



СОЮЗ СОВЕТСКИХ
СОЦИАЛИСТИЧЕСКИХ
РЕСПУБЛИК

(19) **SU** (11) **1232131** **A3**

(51) 4 G 01 V 3/18

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ СССР
ПО ДЕЛАМ ИЗОБРЕТЕНИЙ И ОТКРЫТИЙ

ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21) 2628946/18-25
(22) 16.06.78
(31) 806983
(32) 16.06.77
(33) РА
(46) 15.05.86. Бюл. № 18
(71) Шлюмбергер Оверсиз, С.А. (РА)
(72) Джордж Р.Коутс (US)
(53) 550.837(088.8)
(56) Комаров С.Г. Геофизические
методы исследования скважин. М.:
Недра, 1973, с. 43-51, 101-105.
Патент США № 394910,
кл. 324-6, 1973.

(54)(57) 1. ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОЕ КАРОТАЖНОЕ
УСТРОЙСТВО ДЛЯ ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ
СВЕРХВЫСОКОЧАСТОТНОГО ЭЛЕКТРОМАГНИТ-
НОГО КАРОТАЖА, содержащее компьютер
с двумя входами, на один из которых
поступает сигнал, характеризующий
затухание сверхвысокочастотной элек-

тромагнитной волны, прошедшей через
исследуемые породы около буровой
скважины, а на другой - сигнал, рав-
ный фазовому сдвигу между двумя точ-
ками измерений, о т л и ч а ю щ е -
е с я тем, что, с целью обеспечения
измерения проводимости горных пород,
заполненных водой, оно содержит блок
определения проводимости воды в поро-
дах, окружающих скважину, и блок оп-
ределения пористости этих пород, к
 входам которого подсоединены линии
сигналов затухания фазового сдвига
и проводимости воды.

2. Устройство по п.1, о т л и -
ч а ю щ е е с я тем, что блок опре-
деления пористости содержит умножи-
тель для усиления сигналов и фазо-
вого сдвига и схему сравнения, к
 входам которой подключены выход ум-
ножителя и выход блока определения
проводимости воды.

(19) **SU** (11) **1232131** **A3**

Изобретение относится к геофизическим исследованиям скважин и предназначено для определения физических свойств горных пород, окружающих буровую скважину. Когда пористость уже известна по другим данным каротажа, изобретение можно использовать для определения проводимости воды в горных породах, окружающих буровую скважину, или для определения насыщения воды. Предполагается, что горные породы представляют собой матрицу, которая может состоять из любого твердого материала горных пород, и в этой матрице содержится жидкость либо в пространствах пор, либо в промежутках между ними. С помощью данного устройства возможно определение объема воды или проводимости воды, содержащейся в горных породах.

Удельное сопротивление (проводимость) горных пород обычно измеряют при относительно низких частотах либо с помощью электрического каротажа, либо путем индукционного каротажа. Определенная таким образом электрическая проводимость горных пород в значительной степени является функцией объема воды и ее проводимости. Для обычных каротажных устройств, с помощью которых определяют удельное сопротивление, измеряемая проводимость горных пород равна произведению двух величин, одна из которых является заполненной водой пористостью горных пород, возведенная в соответствующую степень, а другая — проводимостью воды.

Для большинства горных пород показатель степени обычно равен 2, так что измеренная сложная проводимость пород изменяется приблизительно как квадрат заполненной водой пористости в линейной зависимости от проводимости воды, содержащейся в горных породах. Используя это соотношение вместе с дополнительными данными, полученными при каротаже или отборе кернов, можно определить объем или проводимость воды. Например, если для данной зоны пласта горных пород известна проводимость воды, то можно определить заполненную водой пористость пласта в зоне, используя измеренную величину проводимости пласта и указанное соотношение. Или если заполненная водой пористость является известной величиной, то можно оп-

ределить проводимость воды, насыщающей пласт.

Известно устройство для каротажа (EMR), которое позволяет исследовать горные породы, окружающие буровую скважину, путем излучения микроволновой электромагнитной энергии в исследуемую среду и измерений ее распределения в среде.

При работе такого устройства создаваемая микроволновая энергия распространяется в виде поперечных волн в среде, прилегающей к поверхности раздела между буровым раствором и стенкой скважины в так называемой зоне проникновения. Энергию поперечной волны измеряют разнесенными установками и по ней судят о физических свойствах горных пород.

