

Учреждение образования
«Полоцкий государственный университет»

В.Ф. Янушкевич

**ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКА
И ИДЕНТИФИКАЦИИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ**

Р.О.ЛОТ.С.У.

Новополоцк
Полоцкий государственный университет
2017

УДК 621.371.39(035.3)
ББК 26.325
Я60

Рекомендовано к изданию советом
Полоцкого государственного университета в качестве монографии

Рецензенты:

доктор географических наук, профессор,
заведующий кафедрой динамической геологии
Белорусского государственного университета В.Н. ГУБИН;
кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник
кафедры инженерной геологии и геофизики
Белорусского государственного университета В.Н. КУЗЬМИН;
доктор технических наук, профессор,
заведующий кафедрой защиты информации учреждения образования
«Белорусский государственный университет информатики
и радиоэлектроники» Л.М. ЛЫНЬКОВ;
доктор технических наук, профессор кафедры электронной техники
и энергетики учреждения образования
«Полоцкий государственный университет» В.К. ЖЕЛЕЗНЯК

Янушкевич, В.Ф.
Я60 Электромагнитные методы поиска и идентификации углеводородных залежей / В.Ф. Янушкевич. – Новополоцк : Полоц. гос. ун-т, 2017. – 232 с.
ISBN 978-985-531-581-1.

В монографии представлены теоретические и экспериментальные исследования процессов взаимодействия электромагнитных волн с углеводородными залежами. Среда над залежью рассматривается в виде анизотропного образования плазмopodobного типа. Отражены вопросы моделирования физических процессов над залежами углеводородов. Изложены результаты исследования взаимодействия двухчастотных, модулированных и импульсных сигналов со средой над углеводородными залежами. Разработаны методы поиска и идентификации углеводородов на основе их использования.

Предназначена для научных работников и инженеров, занимающихся вопросами георазведки углеводородных залежей; будет полезна студентам, магистрантам, аспирантам.

УДК 621.371.39(035.3)
ББК 26.325

ISBN 978-985-531-581-1

© Янушкевич В.Ф., 2017
© Полоцкий государственный университет, 2017

СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	5
ВВЕДЕНИЕ	7
Глава 1 МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НАД ЗАЛЕЖАМИ УГЛЕВОДОРОДОВ	9
1.1 Характеристики сред над углеводородными залежами.....	9
1.2 Общие сведения о проведении поисково-разведочных работ на углеводороды.....	20
1.3 Модели углеводородных залежей	23
1.4 Аппаратура для поиска углеводородных залежей.....	27
1.5 Крупнейшие месторождения нефти и газа.....	31
1.6 Основные результаты главы 1	42
Литература к главе 1	43
Глава 2 ИДЕНТИФИКАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ.....	46
2.1 Задачи идентификации углеводородных залежей.....	46
2.2 Общие свойства углеводородов	49
2.3 Идентификационные признаки углеводородов	53
2.4 Основные результаты главы 2	60
Литература к главе 2.....	61
Глава 3 МЕТОДЫ ГЕОРАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ	63
3.1 Общие сведения	63
3.2 Магнитотеллурические методы.....	63
3.3 Методы электрических зондирований.....	66
3.4 Радиоволновые методы	71
3.5 Скважинные методы исследования углеводородных залежей	76
3.6 Радарные методы исследования	78
3.7 Современные методы поиска углеводородных залежей	82
3.8 Основные результаты главы 3	93
Литература к главе 3.....	94
Глава 4 ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ДВУХЧАСТОТНЫХ СИГНАЛОВ СО СРЕДОЙ НАД УГЛЕВОДОРОДАМИ.....	99
4.1 Анализ уравнения движения электрона в режиме квазигидродинамического приближения	99
4.2 Воздействие двухчастотного колебания в режиме мощного низкочастотного сигнала на анизотропную среду.....	102
4.3 Воздействие двухчастотного колебания в режиме мощного высокочастотного сигнала на анизотропную среду	124
4.4 Основные результаты главы 4	133
Литература к главе 4.....	134

Глава 5	ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ МОДУЛИРОВАННЫХ СИГНАЛОВ С АНИЗОТРОПНОЙ СРЕДОЙ	140
5.1	Воздействие амплитудно-модулированного сигнала на анизотропную среду	140
5.2	Применение частотно-модулированного сигнала для зондирования анизотропных сред	148
5.3	Зондирование анизотропных сред амплитудно-частотно-модулированным сигналом	158
5.4	Основные результаты главы 5	166
Литература к главе 5	166
Глава 6	МЕТОДЫ И УСТРОЙСТВА ДЛЯ ПОИСКА И ИДЕНТИФИКАЦИИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ	169
6.1	Общие замечания	169
6.2	Способ регистрации естественного излучения углеводородных залежей	169
6.3	Метод регистрации границ углеводородных залежей по аномальным изменениям напряжённости электрического поля на двух частотах	173
6.4	Метод регистрации границ углеводородных залежей измерением расстояний между приёмником и передатчиком подсвета	175
6.5	Метод регистрации границ анизотропной среды с использованием акустического сигнала	177
6.6	Метод лабораторных исследований с использованием амплитудно-модулированных сигналов	179
6.7	Использование измерений импеданса антенн для выделения анизотропной среды	184
6.8	Применение трансформирующих свойств диаграммы направленности антенных излучателей для поиска и идентификации углеводородных залежей	186
6.9	Фазовые методы поиска и идентификации углеводородных залежей в режиме амплитудно-модулированных сигналов	192
6.10	Использование фазовых характеристик поверхностного импеданса в режиме амплитудно-частотно-модулированных сигналов для поиска и идентификации углеводородных залежей	196
6.11	Исследование отражательных характеристик среды над углеводородными залежами	199
6.12	Радиоимпульсные методы зондирования	204
6.13	Структурное построение радиотехнических систем для идентификации углеводородных залежей	209
6.14	Сравнительная оценка методов электроразведки	215
6.15	Основные результаты главы 6	218
Литература к главе 6	219
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	226
	ПРИЛОЖЕНИЯ	228

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АМ – амплитудная модуляция;
- АРУ – автоматическая регулировка усиления;
- АС – анизотропная среда;
- АЧМ – амплитудно-частотная модуляция;
- АФУ – антенно-фидерное устройство;
- ВДК – волновой диэлектрический каротаж;
- ВНК – водно-нефтяной контакт;
- ВП – вызванная поляризация;
- ВЧ – высокая частота;
- ВЭЗ – вертикальное электрическое зондирование;
- ГВК – газовойдиной контакт;
- ДВ – длинные волны;
- ДИК – диэлектрический индукционный каротаж;
- ДНА – диаграмма направленности антенны;
- ДЭЗ – дипольное электрическое зондирование;
- ЗСП – зондирование становлением поля;
- КБВ – коэффициент бегущей волны;
- КВ – короткие волны;
- КМТЗ – комбинированное магнитотеллурическое зондирование;
- КМТП – комбинированное магнитотеллурическое профилирование;
- КСВ – коэффициент стоячей волны;
- КЭ – комбинационный элемент;
- МВП – магнитовариационное профилирование;
- МТЗ – магнитотеллурическое зондирование;
- МТП – магнитотеллурическое профилирование;
- МТМ – магнитотеллурические методы;
- МТТ – метод теллурических токов;
- НП – незаземлённая петля;
- НЧ – низкие частоты;

ОУ – оконечное устройство;
ПИ – полезные ископаемые;
ПП – подстилающая поверхность;
ПЭВ – поверхностная электромагнитная волна;
РВЗ – радиоволновое зондирование;
РВП – радиоволновое профилирование;
РРВ – распространение радиоволн;
РП – радиоволновое просвечивание;
РТС – радиотехническая система;
РПУ – радиоприемное устройство;
РПдУ – радиопередающее устройство;
РЭА – радиоэлектронная аппаратура;
СВ – средние волны;
СВЧ – сверхвысокие частоты;
СДВ – сверхдлинные волны;
СП – система подмагничивания;
СС – схема сравнения;
УВ – углеводороды;
УВЗ – углеводородная залежь;
УВЧ – ультравысокие частоты;
УКВ – ультракороткие волны;
ЧЗ – частотное зондирование;
ЧМ – частотная модуляция;
ЭМА – электромагнитная аномалия;
ЭМВ – электромагнитная волна;
ЭММ – электромагнитные методы;
ЭМП – электромагнитное поле.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность рассматриваемых в настоящей работе задач заключается в усовершенствовании существующих ЭММ георазведки и разработке новых методов поиска, идентификации месторождений нефти и газа (углеводородов), являющихся стратегическим видом ПИ и определяющих широкий спектр глобальных экологических вопросов современного общества.

Постановка задач поиска и идентификации УВЗ требует решения вопросов аналитического описания параметров среды над УВ в режиме двухчастотного взаимодействия, а также для случая использования модулированных сигналов. Это предполагает исследование дисперсии тензоров диэлектрической проницаемости среды над УВЗ в режиме двухчастотных и модулированных сигналов, решение задач взаимодействия ЭМВ и УВЗ, находящейся на фоне гетерогенной и полифазной среды, разработку и экспериментальное исследование ЭММ и устройств для повышения уровня достоверности разведки, поиска и оконтуривания месторождений нефти и газа.

Извлечение на поверхность (в атмосферные условия) породы с той или иной глубины с конкретными термодинамическими условиями нарушает внутреннюю структуру горной породы, которая оказывает значительное влияние на геофизические характеристики. Нарушение первоначальной структуры связано с образованием в ней дополнительных микротрещин, усыханием и растрескиванием глинистого цемента, изменением порового объема породы за счет обратимых и необратимых деформаций скелета и приводит к возникновению значительных погрешностей результатов моделирования процессов взаимодействия ЭМВ и УВЗ в лабораторных условиях.

В настоящее время вопросы моделирования процессов над УВЗ используются для выявления основных закономерностей поведения ЭМВ над залежью. Большое внимание уделяется проведению натуральных испытаний. Проведение экспериментальных исследований УВЗ сопряжено с определенными трудностями. Часто объект испытаний и организация, которая проводит исследование, пространственно разнесены, следовательно, возникнет необходимость в формировании специальной экспедиции, связанной с транспортными, материальными и финансовыми проблемами. Кроме того, в ряде случаев георазведка УВЗ трудноосуществима из-за погодных условий, большой протяженности участка испытаний, географического положения объекта испытаний, рельефа местности и т.д., что требует дополнительных затрат; часто для обработки результатов исследова-

ний необходимо специальное оборудование, в том числе средства вычислительной техники.

В настоящее время существует несколько физических моделей УВ, рассматривающих физико-химические процессы в самой залежи и в околозалежном пространстве, изучающих влияние углеводородов на электрические свойства вмещающих пород над УВЗ, состав кристаллического скелета и термодинамические условия залегания (давление и температура).

Количественные проявления этих процессов определяются физико-геологическими свойствами пород-коллекторов: гранулометрическим и минералогическим составом пород, структурно-текстурными особенностями скелета, характером пористости и проницаемости, видом цементирующего вещества и механическими свойствами скелета, количеством пластовой воды в порах и ее минерализацией и т.д., что предполагает конкретизацию электродинамических моделей УВЗ для повышения эффективности ЭММ георазведки. Для повышения уровня точности и достоверности поиска залежей нефти и газа необходима оптимизация частотных, поляризационных, амплитудных, фазовых, модуляционных параметров сигналов, зондирующих ЭМВ.

Современная электроразведка требует применения надежных, высокоточных, экологических и производительных ЭММ поиска, оконтуривания и идентификации УВЗ.

Цель настоящей работы – качественное повышение уровня достоверности поиска и идентификации УВ обоснованием выбора характеристик ЭМВ при двухчастотном взаимодействии и при использовании модулированных и импульсных сигналов.

Глава 1

МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НАД ЗАЛЕЖАМИ УГЛЕВОДОРОДОВ

1.1 Характеристики сред над углеводородными залежами

Методы электроразведки нефти и газа основаны на дифференциации земной поверхности по электромагнитным свойствам.

Характеристики ЭМВ определяются геоэлектрическим строением изучаемого профиля местности.

Задачи электроразведки могут решаться как с помощью искусственных, так и естественных источников излучения ЭМВ.

Выделение искомого объекта осуществляется по выявленным ЭМА на данной территории.

Относительная диэлектрическая проницаемость ϵ показывает, во сколько раз увеличивается сила взаимодействия зарядов в данной среде по сравнению с вакуумом, диэлектрическая проницаемость которого $\epsilon_0 = 8,85 \cdot 10^{-12} \text{ Ф} \cdot \text{м}^{-1}$. В некоторых случаях пользуются абсолютной диэлектрической проницаемостью

$$\epsilon_a = \epsilon \cdot \epsilon_0. \quad (1.1)$$

Практически все вещества, кроме чистых металлов, могут быть отнесены к классу диэлектриков с конечной проводимостью. В связи с этим применяют понятие комплексной диэлектрической проницаемости:

$$\dot{\epsilon} = \epsilon' - j\epsilon'', \quad (1.2)$$

где ϵ' – действительная часть, связанная с поляризацией диэлектрика под действием приложенного поля; ϵ'' – мнимая часть, связанная с конечной проводимостью диэлектрика, $\text{См} \cdot \text{м}^{-1}$.

Существует связь ϵ'' с удельной проводимостью среды:

$$\sigma = \omega \cdot \epsilon'' \cdot \epsilon_0, \quad (1.3)$$

где $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$ – частота приложенного ЭМП.

Комплексная диэлектрическая проницаемость может быть представлена векторной диаграммой (рисунок 1.1) [1].

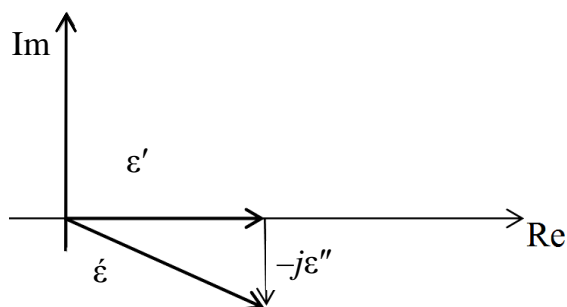


Рисунок 1.1. – Векторная диаграмма комплексной диэлектрической проницаемости

Выражение (1.2) можно представить в следующем виде:

$$\dot{\epsilon} = \epsilon' \cdot (1 - j \cdot \operatorname{tg} \delta) = (\epsilon' / \cos \delta) \cdot e^{-j\delta}, \quad (1.4)$$

$$\operatorname{tg} \delta = \sigma / \omega \cdot \epsilon'. \quad (1.5)$$

В формуле (1.5) $\operatorname{tg} \delta$ показывает потери в данной среде, которые имеют частотную зависимость.

Величина ϵ меняется от нескольких единиц (у сухих осадочных пород) до 81 (у воды) и зависит от процентного содержания воды и минерального состава породы.

Большое значение для ЭММ георазведки имеет дисперсия диэлектрической проницаемости, то есть зависимость от частоты зондирующего сигнала.

Обобщающая дисперсионная зависимость для диэлектриков представлена П. Дебаем [2] следующим образом:

$$\epsilon(\omega) = \epsilon_{\infty} + \frac{\epsilon_{0\omega} - \epsilon_{\infty}}{1 + j \cdot \omega \cdot \tau}, \quad (1.6)$$

где $\epsilon_{0\omega}$ – значение диэлектрической проницаемости на частоте $\omega \ll \omega_{\text{кр}}$, ϵ_{∞} – значение диэлектрической проницаемости на частоте $\omega \gg \omega_{\text{кр}}$.

Здесь $\omega_{\text{кр}}$ – критическая частота ($\omega_{\text{кр}} = 2\pi f_{\text{кр}} = 1/\tau$), т.е. значение частоты, на которой поведение кривой $\epsilon(\omega)$ существенно меняется.

Выражение (1.6) можно представить в виде:

$$\varepsilon'(\omega) = \varepsilon_{\infty} + \frac{\varepsilon_{0\omega} - \varepsilon_{\infty}}{1 + \omega^2 \cdot \tau^2}, \quad (1.7)$$

$$\varepsilon''(\omega) = \omega \cdot \tau \cdot \frac{\varepsilon_{0\omega} - \varepsilon_{\infty}}{1 + \omega^2 \cdot \tau^2}.$$

Отсюда прослеживается характер частотных зависимостей – составляющих диэлектрической проницаемости: $\varepsilon'(\omega)$ монотонно уменьшается с ростом частоты, а $\varepsilon''(\omega)$ имеет максимум на $\omega_{кр}$.

Многочисленные экспериментальные исследования свидетельствуют о сильном влиянии влажности грунтов W на диэлектрическую проницаемость [2].

Для песков и суглинков:

$$\varepsilon' = 3,2 + 1,1 \cdot W. \quad (1.8)$$

Для осадочных пород:

$$\varepsilon' = 3,03 + 9,3 \cdot W_{об} + 146W_{об}^2 - 76,7W_{об}^3, \quad (1.9)$$

где $W_{об}$ – объемная влажность, $W_{об} = \gamma / 100$ (γ – плотность сухой породы в $г/см^3$).

Для сред с большой влажностью:

$$\varepsilon' = 720 / (180 - W). \quad (1.10)$$

Среды в зависимости от свойств классифицируются по нескольким признакам [3]. Линейной называют среду, которая не меняет свои характеристики при изменении величины напряжённости электрического поля \vec{E} .

Для линейной среды справедливы выражения:

$$\vec{D} = \varepsilon_0 \cdot \vec{E}, \quad (1.11)$$

$$\vec{P} = k_s \cdot \vec{E}, \quad (1.12)$$

где \vec{D} – вектор электрического смещения; \vec{P} – вектор поляризованности; k_s – диэлектрическая восприимчивость среды.

Свойства нелинейных сред зависят от величины приложенного поля. Для таких сред зависимость $\vec{P}=f(\vec{E})$ имеет нелинейный гистерезисный характер, что характерно для сегнетоэлектриков и ряда других веществ.

Однородными считаются среды, параметры которых имеют одно и то же значение во всех точках, т.е. не являются функциями координат. Применительно к диэлектрической проницаемости $\epsilon_a(x, y, z) = \text{const}$. У неоднородных сред параметры меняются от точки к точке (дискретно или непрерывно) и представляют собой некоторые функции пространственных координат. Изотропными называют среды, физические свойства которых одинаковы по всем направлениям. Анизотропными считают среды, свойства которых различны по разным направлениям. В результате диэлектрическая проницаемость таких сред носит сложный характер. Выражение (1.11) в данном случае будет представлено как

$$\begin{aligned}\vec{D}_x &= \epsilon_0(\epsilon_{11}\vec{E}_x + \epsilon_{12}\vec{E}_y + \epsilon_{13}\vec{E}_z), \\ \vec{D}_y &= \epsilon_0(\epsilon_{21}\vec{E}_x + \epsilon_{22}\vec{E}_y + \epsilon_{23}\vec{E}_z), \\ \vec{D}_z &= \epsilon_0(\epsilon_{31}\vec{E}_x + \epsilon_{32}\vec{E}_y + \epsilon_{33}\vec{E}_z).\end{aligned}\tag{1.13}$$

Удобнее диэлектрическую проницаемость трактовать в виде матрицы, получившей название тензора:

$$\tilde{\epsilon} = \begin{vmatrix} \epsilon_{11} & \epsilon_{12} & \epsilon_{13} \\ \epsilon_{21} & \epsilon_{22} & \epsilon_{23} \\ \epsilon_{31} & \epsilon_{32} & \epsilon_{33} \end{vmatrix}.\tag{1.14}$$

Установлено, что среды над залежами УВЗ имеют анизотропный характер [4]. Это свидетельствует о сложной картине взаимодействия ЭМВ с данным классом сред.

Магнитные свойства сред характеризуются относительной магнитной проницаемостью μ , которая показывает, во сколько раз магнитная индукция \vec{B} в данной среде больше, чем в вакууме, магнитная проницаемость которого $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7} \text{ Г} \cdot \text{м}^{-1}$. В некоторых случаях вводят абсолютную магнитную проницаемость

$$\mu_a = \mu_0 \cdot \mu.\tag{1.15}$$

Линейные магнитные среды не меняют свои свойства в зависимости от напряжённости магнитного поля \vec{H} . Для таких сред справедливы выражения:

$$\vec{B} = \mu_a \cdot \vec{H}, \quad (1.16)$$

$$\vec{M} = k_M \cdot \vec{H}, \quad (1.17)$$

где \vec{M} – намагниченность; k_M – магнитная восприимчивость среды.

Для нелинейных магнитных сред зависимости $\vec{M} = \Psi(\vec{H})$ и $\vec{B} = \Psi(\vec{H})$ представляют нелинейный гистерезисный характер. Изотропные магнитные среды характеризуются одинаковым значением μ по всем координатным направлениям. Анизотропные магнитные среды имеют тензорные свойства магнитной проницаемости:

$$\vec{B} = \mu_0 \cdot \tilde{\mu} \cdot \vec{H}, \quad (1.18)$$

где

$$\tilde{\mu} = \begin{vmatrix} \mu_{11} & \mu_{12} & \mu_{13} \\ \mu_{21} & \mu_{22} & \mu_{23} \\ \mu_{31} & \mu_{32} & \mu_{33} \end{vmatrix}. \quad (1.19)$$

Для однородных магнитных сред магнитная проницаемость μ_a не является функцией пространственных координат, у неоднородных магнетиков магнитная проницаемость есть некоторая функция координат.

Удельная проводимость среды σ (См·м⁻¹) и обратная ей величина удельного электрического сопротивления (Ом·м)

$$\rho = 1/\sigma \quad (1.20)$$

являются важными характеристиками сред. Величина ρ зависит от физико-механических, водных свойств пород, от их минералогического состава, от температуры, глубины залегания, техногенных воздействий и т.д. Благодаря изменению сопротивления околозалежных пород применение ЭММ георазведки даёт большие возможности для поиска нефти и газа. Данное изменение обусловлено миграцией углеводородов в окружающие породы, кальцитизацией пор и другими факторами, за счет чего сопротивление среды возрастает. Возможно понижение сопротивления за счет эпигенетической пиритизации, аутигенной глинизации [5]. Для осадочной толщи

Тимано-Печорской нефтегазонаосной провинции характерны высокоомные карбонатные или галогенно-карбонатные породы нижней перми, карбона и верхнего девона, перекрытые проводящими терригенными отложениями мезо-кайнозоя, верхней и нижней перми. Для Волго-Уральской нефтегазонаосной провинции свойственны высокоомные отложения палеозоя (в галогенных и карбонатных осадках пермского возраста, в карбонатных осадках карбона), залегающих под проводящими терригенными породами мезо-кайнозоя и верхней перми [5]. Для Прикаспийской впадины характерны соленосные отложения с проводящими терригенными осадками верейского возраста среднего карбона. Так, исследования рельефа поверхности галогенного Кунгура на Акбулакском участке Западного Оренбуржья [5] свидетельствуют о значениях продольной проводимости S_1 в пределах 100...1500 См.

Коэффициент объемной поляризуемости η (в %) определяется следующим образом:

$$\eta = \Delta U_{ВП} \cdot 100 / \Delta U, \quad (1.21)$$

где $\Delta U_{ВП}$ – напряжение в измерительной линии по истечении определенного времени (обычно 0,5...1 с) после размыкания токовой цепи); ΔU – напряжение в той же линии при пропускании тока.

Таким образом, величина η характеризует способность пород поляризоваться, т.е. накапливать заряд при пропускании тока, а затем разряжаться после его отключения. Постоянная, или коэффициент распространения ЭМВ с частотой ω имеет вид

$$\gamma = \beta - j\alpha, \quad (1.22)$$

где фазовая постоянная

$$\beta = \frac{\omega}{c} \cdot \text{Re} \sqrt{\epsilon} = \frac{\omega}{v_\phi} = \frac{2\pi}{\lambda_c}, \quad (1.23)$$

а коэффициент затухания

$$\alpha = \frac{\omega}{c} \cdot \text{Im} \sqrt{\epsilon}. \quad (1.24)$$

В выражении (1.23) фигурируют фазовая скорость волны v_ϕ , длина волны в данной среде λ_c и скорость света $c \approx 3 \cdot 10^8$ м/с.

Длина волны в данной среде

$$\lambda_c = \frac{c}{\omega} \cdot \sqrt{\epsilon'}. \quad (1.25)$$

Показатель преломления среды определяется следующим образом:

$$\dot{n} = \sqrt{\dot{\epsilon} \cdot \dot{\mu}}. \quad (1.26)$$

В большинстве практических случаев $\mu = 1$, а выражение (1.26) имеет вид:

$$\dot{n} = \sqrt{\epsilon' \cdot (1 - j \cdot \text{tg}\delta)} = \text{Re}\sqrt{\dot{\epsilon}} - j \cdot \text{Im}\sqrt{\dot{\epsilon}}. \quad (1.27)$$

Одна из важных характеристик исследуемой среды – затухание (потери на единицу длины, дБ/м), определяет глубинность зондирования и идентификацию сред по поглощению мощности сигнала.

Степень затухания ЭМВ определяется следующим образом:

$$E_0 / E(z) = e^{\alpha \cdot z}, \quad (1.28)$$

где $E_0, E(z)$ – амплитуды сигнала на границе «воздух – исследуемая среда» и на расстоянии z в данной среде.

Величина степени затухания ЭМВ (1.28) в децибелах:

$$L = 20 \cdot \lg[E_0 / E(z)] = 8,68 \cdot \alpha \cdot z. \quad (1.29)$$

Удельное затухание:

$$\Gamma = L / z = 8,68 \cdot \alpha. \quad (1.30)$$

Используя (1.24), получаем величину удельного затухания

$$\Gamma = (54,6 / \lambda) \cdot \text{Im}(\sqrt{\dot{\epsilon}}). \quad (1.31)$$

Формулу (1.31) на практике детализируют с граничным значением $\text{tg}\delta < 0,3$, наличием погрешности менее 1% и с большими диэлектрическими потерями $\text{tg}\delta \gg 1$.

Для первого случая ($\text{tg}\delta < 0,3$)

$$\Gamma = (27,3 / \lambda) \cdot \sqrt{\epsilon' \cdot \text{tg}\delta}. \quad (1.32)$$

Для второго случая ($\text{tg}\delta \gg 1$)

$$\Gamma = (38,6 / \lambda) \cdot \sqrt{\epsilon' \cdot \text{tg}\delta}. \quad (1.33)$$

Фазовая скорость распространения ЭМВ в данной среде

$$\vartheta_\phi = c / \text{Re} \sqrt{\epsilon \cdot \mu} = c / \sqrt{\epsilon'}. \quad (1.34)$$

Второе выражение в формуле (1.34) справедливо для большинства практических случаев ($\mu = 1$).

Временная задержка распространяющегося сигнала

$$\Delta t = 2 \cdot h / \vartheta_\phi, \quad (1.35)$$

где h – протяженность слоя.

Многие современные ЭММ георазведки месторождений нефти и газа основаны на излучении сверхширокополосных (наносекундных) импульсов метрового и дециметрового диапазонов ЭМВ. Такие сигналы занимают значительные полосы частотного спектра, вследствие чего фазовые скорости различных гармонических составляющих радиоимпульса имеют существенный разброс. Вводят понятие скорости перемещения огибающей, или групповой скорости ϑ_z :

$$1 / \vartheta_z = 1 / \vartheta_\phi + (f / c) \cdot dn / df. \quad (1.36)$$

Отличия по фазовой скорости в составляющих радиоимпульса достигают значений 2...15% [2]. Ориентировочные значения электрических характеристик некоторых почв и пород при частоте поля 100 МГц даны в таблице 1.1 [6].

Исследование УВ проводится в широком диапазоне радиочастот, охватывающем СДВ-, ДВ-, СВ-, КВ- и УКВ-волны. Это требует знаний свойств сред для используемых методов поиска ПИ. На практике разработчики РТС поиска УВЗ сталкиваются с проблемой точного знания характеристик промежуточных сред, находящихся над залежами. Зондирование исследуемых сред опирается на многочисленные справочные данные, ко-

торые в настоящее время накоплены и систематизированы в основном по результатам лабораторных измерений и электроразведки на постоянном токе [2]. Для измерений на переменном токе таких систематизированных данных бывает недостаточно. В таких случаях либо приходится проводить дополнительные вспомогательные исследования, либо пользоваться приближенными коэффициентами перехода, определенными относительно постоянного тока и используемой частоты зондирования [2].

Таблица 1.1. – Электрические характеристики почв и пород при частоте поля 100 МГц

Среда	σ , См·м ⁻¹	Γ , дБ·м ⁻¹	ϵ'	ϑ_ϕ , мкс ⁻¹
Воздух	0	0	1	300
Пресная вода	10 ³	0,18	81	33
Морская вода	4	330	81	33
Песчаная почва сухая	1,5·10 ⁻⁴	0,14	3	170
Песчаная почва влажная	7·10 ⁻³	2,3	25	60
Глинистая почва сухая	2,5·10 ⁻⁴	0,28	3	170
Глинистая почва влажная	5·10 ⁻²	20	15	78
Гранит сухой	10 ⁻⁸	10 ⁻⁵	5	130
Гранит влажный	10 ⁻³	0,6	7	110
Базальт влажный	10 ⁻²	5,6	8	110
Глинистый сланец влажный	10 ⁻¹	45	7	110
Песчаник влажный	4·10 ⁻²	24	6	120
Известняк влажный	2,5·10 ⁻²	14	8	110

Волновое сопротивление среды

$$\dot{W} = \dot{E} / \dot{H} = \sqrt{\mu_0 \cdot \dot{\mu} / \epsilon_0 \cdot \dot{\epsilon}} = 120 \cdot \pi \cdot \sqrt{\dot{\mu} / \dot{\epsilon}}. \quad (1.37)$$

Для немагнитных сред

$$\dot{W} = 120 \cdot \pi / \sqrt{\dot{\epsilon}}. \quad (1.38)$$

Коэффициент отражения и прохождения ЭМВ на разделе границы двух сред для вертикально поляризованной волны определяется следующим образом:

$$\dot{R}_{(1-2)B} = \dot{E}_{omp} / \dot{E}_{над} = \frac{\dot{W}_2 \cdot \cos \theta_2 - \dot{W}_1 \cdot \cos \theta_1}{\dot{W}_2 \cdot \cos \theta_2 + \dot{W}_1 \cdot \cos \theta_1}, \quad (1.39)$$

$$\dot{T}_{(1-2)B} = \dot{E}_{np} / \dot{E}_{над} = \frac{2 \cdot \dot{W}_2 \cdot \cos \theta_2}{\dot{W}_2 \cdot \cos \theta_2 + \dot{W}_1 \cdot \cos \theta_1}, \quad (1.40)$$

где $\dot{E}_{отр}$, $\dot{E}_{над}$, \dot{E}_{np} – соответственно отражённая, падающая и преломлённая ЭМВ; \dot{W}_2 , \dot{W}_1 – волновые сопротивления сред; θ_2 , θ_1 – углы преломления и падения.

Для горизонтально-поляризованной ЭМВ имеем

$$\dot{R}_{(1-2)Г} = \frac{\dot{W}_2 \cdot \cos \theta_1 - \dot{W}_1 \cdot \cos \theta_2}{\dot{W}_2 \cdot \cos \theta_1 + \dot{W}_1 \cdot \cos \theta_2}, \quad (1.41)$$

$$\dot{T}_{(1-2)Г} = \frac{2 \cdot \dot{W}_2 \cdot \cos \theta_1}{\dot{W}_2 \cdot \cos \theta_1 + \dot{W}_1 \cdot \cos \theta_2}. \quad (1.42)$$

Среды, находящиеся над УВЗ, обладают анизотропными свойствами, вследствие чего характеризуются параметрами, применяемыми для описания свойств полупроводников, плазмоподобных включений, образований с диамагнитными свойствами и т.д. Коэффициент магнитной восприимчивости среды определяется следующим образом:

$$k_M = -\mu_0 \cdot \gamma^2 \cdot g_e \cdot H / 4 \cdot \pi \cdot v_e, \quad (1.43)$$

где $\gamma = 1,76 \cdot 10^{11}$ Кл/кг – гиромагнитное отношение электрона; $g_e = 1,6 \cdot 10^{-19}$ Кл – заряд электрона; $H_0 = 39$ А/м – среднее значение напряженности магнитного поля Земли; v_e – скорость электрона, равная

$$v_e = 1,7 \cdot \frac{E}{B_{эф.}} \cdot \sqrt{\frac{\Delta\sigma}{\sigma}}. \quad (1.44)$$

Здесь E – напряженность электрического поля, лежащая на глубине залегания h , составляющей 80...160 мкВ/м при величине окислительно-восстановительного потенциала $\Delta\phi = 0,2...0,4$ В [7];

$$E = \Delta\phi / h; \quad (1.45)$$

$B_{эф.}$ – эффективное магнитное поле с учётом стационарного поля Холла;

$$B_{эф.} = \alpha \cdot \mu_0 \cdot H;$$

α – коэффициент, учитывающий угол между направлениями потока частиц и вектора магнитной индукции B_0 ; $\Delta\sigma$ – изменение проводимости относительно среднего значения, составляющее $(8...12) \cdot 10^{-5}$ См/м [8], причем

$$\Delta\sigma / \sigma = -0,33 \cdot \mu_e^2 \cdot B_{эф.}^2, \quad (1.46)$$

где подвижность носителей

$$\mu_e = \vartheta_e / E. \quad (1.47)$$

Концентрация частиц определяется следующим образом:

$$N_e = \sigma / (q_e \cdot \rho_e). \quad (1.48)$$

Величина N_e лежит в пределах от 10^{15} до 10^{17} м⁻³ при значениях удельной проводимости $0,1...0,01$ См·м⁻¹.

Коэффициент ионизации учитывает соотношения между концентрациями ионов и электронов:

$$k_u = N_u / N_e. \quad (1.49)$$

Коэффициент отношения масс для двухчастичной электронно-ионной жидкости

$$k_m = \sqrt{m_u / m_e}, \quad (1.50)$$

для усредненного атомного веса наиболее распространённых над УВЗ химических элементов равен 275 [9].

Наличие в среде разноимённых частиц приводит к столкновительным процессам, среди которых наиболее энергоёмкими являются электрон-электронные и электрон-ионные.

Частоты столкновений:

$$v_{эф.и} = q_i / m_i \cdot \mu_i, \quad (1.51)$$

$$v_{эф.у} = k_m \cdot v_{эф.е}.$$

Для реальных местонахождений УВЗ

$$v_{эф.и} \approx 10^7 \text{ с}^{-1} \text{ и } v_{эф.у} \approx 2,75 \cdot 10^9 \text{ с}^{-1}.$$

1.2 Общие сведения о проведении поисково-разведочных работ на углеводороды

Рассмотрим основные термины и определения, используемые для георазведки нефти и газа (углеводородов) [10–13]. Под УВЗ понимают любое естественное или искусственное скопление нефти и/или газа, приуроченное к природной ловушке (естественный локализирующий объем) в толще вмещающих пород. На рисунке 1.2 показана исследуемая площадь с отображением проекции контура залежи на «дневную поверхность».

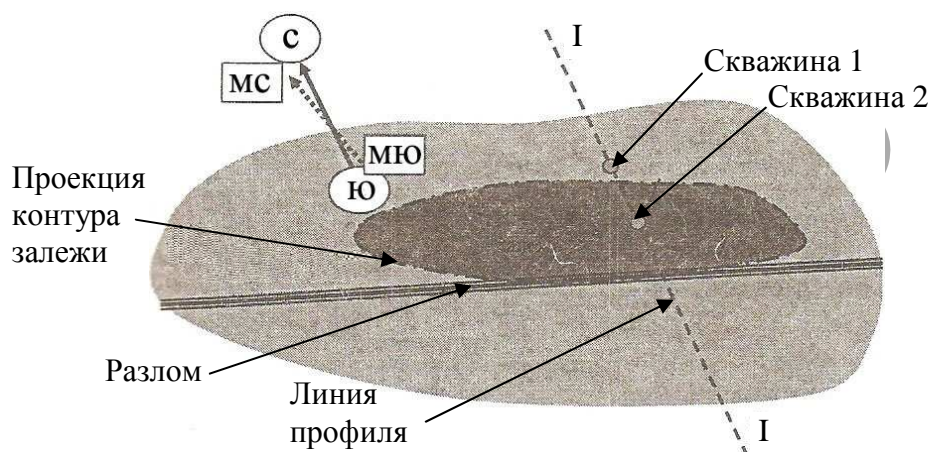


Рисунок 1.2. – Фрагменты участка земной поверхности с углеводородной залежью

«Дневная поверхность» – воздушный слой над поверхностью Земли. Класс углеводородного состава залежи определяется по однородному составу залежей, в пределах которых в любой точке пласта физико-химические свойства углеводородов примерно одинаковы. Различают 10 классов [10], из которых преобладают три основных – нефтяные, газовые и газоконденсатные.

Геологический профиль – это вертикальный разрез изучаемой площади (рисунок 1.3).

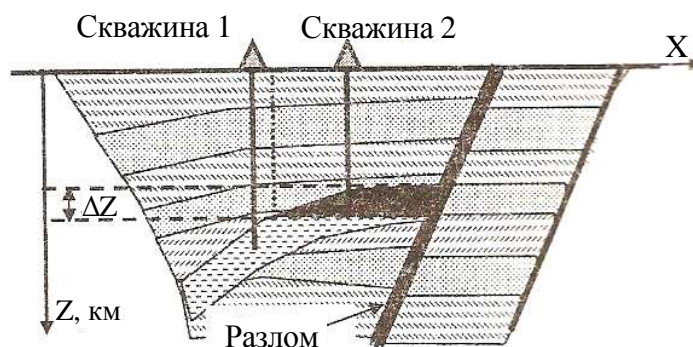


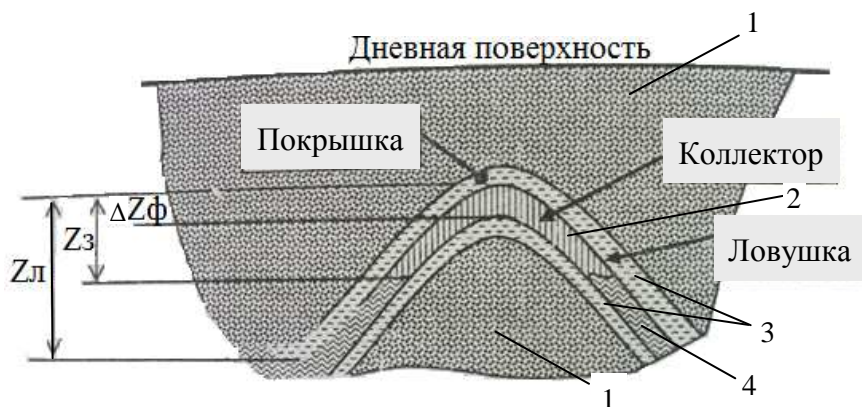
Рисунок 1.3. – Геологический профиль по линии I–I (см. рисунок 1.2)

Геометризация – задача, связанная с определением положения УВЗ в толще гетерогенной и полифазной среды.

Над УВЗ проявляется геомагнитная аномалия – разность среднего значения постоянного магнитного поля \vec{H}_{cp} и реального вектора магнитного поля над данной средой \vec{H} .

Контур залежи – пересечение поверхности ГВК или ВНК с кровлей пласта (резервуара).

Схема разреза с включением УВЗ показана на рисунке 1.4.



1 – вмещающие породы;
2 – углеводородная залежь; 3 – глина; 4 – вода

Рисунок 1.4. – Схема разреза с включением углеводородных залежей

Покрывка – породы, перекрывающие залежь.

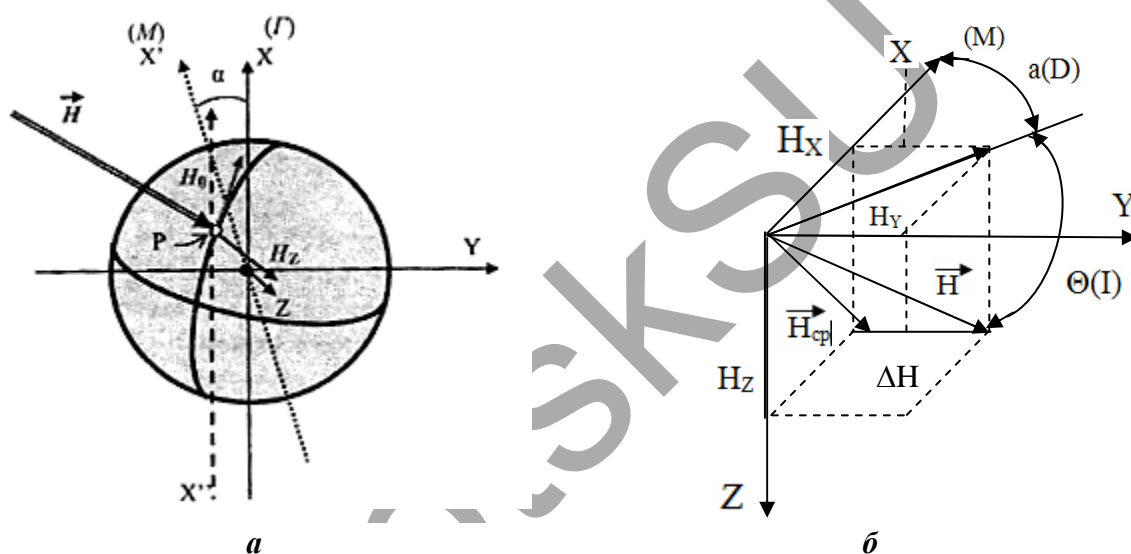
Коллектор – горная порода, обладающая способностью вмещать УВЗ и отдавать углеводороды при разработке. Толщина пласта-коллектора ΔZ .

Ловушка – часть природного резервуара, в которой может образоваться и сохраняться УВЗ. Высота ловушки $Z_{л}$. Форма ловушек может быть антиклинальной, синклиальной и сложной. Тип ловушки подразделяется на пять классов [10]: массивные, пластовые, литологически ограниченные, ограниченные и экранированные разломом. Высота залежи у массивного типа ловушки меньше мощности пласта.

Пластовый тип ловушки характеризуется преобладанием высоты залежи над толщиной пласта. Литологически ограниченные ловушки со всех сторон окружают УВЗ флюидонепроницаемыми породами. Ограниченные ловушки характеризуются непроницаемой для флюидов стенкой разлома. В ловушках, экранированных разломом, возможен переток части залежи в ловушку за разломом [12].

Единая система отсчета всех измерений показана на рисунке 1.5. Географический меридиан Γ – линия сечения поверхности земного шара плоскостью, проведенной через данную точку земной поверхности и ось вращения Земли. Угол склонения α (в геофизике обозначается D) – угол между магнитным и географическим меридианами. Данный угол изменяется с течением времени, вариации составляют примерно 0,04 град/год (2 град на 50 лет).

Магнитный меридиан M – линия на поверхности Земли, соединяющие магнитные полюса. Угол наклона θ (в геофизике обозначается I) – угол между наклоном магнитного вектора \vec{H} и поверхностью Земли (плоскость XOY), для Беларуси составляет 68...70 град.



a – ориентация географического и магнитного меридианов Земли;
б – ориентация составляющих напряженности магнитного поля

Рисунок 1.5. – Система отсчета измерений

Различают четыре класса залежей по значениям рабочих дебитов. Углеводородные залежи подразделяют по типу коллектора на семь классов: трещинный, поровый, кавернозный, трещинно-поровый, трещинно-кавернозный, кавернозно-поровый и трещинно-кавернозно-поровый. Трещинный класс характеризуется, как правило, линейчатыми трещинными разломами, в которых может образовываться и сохраняться залежь. Кавернозный класс определяется объемными коллекторами сложных форм. Поровый тип отличается наличием пор, сот, т.е. малообъемных заполнений пород. Остальные классы, соответственно, являются комбинациями перечисленных выше коллекторов. Радиопортрет УВЗ – совокупность признаков, связанных со статическим и/или динамическим изменением характеристик ЭМП, присущих данной геологической неоднородности и ее электродинамическим параметрам [13].

1.3 Модели углеводородных залежей

Геологический разрез включает непосредственно залежь углеводородов, водную среду, зоны с восстановительной и окислительной обстановками. Модель С.Д. Пирсона представлена на рисунке 1.6 [14; 15].

Пирсон изобразил УВЗ в виде источника электротеллурических токов. Проведённые им исследования показали, что источники тока, а следовательно, и электрические потенциалы в Земле существуют всегда. Природа таких явлений связана с физико-химическими процессами в ловушках, когда накопление сероводорода, солей органических кислот и других соединений вызывает перемещение зарядов, что приводит к появлению токов в среде. При этом выделяется восстановительная зона с шириной $d_{восст}$ с избытком электронов и окислительная зона с шириной $d_{ок}$ и дефицитом электронов. Как правило, $d_{восст} = d_{ок}$. В результате закономерно появляется разность потенциалов и, следовательно, электрический ток, ориентированный в направлении убывания температур.

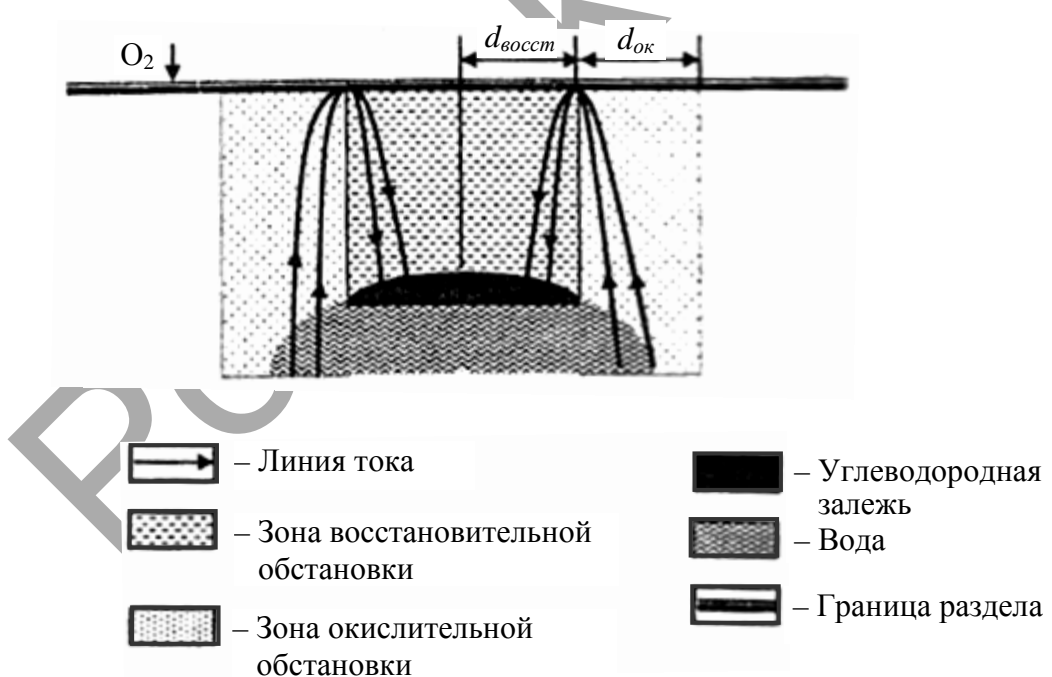


Рисунок 1.6. – Модель Пирсона

Токовые линии замкнуты. Они направлены в области вне контура углеводородов вертикально вверх от водной среды к границе раздела «вмещающие породы – воздух», далее вертикально вниз к области, содержащей УВЗ. Распределение и интенсивность электротеллурических токов на дневной поверхности зависят от размеров контура и объема УВЗ. Плот-

ность тока максимальна над контуром залежи. Разрушение (истощение) залежи приводит к уменьшению плотности тока. По методике Пирсона электротеллурический ток над залежью углеводородов должен существовать, пока существует сама залежь. В ходе перемещения частиц происходит перемещение вещества в системе «залежь УВЗ – атмосфера». Верхняя граница системы – линия насыщения кислородом, нижняя – подошва залежи.

Модель Москвичёва (рисунок 1.7) представляет среду над залежью углеводородов в виде избирательной системы многорезонансного характера [16]. Данная среда является анизотропным образованием плазмopodobного типа [17]. Характерным признаком таких систем служит появление дополнительного магнитного поля $\Delta \vec{H}$, направленного против внешнего H_0 [18]. Физико-химические процессы во вмещающих породах приводят к определенным изменениям в силу обменных реакций, приводящих к смещению свободных носителей заряда по температурному градиенту.

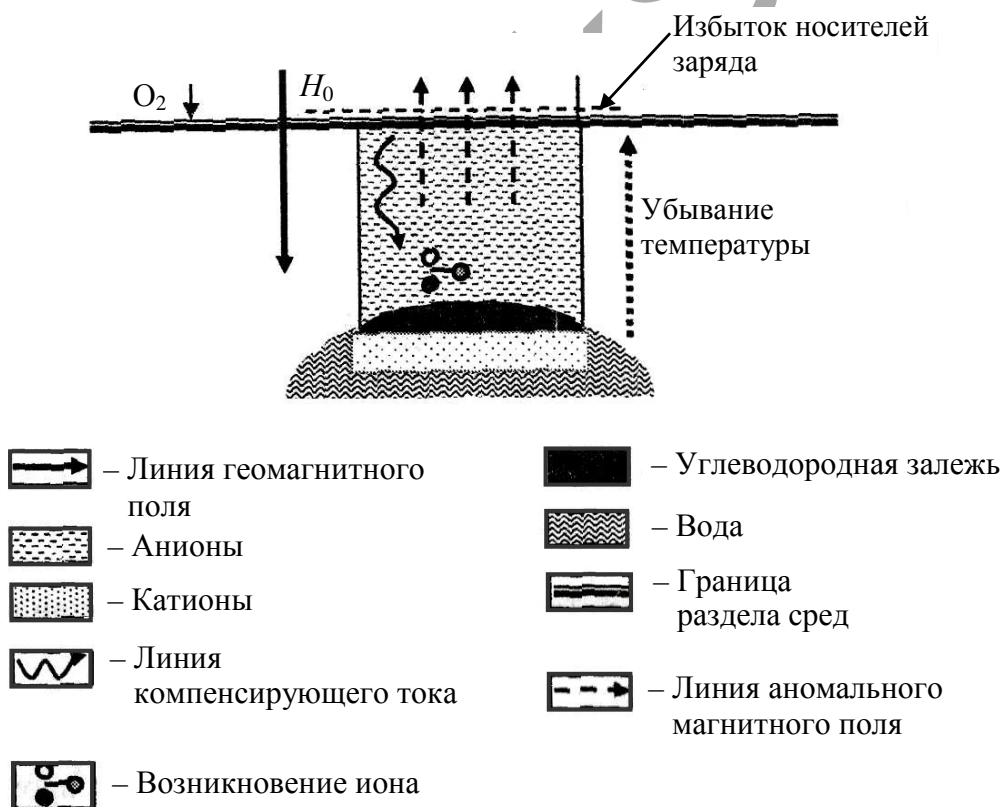


Рисунок 1.7. – Модель разреза Москвичёва

В разрезе присутствует нагретая поверхность, дневная часть более холодная. Перераспределение зарядов приводит к появлению избытка свободных носителей на уровне насыщения кислородом и возникновению

компенсирующих ионных токов, направленных от дневной поверхности к залежи [19]. Атомы при взаимодействии с отрицательно заряженными частицами становятся ионами, таким образом, перенос зарядов осуществляется в эстафетном порядке.

Поток частиц при вращении в магнитном поле приводит к возникновению геомагнитной аномалии. Данные процессы приводят и к увеличению удельного электрического сопротивления над углеводородами.

Модель Дмитриева (рисунок 1.8) представлена в виде трехкомпонентной среды, состоящей из УВЗ, зон восстановленной и окисленной обстановки [7].

Средняя температура в области залежи $T_{cp} = 350...400$ К, разность потенциалов между УВЗ и дневной поверхностью составляет 140...360 мВ.

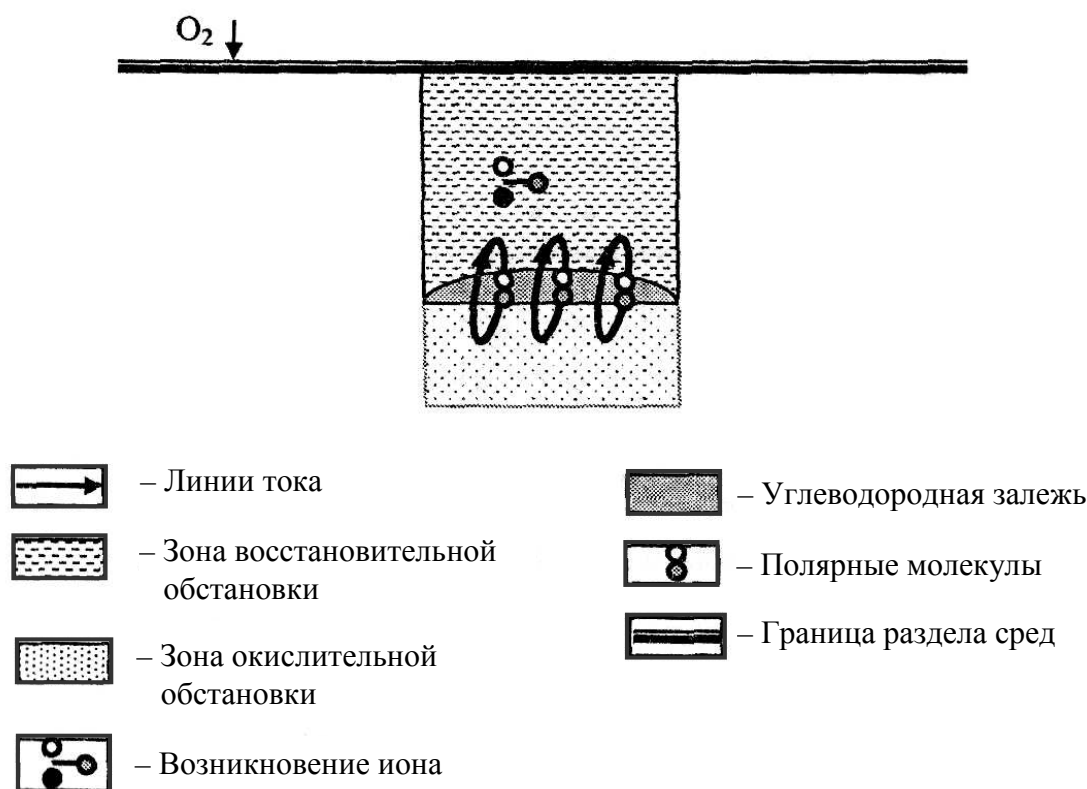


Рисунок 1.8. – Модель Дмитриева

Горные породы пронизаны водно-солевыми растворами, которые закрывают углеводороды. Залежь поляризуется за счет высоких температур и пластового давления. Восстановительные процессы в промежуточной области между УВЗ и окружающей средой характеризуются переходом ряда химических элементов в низковалентное состояние и избытком свободных электронов.

В способе геоэлектроразведки [20] УВЗ представлена в виде активной резонансной излучающей системы (рисунок 1.9).

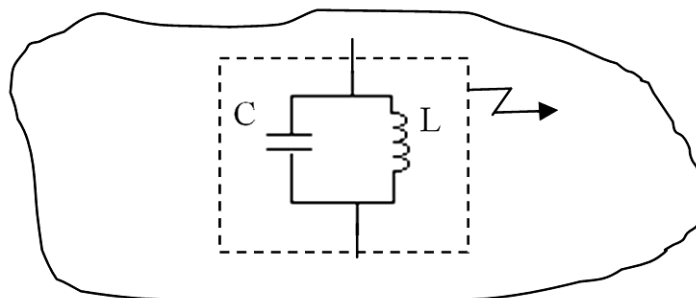


Рисунок 1.9. – Активная резонансная излучающая система

Роль обкладок конденсатора играют подошва и надзалежная кромка, в качестве индуктивности выступает объем редуцированных пород над залежью, сама нефть представляет собой диэлектрик. Генерация колебаний определяется глубиной залегания УВЗ и геометрическими размерами конденсатора.

Одна из первых моделей месторождений нефти и газа – представление залежи (рисунок 1.10) в виде тела с конечной проводимостью, помещенного в среду с потерями.

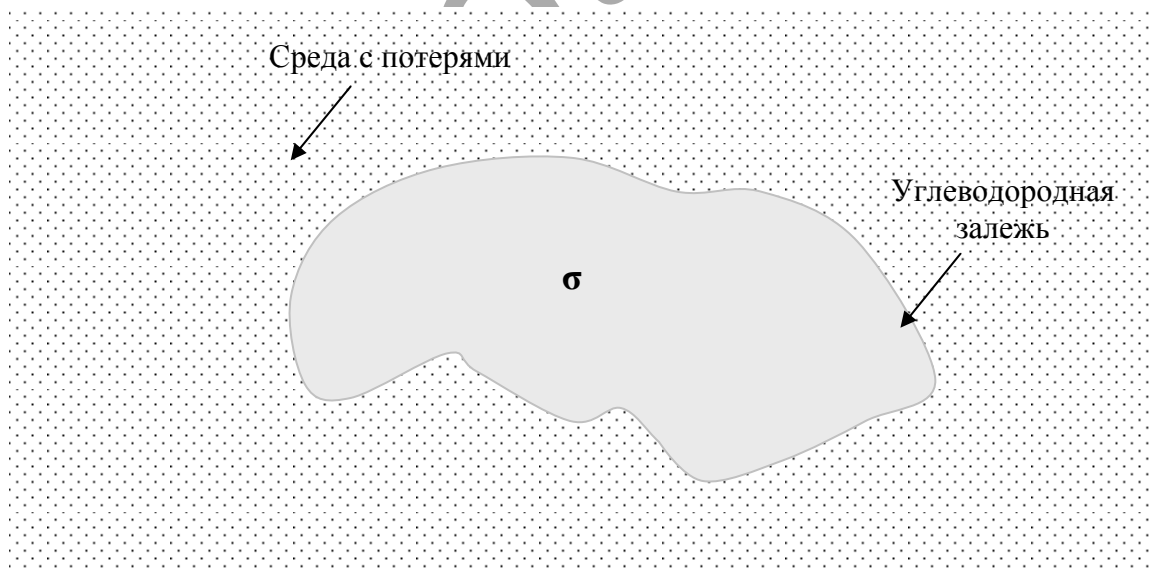


Рисунок 1.10. – Представление залежи в виде тела с конечной проводимостью

Преимущество модели состоит в простоте и удобстве использования. Однако в ней не учитываются эффекты миграции углеводородов и внешняя многослойность разреза на поведение ЭМП.

Модель Бабкина [9] представляет физику процессов над УВЗ с учетом процессов столкновений разноименных частиц. В данной структуре определяется значение скорости миграций заряженных частиц, учитывая влияние концентрации отдельных химических элементов в отдельных участках вертикального разреза над залежью. Результаты расчетов коррелируются с данными полевых измерений.

Для каждого конкретного случая применения георазведки используются свои особенности и корректирующие факторы [21; 22].

Особенность настоящего времени состоит в том, что современная электромагнитная разведка претерпевает серьезные изменения в связи с совершенствованием существующих моделей по результатам полевых исследований.

1.4 Аппаратура для поиска углеводородных залежей

Поиск и разведка углеводородов – одна из важнейших экономических задач любого государства, обладающего запасами такого важного стратегического сырья. Обычно поисковые работы по нефти и газу начинаются с электромагнитной и гравитационной съёмок перспективных площадей в масштабе 1:50000 и крупнее. Выявив такие объекты для исследований, проводится дальнейшая разведка с помощью специальной геофизической аппаратуры.

1. Низкочастотные комплексы АНЧ-1, АНЧ-3, ЭРП-5.

Структурная схема комплекса АНЧ-3 показана на рисунке 1.11 [5].

Рабочая частота прибора 4,88 Гц. Используются двухполярные прямоугольные импульсы с максимальной мощностью 30 Вт при максимальном токе 0,1 А.

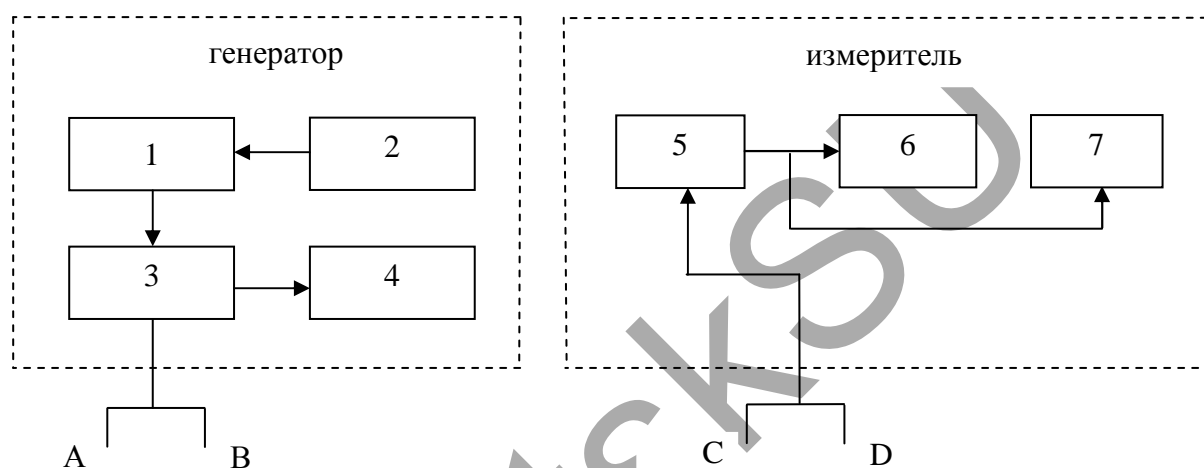
Применяются питающая линия АВ и приёмная линия СД. Работа прибора основана на методе вертикально-электрического зондирования.

2. Геофизический комплекс «АНЧАР» – акустический низкочастотный ультразвуковой комплекс, апробированный в 1990–1993 гг. Используется для предприятий ГАЗПРОМ, ОНАКО и других зарубежных компаний [5].

В частности, технология «АНЧАР» основывается на явлении генерации УВЗ инфразвуковых волн при её возбуждении полем упругих колебаний. В состав комплекса входят: сейсмодвижитель; легкий вездеход, на котором расположены блоки управления, средства связи и навигации,

многоканальная инфразвуковая станция, телеметрические регистрирующие установки. Коэффициент достоверности составляет примерно 0,85.

Уникальный программно-аппаратурный комплекс «АНЧАР» позволяет выполнить прямой геофизический прогноз нефтегазоносности на основе выделения низкоамплитудных аномалий в инфразвуковом сейсмическом поле для залежей, расположенных в пластах и коллекторах на глубинах от 5 до 1 км, для природных резервуаров и технологических скоплений (подземных скоплений газа) от 0,7 до 5 км.



- 1 – задающий мультивибратор и стабилизатор; 2 – источник постоянного тока;
3 – предварительный усилитель и усилитель мощности;
4 – измеритель тока; 5 – переключатель пределов измерений;
6 – измерительный усилитель переменного тока; 7 – измеритель напряжения**

Рисунок 1.11. – Структурная схема прибора АНЧ-3

3. Прибор ЕТМ⁺ (Enhanced Thematic Mapperplus) [23] – спектральный сканирующий радиометр, установленный на борту спутника Landsat-7, обеспечивающий съемку земной поверхности на 7 спектральных каналах (таблица 1.2). По результатам съемки составляется цветная карта радиояркостных температур земной поверхности с градациями цвета в интервале температур 274,4...278,9 К, позволяющая непосредственно обнаружить нефтегазовые залежи.

4. Комплекс ИНФА3-ВП [5]. Высокоточный прибор с погрешностью $\pm 0,06^\circ$. Работы проводятся по методу вызванной поляризации. Применяют вертикальное зондирование с шагом 0,5...1 км при сгущении точек на участках детализации до 0,2 км, измерения могут проводиться на нескольких частотах. Использование аппаратуры ИНФА3-ВП обеспечи-

вадет более качественные высокоточные измерения фазы, что позволяет достичь большой производительности и глубинности. При георазведке на сложных объектах возможно получение более полной информации о геологическом разрезе. На практике комплекс ИНФАЗ-ВП широко применяется на месторождениях Кокжиде, Кенкияк, Кумсай и др. [5].

Таблица 1.2. – Характеристики прибора ЕТМ⁺

№ канала	Длина волны, мкм	Разрешение, м
1	0,45...0,52	30
2	0,52...0,60	30
3	0,63...0,69	30
4	0,76...0,90	30
5	1,55...1,75	30
6	2,08...2,35	60
7	11,35...12,50	30

5. Дифференциальная установка МАН (АМ-50 м) [5] основана на измерении дифференциальных аномалий $\Delta U_{\text{диф}}$ с применением установки естественного поля с длиной приёмной линии $l = 100$ м. Используется метод профилирования, установка предназначена для морской электроразведки; позволяет выявить тектонические нарушения, аномалии естественного поля. Интерпретация аномалий поля проводится по различию продольных и поперечных сопротивлений пластов или по суммарной продольной проводимости.

6. Электромагнитный источник сейсмических волн «Геотон» – импульсный наземный источник [24]. Излучателем является жёсткая, помещённая на грунте плита, на которую опирается массивный пригруз с закреплённым на нем индуктором электромагнита. Под действием электромагнита плита совершает виброколебания, вызывая сейсмическую волну в исследуемой среде. Исследование прохождения данных волн может быть положено в основу поиска и обнаружения месторождений нефти и газа.

7. Приборы для реализации метода радиокип. К ним относятся приборы ПИНП-2, ФАГР-2, СДВР-3, СДВР-4, СДВ-АФИ, СДВР-А, разработанные в СССР и предназначенные для измерения различных составляющих магнитного и электрического полей, соотношения активных и реактивных компонент составляющих электромагнитных полей. Рабочие

частоты от 10 до 480 кГц. Широкий диапазон приборов данного класса выпущен за рубежом – это аппаратура, работающая в основном на частотах 15...30 кГц. К ним относятся приёмник прямого усиления «Рейдем» (Канада), амплитудно-фазовые компенсаторы «Ронке ЕМ-16р» (Канада) и ЭДА-ЭРА (бывшая Чехословакия), приборы «Радиофаза», «КЕМ», Е-80, SE-99 (Канада). Гораздо более широким диапазоном рабочих частот (от 15 до 1500 кГц) обладает аппаратура «Е-фаза» (Канада) [5].

8. Подводные телеуправляемые аппараты «Фалкон-1000м» и «Обзор-150м» [25; 26] предназначены для морской разведки. С их помощью возможно исследование шельфовых районов морей и океанов. Проводится структурный анализ осадочной толщи пород, измеряется глубинная электропроводимость, определяются кажущиеся сопротивления, влияние солевого состава водной поверхности. Позволяет высокопродуктивно определять аномальные эффекты от залежей.

9. Многоканальный графический регистратор «МГР-01» [27] состоит из блока сбора и предварительной обработки аналоговых сигналов, блока хранения и индикации результатов измерений, двух датчиков регистрации магнитных составляющих поля, датчика электрических составляющих, источника автономного питания. Может входить управляющий компьютер типа notebook.

10. Измерительный комплекс «Тезей-АЭРО» [28] включает регистратор, приемник GPS и интерфейсный адаптер. Аппаратура позволяет с высокой точностью решать задачи геометризации залежей.

В настоящее время используются и другие приборы для георазведки УВЗ. Отметим георазведочные компенсаторы ЭСК-1, ЭСК-2, АЭ-72, инфранизкочастотный комплекс ФД-4, электроразведочные станции ЭРСУ-71, ВПС-63, СЭМ-3С, цифровые электроразведочные станции ЦЭС-2, ЦЭС-3, ЦЭС-МГД, аппаратура «Цикл-3», «Цикл-4»; для возбуждения искусственного электромагнитного поля используют генераторные установки: ЭРС-67, УГЭ -50, «Полигон -2», «Памир-2» [5]. Широко внедряется комплекс «Поиск» [29].

Отметим также приборы, основанные на магнитотеллурических методах. Эта аппаратура позволяет осуществлять большую глубинность исследований, что актуально при поиске УВЗ. Используются приборы ЭСП-101, ИНВЕМП (разработаны в СССР), МТ («Geotronics», США), МТ-System («Phoenix», Канада), ЕСА-542-О (Societe' ECA, Франция) [5].

1.5 Крупнейшие месторождения нефти и газа

1.5.1 Крупнейшие месторождения нефти в мире

Крупнейшие (гигантские) нефтяные месторождения – это нефтяные месторождения с запасами более 1 млрд тонн, или 6,3 млрд баррелей, нефти. К ним относятся: ПрудхоБэй (США), Агаджари (Иран), Хасси-Мессауд (Алжир), Самотлорское (Россия), Ноксал (Мексика), Тахэ (Китай), Западная Курна (Ирак) и др.

Уникальные (супергигантские) нефтяные месторождения – это нефтяные месторождений с запасами более 5 млрд тонн или 32 млрд баррелей нефти. К ним относятся: Румайла (Ирак), Аль-Гавар (Саудовская Аравия), Кашаган (Казахстан), Большой Бурган (Кувейт), Дацин (Китай), Самотлорское, Кантарел (Мексика) и др.

В таблице 1.3 указаны гигантские (крупнейшие) и супергигантские (уникальные) нефтяные и газоконденсатные месторождения в мире, их геологические запасы, годы открытия и нефтегазоносные бассейны, к которым они относятся [30].

Таблица 1.3. – Крупнейшие месторождения нефти в мире

Месторождение / группа месторождений	Год открытия	Запасы (млрд т)	Нефтегазоносный бассейн
1 Чиконтепек	1926 (2009)	22,1	Мексиканский залив
2 Аль-Гавар	1948	20	Персидский залив
3 Большой Бурган	1946	13	Персидский залив
4 Кариока Сугар Лоаф	2008	11	Сантус
5 Сафания-Хафджи	1951	10,35	Персидский залив
6 Шельф Боливар	1917	8,3	Озеро Маракайбо
7 Верхний Закум	1969	8,2	Персидский залив
8 Самотлорское	1965	7,1	Западная Сибирь
9 Северное / Южный Парс	1991	7	Персидский залив
10 Кашаган Западный, Восточный и Юго-Западный	2000	6,4	Прикаспийская впадина
11 Дацин	1959	6,3	Сунляо
12 Группа месторождений Кантарел	1971	5,7	Мексиканский залив
13 Азадеган Северный и Южный	1999	5,7	Персидский залив
14 Эр-Румайла Северная и Южная	1953	5,2	Персидский залив
15 Ромашкинское	1948	5	Поволжье
16 Приобское	1982	5	Западная Сибирь
17 Фердоус	2003	4,9	Персидский залив
18 Комплекс Марлин	1985	4,3	Кампус

Окончание таблицы 1.3

Месторождение / группа месторождений	Год открытия	Запасы (млрд т)	Нефтегазоносный бассейн
19 Даште-Абадан	2001	4,1	Персидский залив
20 Ахваз	1958	4,1	Персидский залив
21 Серир	1961	3,8	Сирт
22 Манифа	1966	3,7	Персидский залив
23 Марун	1964	3,5	Персидский залив
24 Прудхо Бэй-Орайон	1969	3,5	Аляска
25 Западная Курна	1999	3,44	Персидский залив
26 Меджнун	1977	3,3	Персидский залив
27 Тенгиз	1979	3,1	Прикаспийская впадина
28 Ядавара	2003	3,0	Персидский залив
29 Лулу-Эсфандиар		2,8	Персидский залив
30 Хурайс	1963	2,7	Персидский залив
31 Агаджари	1937	2,7	Персидский залив
32 Гечсаран	1928	2,6	Персидский залив
33 Халфая	1975	2,6	Персидский залив
34 Юрубчено-Тохомское	1982	2,5	Восточная Сибирь

Рассмотрим некоторые данные о самых крупных месторождениях мира.

Чиконтепек – супергиганское нефтегазовое месторождение в Мексике, находящееся на восточном побережье Мексики. Открыто в 1926 году. Чиконтепекское месторождение содержит нефть в линзовидных пластах песчаников эоценового возраста мощностью 2 км. Эоцен выполняет эрозионную впадину длиной 120 км и шириной 15...25 км, выработанную в палеоценовых, меловых и юрских преимущественно карбонатных отложениях. Площадь Чиконтепека 4 тыс. км². Как уточняет Ретех, нефть расположена не в одном крупном месторождении, а во множестве мелких, и для её добычи планируется пробурить более 17 тыс. скважин при их суточном дебите 7...8 т – по тысяче скважин в год.

Гавар (Гхавар, Гоар) – крупнейшее по запасам нефти нефтегазовое месторождение-гигант в Саудовской Аравии, одно из крупнейших месторождений нефти и газа мира, расположено в бассейне Персидского залива.

Доказанные и извлекаемые запасы нефти 8,1...9,6 млрд т, а по некоторым данным – до 12 млрд т. Расположено примерно в 100 км к югу от г. Дахран в провинции Эш-Шаркийя. Размерами 280 на 30 км, является крупнейшим разрабатываемым месторождением нефти в мире. Месторождение в полной собственности государства и управляется государственной компанией «Saudi Aramco».

Большой Бурган (англ. Greater Burgan) – крупнейшее месторождение-гигант, в котором сосредоточенно более 5% разведанных извлекаемых запасов нефти в мире. Расположено в пустыне, на юге Кувейта. Месторождение открыто 22 февраля 1938 г., на скважине Бурган-1 был получен 18-метровый фонтан нефти. Скважина Бурган-1 работает по сей день.

Доказанные и извлекаемые запасы оцениваются в 8,0...10,1 млрд т нефти. Месторождение содержит в себе более 75% доказанных нефтяных запасов Кувейта.

Нефтяное месторождение *Самотлор* – крупнейшее в России и одно из крупнейших в мире месторождений нефти. Расположено в Ханты-Мансийском автономном округе, вблизи Нижневартовска, в районе озера Самотлор. В переводе с хантыйского Самотлор означает «мертвое озеро», «худая вода». Геологические запасы оцениваются в 7,1 млрд т. Доказанные и извлекаемые запасы оцениваются в 2,7 млрд т.

Месторождение относится к Западно-Сибирской провинции. Открыто в 1965 г. Залежи на глубине 1,6...2,4 км. Начальный дебит скважин 47...200 т/сут. Плотность нефти 0,85 г/см³, содержание серы 0,68...0,86%.

1.5.2 Крупнейшие месторождения газа в мире

Данные о залежах газа приведены в таблице 1.4 [31].

Таблица 1.4. – Крупнейшие месторождения газа в мире

Месторождение	Государство	Год открытия	Запасы, млрд куб. м
Южный Парс / Северное	Иран / Катар	1991 / 1971	13450
Уренгойское	Россия	1966	10200
Хейнсвиль	США	2008	7079
Южный Иолотань	Туркмения	2006	7000
Ямбургское	Россия	1969	5242
Марселлус	США		4452
Бованенсковское	Россия	1971	4400
Ленинградское	Россия	1992	4000
Русановское	Россия	1992	4000
Заполярье	Россия	1965	3500
Штокмановское	Россия	1988	3200
Пойнт Томсон	США	1965	3000
Манас	Албания	2008	3000
Гронинген	Нидерланды	1959	2850

Окончание таблицы 1.4

Месторождение	Государство	Год открытия	Запасы, млрд куб. м
Арктическое	Россия	1968	2762
Астраханское	Россия	1973	2711
Анадарко	США	1922	2650
Хасси-Рмель	Алжир	1957	2549
Западно-Камчатский шельф	Россия	2008	2300
Медвежье	Россия	1967	2200
Юрубчено-Тохомское	Россия	1982	2100
Хуготан	США	1922	2039
Тамбейское Северное и Южное	Россия	1983 / 1974	1929
Оренбургское	Россия	1968	1900
Ковыктинское	Россия	1987	1900
Харасавейское	Россия	1974	1900
Карашыганак	Казахстан	1979	1800
Довлетабад-Донмез	Туркмения	1982	1602
Кыртаельское	Россия	1975	1600
Северный Парс	Иран	1967	1565
Киш	Иран	2006	1560
Аль-Гавар	Саудовская Аравия	1951	1500
Кызылойское	Казахстан	1967	1420
Пазанун	Иран	1961	1415
Эльсуорт	Канада		1400
Гольшан	Иран	2007	1325
Троль	Норвегия	1979	1325
Сахалин-3	Россия		1300
Аккас	Ирак	1990	1250
Чаяндинское	Россия	2000	1240
Ангаро-Ленское	Россия	2007	1220
Оане	Алжир		1200
Урга-Куаныш-Акчалак	Узбекистан		1200

Рассмотрим крупнейшие месторождения газа в мире.

Северное / Южный Парс – супергигантское нефтегазовое месторождение, крупнейшее в мире. Находится в центральной части Персидского залива в территориальных водах Катара (Северное) и Ирана (Южный Парс). Северное и Южный Парс разделены тектоническим разломом. Оба являются самостоятельными разновозрастными залежами: Северное – поздним мелом, а Южный Парс – триасового возраста. Запасы Северного / Южного Парса оцениваются в 28 трлн м³ газа и 7 млрд т нефти (45 млрд баррелей).

Северное – это южная (катарская) часть газового гиганта Северное / Южный Парс, которая расположена в Персидском заливе к северо-востоку от Катара. «Северное» вывело Катар на 3-е место в мире по запасам природного газа.

В состав месторождения «Северное» входит еще 2 нефтяных месторождения – Эш-Шахин и Бул-Ханайн.

Южный Парс – это северная (иранская) часть газового месторождения, которая расположена в Персидском заливе к северо-востоку от Катара. Южный Парс был открыт в 1990 г. Это относительно легкодоступное месторождение, поскольку находится на небольшой глубине и недалеко от берега, что обуславливает низкую себестоимость добычи.

Разработка Южного Парса разделена на 28 участков. Оператором разработки является НИОС. Участниками – Газпром, ENI и Total.

Газ из Южного Парса по газопроводам отправляется в Ассалуе, далее – в Индию и Европу.

Южный Парс занимает площадь в 3700 кв. км, содержит 8% мировых запасов газа и 50% суммарных запасов газа Ирана.

Галкыныш (туркм. *Galkunys*) – зоны супергигантского газонефтяного месторождения Туркменистана, расположенного в Марыйском велаяте.

В связи с открытием на территории Туркменистана сверхгигантской зоны газовых месторождений и ее освоением 18 ноября 2011 г. Президент Туркменистана подписал постановление, предписав именовать месторождения Южный Ёлотен-Осман, Минара и прилегающие месторождения газовым месторождением «Галкыныш».

Южный Иолотань, Южный Йолотен (туркм. *Günorta Ýöloten-Osman*) – супергигантское газонефтяное месторождение Туркмении, расположенное в Марыйской области, в юго-восточной части страны, в 50 км от областного центра Мары, вблизи города Иолотань. Открыто в ноябре 2006 г.

Супергигантское месторождение Иолотань раскинулось на площади в 1800 км². По предварительной оценке, толщина продуктивного пласта здесь более 1200 м. Иолотань связан с нефтегазовым месторождением Осман, они оба являются одной структурой. Залежи располагаются на глубине 3,9...5,1 км. Нефтегазоносность связана с меловыми и юрскими отложениями.

В Иолотане идут разведочные работы во всех направлениях: на севере – до месторождения Минара; на юге – до месторождения Осман; на западе – до площади Газанлы; на востоке – до месторождения Яшлар.

Кроме газа здесь также сосредоточены значительные запасы нефти, промышленная разработка которых началась в 2007 г., на порядок увели-

чив объем выпускаемых нефтепродуктов на Сейдинском НПЗ. Эта нефтяная залежь отличается уникальными характеристиками – в нефти практически не присутствуют посторонние примеси, что в практике нефтедобычи встречается крайне редко.

Уренгойское газовое месторождение – супергигантское газовое месторождение, третье в мире по величине газовых запасов, которые превышают 10 триллионов кубических метров (10^{13} м³). Находится в Ямало-Ненецком автономном округе Тюменской области России, южнее Северного полярного круга. Именуется по названию близлежащего населенного пункта – посёлка Уренгой. Впоследствии вблизи месторождения вырос город газовиков Новый Уренгой.

1.5.3 Крупнейшие месторождения углеводородов в Беларуси. Перспективы прогнозирования и выявления углеводородных залежей

Начало промышленной добычи нефти в Беларуси – 1965 год. С того времени из недр извлечено более 100 млн т нефти и 10 млрд куб. м попутного газа. Собственная добыча нефти позволяет обеспечить примерно 1/5 потребностей в ней народного хозяйства республики. Добыча нефти в Беларуси ведется в настоящее время более чем на 50 месторождениях из 75 разведанных и составляет 1,7 млн т в год [30]. Эксплуатационный фонд месторождений насчитывает около 600 скважин. Практически все они расположены на территории Гомельской области.

В основном остаточные запасы белорусской нефти относятся к трудноизвлекаемым и высокообводненным. И хотя специалисты все больше склоняются к мнению, что основные запасы нефти на территории Беларуси уже разведаны, а открытие крупных месторождений, как это было в первые годы добычи «черного золота», маловероятно, геологи настойчиво продолжают поиск. В настоящее время наиболее перспективным направлением геологоразведочных работ является центральная структурная зона Припятского прогиба. Здесь сосредоточены белорусские запасы углеводородов.

Начальные потенциальные извлекаемые ресурсы нефти Беларуси составляют 350,203 условных единиц (усл. ед.). Их разведанность в целом по Припятской нефтегазоносной области составляет 51,2%. Освоенность суммарных ресурсов нефти – 35,3%. Остаточные промышленные запасы нефти составляют 55,626 усл. ед., из них активными являются 30,388 усл. ед. Неразведанные ресурсы и запасы нефти Припятского прогиба (юг Беларуси) оцениваются в 170,799 усл. ед.

Промышленные скопления углеводородов, известные в настоящее время в Припятской впадине, многозалежные и имеют сходное морфологическое строение. Залежи пластовые сводовые, массивные, литологически, стратиграфически или тектонически экранированные, чисто нефтяные. Наиболее значительные по запасам и обеспечивающие основной объем добычи Речицкое, Осташковичское и Вишанское месторождения расположены в пределах одной тектонической зоны в северной части региона.

Речицкое месторождение, открытое в 1964 г., расположено в восточной части Речицко-Вишанской зоны поднятий [32; 33]. Речицкое месторождение нефти многопластовое. Продуктивные пласты залегают в подсолевых и межсолевых отложениях девона. Более 50% запасов приходится на подсолевою залежь семилукско-бурегского горизонта, представленную известняками и доломитами. Разработка залежи осуществляется с поддержанием пластового давления закачкой воды в приконтурные скважины. Плотность сетки скважин составляет 68 га/скв.

