp} = \frac{\rho_1 \cdot V_1 + \rho_2 \cdot V_2 + \dots + \rho_n \cdot V_n}{V_1 + V_2 + \dots + V_n}, \quad (7)$$

где  $\rho_1, \rho_2, \dots, \rho_n, V_1, V_2, \dots, V_n$  – соответственно плотности и объемы фракций.

Иногда применяется правило аддитивности:

$$\rho_{cp} = \frac{m_1 + m_2 + \dots + m_n}{m_1 / \rho_1 + m_2 / \rho_2 + \dots + m_n / \rho_n}, \quad (8)$$

где  $m_1, m_2, \dots, m_n$  – массы фракций.

**Молекулярная масса нефти** – суммарная масса всех химических компонентов, входящих в состав нефти (в относительных единицах). Так, для пентана  $C_5H_{12}$

$$M = 12 \cdot 5 + 1 \cdot 12 = 72 \text{ ед.}$$

Молекулярная масса (вес) нефти и нефтепродуктов имеет усредненное значение и зависит от состава и количественного соотношения компонентов. Для нефтей  $M = 250 \dots 300$ .

Для оценки молекулярной массы используются следующие формулы:

- формула Войнова

$$M_{cp} = a + bT_{cp} + cT_{cp}^2; \quad (9)$$

- формула для алканов

$$M_{cp} = 60 + 0,3T_{cp} + 0,001 \cdot T_{cp}^2; \quad (10)$$

- формула Крега:

$$M_{cp} = 44,29 \cdot \frac{\rho^{15}}{1,03 - \rho^{15}}; \quad (11)$$

- формула смешения:

$$M_{cp} = M_1 \cdot n_1 + M_2 \cdot n_2 + \dots + M_n \cdot n_n, \quad (12)$$

где  $M_1, M_2, \dots, M_n, n_1, n_2, \dots, n_n$  – соответственно массы и концентрации фракций.

**Вязкость нефти** – свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению одних её частей относительно других.

Динамическая вязкость  $\eta$  – сопротивление, которое оказывает нефть при перемещении двух слоев. Размерность –  $[Н \cdot С / м^2]$ .

Кинематическая вязкость

$$V = \frac{h}{\rho}. \quad (13)$$

Лежит в пределах (2...300) ссм при  $T = 20$  °С. Обычно  $V = (40 \dots 60)$  ссм.

Зависимость вязкости от температуры  $T$  показывает формула Вольтера

$$\lg[\lg(V_T + 0,6)] = A - B \lg T, \quad (14)$$

где  $A, B$  – постоянные величины.

**Температура вспышки, воспламенения и самовоспламенения**

Температура вспышки нефти – минимальная температура нагреваемых в стационарных условиях нефти или нефтепродуктов, при которой смесь паров нефти или нефтепродукта с воздухом в условиях атмосферного давления при поднесении к ней пламени вспыхивает и сразу тухнет. Лежит в пределах (35...120) °С.

Температура воспламенения соответствует устойчивому незатухающему пламени при внесении внешнего источника воспламенения, температура самовоспламенения – возникновению пламени без внешнего источника. Температура самовоспламенения больше температуры вспышки на несколько сотен градусов.

**Температура застывания, помутнения и кристаллизации**

Температура застывания нефти – температура, при которой нефть загустевает, – при понижении температуры. Лежит в пределах  $(-35...45)^\circ\text{C}$ . Температура помутнения (для лабораторных условий) – температура, при которой нефть мутнеет вследствие выделения капелек воды и кристаллов парафина. Больше характерна для нефтепродуктов.

**Оптические свойства**

О цвете нефти говорилось выше. Явление флуоресценции – свечение нефти в отраженном свете, наблюдаемое у сырой нефти и нефтепродуктов.

Оптическая активность – способность вещества вращать плоскость поляризации света. Для большинства видов нефти установлено движение плоскости поляризации вправо.

Удельная рефракция света описывается формулой Л. Лоренца и Г. Лоренца

$$r = \frac{n_d^2 - 1}{n_d^2 + 2} \cdot \rho, \quad (15)$$

где  $n_d$  – показатель преломления.