Указанное устройство содержит вычислительное каротажное устройство для обработки результатов сверхвысокочастотного электромагнитного каротажа, включающее компьютер с двумя входами, на один из которых поступает сигнал, характеризующий затухание сверхвысокочастотной электромагнитной волны, прошедшей через исследуемые породы буровой скважины, а на другой — сигнал, равный фазовому сдвигу между двумя точками измерений.

Это устройство позволяет производить вычисления для уточнения границ и литологии горных пород, окружающих скважину. Однако все вычисления наиболее важных параметров для подсчета продуктивности пластов, таких как пористость и характер ее заполнения, производятся вне этого устройства, что является его недостатком.

Целью изобретения является обеспечение измерения проводимости горных пород, определение пористости пород, заполненных водой.

Поставленная цель достигается тем, что в вычислительное каротажное устройство для обработки результатов сверхвысокочастотного электромагнитного каротажа, содержащее компьютер с двумя входами, на один из которых поступает сигнал, характеризующий затухание сверхвысокочастотной электромагнитной волны, прошедшей через исследуемые породы около буровой скважины, а на другой — сигнал, равный фазовому сдвигу между двумя точками измерений, дополнительно введен блок определения проводимости

воды в породах, окружающих скважину, и блок определения пористости этих пород, заполненных водой, к входам которого подсоединены линии сигналов затухания фазового сдвига и проводимости воды.

При этом блок определения пористости содержит умножитель для усиления сигналов затухания и фазового сдвига и схему сравнения, к входам которой подключены выход умножителя и выход блока определения проводимости воды.

Проводимость, определенная с помощью каротажного устройства, основанного на измерении распространения электромагнитных волн (ЕМР-типа) $\delta_{\text{ЕМР}}$, связана с проводимостью воды в породах δ_w и является практически линейной функцией заполненной водой пористости Φ_w , т.е.

$$\delta_{\text{ЕМР}} = \Phi_w \delta_w \quad (1)$$

Параметр δ_w является проводимостью воды и определяется как токами смещения, так и токами проводимости. Это соотношение можно сопоставить с обычно получаемым соотношением для устройства каротажного типа по определению удельного сопротивления или проводимости на низких частотах

$$\delta_o = \Phi_w^m \delta_w \quad (2)$$

где δ_o - проводимость пласта, измеренная с помощью каротажного устройства для определения удельного сопротивления или проводимости на низких частотах полностью насыщенного водой с проводимостью δ_w . Для большинства типов горных пород m обычно имеет значение около 2, но для устройства типа ЕМР применимым является соотношение (1), т.е. показатель пористости равен 1.

Предлагаемое устройство применяется для определения заполненной водой пористости горных пород, окружающих буровые скважины. Если величина пористости уже известна из другой информации, полученной при каротаже, устройство можно использовать для определения проводимости (кажущейся проводимости) воды в горных породах, окружающих буровую скважину. Можно также определить насыщение их водой.

Предполагается, что пласт горной породы представляет собой матрицу, которая может состоять из любого твердого минералогического материала. Заполненная водой пористость означает, что часть единичного объема пласта (матрица плюс жидкость) заполнена водой. В устройстве предусмотрены блоки для определения затухания микроволновой электромагнитной энергии, распространяющейся между разнесенными в пространстве точками в скважине, причем эта величина является, например, константой затухания α . Разработаны также блоки для определения относительного фазового сдвига микроволновой электромагнитной энергии, распространяющейся между разнесенными в пространстве точками измерений, причем эта величина является, например, фазовой константой β , и блоки для определения проводимости воды в пласте. Исследуется зона проникновения, окружающая скважину, а проводимость воды можно определить по проводимости бурового раствора, который используют при бурении, и фильтрату шлама. Предложены узлы для определения параметра, который прямо пропорционален произведению α и β и обратно пропорционален проводимости воды в пласте. Полученный параметр обозначает заполненную водой пористость Φ_w пласта, прилегающего к скважине.

