

**Министерство топлива и энергетики Российской Федерации**  
**Сибирское отделение Российской академии наук**  
**Институт геофизики**  
**Научно-производственное предприятие геофизической аппаратуры**  
**«Луч»**

**ТЕХНОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ  
НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН  
НА ОСНОВЕ ВИКИЗ**

**Методическое руководство**

**Новосибирск**  
**2000**

ББК Д443.42  
УДК 550.82:553.98

*Издание осуществлено по заказу и при поддержке  
Министерства топлива и энергетики  
Российской Федерации*

**Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ. Методическое руководство / Ред. Эпов М. И., Антонов Ю. Н. Новосибирск: НИЦ ОИГГМ СО РАН, Издательство СО РАН, 2000, 122 с.**

В методическом руководстве приведены основы теории высокочастотных индукционных каротажных изопараметрических зондирований в нефтегазовых скважинах, рассмотрен широкий круг методических вопросов применения ВИКИЗ и интерпретации диаграмм в терригенных разрезах. Проанализирован и обобщен более чем десятилетний опыт практического применения ВИКИЗ в различных районах. Приведено описание многофункциональной компьютерной системы интерпретации диаграмм и даны рекомендации по ее использованию.

Методическое руководство предназначено для геофизиков и геологов, специализирующихся в области промысловой геофизики. Книга также будет полезна студентам, аспирантам и научным работникам, интересующимся геофизическими исследованиями в скважинах.

**Научные редакторы:**  
*М. И. Эпов, Ю. Н. Антонов*

**Составители:**  
*Ельцов И. Н., Жмаев С. С., Петров А. Н., Ульянов В. Н.,  
Глинских В. Н., Еремин В. Н., Каюров К. Н., Киселев В. В., Лаврухов В. Т.,  
Мартаков С. В., Никитенко М. Н., Ревва М. Ю., Соболев А. Ю.,  
Сухорукова К. В., Черяука А. Б.*

ISBN 5-7692-0288-2

© Институт геофизики СО РАН, 2000  
© НПП ГА «Луч», 2000  
© Оформление, макет — НИЦ ОИГГМ СО РАН, 2000

Министерство топлива и энергетики Российской Федерации

Сибирское отделение Российской академии наук  
Институт геофизики

Научно-производственное предприятие геофизической аппаратуры  
"Луч"

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель министра  
Минтопэнерго РФ



В.З. Гарипов

Методическое руководство

**ТЕХНОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ  
НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН  
НА ОСНОВЕ ВИКИЗ**

СОГЛАСОВАНО

И.о. директора ИГФ СО РАН



М.И. Эпов

СОГЛАСОВАНО

Генеральный директор НПП ГА "Луч"



К.Н. Каюров

Новосибирск — 1999



# 1

## ОСНОВНЫЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ЗАДАЧИ, РЕШАЕМЫЕ МЕТОДОМ ВИКИЗ

Метод высокочастотных индукционных каротажных изопараметрических зондирований предназначен для исследования пространственного распределения удельного электрического сопротивления пород, вскрытых скважинами, бурящимися на нефть и газ.

Использование метода ВИКИЗ позволяет решать следующие задачи ГИС:

- расчленение разреза, в том числе тонкослоистого, с высоким пространственным разрешением;
- оценка положения водонефтяных и газоводяных контактов;
- определение удельного электрического сопротивления неизменной части пласта, зоны проникновения фильтрата бурового раствора с оценкой глубины вытеснения пластовых флюидов;
- выделение и оценка параметров радиальных неоднородностей в области проникновения, в том числе скоплений соленой пластовой воды («окаймляющие зоны»), как прямого качественного признака присутствия подвижных углеводородов в коллекторах.

В отличие от трехкатушечных зондов индукционного каротажа, в которых измеряются абсолютные значения сигналов на фоне скомпенсированного прямого поля, метод ВИКИЗ, базирующийся на измерении относительных фазовых характеристик, может использоваться для исследования в скважинах, заполненных сильнопроводящим (УЭС менее 0,5 Ом·м) буровым раствором.

Результаты интерпретации диаграмм ВИКИЗ в комплексе с данными других методов ГИС и петрофизической информацией позволяют определять коэффициент нефтегазонасыщения, литологию терригенного разреза, оценивать неоднородность коллекторских свойств на интервалах пористо-проницаемых пластов, выделять интервалы уплотненных песчаников с карбонатным или силикатным цементом и др.

## 2

## ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ

### 2.1. Геологические модели терригенных коллекторов

Осадочный комплекс Западно-Сибирской провинции представлен песчано—алевролитовыми и глинистыми породами мезо-кайнозойского возраста. Их суммарная мощность увеличивается к центру провинции и к северу, достигая 4—5 км. Этаж нефтегазонасности составляет 2—3 км. Промышленные залежи нефти и газа стратиграфически приурочены к отложениям мелового и юрского возраста. Крупнейшие нефтяные залежи сосредоточены в отложениях нижнего мела и верхней юры, газовые и газоконденсатные — в породах верхнего мела (сеноман) и верхней юры.

Наиболее распространены высокодебитные пласты АС<sub>4–11</sub>, АВ<sub>1–6</sub>, ВС<sub>1–11</sub>, ВС<sub>13–23</sub>, БВ<sub>0</sub>, БВ<sub>1</sub>, БВ<sub>4–10</sub> (Среднеобская область), а также пласты Ю<sub>1–2</sub> (Нижневартовский район).

Геологические процессы накопления и формирования осадков определили большое разнообразие пород-коллекторов по гранулометрическому и минеральному составу, по геохимическим особенностям цементации и, как следствие, обусловили сложную структуру фильтрационно-емкостного пространства. Отличительными особенностями залежей являются низкая вязкость нефти, небольшая проницаемость продуктивных пластов, высокая начальная водонасыщенность и повышенная пластовая температура.

Палеозойские, юрские и даже меловые отложения во многих районах Западной Сибири подвержены глубокой флюидной переработке. Вследствие этого продуктивные отложения представлены как поровыми, так и трещиноватыми коллекторами.

Коллекторы большинства нефтяных и газовых залежей относятся к сложному типу, поскольку их каркас образован многокомпонентной композицией минералов со сложной структурой поровых каналов. Особую трудность для исследования представляют малопроницаемые глинистые коллекторы при наличии тонкого переслаивания с непроницаемыми отложениями.

В начальный период эксплуатации отбор углеводородов происходит из трещин, а затем, при увеличении перепада давлений, после «отключения» трещин, дренаж обеспечивается поровой структурой коллектора. По оценкам многих исследователей, трещин-

ная пористость по фактическому содержанию углеводородов в выработанных месторождениях примерно равна 0,2 %. Максимальная трещинная пористость может достигать 1 %.

Значительное влияние на электрические параметры оказывает углеводородный состав нефти. Так, наличие в нефти поверхностно-активных нафтеновых и олеиновых кислот приводит к изменению величины поверхностного натяжения на границе фаз углеводороды—вода, углеводороды—минеральные частицы. Эти факторы существенно уменьшают толщину пленки связанной воды и увеличивают удельное сопротивление.

В зоне проникновения продуктивных пластов-коллекторов могут возникать сложные пространственные распределения удельного сопротивления. Так, например, если скважиной вскрыт гидрофильный коллектор, то возможны два процесса развития проникновения.

Если пластовая вода прочно связана со скелетом породы, то нефть вытесняется из пор водным фильтратом, проникающим из скважины. При этом в большинстве случаев в прискважинной области пласта повышается удельное сопротивление. И только в отдельных залежах обнаруживается понижающее проникновение. Возможное объяснение заключается в следующем. Было показано, что присутствующие в нефти в весьма малых количествах (0,1 %) высокомолекулярные нафтеновые кислоты способны создавать весьма устойчивые эмульсии при взаимодействии с водным фильтратом буровой жидкости, содержащим ионы щелочных добавок (например, бикарбоната натрия). Эти процессы приводят к изоляции фильтрата пленками нефти («вода в нефти») и к росту удельного сопротивления в зоне проникновения, несмотря на вытеснение непроводящей нефти проводящим раствором. Эти обстоятельства затрудняют оценку пористости пласта по данным о параметрах зоны проникновения, полученным по измерениям на постоянном токе. Проблема усугубляется тем, что для нефти одних и тех же плотности и вязкости эмульгирующая способность меняется в широких пределах. Высокие значения степени водонасыщения не могут быть объяснены гидрофобизацией пород и связаны с возникновением эмульсии. Образование эмульсии в зоне проникновения и особенно в ее «промытой» части является одной из причин различия в оценках ее удельного сопротивления методами постоянного и переменного токов.

Наряду с отмеченными особенностями образования электрических неоднородностей в зоне проникновения могут существовать и другие ситуации. В частности, нельзя исключать наличие микротрещин в терригенных коллекторах, которые играют важную роль в фазовой проницаемости. Эта трещиноватость может влиять на характер распределения электрических свойств в зоне проникновения.

В тонкослоистых осадочных отложениях, обладающих признаками коллекторов, возможны различия как по содержанию флюидов различной вязкости, так и по степени смешения нефти и воды. Вероятно, вытеснение флюидов из прослоев с большим содержанием воды всегда будет интенсивнее, чем из более нефтенасыщенных прослоев. Кажущиеся УЭС в таких толщах могут сильно отличаться от соответствующих трансформаций в изотропных пластах.

Если в песчанике есть рыхлосвязанная вода, то она может вытесняться вслед за нефтью. Это приводит к скоплению рыхлосвязанной воды в зоне возмущения пластового флюида. Формируется окаймляющая зона с более низким удельным сопротивлением, чем окружающие ее части пласта. Обычно толщина окаймляющей зоны составляет 5—20 % от общей ширины зоны проникновения. Модели с окаймляющей зоной часто встречаются в залежах Приобской нефтяной зоны.

При тонкой слоистости продуктивного пласта-коллектора окаймляющая зона может не формироваться, поскольку границы с различным флюидонасыщением будут нахо-

дятся на разных расстояниях от стенки скважины из-за различной проницаемости отдельных прослоев.

## 2.2. Петрофизические особенности нефтегазовых коллекторов Западной Сибири

Связующим звеном между геологическими объектами и геофизическими методами исследования разрезов скважин является петрофизика. Петрофизика осадочных пород концентрируется на исследовании пористости с различными ее проявлениями, характеристик насыщения пород флюидами и их способности пропускать флюиды через поровое пространство, а также минералогического и гранулометрического состава пород.

Эти петрофизические характеристики по отдельности или в совокупности связаны с конкретными физическими параметрами. К ним относят электрическую проводимость или удельное электрическое сопротивление, адсорбционную способность, плотность, водородсодержание, естественную радиоактивность и т.д.

Электрическая проводимость основных типов осадочных пород практически не зависит от их минералогического состава, поскольку удельное сопротивление породообразующих минералов чрезвычайно высокое ( $10^8$ – $10^{14}$  Ом·м). Исключением являются антрацитовые угли и сульфидные минералы, удельное сопротивление которых на много порядков меньше.

Повышенную электропроводность осадочным породам придает вода, в которой растворены соли разных металлов. Преобладающую роль играют хлориды ( $\text{NaCl}$ ,  $\text{CaCl}_2$ ,  $\text{MgCl}_2$  и др.), молекулы которых диссоциируют в водной среде. В зависимости от состава растворенных солей и от температуры раствора его удельное электрическое сопротивление изменяется примерно на три порядка — от 0,01 до 10 Ом·м.

Из-за сложности описания реальной структуры порового пространства пород, обусловленной извилистостью поровых полостей и неравномерностью распределения минеральных частиц, по-разному взаимодействующих с пластовыми флюидами, связь между петрофизическими параметрами (пористостью, водо-, нефте-, газонасыщенностью) и электрическим сопротивлением пород-коллекторов представляется различного типа эмпирическими зависимостями:

$$\rho_{\text{пвнг}} = P_{\text{н}} \rho_{\text{пв}} = P_{\text{н}} P_{\text{п}} \rho_{\text{в}}.$$

Здесь  $\rho_{\text{пвнг}}$  — УЭС водо-, нефте-, газонасыщенного пласта;  $\rho_{\text{пв}}$  — УЭС этого же пласта, поровый объем которого заполнен на 100 % пластовой водой;  $\rho_{\text{в}}$  — УЭС пластовой воды;  $P_{\text{н}}$ ,  $P_{\text{п}}$  — параметры насыщения и пористости.

Параметр насыщения  $P_{\text{н}}$  или коэффициент увеличения сопротивления показывает, во сколько раз возросло удельное сопротивление породы при частичном или полном насыщении ее нефтью и (или) газом. Параметр насыщения связан с коэффициентом водонасыщения  $K_{\text{в}}$  эмпирическим соотношением

$$P_{\text{н}} = a [K_{\text{в}}]^{-n}.$$

Здесь  $a$  и  $n$  — эмпирические величины, зависящие от типа покрытия поверхности пор пластовыми флюидами (гидрофильного или гидрофобного).



Параметр пористости породы ( $P_n$  или относительное сопротивление) зависит от коэффициента пористости  $K_n$  и структуры порового пространства и для неглинистой «чистой» породы

$$P_n = a [K_n]^{-m}.$$

Здесь  $a$  и  $m$  — эмпирические величины, характеризующие структуру пор в зависимости от уплотнения пород.

При низкой электропроводности пород возможно влияние поляризационных свойств среды на формирование электромагнитного поля. Поляризуемость среды обусловлена прежде всего дипольными моментами молекул воды, находящейся в свободном и рыхлосвязанном состояниях, и количественно описывается диэлектрической проницаемостью. В некоторых случаях возможны поляризационные эффекты, обусловленные вторичной пиритизацией терригенных отложений.

Петрофизические модели удельного электрического сопротивления пород широко используются в практике для количественной оценки фильтрационно-емкостных параметров пористо-проницаемых пород. Удельное электрическое сопротивление многокомпонентных пористо-проницаемых сред определяется множеством параметров: количеством, формой, расположением, минеральными свойствами твердых и жидких фаз и их взаимодействием.

### 2.3. Базовые геоэлектрические модели и их типичные характеристики

Присутствие воды различной солености в пористо-проницаемых осадочных породах может в широком диапазоне изменять их удельное электрическое сопротивление. При этом, чем большая часть порового пространства занята водой (связанной, рыхлосвязанной, свободной или в различном их соотношении), тем меньше сопротивление породы. Пластовая вода, как правило, соленая, находится в двух основных состояниях: связанном и подвижном.

В процессе бурения и по его завершении в пласт проникает фильтрат бурового раствора. В пластах-коллекторах, полностью насыщенных пластовой водой, образуются геоэлектрические неоднородности, формирующиеся из-за заполнения порового объема более пресным фильтратом бурового раствора. Удельное сопротивление в этих неоднородностях будет более высоким, чем в незатронутой части пласта (рис. 2.1). Неоднородность вокруг скважины можно описать в координатах удельное сопротивление — радиальный размер зоны проникновения (рис. 2.2). Радиальная глубина проникновения и скорость изменения УЭС на границе между флюидами разной солености зависят от пористости и проницаемости пласта (рис. 2.3). В пластах с высокой пористо-

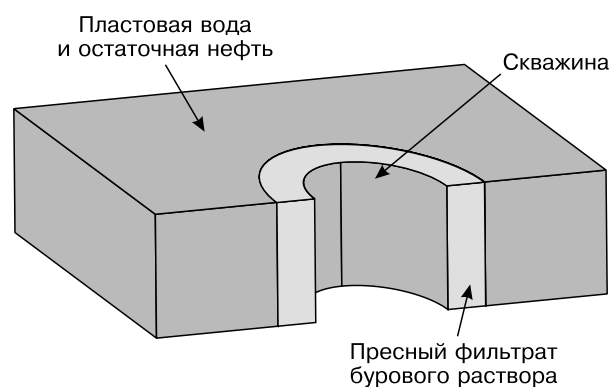


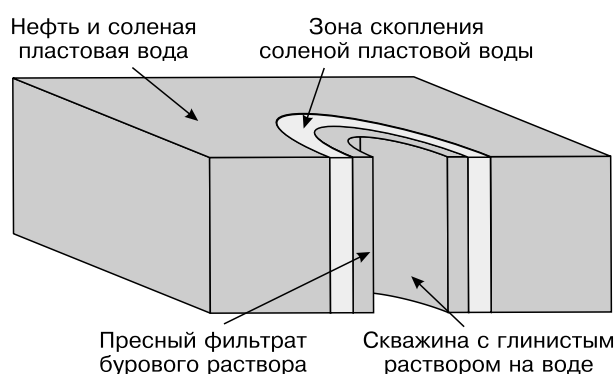
Рис. 2.1. Одномерная модель скважина — зона проникновения — пласт.



**Рис. 2.2.** Радиальное распределение УЭС в модели зона повышающего проникновения — пласт.



**Рис. 2.3.** Формирование повышающей зоны проникновения.



**Рис. 2.4.** Одномерная модель скважина — зона проникновения — окаймляющая зона — пласт.

стью и хорошими фильтрационными свойствами в переходной зоне между флюидами формируются более резкие границы, чем в коллекторах с повышенным содержанием подверженных гидратации глинистых минералов. В водонасыщенных коллекторах глубина проникновения фильтрата из скважины обычно существенно больше, чем в нефтенасыщенных пластах.

Проникая в поры, фильтрат вытесняет подвижный пластовый флюид. Наибольшая интенсивность вытеснения наблюдается при бурении во время разрушения породы долотом. В это время происходит опережающее проникновение фильтрата. В дальнейшем ранее вскрытые интервалы проницаемых пластов находятся под гидростатическим давлением буровой жидкости. Фильтрация водной фазы из бурового раствора замедляется за счет образования глинистой корки на пористо-проницаемых интервалах. Проникновение фильтрата сопровождается формированием вокруг скважины зоны с иным, чем в пласте, электрохимическим составом водного раствора.

Если поры пласта заполнены нефтью (газом) и содержат рыхлосвязанную воду, то фильтрат, поступающий в поры гидрофильного коллектора, вытесняет в первую очередь нефть, а затем и пластовую воду.

На рис. 2.4—2.6 приведены схемы образования геоэлектрических неоднородностей при вытеснении нефти и соленой пластовой воды фильтратом пониженной солености.

Как видно из рис. 2.4, одна из таких неоднородностей примыкает к скважине и образуется за счет заполнения пор водным фильтратом бурового раствора с остатками пластовой воды и нефти (соленость фильтрата меньше, чем пластовых вод). Другая неоднородность образуется за счет скопления пластовой воды, вытесняемой вслед за подвижной нефтью (газом). Далее за зонами смешения флюидов сохраняется «невозмущенный» пласт с неизменным составом.

В пластах-коллекторах, содержащих подвижную нефть и пластовую воду, вокруг скважины образуются две области с различными свойствами флюидов. Околоскважинная область содержит водный фильтрат из скважины и остатки невытесненной нефти и пластовой воды. В области, несколько удаленной от стенок скважины, поры, из которых вытеснена нефть, заполняются смесью пластовой остаточной воды и воды из скважины. Причем последняя имеет повышенную соленость за счет контакта с остаточной пластовой водой. Таким образом, возникает область аномально соленой воды. Ясно, что эти две зоны с растворами разной концентрации будут отличаться по удельному сопротивлению, как друг от друга, так и от затронутой части пласта. Часть пласта-коллектора, примыкающая к скважине, может характеризоваться более высоким удельным сопротивлением, чем невозмущенный пласт. Это будет наблюдаться в случае, если заполненный пресным фильтратом объем пор окажется менее электропроводящим, чем пласт. Однако на практике довольно часто ближняя зона вокруг скважины недостаточно контрастна для ее обнаружения. Причины такого явления кроются в том, что вытесненные углеводороды (высокого УЭС) и пластовые воды (хорошо проводящие ток) имеют среднюю электропроводность, близкую к электропроводности фильтрата. Небольшой объем вытесненной пластовой воды вместе с нефтью оказывается в таких случаях сопоставимым по интегральной проводимости с существенно большим объемом пресной воды из скважины.

Радиальные размеры зон проникновения зависят от проницаемости коллектора (глинистого цемента), реологических свойств бурового раствора, а также от режима бурения и сроков проведения каротажа. На рис. 2.7 приведены графики радиальных профилей удельного сопротивления ( $\rho_{\text{п}}=1-100$  Ом·м) для нефтяных пластов-коллекторов сложного

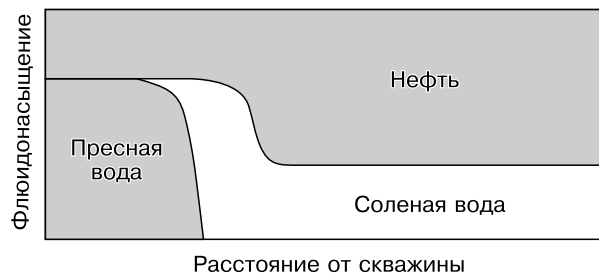


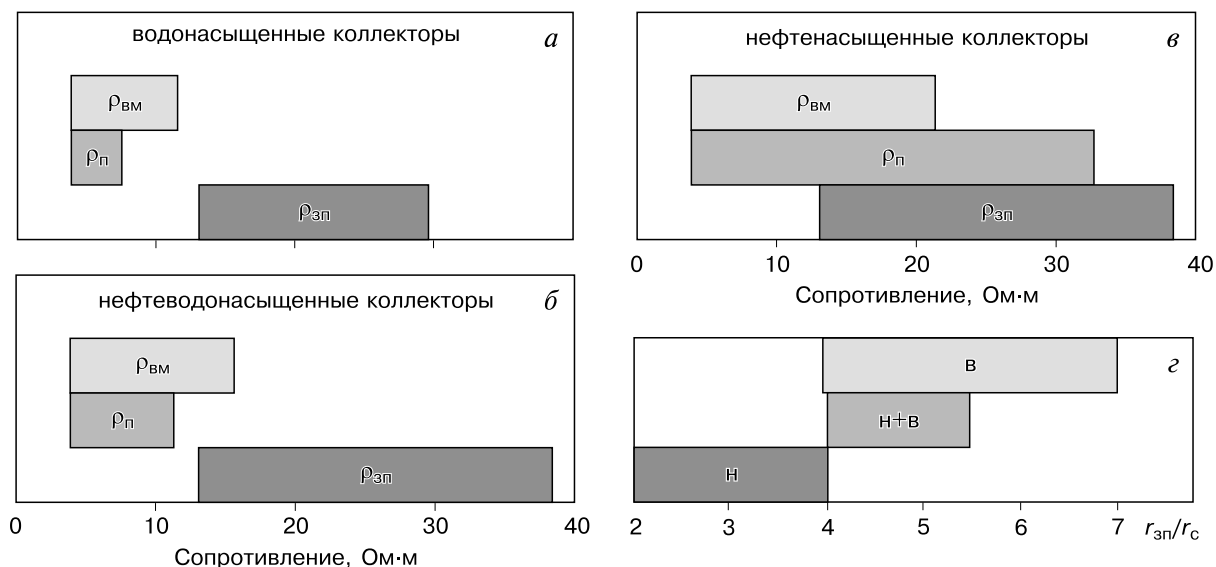
Рис. 2.5. Распределение флюидов при формировании окаймляющей зоны.



Рис. 2.6. Радиальное распределение УЭС при наличии окаймляющей зоны.

$\rho_{\text{ф}},$ Ом·м	$\rho_{\text{в}}, \rho_{\text{п}},$ Ом·м		
	2,0, 100	0,5, 10,0	0,125, 1,0
0,125	1	2	3
0,5	4	5	6
2,0	7	8	9

Рис. 2.7. Радиальные профили УЭС для нефтенасыщенных пластов.



**Рис. 2.8.** Оценки УЭС ( $a-e$ ) и глубины проникновения ( $z$ ) при различном флюидонасыщении коллектора: Н — нефть, В — вода, Н+В — нефть с водой.

полимиктового состава в зависимости от удельного сопротивления пластовых вод  $\rho_v$  и фильтрата бурового раствора  $\rho_\phi$ .

Можно выделить три группы с однотипными профилями удельного сопротивления:

- в моделях 1—3 околоскважинная часть включает две зоны с более низкими сопротивлениями, чем невозмущенный пласт, при этом соленость бурового раствора выше или близка к солености пластовой воды;
- в моделях 4, 5 удельное сопротивление фильтрата бурового раствора меньше или равно УЭС пластовой воды; поровое пространство после вытеснения нефти заполняется фильтратом, что приводит к снижению сопротивления в зоне проникновения;
- в моделях 8, 9 происходит скопление соленой пластовой воды, вытесненной вслед за нефтью, на переднем фронте пресного фильтрата.

Последние модели представляют стадии развития зон понижающего проникновения. Переходные стадии процесса формирования можно обнаружить при анализе разновременных измерений. Исследования, проведенные методом ВИКИЗ на многих скважинах Сургутского свода, подтверждают существование таких процессов.

Очевидно, что стадийность развития зон проникновения зависит не только от удельных сопротивлений воды, но и от многих других условий: строения емкостного пространства, пористости (в различных ее проявлениях), состава флюидов, свойств двойных электрических слоев и др.

Можно еще раз подчеркнуть решающую роль времени в процессах формирования неоднородностей, особенно в тех случаях, когда в скважине производятся промежуточные спускоподъемные операции. Во многих случаях развитие процессов проникновения сильно зависит от соотношения между внутрипластовым, гидростатическим и распорным давлениями. Под действием этих факторов формируется микротрещинная пористость и создаются дополнительные условия для перемещения пластовых флюидов.

Сводные результаты анализа данных электрокаротажа по месторождениям Среднего Приобья приведены на рис. 2.8. Здесь показаны диапазоны удельных электрических сопротивлений, характеризующих зоны проникновения и породы водо- и нефтенасыщенных коллекторов. Здесь же приведены оценки глубины проникновения и УЭС вмещающих пород. Отметим, что данные приведены для глинистых буровых растворов с УЭС  $\rho_c = 1-2$  Ом·м.

Для анализа пространственной разрешающей способности метода используются радиальные и вертикальные характеристики. По радиальным характеристикам оцениваются возможности определения УЭС неизменной части пласта при наличии скважины и зоны проникновения. Вертикальные характеристики показывают степень влияния вмещающих пород при определении УЭС пласта. В этой постановке базовой моделью для анализа радиальных характеристик является цилиндрически-слоистая (скважина — зона проникновения — окаймляющая зона — пласт, рис. 2.9), а вертикальных — горизонтально-слоистая (перекрывающие породы — пласт — подстилающие породы, рис. 2.10).

Вместе с тем есть много случаев (тонкие пласты, сильно проводящие вмещающие, широкие зоны проникновения), когда необходимо учитывать как конечную мощность пласта, так и распределение УЭС от скважины к неизменной части слоя. В этих ситуациях необходимо использовать двумерные модели (скважина пересекает пласт конечной мощности и есть зоны проникновения, рис. 2.11).

И, наконец, наиболее сложные трехмерные модели, которые соответствуют перпендикулярному пересечению скважиной пласта конечной мощности при наличии зон проникновения (рис. 2.12).

Рассмотрим набор типичных для Западной Сибири геоэлектрических моделей. По типу радиального распределения УЭС можно выделить следующие основные ситуации.

**Малопроницаемый (уплотненный) пласт.** Наиболее простая модель — двухслойная. Отличительная особенность — стабильность диаметра скважины (практически всегда соответствует номинальному) и высокое удельное электрическое сопротивление: сопротивление бурового раствора —  $0,01-5,0$  Ом·м; радиус скважины —  $0,108-0,125$  м; сопротивление пласта —  $50-200$  Ом·м.

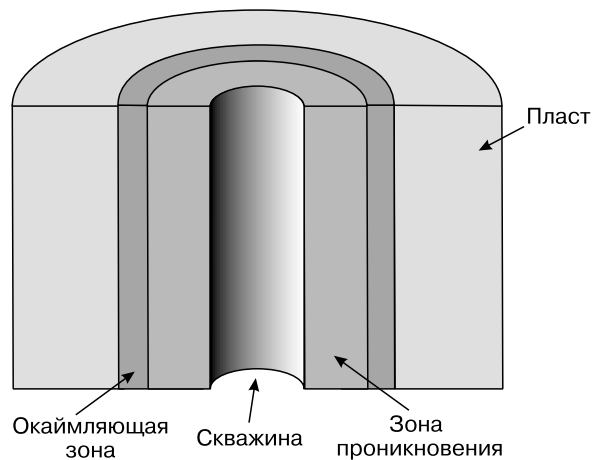
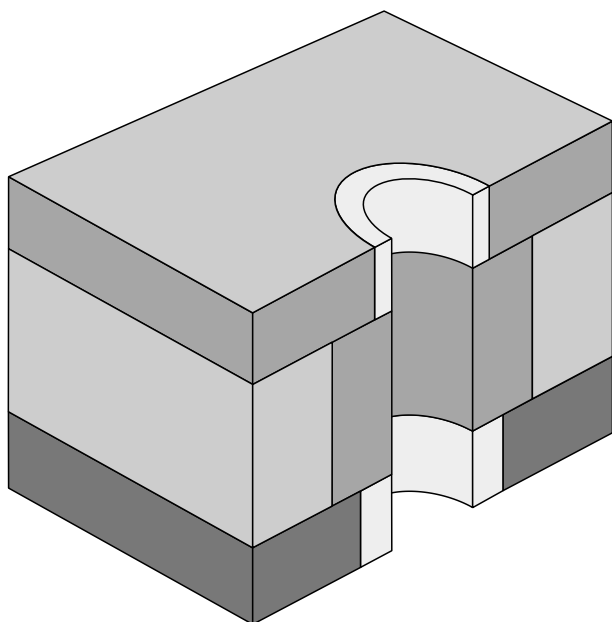


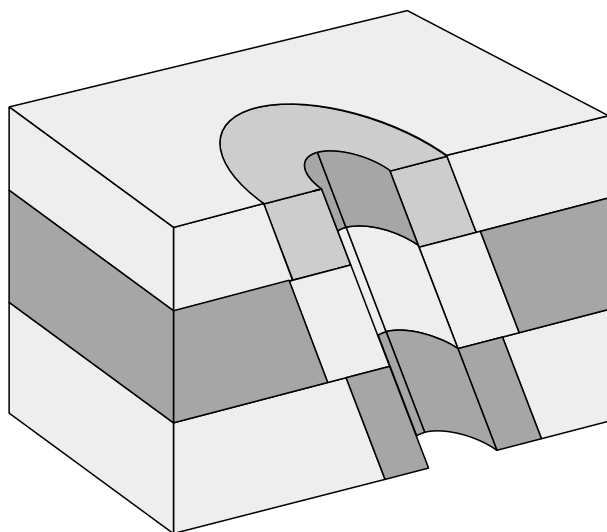
Рис. 2.9. Цилиндрически-слоистая среда скважина — зона проникновения — окаймляющая зона — пласт.



Рис. 2.10. Горизонтально-слоистая среда покрышка — пласт — подстилающая среда.



**Рис. 2.11.** Двумерная модель среды вертикальная скважина — зона проникновения — пласт.



**Рис. 2.12.** Трехмерная модель среды наклонная скважина — зона проникновения — пласт.

шенности и варьируется в пределах от 10 до 100 Ом·м. В качестве дополнительной может быть использована четырехслойная модель, в которой помимо зоны проникновения есть окаймляющая зона. Присутствие последней в гидрофильных терригенных нефтенасыщенных коллекторах доказано анализом практических диаграмм. Окаймляющая зона представляет собой кольцевой слой небольшой толщины (около 0,1–0,2 м) с повышенным содержанием минерализованной воды и имеет УЭС примерно равное УЭС

**Глинистый пласт.** Имеет достаточно сложное строение и часто представлен тонкослоистым чередованием алевролитов и аргиллитов с заглинизированным песчаником. Профиль скважины имеет сложный, кавернозный характер. Наиболее простая модель, адекватно отражающая его строение, — двухслойная (скважина — пласт). В качестве дополнительной можно рассмотреть трехслойную модель, когда существует неглубокая зона проникновения, обусловленная фильтрацией бурового раствора в наиболее песчаные разности: сопротивление бурового раствора — 0,01–5,0 Ом·м; радиус скважины — 0,108–0,2 м; сопротивление пласта — 2,0–6,0 Ом·м.

**Водонасыщенный коллектор.** Широко распространенный тип пластов в терригенных разрезах Западной Сибири. Характерные особенности: наличие повышающего проникновения, представляющего измененную часть пласта радиусом до 2,0 м ( $r_{зп}/r_c = 2–20$ ). При этом сопротивление зоны проникновения составляет от 10 до 50 Ом·м, пласта — от 2 до 6 Ом·м. В некоторых случаях может наблюдаться нейтральное проникновение, тогда модель вырождается в двухслойную: сопротивление бурового раствора — 0,01–5,0 Ом·м; радиус скважины — 0,108–0,125 м; сопротивление зоны проникновения — 10–50 Ом·м; радиус зоны проникновения — 0,2–2,0 м; сопротивление пласта — 2,0–6,0 Ом·м.

**Нефтенасыщенный коллектор.** Основной тип пластов, для которых проводится интерпретация. Характерные особенности: наличие повышающего или нейтрального проникновения. При этом сопротивление пласта изменяется от 4 до 50 Ом·м. Сопротивление зоны проникновения выше, чем для водонасыщенного коллектора, из-за остаточной нефтенасы-

водонасыщенного пласта ( $\rho_{\text{зп}} > \rho_{\text{п}} > \rho_{\text{оз}}$ ). В тонкослоистых песчано-глинистых коллекторах может существовать маломощная или слабоконтрастная по УЭС зона проникновения, которая практически не влияет на измеряемые сигналы. В этих ситуациях модель представляется двухслойной: сопротивление бурового раствора — 0,01—5,0 Ом·м; радиус скважины — 0,108—0,2 м; сопротивление зоны проникновения — 10—50 Ом·м; радиус зоны проникновения — 0,2—2,0 м; сопротивление окаймляющей зоны — 2—6 Ом·м; толщина окаймляющей зоны — 0,05—0,2 м; сопротивление пласта — 4,0—50,0 Ом·м.

**Газонасыщенный коллектор.** В газонасыщенном коллекторе может быть как повышающее, так и понижающее проникновение: сопротивление бурового раствора — 0,01—5,0 Ом·м; радиус скважины — 0,108—0,2 м; сопротивление зоны проникновения — 10—150 Ом·м; радиус зоны проникновения — 0,2—2,0 м; сопротивление пласта — 30,0—200 Ом·м.

Во всех цилиндрически-слоистых моделях предполагается, что мощность изучаемого пласта достаточна для пренебрежения влиянием вмещающей среды. Далее описываются геологические ситуации, в которых мощность изучаемого пласта такова, что на показания зондов в пласте начинают влиять вмещающие породы. Следующая по сложности модель, когда в пласте и во вмещающих породах есть зоны проникновения.

**Уплотненный плохо проницаемый пласт, вмещающие — глинистые.** Сопротивление вмещающих — 2—4 Ом·м, пласта — 100—200 Ом·м.

**Водонасыщенный коллектор, вмещающие — глинистые.** Сопротивление вмещающих — 2—4 Ом·м, пласта — 2—6 Ом·м.

**Нефтенасыщенный коллектор, вмещающие — глинистые.** Сопротивление вмещающих — 2—4 Ом·м, пласта — 4—30 Ом·м.

**Газонасыщенный коллектор, вмещающие — глинистые.** Ситуация последовательно ухудшается по сравнению с водо- и нефтенасыщенными коллекторами, поскольку возрастает контраст УЭС как в зоне проникновения, так и в неизменной части пласта. Сопротивление пласта составляет от 30 до 200 Ом·м.

Возможны также другие комбинации.

**Нефтенасыщенный коллектор, кровля—глинистый пласт, подошва — водонасыщенный пласт.** Распределение УЭС сверху вниз, Ом·м: 2—4; 4—30; 2—6.

**Газонасыщенный коллектор, кровля — глинистый пласт, подошва — водонасыщенный коллектор.** Распределение УЭС сверху вниз, Ом·м: 2—4; 20—300; 2—6.

**Газонасыщенный коллектор, кровля — глинистый пласт, подошва — нефтенасыщенный коллектор.** Распределение УЭС сверху вниз, Ом·м: 2—4; 30—200; 4—30.

# 3

## ОСНОВЫ ТЕОРИИ. СИГНАЛЫ ВИКИЗ В НЕОДНОРОДНЫХ СРЕДАХ

### 3.1. О фокусирующих системах электромагнитного каротажа

Основная цель электромагнитного (в том числе индукционного) каротажа заключается в возможно более точной оценке удельных электрических сопротивлений пластов. Для достижения этой цели применяются многокатушечные зонды. Параметры зондов выбираются таким образом, чтобы измеряемый сигнал в основном определялся УЭС неизменной части пласта, а влияние скважины и зоны проникновения было относительно небольшим. Такого рода зонды в каротаже принято называть фокусирующими.

В индукционном каротаже (частоты до 250 кГц) для проектирования зондов используются принципы частотной и геометрической фокусировки, базирующиеся на теории обобщенного геометрического фактора. При геометрической фокусировке моменты катушек и расстояния между ними подбираются таким образом, чтобы существенно уменьшить вклады (геометрические факторы) скважины и измененной проникновением прискважинной области. Другим, менее распространенным способом фокусировки является измерение двухчастотной разности реальных частей э.д.с. или мнимой составляющей э.д.с. Улучшение радиальных характеристик фокусирующих зондов приводит к увеличению влияния на сигнал вмещающих пород. Особенно это становится заметным, когда мощность пласта сравнима с длиной зонда. Другой особенностью фокусирующих систем является значительное уменьшение уровня измеряемого сигнала. Таким образом, при их проектировании требуется найти компромисс между двумя альтернативными условиями: для улучшения радиальных характеристик необходимо понижать частоту или увеличивать длину зонда, а для улучшения вертикальных характеристик и увеличения измеряемого сигнала необходимо повышать частоту и укорачивать зонд. Все широко используемые зонды индукционного каротажа (6Ф1, 6Ф1М, 8И1.4) спроектированы с учетом этих противоречивых требований.

Принципиально иным является принцип фокусировки переменного электромагнитного поля в области высоких частот. Было установлено, что относительная разность амплитуд или фаз, измеренных в двух близко расположенных катушках, очень слабо зависит от параметров скважины даже на очень высоких частотах (до 15 МГц). Таким образом, измерение разности фаз позволяет выполнить сразу два требования: исключить влияние скважины, не утратив при этом хорошего вертикального разрешения. Применение высоких частот приводит к высоким уровням сигналов даже в относительно пло-



хо проводящей (до 120 Ом·м) среде, что расширяет диапазон определяемых удельных электрических сопротивлений.

### 3.2. Разность фаз и ее связь с удельным электрическим сопротивлением однородной изотропной среды. Кажущиеся сопротивления

В высокочастотных методах при измерении относительных характеристик используются трехкатушечные зонды. Такой зонд состоит из одной генераторной (Г) и двух измерительных (И<sub>1</sub>, И<sub>2</sub>) катушек. Все катушки соосны. Измерительные элементы располагаются по одну сторону от генератора. Генераторная катушка питается переменным гармоническим током

$$J = J_0 e^{-i\omega t}.$$

Здесь  $\omega$  — круговая частота,  $J_0$  — амплитуда,  $i = \sqrt{-1}$  — мнимая единица. Момент генераторной катушки  $M_i$  определяется током, площадью витка  $S$  и количеством витков  $n_i$ :

$$M_i = J n_i S.$$

Моменты измерительных катушек  $M_r$  определяются площадью витка и числом витков  $n_r$ :

$$M_r = n_r S.$$

Расстояние между центрами генераторной и дальней измерительной И<sub>1</sub> катушек называется длиной зонда  $L_1$ . Относительное расстояние между центрами измерительных катушек  $\Delta L/L_1$  называют базой зонда.

$H_j \gg \frac{\sqrt{M_i}}{2\pi L_j} e^{ikL_j} (1 - ikL_j)$  Переменный ток в генераторной катушке возбуждает в однородной проводящей среде переменное электромагнитное поле. Если расстояния между генераторной и измерительными катушками существенно превышает их размер ( ), все катушки можно заменить магнитными диполями. В этом случае магнитное поле в центрах измерительных катушек описывается выражением:

Здесь  $k$  — волновое число, которое связано с параметрами среды следующим соотношением:

$$k = \sqrt{i\omega\mu\sigma + \varepsilon\mu\omega^2},$$

$\sigma = 1/\rho$  — электропроводность,  $\rho$  — удельное электрическое сопротивление;  $\mu = \mu_0 \mu^*$ ,  $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$  Гн/м,  $\mu^*$  — относительная магнитная проницаемость;  $\varepsilon = \varepsilon_0 \varepsilon^*$ ,  $\varepsilon_0 = 8,85 \cdot 10^{-12}$  Ф/м,  $\varepsilon^*$  — относительная диэлектрическая проницаемость.

В  $j$ -й измерительной катушке наводится э.д.с.

$$e_j = - \frac{\partial \Phi_j}{\partial t},$$

где  $\Phi_j = \mu M_{r_j} H_j$  — магнитный поток.

Фаза магнитного поля или э.д.с. в измерительной катушке описывается выражением

При выполнении условия квазистационарности в немагнитной среде ( $\omega\varepsilon\rho < 0,1$ ;  $\rho \leq 150$  Ом·м,  $\varepsilon^* \leq 5-10$ ,  $\mu^*=1$ ) волновое число  $k$  преобразуется к следующему виду:

Здесь  $f_m$  — частота в МГц.

В этом случае разность фаз между э.д.с. в двух катушках

$$\Delta\varphi = \rho_1 \delta L_1 - \operatorname{arctg} \frac{\rho_1 \delta L_1}{1 + \rho_1(2 - \delta L_1) + 2\rho_1^2(1 - \delta L_1)}.$$

Здесь  $\Delta L = L_1 - L_2$ ,  $\delta L_1 = \Delta L / L_1$ .

Эта зависимость является базовой для проектирования изопараметрических зондов. Из представленного выражения видно, что разность фаз в однородной среде будет одинакова и зависит только от УЭС среды, если выполняются два условия:

$$\sqrt{f}L_1 = \operatorname{const}, \quad \frac{\Delta L}{L_1} = \operatorname{const}.$$

Трехкатушечные зонды, для которых выполняются эти условия, называются изопараметрическими.

В аппаратуре ВИКИЗ выбраны следующие значения изопараметров:

$$\sqrt{f}L_1 = \sqrt{3,5} \cdot 10^3, \quad \frac{\Delta L}{L_1} = 0,2,$$

где  $f$  — частота в Гц. Для этих значений изопараметров на рис. 3.1 приведена зависимость измеряемой разности фаз  $\Delta\varphi$  от УЭС однородной среды. Как видно из рисунка, существует однозначная связь между величинами  $\Delta\varphi$  и  $\rho$ , которая применяется для введения кажущегося сопротивления  $\rho_k$ . Отметим, что в однородной среде показания всех зондов ВИКИЗ соответствуют одному значению кажущегося сопротивления, равному УЭС среды ( $\rho_k = \rho$ ).

Поскольку реальные измерения содержат погрешности, проанализируем влияние ошибок измерения сигналов на кажущееся сопротивление. Как известно, относительная ошибка определения кажущегося сопротивления  $\delta\rho_k$  связана с относительной ошибкой измерения  $\delta\Delta\varphi$  следующим приближенным соотношением:

$$\delta\rho_k \approx k_\rho \Delta\varphi, \quad \eta_\rho = \frac{\partial \ln |\Delta\varphi|}{\partial \ln \rho}, \quad k_\rho = \frac{1}{\eta_\rho}.$$

Величина  $k_\rho$  называется коэффициентом усиления относительной ошибки измерения,  $\eta_\rho$  — чувствительностью измеренного сигнала  $\Delta\varphi$  к сопротивлению среды  $\rho$ .

На рис. 3.2 приведены зависимости чувствительности  $\eta_\rho$  и коэффициента усиления ошибки от УЭС однородной среды. Как видно из этих графиков, наименьшие значения  $k_\rho$  (1,3—1,5) наблюдаются для хорошо проводящей ( $\rho \approx 1-10$  Ом·м) среды. Наибольшее увеличение относительной ошибки (1,9—2,0) происходит при

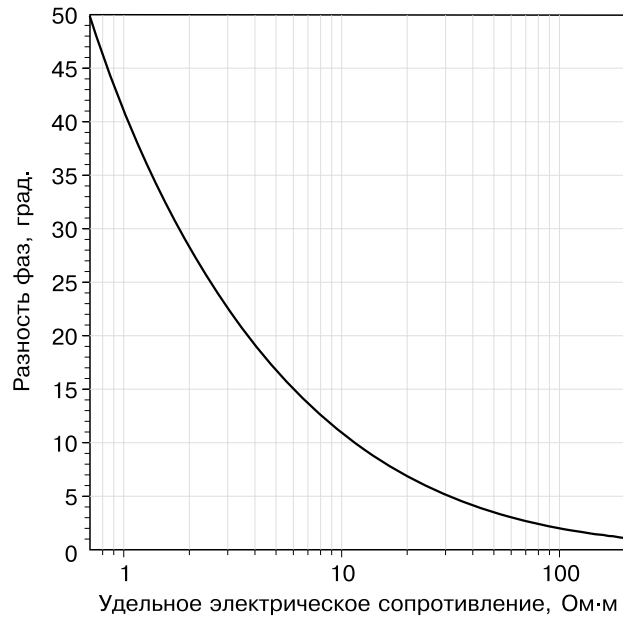
пересчете разности фаз в кажущееся сопротивление в плохопроводящих ( $\rho > 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ) средах.

При больших сопротивлениях среды на высоких частотах появляется зависимость измеряемого сигнала от диэлектрической проницаемости. Для длинных зондов ВИКИЗ при обычных сопротивлениях терригенных отложений и бурового раствора условия квазистационарности (малости влияния  $\varepsilon$ ) выполняются с высокой точностью. Однако для самого короткого зонда, расположенного в высокоомных породах, возможно влияние на сигнал диэлектрической проницаемости. На рис. 3.3, 3.4 приведены графики зависимости величин  $\Delta\varphi_\varepsilon$  и  $\Delta\varphi_0$  от УЭС однородной среды для различных значений относительной диэлектрической проницаемости  $\varepsilon^*$  ( $\Delta\varphi_\varepsilon$  — разность фаз с учетом  $\varepsilon^*$ ,  $\Delta\varphi_0$  — разность фаз в квазистационарном приближении).

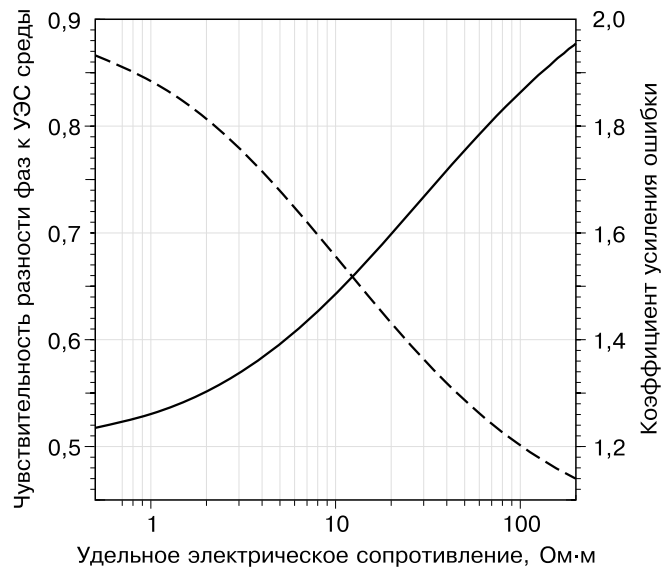
Для типичных глин с сопротивлением не более  $4 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ , даже при  $\varepsilon^*=40$ , относительный вклад волновых процессов в сигнал на коротком зонде не превышает  $5\text{--}7\%$ . В пластах-коллекторах сигнал самого короткого зонда определяется параметрами зоны проникновения. При типичном повышающем проникновении ( $\rho_{\text{зп}} \approx 20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ) относительное влияние  $\varepsilon^*=20$  не превышает  $10\%$  при частоте  $14 \text{ МГц}$ .

Зависимость показаний пяти трехкатушечных зондов на одной глубине от длины главной двухкатушечной пары будем называть кривой зондирования ВИКИЗ. Будем рассматривать кривые двух типов: зависимости разности фаз и кажущегося сопротивления от длины зонда. Совокупность кривых зондирования на разных глубинах образует диаграммы ВИКИЗ. Диаграммы также могут представляться в виде разностей фаз и кажущихся сопротивлений.

В однородной среде показания всех зондов должны совпадать между собой в пределах погрешностей измерения. Если же показания различных зондов различаются



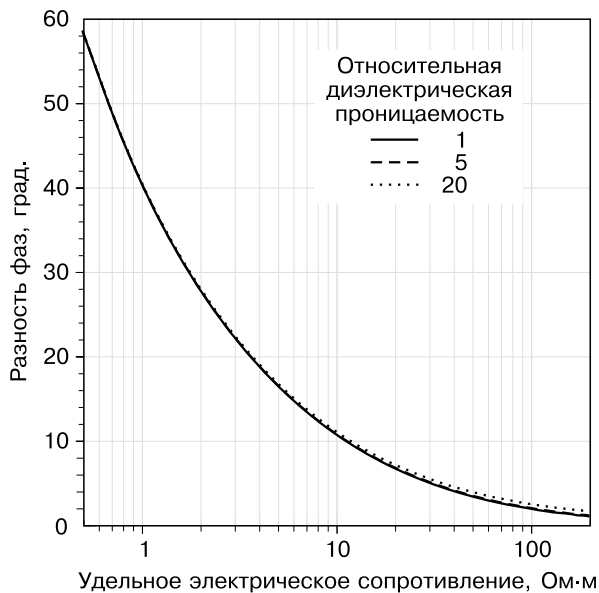
**Рис. 3.1.** Зависимость разности фаз от удельного электрического сопротивления однородной среды.



**Рис. 3.2.** Чувствительность разности фаз к удельному электрическому сопротивлению среды (штрих) и коэффициент усиления ошибки (сплошная) при пересчете измеряемого сигнала в кажущееся сопротивление.



**Рис. 3.3.** Зависимость разности фаз от диэлектрической проницаемости однородной среды (зонд 0,5 м).



**Рис. 3.4.** Зависимость разности фаз от диэлектрической проницаемости однородной среды (зонд 0,7 м).

(т.е. кривая зондирования не представляет собой горизонтальный отрезок прямой), то это свидетельствует о пространственной неоднородности УЭС. Поскольку все зонды имеют разную длину и работают на разных частотах, то основной вклад в измеряемый сигнал вносят токи, текущие в различных областях среды. Причем, чем меньше частота и больше длина, тем больше удалена от зонда область, влияющая на его показания. В частности, если исследуются пласты достаточной мощности (больше длины зонда), то кривая зондирования отражает изменение УЭС в направлении от скважины к неизменной части пласта (так называемое радиальное зондирование). При этом измерение дифференциальной характеристики — разности фаз позволяет подавить влияние прилегающей к зонду области (в частности, скважины).

### 3.3. Анализ чувствительностей: связь между погрешностями измерения и инверсии

В зондах ВИКИЗ измеряется пять разностей фаз:  $\Delta\varphi_i$  ( $i=1, \dots, 5$  от короткого до длинного зонда). Модель среды характеризуется вектором параметров  $\vec{p} = \{p_1, p_2, \dots, p_m\}$ , где  $m$  — число модельных параметров. Например, в модели скважина — зона проникновения — пласт их пять: УЭС бурового раствора, радиус скважины, УЭС зоны проникновения, внешний радиус зоны проникновения, УЭС пласта.

Как известно, чувствительность  $\eta_{ij}$  измеряемой в  $i$ -м зонде разности фаз  $\Delta\varphi_i$  к  $j$ -му параметру  $p_j$  определяется следующим выражением:

$$(3.1)$$

При небольших вариациях параметров можно записать соотношение между относительными изменениями модельных параметров  $\delta \vec{p}$  и сигналов :

$$(3.2)$$

где  $\vec{\delta \Delta \varphi} = \{\delta \Delta \varphi_1, \delta \Delta \varphi_2, \dots, \delta \Delta \varphi_5\}$  — вектор относительных погрешностей измеряемых разностей фаз,  $\vec{\delta p} = \{\delta p_1, \delta p_2, \dots, \delta p_m\}$  — вектор относительных погрешностей определения модельных параметров. Матрица размерностью  $(5 \times m)$  называется матрицей чувствительностей:

$$\hat{D} = \left\{ \frac{\partial \ln \Delta \varphi_i}{\partial \ln p_j} \right\}, \quad i = 1, \dots, 5; \quad j = 1, \dots, m. \quad (3.3)$$

Исходя из выражения (3.2), можно оценить относительные ошибки определения параметров модели, если известны относительные ошибки измерения разностей фаз:

$$(3.4)$$

Здесь  $\hat{D}^T$  означает транспонированную матрицу  $\hat{D}$ .

Соотношение (3.4) является базовым для анализа радиальных и вертикальных характеристик, а также для оценки качества инверсии диаграмм и кривых зондирования.