Иногда применяется формула Гладсона – Дейля:

$$r = \frac{n_d - 1}{\rho}. \quad (16)$$

Рефрактометрическая разность, или интерцепт рефракции, равен

$$R_i = \frac{n_d^{20} - \rho_d^{20}}{2}. \quad (17)$$

Для алканов  $R_i = 1,0461$ ; многоциклических УВ – 1,0400; полициклических УВ – 1,0285; для ароматических углеводородов – 1,0627.

Удельная дисперсия

$$\delta = \frac{(n_f - n_c) \cdot 10^4}{\rho}, \quad (18)$$

где  $n_f$  и  $n_c$  – показатели преломления для голубой и красной линий водорода ( $\lambda = 4861$  и  $6563$  нм).

**Растворимость и растворяющая способность нефти**

На растворимость газов в нефти влияют давление, температура, состав газа и нефти. В жидкую фазу легче перевести более тяжелые УВ, чем легкие. Поэтому при низких давлениях в нефти обычно растворено очень незначительное количество метана и этана.

С повышением давления нефти процентное содержание метана и этана увеличивается, коэффициент растворимости газов лежит в пределах  $((4...5) \cdot 10^2 \dots (4...5) \cdot 10^{-5}) \text{ н}^3/\text{м}^3 \cdot \text{Па}$ .

**Испаряемость нефти** – характеризуется температурой её кипения при незначительном атмосферном давлении, равна  $760^\circ\text{C}$ .

**Газосодержание нефти** – количество газа в  $1 \text{ м}^3$  нефти. Например, для России этот показатель изменяется от 20 до  $1000 \text{ м}^3/\text{т}$ .

**Давление насыщения** – давление, при котором газ находится в равновесии с нефтью. В природных условиях давление насыщения может соответствовать пластовому или же быть ниже его. Различия составляет от десятых долей до десятков сотен.

**Отражательные характеристики среды над УВЗ.** В результате приведенного анализа свойств УВ следует отметить, что над залежью образуется АС, имеющая свойства плазмopodobных образований. Поляризация УВЗ, вызванная окислительно-восстановительными процессами, способствует вертикальной миграции заряженных частиц, связанной с дрейфом флюидов и увеличенных свободных электронов тепловых колебаний кристаллических решеток [4]. Все это приводит к возникновению геомагнитной аномалии  $\Delta H$  над залежью.

Изменение свойств среды над залежью может быть применено в ЭММ георазведки, основанных на исследовании отражательной способности АС и изотропной подстилающей поверхности (ПП).

Контраст коэффициентов отражения между АС и ПП оценивается по формуле [5]:

$$\Delta R = 20 \lg |\dot{R}_p - \dot{R}_{BB}|. \quad (19)$$

Здесь  $\dot{R}_p$  – коэффициент отражения от изотропной ПП – определяются по следующей формуле (20).

$$\dot{R}_p = \frac{\dot{\epsilon}_p \sin \theta - \sqrt{\dot{\epsilon}_p - \cos^2 \theta}}{\dot{\epsilon}_p \sin \theta + \sqrt{\dot{\epsilon}_p - \cos^2 \theta}}, \quad (20)$$

где  $\dot{\epsilon}_p$  – комплексная диэлектрическая проницаемость ПП;  $\theta$  – угол падения ЭМВ.

$$\dot{R}_{BB} = \frac{\dot{a}_1 \cos \dot{\theta} + \dot{a}_3 (\cos^2 \dot{\theta} - 1)}{\dot{a}_2 \cos \dot{\theta} + \dot{a}_3 (\cos^2 \dot{\theta} + 1)} = |\dot{R}_{BB}| \exp(j\Phi_{BB}), \quad (21)$$

$$\dot{a}_{1,2} = \sqrt{\dot{\epsilon}_L \dot{\epsilon}_R} \pm 1,$$

$$\dot{a}_3 = \sqrt{\dot{\epsilon}_R} + \sqrt{\dot{\epsilon}_L},$$

$$\dot{a}_4 = \dot{\epsilon}_R + 2\dot{\epsilon}_R \dot{\epsilon}_L + \dot{\epsilon}_L,$$

где  $\dot{\epsilon}_R, \dot{\epsilon}_L$  – комбинационные составляющие тензора диэлектрической проницаемости среды над УВЗ [6].