По изобретению определяют проводимость δ_w или кажущуюся проводимость воды в пластах, окружающих скважину. Предусмотрены узлы для определения величины, представляющей заполненную водой пористость пласта, причем эту величину, характеризующую пористость, получают, например, в соответствии с известным устройством. Предложены также узлы для получения пятой величины, которая прямо пропорциональна произведению первой и второй величин, и обратно пропорциональна полученной величине, характеризующей пористость. Полученная пятая величина является характеристикой проводимости δ_w воды в пластах, прилежащих к скважине. Для определения кажущейся проводимости воды δ_w' предусмотрены устройства, позволяющие определить полную пористость горных пород Φ_t , которую можно получить, например, с помощью известных устройств для нейтронного, плот-

ностного или акустического каротажа. Пятую величину определяют точно так же, однако в этом случае, используя Φ_i в качестве величины, характеризующей пористость, полученная пятая величина является характеристикой кажущейся проводимости δ_w воды в исследуемой среде.

На фиг. 1 изображена блок-схема устройства; на фиг. 2 - модель распространения микроволновой электромагнитной поперечной волны в пласте горной породы; на фиг. 3 - блок-схема амплитудного компаратора; на фиг. 4-7. - варианты блок-схем каротажного вычислительного устройства.

Согласно выражению (2) рассмотрим плоскую электромагнитную волну, распространяющуюся в диэлектрической среде без потерь. Такая волна распространяется со скоростью

$$V = \frac{1}{\sqrt{\mu \epsilon}}, \quad (3)$$

где μ - магнитная проницаемость;
 ϵ - диэлектрическая постоянная среды.

Если среда является немагнитной, μ можно рассматривать как известную константу, а ϵ можно определить из соотношения

$$\epsilon = \frac{1}{\mu V^2}. \quad (4)$$

Рассмотрим две точки, расположенные в определенном пространственном отношении вдоль направления распространения волны. Для заданной угловой частоты ω разность фаз волны для двух точек составляет

$$\Phi = \frac{\omega L}{V} = \beta L, \quad (5)$$

где L - расстояние между двумя точками, т.е. базой измерений;
 β - фазовая константа волны.

Предыдущие соотношения пригодны для среды, в которой не происходят потери, однако подлежащая исследованию среда обычно обладает заметной проводимостью. Константа распространения γ плоской электромагнитной волны, распространяющейся в среде без потерь, является комплексной величиной вида

$$\gamma = \omega \sqrt{\mu \epsilon} \sqrt{1 - j \frac{\delta}{\omega \epsilon}}, \quad (6)$$

где δ - проводимость среды.

- 5 Для случая, когда δ равно 0 или очень мало, членом $\frac{\delta}{\omega \epsilon}$ (тангенс угла потерь) можно пренебречь, и имеем $\gamma = \beta = \omega \sqrt{\mu \epsilon}$, что соответствует уравнению для случая без потерь. Однако, когда δ значительно, член тангенса угла потерь можно сохранять относительно малым за счет выбора относительно большой ω . Измерения диэлектрической постоянной можно далее исправить на тангенс угла потерь.

- 10 Для лучшего понимания устройства вначале представляем действительную и мнимую части константы распространения γ , как β и α соответственно, и получаем

$$\gamma = \beta + j\alpha, \quad (7)$$

- 25 где α связано с затуханием волны или потерями. Константу распространения используют в известном волновом уравнении в виде $j\gamma$, так что действительная часть константы распространения становится мнимой частью экспоненты и наоборот. Возводя в квадрат уравнение (6) и (7) и приравнявая действительные и мнимые части, получаем

$$35 \quad \beta^2 - \alpha^2 = \mu \epsilon \omega^2 \quad (8)$$

$$2\alpha\beta = \mu \delta \omega. \quad (9)$$

- 40 Уравнение (9) можно использовать для определения проводимости в виде

$$\delta = \frac{2\alpha\beta}{\mu \omega}. \quad (10)$$

- Эта проводимость, определенная с помощью каротажного устройства типа ЕМР для определения распространения микроволновых электромагнитных волн и обозначенная $\delta_{\text{ЕМР}}$, связана с проводимостью воды в формации δ_w как практически линейная функция заполненной водой пористости. Как следует из выражения (1), где $\delta_{\text{ЕМР}}$ является проводимостью, определенной с помощью устройства ЕМР, Φ_m является заполненной водой пористостью пород, а δ_w - проводимостью воды в пластах и включает как "ДС" проводимость, так и проводимость, связанную с диэлектрическими потерями.