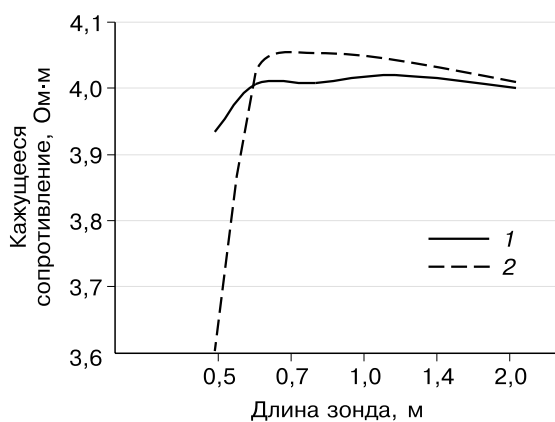
### 3.4. Типичные кривые зондирования

Одной из основных задач ВИКИЗ является оценка радиального распределения удельного электрического сопротивления от скважины до неизменной части пласта. Эта задача решается с использованием кривых зондирования. Как уже указывалось, принцип радиального зондирования основан на повышении глубинности зондов с увеличением их длины и уменьшением частоты, а также измерении разности фаз, слабо зависящей от параметров скважины.

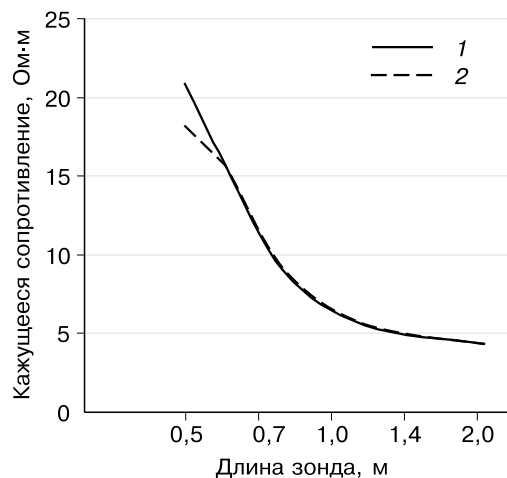
В чистом виде радиальные зондирования возможны только для пластов достаточной мощности, на измерения в которых слабо влияют перекрывающие и подстилающие отложения. Здесь рассмотрены именно такие ситуации и поэтому для теоретических расчетов использованы цилиндрически-слоистые модели.

**Глинистый низкоомный пласт, вскрытый скважиной** (рис. 3.5). Зона проникновения либо мала, либо совсем отсутствует. При расчете кривых учтено, что глины характеризуются высокой диэлектрической проницаемостью ( $\epsilon^* \approx 40$ ), которая может влиять на показания двух коротких зондов. Кажущиеся сопротивления для всех зондов, кроме самого короткого, совпадают с истинным сопротивлением пласта. На показания самого короткого зонда оказывает влияние скважина. Но даже для хорошо проводящего бурового раствора это влияние не превосходит 10 %. Отметим, что влияние хорошо проводящего бурового раствора приводит к завышению кажущегося сопротивления по сравнению с истинным. Это объясняется тем, что для сильноконтрастной по сопротивлению среды трансформация в  $\rho_k$  по однородной среде не является адекватной.

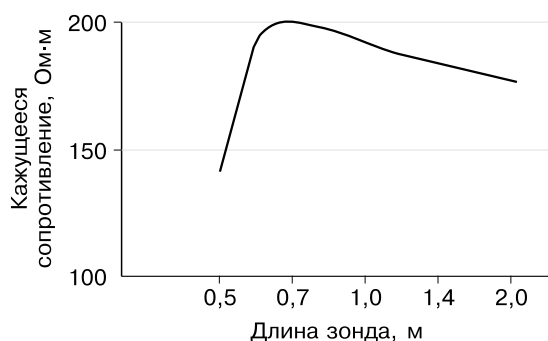
**Уплотненный малопроницаемый высокоомный пласт, вскрытый скважиной** (рис. 3.6). Зона проникновения мала либо отсутствует. В этом случае влияние скважины проявляется на показаниях практически всех зондов. Причем проводящая скважина занижает (до 25 %) кажущиеся сопротивления по сравнению с истинным. Занижение ка-



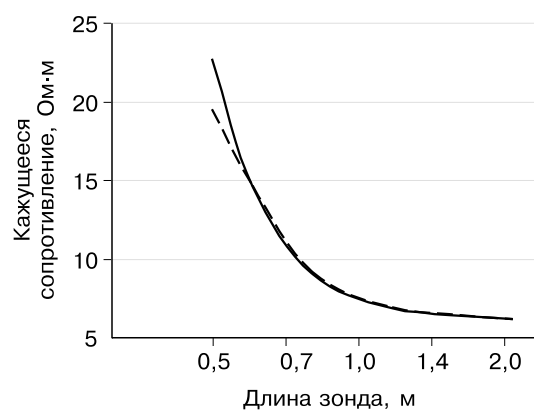
**Рис. 3.5.** Кривые зондирования в глинах без проникновения ( $\rho_n = 4$  Ом·м,  $r_c = 0,108$  м),  $\rho_c = 2,0$  (1),  $0,5$  Ом·м (2).



**Рис. 3.7.** Кривые зондирования в водонасыщенном коллекторе с повышающим проникновением ( $\rho_{zn} = 20$  Ом·м,  $r_{zn} = 0,6$  м,  $\rho_n = 4$  Ом·м). Ост. усл. обозн. см. рис. 3.5.



**Рис. 3.6.** Кривые зондирования в уплотненном высокоомном пласте без проникновения ( $\rho_n = 200$  Ом·м).

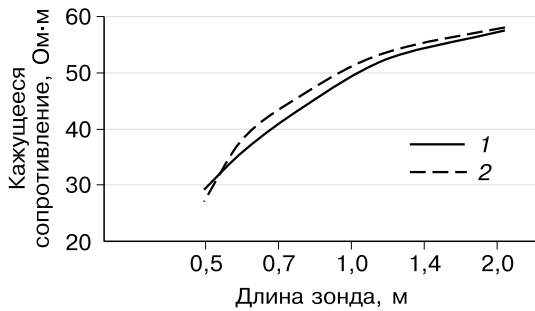


**Рис. 3.8.** Кривые зондирования в нефтенасыщенном коллекторе с повышающим проникновением ( $\rho_{zn} = 30$  Ом·м,  $r_{zn} = 0,5$  м,  $\rho_n = 6$  Ом·м).

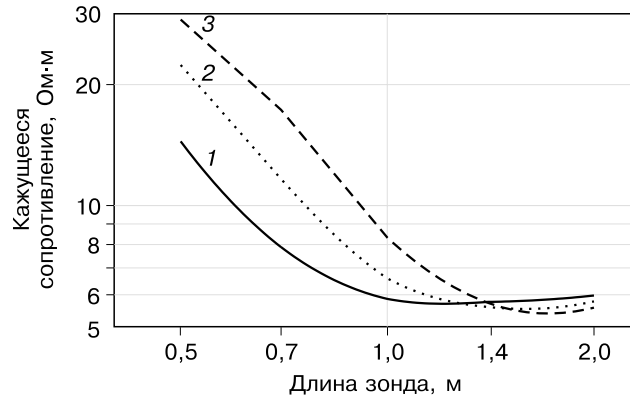
жущихся сопротивлений на длинных зондах обусловлено либо влиянием диэлектрической проницаемости пород в высокоомных пластах, либо использованием трансформации по однородной среде в сильноконтрастном разрезе.

#### **Водонасыщенный коллектор с повышающим проникновением** (рис. 3.7).

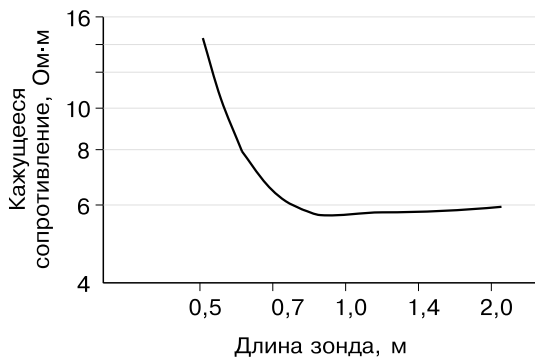
Кривая зондирования отражает радиальное распределение УЭС. Кажущиеся сопротивления двух коротких зондов определяются в основном УЭС зоны проникновения. УЭС бурового раствора практически не влияет на показания четырех длинных зондов. Сильнопроводящий раствор (до  $0,02$  Ом·м) обуславливает снижение кажущегося сопротивления для самого короткого зонда примерно на 7%. Показания же двух длинных зондов близки к истинному сопротивлению пласта. Такие кривые зондирования позволяют выполнять достоверную качественную оценку характера насыщения пластов.



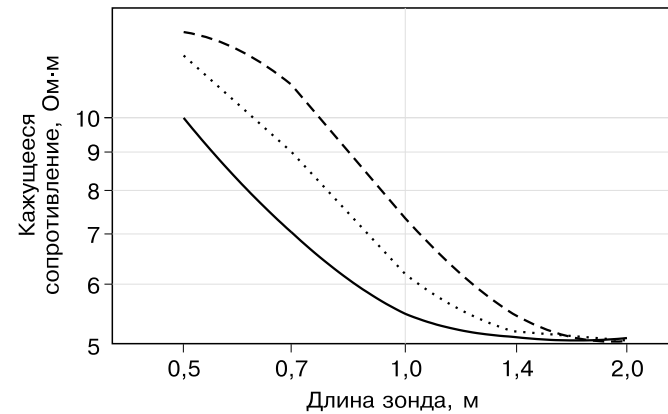
**Рис. 3.9.** Кривые зондирования в газонасыщенном коллекторе с понижающим проникновением ( $\rho_3 = 30 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $r_3 = 0,7 \text{ м}$ ,  $\rho_{\text{п}} = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $r_{\text{с}} = 0,108 \text{ м}$ ).  $\rho_{\text{с}} = 2,0 \text{ (1)}, 0,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  (2).



**Рис. 3.11.** Кривые зондирования в зависимости от положения окаймляющей зоны ( $\rho_{\text{зп}} = 30 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $\rho_{\text{ос}} = 3,1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $\rho_{\text{п}} = 6,2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ). Радиус зоны проникновения и окаймляющей зоны, м: 1—0,42, 0,54; 2—0,52, 0,68; 3—0,62, 0,68.



**Рис. 3.10.** Кривые зондирования в нефтенасыщенном коллекторе с повышающим проникновением и окаймляющей зоной ( $\rho_{\text{зп}} = 30 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $r_{\text{зп}} = 0,4 \text{ м}$ ,  $\rho_{\text{ос}} = 3 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $r_{\text{ос}} = 0,5 \text{ м}$ ,  $\rho_{\text{п}} = 6 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ).



**Рис. 3.12.** Кривые зондирования в зависимости от положения окаймляющей зоны ( $\rho_{\text{зп}} = 12 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $\rho_{\text{ос}} = 3,7 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $\rho_{\text{п}} = 5,2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ). Ост. усл. обозн. см. рис. 3.11.

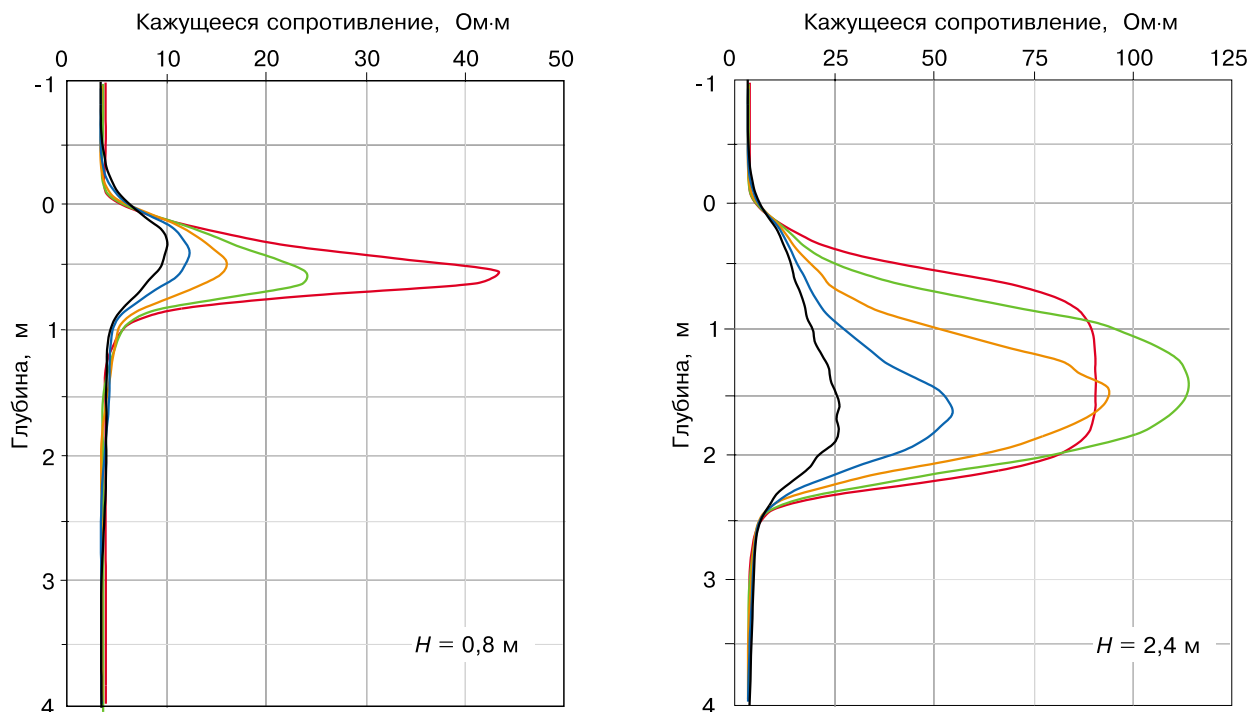
**Нефтенасыщенный коллектор с повышающим проникновением** (рис. 3.8). Кривые зондирования, как и в предыдущем случае, отражают истинное распределение УЭС. Кажущиеся сопротивления двух коротких зондов обусловлены преимущественно УЭС зоны проникновения. Влияние хорошо проводящего (до  $0,02 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ) бурового раствора проявляется в снижении кажущегося сопротивления для двух коротких зондов примерно на 12 %. Показания двух длинных зондов близки между собой и УЭС незатронутой части пласта. В этой ситуации также возможно проведение достоверной качественной оценки характера насыщения коллектора.

**Газонасыщенный коллектор с понижающим проникновением** (рис. 3.9). Кривые зондирования отражают повышение сопротивления от скважины к неизменной части пласта. Показания двух коротких зондов близки к УЭС зоны проникновения, в то время как кажущиеся сопротивления для двух длинных зондов практически полностью определяются УЭС пласта.

Как уже отмечалось, одним из возможных признаков нефтенасыщенного коллектора является наличие узкой хорошо проводящей окаймляющей зоны.

**Нефтенасыщенный коллектор с повышающим проникновением и окаймляющей зоной** (рис. 3.10). При наличии окаймляющей зоны возможна смена типа кривой зондирования: от монотонной к инвертированной (с экстремумом). При этом кажущиеся сопротивления на коротких зондах существенно ниже, чем УЭС зоны проникновения, но значительно превосходят УЭС окаймляющей зоны. Кажущееся сопротивление для длинного зонда совпадает с УЭС пласта.

На рис. 3.11 показаны изменения кривых зондирования при разных положениях окаймляющей зоны. По мере удаления окаймляющей зоны от скважины минимум кривой зондирования смещается в область все более длинных зондов. В то же время происходит постепенное увеличение кажущихся сопротивлений для коротких зондов, которые все более приближаются к УЭС зоны проникновения. Окаймляющая зона диагностируется минимумом на кривой зондирования. Отметим, что этот признак наблюдается только при больших контрастах УЭС зоны проникновения и УЭС окаймляющей зоны. То есть окаймляющую зону можно выделить на кривых зондирования, если УЭС фильтрата бурового раствора и пластовой воды сильно различаются. На рис. 3.12 приведены кривые зондирования при сравнительно небольшом контрасте  $\rho_{зп}$  и  $\rho_{оз}$ . В этом случае кривые становятся монотонно убывающими и на них отсутствует минимум, обусловленный окаймляющей зоной.



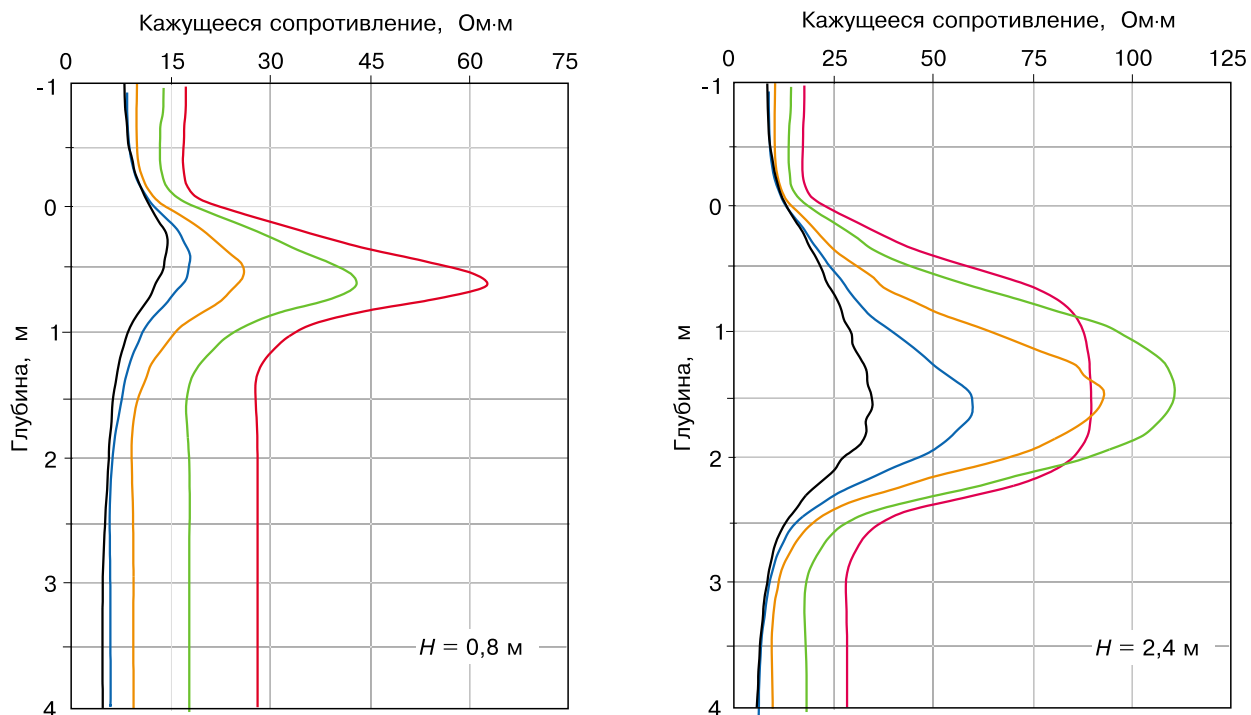
**Рис. 3.13.** Диаграммы для модели глина — уплотненный пласт — глина. Длина зонда, м: 0,5 — красный, 0,7 — зеленый, 1,0 — коричневый, 1,4 — синий, 2,0 — черный.



### 3.5. Типичные диаграммы

Одной из основных задач ВИКИЗ является расчленение разреза. Рассмотрим элементы диаграмм, отражающие типичные геоэлектрические ситуации и связанные с выделением тех или иных элементов разреза. Синтетические диаграммы рассчитаны для двумерной модели (см. рис. 2.11) для двух мощностей пласта  $H = 0,8$  м и 2,4 м.

**Уплотненный малопроницаемый пласт в глинистых отложениях** (рис. 3.13,  $\rho_{\text{вм}}^{(1)} = 3,5$  Ом·м,  $\rho_{\text{вм}}^{(2)} = 6$  Ом·м,  $h = 0,2$  м,  $\rho_{\text{п}} = 100,0$  Ом·м,  $\rho_{\text{г}} = 3,5$  Ом·м,  $\rho_{\text{г}} = 6$  Ом·м,  $h = 0,2$  м). Диаграммы отражают истинное распределение сопротивлений по вертикали. В маломощном пласте кажущиеся сопротивления занижены так, что  $\rho_{\text{к}}$  ни для одного из зондов не выходит на значение УЭС пласта. В центральной части мощного пласта показания короткого зонда выходят на постоянное значение, примерно на 20 % превышающее УЭС пласта. Наблюдаются отличия в диаграммах для маломощного и мощного пластов в интервале перехода через кровлю пласта. Они связаны с тем, что в первой модели есть точки профилирования, в которых генераторные и приемные катушки располагаются в перекрывающихся и подстилающих породах. Асимметрия диаграмм относительно центра пласта обусловлена несимметричностью трехкатушечных зондов. Степень асимметрии диаграммы увеличивается для более длинных зондов. Отметим, что если в маломощном пласте максимальные показания расположены практически на одной глубине, то в мощном они расходятся примерно на 0,5 м. Кажущееся сопротивление на длинном зонде существенно занижено, в основном из-за влияния хорошо проводящих вмещающих отложений.



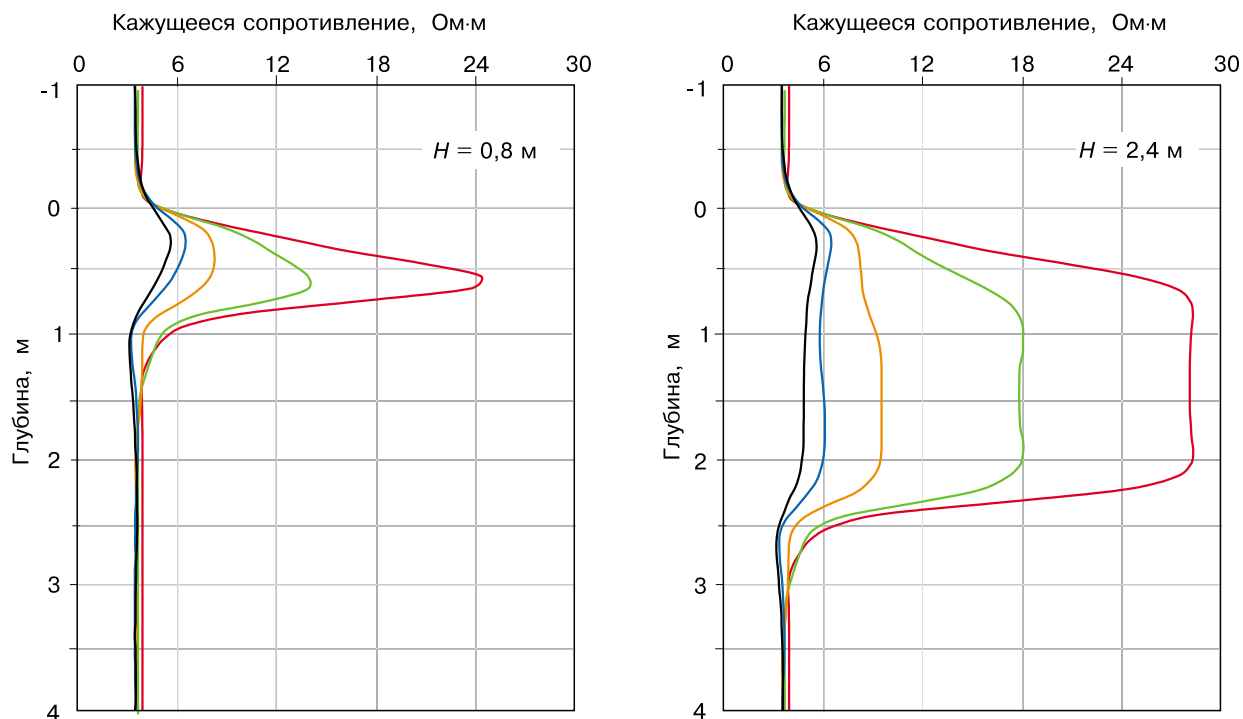
**Рис. 3.14.** Диаграммы для модели нефтенасыщенный пласт — уплотненный пласт — водонасыщенный пласт.

Усл. обозн. см. рис. 3.13.

**Уплотненный малопроницаемый пласт, перекрытый глиной и подстилаемый водонасыщенным коллектором** (рис. 3.14,  $\rho_{\text{г}} = 3,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $\rho_{\text{к}} = 6 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $h = 0,2 \text{ м}$ ,  $\rho_{\text{п}} = 100,0 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $\rho_{\text{г}} = 4,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $\rho_{\text{к}} = 30 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $h = 0,6 \text{ м}$ ). В отличие от предыдущей модели вмещающие отложения различаются по УЭС. Диаграммы для длинных зондов аналогичны изображенным на рис. 3.13, с тем лишь отличием, что под пластом их кажущиеся сопротивления выходят на сопротивление водонасыщенного коллектора. Уменьшение влияния вмещающих по сравнению с предыдущей моделью приводит к увеличению  $\rho_{\text{к}}$  для коротких зондов.

**Водонасыщенный коллектор в глинистых отложениях** (рис. 3.15,  $\rho_{\text{г}} = 3,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $\rho_{\text{к}} = 6 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $h = 0,2 \text{ м}$ ,  $\rho_{\text{п}} = 4,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $\rho_{\text{к}} = 30 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $h = 0,6 \text{ м}$ ,  $\rho_{\text{г}} = 3,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $\rho_{\text{к}} = 6 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $h = 0,2 \text{ м}$ ). Диаграммы отражают истинное распределение сопротивлений по разрезу, но в то же время несимметричны относительно центра пласта. Кажущиеся сопротивления для длинного зонда даже в маломощном пласте близки к его истинному сопротивлению. Наиболее близкие к УЭС пласта значения  $\rho_{\text{к}}$  наблюдаются в интервале над подошвой пласта. Это объясняется тем, что при таких положениях внутри зонда оказывается большая часть или весь исследуемый пласт. Отметим, что при выходе из маломощного пласта наблюдается промежуточная асимптота  $\approx 3,6 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  на интервале, примерно равном длине зонда. Влияние коллектора в покрывающей среде начинает заметно проявляться на длине, примерно равной базе зонда. Диаграммы коротких зондов отражают распределение УЭС в зоне кровли. Положения кровли пластов хорошо оцениваются точкой пересечения диаграмм всех зондов.

**Водонасыщенный коллектор, перекрытый глиной и подстилаемый уплотненными малопроницаемыми породами** (рис. 3.16,  $\rho_{\text{г}} = 3,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $\rho_{\text{к}} = 6 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $h = 0,2 \text{ м}$ ,  $\rho_{\text{п}} = 4,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $\rho_{\text{к}} = 30 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $h = 0,6 \text{ м}$ ,  $\rho_{\text{г}} = 100,0 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ). Диаграммы хорошо отражают распределение УЭС по разрезу. Даже для маломощного пласта кажущиеся

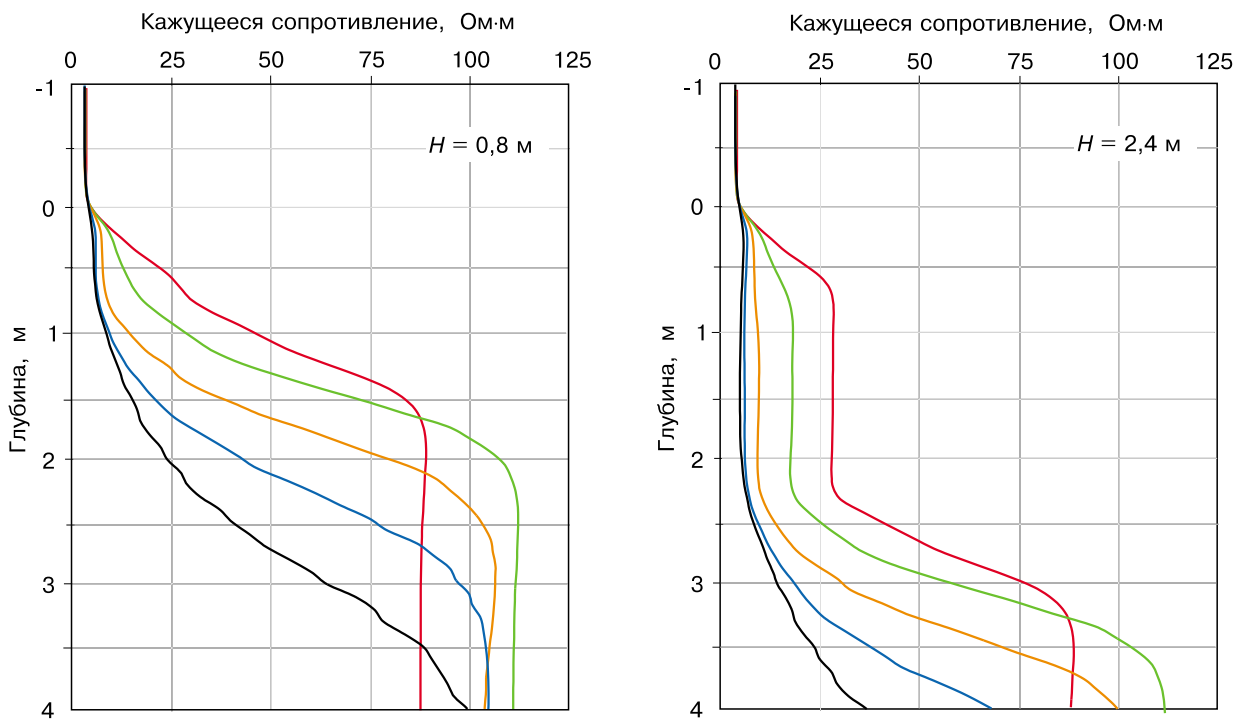


**Рис. 3.15.** Диаграммы для модели глина — водонасыщенный пласт — глина.  
Усл. обозн. см. рис. 3.13.

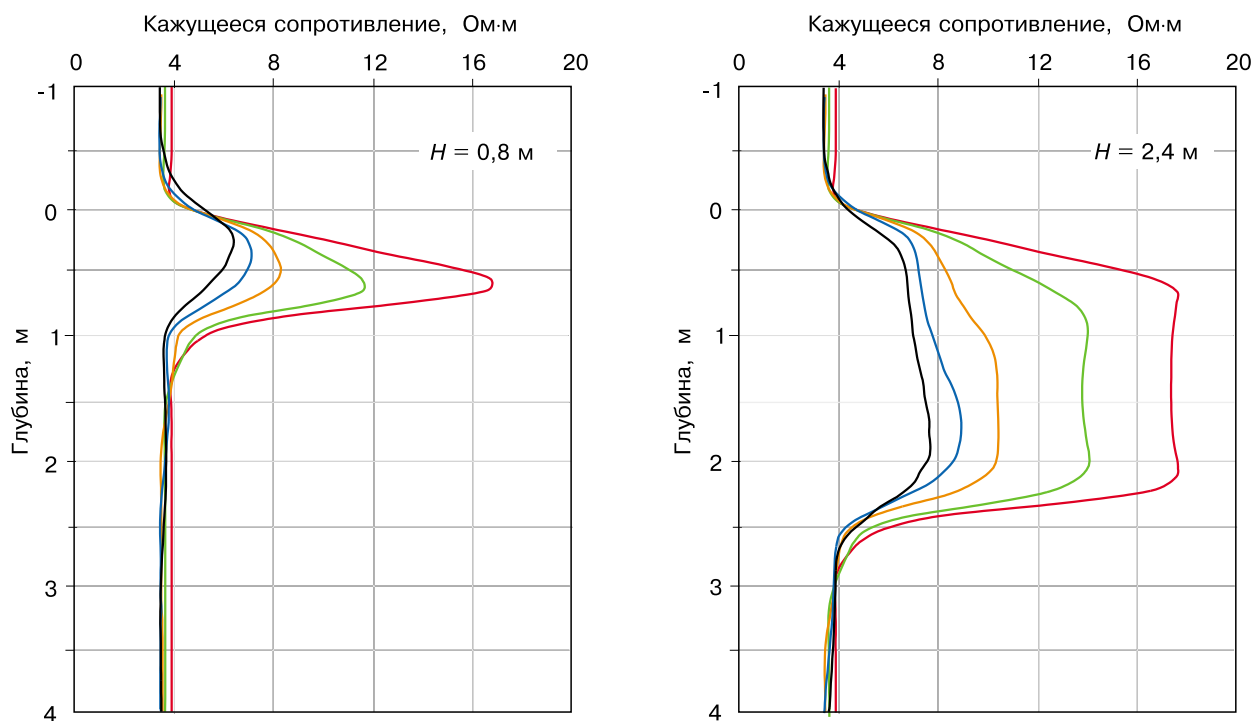
сопротивления для двух длинных зондов близки к УЭС пласта. Кровля пласта отмечается пересечением кривых профилирования. Влияние хорошо проводящей верхней части распространяется в изолирующей среде примерно на длину зонда. Показания короткого зонда в пласте близки к УЭС зоны проникновения.

**Нефтенасыщенный коллектор в глинистых отложениях** (рис. 3.17,  $\rho_{\text{г}} = 3,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $\rho_{\text{п}} = 6 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $h = 0,2 \text{ м}$ ,  $\rho_{\text{п}} = 8 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $\rho_{\text{г}} = 20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $h = 0,5 \text{ м}$ ,  $\rho_{\text{г}} = 3,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $\rho_{\text{п}} = 6 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $h = 0,2 \text{ м}$ ). Диаграммы несимметричны относительно центра пласта и в целом правильно отражают распределение УЭС по разрезу. Интервал совпадения кажущихся сопротивлений и УЭС пласта смещен к его подошве. В тонком слое показания длинного зонда отличаются от значения  $\rho_{\text{п}}$  примерно на 25 %. Кровля пласта совпадает с точкой пересечения кривых профилирования трехкатушечных зондов. При переходе под подошву заметное влияние коллектора на сигнал наблюдается на интервале, примерно равном длине зонда. Существенное влияние коллектора на показания зонда в покрышке проявляется на интервале, примерно равном базе зонда. Показания короткого зонда близки к значению УЭС зоны проникновения.

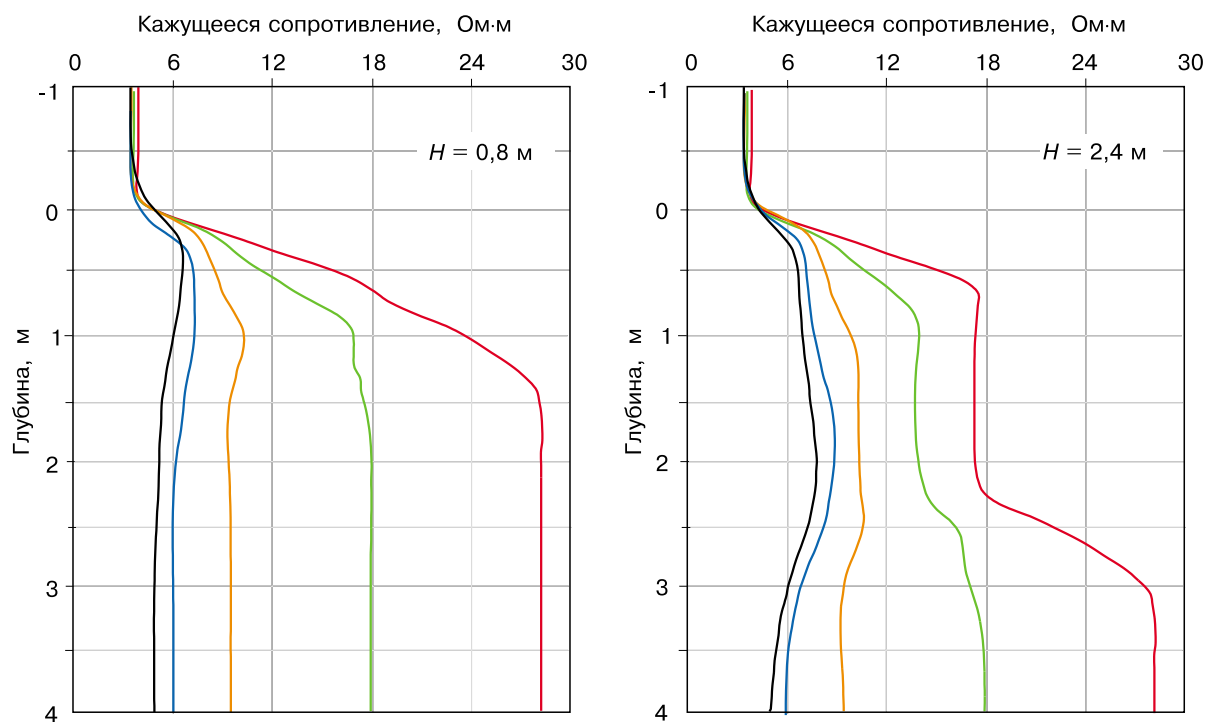
**Водоплавающий нефтенасыщенный коллектор, перекрытый глиной** (рис. 3.18,  $\rho_{\text{г}} = 3,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $\rho_{\text{п}} = 6 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $h = 0,2 \text{ м}$ ,  $\rho_{\text{п}} = 8 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $\rho_{\text{г}} = 20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $h = 0,5 \text{ м}$ ,  $\rho_{\text{г}} = 4,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $\rho_{\text{п}} = 30 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $h = 0,6 \text{ м}$ ). Диаграммы сильно асимметричны относительно центра пласта. Диаграммы длинных зондов в целом правильно отражают истинное распределение УЭС по разрезу. Диаграммы коротких зондов отражают распределение УЭС в прискважинной зоне. Интервал совпадения кажущихся сопротивлений с пластовым примыкает к подошве. В маломощном пласте кажущееся сопротивление для самого длинного зонда не более чем на 25 % отличается от значения  $\rho_{\text{п}}$ . Положение кровли пласта совпадает с точками пересечения кривых профилирования трехкатушечных зондов.



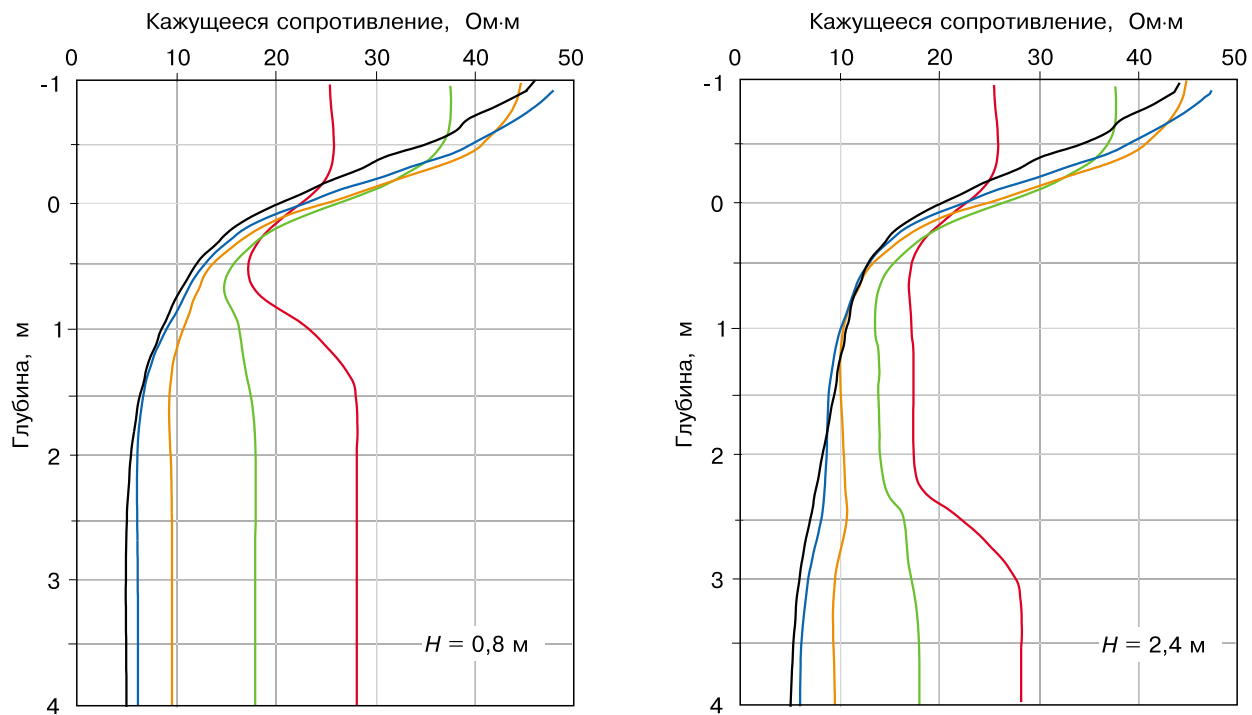
**Рис. 3.16.** Диаграммы для модели глина — водонасыщенный пласт — уплотненный пласт. Усл. обозн. см. рис. 3.13.



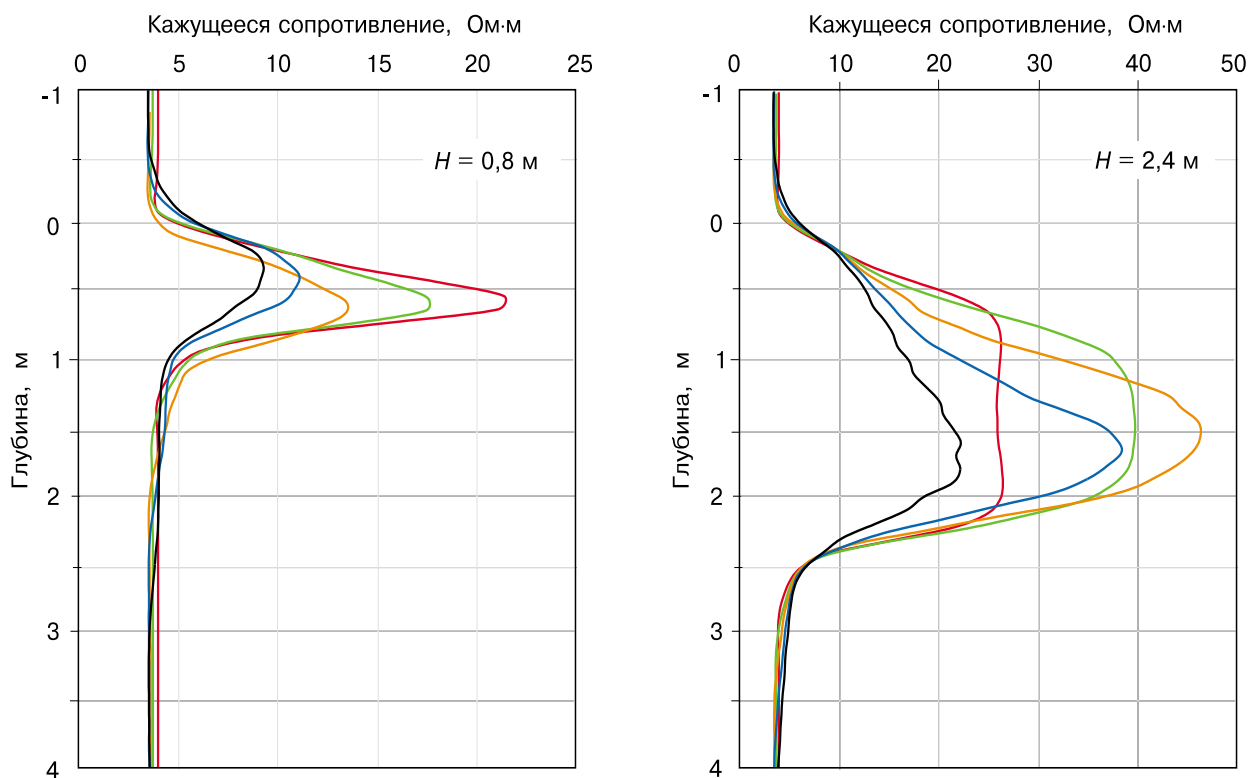
**Рис. 3.17.** Диаграммы для модели глина — нефтенасыщенный пласт — глина.  
Усл. обозн. см. рис. 3.13.



**Рис. 3.18.** Диаграммы для модели глина — нефтенасыщенный пласт — водонасыщенный пласт.  
Усл. обозн. см. рис. 3.13.



**Рис. 3.19.** Диаграммы для модели газонасыщенный пласт — нефтенасыщенный пласт — водонасыщенный пласт. Усл. обозн. см. рис. 3.13.

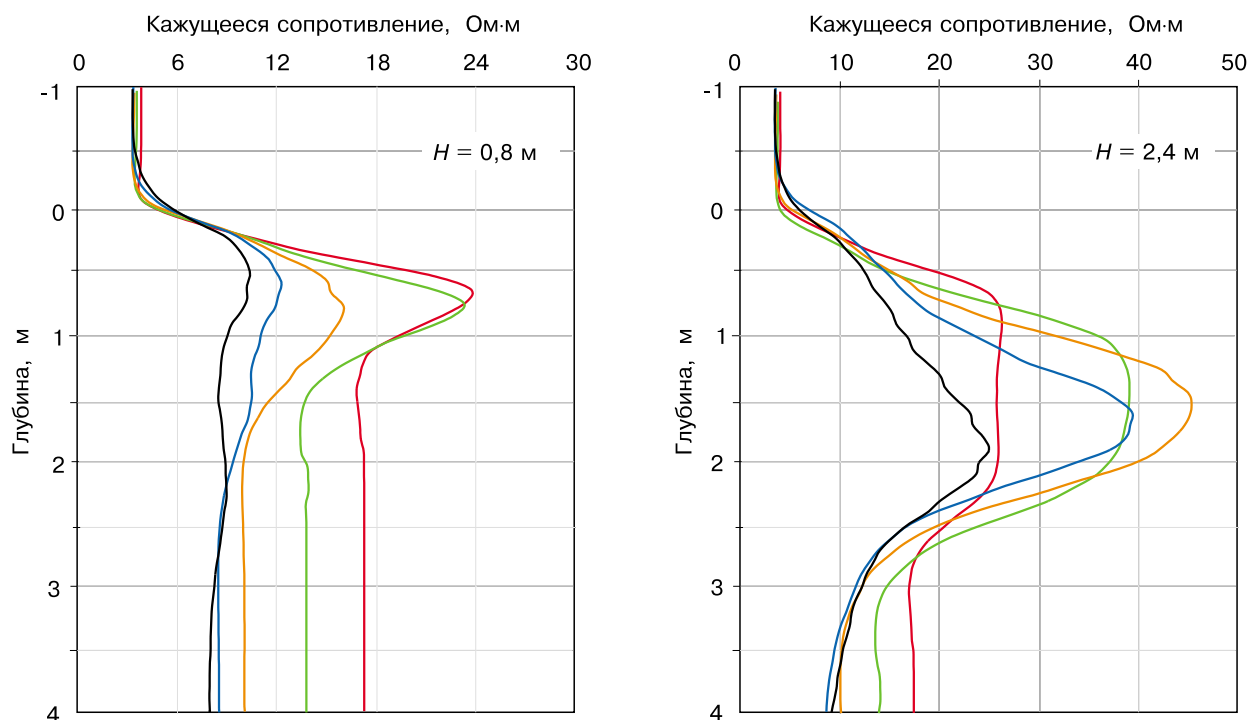


**Рис. 3.20.** Диаграммы для модели глина — газонасыщенный пласт — глина. Усл. обозн. см. рис. 3.13.

**Водоплавающий нефтенасыщенный коллектор, перекрытый газонасыщенными отложениями** (рис. 3.19,  $\rho_n = 50 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $\rho_{гн} = 20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $h = 0,4 \text{ м}$ ,  $\rho_n = 8 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $\rho_{гн} = 20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $h = 0,5 \text{ м}$ ,  $\rho_n = 4,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $\rho_{гн} = 30 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $h = 0,6 \text{ м}$ ). Диаграммы длинных зондов правильно отражают истинное распределение УЭС по разрезу. На диаграммах двух коротких зондов видно распределение УЭС в зоне проникновения. Тонкий пласт практически не выделяется по показаниям трех длинных зондов, которые образуют «переходную зону», а на диаграммах коротких зондов заметен только по различиям в зоне проникновения. Влияние хорошо проводящего коллектора и подошвенного слоя распространяется в газонасыщенном интервале на расстояние, примерно равное полуротора длинам зонда.

**Газонасыщенный коллектор в глинистых отложениях** (рис. 3.20,  $\rho_n = 3,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $\rho_{гн} = 6 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $h = 0,2 \text{ м}$ ,  $\rho_n = 50 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $\rho_{гн} = 20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $h = 0,4 \text{ м}$ ,  $\rho_n = 3,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $\rho_{гн} = 6 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $h = 0,2 \text{ м}$ ). Диаграммы несимметричны относительно центра пласта и правильно отражают истинное сопротивление по вертикали. Кажущиеся сопротивления для всех зондов в маломощном пласте значительно отличаются от УЭС пласта. В то же время, показания зонда 1,4 м в мощном пласте отклоняются не более чем на 10 % от истинного сопротивления пласта. Положение кровли пласта совпадает с практической точностью с точками пересечения кривых профилирования трехкатушечных зондов. При выходе точки записи в подошву кажущиеся сопротивления для всех зондов практически сразу близки к УЭС подстилающей среды.

**Газонасыщенный коллектор, перекрытый глиной и подстилаемый нефтенасыщенным коллектором** (рис. 3.21,  $\rho_n = 3,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $\rho_{гн} = 6 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $h = 0,2 \text{ м}$ ,  $\rho_n = 50 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $\rho_{гн} = 20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $h = 0,4 \text{ м}$ ,  $\rho_n = 8 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $\rho_{гн} = 20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $h = 0,5 \text{ м}$ ). Диаграммы в разрезе с маломощным газовым пластом не выходят на значения, близкие к его сопротивлению. Кажущееся сопротивление для короткого зонда отличается от истинного



**Рис. 3.21.** Диаграммы для модели глина — газонасыщенный пласт — нефтенасыщенный пласт. Усл. обозн. см. рис. 3.13.

примерно на 20 %. Наиболее сложной является кривая профилирования длинного зонда в маломощном пласте, имеющая два экстремума на интервале коллектора. При этом разница между минимальным и максимальным значениями составляет около 1,5 Ом·м.

### 3.6. Общие ограничения электромагнитных методов каротажа

Применение методов индукционного и электромагнитного каротажа должно предваряться оценкой их возможностей в конкретных геоэлектрических ситуациях. Общей основой всех ограничений является несоответствие моделей реальному строению и физическим характеристикам геологической среды, а также наличие погрешностей при реальных измерениях в скважинах. При использовании индукционного возбуждения поля в среде и приема сигналов наибольшие ограничения связаны с изучением плохопроводящих геологических отложений. Наличие высокоомных пород приводит к уменьшению измеряемого сигнала, соответствующему возрастанию отношения шум/сигнал и относительной погрешности измерений. При инверсии таких данных относительные погрешности определения параметров возрастают настолько, что результат становится неопределенным.

Рассмотрим простой пример. Достигнутая в настоящее время в аппаратуре абсолютная точность измерения разности фаз составляет примерно  $0,5^\circ$ . Сигнал в однородной среде при УЭС, равном 300 Ом·м, составляет  $0,77^\circ$  (т.е. относительная погрешность равна примерно 0,65). Коэффициент усиления ошибки при пересчете в кажущееся сопротивление в этом случае составляет 1,11. Следовательно, сопротивление однородной среды будет определяться с относительной погрешностью 0,72 и интервалом неопределенности  $(300 \pm 216)$  Ом·м.

Неблагоприятным для применения ВИКИЗ является сочетание сильнопроводящего бурового раствора (менее 0,01 Ом·м), широкой зоны проникновения с низким УЭС и высокоомного пласта. Для примера оценим возможность определения сопротивления газового пласта ( $\rho_{\text{п}} = 50$  Ом·м) при наличии понижающего проникновения ( $\rho_{\text{зп}} = 0,2$  Ом·м,  $r_{\text{зп}} = 0,7$  м) и при сопротивлении бурового раствора  $\rho_{\text{с}} = 0,005$  Ом·м. Будем полагать, что относительные ошибки измерения составляют 0,03. Средний коэффициент усиления ошибки для инверсии составляет 22,1. Следовательно, относительная погрешность определения УЭС пласта будет около 0,66, что соответствует интервалу неопределенности (17—83) Ом·м.

Аналогичные проблемы по достоверному определению УЭС пласта возникают при широких (сравнимых с длиной зонда) зонах проникновения пониженного сопротивления.

## 4

## АППАРАТУРА, ЕЕ СЕРТИФИКАЦИЯ И МЕТРОЛОГИЧЕСКАЯ ПОВЕРКА

Аппаратура ВИКИЗ обеспечивает измерение разностей фаз между э.д.с., наведенными в измерительных катушках пяти электродинамически подобных трехкатушечных зондов, и потенциала самопроизвольной поляризации ПС.

Габаритные размеры скважинного прибора: диаметр — 0,073 м, длина — 4,0 м. Прибор состоит из зондового устройства, блока электроники и наземной панели.

### 4.1. Пространственная компоновка элементов зондового устройства

В аппаратуре ВИКИЗ используется набор из пяти трехкатушечных зондов. Конструктивно зондовое устройство выполнено на едином стержне и все катушки размещены соосно. Геометрические характеристики зондов представлены в табл. 4.1.

На рис. 4.1 показана схема размещения катушек на зондовом устройстве. Здесь приняты следующие обозначения:  $\Gamma_1, \Gamma_2, \Gamma_3, \Gamma_4, \Gamma_5$  — генераторные катушки;  $I_1, I_2, I_3, I_4, I_5, I_6$  — измерительные катушки.