Пярнуско-наровский (Речицкое месторождение) и елецко-данково-лебединский (Ельское месторождение) продуктивные горизонты представлены песчаниками. Их пористость достигает 13...16%, проницаемость – 55...773 мД. Промышленная ценность нефтяных залежей, выявленных в этих горизонтах, пока незначительна. Притоки нефти из них составляли 15...18 м³/сут. Пластовые нефти Речицкого месторождения, исследованные по пробам из двух скважин подсолевых и из одной скважины межсолевых отложений, находятся в зоне высоких пластовых давлений. Месторождение содержит шесть залежей: в пярнуском, пашийском, семилукском, воронежском и задонско-елецком горизонтах. Все залежи плохо либо совсем не связаны с законтурной зоной, в результате чего обладают упруговодонапорным или упругим режимами. В каждой залежи плотность нефти увеличивается по направлению к ВНК, газовый фактор растет с глубиной от 40 м³/т в задонском горизонте до 95 м³/т в пашийском. Нефти Речицкого месторождения малосернистые, метано-нафтенного типа.

Осташковичское месторождение открыто в 1965 г. [32; 33]. Оно приурочено к Речицко-Вишанской зоне поднятий на северо-восточном борту Припятской впадины. Залежи нефти Осташковичского месторождения находятся в условиях высоких пластовых давлений. Дебит составляет до 270 т/сут. Осташковичская структура прослеживается по подсолевым, межсолевым и надсолевым отложениям на основе данных глубокого бурения и сейсмической разведки. Дегазированные нефти Осташковичского месторождения легкие, маловязкие. Нефть подсолевых отложений мало-

смолистая, малосернистая (класс I), высокопарафиновая (вид П3), имеет высокий выход фракций, выкипающих до 300 °С. Нефть межсолевых отложений смолистая, сернистая (класс II), парафиновая (вид П2), имеет невысокий выход фракций, выкипающих до 300 °С.

Основной объект разработки Осташковичского месторождения – задонский горизонт, представляющий собой многопластовую, сводовую, тектонически экранированную водоплавающую залежь. Для нее характерна высокая степень расчлененности, в разрезе скважин выделяются до 10...16 пропластков. По технологической схеме, составленной в 1969 году, на Осташковичском месторождении выделено два объекта разработки. Один – по подсолевому комплексу продуктивных отложений, объединяющий семилукско-бурегский и воронежский горизонты, второй – отложения IV пачки задонского горизонта. По выделенным объектам предусмотрена самостоятельная система эксплуатационных и приконтурных нагнетательных скважин.

Вишанское месторождение, открытое в 1967 г., расположено в северо-западной части Припятского прогиба, на западном окончании Речицко-Вишанской зоны поднятий, представляет собой брахиантиклинальную складку субширотного простирания [32; 33]. В отличие от рассмотренных выше, Вишанское месторождение не имеет тектонического экрана и не содержит залежи в задонском горизонте, а пластовые сводовые залежи воронежского, семилукского и саргаевского горизонтов гидродинамически связаны между собой. Залежи нефти Вишанского месторождения находятся в зоне высоких пластовых давлений. Нефть имеет среднее газосодержание, а объемный коэффициент выше, чем у средней нефти. Дегазированные нефти Вишанского месторождения сернистые (класс II), высокопарафиновые (вид П3), имеют довольно высокий выход светлых фракций, выкипающих до 300 °С. Анализ состояния разработки Вишанского месторождения на первом этапе законтурного и внутриконтурного заводнения показывает, что внутриконтурное заводнение – наиболее эффективное мероприятие с точки зрения обеспечения высоких темпов отбора нефти. Законтурная закачка воды имеет низкую эффективность. Слабое влияние законтурного заводнения связано с ухудшением коллекторских свойств продуктивных горизонтов в приконтурной зоне залежи и на границе «нефть – вода».

Дистанционное зондирование Земли из космоса способствует решению структурных задач регионального и поискового этапов геологоразведочных работ на нефть в Припятской нефтегазоносной области [34]. Путем комплексной интерпретации космогеологических и геолого-геофизических

данных выяснены пространственные взаимосвязи дешифрируемых на космических снимках линейных и кольцевых структур с особенностями тектонической делимости нефтеносных комплексов (подсолевого, межсолевого и верхнесолевого) верхнедевонских отложений, определившей формирование как известных зон промышленного нефтегазонакопления, так и перспективных на залежи углеводородов участков в Припятском осадочном бассейне. Космоструктурное картографирование приобретает существенное значение при проведении нефтепоисковых и разведочных работ в Северном и Центральном нефтегазоносных районах, где в структурах подсолевого и межсолевого комплексов уже открыты нефтяные месторождения. При структурном дешифрировании космических снимков следует обратить внимание на участки, расположенные вблизи известных промышленных месторождений нефти. Особую актуальность приобретает составление космоструктурных карт перспективных площадей и участков в пределах труднодоступной в связи с заболоченностью территории Туровской депрессии, а также в Южном нефтегазоперспективном районе, где планируется проведение сейсморазведочных работ. Накопленный опыт космогеологического прогнозирования нефтеперспективных структур необходимо шире использовать при региональной оценке нефтеносности Подляско-Брестского и Оршанского осадочных бассейнов [34].

За 1991–2010 годы РУП «Белгеология» открыто 16 месторождений нефти, т.е. за календарный период 1,25 года открывалось по одному месторождению. Месторождения по объему промышленных запасов разные [35; 36]: большая часть месторождений (9 из 16) оцениваются извлекаемыми запасами промышленных категорий в объеме менее 200 тыс. т; только два месторождения – Ново-Давыдовское и Ново-Кореневское – содержат запасы более 1 млн т нефти; на некоторых из выявленных месторождений числятся также предварительно оцененные запасы категории C_2 , однако они существенно не меняют общую тенденцию. По данным анализа [35; 36], характерной особенностью является снижение физических объемов геологоразведочных работ. Если проходка глубокого разведочного бурения в 1991–1995 гг. составляла 211,7 тыс. м, то в 2001–2005 гг. упала в три раза и составила 70,9 тыс. м. В прямой зависимости от проходки находится прирост запасов нефти [35; 36]: если нет метров проходки, снижается прирост подготавливаемых запасов нефти. Извлекаемая часть начальных суммарных ресурсов нефти и нефтегазоконденсата Припятской нефтегазоносной области по состоянию на 01.01.2011 составила 350,203 млн т, в том числе: накопленная добыча – 122,096 млн т (34,87%); запасы категорий $A+B+C_1$

месторождений – 56,082 млн т (16,02%); запасы категории C_2 месторождений – 8,38 млн т (2,37%); РУП «Белгеология» за анализируемый период выполняет геологоразведочные работы в соответствии с утверждаемыми пятилетними программами и в настоящее время – с последней утвержденной Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 4 апреля 2011 года № 431 Программой освоения месторождений полезных ископаемых и развития минерально-сырьевой базы Республики Беларусь на 2011–2015 гг. и на период до 2020 г.

Основные планируемые объемы геологоразведочных работ на ближнюю перспективу до 2030 г. РУП «Белгеология» приведены в [36]. Планируется увеличить пятилетний прирост запасов с 2,0 млн т при общей проходке 72 тыс. м и прирост запасов нефти до 2,8 млн т за период 2025–2030 гг. при увеличении проходки до 100 тыс. м. Кроме поисков залежей углеводородов в традиционных для Припятского прогиба ловушках планируется направленное изучение глубокопогруженных зон региональными (сейсморазведка, параметрические скважины) и поисковыми работами по следующим направлениям.

1. Поиски и разведка новых месторождений и залежей нефти во всех нефтеперспективных горизонтах главного направления – в Северном нефтегазоносном районе Припятской нефтегазоносной области в пределах как известных зон промышленного нефтенакпления, так и на вновь выявленных участках. Предусматривается концентрация на этом направлении основных объёмов геологоразведочных работ в таких районах: район Северного регионального разлома (Южно-Борецко-Ящицкий-Антоновский и Оланско-Искровский участки с бурением параметрической скважины на Искровской площади, проектной глубиной 5500 м; Прохоровско-Ковчицкий участок с бурением параметрической скважины Южно-Прохоровская с проектной глубиной 5500 м); район тектонических уступов Речицко-Вишанского регионального разлома и подножья Червоно-Слободской ступени (Тесловско-Шумятичский участок с бурением поисковой скважины Шумятичская 1, проектной глубиной 5100 м); малоамплитудные структуры по подсолевому комплексу и нетрадиционные ловушки в верхнесоленосной толще в пределах Шатилковской ступени, а также Южно-Вишанско-Людвиновский участок по межсолевым и подсолевым отложениям.

2. Продолжить геологоразведочные работы в пределах наиболее перспективных участков Центрального и Южного нефтеперспективных районов с целью установления зоны промышленного нефтенакпления. Объёмы геологоразведочных работ на эти цели определять пропорционально про-

гнозным ресурсам по следующим направлениям: район тектонических уступов Червонослободского регионального разлома; Савичско-Дубняковско-Новоселковский участок; Копаткевичский участок; район Южного регионального разлома в пределах Усовской, Выступовичской, Акулической площадей. Планируется пробурить параметрическую скважину на Выступовичской площади проектной глубиной 5500 м с целью оценки перспектив нефтеносности и привязки отражающих сейсмических горизонтов в коренном залегании подсолевого и межсолевого комплексов, перекрытых перемещенным комплексом пород Украинского кристаллического щита. Предполагается бурение в районе Южного регионального разлома параметрической скважины Южная проектной глубиной 5500 м, а также в пределах Ольховско-Усовского участка скважины проектной глубиной 5150 м. Планируется завершить геологическое изучение и дать промышленную оценку выявленных залежей нефти в межсолевом и верхнесоленосном комплексах Ельского участка; продолжить геологическую оценку перспектив нефтеносности межсолевых и подсолевых отложений в пределах Малышевско-Вересеницкого участка Туровской депрессии с бурением на Вересницкой площади скважины с проектной глубиной 3500 м.

3. Расширить комплекс геофизических, геологических, геохимических исследований недостаточно изученных частей надсолевого, верхнесоленосного, подсолевого терригенного комплексов и пород кристаллического фундамента с целью оценки перспектив их углеводородоносности в пределах:

- Припятского прогиба на гребневых участках района региональных разломов;

- Северо-Припятского плеча в пределах Борецкой площади и в погруженной части Городокского регионального разлома с бурением параметрической скважины проектной глубиной 3500 м, а также изучением района Костюковского газопроявления в районе г. Гомеля;

- других потенциально перспективных районах Беларуси: Оршанской впадины с бурением параметрической скважины Оршанская 8 проектной глубиной 3000 м и Подляско-Брестской впадины на уровне регионально-оценочного изучения.

На 2031–2050 гг. планируется изучить новые перспективные участки в осадочном чехле и верхней части кристаллического фундамента в следующих районах:

- Припятский прогиб – зона уступов Северного краевого разлома;

- терраса и подножье Шатилковской ступени с позиции современной аккумуляции углеводородов;

- терраса и подножье Червонослободской ступени;
- Центральная часть прогиба;
- Туровская депрессия и подножье в районе Микашевичского разлома;
- район уступов Южного краевого разлома;
- Северо-Припятское плечо;
- Оршанская впадина.

По результатам работ планируется с 2031–2035 гг. прирост запасов нефти категории C_1 в объеме 3,0 млн т за пятилетку при проходке 105 тыс. м. Повышение эффективности геологоразведочных работ на нефть в долгосрочной перспективе до ежегодного прироста запасов нефти в объеме 0,6 млн т при проходке 21 тыс. м представляется весьма напряженным при существующей тенденции установления залежей нефти небольших по размерам. Однако информация, полученная по большому объему пробуренных к настоящему времени скважин в пределах Припятского прогиба, будет играть положительную роль в повышении эффективности геологоразведочных работ [35; 36].

1.6 Основные результаты главы 1

В первой главе рассмотрены вопросы, связанные с дифференциацией земной поверхности над УВЗ по электромагнитным свойствам. Приведен обзор задач и требований, предъявляемых к современным ЭММ георазведки.

В главе сформулированы следующие *научно-технические результаты*:

- проведен анализ характеристик сред над УВЗ, особое внимание уделено применению ЭММ на данной территории, позволяющих с высокой точностью достоверно определять границы залежей;
- рассмотрены основные термины и определения, используемые для георазведки УВ;
- проведен анализ существующих моделей УВЗ, петрофизических характеристик среды над залежами, физических эффектов над УВЗ, влияющих на воздействие ЭМВ;
- рассмотрены вопросы построения, а также технические характеристики аппаратуры для поиска УВЗ;
- приведены данные о крупнейших месторождениях нефти и газа в мире и Республике Беларусь.

Литература к главе 1

1. Конструирование экранов и СВЧ-устройств : учебник для вузов / А.М. Чернушенко [и др.]. – М. : Радио и связь, 1990. – 352 с.
2. Владов, М.Л. Введение в георадиолокацию / М.Л. Владов, А.В. Старовойтов. – М. : Изд-во МГУ, 2004. – 153 с.
3. Баскаков, С.И. Электродинамика и распространение радиоволн / С.И. Баскаков : учеб. пособие для вузов. – М. : Высш. шк., 1992. – 416 с.
4. Москвичёв, В.Н. Исследование взаимодействия электромагнитных волн с углеводородной залежью / В.Н. Москвичёв // Радиотехника и электроника. – Минск : Выш. шк., 1989. – Вып. 18. – С. 91–96.
5. Электроразведка : справ. геофизика : в 2 кн. ; под ред. В.К. Хмелевского и В.М. Бондаренко. – 2-е изд. – М. : Недра, 1989. – Кн. 2. – 378 с.
6. Финкельштейн, М.И. Применение радиолокационного подповерхностного зондирования в инженерной геологии / М.И. Финкельштейн, В.А. Кутев, В.П. Золоторев. – М. : Недра, 1986. – 128 с.
7. Дмитриев, А.Н. Геоэлектрическая модель среды с поляризованной залежью углеводородов / А.Н. Дмитриев // Разведочная геофизика. – М. : Недра, 1981. – Вып. 93. – С. 100–106.
8. Hermichen, W.-D. Zur Bedeutung der molekularen Diffusion für die Stoff- und Isotopentrennung bei der Bildung und Zerstörung von Erdgaslagerstätten / W.-D. Hermichen, H. Schutze // Isotopenpraxis. – 1987. – В. 23, № 8. – S. 285–289.
9. Бабкин, Ю.А. Электрохимические процессы в земной коре на примере залежей нефти и газа / Ю.А. Бабкин // Литасфера. – Минск : ИГН НАНБ, 1996. – № 9. – С. 121–124.
10. Основы геологии горючих ископаемых / В.В. Семенович [и др.]. – М. : Недра, 1987. – 397 с.
11. Каратаев, Г.И. Геофизические методы исследований / Г.И. Каратаев. – Минск : БГУ, 2008. – 147 с.
12. Информационное обеспечение рационального природопользования : сб. науч. тр. семинара «Опыт, создание, функционирование и перспективы развития региональных информационно-аналитических центров контроля и прогноза состояния окружающей среды в Российской Федерации, Звездный городок, 27 ноября – 1 декабря 2000 г. ; под общ. ред. И.И. Мазура. – М. : Единство, 2001. – 320 с.
13. Гололобов, Д.В. Электродинамические методы поиска и оконтуривания углеводородных залежей / Д.В. Гололобов, П.М. Катлеров // Докл. БГУИР. – 2004. – № 2(6). – С. 117–129.

14. Модель Пирсона в радиоволновой геофизике / Ю.Н. Стадник [и др.] // Геологической службе России 300 лет : тез. докл. междунар. геофиз. конф., Санкт-Петербург, 2–6 октября 2000 г. / ВИРГ – Рудгеофизика ; А.А. Петров [и др.]. – СПб., 2000. – С. 199–200.
15. Pirson, S.J. New electric technique can locate gas and oil / S.J. Pirson // World oil. – 1971. – Vol. 172, № 5. – P. 69–72.
16. Москвичёв, В.Н. Моделирование геоэлектрической обстановки при радиоволновом зондировании УВЗ / В.Н. Москвичёв, Ю.Н. Стадник // Перспективы развития минерально-сырьевой базы БССР : сб. науч. тр. / Белорус. науч.-исслед. геологоразведочный ин-т ; Е.А. Никитин [и др.]. – Минск, 1990. – С. 73–80.
17. Платман, Ф. Волны и взаимодействие в плазме твердого тела / Ф. Платман, П. Вольф. – М. : Мир, 1975. – 438 с.
18. Розенберг, В.Н. Использование вариации силы тяжести и магнитных аномалий для обнаружения залежей нефти / В.Н. Розенберг // Разведочная геофизика. – 1991. – № 112. – С. 35–38.
19. Киричек, М.А. Геоэлектрическая модель газовых и нефтяных месторождений / М.А. Киричек // Разведочная геофизика. – М., 1974. – Вып. 63. – С. 63–70.
20. Способ поиска месторождений нефти и газа : а. с. SU 1264122 / А.Ф. Семенцов, В.Ф. Семенцов. – Оpubл. 15.10.1986.
21. Максимчук, В.Е. Опыт использования магниторазведки для прямых поисков нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине (на примере Селюховского месторождения) / В.Е. Максимчук // Геологической службе России 300 лет : тез. докл. междунар. геофиз. конф., Санкт-Петербург, 2–6 октября 2000 г. / ВИРГ – Рудгеофизика ; А.А. Петров [и др.]. – СПб., 2000. – С. 195.
22. Райлян, И.Г. Новая российская спутниковая технология поиска местоположений нефти, газа и других полезных ископаемых / И.Г. Райлян // Нефть, газ и бизнес. – 2002. – № 6. – С. 20.
23. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.landsat.usgs.gov/landsat7>.
24. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.Geoton.ru>.
25. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.arms-expo.ru>.
26. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.Inventions.Ru/page_all_66.
27. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.sbras.hsc.ru/txpo/expo/doe/350.pdf>.

28. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.igph.kiev.ua/Conferences/Topicol%20problems/tezisi.pdf>.
29. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://lib.ugtu.net/sites/.../lareva_a.g._rybina_e.a._angliyskiy_yazyk_2001.
30. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ru.wikipedia.Org/wiki>.
31. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://dolgikh.com/index/0> – 44.
32. Требин, Г.Ф. Нефти месторождений Советского Союза : справочник / Г.Ф. Требин, Н.В. Черигин, Т.М. Обухов. – 2-е изд., доп. и перераб. – М. : Недра, 1980. – 584 с.
33. Габриэлянц, Г.А. Геология нефтяных и газовых месторождений / Г.А. Габриэлянц. – 2-е изд., доп. и перераб. – М. : Недра, 1978. – 328 с.
34. Губин, В.Н. Космическое зондирование нефтеносных структур в Припятской нефтегазоносной области / В.Н. Губин // Земля Беларуси. – 2013. – № 1. – С. 40–44.
35. Грибик, Я.Г. Признаки проявления современной аккумуляции углеводородов в условиях Припятского прогиба / Я.Г. Грибик ; РУП «Белгеология» // Потенциал добычи горючих ископаемых в Беларуси и прогноз его реализации в первой половине XXI века : материалы междунар. науч.-практ. конф., 25–27 мая 2011 г. ; гл. ред. В.Н. Бескопыльный. – Гомель : Полеспечать, 2012. – С. 275–280.
36. Грибик, Я.Г. Направление геологоразведочных работ РУП «Белгеология» по поискам залежей углеводородов в Беларуси в первой половине XXI века / Я.Г. Грибик, А.Л. Сусленко, Л.Я. Маенов ; РУП «Белгеология» // Потенциал добычи горючих ископаемых в Беларуси и прогноз его реализации в первой половине XXI века : материалы междунар. науч.-практ. конф. (25–27 мая 2011 г.) ; гл. ред. В.Н. Бескопыльный. – С. 68–76. – Гомель : Полеспечать, 2012.

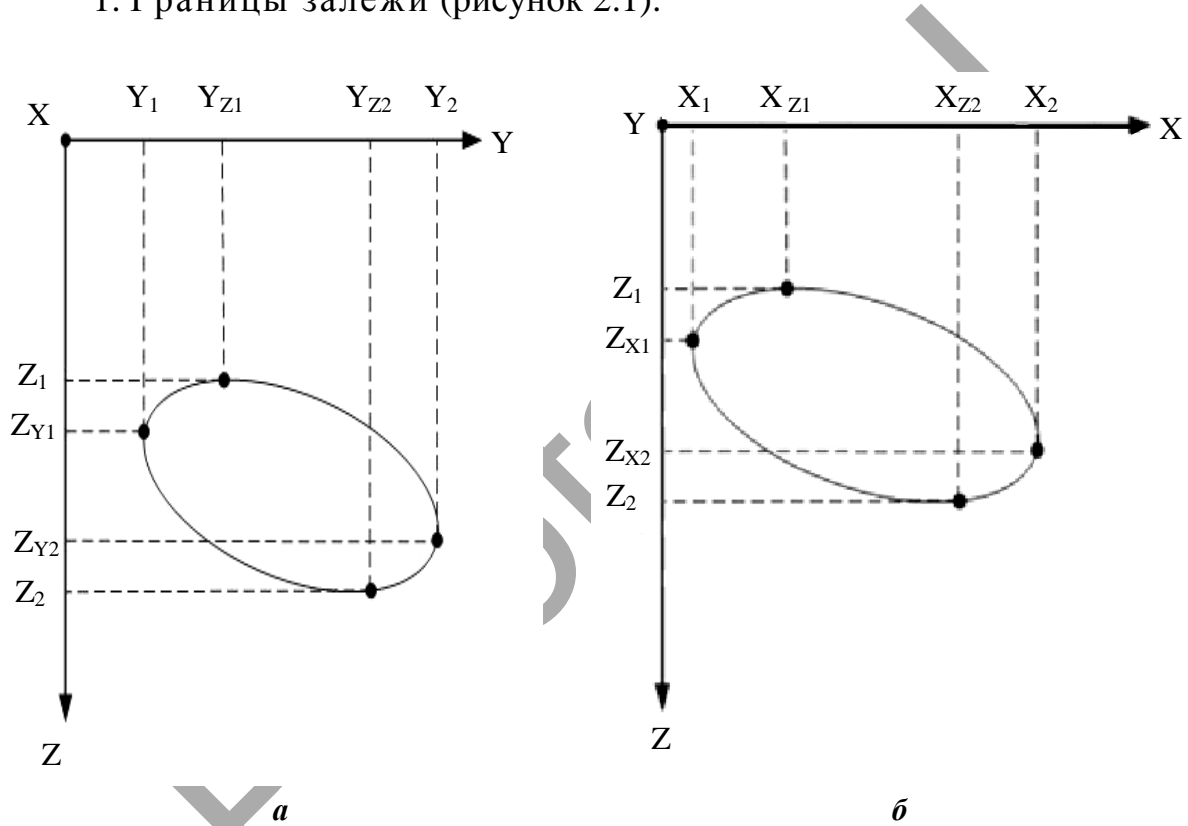
Глава 2

ИДЕНТИФИКАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

2.1 Задачи идентификации углеводородных залежей

В георазведке УВЗ вопросы поиска и обнаружения имеют первостепенное значение [1–4]. Предполагается, что при решении этих задач определены следующие *характеристики залежей нефти и газа*:

1. Границы залежи (рисунок 2.1).



a, б – геологический профиль «дневной» поверхности
по координатам *Y, X* соответственно

Рисунок 2.1. – Геометрические характеристики углеводородных залежей

В декартовой системе координат в результате поиска определяются граничные точки исследуемой залежи: координаты $X_1, X_2, Z_1, Z_2, Y_1, Y_2$ или соответствующие приращения $\Delta X = X_2 - X_1, \Delta Z = Z_2 - Z_1, \Delta Y = Y_2 - Y_1$. 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_{y1} до Z_{y2} .

Приращение по координате Z составит $\Delta Z = Z_2 - Z_1$ и характеризует мощность залежи.

2. Площадь S и объём V исследуемой УВЗ (рисунок 2.2).

Обозначим площадь контура верхней части залежи S_1 , а нижней соответственно S_2 . Понятно, что на практике S_1 и S_2 могут принимать самые разные формы. Оценку площадей контуров и занимаемого объёма V можно проводить известными методами геометризации по полученным выше граничным точкам углеводородов [5].

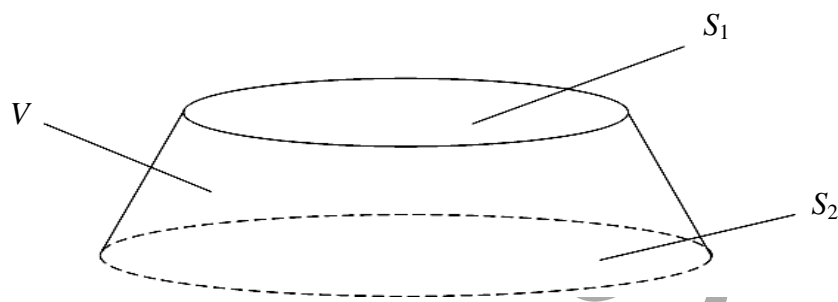


Рисунок 2.2. – Площадь и объём исследуемой залежи

3. Наличие залежей приводит к различию удельных сопротивлений слоёв геоэлектрического разреза:

$$\Delta\rho = \rho_{УВЗ} - \rho_{ср}, \quad (2.1)$$

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

4. Для испытаний использовалась РЭА на известной частоте f или нескольких частотах f_1, f_2 и т.д., которые показали наилучшую восприимчивость на зондирующие воздействия.

Получив нужные координаты расположения УВЗ, следует идентифицировать полученную ЭМА с наличием месторождения нефти и газа. Поэтому задача идентификации УВЗ должна строиться на определенных критериях, позволяющих с высокой вероятностью подтвердить наличие углеводородов. Очевидно, что необходимо иметь отклик от исследуемой среды, наиболее полно дающий информацию о её свойствах. При этом следует рассмотреть РРВ в подземной или подводной среде, исходя из условий залегания УВЗ, и выделить задачи идентификации.

Задача 1. Распространение радиоволн в среде с известными параметрами (рисунок 2.3). Зная характеристики среды распространения,

можно определить глубину залегания h , затухание ЭМВ в данном слое (скорость распространения ϑ , время распространения сигнала в слое).

На практике данный случай – это исследование уже открытых месторождений; используется для наработки результатов определения углеводородов на основе уже имеющихся данных и апробации новых методов, для выявления особенностей РРВ и затухания ЭМВ в слое над залежью и выявления резонансных частот взаимодействия с УВЗ.

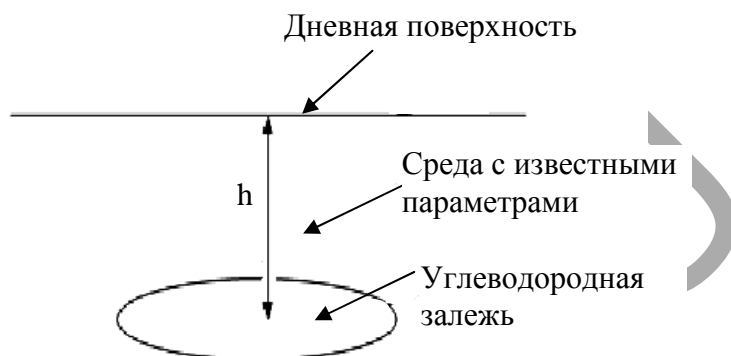


Рисунок 2.3. – Распространение радиоволн в среде с известными параметрами

Задача 2. Распространение радиоволн в среде с неизвестными параметрами (рисунок 2.4).

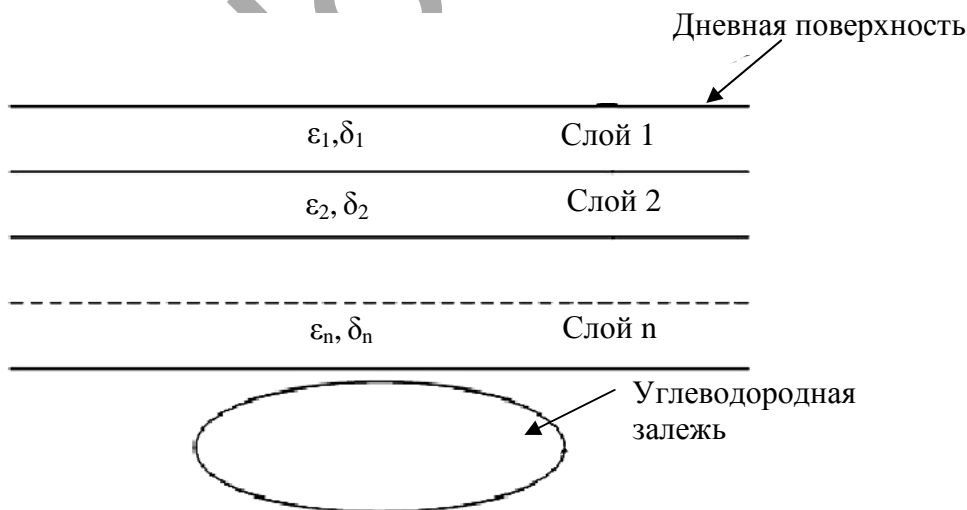


Рисунок 2.4. – Распространение радиоволн в среде с неизвестными параметрами

Разумеется, данный вид взаимодействия чаще всего встречается на практике. Прежде чем достичь слоя УВЗ, ЭМВ проходит среды с ха-

рактическими диэлектрической проницаемости и удельной проводимости $\epsilon_1, \epsilon_2, \dots, \epsilon_n$ и $\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_n$. Отражаясь от залежи, волна повторно проходит эти слои. Количество слоёв 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. Сведение задачи 2 пошагово к задаче 1 позволит решить вопрос идентификации УВЗ.

2.2 Общие свойства углеводородов

Углеводороды – это скопление 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, состоящая из смеси различных углеводородов [6–13]:

- метановые C_nH_{2n+2} ;
- нафтеновые $C_nH_{2n+2-2k_y}$, где n – число атомов углерода, k_y – число циклановых колец;
- ароматические $C_nH_{N+2-2k_a}$, где 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 растворённый газ, воду, минеральные соли, механические примеси и служит основным сырьём 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), а также кислород, азот, углекислый газ, сера, в незначительных количествах хлор, йод, фосфор, мышьяк и т.д.

Рассмотрим *основные характеристики нефти*.

1. Плотность нефти

$$\rho = m / V, \quad (2.2)$$

где m – масса; V – объем нефти.

Плотность может быть в пределах от 730 до 980...1050 кг/м³. По данной величине различают три группы нефти:

- легкие нефти ($\rho = 730...870$ кг/м³), общемировая добыча 60%, в России – 66 %;

- средние нефти ($\rho = 870...970$ кг/м³). Добывают за рубежом – 31%, в России – 28%;

- тяжелые нефти ($\rho > 970$ кг/м³). Добыча за рубежом составляет 10%, в России – 6%.

Высоковязкие смолистые нефти имеют плотность, близкую к 1000 кг/м³. На плотность нефти оказывают существенное влияние количество растворенных газов, количество смолистых веществ, фракционный состав. В некоторых случаях пользуются относительной плотностью нефти:

$$\rho_4^T = m_n^T / m_g^T. \quad (2.3)$$

Здесь m_n^T – масса нефтепродуктов при температуре T ; m_g^T – масса дистиллированной воды при $T = 4$ °С.

Плотность нефти при $T = 20$ °С:

$$\rho_4^{20} = \rho_4^T + \Delta T \cdot (T - 20), \quad (2.4)$$

где ΔT – температура поправки:

$$\Delta T = (18,310 - 13,233 \cdot \rho_4^{20}) \cdot 10^{-4}. \quad (2.5)$$

В ряде случаев используется формула Менделеева:

$$\rho_4^T = \rho_4^{20} - \Delta T \cdot (T - 20). \quad (2.6)$$

Средняя плотность нефтепродуктов определяется по правилу смешения:

$$\rho_{cp} = \frac{\rho_1 \cdot V_1 + \rho_2 \cdot V_2 + \dots + \rho_n \cdot V_n}{V_1 + V_2 + \dots + V_n}, \quad (2.7)$$

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

В отдельных случаях применяется правило аддитивности:

$$\rho_{cp} = \frac{m_1 + m_2 + \dots + m_n}{m_1 / \rho_1 + m_2 / \rho_2 + \dots + m_n / \rho_n}, \quad (2.8)$$

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

2. 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 $M = 250 \dots 300$ ед.

Для оценки молекулярной массы используются, например, следующие формулы:

Войнова:

$$M_{cp} = a + b + T_{cp} + c \cdot T_{cp}^2, \quad (2.9)$$

для алканов

$$M_{cp} = 60 + 0,3 \cdot T_{cp} + 0,001 \cdot T_{cp}^2. \quad (2.10)$$

Крега:

$$M_{cp} = 44,29 \cdot \rho^{15} / (1,03 - \rho^{15}). \quad (2.11)$$

По формуле смешения

$$M_{cp} = M_1 \cdot n_1 + M_2 \cdot n_2 + \dots + M_n \cdot n_n, \quad (2.12)$$

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

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

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

Кинематическая вязкость

$$V = \eta / \rho. \quad (2.13)$$

Лежит в пределах от 2 до 300 сСт при $T = 20$ °С. Обычно $V = 40 \dots 60$ сСт.

Зависимость вязкости от температуры T показывает формула Вольтера:

$$\lg[\lg(V_T + 0,6)] = A - B \cdot \lg T, \quad (2.14)$$

где A, B – постоянные величины.

4. Температура вспышки, воспламенения и самовоспламенения

Температура вспышки нефти – минимальная температура нагреваемых в стандартных условиях нефти или нефтепродуктов, при которой смесь паров нефти или нефтепродуктов с воздухом в условиях атмосферного давления при поднесении к ней пламени вспыхивает и сразу тухнет, лежит в пределах 35...120 °С [14].

Температура воспламенения соответствует устойчивому непотухающему пламени при внесении источника воспламенения; температура самовоспламенения совпадает с возникновением пламени без внешнего источника. Температура воспламенения больше температуры вспышки на несколько десятков градусов. Температура самовоспламенения больше температуры вспышки на несколько сотен градусов.

5. Температура застывания, помутнения и начала кристаллизации

Температура застывания – температура, при которой нефть загустевает при её понижении; лежит в пределах от минус 35 до плюс 35 °С для лабораторных условий. Температура помутнения и начала кристаллизации – температура, при которой нефть мутнеет вследствие влияния капель воды и кристаллов парафина, в большей степени характерна для нефтепродуктов [15].

6. Оптические свойства

Цвет нефти, как говорилось выше, от светло-коричневого до темно-бурого (почти черного). Явление флуоресценции – свечение нефти в отражённом свете, наблюдаемое для сырой нефти и нефтепродуктов.

Оптическая активность – способность вещества вращать плоскость поляризации света. Для большинства нефтей установлено вращение плоскости поляризации вправо [16].

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

$$r = (n_D^2 - 1) / (n_D^2 + 2)\rho, \quad (2.15)$$

где n_D – показатель преломления.

Иногда применяется формула Гладсона – Дейля:

$$r = (n_D - 1) / \rho. \quad (2.16)$$

Рефрактометрическая разность, или интерцепт рефракции

$$R_i = n_D^{20} - \rho_4^{20} / 2. \quad (2.17)$$

Для алканов $R_i = 1,0461$; многоциклических УВ – 1,0400; полициклических УВ – 1,0258; для ароматических углеводородов – 1,0627.

Удельная дисперсия:

$$\delta = (n_f - n_c) \cdot 10^4 / \rho, \quad (2.18)$$

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

7. Растворимость и растворяющая способность нефти

На растворимость газов в нефти влияет давление, температура, состав газа и нефти. В жидкую фазу легче перевести более тяжелые УВ, чем легкие. Поэтому при низких давлениях в нефти обычно растворено незначительное количество метана и этана. С повышением в нефти давления процентное содержание метана и этана увеличивается. Коэффициент растворимости газов лежит в пределах от $(4...5) \cdot 10^2$ до $(4...5) \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{м}^3 \cdot \text{Па}$ [17].

8. Испаряемость нефти

Испаряемость нефти характеризуется температурой ее кипения при нормальном атмосферном давлении, составляющей 760 °С [18].

9. Газосодержание нефти

Газосодержание нефти – количество газа в 1 м³ нефти. Например, для России этот показатель изменяется от 20 до 1000 м³/т [19].

10. Давление насыщения

Давление насыщения – давление, при котором газ находится в термодинамическом равновесии с нефтью. В природных условиях давление насыщения может соответствовать пластовому или быть меньше его. Различие может составлять от десятых долей до десятков сотен.

2.3 Идентификационные признаки углеводородов

Нефть образуется с газообразными 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, в битуминозные пески и битумы [20].

Для определения характера среды, т.е. идентификации ее как УВЗ с высокой степенью вероятности, близкой к 0,95...1,00, следует провес-

ти анализ характеристик исследуемой среды, идентифицирующих залежь с помощью ЭММ.

Для идентификации УВЗ выделим следующие *характеристики*:

1. Абсолютная (1.1) и относительная (1.2) диэлектрические проницаемости среды [21–23].

Диэлектрическая проницаемость нефтяных газов $\epsilon = 1,001 \dots 1,018$; нефтей – $2 \dots 2,5$; тяжелых асфальто-смолистых нефтей $\epsilon = 2,7 \dots 2,8$. Наибольшее значение ϵ имеют ароматические УВ, наименьшее – парафиновые. Нафтеновые УВ занимают промежуточные значения. Диэлектрическая проницаемость бензола при $T = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ равна 2,28; гексана – 1,90; циклогексана – 2,20. Из нефтяных компонентов $\epsilon_{\max} = 3,5 \dots 4$ для асфальтенов.

Диэлектрическая проницаемость зависит от поляризуемости молекул, атомов, ионов, их числа в 1 см^3 и температуры.

Диэлектрическая проницаемость характеризует ионизирующую способность среды и может быть определена следующим образом:

$$\epsilon = \frac{F_{\text{вак}}}{F_{\text{диэл}}}, \quad (2.19)$$

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

С ростом температуры ϵ уменьшается [24].

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

Существует формула для определения диэлектрической проницаемости смеси [25]:

$$\lg \epsilon_3 = y_1 \cdot \lg \epsilon_1 + y_2 \cdot \lg \epsilon_2, \quad (2.20)$$

где ϵ_3 , ϵ_1 , ϵ_2 – соответственно диэлектрические проницаемости смеси, воды и нефти, y_1 и y_2 – объемные доли воды и нефти.

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

Анализ экспериментальных данных показывает, что для безводных сырых нефтей на частотах $f = 50 \text{ КГц} \dots 100 \text{ МГц}$ ϵ уменьшается, с частоты $f = 100 \text{ МГц}$ остается постоянной. Так, при $T = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ $\epsilon = 2,65$ на частоте $f = 0,001 \text{ МГц}$ и $\epsilon = 2,45$ на частоте $f = 5 \text{ МГц}$ [24].

2. В формулах для потерь в среде (1.2), (1.3) фигурирует величина δ , которую рассмотрим отдельно.

Проводимость нефти изменяется в пределах от 10^{-10} до 10^{-15} Ом·м⁻¹ [26]. В ряде источников приводится диапазон от $2 \cdot 10^{-10}$ до $0,3 \cdot 10^{-18}$ Ом·м⁻¹ [27].

Удельная проводимость также зависит от состава нефти, ее плотности, процентного содержания входящих в нее компонентов, влажности и т.д.

Месторождения нефти характеризуются присутствием воды, обладающей проводимостью $10^{-7} \dots 10^{-8}$ (Ом·м)⁻¹. Электропроводность нефтяной эмульсии обуславливается 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:

$$\delta = A \cdot \exp(-\alpha / T), \quad (2.21)$$

где A и α – постоянные, характеризующие жидкость.

Рост проводимости нефти с ростом температуры связан с уменьшением ее вязкости, приводящим 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 ϵ'' (1.2) тесно связана величина тангенса диэлектрических потерь $\text{tg}\delta$, показывающая численное соотношение ϵ' и ϵ'' .

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 залежи это может быть

тепловое воздействие, пластовое давление, соударения заряженных частиц с молекулами, воздействие внешнего электрического сигнала при исследовании характеристик УВЗ.

Различают два вида электропроводимости газов: самостоятельная и несамостоятельная. Самостоятельная электропроводимость обусловлена удельной 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^3 нефти.

4. Среднее продольное сопротивление ρ_k и кажущееся сопротивление $\rho_k (\rho_{k \min})$. 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 изотропным полупространством. В настоящее время таких методов существует достаточно много [5]. В результате решения прямых задач данных методов могут быть получены сведения о распределении ρ_k над геоэлектрическими разрезами. Кажущееся сопротивление пропорционально сопротивлению газов и плотности токов вблизи приёмных электродов.

Будем считать, что данная величина определена другими методами, т.е. для постановки задачи идентификации является известной величиной. Только укажем, что существуют следующие модели сред для определения ρ_k :

- одномерные, когда удельное сопротивление меняется по одной оси координат, например, вертикально- или горизонтально-слоистая среда;
- двухмерные и трехмерные среды, имеющие сложные формы разрезов, наличие наклонных контактов и клиновидных структур.

Определение ρ_k осуществляется методами интегральных преобразований, функций на источнике или функций Грина, спектральных преобразований и т.д.

Например, величина ρ_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. Так, для указанного выше профиля $\rho_g = 1,5 \dots 10 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ [5].

5. Суммарная продольная проводимость S_1 или $\sum S_i$, связанная с продольным удельным сопротивлением соотношением

$$\sum S_i = \sum h_i / \rho_e, \quad (2.22)$$

где h_i – мощности слоев (высоты слоев).

Вводится понятие суммарной мощности $H = \sum h_i$. Существуют следующие соотношения:

$$\rho_k(r) \approx \frac{r}{S \cdot (1 - r / \rho_n \cdot S)} \quad - \text{при } (r / \rho_n \cdot S) < 1, \quad (2.23)$$

$$\rho_k(r) \approx \rho_n \cdot (1 - \rho_n \cdot S / r) \quad - \text{при } (r / \rho_n \cdot S) > 1, \quad (2.24)$$

где r – разнос между питающей и приёмной установками; ρ_n – сопротивление опорного слоя.

Так, для указанного выше Акбулакского участка Западного Оренбуржья $S_1 = 50 \dots 2000$ См [5]. 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 трудоёмкий процесс. В лучшем случае геоэлектрический разрез состоит из нескольких изотропных или анизотропных слоёв ограниченной мощности и подстилающего слоя бесконечно большой мощности. В зависимости от этого различают двух-, трех-, четырех- и многослойные разрезы.

Возможны различные сочетания сопротивлений слоёв $\rho_1, \rho_2, \dots, \rho_n$. В ряде случаев удобен принцип эквивалентности [5], согласно которому устанавливается совокупность правил и закономерностей, предопределяющих совпадение кривых кажущегося сопротивления над эквивалентными разрезами. При наличии промежуточных слоёв вычисляют дифференциальные параметры:

- дифференциальное кажущееся сопротивление

$$\rho_{\Delta S} = \frac{(h_{\text{эф2}} - h_{\text{эф1}})}{S_2 - S_1}; \quad (2.25)$$

- дифференциальную проводимость

$$\delta_{\Delta} = 1 / \rho_{\Delta}; \quad (2.26)$$

- дифференциальное поперечное сопротивление

$$\rho_{\Delta T} = \alpha_k \cdot \frac{r_2 \cdot \rho_{k2} - r_1 \cdot \rho_{k1}}{r_2 - r_1}, \quad (2.27)$$

где r_2, r_1 – разносы, соответствующие кажущимся сопротивлениям ρ_{k2}, ρ_{k1} , $\alpha_k < 1$ – коэффициент, зависящий от общей анизотропии разреза.

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

$$\alpha' = \frac{\rho_{ki} \cdot \rho_{ki+2}}{\rho_{ki+1}}, \quad (2.28)$$

$$\alpha = \frac{\rho_{ki+1}}{\rho_{ki}},$$

где i – номер разноса.

Для поперечного разреза вводится понятие поперечного сопротивления ρ_n , для сравнения его с продольным сопротивлением вводится коэффициент анизотропии

$$\chi = \sqrt{\rho_n / \rho_e}. \quad (2.29)$$

Среднее продольное удельное сопротивление

$$\rho_{\text{эф.}} \approx \alpha_k \cdot \rho_k. \quad (2.30)$$

Величина $\rho_{\text{эф.}}$ для Виллойской 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 $\rho_{\text{эф.}} = 20...70$ Ом·м.

Для прибортовых зон Вилуойской 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 Вилуойской синеклизы и тех бортовых её зон, где мощность мезозойных отложений сильно сокращена, а суммарная проводимость осадочного чехла не превышает 100 См, $\rho_{\text{эф.}} = 200...1000$ Ом·м [5].

6. Объёмная поляризуемость η_k и фазовый параметр $\varphi_{\text{квп}}$ (сдвиг фазы напряжения в приёмной линии относительно тока в питающей линии). Для нефтяных месторождений Прикаспийской впадины отмечается следующая корреляция данных величин: 1% η_k соответствует $0,1^\circ \varphi_{\text{квп}}$.

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 токе для улучшения ареольных явлений в надпродуктивной толще [5].

Для анизотропных сред поляризуемость характеризуется продольной h_t и поперечной составляющими h_n , так что

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

$$a = 1 + \lambda^2 \cdot \sin^2 \alpha \cdot \sin^2 \beta,$$

$$b = 1 - \sin^2 \alpha \cdot \sin^2 \beta,$$
(2.31)

где α – угол падения слоев; β – угол между линией наблюдения и простиранием слоёв.

Аномалии поляризуемости позволяют проводить оценку геологических слоёв, глубинность залежей, мощность УВЗ.

7. Средняя напряженность электрического поля \bar{E} теллурических токов представляет собой важный идентификационный параметр УВЗ. По имеющимся данным, коэффициент корреляции \bar{E} с 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 значениям \bar{E} , т.е. 50...60 усл. ед., соответствуют наибольшие глубины фундамента.

На Илычском участке Верхнепечорской впадины $E'' = 110...180$ усл. ед. а для ортогональной компоненты $E^\perp = 60...90$ усл. ед. Для профиля Кочубей – Михайловка (Восточное Предкавказье) $E = 80...140$ усл. ед. [5].

8. Скорость распространения радиоволн 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 в сухой среде $v_{пл} = 4250...5750$ м/с, в дебитах нефти $v_{пл} = 3250...4250$ м/с [28].

Величина скорости РРВ 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 слабопоглощающих средах различия между фазовой и групповой скоростями невелики 1...3%, а для сильнопоглощающих сред эти различия составляют 10...15% [29].

9. Затухание ЭМВ в среде над УВЗ определяется по формулам (1.24), (1.29); зависит от глубины залегания УВЗ и используемых частот для зондирования, лежит в пределах от 50 до 200 дБ и выше [5].

2.4 Основные результаты главы 2

Во второй главе проведён анализ идентификационных характеристик УВЗ, на основании которых исследуемая среда может быть аттестована как залежь нефти и газа. Современные методы георазведки УВ требуют надёжной, достоверной и уникальной информации о накопленных на данный момент свойствах УВЗ, позволяющих с высокой степенью точности, достоверности определять границы и осуществлять идентификацию залежей.

В главе сформулированы следующие *научно-технические задачи*:

- проведено разграничение вопросов поиска и идентификации УВЗ по физико-химическим и электродинамическим характеристикам сред;
- поставлены задачи идентификации УВЗ и определены пути их решения;
- дана характеристика свойств УВ, которая может быть заложена для усовершенствования и разработки новых ЭММ георазведки;
- проведён анализ идентификационных характеристик УВЗ, позволяющих осуществить качественное улучшение показателей эффективности современных ЭММ электроразведки.

Литература к главе 2

1. Гололобов, Д.В. Радиолокационный портрет углеводородной залежи / Д.В. Гололобов // Электромагнитные исследования с контролируемыми источниками : тез. докл. междунар. геодез. конф., Санкт-Петербург, 27–31 мая 1996 г. / ВИГР – Рудгеофизика ; под ред. А.А. Петрова [и др.]. – СПб., 1996. – С. 42–43.
2. Норман, Дж. Хайн. Технология, разведка и добыча нефти / Дж. Хайн Норман. – М. : Олимп-Бизгис, 2010. – 752 с.
3. Hordt, A. Analysis of time-lapse TEM data for nuclearground gas storage monitoring / A. Hordt, K. Vozoff // 60th EAGE Goth and Tech Exhibit., Leipzig, Germany, 8–12 June 1998. – Leipzig, 1998. – P. 10–16.
4. Korephanov, V. Magnetotelluric sounding at sea bottom methodology and instrumentation / V. Korephanov, F. Dudkin // 61th EAGE Conf. and techn. Exhibit., Helsinki, Finland, 1–4 may 1999. – Helsinki, 1999. – P. 143.
5. Электроразведка : справ. геофизика : в 2 кн. / под ред. В.К. Хмелевского и В.М. Бондаренко. – 2-е изд. – М. : Недра, 1989. – Кн. 2. – 378 с.
6. Татевский, В.М. Физико-химические свойства индивидуальных углеводородов / В.М. Татевский. – Томск : Гостоптехиздат, 1960. – 412 с.
7. Химия нефти / под ред. З.И. Скопьева. – Л. : Химия, 1984. – 360 с.
8. Петров, А.А. Углеводороды нефти / А.А. Петров. – М. : Химия, 1984. – 264 с.
9. Эрих, В.Н. Химия и технология нефти и газа / В.Н. Эрих, М.Г. Расина, М.Г. Рудин. – Л. : Наука, 1985. – 424 с.
10. Пэрэушану, В. Производство и использование углеводородов / В. Пэрэушану, М. Коробя, Г. Муско. – М. : Мир, 1987. – 288 с.
11. Лебедев, Н.Н. Химия и технология основного органического и нефтехимического синтеза / Н.Н. Лебедев. – М. : Химия, 1988. – 592 с.
12. Рябов, В.Д. Химия нефти и газа / В.Д. Рябов. – М. : Техника, 2004. – 287 с.
13. Поконова, Ю. Нефть и нефтепродукты / Ю. Поконова. – СПб. : Промисс, 2003. – 255 с.
14. Смидович, Е.В. Практикум по технологии переработки нефти / Е.В. Смидович. – М. : Химия, 1978. – 288 с.
15. Бурдынь, Т.А. Химия нефти, газа и пластовых вод / Т.А. Бурдынь. – М. : Недра, 1978. – 288 с.
16. Глаголева, О.Ф. Технология переработки нефти : в 2-х ч. / О.Ф. Глаголева, В.М. Капустин, Т.Г. Гюльмисарян. – М. : Химия, КолосС, 2006. – Ч. 1 : Первичная переработка нефти. – 400 с.

17. Геология и геохимия нефти и газа / А.А. Бакиров [и др.] ; под ред. / А.А. Бакирова, З.А. Табасаранского. – М. : Недра, 1982. – 288 с.
18. Бронштейн, Л.А. Автотранспортный справочник / Л.А. Бронштейн. – Изд. 2-е. – М. : Машгиз, 1953. – 380 с.
19. Мохов, М.А. Нефтегазовая микроэнциклопедия / М.А. Мохов. – М. : Изд-во : Ун-та нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. – 125 с.
20. Мехтиев, Ш.Ф. Геотермические исследования нефтяных и газовых месторождений / Ш.Ф. Мехтиев, А.Х. Мирзаджанзаде, С.А. Алиев. – М. : Недра, 1971. – 215 с.
21. Баскаков, С.И. Электродинамика и распространение радиоволн : учеб. пособие для вузов по спец. «Радиотехника» / С.И. Баскаков. – М. : Высш. шк., 1992. – 416 с.
22. Фальковский, О.И. Техническая электродинамика : учебник для вузов связи / О.И. Фальковский. – М. : Связь, 1978. – 431 с.
23. Никольский, В.В. Электродинамика и распространение радиоволн : учеб. пособие для вузов. – 3-е изд., перераб. и доп. / В.В. Никольский, Т.И. Никольская. – М. : Наука, 1989. – 544 с.
24. Бабалян, Г.А. Физико-химические процессы в добыче нефти / Г.А. Бабалян. – М. : Недра, 1974. – 200 с.
25. Сусаров, С.В. Определение содержания воды и металлосодержащих микроэлементов в нефти в потоке трубопровода / С.В. Сусаров, В.И. Астапов // Вестн. Самар. гос. техн. ун-та. Серия техн. науки. – Самара, 2011. – № 1 (29).
26. Чеников, И.В. Химия и физика нефти : учеб. пособие / И.В. Чеников. – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2010. – 293 с.
27. Наметкин, С.С. Химия нефти / С.С. Наметкин. – 2-е изд. – М. ; Л. : Гонти, 1939. – 797 с.

Глава 3

МЕТОДЫ ГЕОРАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

3.1 Общие сведения

Рассмотрим характеристики основных методов электроразведки УВЗ, применяемых в настоящее время на практике.

Во-первых, ЭММ охватывают достаточно широкий диапазон частот – от постоянного тока до верхних частот СВЧ-диапазона, а также в ряде случаев применяются системы оптического диапазона. С ростом частоты глубинность методов уменьшается, однако процессы миграции углеводородов, кальцизация пор и ряд других факторов обуславливают изменение сопротивления среды залежью (в большинстве случаев – повышение), что может быть использовано и в более высокочастотных методах электроразведки [1–7].

Во-вторых, методы электроразведки базируются на использовании как создаваемых источников ЭМП, так и ЭМВ удаленных радиостанций, а в ряде случаев на регистрации естественных, т.е. пассивных полей над УВЗ.

В-третьих, на практике существует проблема различных помех и аномалий, которые осложняют измерения ЭМП и интерпретацию полученных данных. Различают помехи геологического происхождения, связанные с влиянием перекрывающих и подстилающих пород, с рельефом местности, и помехи негеологического происхождения: блуждающие токи, вариации полей во времени, аппаратурные и методические погрешности [8]. Всё это накладывает определённые требования на использование тех или иных ЭММ на практике.

3.2 Магнитотеллурические методы

При изучении больших глубин залегания УВЗ (до 20 км) широко используются магнитотеллурические методы [9–11]. Данные методы основаны на применении низкочастотных переменных ЭМП.

Осуществляется изучение естественных полей Земли, которые состоят из теллурического (электрического) поля \vec{E} и магнитного поля \vec{H} . Магнитотеллурическое поле состоит из внешней и внутренней составляющих, т.е. поля ионосферных или магнитных токов и поля токов, индуциро-

ванных в Земле. Изменения этих полей во времени называют магнитотеллурическими вариациями, интенсивность которых зависит от времени года и суток, солнечной и грозовой активности, геомагнитной широты, геоэлектрического профиля местности.

Метод поиска основан на исследовании магнитотеллурических аномалий электрического и магнитного полей из-за геоэлектрических неоднородностей земной коры.

Магнитотеллурическое зондирование основано на изучении вариаций составляющих полей E_x , E_y и H_x , H_y в точке исследуемого профиля. Частотный диапазон измерений составляет 0...100 Гц. Сигналы регистрируются в цифровой форме на магнитной ленте. Метод позволяет исследовать проводимости среды в диапазоне 50...10000 См. В качестве первичных преобразователей поля используют заземлённые электрические диполи, индукционные датчики и индукционные петли.

Метод теллурических токов основан на изучении пульсаций составляющих поля E_x и E_y в двух и более точках: одной базисной и ряде полевых, разнесённых на 60...80 км. Обработка заключается в обработке магнитотеллурических матриц импеданса \hat{Z} и адмитанса \hat{Y} [12]:

$$\hat{Z} = \begin{bmatrix} Z_{xx} & Z_{xy} \\ Z_{yx} & Z_{yy} \end{bmatrix}, \quad \hat{Y} = \begin{bmatrix} Y_{xx} & Y_{xy} \\ Y_{yx} & Y_{yy} \end{bmatrix}, \quad (3.1)$$

а также элементов теллурического и магнитного тензоров:

$$\hat{t} = \begin{bmatrix} t_{xx} & t_{xy} \\ t_{yx} & t_{yy} \end{bmatrix}, \quad \hat{m} = \begin{bmatrix} m_{xx} & m_{xy} \\ m_{yx} & m_{yy} \end{bmatrix}. \quad (3.2)$$

Физический смысл компонентов данных тензоров отражён в следующих выражениях:

$$\begin{aligned} E_x(A) &= Z_{xx}(A) \cdot H_x(A) + Z_{xy}(A) \cdot H_y(A), \\ H_x(A) &= Y_{xx}(A) \cdot E_x(A) + Y_{xy}(A) \cdot E_y(A), \\ E_y(A) &= Z_{yx}(A) \cdot H_x(A) + Z_{yy}(A) \cdot H_y(A), \\ H_y(A) &= Y_{yx}(A) \cdot E_x(A) + Y_{yy}(A) \cdot E_y(A), \end{aligned} \quad (3.3)$$

где точка A соответствует измеряемому профилю.

При проведении измерений в двух точках A_1 и A_2 следует пользоваться соотношениями (3.4):

$$\begin{aligned} E_x(A_2) &= t_{xx}(A_2, A_1) \cdot E_x(A_1) + t_{xy}(A_2, A_1) \cdot E_y(A_1), \\ E_y(A_2) &= t_{yx}(A_2, A_1) \cdot E_x(A_1) + t_{yy}(A_2, A_1) \cdot E_y(A_1), \\ H_x(A_2) &= m_{xx}(A_2, A_1) \cdot H_x(A_1) + m_{xy}(A_2, A_1) \cdot H_y(A_1), \\ H_y(A_2) &= m_{yx}(A_2, A_1) \cdot H_x(A_1) + m_{yy}(A_2, A_1) \cdot H_y(A_1). \end{aligned} \quad (3.4)$$

Метод магнитовариационного профилирования основан на регистрации составляющих поля H_x , H_y , H_z в двух и более точках: базисной и исследуемых. Метод применяется при глубинных зондированиях. Осуществляется изучение частотных характеристик матрицы \hat{m} (3.2), а также соотношений Визе – Паркинсона между соответствующими H_z , H_x и H_y [12]:

$$H_z(A) = W_{zx}(A) \cdot H_x(A) + W_{zy}(A) \cdot H_y(A) \quad (3.5)$$

и комплексных векторов Визе:

$$\vec{W} = W_{zx} \cdot \vec{x}_0 + W_{zy} \cdot \vec{y}_0. \quad (3.6)$$

Метод магнитотеллурического профилирования основан на определении эффективного импеданса $Z_{\text{эф}}$ [12]:

$$\begin{aligned} Z_{\text{эф}} &= \sqrt{Z_p^+ + Z_p^-}, \\ Z_{\text{эф}} &= \sqrt{Z_{xx} \cdot Z_{yy} - Z_{xy} \cdot Z_{yx}}. \end{aligned} \quad (3.7)$$

Примем

$$\begin{aligned} Z_p^\pm &= Z_1 / 2 \pm \sqrt{Z_1^2 / 4 - Z_{\text{эф}}^2}, \\ Z_1 &= Z_{xy} - Z_{yx}, \\ Z_p &= E_x / H_y = -E_y / H_x. \end{aligned} \quad (3.8)$$

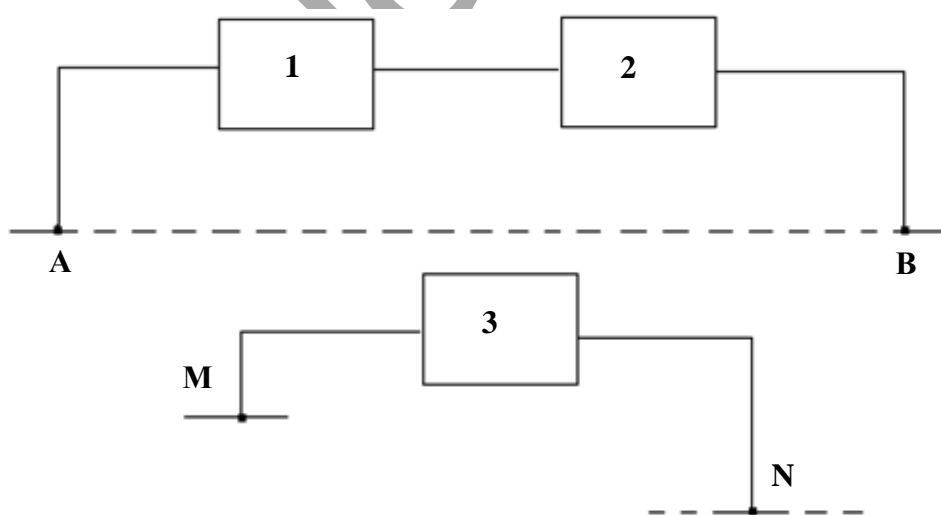
По значениям $Z_{\text{эф}}$ и априорным сведениям об удельном сопротивлении опорного горизонта вычисляется суммарная продольная проводимость осадочного чехла.

Метод комбинированного магнитотеллурического профилирования сочетает в себе преимущества методик МТП, МВП и МТТ. Известны положительные результаты применения данного метода при разведке Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, на залежах в Украине, Беларуси, Московской впадине, Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, Сибирской платформы [13].

Методы цифровой обработки результатов измерений позволили модернизировать метод КМТП на основании *комбинированного магнитотеллурического зондирования*. Модернизированный метод обладает повышенной помехозащищённостью результатов измерений. В системах гео-разведки метод КМТЗ реализуют с дополнительными электрическими и магнитными датчиками, управляющими масками на удаленной базе.

3.3 Методы электрических зондирований

Методы успешно применяются при отсутствии в осадочном чехле высокоомных экранов и при глубинах залегания до 2 км [14–17]. Измерение сопротивлений осуществляется между различными расстояниями точек исследуемой поверхности на постоянном или переменном токе частотой до 20 Гц, применяя четырёхэлектродную установку, показанную на рисунке 3.1.



1 – источник постоянного или переменного поля;
2 – измеритель тока; 3 – измеритель напряжения

Рисунок 3.1. – Четырёхэлектродная установка метода сопротивлений

Симметричную четырёхэлектродную установку AMNB, у которой $MN < AB/3$ (установка Шлюмберже), чаще всего используют при вертикальных электрических зондированиях.

В результате получают данные об изменении электрических сопротивлений земных слоёв по вертикали в зависимости от действующего расстояния между центрами диполей AB и MN :

$$r = \sqrt[4]{AM \cdot AN \cdot BM \cdot BN}. \quad (3.9)$$

Метод дипольного электрического зондирования основан на использовании диполей AB и MN (см. рисунок 3.1). Он обладает возможностью выполнения более глубоких зондирований и лучшей помехозащищённостью. Активно используется методика зондирований с построением графиков по формуле:

$$\rho_k = \frac{\rho_{k+} + \rho_{k-}}{2}, \quad (3.10)$$

где ρ_{k+} и ρ_{k-} – кажущиеся сопротивления, полученные при разносах, направленных в противоположные стороны от центра зондирования – линии AB (см. рисунок 3.1).

Данный метод получил название *дипольно-экваториальное зондирование*. В случае георазведки на местности с трудными условиями передвижения (заболоченные, заросшие лесные участки) не удаётся проложить прямолинейные трассы, измерения выполняют по криволинейным маршрутам методом дипольно-азимутального зондирования.

Большинство современных алгоритмов электрических зондирований основано на вычислении выражений вида [18]:

$$\rho_k(r) = \rho_1 \cdot [1 + r^2 \cdot \int_0^{\infty} (R_1(m) - 1) \cdot m \cdot I_1(m \cdot r) \cdot dm], \quad (3.11)$$

где $r = \frac{AB}{2}$ – разнос установки зондирования; $I_1(m \cdot r)$ – функции Бесселя от действительного аргумента; m – переменная интегрирования, имеющая смысл пространственной частоты; R_1 – пространственная характеристика слоистой среды с удельными электрическими сопротивлениями ρ_i и мощностями h_i слоёв:

$$R_1(m) = th\{m \cdot h_1 + arth(\rho_2 / \rho_1) \cdot th[m \cdot h_2 + arth(\rho_3 / \rho_2) \cdot R_3(m)]\}.$$

Разработана методика трансформации расчетов *метода вертикального электрического зондирования* в кривые зондирования ДЭЗ [19]:

$$\rho_{кД} = \rho_k - q \cdot \partial \rho_k / \partial r, \quad (3.12)$$

где $\rho_{кД}$ и ρ_k – кажущиеся сопротивления для методов ДЭЗ и ВЭЗ; q – коэффициент, зависящий от геометрии дипольных установок; r – разнос для ВЭЗ.

На разрезах кажущихся сопротивлений можно локализовать аномалии, связанные с разломами, контактами, газовыми и нефтяными залежами, карстовыми полостями и другими объектами.

Метод частотного зондирования основан на определении глубины залегания на принципе скин-эффекта, т.е. изменения расстояния проникновения ЭМВ в среду при изменении частоты зондирующего сигнала. Наибольшее распространение получили источники излучения двух типов: заземлённый горизонтальный электрический диполь и незаземлённая горизонтальная рамка (вертикальный магнитный диполь).

Компоненты электрического поля – экваториальная (горизонтальная) и осевая (вертикальная) – заземлённого диполя определяются выражениями:

$$\rho_{\omega_{эке}} = \frac{\pi r^3}{AB \cdot MN} \cdot \frac{\Delta V}{I},$$

$$\rho_{\omega_{ос}} = \frac{2\pi r^3}{AB \cdot MN} \cdot \frac{\Delta V}{I}, \quad (3.13)$$

где ΔV , I – напряжение на концах измерительной линии MN и питающий ток соответственно.

Кажущиеся сопротивления вертикального магнитного диполя равны

$$\rho_{\omega_{эке}} = \frac{2\pi r^4}{3Q \cdot MN} \cdot \frac{\Delta V}{I},$$

$$\rho_{\omega_{ос}} = \frac{2\pi r^5}{9Q \cdot n \cdot g} \cdot \frac{\Delta V}{I}, \quad (3.14)$$

где Q – площадь генераторной петли; g и n – площадь и число витков приёмной антенны.

Кажущееся сопротивление ρ_{ω} – величина комплексная:

$$\rho_{\omega} = |\rho_{\omega}| \cdot \exp(j \cdot \varphi_{\omega}). \quad (3.15)$$

Данный метод обладает повышенной разрешающей способностью благодаря использованию рабочего диапазона с перекрытием до 20...25 значений частоты (таблица 3.1) [12].

Таблица 3.1. – Значения частот зондирования, Гц

h , км	P_l , Ом·м	
	40	4
0,1	10^3	10^2
1	11	1
3	1	0,1

В таблице приведены значения минимальных частот зондирования, значения максимальных частот на 2...3 порядка выше.

Метод зондирования становлением поля основан на различии удельных электрических сопротивлений залежей и окружающих пород.

Зондирование может выполняться в ближней и дальней зонах. Источником поля при исследованиях в ближней зоне обычно служит незаземлённая петля. Главная особенность таких испытаний – возможность применения сколь угодно малого разноса.

Полевые измерения проводятся с улучшенной детальностью исследования, появляется возможность использования георазведочной аппаратуры с совмещёнными генераторной и измерительной петлями.

Использование малых разносов приводит к некоторому ухудшению помеховой обстановки, однако решение этой проблемы находят в проведении измерений в паузах между импульсами тока [20].

Кажущееся сопротивление находится с помощью формулы:

$$\rho_{\tau} = \left(\mu^{\frac{5}{3}} \cdot \pi^{\frac{1}{3}} \cdot \frac{R_0^{\frac{8}{3}}}{20^{\frac{2}{3}}} : t_3^5 \right) \cdot \left(\frac{I}{E} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (3.16)$$

где μ – магнитная проницаемость; R_0 – радиус совмещённых петель; I – питающий ток; t – время; E – ЭДС в контуре.

Результаты расчётов становлением поля в ближней зоне представляются в виде палеток кривых.

Измерения становлением поля в дальней зоне основаны на соотношениях для неоднородной среды.

Соотношения для неоднородной среды имеют следующий вид:

$$\frac{\rho_{\tau}}{\rho_{\Pi}} = \frac{E_x}{E_B}, \quad \frac{\rho_{\tau}}{\rho_{\Pi}} = \frac{\frac{\partial B_z}{\partial t}}{\frac{\partial B_{zB}}{\partial t}}, \quad (3.17)$$

где ρ_{τ} , ρ_{Π} – удельные сопротивления для неоднородной и однородной сред; E_x , $\frac{\partial B_z}{\partial t}$ – горизонтальное электрическое поле и скорость изменения вертикального магнитного поля для неоднородной среды; E_B , $\frac{\partial B_{zB}}{\partial t}$ – горизонтальное электрическое поле и скорость изменения вертикального магнитного поля для однородной среды.

При полевых испытаниях вычисляется кажущееся сопротивление:

$$\rho_{\tau} = k \cdot \frac{\Delta U}{I}, \quad (3.18)$$

где k – коэффициент используемой установки; ΔU – напряжение на концах горизонтального незаземленного контура; I – ток в диполе.

Метод вызванной поляризации основан на исследовании вторичных электрических полей в земле под действием электрического тока [21]. Характер процессов ВП обусловлен электропроводимостью твердого вещества, определяется поляризуемостью

$$\eta = \left(\frac{E_{ВП}}{E_{П}} \right) \cdot 100\%, \quad (3.19)$$

где $E_{ВП}$ – поле вызванной поляризации; $E_{П}$ – поляризующее поле в конце импульса тока.

Измеряемая в условиях неоднородной среды кажущаяся поляризуемость определяется по формуле:

$$\eta_k = \frac{\Delta \rho_k}{\rho_k}, \quad (3.20)$$

где $\Delta \rho_k$ – относительное изменение кажущегося удельного сопротивления ρ_k за заданный интервал времени пропускания постоянного тока.

При использовании синусоидального тока применяется дифференциальная поляризуемость

$$\eta_{\text{кДиф}} = \frac{\eta_k}{\lg(1 + t_3 / t_c)}, \quad (3.21)$$

где t_3 , t_c – соответственно время зарядки (включения) и спада (выключения).

Кажущаяся поляризуемость анизотропной среды определяется выражением:

$$\eta_k = \frac{\eta_t \cdot a + \eta_n \cdot b}{a + b}. \quad (3.22)$$

Здесь η_t , η_n – поляризуемость вдоль и поперёк слоёв соответственно; $a = 1 + \lambda^2 \cdot \sin^2 \alpha \cdot \sin^2 \beta$; $b = 1 - \sin^2 \alpha \cdot \sin^2 \beta$; α – угол падения слоёв; β – угол между линией наблюдения и простиранием слоёв; $\lambda = \sqrt{\frac{\rho_n}{\rho_t}}$ – коэффициент анизотропии удельного сопротивления [13].

Выделение аномалий ВП основано на увеличении кажущейся поляризуемости над фоновой, соответствующей поляризуемости окружающих пород. При этом породы, не содержащие электропроводящие минералы, создают поляризуемость не более 2%, при наличии электропроводящих минералов кажущаяся поляризуемость увеличивается в два и более раз.

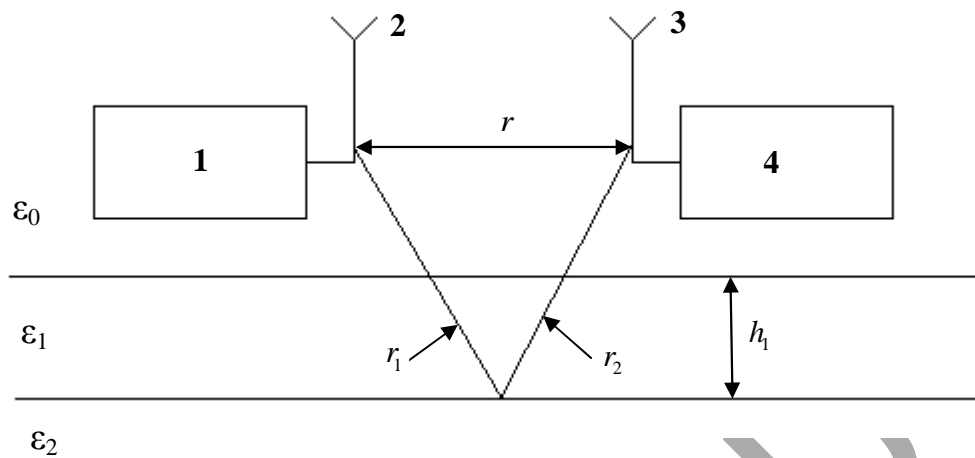
3.4 Радиоволновые методы

Метод радиоволнового зондирования основан на исследовании интерференции прямой и отражённой ЭМВ (рисунок 3.2) [22–23]. Измерение сигнала проводится в точке приёма на частотах 0,5...20 МГц. Напряжённость электрического поля ЭМВ представляет сумму прямой волны, распространяющейся в верхнем слое ϵ_1 (расстояние r_1) и отражённого сигнала от среды с диэлектрической проницаемостью ϵ_2 (расстояние $r_1 - r_2$). Следовательно, интенсивность сигнала будет определяться разностью хода двух ЭМВ:

$$\Delta r = (r_1 + r_2) - r. \quad (3.23)$$

Для того чтобы обеспечить РРВ в слое с диэлектрической проницаемостью ϵ_1 , передающую антенну выполняют в виде горизонтального

вибратора, размещённого в земле на глубине 5...10 см и изолированного с помощью диэлектрика от исследуемой поверхности.



1 – радиопередающее устройство; 2, 3 – антенны;
4 – радиоприёмное устройство

Рисунок 3.2. – Интерференция электромагнитных волн в исследуемой среде

Данному методу измерений сопутствует изменение частоты передатчика f или расстояния r . В результате в точке приёма величина Δr (3.23) будет варьироваться, изменяясь от минимума до максимума напряжённости суммарной ЭМВ. Если используется при измерениях ближняя зона, т.е. $\lambda \leq \lambda_{\min}$, справедливы уравнения для экстремумов в случае двухслойного разреза:

$$\frac{2h_1 \cdot f_{\min}}{\vartheta_1} = k + 1/2 - \varphi_1 / (2\pi), \quad (3.24)$$

$$\frac{2 \cdot h_1 \cdot f_{\max}}{\vartheta_1} = k - \varphi_1 / (2\pi),$$

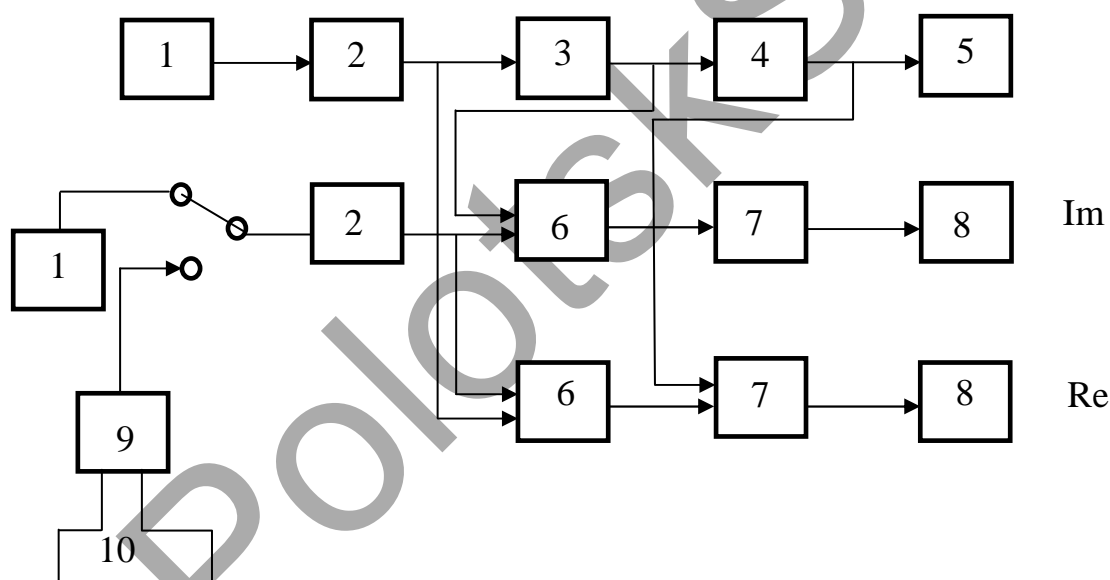
где $k = 1, 2, 3, \dots$; ϑ_1 – фазовая скорость ЭМВ в первом слое; φ_1 – фазовый сдвиг волны на подошве первого слоя.

При данном методе поиска возникают трудности в точном измерении фазы коэффициента отражения. Глубинность этого метода составляет несколько десятков метров вследствие больших поглощений ЭМВ метрового диапазона.

Метод «Рэдойл» основан на измерении напряжённости электрического поля поверхностной ЭМВ на исследуемых участках профиля [1].

В методе радиокомпарирования и пеленгации (радиокип) используют поля удаленных радиостанций мощностью десятки и сотни киловатт [30–32]. Измерения проводят в дальней зоне излучения на частотах 8...25 кГц, осуществляя регистрацию магнитных и электрических составляющих поля, а также активных и реактивных компонент поля (рисунок 3.3).

Чувствительным элементом для измерений магнитного поля служат магнитные антенны, окруженные электростатическим экраном, а электрического поля – открытые электрические антенны или заземлённые на концах или изолированные от среды приёмные линии. С помощью данного метода может быть измерена любая составляющая ЭМВ путём ориентации чувствительного элемента. Измерительное устройство при этом построено по принципу амплитудного регистратора. Используя двухканальную структуру с опорным и фазовым измерениями, определяют активную (Re) и реактивную (Im) компоненты составляющей напряжённости ЭМВ.



1 – приёмная рамка; 2 – избирательный усилитель; 3 – квадратурный фазовращатель; 4 – выпрямитель; 5 – измеритель $E (H)$; 6 – фазочувствительный детектор; 7 – схема отношений; 8 – цифровой регистратор активной (Re) и реактивной (Im) составляющих; 9 – дифференциальный усилитель; 10 – приёмная линия

Рисунок 3.3. – Блок-схема аппаратуры для метода радиокип

Применение СДВ-диапазона обладает преимуществом по сравнению с другими диапазонами ЭМВ, так как с понижением частоты зондирования увеличивается глубина проникновения поля в среду, следовательно, увеличивается и глубинность исследований. Это используется для геолого-

структурного картирования месторождений, а также для поиска контрастных по электропроводимости полезных ископаемых.

Метод радиокип используется в наземном варианте в разведке нефтегазовых месторождений и скоплений на территории Республики Беларусь [13], в аэроварианте – для картирования нефтяных залежей в Российской Федерации [3]. Включая в схему взаимно перпендикулярные чувствительные элементы, осуществляют измерения больших и малых полуосей эллипсов поляризации, а также углов наклона магнитного эллипса.

В методе радиокип активно используются регулярно действующие СДВ-станции (таблица 3.2) [13].

Таблица 3.2. – СДВ-радиостанции, используемые в методе радиокип

Частота, кГц	Местоположение станции	Излучаемая мощность, кВт
15,1	Франция	500
16,0	Англия	300
16,8	Франция	300
17,4	Япония	500
17,8	США	1000
18,6	США	500
19,0	Англия	500
19,6	Англия	500
22,3	Австралия	1000
23,4	Гавайи	500

К недостаткам метода следует отнести: существенное влияние разрядов атмосферного электричества; наличие временных вариаций поля из-за непостоянства отражательной способности ионосферы; возникновение аномалий, обусловленных локальными формами рельефа, линиями электропередачи и проводной связи, другими искусственными проводниками; наличие неблагоприятных пеленгов радиостанций для возбуждения электропроводных объектов. Борьба с временными вариациями ведется на основе метода сравнения данных двух и более измерительных приёмников [1].

Метод радиоволнового профилирования основан на регистрации характеристик поля вокруг исследуемых скважин. Осуществляется одновременное перемещение передатчика и приёмника по вертикали при фиксации расстояния между ними [33]. Мощность первичного поля может быть снижена за счет применения направленных антенн. Влияние искусственных проводников снижается за счет перпендикулярной ориентации приёмной антенны относительно таких проводников.

Метод радиоволнового просвечивания применяется для наблюдений вдоль прямолинейного профиля, основан на исследовании поглощения радиоволн горными породами и рудами, их отражения и преломления, дифракции на кромках геологических объектов, волновых эффектов [13].

Поглощение радиоволн в мощности пласта породы h определяется следующим выражением:

$$k_3 = \frac{e^{\alpha_1 \cdot h}}{4} \cdot \left| \frac{(Z_{om} + 1)^2}{Z_{om}} \right| \cdot \sqrt{1 - 2 \cdot V \cdot e^{-2\alpha_1 \cdot h} \cdot \cos(2 \cdot \beta_1 \cdot h - \varphi) + V^2 \cdot e^{-4\alpha_1 \cdot h}}. \quad (3.25)$$

Здесь k_3 – коэффициент экранирования (отношение амплитуд падающего поля и поля за пластом); $Z_{om} = \omega \sqrt{\mu \cdot \epsilon'_{k1} / \mu_1 \cdot \epsilon'_k}$ – отношение импедансов среды и пласта; $\epsilon'_{k1}, \epsilon'_k$ – относительные диэлектрические проницаемости среды и пласта; $\alpha_1 = \text{Im}(k'_1)$; $k'_1 = k_1 \cdot \cos \gamma_1$; γ_1 – угол падения волны;

$$V = \left| \frac{1 - Z_{OT}}{1 + Z_{OT}} \right|; \beta_1 = \text{Re}(k'_1);$$

$$\varphi = \text{arctg}\{(1 - Z_{OT}) / (1 + Z_{OT})\}.$$

Высокая информативность данного метода обеспечивается при измерении коэффициентов экранирования k_{31} и k_{32} на двух частотах f_1 и f_2 . Электропроводность и мощность пласта в случае нормального падения волны соответственно будут равны:

$$\delta_1 = (8 \cdot 10^{-3} / 9) \cdot |\epsilon'_k| \cdot \mu_1 / \mu \cdot (f_1 \cdot k_3^2 / k^2), \quad (3.26)$$

$$h = \frac{0,507}{\sqrt{\delta_1 \cdot f_1}} \cdot \ln(1 + k),$$

где $k = \sqrt[n]{n \cdot k_{32} / k_{31}}$, $n = \sqrt{f_1 / f_2}$.

Метод отражённых волн основан на определении модуля и фазы коэффициента отражения от исследуемого профиля на частотах 1,5...1,7 МГц. Проводится оценка отражательных свойств среды. Результаты исследования свидетельствуют о росте модуля коэффициента отражения над УВЗ и приращению разности фаз между прямой и отражёнными волнами при смещении от края к центру залежи на 20...30 град [2]. Трудности применения данного метода связаны с точностью измерения фазы коэффициента отражения.

3.5 Скважинные методы исследования углеводородных залежей

Данные методы используются при исследовании скважин.

Метод незаземлённой петли применяется для поиска хорошо проводящих рудных тел на относительно большой глубине. Особенность метода – однородность первичного магнитного поля, а также медленное убывание первичного поля с глубиной. Поисковые работы для реализации метода НП выполняются в два этапа: площадная съёмка и детализация аномалий.

Первый фактор включает измерение напряжённости магнитного поля на рабочей частоте, определяемой из имеющихся сведений о размерах и проводимости ожидаемых рудных тел и по экстремальным значениям амплитудных аномалий от искомым объектов. На этапе детализации исследуют перспективные в отношении аномального выделения участки на 3...5 частотах для определения магнитных свойств, условий залегания и формы горных пород.