ми. Зная $\delta_{\text{ЕМР}}$ и любой из членов δ_w или Φ_w , можно определить оставшееся неизвестное. Для дальнейшего использования соотношения (1) определяем кажущуюся проводимость δ'_w как

$$\delta'_w = \delta_w \frac{\Phi_w}{\Phi_t}, \quad (11)$$

где Φ_t является полной пористостью горных пород. Параметр $\frac{\Phi_w}{\Phi_t}$ характеризует насыщение водой S_w , т.е. той частью объема пор, которая заполнена водой. Решая уравнение (11) относительно δ_w и подставляя в уравнение (1), получаем

$$\delta_{\text{ЕМР}} = \delta'_w \Phi_t. \quad (12)$$

которое представляет собой один из видов уравнения (1), однако в единицах кажущейся проводимости воды и полной пористости.

Соотношение (12) можно использовать, например, для определения δ'_w , если известно Φ_t . Определенное таким образом можно затем использовать для получения насыщенности водой из уравнения

$$S_w = \frac{\Phi_w}{\Phi_t} = \frac{\delta'_w}{\delta_w}, \quad (13)$$

которое непосредственно следует из соотношения (11), причем δ_w можно получить из проводимости фильтрата раствора. Величина S_w является важной, так как насыщение углеводородами S_{HC} обычно равно $(1-S_w)$. Чтобы по-другому представить эти соотношения, следует иметь в виду, что δ'_w равно δ_w , когда $\Phi_w = \Phi_t$, т.е. в случае, когда имеет место 100%-ное насыщение водой.

Через горные породы 1 проходит буровая скважина 2. Обычно буровая скважина заполнена буровым раствором или шламом, которые содержат тонко измельченные частицы суспензии. Устройство для исследований типа ЕМР или каротажное устройство 3 подвешено в буровой скважине на армированном кабеле 4, длина которого практически определяет относительную глубину погружения устройства. Длина кабеля контролируется с помощью соответствующего устройства, находящегося на поверхности, например барабана и лебедки (не показаны).

Каротажное устройство включает удлиненный цилиндрический скважинный снаряд 5, во внутренней части которого имеется водонепроницаемое пространство, в котором расположена большая часть спускаемых вниз электронных узлов. На скважинном снаряде смонтирована пара дугообразных пружин-центрираторов 6 и 7. На пружине 6 смонтирован башмак 8, который содержит передающую антенну 9 и вертикально расположенные приемные антенны 10 и 11. На пружине 7 смонтирован второй башмак 12, который может быть нерабочим и облегчает плавное вертикальное движение скважинного устройства через буровую скважину. В этом башмаке могут быть электроды или другие дополнительные приспособления для исследования окружающих пластов. Электронные сигналы, несущие информацию, полученные с помощью скважинного снаряда, передаются по кабелю на поверхность земли.

Устройство для поддержания антенн в соответствии с профилем буровой скважины можно заменить, например, гидравлическими прижимными узлами.

Для более подробного описания траектории распространения волны (фиг. 2) можно обратиться к уравнению (2). Башмак 8 расположен против боковой части буровой скважины 2, которая заполнена буровым шламом. Обычно давление жидкости в формациях, через которые проходит буровая скважина, меньше, чем гидростатическое давление колонны шлама в буровой скважине, так что шлам и фильтрат шлама в некоторой степени проникают в пласты. Пласты горных пород удерживают мелкие частицы, суспендированные в шламе, и на стенках скважины образуется глиняная корка. Толщина этой корки меняется в зависимости от, например, проницаемости, однако обычно на стенках буровой скважины присутствует очень тонкая корка. Башмак 8 контактирует с глиняной коркой, которая изображена более толстой, чем она есть на самом деле.