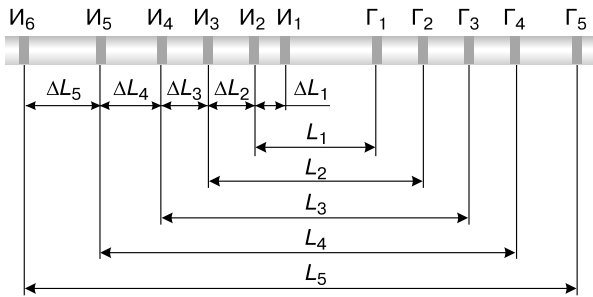
**Таблица 4.1**

Геометрические характеристики зондов

Схема зонда	Длина, м	База, м	Точка записи, м
И6 0.40 И5 1.60 Г5	2,00	0,40	3,28
И5 0.28 И4 1.13 Г4	1,41	0,28	2,88
И4 0.20 И3 0.80 Г3	1,00	0,20	2,60
И3 0.14 И2 0.57 Г2	0,71	0,14	2,40
И2 0.10 И1 0.40 Г1	0,50	0,10	2,26
ПС			3,72

Все генераторные и измерительные катушки зондов меньшей длины размещены между катушками двухметрового зонда.





**Рис. 4.1.** Пятизондовая система. Поясн. см. в тексте.

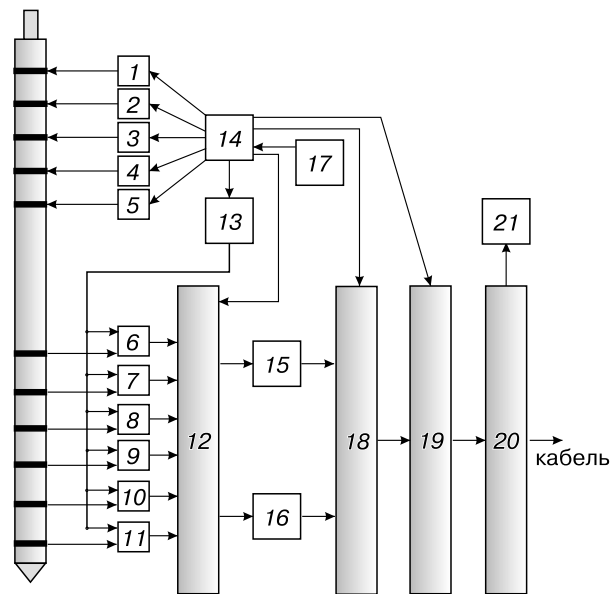
## 4.2. Структурная схема аппаратуры

Структурная схема скважинного прибора представлена на рис. 4.2. Блок электроники обеспечивает поочередную работу зондов. Первой включается генераторная катушка  $\Gamma_1$  и измеряется разность фаз между э.д.с., наведенными в измерительных катушках  $I_1, I_2$ . Второй включается катушка  $\Gamma_2$  и измеряется разность фаз между э.д.с., наведенными в измерительных катушках  $I_2, I_3$ . Далее поочередно включаются генераторные катушки остальных зондов.

Электронная схема содержит: усилители мощности — 1—5; смесители — 6—11; аналоговый коммутатор — 12; перестраиваемый гетеродин — 13; устройство управления скважинным прибором — 14; усилители промежуточной частоты — 15, 16; опорный кварцевый генератор — 17; широкополосный фазометр — 18; передатчик телесистемы — 19; выходное устройство — 20; блок питания — 21.

Смесители расположены в зондовом устройстве рядом с измерительными катушками. Там же установлен аналоговый коммутатор. Остальные элементы схемы расположены в блоке электроники.

Скважинный прибор подключается к наземной панели с помощью трехжильного кабеля. При регистрации на компьютеризированную каротажную станцию функции наземной панели может выполнять соответствующая программа.



**Рис. 4.2.** Структурная схема скважинного прибора. Поясн. см. в тексте.

Наземная панель — автономная микропроцессорная система, которая выполняет следующие основные функции:

- обеспечивает питание скважинного прибора;
- принимает цифровые сигналы от скважинного прибора;
- учитывает сигналы «нули воздуха» (фазовые сдвиги в непроводящей среде);
- трансформирует принятые сигналы в значения нормированной разности фаз;
- преобразует результаты обработки в аналоговые сигналы (если используются аналоговые регистраторы);

- передает результаты обработки по стандартному последовательному интерфейсу RS-232;
- отображает на светодиодном индикаторе коды текущих режимов и результаты измерений.

Наземная панель состоит из следующих блоков (рис. 4.3):

- микроконтроллера;
- формирователя входного сигнала;
- 5-канального ЦАПа;
- интерфейса RS-232;
- энергонезависимого ОЗУ;
- светодиодного индикатора;
- блока управления;
- фильтра сигнала ПС (ФПС);
- сетевого источника питания;
- источника питания для скважинного прибора.

Микроконтроллер обеспечивает общее управление панелью.

Формирователь сигнала отделяет информационный сигнал от напряжения питания зонда (они передаются по одной жиле кабеля), а также преобразует его в последовательность прямоугольных импульсов с уровнями транзисторно-транзисторной логики.

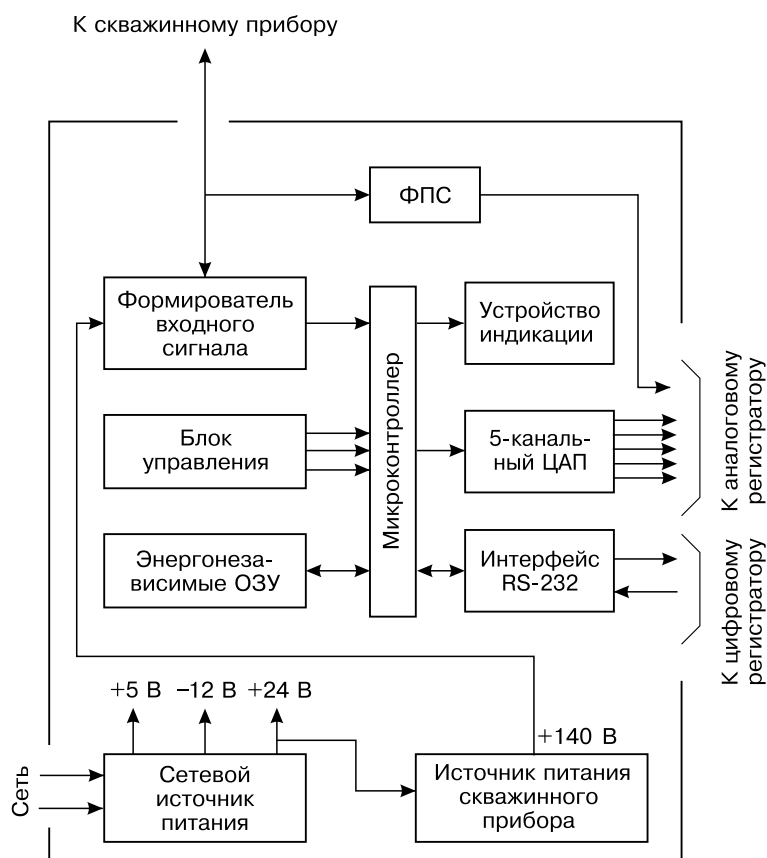


Рис. 4.3. Структурная схема наземной панели.

Для аналоговых регистраторов 5-канальный ЦАП формирует напряжения постоянного тока, пропорциональные измеренным значениям разности фаз.

Интерфейс RS-232 предназначен для передачи измеренных значений в цифровом коде.

Энергонезависимое ОЗУ обеспечивает хранение значений «нулей воздуха» скважинного прибора, которые учитываются при каждом измерении.

Индикаторный светодиодный модуль отображает результаты измерений, а также коды текущих режимов работы.

Фильтр сигнала ПС осуществляет низкочастотную фильтрацию.

Сетевой источник питания преобразует сетевое напряжение в ряд постоянных напряжений +5 В, +24 В и -12 В, которые используются для питания собственно элементов панели.

Источник питания скважинного прибора преобразует выходное напряжение сетевого источника (+24 В) в напряжение постоянного тока (+140 В).

### 4.3. Схема функционирования скважинного прибора и наземной панели

Скважинный прибор работает следующим образом (см. рис. 4.2). Сигнал, стабилизированный по частоте, с опорного генератора 17 поступает в устройство управления скважинным прибором 14, в котором вырабатываются сигналы, управляющие генераторными частотами. По команде из того же устройства 14 через усилитель мощности 1 на катушку  $\Gamma_1$  первого зонда подается рабочая частота. По команде из устройства 14 настраивается частота гетеродина 20, смещенная относительно генераторной частоты на величину промежуточной частоты  $\Delta f$ . Переменный ток в генераторной катушке возбуждает в окружающей среде электромагнитное поле. Это поле наводит в измерительных катушках  $I_1$ — $I_6$  э.д.с., зависящие от электрофизических свойств горных пород. Эти э.д.с. передаются на входы смесителей 6—11, а на их вторые входы поступает сигнал гетеродинной частоты. На выходе смесителей появляются сигналы промежуточной частоты с теми же фазами, что и у высокочастотных сигналов.

Процесс измерения происходит в два этапа. На первом этапе по команде из устройства 14 аналоговый коммутатор 12 подключает сигнал от смесителя 6 к усилителю промежуточной частоты 15, а сигнал от смесителя 7 — к усилителю промежуточной частоты 16. Усиленные и сформированные сигналы подаются на входы фазометра 18. После окончания переходных процессов в генераторных, гетеродинных цепях и усилителях 15, 16 по команде из устройства 14 фазометр 18 начинает первое измерение, в конце которого данные сохраняются. Затем начинается второй этап работы. По команде из устройства 14 аналоговый коммутатор 12 подключает сигнал от смесителя 6 к усилителю промежуточной частоты 16, а сигнал от смесителя 7 — к усилителю промежуточной частоты 15. Усиленные и сформированные сигналы подаются на входы фазометра 18. После окончания переходных процессов по команде из устройства 14 фазометр 18 начинает второе измерение. Измеренные данные суммируются с результатом первого измерения, при этом полезное значение разности фаз удваивается, а паразитное, возникающее из-за влияния на каналы усиления дестабилизирующих факторов, вычитается. Таким образом, перекрестная коммутация позволяет увеличить точность измерения. В фазометре происходит измерение разности фаз  $\Delta\varphi$  между входными сигналами и их периода

$T$ , усредненного по двум измерениям. Величины  $\Delta\varphi$  и  $T$  с помощью передатчика ТЛС 19 по линии связи передаются на регистрацию через выходное устройство 20. Это устройство выделяет передаваемую информацию на фоне тока, поступающего по кабелю к блоку питания 21. Блок 21 преобразует постоянный ток в напряжения питания узлов прибора.

После этого из устройства 14 поступает новая команда, обеспечивающая прекращение работы первой генераторной катушки  $\Gamma_1$  и включение в работу второй генераторной катушки  $\Gamma_2$ , работающей на другой частоте. Одновременно на выходе гетеродина 13 появляется сигнал новой гетеродинной частоты, которая отличается от новой генераторной частоты на ту же самую величину  $\Delta f$ . Аналоговый коммутатор 12 выбирает новую пару измерительных катушек  $I_2, I_3$ , и процесс измерения повторяется. Далее по очереди работают все остальные генераторные катушки  $\Gamma_3, \Gamma_4, \Gamma_5$ , каждая на своей частоте. Соответствующие подключения осуществляются в гетеродине 13 и в аналоговом коммутаторе 12. После окончания всего цикла вновь работает первая генераторная катушка  $\Gamma_1$ , и весь цикл повторяется.

Блок управления (тумблер «тест—работа» и кнопки «прокрутка вверх», «прокрутка вниз») определяет режимы работы панели. Тумблер «тест—работа» определяет два основных режима: тесты собственно для панели и для работы панели со скважинным прибором. Кнопки «прокрутка вверх», «прокрутка вниз» выбирают подрежимы в каждом из них.

### **Режим «тест»**

В этом режиме кнопками можно выбрать следующие подрежимы:

- тест 1** на всех аналоговых выходах выставлено напряжение +2,50 В, соответствующее нулевому фазовому сдвигу.
  - тест 2** на всех аналоговых выходах выставлено напряжение +3,19 В, соответствующее фазовому сдвигу 25 градусов.
  - тесты 3—7** индикация по каждому каналу значений «нуль воздуха», записанных при калибровке прибора.
  - тесты 8—12** тестирование отдельных каналов путем подачи пилообразного напряжения 0—5 В.
  - тест 13** общий тест, когда пилообразное напряжение подается на все каналы.
- Типы режимов и соответствующие им показания отображаются на индикаторном модуле.

### **Режим «работа»**

В этом режиме панель принимает сигналы от пяти зондов скважинного прибора, пропорциональные фазовому сдвигу и периоду измерения. Затем она преобразует их в фазовый сдвиг, нормированный на период измерения. После чего полученные значения модифицируются на величину «нулей воздуха», записанных при калибровке. В заключение выполняется масштабирование результатов в градусах и выводятся показания на индикаторную панель. В процессе работы происходит автоматическая подстройка приемного устройства к уровню сигнала, принимаемого с кабеля. Настройка производится при подключении к панели скважинного прибора. Для регулировки уровня настройки используется один из каналов ЦАПа.

В режиме «работа» кнопками «прокрутка вверх» и «прокрутка вниз» можно выбрать следующие подрежимы:

- 1 основной режим с последовательным отображением на индикаторной панели номеров принимаемых каналов. В случае ошибочного приема, когда относительное число ошибок передачи превышает 2—3 %, на панель выводится мигающая надпись ERROR.
- 2—6 на индикаторах отображается текущее значение фазового сдвига соответствующего канала.
- 7 режим калибровки, при котором в энергонезависимое ОЗУ заносятся калибровочные константы, на величину которых модифицируются принимаемые сигналы.

#### 4.4. Метрологическое обеспечение

Основным методом контроля метрологических характеристик является измерение в однородной среде с известным УЭС. Однородная среда может быть заменена водоемом с минерализованной водой. Для достижения допустимых погрешностей, обусловленных конечными размерами водоема, его глубина и поперечные размеры должны превышать 6 м. При этом необходимо обеспечить одинаковые значения УЭС во всем объеме раствора с погрешностью не более 1 %. Из-за нелинейности зависимости разности фаз  $\Delta\varphi$  от величины УЭС необходимо проводить измерения по крайней мере в пяти точках рабочего диапазона измерений. Это можно реализовать путем изменения минерализации воды.

Другим способом метрологического контроля является использование физической модели, имитирующей сигналы, как в однородной среде. К такой модели предъявляют два основных требования: параметры должны поддаваться измерению с необходимой точностью; математическая модель, описывающая физическую, должна обеспечивать требуемую точность расчета. Для этих целей было выбрано проволочное кольцо, соосное с катушками зонда. Оно представляет собой замкнутый одновитковый контур, состоящий из последовательно включенных индуктивности  $L$ , сопротивления  $R$  и емкости конденсатора  $C$ . Схема расположения кольца приведена на рис. 4.4.

Здесь  $L_1$  и  $L_2$  — расстояния от измерительных катушек  $I_1$  и  $I_2$  до генераторной катушки  $\Gamma$ ,  $b$  — радиус кольца,  $z$  — расстояние от плоскости кольца до измерительной катушки  $I_1$ , ток в генераторной катушке изменяется по закону  $J = J_0 \cdot e^{i\omega t}$ . Рабочая частота зонда  $f = \omega/2\pi$ . Комплексное сопротивление цепи кольца на рабочей частоте  $R + iX$ . Активное сопротивление  $R$  складывается из потерь в высокоомном проводе и в конденсаторе, включенном в разрыв цепи. Реактивное сопротивление  $X = 1/\omega C - \omega L$ . В этом случае э.д.с., наводимая в  $j$ -й измерительной катушке, равна

$$(4.1)$$

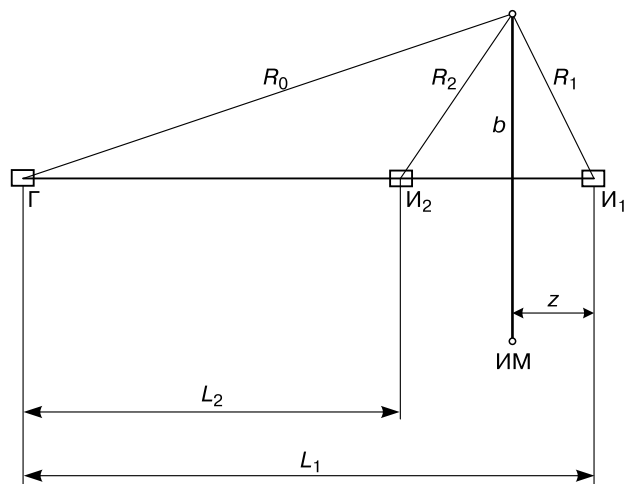


Рис. 4.4. Схема положения кольца. Поясн. см. в тексте.

где  $N = J \cdot S \cdot n$  — момент генераторной катушки;  $S$ ,  $n$  — ее площадь и число витков;  $k = \omega/c$  — волновое число;  $c = 3 \cdot 10^8$  м/с — электродинамическая постоянная;  $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$  Гн/м — магнитная проницаемость воздуха. Остальные геометрические обозначения даны на рис. 4.4. Расчет э.д.с. для многовитковых генераторной и измерительных катушек выполняется на основе принципа суперпозиции.

Разность фаз  $\Delta\varphi$  между э.д.с.  $\varepsilon_1$  и  $\varepsilon_2$ , наведенными в измерительных катушках  $I_1$  и  $I_2$ , рассчитывается в соответствии с формулой (3.1).

Методика метрологической аттестации основана на зависимости величины  $\Delta\varphi$  от электрических параметров  $R$  и  $X$  тонкого кольца, его радиуса  $b$  и положения  $z$  относительно катушек. При изменении  $z$  от 0 до  $L_1$  величина  $\Delta\varphi$  имеет два максимума и один минимум. При выполнении условия  $b < L_1 L_2 / (L_1 + L_2)$  величина  $\Delta\varphi$  в точке минимума отрицательна и, следовательно, существуют две точки с нулевой разностью фаз. Выбрав одну из этих точек (ближнюю к катушке  $I_1$ ) как начало отсчета и передвигая кольцо в сторону катушки  $I_2$ , можно получить последовательность возрастающих от нулевого до максимального значений  $\Delta\varphi$ .

Величина реактивного сопротивления  $X$ , зависящая от радиуса кольца  $b$ , выбрана так, чтобы значения  $\Delta\varphi$  были максимальными. Для получения значения  $\Delta\varphi$ , равного верхнему пределу диапазона измерения, подбирают значение активного сопротивления  $R$ . Учитывая, что величина  $R$  определяется в основном потерями в кольце, выбирают диаметр провода так, чтобы его сопротивление на рабочей частоте было немного меньше значения  $R$ . После этого рассчитывают индуктивность кольца на рабочей частоте. По значениям индуктивности кольца и реактивного сопротивления  $X$  рассчитывают необходимую емкость конденсатора.

На этой основе разработан имитатор УЭС горных пород ИМ. Устройство имитатора показано на рис. 4.5. Собственно имитатор образован кольцом 7, выполненным из манганинового провода и закрепленным на электроизоляционном диске 4. Кольцо имеет два разрыва. В одном вставлен конденсатор 8, в другом — коаксиальный измерительный разъем 6. В рабочем состоянии этот разъем закорочен дисковым замыкателем с пренебрежимо малой остаточной индуктивностью (менее  $10^{-10}$  Гн). При помощи болтов 5 диск с кольцом может быть соединен с фланцем 3, который укреплен на втулке 2 подвижным резьбовым соединением. Втулка 2 крепится на корпусе прибора 1 болтами 5. Для точной установки имитатора вдоль оси зонда вращают диск 4. При этом вращении фланец 3 и диск 4 с закрепленным на нем кольцом 7 будут перемещаться по резьбе вдоль закрепленной на корпусе втулки 2.

Для уменьшения искажений электромагнитного поля все детали имитатора, за исключением провода кольца и измерительного разъема, выполнены из электроизоляционных материалов.

Для расчета э.д.с. в измерительных катушках зонда в присутствии имитатора необходимо достаточно точно знать его параметры и местоположение.

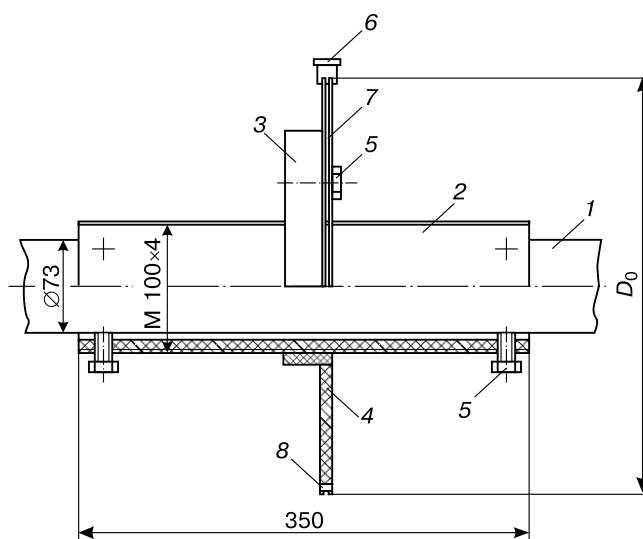


Рис. 4.5. Устройство имитатора.  
Поясн. см. в тексте.

Конструкция имитатора обеспечивает его относительное перемещение с погрешностью не более 0,05 мм. Начальное положение  $z_0$ , в котором  $\Delta\varphi = 0$ , также определяется с погрешностью не более 0,05 мм. Погрешность определения радиуса кольца обусловлена технологией изготовления имитатора и не превышает 0,1 мм.

Значения сопротивлений  $R$  и  $X$  определяют на эталонной установке MCR-1372 (СНИИМ, Новосибирск) по следующей методике. Имитатор присоединяют к установке через его разъем, с которого предварительно снимают замыкатель. Кроме того, между разъемом имитатора и присоединительным устройством установки включают достаточно длинную прецизионную коаксиальную линию, чтобы исключить взаимодействие электромагнитного поля, генерируемого кольцом имитатора, с металлическими частями установки. Рабочее место при поверке имитаторов организуется так, чтобы в окружающем пространстве электропроводящие предметы были удалены на достаточное расстояние. Их возможное влияние оценивается экспериментально перед началом поверки. Пределы допускаемых погрешностей определения сопротивлений  $R$  и  $X$  составляют 0,7—0,8 % в зависимости от рабочей частоты и электрических параметров имитаторов.

# 5

## ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОСТРАНСТВЕННОГО РАЗРЕШЕНИЯ

Важнейшей характеристикой любой зондовой системы является возможность высокого разрешения при оценке пространственного распределения удельного электрического сопротивления в геологической среде, окружающей скважину. В силу сложности полного анализа пространственного разрешения из-за большого числа параметров и значительной ресурсоемкости численного моделирования синтетических диаграмм в реалистических моделях обычно эту проблему разделяют на две: изучение радиальных и вертикальных характеристик. То есть отдельно исследуются зависимости измеряемых сигналов от радиальной (от скважины к неизменной части пласта) и вертикальной (вдоль скважины) неоднородностей среды. Это реально, если можно разделить влияние на сигнал цилиндрических границ вокруг скважины и плоских границ пластов. Наиболее просто эта задача может быть решена, если разрез состоит из достаточно мощных (больше длины зонда) пластов, не содержит очень глубоких (сравнимых с мощностью пластов) зон проникновения либо подстилающих или перекрывающих высококонтрастных по удельному электрическому сопротивлению слоев. В остальных случаях необходимо полностью учитывать пространственную неоднородность среды.

### 5.1. Радиальные характеристики

Традиционное определение радиальных характеристик базируется на анализе синтетических диаграмм и установлении области модельных параметров, при которых кажущиеся сопротивления мало отличаются от истинных сопротивлений пласта.

Так, в низкочастотном индукционном каротаже для анализа радиальных характеристик служит теория геометрического фактора. Она основывается на том, что измеряемый сигнал является суммой откликов одного знака от различных частей среды (например, скважины — зоны проникновения — пласта). Радиальная характеристика считается тем лучше, чем геометрический фактор пласта ближе к единице (т.е. вклад в сигнал токов, текущих в скважине и зоне проникновения, мал).

В области высоких частот нет аналога теории геометрического фактора, поскольку токи, текущие в различных частях среды, взаимодействуют между собой. В этом случае нельзя ввести понятие «вклад части среды» из-за того, что сигналы от токов, текущих в отдельных областях, могут частично взаимокомпенсироваться. Это приводит к тому, что сигнал, обусловленный токами во всем пространстве, может быть меньше, чем сигнал от токов в его части.



При зондированиях радиальные характеристики оцениваются по двум критериям: возможности точной оценки сопротивления неизменной части пласта, а также установления характера распределения сопротивлений в зоне проникновения.

Ранее радиальные характеристики анализировались с позиций как можно лучшего совпадения кажущегося сопротивления на длинных зондах с «истинным» сопротивлением пласта. В дальнейшем мы будем называть их радиальными характеристиками первого типа. Количественно эти характеристики оцениваются по отношению сигнала  $\Delta\varphi$ , измеренного в радиально-неоднородной среде, к сигналу  $\Delta\bar{\varphi}$  в однородной среде с сопротивлением пласта:

$$R_i = \frac{\Delta\varphi_i}{\Delta\bar{\varphi}_i}, \quad i=1, \dots, 5 \quad (i \text{ — номер зонда}).$$

Отметим, что эта характеристика описывает свойства каждого из зондов в отдельности и никаким образом не учитывает того, что интерпретация выполняется для всей кривой зондирования.

С появлением процедур компьютерной инверсии условие близости кажущихся сопротивлений на длинных зондах к сопротивлению пласта не является обязательным для успешной интерпретации. Существует много случаев, когда кажущиеся сопротивления в несколько раз отличаются от истинного, тем не менее, его оценка будет достаточно точной. В этих ситуациях необходимо использовать радиальные характеристики второго типа, которые описываются зависимостью относительной погрешности определения УЭС пласта от внешнего радиуса измененной околоскважинной зоны.

В дальнейшем при вычислении радиальных характеристик будем использовать осредненные по большому числу реальных приборов данные метрологии об относительных погрешностях измерений:

$$\vec{\delta\Delta\varphi} = \{0,03, 0,04, 0,02, 0,02, 0,02\}.$$

Это означает, что относительная погрешность измерения для самого короткого зонда составляет 3 %, для зонда 0,7 м — 4, для остальных зондов — 2 %.

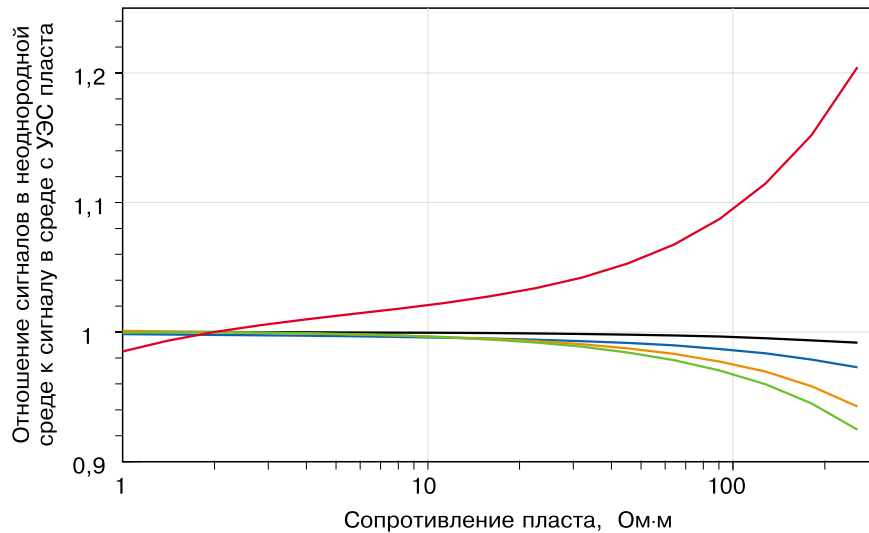
Рассмотрим радиальные характеристики зондов ВИКИЗ в различных моделях.

### ***Двухслойная среда скважина — пласт***

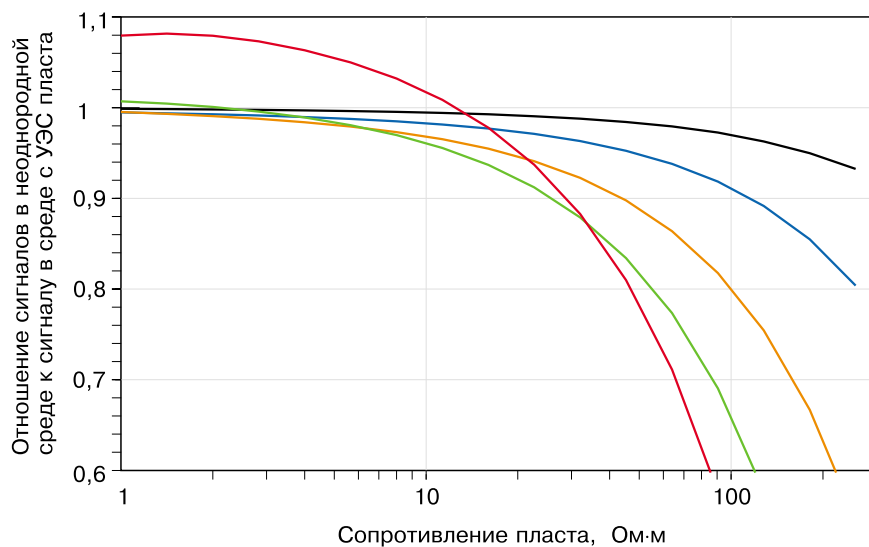
Двухслойная модель описывает ситуации, когда скважиной вскрываются уплотненные малопроницаемые породы высокого сопротивления или некоторые типы относительно хорошо проводящих глинистых отложений.

На рис. 5.1 показаны радиальные характеристики первого типа для стандартных условий бурения в Западной Сибири. Относительное влияние скважины на показания короткого зонда не превышает 10 % при сопротивлениях пласта до 100 Ом·м включительно. Влияние скважины на сигналы остальных зондов не превышает ошибок измерения. Наличие скважины приводит к увеличению измеренного сигнала и, следовательно, занижению кажущегося сопротивления по сравнению с истинным сопротивлением пласта.

Качественно иная картина наблюдается в тех случаях, когда используется минерализованная промывочная жидкость низкого сопротивления ( $\rho_c = 0,15$  Ом·м). На рис. 5.2 приведены радиальные характеристики первого типа для этой ситуации. Отметим, что влияние скважины проявляется уменьшением сигналов, измеренных длинными зондами.



**Рис. 5.1.** Радиальные характеристики первого типа ( $\rho_c = 2$  Ом·м,  $r_c = 0,108$  м).  
Усл. обозн. см. рис. 3.13.



**Рис. 5.2.** Радиальные характеристики первого типа ( $\rho_c = 0,15$  Ом·м,  $r_c = 0,108$  м).  
Усл. обозн. см. рис. 3.13.

Таким образом, наличие проводящей скважины приводит к завышению кажущихся сопротивлений по сравнению с истинным сопротивлением пласта. Более сложным является поведение сигнала короткого зонда. При сравнительно небольших сопротивлениях пласта ( $\rho_n \leq 15\text{--}20$  Ом·м) проводящая скважина уменьшает кажущееся сопротивление. В высокоомных ( $\rho_n > 20$  Ом·м) пластах из-за проводящей скважины происходит увеличение кажущегося сопротивления. Вместе с тем, из приведенной радиальной характеристики видно, что сопротивление пласта в диапазоне до 200 Ом·м может быть оценено с относительной погрешностью 5—7 % по показаниям длинного зонда.

На рис. 5.3 приведены радиальные характеристики второго типа для различных значений сопротивления бурового раствора. Отметим, что при  $\rho_c \geq 0,5$  Ом·м погрешности определения  $\rho_n$  остаются практически неизменными. Их величина существенно возрастает при дальнейшем уменьшении значений  $\rho_c$ . Причем наибольшие абсолютные погрешности определения  $\rho_n$  (около 3–5 Ом·м) наблюдаются в случаях, когда изучается высокоомный пласт, а скважина заполнена хорошо проводящим раствором.

В целом приведенные материалы свидетельствуют о том, что сопротивление пласта с хорошей точностью может быть определено в широком диапазоне (от 0,5 до 200 Ом·м).

### **Трехслойная среда скважина — зона проникновения — пласт**

Анализ кривых зондирования в среде с двумя цилиндрическими границами (скважина—зона проникновения, зона проникновения—пласт) показал следующее:

- кажущиеся сопротивления для коротких зондов близки к УЭС зоны проникновения, если ее радиус примерно в два раза превосходит их длину;
- кажущиеся сопротивления для длинных зондов мало отличаются от УЭС пласта даже при глубоком проникновении ( $r_{зп}/r_c \sim 10$ ), если удельное электрическое сопротивление зоны проникновения в два раза или более превосходит УЭС пласта;
- при малой зоне проникновения ( $r_{зп}/r_c < 2$ ) короткие зонды слабо реагируют на ее присутствие; при понижающем проникновении кажущиеся сопротивления для коротких зондов близки к УЭС зоны проникновения.

Вместе с тем, во многих случаях (широкие зоны проникновения, высокие удельные электрические сопротивления пластов) кажущиеся сопротивления даже для длинных зондов могут существенно (на сотни процентов) отличаться от истинных. Для вынесения суждения о возможности достоверной оценки УЭС пласта используются радиальные характеристики второго типа.

На рис. 5.4–5.6 приведены зависимости абсолютных погрешностей определения УЭС пласта от УЭС и радиуса зоны проникновения. Наибольшие ошибки определения  $\rho_n$  наблюдаются при широких понижающих зонах проникновения и высокоомных пластах (см. рис. 5.4). Так, для  $r_{зп} = 2,0$  м и  $\rho_n = 200$  Ом·м абсолютная погрешность  $\Delta\rho_n \approx 95$  Ом·м (т.е. относительная ошибка определения  $\delta\rho_n \approx 50\%$ ). В то же время для не столь широких зон проникновения ( $r_{зп} = 0,6$  м)  $\Delta\rho_n \leq 9,5$  Ом·м,  $\delta\rho_n \leq 5\%$ . При увеличении УЭС в зоне проникновения точность определения УЭС пласта повышается. Так, в наиболее неблагоприятных ситуациях при  $r_{зп} = 2,0$  м,  $\rho_{зп} = 30$  Ом·м,  $\rho_n = 200$  Ом·м,  $\Delta\rho_n \approx 52$  Ом·м,  $\delta\rho_n \approx 25\%$ .

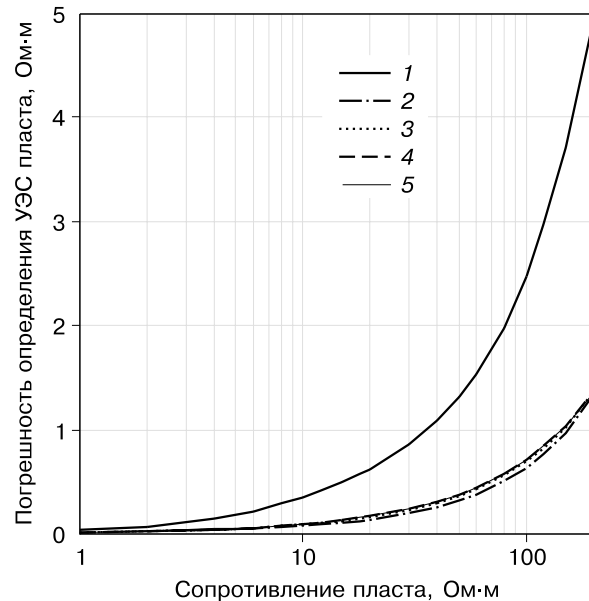
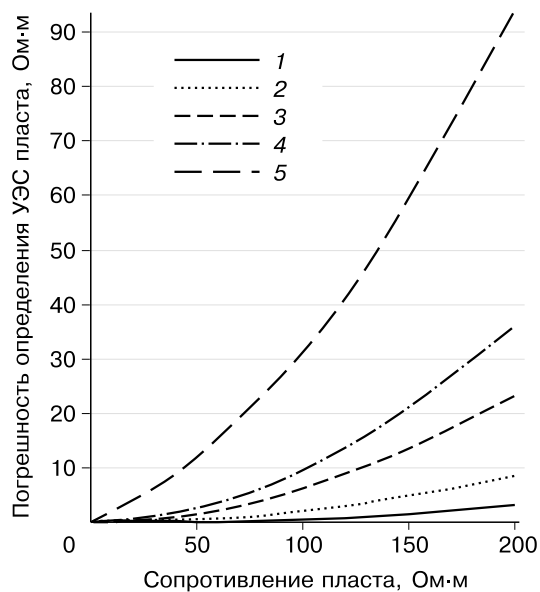
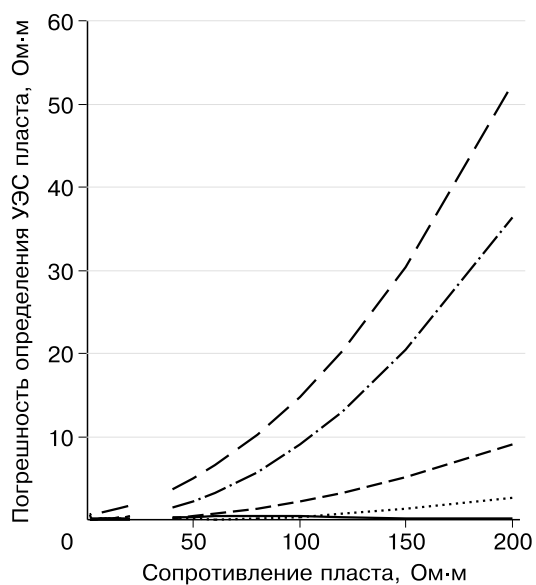


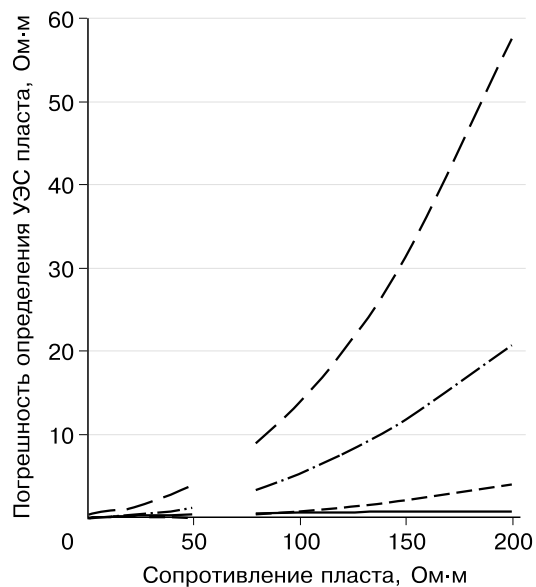
Рис. 5.3. Радиальная характеристика второго типа для двухслойной среды. УЭС бурового раствора, Ом·м: 0,05 (1), 0,5 (2), 1,0 (3), 2,0 (4), 4,0 (5).



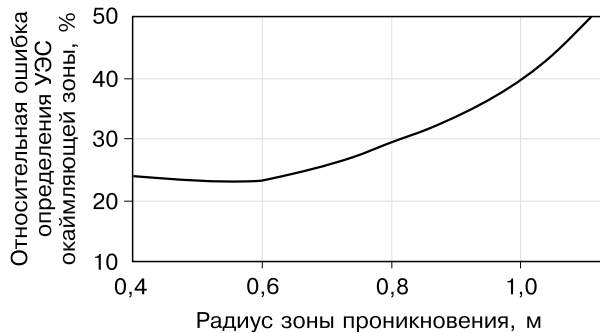
**Рис. 5.4.** Радиальная характеристика второго типа ( $\rho_{зп} = 10 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ). Здесь и на рис. 5.5, 5.6 радиус зоны проникновения, м: 0,6 (1), 0,8 (2), 1,0 (3), 1,4 (4), 2,0 (5).



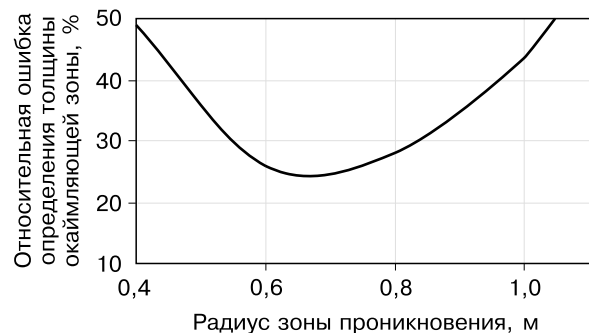
**Рис. 5.5.** Радиальная характеристика второго типа ( $\rho_{зп} = 30 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ).



**Рис. 5.6.** Радиальная характеристика второго типа ( $\rho_{зп} = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ).



**Рис. 5.7.** Относительная ошибка определения сопротивления окаймляющей зоны.



**Рис. 5.8.** Относительная ошибка определения толщины окаймляющей зоны.

Для типичного водонасыщенного пласта ( $\rho_n = 4\text{--}6$  Ом·м) при любом типе проникновения (глубиной до 2 м) относительная ошибка определения  $\delta\rho_n \leq 10\%$ . В нефтенасыщенных пластах с повышающим проникновением ( $\rho_n = 6\text{--}20$  Ом·м, глубина проникновения до 1,4 м) относительная погрешность  $\delta\rho_n \leq 15\%$ . И только в газонасыщенных пластах ( $\rho_n \approx 80\text{--}140$  Ом·м) при понижающем проникновении глубиной до 1 м  $\delta\rho_n \leq 20\%$ .

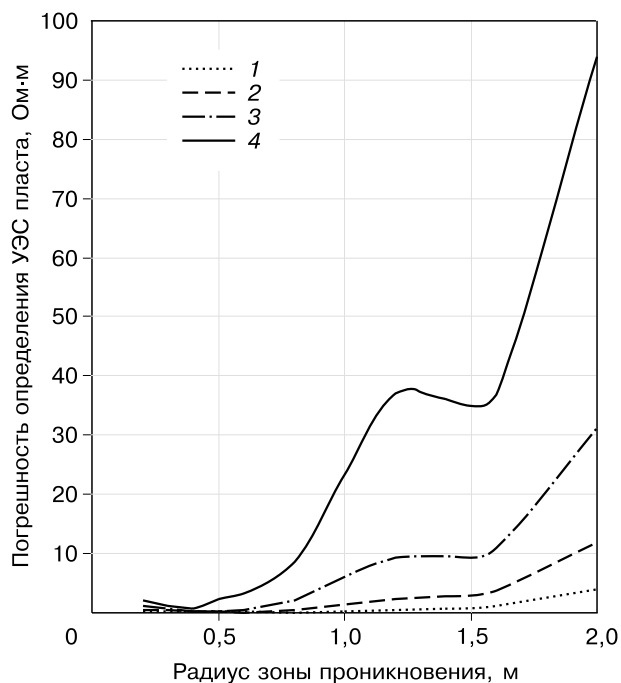
Таким образом, анализ радиальных характеристик второго типа показал, что с помощью процедур компьютерной интерпретации возможна достаточно точная оценка сопротивления пласта в широком классе реальных ситуаций.

Как уже неоднократно указывалось, одной из особенностей метода ВИКИЗ является возможность выделения окаймляющей зоны в нефтенасыщенном пласте. На рис. 5.7, 5.8 приведены зависимости относительных ошибок определения УЭС и толщины окаймляющей зоны от радиуса зоны проникновения в типичной геоэлектрической модели нефтенасыщенного пласта ( $\rho_{зп} = 30$  Ом·м,  $\rho_{о3} = 2,5$  Ом·м,  $r_{о3} = r_{зп} + 0,15$  м,  $\rho_n = 8,0$  Ом·м). Относительная погрешность определения  $\rho_{о3}$  монотонно возрастает по мере удаления окаймляющей зоны от скважины и достигает 50% при ее радиальной глубине 1,1 м. Относительная погрешность определения ширины окаймляющей зоны минимальна (около 25%) при радиусе зоны проникновения около 0,7 м. При приближении к скважине или существенном удалении от нее относительная погрешность быстро достигает 50% ( $r_{зп} \approx 0,4$  и 1,05 м). Отметим, что существенно лучше определяется ее интегральная электропроводность  $S_{о3} = (r_{о3} - r_{зп})/\rho_{о3}$ .

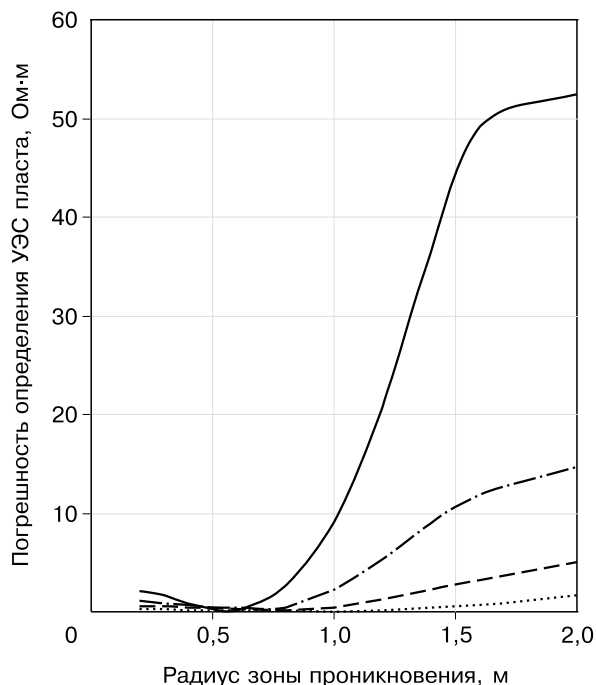
## 5.2. Радиальная глубинность зондирований

Непосредственно к анализу радиальных характеристик примыкает задача оценки радиальной глубинности зондирований. Для определения этой величины в мощных пластах обратимся к рис. 5.9—5.11. На них приведены зависимости абсолютной погрешности УЭС пласта от радиуса зоны проникновения при различных значениях  $\rho_{зп}$ . Радиальной глубиной  $R_g$  будем считать максимальный радиус зоны проникновения, при котором  $\rho_n$  определяется с погрешностью не более 10% (или 20%):

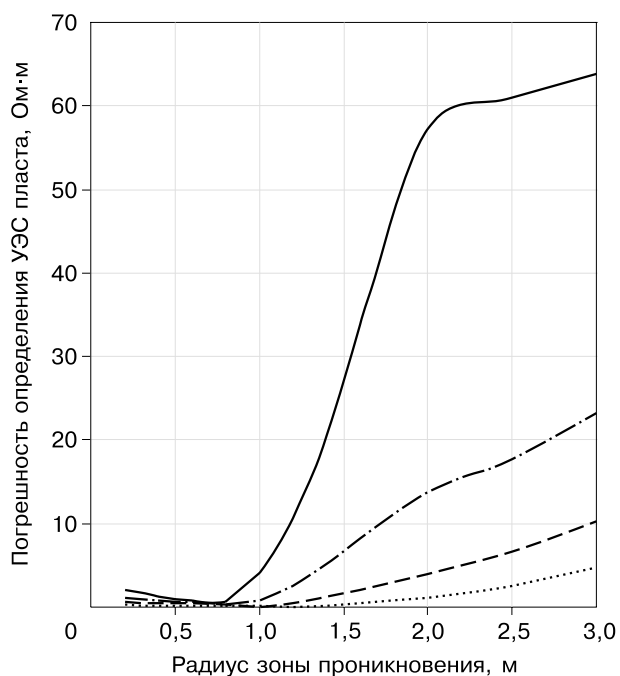
если  $\delta\rho_n \leq 10\%$  (20%).



**Рис. 5.9.** Радиальная характеристика второго типа ( $\rho_{zp} = 10 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ). Здесь и на рис. 5.10, 5.11 УЭС пласта,  $\text{Ом}\cdot\text{м}$ : 20 (1), 50 (2), 100 (3), 200 (4).



**Рис. 5.10.** Радиальная характеристика второго типа ( $\rho_{zp} = 30 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ).



**Рис. 5.11.** Радиальная характеристика второго типа ( $\rho_{zp} = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ).

Здесь — векторы измерений и их относительных погрешностей, — вектор модельных параметров.

Сравнение радиальных характеристик второго типа для разных значений  $\rho_{зп}$  показывает, что радиальная глубинность увеличивается по мере увеличения сопротивления зоны проникновения. Наименьшая глубинность исследований 1,0—1,3 м наблюдается в газонасыщенных плохо проводящих ( $\rho_{п} \geq 80$  Ом·м) пластах с понижающим проникновением ( $\rho_{зп}/\rho_{п} < 0,2$ ). В водонасыщенных пластах с повышающим проникновением радиальная глубинность исследований превосходит 2,0 м при  $\rho_{зп} = 30$  Ом·м и достигает 3,0 м при  $\rho_{зп} = 60$  Ом·м. В нефтенасыщенных коллекторах с повышающим проникновением радиальная глубинность снижается примерно на 10—15 % по сравнению с водонасыщенными пластами. Отметим, что при увеличении погрешности определения  $\rho_{п}$  до 20 % радиальная глубинность возрастает в среднем на 30—40 %. Другим способом повышения радиальной глубинности является увеличение точности измерений.

Как уже отмечалось, оценки пространственного разрешения по радиальным характеристикам наиболее достоверны для пластов значительной мощности. Если же слои имеют сравнительно небольшую толщину или находятся в проводящих вмещающих, а также включают широкую зону проникновения, то для оценки радиальной глубинности необходимо использовать двумерные модели. Очевидно, что величина  $R_g$  должна уменьшаться по мере понижения мощности пласта из-за увеличения влияния вмещающих пород.

На рис. 5.12—5.14 приведены зависимости радиальной глубинности от УЭС пласта для разных его мощностей. Во всех случаях предполагается, что  $\rho_{зп} = 30$  Ом·м, а вмещающие породы характеризуются следующими значениями УЭС:  $\rho_{в} = 3,5$  Ом·м,  $\rho_{в} = 4,5$  Ом·м. На каждом рисунке показаны две кривые глубинности, соответствующие различным относительным погрешностям определения  $\delta\rho_{п}$  (10 и 20 %, соответственно).

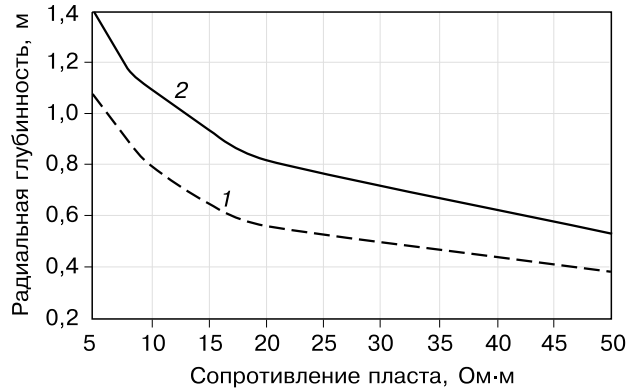


Рис. 5.12. Зависимость радиальной глубинности от УЭС пласта при мощности 0,6 м. Здесь и на рис. 5.13, 5.14 относительная погрешность определения УЭС пласта, %: 10 (1), 20 (2).

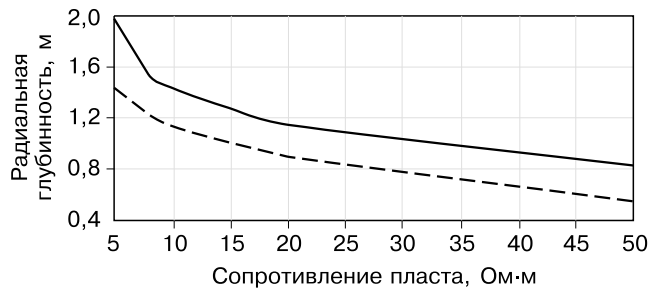


Рис. 5.13. Зависимость радиальной глубинности от УЭС пласта при мощности 1,2 м.

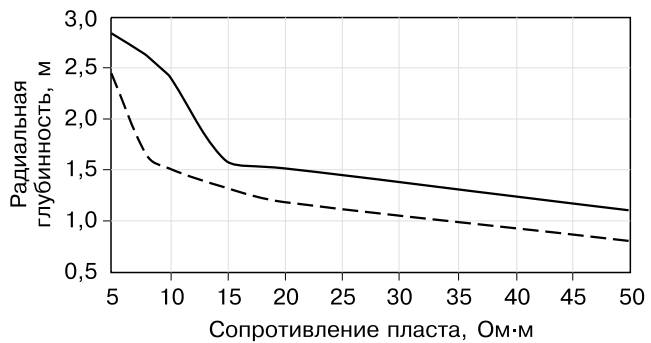


Рис. 5.14. Зависимость радиальной глубинности от УЭС пласта при мощности 2,4 м.

Для всех пластов сравнительно небольшой мощности (меньшей или примерно равной длине зонда) наблюдается монотонное уменьшение глубинности по мере увеличения УЭС пласта. В то же время наблюдается увеличение радиальной глубинности по мере возрастания мощности пласта, что обусловлено уменьшением влияния на сигнал вмещающих пород. На рис. 5.12 видно, что наиболее низкая глубинность ( $\sim 0,4-0,6$  м) будет наблюдаться в тонких плохопроводящих пластах. Причем глубинность увеличивается при ослаблении требований к относительной точности определения УЭС пласта

$$R_g \sim \dots$$

То есть глубинность увеличивается примерно пропорционально корню из относительной погрешности  $\delta\rho_n$ . На рис. 5.13, 5.14 можно обнаружить те же самые закономерности. В области относительно высоких УЭС ( $\rho_n > 20$  Ом·м) радиальная глубинность практически линейно убывает с ростом УЭС. В более проводящих пластах величина  $R_g$  увеличивается с большей скоростью. Особенно это становится заметным, когда  $\rho_n$  приближается к УЭС вмещающих пород и их влияние резко уменьшается. В этом случае радиальная глубинность становится близкой к предельной, оцениваемой по мощным пластам (см., например, рис. 5.5, 5.10). В этом смысле можно сформулировать общее утверждение о том, что увеличение вертикального разрешения приводит и к снижению радиальной глубинности. Об этом надо всегда помнить, особенно при сравнении глубинности различных зондов (например, ВИКИЗ и индукционных).