Особенностью данного метода является высокая помехоустойчивость при использовании двухчастотной обработки фазовых измерений или эквивалентных им по характеру частотной зависимости мнимых частей напряжённости магнитных полей:

$$\Delta f_h = \frac{f_2}{f_1} \cdot \text{Im} H_{f_1} - \text{Im} H_{f_2}, \quad (3.27)$$

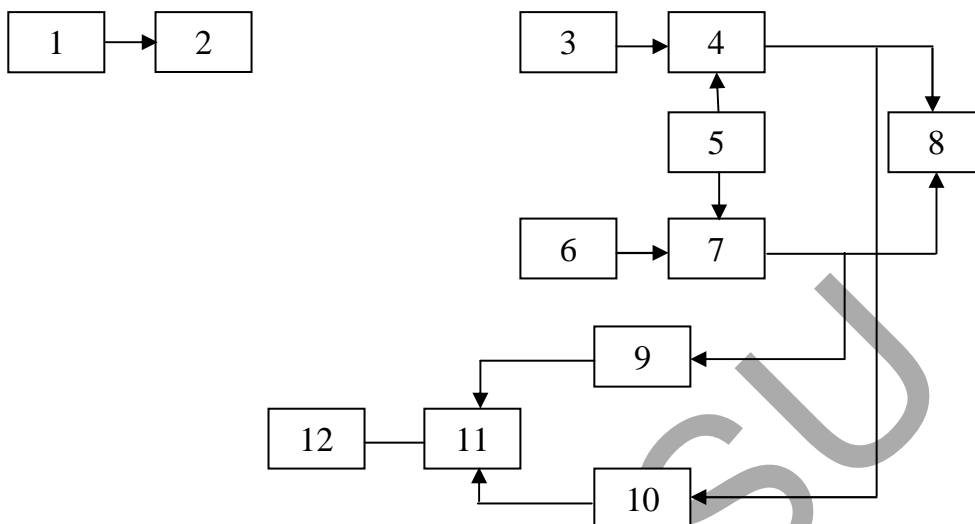
где $\text{Im} H_{f_1}$ и $\text{Im} H_{f_2}$ – мнимые части H на частотах f_1 и f_2 .

Такая обработка позволяет эффективнее выделять поля от объектов с невысокой проводимостью среды. В *двухканальном методе индукционного картожа* используются зонды, состоящие из двух катушек, по одной из которых (генераторной) пропускается переменный ток, а в другой (приёмной) – индуцируется ток, пропорциональный магнитному потоку, пронизывающего катушку (рисунок 3.4) [13].

Зонд помещается в однородную проводящую среду, магнитное поле генераторной катушки в окружающем пространстве создаёт вихревые токи. Индуцированные токи создают вторичное поле, накладывающееся на поле передающей рамки. В приёмных катушках наводятся ЭДС, величины которых зависят от магнитной проницаемости среды, частоты, величин магнитного потока и удельной проводимости среды.

Данные сигналы обрабатываются радиоприёмными устройствами двух каналов. С помощью гетеродина осуществляется перенос на более

низкую, промежуточную частоту. Для повышения помехоустойчивости схемы применяются сглаживающие усилители. Преимуществом данного метода является возможность измерения амплитудных и фазовых значений магнитных составляющих поля измерительными катушками.



1 – генератор; 2 – излучающая катушка; 3,6 – измерительные катушки; 4, 7 – радиоприёмные устройства; 5 – гетеродин; 8 – измеритель фазы; 9, 10 – сглаживающие усилители; 11 – схема вычитания; 12 – индикатор

Рисунок 3.4. – Двухканальная схема метода индукционного каротажа

Скважинные методы позволяют проводить оценку диэлектрической проницаемости среды, а также определить коэффициенты водонасыщения и пористости пород:

$$k_B = V_B / V_{\Pi}, \quad (3.28)$$

$$k_{\Pi} = V_{\text{ПОР}} / V_{\Pi}, \quad (3.29)$$

где V_B – объем воды; V_{Π} – объем вмещающих пород; $V_{\text{ПОР}}$ – объем пор.

Метод диэлектрического индукционного каротажа основан на измерении модуля разности амплитуд вторичного поля на частотах 20...30 МГц, по которому определяют диэлектрическую проницаемость околоскважинного пространства [26]. Известен способ измерения разности амплитуд поля на частоте 32 МГц при использовании дополнительной регистрации поля одной из измерительных катушек на частоте 16 МГц [1].

Применяются также разновидности данного метода с использованием микроволнового каротажа, основанного на измерении времени прохождения и затухания ЭМВ на частотах (1...3) ГГц, и волнового диэлектри-

ческого каротажа на частотах 40...60 МГц с определением диэлектрической проницаемости по зависимости критического угла образования боковой волны от удельной проводимости среды [26].

Способ определения границ подземного резервуара [1] основан на перемещении приёмопередающего устройства в скважине или внутри поверхности морского дна. Рабочая частота 1 Гц.

3.6 Радарные методы исследования

Импульсный метод основан на облучении поверхности Земли короткими (от 1 нс до 1 мкс) радио- или видеоимпульсами и получении отражённых сигналов от границ с разными электродинамическими параметрами [28].

В радиоимпульсе с длительностью τ и несущей частотой f_c частоты спектра распределены следующим образом:

$$\begin{aligned} f_H &= f_c - \Delta f, \\ f_B &= f_c + \Delta f, \\ \Delta f &= 1/\tau, \end{aligned} \tag{3.30}$$

$$F = \frac{f_B - f_H}{f_B + f_H} = 1/(f_c \cdot \tau),$$

где f_H, f_B – соответственно нижние и верхние частоты; Δf – ширина полосы пропускания; F – относительная полоса частот.

Обобщенная структурная схема георадара помимо приёмника и передатчика содержит синхронизатор для обеспечения поочередной работы (рисунок 3.5). Метод основан на использовании периодической последовательности импульсных сигналов. Период повторения сигналов выбирается из условия обеспечения однозначного диапазона измерения дальности (расстояния до исследуемого слоя). В приёмнике осуществляется обработка либо самих сигналов, либо их огибающих, полученных после детектирования.

При радиолокационном зондировании слоя толщиной h на вход приёмной антенны поступают 3 сигнала: прямой (просачивающийся), верхний (отражённый от верхней границы слоя) и нижний (отражённый от нижней границы слоя). Радиолокационное измерение толщины слоя h

основано на определении интервала времени Δt между сигналами, отражёнными от его границ.

Формула пересчета имеет вид:

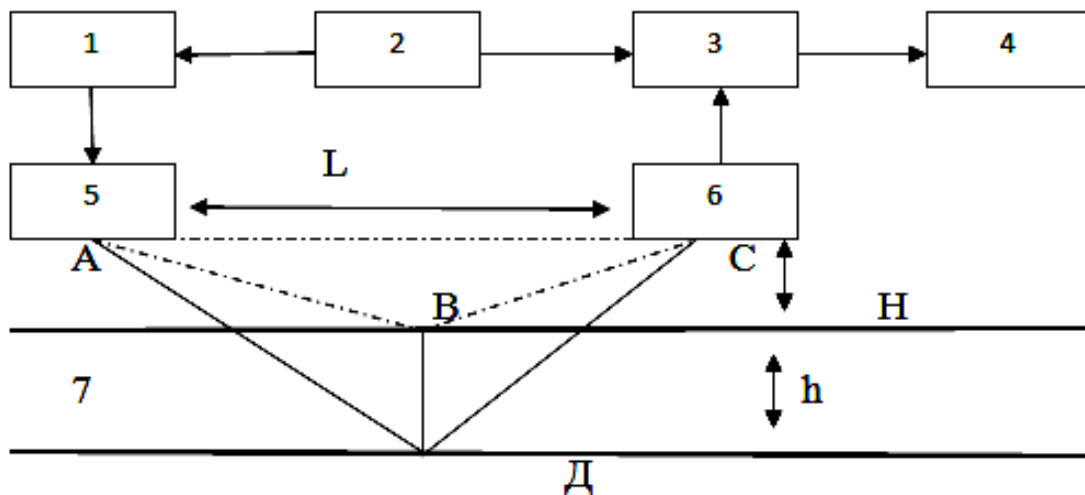
$$h = \vartheta \cdot \Delta t / 2, \quad (3.31)$$

где ϑ – скорость РРВ в слое, которая может быть определена по формуле:

$$\vartheta = c / \operatorname{Re} \sqrt{\hat{\epsilon} \cdot \hat{\mu}}. \quad (3.32)$$

Минимально измеряемая толщина слоя определяется минимально измеряемым интервалом Δt_{\min} , который согласно критерию Рэлея определяется длительностью радиоимпульсов на половинном уровне от минимальной амплитуды, т.е. $\Delta t_{\min} = \tau_{0,5}$, следовательно

$$h_{\min} = \vartheta \cdot \tau_{0,5} / 2. \quad (3.33)$$



1 – передатчик; 2 – синхронизатор; 3 – приёмник;
4 – регистрирующее устройство; 5, 6 – антенны; 7 – исследуемая среда;
AC – прямой луч; ABC – луч, отражающийся от верхней границы;
ADC – луч, отражающийся от нижней границы слоя

Рисунок 3.5. – Импульсный радиолокатор

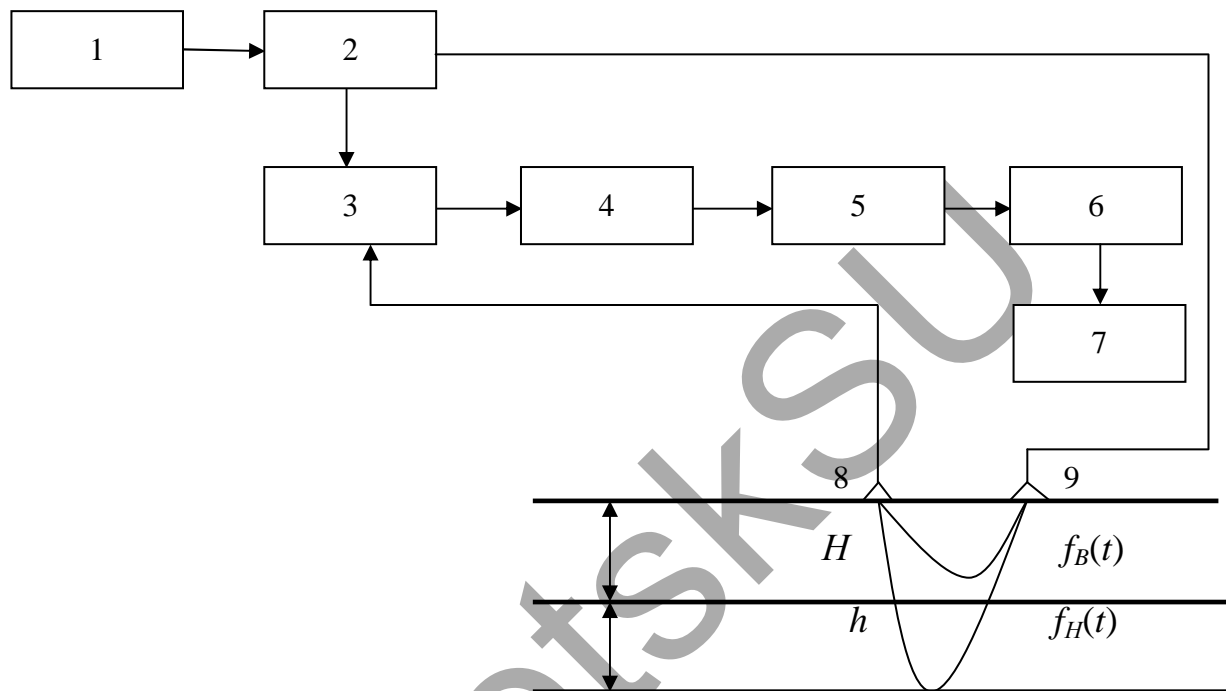
Существенное значение при радиолокационном зондировании имеет необходимый динамический диапазон, т.е. отношение максимальной и минимальной амплитуд сигналов на выходе приёмника:

$$D = q_{\max} = 20 \cdot \lg(E_B / E_H). \quad (3.34)$$

Преимущество данного метода – высокая разрешающая способность благодаря методу накопления, и большая глубинность исследо-

вания при применении метрового и дециметрового диапазонов волн, но с ухудшением разрешающих свойств.

В основе *частотного метода* лежит применение сигналов с ЧМ по симметричному или несимметричному пилообразному закону (рисунок 3.6). Частота биения между прямым (опорным) и отражённым сигналом является функцией расстояния до исследуемого слоя [28].



1 – модулятор; 2 – генератор; 3, 5 – смесители;
4, 6 – усилители; 7 – анализатор спектра; 8, 9 – антенны

Рисунок 3.6. – Радиолокатор с частотной модуляцией

На входе приемной антенны 8 образуются колебания, отражённые от верхней и нижней границ слоя с частотами $f_B(t)$ и $f_H(t)$, отличающиеся от симметричного модулирующего пилообразного сигнала $f_H(t)$ временными сдвигами t_B и t_H :

$$t_B = \frac{l_{\Pi} + l_{\text{ПП}}}{\vartheta_k} + 2 \cdot H / c, \quad (3.35)$$

$$t_H = t_B + \Delta t, \quad \Delta t = \frac{2 \cdot h}{\vartheta}.$$

Здесь l_{Π} , $l_{\text{пр}}$ – длины подводных к антеннам кабелей для передатчика и приёмника; H – высота расположения радиолокатора; ϑ_k – скорость РРВ в кабеле.

Сигналы, отражённые от границ слоя, поступают на смеситель 3, на который в качестве гетеродинного подается сигнал передатчика (с ЧМ-модулятора).

$$F_{bB} = f_{\Pi}(t) - f_B(t) = 2 \cdot \Delta f_M \cdot F_M \cdot t_B, \quad (3.36)$$

$$F_{bH} = f_{\Pi}(t) - f_H(t) = 2 \cdot \Delta f_M \cdot F_M \cdot t_H,$$

где F_{bB} , F_{bH} – частоты биений сигналов, отражённых от верхней и нижней границ; Δf_M – девиация частоты; F_M – частота модуляции.

Частота биений пропорциональна толщине слоя:

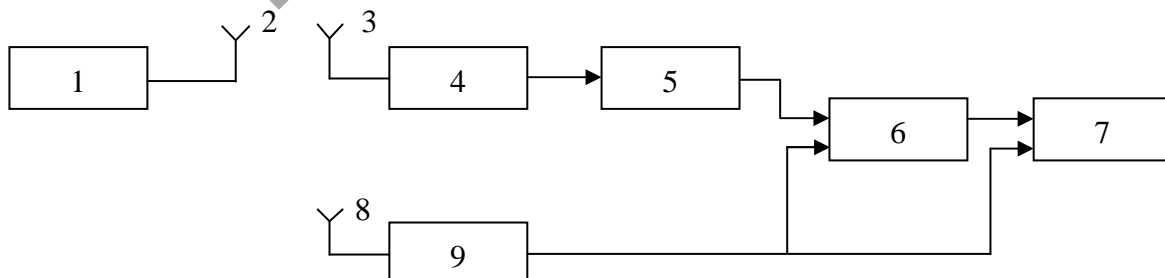
$$F_b = F_{bB} - F_{bH} = 2 \cdot \Delta f_M \cdot F_M \cdot \Delta t = (4 \cdot \Delta f_M \cdot F_M \cdot h) / \vartheta. \quad (3.37)$$

Смеситель 6 переносит спектр сигнала на более низкую частоту с целью считывания информации при помощи анализатора спектра 7.

Метод ударного возбуждения антенны применяется для сред с большим затуханием; является аналогом сейсмического воздействия на среду и реализуется путем возбуждения широкополосной антенны перепадом напряжения. При этом используется генератор видеоимпульсов.

Приемный тракт включает отдельную приемную антенну, идентичную передающей, широкополосный усилитель с временной автоматической регулировкой усиления и стробоскопический преобразователь временного масштаба. Толщину слоя определяют по трансформации импульсов во временной области [28].

Способ с использованием дифференциального радара [22]. Осуществляется обработка информации, принятой двумя каналами с включенным фазоинвертором в одном из каналов РТС. Результирующий сигнал формируется сумматором и отображается в устройстве регистрации (рисунок 3.7).



1 – передатчик; 2, 3, 8 – антенны; 4, 9 – приемники; 5 – фазоинвертор;
6 – сумматор; 7 – устройство обработки и регистрации

Рисунок 3.7. – Дифференциальный радар

Метод с использованием магнитогидродинамических генераторов. Позволяет осуществлять зондирование Земли кратковременным и мощным импульсом [1], что предоставляет возможность проводить поиски полезных ископаемых до сотен километров.

Возбуждаемое электромагнитное поле создаётся в специальном излучателе путём формирования плазмы в условиях подмагничивания с использованием ракетного двигателя, работающего на порохе.

3.7 Современные методы поиска углеводородных залежей

Метод аэро- и космических съёмок позволяет увеличить информативность поиска за счет применения современных алгоритмов обработки сигналов. Широко используется аэросъёмка в диапазонах 3...5 мкм и 8...14 мкм для непосредственного обнаружения углеводородов [34].

Установление закономерностей отражения в ландшафте и рельефе земной поверхности антиклинальных структур, являющихся ловушками для УВЗ, определяется ландшафтным и структурно-геоморфологическим дешифрированием. По результатам съёмки составляется цветная карта радиояркостных температур земной поверхности с градациями цвета в интервале температур 274,4...278,9 К.

В настоящее время большое распространение получили *методы дистанционного радарного и лазерного профилирования* с использованием сложных радиоэлектронных систем, позволяющих проводить анализ свойств исследуемых территорий с достаточным уровнем точности.

В 1996 году Д. Джексоном запатентован *способ для поиска и идентификации УВЗ* [35]. Частотная зависимость глубины залегания пласта представлена на рисунке 3.8. Основой способа служат следующие явления:

- присутствие залежей нефти и газа приводит к уменьшению потенциала между залежью и дневной поверхностью, что прерывает естественное ЭМП и изменяет напряжённость поля, вызывая тем самым пьезоэлектрический эффект;

- радиотехнические системы для поиска УВ данным методом содержат устройства НЧ-диапазона;

- глубина подземного слоя АС, обнаруженного данными устройствами, может достигать 15...16 км, что, несомненно, свидетельствует о преимуществе способа по сравнению с другими.

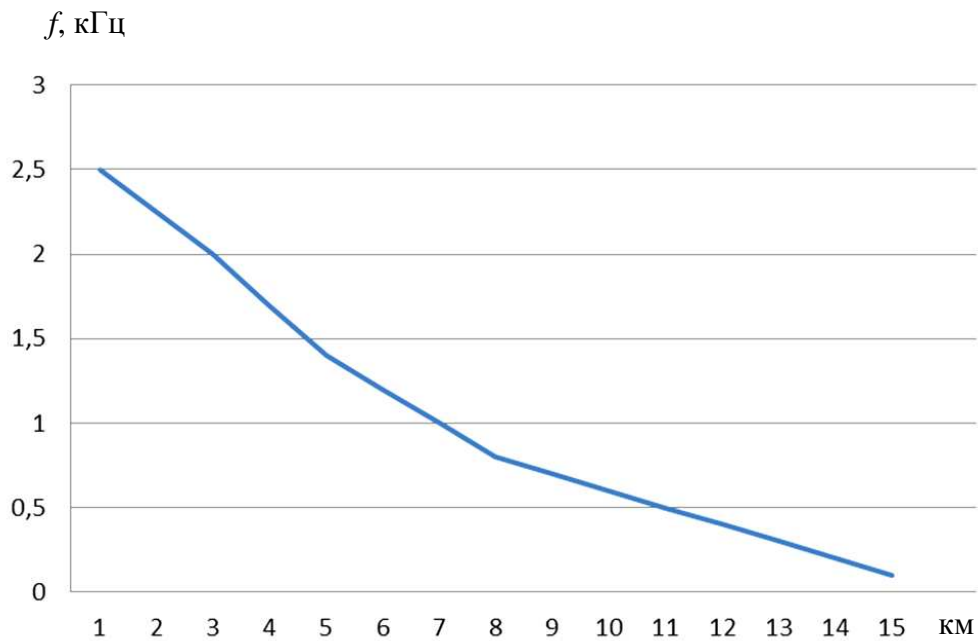
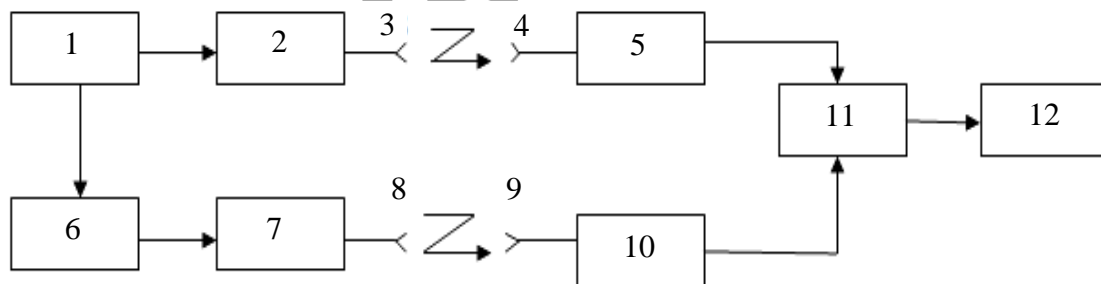


Рисунок 3.8. – Частотная зависимость глубины залегания углеводородной залежи

Метод альтернативных частот основан на исследовании частотной зависимости контраста поверхностного импеданса сред с различными электродинамическими параметрами [1]. Радиосистема, реализующая способ по двухканальной схеме, основана на разнесении каналов по частоте и вычислении отношения принятых сигналов на двух частотах (рисунок 3.9).



1 – генератор частоты f_1 ; 2 – передатчик на частоте f_1 ; 3, 4, 8, 9 – антенны; 5 – приёмник частоты f_1 ; 6 – умножитель частоты; 7 – передатчик на частоте f_2 ; 10 – приёмник частоты f_2 ; 11 – схема сравнения; 12 – конечное устройство

Рисунок 3.9. – Двухканальная схема реализации метода альтернативных частот

Частота f_1 выбирается из поддиапазона 1...2 МГц, частота f_2 – из поддиапазона 10...100 МГц с целью получения противоположных аномалий напряжённости поля поверхностной ЭМВ.

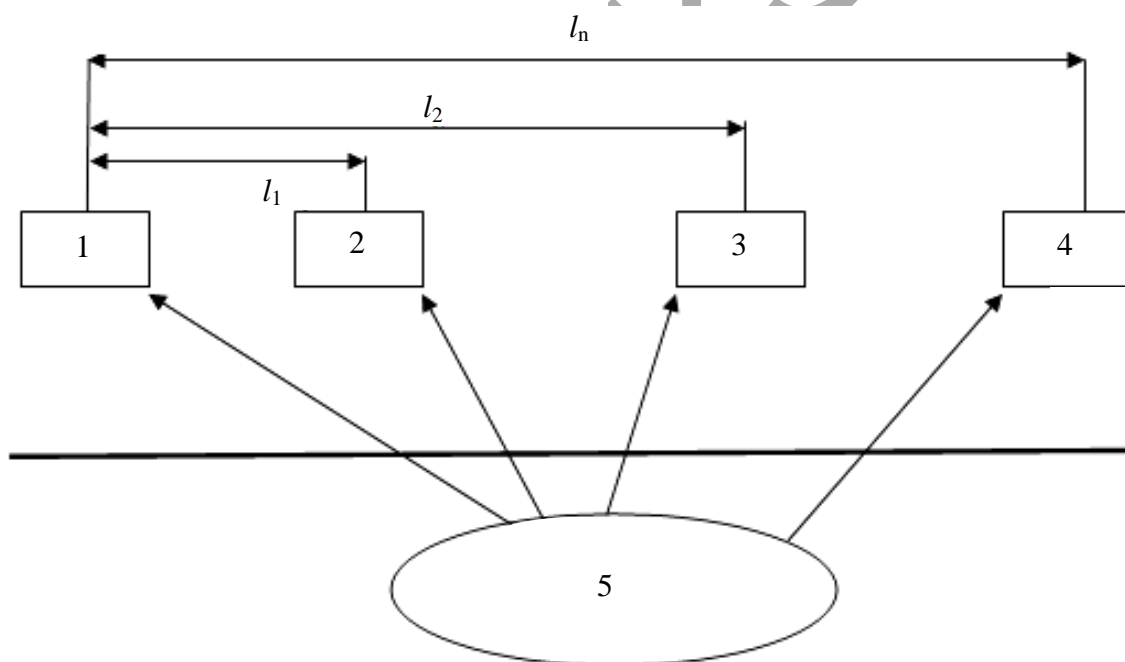
Передатчики излучают две фиксированные частоты, сигналы которых распространяются над залежью, принимаются радиосистемой на соответствующих каналах.

Оконечное устройство $I2$ фиксирует отношение напряжённости поля частот f_1 и f_2 .

Эффективность данного метода высока, так как учитывает особенности УВЗ на двух альтернативных частотах, подобранных оптимальным способом.

Радиотехническая система содержит два радиопередающих и два радиоприёмных устройства. Характер поверхностного импеданса над УВЗ на этих частотах существенно различается, что приводит к появлению разностного сигнала на выходе схемы сравнения.

Способ обнаружения УВЗ [36] базируется на применении передатчика и набора приемников, фиксирующих отражённые сигналы на различных расстояниях l_1, l_2, \dots, l_n от передатчика в горизонтальной плоскости (рисунок 3.10).

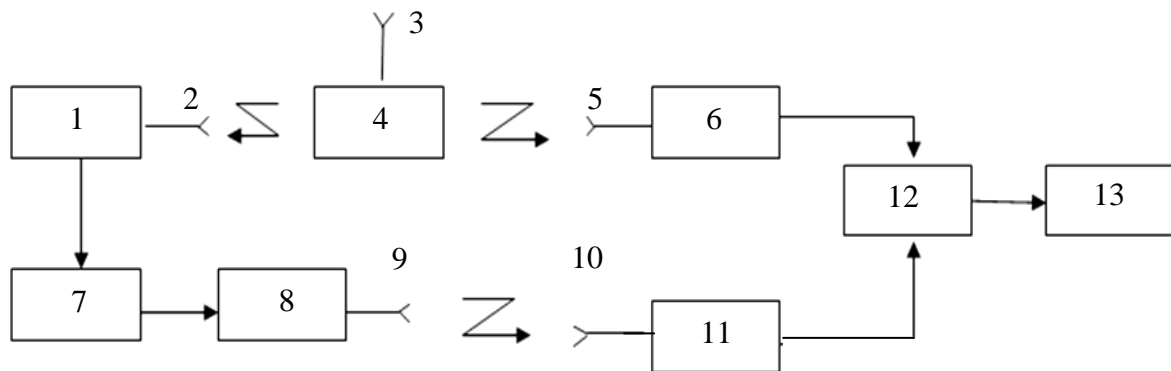


1 – передатчик; 2, 3, 4 – приёмники; 5 – углеводородная залежь

Рисунок 3.10. – Обнаружение объектов по трёхмерным данным

Анализ проводится по трехмерным данным, полученным с различных глубин. В методе равноудаленных приемников [1] осуществляется сравнение напряжённостей поля ЭМВ, измеренных на одинаковых расстояниях от передатчика (рисунок 3.11).

К недостаткам метода следует отнести большое время для аттестации исследуемого участка и сложность реализации схемы.



1 – приемник обратного направления; 2, 3, 5, 9, 10 – антенны;
 4 – передатчик; 6 – приёмник прямого направления; 7 – модулятор;
 8 – передатчик вспомогательного канала; 11 – приёмник вспомогательного канала;
 12 – схема сравнения; 13 – окончное устройство

Рисунок 3.11. – Реализация метода равноудалённых приёмников с использованием вспомогательного канала

Усовершенствованный метод радиоволнового зондирования [24] основан на фиксации амплитудных значений горизонтальных и вертикальных электрических составляющих ЭМВ при разных углах α ориентировки геометрических осей антенны (рисунок 3.12) и разности фаз между составляющими поля. Устройство строится по двухканальной схеме. По измеренным параметрам судят о геологическом разрезе исследуемого профиля.

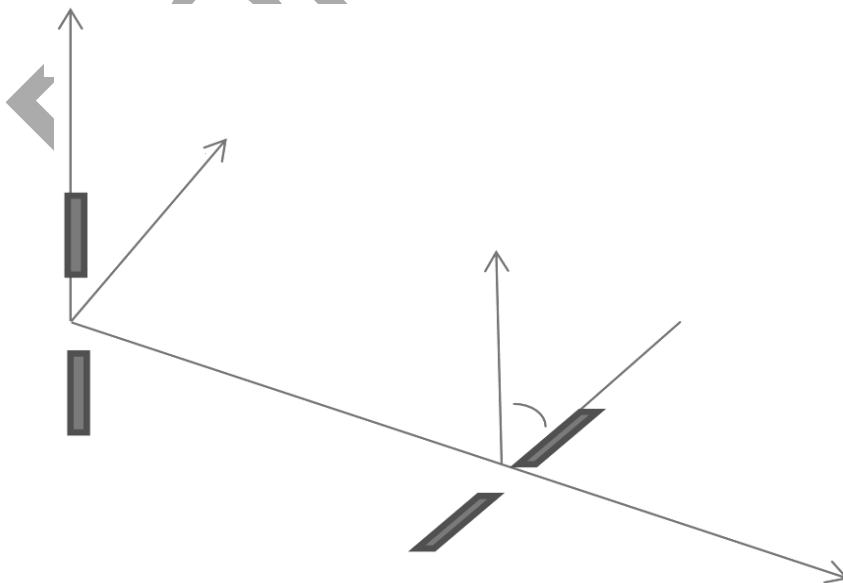
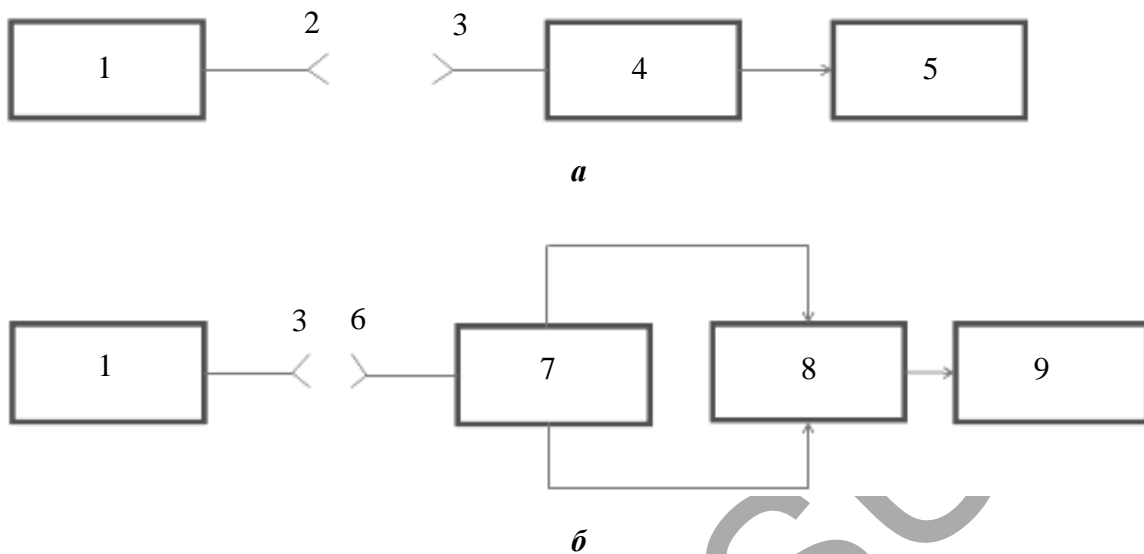


Рисунок 3.12. – Модифицированный способ радиоволнового зондирования

Метод регистрации трансформаций поляризационной структуры [1] наиболее просто реализуется по одноканальным схемам (рисунок 3.13).



1 – генератор; 2 – антенна правой поляризации; 3 – антенна левой поляризации;
4 – детектор; 5 – окончательное устройство; 6 – антенна линейной поляризации;
7 – разделитель поляризации; 8 – схема сравнения

Рисунок 3.13. – Методы регистрации трансформаций поляризационной структуры сигнала

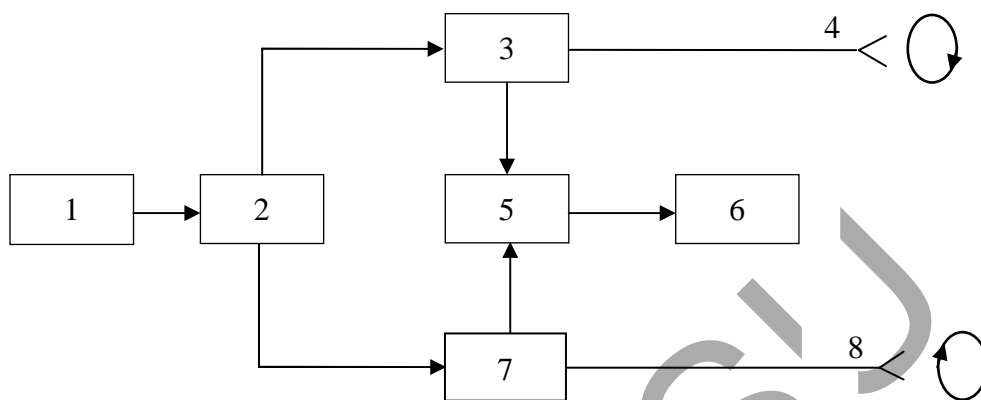
В основе способа лежит измерение соотношения коэффициентов эллиптичности $k_p = k_n / k_l$ (k_n, k_l – коэффициенты эллиптичности волн с правой и левой поляризациями) вдоль исследуемого профиля.

Известно, что вблизи границы УВЗ наблюдается резкое изменение k_p (как правило, увеличение) [1].

В первом варианте (рисунок 3.13, а) прием ведется с помощью антенны, имеющей ортогональное направление вращения вектора поляризации. Другая схема (рисунок 3.13, б) основана на применении устройства разделения ЭМВ с круговой поляризацией на две линейные ортогональные (вертикальная и горизонтальная) поляризации. Для каждой из них определяется коэффициент эллиптичности отражённой волны и величина k_p .

Представляет также интерес способ измерения импедансов антенн с противоположными направлениями вращения вектора поляризации (рисунок 3.14). Используются одинаковые антенные датчики, отличающиеся лишь направлением вращения вектора круговой поляризации (левой и правой) [1]. Измерения могут проводиться по двум и более каналам. Регистрация границ УВЗ осуществляется по отношению входных им-

педансов датчиков ЭМВ ортогональных поляризаций. Свойство АС изменять характеристики АФУ широко используется на практике для поиска месторождений нефти и газа. Появление отражённых волн от исследуемого профиля приводит к изменению коэффициента стоячей волны или обратного ему коэффициента бегущей волны.



1 – генератор; 2 – делитель; 3, 7 – измерители входных импедансов;
4, 8 – антенны; 5 – схема сравнения; 6 – индикатор

Рисунок 3.14. – Схема регистрации контраста входных сопротивлений

Способ электроразведки с измерением компонент поля в двух ортогональных направлениях [37] с последующим определением направления вектора напряжённости электромагнитного поля относится к наземным методам поиска. Электромагнитная волна возбуждается с помощью двух электродов, разнесённых на конечное расстояние. В основе способа лежит регистрация величины расхождения азимутов напряжённостей полей, наблюдаемых над залежью и в однородной среде (фоновое значение).

Способ определения границ объекта поиска предполагает регистрацию напряжённости электрического поля с помощью взаимно ортогональных антенн передатчика и приемника [25].

Информативность метода может быть значительно улучшена дублированием измерений, используя ортогональный поворот антенн приёмно-передающих устройств.

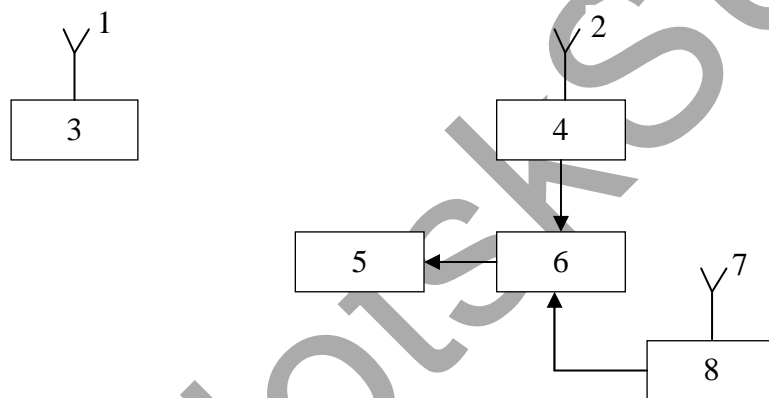
Метод фиксированного разноса [1] основан на исследовании аномального поведения поля ЭМВ, излучаемой специальным передатчиком подсвета с фиксированными поляризацией и частотой (рисунок 3.15).

Методика регистрации границ УВЗ заключается в определении отклонений измеряемой амплитуды напряжённости поля ЭМВ при постоянном пространственном разнесении измерительного приёмника и передат-

чика подсвета на расстояние L . Устройство поиска содержит не только измерительную часть, но и отдельный радиоэлектронный блок, обеспечивающий привязку получаемой информации к координатам конкретного профиля земной поверхности, её преобразование и согласование с периферийным оконечным устройством на основе использования данных навигационных систем.

Повышение точности поиска и разведки месторождений нефти и газа достигается *способом, при котором ЭМП в земле возбуждается с помощью питающей линии* [1], измеряется напряжённость поля несколькими приёмными рамками, находящимися на разных разносах от питающей линии.

Производится интегрирование результатов по разносу для фиксированного времени регистрации. Определяется асимптотическое значение величин интегрального поля при увеличении диапазона разносов.

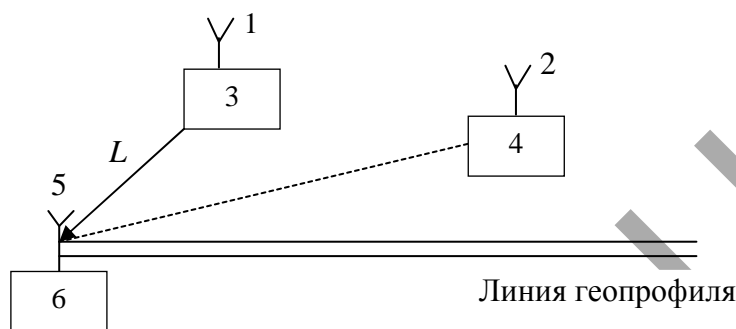


1, 2, 7 – антенны; 3 – передатчик подсвета; 4 – приёмник; 5 – ПЭВМ; 6 – схема сопряжения каналов; 8 – приёмник GPS (ГЛОНАСС)

Рисунок 3.15. – Устройство поиска углеводородной залежи с использованием источника подсвета

Полуактивный метод [1] предполагает использование полей действующих источников излучения: телевизионных, радиолокационных передатчиков радиостанций (рисунок 3.16). При реализации метода расстояние L между передатчиком подсвета и приемником остается фиксированным, а расположение передатчика подсвета – всегда ортогональным к линии геопрофиля. В идеальном случае линия пеленга (пунктирная линия) должна совпадать с выбранным направлением геопрофиля (траектория перемещения приемника с передатчиком подсвета). Пеленг направлен в сторону максимального излучения удаленной станции. Обычно геопрофиль ориентируют по направлению «Юг – Север», поэтому в общем случае между линией геопрофиля и пеленгом есть некоторый угол.

Известны результаты апробации данного способа на геопрофиле с включением искусственной газовой залежи, находящейся на глубине около 500 м [1]. Измерение уровня АРУ приёмника, настроенного на работающую станцию с несущей частотой 752 кГц при дискретном перемещении системы с шагом 10 м по геопрофилю, показало увеличение уровня сигнала ΔU_1 на 50% над разломами, а также ΔU_2 на 18% над купольной частью газовой залежи.

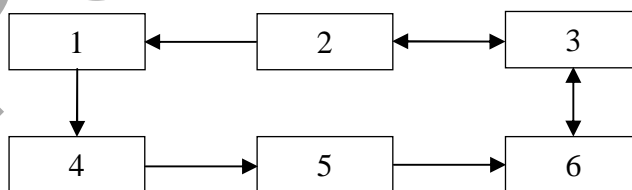


1, 2, 5 – антенны; 3 – передатчик подсвета;
4 – передатчик удаленной станции; 6 – приёмник

Рисунок 3.16. – Устройство для реализации полуактивного метода

При анализе комбинационных элементов тензора диэлектрической проницаемости, описывающих резонансное взаимодействие ЭМВ и среды над УВЗ при вариациях угла наклона поля подмагничивания установлено, что над залежью возникает аномалия магнитного поля и происходит уход резонансной частоты на некоторое значение Δf [1].

Данное обстоятельство было положено в основу *метода определения амплитудного контраста уровней ЭМВ* (рисунок 3.17).



1 – система подмагничивания; 2 – схема синхронизации;
3 – запоминающее устройство; 4 – антенна;
5 – регистрирующее устройство; 6 – оконечное устройство

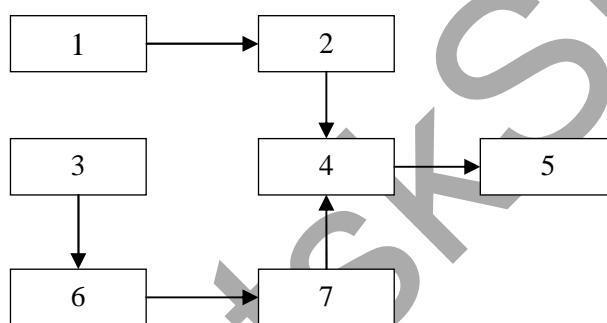
Рисунок 3.17. – Одноканальная схема
для реализации способа амплитудного контраста

Производится сравнение амплитудных значений напряжённостей поля, зарегистрированных системой поиска без и с искусственным ло-

кальным подмагничиванием. Фиксируется амплитуда напряжённости поля ЭМВ E_1 на частоте f_1 без подмагничивания, соответственно при включении системы подмагничивания происходит уход резонансной частоты и уровень амплитуды составляет E_2 . Определяются либо разность либо отношение измеренных напряжённостей, то есть

$$\Delta E = (E_1 - E_2), \Delta = E_1 / E_2. \quad (3.38)$$

Схема синхронизации обеспечивает синхронную коммутацию системы подмагничивания и регистрирующего устройства. Для хранения предыдущих измерений и сравнения их с текущим измерением используется запоминающее устройство [1]. Двухканальная схема (рисунок 3.18) обладает повышенной информативностью.



**1, 6 – антенны; 2, 7 – регистрирующие устройства;
3 – система подмагничивания; 4 – схема сравнения; 5 – оконечное устройство**

Рисунок 3.18. – Двухканальная схема для реализации способа амплитудного контраста

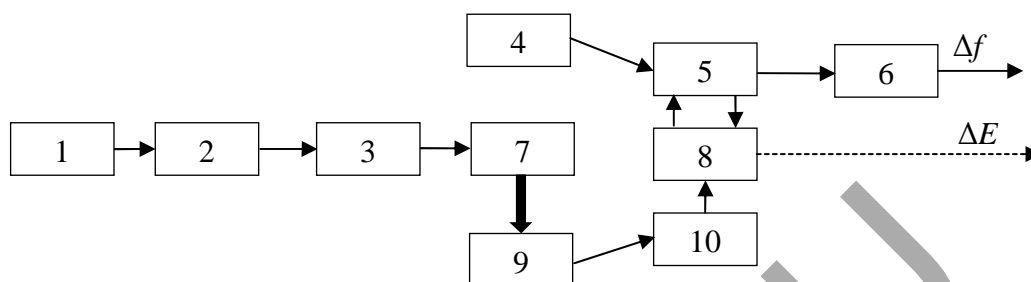
Устройство содержит две антенны с системой СП, выходы которых соединены с однотипными регистрирующими устройствами. Схема сравнения осуществляет регистрацию условий (3.38) с подачей результата на оконечное устройство. Метод регистрации смещений резонансной частоты (рисунок 3.19) основан на уходе от максимального (минимального) значения амплитуды поля при дополнительном подмагничивании анизотропной неоднородности [1]. Осуществляется измерение экстремальных значений амплитуд поля на соответствующих частотах f_1 и f_2 . Анизотропные свойства объекта определяются по определенной разности частот:

$$\Delta f = f_2 - f_1. \quad (3.39)$$

В данном способе используется плавное изменение поля подмагничивания с помощью источника постоянного напряжения \mathcal{Z} .

Схемы сравнения 6 и 8 обеспечивают измерение экстремальных значений сигналов в каналах без и с подмагничиванием. При этом осуществляется регистрация величин Δf и ΔE .

Информативность исследований данного метода в результате получается достаточно высокой.



1 – передатчик; 2, 4, 9 – антенны; 3 – источник питания;
5, 10 – регистрирующие устройства; 6, 8 – схемы сравнения;
7 – система подмагничивания

Рисунок 3.19. – Устройство для реализации метода измерения ухода резонансной частоты

Может использоваться разновидность данного метода, в котором определяют приращение углов наклона магнитного поля

$$\Delta\theta = \theta_1 - \theta_2 \quad (3.40)$$

для одинаковых значений напряжённости электрического поля. Возможна регистрация величины $\Delta\theta$ с помощью специальных механических устройств и электрически управляемых устройств в системе подмагничивания.

Интересные решения задач георазведки приведены в работах [38–49].

В настоящее время предпочтение отдается методам комплексирования для поиска и идентификации УВЗ [1].

Приведённый выше анализ показал, что различные методы и способы электроразведки обладают как преимуществами, так и недостатками, которые могут быть применены в ограниченных объемах или условиях ввиду разнообразия сред, расположенных над залежами, отличия глубин залегания, разнообразия помех, растительности в местах исследований, степени насыщенности месторождений, формы ловушек и т.д. [50–62].

В связи с этим уместен термин «радиопортрет УВЗ» [1], под которым понимается отображение совокупности признаков, связанных со статиче-

ским и/или динамическим изменением характеристик электромагнитного поля, присущих данной геологической неоднородности и её электродинамическим параметрам.

Анализ возможностей объединения методов электроразведки позволяет оптимизировать построение РТС для повышения уровня точности и достоверности поиска и идентификации УВЗ.

Основой методов комплексирования служат следующие факторы:

1. Оптимальный выбор зондирующих сигналов:

$$S_1, S_2, \dots, S_m = f(t_s, \lambda_n, \vec{p}), \quad (3.41)$$

где λ_n – пространственная структура; \vec{p} – поляризационная структура.

Для электроразведки следует принять ЭМВ, на которых эффект взаимодействия с залежами нефти и газа будет выражен наиболее сильно. К таким зондирующим сигналам относятся следующие составляющие частотного спектра:

- 100...200 Гц – ионно-циклотронный резонанс;
- $10^3 \dots 10^4$ Гц – электронно-циклотронный резонанс;
- $10^6 \dots 10^7$ Гц – ионно-плазменный резонанс;
- $1 \cdot 10^9 \dots 2 \cdot 10^9$ Гц – электронно-плазменный резонанс.

2. Применение методов электроразведки, которые позволяют наиболее контрастно выделять собственные электродинамические параметры среды над залежами нефти и газа:

$$\xi_v = f(\epsilon, \mu, \sigma) \rightarrow \epsilon, \sigma = f(N_e, N_n, v_i), \quad \mu = f(\vec{I}), \quad (3.42)$$

где ξ_v – обобщенный параметр среды; ϵ, μ – относительная диэлектрическая, относительная магнитная проницаемости сред; σ – удельная электропроводимость; N_e, N_n, v_i – концентрации электронов, ионов, частоты столкновения частиц; (\vec{I}) – намагниченность среды.

3. Получение достоверной информации об исследуемом объекте с учетом влияния действующих радиостанций и источников помех:

$$Z(t, \lambda, \vec{p}) = X_\alpha(t, \lambda_n^x, \vec{p}_n^x) + Y_\beta(\lambda_n^y < t >, \vec{p}_n^y), \quad (3.43)$$

где $X_\alpha(t, \lambda_n^x, \vec{p}_n^x)$ – совокупность α полезных станций; $Y_\beta(\lambda_n^y < t >, \vec{p}_n^y)$ – совокупность β источников помех.

4. Анализ сложной электромагнитной картины при проведении измерений с учетом условий РРВ и модуляционных эффектов смеси электромагнитных сигналов:

$$F(S, Z) = M_1 \cdot S_m [\lambda_n \cdot (G, R), \bar{p}(G, R)] + M_2 \cdot X_\alpha \times \\ \times \left[\lambda_n^x(G, R), \bar{p}_n^x(G, R) \right] + Y_\beta \left[(\lambda_n^y(G, R, t), \bar{p}_n^y(G, R, t)) \right]. \quad (3.44)$$

Здесь R – обобщенный параметр, учитывающий условие РРВ; M_1, M_2 – коэффициенты, характеризующие мультипликативные помехи.

Таким образом, радиоконкомплексирование позволяет получать информацию об объектах не по одному или двум информационным каналам, а по большему их числу, что позволяет с достаточно высоким уровнем достоверности выделять его границы на фоне подстилающей среды.

Следует отметить высокую эффективность использования радиоволновых регистрирующих комплексов МРК1, МРК2, МРК1У, РВРК-3, разработанных компанией «ПетроСервис» по поиску и оконтуриванию залежей углеводородов [63].

3.8 Основные результаты главы 3

В третьей главе исследованы основные методы электроразведки УВЗ, применяемые в настоящее время на практике. Сформулированы следующие научно-технические результаты:

- показаны особенности ЭММ разведки, диапазонность и глубинность применяемых методов поиска оконтуривания и идентификации УВЗ;
- рассмотрена методика проведения геологоразведочных работ для используемых методов георазведки углеводородов;
- показана сравнительная оценка различных методов поиска, оконтуривания и идентификации УВЗ;
- рассмотрены принципы построения структурных схем РТС данных ЭММ разведки;
- даны рекомендации по применению наиболее эффективных и производительных методов комплексирования для задач георазведки.

Литература к главе 3

1. Гололобов, Д.В. Взаимодействие электромагнитных волн и углеводородных залежей / Д.В. Гололобов. – Минск : Бестпринт, 2009. – 185 с.
2. Фролов, А.Д. Поиски нефтегазовых месторождений радиоволновыми методами / А.Д. Фролов, В.Д. Озеров // Региональная, разведочная и промысловая геофизика. – М. : ВИЭМС, 1969. – № 19. – 32 с.
3. Гололобов, Д.В. Поиски, разведка и мониторинг залежей нефти, газа и угля радиоволновым методом / Д.В. Гололобов, А.А. Кураев, Ю.Н. Стадник // Геологической службе России 300 лет ; тез. докл. междунар. геофиз. конф., Санкт-Петербург, 2–6 октября 2005 г. / ВИРГ – Рудгеофизика ; А.А. Петров [и др.]. – СПб., 2000. – С. 171.
4. Ваньян, Л.Л. Глубинная электропроводность океанов и континентов / Л.Л. Ваньян, П.П. Шиловский. – М. : Наука, 1983. – 85 с.
5. Бобровников, Л.З. Электроразведочная аппаратура и оборудование / Л.З. Бобровников, И.Н. Кадыров, В.А. Попов. – М. : Недра, 1985. – 336 с.
6. Бобровников, Л.З. Полевая электроразведочная аппаратура : справочник / Л.З. Бобровников. – М. : Недра, 1985. – 223 с.
7. Якубовский, Ю.В. Электроразведка / Ю.В. Якубовский, Л.Л. Ляхов. – М. : Недра, 1982. – 381 с.
8. Геник, И.В. К расчету отражённых высокочастотных сигналов от горизонтально-слоистой земли / И.В. Геник // Геологические и полезные ископаемые Западного Урала : материалы регионал. конф., Пермь, 23–25 июня 1997 г. – Пермь, 1997. – С. 181–182.
9. Бердичевский, М.Н. Электрическая разведка методом теллурических токов / М.Н. Бердичевский. – М. : Гостоптехиздат, 1960. – 238 с.
10. Бердичевский, М.Н. Электрическая разведка методом магнитотеллурического профилирования / М.Н. Бердичевский. – М. : Недра, 1968. – 255 с.
11. Ваньян, Л.Л. Интерпретация данных магнитотеллурических зондирований неоднородных сред / Л.Л. Ваньян, А.С. Дебабов, М.Н. Юдин. – М. : Недра, 1984. – 198 с.
12. Электроразведка : справ. геофизика : в 2 кн. – 2-е изд. переаб. и доп. ; под ред. В.К. Хмелевского и В.М. Бондаренко. – М. : Недра, 1989. – Кн. 1. – 438 с.

13. Электроразведка : справ. геофизика : в 2 кн. – 2-е изд. переаб. и доп. ; под ред. В.К. Хмелевского и В.М. Бондаренко. – М. : Недра, 1989. – Кн. 2. – 378 с.
14. Дмитриев, В.И. Электромагнитные поля в неоднородных средах / В.И. Дмитриев. – М. : Изд-во МГУ, 1969. – 131 с.
15. Альпин, Л.М. Теория дипольных зондирований / Л.М. Альпин. – М. : Гостоптехиздат, 1950. – 91 с.
16. Пылаев, А.М. Руководство по интерпретации вертикальных зондирований / А.М. Пылаев. – М. : Недра, 1968. – 147 с.
17. Марков, Г.Т. Возбуждение электромагнитных волн / Г.Т. Марков, А.Ф. Чаплин. – М. : Радио и связь, 1983. – 378 с.
18. Матвеев, Б.К. Интерпретация электромагнитных зондирований / Б.К. Матвеев. – М. : Недра, 1974. – 232 с.
19. Бурсиан, В.Р. Теория электромагнитных полей, применяемых в электроразведке / В.Р. Бурсиан. – М. : Недра, 1972. – 368 с.
20. Сидоров, В.А. Импульсная индуктивная электроразведка / В.А. Сидоров. – М. : Недра, 1985. – 192 с.
21. Кормильцев, В.В. Переходные процессы при вызванной поляризации / В.В. Кормильцев. – 2-е изд. – Л. : Недра, 1980. – 391 с.
22. Способ радиолокационного зондирования и устройство «дифференциальный радар» для его осуществления : пат. RU 2148842 / Л.А. Лазовский, [и др.]. – Оpubл. 10.05.2000.
23. Способ радиолокационного исследования растительных покровов : а. с. SU 1379758 / В.Е. Некос. – Оpubл. 07.03.1988.
24. Способ радиоволнового зондирования и устройство для его осуществления : пат. RU 2152060 / В.К. Томилин, Г.П. Астафьев, В.И. Луконин. – Оpubл. 27.06.2000.
25. Способ наземного радиоволнового зондирования : пат. RU 2112997 / А.А. Жариков, А.Н. Илюхин, М.М. Лаптев, Э.М. Некрасов. – Оpubл. 10.06.1998.
26. Денисов, С.Б. Высокочастотные электромагнитные методы исследования нефтяных и газовых скважин / С.Б. Денисов. – М. : Недра, 1986. – 142 с.
27. Стадник, Ю.Н. Радиоволновая геофизика в Беларуси / Ю.Н. Стадник, Г.Н. Довгаль, Д.В. Гололобов // Литосфера. – 1998. – № 9. – С. 113–120.

28. Финкельштейн, М.И. Применение радиолокационного подповерхностного зондирования в инженерной геологии / М.И. Финкельштейн, В.А. Кутев, В.П. Золоторёв. – М. : Недра, 1986. – 128 с.
29. Петровский, А.Д. Радиоволновые методы в подземной геофизике / А.Д. Петровский. – М. : Недра, 1971. – 223 с.
30. Гордеев, С.Г. Электроразведка методом радиокип / С.Г. Гордеев, Э.С. Седельников, А.Г. Тархов. – М. : Недра, 1981. – 132 с.
31. Барышников, И.А. Многопараметровая аэроаэрозондировка методом СДВР при аэрогеофизических исследованиях на нефтяных объектах Татарии / И.А. Барышников, А.Ю. Татарский // Электромагнитные исследования с контролируемыми источниками : тез. докл. междунар. геофиз. конф., Санкт-Петербург, 24–31 мая 1996 г. / ВИРГ – Рудгеофизика ; А.А. Петров [и др.]. – СПб., 1996. – С. 39–40.
32. Подземная геофизика / А.Г. Тархов [и др.]. – М. : Недра, 1973. – 312 с.
33. Черняк, Г.Я. Электромагнитные методы в гидрогеологии и инженерной геологии / Г.Я. Черняк. – М. : Недра, 1987. – 215 с.
34. Schotte, M. Anwendung des georadars zur erhebung der verbreitung und eigenschoften peglaziärer laden im lahn-dill-Bergland / M. Schotte, F. H. P. Z. Lahn-Dill-Bergland // Kulturtechnin und Landentwickl. – 1999. – Vol. 40, № 5–6. – P. 220–227.
35. Способ и устройство для геофизических исследований путем обнаружения неоднородностей с использованием электромагнитных полей с экстремально низкими частотами : пат. US 5777478 / J.R. Jackson [et al.]. – Оpubл. 07.07.1998.
36. Способ и устройство для подземных исследований : пат. RU 9606367 / Н. Tomita. – Оpubл. 29.02.1996.
37. Способ геоэлектроразведки : пат. RU 2256198 / В.П. Колесников. – Оpubл. 10.07.2005.
38. Способ электроразведки при поисках нефтегазовых месторождений : пат. RU 2134893 / В.П. Лепёшкин, Б.А. Шабанов, В.А. Михайлов, В.А. Живодров, Э.Л. Озерков. – Оpubл. 20.08.1999.
39. Российская инфразвуковая технология АНЧАР : уникальная практика разведки и освоения нефтяных и газовых ресурсов / О.Л. Кузнецов [и др.] // Геологической службе России 300 лет : тез. докл. междунар. геофиз. конф., С.-Петербург, 2–6 октября 2000 г. / ВИРГ – Рудгеофизика ; А.А. Петров [и др.]. – СПб., 2000. – С. 193.

40. Способ геоэлектроразведки и устройство для его осуществления : а. с. SU 1233076 / Ю.В. Несынов, В.А. Попов. – Оpubл. 23.05.1986.
41. Способ определения температуры и электрических свойств мёрзлых горных пород : а. с. SU 1508180 / А.Д. Фролов, Н.И. Киселёв, В.А. Федоткин. – Оpubл. 15.09.1989.
42. Способ прогнозирования землетрясений : а. с. SU 1454103 / И.С. Ледовский, В.В. Воинов, В.В. Кругликов, В.И. Реутский, А.И. Ледовский. – Оpubл. 23.10.1990.
43. Способ электромагнитной разведки коллекторов углеводородов : пат. DE 2395563 / L.M. Maegregor, M.C Sinha, R. Weaner. – Оpubл. 01.12.2004.
44. Способ для определения характера подземных резервуаров и способ поиска углеводородсодержащих подземных ресурсов : пат. RU 2277251 / С. Эллингсруд, Т. Эйдесмо, Х.М. Педерсен, Т. Скёуг-Петерсен. – Оpubл. 27.05.2006.
45. Способ геоэлектроразведки : пат. RU 1679880 / В.В. Тикшаев, В.Г. Осипов. – Оpubл. 15.09.1994.
46. Новая технология компьютерной обработки материалов ЗСБ для прямого прогноза залежей нефти и газа (РЭМИС) / Э.А. Озерков [и др.] // Неклассическая геофизика : тез. докл. науч.-практ. семинара. – Саратов, 1999. – С. 41–43.
47. Korephanov, V. Magnetotelluric sounding at sea bottom-methodology and instrumentation / V. Korephanov, F. Dudkin // 61th EAGE Conf. and techn. Exhib., Helsinki, Finland, 1–4 may 1999. – Helsinki, 1999. – P. 143.
48. Hordt, A. Analysis of time-lapse TEM data for nuclear ground gas storage monitoring / A. Hordt, K. Vozoff / EAGE Goth. Conf. and Tech. Exhib., Leipzig, Germany, 8–12 June 1998. – P. 10–16.
49. Frasher, A. Self-potential anomalies as possible indicators in search for oil and gas reservoirs / A. Frasher // 57th EAGE Conf. and Tech. Exhib., Glasgow, 29 May – 2 June 1995. – Glasgow, UK. – P. 8.
50. Рикитаки, Т. Электромагнетизм и внутреннее строение Земли / Т. Рикитаки. – Л. : Недра, 1968. – 205 с.
51. Куфуд, О. Зондирование методом сопротивлений / О. Куфуд. – М. : Недра, 1984. – 270 с.
52. Поляков, А.С. Методическое руководство по электропрофилированию / А.С. Поляков. – Л. : Недра, 1969. – 200 с.

53. Вешев, А.В. Электропрофилирование на постоянном и переменном токе / А.В. Вешев. – Л. : Недра, 1980. – 392 с.
54. Дахнов, В.Н. Электрическая разведка нефтяных и газовых месторождений / В.Н. Дахнов. – М. : Гостоптехиздат, 1951. – 428 с.
55. Родионов, П.Ф. Электроразведка методом заряда / П.Ф. Родионов. – М. : Недра, 1971. – 264 с.
56. Электроразведка рудных полей методом заряда / М.В. Семёнов [и др.]. – М. : Недра, 1984. – 216 с.
57. Захаров, В.Х. Электроразведка методом дипольного индуктивного профилирования / В.Х. Захаров. – Л. : Недра, 1975. – 224 с.
58. Шауб, Ю.Б. Методы аэроэлектроразведки, основанные на использовании искусственных электромагнитных полей / Ю.Б. Шауб. – Л. : Недра, 1971. – 222 с.
59. Дмитриев, В.И. Аномальные электромагнитные поля пластовых тел / В.И. Дмитриев, И.А. Барышникова, Е.В. Захаров. – Л. : Недра, 1977. – 167 с.
60. Семёнов, А.С. Электроразведка методом естественного электрического поля / А.С. Семёнов. – Л. : Недра, 1980. – 446 с.
61. Рысс, Ю.С. Геоэлектрохимические методы разведки / Ю.С. Рысс. – Л. : Недра, 1983. – 255 с.
62. Грачёв, А.А. Влияние выработки при подземной электроразведке методами сопротивлений / А.А. Грачёв // Тр. ЦНИГРИ. – 1984. – Вып. 192. – С. 60–65.
63. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: //http: Company-petroervice.com.

Глава 4

ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ДВУХЧАСТОТНЫХ СИГНАЛОВ СО СРЕДОЙ НАД УГЛЕВОДОРОДАМИ

Исследование процесса воздействия двухчастотной ЭМВ на АС представляет теоретический и практический интерес, связанный с поиском новых и модернизацией действующих ЭММ. Современные методы поиска и обнаружения УВЗ требуют повышения степени достоверности результатов электроразведки. Использование зондирующих сигналов с набором частот f_1 и f_2 позволяет проводить точные оценки трансформации отдельных спектральных составляющих и всевозможные нелинейные эффекты при взаимодействии ЭМВ с АС.

В работе [1] залежь углеводородов показана как резонансная система, излучающая тональное колебание. В первом приближении данный сигнал может быть представлен в виде гармонического, который способен воздействовать на ПЭВ, распространяющуюся вдоль границы раздела сред «воздух – вмещающие породы». Суперпозиция данных волн есть двухчастотная ЭМВ, взаимодействующая с АС [2].

Учет особенностей АС [3–11] для такого взаимодействия может быть полезен при исследовании непреднамеренного или умышленного воздействия тонального сигнала на характеристики изучаемого ЭМП.

4.1 Анализ уравнения движения электрона в режиме квазигидродинамического приближения

Анализ физико-химической обстановки над УВЗ [2] показывает, что над залежью существует поток электронов, приводящий к появлению геомагнитной аномалии $\Delta\vec{H}$ из-за проявления диамагнитных свойств перемещающихся частиц в среде. Данное явление можно объяснить действием слабой лоренцевой силы, при которой появляется коррекция траектории движения электрона в постоянном магнитном поле [12].

Присутствие электронного потока во вмещающих породах способствует изменению проводимости среды над залежью, что подтверждается данными, полученными с помощью метода радиокип [13]. Продольное или поперечное изменение удельной проводимости полупроводникового образца происходит за счёт влияния аномалии постоянного магнитного поля Земли $\Delta\vec{H}$ [14].

Экспериментальные исследования, проведённые в СВ-, КВ-диапазонах на реальных месторождениях углеводородов, показывают, что над нефтегазоносными неоднородностями отмечается увеличение удельного электрического сопротивления [13; 15].

Таким образом, краткий анализ химико-физической обстановки в окрестности УВЗ показывает следующее:

- над залежью существует поток заряженных частиц, перемещающийся в полифазной среде от УВЗ к дневной поверхности;
- поток частиц вызывает появление геомагнитной аномалии за счёт сложения магнитного поля Земли \vec{H}_0 и отрицательного магнитного поля перемещающихся заряженных частиц;
- изменение геомагнитного поля приводит к изменению удельного сопротивления вмещающих пород над УВЗ и указывает на анизотропный характер среды над залежью, присущий плазменным и плазмоподобным образованиям.

Аналогия исследуемой среды над залежью углеводородов с плазмоподобным образованием, имеющим анизотропные свойства, позволяет использовать для изучения взаимодействия ЭМВ с УВЗ существующие решения при изучении плазмы и плазмоподобных сред:

- использование кинетического подхода [16] и его приближенное решение в области низких частот [17];
- гидродинамическое рассмотрение процессов взаимодействия в сильных магнитных полях [18], в том числе с учётом столкновений [19; 20], в нелинейных режимах при исследовании устойчивости решений [21–23];
- использование как кинетического, так и гидродинамического подходов в частных случаях взаимодействия слабых и сильных электромагнитных полей [24–27];
- моделирование одножидкостной плазмы в различных энергетических состояниях [28] и ограничение условий существования анизотропии магнитоактивной плазмы на высоких частотах [29; 30].

Предметом анализа плазмоподобных сред служат используемые для создания радиомаскировки и радиоукрытий различные аэрозоли, факелы горючих смесей и плазменные источники, создающие облака ионизированного газа [31], а также плазменные разряды (газовые, молнии), твердотельная электронно-дырочная плазма полупроводников и т.д. [32; 33].

Анализ основных направлений исследования параметров плазмоподобных образований с помощью ЭММ показывает, что наиболее общим методом изучения процесса взаимодействия ЭМВ с АС является метод ки-

нетического уравнения [34], использующий функцию пространственно-временного распределения частиц. Для сильно разреженного газа, когда взаимодействие между частицами мало (в пределе бесстолкновительный режим), компоненты тензора диэлектрической проницаемости однозначно определяются гидродинамическим приближением.

Для рассмотренной электрохимической обстановки в окрестности залегающих углеводородов следует отдать предпочтение квазигидродинамическому приближению с использованием многочастичных электронно-ионных токов и феноменологически заданных частот столкновений ввиду отсутствия необходимости учёта точных пространственно-временных перемещений частиц [35]. В рамках такого приближения уравнение движения электрона имеет вид:

$$m \frac{d\dot{\vartheta}}{dt} + \nu m \dot{\vartheta} = q \dot{E} + q \mu_0 \left[\dot{\vartheta}, \dot{H}_0 \right], \quad (4.1)$$

где m , q , $\dot{\vartheta}$ – масса, заряд и скорость движения частиц; ν – частота столкновений электрона с тяжёлыми частицами; μ_0 – магнитная проницаемость вакуума; \dot{E} – напряжённость электрического поля ЭМВ.

Исходя из этого, рассмотрим процесс взаимодействия ЭМВ с УВЗ в режиме бигармонического сигнала

$$\vec{e}(t) = \vec{e}_1(t) + \vec{e}_2(t) = E_1 \cos \omega_1 t + E_2 \cos \omega_2 t, \quad (4.2)$$

где E_1 , E_2 , ω_1 , ω_2 – соответственно амплитуды и частоты двух ЭМВ.

Введем коэффициенты отношения амплитуд двух волн и их частот:

$$k_E = \frac{E_2}{E_1}, \quad k_\omega = \frac{\omega_1}{\omega_2}. \quad (4.3)$$

Рассмотрим взаимодействие сложного сигнала (4.2) с различными соотношениями параметров формируемой ЭМВ с анизотропным образованием.

Представим суммарный сигнал как

$$\vec{e}(t) = \vec{E}_m(t) \cdot \exp[j\Omega(t)]. \quad (4.4)$$

Для нахождения огибающей $\vec{E}_m(t)$ и мгновенной частоты $\Omega(t)$ двух воздействующих сигналов $\vec{e}_1(t)$ и $\vec{e}_2(t)$ необходимо использовать преобразование Гильберта [36].

Найдём плотность полного тока в немагнитной анизотропной среде (μ_r – магнитная проницаемость исследуемой среды не отличается от μ_0)

$$\dot{\delta}_{\Sigma} = \dot{\delta}_{CM} + \dot{\delta}_{IP} = j \cdot \omega \cdot \epsilon_0 \cdot \epsilon_r \cdot \dot{E} + \sum_{i=1}^N q_i \cdot N_i \cdot \dot{\vartheta}_i, \quad (4.5)$$

определяемую токами в диэлектрическом наполнителе среды с проницаемостью ϵ_r ($\epsilon_0 = 8,85 \cdot 10^{-12} \text{Ф} \cdot \text{м}^{-1}$ – диэлектрическая проницаемость вакуума) и током проводимости δ_{IP} с известной концентрацией электронов N_e .

Совместное решение уравнений (4.1) и (4.5) позволяет представить тензор диэлектрической проницаемости в виде

$$\dot{\epsilon} = \begin{vmatrix} \dot{\epsilon}_1 & -j\dot{\epsilon}_2 & 0 \\ j\dot{\epsilon}_2 & \dot{\epsilon}_1 & 0 \\ 0 & 0 & \dot{\epsilon}_3 \end{vmatrix}. \quad (4.6)$$

Информация о свойствах АС заложена в компонентах тензора (4.6) $\dot{\epsilon}_1, \dot{\epsilon}_2, \dot{\epsilon}_3$, подлежащих исследованию в различных режимах взаимодействия среды с ЭМВ. Анализ дисперсии тензора диэлектрической проницаемости среды над УВЗ может быть использован для разработки новых ЭММ поиска углеводородов.

4.2 Воздействие двухчастотного колебания в режиме мощного низкочастотного сигнала на анизотропную среду

4.2.1 Тензор диэлектрической проницаемости в режиме мощного низкочастотного сигнала

При воздействии на АС мощного низкочастотного сигнала составляющим ЭМВ соответствуют коэффициенты

$$k_E \ll 1, k_{\omega} \ll 1. \quad (4.7)$$

Используя преобразование Гильберта, сигнал (4.4) для данного случая взаимодействия принимает вид:

$$\begin{aligned} e(t) &= E_1(1 + k_E \cos \alpha \cdot t) \cdot \cos \left[\omega_1 t + \alpha \cdot k_E \int_0^t \frac{k_E + \cos(\omega_2(1 - k_{\omega}) \cdot t)}{1 + k_E^2 + 2k_E \cos \omega_2(1 - k_{\omega}) \cdot t} dt \right] = \\ &= E_1(1 + k_E \cos(\alpha \cdot t)) \cdot \cos \left(\omega_1 t + \alpha \cdot k_E \int_0^t (a_1 + a_2) dt \right), \end{aligned} \quad (4.8)$$

где $\alpha = \omega_2 - \omega_1 = \omega_2(1 - k_{\omega})$ – разность частот двух ЭМВ.

Определим первую составляющую подынтегрального выражения (4.8)

$$a_1 = \int_0^t \frac{k_E}{1 + k_E^2 + 2k_E \cos \omega_2(1 - k_\omega)t} dt, \quad (4.9)$$

которое после интегрирования с использованием подстановки $u = \operatorname{tg} \frac{\alpha t}{2}$ в $\int u dv$ и с учётом начальных условий принимает вид:

$$a_1 = \frac{k_E t}{1 - k_E^2}. \quad (4.10)$$

Второе слагаемое

$$a_2 = \int_0^t \frac{\cos \alpha t}{1 + k_E^2 + 2k_E \cos \alpha t} dt \quad (4.11)$$

определяется интегрированием по частям (с использованием переменных $u_1 = \cos \alpha t$, $\vartheta_1 = \frac{t}{1 - k_E^2}$ и $u_2 = t$, $\vartheta_2 = -\frac{1}{2} \cos \alpha t$ в интеграле $\int u dv$), тогда

$$a_2 = \frac{1}{\alpha(1 - k_E^2)} \sin \alpha t. \quad (4.12)$$

Окончательно с учётом (4.10) и (4.12) выражение (4.8) записывается в следующем виде:

$$e(t) = E_1(1 + k_E \cos \alpha t) \cos \left[\omega_2 t(k_\omega + k_E^2) + k_E \sin \alpha t \right]. \quad (4.13)$$

Решение уравнения (4.1) относительно составляющих скорости движения электрона в выбранной системе координат даёт

$$\begin{cases} \dot{\vartheta}_x = \frac{e}{m} E_x (1 + k_E \cos \alpha t) \frac{j\tilde{\omega}_1 + \nu}{(j\tilde{\omega}_1 + \nu)^2 + \omega_\Gamma^2} - \frac{e}{m} \frac{\omega_\Gamma E_Y (1 + k_E \cos \alpha t)}{(j\tilde{\omega}_1 + \nu)^2 + \omega_\Gamma^2}, \\ \dot{\vartheta}_y = \omega_\Gamma \frac{e}{m} \frac{E_x (1 + k_E \cos \alpha t)}{(j\tilde{\omega}_1 + \nu)^2 + \omega_\Gamma^2} + \frac{e}{m} \frac{E_Y (1 + k_E \cos \alpha t)(j\tilde{\omega}_1 + \nu)}{(j\tilde{\omega}_1 + \nu)^2 + \omega_\Gamma^2}, \\ \dot{\vartheta}_z = \frac{e}{m} \frac{E_z (1 + k_E \cos \alpha t)}{j\tilde{\omega}_1 + \nu}. \end{cases} \quad (4.14)$$

Фигурирующая в (4.14) компонента имеет вид

$$\tilde{\omega}_1 = \omega_2 \left[k_\omega + k_E^2 + k_E(1 - k_\omega) \cos \alpha t \right], \quad (4.15)$$

однозначно связана с параметрами воздействующего колебания и вносит вклад в характер частотной зависимости $\vartheta_x, \vartheta_y, \vartheta_z$, а гиротропная частота

$$\omega_\Gamma = \frac{q_e \mu_0 H_0}{m}. \quad (4.16)$$

С учётом выражения для плотности полного тока и его привязки к выбранной системе координат на основе (4.14) можно записать:

$$\left\{ \begin{aligned} \dot{\delta}_x &= j\omega_2 \varepsilon_0 E_x \left\{ \varepsilon_r \left[(k_\omega + k_E^2) + k_E(1 - k_\omega) \cos \alpha t - j \left[\frac{-\varepsilon_r k_E (1 - k_\omega) \sin \alpha t}{1 + k_E \cos \alpha t} + \right. \right. \right. \\ &+ \left. \left. \left. \frac{\sigma_r}{\omega_2 \varepsilon_0} + \frac{\omega_\Pi^2}{\omega_2} \frac{j\tilde{\omega}_1 + \nu}{(j\tilde{\omega}_1 + \nu)^2 + \omega_\Gamma^2} \right] \right\} + j\omega_2 \varepsilon_0 E_y \left[j \frac{\omega_\Pi^2 \omega_\Gamma}{\omega_2} \frac{1}{(j\tilde{\omega}_1 + \nu)^2 + \omega_\Gamma^2} \right], \\ \dot{\delta}_y &= j\omega_2 \varepsilon_0 E_y \left\{ \varepsilon_r \left[(k_\omega + k_E^2) + k_E(1 - k_\omega) \cos \alpha t - j \left[\frac{-\varepsilon_r k_E (1 - k_\omega) \sin \alpha t}{1 + k_E \cos \alpha t} + \right. \right. \right. \\ &+ \left. \left. \left. \frac{\sigma_r}{\omega_2 \varepsilon_0} + \frac{\omega_\Pi^2}{\omega_2} \frac{j\tilde{\omega}_1 + \nu}{(j\tilde{\omega}_1 + \nu)^2 + \omega_\Gamma^2} \right] \right\} + j\omega_2 \varepsilon_0 E_x \left[-j \frac{\omega_\Pi^2 \omega_\Gamma}{\omega_2} \frac{1}{(j\tilde{\omega}_1 + \nu)^2 + \omega_\Gamma^2} \right], \\ \dot{\delta}_z &= j\omega_2 \varepsilon_0 E_z \left\{ \varepsilon_r \left[(k_\omega + k_E^2) + k_E(1 - k_\omega) \cos \alpha t - j \left[\frac{-\varepsilon_r k_E (1 - k_\omega) \sin \alpha t}{1 + k_E \cos \alpha t} + \right. \right. \right. \\ &+ \left. \left. \left. \frac{\sigma_r}{\omega_2 \varepsilon_0} + \frac{\omega_\Pi^2}{\omega_2} \frac{1}{j\tilde{\omega}_1 + \nu} \right] \right\}, \end{aligned} \right. \quad (4.17)$$

где ω_Π – плазменная частота:

$$\omega_\Pi = q_e \left(\frac{N_e}{m \varepsilon_0} \right)^{\frac{1}{2}}. \quad (4.18)$$

Плазменная частота является величиной, отражающей особенности формирования и залегания УВЗ, определяемые концентрацией частиц.

Выражение (4.15) представляет характеристику режимов работы РТС поиска и обнаружения месторождений нефти и газа. Оно задает частотный режим воздействующего на АС зондирующего сигнала. В данной формуле заложена информация о соотношении частот и амплитуд воздействующего колебания вида (4.2).

Координатное разложение напряжённости электрического поля с учётом (4.17) позволяет записать компоненты тензора диэлектрической проницаемости для двухчастичного потока в виде:

$$\left. \begin{aligned}
 \dot{\epsilon}_1 &= \epsilon_r \frac{\tilde{\omega}_1}{\omega_2} + \sum_{i=1}^2 \left\{ \frac{\omega_{T_i}^2 \tilde{\omega}_1}{\omega_2} \frac{\omega_{T_i}^2 - \tilde{\omega}_1^2 - v_i^2}{(v_i^2 + \omega_{T_i}^2 - \tilde{\omega}_1^2)^2 + 4\tilde{\omega}_1^2 v_i^2} - j \times \right. \\
 &\quad \left. \times \left[\frac{-\epsilon_r k_E (1 - k_\omega) \sin \alpha t}{1 + k_E \cos \alpha t} + \frac{\sigma_r}{\omega_2 \epsilon_0} + \frac{\omega_{T_i}^2 v_i}{\omega_2} \frac{\tilde{\omega}_1^2 + v_i^2 + \omega_{T_i}^2}{(v_i^2 + \omega_{T_i}^2 - \tilde{\omega}_1^2)^2 + 4\tilde{\omega}_1^2 v_i^2} \right] \right\} \\
 \dot{\epsilon}_2 &= \sum_{i=1}^2 \left\{ \frac{\omega_{T_i}^2 \omega_{T_i}}{\omega_2} \frac{\omega_{T_i}^2 - \tilde{\omega}_1^2 + v_i^2}{(v_i^2 + \omega_{T_i}^2 - \tilde{\omega}_1^2)^2 + 4\tilde{\omega}_1^2 v_i^2} - \frac{2j \tilde{\omega}_1 v_i \omega_{T_i}^2 \omega_{T_i}}{[(v_i^2 + \omega_{T_i}^2 - \tilde{\omega}_1^2)^2 + 4\tilde{\omega}_1^2 v_i^2] \omega_2} \right\} \\
 \dot{\epsilon}_3 &= \epsilon_r \frac{\tilde{\omega}_1}{\omega_2} + \sum_{i=1}^2 \left\{ \frac{\omega_{T_i}^2 \tilde{\omega}_1}{\omega_2} \frac{1}{v_i^2 + \tilde{\omega}_1^2} - j \left[\frac{-\epsilon_r k_E (1 - k_\omega) \sin \alpha t}{1 + k_E \cos \alpha t} + \frac{\sigma_r}{\omega_2 \epsilon_0} + \frac{\omega_{T_i}^2 v_i}{\omega_2} \frac{1}{\tilde{\omega}_1^2 + v_i^2} \right] \right\}
 \end{aligned} \right\} \quad (4.19)$$

Выражения (4.19) содержат информацию об отклике исследуемой среды на воздействие двухчастотного сигнала (4.2). Для гармонического сигнала компоненты тензора диэлектрической проницаемости определяются по формулам, приведённым в [2].

Качественное сравнение однотонального (4.20) и двухчастотного (4.19) режимов взаимодействия ЭМВ с АС позволяет сделать вывод, что существенным отличием является то, что в выражениях (4.19) присутствуют величины $\tilde{\omega}_1$, ω_2 , k_E , k_ω , определяющие параметры двух воздействующих на АС сигналов, которые могут варьироваться в широких пределах, вызывая различный электродинамический отклик среды.

Выражения (4.19) могут использоваться для моделирования физических процессов, происходящих на реальных месторождениях. Работы по моделированию взаимодействия ЭМВ с УВЗ тесно связаны с геофизическими исследованиями [2].

Реальные петрофизические характеристики исследуемых профилей значительно отличаются от результатов, полученных путем моделирования. Однако основные закономерности, позволяющие определить резонансные частоты, предполагают широкое использование математического

моделирования взаимодействия ЭМВ с УВЗ. Немаловажным при этом являются вопросы, связанные с оптимизацией условий РРВ относительно исследуемой поверхности, а также с определением числа используемых контролируемых источников излучения в условиях действия помех.

$$\left\{ \begin{array}{l} \dot{\epsilon}_1 = \epsilon_r - j \frac{\sigma_r}{\omega \epsilon_0} + \sum_{i=1}^2 \left\{ \frac{\omega_{\Gamma i}^2 - \omega^2 - v_i^2}{(v_i^2 + \omega_{\Gamma i}^2 - \omega^2)^2 + 4\omega^2 v_i^2} \times \right. \\ \left. \times \left[1 - j \frac{\omega_{\Gamma i}^2 + \omega^2 + v_i^2}{\omega_{\Gamma i}^2 - v_i^2 - \omega^2} \frac{v_i}{\omega} \right] \right\}, \\ \dot{\epsilon}_2 = \sum_{i=1}^2 \left\{ \frac{\omega_{\Pi i}^2}{(v_i^2 + \omega_{\Gamma i}^2 - \omega^2)^2 + 4\omega^2 v_i^2} \frac{\omega_{\Gamma i}}{\omega} \left[\omega^2 - v_i^2 - \omega_{\Gamma i}^2 - j2\omega v_i \right] \right\}, \\ \dot{\epsilon}_3 = \epsilon_r - j \frac{\sigma_r}{\omega \epsilon_0} - \sum_{i=1}^2 \left\{ \frac{\omega_{\Pi i}}{v_i^2 + \omega^2} \left[1 + j \frac{v_i}{\omega} \right] \right\}. \end{array} \right. \quad (4.20)$$

Таким образом, использование двухчастотных сигналов позволяет повысить информативность методов поиска УВЗ [37–47].