Передающая антенна 9 излучает микроволновую электромагнитную энергию в породы, что изображено стрелкой 13. Полученная поверхностная волна, которая распространяется в пласте, изображена стрелкой 14, а ее продолжение - стрелкой 15. Поверхностная

волна непрерывно передает энергию обратно в среду с большими потерями (глиняная корка), и те части энергии, которые распространяются в направлении расположения приемников 10 и 11, 5 представлены стрелками 16 и 17 соответственно. Если отрезки пути, представленные стрелками 16 и 17, предположить практически равными, то разность между полученной энергией 10 10 (по пути 13-14-16) и энергией 11 (по пути 13-14-15-17) определяется расстоянием, представленным стрелкой 15, т.е. расстоянием между приемниками. Соответственно устройство дифференциального приемника позволяет исследовать часть пород, расположенных приблизительно напротив разнесенных приемников 10 и 11. Обычно исследуемые породы сопровождаются зонами проникновения, которые окружают глиняную корку в скважине и содержат жидкости из шлама, которые фильтруются через эту глиняную корку.

Генератор 18 (фиг. 1), выполненный из микросхем на твердом теле, возбуждает энергию в микроволновой области спектра в интервале частот между около 300 МГц и 300 ГГц. Генератор 18 может работать на частоте 1,1 ГГц, т.е. $1,1 \times 10^9$ Гц. Выход генератора 18 соединен через attenuator 19 с передающей антенной 9 и излучает энергию в окружающие породы. Энергия, которая достигает приемных антенн 10 и 11 соответственно, попадает на выходные клеммы смесителей 20 и 21. Измеряемые сигналы от приемников 10 и 11 отличаются по фазе по отношению друг к другу на величину, которая зависит от фазовой константы β , а отношение их амплитуд зависит от константы затухания α . На вторые входные клеммы смесителей подаются микроволновую энергию с частотой, которую формируют из частоты передатчика. Эта частота находится в интервале радиочастот. Генератор 22 45 подает микроволновую энергию в смесители 20 и 21 с частотой на 100 ГГц выше частоты передатчика. Поэтому сигналы на выходах смесителей 20 и 21 - 23 и 24 содержат разностную частоту 100 КГц. Сигналы 23 и 24 сохраняют соотношение фаз и амплитуд сигналов, поступающих из приемников 10 и 11, однако задача фазового детектирования значительно облегчается

при низкой частоте смешанных сигналов. Для поддержания разности частот между выходами генераторов 18 и 22 в 100 КГц сигналы с выхода генераторов подают в смеситель 25. Выход смесителя соединен с частотным стабилизатором 26, который регулирует генератор 22 с помощью обычной цепи фазовой автоподстройки и генерирует соответствующий сигнал управления 27.

Сигналы 23 и 24 подают в цепь фазового детектора 28 и компаратора 29 амплитуд. На выходе фазового детектора 28 вырабатывается сигнал, уровень которого пропорционален разности фаз P между сигналами, поступившими на приемники 10 и 11 и, следовательно, пропорционален β в соответствии с соотношением $\beta = P/L$, где L - расстояние между двумя приемниками. Для определенной частоты работы ω разность фаз P пропорциональна также времени прохождения через горную породу на расстоянии L в соответствии с соотношением $t_{pl} = \frac{P}{L\omega}$, где t_{pl} есть время прохождения волны расстояния L . На выходе генератора 29 амплитуд сигнал пропорционален константе затухания α

На фиг. 3 приведен блок 29 для получения выходного сигнала, пропорционального α . Сигналы 23 и 24 соответственно поступают в логарифмические усилители 30 и 31, выходы которых соединены с дифференциальным усилителем 32. На выходе дифференциального усилителя 32 имеем сигнал, уровень которого пропорционален α . Представим амплитуду энергии волны, достигнувшей антенны 10, в виде $A e^{-\alpha Z}$, где A - постоянная амплитуда; Z - расстояние, разделяющее блоки 9 и 10. Отсюда следует, что амплитуда волны, достигнувшей антенны 11, должна быть выражена как $A e^{-\alpha(Z+L)}$, где L - расстояние, разделяющее приемники 10 и 11. Отношение амплитуд волн на двух приемниках составляет, следовательно

$$\frac{A \cdot e^{-\alpha(Z+L)}}{A \cdot e^{-\alpha Z}} = e^{-\alpha L} \quad (14)$$

Поэтому логарифм отношения амплитуд волн пропорционален α . Отсюда ясно, что блок 29 (фиг. 3) приводит к тому же самому математическому результа-

ту, давая разность логарифмов амплитуд волн.