### 5.3. Вертикальные характеристики

Одной из основных задач ВИКИЗ является детальное расчленение разреза, вскрытого скважиной. В связи с этим существует целый круг вопросов, на которые необходимо ответить для достоверной оценки вертикального разрешения.

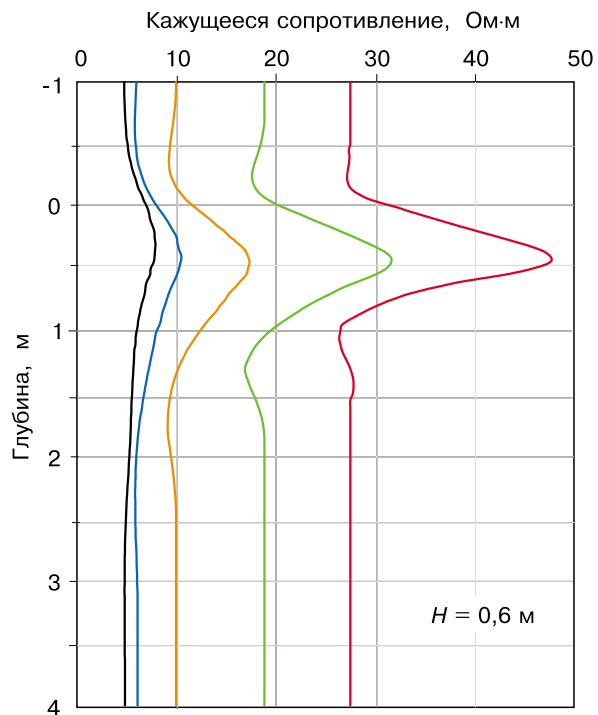
#### **Выбор точки записи**

В основе адекватной визуализации диаграмм лежит правильный выбор местоположения точки записи, что особенно важно для несимметричных зондов ВИКИЗ. Определение местоположения точки записи для симметричных зондов обычно не вызывает затруднений. У зондов БК, симметричных зондов ИК точкой записи является центр зонда. Для несимметричных зондов эта задача решается по-разному. Так у градиент-зондов за точку записи принята середина расстояния между измерительными электродами. Выбор точки записи для зондов ВИКИЗ основан на анализе диаграмм при пересечении тонких изолирующих и проводящих прослоев (рис. 5.15, 5.16). Как видно из этих рисунков, экстремальные показания зондов наилучшим образом совмещаются с центром тонкого слоя, если в качестве точки записи выбрать координату удаленной катушки  $I_1$ . При больших различиях в мощностях зон проникновения соседних пластов точки записи коротких зондов не будут соответствовать экстремальным значениям, связанным с центром тонкого пласта (рис. 5.17). При компьютерной интерпретации за точку записи выбирается пикет, в котором чувствительность сигналов к УЭС пласта наибольшая.

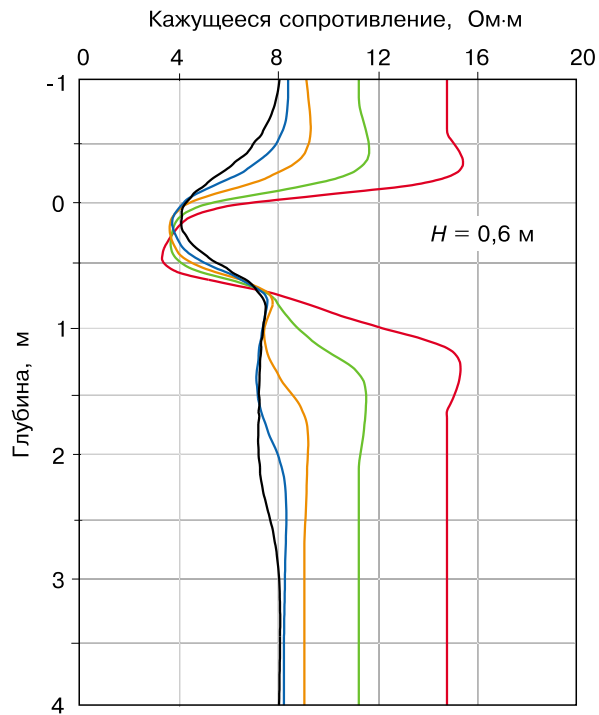
#### **Типы вертикальных характеристик**

Существует несколько уровней решения проблемы детального расчленения разреза, обусловленных возможностями определения мощности пластов и их удельных электрических сопротивлений.

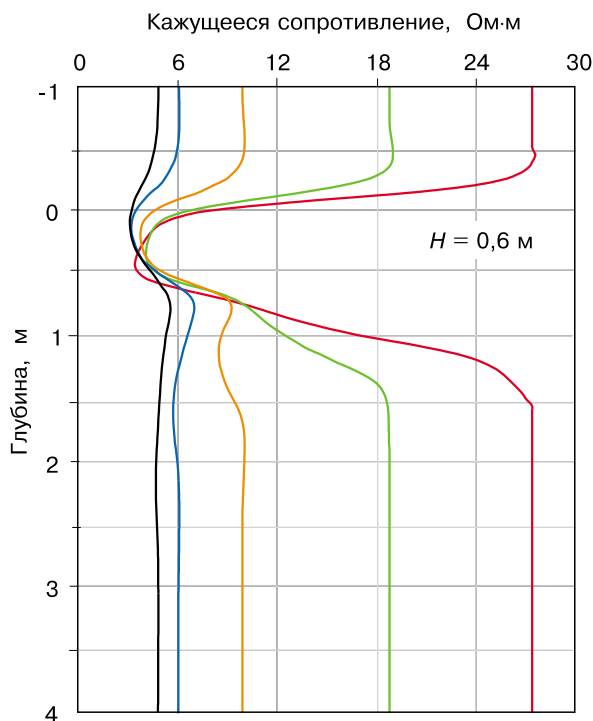




**Рис. 5.15.** Диаграммы для модели водонасыщенный пласт — плотный пласт — водонасыщенный пласт. Усл. обозн. см. рис. 3.13.



**Рис. 5.16.** Диаграммы для модели нефтенасыщенный пласт — глина — нефтенасыщенный пласт. Усл. обозн. см. рис. 3.13.



**Рис. 5.17.** Диаграммы для модели водонасыщенный пласт — глина — водонасыщенный пласт. Усл. обозн. см. рис. 3.13.

*На первом*, самом низком уровне удается определить мощность пласта без количественной оценки его УЭС. В этих случаях, как правило, можно правильно установить контраст пластового сопротивления по отношению к УЭС вмещающих пород («пласт более проводящий, чем вмещающие», «пласт менее проводящий, чем вмещающие»). Такие ситуации типичны при качественной интерпретации и выделении тонких слабопроницаемых уплотненных и глинистых прослоев внутри флюидонасыщенных коллекторов. Достоверный учет таких прослоев позволяет более точно оценивать эффективную мощность коллекторов. Отметим, что при этом в первую очередь используются диаграммы коротких высокочастотных зондов, имеющих наивысшее вертикальное разрешение (сравнимое с шагом измерения по скважине).

*На втором* уровне удается определить мощность пласта, а его УЭС оценивается с помощью компьютерной инверсии после внесения поправок, обусловленных влиянием скважины, зоны проникновения и вмещающих пород. В этих случаях кажущиеся сопротивления для всех зондов существенно отличаются от истинного УЭС пласта. Такие ситуации наиболее типичны при оценке параметров относительно маломощных (менее 1,5 м) нефте-, газонасыщенных коллекторов, расположенных в хорошо проводящих вмещающих отложениях (глины, водонасыщенные песчаники). Другая ситуация связана с наличием глубокого проникновения, когда радиус зоны проникновения сравним с мощностью исследуемого пласта.

*На третьем*, самом высоком уровне по диаграммам кажущихся сопротивлений удается прямо определить не только мощность, но и УЭС пласта. Это наиболее типично для мощных (свыше 2,5 м) пластов с небольшими зонами проникновения и малым контрастом между УЭС пласта и вмещающих пород.

Для анализа возможностей ВИКИЗ по расчленению разреза используются вертикальные характеристики трех типов, каждая из которых соответствует одному из трех вышеописанных уровней.

Вертикальная характеристика третьего типа совпадает с традиционно рассматриваемыми «вертикальными характеристиками зондов». Она представляет зависимость относительного расхождения между кажущимся сопротивлением и истинным УЭС пласта от его мощности. По этой характеристике легко оценить минимальную мощность пласта  $\%_{\text{с}}$  при которой экстремальные значения кажущихся сопротивлений хотя бы для одного из зондов близки к истинному УЭС пласта (например, отличаются не более чем на утроенную относительную погрешность определения кажущегося сопротивления  $\delta\rho_{\text{к}}$ ; обычно  $\delta\rho_{\text{к}} \approx 3,5\%$ )

Здесь  $\vec{\Delta\phi}$  — вектор измеренных значений разностей фаз, — вектор относительных погрешностей измерения разностей фаз, — вектор модельных параметров,  $\Delta z$  — шаг измерений по скважине. В проницаемых пластах (при наличии развитой зоны проникновения) экстремальные значения выбираются из показаний двух длинных зондов, сигналы от которых наименее подвержены влиянию прискважинной неоднородности.

Вертикальной характеристикой второго типа является зависимость относительной погрешности определения УЭС пласта от его мощности. По этой характеристике легко оценить минимальную мощность пласта  $\%_{\text{с}}$  при которой можно определить его УЭС с заданной относительной погрешностью  $\delta$  (обычно  $\delta = 5-10\%$ )

Вертикальной характеристикой первого типа будем называть зависимость относительной погрешности определения мощности пласта от ее самой. По этой характеристике легко оценить минимальную мощность пласта  $\%_{q\sigma}$  которая определяется с заданной точностью  $\delta$  (обычно  $\delta \approx 5-7\%$ ). При этом УЭС пласта либо не определяется, либо относительная погрешность его определения слишком велика.

$$v_1 = H_{\min}(\vec{\Delta\phi}, \delta \vec{\Delta\phi}, \vec{\rho}, \Delta z), \text{ если } \delta H \leq \delta, \delta \rho_{\Pi} > (4-5)\delta.$$

Минимальная мощность выделяемого пласта не может быть меньше удвоенного шага измерений:

$$\%_{q\sigma} > 2\Delta z.$$

Отметим, что наиболее часто между значениями вертикальных характеристик существует следующее отношение:

$$\%_{q\sigma} \leq \%_{\sigma} \leq \%_{q\sigma}$$

Оно может нарушаться в малоконтрастных средах, когда УЭС вмещающих пород и пласта различаются не более чем на 20–30 %.

И, наконец, весьма важной для попластовой разбивки является постановка границ по диаграммам ВИКИЗ. Как показывает анализ, границы проходят преимущественно через точки, где относительное изменение сигналов трех средних зондов с глубиной максимально. На рис. 5.18 показан пример определения границ по синтетическим диаграммам трех длинных зондов, для которых вычисляется функция верти-

кального разрешения  $v_2 = H_{\min}(\vec{\Delta\phi}, \delta \vec{\Delta\phi}, \vec{\rho}, \Delta z)$ , если  $\delta \rho_{\Pi} < \delta$ .

$$\eta_z = \sum_{i=2}^4 \frac{\partial \ln |\Delta\phi_i|}{\partial z}.$$

Местоположение границ соответствует максимальным значениям  $\eta_z$ .

### **Оценка и анализ вертикальных характеристик**

Оценим и проанализируем вертикальные характеристики в типичных геоэлектрических условиях. Здесь и далее все синтетические диаграммы рассчитаны с шагом по скважине  $\Delta z = 0,1$  м.

На рис. 5.19 приведены относительные погрешности определения  $\rho_{\Pi}$  в зависимости от мощности водонасыщенного коллектора, расположенного в глинистых отложениях. Значения  $\delta \rho_{\Pi}$  монотонно убывают по мере увеличения мощности пласта и начиная с  $H=1,8$  м практически перестают изменяться. Следовательно, при мощности пласта немногим меньше общей длины зонда влияние вмещающих становится несущественным. При мощности коллектора меньшей 0,5 м  $\delta \rho_{\Pi} > 10\%$ , так что вертикальная характеристика  $\%_{q\sigma} \approx 0,4$  м. Таким образом, по данным ВИКИЗ можно с хорошей точностью определять УЭС даже очень тонких ( $\sim 0,4$  м) водонасыщенных коллекторов. Во многом столь высокое вертикальное разрешение в данной ситуации объясняется малым контрастом УЭС пласта и вмещающих пород ( $\rho_{\Pi} / \rho_{\text{вм}} \approx 1,4$ ). В то же время это приводит к увеличению относительных погрешностей определения мощности коллектора. На рис. 5.20 приведены оценки  $\delta H$  в зависимости от мощности пласта. Так 20 %-я погрешность будет наблюдаться при  $H=0,3$  м, следовательно,  $\%_{q\sigma} \approx 0,3$  м. Таким образом, на диаграммах

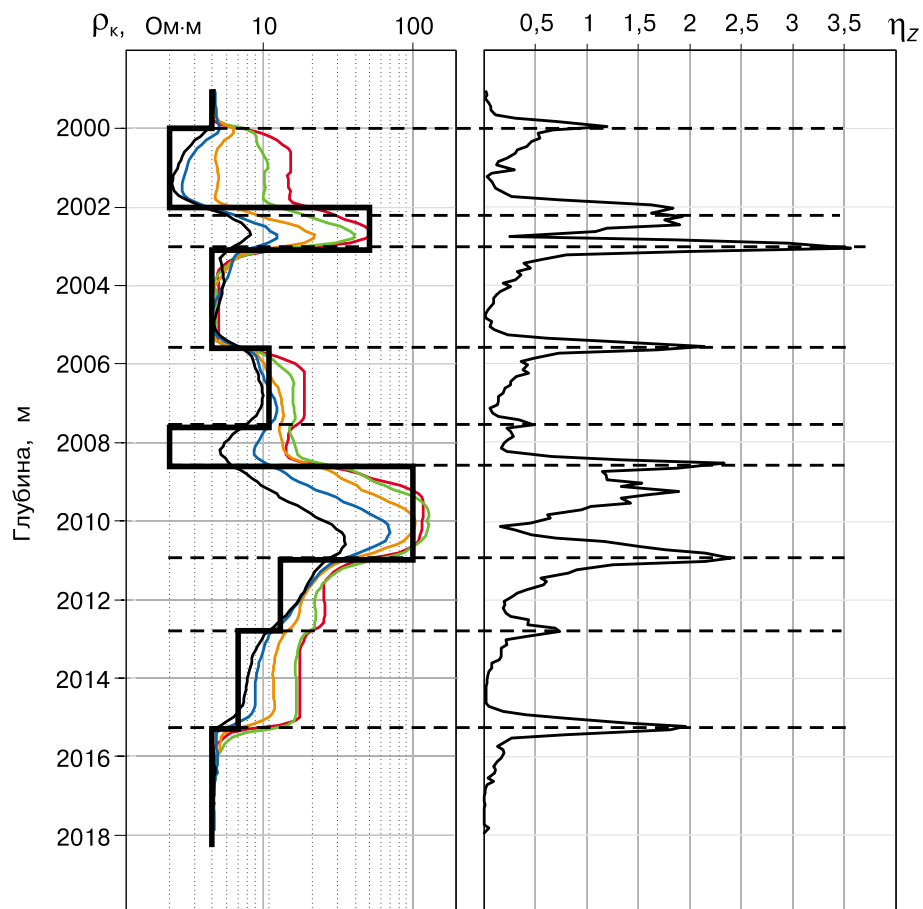


Рис. 5.18. Выделение пластов по синтетическим каротажным диаграммам.

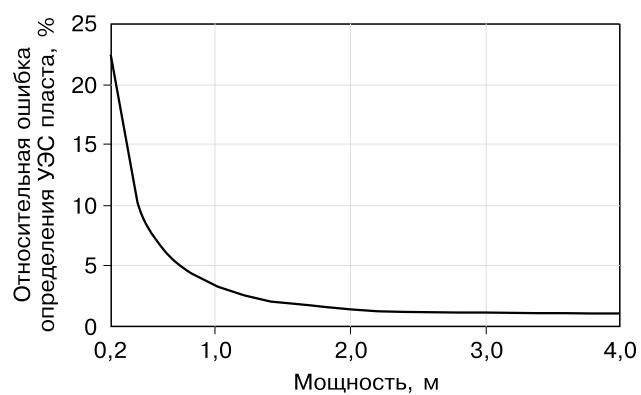


Рис. 5.19. Вертикальная характеристика второго типа для водонасыщенного коллектора в глинах.

могут быть выделены водонасыщенные прослои от 0,3 до 0,4 м, однако их УЭС не может быть определено с приемлемой точностью. Отметим, что наименьшая погрешность определения мощности наблюдается в случае, когда генераторная и измерительные катушки находятся вблизи кровли и подошвы пласта ( $H=2$  м). При дальнейшем увеличении мощности пласта величина  $\delta H$  возрастает и при  $H \approx 3,2$  м становится очень большой.

На рис. 5.21—5.23 приведены вертикальные характеристики всех типов для модели водоплавающий нефтенасыщенный пласт, перекрытый глинами. Как видно из рис. 5.22, минимальная мощность нефтенасыщенного пласта, УЭС которого можно оценить с относительной погрешностью 10 %, составляет 0,4 м, т.е.  $\%_{\text{гс}}=0,4$  м. График на рис. 5.23 показывает, что  $\rho_k$  для длинного зонда отличается на 20 % от истинного УЭС пласта, если его мощность превосходит 1,8 м, т.е.  $\%_{\text{гс}}=1,8$  м. В соответствии с рис. 5.21 видно, что на диаграммах можно выделить тонкие прослои мощностью 0,2—0,4 м без точного определения их УЭС.

Оценим вертикальные характеристики в одной из наиболее неблагоприятных моделей — газонасыщенный пласт, перекрытый глинами и подстилаемый водонасыщенными отложениями. В этом случае относительные погрешности определения  $\rho_n$  достигают 10 %-го уровня при  $H=1,8$  м (рис. 5.24), следовательно,  $\%_{\text{гс}}=2,8$  м. Как видно из рис. 5.25, по кажущемуся сопротивлению с погрешностью 20 % можно оценить его сопротивление при мощности  $H=4,2$  м, т.е.  $\%_{\text{гс}}=4,2$  м. Таким образом, при интерпретации диаграмм в интервалах высокоомных газонасыщенных пластов мощностью менее 1,8 м необходимо принимать специальные меры для определения его истинного УЭС.

Основным способом улучшения вертикального разрешения для правильной оценки УЭС плохопроводящих пластов является введение априорной информации о вмещающих породах. На рис. 5.26 приведена зависимость  $\delta\rho_n(H)$  в том случае, когда УЭС вмещающих известны. В этом случае удастся определить УЭС пласта с относительной точностью 20 % — при  $H=1,4$  м, а 10 % — при  $H=1,7$  м. Таким образом, можно существенно (примерно в 1,5 раза) улучшить вертикальную характеристику второго типа  $\%_{\text{гс}} \approx 1,4-1,7$  м, по сравнению с ситуацией, когда УЭС вмещающих пород неизвестны ( $\%_{\text{гс}}=2,4$  м). Из приведенных оценок следует, что при интерпретации диаграмм на интервале высокоомных коллекторов работу целесообразно выполнять в два этапа. Во-первых, по диаграммам на интервалах перекрывающих и подстилающих пород необходимо как можно точнее определить их удельные электрические сопротивления. Во-вторых, зафиксировав значения УЭС вмещающих пород, определять УЭС пласта.

#### 5.4. О влиянии смещения зондов с оси скважины на измеряемые сигналы

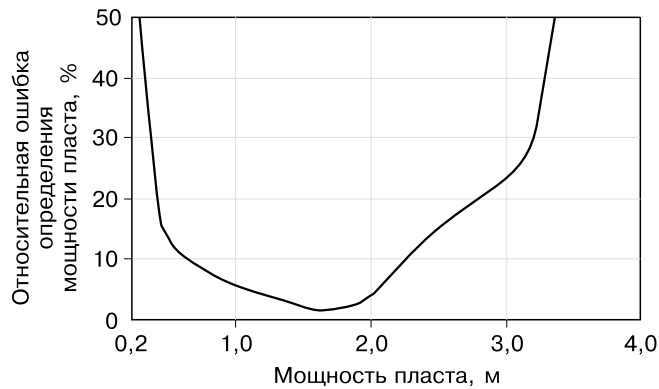
При проведении каротажа скважинный прибор, не имеющий центраторов, находится на стенке скважины. Наиболее распространенный номинальный радиус скважины 0,108 м, а диаметр корпуса прибора составляет 0,073 м. Следовательно, ось прибора может быть смещена с оси скважины примерно на 0,07 м.

Влияние эксцентриситета будем оценивать по отношению

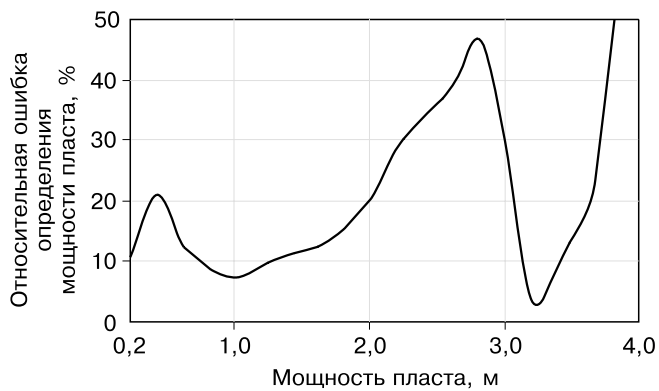
$$\delta e = \Delta\varphi_e / \Delta\varphi_0.$$

Здесь  $\Delta\varphi_e$ ,  $\Delta\varphi_0$  — разности фаз для зондов, расположенных на стенке и оси скважины.

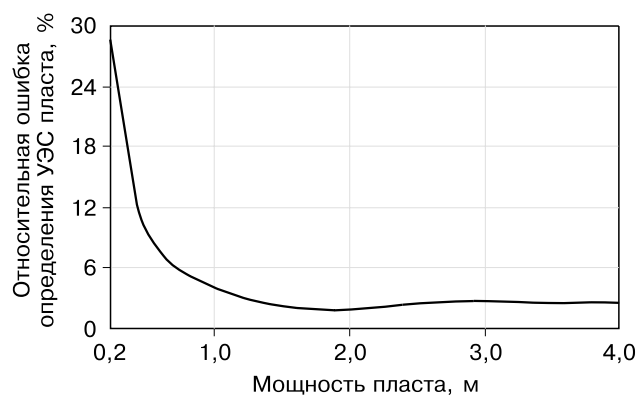
На рис. 5.27 приведены зависимости величины  $\delta e$  от сопротивления пласта для всех зондов. Из приведенных данных видно, что влияние эксцентриситета наиболее сильно



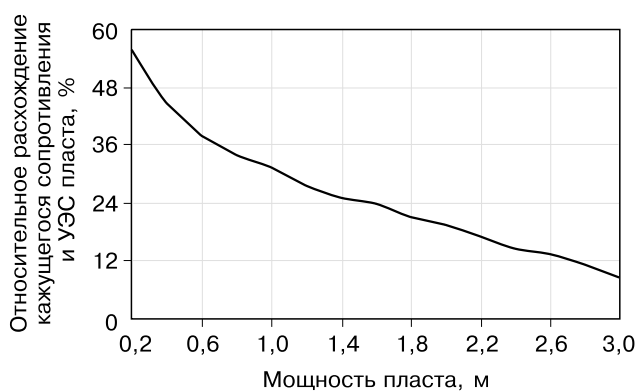
**Рис. 5.20.** Вертикальная характеристика первого типа для водонасыщенного коллектора в глинах.



**Рис. 5.21.** Вертикальная характеристика первого типа для водоплавающего нефтенасыщенного коллектора, перекрытого глинами.

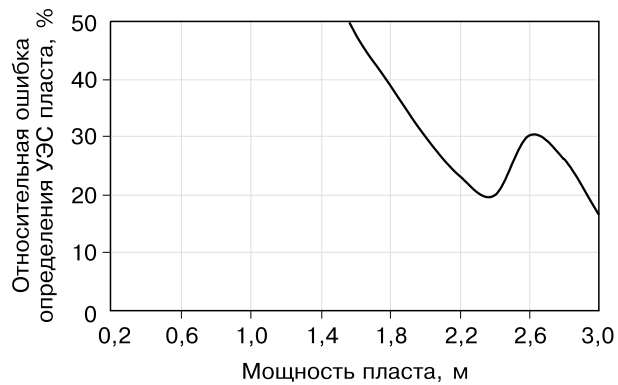


**Рис. 5.22.** Вертикальная характеристика второго типа для водоплавающего нефтенасыщенного коллектора, перекрытого глинами.

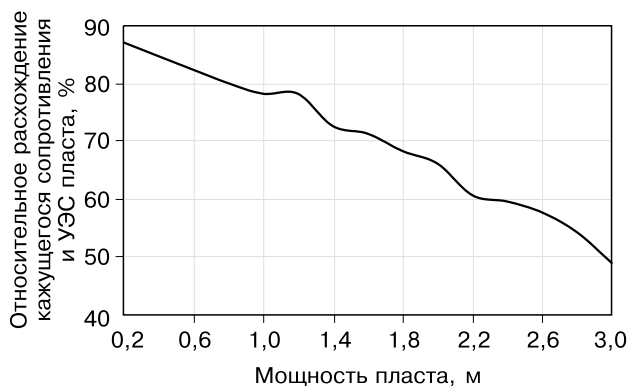


**Рис. 5.23.** Вертикальная характеристика третьего типа для водоплавающего нефтенасыщенного пласта, перекрытого глинами.

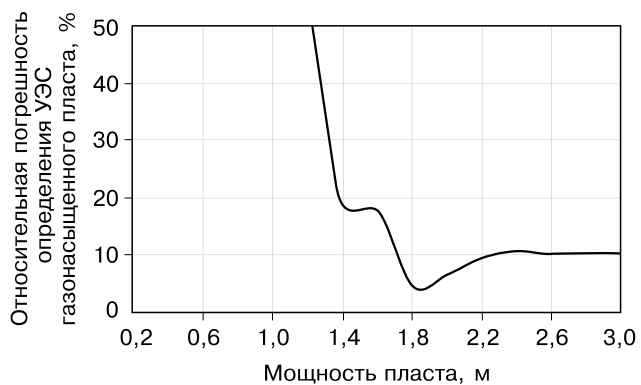
**Рис. 5.24.** Вертикальная характеристика второго типа для водоплавающего газонасыщенного пласта, перекрытого глинами.

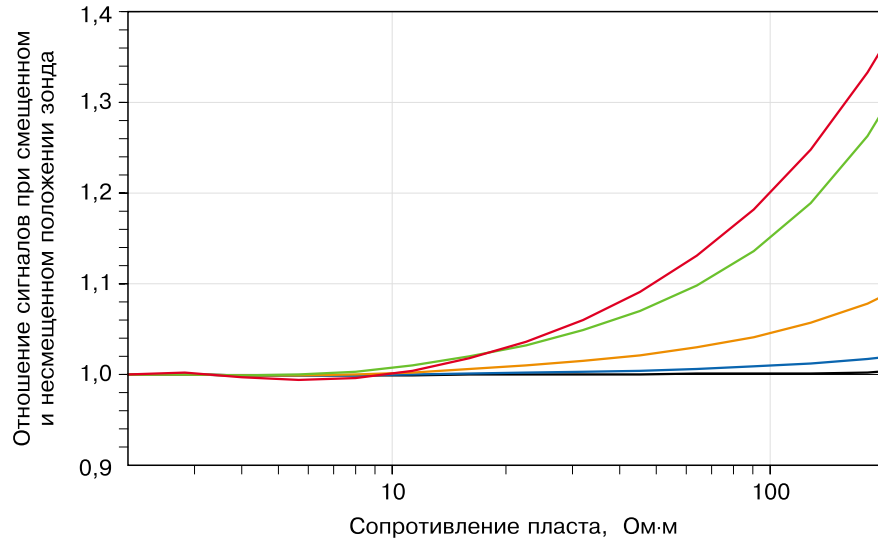


**Рис. 5.25.** Вертикальная характеристика третьего типа для газонасыщенного пласта, перекрытого глинами.

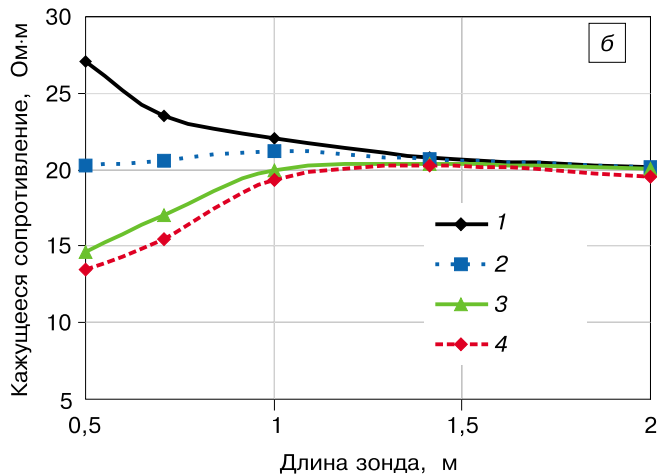
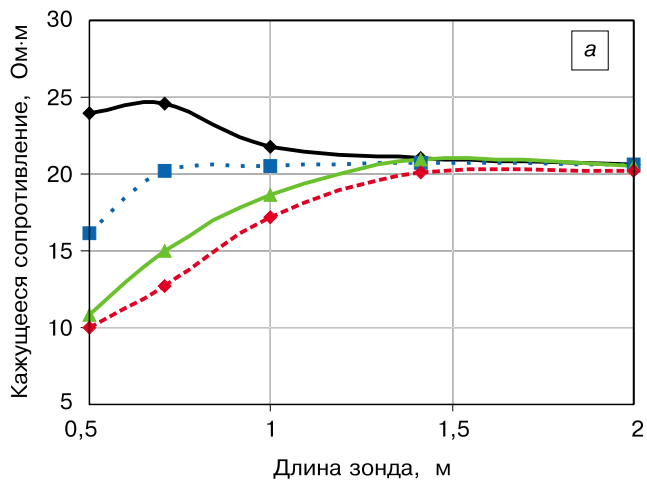


**Рис. 5.26.** Вертикальная характеристика второго типа для газонасыщенного коллектора, перекрытого глиной при известных параметрах вмещающих отложений.





**Рис. 5.27.** Влияние эксцентриситета ( $\rho_c = 2$  Ом·м,  $r_c = 0,108$  м).  
Усл. обозн. см. рис. 3.13.



**Рис. 5.28.** Влияние эксцентриситета прибора в скважине с учетом (а) и без учета (б) влияния корпуса прибора.

1—4 — расположение прибора (1 — центр, 2 — смещение 0,03 м, 3 — 0,05 м, 4 — 0,06 м).



проявляется на показаниях двух коротких зондов и увеличивается по мере уменьшения электропроводности пласта. При этом происходит завышение измеренных сигналов, и, следовательно, влияние эксцентриситета на коротких зондах проявляется в занижении кажущегося сопротивления.

Отметим, что влияние эксцентриситета не превышает погрешности измерений в практически важном диапазоне  $\rho_{\text{п}} = 2\text{--}20$  Ом·м. Влияние эксцентриситета на показания самого короткого зонда становится заметным (более 10 %) при  $\rho_{\text{п}} > 50$  Ом·м, а для зонда длиной 0,7 м — при  $\rho_{\text{п}} > 65$  Ом·м.

В наибольшей степени эксцентриситет влияет на показания зондов в скважинах, заполненных минерализованной промывочной жидкостью ( $\rho_{\text{с}} \approx 0,2$  Ом·м). В этом случае при оценке влияния эксцентриситета необходимо учитывать корпус прибора, вытесняющий часть хорошо проводящего бурового раствора. На рис. 5.28 приведены кривые кажущихся сопротивлений для пласта с УЭС 20 Ом·м, при соосном и смещенном на стенку скважины положениях прибора. Как видно из рисунка, эксцентриситет влияет на показания трех коротких зондов: существенно (до двух раз на коротком зонде) занижается кажущееся сопротивление.

Отметим, что в системе компьютерной интерпретации выполняется автоматическая коррекция искажений сигналов, обусловленных эксцентриситетом зондов.

# 6

## КАЧЕСТВО КАРОТАЖНОГО МАТЕРИАЛА

Общие требования к качеству материалов ГИС определяет действующая «Инструкция по приемке результатов измерений при геофизических и геохимических исследованиях скважин». Все общие положения данной Инструкции в полной мере относятся к материалам ВИКИЗ.

### 6.1. Общие требования

Здесь приведены необходимые для ВИКИЗ положения Инструкции, а также дополнительные требования, обусловленные спецификой метода.

Перечень требуемой информации:

- название геофизической организации;
- название предприятия бурения;
- название площади, номер скважины;
- данные о скважине, в частности, глубина забоя, диаметр и глубина башмака колонны (при наличии);
- номер скважинного прибора ВИКИЗ;
- дата измерений;
- повторные контрольные записи длиной не менее 50 м в исследуемом интервале;
- при записи на регистратор с аналоговыми входами необходима запись «нуль-сигнала» ( $\Delta\varphi = 0$ ) и «стандарт-сигнала» ( $\Delta\varphi = 25^\circ$ ) в основном файле.

Условия проведения каротажа:

- скорость регистрации не более 2000 м/ч;
- шаг квантования по глубине не более 0,2 м;

Требования к качеству материалов:

- отклонение «нуль-сигнала» и «стандарт-сигнала» от номинальных значений не должно превышать 0,2°;
- отклонение основной и повторной записей от их средних арифметических значений не должно превышать значения  $\pm(0,2^\circ + 0,03 \cdot \quad)$ .

Для оценки качества и проведения интерпретации данных требуется наличие на каротажной диаграмме следующих элементов:

- калибровочных уровней 0 и 25°;
- повторного замера на перекрывающемся с основной записью интервале.

## 6.2. Калибровочные уровни

Для регистраторов с аналоговым интерфейсом наличие калибровочных уровней в первичной записи диктуется технологией регистрации, но, как правило, эти уровни не сохраняются после первичной обработки. Для этого в процессе каротажа и изменения глубины (в начале или конце записи) необходимо включить наземную панель в режим калибровки. В результате этого в основной записи будут присутствовать необходимые уровни.

Для регистраторов с цифровым интерфейсом наличие необходимых уровней в записи должно обеспечиваться программно.

Допускаются отклонения  $\pm 0,2^\circ$  от номинальных значений.

На рис. 6.1 приведен фрагмент каротажной диаграммы с записанными калибровочными уровнями 0 и  $25^\circ$ .

## 6.3. Повторные замеры

Повторные измерения на перекрывающихся интервалах широко используются в каротаже для контроля качества материалов ГИС. В этом случае контролируется, прежде всего, качество работы скважинного прибора, а не регистрирующей аппаратуры.

Аппаратура ВИКИЗ обладает высокой точностью измерений, диаграммы соответствующих зондов при повторных измерениях должны иметь незначительные относительные расхождения: не более 3 % для двух длинных и не более 5 % для трех коротких зондов. Расхождения показаний на повторных записях, превышающие эти значения, могут происходить либо из-за неисправности прибора, либо из-за некачественной записи.

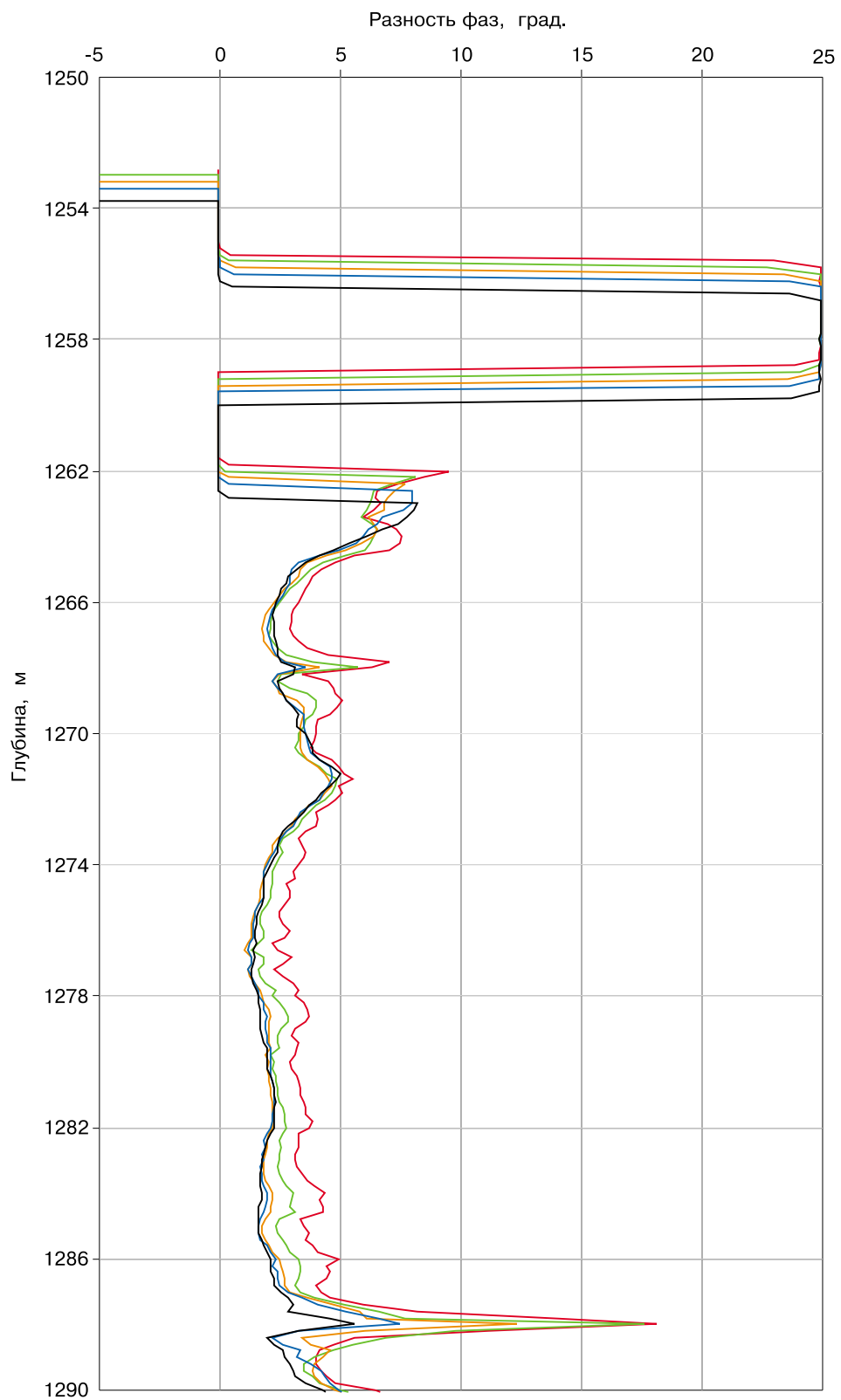
Важно помнить, что для оценки качества материала можно рассматривать данные, записанные только во время одного и того же каротажа, т.е. с минимальным временным интервалом. Это обусловлено высокой разрешающей способностью ВИКИЗ в радиальном направлении и чувствительностью к небольшим изменениям геоэлектрических параметров зоны проникновения.

На рис. 6.2 приведены повторные записи диаграмм (показаны пунктиром) на интервале 40 м. Видно, что различия в записях не превосходят уровня ошибок измерения.

## 6.4. Начальные фазовые сдвиги зондов

Все модификации скважинных приборов, за исключением последней модели, использующей микропроцессор, имеют ненулевые начальные фазовые сдвиги. То есть при измерении в воздухе зонды ВИКИЗ имеют ненулевые показания, обусловленные особенностями каждого прибора. Эти значения являются постоянными для всего диапазона измеряемых значений и могут изменяться только при изменениях конструктивных параметров зондов или электронной схемы.

Для компенсации начальных фазовых сдвигов предусмотрен режим учета их в наземной панели (калибровка). При этом зафиксированные в постоянном запоминающем устройстве (ПЗУ) показания прибора в воздухе автоматически компенсируются при проведении измерений. Для правильного функционирования этого режима необхо-



**Рис. 6.1.** Калибровочные уровни 0 и 25° на диаграмме.

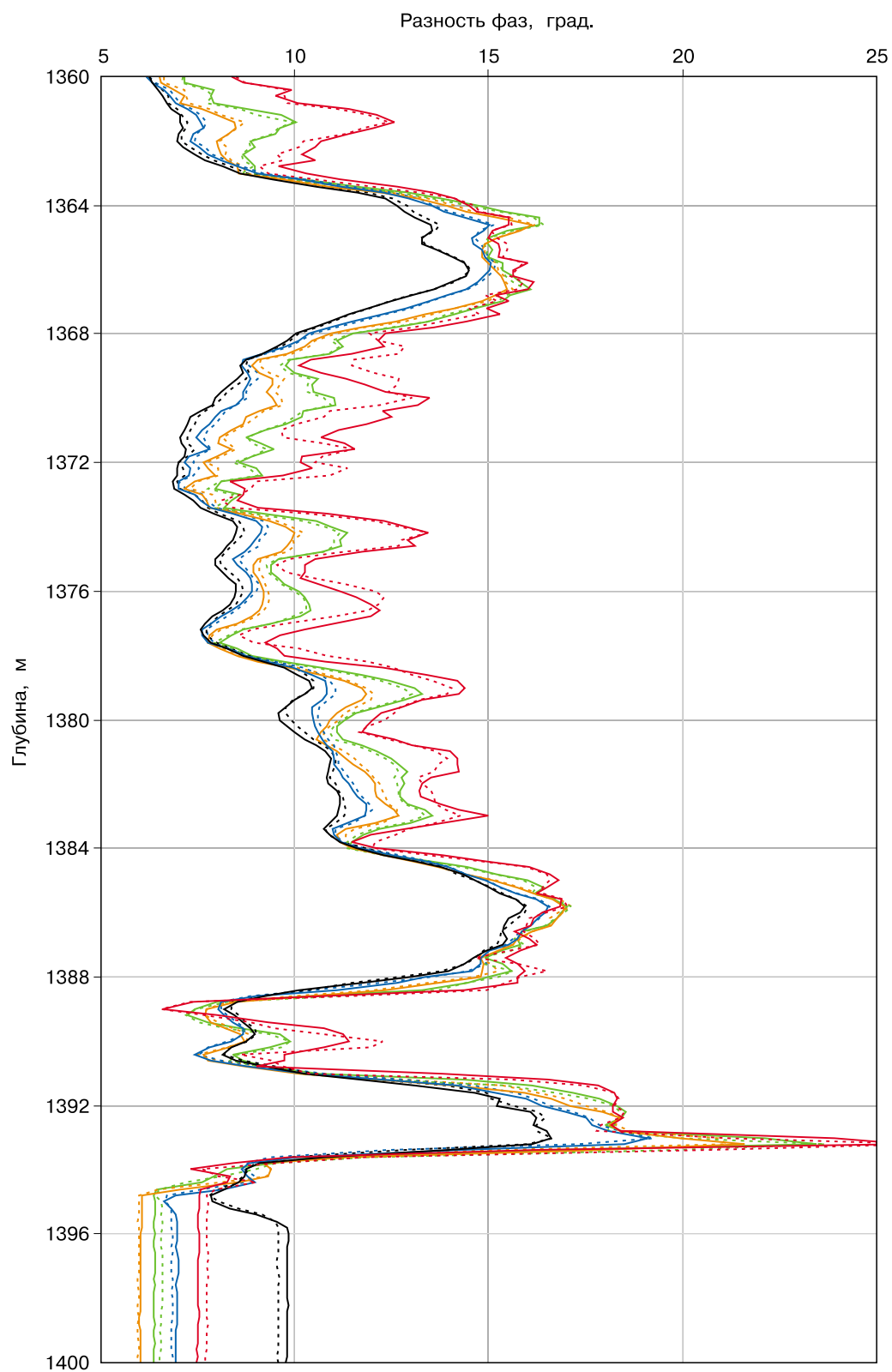


Рис. 6.2. Повторная запись диаграммы.

димо строгое соблюдение следующих условий проведения измерений: «нулевые» значения записываются в память, когда прибор находится вдали от массивных металлических предметов и конструкций, установлен на козлах и при положительной температуре. При этом скважинные исследования можно проводить только с той конкретной наземной панелью, на которой была произведена калибровка аппаратуры.

Для регистратора с цифровым интерфейсом, т.е. при записи без использования наземной панели, такую функцию обычно выполняет программа регистрации.

Допускается регистрация кривых ВИКИЗ без компенсации начальных фазовых сдвигов. В этом случае необходимые поправки вводятся либо вручную, либо автоматически в программе интерпретации МФС ВИКИЗ 98 (версия 1.3 и выше).

После коррекции начальных фазовых сдвигов необходима проверка диаграмм по диапазону допустимых значений разностей фаз. Наибольшее значение измеряемой разности фаз, как правило, не должно превосходить  $90^\circ$  (это соответствует кажущемуся сопротивлению  $\rho_k = 0,22 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ):

$$\Delta\varphi_{\max} \approx 90^\circ.$$

Измеряемая разность фаз должна быть величиной положительной и не меньшей, чем шумы аппаратуры:

$$\Delta\varphi_{\min} \approx 0,2^\circ.$$

Качественная и количественная интерпретация материалов каротажа имеет ограничения. Возможности того и другого подхода в интерпретации становятся более определенными и однозначными при наличии достоверной информации о разрезе. Во многом правильность выводов о геологических объектах основана на достоверности полученных данных. Вопросам оценки достоверности и контроля исходных данных посвящена предыдущая глава. Это позволяет рассматривать приводимые ниже материалы, не сомневаясь в их качестве.

Некоторые вопросы качественной экспресс-интерпретации могут решаться на основе визуального анализа диаграмм ВИКИЗ, ПС и других методов. По его результатам можно выделять коллекторы с оценкой их вертикальной неоднородности. При благоприятных условиях возможна качественная оценка характера флюидонасыщения. При этом данные о граничных значениях удельного сопротивления продуктивных пластов в конкретной залежи сужают неопределенность качественного заключения.

Наиболее часто пласты-коллекторы в терригенном разрезе выделяются по радиальному градиенту удельного сопротивления. Это характерно при наличии зоны проникновения фильтрата бурового раствора, отличающейся по удельному сопротивлению от незатронутой части пласта. Изменения кажущихся сопротивлений от зонда к зонду могут быть прямым показателем проницаемости мощного пласта.

Эффективность качественной интерпретации и достоверность заключения основаны на:

- слабой зависимости измерений от параметров скважины и примыкающей к ней области;
- высокой разрешающей способности как в радиальном направлении, так и вдоль скважины;
- хорошей точности измерений и их стабильности.

Оценка значений удельного сопротивления пластов-коллекторов и зон проникновения выполняется в программе МФС ВИКИЗ. Вместе с тем, практические диаграммы могут дать достаточно полную информацию и без количественной обработки. Так при относительно неглубоком проникновении фильтрата достаточно просто устанавливается соответствие кажущихся УЭС истинным значениям. Анализ данных по комплексу методов повышает достоверность выводов о разрезе. Рассматриваемые далее материалы подробно обсуждаются именно с этих позиций.

Как уже отмечалось, некоторые вопросы геологической интерпретации данных могут решаться на основе визуального анализа диаграмм ВИКИЗ и ПС. В комплексе с

радиоактивными методами достоверность выводов возрастает. По результатам зондирования можно с высокой достоверностью выделять коллекторы, располагая минимальной априорной информацией о технологии вскрытия разреза. Так, признаки наличия окаймляющей зоны отражаются инверсией (появлением экстремума) кривых зондирования, а безошибочность ее диагностики опирается на оценки пространственной разрешающей способности.

Обычно все пять измерений располагаются на одном поле каротажных диаграмм. Связь разности фаз с удельным сопротивлением является нелинейной. По разным соотношениям шкала для данных может быть представлена в значениях либо разностей фаз (линейная шкала), либо кажущегося сопротивления (логарифмическая или линейная шкала). Отметим основные изменения вида каротажных диаграмм, обусловленные использованием различных масштабных шкал.

*Линейная шкала разностей фаз.* В этом случае каротажные диаграммы прямо отображают измерения. Чем выше электропроводность среды, тем сильнее изменяются диаграммы. Такое представление данных создает определенные методические удобства. Так, низкоомные отложения (глины, насыщенные солеными водами коллекторы и т.п.) легко распознаются за счет больших значений разности фаз, соответствующих этим интервалам.

*Логарифмическая шкала кажущихся сопротивлений.* Логарифмическая шкала «сжимает» диаграммы кажущихся сопротивлений в диапазоне малых значений (до 10 Ом·м) и «растягивает» в интервале больших удельных сопротивлений. Это приводит к хорошему визуальному выделению пластов высокого сопротивления.

*Линейная шкала кажущихся сопротивлений.* Такая трансформация приводит к сильным изменениям вида диаграмм: кривые сжаты в самом информативном для индукционных методов каротажа низкоомном диапазоне. Такой способ представления данных снижает визуальное разрешение в породах с низкими удельными сопротивлениями (песчаные глины, алевролиты и т.п.). В то же время высокоомные интервалы хорошо дифференцируются по сопротивлению.

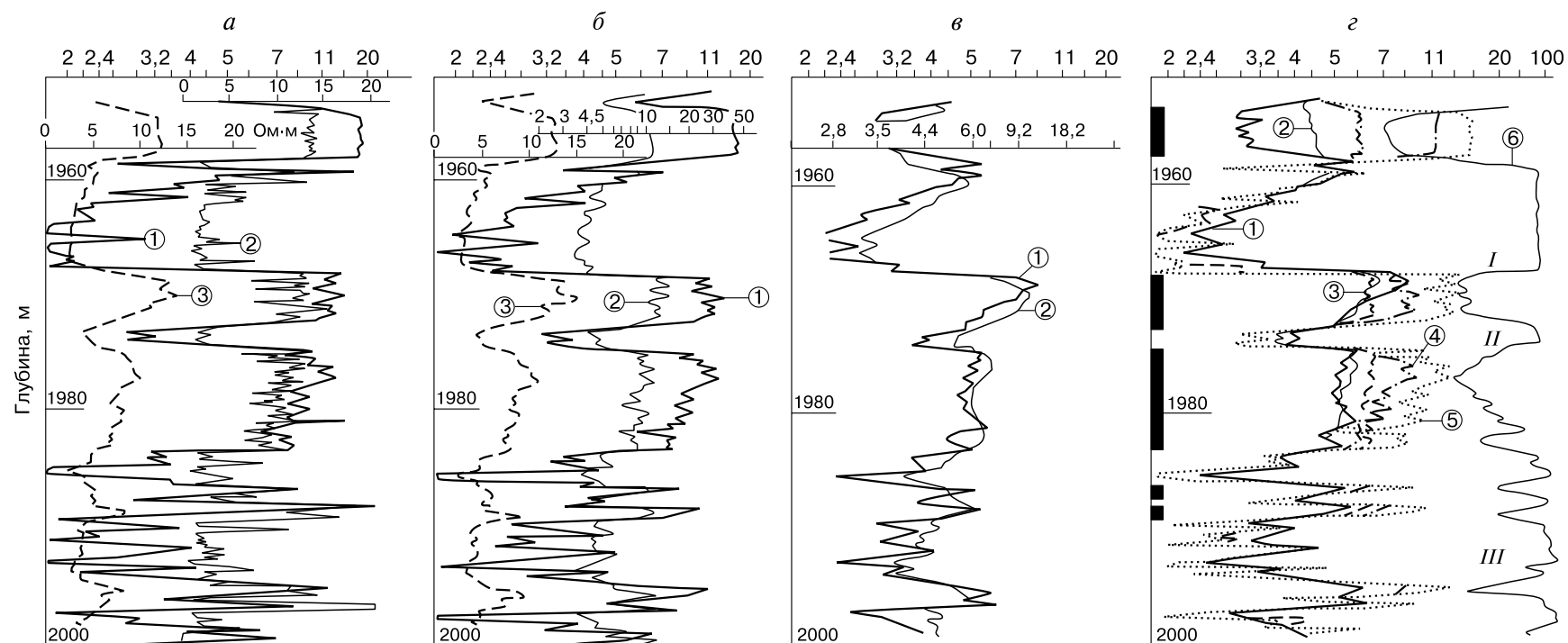
## **7.1. Литологическое расчленение разреза. Выделение уплотненных прослоев**

Учитывая геоэлектрические характеристики мезо-кайнозойских отложений в Западной Сибири и высокую локальность исследования зондами ВИКИЗ, можно уже на качественном уровне получить достаточно убедительные и достоверные сведения о геологическом разрезе. Остановимся на некоторых вопросах качественного анализа и интерпретации.

В качестве примера на рис. 7.1 (*a—г*) приведены фрагменты каротажных диаграмм различных методов электрического и электромагнитного каротажа, полученных в одной из скважин Сургутского свода в интервале глубин 1955—2000 м.