4.2.2. Частотные характеристики анизотропной среды в режиме мощного низкочастотного сигнала

Для анизотропных сред характерна зависимость свойств среды от поляризации и направления РРВ [48–52]. Анизотропный диэлектрик описывается при этом тензором диэлектрической проницаемости вида:

$$\tilde{\epsilon} = \epsilon_0 \begin{pmatrix} \dot{\epsilon}_{11} & \dot{\epsilon}_{12} & \dot{\epsilon}_{13} \\ \dot{\epsilon}_{21} & \dot{\epsilon}_{22} & \dot{\epsilon}_{23} \\ \dot{\epsilon}_{31} & \dot{\epsilon}_{32} & \dot{\epsilon}_{33} \end{pmatrix}. \quad (4.21)$$

При этом составляющие $\dot{\epsilon}_{13} = \dot{\epsilon}_{23} = \dot{\epsilon}_{31} = \dot{\epsilon}_{32} = 0$ и в общем случае тензор диэлектрической проницаемости описывается тремя компонентами:

$$\dot{\epsilon}_{11} = \dot{\epsilon}_{22} = \dot{\epsilon}_1,$$

$$\dot{\epsilon}_{12} = \dot{\epsilon}_{21} = \dot{\epsilon}_2,$$

$$\dot{\epsilon}_{33} = \dot{\epsilon}_3.$$

Таким образом, тензор диэлектрической проницаемости из девяти элементов сводится к матрице, характеризуемой только тремя составляющими. Каждая из компонент тензора содержит сведения о собственно диэлектрической проницаемости и проводимости:

$$\begin{aligned}\dot{\epsilon}_1 &= \epsilon'_1 - j\epsilon''_1, \\ \dot{\epsilon}_2 &= \epsilon'_2 - j\epsilon''_2, \\ \dot{\epsilon}_3 &= \epsilon'_3 - j\epsilon''_3,\end{aligned}\tag{4.22}$$

где $\epsilon'_1, \epsilon'_2, \epsilon'_3$ – диэлектрические проницаемости и $\epsilon''_1, \epsilon''_2, \epsilon''_3$ – диэлектрические потери для каждой из составляющих.

Каждая из компонент имеет достаточно сложный вид и определяется в общем случае параметрами электронно-ионного потока [53–61].

Расчет компонент тензоров диэлектрической проницаемости производится на основании экспериментально полученных параметров среды над залежами углеводородов [2]:

- глубины залегания УВЗ $h = 2,0 \dots 3,5$ км;
- разность потенциалов между залежью и земной поверхностью $\Delta\phi = 0,2 \dots 0,4$ В при средней температуре в области залежи $T = 350$ К;
- относительное изменение удельного электрического сопротивления вмещающих пород в пределах контура залежи $\Delta \frac{\rho}{\rho} = 2 \dots 3$ при усредненных значениях диэлектрической проницаемости вмещающих пород $\epsilon_r = 5 \dots 10$ и электрической проводимости $\sigma_r = 0,003 \dots 0,03$ См/м;
- отрицательная геомагнитная аномалия $\Delta H = (8,0 \dots 15,0) \cdot 10^{-3}$ А/м при значении напряженности магнитного поля земли $H_0 = 39,0$ А/м;
- коэффициент ионизации $k_{и} = 1$;
- концентрация частиц $N_e = N_{и} = (0,3 \dots 12,0) 10^{16} \text{ м}^{-3}$;
- дрейфовая подвижность заряженных частиц $\mu = \mu_e = \mu_i = (0,5 \dots 2,5) \text{ м}^2/\text{В}\cdot\text{с}$;
- эффективные частоты столкновений:
 - электронно-ионные $v_{эф.е} = (0,3 \dots 1,5) \cdot 10^9 \text{ с}^{-1}$
 - и ионные $v_{эф.и} = (0,12 \dots 0,7) \cdot 10^7 \text{ с}^{-1}$.

Данный вид взаимодействия характеризуется соотношением частот и амплитуд (4.7).

Компоненты тензора диэлектрической проницаемости описываются выражениями (4.19).

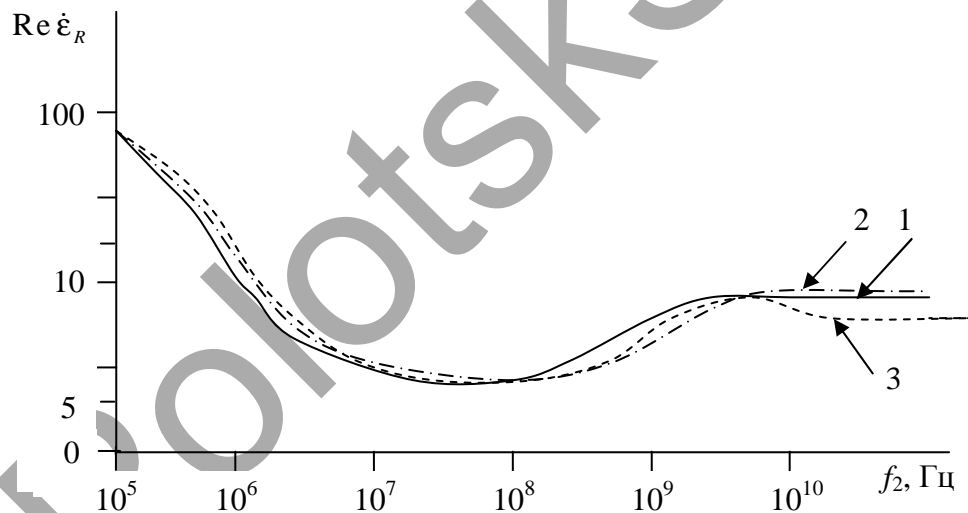
Проведём анализ частотных зависимостей комбинированных элементов тензора при различных соотношениях k_E и k_ω .

Анализ тензоров проведём по методике, приведённой в работе [2], заключающейся в исследовании частотных характеристик комбинационных составляющих:

$$\dot{\epsilon}_R(\omega) = \dot{\epsilon}_1 + \dot{\epsilon}_2 = \text{Re}\dot{\epsilon}_R + j\text{Im}\dot{\epsilon}_R, \quad (4.23)$$

$$\dot{\epsilon}_L(\omega) = \dot{\epsilon}_1 - \dot{\epsilon}_2 = \text{Re}\dot{\epsilon}_L + j\text{Im}\dot{\epsilon}_L.$$

Инверсия знака реальных и мнимых частей (4.23) соответствует при этом проявлению резонансного взаимодействия ЭМВ и исследуемой АС. Полученные зависимости $\text{Re}\dot{\epsilon}_R = \varphi(f_2)$ представлены на рисунках 4.1–4.3.



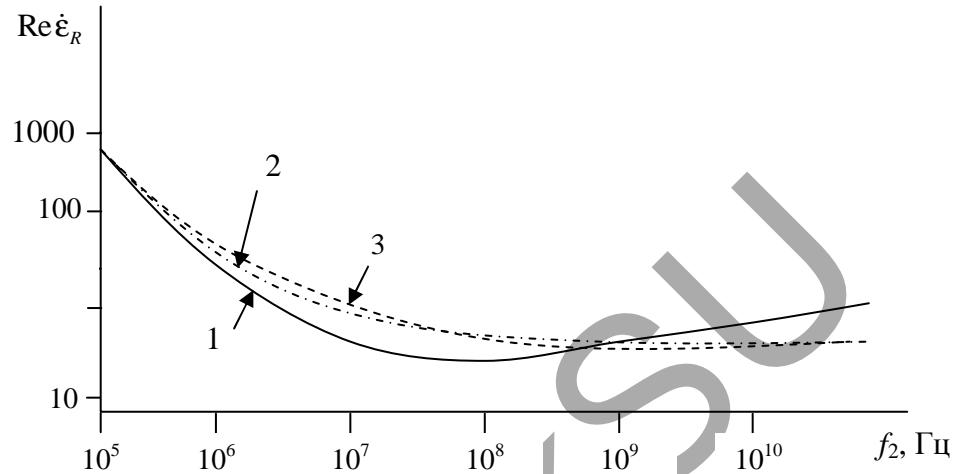
1 – для $k_\omega = 10^{-1}$; 2 – для $k_\omega = 10^{-3}$; 3 – для $k_\omega = 10^{-6}$

Рисунок 4.1. – Зависимости $\text{Re}\dot{\epsilon}_R = \varphi(f_2)$ при $k_E = 10^{-1}$

Как видно из рисунка 4.1, вещественная составляющая имеет две точки перехода через нуль на частотах $f_{2Ц}$ и $f_{2П}$, соответствующих электронному циклотронному и электронному плазменному резонансам.

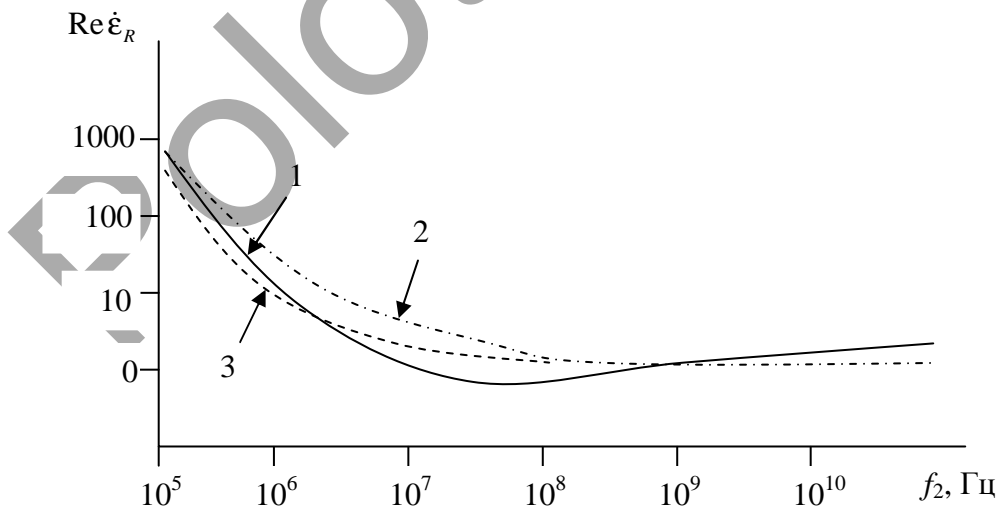
При уменьшении коэффициента k_ω происходит увеличение значений $f_{2Ц}$ и $f_{2П}$ при одном и том же значении k_E . При изменении соотношения амплитуд на 2 порядка происходит дальнейшее увеличение час-

тоты $f_{2Ц}$, а для второго резонанса $f_{2П}$ характерно существенное смещение при уменьшении соотношения частот. Для $k_E = 10^{-6}$ происходит дальнейшее смещение точки, где $\text{Re} \dot{\epsilon}_R = 0$, в область более высоких частот, а при $k_\omega = 10^{-3}$, $k_E = 10^{-6}$ значения $f_{2Ц} = f_{2П}$. При этом $f_{2П}$ изменяется в пределах 2...6 ГГц.



1 – для $k_\omega = 10^{-1}$; 2 – для $k_\omega = 10^{-3}$; 3 – для $k_\omega = 10^{-6}$

Рисунок 4.2. – Зависимости $\text{Re} \dot{\epsilon}_R = \varphi(f_2)$ при $k_E = 10^{-3}$



1 – для $k_\omega = 10^{-1}$; 2 – для $k_\omega = 10^{-3}$; 3 – для $k_\omega = 10^{-6}$

Рисунок 4.3. – Зависимости $\text{Re} \dot{\epsilon}_R = \varphi(f_2)$ при $k_E = 10^{-6}$

Анализ фазовых компонентов от частоты высокочастотного сигнала (рисунки 4.4, 4.5) показывает, что на частоте $f_{2П}$ наблюдается резкое изме-

нение фазы. Причём закономерность смещения скачка фазы коррелируется с закономерностью изменения положения $f_{2П}$ на частотных характеристиках для $\text{Re} \dot{\epsilon}_R$.

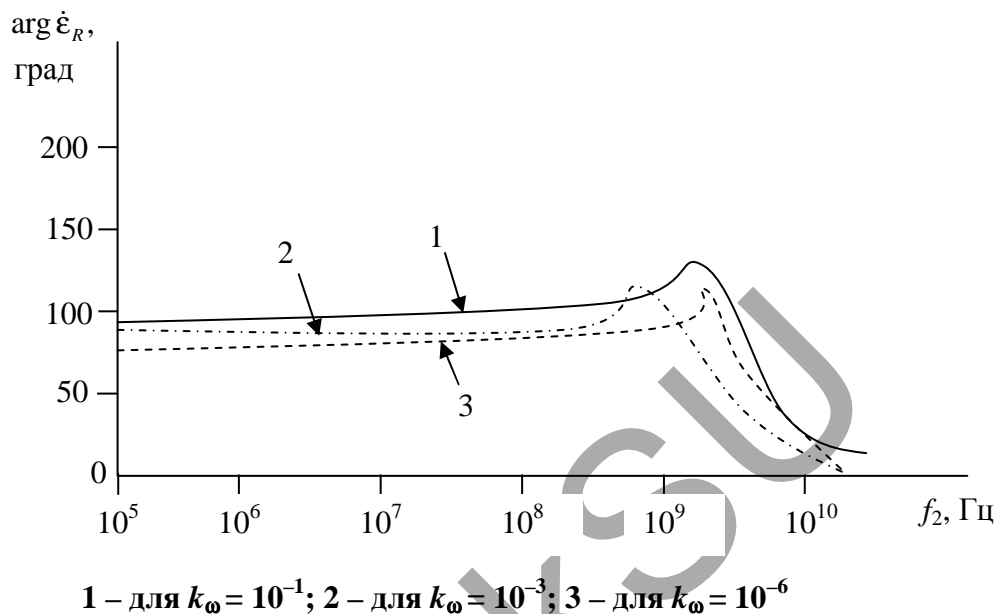


Рисунок 4.4. – Зависимости $\text{arg} \dot{\epsilon}_R = \varphi(f_2)$ при $k_E = 10^{-1}$

При $k_E = 10^{-3}$ (рисунок 4.5), когда частоты двух сигналов существенно отличаются ($k_\omega = 10^{-3} \dots 10^{-6}$), фазовая компонента КЭ практически не изменяется.

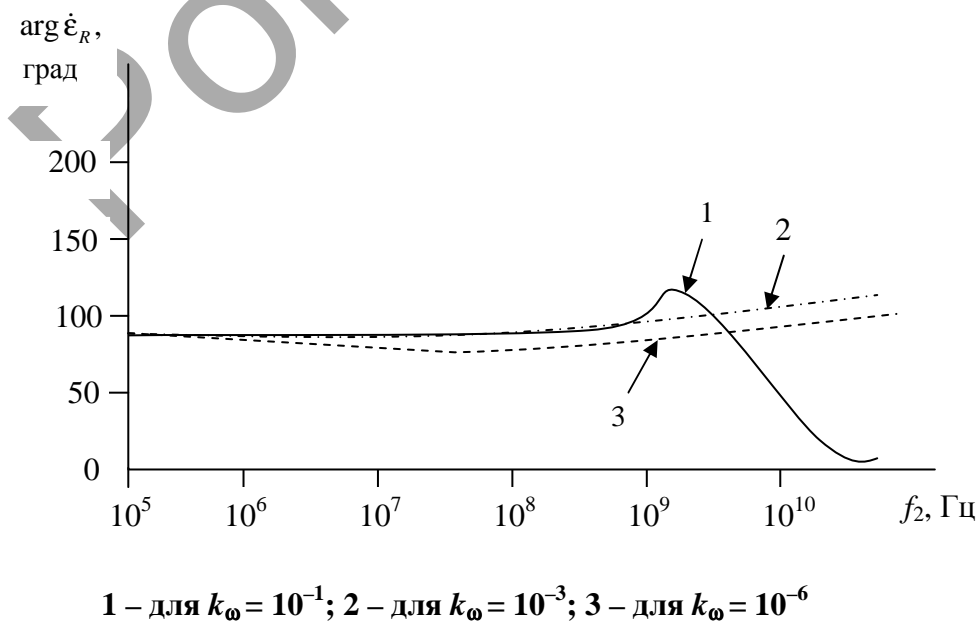
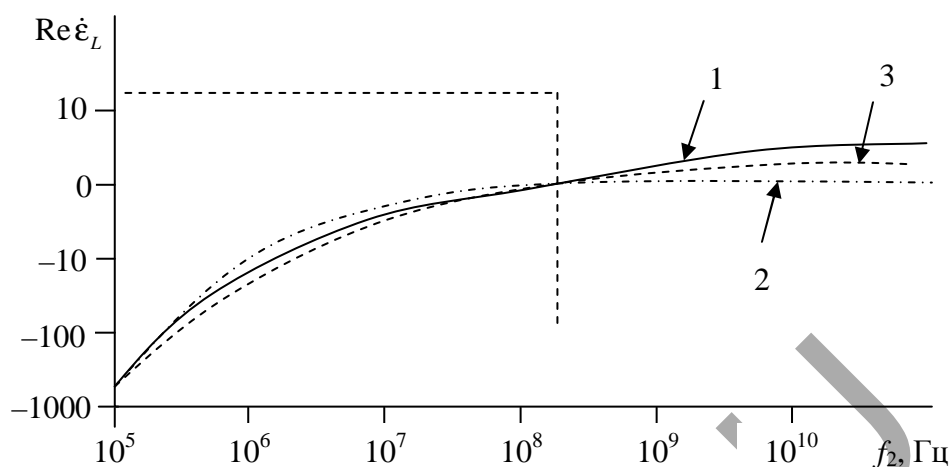


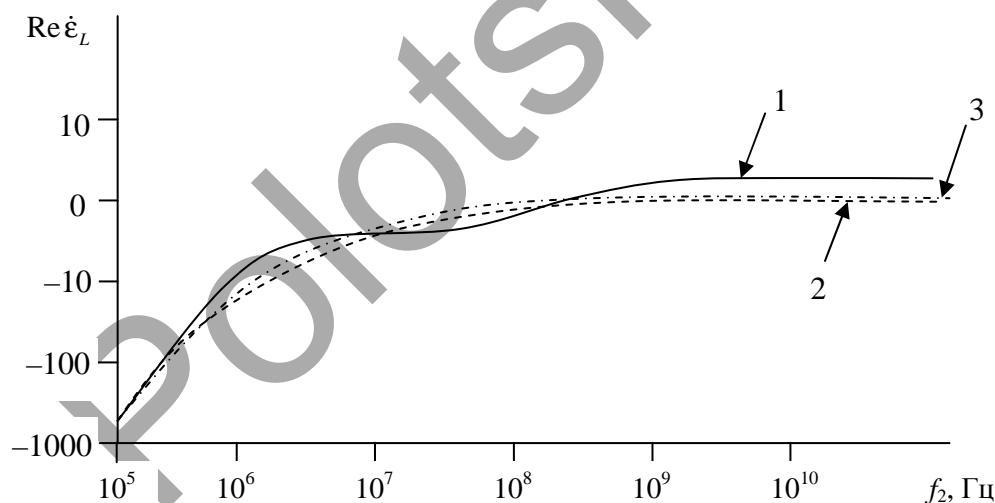
Рисунок 4.5. – Зависимости $\text{arg} \dot{\epsilon}_R = \varphi(f_2)$ при $k_E = 10^{-3}$

Зависимости $\text{Re}\dot{\epsilon}_L = \varphi(f_2)$ и $\text{arg}\dot{\epsilon}_L = \varphi(f_2)$ показаны на рисунках 4.6, 4.7 и рисунках 4.8, 4.9.



1 – для $k_\omega = 10^{-1}$; 2 – для $k_\omega = 10^{-3}$; 3 – для $k_\omega = 10^{-6}$

Рисунок 4.6. – Зависимости $\text{Re}\dot{\epsilon}_L = \varphi(f_2)$ при $k_E = 10^{-1}$

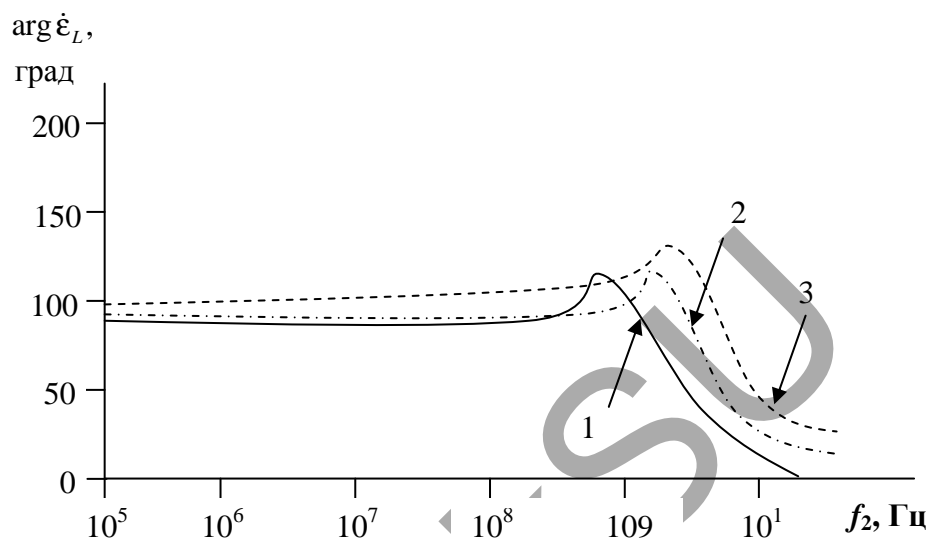


1 – для $k_\omega = 10^{-1}$; 2 – для $k_\omega = 10^{-3}$; 3 – для $k_\omega = 10^{-6}$

Рисунок 4.7. – Зависимости $\text{Re}\dot{\epsilon}_L = \varphi(f_2)$ при $k_E = 10^{-3}$

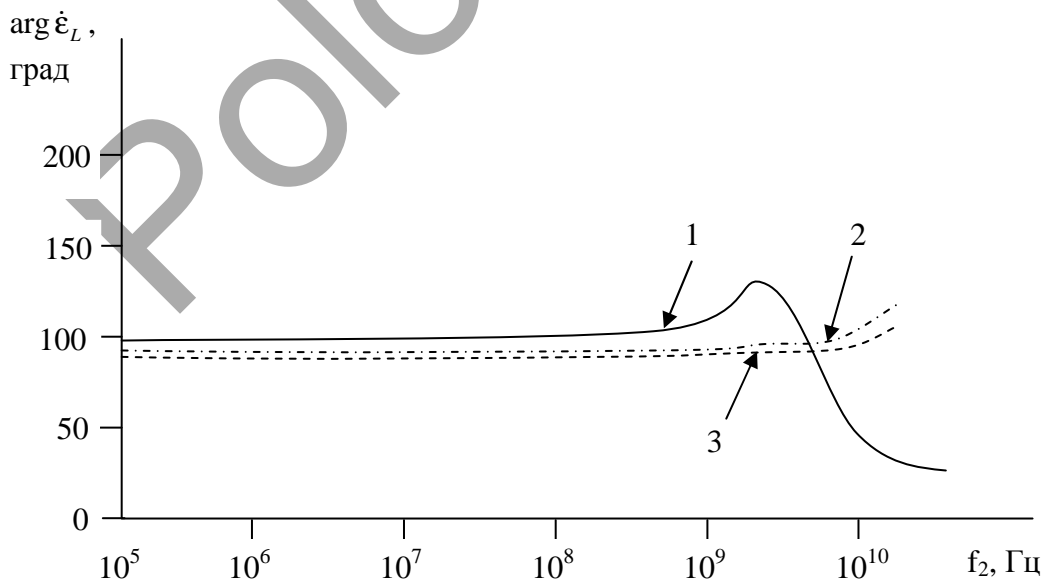
Вещественные составляющие компонентов диэлектрической проницаемости среды над УВЗ являются важными характеристиками электродинамического отклика АС на воздействие зондирующих сигналов. Они позволяют оптимизировать частотные, амплитудные и поляризационные параметры двухчастотных ЭМВ.

Приведенные графики показывают, что anomальное поведение напряженности поля ЭМВ над УВЗ следует ожидать на частотах, соответствующих $f_{2Ц}$ и $f_{2П}$. Отражение сигнала от АС будет наблюдаться на всех частотах, кроме частот резонансного взаимодействия.



1 – для $k_{\omega} = 10^{-1}$; 2 – для $k_{\omega} = 10^{-3}$; 3 – для $k_{\omega} = 10^{-6}$

Рисунок 4.8. – Зависимости $\arg \dot{\epsilon}_L = \varphi(f_2)$ при $k_E = 10^{-1}$



1 – для $k_{\omega} = 10^{-1}$; 2 – для $k_{\omega} = 10^{-3}$; 3 – для $k_{\omega} = 10^{-6}$

Рисунок 4.9. – Зависимости $\arg \dot{\epsilon}_L = \varphi(f_2)$ при $k_E = 10^{-3}$

При амплитуде ВЧ-сигнала, равной $0,1E_1$, эффект взаимодействия более существенен при меньшем разnose частот $\alpha = 2\pi(f_2 - f_1)$.

Отличие амплитуды высокочастотного сигнала от амплитуды низкочастотного в 100 и более раз приводит к ухудшению отражательных свойств среды над УВЗ, и частоты, на которых будет происходить уменьшение амплитуды напряженности электрического поля ЭМВ, смещаются в область более высоких частот. Когда амплитуда ВЧ-сигнала равна $10^{-3} E_1$ (см. рисунок 4.2), резонансные проявления на $f_{2П}$ отсутствуют.

При незначительном отличии частот двух ЭМВ частотные зависимости $\text{Re}\dot{\epsilon}_R$ и $\text{Re}\dot{\epsilon}_L$ практически не изменяются, однако с уменьшением частоты f_1 характер взаимодействия меняется.

При амплитуде ВЧ-сигнала, равной $10^{-6} E_1$, характер кривых $\text{Re}\dot{\epsilon}_R$ и $\text{Re}\dot{\epsilon}_L$ не изменяется (см. рисунок 4.3), а $f_{2П}$ перемещается в область более высоких частот.

При соотношении амплитуд $k_E = 10^{-1}$ существуют две точки, где вещественная часть $\text{Re}\dot{\epsilon}_L$ примерно одинакова при различных коэффициентах k_ω , т.е. изменения одной из частот сложной ЭМВ не приводит к изменению свойств среды. Это наблюдается на частотах $f_2 \approx 100$ МГц и $f_2 \approx 7$ ГГц. Когда коэффициент $k_E = 10^{-3}$, то неизменность $\text{Re}\dot{\epsilon}_R$ имеет место на частоте $f_2 \approx 900$ МГц. При $k_E = 10^{-6}$ таких характерных точек не наблюдается.

Вещественная часть $\dot{\epsilon}_L$ для $k_E = 10^{-1}$ на частоте $f_2 \approx 200$ МГц остаётся практически неизменной при всех значениях коэффициента k_ω , а когда $k_E = 10^{-3}$ появляются две такие точки: на $f_2 \approx 10$ МГц и для $f_2 \approx 200$ МГц.

При $k_E = 10^{-6}$ частотная зависимость вещественной части $\dot{\epsilon}_L$ примерно одинакова для всех значений коэффициента k_ω . Целесообразно рассмотреть зависимости $\text{Re}\dot{\epsilon}_R = \varphi(k_E, k_\omega)$ и $\text{Re}\dot{\epsilon}_L = \varphi(k_E, k_\omega)$, представленные на рисунках 4.10–4.13.

Данные характеристики показывают влияние вариации коэффициентов соотношения амплитуд и частот двухчастотной ЭМВ на модуляцию диэлектрического наполнителя среды над УВЗ.

Фазовые характеристики составляющих диэлектрической проницаемости представляют интерес при разработке ЭММ, так как их анализ и практическое использование позволяют выявить частоты аномального поведения фазы ЭМВ в среде над углеводородами. Данное обстоятельство

во повышает информативность методов поиска, оконтуривания и идентификации УВЗ.

Зависимости $\text{Re}\dot{\epsilon}_R = \varphi(k_\omega)$ при различных k_E имеют квазилинейный характер, т.е. с увеличением k_ω наблюдается незначительный рост вещественной части $\dot{\epsilon}_R$ (рисунок 4.10, кривая 1). Когда $k_E < 10^{-3}$, при малых значениях k_ω наблюдается неравномерный характер $\text{Re}\dot{\epsilon}_R$, где она примерно равна нулю.

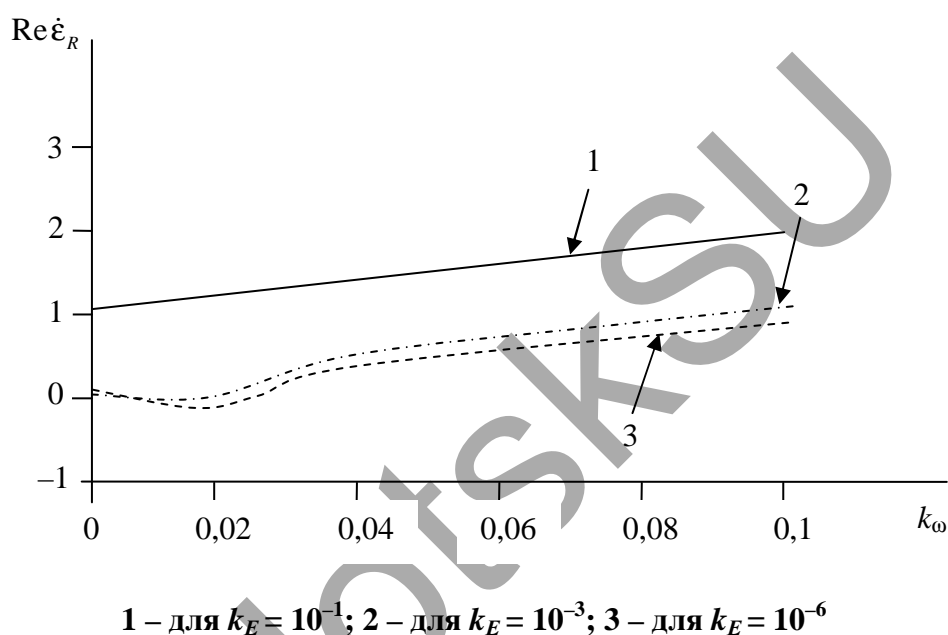


Рисунок 4.10. — Зависимости $\text{Re}\dot{\epsilon}_R = \varphi(k_\omega)$ на частоте $f_2 = 10$ ГГц

При $k_\omega > 0,05$ $\text{Re}\dot{\epsilon}_R$ подчиняется линейному закону изменения (см. рисунок 4.10, кривые 2, 3).

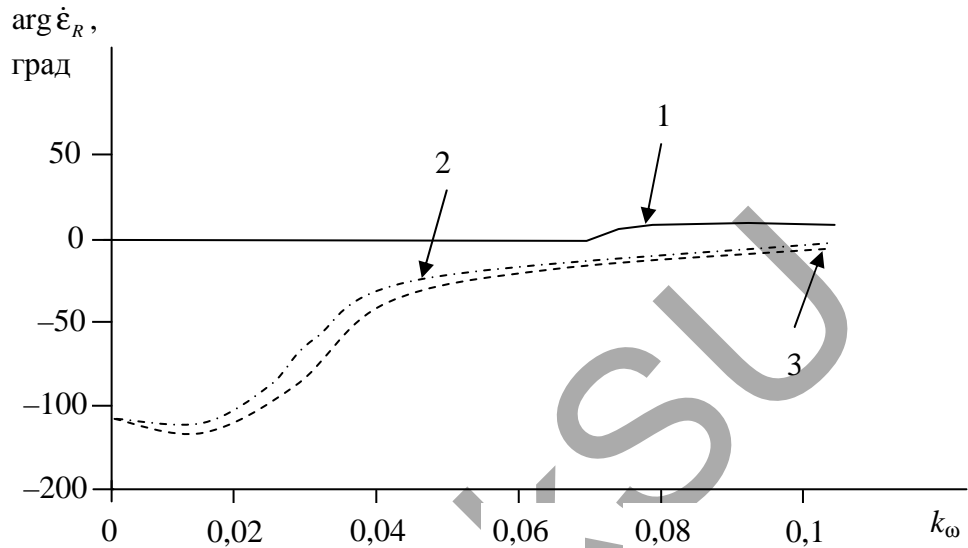
Если при $k_E = 0,1$ фазовая компонента $\dot{\epsilon}_R$ не изменяется (рисунок 4.11, кривая 1), то при $k_E < 10^{-3}$ для коэффициента $k_\omega < 0,05$ фазовая составляющая $\dot{\epsilon}_R$ будет вносить коррективы при воздействии двух ЭМВ на АС (см. рисунок 4.11, кривые 2, 3).

Анализ процесса взаимодействия двухчастотных ЭМВ со средой над УВЗ в режиме мощного НЧ-сигнала показал эффективность использования данного режима георазведки.

Сделан вывод, что увеличение соотношения частот приводит к возрастанию частоты циклотронного электронного резонанса и несущественному уменьшению плазменного резонанса.

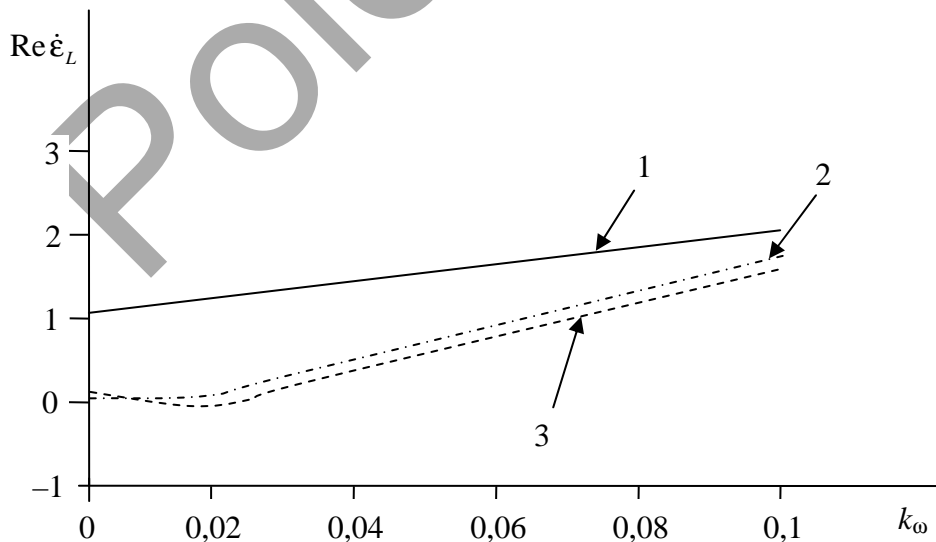
Изменяя частоту одного из источников формирования поля, можно искусственно изменять частоты резонансного взаимодействия.

Вариация коэффициентов отношения амплитуд и частот двух сигналов приводит к модуляции смещения частот.



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

Рисунок 4.11. – Зависимости $\arg \dot{\epsilon}_R = \varphi(k_\omega)$ на частоте $f_2 = 10$ ГГц



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

Рисунок 4.12. – Зависимости $\text{Re} \dot{\epsilon}_L = \varphi(k_\omega)$ на частоте $f_2 = 10$ ГГц

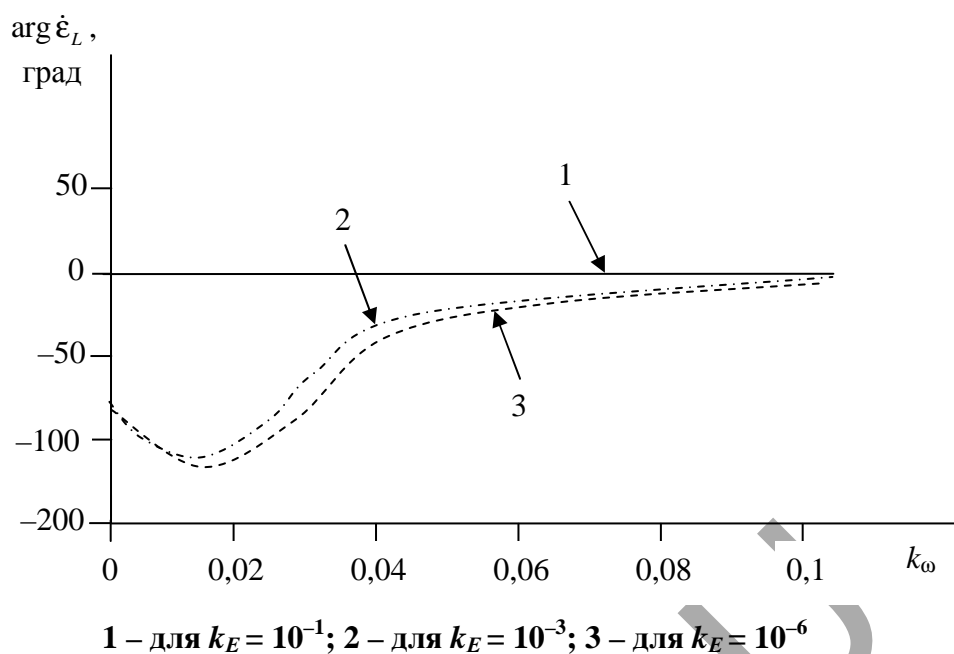


Рисунок 4.13. – Зависимости $\arg \dot{\epsilon}_L = \varphi(k_\omega)$ на частоте $f_2 = 10$ ГГц

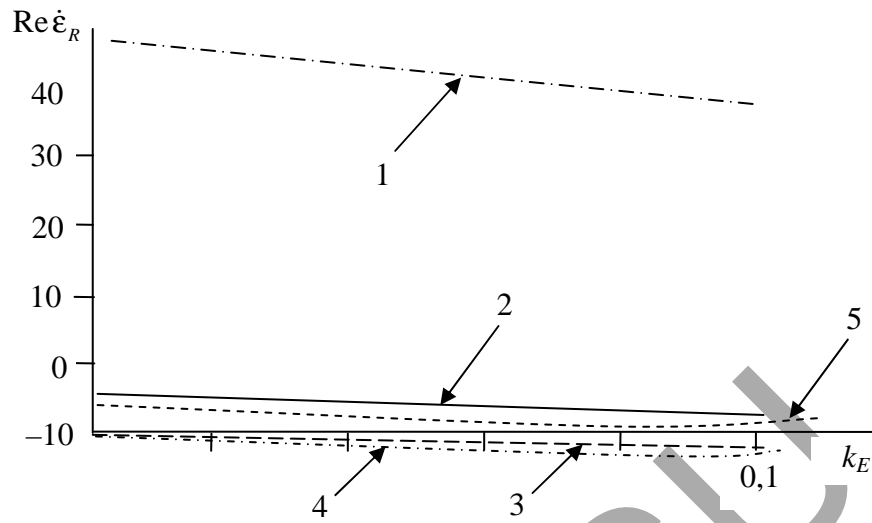
Результаты данного анализа свидетельствуют о наличии определённых эффектов при достаточно большом соотношении частот двух сигналов. При этом в качестве одной из ЭМВ может быть использован акустический сигнал.

Акусто-магнитоэлектрический эффект широко используется в разработках радиоакустических локаторов, предназначенных для исследования метеоусловий в тропосфере, неоднородностей в стратосфере и ионосфере, а также может быть полезен при реализации ЭММ.

Зависимость $\operatorname{Re} \dot{\epsilon}_L = \varphi(k_\omega)$ при $k_E = 0,1$ имеет линейный характер с крутизной 10 (см. рисунок 4.12, кривая 1), для $k_E < 10^{-3}$ до $k_\omega = 0,02$ вещественная часть $\dot{\epsilon}_L \approx 0$, а при $k_\omega > 0,02$ носит линейный характер с крутизной 15 (см. рисунок 4.12, кривые 2, 3).

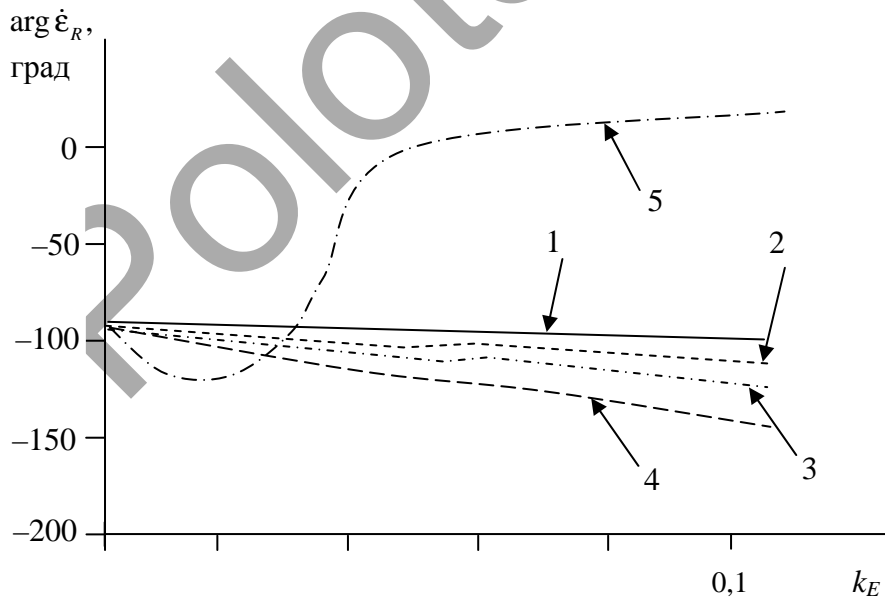
Анализ двухчастотного взаимодействия электромагнитных волн со средой над углеводородными залежами показал возможности увеличения информативности методов поиска за счет вариации коэффициентов соотношения амплитуд и фаз двух сигналов. Получение информации об объектах не по одному или двум информационным каналам, а по большему их числу позволяет с достаточно высоким уровнем достоверности выделять их границы на фоне подстилающей среды. Возможность перестройки устройства георазведки с одного режима на другой при наличии залежи дополняет функциональные возможности для поиска УВЗ. Зависимости вещественных и фазовых составляющих диэлектрических проницаемостей от соотношения амплитуд и частот показаны на рисунках 4.14–4.17.

Зависимости $\arg \dot{\epsilon}_L = \varphi(k_\omega, k_E)$ не отличаются от $\arg \dot{\epsilon}_R = \varphi(k_\omega, k_E)$.



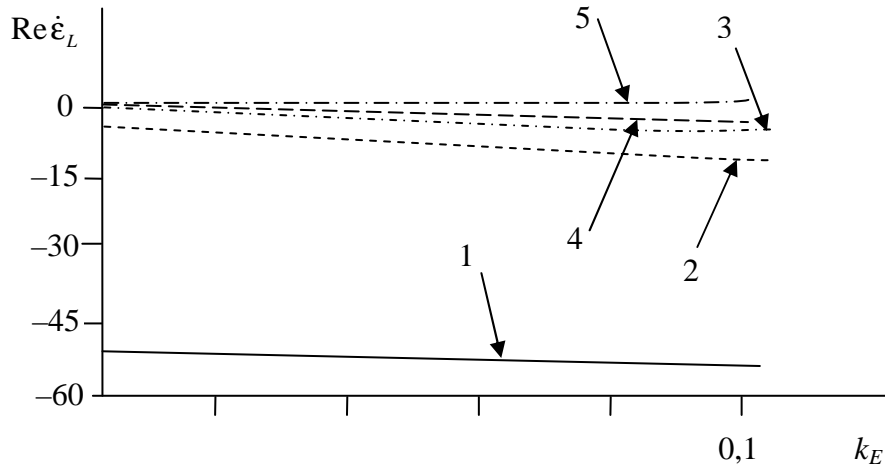
1 – для $f_2 = 1$ МГц; 2 – для $f_2 = 10$ МГц;
3 – для $f_2 = 100$ МГц; 4 – для $f_2 = 1$ ГГц; 5 – для $f_2 = 10$ ГГц

Рисунок 4.14. – Зависимости $\text{Re} \dot{\epsilon}_R = \varphi(k_E)$ при $k_\omega = 10^{-3}$



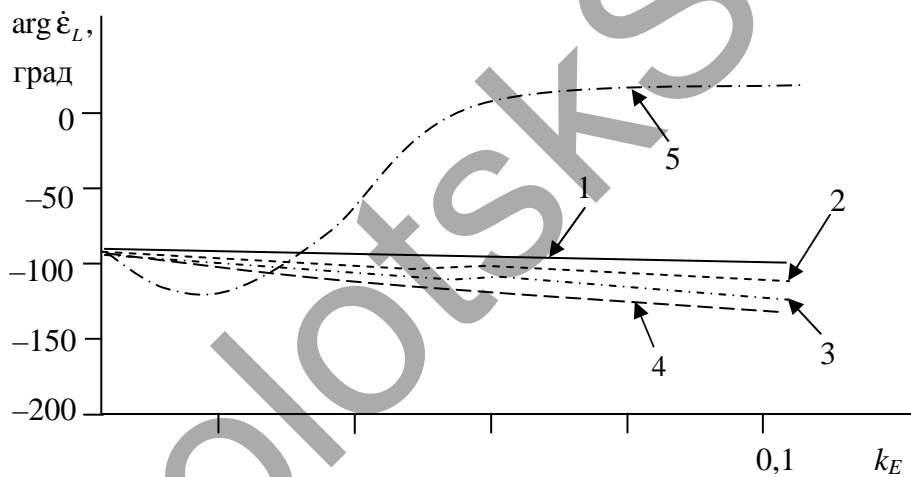
1 – для $f_2 = 1$ МГц; 2 – для $f_2 = 10$ МГц;
3 – для $f_2 = 100$ МГц; 4 – для $f_2 = 1$ ГГц; 5 – для $f_2 = 10$ ГГц

Рисунок 4.15. – Зависимости $\arg \dot{\epsilon}_R = \varphi(k_E)$ при $k_\omega = 10^{-3}$



1 – для $f_2 = 1$ МГц; 2 – для $f_2 = 10$ МГц;
3 – для $f_2 = 100$ МГц; 4 – для $f_2 = 1$ ГГц; 5 – для $f_2 = 10$ ГГц

Рисунок 4.16. – Зависимости $\text{Re} \dot{\epsilon}_L = \varphi(k_E)$ при $k_\omega = 10^{-3}$



1 – для $f_2 = 1$ МГц; 2 – для $f_2 = 10$ МГц;
3 – для $f_2 = 100$ МГц; 4 – для $f_2 = 1$ ГГц; 5 – для $f_2 = 10$ ГГц

Рисунок 4.17. – Зависимости $\text{arg} \dot{\epsilon}_L = \varphi(k_E)$ при $k_\omega = 10^{-3}$

Зависимости $\text{Re} \dot{\epsilon}_R$, $\text{Re} \dot{\epsilon}_L$ (рисунки 4.14, 4.16) при изменении соотношений амплитуд меняются незначительно и имеют конечные значения для конкретной частоты f_2 .

Для аргументов $\dot{\epsilon}_R$, $\dot{\epsilon}_L$ при изменении k_E характерна неравномерная зависимость на частотах $f_2 = 10$ ГГц и $f_1 = 10$ МГц (рисунки 4.15, 4.17). До $k_E = 0,04$ наблюдается существенный фазовый набег, а при $k_E > 0,04$ $\text{arg} \dot{\epsilon}_{R,L} \approx 0$ (рисунки 4.15, 4.17, кривые 5).

На других частотах также $\text{arg} \dot{\epsilon}_{R,L} \approx 0$, имеют конечные значения и почти не разнятся (рисунки 4.15–4.17, кривые 1–4).

Аналогичные расчеты зависимостей $\dot{\epsilon}_R$ и $\dot{\epsilon}_L$ для значения $k_\omega = 10^{-6}$ практически совпадают с характерными особенностями, полученными при $k_\omega = 10^{-3}$. Это говорит о том, что для исследования среды над УВЗ можно выбрать частоту f_1 , лежащую в более широком длинноволновом диапазоне.

В таблице 4.1 приведены значения частот резонансного взаимодействия, при которых диэлектрическая проницаемость залежи в режиме двухчастотного взаимодействия обращается в нуль.

Таблица 4.1. – Расчетные значения частот, при которых $\text{Re}\dot{\epsilon}_R = 0$

k_ω	k_E	$f_{2Ц}, \text{Гц}$	$f_{2П}, \text{Гц}$
10^{-1}	10^{-1}	$1,00045 \cdot 10^7$	$1,17646 \cdot 10^9$
10^{-1}	10^{-3}	$1,98282 \cdot 10^7$	$2,33153 \cdot 10^9$
10^{-1}	10^{-6}	$2,00064 \cdot 10^7$	$2,3525 \cdot 10^9$
10^{-3}	10^{-1}	$1,80419 \cdot 10^7$	$2,12145 \cdot 10^9$
10^{-3}	10^{-3}	$9,98283 \cdot 10^8$	$1,00598 \cdot 10^9$
10^{-3}	10^{-6}	–	$1,99891 \cdot 10^9$
10^{-6}	10^{-1}	$2,13855 \cdot 10^9$	$2,13859 \cdot 10^9$
10^{-6}	10^{-3}	$1,93517 \cdot 10^9$	$1,99691 \cdot 10^9$

Из таблицы 4.1 видно, что при уменьшении k_ω и k_E частота резонансного взаимодействия $f_{2Ц}$ увеличивается, а частота $f_{2П}$ уменьшается.

Таким образом, используя изменение частоты и/или амплитуды одного из источников формирования поля, можно «искусственно» изменить частоты резонансного взаимодействия сложной ЭМВ и анизотропного образования над УВЗ.

4.2.3 Поверхностный импеданс анизотропной среды в режиме мощного низкочастотного сигнала

Введение приближения поверхностного импеданса широко используется при решении задач РРВ, дифракции и анализа структуры электромагнитного поля вблизи поверхности раздела двух сред [53].

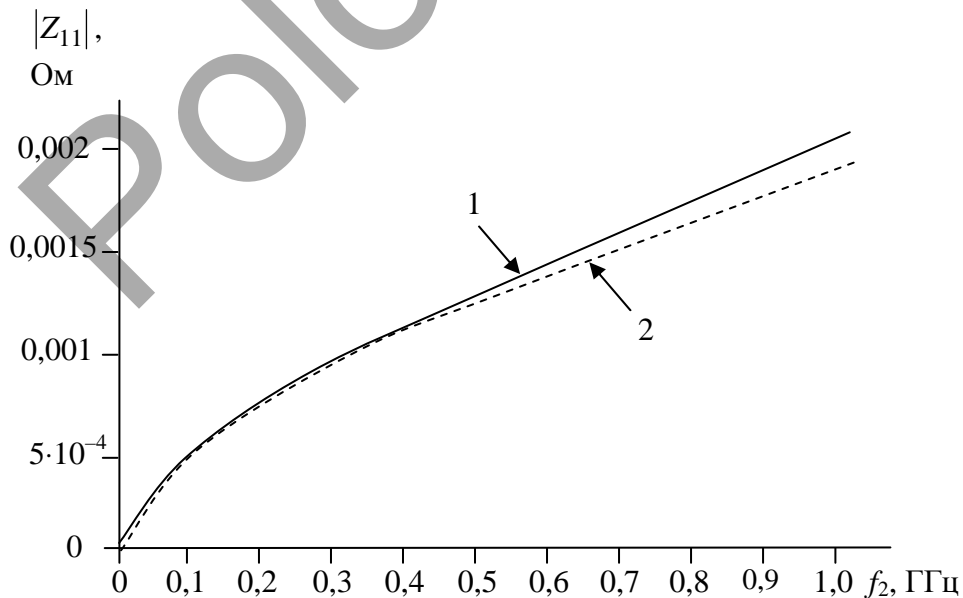
По величине поверхностного импеданса можно провести оценку характеристик антенных излучателей, имеющих фиксированное положение в пространстве, относительно границы раздела сред при изменении свойств ПП. Это позволяет проводить качественную оценку свойств среды, не прибегая к точному расчету изменений электродинамических параметров ПП.

Поверхностный импеданс определяется выражениями:

$$\begin{aligned} \dot{E}_x &= -Z_0(\dot{Z}_{11} \dot{H}_x - \dot{Z}_{12} \dot{H}_y), \\ \dot{E}_y &= -Z_0(\dot{Z}_{21} \dot{H}_x - \dot{Z}_{22} \dot{H}_y), \\ \dot{Z}_{11} = \dot{Z}_{22} &= -\frac{1}{j \cdot 2\sqrt{\dot{\epsilon}_R \dot{\epsilon}_L}}(\dot{\epsilon}_R - \dot{\epsilon}_L), \\ \dot{Z}_{12} = \dot{Z}_{21} &= \frac{1}{2\sqrt{\dot{\epsilon}_R \dot{\epsilon}_L}}(\dot{\epsilon}_R + \dot{\epsilon}_L), \end{aligned} \quad (4.24)$$

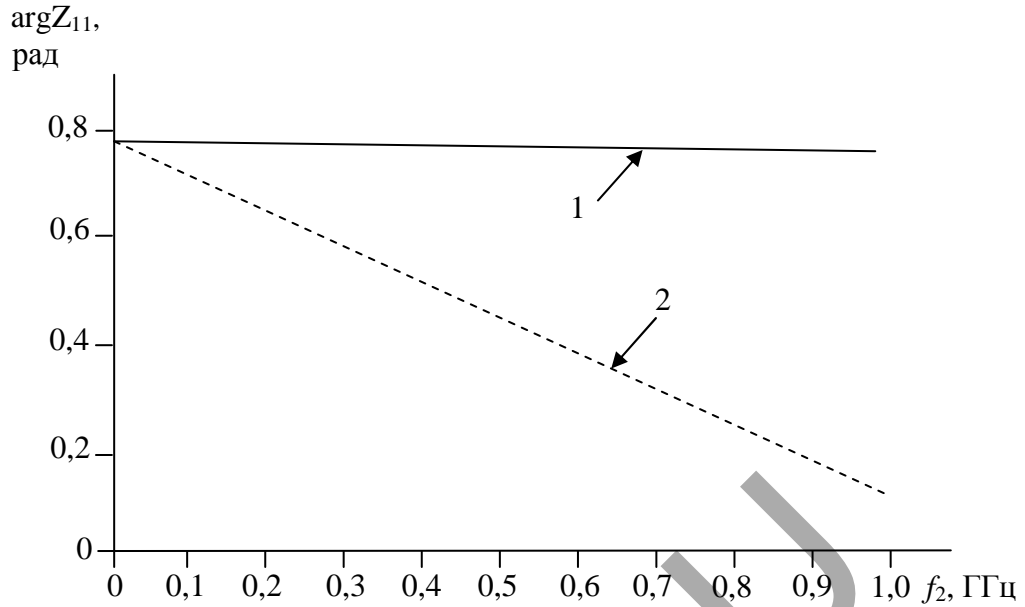
где $\dot{E}_{x,y}$, $\dot{H}_{x,y}$ – проекции падающей и отражённой волны на соответствующие координатные оси; Z_0 – характеристическое сопротивление среды, окружающей анизотропную неоднородность.

В предположении равенства диагональных составляющих матрицы поверхностного импеданса [49] проведём анализ частотных компонентов Z_{11} и Z_{12} при изменении соотношения амплитуд и частот. Частотные зависимости модуля Z_{11} и их фаз представлены на рисунках 4.18–4.21, из которых следует, что модуль составляющей Z_{11} линейно изменяется с ростом частоты ВЧ-сигнала. Причём если уменьшение соотношения частот незначительно сказывается на этой линейности, то увеличение соотношения амплитуд приводит к изменению крутизны характеристики в области высоких частот.



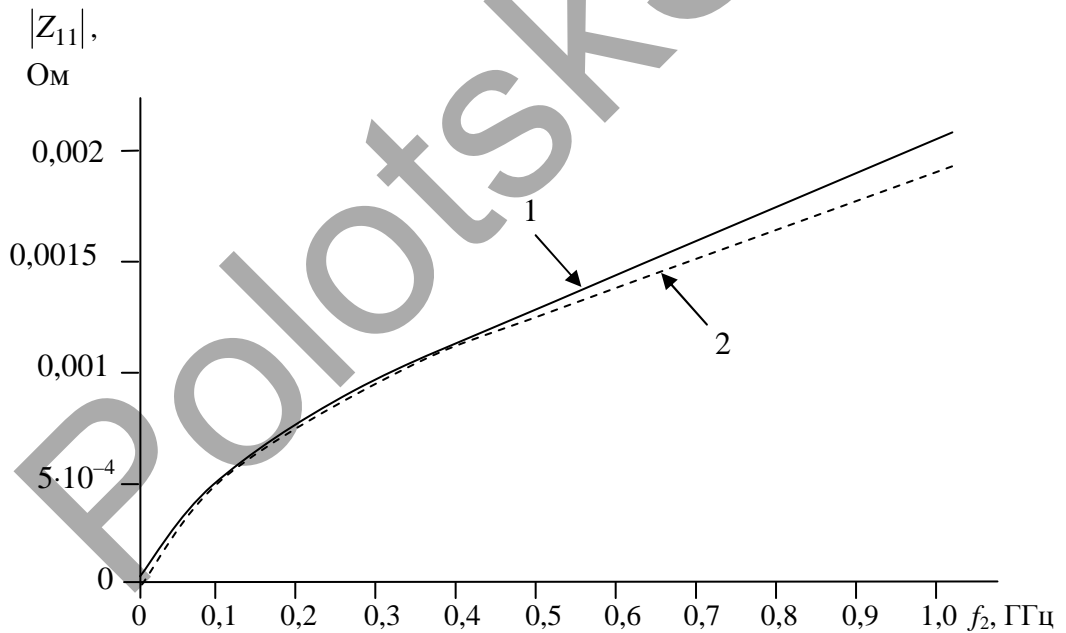
1 – для $k_\omega = 10^{-6}$, $k_E = 10^{-6}$; 2 – для $k_\omega = 10^{-1}$, $k_E = 10^{-1}$

Рисунок 4.18. – Зависимости $|Z_{11}| = \varphi(f_2)$



1 – для $k_{\omega} = 10^{-6}, k_E = 10^{-6}$; 2 – для $k_{\omega} = 10^{-1}, k_E = 10^{-1}$

Рисунок 4.19. – Зависимости $\arg|Z_{11}| = \varphi(f_2)$

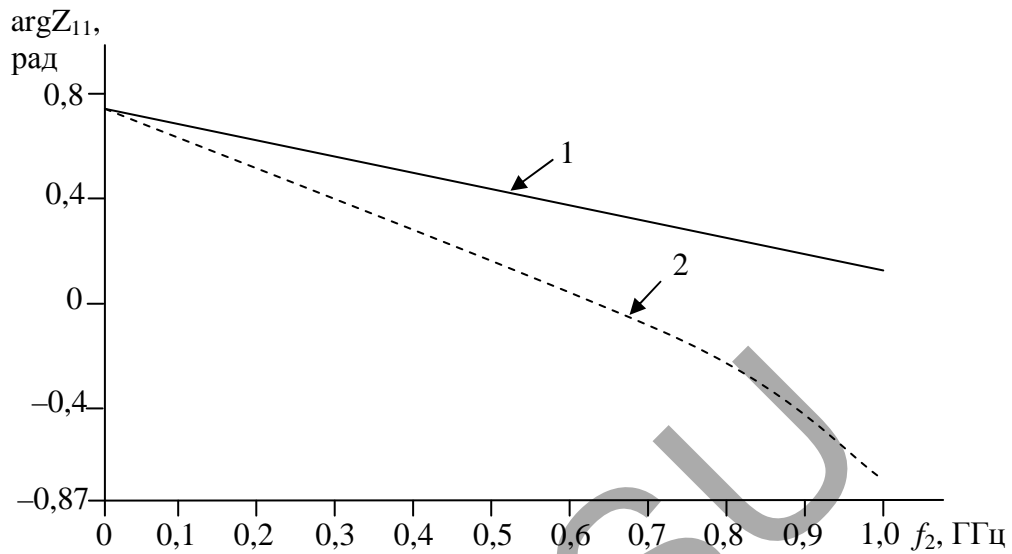


1 – для $k_{\omega} = 10^{-1}, k_E = 10^{-6}$; 2 – для $k_{\omega} = 10^{-1}, k_E = 10^{-1}$

Рисунок 4.20. – Зависимости $|Z_{11}| = \varphi(f_2)$

Существенным является также изменение характера фазочастотной характеристики компонентов Z_{11} при изменении k_{ω} и особенно k_E . Фаза поверхностного импеданса при $k_{\omega} = 10^{-6}$ и $k_E = 10^{-6}$ не меняется и равна примерно 0,8 рад. При увеличении k_{ω} и k_E появляется слабая зависимость $\arg Z_{11}$ от частоты, определяемая k_{ω} и k_E . При увеличении k_{ω} и k_E $\arg Z_{11}$ уменьшается, принимая отрицательные значения в сантиметровом диапазоне

при $k_{\omega} = 10^{-1}$ и $k_E = 10^{-1}$. Это обстоятельство может быть учтено при разработке новых ЭММ, основанных на фазовых измерениях отражённых ЭМВ.



1 – для $k_{\omega} = 10^{-1}$, $k_E = 10^{-6}$; 2 – для $k_{\omega} = 10^{-1}$, $k_E = 10^{-1}$

Рисунок 4.21. – Зависимости $\arg|Z_{11}| = \varphi(f_2)$

Фаза поверхностного импеданса при $k_{\omega} = 10^{-6}$ и $k_E = 10^{-6}$ не меняется и равна примерно 0,8 рад. При увеличении k_{ω} и k_E появляется наименьшая зависимость $\arg Z_{11}$ от частоты, зависящая от k_{ω} и k_E . При увеличении k_{ω} и k_E $\arg Z_{11}$ уменьшается, принимая даже отрицательные значения в сантиметровом диапазоне при $k_{\omega} = 10^{-1}$ и $k_E = 10^{-1}$.

Частотные зависимости модулей Z_{12} и их фаз представлены на рисунках 4.22–4.25. Зависимость $|Z_{12}|$ от частоты не отличается от характера зависимости $|Z_{11}|$. Происходит увеличение этого параметра от 0 на частотах 1...10 МГц до 0,4...0,65 Ом на частоте $f_2 = 1$ ГГц. Влияние параметров k_{ω} и k_E начинает сказываться с частоты порядка 300 МГц, постепенно увеличивается, и на частоте 1 ГГц отличие модуля составляет 0,9 Ом. Чем больше k_{ω} и k_E , тем больше $|Z_{12}|$. Так, при $k_{\omega} = 10^{-1}$ и $k_E = 10^{-1}$ на частоте $f_2 = 1$ ГГц $|Z_{12}| = 0,65$ Ом; фазовые характеристики Z_{12} при $k_{\omega} = 10^{-6}$ и $k_E = 10^{-6}$ не изменяются; $\arg Z_{12} = -2,36$ рад во всем диапазоне частот.

При $k_{\omega} = 10^{-1}$ и $k_E = 10^{-1}$ $\arg Z_{12}$ возрастает от $-2,36$ рад на частоте 1 МГц до $-2,2$ рад на частоте 1 ГГц. При $k_{\omega} = 10^{-1}$ и $k_E = 10^{-1}$ наблюдается постепенное увеличение фазы до $-2,2$ рад на частоте $f_2 = 700$ МГц, а затем её уменьшение. На частоте $f_2 = 900$ МГц фазовые характеристики имеют фиксированное значение при малом соотношении амплитуд и существенном различии частот.

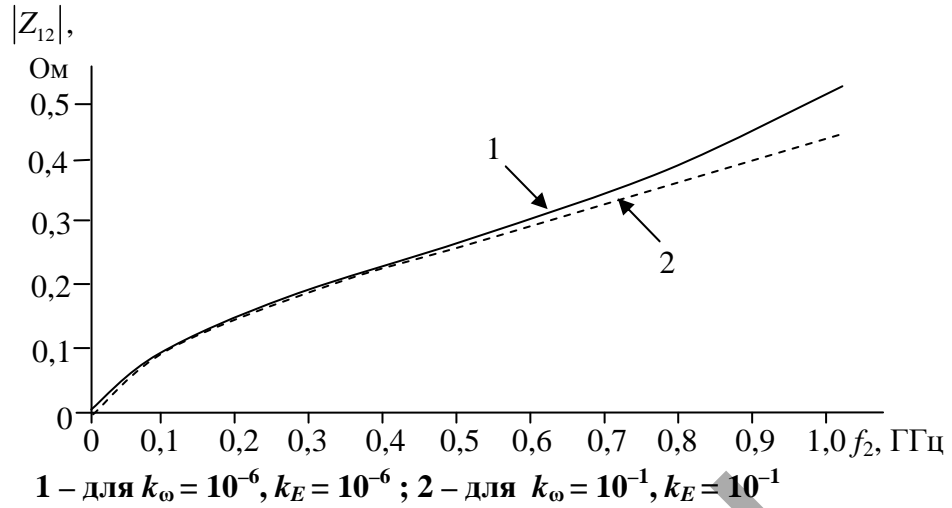


Рисунок 4.22. – Зависимости $|Z_{12}| = \varphi(f_2)$

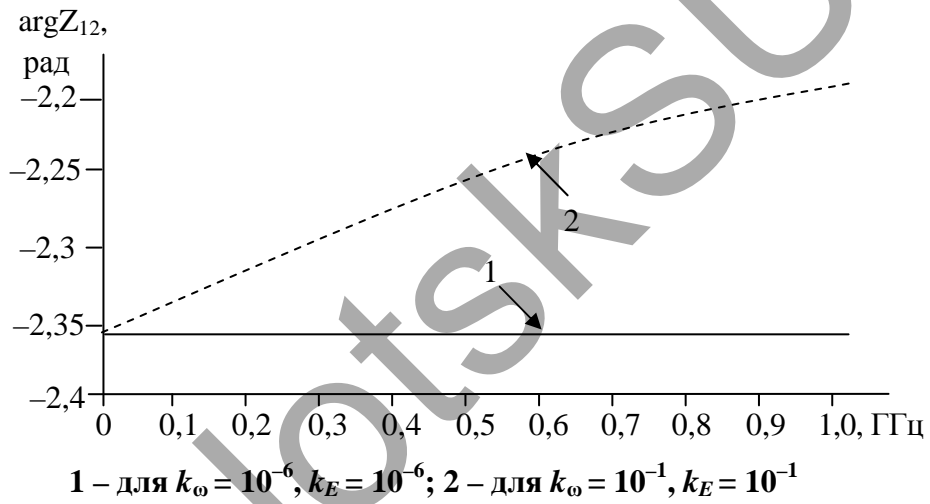


Рисунок 4.23. – Зависимости $\arg|Z_{12}| = \varphi(f_2)$

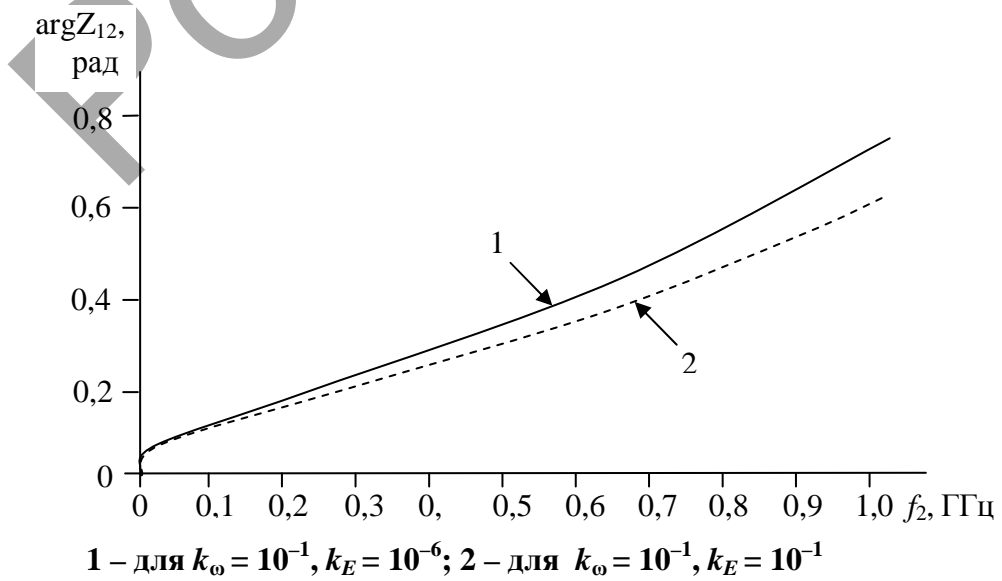
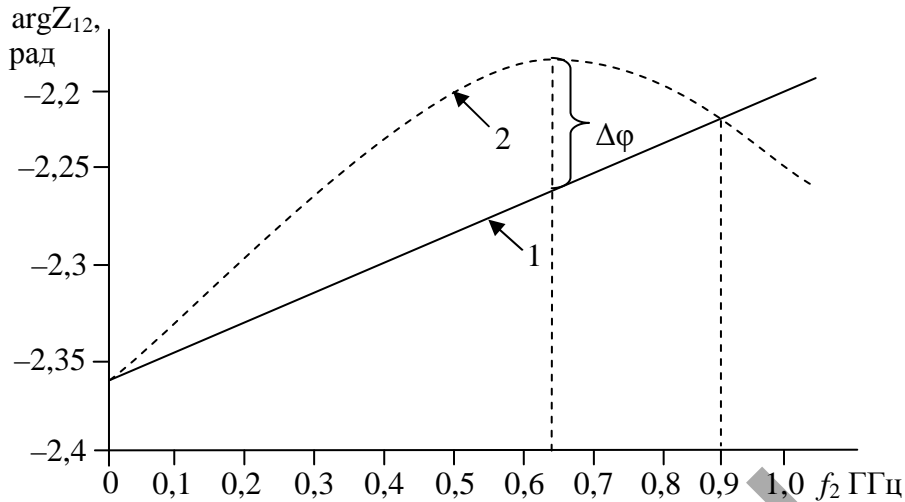


Рисунок 4.24. – Зависимости $|Z_{12}| = \varphi(f_2)$



1 – для $k_{\omega} = 10^{-1}$, $k_E = 10^{-6}$; 2 – для $k_{\omega} = 10^{-1}$, $k_E = 10^{-1}$

Рисунок 4.25. – Зависимости $\arg|Z_{12}| = \varphi(f_2)$

Для построения новых ЭММ может быть использована контрастная зависимость приращения фаз при различных соотношениях амплитуд. Если на частоте $f_2 = 900$ МГц (рисунок 4.25) разность фаз при двух соотношениях амплитуд равна 0, то на частоте 0,6 ГГц наблюдается максимум приращения фазы.

4.3 Воздействие двухчастотного колебания в режиме мощного высокочастотного сигнала на анизотропную среду

4.3.1 Тензор диэлектрической проницаемости в режиме мощного высокочастотного сигнала

Сохраняя алгоритм аналитического определения компонентов тензора для рассматриваемого случая, с учётом начальных данных

$$\begin{cases} k_E \gg 1, \\ k_{\omega} \ll 1 \end{cases} \quad (4.25)$$

запишем

$$e(t) = E_1 k_E \cdot \cos \left[\omega_1 \cdot t + \alpha \cdot k_E \int_0^t \frac{k_E + \cos \alpha \cdot t}{1 + k_E^2 + 2k_E \cos \alpha \cdot t} dt \right]. \quad (4.26)$$

Для нахождения искомого решения необходимо определить подынтегральное выражение (4.26), которое равно сумме двух интегралов:

$$e(t) = E_1 \cdot k_E \cdot \cos \left(\omega_1 t + 2 \cdot k_E \int (a_3 + a_4) dt \right). \quad (4.27)$$

Первый интеграл определяется путём подстановки $u = \operatorname{tg} \frac{\alpha t}{2}$ в $\int u dv$:

$$a_3 = \frac{t}{k_E}. \quad (4.28)$$

Второй интеграл определяется интегрированием по частям с использованием переменных:

$$u = \cos \alpha t, v = \frac{t}{k_E} \text{ в интеграле } \int u dv.$$

$$a_4 = \int_0^t \frac{\cos \alpha t}{1 + k_E^2 + 2k_E \cos \alpha t} dt = \frac{1}{\alpha \cdot k_E^2} \sin \alpha \cdot t. \quad (4.29)$$

С учётом (4.28) и (4.29) выражение (4.26) принимает вид:

$$e(t) = E_1 k_E \cdot \cos \left[\omega_2 \cdot t (k_\omega + 1) + \frac{1}{k_E} \sin \alpha \cdot t \right]. \quad (4.30)$$

Тогда с учётом (4.30) скорости движения электрона в выбранной системе координат равны:

$$\begin{cases} \dot{\vartheta}_x = \frac{e}{m} E_x \frac{j\tilde{\omega}_2 + v}{(j\tilde{\omega}_2 + v)^2 + \omega_r^2} - \frac{e}{m} \frac{\omega_r E_y}{(j\tilde{\omega}_2 + v)^2 + \omega_r^2}, \\ \dot{\vartheta}_y = \omega_r \frac{e}{m} \frac{E_x}{(j\tilde{\omega}_2 + v)^2 + \omega_r^2} + \frac{e}{m} \frac{E_y (j\tilde{\omega}_1 + v)}{(j\tilde{\omega}_2 + v)^2 + \omega_r^2}, \\ \dot{\vartheta}_z = \frac{e}{m} \frac{E_z}{j\tilde{\omega}_2 + v}. \end{cases} \quad (4.31)$$

Здесь
$$\tilde{\omega}_2 = \omega_2 \left[k_\omega + 1 + \frac{1 - k_\omega}{k_E} \cos \alpha t \right], \quad (4.32)$$

которое имеет отличие от выражения для $\tilde{\omega}_1$ в (4.15).

Выражения (4.15) и (4.32) являются модифицированными частотными компонентами, характеризующими режим воздействия двухчастотной ЭМВ.

Плотности токов будут равны:

$$\begin{cases} \dot{\delta}_x = \varepsilon_0 \omega_{II}^2 E_x \frac{j\tilde{\omega}_2 + v}{(j\tilde{\omega}_2 + v)^2 + \omega_r^2} - \frac{\varepsilon_0 \omega_{II}^2 \omega_r E_y}{(j\tilde{\omega}_2 + v)^2 + \omega_r^2}, \\ \dot{\delta}_y = \frac{\varepsilon_0 \omega_{II}^2 \omega_r E_x}{(j\tilde{\omega}_2 + v)^2 + \omega_r^2} + \frac{\omega_{II}^2 \varepsilon_0 E_y (j\tilde{\omega}_2 + v)}{(j\tilde{\omega}_2 + v)^2 + \omega_r^2}, \\ \dot{\delta}_z = \frac{\varepsilon_0 \omega_{II}^2 E_z}{j\tilde{\omega}_2 + v}. \end{cases} \quad (4.33)$$

Компоненты тензора диэлектрической проницаемости с учётом (4.33) для двухчастичного потока принимают вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} \dot{\epsilon}_1 = \epsilon_r \frac{\tilde{\omega}_2}{\omega_2} + \sum_{i=1}^2 \left(\frac{\omega_{\Pi i}^2 \tilde{\omega}_2}{\omega_2} \frac{\omega_{\Gamma i}^2 - \tilde{\omega}_2^2 - v_i^2}{(v_i^2 + \omega_{\Gamma i}^2 - \tilde{\omega}_2^2)^2 + 4\tilde{\omega}_2^2 v_i^2} - j \left[\frac{\sigma_r}{\omega_2 \epsilon_0} + \frac{\omega_{\Pi i}^2 v_i}{\omega_2} \frac{\tilde{\omega}_2^2 + v_i^2 + \omega_{\Gamma i}^2}{(v_i^2 + \omega_{\Gamma i}^2 - \tilde{\omega}_2^2)^2 + 4\tilde{\omega}_2^2 v_i^2} \right] \right) \\ \dot{\epsilon}_2 = \sum_{i=1}^2 \left\{ \frac{\omega_{\Pi i}^2 \omega_{\Gamma i}}{\omega_2} \frac{\omega_{\Gamma i}^2 - \tilde{\omega}_2^2 + v_i^2}{(v_i^2 + \omega_{\Gamma i}^2 - \tilde{\omega}_2^2)^2 + 4\tilde{\omega}_2^2 v_i^2} - \frac{2j\tilde{\omega}_2 v_i \omega_{\Pi i}^2 \omega_{\Gamma i}}{[(v_i^2 + \omega_{\Gamma i}^2 - \tilde{\omega}_2^2)^2 + 4\tilde{\omega}_2^2 v_i^2] \omega_2} \right\} \\ \dot{\epsilon}_3 = \epsilon_r \frac{\tilde{\omega}_2}{\omega_2} - \sum_{i=1}^2 \left\{ \frac{\omega_{\Pi i}^2 \tilde{\omega}_2}{\omega_2} \frac{1}{v_i^2 + \tilde{\omega}_2^2} - j \left[\frac{\sigma_r}{\omega_2 \epsilon_0} + \frac{\omega_{\Pi i}^2 v_i}{\omega_2} \frac{1}{\tilde{\omega}_2^2 + v_i^2} \right] \right\} \end{array} \right. \quad (4.34)$$

Сравнивая выражения (4.34) и (4.19), можно сделать вывод, что компоненты тензоров диэлектрической проницаемости среды над УВЗ в режиме мощных НЧ- и ВЧ-сигналов имеют существенные отличия. В результате частотная зависимость составляющих $\dot{\epsilon}_1$, $\dot{\epsilon}_2$, $\dot{\epsilon}_3$ для двух случаев зондирования будет иметь различный вид.

Для режима мощного ВЧ-сигнала характерно существенное влияние коэффициентов k_E и k_ω на мнимые составляющие $\dot{\epsilon}_1$ и $\dot{\epsilon}_3$, в отличие от режима мощного ВЧ-сигнала.

4.3.2 Частотные характеристики анизотропной среды в режиме мощного высокочастотного сигнала

Проведём анализ частотных зависимостей КЭ тензора при различных соотношениях k_E и k_ω . Зависимости $\text{Re} \dot{\epsilon}_R = \varphi(f_2)$ и $\text{arg} \dot{\epsilon}_R = \varphi(f_2)$ представлены на рисунках 4.26, 4.27.

Вещественная составляющая $\dot{\epsilon}_R$, как видно из рисунка 4.26, имеет две точки перехода через нуль на частотах $f_{2Ц}$ и $f_{2П}$, соответствующих электронному циклотронному и электронному плазменному резонансам.

При увеличении коэффициента k_ω происходит увеличение значения $f_{2Ц}$ и уменьшение $f_{2П}$ для фиксированного соотношения амплитуд двух ЭМВ.

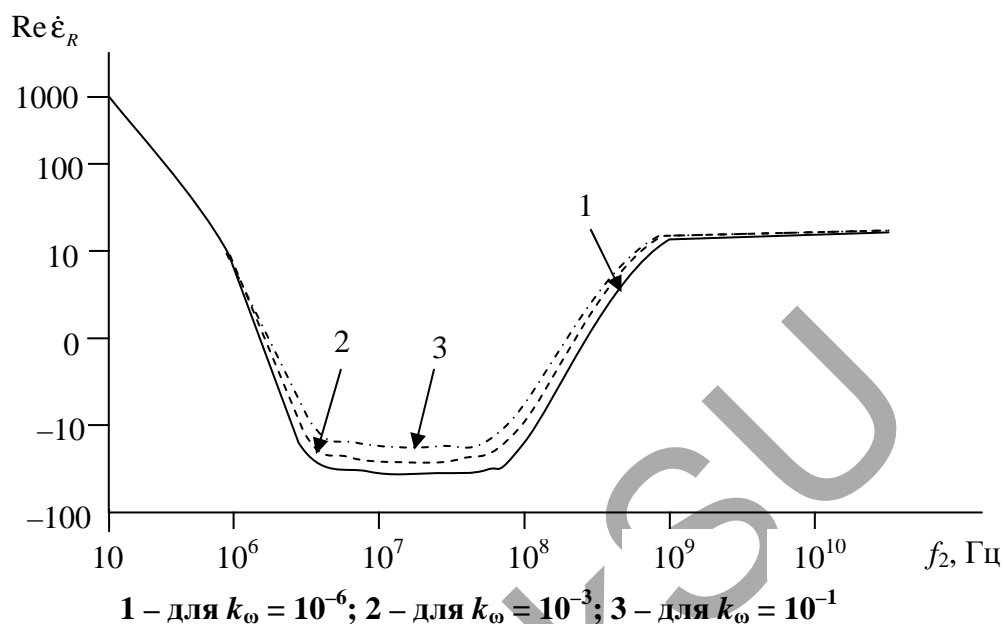


Рисунок 4.26. – Зависимости $\text{Re} \dot{\epsilon}_R = \varphi(f_2)$ при $k_E = 10$

По графику, представленному на рисунке 4.26, видно, что на отдельном отрезке частот наблюдается изменение фазы при изменении соотношения частот k_ω . При этом уменьшение коэффициента k_ω приводит к незначительному увеличению $\arg \dot{\epsilon}_R$ на частотах $f_2 \approx 0,1 \dots 1$ ГГц. На других частотах ВЧ-составляющей ЭМВ влияние коэффициента k_ω отсутствует.