В качестве зондирующего сигнала с целью повышения информативности поиска и идентификации УВЗ был выбран двухчастотный сигнал вида:

$$\vec{e}(t) = \vec{e}_1(t) + \vec{e}_2(t) = E_1 \cos \omega_1 t + E_2 \cos \omega_2 t, \quad (23)$$

где  $E_1, E_2, \omega_1, \omega_2$  – соответственно амплитуды и частоты двух ЭМВ.

Проведем нормировку параметров зондирующего сигнала:

$$K_E = \frac{E_2}{E_1}, \quad (24)$$

$$K_\omega = \frac{\omega_2}{\omega_1}.$$

Расчет контраста отражательных характеристик приведен в таблице.

**Контраст коэффициентов отражения  
между анизотропной средой и подстилающей поверхностью**

$K_E$	$K_\omega$	$f_2$ , ГГц	$\Delta R$ , дБ
$10^{-1}$	$10^{-6}$	0,1	6,5
		0,2	7,0
		0,3	5,8
		0,5	3,0
		1,0	1,0
10	$10^3$	0,1	6,3
		0,2	4,3
		0,3	2,5
		0,5	2,2
		1,0	2,2

Таким образом, видим, что величина наибольшего контраста отражательных характеристик наблюдается в диапазоне (0,1...0,3) ГГц для режима мощного низкочастотного сигнала и (0,1...0,2) ГГц в режиме мощного высокочастотного сигнала.

**Заключение.** В результате проведенного исследования сформулированы задачи идентификации углеводородных залежей. Систематизированы свойства углеводородов. Рассчитан контраст коэффициентов отражения между анизотропной средой и подстилающей поверхностью. Результаты исследования могут быть использованы при построении радиоэлектронной аппаратуры для поиска и идентификации углеводородных залежей.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Татевский, В.М. Физико-химические свойства индивидуальных углеводородов / В.М. Татевский. – М.: Госпотехиздат, 1960. – 412 с.
2. Химия нефти / под ред. З.И. Скопяева. – Л.: Химия, 1984. – 360 с.
3. Петров, А.А. Углеводороды нефти / А.А. Петров. – М.: Химия, 1984. – 264 с.
4. Pirson, S.J. Computerized magnetoelectric exploration-case history / S.J. Pirson // I. Oil and Gas. – 1978. – Vol. 76, № 25. – P. 168, 173, 175–176, 178.
5. Хаскинд, М.Д. Распространение электромагнитных волн над гиротропной средой / М.Д. Хаскинд // Радиотехника и электроника. – М.: Наука, 1961. – Т. 6, № 6. – С. 886–894.
6. Гололобов, Д.В. Радиотехнические системы поиска и идентификации углеводородных залежей в режиме двухчастотного взаимодействия / Д.В. Гололобов, В.Ф. Янушкевич // Весці Нац. акад. навук Беларусі. Сер. фіз.-тэхн. навук. – 2002, № 1. – С. 49–54.

Поступила 19.06.2014

#### IDENTIFICATION OF ANISOTROPIC PLASMA ENVIRONMENTS OF THIS TYPE

V. YANUSHKEVICH, K. KREMENYA, E. ZAYATS

*The problem of identification of hydrocarbon deposits is defined in the article. Examples of their practical application are provided. Hydrocarbons properties are considered. The author gives differentiation between the tasks of search and identification of hydrocarbon deposits. Contrast analysis of the reflection coefficients between anisotropic medium and homogeneous underlying surface is carried out. A dual-frequency electromagnetic signal was chosen as the probe effect. Vertical polarization of electromagnetic waves is used. The analysis was performed for the normal incidence of waves on the surface of discontinuity of media. We consider two modes of interaction. The results can be used in the field of search geophysics.*