Данные для зондов высокого вертикального разрешения — микробоккового каротажа (МБК), ВИКИЗ-0,5 м и потенциал-зонда (0,5 м), приведены на рис. 7.1, *a*. Отмечается хорошая дифференциация диаграммы ВИКИЗ в интервалах низких сопротивлений (менее 4—5 Ом·м). Тонкая слоистость выделяется коротким зондом с достаточно высокой детальностью, уступая только зонду МБК. При этом их кажущиеся сопротивления различаются, поскольку короткий зонд значительно сильнее исключает влияние скважины, чем МБК.





**Рис. 7.1.** Сравнение электрических и электромагнитных методов каротажа:

*а* — 1 — ВИКИЗ (0,5 м), верхняя шкала, 2 — боковой микрозонд, 3 — потенциал-зонд (AM=0,5 м), нижняя шкала; *б* — 1 — ВИКИЗ (0,7 м), верхняя шкала, 2 — боковой зонд, 3 — потенциал-зонд (AM=0,5 м), нижняя шкала; *в* — 1 — ВИКИЗ (2,0 м), верхняя шкала, 2 — индукционный зонд, нижняя шкала; *г* — 1—5 — зонды ВИКИЗ (0,5, 0,7, 1,0, 1,4, 2,0 м соответственно); 6 — ПС.

Анализ диаграмм ВИКИЗ-0,7 м, бокового каротажа (БК-3) и потенциал-зонда (см. рис. 7.1, б) показывает их высокую корреляцию при расчленении разреза. Отличительной чертой зонда длиной 0,7 м является хорошее вертикальное разрешение в интервалах относительно низкого удельного сопротивления. Отметим более высокое разрешение электромагнитных зондов по сравнению с потенциал-зондом при выделении пластов с малыми и средними значениями УЭС. Границы пластов, выделенных по диаграммам ВИКИЗ, находятся в полном соответствии с данными БК.

Сравнение диаграмм стандартного индукционного зонда, широко применяемого при исследовании эксплуатационных скважин, с длинным зондом ВИКИЗ показано на рис. 7.1, в. Для зонда ВИКИЗ характерна более высокая детальность расчленения разреза. Значения их кажущихся удельных сопротивлений различаются, но для зонда ВИКИЗ значения  $\rho_k$  ближе к истинным УЭС пластов. Этот факт подтверждается результатами инверсии. На рис. 7.1, г приведены диаграммы ВИКИЗ и ПС, а также выделены интервалы с инверсией кривых зондирования, указывающих на наличие окаймляющей зоны. На этих интервалах выделяются нефтенасыщенные коллекторы.

Литологическое расчленение терригенных разрезов на качественном уровне становится более достоверным, если диаграммы ВИКИЗ и ПС дополнены данными радиоактивных методов — НКТ и ГК. Методика комплексного использования этих методов общеизвестна. При дальнейшем обсуждении результатов интерпретации диаграмм ВИКИЗ и ПС будут привлекаться данные радиоактивных методов.

В толще алымских глин выделяются уплотненные непроницаемые пропластки, вероятно, песчаников, которые характеризуются высокими значениями удельного сопротивления, низким содержанием водорода (по данным НКТ) и низким значением естественной радиоактивности (по ГК), а также отрицательной аномалией ПС. Такие пропластки можно увидеть на диаграммах (рис. 7.2). Учитывая низкое водородосодержание в этих пропластках по данным НКТ, можно констатировать, что песчаные интервалы зацементированы. Похожие синтетические диаграммы показаны на рис. 3.13.

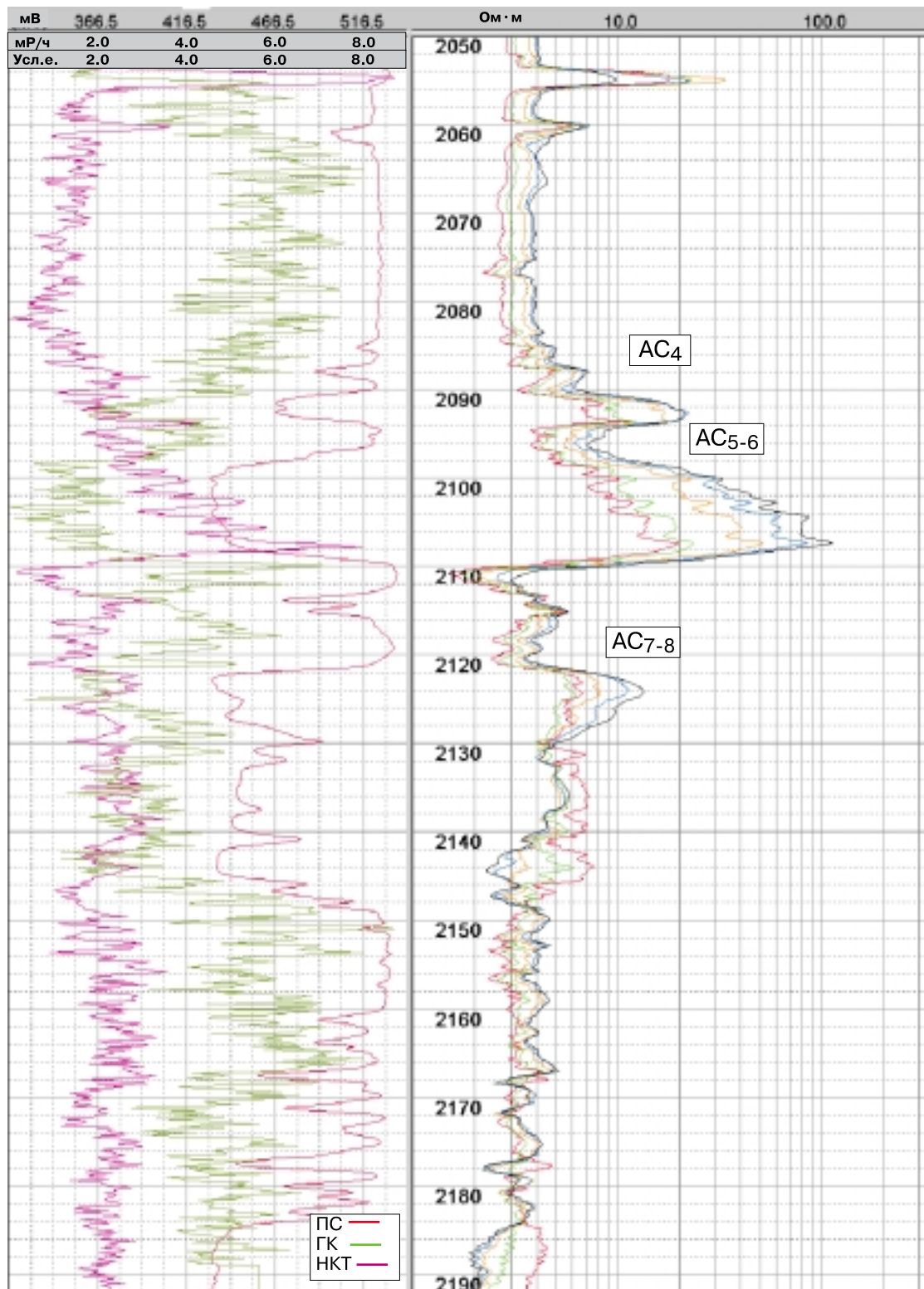
Аналогично выделяются уплотненные пласты в интервале продуктивных и водоносных песчаников. Так, в скважине 48 продуктивная часть пласта АС<sub>7-8</sub> разделена зацементированным прослоем (см. рис. 7.2, а, пикет 2115 м), который отмечается высокими значениями кажущихся сопротивлений, чрезвычайно низким значением пористости по НКТ, низким уровнем седиментационной пелитности минерального состава по ГК и ПС. Аналогичный пласт в скважине 98 находится в водонасыщенном песчанике (рис. 7.2, в, пикет 2134 м).

Достоверность литологического расчленения по диаграммам ВИКИЗ подтверждается высокой степенью корреляции между данными различных методов.

## 7.2. Выделение коллекторов и оценка типа насыщения

Совмещенные диаграммы ВИКИЗ (см. рис. 7.1, г) дают наглядное представление о возможности выделения коллекторов по радиальному изменению удельных сопротивлений. При этом диаграмма ПС является источником важной дополнительной информации для качественной интерпретации разреза. Существенные изменения значений  $\rho_k$  с последовательным уменьшением от короткого зонда к длинному являются характерным признаком водонасыщенных коллекторов (соленость пластовых вод превышает соленость фильтрата). Водоносный пласт (верхняя часть диаграмм, выше 1960 м) выделяется значительным расхождением кажущихся сопротивлений зондов — от 15 до 30 Ом·м.

*a*



**Рис. 7.2.** Диаграммы ВИКИЗ, ПС, ГК, НКТ в меловых отложениях с продуктивными пластами AC<sub>4-8</sub>. *a* – скв. № 48, *б* – 49, *в* – 98.

б

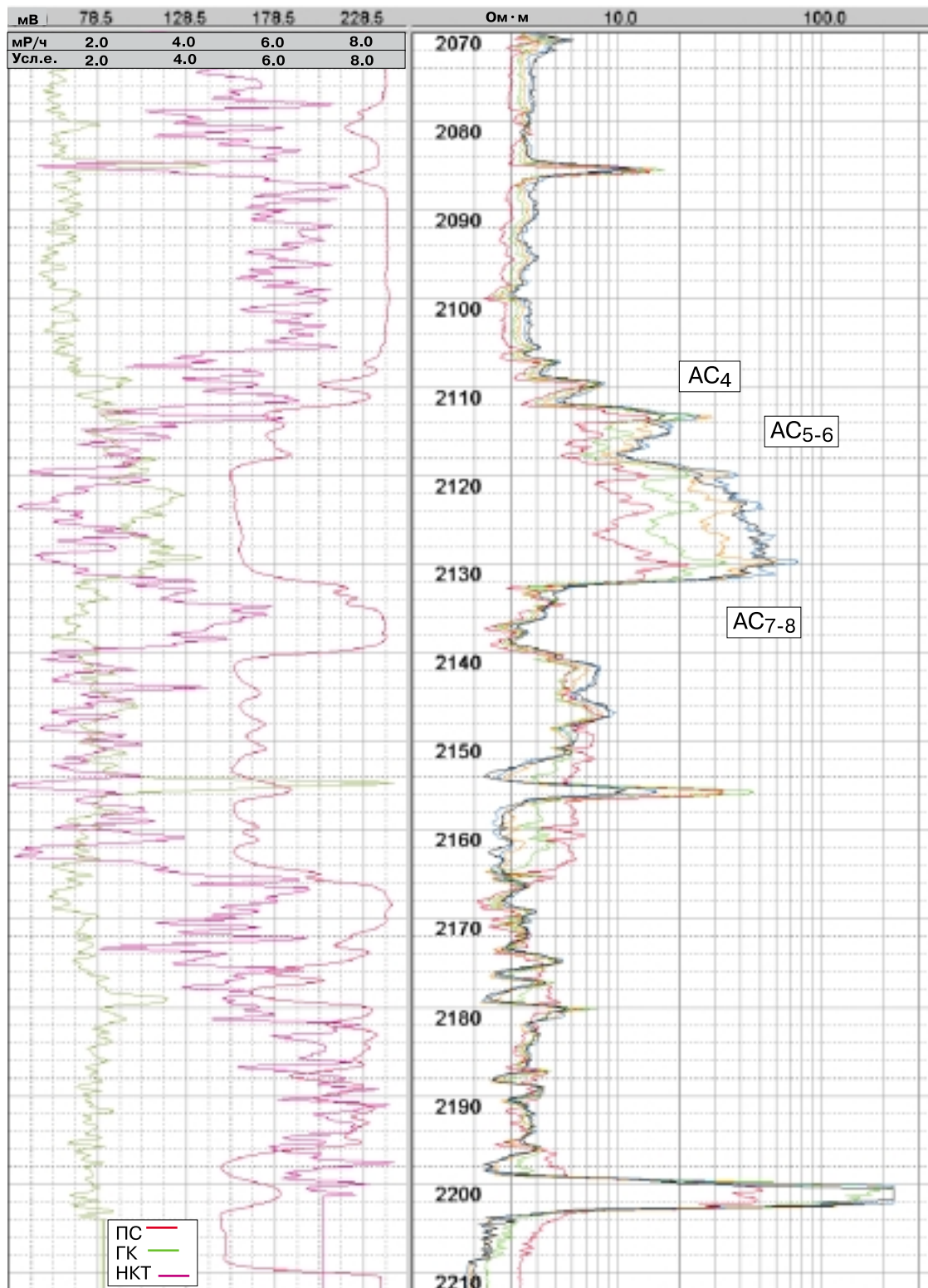


Рис. 7.2. Продолжение.

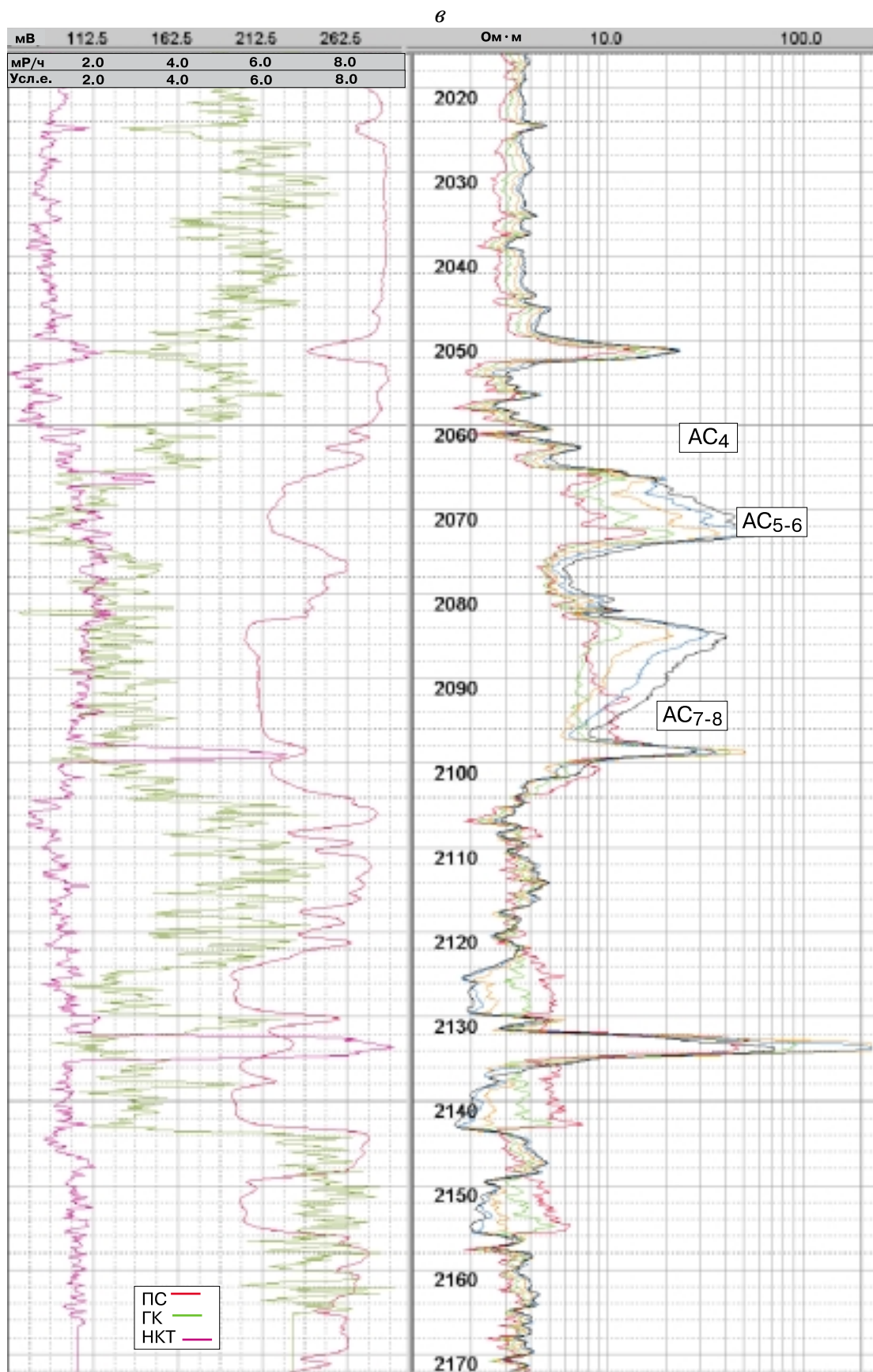


Рис. 7.2. Окончание.

При этом УЭС глинистых неоднородных отложений в его подошве изменяются от 2,2 до 4,4 Ом·м.

Нефтеносные пласты-коллекторы (средняя часть диаграмм) отмечаются меньшим расхождением кривых и повышенными значениями  $\rho_k$ . В кровельной части верхнего нефтяного пласта (1968—1973 м) выделена окаймляющая зона, положение которой по глубине определяется инверсией кривых зондирования. Ниже точки, где появляется инверсия (1970,8 м), экстремальное значение  $\rho_k = 4,8$  Ом·м, что свидетельствует об увеличении количества воды в коллекторе. Этот пласт с большим содержанием воды характеризуется вертикальной литологической неоднородностью по данным малого зонда и кривой ПС.

В табл. 7.1 приведены кажущиеся удельные сопротивления в пластах-коллекторах по данным зондирования для рассмотренных на рис. 7.1 диаграмм. УЭС бурового раствора — 2 Ом·м, радиус скважины — 0,108 м.

Таблица 7.1

Кажущиеся удельные сопротивления в пластах-коллекторах по данным зондирования

Тип флюида	Зонд				
	0,5 м	0,7 м	1,0 м	1,4 м	2,0 м
Вода	25	16	7,5	5,0	3,2
Нефть	20	12	8,0	7,8	11
Нефть	16	11	7,7	6,7	6,4

Ниже даны результаты количественной интерпретации. Водоносный пласт: УЭС пласта и зоны проникновения — 3,1 и 29,0 Ом·м соответственно; толщина зоны проникновения — 0,56 м, т.е. около четырех радиусов скважины. Нефтеносный пласт  $AC_7$ : УЭС пласта, окаймляющей зоны и зоны проникновения — 15,0, 1,9 и 24,0 Ом·м соответственно; толщина зоны проникновения — 0,48 м. Нефтеносный пласт  $AC_8$ : УЭС пласта и зоны проникновения — 6,3 и 22,0 Ом·м соответственно; толщина зоны проникновения — 0,54 м.

Наличие радиального градиента удельного сопротивления на диаграммах ВИКИЗ является одним из главных признаков пласта-коллектора. Он наиболее устойчив для проницаемых пластов, содержащих только пластовую воду, а также подвижные углеводороды и пластовую воду, более соленую, чем фильтрат бурового раствора. Формирование радиального градиента зависит от многих причин, в том числе и от времени. В разные сроки проведения каротажа можно получить разные радиальные градиенты УЭС. Иногда эти замеры производятся тогда, когда уже радиальная неоднородность практически отсутствует. Поэтому однократные измерения электрических свойств в зонах проникновения продуктивных пластов могут не отражать всего многообразия взаимодействий фильтрата с пластовыми флюидами.

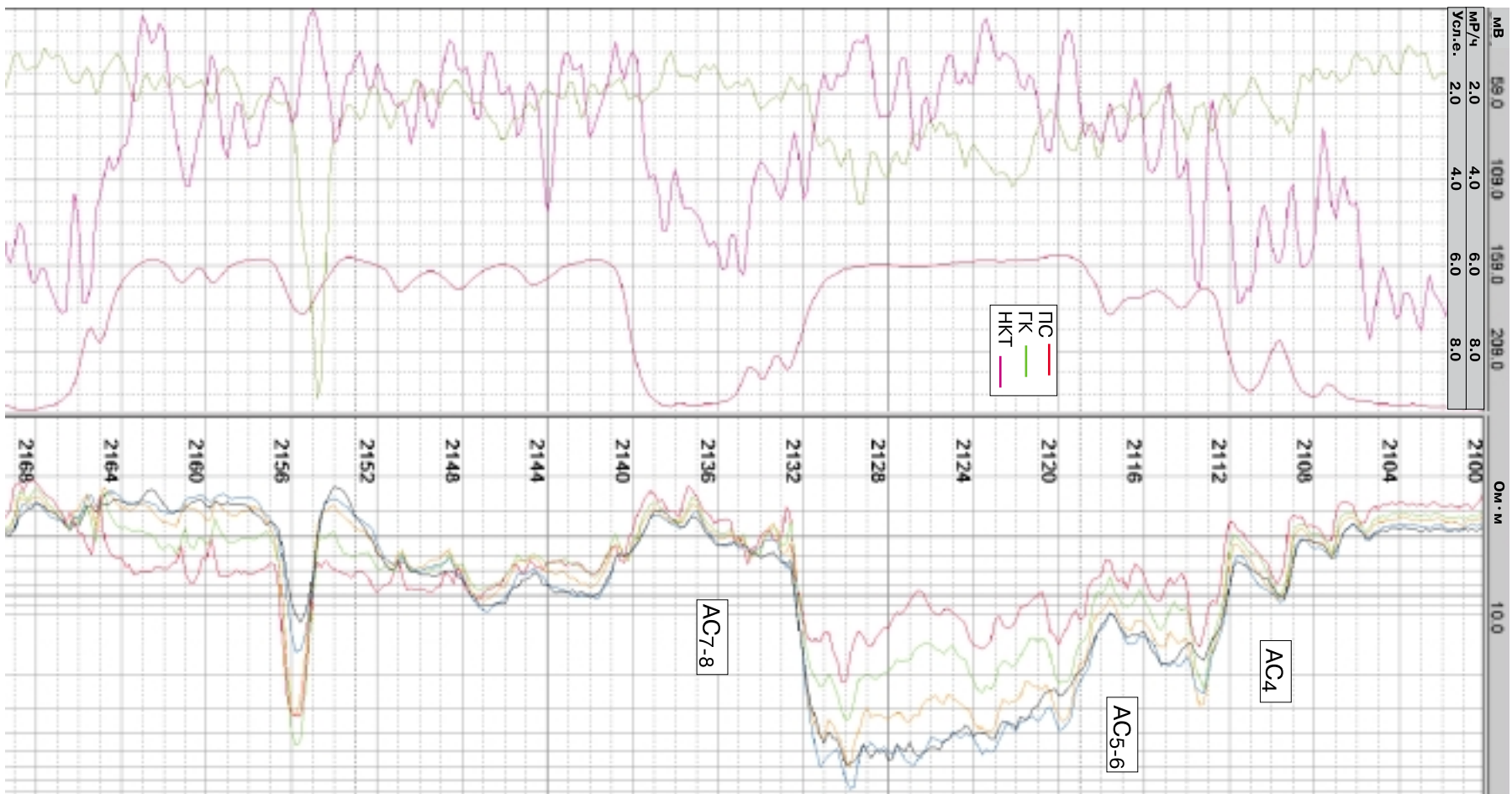
Визуальный анализ всех кривых ВИКИЗ, полученных в оптимальные сроки после вскрытия разреза, позволяет так же уверенно выделять породы-коллекторы, насыщенные соленой пластовой водой (при слабосоленом фильтрате бурового раствора). При этом рас-

хождение в показаниях зондов зависит от глубины проникновения фильтрата и полноты вытеснения пластовой воды из порового пространства.

Для качественных оценок характера насыщения пластов-коллекторов принципиальное значение имеют сведения о критических величинах удельных сопротивлений. Эти значения, полученные, как правило, на основе большого статистического материала, вобравшего данные каротажа и петрофизических измерений, а также результаты испытаний и эксплуатации пластов, дают большую уверенность в достоверности получаемых результатов.

На рис. 7.2 приведены диаграммы ВИКИЗ, ПС, ГК И НКТ. Каротаж выполнен в вертикальной части ствола, вскрывшей меловые песчаники и алевролитово-глинистые породы. Продуктивные песчаники пластов АС<sub>4-8</sub> выделяются среди других коллекторов повышенными значениями удельных сопротивлений, что легко распознается при сопоставлении в соответствующих интервалах кажущихся сопротивлений с диаграммами ПС. Толщи алымских глин, перекрывающих продуктивные песчаники, выделяются на диаграммах ВИКИЗ по признакам понижающего проникновения и значениям истинного сопротивления, меньшим 4 Ом·м. Если газонасыщенные пласты АС<sub>4</sub> и АС<sub>5-6</sub> отмечаются по ВИКИЗ понижающим проникновением, то в нефтесодержащих пластах АС<sub>7-8</sub> наблюдается более сложная картина проникновения. Подошвенная часть пластов АС<sub>7-8</sub> содержит пластовую воду. Это однозначно определяется по большим градиентам кривой зондирования и малым величинам кажущихся сопротивлений (меньше критических) для длинных зондов. Так, в скважине 48 (см. рис. 7.2, а) интервал 2142—2148 м отмечается значительным изменением кажущегося сопротивления с понижающей зоной проникновения. Все интервалы песчаников выделяются максимальными отрицательными аномалиями ПС. При этом удельное сопротивление пласта по показаниям длинного зонда менее 2,5 Ом·м. Аналогичная картина наблюдается на интервале 2152—2166 м в скважине 49 (см. рис. 7.2, б, исключая уплотненный интервал 2155—2157 м) и в интервале 2124—2130 м в скважине 98 (см. рис. 7.2, в). Газонасыщенные пласты АС<sub>4</sub> и АС<sub>5-6</sub> характеризуются по данным ВИКИЗ понижающим проникновением и более высокими значениями УЭС пластов.

На рис. 7.3, а представлены материалы по скважине 49. Интервалы коллекторов АС<sub>5-6</sub> (2118—2132 м) и АС<sub>7-8</sub> (2140—2166 м) хорошо выделяются практически равными отрицательными аномалиями ПС. В первом интервале по данным ВИКИЗ отмечается понижающее проникновение с равными показаниями на двух длинных зондах, что позволяет правильно определить истинное сопротивление этого пласта (около 30 Ом·м). На всем интервале этого пласта НКТ фиксирует повышенные значения регистрируемого параметра, что в совокупности характеризует коллектор как газонасыщенный. Второй коллектор, залегающий ниже, выделяется пониженными значениями кажущихся сопротивлений в нефтенасыщенных интервалах по сравнению с газонасыщенным. При этом из-за литологической неоднородности наблюдаются небольшие колебания сопротивлений. В нефтенасыщенном интервале 2140—2148 м показания длинных зондов практически совпадают. Это дает возможность оценить значения истинных сопротивлений — 7—8 Ом·м, которые заметно превышают критический уровень. В интервале 2148—2152 м наблюдается одновременное снижение сопротивления по данным зондов 1,4 м и 2 м. Этот интервал интерпретируется как содержащий повышенное количество пластовой воды по сравнению с интервалом выше отметки 2148 м. Приподошвенная часть пласта-коллектора ниже пикета 2152 м интерпретируется как водонасыщенная. Этот интервал характеризуется заметным расхождением кажущихся сопротивлений: от 5,5 Ом·м для зонда 0,5 м до 2,5 Ом·м и менее для зонда 2 м.



**Рис. 7.3.** Диаграммы ВИКИЗ, ПС, ГК, НКТ в терригенном разрезе с газо-, нефтеводо- и водонасыщенными коллекторами. Инверсия кривых зондирования в переходной зоне пластов  $AC_{7-8}$  (а) и те же диаграммы в меловых отложениях с продуктивными пластами  $AC_{7-8}$  (б).



б

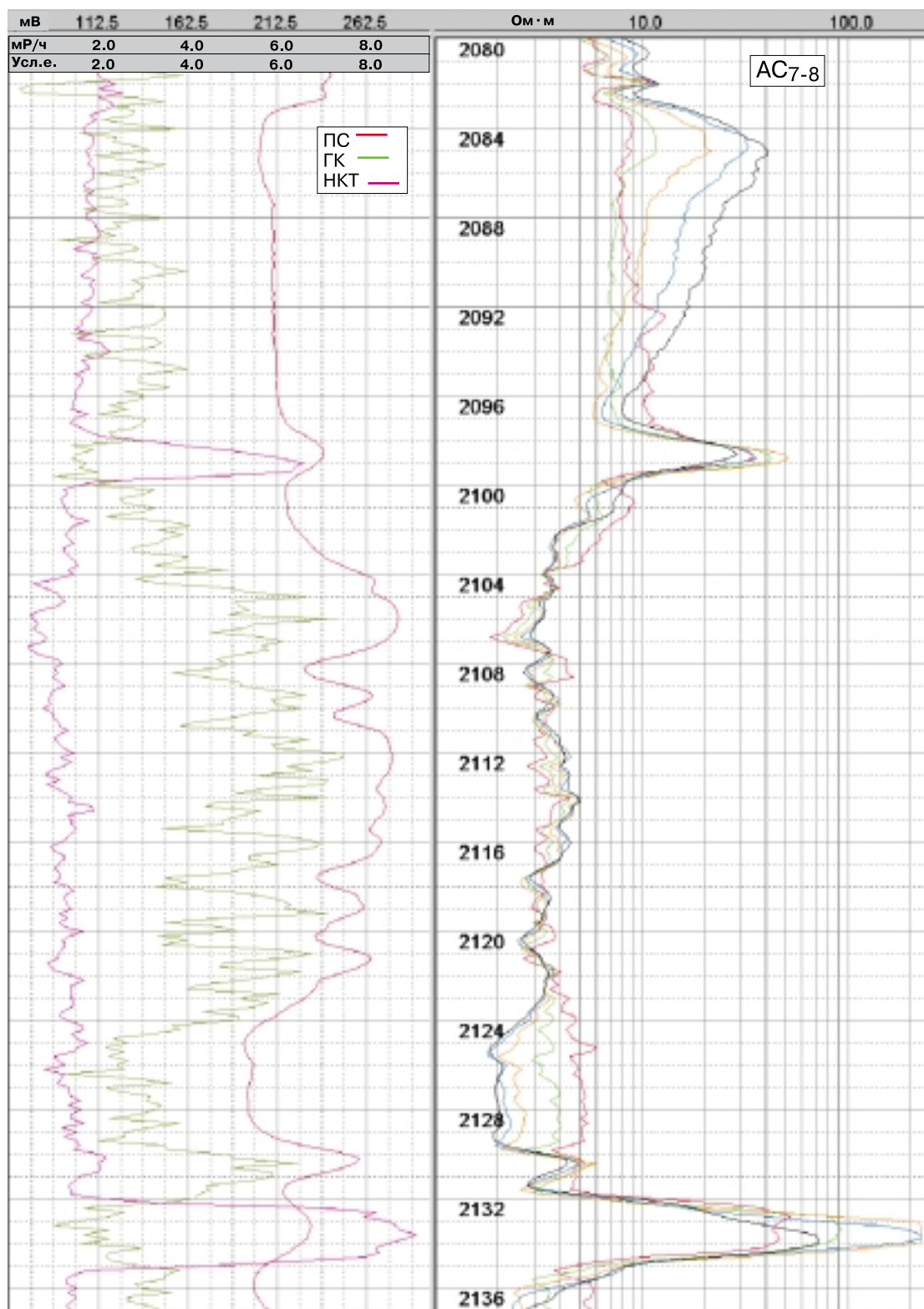


Рис. 7.3. Окончание.

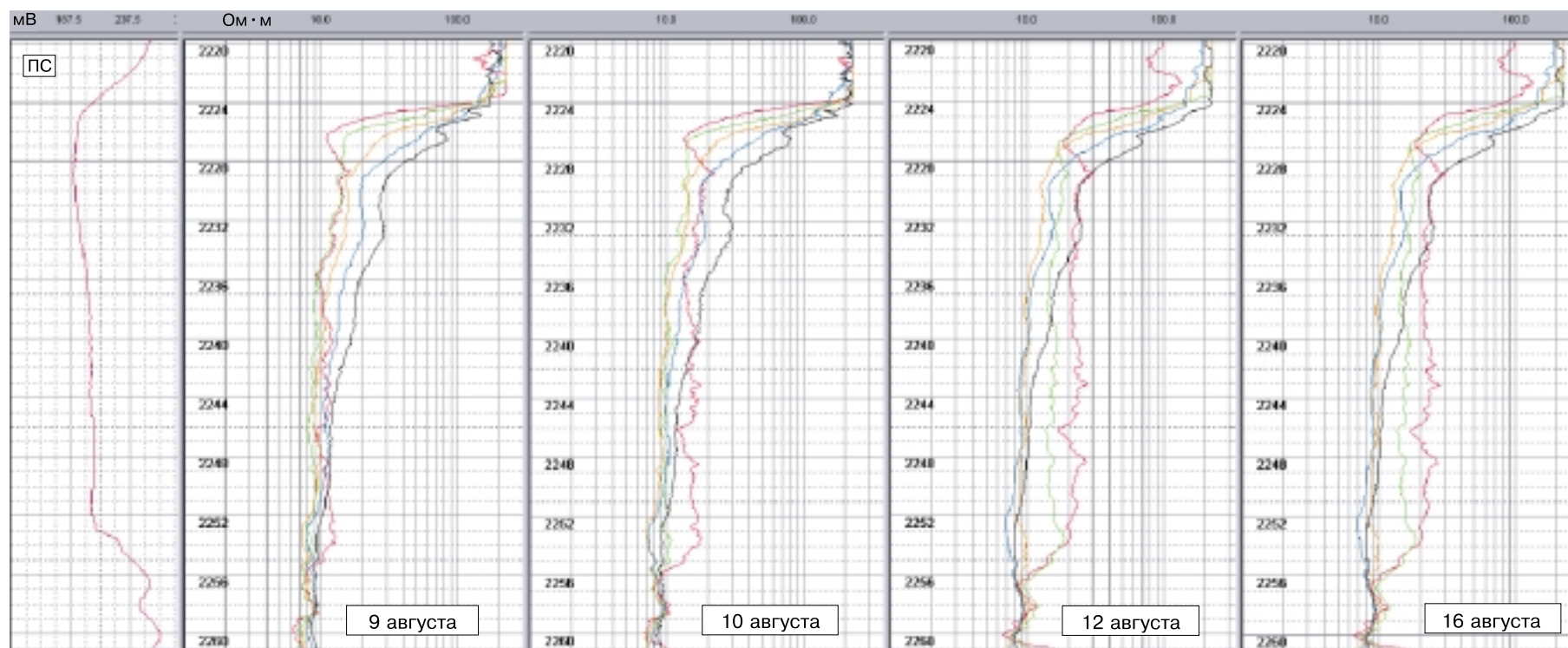
Задача оценки удельного сопротивления продуктивных коллекторов относительно малой мощности, особенно на качественном уровне, должна основываться на опыте и сопоставлении практических диаграмм, часто достаточно сложных, с данными двумерного математического моделирования.

На рис. 7.3, б приведены диаграммы ВИКИЗ, ПС, ГК и НКТ. Особенностью данного разреза является наличие окаймляющей зоны в продуктивном пласте-коллекторе АС<sub>7-8</sub>. Признаки окаймляющей зоны просматриваются с отметки 2086 м, где кажущиеся сопротивления для зонда 0,5 м становятся выше показаний других зондов. Это может быть объяснено увеличением объема вытесненной пластовой воды с глубиной. Если в интервале 2086—2090 м только показания зонда 0,7 м меньше, чем показания зонда 0,5 м, то начиная с 2094 м меньшими относительно зонда 0,7 м величинами кажущихся сопротивлений характеризуются зонды 1,0 и 1,4 м. При этом признаки понижающего проникновения видны на данных трех длинных зондов. Таким образом, можно видеть последовательное смещение показаний зондов друг относительно друга по принципу инверсии: от монотонно убывающих кривых зондирований в верхней части пласта-коллектора к кривым зондирований с минимумом в подошвенной его части. Ниже плотного зацементированного песчаника, которому соответствует резкое повышение  $\rho_k$  на пикете 2099 м, также есть интервал инверсии показаний зонда 2,0 м. Таким образом, и эту часть пласта-коллектора нужно рассматривать как продуктивную, но с большим содержанием пластовой воды. Ниже 2102 м, где отмечается повышенное содержание глинистости и пластовой воды, кажущееся сопротивление трех длинных зондов равно 3,7 Ом·м. Более глубоко залегающие пласты представлены переслаиванием алевролитов и глин с переходом в водонасыщенный песчаник, с удельным сопротивлением менее 2 Ом·м (интервал 2124—2130 м). В центральной части этого коллектора выделяется плотный пласт высокого сопротивления, характеризующийся малым уровнем естественной радиоактивности и весьма низким водородосодержанием.

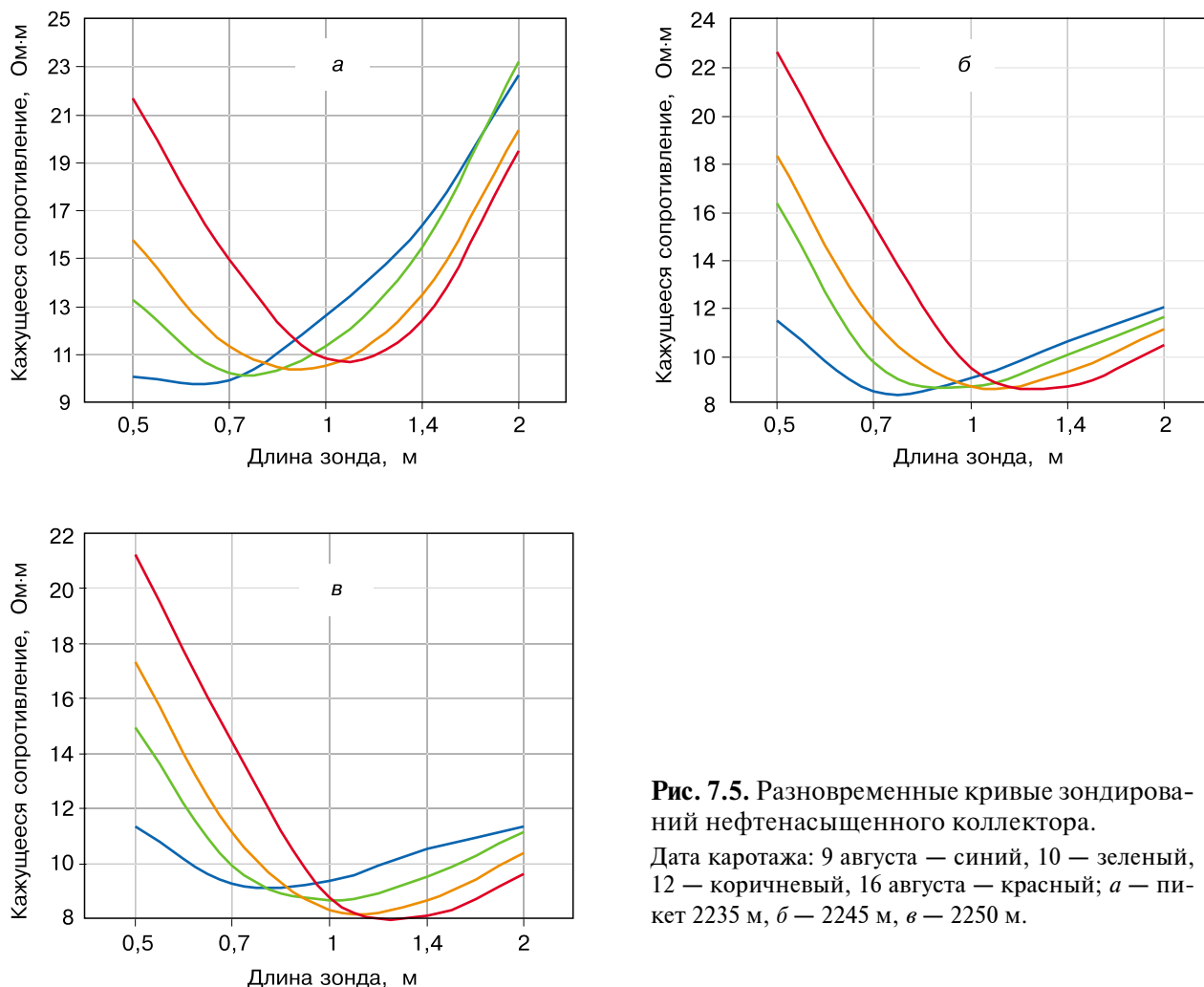
Интерпретация кривых с признаками проводящей окаймляющей зоны (когда кривая зондирования имеет максимум на одном из промежуточных зондов) требует определенной осторожности. Поскольку в этом случае число измерений совпадает с количеством оцениваемых модельных параметров, то на характеристики окаймляющей зоны следует вводить априорные геофизически обоснованные ограничения. Расчеты показывают, что окаймляющая зона может быть представлена дополнительным цилиндрическим слоем в зоне проникновения. Диапазон изменения толщины этого слоя трудно определить однозначно. Исходя из теоретических предположений, можно считать, что слой толщиной в 15—20 % от толщины зоны проникновения вполне достаточен для получения достоверной модели. При этом удельное сопротивление окаймляющей зоны может быть несколько выше, чем сопротивление водоносных пластов при той же пористости и солености пластовой воды. Такая априорная информация позволяет корректно оценивать все параметры зоны проникновения, сведя к минимуму влияние принципа эквивалентности. Опыт показывает, что истинное удельное сопротивление нефтесодержащего пласта определяется с высокой точностью, независимо от введения априорных данных для окаймляющей зоны.

### 7.3. Динамика формирования зоны проникновения

Результаты разновременных измерений, полученные путем многократных исследований одного и того же разреза, не только подтверждают наличие окаймляющей зоны в продуктивной части коллектора, но и позволяют изучать динамику процессов формирования этой области.



**Рис. 7.4.** Разновременные диаграммы ВИКИЗ. Динамика вытеснения пластовых флюидов фильтратом бурового раствора в нефтенасыщенном коллекторе.



**Рис. 7.5.** Разновременные кривые зондирования нефтенасыщенного коллектора.

Дата каротажа: 9 августа — синий, 10 — зеленый, 12 — коричневый, 16 августа — красный; а — пикет 2235 м, б — 2245 м, в — 2250 м.

В качестве примера на рис. 7.4 приведены разновременные измерения на интервале продуктивного пласта-коллектора. Они были получены по данным четырех каротажей, выполненных в течение восьми дней с перерывами от одних до четырех суток. Видно, что сверху (до отметки 2224 м) и снизу (после отметки 2255 м) коллектор перекрыт уплотненными и глинистыми малопроницаемыми отложениями, в которых практически отсутствует зона проникновения. На интервале коллектора отрицательная аномалия ПС достигает значений 60 мВ, что соответствует относительному параметру  $\alpha_{\text{пс}} = 0,9$ .

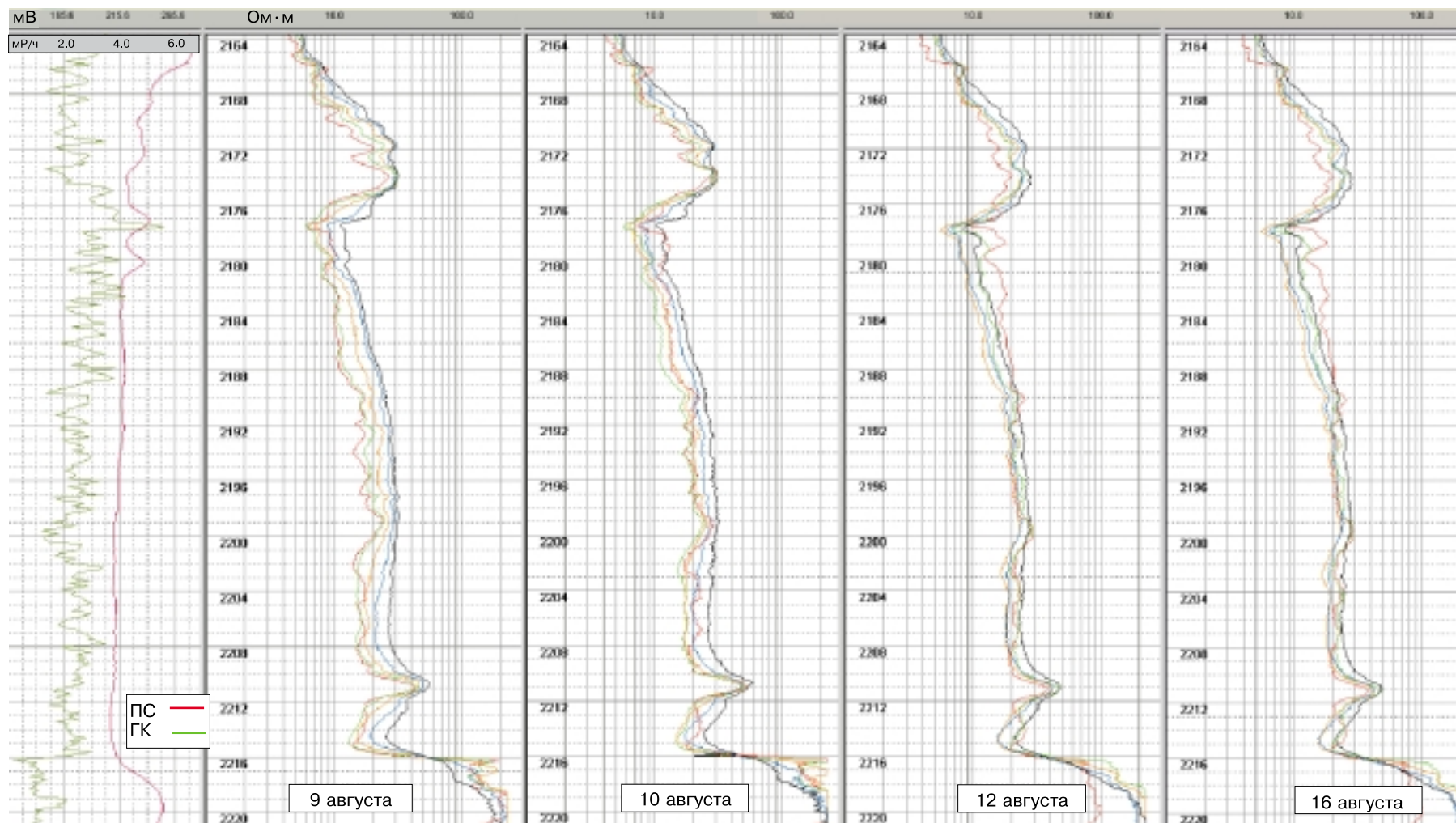
Визуальный анализ разновременных диаграмм длинного зонда показывает наличие незначительных изменений. Это позволяет сделать вывод о том, что область проникновения фиксируется только короткими зондами. На кривых зондирования (рис. 7.5) в интервале коллектора изменения кажущихся сопротивлений для длинного зонда не превышают 10–15%. При этом наибольшие изменения (до 4 Ом·м) наблюдаются в верхней, более высокоомной части продуктивного коллектора. В нижней части происходит интенсивное изменение показаний коротких зондов, а показания длинного зонда изменяются существенно меньше (до 2 Ом·м), в основном из-за общего понижения сопротивления (пикет 2250 м). Кривые зондирования на рис. 7.5 дают представление о динамике изменения УЭС в зоне проникновения. Более ранние измерения, выполненные сразу после вскрытия коллектора, фиксируют понижающую зону проникновения. Это объясняется тем, что область исследования ко-

роткого зонда начинается примерно с двух радиусов скважины. В это время промытая, повышенного сопротивления часть пласта примыкает к стенкам скважины и плохо заметна даже на показаниях короткого зонда. При последующих измерениях, когда пресный фильтрат вытесняет пластовую воду все дальше от скважины, сопротивление зоны растет по мере оттеснения от скважины как нефти, так и соленой пластовой воды. Вытеснение же соленой пластовой воды вслед за нефтью приводит к скоплению ее части в окаймляющей зоне. Важно отметить, что по мере вытеснения пластовой воды минимум сопротивления на кривых зондирований, обусловленный окаймляющей зоной, «размывается» по направлению движения флюидов и происходит постепенное повышение удельного сопротивления и в этой зоне (см. рис. 7.5, а, б). В нижней части коллектора с повышенным водосодержанием образуется окаймляющая зона, содержащая чистую пластовую воду. В этом случае со временем кажущееся сопротивление для зондов 1,0 и 1,4 м уменьшается (см. рис. 7.5, в).

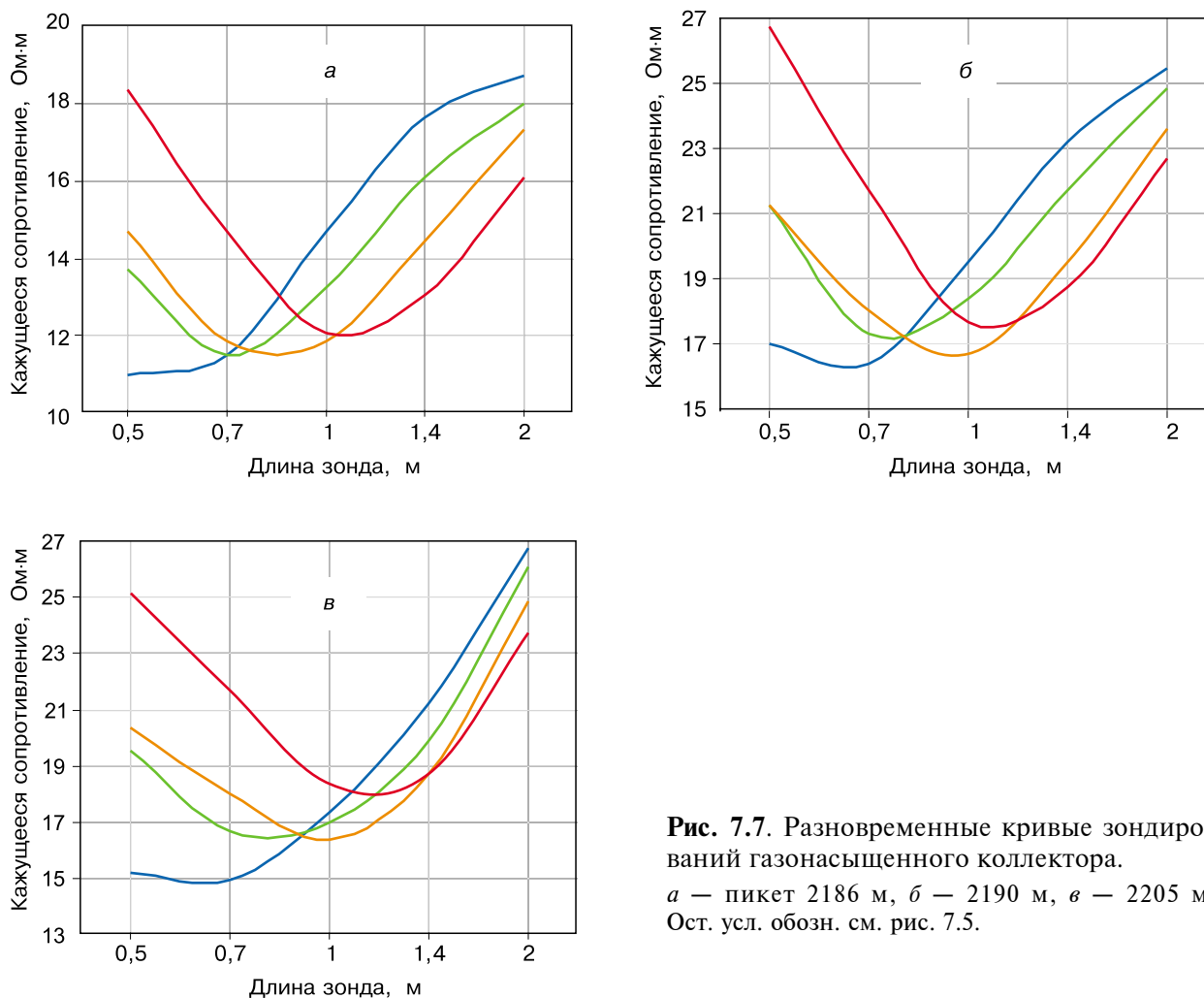
Несколько иной представляется картина по данным зондирований в газонасыщенных коллекторах. На рис. 7.6 приведены разновременные диаграммы ВИКИЗ, а также диаграммы ПС, ГК в газонасыщенной части песчанистого коллектора (интервал 2180—2215 м). Каротаж проводился сразу после бурения и промывки скважины. Сопоставляя кривые зондирований, можно отметить незначительные изменения показаний самого длинного зонда, которые свидетельствуют о небольшом проникновении. Это объясняется, по всей видимости, достаточно высоким пластовым давлением, которое компенсирует давление буровой жидкости. По показаниям коротких зондов наблюдается понижающее проникновение фильтрата бурового раствора на разную глубину из-за литолого-минералогических особенностей отдельных интервалов. По данным разновременных измерений видно последовательное изменение показаний коротких зондов относительно стабильных показаний двух длинных зондов. При этом уменьшение кажущихся сопротивлений для зонда 1,4 м в большей степени проявляется в верхней части коллектора, например, на интервале 2180—2202 м.

Кривые зондирования на интервале газового пласта после первого каротажа отмечаются на всем интервале признаками понижающего проникновения, за исключением небольшого по мощности непроницаемого прослоя (интервал 2210—2212 м). Через сутки (10.08), когда был выполнен второй каротаж, по измерениям зондами 1,0 и 1,4 м фиксируется снижение кажущихся сопротивлений, обусловленное оттеснением газа и увеличением влияния соленой пластовой воды. При этом показания длинного зонда не изменились. Они остались практически неизменными при всех последующих измерениях (через двое и четверо суток). В то же время кажущиеся сопротивления для коротких зондов постепенно увеличивались за счет проникновения пресного фильтрата в пласт. Это особенно заметно по показаниям самого короткого зонда. При последнем измерении (через 7 дней) показания всех коротких зондов приблизились к показаниям двух длинных на интервале 2190—2115 м. Только в прикровельной зоне коллектора по короткому зонду все еще отмечается заметный рост кажущегося удельного сопротивления.