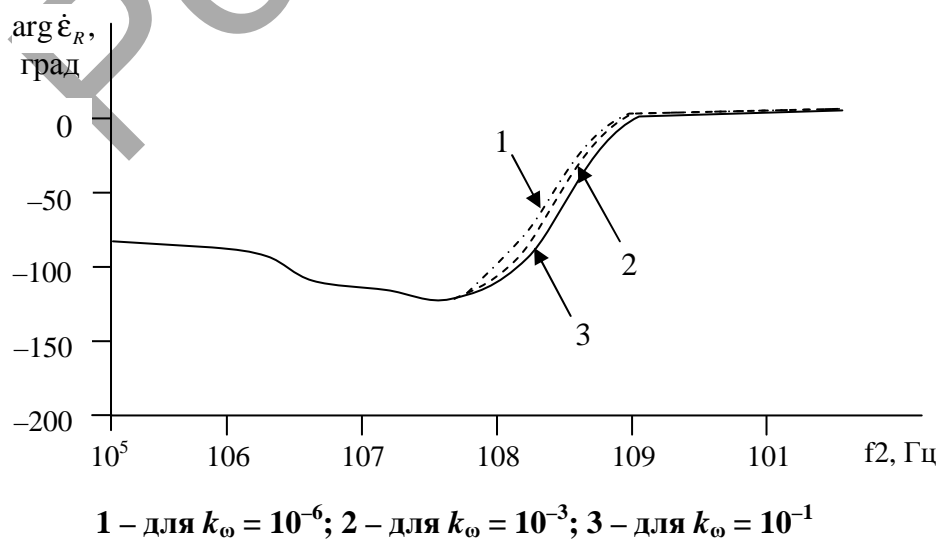
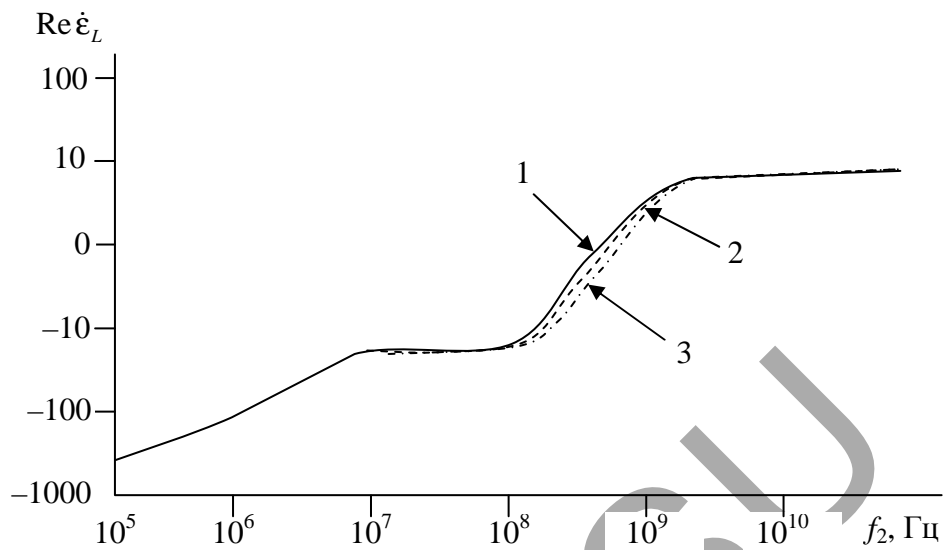


Рисунок 4.27. – Зависимости $\arg \dot{\epsilon}_R = \varphi(f_2)$ при $k_E = 10$

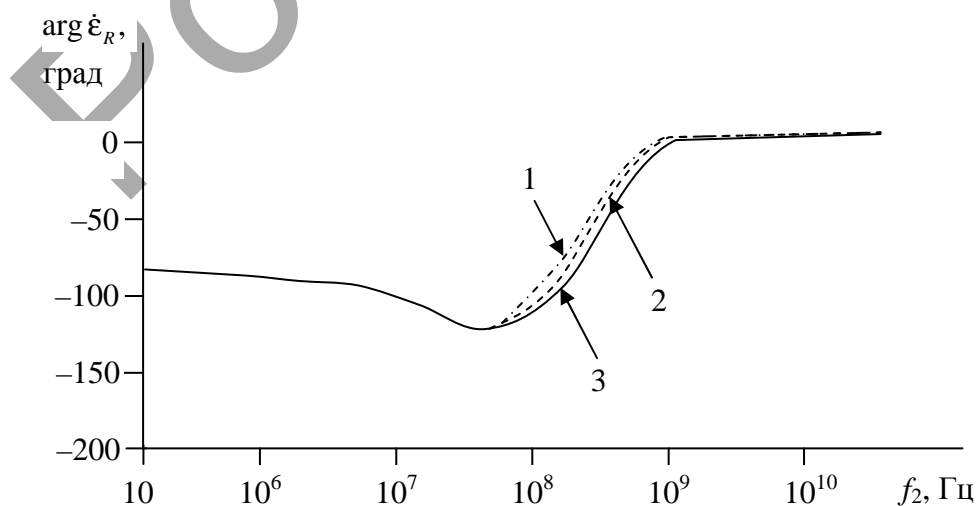
Зависимости $\text{Re}\dot{\epsilon}_L = \varphi(f_2)$ и $\text{arg}\dot{\epsilon}_L = \varphi(f_2)$ представлены на рисунках 4.28 и 4.29.



1 – для $k_\omega = 10^{-6}$; 2 – для $k_\omega = 10^{-3}$; 3 – для $k_\omega = 10^{-1}$

Рисунок 4.28. – Зависимости $\text{Re}\dot{\epsilon}_L = \varphi(f_2)$ при $k_E = 10$

Численные исследования частотной зависимости $\text{Re}\dot{\epsilon}_L = \varphi(f_2)$ показали, что при изменении соотношения k_ω плазменный резонанс увеличивается (рисунок 4.28). Закономерность трансформации фазочастотной характеристики КЭ $\dot{\epsilon}_L$ (рисунок 4.29) при вариации k_ω отличается от изменений характеристики $\text{arg}\dot{\epsilon}_L = \varphi(f_2)$.



1 – для $k_\omega = 10^{-6}$; 2 – для $k_\omega = 10^{-3}$; 3 – для $k_\omega = 10^{-1}$

Рисунок 4.29. – Зависимости $\text{arg}\dot{\epsilon}_L = \varphi(f_2)$ при $k_E = 10$

В таблице 4.2 приведены значения частот резонансного взаимодействия, при которых диэлектрическая проницаемость $\text{Re} \epsilon_R$ обращается в нуль.

Таблица 4.2. – Значения частот, для которых $\text{Re} \epsilon_R = 0$

k_ω	k_E	$f_{2Ц}, \text{Гц}$	$f_{2П}, \text{Гц}$
10^{-3}	10^3	$1,48763 \cdot 10^6$	$2,36730 \cdot 10^8$
10^{-3}	10^2	$1,47810 \cdot 10^6$	$2,33872 \cdot 10^8$
10^{-3}	10^1	$1,35400 \cdot 10^6$	$2,15463 \cdot 10^8$
10^{-3}	10^0	$1,68100 \cdot 10^6$	$2,35000 \cdot 10^8$
10^{-6}	10^6	$1,49060 \cdot 10^6$	$2,37100 \cdot 10^8$
10^{-6}	10^3	$1,50000 \cdot 10^6$	$2,35000 \cdot 10^8$
10^{-6}	10^2	$1,47300 \cdot 10^6$	$2,33000 \cdot 10^8$
10^{-6}	10^1	$1,35510 \cdot 10^6$	$2,15639 \cdot 10^8$
10^{-1}	10^6	$1,35400 \cdot 10^6$	$2,15635 \cdot 10^8$
10^{-1}	10^3	$1,52000 \cdot 10^6$	$2,15462 \cdot 10^8$
10^{-1}	10^2	$1,51500 \cdot 10^6$	$2,13890 \cdot 10^8$
10^{-1}	10^1	$1,25260 \cdot 10^6$	$1,9933 \cdot 10^8$

Из таблицы 4.2 видно, что при изменении k_ω и k_E частоты резонансного взаимодействия $f_{2Ц}$ и $f_{2П}$ изменяются. По сравнению с режимом воздействия мощного НЧ-сигнала на АС, изменяются и циклотронный, и плазменный резонансы в малых пределах. Причём при малых значениях k_E и k_ω наблюдается наибольшее смещение этих частот. Таким образом, для достижения большей трансформации ЭМП волн на границе АС необходимо использовать небольшие соотношения амплитуд и частот сложной ЭМВ.

4.3.3 Импедансные граничные условия анизотропной среды в режиме мощного высокочастотного сигнала

Частотные зависимости $|Z_{11}|$ и их фаз $\arg Z_{11}$ представлены на рисунках 4.30–4.36. Для данного режима взаимодействия наблюдается ярко выраженный максимум $|Z_{11}|$ на частотах в пределах от 250 до 300 МГц. При $k_\omega = 10^{-6}$ и $k_E = 10^{-6}$ $|Z_{11}|_{\max} = 0,00125$ Ом на частоте $f_2 = 280$ МГц, а при $k_\omega = 10^{-6}$ и $k_E = 10$ $|Z_{11}|_{\max} = 0,0012$ Ом на частоте $f_2 = 250$ МГц.

На фазовой характеристике наблюдается монотонное уменьшение $\arg Z_{11}$ от 0,75 рад в нижней части исследуемого диапазона до $-1,1$ рад на частоте $f_2 = 0,2$ ГГц. Изменение параметров k_ω и k_E обуславливает несущественное смещение фазовой характеристики.

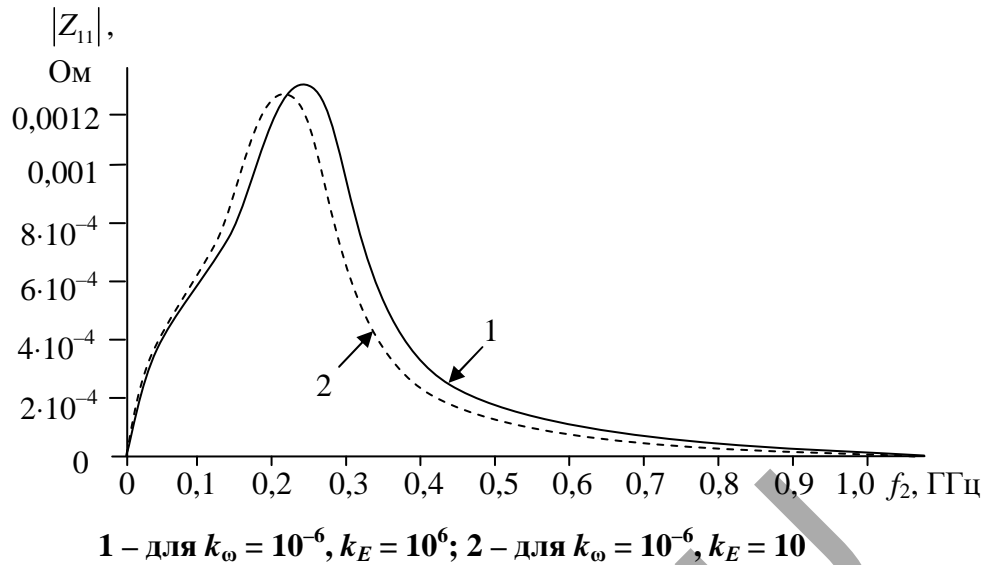


Рисунок 4.30. – Зависимости $|Z_{11}| = \varphi(f_2)$

Сделаем следующие замечания: *во-первых*, резонансное поведение частотной зависимости компонентов $|Z_{11}|$ и $|Z_{12}|$ коррелируется с характерной аномалией частотных характеристики коэффициента отражения; *во-вторых*, фазовое изменение составляющих матрицы импеданса свидетельствует о росте мнимой части сопротивлений на частоте, соответствующей максимальному значению модулей $|Z_{11}|$ и $|Z_{12}|$. Таким образом, на данной частоте происходит увеличение модуля и скачок фазы за счёт реального появления мнимых составляющих в компонентах матрицы поверхностного импеданса. Это говорит о том, что на данной частоте поверхность среды из реактансной переходит в поглощающую.

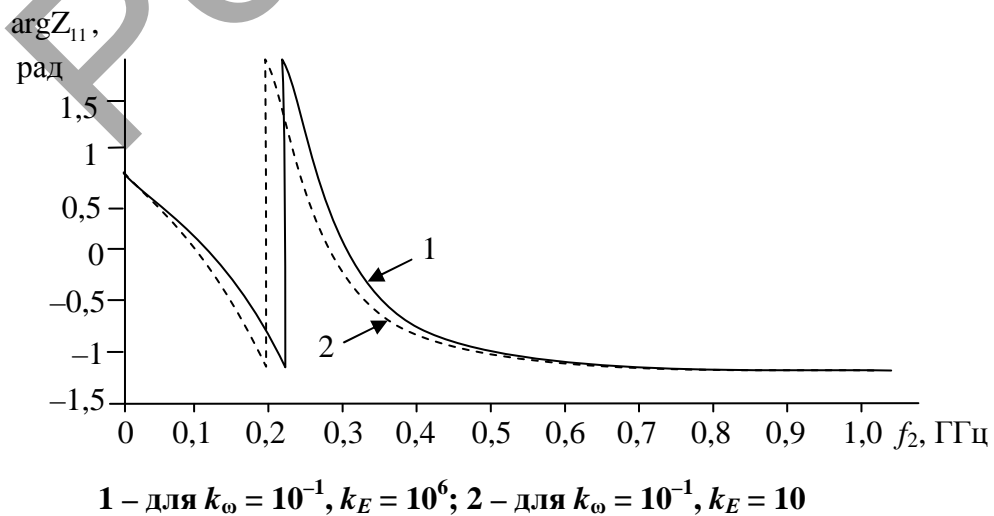
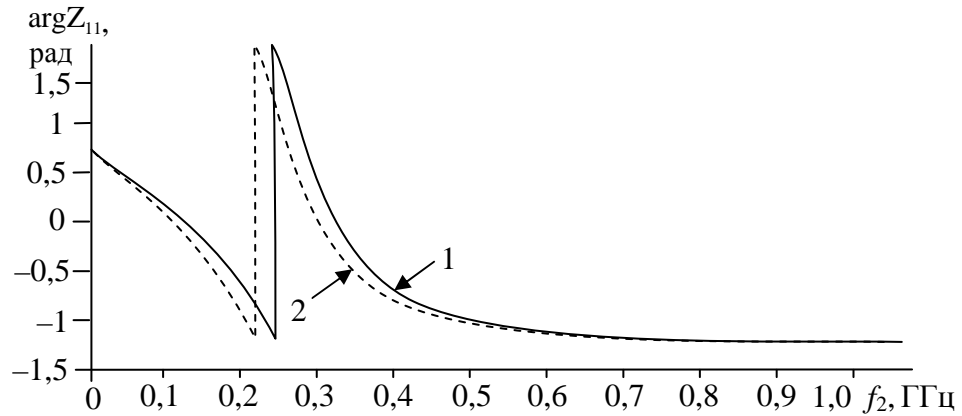
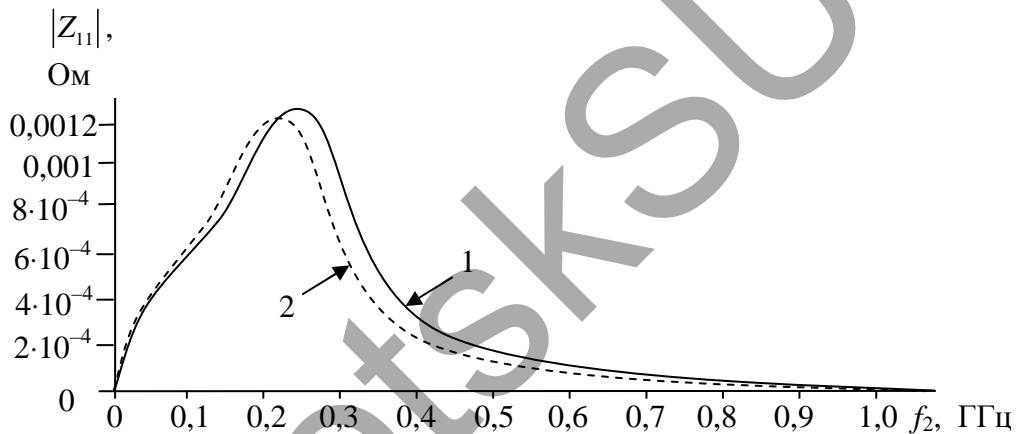


Рисунок 4.31. – Зависимости $\arg Z_{11} = \varphi(f_2)$



1 – для $k_{\omega} = 10^{-6}, k_E = 10^6$; 2 – для $k_{\omega} = 10^{-6}, k_E = 10$

Рисунок 4.32. – Зависимости $\arg Z_{11} = \varphi(f_2)$



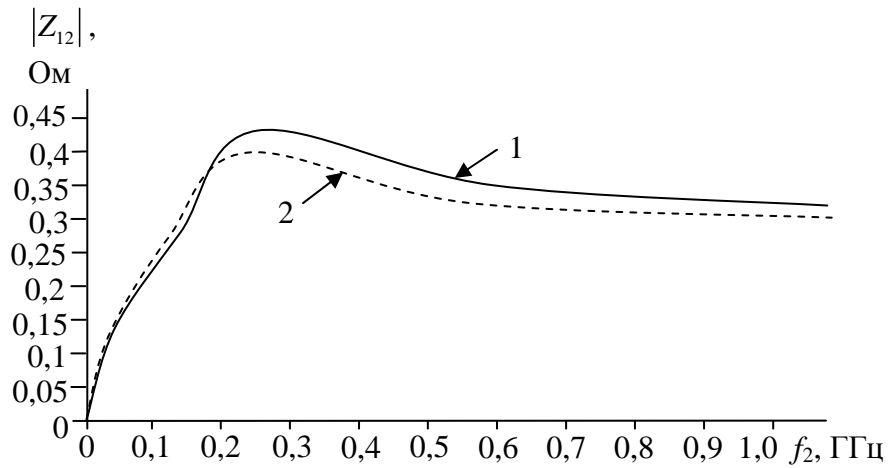
1 – для $k_{\omega} = 10^{-1}, k_E = 10^6$; 2 – для $k_{\omega} = 10^{-1}, k_E = 10$

Рисунок 4.33. – Зависимости $|Z_{11}| = \varphi(f_2)$

Максимуму $|Z_{11}|$ соответствует скачок фазы от $-1,1$ рад до $+1,8$ рад. При больших значениях коэффициента k_E происходит смещение частоты, соответствующей резкому изменению величины $\arg Z_{11}$ вправо, например, для случая $k_E = 10^6$, по сравнению с $k_E = 10$, это смещение составляет порядка 40 МГц.

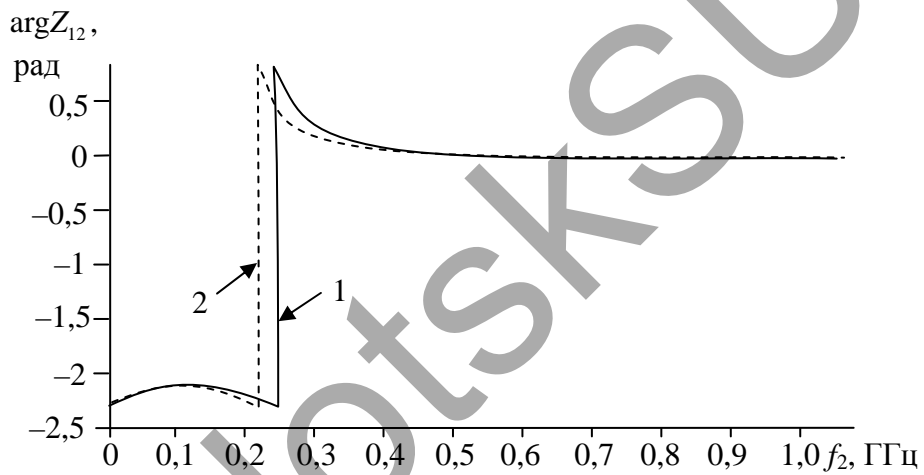
Зависимости $|Z_{12}|$ и их фазы $\arg Z_{12}$ от частоты показаны на рисунках 4.34 и 4.37. Модуль $|Z_{12}|$ увеличивается от нуля на частоте $f_2 = 1$ МГц до $0,35 \dots 0,45$ Ом на частотах $f_2 = 250 \dots 350$ МГц, затем происходит плавное уменьшение до $0,3$ Ом на частоте $f_2 = 1$ ГГц. Влияние параметров k_{ω} и k_E сказывается на величине $|Z_{12}|_{\max}$ и частоте, при которой это наблюдается.

Фаза незначительно изменяется в диапазоне частот от 1 до 200 МГц, а на частотах порядка от 200 до 240 МГц происходит скачкообразное увеличение $\arg Z_{12}$ до $0,75$ рад, затем плавное уменьшение до нуля на частоте $f_2 = 0,44 \dots 1$ ГГц.



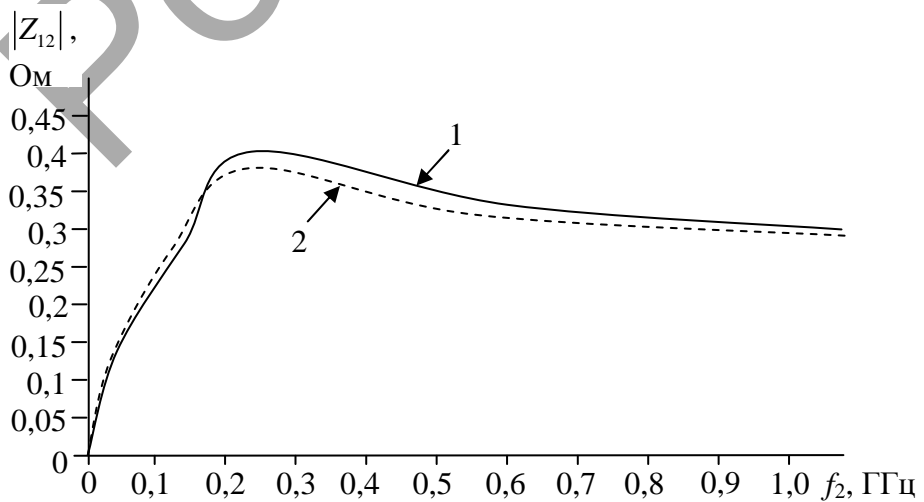
1 – для $k_{\omega} = 10^{-6}, k_E = 10^6$; 2 – для $k_{\omega} = 10^{-6}, k_E = 10$

Рисунок 4.34. – Зависимости $|Z_{12}| = \varphi(f_2)$



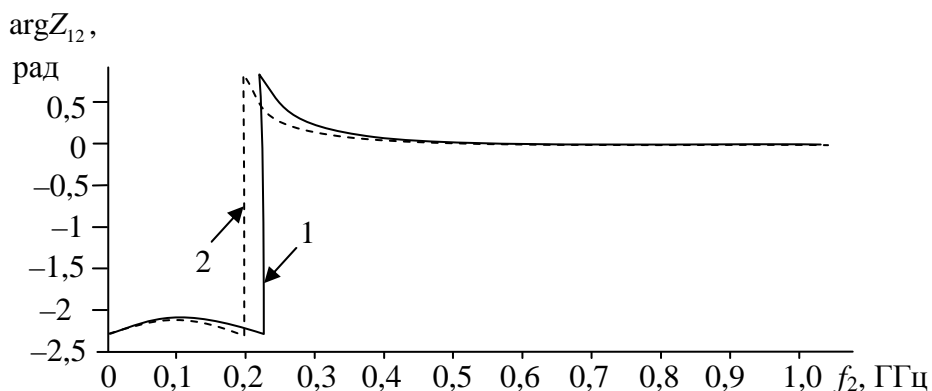
1 – для $k_{\omega} = 10^{-6}, k_E = 10^6$; 2 – для $k_{\omega} = 10^{-6}, k_E = 10$

Рисунок 4.35. – Зависимости $\arg Z_{12} = \varphi(f_2)$



1 – для $k_{\omega} = 10^{-1}, k_E = 10^6$; 2 – для $k_{\omega} = 10^{-1}, k_E = 10$

Рисунок 4.36. – Зависимости $|Z_{12}| = \varphi(f_2)$



1 – для $k_{\omega} = 10^{-1}$, $k_E = 10^6$; 2 – для $k_{\omega} = 10^{-1}$, $k_E = 10$

Рисунок 4.37. – Зависимости $\arg Z_{12} = \varphi(f_2)$

Таким образом, при использовании двухчастотных сигналов в режиме мощного ВЧ-сигнала и маломощного НЧ-сигнала наблюдаются ярко выраженные изменения составляющих поверхностного импеданса на конкретной частоте при фиксированном соотношении k_{ω} и k_E . Это может быть использовано при разработке методов поиска и идентификации УВЗ на основе исследования поверхностного импеданса и его фазы в диапазоне частот 200...300 МГц.

Поверхностный импеданс имеет частотную зависимость. Применение радиоэлектронной аппаратуры с возможностью перестройки характеристик зондирующих сигналов обладает высокой информативностью исследуемых характеристик.

4.4 Основные результаты главы 4

В четвертой главе проведен анализ взаимодействия двухчастотных ЭМВ со средой над УВЗ, сформулированы *научно-технические результаты*:

- получены выражения для компонентов тензоров диэлектрической проницаемости среды над УВЗ в режиме двухчастотных сигналов;
- проведен анализ составляющих тензоров диэлектрической проницаемости при различном соотношении амплитуд и частот двухчастотных ЭМВ;
- исследованы закономерности изменения поверхностного импеданса среды над УВЗ для двухчастотного воздействия в режимах НЧ- и ВЧ-сигналов;
- даны рекомендации по построению РТС поиска, оконтуривания и идентификации углеводородов на основе применения двухчастотных ЭМВ.

Литература к главе 4

1. Способ поиска месторождений нефти и газа : а. с. SU 1264122 / А.Ф. Семенцов, В.Ф. Семенцов. – Опубл. 15.10.1986.
2. Москвичёв, В.Н. Возмущение электромагнитного поля над локальной неоднородностью / В.Н. Москвичёв, Д.Н. Стадник. – Минск : Выш. шк., 1983. – Вып. 12. – С. 91–95.
3. Закономерности уплотнения осадков и оценка геостатического питания межсолевого и рифейско-вендского комплексов Белоруссии / Л.И. Шаповал [и др.] // Гидрогеология и инженерная геология Белоруссии : сб. науч. тр. – Минск : БелНИГРИ, 1975. – С. 141–155.
4. Агафонов, В.И. Гидрогеологическое районирование и перспективы нефтеносности межсолевого и подсолевого девонских комплексов Припятского прогиба по данным современных гидрогеологических условий / В.И. Агафонов, Л.А. Сеницына // Перспективы развития минерально-сырьевой базы БССР : сб. науч. тр. – Минск : БелНИГРИ, 1990. – С. 103–116.
5. Грибин, Я.Г. Оценка перспектив нефтеносности локальных структур Припятского прогиба по радиоактивности подземных вод / Я.Г. Грибин // Перспективы развития минерально-сырьевой базы БССР : сб. науч. тр. – Минск : БелНИГРИ, 1990. – С. 67–73.
6. Huang, R.H. Zow temperature (-80°C) termionic electron emission from alkalides and electrioles / R.H. Huang, I.Z. Dyl // Chem Phys Zett. – 1990. – Vol. 166, № 2. – P. 133–136.
7. Природа электрических явлений в деформированных кристаллах NaCl, упрочненных иновалентной примесью и γ -облучением / Я.А. Струк [и др.] // Физ. электроника. – Львов, 1982. – № 24. – С. 54–59.
8. Кульварская, Б.С. К вопросу о механизме электронной эмиссии катодов на основе алюмосиликатов щелочных металлов / Б.С. Кульварская, Х.С. Кан // Радиотехника и электроника. – М., 1982. – Т. 27, № 3. – С. 612–615.
9. Матвеев, Б.К. Электроразведка при поисках месторождений полезных ископаемых / Б.К. Матвеев. – М. : Недра, 1982. – 375 с.
10. Кучерук, Е.В. Применение метода вызванной поляризации при поисках залежей нефти и газа / Е.В. Кучерук // Нефтегазовая геология и геофизика. – М. : ЭИ ВНИИОЭНГ, 1980. – Вып. 24. – С. 7–11.
11. Pirson, S.J. Computerized magnetoelectric exploration – case history / S.J. Pirson // Oil and Gas. – 1978. – Vol. 76, № 25. – P. 168, 173, 175–176, 178.

12. Черенкова, Е.Л. Распространение радиоволн / Е.Л. Черенкова. – М. : Радио и связь, 1984. – 272 с.
13. Берёзкин, В.М. Применение геофизических методов разведки для прямых поисков месторождений нефти и газа / В.М. Берёзкин, М.А. Киричек, А.А. Кунарев. – М. : Недра, 1978. – 224 с.
14. Кухаркин, Е.С. Инженерная электрофизика. Техническая электродинамика / Е.С. Кухаркин. – М. : Высш. шк., 1982. – 502 с.
15. Дахнов, В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрядов скважин / В.Н. Дахнов. – М. : Недра, 1972. – 365 с.
16. Shkarofsky, I.P. New representations of dielectric tensor elements in magnetized plasma / I.P. Shkarofsky // *Plasme Phys.* – 1986. – Vol. 35, № 2. – P. 319–331.
17. Новиков, В.В. О кинетическом подходе к описанию электрических свойств нижней ионосферы в диапазоне СДВ / В.В. Новиков // *Проблемы дифракции и распространения радиоволн.* – Л., 1981. – Вып. 18. – С. 29–43.
18. Лауринавичус, А. Особенности распространения электромагнитных волн в волноводе с замагниченной полупроводниковой стенкой / А. Лауринавичус, П. Маланаускас // *Литов. физ. сб.* – Вильнюс : ЛГУ, 1982. – Т. 22, № 3. – С. 48–51.
19. Vjfrdman, A. Surface Waves on metals and semiconductor plasmas / A. Vjfrdman // *Proc. Conf. Surface Waves Plasmas, Blagoewgrad, Sept. 28 – Okt. 3.* – 1983. – P. 179–230.
20. Альтшуллер, Е.Ю. Поверхностные электромагнитные волны в технике СВЧ / Е.Ю. Альтшуллер, Л.И. Кац, В.В. Попов // *Обзор. Серия 1.* – М. : ЦНИИ «Электроника», 1983. – С. 179–230.
21. Yu, M.Y. Linear and nonlinear instabilities of the electron convection mode / M.Y. Yu, P.K. Shukla, A. El-Nadi // *Phys. Rev. A : I. Phys,* 1985. – Vol. 32, № 1. – P. 613–616.
22. Акиндинов, В.В. Антенны низкой частоты в магнитостатической плазме / В.В. Акиндинов, С.М. Ерёмин, И.В. Лишин // *Радиотехника и электроника.* – М. : МГУ, 1985. – Т. 30, № 5. – С. 833–850.
23. Индуктивность рамочной антенны в однородной магнитостатической плазме / В.В. Акиндинов [и др.] // *Радиотехника и электроника.* – М. : МГУ, 1985. – Т. 30, № 8. – С. 1582–1585.
24. Платман, Ф. Волны и взаимодействие в плазме твердого тела / Ф. Платман, П. Вольф – М. : Мир, 1975. – 438 с.
25. Оберман, К. Теория флуктуаций в плазме / К. Оберман, Е. Вильямс // *Основы физики плазмы.* – М. : Атомиздат, 1983. – Т. 1. – С. 279–333.

26. Дэвидсон, Р. Кинетическая теория волн и неустойчивостей в однородной плазме / Р. Дэвидсон // Основы физики плазмы. – М. : Атомиздат, 1983. – Т. 1. – С. 433–501.
27. Стил, М. Взаимодействие волн в плазме твердого тела / М. Стил, Б. Вюраль. – М. : Атомиздат, 1973. – 249 с.
28. Кондратенко, А.Н. Плазменные волноводы / А.Н. Кондратенко. – М. : Атомиздат, 1976. – 220 с.
29. Аксорьян, Г.А. Роль ионов в диэлектрической проницаемости плазмы газа высокой плотности / Г.А. Аксорьян // Письма в ЖТФ. – 1983. – Т. 9. – Вып. 24. – С. 1484–1485.
30. Robinson, P.A. Conditions for the validity of unmagnetised plasma theory in describing weakly magnetized / P.A. Robinson // Phys. Fluids. – 1988. – Vol. 31, № 3. – P. 525–534.
31. Clark, P. Decoys meet the challenge of missile attack / P. Clark // Microw. Syst. News, 1989. – Vol. 19, № 19. – P. 50–51, 57, 60.
32. Александров, А.Ф. Основы электродинамики плазмы / А.Ф. Александров, Л.С. Богданкевич, А.А. Рухадзе. – М. : Высш. шк., 1988. – 424 с.
33. Вечер, А.А. Твердые электролиты / А.А. Вечер, Д.В. Вечер. – Минск : Университетское, 1988. – 109 с.
34. Кондратенко, А.Н. Проникновение поля в плазму / А.Н. Кондратенко. – М. : Атомиздат, 1979. – 270 с.
35. Бенефи, Дж. Радиационные процессы в плазме / Дж. Бенефи. – М. : Мир, 1973. – 437 с.
36. Гоноровский, И.С. Радиотехнические цепи и сигналы / И.С. Гоноровский. – М. : Сов. радио, 1971. – С. 145–146.
37. Гололобов, Д.В. Использование двухчастотных сигналов для обнаружения анизотропных сред / Д.В. Гололобов, В.Ф. Янушкевич // Тез. докл. XXI науч.-техн. конф. в рамках проблемы «Наука и мир». – Брест, 1994. – Т. 1. – С. 86–87.
38. Янушкевич, В.Ф. Зондирование анизотропных сред двухчастотными и модулированными сигналами / В.Ф. Янушкевич ; Полоц. гос. ун-т. – Минск. – 8 с. – Деп. в БелИСА 12.06.97. – № Д 199713.
39. Янушкевич, В.Ф. Двухчастотный метод обнаружения углеводородных залежей / В.Ф. Янушкевич // Технические вузы – Республике : материалы междунар. 52-й науч.-техн. конф. профессоров, преподавателей, научных работников, аспирантов и студентов БГПА. – Минск : БГПА, 1997. – Ч. 4.1. – С. 111.

40. Antonovich, D. Geological prospecting of hydrocarbonate deposits on the basis of a two frequency method / D. Antonovich, A. Kovalev, V. Janushkevich // Budownictwo i Inzynieria Srodowiska : 20 Miedzynarodowe sympozium naukowe studentow i mlodych pracownikow nauki : w 2 tomach. Konstrukcje budowlane I inzynierska. Politechnika Zielonogorska, Zielonagora, 11–12 Maja 1998. – Т. 1. – S. 20–25.
41. Гололобов, Д.В. Двухчастотные методы георазведки углеводородных залежей / Д.В. Гололобов, А.В. Седин, Н.В. Цывис, В.Ф. Янушкевич ; Полоц. гос. ун-т. – Минск, 1998. – 6 с. – Деп. в БелИСА 20.08.1998, № Д 199862.
42. Антонович, Д.А. Моделирование взаимодействия электромагнитных волн с углеводородной залежью / Д.А. Антонович, А.С. Ковалёв, В.Ф. Янушкевич ; Полоц. гос. ун-т. – Минск, 1998. – 12 с. – Деп. в БелИСА 21.10.1998, № Д 199876.
43. Георазведка углеводородных залежей на основе двухчастотного взаимодействия / Д.В. Гололобов [и др.] // Состояние и проблемы технических измерений : тез. докл. 5-й Всероссийской науч.-техн. конф., Москва, 24–26 ноября 1998 г. – Москва : МГТУ им. Н.Э. Баумана, 1998. – С. 143.
44. Гололобов, Д.В. Поиск месторождений углеводородов радиоволновым методом / Д.В. Гололобов, В.Ф. Янушкевич // Приборы. Справ. журн. – 1999. – № 10. – С. 25–27.
45. Янушкевич, В.Ф. Моделирование двухчастотного взаимодействия электромагнитных волн с углеводородной залежью / В.Ф. Янушкевич // Приборы. Справ. журн. – 1999. – № 10. – С. 27–29.
46. Гололобов, Д.В. Исследование контраста характеристик зондирующего сигнала между углеводородной залежью и подстилающей поверхностью / Д.В. Гололобов, В.Ф. Янушкевич // Современные проблемы проектирования и производства радиоэлектронных средств : сб. материалов междунар. науч.-техн. семинара, Новополоцк, 29–31 мая 2000 г. ; Полоц. гос. ун-т. – Новополоцк, 2000. – С. 202–205.
47. Янушкевич, В.Ф. Моделирование двухчастотного зондирования углеводородных залежей / В.Ф. Янушкевич // Современные проблемы проектирования и производства радиоэлектронных средств : сб. материалов междунар. науч.-техн. семинара, Новополоцк, 29–31 мая 2000 г., Полоц. гос. ун-т. – Новополоцк, 2000. – С. 205–208.

48. Иванов, Д.Ю. Современные экологические технологии георазведки углеводородных залежей / Д.Ю. Иванов, Н.В. Цывис, В.Ф. Янушкевич // Процессы и оборудование экологических производств : V Традиц. науч.-техн. конф. стран СНГ, Волгоград, 27–29 ноября 2000 г. – Волгоград, 2000. – С. 10.
49. Цывис, Н.В. Поверхностный импеданс углеводородной залежи в режиме двухчастотного взаимодействия / Н.В. Цывис, Д.Ю. Иванов, В.Ф. Янушкевич // Состояние и проблемы измерений : 6-я всероссийская науч.-техн. конф., Москва, 23.11–25.11.1999. – М. : МГТУ им. Н.Э. Баумана. – С. 200–201.
50. Цывис, Н.В. Георазведка углеводородных залежей радиотехническими методами / Н.В. Цывис, В.Ф. Янушкевич, С.И. Яроменок ; Полоц. гос. ун-т. – Минск. – 7 с. – Деп. в БелИСА 31.10.2000, № Д 200066.
51. Цывис, Н.В. Радиотехнические системы обнаружения углеводородных залежей на основе двухчастотного взаимодействия / Н.В. Цывис, В.Ф. Янушкевич, Д.Ю. Иванов // Состояние и проблемы измерений : 7-я Всероссийская науч.-техн. конф., Москва, 28–30 ноября 2000 г. – М. : МГТУ им. Н.Э. Баумана. – С. 96–97.
52. Цывис, Н.В. Исследование отражательных характеристик углеводородных залежей для двухчастотного взаимодействия в режиме мощного низкочастотного сигнала / Н.В. Цывис, В.Ф. Янушкевич, С.И. Яроменок // Инженерно-физические проблемы новой техники : 6-е всероссийское совещание-семинар, Москва, 16–18 мая 2001 г. – М. : МГТУ им. Н.Э. Баумана. – С. 189–190.
53. Гололобов, Д.В. Поверхностный импеданс углеводородной залежи в режиме двухчастотного взаимодействия / Д.В. Гололобов, Н.В. Цывис, В.Ф. Янушкевич // Изв. Нац. акад. наук – 2001. – № 1 (11/1). – С. 101–104.
54. Гололобов, Д.В. Радиотехнические системы поиска и идентификации углеводородных залежей в режиме двухчастотного взаимодействия / Д.В. Гололобов, В.Ф. Янушкевич // Весці НАН Беларусі. Серія фіз.-техн. навук. – 2002. – № 1. – С. 49–54.
55. Цывис, Н.В. Математическое моделирование взаимодействия ЭМВ с углеводородной залежью / Н.В. Цывис, В.Ф. Янушкевич, С.В. Калинин // Экологические проблемы Полесья и сопредельных территорий : IV Междунар. науч.-практ. конф., Гомель, 23–25 октября 2002 г. – Гомель : ГГУ, 2002. – 2 с.

56. Гололобов, Д.В. Исследование дисперсионных свойств углеводородной залежи в режиме двухчастотного взаимодействия / Д.В. Гололобов, В.Ф. Янушкевич // Вести Полоц. гос. ун-та. Сер. В, Прикладные науки. – 2000. – С. 8–14.
57. Мелешко, П.М. Моделирование взаимодействия электромагнитных волн со средой над углеводородными залежами / П.М. Мелешко, В.Ф. Янушкевич // Вестн. Полоц. гос. ун-та. Сер. С, Фундаментальные науки. – 2007. – С. 89–92.
58. Гололобов, Д.В. Анализ воздействия электромагнитной волны на многослойную среду с включением протяженной анизотропной неоднородности / Д.В. Гололобов, В.Ф. Янушкевич, С.И. Мороз // Докл. БГУИР. – Минск, 2011. – № 7 (61). – С. 38–42.
59. Анализ двухчастотного взаимодействия с анизотропной средой в режиме мощного низкочастотного сигнала / В.Ф. Янушкевич [и др.] // Вестн. Полоц. гос. ун-та. Сер. С, Фундаментальные науки. – 2012. – № 12. – С. 89–93.
60. Влияние характеристик подстилающих поверхностей на электродинамические параметры анизотропной среды в режиме гармонического сигнала / В.Ф. Янушкевич [и др.] // Вестн. Полоц. гос. ун-та. Сер. С, Фундаментальные науки. – 2012. – № 4. – С. 83–87.
61. Янушкевич, В.Ф. Моделирование физических процессов в анизотропной среде в режиме двухчастотного взаимодействия / В.Ф. Янушкевич // Вестн. Полоц. гос. ун-та. Сер. С, Фундаментальные науки. – 2013. – № 4. – С. 12–17.

Глава 5

ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ МОДУЛИРОВАННЫХ СИГНАЛОВ С АНИЗОТРОПНОЙ СРЕДОЙ

5.1 Воздействие амплитудно-модулированного сигнала на анизотропную среду

5.1.1 Анализ взаимодействия амплитудно-модулированных сигналов с углеводородными залежами

Проведем анализ взаимодействия АМ-сигналов со средой над УВЗ. Следует ожидать, что режимы модуляции могут привести к появлению в компонентах тензоров диэлектрической проницаемости дополнительных составляющих, зависящих от параметров сигналов. Все это должно расширить функциональные зависимости компонентов тензоров от режимов модуляции, что позволит повысить информативность разрабатываемых методов поиска УВЗ.

На основе проведенных теоретических исследований взаимодействия ЭМВ и АС можно предложить новые методы электроразведки, позволяющие повысить уровень достоверности поиска и выделения УВЗ.

В случае применения для зондирования месторождений нефти и газа тональной АМ радиосигнал записывается как

$$e(t) = E(1 + k_m \cos \Omega t) \cos \omega t, \quad (5.1)$$

где E – амплитуда несущего колебания; k_m – коэффициент амплитудной модуляции; $\Omega = 2\pi F$, $\omega = 2\pi f$ – соответственно модулирующая и несущая частоты.

Здесь нет необходимости использовать преобразование Гильберта. В данном случае составляющие скорости электрона определяются следующим образом:

$$\begin{cases} \dot{\vartheta}_x = \frac{e}{m} E_x (1 + k_m \cos \Omega t) \frac{j\omega + \nu}{(j\omega + \nu)^2 + \omega_r^2} - \frac{e}{m} \frac{\omega_r E_y (1 + k_m \cos \Omega t)}{(j\omega + \nu)^2 + \omega_r^2}, \\ \dot{\vartheta}_y = \omega_r \frac{e}{m} \frac{E_x (1 + k_m \cos \Omega t)}{(j\omega + \nu)^2 + \omega_r^2} + \frac{e}{m} \frac{E_y (1 + k_m \cos \Omega t)(j\omega + \nu)}{(j\omega + \nu)^2 + \omega_r^2}, \\ \dot{\vartheta}_z = \frac{e}{m} \frac{E_z (1 + k_m \cos \Omega t)}{j\omega + \nu}. \end{cases} \quad (5.2)$$

Плотности токов принимают вид:

$$\left\{ \begin{aligned}
 \dot{\delta}_x &= j\omega\epsilon_0 E_x \left\{ \epsilon_r + j \left[\frac{\epsilon_r k_m \Omega \cdot \sin(\Omega \cdot t)}{\omega \cdot (1 + k_m \cos \Omega \cdot t)} - \frac{\sigma_r}{\omega\epsilon_0} - \frac{\omega_{II}^2}{\omega} \frac{j\omega + \nu}{(j\omega + \nu)^2 + \omega_r^2} \right] \right\} + \\
 &+ j\omega\epsilon_0 E_y \left[j \frac{\omega_{II}^2 \omega_r}{\omega} \frac{1}{(j\omega + \nu)^2 + \omega_r^2} \right], \\
 \dot{\delta}_y &= j\omega\epsilon_0 E_y \left\{ \epsilon_r + j \left[\frac{\epsilon_r k_m \Omega \cdot \sin(\Omega \cdot t)}{\omega \cdot (1 + k_m \cos \Omega \cdot t)} - \frac{\sigma_r}{\omega\epsilon_0} \right] - j \frac{\omega_{II}^2}{\omega} \frac{j\omega + \nu}{(j\omega + \nu)^2 + \omega_r^2} \right\} + \\
 &+ j\omega\epsilon_0 E_y \left[-j \frac{\omega_{II}^2 \omega_r}{\omega} \frac{1}{(j\omega + \nu)^2 + \omega_r^2} \right], \\
 \dot{\delta}_z &= j\omega\epsilon_0 E_z \left\{ \epsilon_r + j \left[\frac{\Omega \cdot \epsilon_r k_m \cdot \sin(\Omega \cdot t)}{\omega \cdot (1 + k_m \cdot \cos \Omega \cdot t)} - \frac{\sigma_r}{\omega\epsilon_0} - \frac{\omega_{II}^2}{\omega} \frac{1}{j\omega + \nu} \right] \right\}.
 \end{aligned} \right. \quad (5.3)$$

Компоненты тензора диэлектрической проницаемости для двухчастичного потока определяются следующим образом:

$$\left\{ \begin{aligned}
 \dot{\epsilon}_1 &= \epsilon_r + \sum_{i=1}^2 \left\{ \frac{\omega_{II}^2}{\omega} \frac{\omega_{\Gamma i}^2 - \omega^2 - \nu_i^2}{(\nu_i^2 + \omega_{\Gamma i}^2 - \omega^2)^2 + 4\omega^2 \nu_i^2} + j \left[\frac{\epsilon_r k_m \Omega \sin \Omega t}{\omega(1 + k_m \cos \Omega t)} - \frac{\sigma_r}{\omega\epsilon_0} \right] - \right. \\
 &\left. \frac{\omega_{II}^2 \nu_i}{\omega} \frac{\omega^2 + \nu_i^2 + \omega_{\Gamma i}^2}{(\nu_i^2 + \omega_{\Gamma i}^2 - \omega^2)^2 + 4\omega^2 \nu_i^2} \right\}, \\
 \dot{\epsilon}_2 &= \sum_{i=1}^2 \left\{ \frac{\omega_{II}^2 \omega_{\Gamma i}}{\omega} \frac{\omega_{\Gamma i}^2 - \omega^2 + \nu_i^2}{(\nu_i^2 + \omega_{\Gamma i}^2 - \omega^2)^2 + 4\omega^2 \nu_i^2} - \frac{2j\nu_i \omega_{II}^2 \omega_{\Gamma i}}{(\nu_i^2 + \omega_{\Gamma i}^2 - \omega^2)^2 + 4\omega^2 \nu_i^2} \right\}, \\
 \dot{\epsilon}_3 &= \epsilon_r + \sum_{i=1}^2 \left\{ \omega_{II}^2 \frac{1}{\nu_i^2 + \omega^2} + j \left[\frac{\epsilon_r k_m \Omega \sin \Omega t}{\omega(1 + k_m \cos \Omega t)} - \frac{\sigma_r}{\omega\epsilon_0} - \frac{\omega_{II}^2 \nu_i}{\omega} \frac{1}{\omega^2 + \nu_i^2} \right] \right\}.
 \end{aligned} \right. \quad (5.4)$$

Для данного вида взаимодействия характерна зависимость компонентов тензора диэлектрической проницаемости от коэффициента амплитудной модуляции k_m , от модулирующей Ω и несущей ω частот АМ-сигнала.

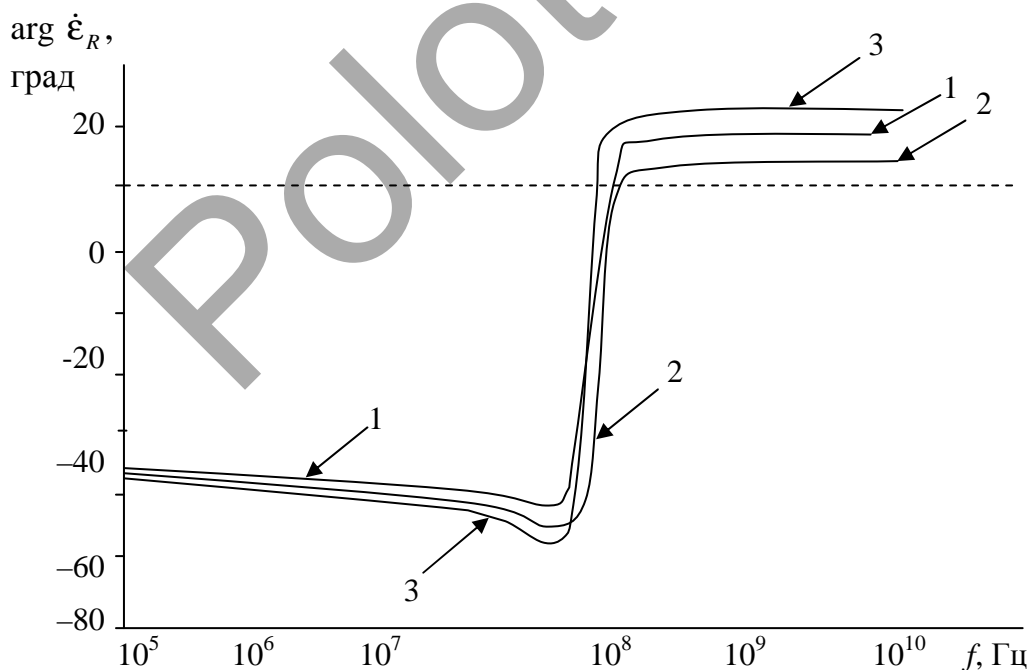
Сравнение с одночастотным режимом взаимодействия показывает, что мнимые части диагональных компонентов тензора имеют поправочный член

$$\epsilon_{\text{Im}1,3} = \frac{\epsilon_r \cdot K_m \cdot \Omega \cdot \sin \Omega \cdot t}{\omega(1 + k_m \cdot \cos \Omega \cdot t)}.$$

Это говорит о том, что частоты резонансного взаимодействия не будут отличаться от частот для гармонического сигнала. Данный факт может быть применён для комбинированного использования этих двух режимов взаимодействия.

5.1.2 Частотные характеристики тензора диэлектрической проницаемости среды при воздействии амплитудно-модулированных сигналов

Так как реальные части КЭ тензора не зависят от параметров АМ-сигналов (5.4), поэтому нет необходимости в их численном тестировании. Вместе с тем представляет практический интерес анализ фазовых компонентов $\dot{\epsilon}_R$ и $\dot{\epsilon}_L$. Частотные зависимости величины $\arg \dot{\epsilon}_R$ представлены на рисунке 5.1.



1 – для $k_m = 0,1$ и $F = 100$ МГц;
 2 – для $k_m = 0,5$ и $F = 1$ ГГц; 3 – для $k_m = 1$ и $F = 1$ ГГц

Рисунок 5.1. – Зависимости $\arg \dot{\epsilon}_R = \varphi(f)$

В диапазоне частот $10^5 \dots 10^7$ Гц значение $\arg \dot{\epsilon}_R$ изменяется несущественно. На отрезке $10^7 \dots 10^8$ Гц происходит уменьшение фазы КЭ. Наибольшее изменение величины $\arg \dot{\epsilon}_R$ наблюдается в диапазоне частот $10^8 \dots 10^9$ Гц, где фаза скачком изменяется от значения минус $110 \dots 115^\circ$ до плюс $4 \dots 20^\circ$.

Частота несущей, при которой фаза КЭ равняется нулю, лежит в пределах $300 \dots 600$ МГц. Установлено, что при вариации коэффициента АМ происходит изменение величины $\arg \dot{\epsilon}_R$. На отрезке частот $10^5 \dots 10^8$ Гц влияние значения k_m на фазу КЭ практически отсутствует.

В диапазоне частот $10^8 \dots 10^{10}$ Гц происходит существенное влияние коэффициента АМ на величину $\arg \dot{\epsilon}_R$. Так, при увеличении k_m наблюдается уменьшение частоты перехода фазы КЭ через нуль.

Анализ частотных зависимостей величины $\arg \dot{\epsilon}_R$ показал, что данные характеристики несущественно отличаются от аналогичных зависимостей $\arg \dot{\epsilon}_R = \varphi(f)$, т.е. $\arg \dot{\epsilon}_R \approx \arg \dot{\epsilon}_L$. Характеристики $\arg \dot{\epsilon}_R = \varphi(k_m)$ и $\arg \dot{\epsilon}_L = \varphi(k_m)$ совпадают.

Таким образом, применение АМ-сигналов не ведёт к изменению КЭ $\text{Re} \dot{\epsilon}_R$ и $\text{Re} \dot{\epsilon}_L$, однако происходит влияние частоты несущей и коэффициента АМ на фазу КЭ.

Различные режимы взаимодействия ЭМВ с УВЗ рассмотрены в работах [4–7]. При этом важно учитывать особенности РРВ различных диапазонов [8; 9] и электрические свойства ПП [10–13].

5.1.3 Импедансные граничные условия для среды над углеводородными залежами в режиме амплитудно-модулированных сигналов

Применение АМ-сигналов для георазведки УВЗ позволяет повысить точность и достоверность ЭММ поиска [14–16].

Цель работы заключается в обосновании выбора характеристик ЭМВ при АМ-воздействии, разработке методов и аппаратурных средств для качественного повышения производительности геологоразведочных работ.

В качестве исследуемых характеристик УВЗ взяты импедансные граничные условия. Величина поверхностного импеданса позволяет проводить оценку характеристик антенн, что может быть использовано для идентификации залежей полезных ископаемых.

Рассмотрим взаимодействие в режиме АМ-сигнала вида, представленного формулой (5.1).

Импедансные граничные условия имеют вид [12]:

$$\begin{aligned} \dot{E}_x &= -Z_0(\dot{Z}_{11}\dot{H}_x - \dot{Z}_{12}\dot{H}_y), \\ \dot{E}_y &= -Z_0(\dot{Z}_{21}\dot{H}_x - \dot{Z}_{22}\dot{H}_y), \\ \dot{Z}_{11} = \dot{Z}_{22} &= -\frac{1}{2j\sqrt{\dot{\epsilon}_R\dot{\epsilon}_L}}(\sqrt{\dot{\epsilon}_R} - \sqrt{\dot{\epsilon}_L}), \\ \dot{Z}_{12} = \dot{Z}_{21} &= \frac{1}{2\sqrt{\dot{\epsilon}_R\dot{\epsilon}_L}}(\sqrt{\dot{\epsilon}_R} + \sqrt{\dot{\epsilon}_L}), \end{aligned} \quad (5.5)$$

где $\dot{E}_{x,y}, \dot{H}_{x,y}$ – проекции падающей и отражённой волны на соответствующие координатные оси; Z_0 – характеристическое сопротивление среды, окружающей анизотропную неоднородность; $\dot{\epsilon}_R, \dot{\epsilon}_L$ – диэлектрические проницаемости соответственно для правой и левой поляризации ЭМВ:

$$\dot{\epsilon}_R = \dot{\epsilon}_1 + \dot{\epsilon}_2;$$

$$\dot{\epsilon}_L = \dot{\epsilon}_1 - \dot{\epsilon}_2.$$

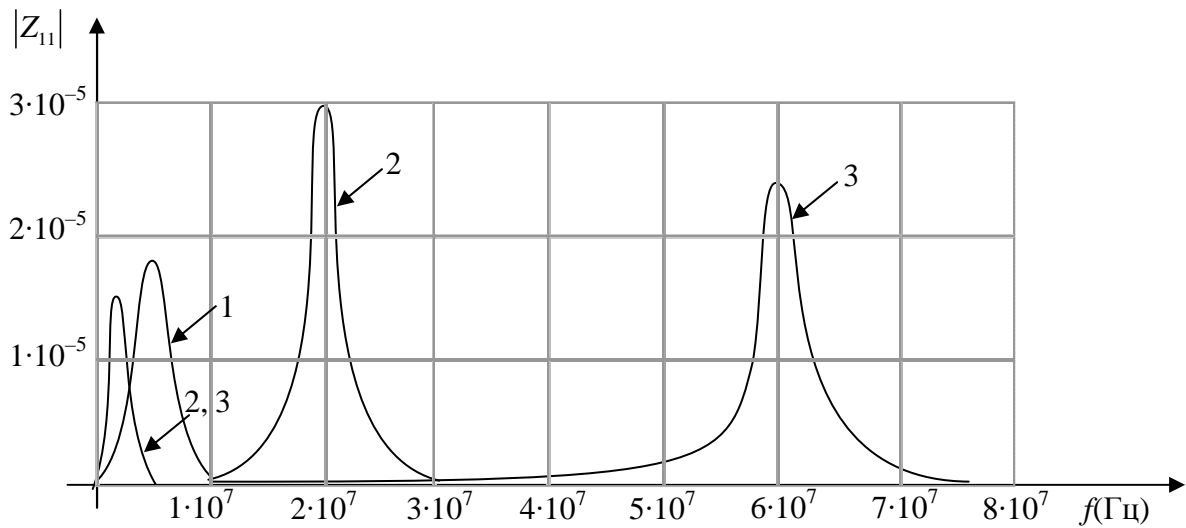
Здесь $\dot{\epsilon}_1$ и $\dot{\epsilon}_2$ – элементы матрицы [3]:

$$\check{\epsilon} = \begin{vmatrix} \dot{\epsilon}_1 & -j\dot{\epsilon}_2 & 0 \\ j\dot{\epsilon}_2 & \dot{\epsilon}_1 & 0 \\ 0 & 0 & \dot{\epsilon}_3 \end{vmatrix}. \quad (5.6)$$

Расчёт компонентов поверхностного импеданса (5.5) проводился на основании экспериментально полученных данных над залежами углеводородов: диэлектрическая проницаемость вмещающих пород $\epsilon_r = 10$; удельная электрическая проводимость $\delta_r = 0,03$ См/м; эффективные частоты столкновений: электронно-ионная $\nu_e = 10^9$ с⁻¹, ионная $\nu_i = 0,5 \cdot 10^7$ с⁻¹ [2].

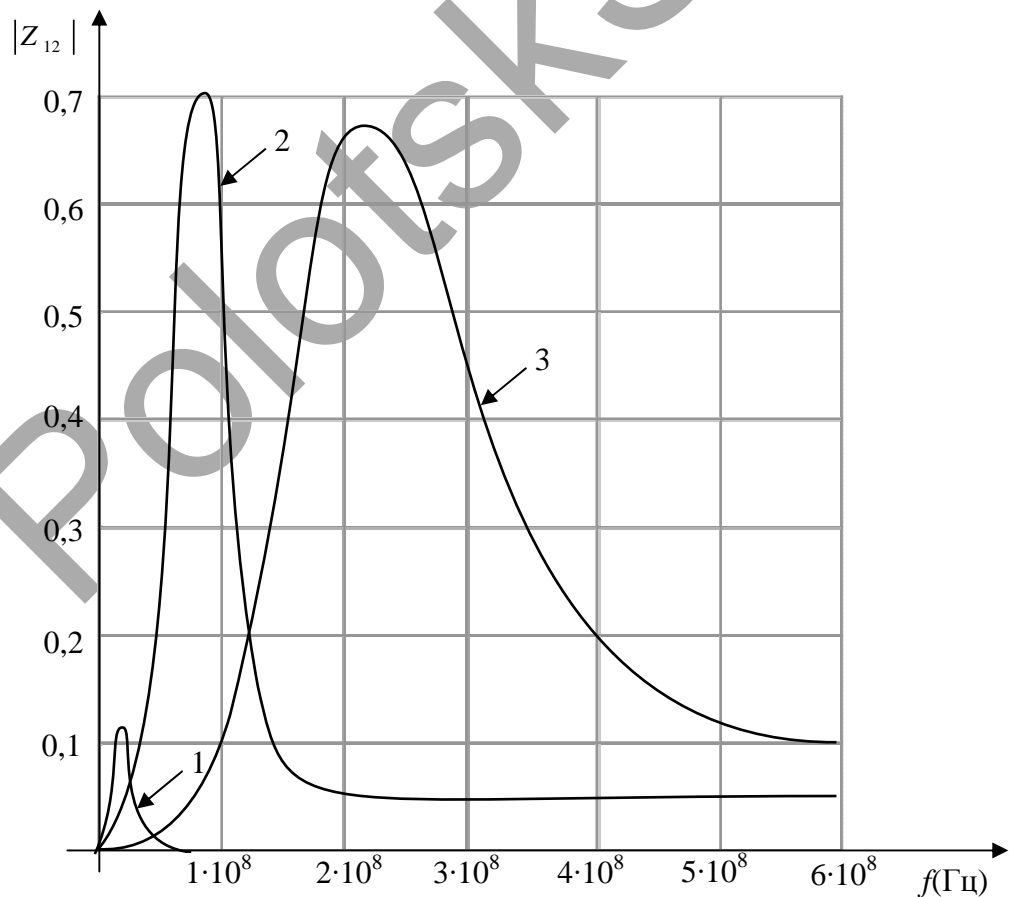
Рассчитанные частотные зависимости Z_{11} и Z_{12} [14; 15] представлены на рисунках 5.2 и 5.3 соответственно (Z_{11} и Z_{12} – величины безразмерные).

Модуль составляющей Z_{12} также имеет резонансные участки частотной характеристики, о чем свидетельствует рисунок 5.3.



1 – для $F = 0,1$ МГц, $k_m = 1,0$; 2 – для $F = 1$ МГц, $k_m = 0,5$;
 3 – для $F = 10$ МГц, $k_m = 1,0$

Рисунок 5.2. – Зависимости $|Z_{11}| = \varphi(f)$



1 – для $F = 0,1$ МГц, $k_m = 1,0$; 2 – для $F = 10$ МГц, $k_m = 1,0$;
 3 – для $F = 100$ МГц, $k_m = 0,5$

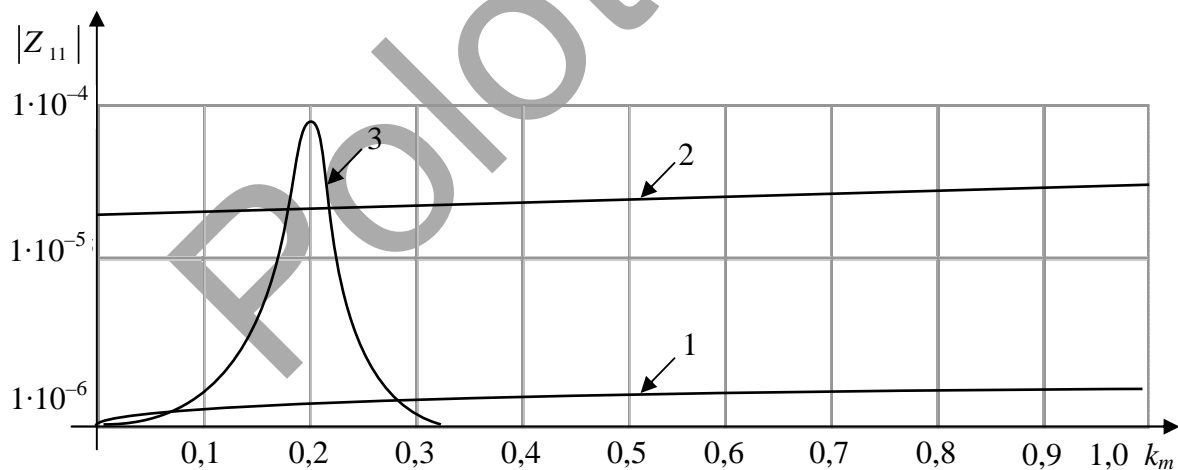
Рисунок 5.3. – Зависимости $|Z_{12}| = \varphi(f)$

При более низких значениях частоты модуляции F всплеск составляющей Z_{11} происходит при невысоких значениях несущего колебания f . Для $F = 0,1$ МГц и $k_m = 0,1$ $|Z_{11}| = 1,8 \cdot 10^{-5}$, что соответствует частоте $f \approx 5$ МГц. При $F = 1$ МГц и $k_m = 0,5$ наблюдается увеличение $|Z_{11}|$ до $3 \cdot 10^{-5}$ на частоте несущего колебания $f = 20$ МГц. Увеличение частоты модуляции до значения $F = 10$ МГц ($k_m = 1,0$) смещает значение f до величины 60 МГц. При этом $|Z_{11}| = 2,4 \cdot 10^{-5}$.

Для $F = 0,1$ МГц и $k_m = 1,0$ максимум $|Z_{12}| = 0,12$ на частоте несущего колебания $f = 5$ МГц.

При $F = 10$ МГц и $k_m = 1,0$ происходит увеличение модуля Z_{12} до 0,7 на частоте $f = 80$ МГц. Дальнейший рост частоты модуляции смещает резонансную частоту составляющей поверхностного импеданса Z_{12} вправо. Так, при $F = 100$ МГц и $k_m = 0,5$ максимум значения $|Z_{12}|$ равняется 0,65 на частоте $f = 220$ МГц.

В данной работе также проведено исследование влияния коэффициента амплитудной модуляции k_m на компоненты поверхностного импеданса (рисунки 5.4, 5.5).



1 – для $F = 0,1$ МГц, $f = 1$ МГц; 2 – для $F = 1$ МГц, $f = 10$ МГц;
3 – для $F = 100$ МГц, $f = 1000$ МГц

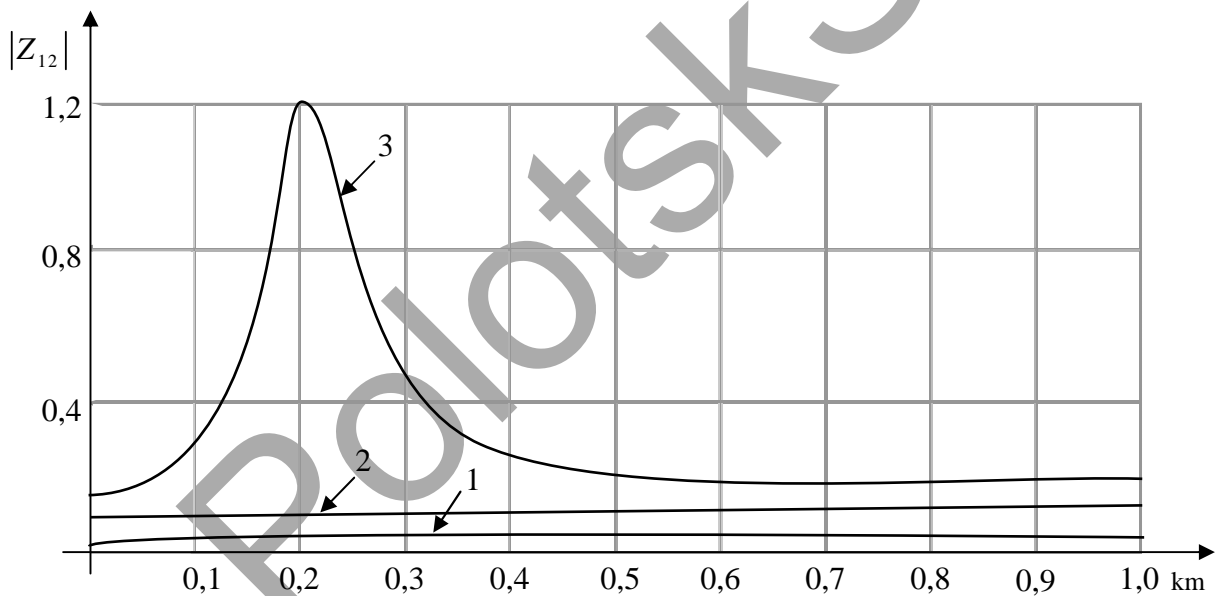
Рисунок 5.4. – Зависимости $|Z_{11}| = \Psi(k_m)$

При низких значениях частоты модуляции вариация k_m практически не приводит к изменению значений $|Z_{11}|$. При увеличении F коэффициент

амплитудной модуляции оказывает существенное влияние на величину модуля поверхностного импеданса.

Так, для $F = 100$ МГц ($f = 1000$ МГц) наблюдается резонансный всплеск $|Z_{11}|$ до значения $0,8 \cdot 10^{-4}$ при $k_m = 0,2$. В диапазоне значений $k_m = 0 \dots 0,1$ и $k_m = 0,3 \dots 1,0$ отсутствует эффект модуляции компоненты поверхностного импеданса $|Z_{11}|$.

Модуль составляющей Z_{12} при низких значениях F также практически не изменяется. При частоте модулирующего сигнала $F = 100$ МГц ($f = 1000$ МГц) имеется резонансный участок характеристики $|Z_{12}| = \Psi(k_m)$. Величина поверхностного импеданса увеличивается от значения 0,18 при $k_m = 0$ до 1,2 при $k_m = 0,2$. С дальнейшим ростом k_m величина $|Z_{12}|$ уменьшается до 0,1 (при $k_m = 0,4$) и практически постоянна при изменениях коэффициента амплитудной модуляции до значения 1,0.



1 – для $F = 0,1$ МГц, $f = 1$ МГц; 2 – для $F = 1$ МГц, $f = 10$ МГц;
3 – для $F = 100$ МГц, $f = 1000$ МГц

Рисунок 5.5. – Зависимости $|Z_{12}| = \Psi(k_m)$

Компоненты поверхностного импеданса выражают соотношения между составляющими напряжённостей электрического и магнитного полей при распространении ЭМВ в данной среде. Теоретический анализ данных характеристик и их экспериментальное исследование несет высокую информативность ЭММ поиска, оконтуривания и идентификации УВЗ.

Использование РТС с возможностью вариации характеристик зондирующих ЭМВ в широких пределах расширяет возможности георазведки, основываясь на выделении аномальных эффектов при РРВ над данной средой.

Проведённый анализ показал, что компоненты поверхностного импеданса имеют частотную зависимость в режиме АМ-воздействия. Импедансные характеристики среды над УВЗ дают качественную и количественную оценку электродинамических параметров сред.

5.2 Применение частотно-модулированного сигнала для зондирования анизотропных сред

5.2.1 Воздействие частотно-модулированных сигналов на анизотропную среду

Для радиосигнала с тональной частотной модуляцией вида

$$e(t) = E_2 \cos(\omega_2 t + \beta \sin \omega_1 t), \quad (5.7)$$

где E_2 и ω_2 – соответственно амплитуда и частота несущего колебания; ω_1 – модулирующая частота; $\beta = \frac{\Delta\omega}{\omega_1}$ – индекс модуляции; $\Delta\omega$ – девиация частоты.

При вычислении составляющих скорости движения частиц, как и в предыдущем случае, нет необходимости использовать преобразования Гильберта) [17; 19]. Тогда составляющие скорости

$$\begin{cases} \dot{\vartheta}_x = \frac{e}{m} E_x \frac{j\tilde{\omega}_3 + \nu}{(j\tilde{\omega}_3 + \nu)^2 + \omega_r^2} - \frac{e}{m} \frac{\omega_r E_y}{(j\tilde{\omega}_3 + \nu)^2 + \omega_r^2}, \\ \dot{\vartheta}_y = \omega_r \frac{e}{m} \frac{E_x}{(j\tilde{\omega}_3 + \nu)^2 + \omega_r^2} + \frac{e}{m} \frac{E_y (j\tilde{\omega}_3 + \nu)}{(j\tilde{\omega}_3 + \nu)^2 + \omega_r^2}, \\ \dot{\vartheta}_z = \frac{e}{m} \frac{E_z}{j\tilde{\omega}_3 + \nu}, \end{cases} \quad (5.8)$$

$$\text{где} \quad \tilde{\omega}_3 = \omega_2 [1 + \beta \cdot k_\omega \cos \omega_1 t], \quad (5.9)$$

k_ω определяется так же, как и в (5.3).

Режим ЧМ-сигнала для зондирования АС может быть применен как в режиме узкополосных, так и широкополосных сигналов, что существенно повышает возможности георазведки.

Плотности токов определяются следующим образом:

$$\begin{cases} \dot{\delta}_x = \varepsilon_0 \omega_{II}^2 E_x \frac{j\tilde{\omega}_3 + \nu}{(j\tilde{\omega}_3 + \nu)^2 + \omega_{II}^2} - \frac{\varepsilon_0 \omega_{II}^2 \omega_{II} E_y}{(j\tilde{\omega}_3 + \nu)^2 + \omega_{II}^2}, \\ \dot{\delta}_y = \frac{\varepsilon_0 \omega_{II}^2 \omega_{II} E_x}{(j\tilde{\omega}_3 + \nu)^2 + \omega_{II}^2} + \frac{\omega_{II}^2 \varepsilon_0 E_y (j\tilde{\omega}_3 + \nu)}{(j\tilde{\omega}_3 + \nu)^2 + \omega_{II}^2}, \\ \dot{\delta}_z = \frac{\varepsilon_0 \omega_{II}^2 E_z}{j\tilde{\omega}_3 + \nu}. \end{cases} \quad (5.10)$$

Компоненты тензора для двухчастичного потока примут вид:

$$\begin{cases} \dot{\varepsilon}_1 = \varepsilon_r (1 + \beta \cdot k_\omega \cos \omega_1 t) + \sum_{i=1}^2 \left\{ \frac{\omega_{II}^2 \tilde{\omega}_3}{\omega_2} \frac{\omega_{II}^2 - \tilde{\omega}_3^2 - \nu_i^2}{(\nu_i^2 + \omega_{II}^2 - \tilde{\omega}_3^2)^2 + 4\tilde{\omega}_3^2 \nu_i^2} - j \left[\frac{\sigma_r}{\omega_2 \varepsilon_0} + \frac{\omega_{II}^2 \nu_i}{\omega_2 (\nu_i^2 + \omega_{II}^2 - \tilde{\omega}_3^2)^2 + 4\tilde{\omega}_3^2 \nu_i^2} \right] \right\}, \\ \dot{\varepsilon}_2 = \sum_{i=1}^2 \left\{ \frac{\omega_{II}^2 \omega_{II}}{\omega_2} \frac{\omega_{II}^2 - \tilde{\omega}_3^2 + \nu_i^2}{(\nu_i^2 + \omega_{II}^2 - \tilde{\omega}_3^2)^2 + 4\tilde{\omega}_3^2 \nu_i^2} - \frac{2j\tilde{\omega}_3 \nu_i \omega_{II}^2 \omega_{II}}{[(\nu_i^2 + \omega_{II}^2 - \tilde{\omega}_3^2)^2 + 4\tilde{\omega}_3^2 \nu_i^2] \omega_2} \right\}, \\ \dot{\varepsilon}_3 = \varepsilon_r (1 + \beta \cdot k_\omega \cos \omega_1 t) + \sum_{i=1}^2 \left\{ \frac{\omega_{II}^2 \tilde{\omega}_3}{\omega_2} \frac{1}{\nu_i^2 + \tilde{\omega}_3^2} - j \left[\frac{\sigma_r}{\omega_2 \varepsilon_0} + \frac{\omega_{II}^2 \nu_i}{\omega_2 (\tilde{\omega}_3^2 + \nu_i^2)} \right] \right\}. \end{cases} \quad (5.11)$$

По сравнению с АМ-сигналом, в вещественной части для $\dot{\varepsilon}_1$ и $\dot{\varepsilon}_3$ появляется множитель, зависящий от индекса частотной модуляции β и коэффициента k_ω . Для АМ-сигнала мнимые части компонентов $\dot{\varepsilon}_1$ и $\dot{\varepsilon}_3$ зависят от параметров k_m , Ω и ω , а для ЧМ-сигнала – от параметра $\tilde{\omega}_3$.

Частотная компонента $\tilde{\omega}_3$ является важной характеристикой режима ЧМ-воздействия на АС. В ней заложена информация о соотношении несущей и модулирующей частот, а также о девиации частоты.

Вещественная часть нечётных компонентов тензора имеет одинаковый вид изменения составляющих, пропорциональных относительной диэлектрической проницаемости среды. Суммарный учёт частот столкновений частиц различен для $\dot{\varepsilon}_1$ и $\dot{\varepsilon}_3$.

5.2.2 Анализ взаимодействия частотно-модулированных сигналов с анизотропной средой

Тензор диэлектрической проницаемости для данного режима взаимодействия представлен в (5.11). Частотные зависимости $\text{Re} \dot{\epsilon}_R$, $\text{Re} \dot{\epsilon}_L$ и их фаз при изменении индекса угловой модуляции приведены на рисунках 5.6–5.9.

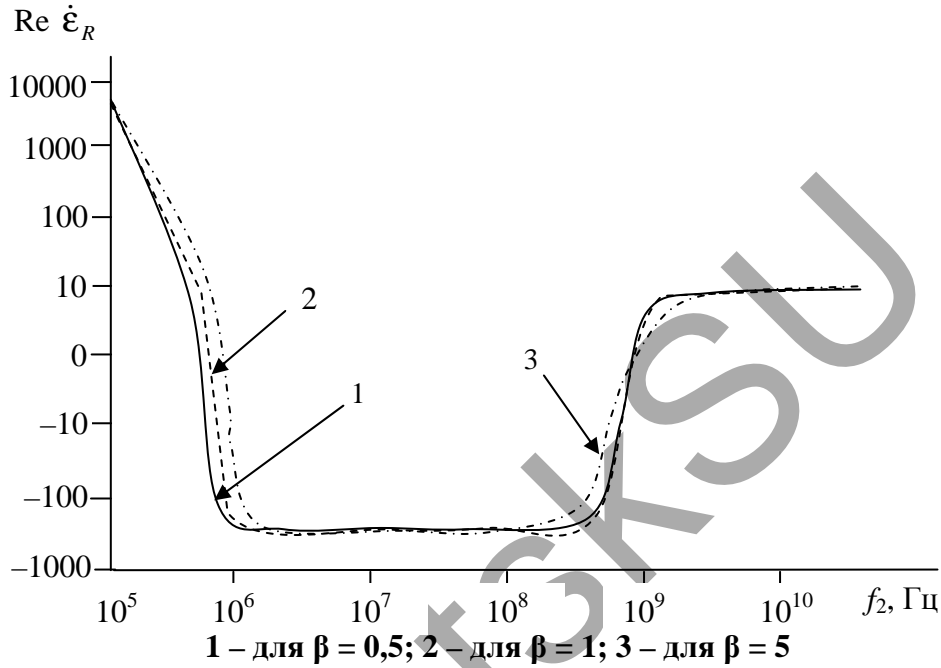


Рисунок 5.6. – Зависимости $\text{Re} \dot{\epsilon}_R = \varphi(f_2)$

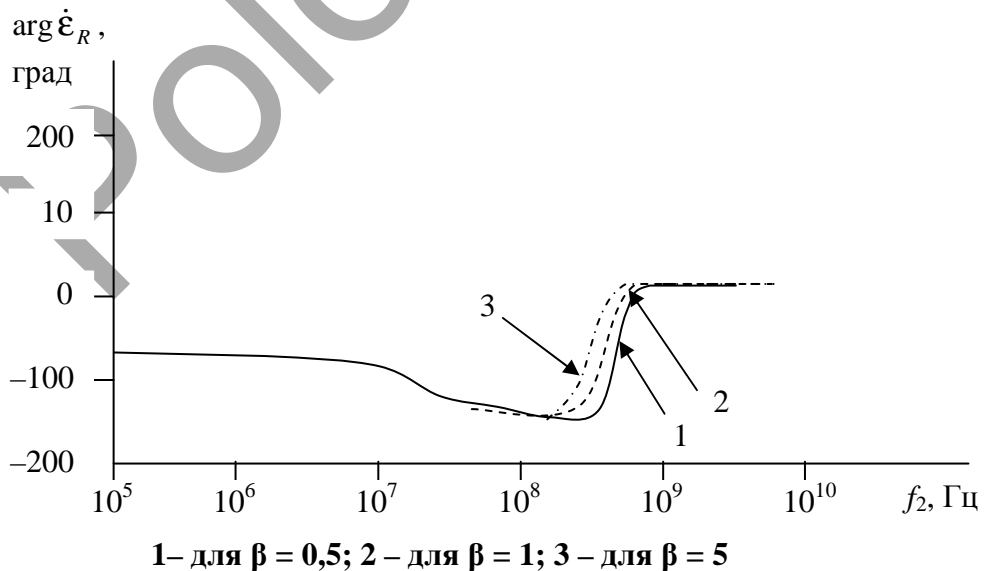
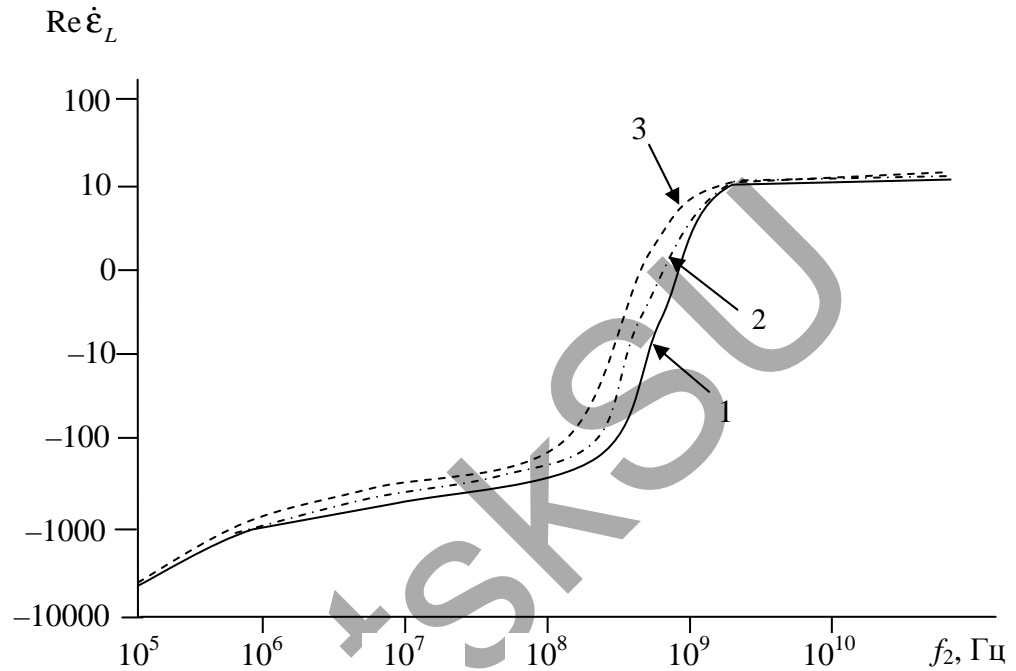


Рисунок 5.7. – Зависимости $\text{arg} \dot{\epsilon}_R = \varphi(f_2)$

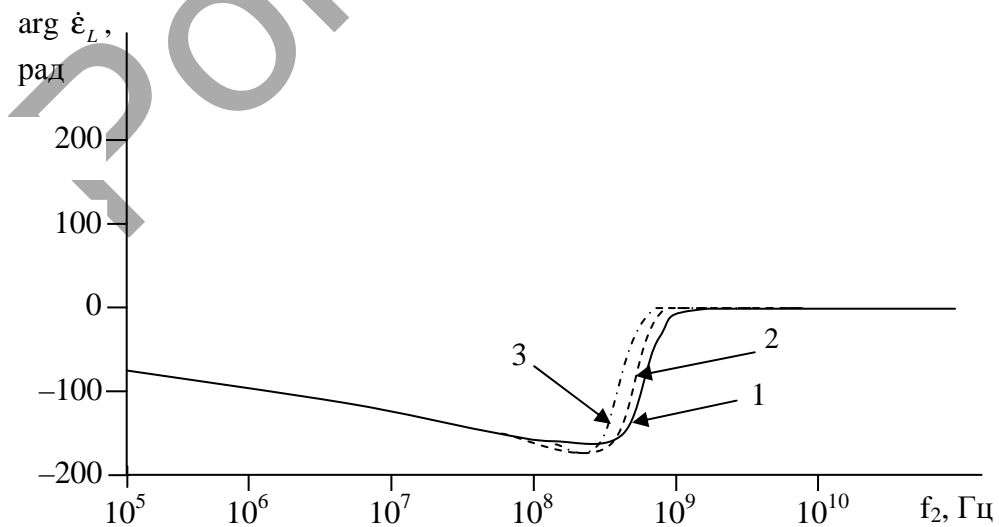
Приведённые зависимости показывают, что увеличение индекса модуляции приводит к незначительному увеличению частоты циклотронного

электронного резонанса и резкому уменьшению частоты плазменного резонанса (рисунок 5.6). Это типично и для $\text{Re } \dot{\epsilon}_L$ (рисунок 5.8). Поведение фазочастотных характеристик $\dot{\epsilon}_R$ и $\dot{\epsilon}_L$ для различных β не изменяется (рисунки 5.7 и 5.9). При этом с ростом индекса модуляции соответствующая ВЧ-резонансу частота, на которой $\arg \dot{\epsilon}_{RL} = 0$, уменьшается.