На рис. 7.7 приведены кривые зондирования на отметках 2186, 2190 и 2205 м для различных времен каротажа. Временные измерения показывают динамику формирования окаймляющей зоны на фоне слабых изменений УЭС пласта-коллектора. На всех трех пикетах видно, как с течением времени скопление пластовой воды оттесняется в глубь пласта и происходит ее постепенное перемешивание с пресным фильтратом бурового раствора, сопровождающееся увеличением сопротивления.

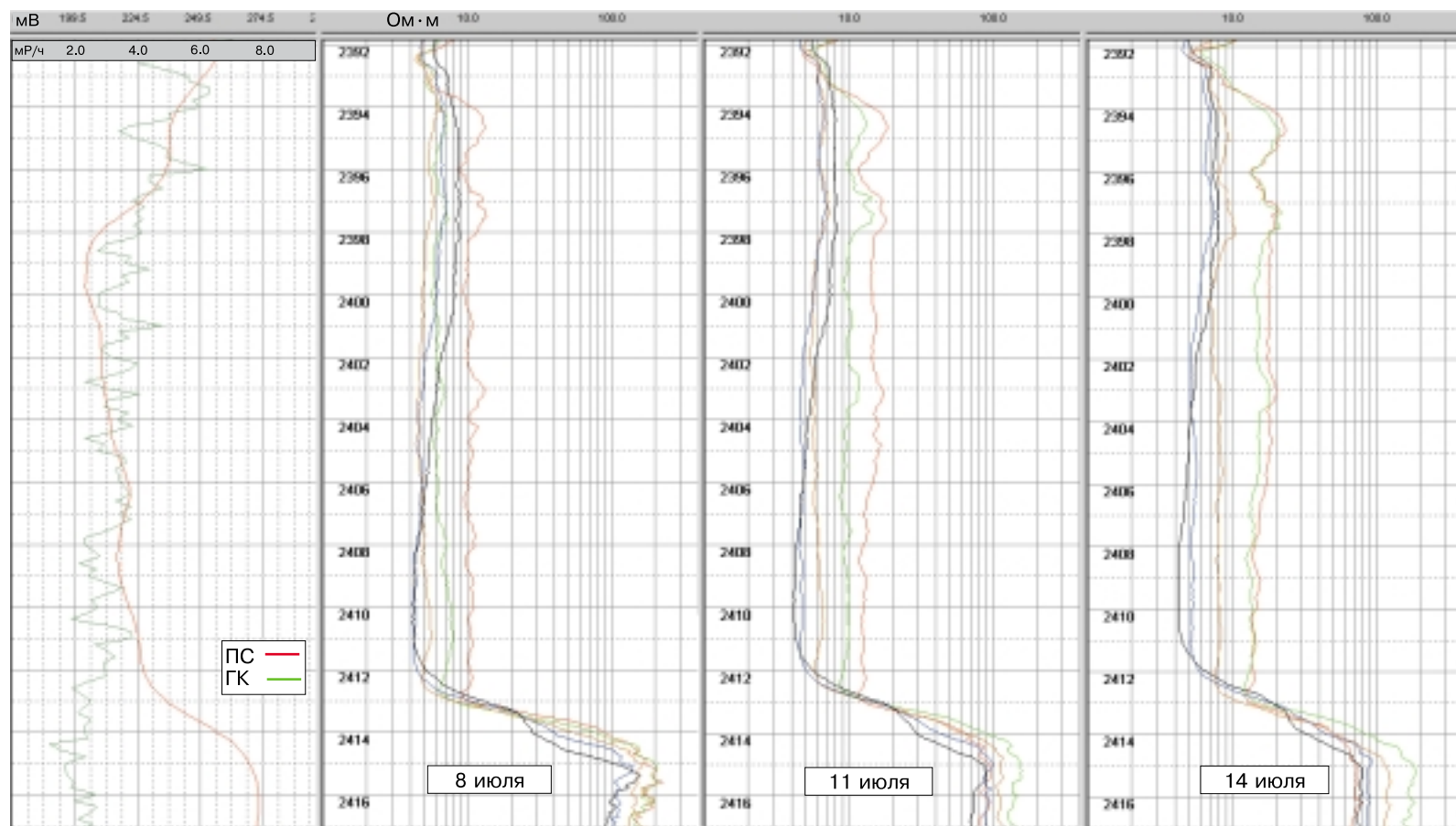


**Рис. 7.6.** Разновременные диаграммы ВИКИЗ. Динамика вытеснения пластовых флюидов фильтратом бурового раствора в газонасыщенном коллекторе.



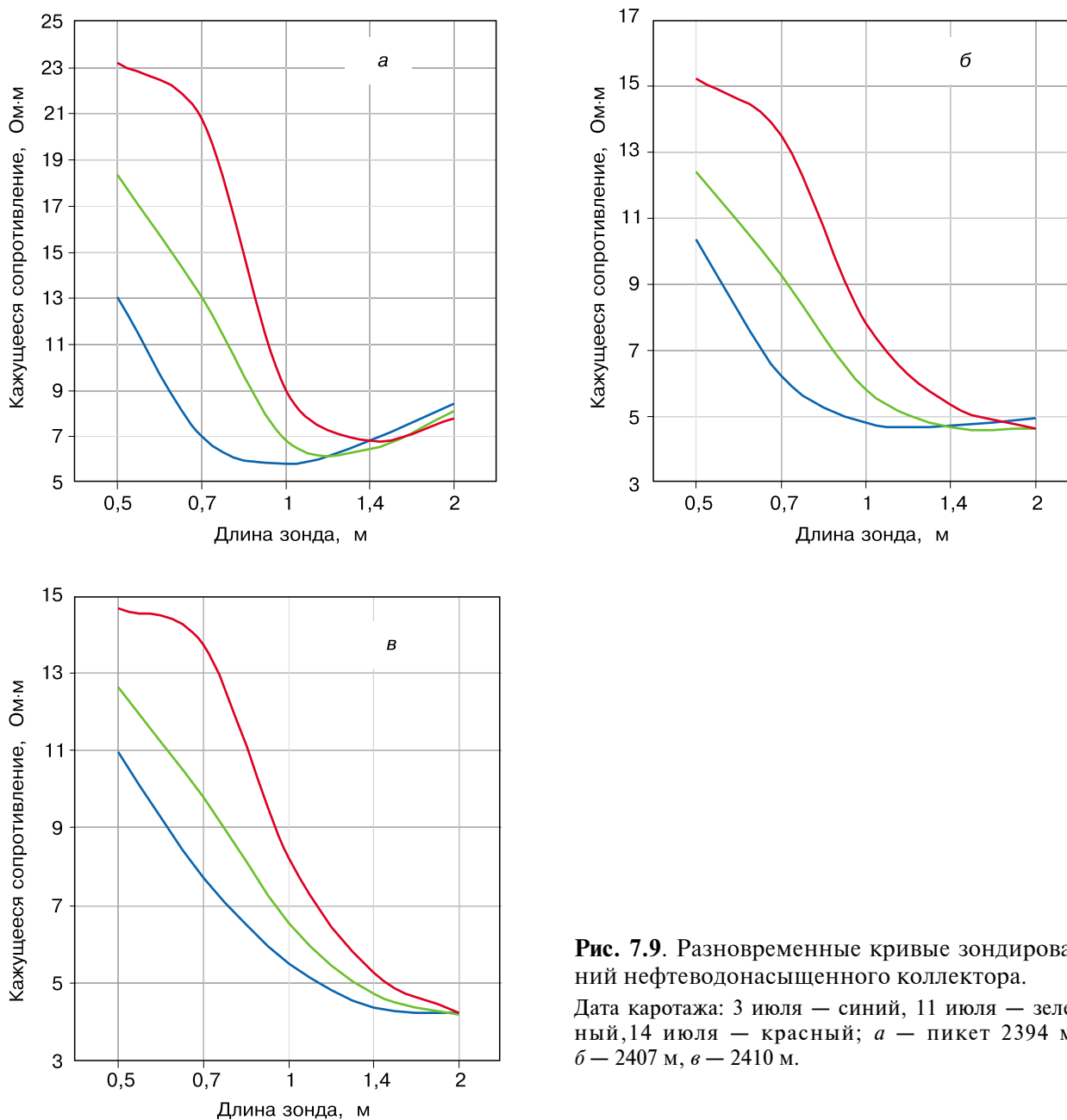
**Рис. 7.7.** Разновременные кривые зондирования газонасыщенного коллектора.  
*а* — пикет 2186 м, *б* — 2190 м, *в* — 2205 м.  
 Ост. усл. обозн. см. рис. 7.5.

На рис. 7.8 показаны диаграммы трех промежуточных каротажей ВИКИЗ (08.07 — вторая; 11.07 — третья; 14.07 — четвертая), а также ПС и ГК. Интервал 2393—2413 м представлен гранулярным коллектором. По данным ГК песчаник характеризуется повышенной глинистостью, которая постепенно убывает от кровли к подошве. Коллектор насыщен нефтью и водой. Это подтверждается значениями кажущихся сопротивлений и характерными признаками окаймляющей зоны на кривых зондирования. Проанализируем диаграммы на интервалах водонасыщенных коллекторов (2406—2413 м). Рассмотрим кривые зондирования на диаграммах от 08.07. В подошвенной части коллектора показания двух длинных зондов совпадают между собой (4,2 Ом·м) и, следовательно, близки к истинному сопротивлению пласта. Учитывая критическое значение для данного типа залежи (4,7 Ом·м), рассматриваемый интервал можно считать водоносным. Однако и в этом интервале не исключается присутствие остаточной нефти. Выше отметки 2407 м на кривых зондирования появляется минимум, соответствующий показаниям зонда 1,0 м. Еще выше (пикет 2402 м) значения  $\rho_k$  на двух длинных зондах существенно возрастают, что соответствует завершению перехода в область пласта с более высоким содержанием нефти. В этой верхней части коллектора показания длинных зондов превышают критические значения УЭС для нефтенасыщенных пластов. На более поздних каротажах можно наблюдать постепенное повышение кажущихся сопротивлений для коротких зондов, что соответствует увеличению зоны проникновения. При этом, как видно на диаграмме от 14.07, показания двух коротких зондов практически совпадают. Следовательно, области исследования этих зондов находятся в одной и той же части порового пространства, которая



**Рис. 7.8.** Разновременные диаграммы ВИКИЗ. Динамика вытеснения пластовых флюидов фильтратом бурового раствора в газонасыщенном коллекторе.

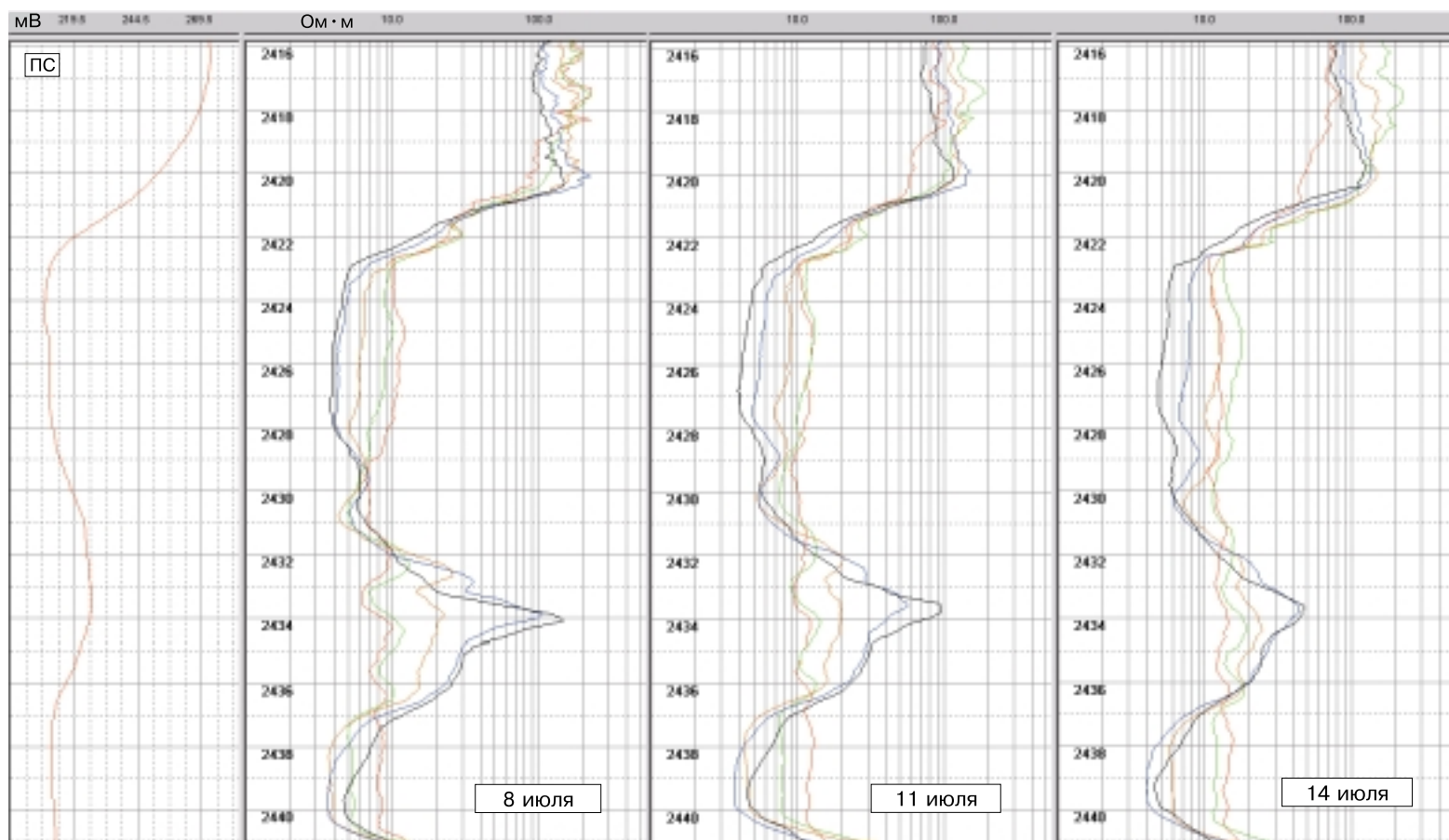




**Рис. 7.9.** Разновременные кривые зондирования нефтеводонасыщенного коллектора.  
 Дата каротажа: 3 июля — синий, 11 июля — зеленый, 14 июля — красный; а — пикет 2394 м, б — 2407 м, в — 2410 м.

полностью заполнена фильтратом и из нее уже не вытесняется пластовый флюид. В ближней зоне наблюдается стабилизация соотношения между фильтратом и пластовой водой, уже не вытесняемой из пор при установившемся балансе давлений. В то же время, кажущееся сопротивление на длинном зонде хоть и незначительно, но уменьшается, что указывает на продвижение вглубь вытесняемой пластовой воды.

Пикет на глубине 2394,6 м (рис. 7.9). Кривая от 8.07 получена с минимальным разрывом во времени после вскрытия коллектора. Кажущиеся сопротивления для коротких зондов изменяются от 13 Ом·м (зонд 0,5 м) до 6 Ом·м (зонд 1,0 м). На зондах длиной 1,4 и 2,0 м отмечается рост кажущегося удельного сопротивления до 8,3 Ом·м. Это соответствует увеличению УЭС за зоной скопления пластовой воды. Таким образом, минимальное значение кажущегося сопротивления, соответствующее влиянию окаймляющей зоны,



**Рис. 7.10.** Разновременные диаграммы ВИКИЗ. Динамика вытеснения пластовых флюидов из водонасыщенного коллектора.

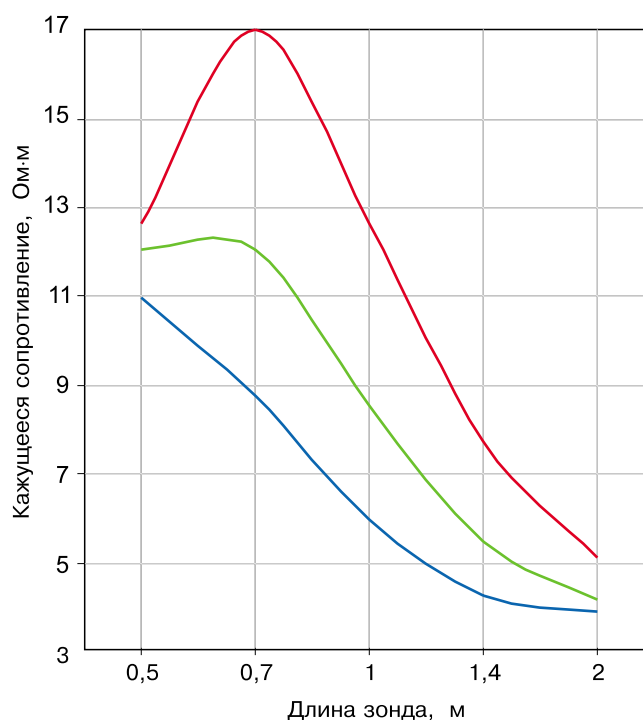
приходится на зонд 1,0 м. При повторных измерениях происходит смещение минимумов на кривых зондирования в область более длинных зондов. Это можно интерпретировать как удаление окаймляющей зоны от скважины. Так, если при измерении от 11.07 минимум сопротивления находится на интервале между зондами 1,0 и 1,4 м, то при измерении от 14.07 он смещается на зонд 1,4 м. По мере вытеснения фронта пластовой воды в область исследования длинного зонда показания последнего уменьшаются из-за влияния окаймляющей зоны. При последнем измерении, выполненном через шесть дней после первого, сопротивление уменьшилось с 8,3 Ом·м до 7,6 Ом·м. Здесь также можно отметить эффект постепенного увеличения с течением времени кажущихся сопротивлений, соответствующих окаймляющей зоне, что, вероятно, связано с расширением зоны проникновения и растеканием вытесняемой пластовой воды.

Переходя к анализу кривых зондирования на других пикетах (см. рис. 7.9, б, в) вниз по разрезу, можно отметить постепенное уменьшение кажущихся сопротивлений, соответствующих как окаймляющим зонам, так и пластам. На пикете 2407 м, расположенном вблизи максимально водонасыщенной части коллектора, окаймляющая зона, еще обнаруживаемая при первом каротаже, не фиксируется при более поздних измерениях. А на пикете 2410 м (смещение по глубине составило 3 м от предыдущего) признаков окаймляющей зоны на кривых зондирования вообще нет.

Как видно из приведенных диаграмм, на всем интервале рассматриваемого пласта показания самого длинного зонда остаются практически неизменными при всех повторных измерениях. Это говорит о том, что процессы проникновения фильтрата в коллектор ограничиваются образованием глинистой корки с одной стороны, и существенным ростом объема порового пространства при увеличении радиуса зоны проникновения, с другой. Таким образом, глубина проникновения фильтрата, оцениваемая радиусом его проникновения, и вызываемые этим процессом изменения удельного сопротивления становятся функциями объема поступающей в пласт из скважины воды. Поэтому в указанных условиях процесс расширения зоны проникновения с течением времени замедляется, что и наблюдается на правых ветвях повторных кривых зондирования.

Таким образом, повышенное содержание пластовой воды в продуктивном коллекторе приводит к более интенсивному вытеснению не только нефти, но и самой воды. Формирование кольцевой окаймляющей зоны является диагностическим признаком нефтенасыщения. Измерение в переходных зонах дает более точную информацию о вертикальных изменениях характера насыщения коллекторов.

Рассмотрим один из примеров формирования зоны проникновения в водонасыщенном коллекторе по данным разновременных измерений. На рис. 7.10 приведены разновременные



**Рис. 7.11.** Разновременные кривые зондирования водонасыщенного коллектора. Пикет 2426 м. Усл. обозн. см. рис. 7.9.

диаграммы ВИКИЗ и общая диаграмма ПС в водонасыщенном коллекторе на интервале 2422—2430 м, а на рис. 7.11 — кривые зондирования для пикета 2426 м. Кажущиеся сопротивления всех зондов увеличиваются с течением времени. При этом наибольший рост кажущихся сопротивлений приходится на зонды 1,0 и 1,4 м. Скорость увеличения сопротивления для зонда 0,7 м меньше, чем для зонда 1,0 м, но существенно выше, чем для самого короткого зонда. Как видно из кривых зондирования на рис. 7.11, интервал повышенных значений кажущихся сопротивлений смещается со временем из зоны, которая влияет на короткий зонд, в более удаленную от скважины область. Этот эффект виден на кривых зондирования с более поздними датами. Такое поведение кривых зондирования нельзя объяснить смещением флюидов, прежде всего фильтрата и пластовой воды, в зоне, примыкающей к скважине, которую исследуют зонды малой длины.

Подводя итог изложенному выше, можно сделать вывод о том, что фактическая форма кривых зондирования, получаемая в пластах-коллекторах с подвижными нефтью и пластовой водой, существенно отличается от кривых зондирования для водонасыщенных пластов из-за возникновения окаймляющей зоны. Это позволяет на качественном уровне оценить характер насыщения пласта.

В основу количественной интерпретации диаграмм ВИКИЗ положено представление о среде как наборе согласно залегающих слоев. Ее результатом является геоэлектрический разрез, включающий последовательность пластов, вскрытых скважиной. Положение каждого из них по стволу определяется глубинами кровли и подошвы. Отдельный пласт характеризуется удельными электрическими сопротивлениями прискважинной области проникновения (с возможной окаймляющей зоной) и незатронутой части пласта, а также положением коаксиальных скважине цилиндрических границ между ними.

Общая схема интерпретации состоит из следующей последовательности действий:

- попластовая разбивка (выделение границ пластов);
- осреднение диаграмм на интервале пласта (снятие существенных значений);
- внесение поправок, снижающих влияние вмещающих пород, эксцентриситета зонда и его корпуса, отклонения ствола от вертикали и т.д.;
- формирование кривой зондирования для каждого из пластов;
- построение стартовой модели (экспресс-инверсия);
- инверсия кривых зондирования с использованием методов целенаправленного подбора модельных параметров;
- построение интервалов неопределенности для каждого из оцениваемых параметров;
- оценка качества интерпретации путем вычисления синтетических диаграмм для всего разреза и их сравнения с исходными данными.

Результаты интерпретации считаются удовлетворительными, если расхождение между синтетическими и экспериментальными диаграммами на том или ином интервале не превосходит погрешностей измерения.

Вся приведенная схема лежит в основе системы компьютерной интерпретации МФС ВИКИЗ-98 (см. Приложение). Подавляющее большинство ее функций выполняется автоматически, однако, всегда имеется возможность внести коррективы в промежуточные результаты.

Как известно, в основу ВИКИЗ положен принцип радиальных (от скважины к неизменной части пласта) зондирований. В силу изопараметричности зондов их показания в однородной среде совпадают между собой (с учетом погрешности измерений). Расхождение показаний для различных зондов в достаточно мощных пластах, вскрытых на обычном глинистом растворе ( $УЭС$  более  $0,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ), свидетельствует о наличии прискважинной неоднородности из-за проникновения бурового раствора в пласт. В

маломощных (менее 1,5 м) пластах расхождение показаний разных зондов может быть обусловлено влиянием не только зоны проникновения (радиальной неоднородности), но и влиянием вмещающих пород (вертикальной неоднородности разреза). На сигналы двух коротких зондов может влиять буровой раствор очень низкого УЭС ( $\rho_c < \approx 0,05$  Ом·м).

## 8.1. Типичные примеры интерпретации

Здесь и в дальнейшем, кроме специально оговоренных случаев, будем принимать УЭС бурового раствора  $\rho_c = 2,0$  Ом·м, радиус скважины  $r_c = 0,108$  м.

Наиболее простыми для интерпретации являются двухслойные кривые зондирования, соответствующие интервалам плохопроницаемых глин и уплотненных прослоев.

**Глинистые пласты.** Глинистый пласт (рис. 8.1) расположен в интервале 2588,7—2591,2 м и имеет сопротивление  $(3,85 \pm 0,32)$  Ом·м. На кривых зондирования не отмечаются изменений кажущихся сопротивлений, превышающих погрешности измерения, что свидетельствует о малости или отсутствии зоны проникновения и незначительном влиянии бурового раствора. Синтетическая кривая зондирования и экспериментальные данные совпадают в пределах погрешности измерений.

Следует отметить, что не все глинистые пласты описываются двухслойными моделями. Есть много случаев, когда показания различных зондов достоверно различаются между собой. Кривые такого типа интерпретируются моделью с прискважинной неоднородностью (т.н. модель скважина — зона проникновения — пласт; рис. 8.2). Действительно, в некоторых случаях может происходить формирование прискважинной зоны за счет проникновения фильтрата бурового раствора в наиболее песчаные прослои. Такой же эффект будет наблюдаться при наличии больших каверн. На диаграмме короткого зонда видно, что глинистый пласт неоднородный и содержит прослой повышенного сопротивления. Именно этим, видимо, объясняется появление проникновения фильтрата бурового раствора и увеличенное, по сравнению с обычными глинами, УЭС пласта. Отметим, что в этом случае наблюдается понижающее проникновение, не характерное для водонасыщенных коллекторов.

Интервалы в уплотненных глинистых пластах, представленных аргиллитами и алевролитами, обычно характеризуются монотонно возрастающими кривыми зондирования (рис. 8.3, 8.4). При этом в отличие от коллекторов наблюдается неглубокое понижающее проникновение. Наличие зоны проникновения, по-видимому, объясняется существованием техногенной трещиноватости, возникшей в процессе бурения. Хотя диаграммы взяты из совершенно разных районов, они очень схожи между собой. Для более точной дифференциальной диагностики с нефтенасыщенным коллектором необходимо привлечение данных ПС и ГК, указывающих степень глинистости слоев.

**Уплотненные малопроницаемые пласты.** Уплотненный пласт без проникновения расположен в интервале 1143,6—1145,8 м, его УЭС составляет  $(90,7 \pm 38,2)$  Ом·м (рис. 8.5). На кривой зондирования для коротких зондов отмечается уменьшение кажущегося сопротивления из-за влияния скважины. Снижение кажущегося сопротивления для длинного зонда от кровли к подошве (от 110 до 80 Ом·м) обусловлено влиянием проводящих подстилающих отложений.

**Водонасыщенный коллектор с повышающим проникновением.** На рис. 8.6 приведены данные на интервале 2678,6—2692,4 м мощного водонасыщенного коллектора. Зондирование характеризуется монотонно убывающей с длиной зонда кривой кажущихся сопротивлений. Показания даже для длинных зондов различаются между собой, что свидетель-

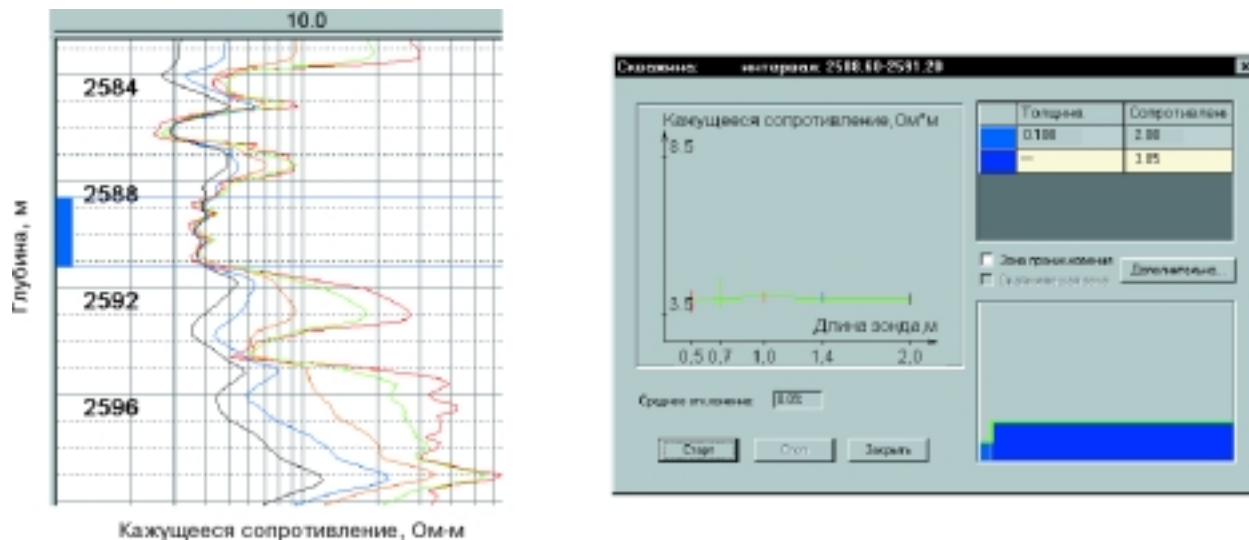


Рис. 8.1. Фрагмент диаграмм, кривая зондирования и результат интерпретации в глинистом пласте (Широтное Приобье).

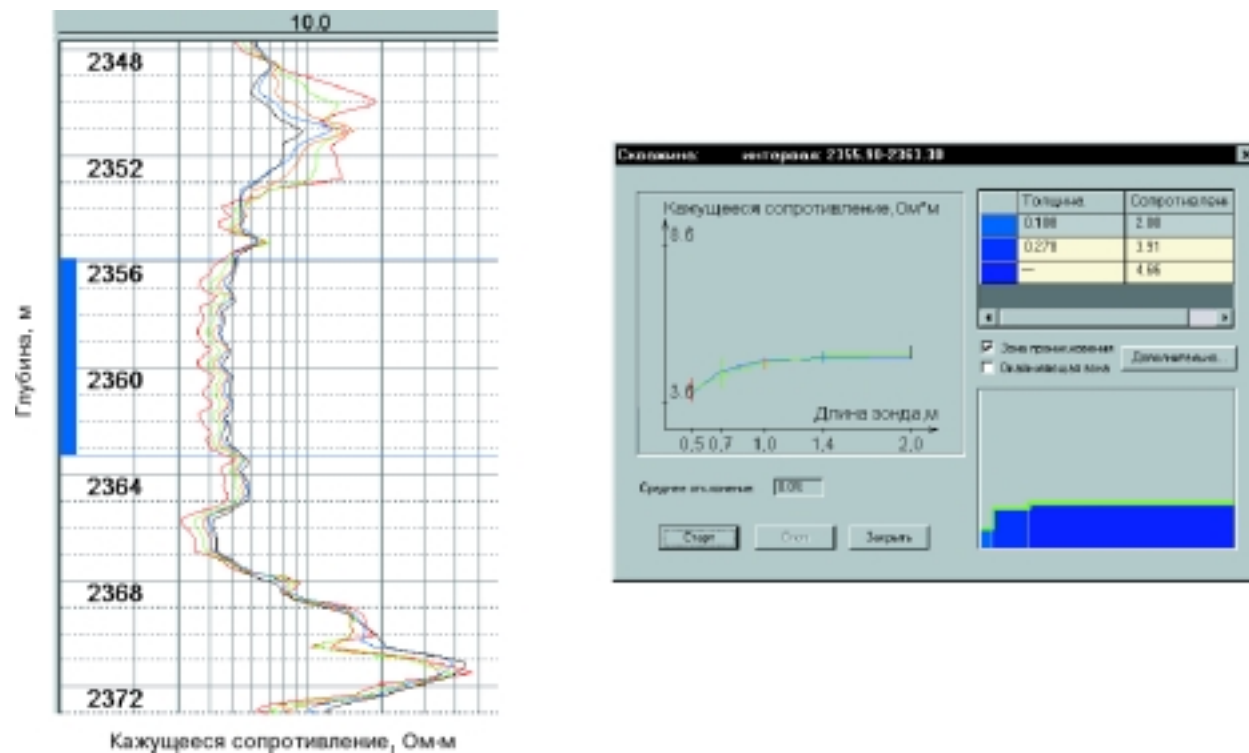


Рис. 8.2. Фрагмент диаграмм, кривая зондирования и результат интерпретации в глинистом неоднородном пласте (Западная Сибирь).

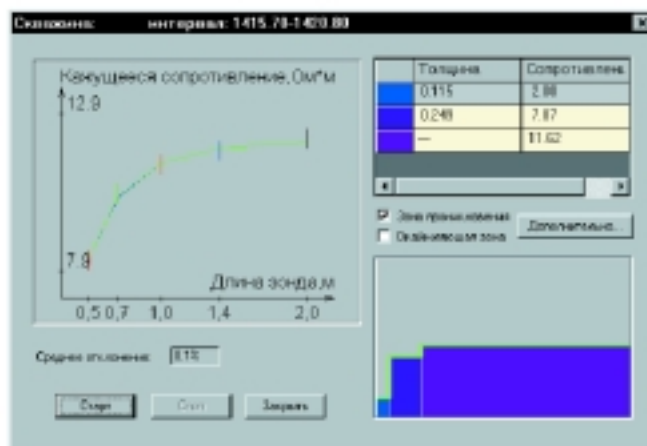
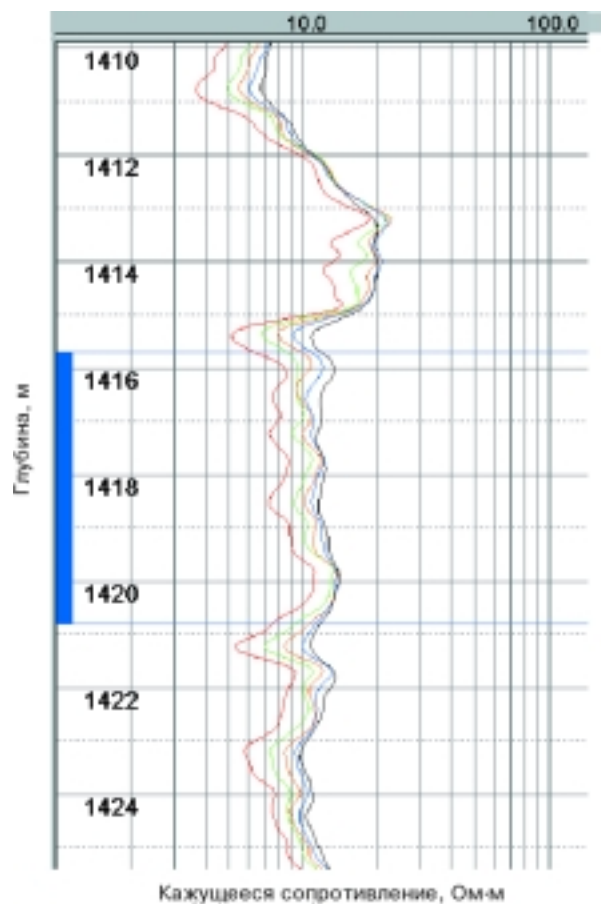


Рис. 8.3. Фрагмент диаграмм, кривая зондирования и результат интерпретации в алевролитистом пласте (Китай).

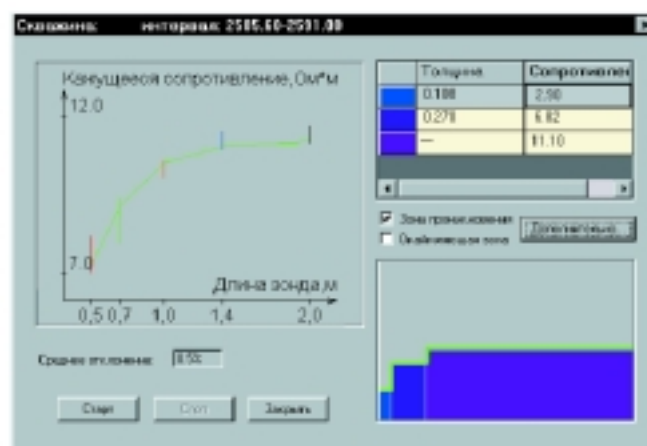
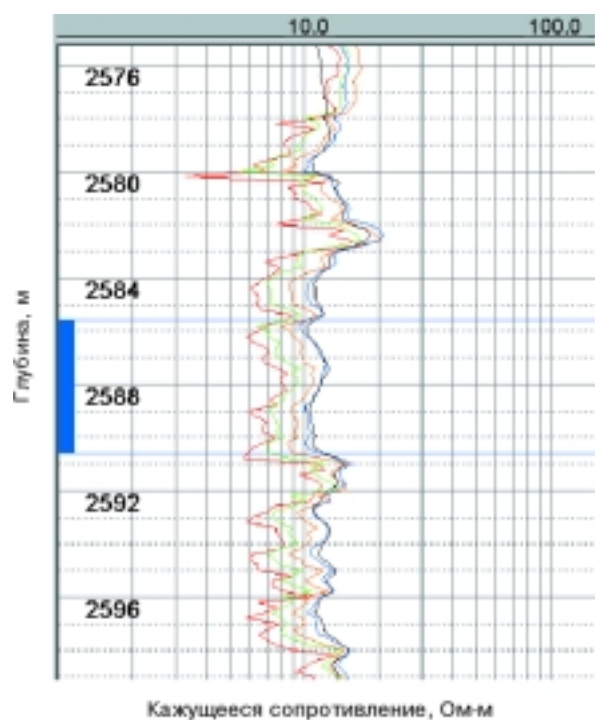


Рис. 8.4. Фрагмент диаграмм, кривая зондирования и результат интерпретации в алевролитистом пласте (север Западной Сибири).



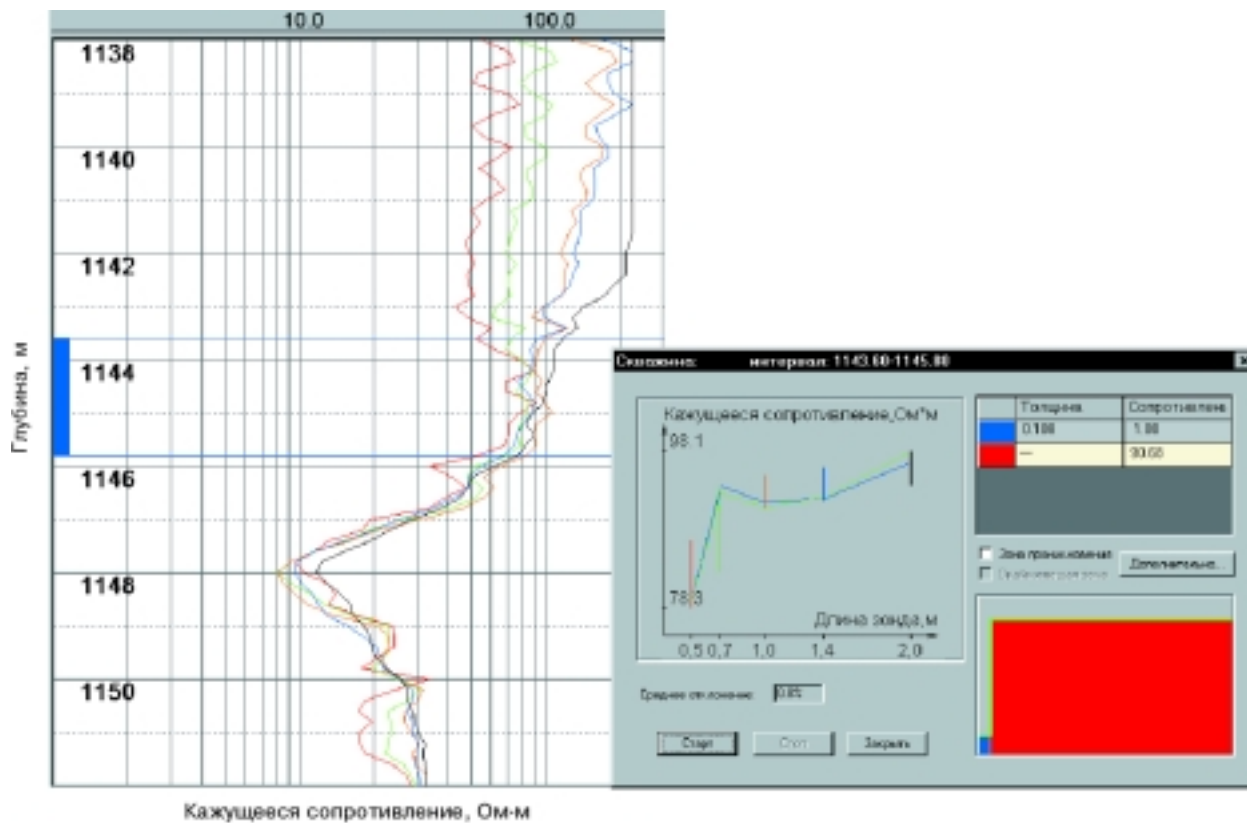


Рис. 8.5. Фрагмент диаграмм, кривая зондирования и результат интерпретации в плотном карбонатном пласте (Татарстан).

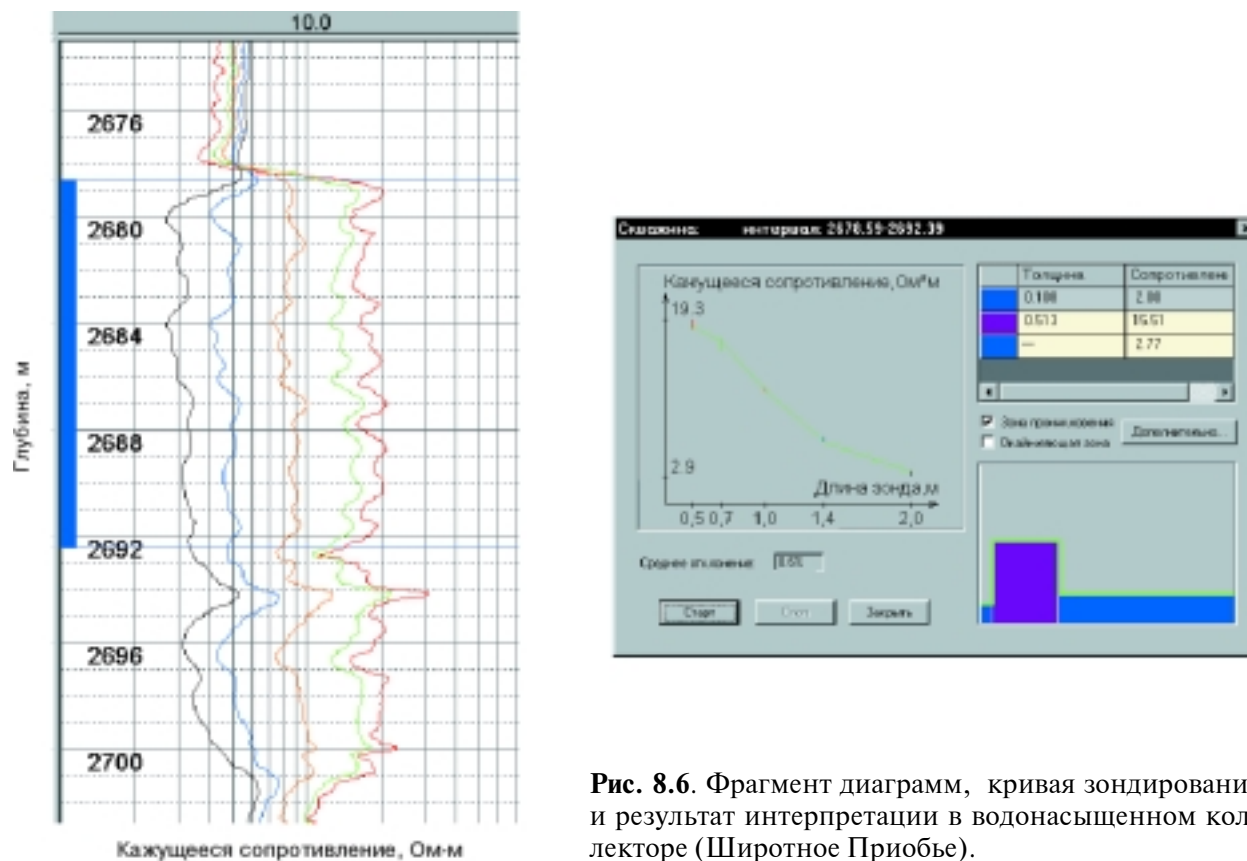


Рис. 8.6. Фрагмент диаграмм, кривая зондирования и результат интерпретации в водонасыщенном коллекторе (Широтное Приобье).

ствует о наличии контрастной и достаточно широкой зоны проникновения. Результат интерпретации:  $\rho_{\text{зп}} = (15,51 \pm 0,56)$  Ом·м,  $r_{\text{зп}} = (0,62 \pm 0,03)$  м,  $\rho_{\text{п}} = (2,77 \pm 0,07)$  Ом·м. Представленный пример является весьма типичным для водонасыщенных коллекторов с повышающим проникновением.

В относительно маломощном насыщенном соленой водой коллекторе (интервал 1771,8—1773,8 м; рис. 8.7) кривая зондирования является типичной для коллектора с повышающим проникновением. Показания двух длинных зондов практически одинаковы, что свидетельствует об относительно небольшом проникновении и «выходе» кривой на УЭС пласта. Результат интерпретации:  $\rho_{\text{зп}} = (13,04 \pm 0,39)$  Ом·м,  $r_{\text{зп}} = (0,33 \pm 0,03)$  м,  $\rho_{\text{п}} = (1,04 \pm 0,07)$  Ом·м.

**Нефтенасыщенный коллектор с повышающим проникновением.** На интервале 2411,6—2614,2 м нефтенасыщенного коллектора (рис. 8.8) данные подтверждают, что далеко не всегда нефтенасыщенный пласт характеризуется наличием окаймляющей зоны. Кривая зондирования является типичной для пласта с повышающим проникновением. Показания коротких зондов близки к УЭС зоны проникновения, а длинный зонд дает завышенное по сравнению с УЭС пласта значение кажущегося сопротивления. Результат интерпретации:  $\rho_{\text{зп}} = (29,4 \pm 1,47)$  Ом·м,  $r_{\text{зп}} = (1,09 \pm 0,13)$  м,  $\rho_{\text{п}} = (8,43 \pm 0,51)$  Ом·м.

**Нефтенасыщенный коллектор с повышающим проникновением и окаймляющей зоной.** При наличии окаймляющей зоны возможна смена типа кривой зондирования: от монотонной к инвертированной (с минимумом).

Кривая зондирования на интервале 2731,6—2737,6 м мощного нефтенасыщенного коллектора (рис. 8.9) имеет явно выраженный минимум, расположенный между показаниями зондов 1,0 и 1,4 м.

Результат интерпретации:  $\rho_{\text{зп}} = (42,1 \pm 1,81)$  Ом·м,  $r_{\text{зп}} = (0,68 \pm 0,08)$  м,  $\rho_{\text{оз}} = 4,5$  Ом·м,  $r_{\text{оз}} = 0,81$  м,  $\rho_{\text{п}} = (22,5 \pm 1,03)$  Ом·м. Отметим, что наиболее устойчиво определяется интегральная проводимость окаймляющей зоны  $S = (r_{\text{оз}} - r_{\text{зп}}) / \rho_{\text{оз}} = 0,278$ . Раздельное определение УЭС окаймляющей зоны и ее толщины является не совсем корректной операцией из-за эквивалентности сигнала по параметру  $S$ . Если известно УЭС пластовой воды, то тогда в предположении, что окаймляющая зона является ее скоплением, можно оценить толщину окаймляющей зоны более точно.

На интервале 2467,6—2475,8 м нефтенасыщенного пласта с ярко выраженными признаками окаймляющей зоны, подстилаемого глинами (рис. 8.10), кривая зондирования имеет минимум на показании зонда 1,0 м.

Результат интерпретации:  $\rho_{\text{зп}} = (18,2 \pm 0,60)$  Ом·м,  $r_{\text{зп}} = (0,59 \pm 0,04)$  м,  $\rho_{\text{оз}} = 3,70$  Ом·м,  $r_{\text{оз}} = 0,72$  м,  $\rho_{\text{п}} = (17,35 \pm 1,24)$  Ом·м.

**Газонасыщенный коллектор с понижающим проникновением.** На интервале 2732,6—2736,2 м мощного газонасыщенного коллектора (рис. 8.11) диаграммы коротких зондов отражают УЭС зоны проникновения и практически не изменяются на всем интервале пласта. В то же время на диаграммах длинных зондов отмечается увеличение кажущихся сопротивлений, что обусловлено влиянием более проводящей (УЭС около 20 Ом·м) перекрывающей толщи. Кривая зондирования отражает повышение удельного электрического сопротивления от скважины к пласту. Результат интерпретации:  $\rho_{\text{зп}} = (18,4 \pm 0,64)$  Ом·м,  $r_{\text{зп}} = (0,62 \pm 0,04)$  м,  $\rho_{\text{п}} = (77,5 \pm 1,7)$  Ом·м.

Особенностью кривой зондирования маломощного газонасыщенного коллектора на интервале 2752,2—2753,8 м (рис. 8.12) является уменьшение кажущегося сопротивления для длинного зонда. Как уже неоднократно указывалось при анализе вертикальных характеристик, в высокоомных пластах небольшой мощности (меньше 2 м) влияние вме-

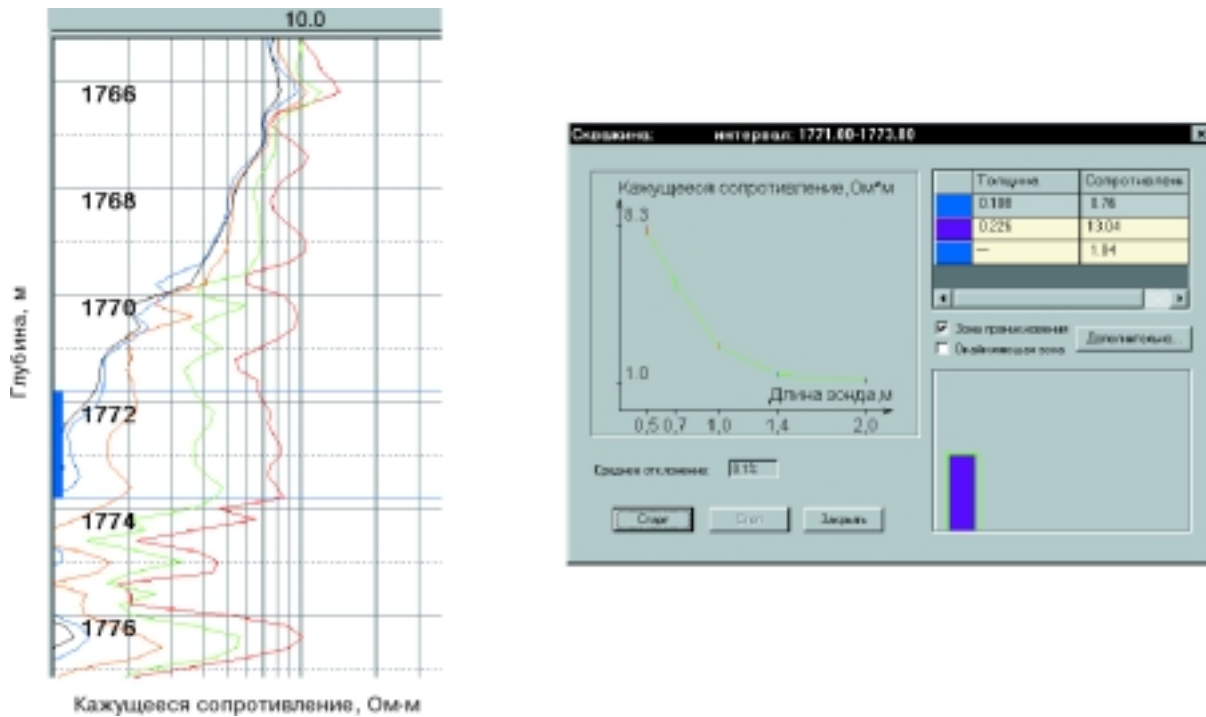


Рис. 8.7. Фрагмент диаграмм, кривая зондирования и результат интерпретации в водонасыщенном коллекторе (Татарстан).

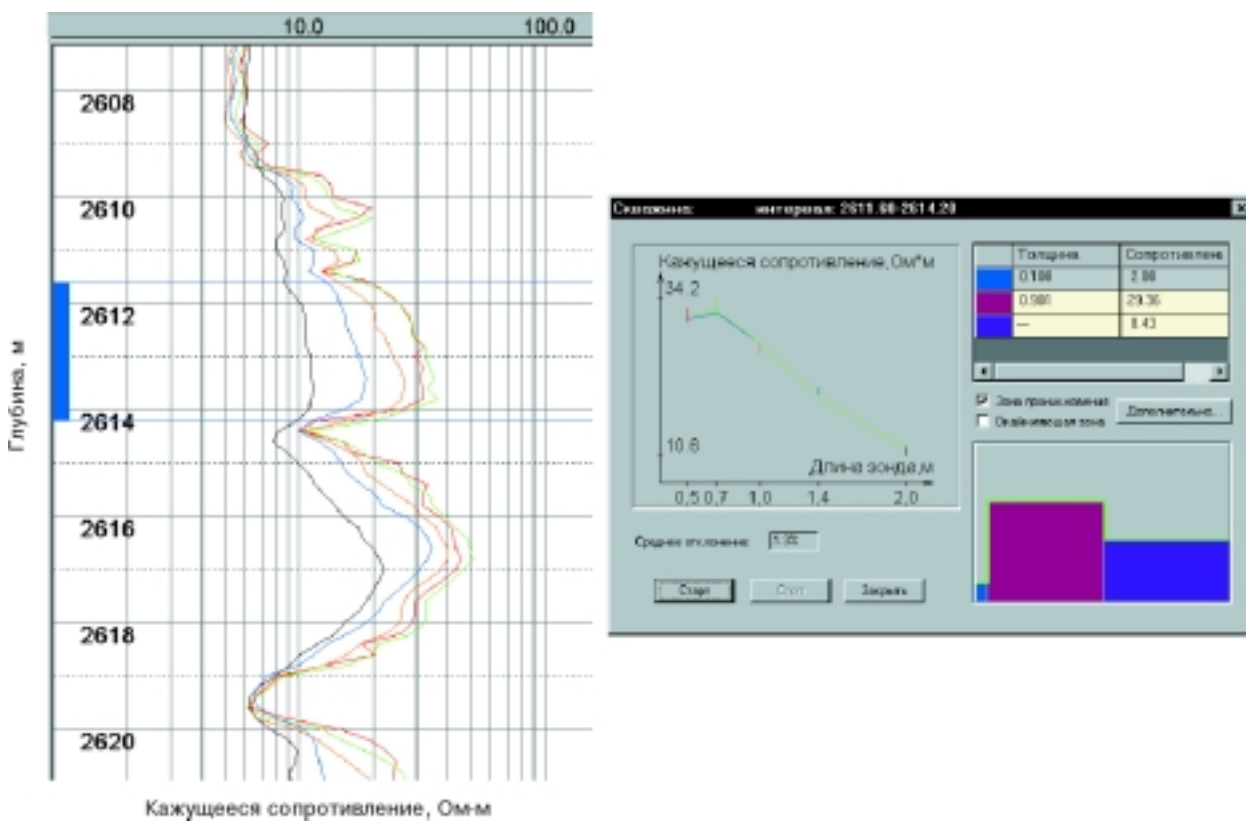


Рис. 8.8. Фрагмент диаграмм, кривая зондирования и результат интерпретации в нефтенасыщенном пласте (Широтное Приобье).

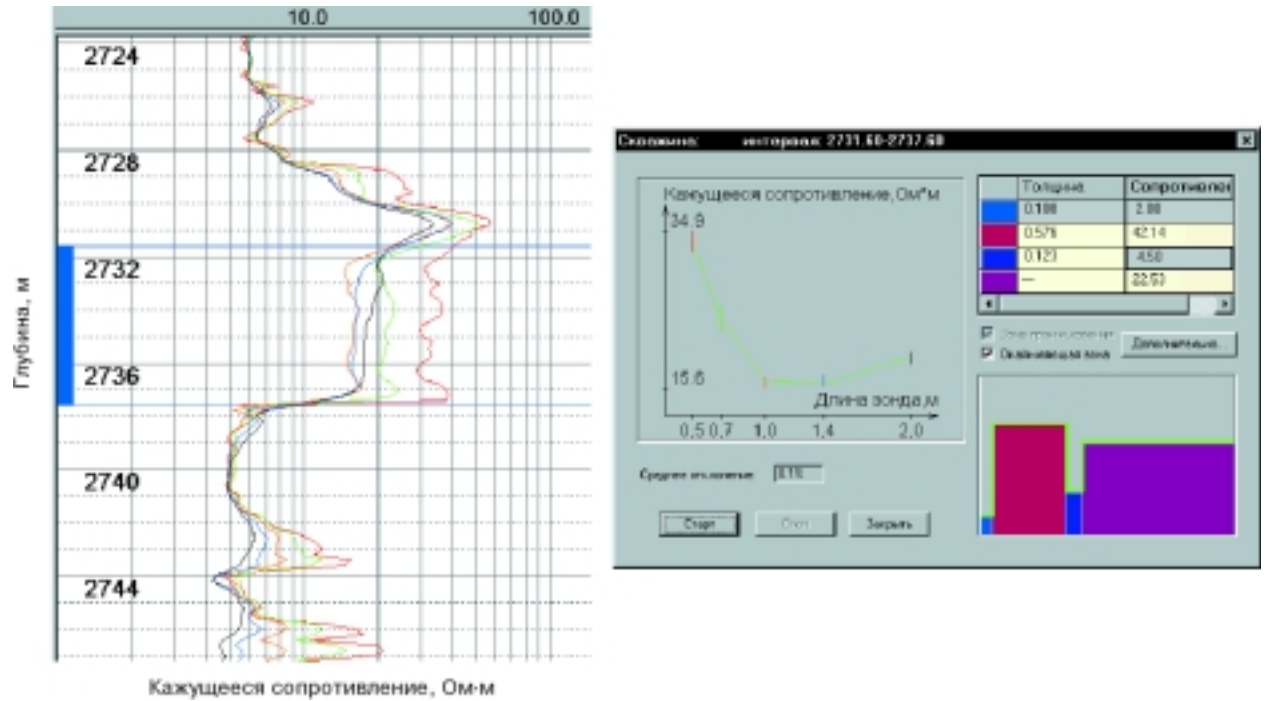


Рис. 8.9. Фрагмент диаграмм, кривая зондирования и результат интерпретации в нефтенасыщенном коллекторе при наличии окаймляющей зоны (Широтное Приобье).

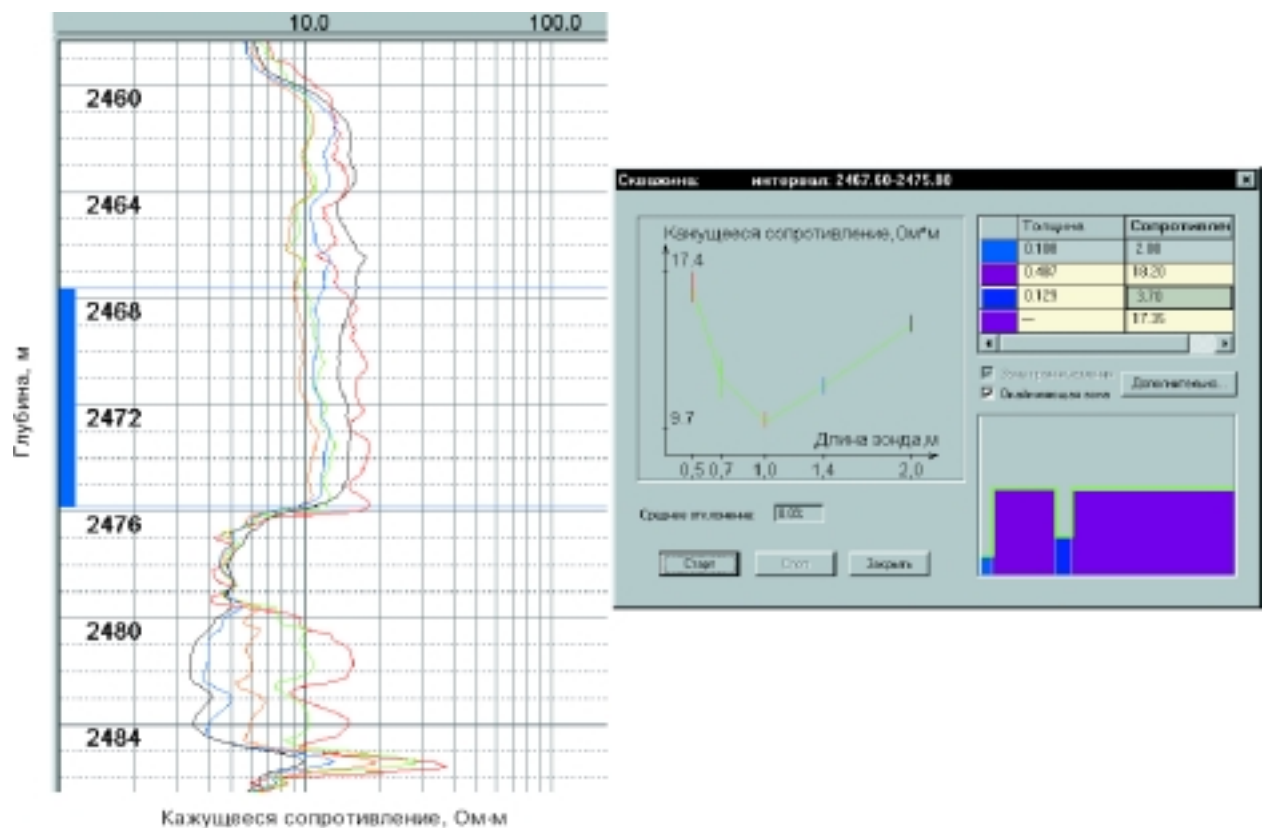


Рис. 8.10. Фрагмент диаграмм, кривая зондирования и результат интерпретации в нефтенасыщенном коллекторе при наличии окаймляющей зоны (Широтное Приобье).

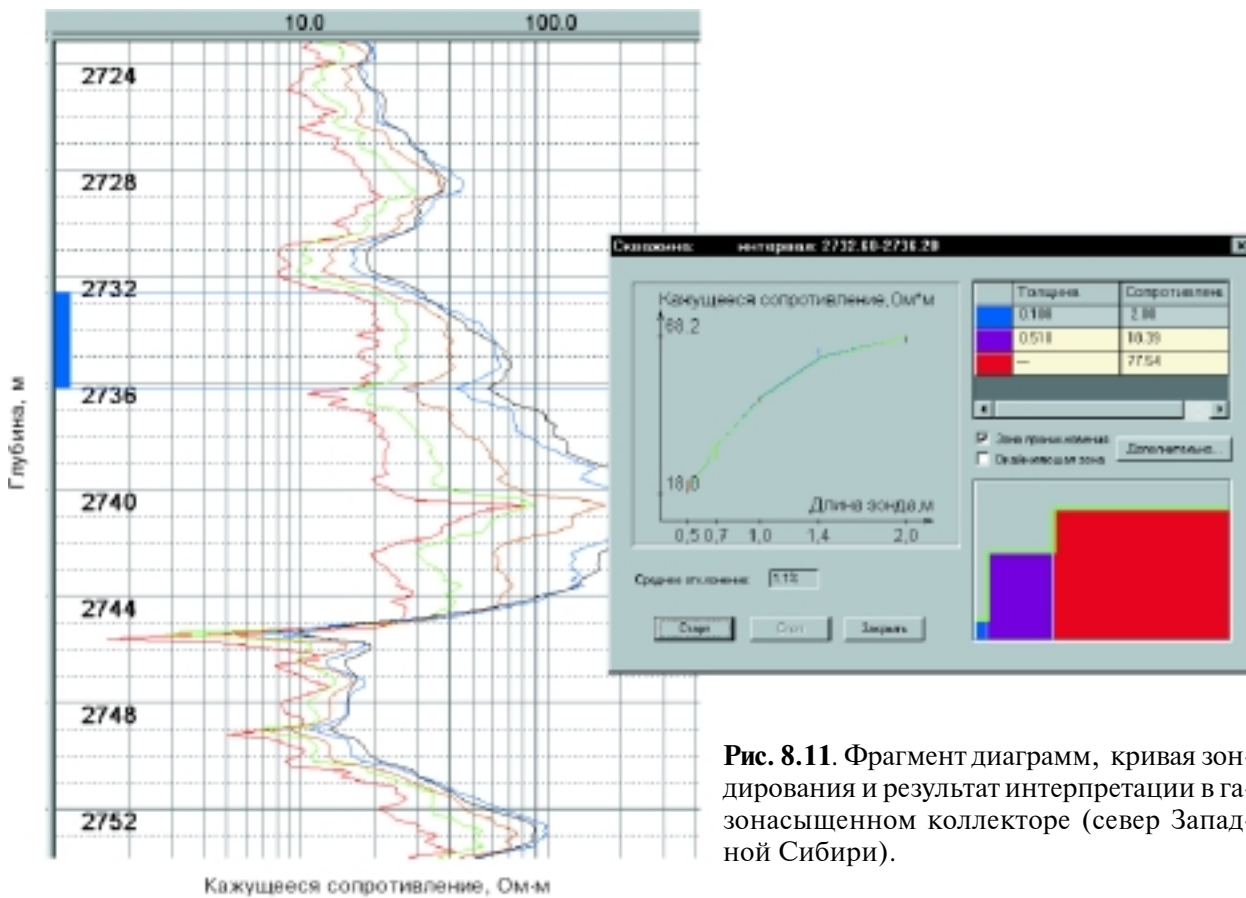


Рис. 8.11. Фрагмент диаграмм, кривая зондирования и результат интерпретации в газонасыщенном коллекторе (север Западной Сибири).

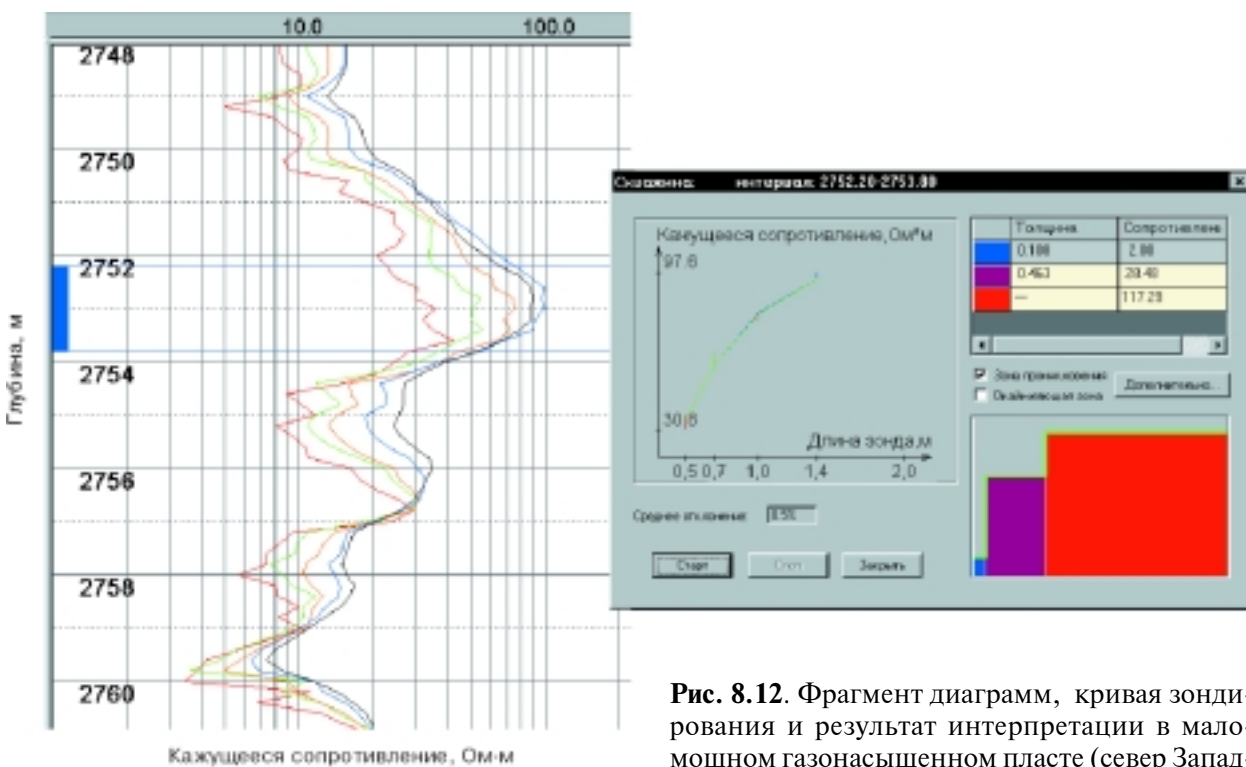


Рис. 8.12. Фрагмент диаграмм, кривая зондирования и результат интерпретации в мало-мощном газонасыщенном пласте (север Западной Сибири).

шающих на показания длинного зонда очень велико и не может быть скорректировано поправками. Поэтому при инверсии лучше либо вообще не принимать во внимание его показания, либо существенно увеличить относительную погрешность измерения. Результат интерпретации по четырем зондам:  $\rho_{\text{зн}} = (28,5 \pm 3,1)$  Ом·м,  $r_{\text{зн}} = (0,57 \pm 0,08)$  м,  $\rho_{\text{п}} = (117,3 \pm 18,4)$  Ом·м.

## 8.2. Интерпретация при сильнопроводящих буровых растворах

В последние годы все более широкое применение при бурении скважин, особенно боковых стволов, находят высокопроводящие (до сотых долей Ом·м) промывочные жидкости с большим содержанием соли (до 270 г/л) или специальными биополимерными добавками. Аналогичная ситуация наблюдается, если скважина вскрывает вышележащие соленосные толщи.

Как показывает анализ синтетических диаграмм и полевых материалов, в этом случае наблюдаются следующие эффекты: увеличивается влияние скважины, эксцентриситета зонда, появляется понижающая зона проникновения, возрастают погрешности измерения, обусловленные сильным затуханием амплитуды электромагнитного отклика. При больших перепадах (более 500) между УЭС буровой жидкости и изучаемого пласта на практических диаграммах могут наблюдаться эффекты следующего порядка малости: влияние больших неровностей стенки скважины; помехи, обусловленные изменением положения прибора при движении по стволу; существенная изменчивость диаграмм, связанная с отклонением скважины от вертикали.

По указанным причинам количественная интерпретация диаграмм, полученных в скважинах с сильно проводящим буровым раствором, имеет специфику. Так для достижения необходимой точности определения УЭС пластов необходимо обязательно привлекать данные инклинометрии и, если есть, диаграммы кавернометрии, а также указывать диаметр прибора (в настоящее время 0,073 и 0,102 м).

На рис. 8.13 приведены материалы по относительно маломощному (1925,7—1929,1 м) глинистому пласту ( $\rho_c = 0,2$  Ом·м,  $r_c = 0,119$  м). Заниженным за счет влияния бурового раствора является кажущееся сопротивление только короткого зонда. По результатам инверсии  $\rho_{\text{п}} = (2,93 \pm 0,32)$  Ом·м.

Аналогичная картина наблюдается и в скважинах, заполненных гораздо более проводящим буровым раствором ( $\rho_c \approx 0,05$  Ом·м). На рис. 8.14 представлены материалы и результаты интерпретации в такой ситуации (интервал 2257,4—2260,8 м). По типу кривая зондирования является «двухслойной» с пониженными значениями кажущихся сопротивлений на двух коротких зондах за счет влияния сильнопроводящего бурового раствора. Три длинных зонда показывают практически одинаковые значения  $\rho_k$ , близкие к истинному сопротивлению глины  $\rho_{\text{п}} = (3,19 \pm 0,14)$  Ом·м.

Наиболее сложная задача по определению УЭС уплотненного плохопроницаемого пласта может быть решена, если его мощность не менее, чем в 1,5 раза, превосходит длину зонда. Однако обычно высокоомные прослои имеют меньшую толщину. Ясно, что в этих случаях влияние вмещающих на показания зондов, длина которых сравнима с мощностью пласта, будет очень большим и не может быть точно скорректировано внесением поправок. УЭС пласта можно оценить по результатам инверсии показаний трех коротких зондов. Соответствующий пример показан на рис. 8.15 (интервал 2316,0—2317,6 м).

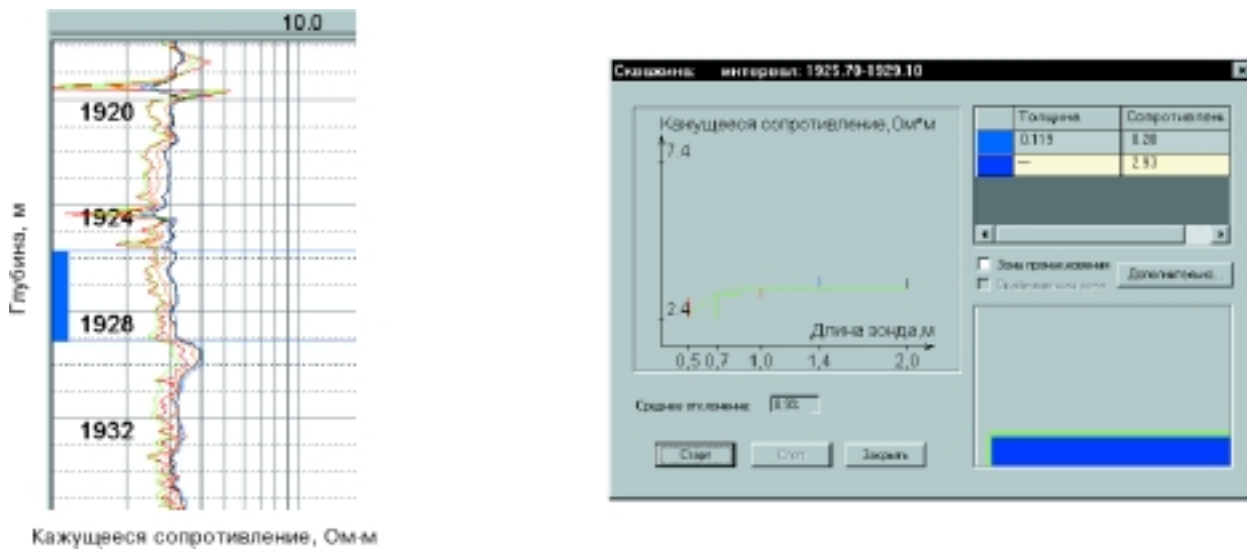


Рис. 8.13. Фрагмент диаграмм, кривая зондирования и результат интерпретации в глинистом пласте (Прибалтика).

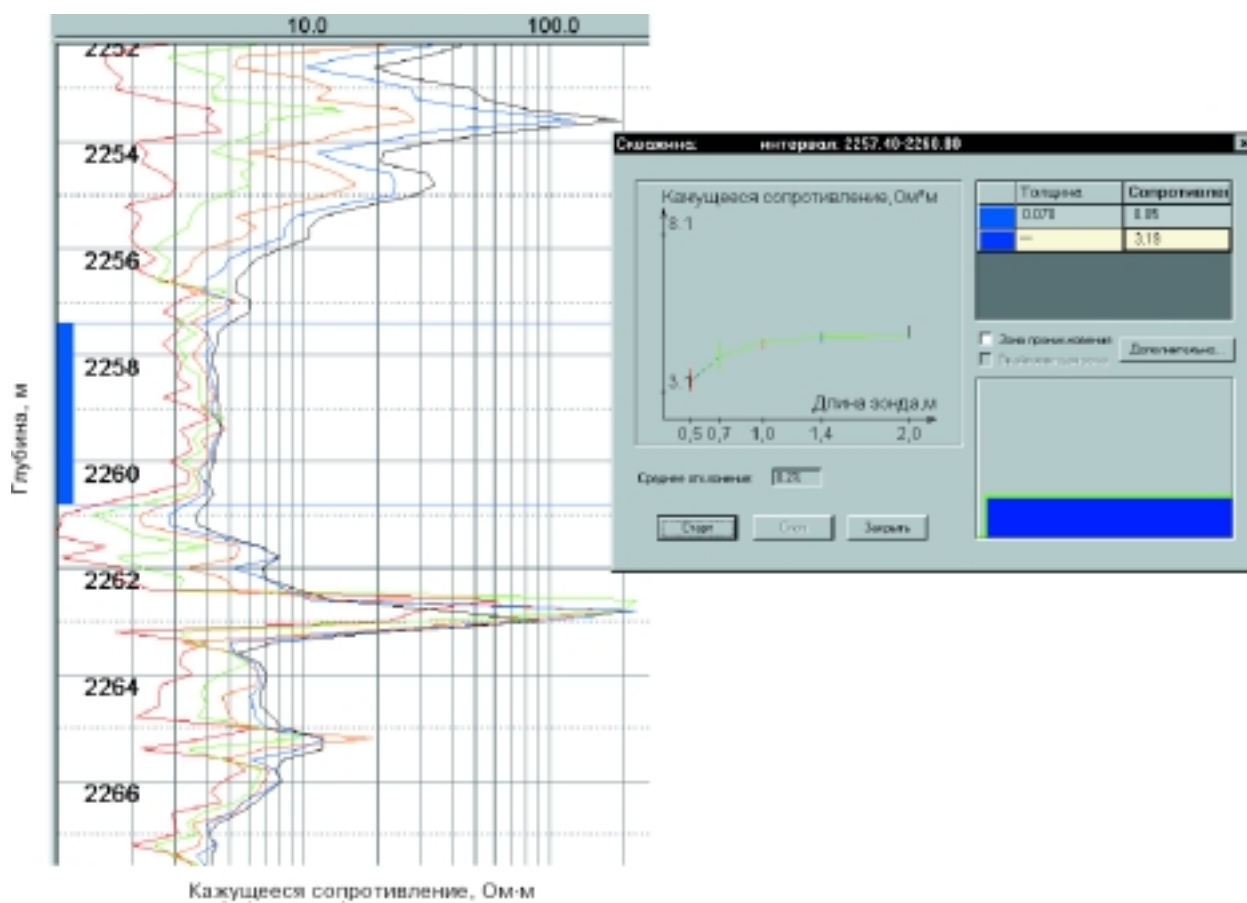
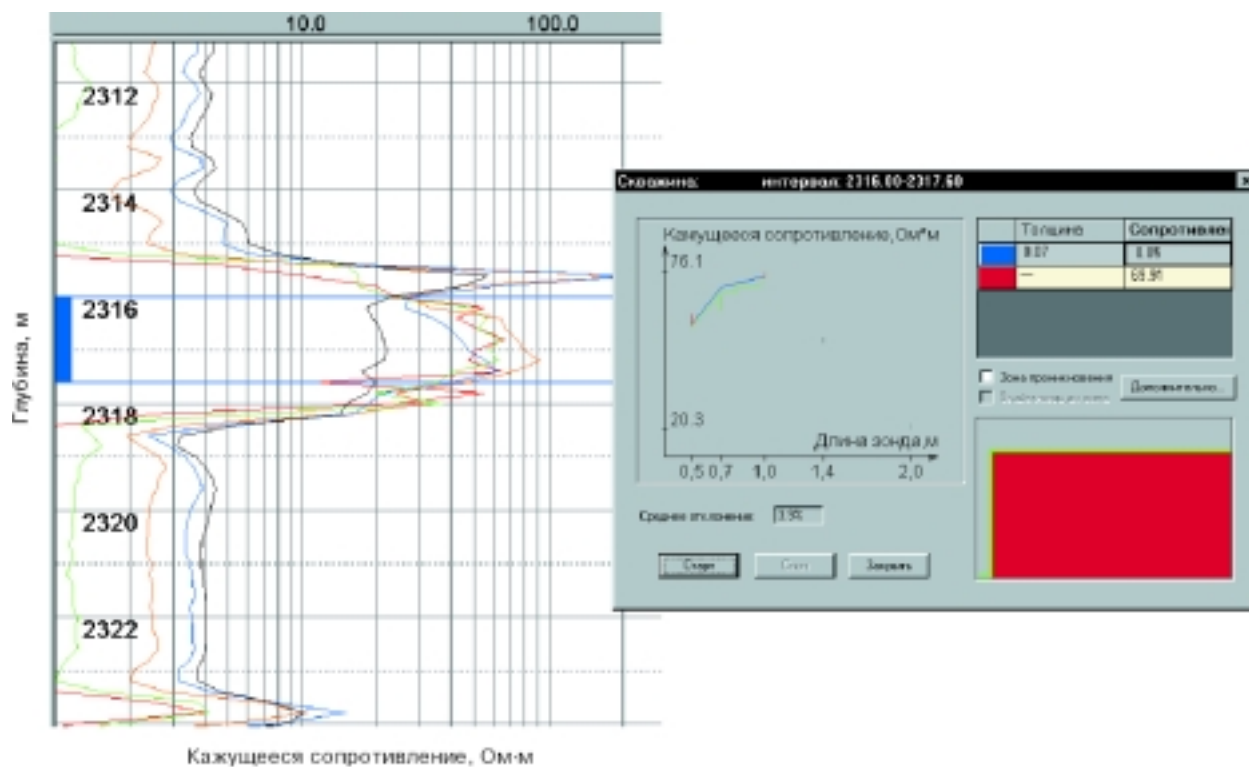


Рис. 8.14. Фрагмент диаграмм, кривая зондирования и результат интерпретации в глинистом пласте, вскрытом на высокопроводящей ПЖ (Широтное Приобье).



**Рис. 8.15.** Фрагмент диаграмм, кривая зондирования и результат интерпретации в плотном пласте, вскрытом на промывочной жидкости с низким УЭС (Широтное Приобье).

На рис. 8.16 приведены данные по относительно маломощному пласту (1925,7—1929,1 м), насыщенному соленой водой и вскрытому на умеренно проводящем буровом растворе ( $\rho_c = 0,2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ). Кривая зондирования монотонно убывает. Это является признаком пласта с повышающим проникновением, которое обусловлено тем, что фильтрат бурового раствора, несмотря на свою высокую электропроводность, более пресный, чем пластовая вода.

При вскрытии водонасыщенных коллекторов на очень проводящем буровом растворе ( $\rho_c \leq 0,05 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ) образуется зона проникновения пониженного УЭС. На рис. 8.17 приведены данные (интервал 2307,0—2315,2 м) для одной из таких ситуаций. За счет проникновения очень минерализованного фильтрата УЭС зоны составляет менее 1 Ом·м. Но тем не менее УЭС пласта имеет типичное значение  $\rho_n = (4,38 \pm 0,19) \text{ Ом}\cdot\text{м}$ .

Понижающая зона проникновения образуется при вскрытии высокоомных нефтенасыщенных коллекторов скважинами даже с умеренной проводящей ( $\rho_c \approx 0,2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ) буровой жидкостью. На рис. 8.18 показаны данные для одной из таких ситуаций (интервал 2053,8—2055,8 м). Кривая зондирования монотонно возрастает от 7,7 до 30,2 Ом·м. Результаты интерпретации:  $\rho_{\text{зп}} = (8,15 \pm 0,98) \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $r_{\text{зп}} = (0,66 \pm 0,08) \text{ м}$ ,  $\rho_n = (50,6 \pm 6,8) \text{ Ом}\cdot\text{м}$ . Влияние бурового раствора сказывается на увеличении ошибки определения УЭС пласта.

При использовании сильно минерализованной промывочной жидкости ( $\rho_c \approx 0,07 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ) удается с высокой точностью оценивать УЭС нефтенасыщенных пластов. На рис. 8.19 приведены материалы для интервала 2243,0—2250,4 м. Относительная погрешность определения УЭС пласта не превышает 4,1 %.



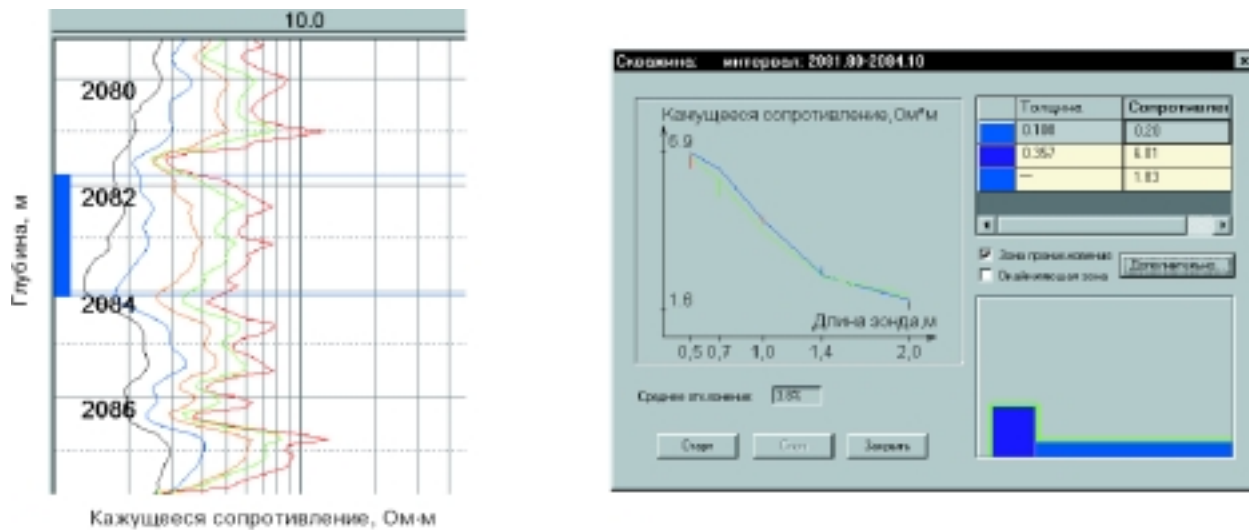


Рис. 8.16. Фрагмент диаграмм, кривая зондирования и результат интерпретации в водонасыщенном коллекторе (Прибалтика).

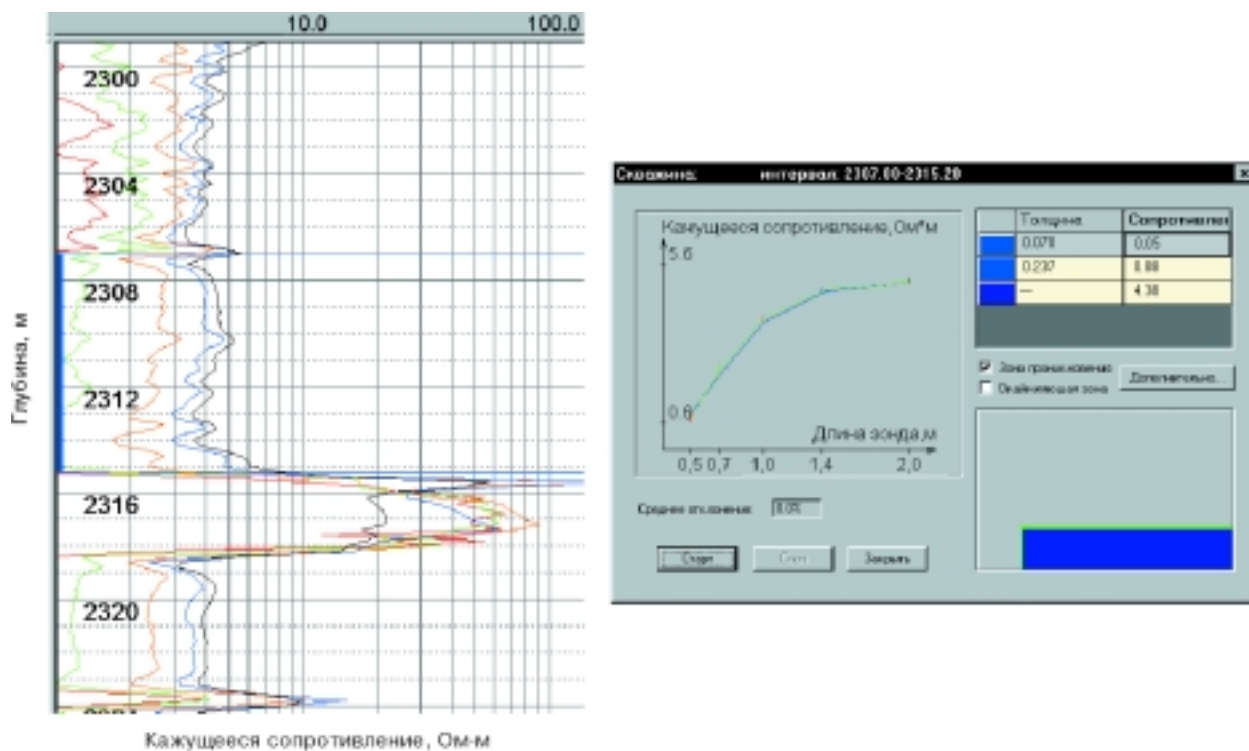
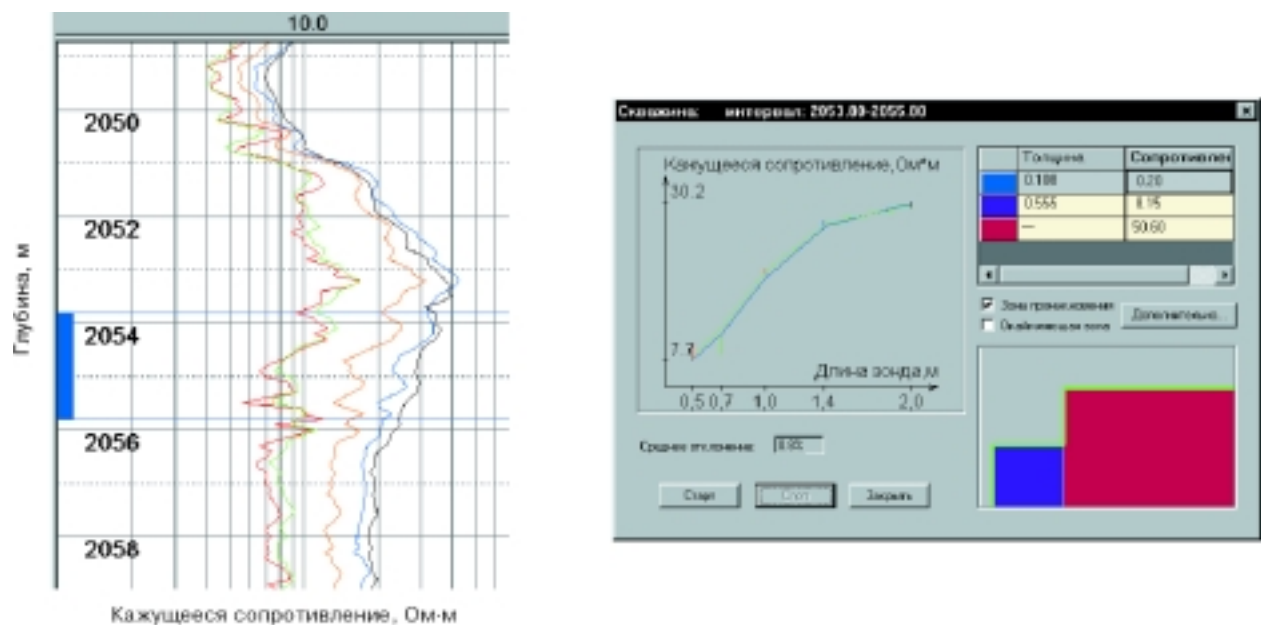
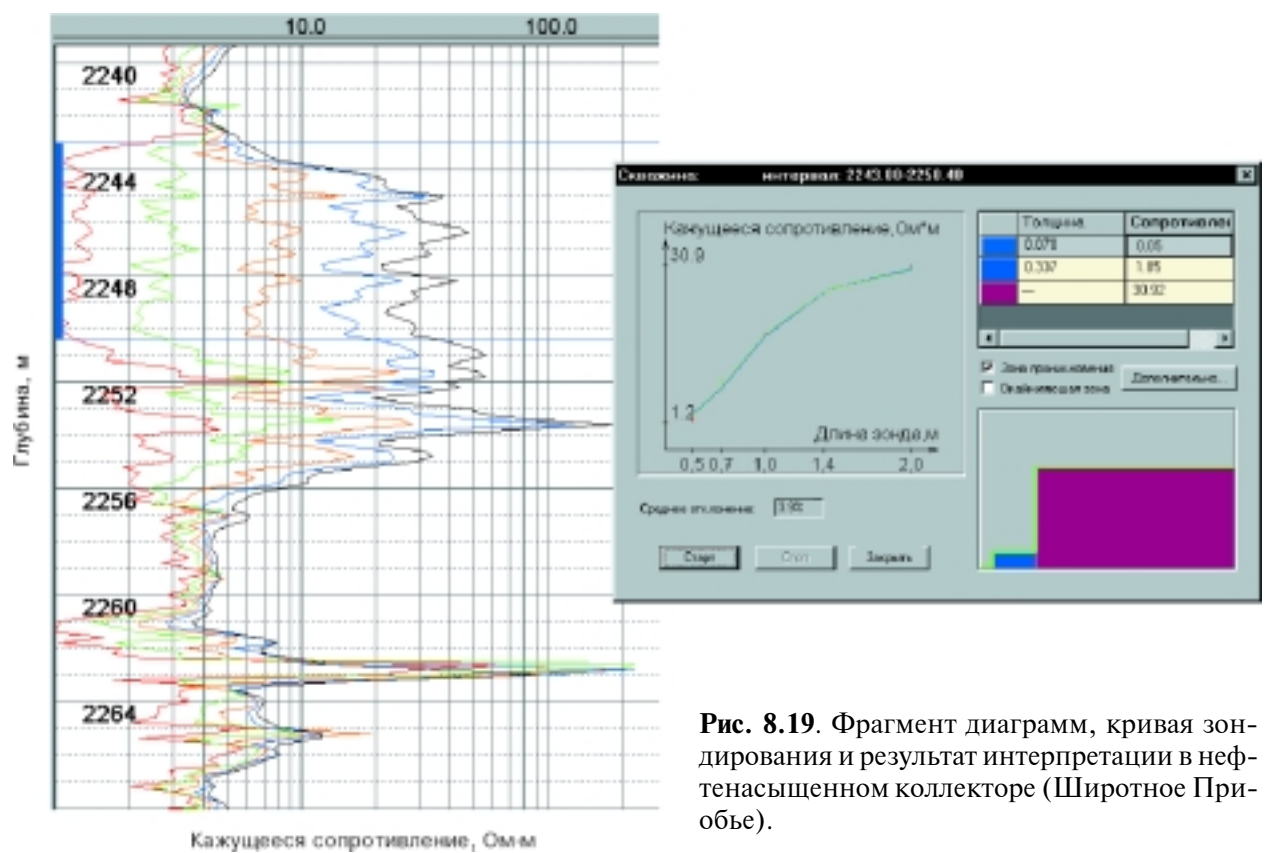


Рис. 8.17. Фрагмент диаграмм, кривая зондирования и результат интерпретации в водонасыщенном коллекторе, вскрытом на высокопроводящей промывочной жидкости (Широтное Приобье).



**Рис. 8.18.** Фрагмент диаграмм, кривая зондирования и результат интерпретации в нефтенасыщенном коллекторе (Прибалтика).



**Рис. 8.19.** Фрагмент диаграмм, кривая зондирования и результат интерпретации в нефтенасыщенном коллекторе (Широтное Приобье).

## ПРИЛОЖЕНИЕ

### СИСТЕМА ОБРАБОТКИ И КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ МФС ВИКИЗ-98

Обработка, визуализация и инверсия диаграмм ВИКИЗ выполняется в многофункциональной системе МФС ВИКИЗ-98. Система МФС ВИКИЗ-98 — программное обеспечение, в котором достигнута высокая скорость инверсии, основанная на применении эффективных алгоритмов нейросетевого моделирования. На этом уровне развития интерпретационной базы оказалось возможным перейти от индивидуальной обработки отдельных интервалов к массовой автоматической интерпретации данных, полученных на всем интервале вскрытия разреза. Достигнутые ресурсные характеристики приближают систему интерпретации МФС ВИКИЗ-98 к работе в реальном времени. В этих условиях интерпретатор освобождается от рутинной работы по подбору параметров модели и может уделять основное внимание оценке достоверности и качества выполненной интерпретации.

Для этой цели в системе реализованы специальные функции оценки результатов. Помимо вычисляемых средних отклонений, которые отражают качество подбора, оцениваются доверительные интервалы определения сопротивлений пласта и зоны проникновения, а также ее радиуса.

Метод ВИКИЗ, направленный на определение сопротивлений пласта и зоны проникновения, становится более информативным при дополнении другими методами. В системе предусмотрена панель, которая позволяет визуализировать любую диаграмму, содержащуюся в исходном LAS-файле.

#### 1. Общее описание

Система обработки, визуализации и интерпретации данных высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования МФС ВИКИЗ-98 является развитием программного обеспечения ряда МФС ВИКИЗ. Основные отличия программы от более ранних версий: реализация в среде Windows 95 или Windows NT, значительное увеличение быстродействия функциональных модулей и расширение функций оперативного анализа. Комплекс МФС ВИКИЗ-98 является системой интерпретации в реальном времени. Исходные данные содержатся в LAS-файлах, включающих диаграммы ВИКИЗ и других методов. В системе принят стандарт LAS версии 2.0.

Помимо автономного режима предусмотрена работа МФС ВИКИЗ-98 совместно с комплексом СИАЛ ГИС, который контролирует входные и выходные потоки данных.

В системе сохранен подход, основанный на попластовой обработке и интерпретации. На диаграмме выделяются пласты, после этого снимаются существенные значения, вносятся необходимые поправки, строится начальное приближение и выполняется инверсия. Результаты интерпретации сопровождаются оценкой доверительных интервалов, которые зависят как от геоэлектрической модели, так и от погрешностей измерений.

Для расстановки границ пластов реализован алгоритм автоматической попластовой разбивки с возможностью ручной корректировки их положения, удаления и добавления. Система может получать данные о попластовой разбивке из системы СИАЛ ГИС через импорт файлов формата SH.

После расстановки границ необходимо активизировать пласты, на интервале которых будет производиться интерпретация. В момент активизации пласта автоматически снимаются существенные значения. Предусмотрена их ручная корректировка. Далее производится интерпретация в одном из режимов:

- экспресс-инверсия;
- автоматический подбор;
- подбор на отдельном интервале.

При интерпретации автоматически выполняется оценка точности определения параметров (доверительных интервалов), при «ручном» подборе есть возможность работать отдельно с кривой зондирования и детально оценивать качество интерпретации по каждому пласту.

## 2. Требования к компьютеру и операционной системе

Для работы с системой требуется компьютер с процессором класса Pentium; для эргономичного использования программы рекомендуется Pentium-166 или последующие модели.

Операционная система, необходимая для работы, — Windows 95, 98 или Windows NT4. Рекомендуется использовать ОС Windows NT. Минимальный объем оперативной памяти для работы в ОС Windows 95 — 16 Мб, рекомендуемый объем — 32 Мб; минимальный объем памяти для Windows NT, 98 — 32 Мб, рекомендуемый — 64 Мб. Необходимое свободное пространство на жестком диске — не менее 30 Мб. Требуется также наличие ускоренного графического адаптера — 2 Мб и цветного SVGA-монитора. При использовании функций печати необходим принтер, поддерживаемый операционной системой. Для оптимальной реализации функций рекомендуется работать с программой при разрешении экрана не меньше 800×600 и 16-разрядной цветовой гамме (high-color).

## 3. Описание главного окна программы

Программа имеет стандартный графический интерфейс. В верхней части главного окна программы расположено открывающееся меню и кнопки управления основными функциями. Под ними находится шкала значений диаграмм, в правой части расположена полоса прокрутки, в нижней — строка состояния. Строка состояния отображает текущие координаты курсора, степень исполнения длительных операций и другие данные (рис. П.1).

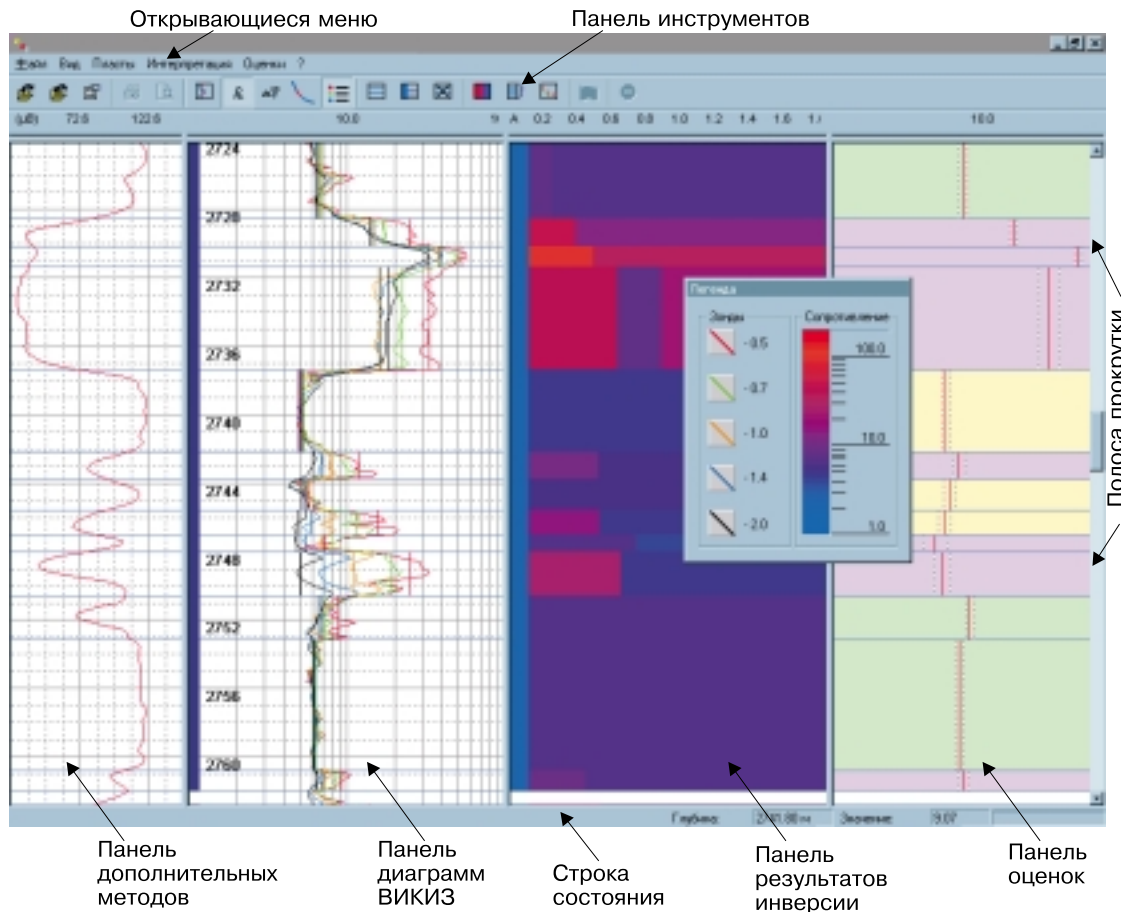


Рис. П.1. Главное окно системы.

Главное окно разделено на три основных области: левую, в которой отображается панель дополнительных методов и исходные диаграммы; среднюю, в которой изображаются результаты интерпретации (геоэлектрический разрез), и правую, которая содержит оценки результатов интерпретации. Размеры всех областей изменяются с помощью мыши. Любую панель можно закрыть, если она в данный момент не нужна.

Предусмотрена возможность работы с диаграммами сразу на двух интервалах глубин. Для этого необходимо при помощи мыши установить требуемые размеры окон просмотра, «потянув» за горизонтальную границу в верхней части главного окна программы.

За каждым зондом в системе закреплено название, по которому идентифицируется его диаграмма в исходном файле.

Названия зондов ВИКИЗ: ИК1 — зонд 0,5 м, ИК2 — зонд 0,7 м, ИК3 — зонд 1,0 м, ИК4 — зонд 1,4 м, ИК5 — зонд 2,0 м.

Верхняя линейка для каждой области главного окна комплекса — отдельная. Для области диаграмм линейка отображает величины разностей фаз в градусах или кажущихся сопротивлений в Ом·м. Для средней области с изображением геоэлектрического разреза на линейке нанесена шкала радиусов цилиндрических границ от оси скважины в метрах. Линейка панели оценок содержит шкалу процентов, если выведены среднеквадратичные отклонения; шкалу удельных сопротивлений (Ом·м), если выведены доверительные интервалы для сопротивлений пласта и зоны проникновения; шкалу радиусов (м), если выведены доверительные интервалы для радиусов зон проникновения. Значения отсчетов на диаграммах дополнительных методов можно снять курсором мыши в окне состояния. Линейка шкалы дополнительных методов выводится для активной диаграммы.

Содержание окошка «значение» в строке состояния зависит от того, в какой области находится курсор мыши. Для области каротажных диаграмм выводятся значения кажущихся сопротивлений (Ом·м) или разностей фаз (град.); для области геоэлектрического разреза — значения удельных сопротивлений (Ом·м); для области оценок — те же величины, что и на верхней линейке.

Кроме отображения удельных электрических сопротивлений в области результатов интерпретации система позволяет формировать и выводить литологическую колонку. Для этого на соответствующем поле главного окна нужно нажать правую кнопку мыши. Появляется контекстное меню с выбором следующих литологических типов: **Песчаник**, **Глина**, **Плотный**. Функция применяется только для отдельного пласта. Литологические типы отображаются на экране и записываются в экспортируемые файлы.

#### 4. Основные сервисные функции комплекса

На панели команд главного окна имеются открывающиеся меню (рис. П.2):

- **Файл**
- **Вид**
- **Пласты**
- **Интерпретация**
- **Оценки**
- **?**

*Панель меню **Файл** содержит следующие функции:*

- **Импорт.** Ввод данных в систему обработки. Система работает с файлами данных в форматах LAS, VKZ, SII, NBK, DAN, LST.
- **Экспорт.** При выполнении этой функции происходит сохранение данных по скважине и результатов интерпретации. В системе предусмотрен экспорт результатов интерпретации в текстовый файл формата RES и другие типы файлов: LAS, VKZ, SII, NBK, DAN, LST, ROK, XLS.

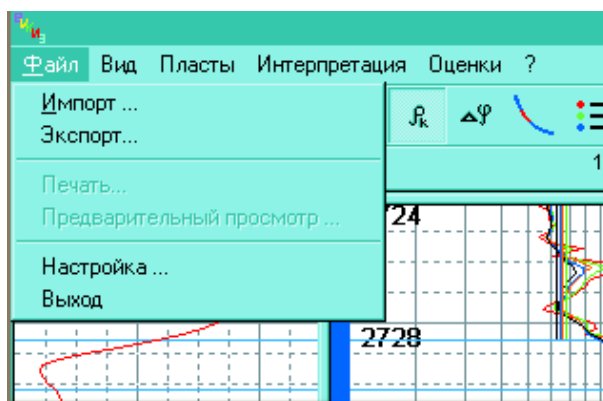


Рис. П.2. Меню **Файл**.