1 – для $\beta = 0,5$; 2 – для $\beta = 1$; 3 – для $\beta = 5$

Рисунок 5.8. – Зависимости $\text{Re } \dot{\epsilon}_L = \varphi(f_2)$



1 – для $\beta = 0,5$; 2 – для $\beta = 1$; 3 – для $\beta = 5$

Рисунок 5.9. – Зависимости $\arg \dot{\epsilon}_L = \varphi(f_2)$

Проведём анализ зависимостей КЭ тензора от индекса частотной модуляции β на частоте несущей $f_2 = 1$ ГГц, соответствующей электронному плазменному резонансу.

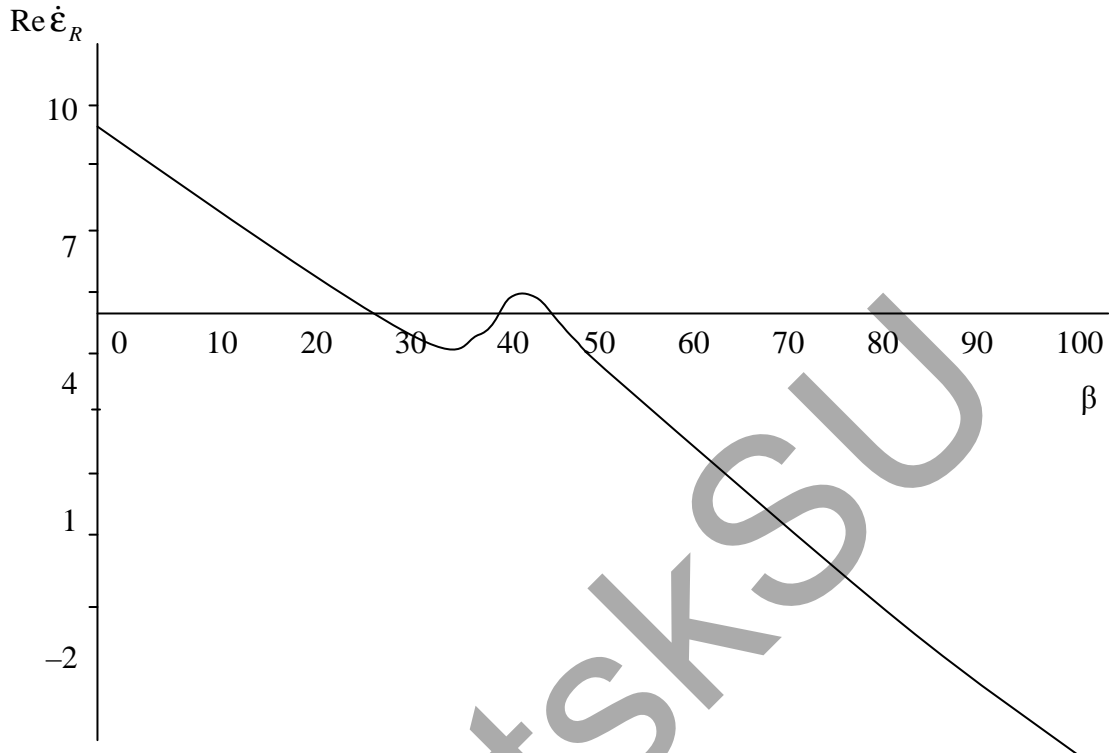


Рисунок 5.10. – Зависимости $\text{Re } \dot{\epsilon}_R = \varphi(\beta)$ при $f_2 = 1$ ГГц

Как видно из рисунка 5.10, величина $\text{Re } \dot{\epsilon}_R$ уменьшается по линейному закону от значения 9,2 при $\beta = 0$ до нуля при $\beta \approx 27$. Аналогичная зависимость наблюдается при $\beta = 43 \dots 100$, где величина $\text{Re } \dot{\epsilon}_R$ уменьшается от нуля до -18 . При значениях индекса ЧМ $\beta = 27 \dots 43$ происходит изменение знака $\text{Re } \dot{\epsilon}_R$ и имеются три точки перехода этой величины через нуль: для $\beta_1 \approx 27$, $\beta_2 \approx 35$ и $\beta_3 \approx 43$.

Фазочастотная характеристика $\text{Re } \dot{\epsilon}_R$ уменьшается от -3° при $\beta = 0$ до -108° для $\beta = 30$, затем происходит увеличение $\arg \dot{\epsilon}_R$ до -70° при $\beta = 40$.

Для значений индекса ЧМ $\beta = 40 \dots 60$ происходит резкое уменьшение фазы от -70° до -175° , и с дальнейшим ростом β наблюдается несущественное изменение $\arg \dot{\epsilon}_R$.

Зависимости $\text{Re } \dot{\epsilon}_L = \varphi(\beta)$ и $\arg \dot{\epsilon}_L = \varphi(\beta)$ имеют такой же вид, как и $\text{Re } \dot{\epsilon}_R = \varphi(\beta)$, и $\arg \dot{\epsilon}_R = \varphi(\beta)$.

Таким образом, применение ЧМ на частоте несущей $f_2 = 1$ ГГц с индексом $\beta = 25 \dots 45$ может быть использовано для разработки ЭММ поиска углеводородов.

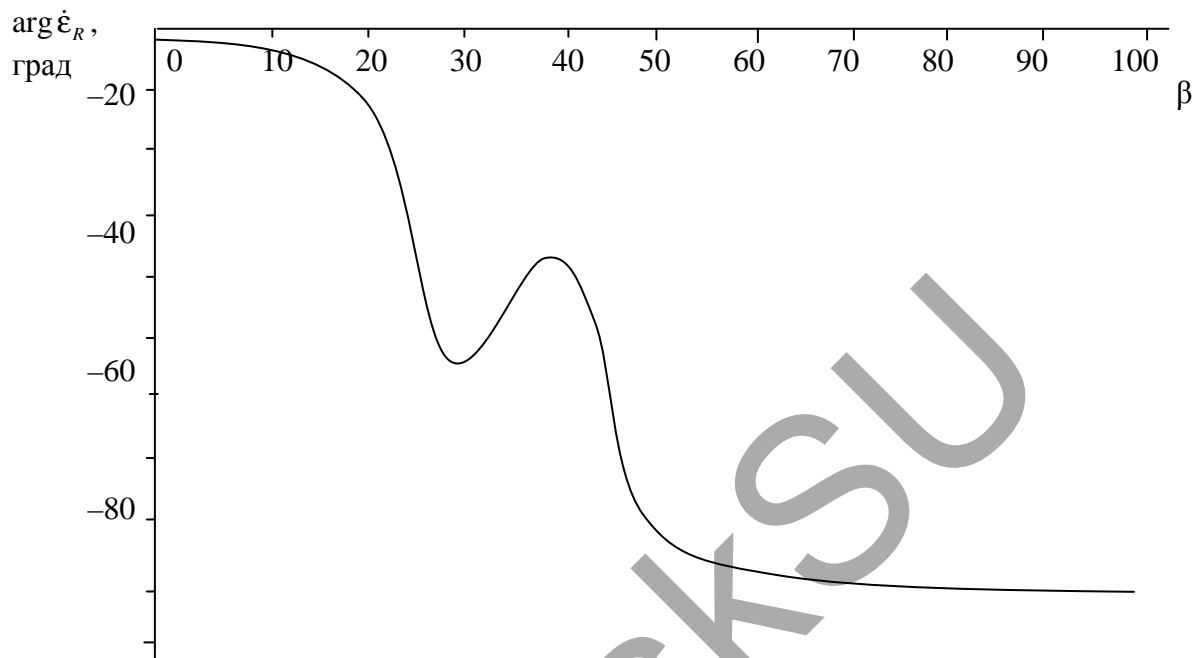


Рисунок 5.11. – Зависимости $\arg \epsilon_R = \varphi(\beta)$ при $f_2 = 1$ ГГц

В таблице 5.1 представлены расчётные значения частот, при которых $\text{Re} \epsilon_R = 0$ для случая ЧМ-сигналов.

Таблица 5.1. – Расчётные значения частот $f_{2Ц}$, $f_{2П}$ для ЧМ-сигналов

F_1 , МГц	β	$f_{2Ц}$, Гц	$f_{2П}$, Гц
10	0,1	1,76165E + 6	1,14799E + 8
	0,5	2,57168E + 6	6,37543E + 7
	1	4,02059E + 6	4,84879E + 7
	10	9,17616E + 6	2,04799E + 7
	100	3,91767E + 6	5,98233E + 6
100	0,1	1,79256E + 6	2,11519E + 8
	0,5	3,13477E + 6	1,72534E + 8
	1	1,27142E + 7	1,53332E + 8
	10	9,01793E + 7	1,11152E + 8
	100	2,42684E + 6	1,0132E + 8

Из таблицы 5.1 видно, что при индексах ЧМ $\beta = 0,1 \dots 10$ частота резонансного взаимодействия $f_{2Ц}$ увеличивается, а при $\beta = 100 \dots 1000$ происходит её уменьшение. При увеличении β происходит уменьшение частоты $f_{2Ц}$, за исключением значения $\beta = 10^3$ при частоте модуляции $F_1 = 10$ МГц, где происходит увеличение частот электронного плазменного резонанса. Данная таблица существенно расширяет возможности ЭММ поиска, оконтуривания и идентификации УВЗ. В ней содержатся сведения о резонансных частотах взаимодействия ЭМВ и плазмopodobных сред, характеризующие особые режимы зондирования. На данных частотах возможны аномальные проявления условий РРВ, затухание ЭМВ, нелинейные эффекты взаимодействия, особенности поведения фазовых характеристик и т.д.

Использование РТС для георазведки с возможностью перестройки характеристик в широких пределах с учётом сведений данной таблицы 5.1 позволит повысить эффективность методов поиска и улучшить качественные характеристики обнаружения. Учёт особых частот взаимодействия особенно полезен в сложной помеховой обстановке.

5.2.3 Анализ поверхностного импеданса среды над углеводородной залежью в режиме частотно-модулированных сигналов

Применение колебаний сложной формы для поиска и оконтуривания УВЗ позволяет повысить точность и достоверность методов георазведки. С целью разработки РТС поиска залежей нефти и газа для качественного повышения производительности геологоразведочных работ проведён анализ взаимодействия ЧМ-сигналов со средой над УВЗ.

Выполнен анализ поверхностного импеданса среды над УВЗ, по величине которого можно проводить оценку характеристик антенн, имеющих фиксированное положение в пространстве относительно границы раздела сред при изменении свойств ПП, что дает возможность количественной оценки свойств среды, не прибегая к точному расчёту изменений электродинамических параметров ПП [20]. Исследования проведены исходя из представления среды над УВЗ как анизотропной неоднородности плазмopodobного типа.

Рассмотрим взаимодействие в режиме ЧМ-сигналов вида (5.7).

Анализ выполнен в рамках квазигидродинамического приближения движения частиц в среде над УВЗ с относительной диэлектрической проницаемостью ϵ_r и удельной проводимостью δ_r (относительную магнитную проницаемость принимаем равной единице).

Процесс взаимодействия ЭМВ с локальным включением на трассе РРВ можно представить в виде режима наклонного падения плоской волны с вертикальной поляризацией в среде с параметрами $\epsilon_0, \mu_0, \delta_0$ на безграничную поверхность с анизотропным импедансом (рисунок 5.12).

Волновой вектор \vec{k} и орт внешней нормали \vec{n} направлены под углом θ . Определение соотношений между составляющими напряжённостей электрического и магнитного полей связано с расчётом компонентов поверхностного импеданса.

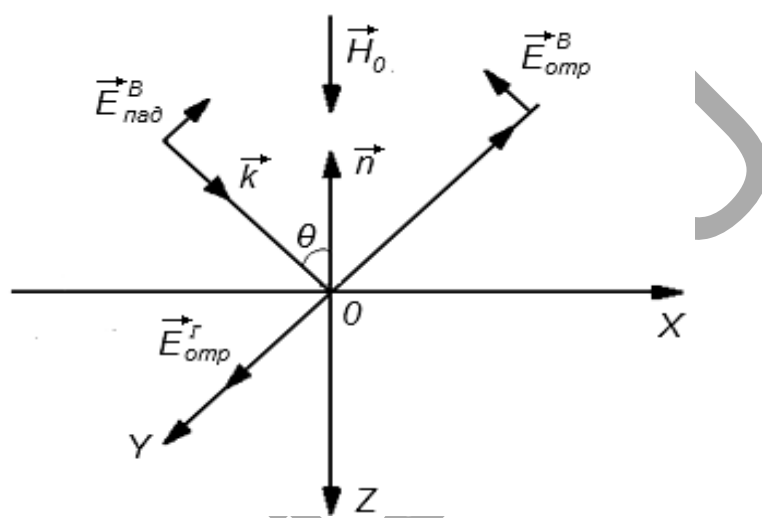


Рисунок 5.12. – Геометрия задачи для ЭМВ с вертикальной поляризацией поля

Проведен анализ частотных компонентов Z_{11} и Z_{12} при изменении параметров ЧМ-сигнала в предположении равенства диагональных составляющих матрицы поверхностного импеданса (рисунки 5.13, 5.14).

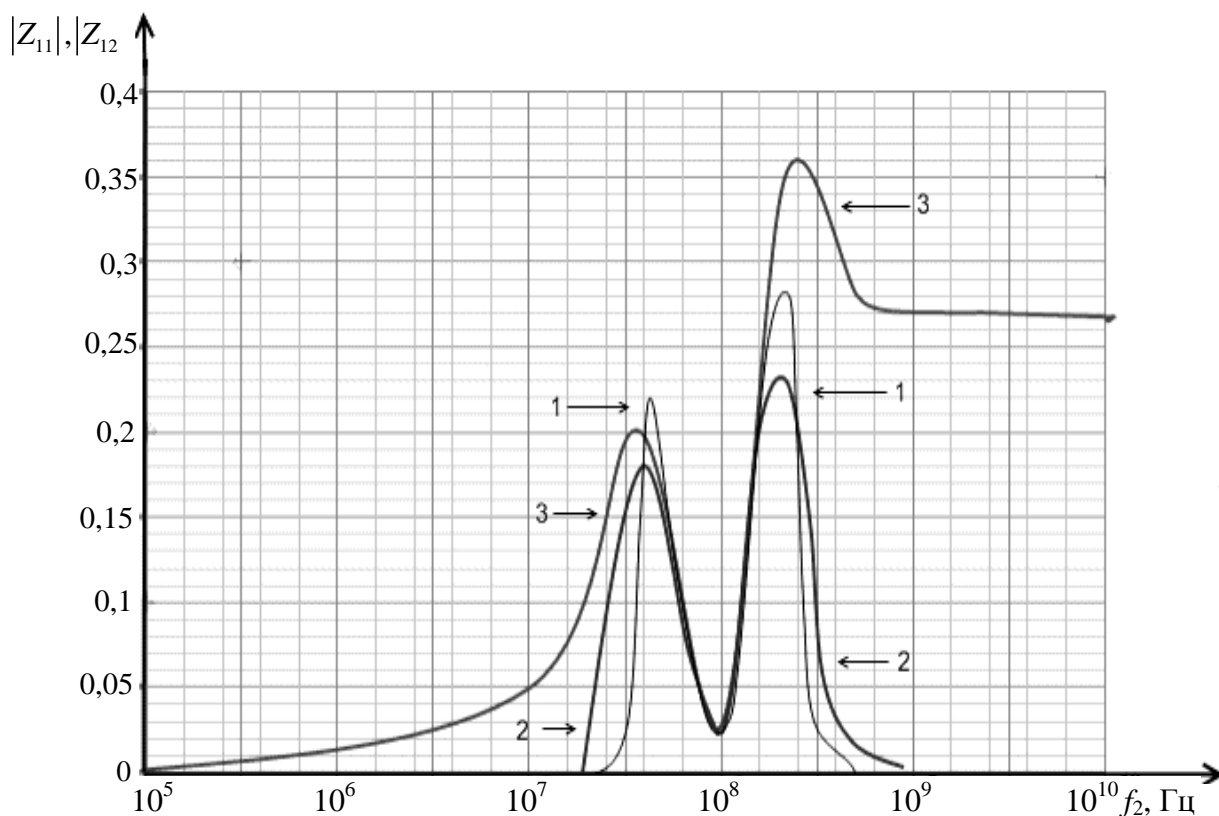
Наибольшее влияние на модуль составляющей Z_{11} оказывают частоты несущего колебания $f_2 = 20 \cdot 10^6 \dots 2 \cdot 10^8$ Гц, что видно из рисунка 5.13.

Наблюдается рост $|Z_{11}|$ при $f_2 \approx 80 \cdot 10^6$ Гц и при $f_2 = 2 \cdot 10^8$ Гц.

Характерной точкой, на которой происходит резкое уменьшение $|Z_{11}|$ практически до нуля, является частота несущего колебания $f_2 = 100 \cdot 10^6$ Гц, причем при всех значениях индекса частотной модуляции β .

Данный режим может быть рекомендован для поиска и идентификации УВЗ.

Наибольший вклад в изменение модуля составляющей Z_{11} вносят значения $\beta \approx 0 \dots 10$.



1 – $|Z_{11}|$ для $\beta = 0,5$; 2 – $|Z_{11}|$ для $\beta = 100$; 3 – $|Z_{12}|$ для $\beta = 0,5$

Рисунок 5.13. – Частотные зависимости поверхностного импеданса

Модуль составляющей Z_{12} плавно увеличивается в диапазоне частот $f_2 = 10^5 \dots 20 \cdot 10^6$ Гц, затем уменьшается практически до нуля при $f_2 \approx 100 \cdot 10^6$ Гц.

На частоте $f_2 \approx 2 \cdot 10^8$ Гц величина $|Z_{12}|$ увеличивается.

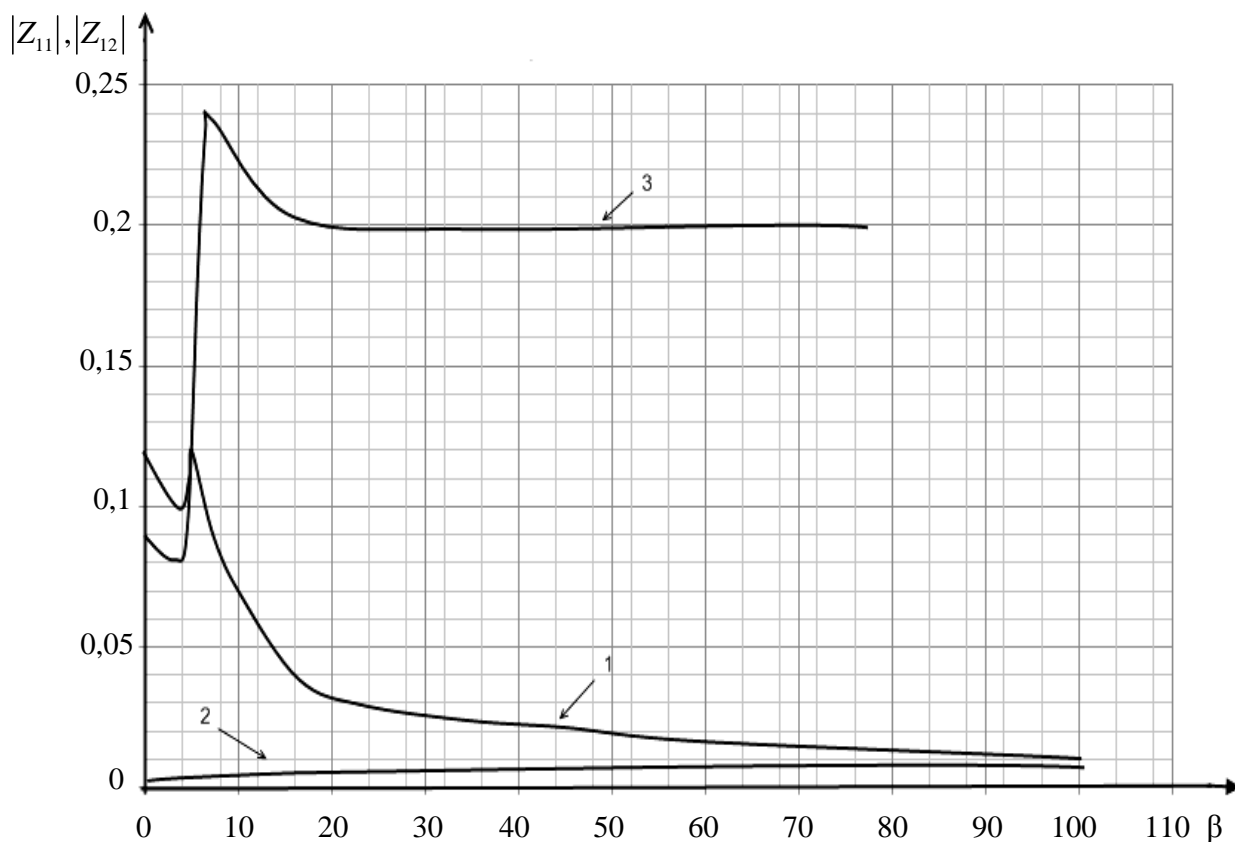
В диапазоне частот $f_2 = 2 \cdot 10^8 \dots 10^{10}$ Гц компонента $|Z_{12}|$ практически не изменяется.

Проведённый анализ компонентов поверхностного импеданса в зависимости от индекса частотной модуляции β проиллюстрирован рисунком 5.14.

Величина $|Z_{11}|$ наиболее существенно изменяется при частоте модуляции $F_2 = 100 \cdot 10^6$ Гц и индексах модуляции $\beta \approx 0 \dots 10$.

Модуль компоненты Z_{12} при $F_2 = 100 \cdot 10^6$ Гц уменьшается от значения 0,95 при $\beta \approx 0$ до величины 0,08 при $\beta \approx 5$. Величина $|Z_{12}|$ увеличива-

ется до значения 0,24 при изменении β в пределах от 5 до 10. При изменении β от 10 до 100 составляющая модуля Z_{12} практически постоянна.



1 – $|Z_{11}|$ для $F_2 = 100 \cdot 10^6$ Гц; 2 – $|Z_{11}|$ для $F_2 = 10 \cdot 10^6$ Гц;

3 – $|Z_{12}|$ для $F_2 = 100 \cdot 10^6$ Гц

Рисунок 5.14. – Влияние индекса частотной модуляции β на компоненты поверхностного импеданса

Проведённый анализ показал, что компоненты поверхностного импеданса имеют частотную зависимость в режиме ЧМ-сигналов.

Импедансные характеристики среды над УВЗ дают возможность осуществлять качественную и количественную оценку электродинамических параметров сред.

Использование двух альтернативных частот, на которых имеются отличия компонентов поверхностного импеданса, позволяет улучшить идентификацию УВЗ. Аномальное поведение поля ЭМВ на указанных частотах может быть использовано при разработке ЭММ в георазведке залежей нефти и газа.

5.3 Зондирование анизотропных сред амплитудно-частотно-модулированным сигналом

При одночастотной гармонической модуляции амплитуды и частоты радиосигнал имеет вид:

$$e(t) = E_\omega(1 + k_m \cos \Omega t) \cos[\omega t + \beta \cdot \cos \Omega t], \quad (5.12)$$

где E_ω – амплитуда сигнала несущей частоты ω ; k_m , β – соответственно коэффициент амплитудной модуляции и индекс частотной модуляции.

При воздействии на залежь сигнала со смешанной амплитудно-частотной модуляцией составляющие скорости частиц будут определяться [21]:

$$\begin{cases} \dot{\vartheta}_x = \frac{e}{m} E_x (1 + \beta \cdot \cos \Omega t) \frac{j\tilde{\omega}_4 + \nu}{(j\tilde{\omega}_4 + \nu)^2 + \omega_\Gamma^2} - \frac{e \omega_\Gamma E_y (1 + \beta \cdot \cos \Omega t)}{m (j\tilde{\omega}_4 + \nu)^2 + \omega_\Gamma^2}, \\ \dot{\vartheta}_y = \omega_\Gamma \frac{e E_x (1 + \beta \cdot \cos \Omega t)}{m (j\tilde{\omega}_4 + \nu)^2 + \omega_\Gamma^2} + \frac{e E_y (1 + \beta \cdot \cos \Omega t) (j\tilde{\omega}_4 + \nu)}{m (j\tilde{\omega}_4 + \nu)^2 + \omega_\Gamma^2}, \\ \dot{\vartheta}_z = \frac{e E_z (1 + \beta \cdot \cos \Omega t)}{m j\tilde{\omega}_4 + \nu}, \end{cases} \quad (5.13)$$

где $\tilde{\omega}_4 = \omega [1 - k_m^2 \sin^2 \Omega t]$. (5.14)

В настоящее время вопросы моделирования процессов над УВЗ используются для выявления основных закономерностей поведения ЭМВ над залежью в режиме АЧМ-сигналов.

Плотности токов определяются выражениями:

$$\begin{cases} \dot{\delta}_x = \varepsilon_0 \omega_\Pi^2 E_x \frac{(1 + \beta \cdot \cos \Omega t) (j\tilde{\omega}_4 + \nu)}{(j\tilde{\omega}_4 + \nu)^2 + \omega_\Gamma^2} - \frac{\varepsilon_0 \omega_\Pi^2 \omega_\Gamma E_y (1 + \beta \cdot \cos \Omega t)}{(j\tilde{\omega}_4 + \nu)^2 + \omega_\Gamma^2}, \\ \dot{\delta}_y = \frac{\varepsilon_0 \omega_\Pi^2 \omega_\Gamma E_x (1 + \beta \cdot \cos \Omega t)}{(j\tilde{\omega}_4 + \nu)^2 + \omega_\Gamma^2} + \frac{\omega_\Pi^2 \varepsilon_0 E_y (1 + \beta \cdot \cos \Omega t) (j\tilde{\omega}_4 + \nu)}{(j\tilde{\omega}_4 + \nu)^2 + \omega_\Gamma^2}, \\ \dot{\delta}_z = \frac{\varepsilon_0 \omega_\Pi^2 E_z (1 + \beta \cdot \cos \Omega t)}{j\tilde{\omega}_4 + \nu}, \end{cases} \quad (5.15)$$

а компоненты тензора диэлектрической проницаемости среды для двух-частичного потока определяются по аналогичной методике, используемой при рассмотрении других режимов воздействия зондирующих сигналов

на АС плазмopodobного типа. Как и в предыдущих случаях, характеристической диэлектрической проницаемости тензорного вида может служить частотная компонента (5.14).

Составляющие тензора для режима смешанной модуляции имеют вид:

$$\left\{ \begin{aligned} \dot{\epsilon}_1 &= \epsilon_r (1 - k_m^2 \sin^2 \Omega \cdot t) + \sum_{i=1}^2 \left\{ \frac{\omega_{Ti}^2 \tilde{\omega}_4}{\omega} \frac{\omega_{Ti}^2 - \tilde{\omega}_4^2 - v_i^2}{(v_i^2 + \omega_{Ti}^2 - \tilde{\omega}_4^2)^2 + 4\tilde{\omega}_4^2 v_i^2} + j \left[\frac{\epsilon_r \beta \cdot k_m \sin \Omega \cdot t}{1 + \beta \cdot \cos \Omega \cdot t} \right. \right. \\ &\quad \left. \left. - \frac{\sigma_r}{\omega \epsilon_0} \frac{\omega_{Ti}^2 v_i}{(v_i^2 + \omega_{Ti}^2 - \tilde{\omega}_4^2)^2 + 4\tilde{\omega}_4^2 v_i^2} \right] \right\}, \\ \dot{\epsilon}_2 &= \sum_{i=1}^2 \left\{ \frac{\omega_{Ti}^2 \omega_{Ti}}{\omega} \frac{\omega_{Ti}^2 - \tilde{\omega}_4^2 + v_i^2}{(v_i^2 + \omega_{Ti}^2 - \tilde{\omega}_4^2)^2 + 4\tilde{\omega}_4^2 v_i^2} - \frac{2j \tilde{\omega}_4 v_i \omega_{Ti}^2 \omega_{Ti}}{\omega [(v_i^2 + \omega_{Ti}^2 - \tilde{\omega}_4^2)^2 + 4\tilde{\omega}_4^2 v_i^2]} \right\}, \\ \dot{\epsilon}_3 &= \epsilon_r (1 - k_m^2 \sin^2 \Omega \cdot t) + \sum_{i=1}^2 \left\{ \frac{\omega_{Ti}^2 \tilde{\omega}_4}{\omega} \frac{1}{v_i^2 + \tilde{\omega}_4^2} + j \left[\frac{\epsilon_r \beta \cdot k_m \sin \Omega \cdot t}{1 + \beta \cdot \cos \Omega \cdot t} \frac{\sigma_r}{\omega \epsilon_0} \frac{\omega_{Ti}^2 v_i}{\tilde{\omega}_4^2 + v_i^2} \right] \right\}. \end{aligned} \right. \quad (5.16)$$

Из (5.16) видно, что компоненты тензора включают в себя параметры смешанного модулированного сигнала (k_m , β , Ω , k_ω) и имеют более сложную зависимость по сравнению с АМ- и ЧМ-сигналами. Это дает неоспоримое преимущество режима АЧМ-сигналов по сравнению с другими видами модулированных сигналов.

5.3.1 Частотные характеристики тензора в режиме амплитудно-частотно-модулированных сигналов

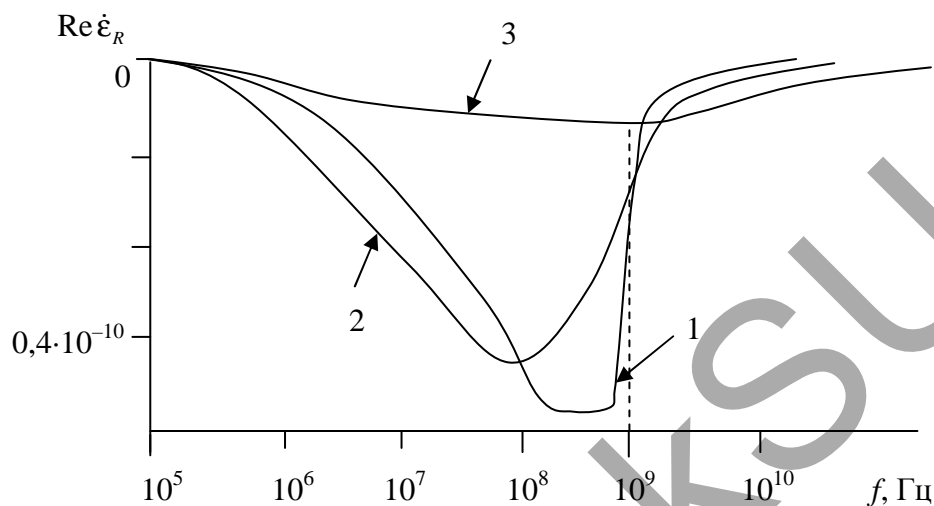
Тензор диэлектрической проницаемости имеет вид (5.16). Компоненты $\tilde{\epsilon}$ были проанализированы на ЭВМ для тех же значений ϵ_r , σ_r , $v_{эф}$. и N_e , что и в предыдущих случаях. Численные исследования компонентов тензоров показали, что $\text{Re} \dot{\epsilon}_R \approx \text{Re} \dot{\epsilon}_L$ и $\text{arg} \dot{\epsilon}_R \approx \text{arg} \dot{\epsilon}_L$.

Комбинационный элемент $\text{Re} \dot{\epsilon}_R$ при частоте несущего колебания $f = 10^5 \dots 10^6$ Гц не изменяется и примерно равен нулю, что видно из рисунка 5.15. При этом влияние частоты модуляции АМ на диэлектрическую проницаемость на данном отрезке частот практически отсутствует. В диапазоне частот $f = 10^6 \dots 10^9$ Гц изменение коэффициента k_m и частоты модуляции F приводит к существенному изменению величины $\text{Re} \dot{\epsilon}_R$. Увеличение частоты модуляции и коэффициента АМ вызывает уменьшение $|\text{Re} \dot{\epsilon}_R|$ и изменение частот $f_{2ц}$ и $f_{2п}$.

Так, при $F = 1$ МГц, $k_m = 0,5$ происходит уменьшение $f_{2Ц}$ и увеличение $f_{2П}$, а для $F = 10$ МГц, $k_m = 1$ наблюдается увеличение и $f_{2Ц}$, и $f_{2П}$ по сравнению со значениями частот для $F = 100$ кГц и $k_m = 0,1$.

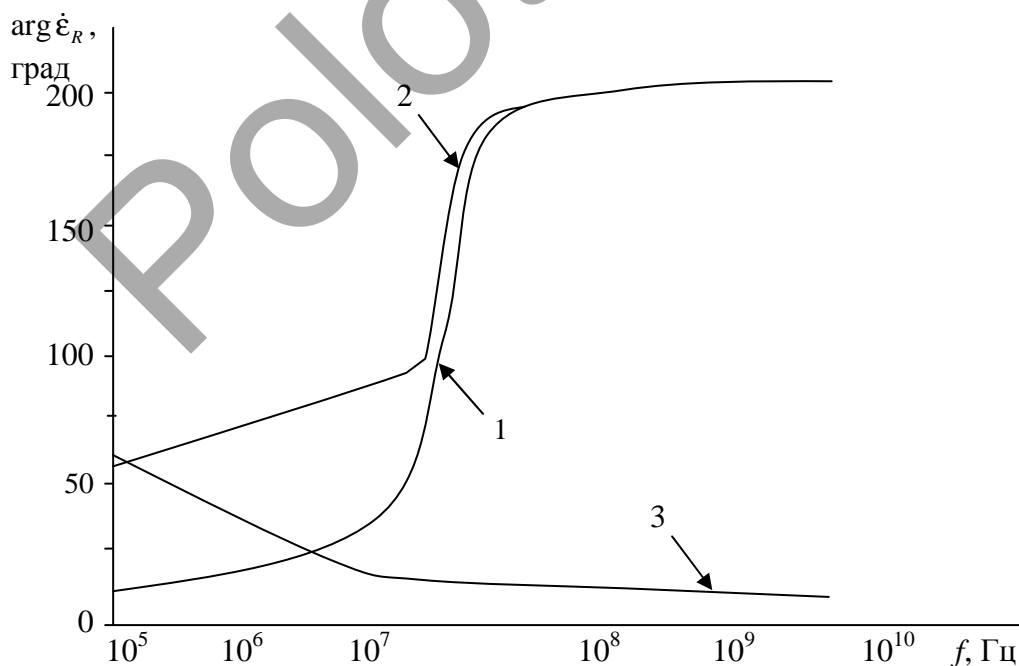
Индекс ЧМ β не влияет на КЭ $\text{Re}\dot{\epsilon}_R$ и $\text{Re}\dot{\epsilon}_L$.

Модуляция характеристик сигнала ведет к модуляции характеристик диэлектрического наполнителя.



1 – для $F = 100$ кГц, $k_m = 0,1$; 2 – для $F = 1$ МГц, $k_m = 0,5$;
3 – для $F = 10$ МГц, $k_m = 1$

Рисунок 5.15. – Зависимости $\text{Re}\dot{\epsilon}_R = \varphi(f)$



1 – для $F = 100$ кГц, $\beta = 10$, $k_m = 0,1$; 2 – для $F = 10$ МГц, $\beta = 10$, $k_m = 1$;
3 – для $F = 10$ МГц, $\beta = 10$, $k_m = 1$

Рисунок 5.16. – Зависимости $\text{arg}\dot{\epsilon}_R = \varphi(f)$

Как видно из рисунка 5.16, значение $\arg \dot{\epsilon}_R$ изменяется от -185° до -130° на отрезке частот $10^5 \dots 10^7$ Гц, а далее происходит резкое увеличение фазы до нуля (при $f \approx 2,5 \cdot 10^7$ Гц) и до 180° (при $f \approx 10^8$ Гц) при $F = 100$ кГц, $\beta = 10$ и $k_m = 0,1$. При дальнейшем увеличении частоты несущего колебания фаза остаётся неизменной. Для $F = 10$ МГц, $\beta = 10$ и $k_m = 1$ характер изменения $\arg \dot{\epsilon}_R$ остаётся прежним, за исключением численных значений. При увеличении индекса ЧМ до значения $\beta = 100$ при неизменных F и k_m происходит уменьшение фазы от -80° до -170° на отрезке $10^5 \dots 10^7$ Гц. Дальнейшее увеличение частоты практически не оказывает влияния на величину $\arg \dot{\epsilon}_R$. При $\beta = 100$ и частоте модуляции $F = 100$ кГц...1 МГц $\arg \dot{\epsilon}_R \approx -180^\circ$ во всём диапазоне частот.

Анализ зависимостей $\text{Re} \dot{\epsilon}_R = \varphi(k_m)$ показывает, что при $k_m = 0 \dots 0,4$ (рисунок 5.17) величина $\text{Re} \dot{\epsilon}_R$ остаётся постоянной. Дальнейшее увеличение k_m приводит к росту КЭ тензора диэлектрической проницаемости. Особенно заметное влияние этого коэффициента наблюдается при значениях $k_m = 0,9 \dots 1,0$.

На фазу КЭ (рисунок 5.18) оказывают влияние очень малые значения коэффициента АМ ($k_m \approx 0 \dots 0,01$).

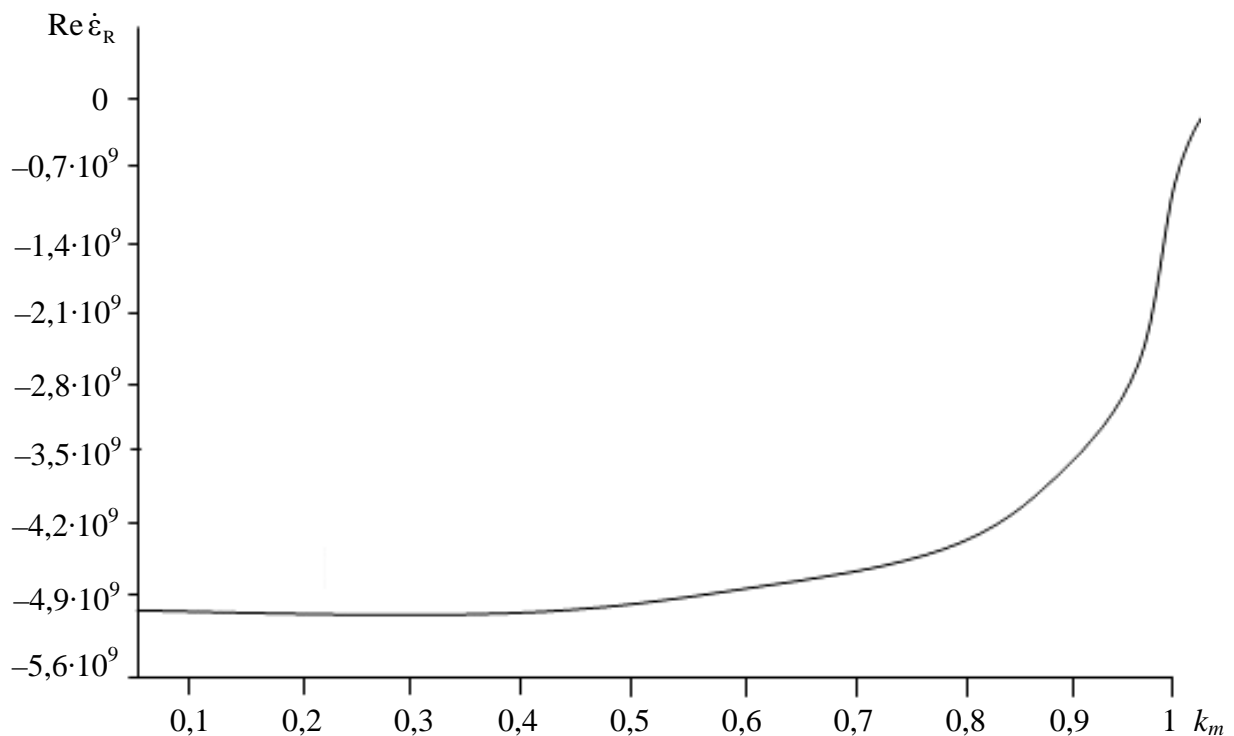


Рисунок 5.17. – Зависимости $\text{Re} \dot{\epsilon}_R = \varphi(k_m)$

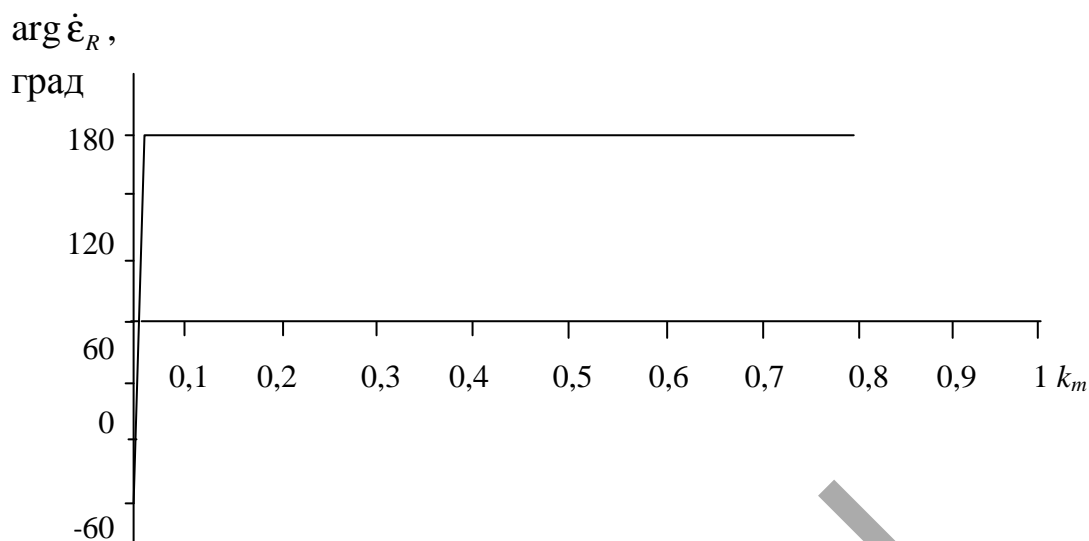


Рисунок 5.18. – Зависимости $\arg \dot{\epsilon}_R = \varphi(k_m)$

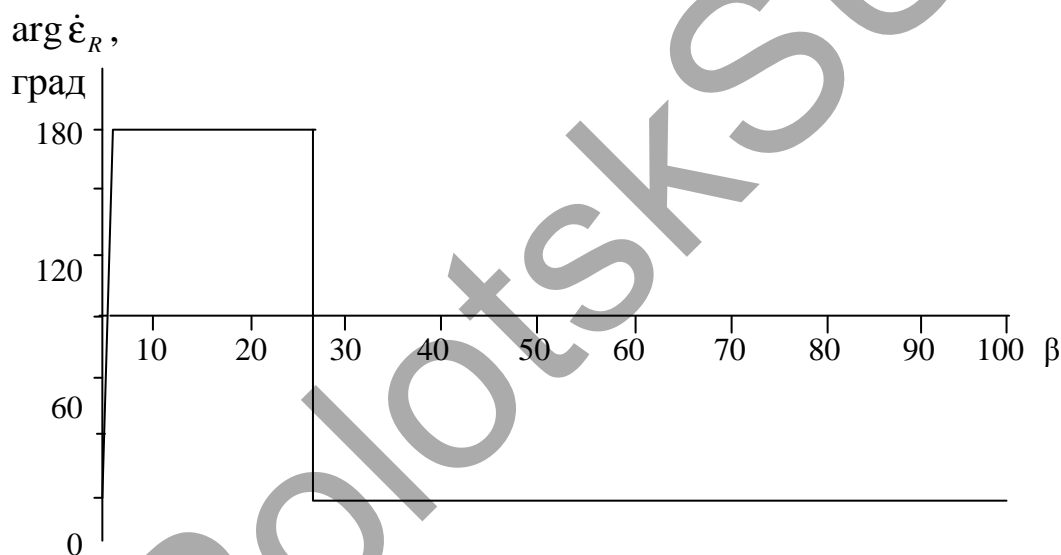


Рисунок 5.19. – Зависимости $\arg \dot{\epsilon}_R = \varphi(\beta)$

Как видно из рисунка 5.19, влияние индекса ЧМ на фазу КЭ наиболее существенно при $\beta = 0...3$, когда фаза $\arg \dot{\epsilon}_R$ резко изменяется от -180° до 180° , и при $\beta \approx 25...28$, когда фаза изменяется от 180° до -180° . При $\beta = 3...25$ значение $\arg \dot{\epsilon}_R = 180^\circ$, а при $\beta = 25...100$ $\arg \dot{\epsilon}_R = -180^\circ$.

Фазовые методы обладают высокой точностью, но в то же время они трудно подвергаются настройке, поэтому могут быть применены на завершающих стадиях георазведки для уточнения уже полученных данных исследований с помощью других ЭММ. Особенно это актуально при проведении методов радиоконкомплексирования для выявления аномальных эффектов взаимодействия.

5.3.2 Исследование поверхностного импеданса среды над углеводородными залежами в режиме амплитудно-частотно-модулированных сигналов

Анализ поверхностного импеданса среды над УВЗ позволил провести количественную оценку свойств ПП среды, не прибегая к точному расчёту изменений электродинамических параметров ПП [3].

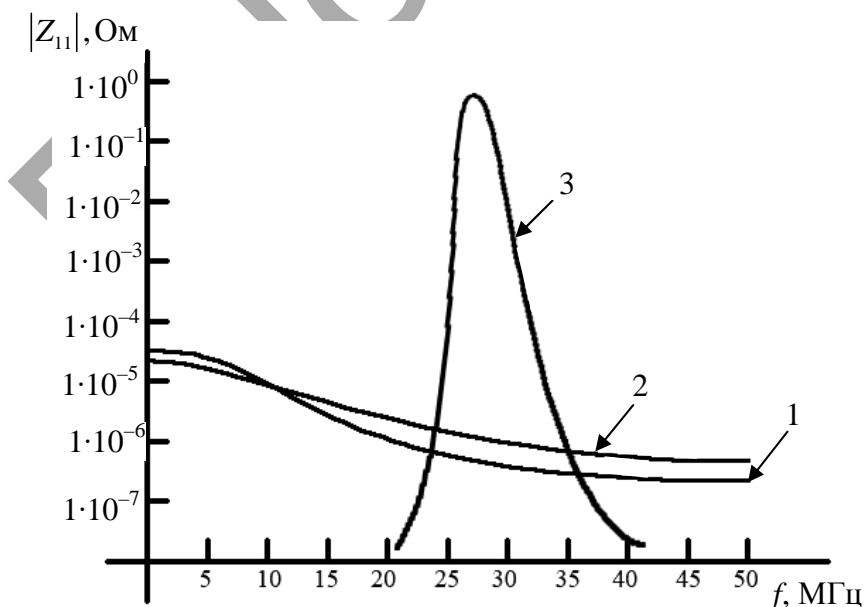
Исследования проведены исходя из представления среды над УВЗ как анизотропной неоднородности плазмopodobного типа [4].

В рамках квазигидродинамического приближения движения частиц в среде над УВЗ с относительной диэлектрической проницаемостью ϵ_r и удельной проводимостью σ_r (относительную магнитную проницаемость принимаем равной единице).

Рассмотрим взаимодействие в режиме АЧМ-сигнала вида (5.12).

В предположении равенства диагональных составляющих матрицы поверхностного импеданса проведён анализ частотных компонентов Z_{11} и Z_{12} при изменении параметров АЧМ-сигнала [22; 23].

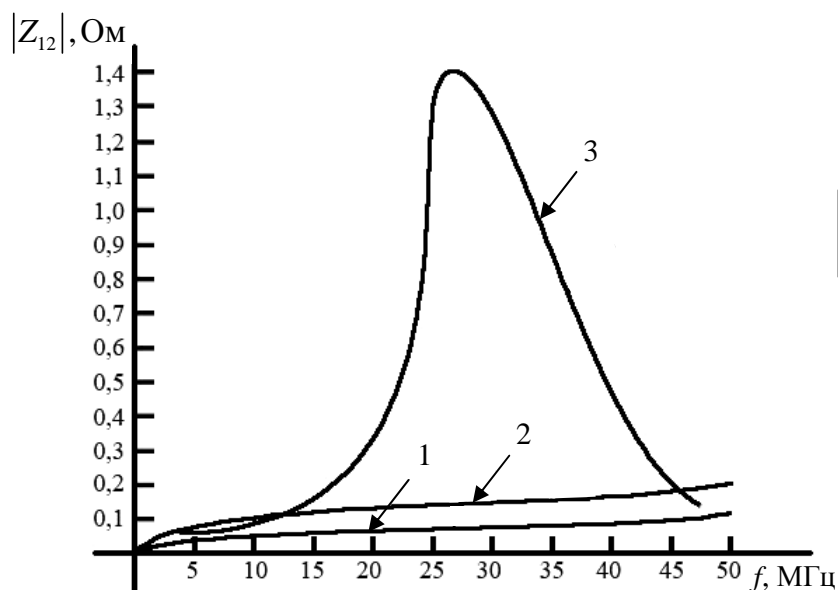
По рисунку 5.20 видно, что модуль составляющей Z_{11} меняется незначительно при частотах модуляции $F = 0,1 \dots 1$ МГц. При частоте модуляции $F = 10,0$ МГц и коэффициенте амплитудной модуляции $k_m = 1,0$ наблюдается увеличение $|Z_{11}|$ до значения $0,7$ Ом при $f \approx 27$ МГц.



1 – для $F = 0,1$ МГц, $k_m = 0,1$; 2 – для $F = 1$ МГц, $k_m = 0,5$;
3 – для $F = 10$ МГц, $k_m = 1,0$

Рисунок 5.20. – Зависимости $|Z_{11}| = \varphi(f)$

Расчёты показали, что использование частоты модуляции в диапазоне $F = 10 \dots 100$ МГц практически не влияет на величину компоненты $|Z_{11}|$. Компонента поверхностного импеданса Z_{12} (рисунок 5.21) также практически не изменяется в диапазоне частоты модуляции $F = 0,1 \dots 1$ МГц и при $F = 20 \dots 100$ МГц. На частоте $f \approx 27$ МГц при $F = 10$ МГц и $k_m = 1,0$ наблюдается рост $|Z_{12}|$ до значения 1,4 Ом.



1 – для $F = 0,1$ МГц, $k_m = 0,1$; 2 – для $F = 1$ МГц, $k_m = 0,5$;
3 – для $F = 10$ МГц, $k_m = 1,0$

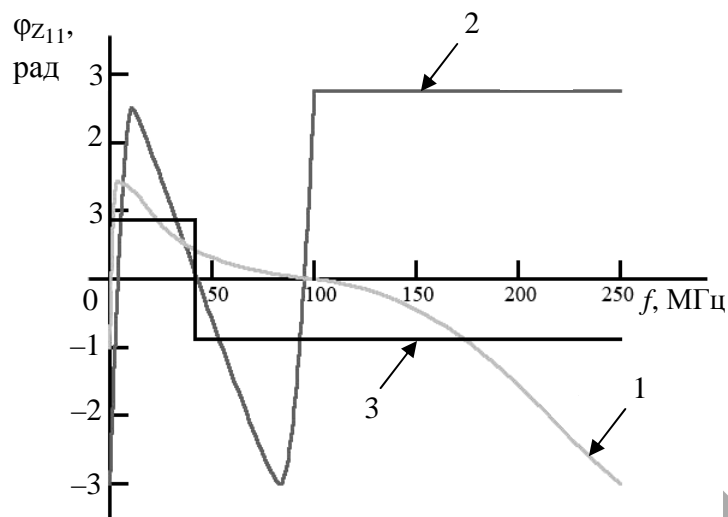
Рисунок 5.21. – Зависимости $|Z_{12}| = \varphi(f)$

Фазовая составляющая $\varphi_{Z_{11}}$ (рисунок 5.22) при $F = 0,1$ МГц, $k_m = 0,1$ имеет 2 точки перехода через нуль: при $f \approx 6,3$ МГц и $f = 100$ МГц.

При $F = 1$ МГц и $k_m = 0,5$ существует 3 точки перехода через нуль: при $f \approx 9,7$ МГц, $f = 50$ МГц и $f \approx 75$ МГц.

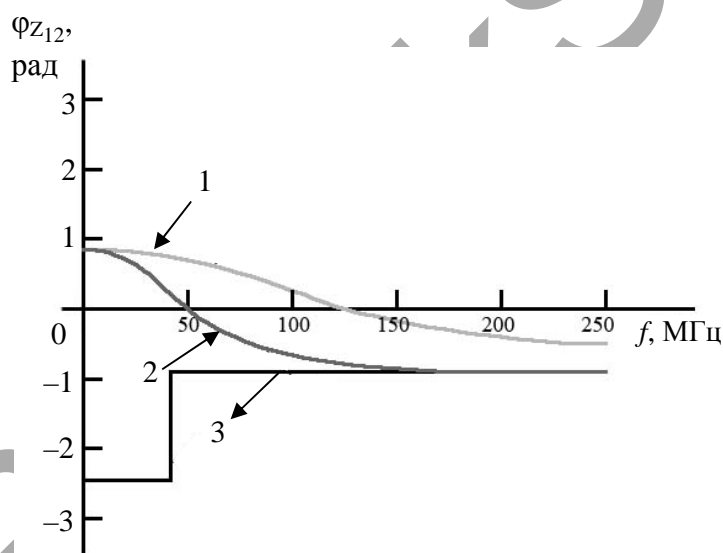
Использование частоты модуляции $F = 10$ МГц при $k_m = 1,0$ характеризуется постоянством фазы в диапазоне частот $f = 0 \dots 30$ МГц и $f = 30 \dots 250$ МГц. В районе частоты $f = 30$ МГц наблюдается скачкообразное изменение $\varphi_{Z_{11}}$ от $+0,8$ рад до $-0,8$ рад.

Фазовая составляющая $\varphi_{Z_{12}}$ (рисунок 5.23) при $F = 0,1$ МГц, $k_m = 0,1$ имеет одну точку перехода через нуль при $f = 120$ МГц. При $F = 1$ МГц и $k_m = 0,5$ фазовая составляющая $\varphi_{Z_{12}} = 0$ при $f = 50$ МГц. На частоте $f = 30$ МГц $\varphi_{Z_{12}}$ скачкообразно изменяется от $-2,4$ до $-0,8$ рад.



1 – для $F = 0,1$ МГц, $k_m = 0,1$; **2** – для $F = 1$ МГц, $k_m = 0,5$;
3 – для $F = 10$ МГц, $k_m = 1,0$

Рисунок 5.22. – Зависимости $\varphi_{z11} = \psi(f)$



1 – для $F = 0,1$ МГц, $k_m = 0,1$; **2** – для $F = 1$ МГц, $k_m = 0,5$;
3 – для $F = 10$ МГц, $k_m = 1,0$

Рисунок 5.23. – Зависимости $\varphi_{z12} = \psi(f)$

Таким образом, в результате проведённого теоретического анализа, могут быть даны рекомендации по использованию наиболее эффективных соотношений между параметрами ЭМВ, при которых контраст поверхностного импеданса среды над УВЗ проявляется более заметно. Полученные результаты рекомендуется использовать для разработки радиотехнических систем для поиска, оконтуривания и идентификации залежей нефти и газа.

5.4 Основные результаты главы 5

В главе 5 проведён анализ взаимодействия АМ-, ЧМ- и сложных АМ-ЧМ-сигналов со средой над УВЗ.

В главе сформулированы следующие научно-технические результаты:

- выведены тензоры диэлектрической проницаемости среды над УВЗ в режимах АМ-, ЧМ- и АМ-ЧМ-сигналов на основе методов квазигидродинамического приближения и преобразований Гильберта;

- определены закономерности трансформации частотных зависимостей компонентов тензоров диэлектрической проницаемости АС от характеристик модулирующих сигналов;

- проанализированы зависимости компонентов поверхности импеданса среды под залежами от характеристик зондирующих сигналов и от свойств ПП;

- даны рекомендации по разработке РТС для поиска, оконтуривания и идентификации УВЗ на основе использования наиболее эффективных соотношений между параметрами ЭМВ.

Литература к главе 5

1. Гоноровский, И.С. Радиотехнические цепи и сигналы / И.С. Гоноровский. – М. : Советское радио, 1971. – 672 с.
2. Гололобов, Д.В. Взаимодействие АМ-сигнала с углеводородной залежью / Д.В. Гололобов, В.Ф. Янушкевич // Современные проблемы радиотехники, электроники и связи : тез. докл. науч.-техн. конф., посвящ. 100-летию радио ; Белорус. гос. ун-т информатики и радиоэлектроники. – Минск, 1995. – С. 6–7.
3. Янушкевич, В.Ф. Зондирование анизотропных сред двухчастотными и модулированными сигналами / В.Ф. Янушкевич ; Полоц. гос. ун-т. – Минск. – 8 с. – Деп. В БелИСА 12.06.1997, № Д 199713.
4. Василенко, Д.Л. Взаимодействие модулированных сигналов с анизотропной средой / Д.Л. Василенко, С.В. Калинин, В.Ф. Янушкевич // Вестн. кибернетики Сиб. отд-ния РАН. – Тюмень, 2005. – № 4. – С. 103–108.
5. Василенко, Д.Л. Моделирование взаимодействия электромагнитных волн с анизотропной средой / Д.Л. Василенко, С.В. Калинин, В.Ф. Янушкевич // Вестн. кибернетики Сиб. отд-ния РАН. – Тюмень, 2005. – № 4. – С. 96–102.

6. Гололобов, Д.В. Ослабление поверхностной волны анизотропной средой / Д.В. Гололобов, В.Н. Москвичёв // Радиотехника и электроника. – Минск : Выш. шк., 1990. – Вып. 19. – С. 191–195.
7. Гололобов, Д.В. Аналитическое и экспериментальное исследование взаимодействия электромагнитных волн с углеводородными залежами / Д.В. Гололобов, В.Н. Москвичёв, Ю.Н. Стадник // Геология нефти и газа. – М. : Геоинформмарк, 1995. – № 3. – С. 26–30.
8. Фейнберг, Е.Л. Распространение радиоволн вдоль земной поверхности / Е.Л. Фейнберг. – М. : Сов. радио, 1961. – 546 с.
9. Черенкова, Е.Л. Распространение радиоволн / Е.Л. Черенкова. – М. : Радио и связь, 1984. – 272 с.
10. Цыдыпов, Ч.Ц. Исследование электрических свойств подстилающей среды / Ч.Ц. Цыдыпов, В.Д. Цыденов, Ю.Б. Бушкуев. – Новосибирск : Наука, 1978. – 176 с.
11. Миллер, М.А. Поверхностные граничные условия для анизотропных сред / М.А. Миллер // Изв. вузов. Радиофизика. – М., 1964. – Т. 4, № 5. – С. 795–830.
12. Хаскинд, М.Д. Распространение электромагнитных волн над гиротропной средой / М.Д. Хаскинд // Радиотехника и электроника. – М. : Наука, 1961. – Т. 6, № 6. – С. 886–894.
13. Гололобов, Д.В. Фазовые методы идентификации углеводородных залежей / Д.В. Гололобов, В.Ф. Янушкевич, А.О. Рак // Инженерный вестник. – Минск, 2005. – № 1 (20). – С. 16–18.
14. Гололобов, Д.В. Влияние параметров амплитудно-модулированного воздействия на фазовые составляющие поверхностного импеданса анизотропной среды плазмopodobного типа / Д.В. Гололобов, О.В. Орлова, В.Ф. Янушкевич // Вестн. Полоц. гос. ун-та. Сер. С, Фундаментальные науки. – 2010. – № 9. – С. 98–101.
15. Гололобов, Д.В. Импедансные граничные условия анизотропной среды для амплитудно-модулированного сигнала / Д.В. Гололобов, С.В. Калинин, В.Ф. Янушкевич // Докл. БГУИР. – Минск, 2010. – № 6 (52). – С. 13–17.
16. Янушкевич, В.Ф. Взаимодействие амплитудно-модулированного сигнала с подстилающей средой над анизотропными образованиями / В.Ф. Янушкевич // Вестн. Полоц. гос. ун-та. Сер. С, Фундаментальные науки. – 2013. – № 12. – С. 101–106.
17. Калинин, С.В. Исследование взаимодействия сложных ЧМ-сигналов с анизотропной средой / С.В. Калинин, Н.В. Цывис, В.Ф. Янушкевич // Экологические проблемы Полесья : III науч.-техн. конф. – Гомель : Гомел. гос. ун-т, 2003. – 2 с.

18. Взаимодействие ЧМ-сигналов с анизотропной средой / Д.В. Гололобов [и др.] // Проблемы проектирования и производства радиоэлектронных средств : сб. материалов II междунар. науч.-техн. конф., Новополоцк, 15–17 мая 2002 г. – Новополоцк : ПГУ, 2002. – Т. 1. – С. 263–267.
19. Щаденков, Ю.А. Моделирование взаимодействия углеводородной залежи с частотно-модулированными сигналами [Электронный ресурс] / Ю.А. Щаденков, В.Ф. Янушкевич, Д.В. Гололобов // Современные информационные компьютерные технологии mCII : материалы II междунар. науч.-практ. конф. ; Гродн. ун-т им. Я. Купалы. – Гродно, 2010. – 1 электр. компакт.-диск (CD-R). – 995 с. – Рус. – Деп. в ГУ «БелИСА» 24.05.2010 г. – № Д 201019.
20. Гололобов, Д.В. Поверхностный импеданс среды над углеводородными залежами в режиме частотно-модулированных сигналов / Д.В. Гололобов, С.В. Калинин, В.Ф. Янушкевич // Весці НАН Беларусі. Серыя фіз.-тэхн. навук. – 2010. – № 4. – С. 98–101.
21. Степулёнок, С.В. Взаимодействие амплитудно-частотно-моделированных сигналов со средой над углеводородными залежами / С.В. Степулёнок, В.Ф. Янушкевич // Вестн. Полоц. гос. ун-та. Сер. С, Фундаментальные науки. – 2009. – № 9. – С. 103–108.
22. Гололобов, Д.В. Поверхностный импеданс среды над углеводородными залежами в режиме амплитудно-частотно-модулированных сигналов / Д.В. Гололобов, В.Ф. Янушкевич // Докл. БГУИР. – Минск, 2010. – № 1 (40). – С. 40–45.
23. Янушкевич, В.Ф. Фазовые характеристики поверхностного импеданса среды над углеводородами при амплитудно-частотно-модулированном воздействии / В.Ф. Янушкевич, Ю.А. Щаденков, А.О. Бездель // Вестн. Полоц. гос. ун-та. Сер. С, Фундаментальные науки. – 2010. – № 9. – С. 111–115.

Глава 6

МЕТОДЫ И УСТРОЙСТВА ДЛЯ ПОИСКА И ИДЕНТИФИКАЦИИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

6.1 Общие замечания

В данной главе анализируются результаты лабораторных исследований и натурных экспериментов взаимодействия ЭМВ со средой над УВЗ, проведённых на реально действующих объектах углеводородов. По результатам данных исследований предложены методы геоэлектроразведки, позволяющие повысить уровень точности выделения границ УВЗ. Показано, что для регистрации УВЗ могут быть использованы методы разноса радиоканалов по частоте и амплитуде, а также методы с использованием модулированных и импульсных сигналов.

6.2 Способ регистрации естественного излучения углеводородных залежей

В поисковой геофизике на стадии уточнения объёмов и контура УВЗ широко применяются способы георазведки, основанные на применении ЭМП [1–8]. Недостатками этих способов являются низкая разрешающая способность и низкая точность определения границ залежей, обусловленные: высоким уровнем помех в используемом диапазоне частот; ограничением расстояния между приёмником и передатчиком, связанного с чувствительностью приёмника и мощностью передатчика; габаритами антенн; неоднозначностью идентификации аномалий напряжённости электрического поля по виду полезного ископаемого и пр.

Широко применяются на практике методы геофизических и геоэлектрических измерений [9–14], магнитотеллурических исследований [15; 16]. При этом часто для проведения разведки требуется большой объём подготовительных работ [17–21].

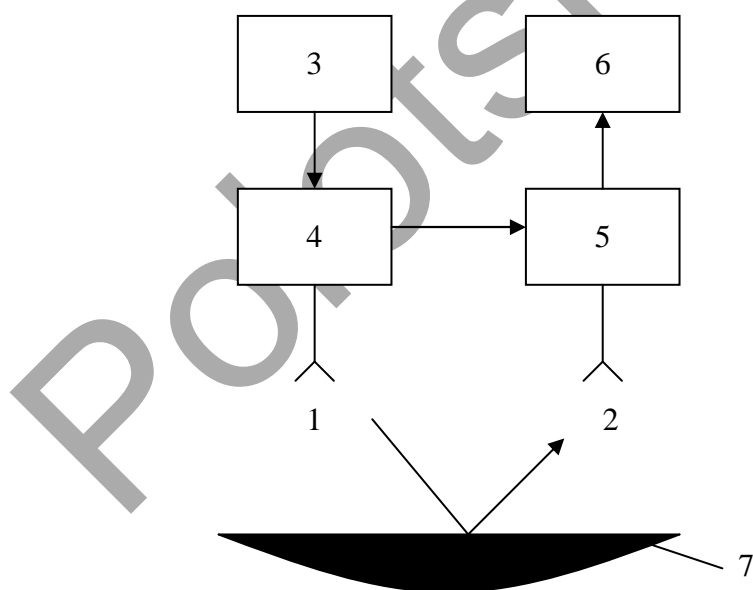
В работе [22] проведён анализ процесса взаимодействия ЭМП с УВЗ в режиме двухчастотного сигнала, позволяющий повысить точность определения границ залежи. Однако решение задачи ограничивается применением фиксированных отношений амплитуд и частот двух сигналов.

Для эффективного выделения проявлений УВЗ на фоне относительно однородной подстилающей среды необходимо теоретическое исследование взаимного влияния АС и двухчастотной ЭМВ с различными соотно-

шениями параметров волн с целью определения наиболее оптимальных частот и амплитуд двух сигналов.

В способе [23] исследуется структура ЭМП в дальней зоне независимой удалённой радиостанции, работающей на фиксированной частоте f_1 . Другой подход связан с использованием результатов [24], в которых залежь углеводородов представлена как система, построенная в виде объёма редуцированных пород и окружающего геологического пространства, образующего естественный электромагнитный колебательный контур – излучающую систему, источником возбуждения которой является естественное переменное электрическое поле.

Рассматривая сигнал излучающей системы как гармоническое колебание $e_2(t)$ с некоторой частотой f_2 , а возбуждающую ЭМВ в виде $e_1(t)$, можно представить ЭМП как суперпозицию двух волн – мощной ПЭВ с частотой f_1 и маломощной с частотой f_2 . Результаты полевых исследования предложенного способа на Восточно-Дроздовском месторождении нефти на базе устройства, схема которого приведена на рисунке 6.1, отражены в [25; 26].



1, 2 – антенны; 3 – генератор; 4 – делитель; 5 – смеситель;
6 – приёмник; 7 – исследуемая среда

Рисунок 6.1. – Структурная схема устройства, реализующего способ регистрации естественного излучения углеводородной залежи

Численные исследования компонентов тензора (4.6) при воздействии сигнала $e_1(t)$ в диапазоне частот $10^2 \dots 10^{11}$ Гц для $\epsilon_r = 5 \dots 10$,

$\sigma_r = 0,01$ См/м и $N_e = 10^{16} \dots 10^{17}$ м⁻³ показали, что максимальное проявление нелинейного эффекта взаимодействия ЭМВ со средой оказывается в диапазоне частот 10...30 МГц, когда частота зондирующего сигнала f_1 близка или выше частоты столкновений между электронами и ионами.

Благодаря регистрации напряжённости поля на комбинационной частоте $F = f_1 \pm f_{\text{отр}}$, где $f_{\text{отр}}$ – отраженная волна, в которой заложена информация о естественном изменении излучения с частотой F за счёт использования нелинейного преобразования зондирующего сигнала и сигнала естественной излучающей системы в условиях анизотропии среды, повышается достоверность определения границы и точность оконтуривания залежи.

При использовании частот $F^{(1)} = 15$ МГц и $F^{(2)} = 30$ МГц, выбранных из условия максимального проявления нелинейного эффекта взаимодействия, получено аномальное проявление ЭМП на границах УВЗ.

На рисунке 6.2 приведены результаты экспериментальных исследований, выраженных следующей зависимостью:

$$V = f(r) = \frac{A(r)}{E(r)}, \quad (6.1)$$

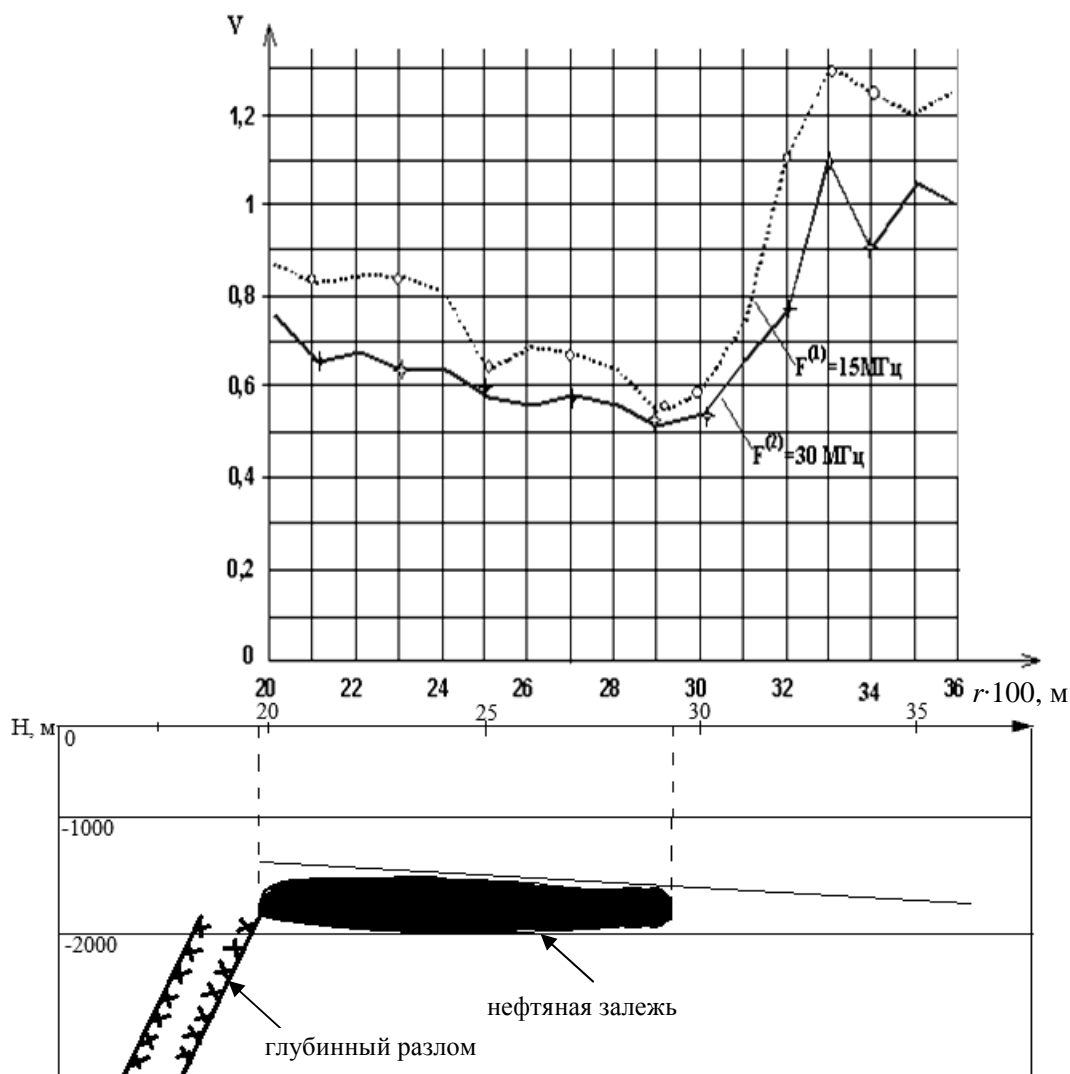
где $A(r)$ – амплитуда сигнала на входе приёмника; $E(r)$ – амплитуда собственного излучения вмещающих пород; r – расстояние вдоль исследуемого профиля.

На графиках пунктирная и сплошная линии соответствуют значениям отношения V на частотах $F^{(1)}$ и $F^{(2)}$.

Граница залежи располагается на пикете № 29, так как величина V в этой точке имеет минимальное значение. Эффект нелинейного взаимодействия сигналов проявляется в снижении амплитуды A и приводит к уменьшению отношения V до значений 0,53 и 0,5. Вне контура эффект отсутствует, где величина V близка к единице, и отклонение $\Delta V = \pm 0,2$ в контрольных точках $r \geq 32$.

Устройство, реализующее способ, содержит генератор 3, в качестве которого использовался стандартный генератор СВЧ с частотой сигнала $f_1 = 8,5$ ГГц. Сигнал с выхода генератора поступает на вход делителя 4, в качестве которого используются стандартные мостовые СВЧ-соединения, и с его выхода поступает на два канала. При этом происходит деление мощности на два сигнала с равными амплитудами. Один сигнал поступает на антенну 1, которая облучает исследуемый участок поверхности на частоте f_1 , а второй – подается на смеситель 5. Отраженный от исследуемой поверхности сигнал принимается антенной 2. В качестве антенн 1 и 2 ис-

пользуются рупорные антенны с раскрывом 100×150 мм, которые устанавливаются на фиксированной высоте от поверхности Земли либо непосредственно на ней. В смесителе 5 происходит смешивание двух сигналов с частотами f_1 и $f_{10тр}$, в результате чего на вход приёмника поступает сигнал с амплитудой A и частотой F . Приёмник выполняется по супергетеродинной схеме и настраивается на дискретную частоту.



a – зависимости $V = f(r)$ для реального месторождения нефти;
б – геологический разрез

Рисунок 6.2. – Экспериментальные зависимости напряжённости поля

Использование предлагаемого способа геоэлектроразведки УВЗ обеспечивает по сравнению с существующими аналогами следующие преимущества:
 - повышение точности определения границ УВЗ;

- однозначность определения скоплений углеводородов при использовании эффекта нелинейного взаимодействия сигналов в условиях анизотропии;
- выбор конкретных частот при ведении разведки;
- существенное снижение массы и габаритов устройства геоэлектро-разведки;
- повышение мобильности устройств разведки;
- повышение производительности работ при поисках углеводородов.

6.3 Метод регистрации границ углеводородных залежей по аномальным изменениям напряжённости электрического поля на двух частотах

Исследование проведено на основе метода альтернативных частот [27], сущность которого состоит в следующем. Поскольку частотные зависимости $\text{Re}\hat{\epsilon}_R = \varphi(f)$ имеют участки, где подстилающая АС будет поглощающей или отражающей, то, измеряя отношение амплитуд напряжённости электрического поля E_1 и E_2 на двух частотах f_1 и f_2 вдоль конкретного геопрофиля

$$k_E(r) = \frac{E_2}{E_1}, \quad (6.2)$$

по аномальным значениям отклонений (6.2) можно зафиксировать границу залежи углеводородов. Значение напряжённости поля E_1 для ЭМВ с $k_E \ll 1$ и $k_\omega \ll 1$ в диапазоне частот от 1 кГц до 1...2 МГц на границе «вмещающие породы – УВЗ» должно резко уменьшиться (рисунок 6.3, а).

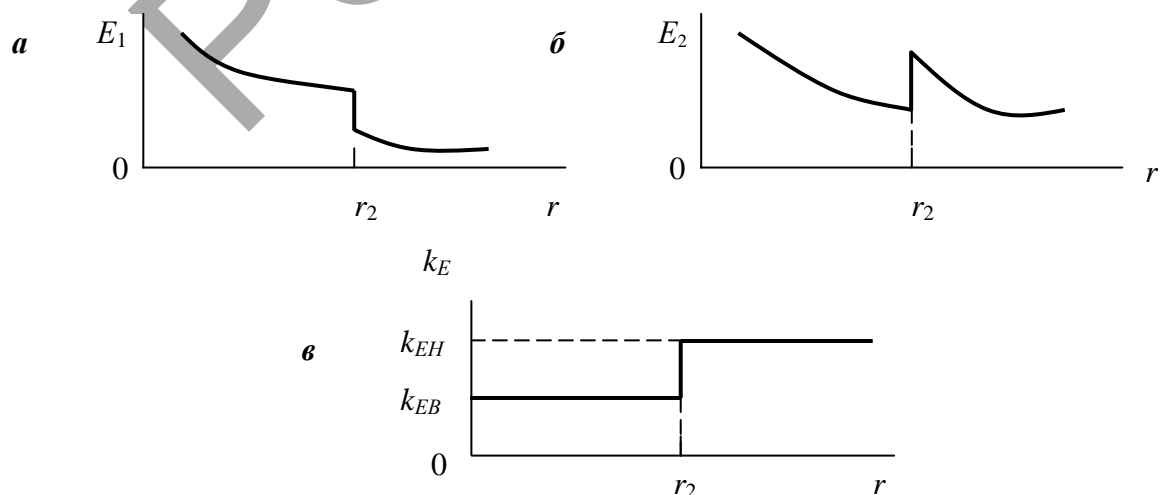
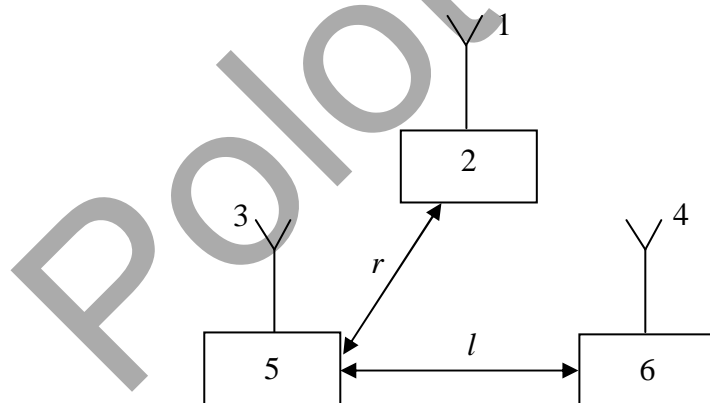


Рисунок 6.3. – Поле поверхностной электромагнитной волны на частотах f_1 (а), f_2 (б) и отношение амплитуд поля на этих частотах (в)

Аномальный скачок напряжённости при этом эквивалентен изменению поля ПЭВ на границе типа «море – суша» [28]. Использование альтернативной частоты f_2 из поддиапазона 10...100 МГц позволяет зарегистрировать на границе контура УВЗ противоположную по отношению к первой аномалию напряжённости электрического поля ПЭВ E_2 (рисунок 6.3, б). При этом аномалия поля ПЭВ на границе залежи будет эквивалентна изменению поля ПЭВ на границе типа «суша – море».

Таким образом, аномалии полей ПЭВ на границе контура УВЗ для двух частот f_1 и f_2 оказываются противоположными, что может быть использовано для идентификации УВЗ. Определяя отношение напряжённостей поля двух частот в фиксированной точке исследуемого профиля, можно получить скачок отношения напряжённостей на границе контура УВЗ, в несколько раз превышающий аномалию напряжённости поля на частоте f_2 (рисунок 6.3, в). Вне контура залежи и над ней отношение напряжённостей остаётся практически постоянным и принимает значение k_{EB} и k_{EH} соответственно. Скачок отношения в точке r_2 указывает на изменение свойств подстилающей среды и соответствует границе контура.

Экспериментальная проверка проводилась на Восточно-Дроздовском месторождении нефти (профиль 20...35 на рисунке 6.2) по схеме РЭА, показанной на рисунке 6.4 [29].



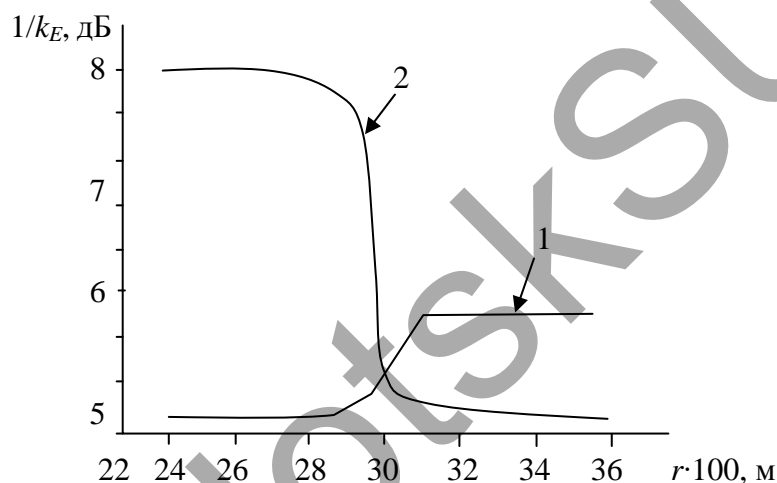
**1, 3, 4 – антенны; 2 – радиопередающее устройство на частоте f_2 ;
5 – радиоприёмное устройство; 6 – радиопередающее устройство подсвета на частоте f_1**

Рисунок 6.4. – Структурная схема установки для реализации метода альтернативных частот

Результаты экспериментальных исследований, проведённых на частотах $f_1 = 2$ МГц и $f_2 = 16$ МГц (рисунок 6.5), показали следующее. При фиксированном расстоянии между приёмником и передатчиком подсвета

на частоте f_1 $l = 10$ м и изменении местоположения передатчика, излучающего сигнал на частоте f_2 , величина $1/k_E$ до пикета 29 исследуемого профиля имеет относительно устойчивый характер поведения, а после данной точки происходит её возрастание до 2,5 дБ (для сравнения, $1/k_E \approx 0,5$ дБ на пикете 27, $1/k_E \approx 2,5$ дБ на пикете 32). На пикетах 30...34 отношение напряжённостей поля остаётся практически постоянным.

При размещении передатчиков вне контура (рисунок 6.5, кривая 2) отношение напряжённостей поля на пикетах 24...28 примерно одинаковое. На пикете 29 величина $1/k_E = 7,5$ дБ, далее отношение напряжённостей поля резко падает до значения $1/k_E = 2,0$ дБ на пикете 30. На пикетах 31...34 величина $1/k_E$ остаётся практически постоянной.



- 1 – при размещении излучателя на анизотропном включении;
2 – при размещении излучателя вне контура анизотропии

Рисунок 6.5. – Экспериментальные характеристики двухчастотного взаимодействия электромагнитных волн с углеводородной залежью

Таким образом, данный метод обеспечивает повышение уровня достоверности при идентификации и точности определения границ УВЗ.