- **Печать.** Предусмотрен вывод диаграмм ВИКИЗ и дополнительных методов, а также результатов интерпретации на стандартные печатающие устройства.
- **Предварительный просмотр.** Контроль выходных копий диаграмм.
- **Настройка.** Изменения параметров работы системы. Позволяет модифицировать параметры вывода копий, управления обработкой, визуализации диаграмм.
- **Выход.** Завершение работы программы.

*Панель меню Вид содержит следующие функции (рис. П.3):*

- **Масштаб.** Изменение вертикального масштаба всех окон.
- **Границы пластов.** Визуализация границ пластов в главном окне.
- **Легенда.** Условные обозначения зондов ВИКИЗ.
- **Кажущееся сопротивление.** Представление диаграмм в величинах кажущегося сопротивления (Ом·м).
- **Разность фаз.** Представление диаграмм в величинах разности фаз (град.).
- **Фильтрация.** Удаление импульсных помех.
- **Неподвижные границы.** Используется при совместной работе с СИАЛ ГИС.
- **Траектория.** Визуализация траектории скважины и положения текущего интервала.

*Панель меню Пласты содержит следующие функции:*

- **Поставить границы.** Определение положения границ пластов с возможностью ручной корректировки.
- **Добавить/удалить границы.** Добавление или удаление границы в указанном интервале.
- **Выбрать пласты.** Выбор пластов с заданным диапазоном сопротивлений. При этом происходит автоматическое снятие существенных значений и его активизация. Предусмотрена ручная корректировка отсчетов.

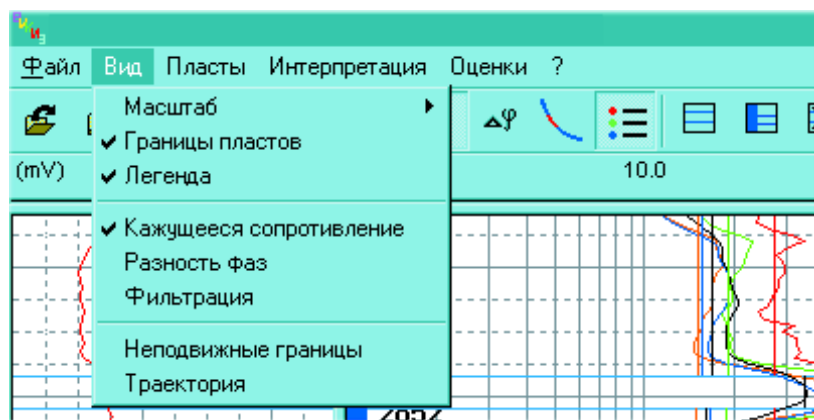


Рис. П.3. Меню Вид.

- **Выбрать все пласты.** При интерпретации всей диаграммы функция позволяет выбрать все интервалы между поставленными границами.
- **Удалить все пласты.** Удаление данных об активных пластах и снятых значениях.
- **Активизировать все пласты.** Активизация всех пластов, например, для повторной интерпретации диаграммы.
- **Деактивизировать пласты.** Деактивизация пластов без удаления данных о пластах, снятых значениях и литологических признаках.
- **Переснять все отсчеты.** Восстановление снятых значений.

*Панель меню **Интерпретация** содержит следующие функции (рис. П.4):*

- **Экспресс.** Быстрое приближенное решение обратной задачи на интервалах выделенных пластов с построением геоэлектрического разреза. Применяется на больших интервалах для быстрой оценки строения околоскважинного пространства. Результаты являются начальным приближением для автоматического и ручного подбора.
- **Подбор.** Применяется для массовой интерпретации на больших интервалах. Это основная функция системы, целью которой является построение геоэлектрического разреза. Определяемые параметры — удельные электрические сопротивления пластов, зон проникновения и окаймляющих зон, а также радиусы цилиндрических границ.
- **Интервал.** Предназначена для попластовой интерпретации на одном интервале. Применяется как на больших интервалах, так и для отдельных пластов. Сопровождается оценкой точности определения геоэлектрических параметров и вычислением доверительных интервалов для сопротивлений пласта и зоны проникновения, а также ее радиуса. Качество подбора характеризуется относительным среднеквадратичным расхождением экспериментальных и теоретических значений разностей фаз по всем зондам.
- **Стоп.** Осуществляет прерывание длительных групповых операций (**Экспресс**, **Подбор**).

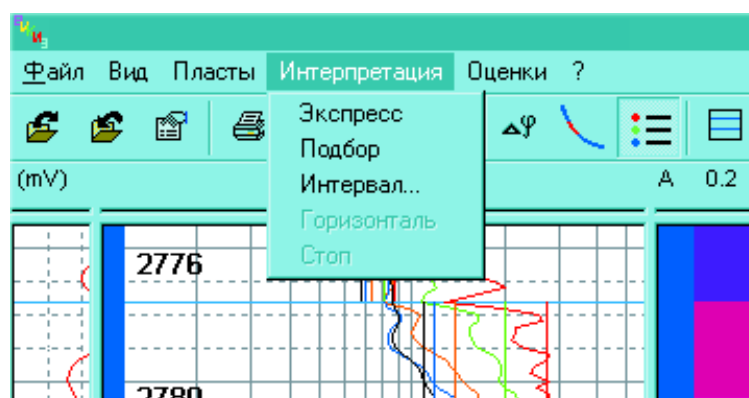


Рис. П.4. Меню **Интерпретация**.



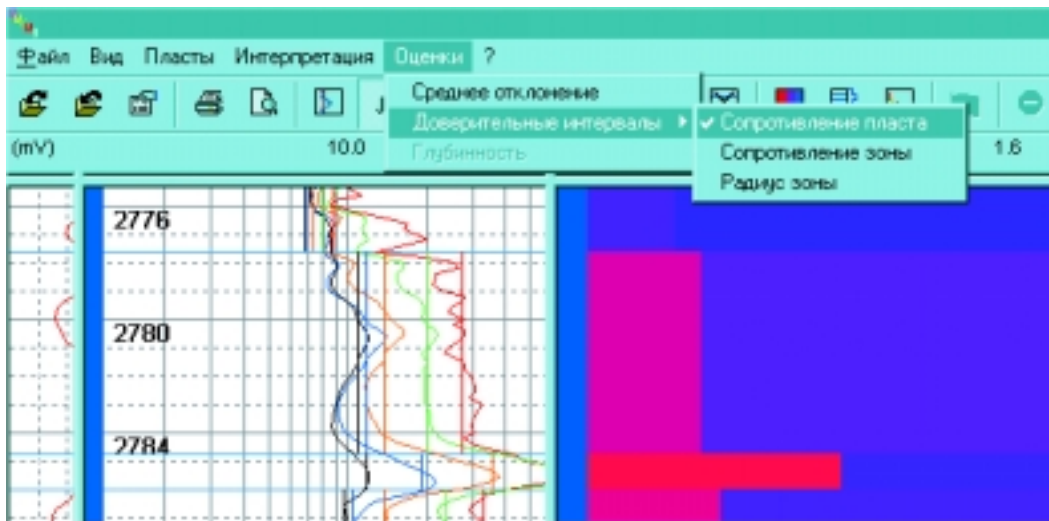


Рис. П.5. Меню Оценки.

*Панель меню **Оценки** содержит следующие функции (рис. П.5):*

- **Среднее отклонение.** Вывод относительного среднеквадратичного отклонения для оценки качества подбора.
- **Доверительные интервалы.** Вывод доверительных интервалов трех параметров модели: сопротивления пласта, сопротивления и радиуса зоны проникновения.
- **Глубинность.** Оценка радиальной глубинности.

### **Импорт файлов**

Функция ввода исходных данных в систему. Для ее выполнения используется команда **Файл/Импорт** или соответствующая кнопка на панели инструментов. На экран выводится стандартное окно открытия файла **Импорт файла** для выбора данных.

Дальнейшие действия:

- Открыть каталог с файлами данных, выбрать файл данных и нажать клавишу **Открыть**.
- Для отмены ввода данных нажать клавишу **Отмена**.

Система различает следующие типы файлов.

<b>LAS</b>	—	содержит все диаграммы.
<b>VKZ</b>	—	файл системы; содержит всю информацию о текущем состоянии системы.
<b>SP</b>	—	файл формата комплекса СИАЛ ГИС; служит для обмена потоками данных между СИАЛ ГИС и МФС ВИКИЗ-98.
<b>DAN, LST</b>	—	содержат данные инклинометрии.

### **Экспорт данных**

При выполнении функции сохраняются исходные данные и результаты интерпретации. Выполняется по команде из меню **Файл/Экспорт** или соответствующей кнопкой на панели инструментов. На экране появляется стандартное окно сохранения файла **Экспорт файла** с запросом имени файла.

Дальнейшие действия.

- Открыть каталог, в который необходимо сохранить данные, ввести имя нового файла и нажать кнопку **Сохранить**.
- Для отмены функции сохранения файла нажать кнопку **Отмена**.

Система позволяет сохранить следующие типы файлов:

<b>VKZ</b>	—	внутренний формат. Содержит сведения о диаграммах ВИКИЗ, дополнительных методах и состоянии системы.
<b>SP</b>	—	файл формата комплекса СИАЛ ГИС. Файлы предназначены для передачи данных из системы в комплекс СИАЛ ГИС.
<b>LAS</b>	—	в файл при экспорте добавляются результаты интерпретации.
<b>ROK</b>	—	файл создается в соответствии со стандартом LAS. Кроме исходных диаграмм разностей фаз содержит их трансформации в кажущиеся сопротивления.
<b>XLS</b>	—	файл формата Exel 97, используется для передачи данных в Exel.
<b>RES</b>	—	файл результатов интерпретации, который содержит отметки глубин, снятые значения отсчетов и полученные модельные параметры (сопротивления цилиндрических областей и радиусы их границ), значения среднеквадратичных расхождений модельных и экспериментальных кривых зондирований.

### **Печать копий диаграмм**

Для вывода на принтер диаграмм и результатов определения сопротивлений пластов необходимо выполнить следующие действия.

- Необходимо настроить печать (см. раздел **Настройка**, закладка **Печать**).
- Выбрать команду **Файл/Печать** или нажать соответствующую кнопку на панели инструментов.
- Указать интервал выводимых на печать страниц и число копий.
- Если необходимо, произвести настройку принтера.
- Для выполнения нажать кнопку **Выполнить**.
- Для отмены функций — **Отмена**.

Для контроля вывода твердых копий предусмотрен предварительный просмотр диаграмм при помощи команды **Файл/Предварительный просмотр**.

### **Настройка параметров системы**

В системе предусмотрена установка параметров, определяющих работу некоторых ее функций. Здесь можно изменить параметры:

- вывода твердых копий (закладка **Печать**);
- обработки (закладка **Параметры**);

- дополнительных методов (закладка **Справочник методов**);
- визуализации диаграмм ВИКИЗ (закладка **Зонды ВИКИЗ**).

Для изменения параметров необходимо.

- Выбрать команду меню **Файл/Настройка** или нажать соответствующую кнопку на панели инструментов.
- Выбрать необходимую закладку.

Для изменения параметров вывода на печать выполнить следующие шаги.

- Выбрать команду **Файл/Настройка**, закладку **Печать** или нажать соответствующую кнопку на панели инструментов.
- Указать тип печати: цветная или черно-белая.
- В полях **Верхняя граница**, **Нижняя граница** указать верхнюю и нижнюю границы области печати диаграммы. Правая и левая границы фиксированы.
- В области **Вывод** указать тип носителя: страничный или рулонный в зависимости от типа используемого принтера или плоттера.
- В области **Диапазон**, в полях **От** и **До**, указать интервал печати диаграммы. Для печати диаграммы ее необходимо пометить флажком **Весь интервал**.
- Для выполнения нажать кнопку **Выполнить**.
- Для отмены функции — **Отмена**.

Для изменения параметров обработки (рис. П.6) выполнить следующие действия.

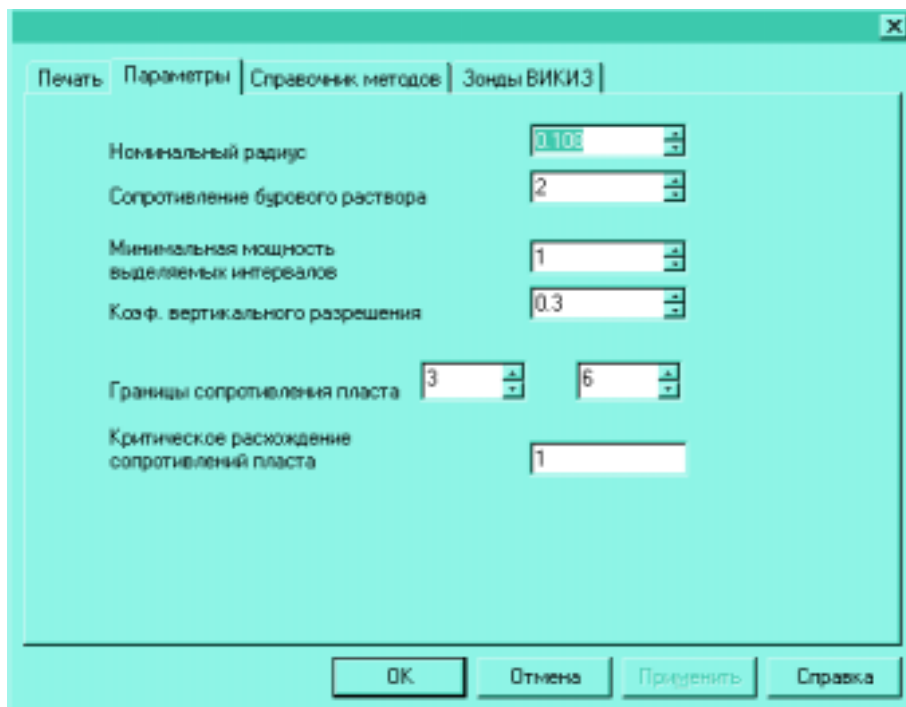


Рис. П.6. Параметры обработки.

- Выбрать команду **Файл/Настройка**, закладку **Параметры** и ввести соответствующие данные в поля **Номинальный радиус скважины**, **Ошибка измерений**, **Минимальная мощность выделяемых пластов**, **Сопротивление бурового раствора**, **Границы сопротивления**.
- Для выполнения функций нажать кнопку **Выполнить**.
- Для отмены функции — **Отмена**.

Справочник методов содержит список диаграмм с индексами и параметрами визуализации, необходимыми для их правильного отображения (рис. П.7).

Для изменения параметров дополнительных методов необходимо выбрать закладку **Справочник методов** в меню **Файл/Настройка**. Наряду с индексом диаграммы (**Имя**) дополнительного метода в справочнике предусмотрены синонимы (**Псевдоним**), по которым также производится идентификация. Кроме того, в справочнике имеется информация о единицах измерения для каждой диаграммы (**Ед. изм.**) и краткое описание данного метода (**Описание**).

При визуализации используются два параметра: коэффициент визуализации **Коэф. Виз.** и значение на нулевой линии **X0**.

**Примечание:** можно корректировать и расширять список дополнительных методов. Для этого необходимо нажать на кнопку **Добавить** или **Изменить** и произвести соответствующие настройки.

Имя	Псевдонимы	Описание	Ед. изм.	X0	Коэф. виз.
MGZ		микроградиент зонд	(Ом.м)	0.000	1.000
MPZ		микрорпотенциал зонд	(Ом.м)	0.000	1.000
NG		нейтронный гамма	(у. е.)	0.000	1.000
NN		нейтрон-нейтронный	(у. е.)	0.000	1.000
NNB		нейтрон-нейтронный; большой зонд	(у. е.)	0.000	1.000
NNM		нейтрон-нейтронный; малый зонд	(у. е.)	0.000	1.000
PZ	KS	потенциал зонд	(Ом.м)	7.750	1.000
<b>SP</b>	<b>PS</b>	<b>потенциал скважины</b>	<b>(мВ)</b>	<b>20.000</b>	<b>25.000</b>
T		температура	(град)	0.000	1.000
Угол		Инклинометрия	(град)	0.000	20.000

Рис. П.7. Справочник дополнительных методов.

Для изменения параметров отображения диаграмм ВИКИЗ выбрать закладку **Зонды ВИКИЗ** в меню **Файл/Настройка**, указать соответствующий зонд и произвести следующие настройки.

- Указать зонд ВИКИЗ, диаграмма которого настраивается.
- Указать признак пассивности зонда флажком в области **Неактивный** (для отключения). Допускается работа на неполной зондовой системе. Предусмотрено отключение данных по одному или двум зондам, при этом точность интерпретации может существенно уменьшиться.
- В области **Цвет** можно выбрать цвета отображения диаграмм соответствующих зондов. По умолчанию зафиксированы следующие настройки цвета для диаграмм:
  - ♦ зонд 0,5 м — красный;
  - ♦ зонд 0,7 м — зеленый;
  - ♦ зонд 1,0 м — коричневый;
  - ♦ зонд 1,4 м — синий;
  - ♦ зонд 2,0 м — черный.
- Параметры визуализации для каждого зонда задаются индивидуально через параметры визуализации в полях **X0** и **Коэф. Виз.**: начальное значение и коэффициент визуализации соответственно. Кнопкой **Применить для всех** параметры визуализации диаграммы текущего зонда устанавливаются для всех зондов.
- В поле **Ошибка измерения** необходимо определить относительную погрешность измерения для выбранного зонда.

### **Масштаб**

Особенностью визуализации в главном окне является независимое изменение горизонтального и вертикального масштабов. Горизонтальный масштаб настраивается параметрами визуализации диаграмм (команда **Файл/Настройка**, закладки **Зонды ВИКИЗ** и **Справочник методов**).

Для изменения вертикального масштаба необходимо выполнить команду **Вид/Масштаб**, а затем указать требуемые значения. Масштаб, используемый по умолчанию, — 1:200. Допустимые значения вертикального масштаба: 1:100; 1:200; 1:500; 1:1000.

### **Границы пластов**

Визуализация границ пластов в главном окне. Режим визуализации границ выбирается командой меню **Вид/Границы пластов**.

### **Легенда**

Отображает условные обозначения зондов и цветовую шкалу кажущихся сопротивлений.

Режим визуализации легенды выбирается командой меню **Вид/Легенда** или нажатием соответствующей кнопки на панели инструментов.

### **Трансформация каротажных диаграмм**

В системе предусмотрено два представления каротажных диаграмм:

- в единицах разности фаз (град.);
- в единицах кажущегося сопротивления (Ом·м).

Они могут использоваться интерпретатором в зависимости от решаемых задач. Для просмотра данных в измеряемых величинах (разности фаз) или их трансформаций (кажущегося сопротивления) выбрать команду меню **Вид/Разность фаз** или **Вид/Кажущееся сопротивление** или нажать соответствующую кнопку на панели инструментов.

Для разности фаз предусмотрена линейная шкала, для кажущегося сопротивления — логарифмическая. По умолчанию диаграммы представляются в разности фаз.

### ***Фильтрация***

Предназначена для удаления импульсных (короткопериодных) помех и сглаживания диаграмм. В основе фильтрации лежат алгоритмы медианного сглаживания и ганнирования.

Для применения фильтра выбрать команду меню **Вид/Фильтрация** или нажать соответствующую кнопку на панели инструментов.

Команда **Фильтрация** выполняется в течение всего сеанса работы системы до ее отмены.

### ***Поставить границы***

Один из ключевых моментов анализа и интерпретации каротажных данных — выделение границ пластов. Корректностью выполнения этой процедуры в значительной степени определяется качество получаемых результатов.

В системе реализована процедура выделения пластов на основе анализа характеристики вертикального разрешения, которая учитывает поведение средних зондов при переходе через горизонтальную границу. В случае если мощность пласта меньше, чем величина, установленная в параметрах, такой интервал нельзя активизировать и выполнить для него интерпретацию.

Для расстановки границ необходимо выбрать команду меню **Пласты/Поставить границы** или нажать соответствующую кнопку на панели инструментов.

Автоматическая процедура выделения пластов подкрепляется возможностью ручной корректировки положения границ. При этом можно добавить, удалить или переместить границу. Для этого на поле диаграммы надо нажать правую кнопку мыши. Затем появляется контекстное меню, позволяющее выбрать следующие функции: **Добавить границу**, **Удалить границу**. Для изменения глубины границы необходимо «перетащить» ее с помощью мыши.

При совместной работе с комплексом СИАЛ ГИС система получает значения границ пластов автоматически через импорт результатов. Можно воспользоваться этими значениями или откорректировать их. Необходимо обратить внимание на то, что при этом по умолчанию включается режим **Неподвижные границы**.

### ***Добавить/удалить границы***

При работе с фрагментом диаграммы можно добавить или удалить границы в выбранном интервале.

- Выбрать команду меню **Пласты/Добавить/удалить границы** (на экран выводится окно **Добавить/удалить границы**).
- В полях **Начальная** и **Конечная глубина** указать начальную и конечную глубины интервала.
- Для добавления границ в указанном интервале нажать кнопку **Добавить**.
- Для удаления границ в указанном интервале нажать кнопку **Удалить**.

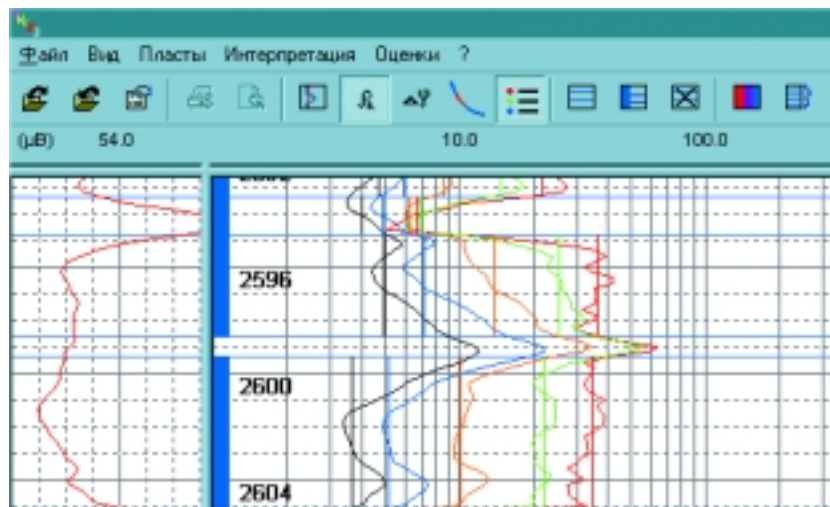


Рис. П.8. Снятие существенных значений.

- Для отмены функции — **Заккрыть**.

### **Выбрать пласты**

Процедуры интерпретации могут быть применены как к единичным пластам, так и к их группе. Система позволяет выбрать пласты в интересующем диапазоне сопротивлений. Например, водо-, нефте- и газонасыщенные пласты. Критерий выбора пластов в этом случае основывается на средних по интервалу кажущихся сопротивлениях для длинного зонда.

Для выбора (активизации) пластов в интервале сопротивлений надо выбрать команду меню **Пласты/Выбрать пласты**.

На экран выводится окно **Выбор пластов**. Дальнейшие действия:

- в полях **Минимум** и **Максимум** указать крайние значения интервала сопротивлений (диапазон возможных значений сопротивлений от 1 до 200 Ом·м);
- для активизации пластов в указанном интервале нажать кнопку **Ввести**;
- для отмены функции — **Отмена**.

Возможен выбор пласта другим способом. При нажатии левой кнопки мыши на левом краю поля диаграммы текущий пласт становится активным. Используя клавиши **Shift** и **Ctrl**, можно активизировать группу пластов.

При активизации пласта или группы пластов автоматически снимаются существенные значения показаний зондов (рис. П.8). Снятие отсчетов выполняется при помощи специального алгоритма, позволяющего правильно учесть в большинстве случаев влияние вмещающих пород, эксцентриситета прибора и некоторых других факторов. Снятые значения отображаются на диаграммах в виде вертикальных линий, цвет которых совпадает с цветом соответствующей диаграммы.

Предусмотрена возможность ручной корректировки снятых значений. Для этого необходимо «потянуть мышью» нужное значение влево или вправо. Следует обратить внимание

на то, что ручная корректировка снятых значений невозможна, если диаграммы отображаются в кажущихся сопротивлениях.

Предусмотрены функции **Выделить пласт**, **Удалить пласт**. Для этого на поле диаграммы надо нажать правую кнопку мыши, после чего появляется контекстное меню, позволяющее выбрать функцию **Удалить пласт**.

Интерпретация выполняется только для активизированных пластов. Для деактивизации пласта необходимо нажать правой кнопкой мыши на его выделенную часть. При этом его цвет станет более темным. Активизируется пласт обратной последовательностью действий. Для активизации или деактивизации всех выделенных пластов выполняются функции **Пласты/Активизировать все пласты**, **Пласты/Деактивизировать пласты**.

### **Выбор и удаление пластов**

При интерпретации всей диаграммы надо выделить все интервалы. Для этого выполняется команда меню **Пласты/Выделить все пласты**. При этом активизируются все интервалы, расположенные между крайними выделенными границами. Не выделяются пласты, мощность которых меньше величины, заданной в параметрах настройки.

Удаление данных об активных пластах и снятых значениях осуществляется командой меню **Пласты/Удалить все пласты**.

### **Интерпретация**

В системе реализована концепция интерактивной обработки данных. Интерпретация выполняется в автоматическом, полуавтоматическом или ручном режимах. В автоматическом режиме предусмотрено быстрое приближенное решение обратной задачи с построением геоэлектрического разреза. Результаты приближенного решения рассматриваются как начальное приближение для автоматической инверсии. Если интерпретатор выполняет автоматический подбор без получения начального приближения, система сама осуществляет эту операцию без визуализации промежуточных результатов. Для работы с отдельными пластами предусмотрен специальный граф, который содержит элементы автоматической и ручной интерпретации.

Перечисленные функции реализуются командами меню **Интерпретация: Экспресс, Подбор, Интервал** (см. рис. П.4).

Выбор режима определяется задачей, стоящей перед интерпретатором. Стандартный граф обработки включает автоматический режим для всех интервалов с последующим уточнением на сложных участках или при больших расхождениях между экспериментальными и теоретическими данными.

Интерпретация всегда сопровождается оценками качества подбора и величинами доверительных интервалов, для этого в системе предусмотрены специальные функции. Критерием близости экспериментальных и теоретических данных является функция невязки

э

Здесь  $\Delta\varphi_i^t$ ,  $\Delta\varphi_i^e$  — модельные и измеренные значения разностей фаз,  $\delta\Delta\varphi_i$  — относительная ошибка измерения, величина которой определяется из метрологических характеристик аппаратуры (средние значения величины для серийно выпускаемых приборов —  $=0,03$ ,  $=0,04$ ,  $=0,02$ ,  $=0,02$ ,  $=0,02$ ). Инверсия данных состоит в



минимизации функционала путем подбора модельных параметров. Для минимизации в системе применяются методы деформируемых многогранников (Нелдера—Мида) и на основе сингулярного разложения матрицы чувствительности.

**Экспресс**

Для быстрого приближенного решения обратной задачи на интервалах выделенных пластов с построением геоэлектрического разреза в окне результатов необходимо использовать команду меню **Интерпретация/Экспресс** или нажать соответствующую кнопку на панели инструментов. Процедура применяется на больших интервалах интерпретации для быстрой оценки строения околоскважинного пространства. Результаты экспресс-интерпретации являются начальным приближением для последующего ручного или автоматического подбора.

Экспресс-интерпретация выполняется на основе эвристических алгоритмов. Так, изучение практического материала и математическое моделирование сигналов в цилиндрически-слоистых одномерных средах показывает, что по поведению кривых зондирований часто можно однозначно прогнозировать класс моделей и, учитывая слабое влияние скважины на сигналы, проводить приближенный подбор параметров моделей с использованием комбинаций двухслойных палеток. Такой приближенный метод характеризуется очень высокой скоростью и иногда является достаточным для достижения требуемого качества интерпретации.

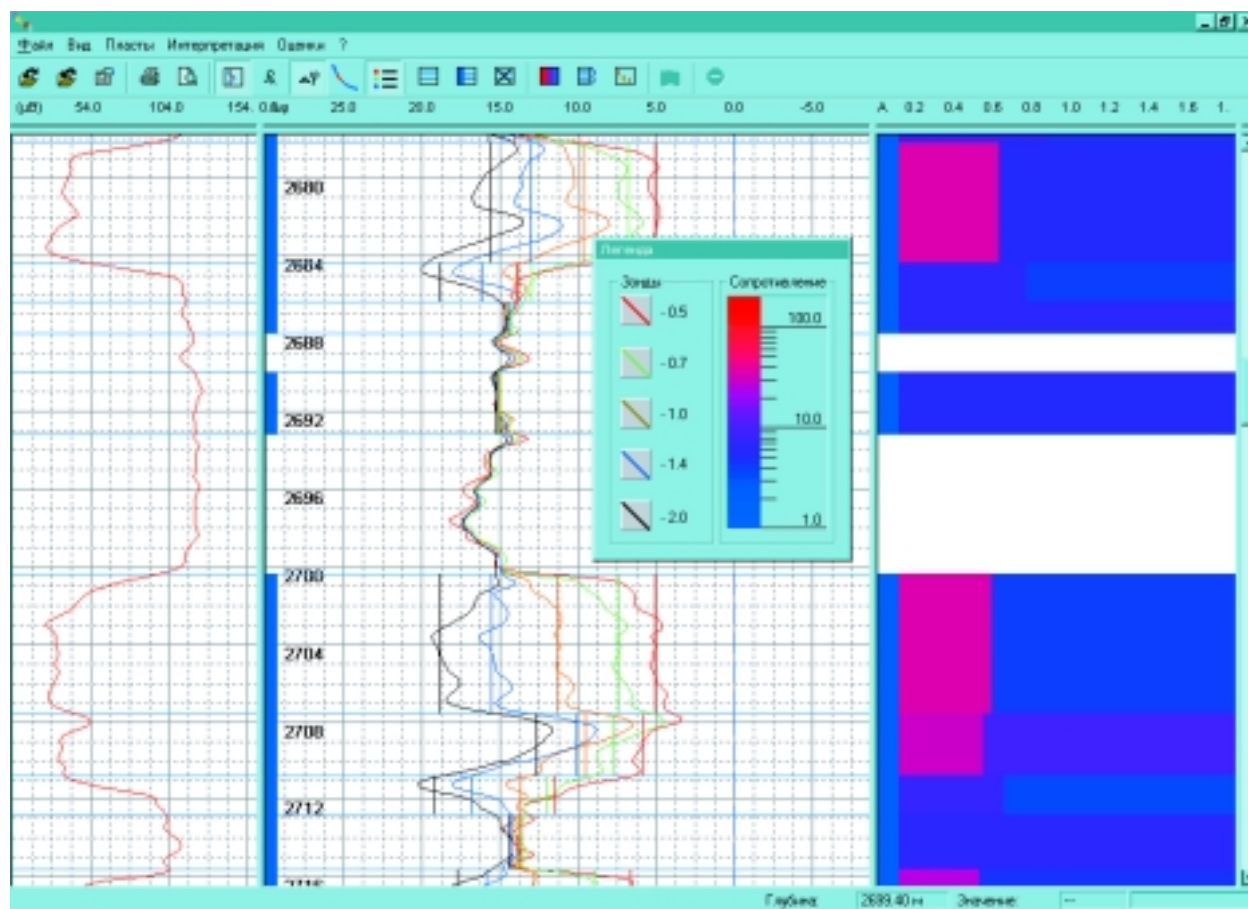


Рис. П.9. Экспресс- интерпретация.

Результатом быстрого решения обратной задачи является приближенный геоэлектрический разрез, который отображается в правой части главного окна (рис. П.9). Представленный на рисунке интервал включает глинистый пласт с УЭС около 3 Ом·м.

### **Автоматический подбор**

Процедура автоматического подбора применяется для интерпретации на больших интервалах. Это основная функция системы, целью работы которой является построение геоэлектрического разреза. Определяемые параметры — удельные электрические сопротивления пластов, зоны проникновения и окаймляющей зоны, а также радиусы цилиндрических границ.

Для проведения автоматической попластовой интерпретации на интервалах выделенных пластов необходимо выбрать команду меню **Интерпретация/Подбор** или нажать соответствующую кнопку на панели инструментов. После завершения ее работы в правой части главного окна отображается геоэлектрический разрез, а в окне оценки результатов — значения среднеквадратичных расхождений между синтетическими и реальными диаграммами или параметров разреза.

На рис. П.10 показан пример интерпретации нефтенасыщенных интервалов, в которых существует неглубокая зона повышающего ( $\rho_{\text{зп}} = 27\text{--}40$  Ом·м) проникновения с толщи-

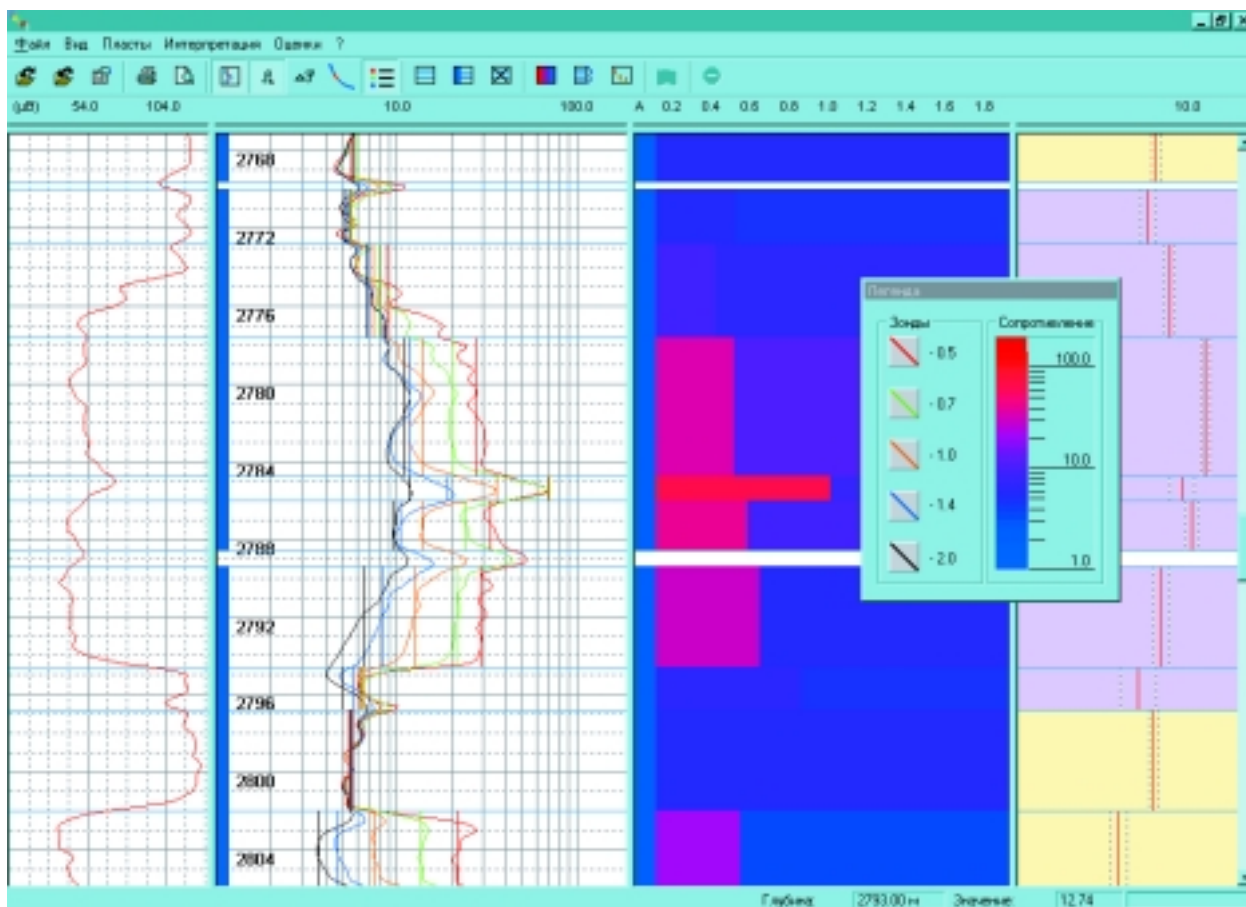


Рис. П.10. Автоматический подбор.

ной 0,45–0,65 м. Удельное сопротивление неизменной части коллектора изменяется от 5 до 11 Ом-м.

После выполнения автоматического подбора рекомендуется повторить интерпретацию на тех интервалах, где среднее отклонение превышает установленный предел. Величина предельной ошибки определяется из технических характеристик аппаратуры и решаемой геологической задачи. Обычно удовлетворительным считается относительное среднеквадратичное отклонение менее 2 %.

Качество подбора определяется величиной относительных среднеквадратичных отклонений теоретических и экспериментальных кривых зондирований, а точность интерпретации — доверительными интервалами. Для визуализации и анализа этих характеристик предусмотрены процедуры, объединенные в меню **Оценки**.

**Интервал**

Система позволяет проводить попластовую интерпретацию в каждом отдельном интервале. Для этого необходимо выбрать команду меню **Интерпретация/Интервал** или нажать соответствующую кнопку панели инструментов.

На экран выводится окно интерпретации в отдельном интервале (рис. П.11; на рисунке показан пример интерпретации водонасыщенного коллектора, характеризующегося развитой зоной повышающего проникновения с радиусом 0,58 м и сопротивлением 33,9 Ом-м, сопротивление пласта 4,0 Ом-м). Опишем подробно структуру рабочего окна интерпретации.

В левой части окна находятся следующие элементы.

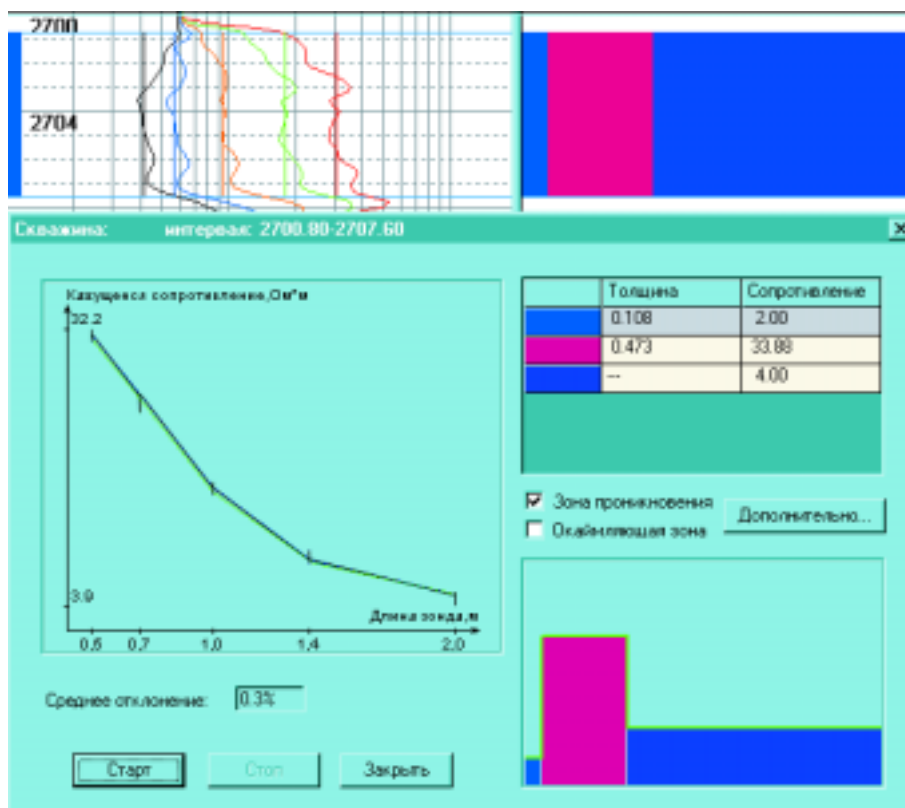


Рис. П.11. Интерпретация в отдельном интервале.

**Кривая зондирования.** Кривая зондирования составляется из пяти измерений, которые располагаются в порядке увеличения длины зондов. Измеренные разности фаз трансформированы в кажущиеся сопротивления и отражают распределение удельного сопротивления среды от скважины до неизменной части пласта. Экспериментальная кривая с учетом погрешностей измерения представляется вертикальными интервалами.

Ниже кривой зондирования выводится **среднее отклонение** (среднеквадратичное отклонение). Оно характеризует степень близости практической и синтетической кривых зондирования.

В нижней части окна находятся кнопки управления программой.

**Старт** — выполняет **Подбор**.

**Стоп** — останавливает работу **Подбор**.

**Закреть** — возвращает в главное рабочее окно программы.

В правой части окна расположены дополнительные функции управления параметрами интерпретации.

**Окно параметров модели.** Выводятся значения толщины цилиндрических областей и их сопротивлений.

**Поля: Зона проникновения и Окаймляющая зона.** С помощью этих полей можно определять класс подбираемых моделей (двух-, трех- или четырехслойных).

**Дополнительно.** Позволяет зафиксировать часть параметров модели. В этом случае при подборе изменяются только незафиксированные параметры.

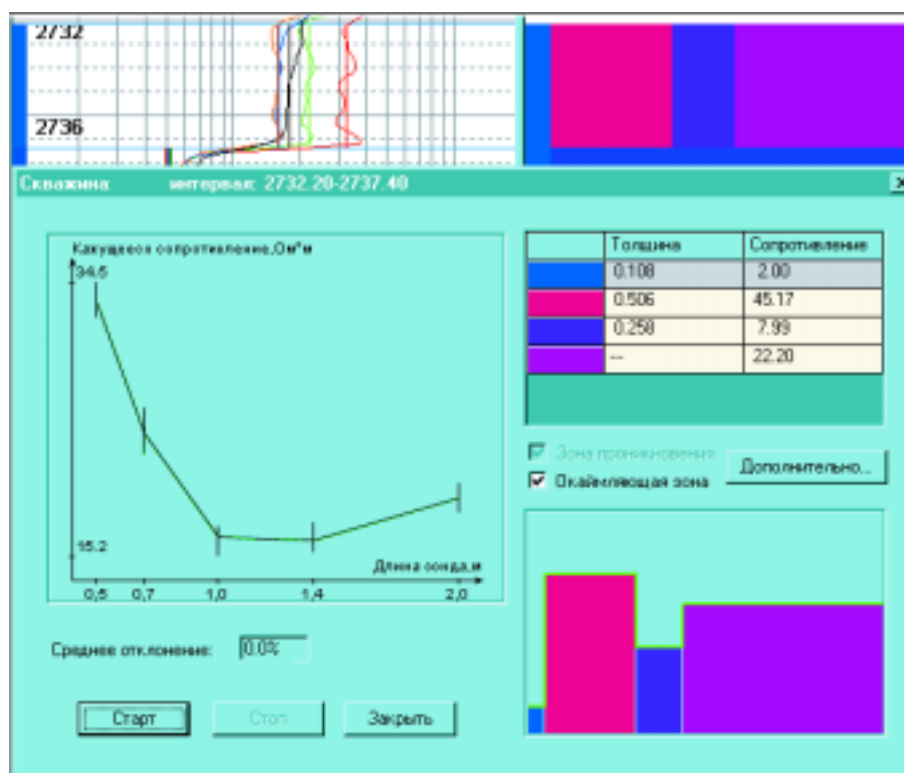


Рис. П.12. Пример интерпретации в отдельном интервале.

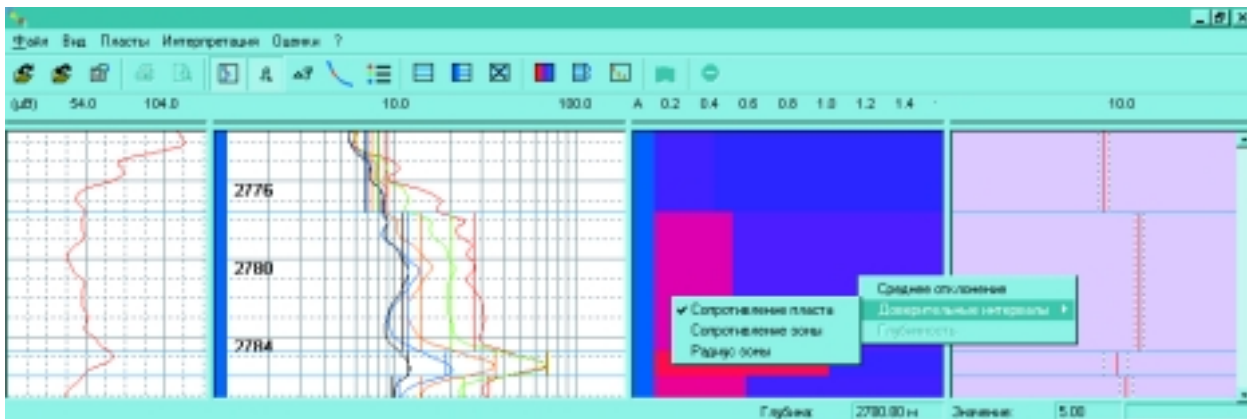


Рис. П.13. Оценка доверительных интервалов.

**Геоэлектрическая модель.** В правом окне визуализируется геоэлектрическая модель, характеризующая пространственное распределение удельного электрического сопротивления.

На рис. П.12 приведен пример работы на интервале продуктивного пласта. Кривая зондирования соответствует модели с повышающим проникновением и сопротивлением пласта 22,2 Ом·м. Относительное среднеквадратичное отклонение 0,0 % говорит об отличном качестве подбора. Здесь показаны возможности избирательного подбора параметров модели на примере продуктивного пласта с окаймляющей зоной. Параметры скважины и сопротивление окаймляющей зоны при подборе не изменяются. Значение сопротивления окаймляющей зоны 8,0 Ом·м (затененная ячейка в таблице) зафиксировано.

### **Оценка результатов**

В системе реализованы функции оценки качества подбора (по величине относительного среднеквадратичного отклонения) и доверительных интервалов трех модельных параметров: сопротивления пласта, сопротивления и радиуса зоны проникновения. Для вывода среднеквадратичного отклонения и доверительных интервалов надо выбрать команду меню **Оценки**.

Дальнейшие действия.

- Для вывода относительного среднеквадратичного отклонения выбрать команду меню **Оценки/Среднее отклонение**.
- Для вывода доверительных интервалов тех или иных параметров надо использовать команду меню **Оценки/Доверительные интервалы**.

Выбор функций вычисления среднего отклонения и доверительных интервалов можно выполнить другим способом. Для этого на поле окна оценок результатов необходимо нажать правую кнопку мыши, после чего появляется контекстное меню. Оно позволяет выбрать следующие функции: **Среднее отклонение**, **Доверительные интервалы: Сопротивление пласта**, **Сопротивление зоны** и **Радиус зоны**.

Оценка доверительных интервалов позволяет на основе статистических представлений о данных эксперимента получить оценки достоверности результатов интерпретации. Процедура вычисляет погрешности определения каждого параметра (рис. П.13).

Сами значения параметров показываются сплошными линиями, а доверительные интервалы — пунктирными. Величина доверительного интервала определяется как погрешностями измерений, так и свойствами модели.

## РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Антонов Ю.Н. Изопараметрическое каротажное зондирование (обоснование ВИКИЗ) // Геология и геофизика, 1980, № 6, с. 81—91.
2. Антонов Ю.Н. Вертикальные характеристики изопараметрического каротажного зондирования // Геология и геофизика, 1981, № 5, с. 123—129.
3. Антонов Ю.Н., Жмаев С.С. Геофизические исследования нефтяных скважин методом электромагнитного зондирования // Геология и геофизика, 1986, № 1, с. 129—139.
4. Антонов Ю.Н., Жмаев С.С. Первые результаты индукционного изопараметрического зондирования // Геология и геофизика, 1982, № 5, с. 49—56.
5. Антонов Ю.Н., Жмаев С.С., Расторгуев В.Н. Первый опыт электромагнитного зондирования в Западной Сибири // Геология и геофизика, 1983, № 9, с. 62—67.
6. Антонов Ю.Н., Кривоуцкий В.С. Моделирование зондов изопараметрического каротажного зондирования // Геология и геофизика, 1981, № 10, с. 127—131.
7. *Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (методические рекомендации)* / Сост.: Антонов Ю.Н., Жмаев С.С. Институт геологии и геофизики СО АН СССР, Новосибирск, 1979.
8. Ельцов И.Н., Соболев А.Ю., Неделько В.М. Конкретизация LAS-стандарта и программа LAS-MAKER // Каротажник, 1999, № 54, с. 75—83.
9. Патент РФ № 20663053 от 22.09.94. Устройство для электромагнитного индукционного зондирования. Патентовладелец: Институт геофизики СО РАН. Авт. Антонов Ю.Н.
10. *Состояние и пути развития высокочастотного электромагнитного каротажа*. Материалы конференции, Новосибирск, НИЦ СО РАН, 1998, 98 с.
11. Табаровский Л.А., Эпов М.И., Сосунов О.Г. Оценка разрешающей способности электромагнитных зондирований и подавление помех в системах многократного наблюдения. Препринт ИГиГ СО АН СССР, № 27, 1985, 48 с.
12. *Электрические и электромагнитные методы исследования в нефтегазовых скважинах*. Материалы научно-практической конференции «Пути развития и повышения эффективности электрических и электромагнитных методов изучения нефтегазовых скважин». Новосибирск, Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1999, 334 с.
13. Эпов М.И., Ельцов И.Н., Соболев А.Ю. Выделение пластов в терригенном разрезе по данным ВИКИЗ // Каротажник, 1999, № 57, с. 58—69.
14. Эпов М.И., Мартаков С.В. Прямые двумерные задачи электромагнитного каротажа // Геология и геофизика, 1999, № 2, с. 249—254.
15. Эпов М.И., Никитенко М.Н. Система одномерной интерпретации данных высокочастотных индукционных каротажных зондирований // Геология и геофизика, 1993, № 2, с. 124—130.

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>1. ОСНОВНЫЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ЗАДАЧИ, РЕШАЕМЫЕ МЕТОДОМ ВИКИЗ</b> .....	5
<b>2. ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ</b> .....	6
2.1. Геологические модели терригенных коллекторов .....	6
2.2. Петрофизические особенности нефтегазовых коллекторов Западной Сибири .....	8
2.3. Базовые геоэлектрические модели и их типичные характеристики .....	9
<b>3. ОСНОВЫ ТЕОРИИ. СИГНАЛЫ ВИКИЗ В НЕОДНОРОДНЫХ СРЕДАХ</b> .....	16
3.1. О фокусирующих системах электромагнитного каротажа .....	16
3.2. Разность фаз и ее связь с удельным электрическим сопротивлением однородной изотропной среды. Кажущиеся сопротивления .....	20
3.3. Анализ чувствительностей: связь между погрешностями измерения и инверсии .....	21
3.4. Типичные кривые зондирования .....	25
3.5. Типичные диаграммы .....	31
3.6. Общие ограничения электромагнитных методов каротажа .....	32
<b>4. АППАРАТУРА, ЕЕ СЕРТИФИКАЦИЯ И МЕТРОЛОГИЧЕСКАЯ ПОВЕРКА</b> .....	32
4.1. Пространственная компоновка элементов зондового устройства .....	32
4.2. Структурная схема аппаратуры .....	33
4.3. Схема функционирования скважинного прибора и наземной панели .....	35
4.4. Метрологическое обеспечение .....	37
<b>5. ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОСТРАНСТВЕННОГО РАЗРЕШЕНИЯ</b> .....	40
5.1. Радиальные характеристики .....	40
5.2. Радиальная глубинность зондирований .....	45
5.3. Вертикальные характеристики .....	48
5.4. О влиянии смещения зондов с оси скважины на измеряемые сигналы .....	53
<b>6. КАЧЕСТВО КАРОТАЖНОГО МАТЕРИАЛА</b> .....	58
6.1. Общие требования .....	58

6.2. Калибровочные уровни .....	59
6.3. Повторные замеры .....	59
6.4. Начальные фазовые сдвиги зондов .....	59
<b>7. КАЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА .....</b>	<b>63</b>
7.1. Литологическое расчленение разреза. Выделение уплотненных прослоев .....	64
7.2. Выделение коллекторов и оценка типа насыщения .....	66
7.3. Динамика формирования зоны проникновения .....	74
<b>8. ОСНОВЫ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ .....</b>	<b>85</b>
8.1. Типичные примеры интерпретации .....	86
8.2. Интерпретация при сильнопроводящих буровых растворах .....	94
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ</b>	
<b>СИСТЕМА ОБРАБОТКИ И КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ</b>	
<b>МФС ВИКИЗ-98 .....</b>	<b>100</b>
1. Общее описание .....	100
2. Требования к компьютеру и операционной системе .....	101
3. Описание главного окна программы .....	101
4. Основные сервисные функции комплекса .....	103
<b>РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА .....</b>	<b>118</b>



**ТЕХНОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ  
НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН  
НА ОСНОВЕ ВИКИЗ**

**Методическое руководство**

Научные редакторы:  
*М. И. Эпов, Ю. Н. Антонов*

Редактор *Н. А. Лившиц*  
Компьютерная верстка *Л. Н. Ким, И. В. Малева-Ланецкая*

---

ЛР № 020909 от 01.09.99. Подписано в печать 14.04.2000. Формат 70×100/16.  
печать офсетная. Усл. печ. л. 14,2. Уч.-изд. л. 8,5. Тираж 300 экз. Заказ 38.

---

Научно-издательский центр ОИГГМ СО РАН  
630090, Новосибирск, просп. Акад. Коптюга, 3