6.4 Метод регистрации границ углеводородных залежей измерением расстояний между приёмником и передатчиком подсвета

Экспериментальные исследования на Восточно-Дроздовском месторождении нефти (профиль 20...35, см. рисунок 6.2) проведены с помощью РТС, построенной по схеме, показанной на рисунке 6.4 [29].

На контрольных точках геофизического профиля проводились измерения расстояния l между антеннами передатчика подсвета и приёмника по фиксированному уровню НЧ-сигнала.

Исходя из изменения интенсивности сигналов исследуемых частот (см. рисунок 6.5), для оценки влияния отношения амплитуд и частот на степень нелинейного преобразования использовался режим излучения, соответствующий зависимости 2, представленной на рисунке 6.5 (увеличение параметра $1/k_E$ над анизотропным образованием на 7,5 дБ при $k_\omega \approx 0,1$).

На рисунке 6.6 приведены зависимости величины коэффициента нелинейного взаимодействия

$$k_H(r) = \frac{l}{l_0}, \quad (6.3)$$

где l_0 – начальная величина разноса РПУ и передатчика подсвета.

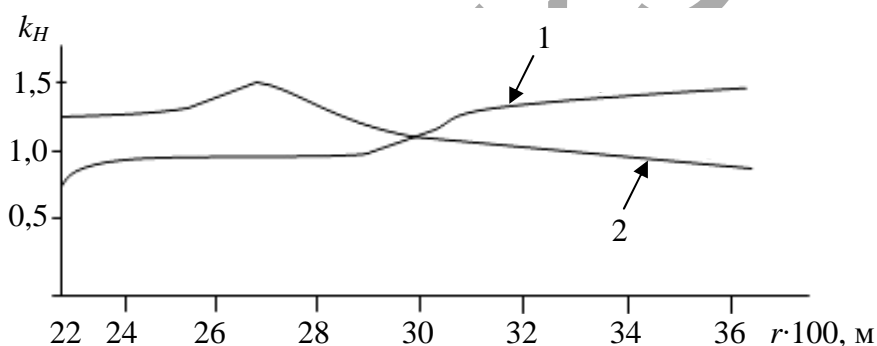


Рисунок 6.6. – Зависимость коэффициента нелинейного взаимодействия от расстояния вдоль геопрофиля для маломощного (1) и более интенсивного (2) сигналов

Из представленных зависимостей видно (см. рисунок 6.6) возрастание k_H над АС при увеличении амплитуды зондирующего сигнала (кривая 2) и уменьшение для ЭМВ с убывающей интенсивностью поля (кривая 1).

Для маломощного сигнала величина $k_H \approx 1,0$ до пикета 29 над УВЗ, а далее монотонно возрастает до значения $k_H \approx 1,5$. Для более мощного сигнала $k_H \approx 1,25...1,4$ на пикетах 22...29 и вне УВЗ уменьшается до 0,9 (при $r > 30$).

Таким образом, измерение расстояния между приёмником и источником подсвета позволяет выделять границы УВЗ на изменениях величины $k_H(r)$.

6.5 Метод регистрации границ анизотропной среды с использованием акустического сигнала

В настоящее время задача обнаружения УВЗ на фоне морской среды является весьма актуальной. Большинство методов разведки для решения данной задачи основаны на использовании сейсмических волн.

Метод регистрации границ АС с использованием акустического сигнала апробирован для поиска подводных целей, являющихся источником акустических волн [30].

Учитывая возможность обнаружения источников акустических колебаний в плотной морской среде ($\epsilon \approx 80$) появляется интерес регистрации эффекта взаимодействия акустического сигнала и ПЭВ над неоднородностью с частотно-зависимыми свойствами, которыми обладает среда над УВЗ.

Классическая задача дистанционного зондирования подводных целей по рассеянию ЭМВ на поверхности, рассмотренная в работе [31], базируется на использовании боковых волн в диапазоне сверхнизких частот. Нетрадиционный способ пеленгации точечных источников акустических колебаний за счёт регистрации на водной поверхности электромагнитных сигналов, возбуждённых в морской среде при смещении заряженных частиц жидкости в геомагнитном поле, предложен в работе [32].

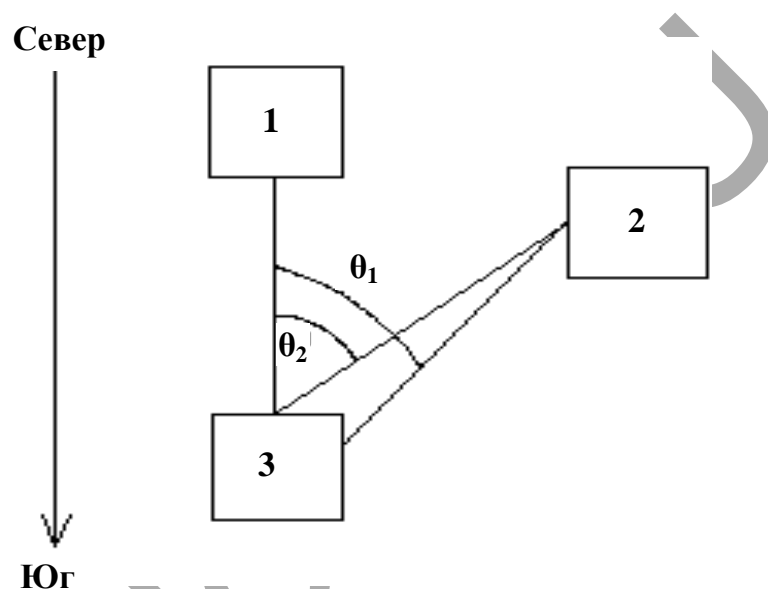
Основными недостатками указанных способов электромагнитного обнаружения подводных источников акустических волн являются большие габариты приёмных антенн, громоздкость и конструктивная сложность аппаратуры вследствие малых уровней регистрируемых сигналов. При наличии границы раздела на водной поверхности возникают быстро затухающие релеевские волны от подводного источника акустических колебаний, создающие локальную неоднородность гидродинамических параметров. Так как морская вода может быть представлена многокомпонентной плазмopodobной средой, обладающей в геомагнитном поле анизотропными свойствами, возникшие упругие колебания преобразуются в ЭМВ [33].

Электродинамический отклик магнитоактивной среды на воздействие акустического сигнала и зондирующей ЭМВ характеризуется тензором (4.19). В спектре частот распространяющегося зондирующего сигнала возникает НЧ-составляющая за счёт перекрёстной модуляции при изменении эффективной частоты столкновений заряженных частиц относительно среднего значения и зависящее от соотношения параметров взаимодействующих волн асимметричное (одночастотное) смещение несущей частоты ω , отличаю-

щееся от традиционного нелинейного преобразования частот физической природой (кросспараметрическое преобразование).

Исследование особенностей распространения сигнала УКВ-диапазона проводилось совместно с сейсмологическими испытаниями на площади Восточно-Дроздовского месторождения нефти (профиль 20...35, рисунок 6.2).

В процессе смещения источника импульсного акустического возмущения относительно контрольных отметок профиля угол θ между направлениями распространения ЭМВ и перемещения акустического фронта изменялся в широких пределах (рисунок 6.7).



1 – радиопередающее устройство; 2 – источник акустического возмущения;
3 – радиоприёмное устройство

Рисунок 6.7. – Расположение источника акустического возмущения относительно направления «Север – Юг»

О взаимодействии ЭМВ и акустической волны в магнитоактивной среде свидетельствует изменение во времени амплитуды поверхностной ЭМВ с частотой 50 МГц над анизотропным включением для нескольких значений угла θ (рисунок 6.8). Наиболее близко соответствует результатам аналитических исследований (4.19) экспериментальная зависимость (рисунок 6.8, в) для квазигармонического взаимодействия волн.

Данные эксперимента показывают, что в режиме взаимодействия ЭМВ и акустического импульса появляется возможность использования полученных результатов для разработки новых ЭММ и аппаратуры для поиска УВЗ.

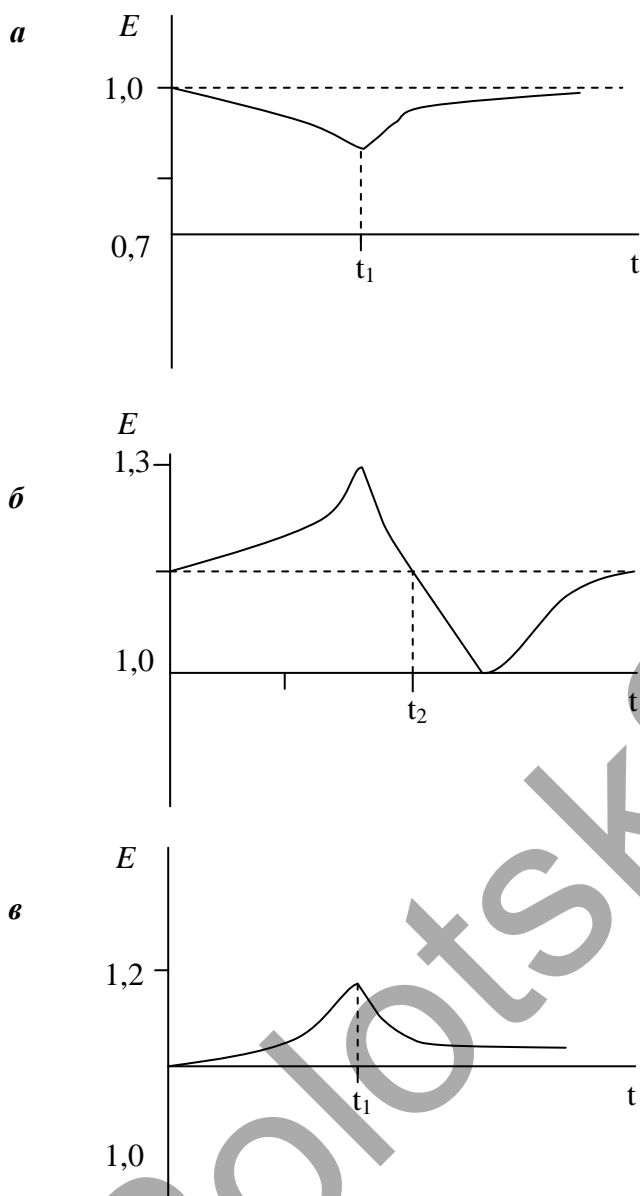


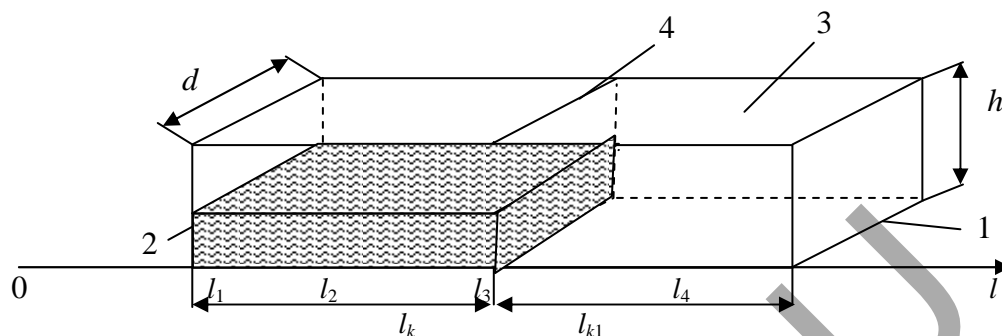
Рисунок 6.8. – Временные зависимости амплитуды поверхностной волны над анизотропной средой при изменении угла воздействия акустического импульса 90° (*a*), 45° (*б*), 10° (*в*)

6.6 Метод лабораторных исследований с использованием амплитудно-модулированных сигналов

Лабораторное исследование трансформации поля модулирующих ЭМВ проведено на модели среды с включением нефти, погребённой под слоем почвы, соответствующей песчано-алевритовым фракциям (рисунок 6.9), с учетом приложений А–Г.

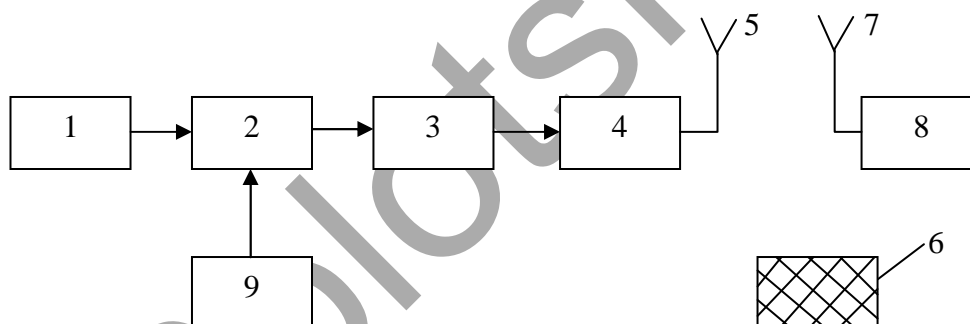
Структурная схема лабораторной установки для исследования границы раздела «нефть – вмещающая порода» представлена на рисунке 6.10.

Для локализации нефти помещена в специальный контейнер с размерами $l_k = 1$ м, $d = h = 0,4$ м. На отрезке $l_{k1} = 1$ м моделируется участок относительно однородных вмещающих пород. Модель не учитывает анизотропии среды и предназначена для исследования поведения поля ПЭВ на границе раздела «вмещающие породы – протяжённая нефтяная залежь».



1 – контейнер; 2 – специальный контейнер;
3 – слой почвы; 4 – граница раздела сред

Рисунок 6.9. – Экспериментальная модель залежи углеводородов



1 – генератор несущей частоты; 2 – модулятор; 3 – развязывающее устройство;
4 – согласующее устройство; 5, 7 – антенны; 6 – исследуемая среда;
8 – измеритель плотности потока мощности ПЗ-18;
9 – генератор модулирующего сигнала

Рисунок 6.10. – Структурная схема установки для исследования нефти в режиме АМ-сигналов

Для обеспечения дальнейшей зоны исследуемых антенн частоты исследуемых сигналов выбирались из условий геометрии моделируемого объекта.

Так, например, при частоте $f = 3$ ГГц ($\lambda = 10$ см) расстояние $l_k + l_{k1} = 2$ м, или $= 20 \lambda$, а ширина $d = h = 4\lambda$.

В таблицах 6.1–6.4 приведены результаты экспериментальных исследований с использованием АМ-сигналов при различных коэффициентах

амплитудной модуляции. Напряжённости электрического поля E_{l1} , E_{l2} , E_{l3} и E_{l4} (в дБ) измеряются в точках исследуемого профиля l_1 , l_2 , l_3 и l_4 соответственно, причём расстояния $l_1...l_2$, $l_2...l_3$, $l_3...l_4$ равны между собой.

Таблица 6.1. – Взаимодействие электромагнитных волн со средой над углеводородными залежами при коэффициенте модуляции $k_m = 0,3$

f , ГГц	F , МГц	E_{l1}	E_{l2}	E_{l3}	E_{l4}
3	10	14	13	14	4
5		16	15	15	3
7		17	16	16	3
8		17	17	18	3
3	50	17	18	17	6
5		19	20	20	5
7		19	19	19	4
8		16	17	16	3
3	150	13	13	12	4
5		13	13	13	5
7		11	12	14	5
8		10	11	10	3
3	250	15	15	15	4
5		16	16	16	7
7		15	15	15	5
8		14	14	14	3
3	350	12	12	12	6
5		12	12	12	4
7		13	12	11	5
8		15	15	15	3

Таблица 6.2. – Взаимодействие электромагнитных волн со средой над углеводородными залежами при коэффициенте модуляции $k_m = 0,5$

f , ГГц	F , МГц	E_{l1}	E_{l2}	E_{l3}	E_{l4}
3	10	14	14	14	8
5		16	16	16	3
7		15	15	15	6
8		16	15	15	5
3	50	17	18	18	5
5		17	17	17	5
7		16	16	16	4
8		17	18	18	5
3	150	13	12	12	6
5		13	13	13	6
7		14	14	14	5
8		15	15	15	3

Окончание таблицы 6.2

f , ГГц	F , МГц	E_{I1}	E_{I2}	E_{I3}	E_{I4}
3	250	16	15	15	2
5		15	15	15	2
7		14	14	14	3
8		14	14	14	3
3	350	12	12	12	3
5		12	12	12	4
7		13	14	14	3
8		16	16	16	2

Данные, приведённые в таблицах 6.1–6.2, свидетельствуют о полной корреляции аномального изменения ЭМВ на границах эквивалента УВЗ без учёта анизотропии.

При коэффициенте амплитудной модуляции $k_m = 0,9$ (таблица 6.4) поведение ЭМП менее аномально по сравнению с меньшими k_m . Определяется это качеством детектирования АМ-сигнала при высоких k_m , которые не могут быть рекомендованы при решении задач поиска и выделения УВЗ.

Для сравнения на рисунке 6.11 показаны экспериментальные зависимости напряжённости электрического поля вдоль исследуемого участка на частоте $f = 5$ ГГц и частоте модуляции $F = 50$ МГц.

Результаты проведённых лабораторных исследований свидетельствуют о том, что амплитудная модуляция приводит к незначительным изменениям реакции среды над УВЗ [34].

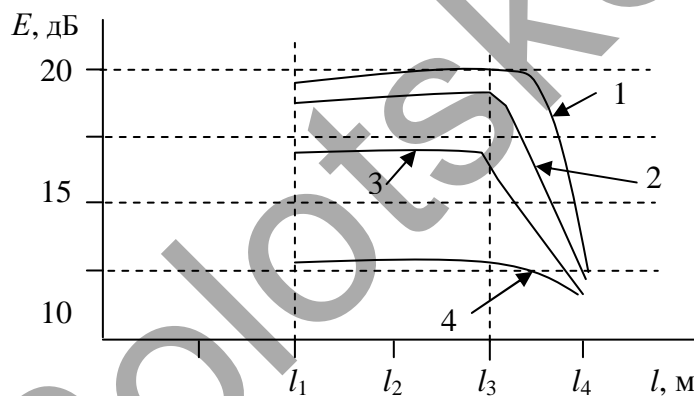
Таблица 6.3 – Взаимодействие электромагнитных волн со средой над углеводородными залежами при коэффициенте модуляции $k_m = 0,7$

f , ГГц	F , МГц	E_{I1}	E_{I2}	E_{I3}	E_{I4}
3	10	16	16	16	4
5		16	16	15	3
7		14	14	14	3
8		16	15	15	2
3	50	14	14	14	3
5		14	14	14	3
7		18	18	18	4
8		12	12	12	3
3	150	13	13	13	6
5		13	13	13	5
7		12	12	12	7
8		14	13	13	6

Окончание таблицы 6.3

f , ГГц	F , МГц	E_{l1}	E_{l2}	E_{l3}	E_{l4}
3	250	16	17	17	5
5		17	18	18	5
7		14	14	14	3
8		14	14	14	2
3	350	12	12	12	4
5		12	12	12	3
7		13	13	12	3
8		16	14	15	5

Следует отметить, что использование лабораторного макета залежи нефти связано с большими погрешностями при проведении измерений, так как имеются существенные отличия в условиях залегания УВЗ, а также с количественной разницей используемых объёмов пород. Тем не менее это дает возможность выявить резонансные частоты взаимодействия.



1 – $k_m = 0,3$; 2 – $k_m = 0,5$; 3 – $k_m = 0,7$; 4 – $k_m = 0,9$

Рисунок 6.11. – Экспериментальные зависимости $E = \varphi(l)$

Таблица 6.4. – Взаимодействие электромагнитных волн со средой над углеводородными залежами при коэффициенте модуляции $k_m = 0,9$

f , ГГц	F , МГц	E_{l1}	E_{l2}	E_{l3}	E_{l4}
3	10	5	5	5	4
5		6	5	4	3
7		4	4	4	3
8		5	5	4	3
3	50	6	5	5	4
5		6	6	6	5

Окончание таблицы 6.4

f , ГГц	F , МГц	E_{I1}	E_{I2}	E_{I3}	E_{I4}
7		7	7	6	4
8		5	5	5	4
3	150	6	6	6	4
5		5	4	4	3
7		5	4	4	3
8		4	4	4	3
3	250	6	5	5	4
5		5	5	4	3
7		4	4	4	3
8		5	5	4	3
3	350	6	6	4	3
5		5	5	4	3
7		4	4	4	3
8		4	3	2	3

Результаты теоретических и экспериментальных предварительных исследований (5.11) и (5.16) показывают, что происходит трансформация спектров ЭМВ, взаимодействующих с АС, поэтому для разработки методов поиска и выделения УВЗ с использованием ЧМ-сигналов необходимы РТС, содержащие спектроанализаторы.

6.7 Использование измерений импеданса антенн для выделения анизотропной среды

Результаты теоретических исследований отражательных характеристик свидетельствуют о существовании контрастов коэффициентов отражения между средой над УВЗ и ПП при нормальном и квазискользящем РРВ. Проведено экспериментальное исследование на реальной АС отношения

$$\sigma_f = \frac{\Gamma_{f1}}{\Gamma_{f2}}, \quad (6.4)$$

где Γ_{f1}, Γ_{f2} – коэффициенты отражения на двух частотах при нормальном РРВ.

На рисунке 6.12 приведена структурная схема РЭА для исследований отношения коэффициентов отражения на частотах $f_1 = 10$ ГГц и $f_2 = 34$ ГГц на профиле 20...35 Восточно-Дроздовского месторождения нефти.

На границе АС и вмещающих пород наблюдается резкое уменьшение соотношения коэффициентов отражения (таблица 6.5), что подтверждает анизотропный характер среды над УВЗ.

Схема для осуществления измерений состоит из генераторов Γ_1 и Γ_2 , ферритовых вентиляей ΦB_1 и ΦB_2 , направленных ответвителей HO_1 и HO_2 , антенн A_1 и A_2 , детекторов D_1 и D_2 , усилителей Y_1 и Y_2 , схемы отношения CO , индикаторного прибора $ИП$.

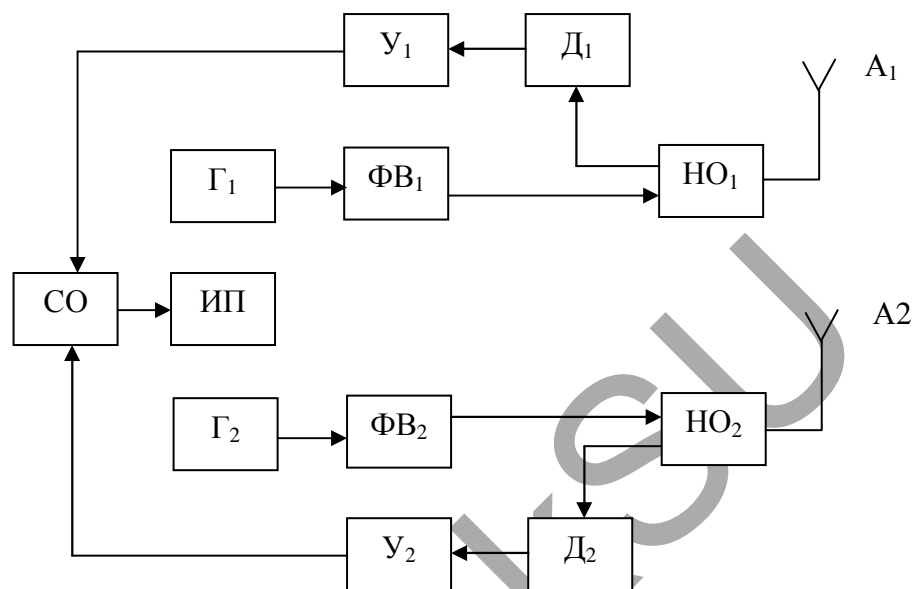


Рисунок 6.12. – Структурная схема устройства для измерения отношения коэффициентов отражения на двух частотах

В таблице 6.5 приведены результаты экспериментальных измерений отношения коэффициентов отражения на двух частотах [35; 36].

Таблица 6.5. – Результаты измерений отношения коэффициентов отражения на частотах $f_1 = 10$ ГГц и $f_2 = 34$ ГГц

№ пикета	Коэффициент отражения, σ_f
25	1,22
26	1,23
27	1,22
28	1,17
29	0,78
30	1,54
31	1,46
32	1,44
33	1,44

Измерения отношения коэффициентов отражения при нормальном зондировании на частотах $f_1 = 10$ ГГц и $f_2 = 34$ ГГц показали, что на границе контура (пикет 29) происходит уменьшение величины σ_f до значения 0,78, что связано с противоположным характером аномалий коэффициентов отражений на частотах f_1 и f_2 .

6.8 Применение трансформирующих свойств диаграммы направленности антенных излучателей для поиска и идентификации углеводородных залежей

Способ относится к поисковой геофизике и может быть использован для идентификации УВЗ, других видов топливного сырья, а также в системах неразрушающего контроля для выявления анизотропных неоднородностей в полупроводниковых материалах [37].

Известен способ диагностики дефектов в материале, основанный на измерении приращения угла между направлением прихода электромагнитной волны и нормалью к исследуемой поверхности, вызванного локальным изменением диэлектрической проницаемости исследуемого материала. Однако при исследовании необходимо проводить измерения на просвет, использовать специальную приёмно-передающую систему сверхвысокой частоты. Кроме того, способ не позволяет регистрировать анизотропные «включения» в материале [38].

Наиболее близкий к предлагаемому способу – способ радиокомпарирования и пеленгации, при котором в точках геопрофиля измеряют напряжённость электрического поля поверхностной электромагнитной волны находящихся вне залежи радиостанции на фиксированных частотах в диапазоне 5...25 кГц, по аномальным значениям напряжённости поля определяют границу залежи. Способ обладает низкой разрешающей способностью, низким уровнем достоверности при идентификации УВЗ из-за конечности дискретного расстояния между пикетами, находящимися в точках геопрофиля [23; 39].

С учетом вышесказанного способ был усовершенствован. Методика измерений заключается в измерении напряжённости электрического поля находящейся вне залежи радиостанции на фиксированной частоте в точках исследуемого профиля. По аномальным результатам измерений определяется граница залежи. Измерения электрической напряжённости поля, воспринимаемого приёмной антенной, производят в горизонтальной плоско-

сти при различных углах ее ориентации относительно выбранного направления над контуром залежи и за его пределами, строят нормированные диаграммы направленности антенны, определяют приращение ширины диаграммы по половинной мощности $\Delta\theta_{0,5}$, смещения максимума $\Delta\theta_{\max}$ и минимума $\Delta\theta_{\min}$ диаграммы (рисунок 6.13). По результатам сравнения смещений и приращений ширины над контуром залежи и за его пределами идентифицируют углеводородную залежь, причем

$$\begin{aligned}\Delta\theta_{0,5} &= \Delta\theta_{0,5}^{\text{H}} - \Delta\theta_{0,5}^{\text{B}}, \\ \Delta\theta_{\max} &= \Delta\theta_{\max}^{\text{H}} - \Delta\theta_{\max}^{\text{B}}, \\ \Delta\theta_{\min} &= \Delta\theta_{\min}^{\text{H}} - \Delta\theta_{\min}^{\text{B}},\end{aligned}\tag{6.5}$$

где $\Delta\theta_{0,5}$ – приращение ширины диаграммы по половинной мощности; $\Delta\theta_{0,5}^{\text{H}}$ – приращение ширины диаграммы по половинной мощности над контуром залежи; $\Delta\theta_{0,5}^{\text{B}}$ – приращение ширины диаграммы по половинной мощности вне контура залежи; $\Delta\theta_{\max}$ – смещение максимума диаграммы; $\Delta\theta_{\max}^{\text{H}}$ – угол, соответствующий максимуму диаграммы над контуром залежи; $\Delta\theta_{\max}^{\text{B}}$ – угол, соответствующий максимуму диаграммы вне контура залежи; $\Delta\theta_{\min}$ – смещение минимума диаграммы; $\Delta\theta_{\min}^{\text{H}}$ – угол, соответствующий минимуму диаграммы над контуром залежи; $\Delta\theta_{\min}^{\text{B}}$ – угол, соответствующий минимуму диаграммы вне контура залежи.

Таким образом, на основе измерений значений $\Delta\theta_{0,5}$, $\Delta\theta_{\max}$ и $\Delta\theta_{\min}$ повышается точность идентификации УВЗ.

Если использовать ненормированные ДНА, то можно измерять приращение напряженностей электрического поля:

$$\Delta E = E_{\text{H}} - E_{\text{B}},$$

где E_{H} – напряженность электрического поля над контуром залежи; E_{B} – напряженность электрического поля вне контура залежи; соответствующие максимумам диаграммы над залежью и за её пределами (рисунок 6.14).

Для уменьшения времени измерения можно ограничиться измерением ДНА в половинном секторе углов.

Повышению точности идентификации УВЗ способствует дублирование измерения ДНА на второй, третьей и других частотах.

На рисунке 6.13 представлен общий вид нормированной ДНА относительно выбранного направления «Юг – Север»; на рисунке 6.14 – нормированные (а) и ненормированные (б) ДНА над контуром залежи и вне её; на рисунке 6.15 – нормированная ДНА над контуром залежи и вне её на частоте 15,1 кГц; на рисунке 6.16 – нормированная ДНА над контуром залежи и вне её на частоте 17,8 кГц; на рисунке 6.17 – нормированная ДНА над контуром залежи и вне её на частоте 19,6 кГц; на рисунке 6.18 – ненормированная ДНА над контуром залежи и вне её на частоте 15,1 кГц.

Трансформация ДНА и характеристик антенн, связанных с шириной диаграмм направленностей, приводит к разработке целого класса ЭММ поиска и идентификации УВЗ.

Имея широкий набор калибровочных характеристик исследуемых сред, можно с помощью вариации частот выявлять аномалии ЭМП. Разработчик систем поиска может при этом проводить упрощенную методику измерений с целью повышения производительности работ. Отметив существенные аномалии, количество отсчетных точек может быть увеличено.

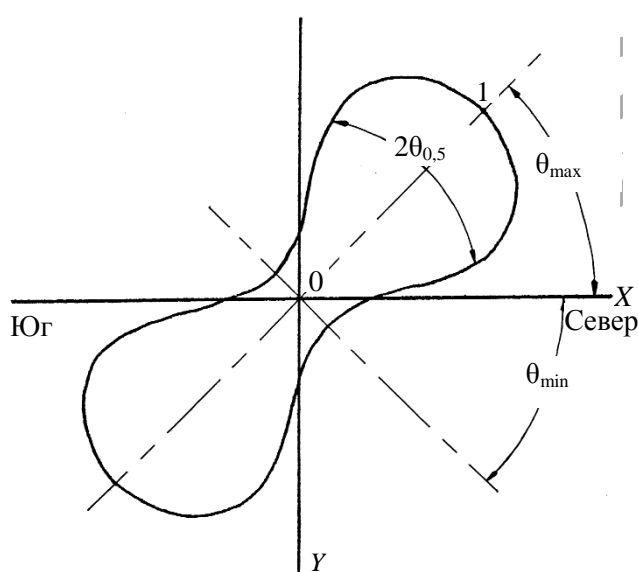


Рисунок 6.13. – Диаграмма направленности антенны

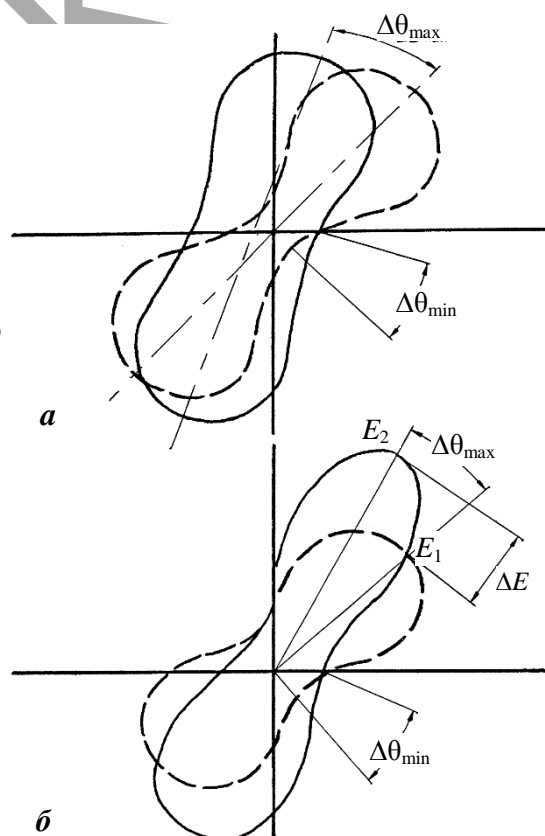


Рисунок 6.14. – Трансформация диаграммы направленности

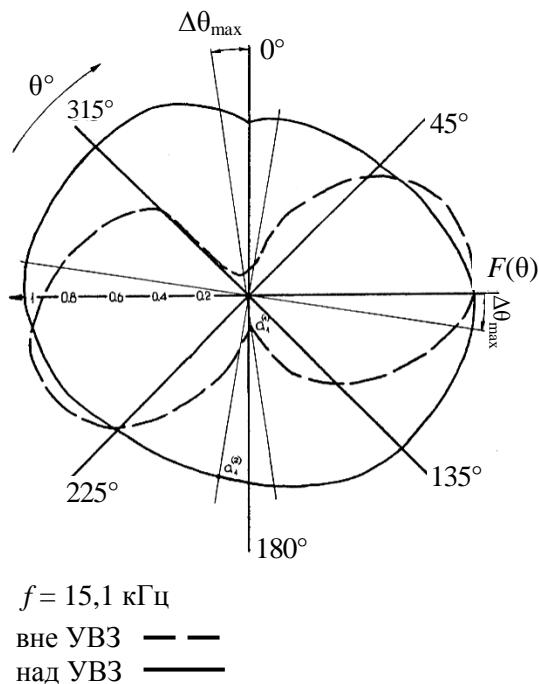


Рисунок 6.15. – Диаграмма направленности антенны на частоте 15,1 кГц (нормированная)

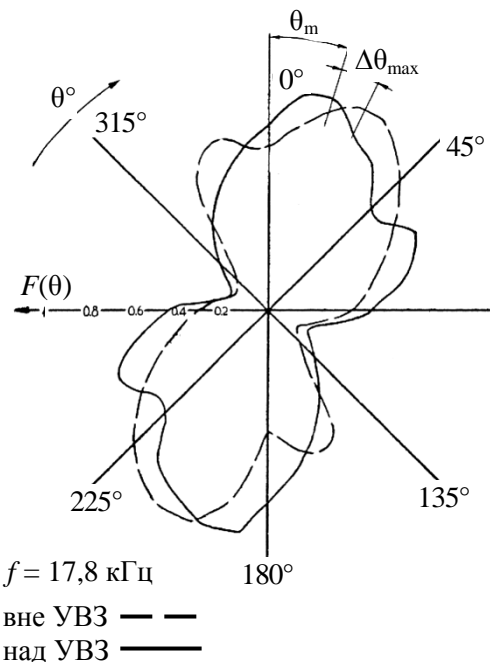


Рисунок 6.16. – Диаграмма направленности антенны на частоте 17,8 кГц (нормированная)

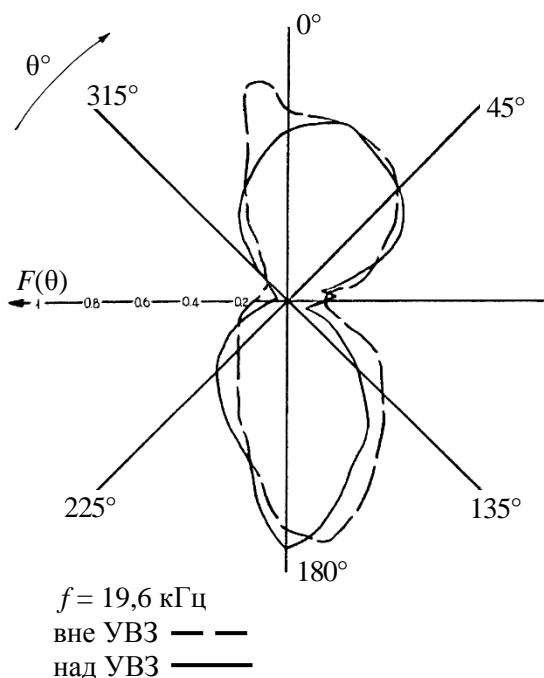


Рисунок 6.17. – Нормированная диаграмма направленности антенны на частоте 19,6 кГц

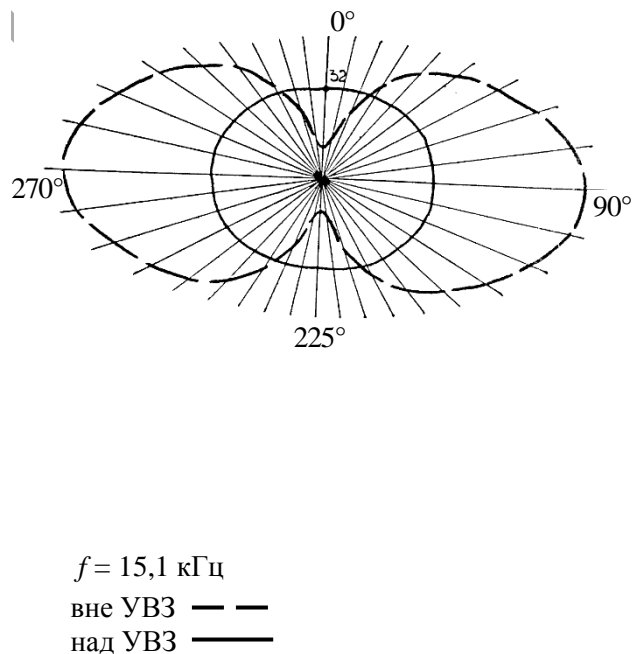
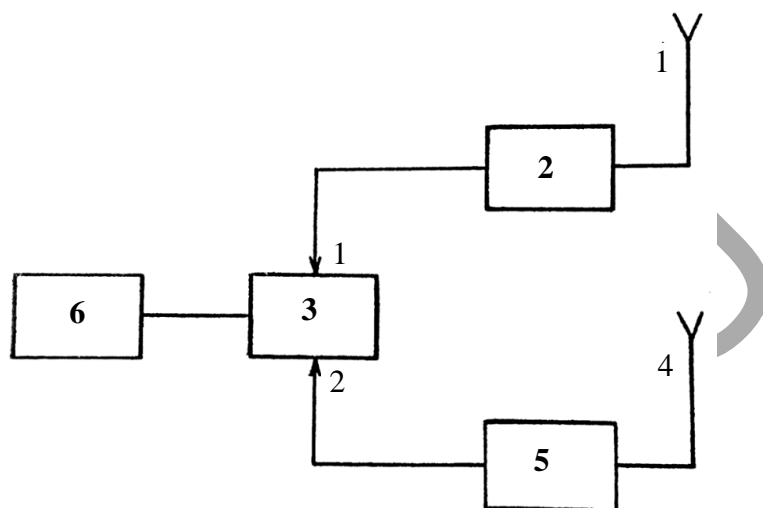


Рисунок 6.18. – Ненормированная диаграмма направленности антенны на частоте 15,1 кГц

Устройство для реализации данного способа (рисунок 6.19) построено по двухканальной схеме и содержит: антенну 1; приёмное устройство 2 первого канала, выход которого присоединен к первому входу устройства сравнения 3; антенну 4; приёмное устройство 5 второго канала, выход которого присоединен ко второму входу устройства сравнения 3; выход устройства сравнения присоединен ко входу оконечного устройства 6.



1,4 – антенны; 2, 5 – радиоприёмное устройство;
3 – устройство сравнения; 6 – оконечное устройство

Рисунок 6.19. – Устройство для исследования трансформирующих свойств диаграмм направленности антенны

Устройство работает следующим образом. Две идентичные антенны 1 и 4 ориентируют на радиостанцию, находящуюся вне залежи, относительно выбранного направления «юг – север». Расстояние между ними выбирают исходя из следующих критериев: минимальное расстояние должно быть таким, чтобы окружности измерения ДНА не пересекались между собой и антенны не оказывали влияния друг на друга, максимальное расстояние определяется технико-экономическими соображениями и удобством измерений.

Приёмные устройства 2 и 5 идентичны по своим параметрам. Настраивая каждый из каналов на фиксированную частоту радиостанции, находящейся вне залежи, производят измерение напряжённости электрического поля антенн 1 и 4 в горизонтальной плоскости при различных углах их ориентации относительно выбранного направления антенн над контуром залежи и за его пределами. Антенны 1 и 4 поворачивают в горизонтальной плоскости на одинаковые углы относительно выбранного направ-

ления. Устройство сравнения 3 выделяет разностный сигнал двух каналов. Оконечное устройство 6 служит в качестве индикатора сравнения.

В качестве окончного устройства возможно применение персонального компьютера для ускоренной обработки результатов измерений. По результатам измерений строят нормированные ДНА, определяют приращение ширины диаграммы по половинной мощности $\Delta\theta_{0,5}$, смещения максимума $\Delta\theta_{0,5\max}$ и минимума $\Delta\theta_{\min}$ диаграммы, по результатам сравнения смещений и приращений ширины над контуром залежи и за его пределами идентифицируют углеводородную залежь на основе калибровочной характеристики, полученной на известном месторождении УВЗ.

Если обе антенны расположены вне залежи, разностный сигнал на выходе устройства сравнения будет равен нулю. Если одна антенна будет расположена над контуром залежи, а вторая вне его, на окончном устройстве сразу можно определить наличие смещения максимума и минимума ДНА, а также приращение ДНА. Если обе антенны будут находиться над залежью, разностный сигнал может отличаться от нуля, по этому показателю расстояние между антеннами желательно уменьшать до минимально возможного.

Пример реализации способа

Оба канала устройства геоэлектроразведки настраиваются на частоту сигнала 15,1 кГц и строятся нормированные и ненормированные ДНА в горизонтальной плоскости при изменении угла отсчета с дискретой 15° . На этой частоте (рисунок 6.15) над контуром залежи происходит смещение максимума ДНА и минимума на 10° относительно ДНА вне залежи.

Помимо угловых изменений происходит расширение ДНА на уровне минимальных амплитуд $\Delta F_{\min}^H = \Delta F_{\min}^B = 0,7$. При настройке обоих каналов устройства геоэлектроразведки на частоту сигнала 17,8 кГц и построении ДНА обнаружено, что $\Delta\theta_{\max} = \Delta\theta_{\min} = 10^\circ$, а увеличение амплитуды поля при минимальных значениях ДНА является незначительным: $\Delta F_{\max}^H = \Delta F_{\max}^B = 0,1$.

При настройке на частоту 18,6 кГц искажение ДНА характеризуется неоднозначными угловыми смещениями $\Delta\theta_{\max}^H = 10^\circ$, $\Delta\theta_{\max}^B = 15^\circ$, при этом $\Delta\theta_{\min}^H = \Delta\theta_{\min}^B = 0^\circ$ и расширение по минимуму $\Delta F_{\min}^H = 0,075$, $\Delta F_{\min}^B = 0,05$.

Таким образом, для однозначной регистрации УВЗ оптимальными частотами являются 15,1 и 17,8 кГц из-за более контрастного отличия ДНА.

Предлагаемый способ опробован в работах на Восточно-Дроздовском месторождении нефти Могилевской области (см. рисунке 6.2, профиль 20...35).

Результаты представленных измерений подтверждены данными сейсморазведки и скважного бурения. Использование этого способа геоэлектроразведки УВЗ обеспечивает по сравнению с существующими аналогами следующие преимущества:

- 1) повышение точности идентификации УВЗ;
- 2) отсутствие необходимости проведения дополнительных измерений геопрофилей по всей его протяженности;
- 3) использование стандартной аппаратуры для ведения разведки;
- 4) высокая разрешающая способность;
- 5) выбор конкретных частот при проведении поисковых геологоразведочных работ.

6.9 Фазовые методы поиска и идентификации углеводородных залежей в режиме амплитудно-модулированных сигналов

В качестве исследуемых характеристик УВЗ взяты импедансные граничные условия. Величина поверхностного импеданса позволяет проводить оценку характеристик антенн, что может быть использовано для идентификации залежей полезных ископаемых.

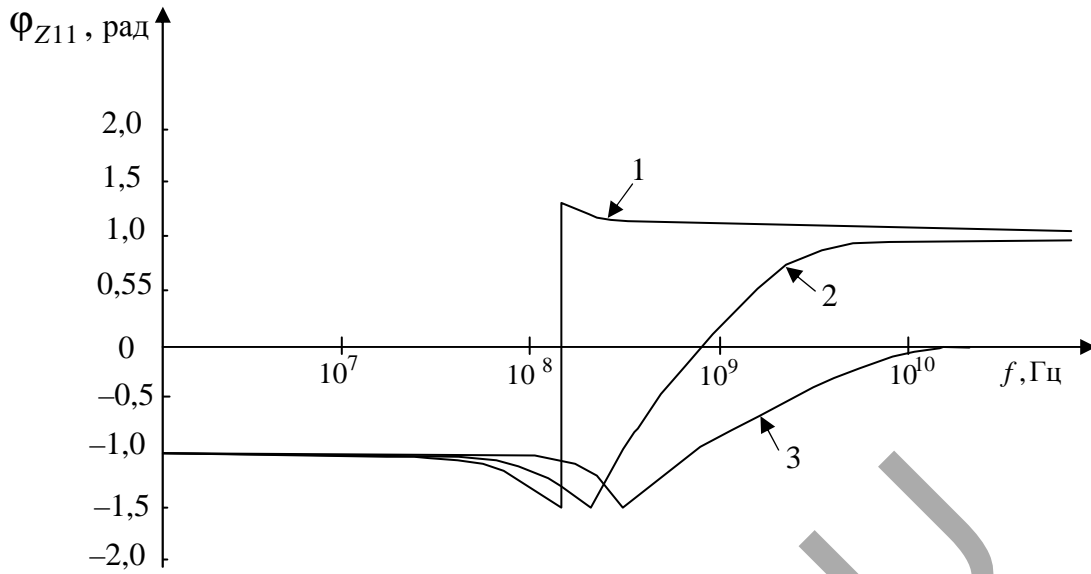
Импеданс исследуемого слоя плазмоподобного типа является комплексной величиной.

Таким образом, анализ сводится к раздельному исследованию амплитудных и фазовых характеристик поверхностного импеданса. Количественные проявления этих эффектов определяются физико-геологическими свойствами месторождений нефти и газа: химическим и минералогическим составом слоёв, структурно-текстурными особенностями скелета, характером пористости и проницаемости, процентным содержанием составляющих веществ, особенностями механических свойств скелета, количеством пластовой воды в порах, её минерализацией и т.д.

Представим выражения (5.5) в следующем виде:

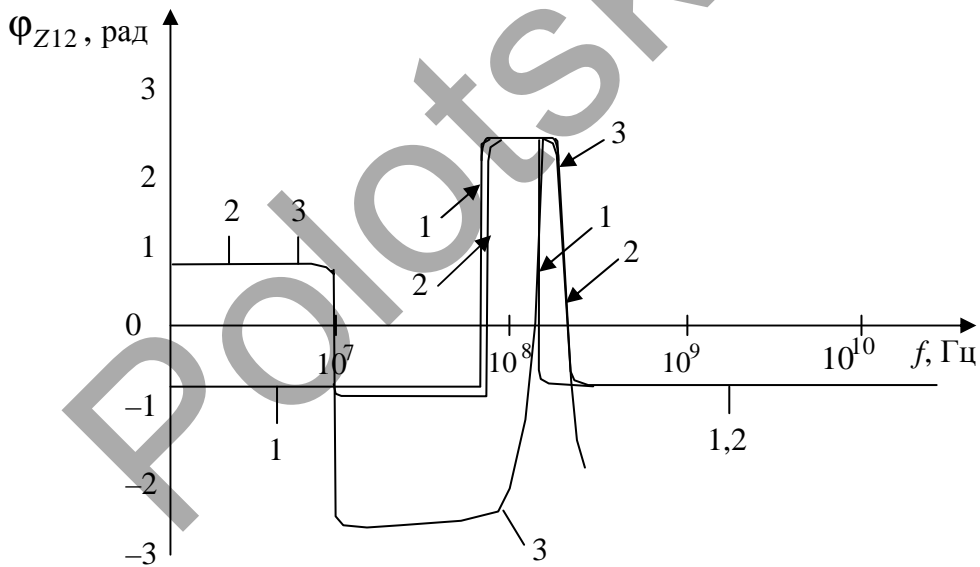
$$\begin{aligned} \dot{Z}_{11} = \dot{Z}_{22} &= |Z_{11}| \cdot e^{j\varphi_{Z11}} = |Z_{22}| \cdot e^{j\varphi_{Z22}}, \\ \dot{Z}_{12} = \dot{Z}_{21} &= |Z_{12}| \cdot e^{j\varphi_{Z12}} = |Z_{21}| \cdot e^{j\varphi_{Z21}}. \end{aligned} \tag{6.6}$$

Затем были рассчитаны частотные характеристики величин φ_{Z11} и φ_{Z12} (рисунки 6.20, 6.21). По рисунку 6.20 видно, что фазовая компонента φ_{Z11} изменяется в диапазоне от $-1,3$ до $1,3$ рад.



1 – для $F = 0,1$ МГц, $k_m = 1,0$; 1 – для $F = 10$ МГц, $k_m = 0,5$;
 3 – для $F = 100$ МГц, $k_m = 1,0$

Рисунок 6.20. – Зависимости $\varphi_{Z11} = \psi(f)$



1 – для $F = 0,1$ МГц, $k_m = 1,0$; 2 – для $F = 10$ МГц, $k_m = 0,5$;
 3 – для $F = 100$ МГц, $k_m = 1,0$

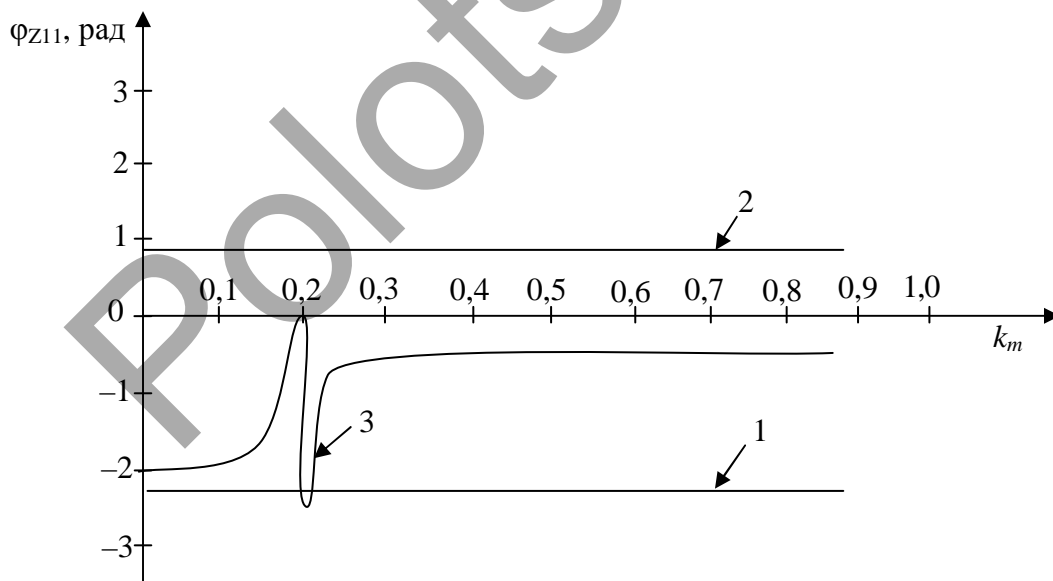
Рисунок 6.21. – Зависимости $\varphi_{Z12} = \psi(f)$

Для более низких значений частот несущего колебания f фаза отрицательна и практически не изменяется. При увеличении величины f происходит рост φ_{Z11} . Так, для значений модулирующего сигнала $F = 0,1$ МГц

и $k_m=1,0$ на частоте несущего колебания $f \approx 200$ МГц происходит скачкообразное увеличение фазы.

При увеличении частоты модулирующего сигнала F наблюдается плавное изменение величины φ_{Z11} . Так, для $F = 10$ МГц и $k_m = 0,5$ точка перехода фазы через нуль соответствует частоте несущего колебания $f \approx 1$ ГГц. При $F \approx 10$ МГц и $k_m = 1,0$ фазовая компонента приближается к нулю на частоте $f \approx 10$ ГГц и в дальнейшем практически не изменяется. На величину φ_{Z12} (рисунок 6.21) влияние несущего колебания сказывается на частоте $f = 10 \dots 200$ МГц. При $F = 0,1$ МГц и $k_m = 1,0$ наблюдается скачкообразное увеличение фазы от $-0,8$ до $2,5$ рад на частоте $f \approx 80$ МГц. В районе частоты $f \approx 200$ МГц величина φ_{Z12} резко уменьшается до $-0,8$ рад и при дальнейшем увеличении частоты несущего колебания φ_{Z12} постоянна.

Для частоты $F = 10$ МГц и $k_m = 0,5$ характерна аналогичная зависимость фазовой компоненты с той лишь разницей, что частоты перехода φ_{Z12} через нуль смещаются вправо. Проведён анализ фазовых зависимостей поверхностного импеданса от изменения коэффициента амплитудной модуляции k_m (рисунки 6.22, 6.23).

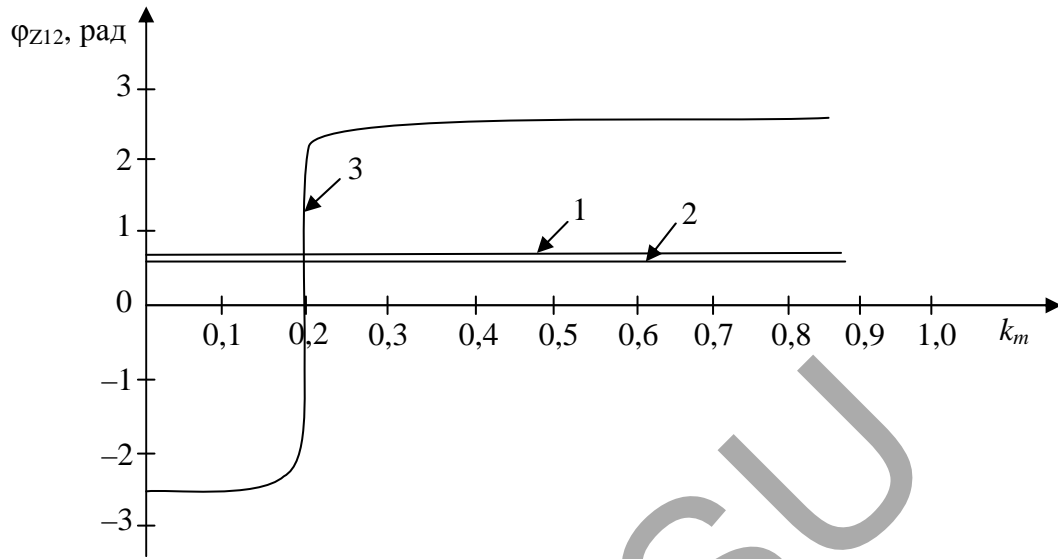


1 – для $F = 0,1$ МГц, $f = 1$ МГц; 2 – для $F = 10$ МГц, $f = 100$ МГц;
3 – для $F = 100$ МГц, $f = 1000$ МГц

Рисунок 6.22. – Зависимости $\varphi_{Z11} = \psi(f)$

Установлено, что для низких значений частоты модуляции вариация величины k_m не влияет на величины φ_{Z11} и φ_{Z12} . При увеличении F наблюдается влияние характеристик модулирующего сигнала на фазовые компо-

ненты. Так, для $F = 100$ МГц наибольшее влияние проявляется при $k_m = 0,2$, когда φ_{Z11} увеличивается до нуля, а затем резко падает до $-2,5$ рад.

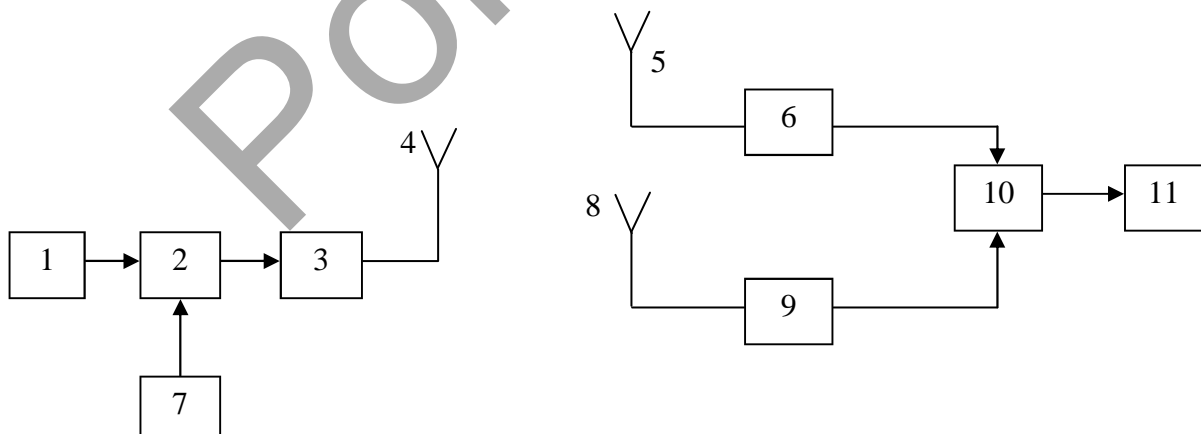


1 – для $F = 0,1$ МГц, $f = 1$ МГц; 2 – для $F = 10$ МГц, $f = 100$ МГц;
3 – для $F = 100$ МГц, $f = 1000$ МГц

Рисунок 6.23. – Зависимости $\varphi_{Z12} = \psi(k_m)$

Аналогично, при $k_m = 0,2$ наблюдаются изменение величины φ_{Z12} , которая резко увеличивается от $-2,5$ до $2,5$ рад.

Структурная схема устройства для реализации метода содержит радиопередающее устройство АМ-сигнала и двухканальное приёмное устройство (рисунок 6.24).



1 – генератор несущей частоты; 2 – модулятор; 3 – выходные каскады передатчика;
4, 5, 8 – антенны; 6, 9 – приёмные устройства; 7 – генератор модулирующего сигнала;
10 – разностное устройство; 11 – измеритель разности фаз

Рисунок 6.24. – Реализация фазового метода измерений
в режиме частотно-модулированных сигналов

При реализации метода, построенного по полученной модели, следует обеспечить идентичность приёмных каналов. Радиотехническая система основана на измерении уровня сигнала в точке приёма антеннами правой 5 и левой 8 поляризации. Два одинаковых приёмника осуществляют выделение модулирующих сигналов, которые поступают на схему сравнения фаз двух каналов (блоки 10 и 11).

Использование нескольких альтернативных частот, на которых имеются отличия фазовых компонентов поверхностного импеданса, позволяет улучшить идентификацию УВЗ [41; 42].

Результаты исследований могут быть использованы при разработке РТС для оптимизации методов поиска и оконтуривания залежей нефти и газа.

6.10 Использование фазовых характеристик поверхностного импеданса в режиме амплитудно-частотно-модулированных сигналов для поиска и идентификации углеводородных залежей

Поверхностный импеданс УВЗ в режиме АЧМ-сигналов, определяемый выражениями (5.5), зависит от коэффициента амплитудной модуляции, индекса частотной модуляции и частоты модуляции. Использование данного вида взаимодействия сигналов с УВЗ позволит повысить информативность методов поиска и идентификации.

Разработан способ геоэлектроразведки УВЗ [43] на основе измерения фазовых характеристик поверхностного импеданса. Структурная схема РТС для данного метода представлена на рисунке 6.25. Способ может быть реализован на несущих частотах 0,1...2 ГГц при использовании частоты модуляции $F = 10...100$ МГц с коэффициентами АМ в диапазоне 0,1...1,0 при индексах ЧМ в интервале 20...95.

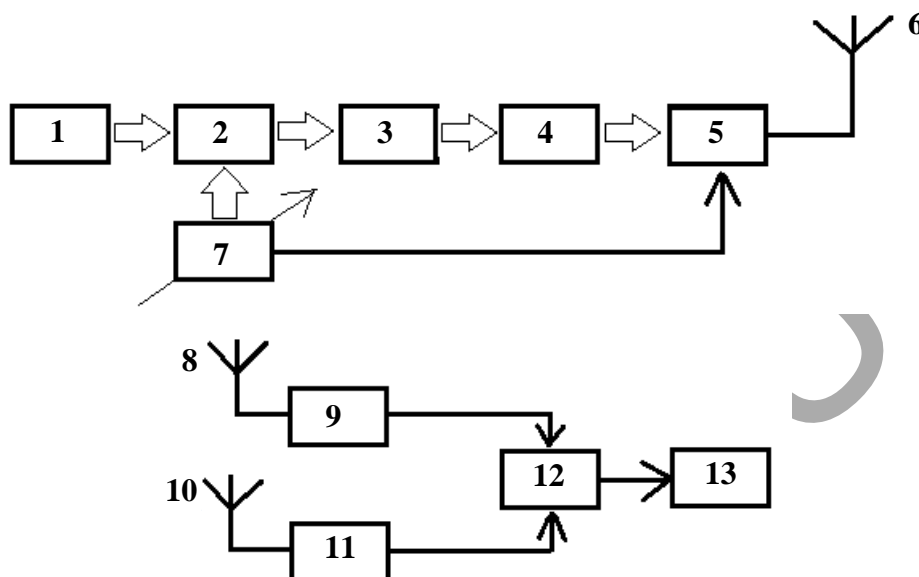
Сигнал, вырабатываемый генератором 1, частично модулируется устройством 2, после прохождения буферного каскада дополнительно подвергается АМ-модуляции с помощью генератора 7. Необходимый уровень и согласование обеспечивается каскадами 5.

Сигнал линейной поляризации излучается антенной 6. На приёмной стороне используется два канала измерений. В одном из каналов (антенна 8 и радиоприёмное устройство 9) измеряются фазы поверхностного импеданса φ_{z11}^1 и φ_{z12}^1 для правой круговой поляризации, а во втором канале (антенна 10 и радиоприёмное устройство 11) – фазы поверхностного импеданса φ_{z11}^2 и φ_{z12}^2 для левой круговой поляризации.

С помощью устройства 12 и измерителя разности фаз 13 определяются фазовые сдвиги

$$\Delta\varphi_1 = \varphi_{Z11}^1 - \varphi_{Z11}^2, \quad (6.7)$$

$$\Delta\varphi_2 = \varphi_{Z12}^1 - \varphi_{Z12}^2. \quad (6.8)$$



- 1 – генератор; 2 – ЧМ-модулятор; 3 – буферный каскад; 4 – АМ-модулятор;
 5 – выходные каскады передатчика; 6, 8, 10 – антенны;
 7 – генератор модулирующей частоты; 9, 11 – радиоприёмные устройства;
 12 – устройство сравнения; 13 – измеритель разности фаз

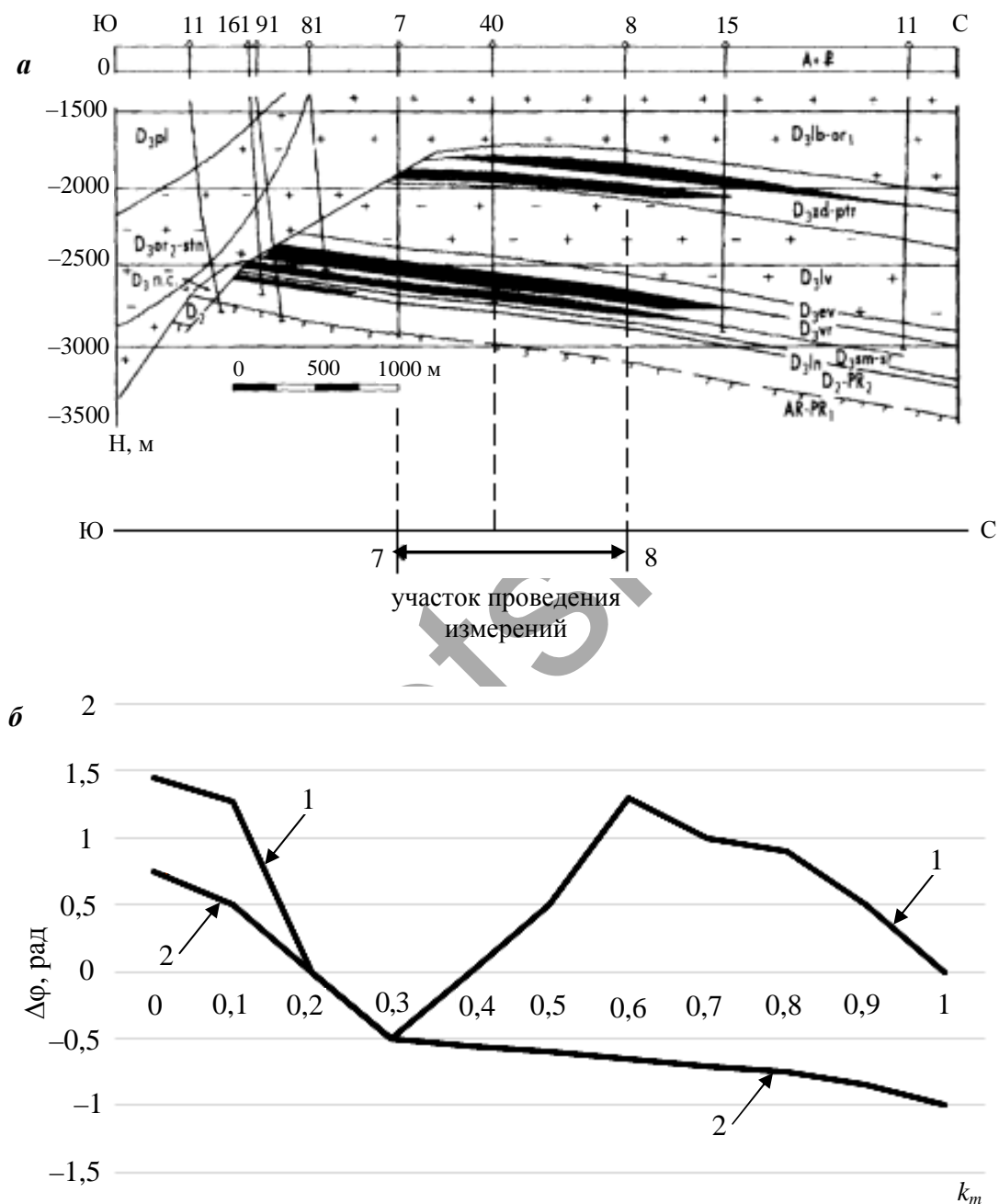
Рисунок 6.25. – Радиотехническая система для реализации фазовых измерений в режиме амплитудно-частотно-модулированных сигналов

Измерения проводились на Речицком месторождении нефти (рисунок 6.26, профиль 7...8), геологический разрез которого имеет следующую структуру: стратиграфические границы; дизъюнктивные нарушения; зону срезания (прорыва) межсолевых отложений; залежи нефти; предполагаемые залежи; соль; породы кристаллического фундамента; скважину и её забой.

Задавалась некоторая опорная точка, относительно которой осуществлялась привязка измерений по всему исследуемому профилю. Аномалия фазы поверхностного импеданса наиболее проявлялась при расположении измерительных приёмников над залежью и вне её.

По значениям фазовых сдвигов $\Delta\varphi_1$ и $\Delta\varphi_2$ определяют границу УВЗ. Исследования показали, что изменение поверхностного импеданса проявляется при частоте несущего колебания $f = 1$ ГГц и частотах модуляции $F = 20...30$ МГц.

Данный способ позволяет выделять отличия характеристик поверхностного импеданса с высокой точностью за счет применения двухканальной схемы измерений. Результаты экспериментальных исследований представлены на рисунке 6.26.



а – геологический разрез;
 б – экспериментальные исследования фазы поверхностного импеданса;
 1 – зависимость для φ_{z11} ; 2 – зависимость для φ_{z12}

Рисунок 6.26. – Исследование характеристик электромагнитных волн для Речицкого месторождения

6.11 Исследование отражательных характеристик среды над углеводородными залежами

Отражательную способность среды над залежью углеводородов при воздействии ЭМВ с линейной поляризацией в режиме двухчастотного взаимодействия можно оценить по контрасту коэффициентов отражения между АС и ПП по формуле [26]:

$$\Delta R = 20 \lg |R_p - R_{\text{ВВ}}|, \quad (6.9)$$

Оптимизация отражательных характеристик АС над УВЗ при воздействии зондирующих сигналов возможна с учетом специфических характеристик залежей, позволяющих в совокупности повысить уровень выделения углеводородов с требуемой степенью точности, определяющей порог принятия решения.

Значение коэффициента подстилающей среды R_p с конечной диэлектрической проницаемостью ϵ_p и проводимостью σ_p для ЭМВ с вертикальной поляризацией определяется по формуле [44]:

$$\dot{R}_p = \frac{\dot{\epsilon}_p \sin \theta - \sqrt{\dot{\epsilon}_p - \cos^2 \theta}}{\dot{\epsilon}_p \sin \theta + \sqrt{\dot{\epsilon}_p - \cos^2 \theta}} = R_p \exp j\phi_p, \quad (6.10)$$

где $\dot{\epsilon}_p = \epsilon_p - j \frac{\sigma_p}{\omega \epsilon_0}$ – комплексная диэлектрическая проницаемость подстилающей поверхности.

$$\dot{R}_{\text{ВВ}} = \frac{\dot{a}_1 \cos \theta + \dot{a}_3 (\cos^2 \theta - 1)}{\dot{a}_2 \cos \theta + \dot{a}_4 (\cos^2 \theta + 1)} = |R_{\text{ВВ}}| \cdot \exp(j\phi_{\text{ВВ}}),$$

$$\dot{a}_{1,2} = \sqrt{\dot{\epsilon}_R \dot{\epsilon}_L} \mp 1, \quad (6.11)$$

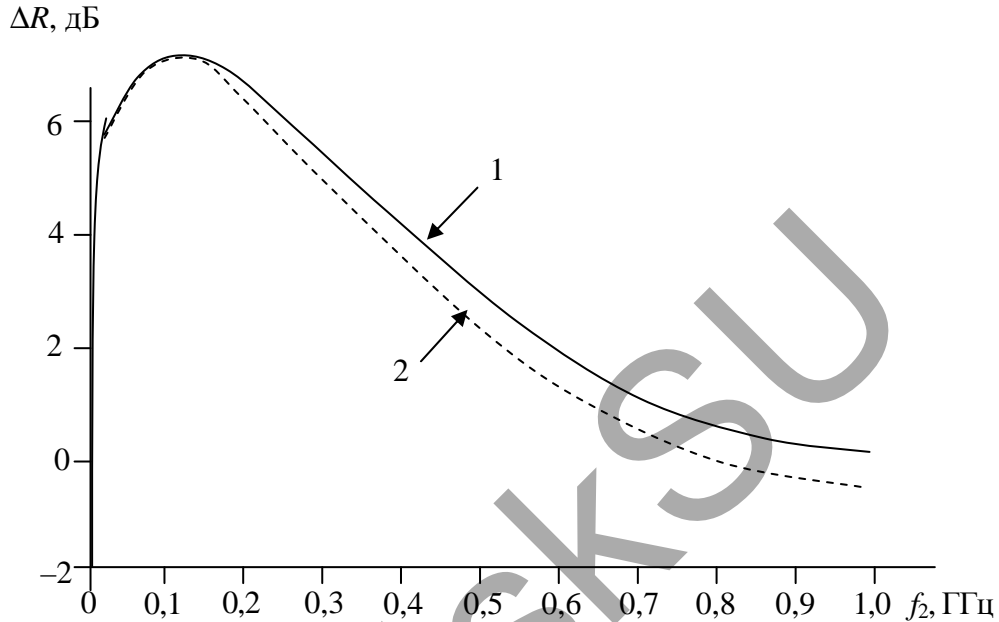
$$\dot{a}_3 = \sqrt{\dot{\epsilon}_R} + \sqrt{\dot{\epsilon}_L},$$

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

Проведён анализ отражательных характеристик для Речицкого месторождения нефти (профиль 7...8 на рисунке 6.26).

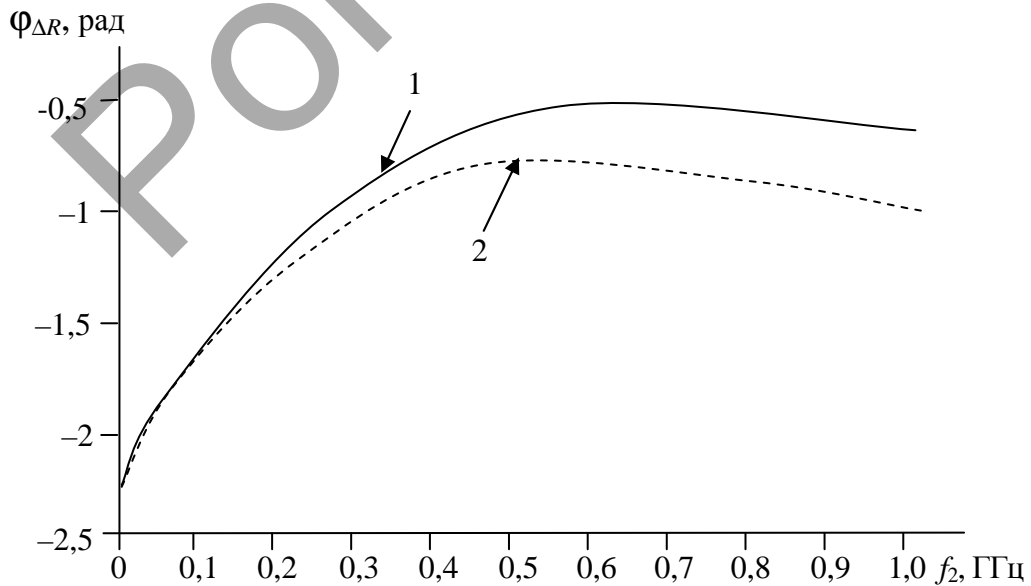
6.11.1 Двухчастотное воздействие в режиме мощного низкочастотного сигнала

На рисунках 6.27–6.32 представлены частотные зависимости контраста отражательных характеристик ΔR и его фазы $\Delta\varphi_R$.



1 – для $k_\omega = 10^{-6}$, $k_E = 10^{-6}$; 2 – для $k_\omega = 10^{-6}$, $k_E = 10^{-1}$

Рисунок 6.27. – Зависимости $\Delta R = \varphi(f_2)$ при $\theta = 0^\circ$



1 – для $k_\omega = 10^{-6}$, $k_E = 10^{-6}$; 2 – для $k_\omega = 10^{-6}$, $k_E = 10^{-1}$

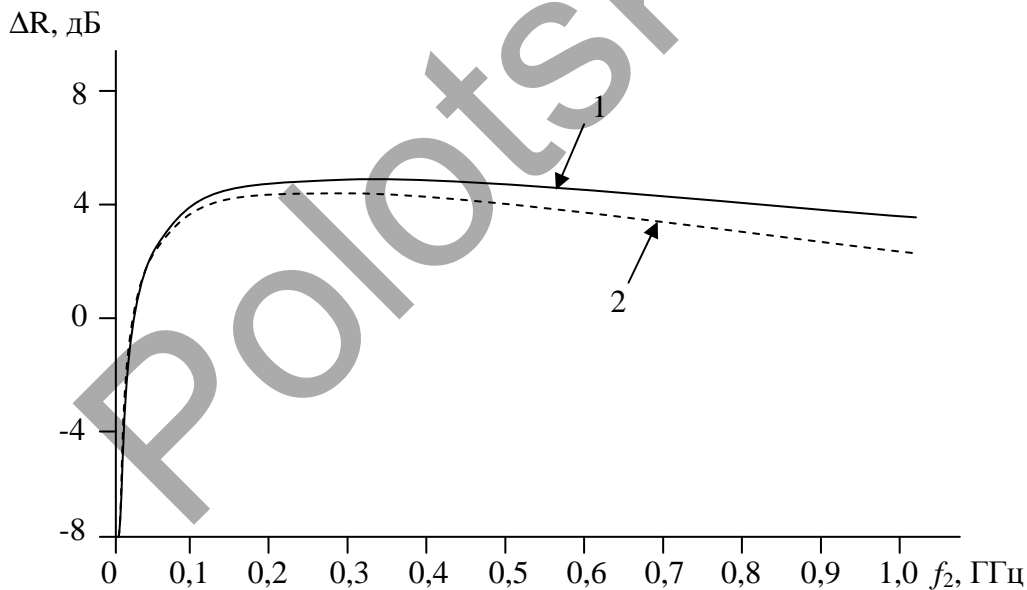
Рисунок 6.28. – Зависимости $\Delta R = \varphi(f_2)$ при $\theta = 0^\circ$

Величина наибольшего контраста отражательных характеристик наблюдается в диапазоне частот 100...200 МГц, причем до частоты $f_2 = 50$ МГц влияние параметров k_ω и k_E не сказывается на данных характеристиках, а с дальнейшим ростом частоты эти параметры воздействуют на отражательные характеристики.

Величина контраста падает от 7,0 дБ на частоте $f_2 = 100$ МГц примерно до 0 дБ на частоте $f_2 = 1$ ГГц. При $k_\omega = 10^{-6}$ увеличение параметра k_E приводит к уменьшению контраста отражательных характеристик. Фазовые характеристики постепенно увеличиваются от значения $-2,2$ рад на частоте 1 МГц до $-0,6$ рад на частоте 600 МГц при $k_E = 10^{-6}$ и затем постепенно уменьшаются до $-0,7$ рад на $f_2 = 1$ ГГц.

При $k_E = 10^{-1}$, $k_\omega = 10^{-6}$ происходит рост $\varphi_{\Delta R}$ до $-0,9$ рад на $f_2 = 450$ МГц и дальше его падение до $-1,25$ рад на $f_2 = 1$ ГГц.

При угле падения волны $\theta = 50^\circ$ контраст наиболее выражен в диапазоне 200 МГц...1 ГГц и составляет 2...4 дБ, фазовые характеристики изменяются незначительно (рисунок 6.29).



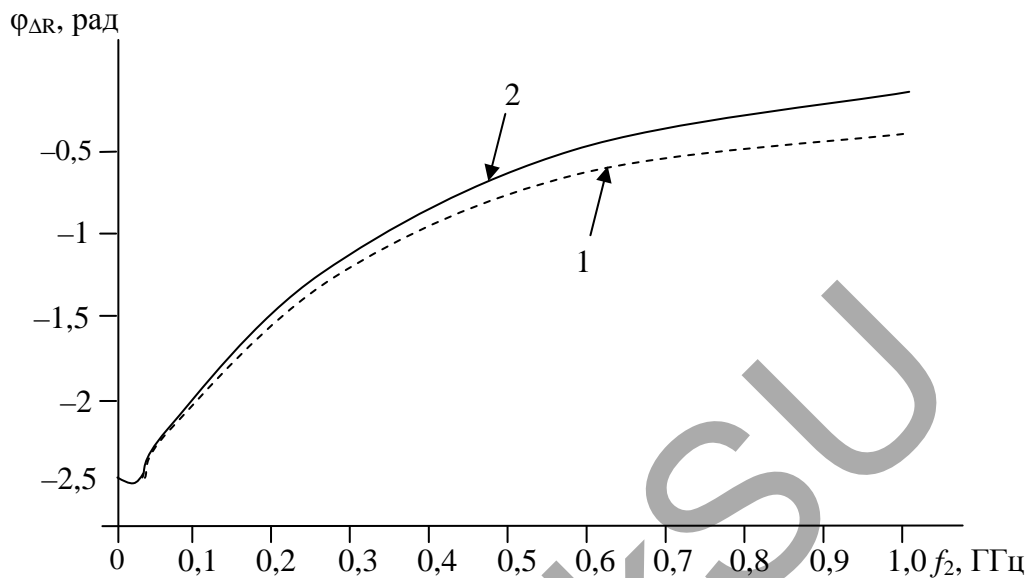
1 – для $k_\omega = 10^{-6}$, $k_E = 10^{-6}$; 2 – для $k_\omega = 10^{-6}$, $k_E = 10^{-1}$

Рисунок 6.29. – Зависимости $\Delta R = \varphi(f_2)$ при $\theta = 50^\circ$

При $k_\omega = 10^{-1}$ общая закономерность характеристик контраста остается прежней, а фаза $\varphi_{\Delta R} = 0$ во всем диапазоне частот (рисунок 6.30).

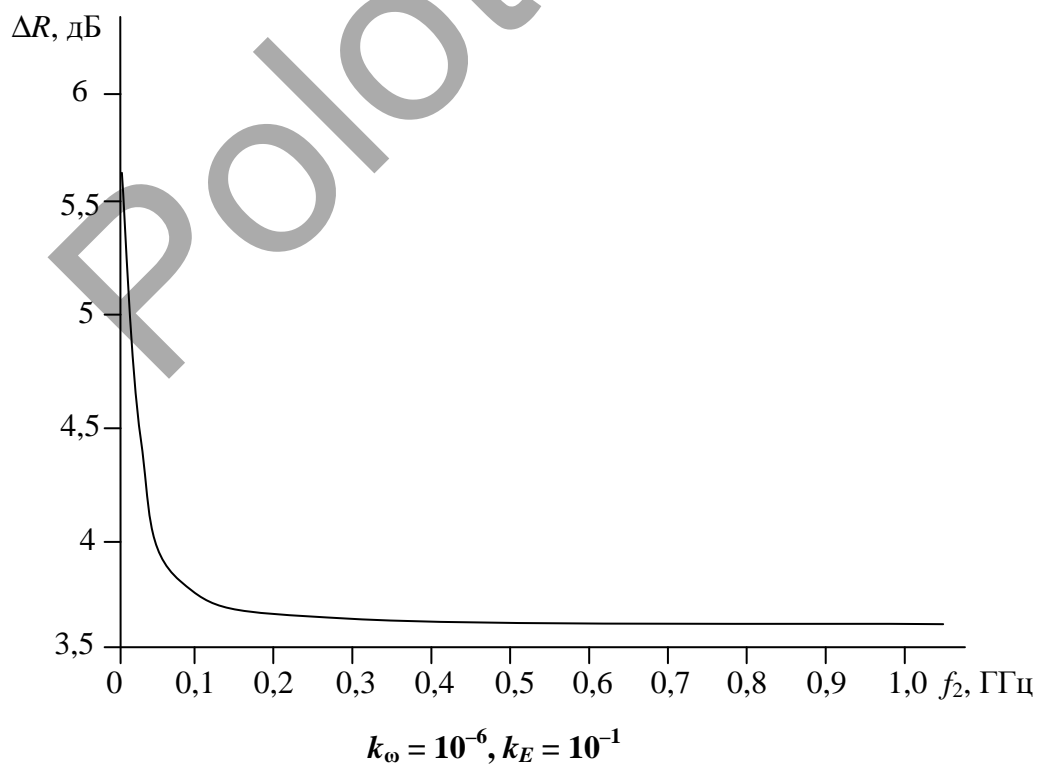
При $\theta = 85^\circ$ наибольший контраст наблюдается в диапазоне частот 1...50 МГц (рисунок 6.31), причем величины k_ω и k_E не влияют на дан-

ный параметр. Поведение фазовой характеристики несколько иное. Влияние k_ω и k_E не проявляется: при $f_2 = 200$ МГц $\varphi_{\Delta R} = -0,018$ рад, а при $f_2 = 1$ ГГц $\varphi_{\Delta R} \approx 0$ рад.



1 – для $k_\omega = 10^{-6}$, $k_E = 10^{-6}$; 2 – для $k_\omega = 10^{-6}$, $k_E = 10^{-1}$

Рисунок 6.30. – Зависимости $\varphi_{\Delta R} = \varphi(f_2)$ при $\theta = 50^\circ$



$k_\omega = 10^{-6}$, $k_E = 10^{-1}$

Рисунок 6.31. – Зависимости $\Delta R = \varphi(f_2)$ при $\theta = 85^\circ$

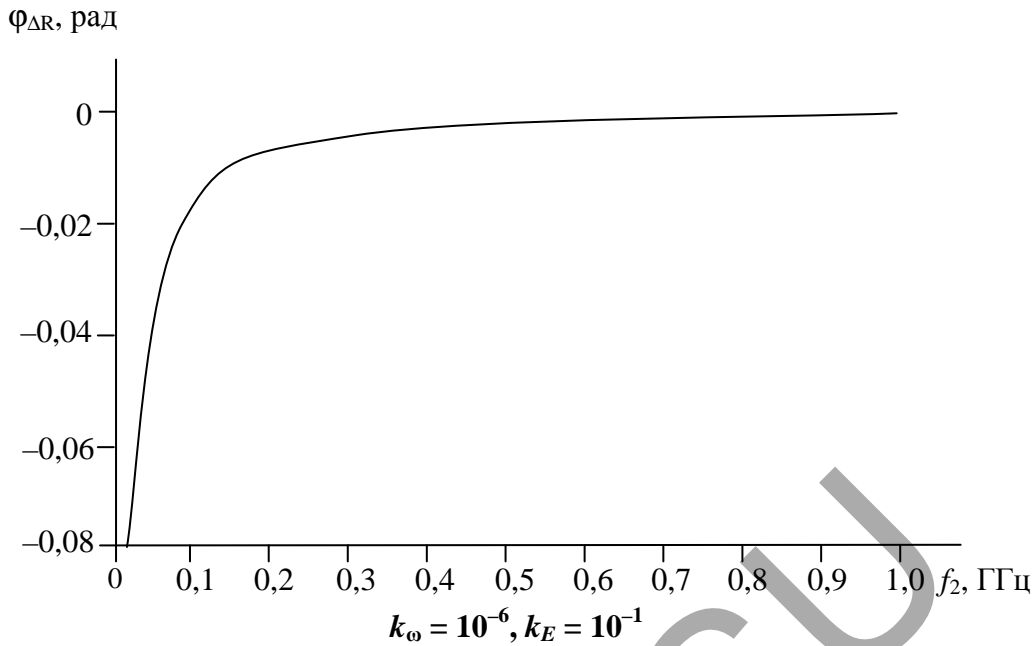
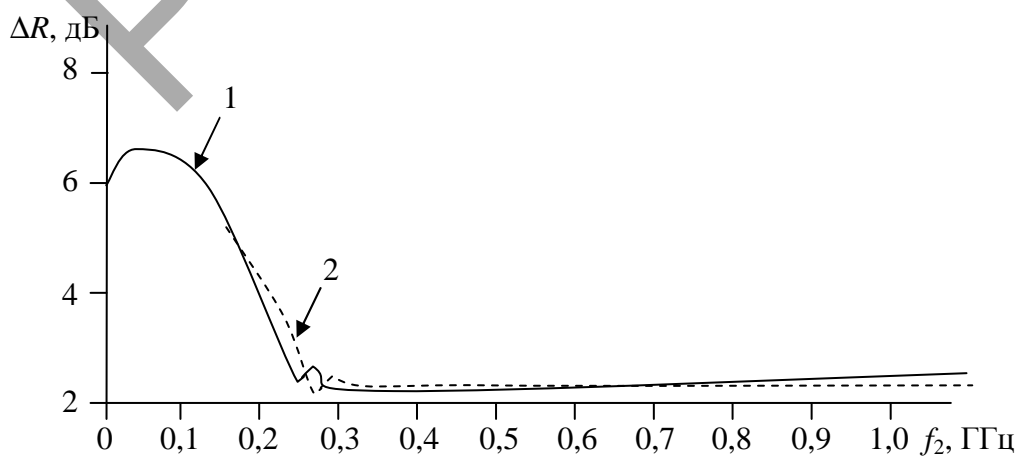


Рисунок 6.32. – Зависимости $\varphi_{\Delta R} = \varphi(f_2)$ при $\theta = 85^\circ$

При нормальном и скользющем падении двухчастотной ЭМВ наибольший контраст на границе контура АС проявляется в низкочастотной части исследуемого диапазона частот 100...200 МГц. Зондирование на более высоких частотах оказывается эффективным для этих целей при наклонном падении ЭМВ [45–48].

6.11.2 Двухчастотное воздействие в режиме мощного высокочастотного сигнала

Зависимости контраста отражательных характеристик ΔR показаны на рисунке 6.33.



1 – для $k_{\omega} = 10^{-3}, k_E = 10$; 2 – для $k_{\omega} = 10^{-3}, k_E = 10^3$

Рисунок 6.33. – Зависимости $\Delta R = \varphi(f_2)$ при $\theta = 0^\circ$

Наибольшая величина контраста наблюдается в диапазоне частот от 1 до 200 МГц: (6,0...6,7) дБ, затем происходит её уменьшение до 2,5...3 дБ на частотах $f_2 = 210...250$ МГц, затем наблюдается всплеск и она принимает постоянное значение, равное 2,1...2,3 дБ во всем остальном диапазоне частот.

На рисунке 6.34 представлены частотные зависимости ΔR при угле падения $\theta = 85^\circ$.

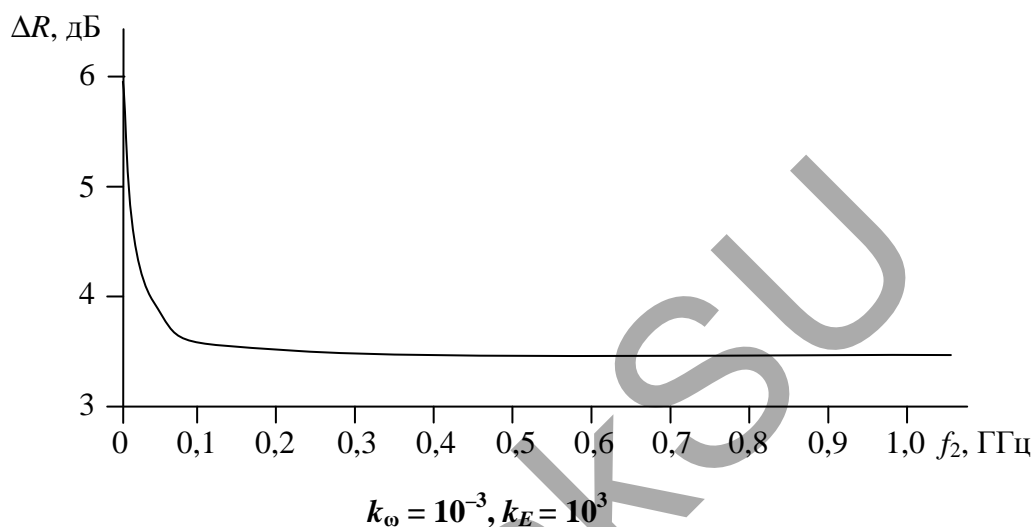


Рисунок 6.34. – Зависимости $\Delta R = \varphi(f_2)$ при $\theta = 85^\circ$

Наибольший контраст наблюдается на частотах до 10 МГц, а далее его величина принимает постоянное значение, равное примерно 3,7 дБ во всем диапазоне частот. Влияние параметров k_ω и k_E не проявляется. Сравнивая аналогичную зависимость контраста отражательных характеристик при взаимодействии мощного НЧ-сигнала, следует отметить, что при взаимодействии мощного ВЧ-сигнала в диапазоне частот 210...250 МГц присутствует ярко выраженный спад контраста отражательных характеристик. Это явление может быть положено в основу многих методов поиска УВЗ. При воздействии мощного НЧ-сигнала контраст плавно уменьшается от 7 дБ на частоте $f_2 \approx 100$ МГц до нуля на частотах сантиметрового диапазона.

6.12 Радиоимпульсные методы зондирования

Способ относится к поисковой геофизике и может быть использован при определении границ и глубины залегания углеводородных залежей [49–51].

Известен способ геоэлектроразведки УВЗ [2], когда исследуемый профиль облучают электромагнитной волной на фиксированной частоте f_1 , которая выбирается в интервале частот 1,5...1,7 МГц, измеряют напряжён-

ность электрического поля отражённого сигнала в точках измерения исследуемого профиля и по аномальным значениям напряжённости определяют границу УВЗ.

Недостатками этого способа являются: низкая точность, обусловленная высоким уровнем помех в используемом диапазоне частот; ограничение расстояния между приёмником и передатчиком, связанное с конечными чувствительностью и мощностью передатчика; большие габариты антенн; неоднозначность идентификации аномалий напряжённости электрического поля по виду полезного ископаемого.

Наиболее близкий к рассматриваемому выше – способ геоэлектроразведки УВЗ [25], при котором исследуемый профиль облучают электромагнитной волной на фиксированной частоте f_1 в интервале 7,0...9,0 ГГц, принимают отражённый сигнал и смешивают его с опорным на частоте f_1 . Затем измеряют смешанный сигнал на фиксированной разностной частоте f_2 в диапазоне 10...30 МГц и по результатам измерений выделяют аномальные значения сигнала разностной частоты, по которым определяют границу УВЗ.

Недостатком данного способа является низкая глубинность измерения и низкая разрешающая способность.

Методика исследований заключается в облучении исследуемого профиля электромагнитной волной на фиксированной частоте f_1 , приеме отраженного сигнала. Измеряют напряжённость электрического поля отраженного сигнала в точках измерения исследуемого профиля и по аномальным значениям напряжённости электрического поля отраженного сигнала определяют границу углеводородной залежи. Исследуемый профиль облучают радиоимпульсным сигналом с высокочастотной составляющей f_1 в диапазоне 20...35 МГц, низкочастотной огибающей с частотой f_2 в диапазоне 1...5 МГц и частотой следования f_3 в диапазоне 50...100 кГц, кроме того измеряют время запаздывания отраженного сигнала относительно излучаемого и по времени запаздывания определяют глубину залегания углеводородной залежи.

При радиолокационном зондировании [51] слоя толщиной d на вход приёмника попадают три сигнала: прямой (просачивающийся), верхний сигнал, отраженный от верхней границы слоя, и нижний – отраженный от нижней границы слоя, а также сигналы от промежуточных границ (между верхней и нижней). Для определения границ и глубины залегания УВЗ выбран радиоимпульсный метод радиолокации. Использование периодической последовательности зондирующих радиоимпульсных сигналов позво-

ляет измерять время запаздывания отраженных сигналов относительно излучаемых и соответственно измерять глубину залегания УВЗ. Граница залежи определяется по аномальному изменению (увеличению) величины напряжённости электрического поля отраженного радиоимпульсного сигнала.

Выбор значения высокочастотной составляющей f_1 в диапазоне 20...35 МГц обусловлен обеспечением требуемой величины ослабления радиоимпульсного сигнала для измерения глубины залегания УВЗ и достижением приемлемых размеров антенн для зондирования залежи. Значение частоты $f_2 = 1...5$ МГц обусловлено достижением высокой разрешающей способности идентификации УВЗ. Величина $f_3 = 50...100$ кГц определяет диапазон однозначного измерения глубины залегания УВЗ.

На рисунке 6.35 приведена структурная схема устройства для реализации предложенного способа.

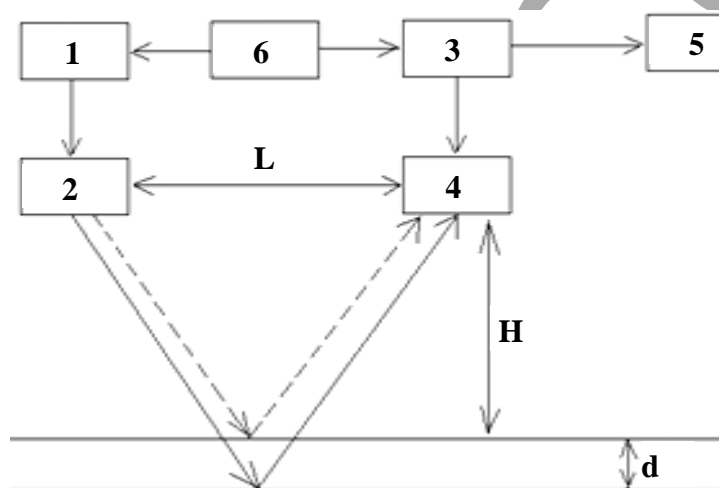


Рисунок 6.35. – Радиоимпульсный метод зондирования

Устройство, реализующее данный способ, включает стационарный передатчик 1 с антенной 2, приёмник 3 с антенной 4 и индикатором 5, устройство синхронизации 6. Устройство работает следующим образом. Радиоимпульсный сигнал стационарного передатчика с высокочастотной составляющей f_1 , низкочастотной огибающей f_2 и частотой следования f_3 излучается антенной 2 в направлении предполагаемой залежи. Отражённый импульсный сигнал принимается антенной 4, поступает в приёмник 3 и далее на индикатор 5. Для синхронизации работы устройства используется устройство синхронизации 6. Устройство синхронизации обеспечивает синхронное формирование зондирующего радиоимпульсного сигнала и начало временной развертки индикатора 5 с целью однозначного измерения глубины залегания УВЗ. При формировании радиоимпульсного сиг-

нала приёмник запирается с целью устранения проникновения радиоимпульсных сигналов – прямого и отраженного от верхней границы. Высота подъема антенн H и величина разноса L выбираются из соображений проведения измерений и обеспечения требуемой электромагнитной совместимости устройства. Отражённый импульсный сигнал запаздывает относительно излучаемого, это время запаздывания позволяет измерить глубину залегания УВЗ по формуле:

$$d = \frac{\vartheta t_3}{2}, \quad (6.12)$$

где ϑ и t_3 соответственно скорость распространения ЭМВ и время запаздывания отраженного радиоимпульсного сигнала относительно излучаемого.

Примеры реализации способа

Антенны 2 и 4 выполнены в виде вибраторных антенн длиной 4,07 м с разносом $L = 2$ м. Высота $H = 0,5$ м. Скорость распространения ЭМВ $\vartheta = 7,5 \cdot 10^7$ м/с.

Пример 1. Облучали исследуемый профиль ЭВМ на фиксированной частоте $f_1 = 25$ МГц с низкочастотной огибающей $f_2 = 5$ МГц и частотой следования радиоимпульсного сигнала $f_3 = 100$ кГц. Принимали отраженный сигнал и измеряли напряжённость электрического поля отраженного сигнала в точках измерения исследуемого профиля.

Задавалась опорная точка, относительно которой измеряли расстояния вдоль исследуемого профиля. Точки измерения выбирались с дискретой 10 м вдоль прямой линии, проходящей через опорную точку и предполагаемую границу.

По аномальным значениям напряжённости электрического поля отраженного сигнала определяли границу УВЗ, одновременно измеряли время запаздывания t_3 отраженного сигнала относительно излучаемого. По формуле (6.12) определяли глубину залегания УВЗ.

Пример 2. Способ осуществляли, как и в примере 1, при этом $f_1 = 20$ МГц при $f_2 = 1$ МГц и $f_3 = 100$ кГц. Результаты измерений приведены в таблице 6.7. Возможность перестройки РТС поиска углеводородов на основе импульсного зондирования позволяет увеличить глубинность исследований и повысить точность измерений. Это способствует качественному и количественному улучшению эффективности георазведки.

Результаты, полученные на примерах 1, 2, приведены в таблице 6.6 и таблице 6.7 соответственно.

Для удобства анализа различных режимов измерений значения напряжённости электрического поля нормированы относительно максимального значения.

Таблица 6.6. – Результаты измерений на частоте $f_1 = 25$ МГц

Номер точки	Расстояние до опорной точки, м	Напряжённость электрического поля $E_{\text{норм}}$, мкВ/м	Время запаздывания, мкс	Глубина слоя, м
1	130	–	–	–
2	140	–	–	–
3	150	0,5	3,07	115
4	160	0,55	2,93	110
5	170	1,0	2,67	100
6	180	0,95	2,8	105
7	190	0,93	2,85	107
8	200	0,9	2,88	108
9	210	0,85	2,91	109
10	220	0,85	2,91	109
11	230	0,8	2,93	110

Таблица 6.7. – Результаты измерений на частоте $f_1 = 20$ МГц

Номер точки	Расстояние до опорной точки, м	Напряжённость электрического поля $E_{\text{норм}}$, мкВ/м	Время запаздывания, мкс	Глубина слоя, м
1	130	–	–	–
2	140	–	–	–
3	150	0,3	3,25	122
4	160	0,35	3,12	117
5	170	1,0	2,85	107
6	180	0,9	3,07	115
7	190	0,95	3,01	113
8	200	0,8	3,04	114
9	210	0,79	3,33	125
10	220	0,78	3,60	135
11	230	0,78	3,89	146

На рисунке 6.36 представлены результаты экспериментальных исследований, проведённых на подземном хранилище газа в Могилевской области.

Как видно из таблиц 6.6, 6.7 и графиков на рисунке 6.36, на границе залежи (контрольная точка 170) возрастает величина напряжённости поля

отражённого радиоимпульсного сигнала на глубине порядка 100 м на частоте 25 МГц и на глубине 107 м на частоте 20 МГц, что позволяет выделить границы УВЗ с дополнительным измерением глубины залегания.

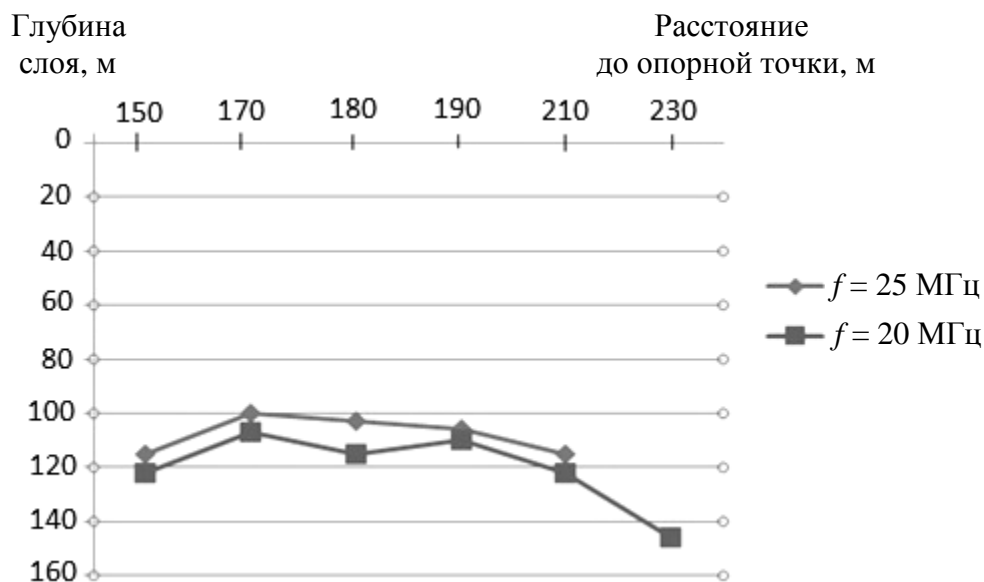


Рисунок 6.36. – Экспериментальные зависимости

Преимуществами предлагаемого способа по сравнению с существующими аналогами являются:

- повышение точности определения границ залежи за счет получения отраженного радиоимпульсного сигнала от залежи;
- возможность измерения глубины залегания до 100...150 м.
- повышение разрешающей способности определения местоположения залежей за счет использования радиоимпульсного сигнала.

Результаты экспериментов свидетельствуют о перспективе применения импульсных методов на практике.

6.13 Структурное построение радиотехнических систем для идентификации углеводородных залежей

На основе приведенного теоретического анализа и данных натуральных экспериментов можно провести анализ структурного построения радиотехнических систем для георазведки залежей нефти и газа на основе двухчастотных и модулированных сигналов [52–65] (рисунки 6.37–6.42).

Схема, представленная на рисунке 6.37, состоит из двух передатчиков РПДУ1 и РПДУ2, работающих на частотах f_1 и f_2 , двух приёмников РПУ1 и РПУ2, настроенных на частоты передатчиков, и четырех антенн А1...А4,

предназначенных для передачи и приёма ЭМВ на частотах f_1 и f_2 . Сигналы с выходов приёмников поступают на схему сравнения (СС) и далее на индикатор (Инд.). Данная схема радиотехнической системы обеспечивает реализацию методов естественного излучения УВЗ и акустического воздействия.

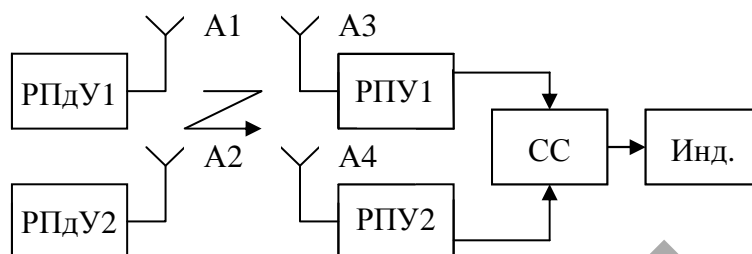


Рисунок 6.37. – Двухканальная радиотехническая система с разнесом по частоте

Радиотехническая система, реализуемая по схеме (рисунок 6.38), позволяет осуществлять регистрацию границ УВЗ и глубинных разломов.

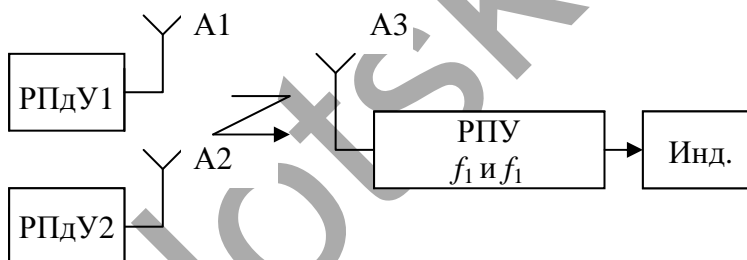


Рисунок 6.38. – Радиотехническая система с использованием источника подсвета

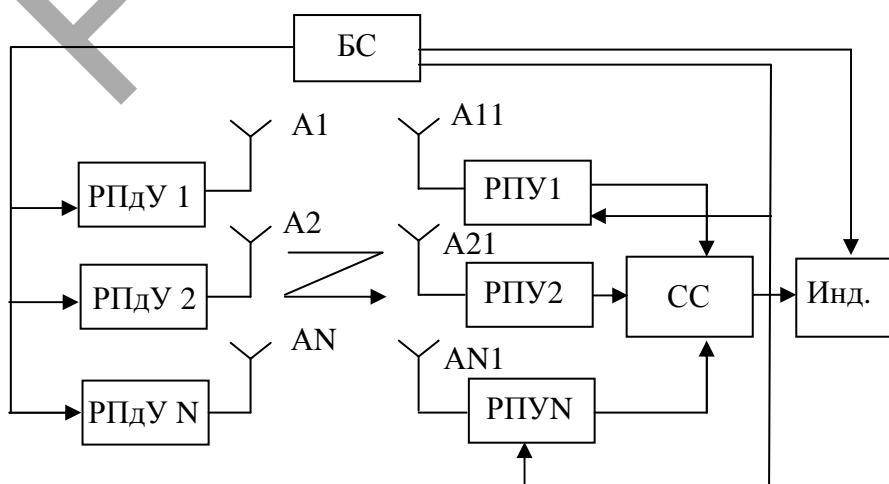


Рисунок 6.39. – Многоканальная радиотехническая система

Схема, приведённая на рисунке 6.39, представляет собой многоканальное устройство, состоящее из N передатчиков и N приёмников. На приёмной стороне возможен спектральный анализ принимаемых сигналов, обеспечивающий достоверное определение границ УВЗ. При этом для исключения суперпозиции полей излучаемых ЭМВ в структуре РТС предусматривается блок синхронизации БС.

Схема, представленная на рисунке 6.40, построена на основе метода равноудалённых приёмников и отличается от схемы, приведённой на рисунке 6.37, наличием еще двух приёмников, настроенных соответственно на частоты f_1 и f_2 . Методика заключается в регистрации напряжённостей электрического поля по двум направлениям на одинаковом расстоянии от стационарных передатчиков, работающих на частотах f_1 и f_2 (рисунок 6.41).

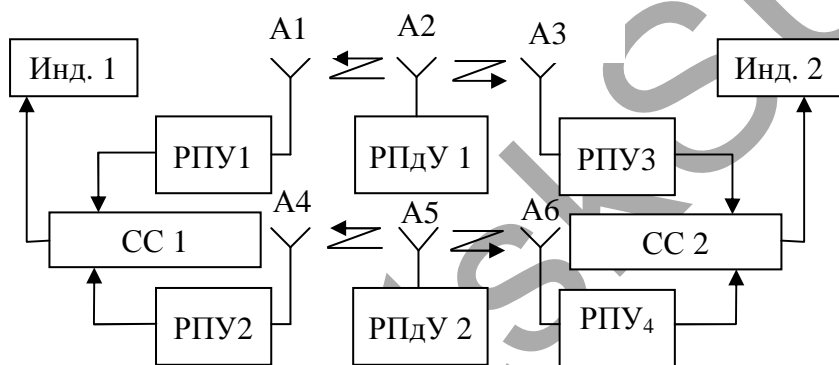


Рисунок 6.40. – Двухчастотная радиотехническая система для реализации метода равноудалённых приёмников

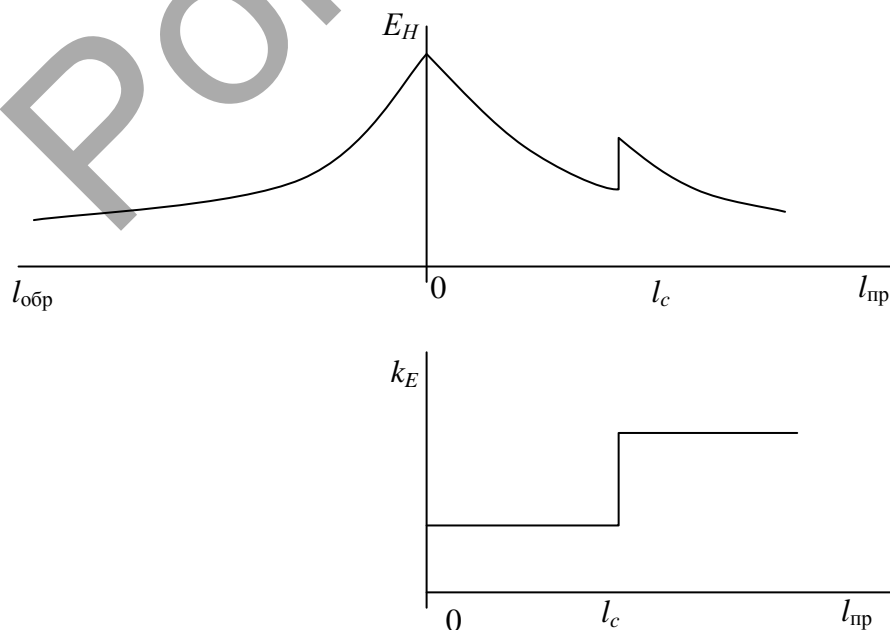


Рисунок 6.41. – Метод равноудалённых приёмников

Передатчик устанавливается в точке $l = 0$. Производят измерения отношения напряжённостей электрического поля прямого $l_{пр}$ и обратного $l_{обр}$ направлений, причем $l_{пр} = -l_{обр}$ по следующей формуле:

$$k_E = \frac{E_{пр}(l_{пр})}{E_{обр}(l_{обр})}. \quad (6.13)$$

Строится диаграмма $k_E = f(l)$ для дискретных точек исследуемого профиля, и по аномальному скачку k_E определяют границу залежи l_c .

Схема, приведённая на рисунке 6.42, состоит из передатчика модулированных сигналов (АМ, ЧМ или АЧМ) [66]. На приёмной стороне требуется применение РТС, включающих в свой состав спектроанализаторы.

При реализации РТС для георазведки УВЗ пристальное внимание уделялось разработке антенн [67–71].

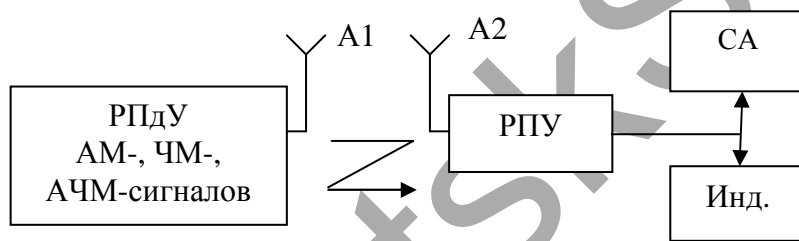


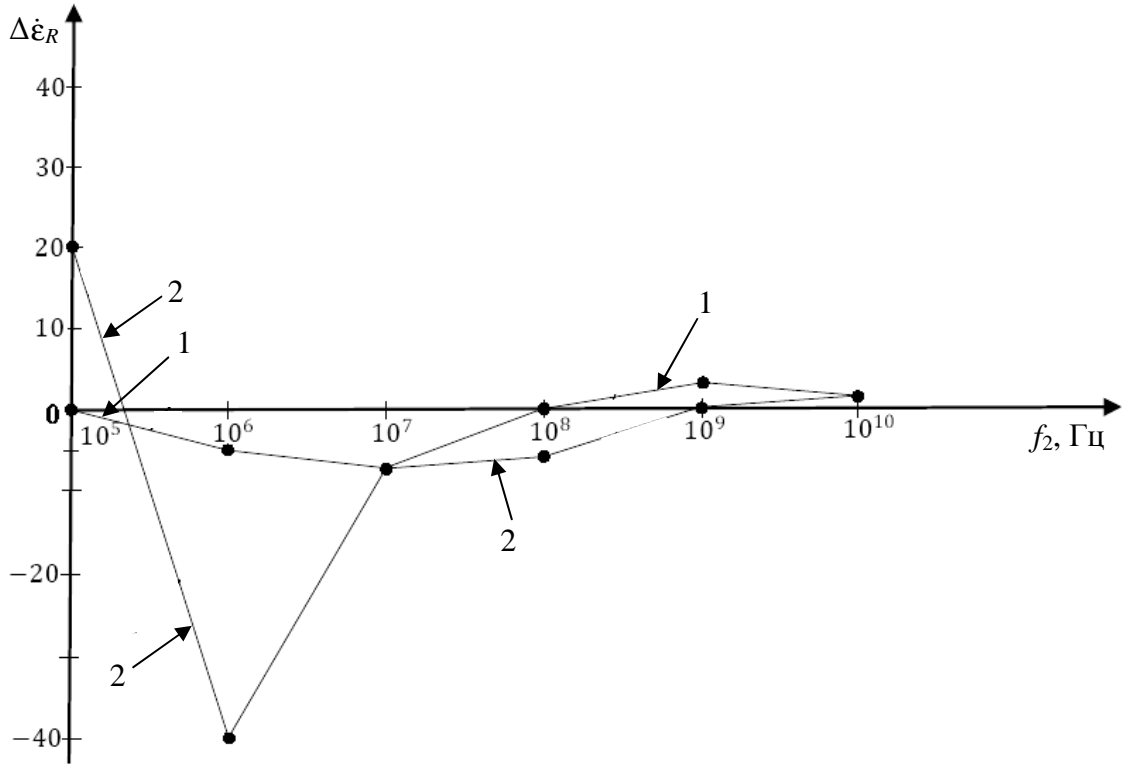
Рисунок 6.42. – Радиотехническая система на основе модулированных сигналов

Информативность методов поиска и оконтуривания залежей углеводородов может существенно улучшить использование методов радиоконкомплексирования [72–74].

С целью получения информации об объектах проведён анализ двухчастотного взаимодействия для правой поляризации ЭМВ со средой над УВЗ по методу радиоконкомплексирования по двум информационным каналам на основе определения приращения диэлектрической проницаемости

$$\Delta \epsilon_R = \text{Re} \epsilon_{R_1} - \text{Re} \epsilon_{R_2},$$

где $\text{Re} \epsilon_{R_1}$ – вещественная часть диэлектрической проницаемости среды над УВЗ при $k_E = 10^{-1}$; $\text{Re} \epsilon_{R_2}$ – вещественная часть диэлектрической проницаемости среды над УВЗ при заданных k_E (рисунки 6.43, 6.44).



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

Рисунок 6.43. – Частотные зависимости диэлектрической проницаемости среды над углеводородной залежью для правой поляризации электромагнитной волны

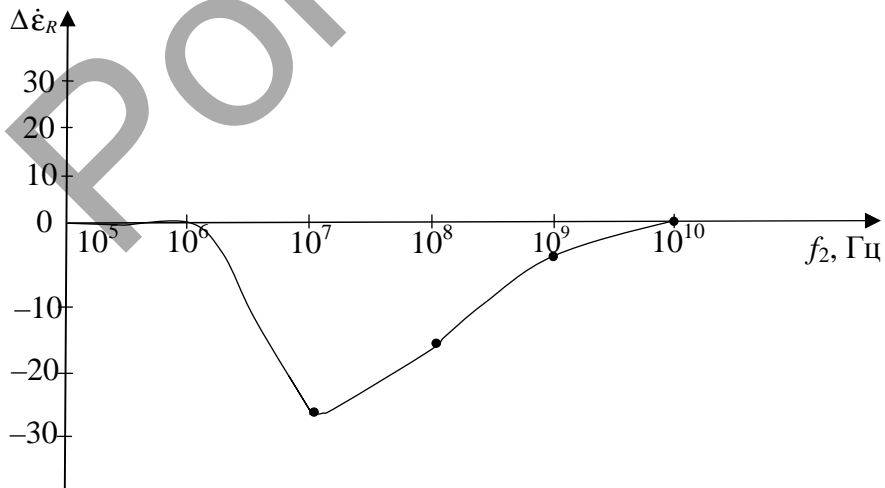


Рисунок 6.44. – Частотные зависимости диэлектрической проницаемости среды над углеводородной залежью для правой поляризации электромагнитной волны для $k_E = 10$

Также был проведён анализ приращения диэлектрической проницаемости среды над УВЗ для левой поляризации ЭМВ:

$$\Delta \dot{\epsilon}_L = \text{Re} \dot{\epsilon}_{L_1} - \text{Re} \dot{\epsilon}_{L_2},$$

где $\text{Re} \dot{\epsilon}_{L_1}$ – вещественная часть диэлектрической проницаемости среды над УВЗ при $k_E = 10^{-1}$; $\text{Re} \dot{\epsilon}_{L_2}$ – вещественная часть диэлектрической проницаемости среды над УВЗ при заданных k_E (рисунки 6.45 и 6.46).

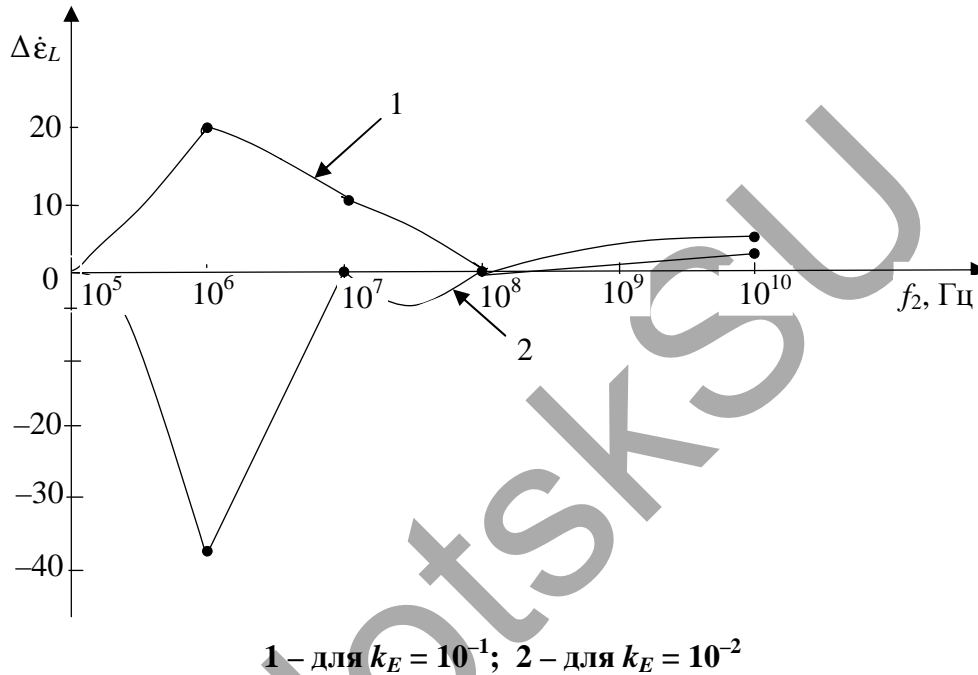


Рисунок 6.45. – Частотные зависимости диэлектрической проницаемости среды над углеводородной залежью для левой поляризации электромагнитной волны

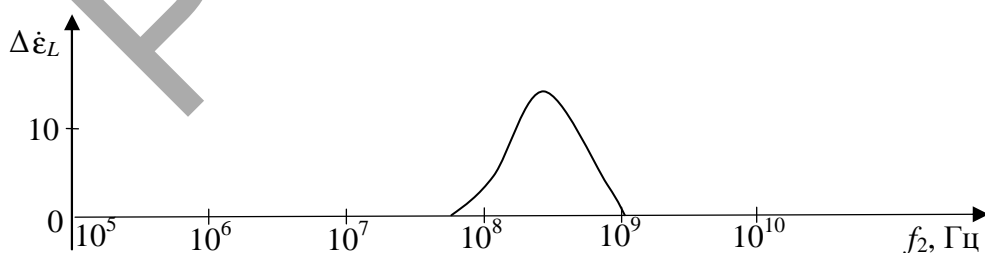


Рисунок 6.46. – Частотные зависимости диэлектрической проницаемости среды над углеводородной залежью для левой поляризации электромагнитной волны для $k_E = 10$

Проведённый анализ показал, что диэлектрическая проницаемость среды над УВЗ имеет частотную зависимость, которую можно использо-

вать для поиска электрически неоднородных сред. Возможно применение двух режимов взаимодействия на основе двухчастотного зондирования.

Применение режима мощного низкочастотного сигнала предоставляет большие возможности для методов радиоконспектирования, поскольку вариация диэлектрической проницаемости осуществляется в более широком диапазоне (см. рисунок 6.43) по сравнению с режимом мощного высокочастотного сигнала (см. рисунок 6.44).

Для $k_E = 10^{-2}$ приращение диэлектрической проницаемости при использовании волн с правой поляризацией отрицательно, за исключением участка частот выше 10^8 Гц, где происходят небольшие положительные изменения указанной выше величины.

Для $k_E = 10^{-6}$ наблюдаются положительные участки изменения диэлектрической проницаемости ($1 \cdot 10^5 \dots 1,3 \cdot 10^5$ Гц и $1 \cdot 10^8 \dots 1,3 \cdot 10^{10}$ Гц). На частоте второй ЭМВ f_2 , равной $1 \cdot 10^6$ Гц, существует ярко выраженный минимум приращения диэлектрической проницаемости. В режиме мощного высокочастотного сигнала наблюдаются нулевые и отрицательные изменения диэлектрической проницаемости.

Для $k_E = 10^{-1}$, а также с большими значениями отношения амплитуд сигналов при применении волн левой поляризации характерны положительные приращения диэлектрической проницаемости.

Таким образом, использование режимов зондирования с меньшими отношениями амплитуд ведет к отрицательным приращениям диэлектрической проницаемости среды.

Группы ЭММ с известным радиопортретом УВЗ способствуют повышению эффективности георазведки, особенно в сложной помеховой обстановке.

6.14 Сравнительная оценка методов электроразведки

Проведём анализ рассмотренных выше методов электроразведки с целью оптимизации частотных, поляризационных, амплитудных, модуляционных и других параметров зондирующих сигналов. Применение их на практике возможно с учетом специфических характеристик УВЗ, позволяющих в совокупности повысить уровень точности определения границ и идентификации углеводородов.

В таблице 6.8 приведены сведения о частотном диапазоне и характеристиках 12 методов.

Таблица 6.8. – Сравнение методов электроразведки

Методы	Частоты, МГц	Точность определения границ, м	Уровень идентификации, %	Возможность использования транспортного средства
1 Регистрация естественного излучения УВЗ	8500	30...50	90	+
2 Регистрация границ УВЗ по аномальным изменениям поля на двух частотах	$f_1 = 1...10$; $f_2 = 10...100$	10...30	95	+
3 Использование акустического сигнала	0,0001; 50	50...80	85	–
4 Использование модулированных сигналов	$F_1 = 1...10$; $f_2 = 10...100$	30...50	90	+
5 Использование измерений импеданса антенн	$f_1 = 10000$; $f_2 = 34000$	40...60	85	+
6 Измерение диаграммы направленности	0,001...0,003; 1...50	60...80	80	–
7 Измерение фазовых характеристик в режиме АМ-сигнала	$f_1 = 1000...5000$; $F_2 = 10...100$	35...55	85	+
8 Измерение фазовых характеристик поверхностного импеданса в режиме АЧМ-сигнала	$f_1 = 100...2000$; $F_2 = 10...100$	30...50	90	+
9 Исследование отражательных характеристик	$f_1 = 1...10$; $f_2 = 10...100$	30...50	90	+
10 Исследование отражательных характеристик в режиме мощного НЧ-сигнала	$f_1 = 1...10$; $f_2 = 10...300$	20...40	90	–
11 Исследование отражательных характеристик в режиме мощного ВЧ-сигнала	$f_1 = 1...10$; $f_2 = 10...300$	20...40	90	–
12 Использование радиоимпульсного сигнала	20...35	5...20	95	+

На основе исследований процессов взаимодействия ЭМВ и АС над залежами разработаны методы поиска, оконтуривания и идентификации УВЗ, позволяющие повысить точность выделения границ УВЗ и усовершенствовать известные в настоящее время методы георазведки.

Использование метода регистрации естественного излучения УВЗ позволяет повысить точность определения границ и однозначность выявления скоплений углеводородов при использовании эффекта нелинейного взаимодействия сигналов в условиях анизотропии. Метод дает возможность выбора конкретных частот при ведении разведки, позволяет существенно снизить массу и габариты устройства геоэлектроразведки. При этом достигается повышение мобильности устройств разведки, сопровождающееся повышением производительности работ при поисках углеводородов.

Метод регистрации границ по аномальным изменениям поля на двух частотах обеспечивает повышение уровня достоверности при идентификации и точности определения границ УВЗ.

Метод использования акустического сигнала основан на взаимодействии ЭМВ и акустической волны в магнитоактивной среде и характеризуется изменением во времени амплитуды поверхностной ЭМВ, может быть рекомендован для квазигармонического взаимодействия волн. Характеристики обнаружения удовлетворительные.

Метод использования модулированных сигналов обладает хорошими характеристиками. Методика измерений основана на расширении функциональных зависимостей компонентов тензоров от режимов модуляции, что позволяет повысить информативность разрабатываемых методов поиска УВЗ.

Метод использования измерений импеданса антенн позволяет учитывать мельчайшие неоднородности на исследуемом геопрофиле и, следовательно, обладает высоким уровнем достоверности выделения УВЗ. Однако влияние высоты подвеса на отражательные характеристики снижает производительность работ.

Метод измерения ДНА содействует повышению точности идентификации УВЗ. Характеризуется отсутствием необходимости проведения дополнительных измерений геопрофилей по всей его протяженности. Важное преимущество данного метода – использование стандартной аппаратуры для ведения разведки и выбор конкретных частот при проведении поисковых геологоразведочных работ. Обладает высокой разрешающей способностью. Однако имеется существенный недостаток метода – повышенные временные затраты при аттестации геопрофилей.

Методы измерения фазовых характеристик в режиме АМ-сигнала и измерения фазовых характеристик поверхностного импеданса в режиме АЧМ-сигнала обладают хорошими характеристиками обнаружения. Одна-

ко они требуют тщательной настройки устройства для георазведки. Временные затраты при этом очень большие.

Метод исследования отражательных характеристик и его разновидности (режимы мощного НЧ-сигнала и мощного ВЧ-сигнала) основаны на расширении функциональных зависимостей компонентов тензоров от режимов зондирования, что позволяет повысить информативность разрабатываемых методов поиска УВЗ.

Метод использования радиоимпульсного сигнала позволяет определять глубину залегания УВЗ и обеспечить более достоверное обнаружение залежей.

Выбор метода электроразведки определяет методику проведения натурных испытаний, точность определения границ и уровень идентификации УВЗ. Современные методы электромагнитной разведки требуют комплексного подхода для организации геологоразведочных работ. Разработка требований к ЭММ при поиске, оконтуривании и идентификации залежей нефти и газа – важнейшая задача радиокомплексирования. Оптимизация характеристик зондирующих сигналов и РТС поиска будет способствовать успешному решению задач георазведки.

6.15 Основные результаты главы 6

В шестой главе приведены результаты экспериментальных исследований взаимодействия ЭМВ со средой над УВЗ и предложены методы для георазведки залежей нефти и газа.

Сформулированы следующие *научно-технические результаты*:

- разработаны методы поиска, оконтуривания и идентификации УВЗ на основе двухчастотных, модулированных и импульсных ЭМВ;
- предложены технические решения, позволяющие повысить точность выделения границ УВЗ и усовершенствовать известные в настоящее время методы георазведки;
- проведён анализ структурных схем РТС для поиска, выделения и идентификации УВЗ;
- получены результаты экспериментальных исследований на реальных месторождениях нефти и газа.

Литература к главе 6

1. Электроразведка : справ. геофизика : в 2 кн. / под ред. В.К. Хмелевского и В.М. Бондаренко. – 2-е изд. – М. : Недра, 1989. – Кн. 1. – 437 с.
2. Электроразведка : справ. геофизика : в 2 кн. / под ред. В.К. Хмелевского и В.М. Бондаренко. – 2-е изд. – М. : Недра, 1989. – Кн. 2. – 378 с.
3. Денисов, С.Б. Высокочастотные электромагнитные методы исследования нефтяных и газовых скважин / С.Б. Денисов. – М. : Недра, 1986. – 142 с.
4. Фролов, А.Д. Поиски нефтегазовых месторождений радиоволновыми методами / А.Д. Фролов, В.Д. Озеров // Региональная, разведочная и промышленная геофизика. – М. : ВИЭМС, 1969. – № 19. – 32 с.
5. Каленов, Е.Н. Эффективность применения электроразведки при поисках нефти и газа / Е.Н. Каленов // Геофизические исследования земной коры. – М. : Недра, 1976. – С. 137–141.
6. Матвеев, Б.К. Электроразведка при поисках месторождений полезных ископаемых / Б.К. Матвеев. – М. : Недра, 1982. – 375 с.
7. Ваньян, Л.Л. Становление электромагнитного поля и его использование для решения задач структурной геологии / Л.Л. Ваньян. – Новосибирск : Наука, 1966. – 103 с.
8. Черняк, Г.Я. Электромагнитные методы в гидрогеологии и инженерной геологии / Г.Я. Черняк. – М. : Недра, 1987. – 215 с.
9. Березкин, В.М. Электроразведка. Применение геофизических методов разведки для прямых поисков месторождений нефти и газа / В.М. Березкин, М.А. Киричек, А.А. Кунарев. – М. : Недра, 1978. – С. 73–131.
10. Временные методические указания по проведению геофизических работ с целью прямых поисков залежей нефти и газа. – М. : Изд. ВИЭМС, 1979. – 132 с.
11. Прямые поиски месторождений нефти и газа геофизическими методами : реф. сб. Серия: Региональная, разведочная и промышленная геофизика. – М. : Изд. ВИЭМС, 1971. – № 22. – С. 66–109.
12. Карус, Е.В. Проблема поисков месторождений нефти и газа прямыми геофизическими и геохимическими методами. Достижения и перспективы / Е.В. Карус, О.Л. Кузнецов, М.А. Киричек // Советская геология. – 1981. – № 3. – С. 15–16.
13. Новицкий, Г.П. Комплексование геофизических методов / Г.П. Новицкий. – Л. : Недра, 1974. – 256 с.
14. Поиски и разведка скоплений углеводородов геоэлектрическими методами на нефтяных месторождениях Западного Казахстана / С.П. Левашов [и др.] // Георесурсы. – 2003. – № 1(13). – С. 31–37.

15. Поспеев, В.И. Результаты региональных магнитотеллурических исследований в южной части Сибирской платформы / В.И. Поспеев // Геофизические исследования Сибирской платформы. – Иркутск : Вост.-Сиб. кн. изд-во, 1977. – С. 58–66.
16. Урдабаев, А.Т. Локальный прогноз нефтегазовых месторождений на основе эффектов электротеллурических токов / А.Т. Урдабаев // Геологической службе России 300 лет : тез. докл. междунар. геофиз. конф., Санкт-Петербург, 2–6 октября 2005 г. / ВИРГ – Рудгеофизика ; А.А. Петров [и др.]. – СПб., 2000. – С. 213.
17. Кунин, Н.Я. Подготовка структур к глубокому бурению для поисков залежей нефти и газа / Н.Я. Кунин. – М. : Недра, 1981. – 304 с.
18. Методика выявления и подготовки объектов для поисков залежей углеводородов в платформенных районах СССР / под ред. Д.Б. Тальвирского // Тр. ВНИГНИ. – 1982. – Вып. 237. – 160 с.
19. Круглова, З.Д. Геологическая природа аномалий вызванной поляризации на газонефтяных месторождениях / З.Д. Круглова // Разведочная геофизика. – М. : Недра, 1972. – С. 58–65.
20. Основы геологии горючих ископаемых / В.В. Семенович [и др.]. – М. : Недра, 1987. – 397 с.
21. Райлян, И.Г. Новая российская спутниковая технология поиска месторождений нефти, газа и других полезных ископаемых / И.Г. Райлян // Нефть, газ и бизнес. – 2002. – № 6. – С. 20.
22. Москвичев, В.Н. Электродинамический отклик магнитоактивной среды на воздействие двухчастотного сигнала / В.Н. Москвичев // Радиотехника и электроника. – Минск : Выш. шк., 1994. – Вып. 22. – С. 119–126.
23. Тархов, А.Г. Поиски и разведка полезных ископаемых и геологическое картирование радиоволновым методом (радиокип) / А.Г. Тархов. – М. : ВИЭМС, 1965. – С. 21–35.
24. Способ поиска месторождений нефти и газа : а. с. SU 1264122 / А.Ф. Семенцов, В.Ф. Семенцов. – Оpubл. 15.10.86.
25. Способ геоэлектроразведки углеводородных залежей : пат. ВУ 3426 / Д.В. Гололобов, В.Ф. Янушкевич. – Оpubл. 30.06.2000.
26. Янушкевич, В.Ф. Электромагнитные методы поиска и обнаружения углеводородных залежей с использованием двухчастотных и модулированных сигналов : дис. ... канд. техн. наук : 05.12.04 / В.Ф. Янушкевич. – Минск, 2002. – 120 с.

27. Гололобов, Д.В. Аналитическое и экспериментальное исследование взаимодействия электромагнитных волн с углеводородными залежами / Д.В. Гололобов, В.Н. Москвичёв, Ю.Н. Стадник // Геология нефти и газа. – М. : Геоинформмарк, 1995. – № 3. – С. 26–30.
28. Фейнберг, Е.Л. Распространение радиоволн вдоль земной поверхности / Е.Л. Фейнберг. – М. : Сов. радио, 1961. – 546 с.
29. Способ геоэлектроразведки углеводородных залежей : пат. ВУ 9133 / Д.В. Гололобов, В.Ф. Янушкевич, П.М. Катлеров. – Оpubл. 30.04.07.
30. Электродинамические параметры подводных источников в поле поверхностной электромагнитной волны / Д.В. Гололобов [и др.] // 35-я Всероссийская межвуз. науч.-техн. конф. : тез. докл. – Владивосток, 1992. – Т. 1, ч. 1. – С. 59–62.
31. King, R.W. Zaferral Electromagnetic Waves from a horizontal antenna for remote sensing in the ocean / R.W. King // IEEE Trans. Ant. AndProp, 1989. – V. 37, № 10. – P. 1250–1255.
32. Савченко, В.Н. Электромагнитное поле пульсирующего подводного источника / В.Н. Савченко // Тез. докл. XXXII Всесоюзной науч.-техн. конф. – Владивосток, 1990. – Т. 1, ч. II. – С. 80–82.
33. Савченко, В.Н. Электромагнитные вариации морского волнения / В.Н. Савченко. – Владивосток : ДВГУ, 1985. – 168 с.
34. Способ геоэлектроразведки углеводородных залежей : пат. ВУ 10253 / Д.В. Гололобов, В.Ф. Янушкевич, С.В. Калининцев. – Оpubл. 30.04.07.
35. Калининцев, С.В. Использование измерений импеданса антенн для выделения анизотропных неоднородностей / С.В. Калининцев, Н.В. Цывис, В.Ф. Янушкевич // Современные проблемы радиоэлектроники : Всероссийская науч.-техн. конф. молодых ученых и студентов. – Красноярск : Красноярск. гос. техн. ун-т. – Красноярск, 2003. – С. 199–201.
36. Мальцев, С.В. Георазведка углеводородных залежей методом измерения характеристик антенн / С.В. Мальцев, В.Ф. Янушкевич // Вестн. Полоц. гос. ун-та. Сер. С, Фундаментальные науки. – 2010. – № 3. – С. 141–145.
37. Способ геоэлектроразведки углеводородных залежей : пат. ВУ 5556 / Д.В. Гололобов, В.Ф. Янушкевич, Ю.Н. Стадник. – Оpubл. 30.09.2003.
38. Викторов, В.А. Радиоволновые измерения параметров технологических процессов / В.А. Викторов, А.С. Савлуков. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – С. 194–196.
39. Электроразведка : справ. геофизика / под ред. А.Г. Тархова. – М. : Недра, 1980. – 518 с.

40. Гололобов, Д.В. Поиск месторождений углеводородных залежей радиоволновым методом / Д.В. Гололобов, В.Ф. Янушкевич // Приборы. Справочный журн. – М. : Научтехмаш, 1999. – № 10. – С. 25–27.
41. Гололобов, Д.В. Фазовые методы идентификации углеводородных залежей / Д.В. Гололобов, В.Ф. Янушкевич, А.О. Рак // Инженерный вестн. – Минск, 2005. – № 1(20). – С. 16–18.
42. Способ геоэлектроразведки углеводородных залежей : пат. ВУ 17382 / В.Ф. Янушкевич, Д.В. Гололобов, О.В. Орлова. – Оpubл. 24.04.2013.
43. Способ геоэлектроразведки углеводородных залежей : пат. ВУ 16771 / А.О. Бездель, В.Ф. Янушкевич, Ю.А. Щаденков. – Оpubл. 28.02.2013.
44. Калининцев, С.В. Отражательные характеристики углеводородной залежи при двухчастотном взаимодействии в режиме мощного НЧ-сигнала / С.В. Калининцев, Н.В. Цывис, В.Ф. Янушкевич // Вестн. Полоц. гос. ун-та. Сер. С, Фундаментальные науки. – 2004. – С. 40–44.
45. Отражательные характеристики среды над УВЗ при двухчастотном взаимодействии / Д.В. Гололобов [и др.] // Проблемы проектирования и производства радиоэлектронных средств : сб. материалов III Междунар. науч.-техн. конф., Новополоцк, 26–28 мая 2004 г. ; Полоц. гос. ун-т. – Новополоцк, 2004. – Т. 2. – С. 226–229.
46. Гололобов, Д.В. Исследование контраста характеристик зондирующего сигнала между углеводородной залежью и подстилающей поверхностью / Д.В. Гололобов, В.Ф. Янушкевич // Современные проблемы проектирования и производства радиоэлектронных средств : сб. материалов междунар. науч.-техн. семинара, Новополоцк, 29–31 мая 2000 г. – Новополоцк : Полоц. гос. ун-т, 2000. – С. 202–205.
47. Цывис, Н.В. Исследование отражательных характеристик углеводородной залежи для двухчастотного взаимодействия в режиме мощного низкочастотного сигнала / Н.В. Цывис, В.Ф. Янушкевич, С.И. Яромёнок // Инженерно-физические проблемы новой техники : 6-е Всероссийское совещание-семинар, Москва, 16–18 мая 2001 г. – М. : МГТУ им. Н.Э. Баумана. – С. 189–190.
48. Лоскутов, Д.В. Отражательные характеристики углеводородной залежи при двухчастотном взаимодействии в режиме мощного ВЧ-сигнала / Д.В. Лоскутов, Н.В. Цывис, В.Ф. Янушкевич // Вестн. ВГТУ. – 2004. – Вып. 6. – С. 52.
49. Частотные характеристики тензора диэлектрической проницаемости в режиме радиоимпульса / Д.В. Гололобов [и др.] // Проблемы проектирования и производства радиоэлектронных средств : сб. материалов IV Междунар. науч.-техн. конф., Новополоцк, 25–26 мая 2006 г. – Новополоцк : ПГУ, 2006. – Т. 2. – С. 74–76.

50. Взаимодействие радиоимпульса с анизотропной средой / Д.Л. Василенко [и др.] // Проблемы проектирования и производства радиоэлектронных средств : сб. материалов IV Междунар. науч.-техн. конф., Новополоцк, 25–26 мая 2006 г. – Новополоцк : ПГУ, 2006. – Т. 2. – С. 77–80.
51. Финкельштейн, М.И. Применение радиолокационного подповерхностного зондирования в инженерной геологии / М.И. Финкельштейн, В.А. Кутев, В.П. Золотарёв. – М. : Недра, 1986. – 128 с.
52. Янушкевич, В.Ф. Моделирование двухчастотного зондирования углеводородных залежей / В.Ф. Янушкевич // Современные проблемы проектирования и производства радиоэлектронных средств : сб. материалов междунар. науч.-техн. семинара, Новополоцк, 29–31 мая 2000 г. ; Полоц. гос. ун-т. – Новополоцк, 2000. – С. 205–208.
53. Цывис, Н.В. Ресурсосберегающие методы поиска залежей нефти и газа / Н.В. Цывис, В.Ф. Янушкевич // Ресурсо- и энергосберегающие технологии в химической промышленности и производстве строительных материалов : материалы докл. междунар. науч.-техн. конф., Минск, 9–10 ноября 2000. – Минск : БГТУ, 2000. – С. 408–411.
54. Иванов, Д.Ю. Современные экологические технологии георазведки углеводородных залежей / Д.Ю. Иванов, Н.В. Цывис, В.Ф. Янушкевич // Процессы и оборудование экологических производств : V традиционная науч.-техн. конф. стран СНГ, Волгоград, 27–29 ноября 2000 г. – Волгоград, 2000. – С. 10.
55. Цывис, Н.В. Радиотехнические системы обнаружения углеводородных залежей на основе двухчастотного взаимодействия / Н.В. Цывис, В.Ф. Янушкевич, Д.Ю. Иванов // Состояние и проблемы измерений : 7-я Всероссийская науч.-техн. конф., Москва, 28–30 ноября 2000 г. – М. : МГТУ им. Н.Э. Баумана. – С. 96–97.
56. Влияние наклона поля подмагничивания на электродинамические параметры среды над углеводородами / А.А. Кураев [и др.] // Проблемы проектирования и производства радиоэлектронных средств : сб. материалов II междунар. науч.-техн. конф., Новополоцк, 15–17 мая 2002 г. – Новополоцк : ПГУ 2002. – Т. 1. – С. 263–267.
57. Цывис, Н.В. Математическое моделирование взаимодействия ЭМВ с углеводородной залежью / Н.В. Цывис, В.Ф. Янушкевич, С.В. Калинин // Экологические проблемы Полесья и сопредельных территорий : IV Междунар. науч.-практ. конф., Гомель, 23–25 октября 2002 г. – Гомель : ГГУ, 2002. – 2 с.

58. Гололобов, Д.В. Радиоконспектирование методов электроразведки при поиске залежей углеводородов / Д.В. Гололобов // Докл. БГУИР. – Минск : Белорус. гос. ун-т информатики и радиоэлектроники, 2008. – № 8(38). – С. 30–36.
59. Степулёнок, С.В. Радиотехнические системы обнаружения углеводородных залежей в режиме двухчастотного взаимодействия / С.В. Степулёнок, В.Ф. Янушкевич // Вестн. Полоц. гос. ун-та. Сер. С, Фундаментальные науки. – 2009. – № 3. – С. 166–170.
60. Исследование методов радиораспознавания пассивных и активных объектов : отчет по НИР / УО «ПГУ» ; рук. В.Ф. Янушкевич. – Новополоцк, 2001. – 59 с. – № ГР 1997220.
61. Исследовать многочастотный режим взаимодействия ЭМВ с анизотропными средами : отчет о НИР (заключ.) / Белорус. гос. ун-т информатики и радиоэлектроники ; рук. А.А. Кураев. – Минск, 2002. – 41 с. – № ГР 2001789.
62. Antonovich, D. Geological prospecting of hydracarbonate deposits on the basis of a two frequency method / D. Antonovich, A. Kovalev, V. Yanushkevich // 20 Miedzynarodowe symposium naukowe studentow i mlodych pracownikow nauki. Budownictwo i Inzynierie Srodowiska. W 2 tomach / Konstrukcje budowlane i inzynierskie, Politechnika Zielonogorska. – Zielonogora, 11–12 Maja 1998. – Tom 1. – S. 20–25.
63. Георазведка углеводородных залежей на основе двухчастотного взаимодействия / Д.В. Гололобов [и др.] // Состояние и проблемы технических измерений : тез. докл. 5-й Всероссийской науч.-техн. конф., Москва, 24–26 ноября 1998 г., МГТУ им. Баумана. – М., 1998. – С. 143.
64. Янушкевич, В.Ф. Отражение электромагнитных волн от слоистых сред / В.Ф. Янушкевич, О.В. Орлова, Ю.А. Щаденков // Вестн. Полоц. гос. ун-та. Сер. С, Фундаментальные науки. – 2011. – № 12. – С. 86–90.
65. Гололобов, Д.В. Взаимодействие ЧМ-сигналов с анизотропной средой / Д.В. Гололобов, Н.В. Цывис, В.Ф. Янушкевич // Проблемы проектирования и производства радиоэлектронных средств : сб. материалов II междунар. науч.-техн. конф. 15–17 мая 2002 г. – Новополоцк, 2002. – Т. 1. – С. 300–303.
66. Калинин, С.В. Исследование взаимодействия сложных ЧМ-сигналов с анизотропной средой / С.В. Калинин, Н.В. Цывис, В.Ф. Янушкевич // Экологические проблемы Полесья : III науч.-техн. конф. – Гомель : ГГУ, 2003. – 2 с.

67. Гололобов, Д.В. Моделирование микрополосковых эллиптических антенн / Д.В. Гололобов, М.Г. Соскунов, В.Ф. Янушкевич // Проблемы проектирования и производства радиоэлектронных средств : сб. материалов III Междунар. науч.-техн. конф., Новополоцк, 26–28 мая 2004 г. ; Полоц. гос. ун-т. – Новополоцк, 2004. – Т. 2. – С. 243–246.
68. Янушкевич, В.Ф. Моделирование микрополосковых эллиптических антенн / В.Ф. Янушкевич, М.Ф. Михальченко, Ю.А. Щаденков // Вестн. Полоц. гос. ун-та. Сер. С, Фундаментальные науки. – 2006. – С. 98–104.
69. Кременя, К.И. Влияние толщины материала лопастей спирали и диэлектрической подложки на характеристики плоской логарифмической спиральной антенны / К.И. Кременя, В.Ф. Янушкевич // Вестн. Полоц. гос. ун-та. Сер. С, Фундаментальные науки. – 2012. – № 12. – С. 64–68.
70. Кременя, К.И. Моделирование эллиптической щелевой антенны в программном пакете HFSS / К.И. Кременя, В.Ф. Янушкевич // Вестн. Полоц. гос. ун-та. Сер. С, Фундаментальные науки. – 2013. – № 4. – С. 46–49.
71. Спиральная антенна : пат. на полезную модель ВУ 9207 / М.Е. Капралов, К.И. Кременя, В.Ф. Янушкевич. – Оpubл. 30.06.2013.
72. Тархов, А.Г. Комплексирование геофизических методов / А.Г. Тархов, В.М. Бондаренко, А.А. Никитин. – М. : Недра, 1982. – 295 с.
73. Каленов, Е.Н. Геологическая эффективность нефтегазовой электроразведки / Е.Н. Каленов. – М. : Недра, 1970. – 162 с.
74. Приёмопередающее устройство на ПЛИС для геологоразведочных работ / Д.В. Гололобов [и др.] // Проблемы проектирования и производства радиоэлектронных средств : сб. материалов IV Междунар. науч.-техн. конф. 29–30 мая 2008 г. – Новополоцк, 2008. – Т. 2. – С. 135–138.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В монографии представлены результаты проведённого анализа физико-химической обстановки над УВЗ. Установлено, что над залежью существует поток электронов, приводящий к появлению геомагнитной аномалии из-за проявления диамагнитных свойств перемещающихся частиц в среде. Изменение геомагнитного поля обуславливает изменение удельного сопротивления вмещающих пород над УВЗ, а также свидетельствует об анизотропном характере среды над УВЗ, присущем плазменным и плазмopodobным образованиям.

На основе анализа электрофизических и электрохимических процессов над залежами углеводородов разработана электродинамическая модель среды. Аналогия исследуемой среды над залежью нефти и газа с плазмopodobным образованием позволяет использовать для изучения взаимодействия ЭМВ с УВЗ существующие решения при изучении плазмы и плазмopodobных сред. Установлено, что наиболее оптимальным для исследования сред над УВЗ является квазигидродинамический подход с использованием многочастичных электронно-ионных токов и феноменологически заданных частот столкновений ввиду отсутствия необходимости учёта точных пространственно-временных перемещений частиц. Проведён анализ существующих методов георазведки залежей нефти и газа. Выбор метода электроразведки определяет методику проведения натуральных испытаний, точность определения границ и уровень идентификации УВЗ. Современные методы электромагнитной разведки требуют надёжной, достоверной базы уникальной информации об установленных на данный момент сведениях о свойствах УВЗ. Такие знания служат надёжным инструментом при поиске, оконтуривании и идентификации залежей нефти и газа с помощью электромагнитных методов георазведки.

Оптимизация частотных, поляризационных, амплитудных, модуляционных и других параметров зондирующих сигналов возможна с учетом специфических характеристик УВЗ, позволяющих в совокупности повысить уровень идентификации углеводородов до требуемого уровня, определяющего порог принятия решения о наличии именно искомой среды, определяемой как УВЗ.

Проведён анализ идентификационных характеристик углеводородов. Систематизированы сведения об имеющихся физико-химических и электромагнитных свойствах углеводородов. Приведены данные для различных месторождений нефти и газа.

Рассмотрено взаимодействие двухчастотных ЭМВ со средой над УВЗ. Полученные выражения для компонентов тензоров диэлектрической проницаемости АС определяют закономерности трансформации частотных зависимостей комбинационных элементов от соотношения частот и амплитуд двухчастотных сигналов. Проанализированы закономерности поверхностного импеданса АС в режиме двухчастотных сигналов. Рассмотрены различные режимы взаимодействия.

Анализ взаимодействия АМ-, ЧМ- и сложных АМ-ЧМ-сигналов со средой над УВЗ показал, что режимы модуляции вызывают в компонентах тензоров диэлектрической проницаемости дополнительные составляющие, которые зависят от параметров сигналов. Все это приводит к расширению функциональных зависимостей компонентов тензоров от режимов модуляции, позволяя тем самым повысить информативность разрабатываемых методов поиска УВЗ.

На основе проведённых исследований взаимодействия ЭМВ и АС предложены новые методы электроразведки, позволяющие повысить уровень достоверности поиска и выделения УВЗ.

Результаты экспериментальных исследований свидетельствуют о хорошей перспективе применения данных ЭММ на практике.

Следует отметить, что современные методы электроразведки приобретают определенные направления тактики и стратегии своего развития. Отметим основные моменты этой эволюции.

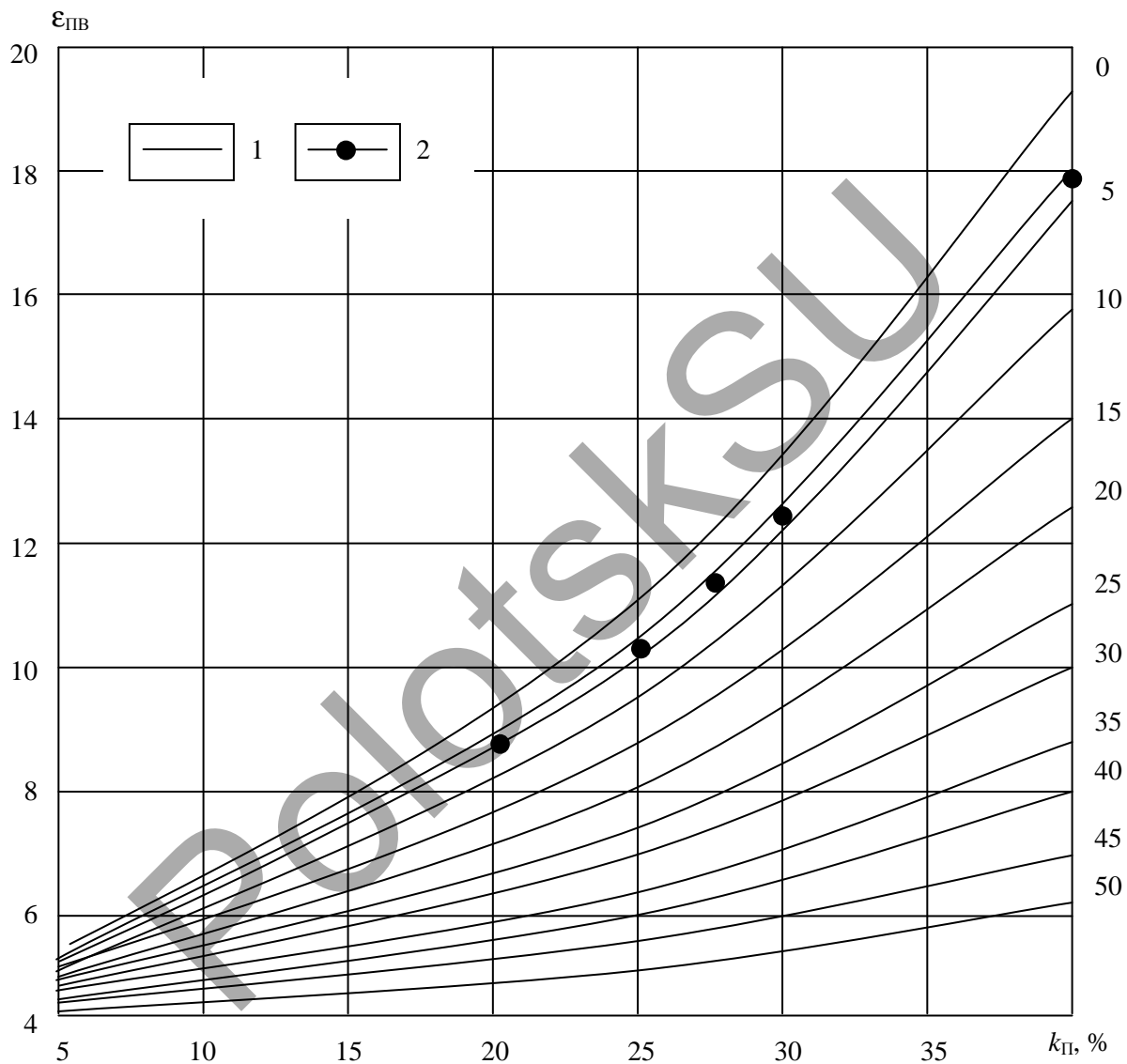
Во-первых, для повышения точности и достоверности определения границ УВЗ необходимо использовать радиокомплексирование электромагнитных методов. Умение сочетать имеющиеся на данный момент методы георазведки на практике свидетельствует о высокой квалификации разработчиков ЭММ.

Во-вторых, современные устройства и системы, предназначенные для этих целей, должны содержать цифровые системы навигации и обработки информации. Умелое применение их для задач георазведки – это выигрыш в возможностях ЭММ поиска.

В-третьих, современные ЭММ требуют сверхширокодиапазонного исследования свойств тестируемых поверхностей и увеличения числа информационных каналов.

И наконец, в настоящее время всё-таки следует отдать предпочтение применению импульсных методов георазведки, позволяющих определять глубину залегания УВЗ и обеспечивать более достоверное обнаружение залежей.

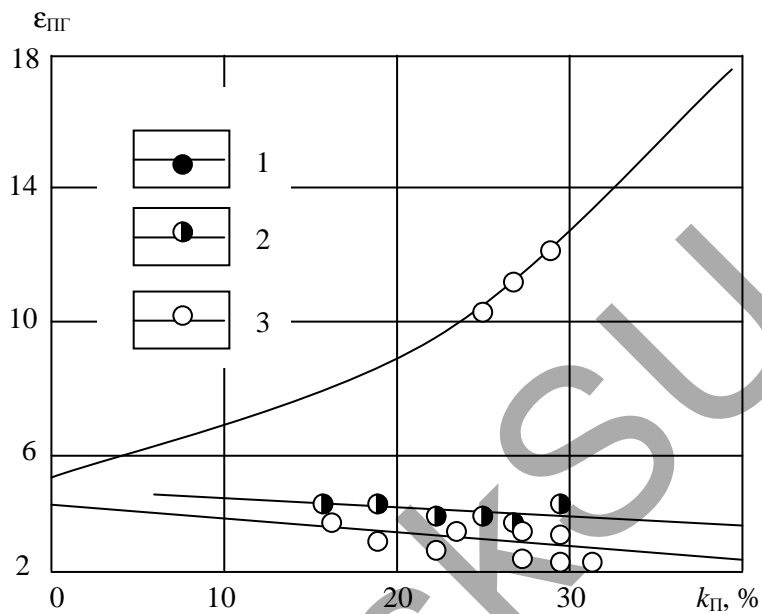
**ЗАВИСИМОСТЬ ДИЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ
ВОДОНОСНЫХ ПОРОД ОТ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ**



1 – теоретические; 2 – экспериментальная

Кривые диэлектрической проницаемости водоносных пород

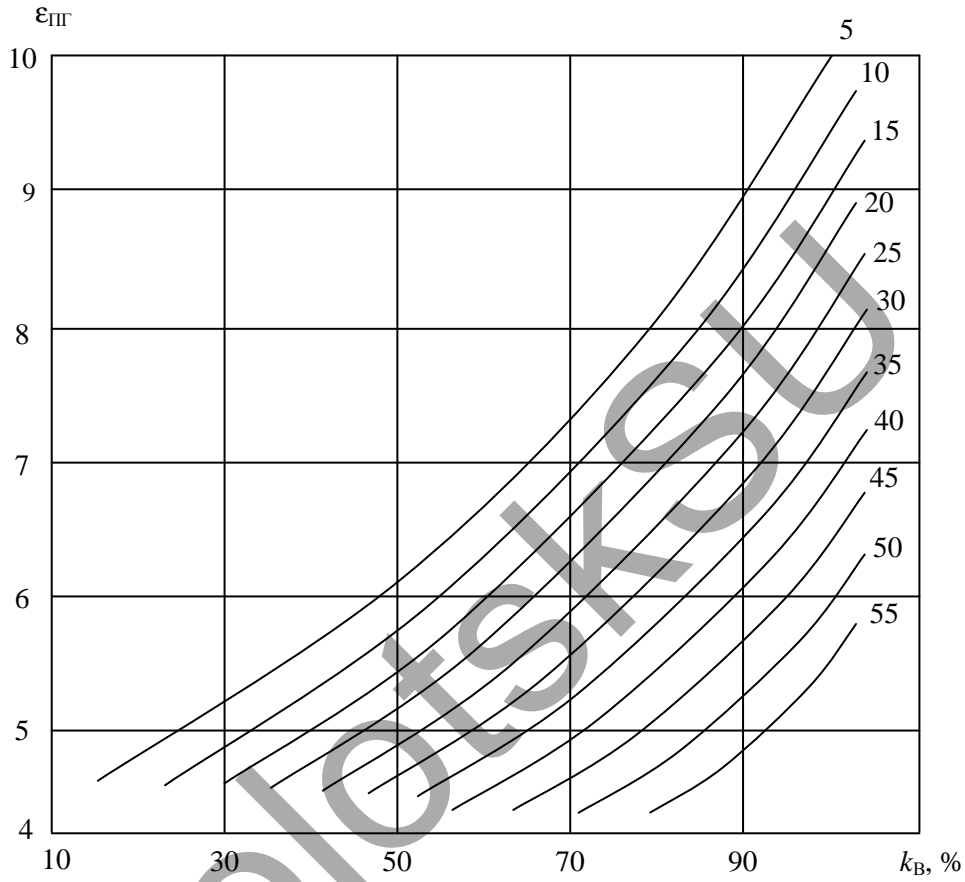
**ЗАВИСИМОСТЬ ДИЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ
ОТ ПОРИСТОСТИ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД**



- 1 – сухой (газонасыщенный) песчаник;**
- 2 – нефтенасыщенный песчаник (100%-ное насыщение);**
- 3 – водонасыщенный полимиктовый песчаник**

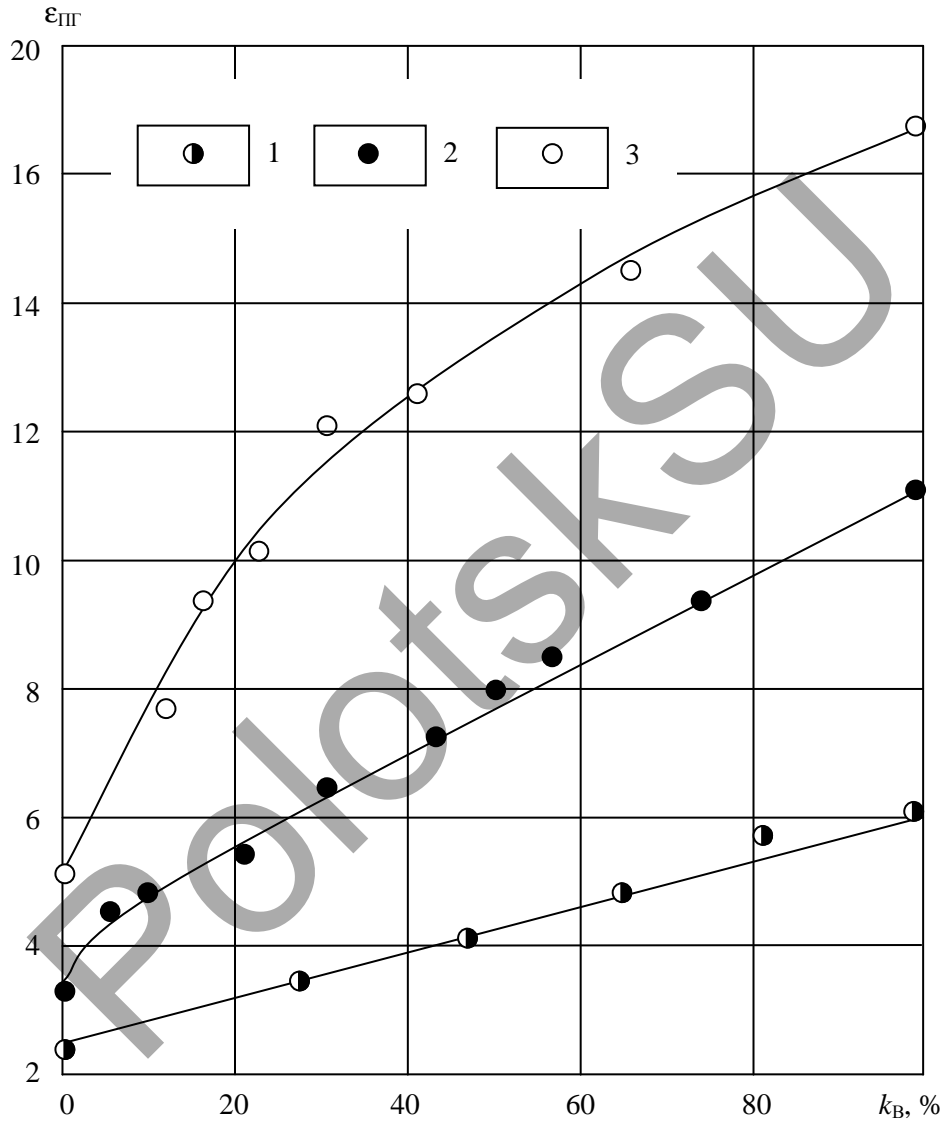
Кривые диэлектрической проницаемости терригенных пород

**ЗАВИСИМОСТЬ ДИЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ
ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ПОРОД ОТ КОЭФФИЦИЕНТА ВОДОНАСЫЩЕНИЯ**



**Кривые диэлектрической проницаемости
газонасыщенных пород**

**ЗАВИСИМОСТЬ ДИЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ
ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ПЕСЧАНО-АЛЕВРИТОВЫХ ПОРОД
ОТ КОЭФФИЦИЕНТА ТЕКУЩЕГО ВОДОНАСЫЩЕНИЯ**



**1 – чистый песок; 2 – слабоглинистый песок;
3 – песок глинистый алевроит**

**Кривые диэлектрической проницаемости
газонасыщенных песчано-алевроитовых пород**

Научное издание

ЯНУШКЕВИЧ Виктор Францевич

ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКА
И ИДЕНТИФИКАЦИИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Редактор Р.Н. Авласенок

Дизайн обложки М.С. Мухоморовой

Подписано в печать 28.12.2017. Формат 60 × 84¹/₁₆.

Бумага офсетная. Ризография.

Усл. печ. л. 13,46. Уч.-изд. л. 12,22. Тираж 100 экз. Заказ 1662.

Издатель и полиграфическое исполнение –
учреждение образования «Полоцкий государственный университет».

Свидетельство о государственной регистрации
издателя, изготовителя, распространителя печатных изданий

№ 1/305 от 22.04.2014.

Ул. Блохина, 29, 211440, г. Новополоцк.