Выходы сигналов (фиг. 1), соответствующих β и α , передают на поверхность через пару проводников, которые являются жилами армированного кабеля 4. Эти сигналы можно усилить до передачи на поверхность. На поверхности земли сигналы подают в вычислительное каротажное устройство — компьютерный модуль 33, который рассчитывает заполненную водой пористость Φ_w горных пород в соответствии с соотношением (1). В другом варианте вычисляется проводимость воды в горных породах δ_w в соответствии с соотношением (1), а кажущаяся проводимость воды вычисляется в соответствии с соотношением (12). Рассчитанные (фиг. 1) пористость (сигнал 34) и/или проводимость воды (сигнал 35) и/или кажущаяся проводимость воды (сигнал 36) записываются на самописце 37, который записывает эти величины в виде функции от глубины скважины за счет механического соединения с вращающейся лебедкой 38.

Лебедка 38 соединена с кабелем 4 и вращается синхронно с его движением, так что ее вращение является функцией глубины скважины. Таким образом, Φ_w и/или δ_w и/или δ_w' записываются как функции глубины скважины на самописце 37.

На фиг. 4, 5 и 6 представлены блок-схемы различных возможных вариантов компьютерного модуля 33, в который поступают сигналы, характеризующие измеряемые величины β и α соответственно. На фиг. 4 поступающие в компьютерный модуль сигналы соединяются в умножителе 39, который генерирует на выходе сигнал, пропорциональный $\delta_{\text{ЕМР}}$ в соответствии с уравнением (10). Сигнал, представляющий $\delta_{\text{ЕМР}}$, можно записать на самописце 37, что указано линией 40 на фиг. 4 и 1. Этот сигнал в свою очередь подают на один ввод схемы сравнения 41, на другой ввод которой поступает сигнал, соответствующий δ_w , т.е. проводимость воды формации. В описанном типе ЕМР каротажного устройства детектируемая микроволновая энергия обычно распространяется через зону проникновения горных пород, так что подходящее значение для δ_w является проводимостью фильтра бурового

шлама. Соответственно уровень сигнала, представляющего величину δ_w , обычно можно выбрать в соответствии с проводимостью фильтра шлама δ_{mf} . На выходе схемы 41 сравнения имеем сигнал, характеризующий величину Φ_w , т.е. заполненную водой пористость исследуемых формаций, что следует из соотношения (1). Заполненная водой пористость Φ_w определена как часть воды на единицу объема всей или большей части формации и является поэтому мерой количества воды в формации. В этом смысле член, соответствующий заполненной водой формации, можно заменить членом, выражающим количество, объем или часть воды в формации. Если Φ_w менее, чем Φ_t , т.е. $S_w < 1$ в соответствии с соотношением (13), то можно судить о присутствии углеводородов.

На фиг. 5 показан другой тип компьютерного модуля, используемый для определения проводимости воды δ_w , чтобы иметь сравнительные измерения. Снова используют схему 42 множителя и схему 44 сравнения. На один ввод схемы сравнения снова подают сигнал, представляющий $\delta_{\text{ЕМР}}$. В этом случае на другой ввод схемы 44 сравнения подают сигнал, соответствующий заполненной водой пористости горных пород Φ_w , что очевидно из соотношения (1). Сигнал, представляющий Φ_w , можно получить при измерении затухания и фазы с помощью устройства ЕМР в соответствии с методикой, представленной блоком 43 (фиг. 5), причем этот блок и входы к нему показаны пунктирной линией.

Тип компьютерного модуля, используемый для определения кажущейся проводимости δ_w' , содержит схему 45 умножителя и схему 46 сравнения (фиг. 6). Один вход сравнения 46 соответствует сигналу $\delta_{\text{ЕМР}}$. На другой ввод схемы 46 сравнения подают сигнал, соответствующий полной пористости горных пород Φ_t согласно соотношению (12). Сигнал, представляющий полную пористость горных пород, можно определить, например, из данных нейтронного и/или акустического, или из плотностного каротажа.

На фиг. 7 изображено возможное воплощение компьютерного модуля 33, которое определяется из соотноше-

ния (1). Решение уравнения (13) относительно Φ_w дает

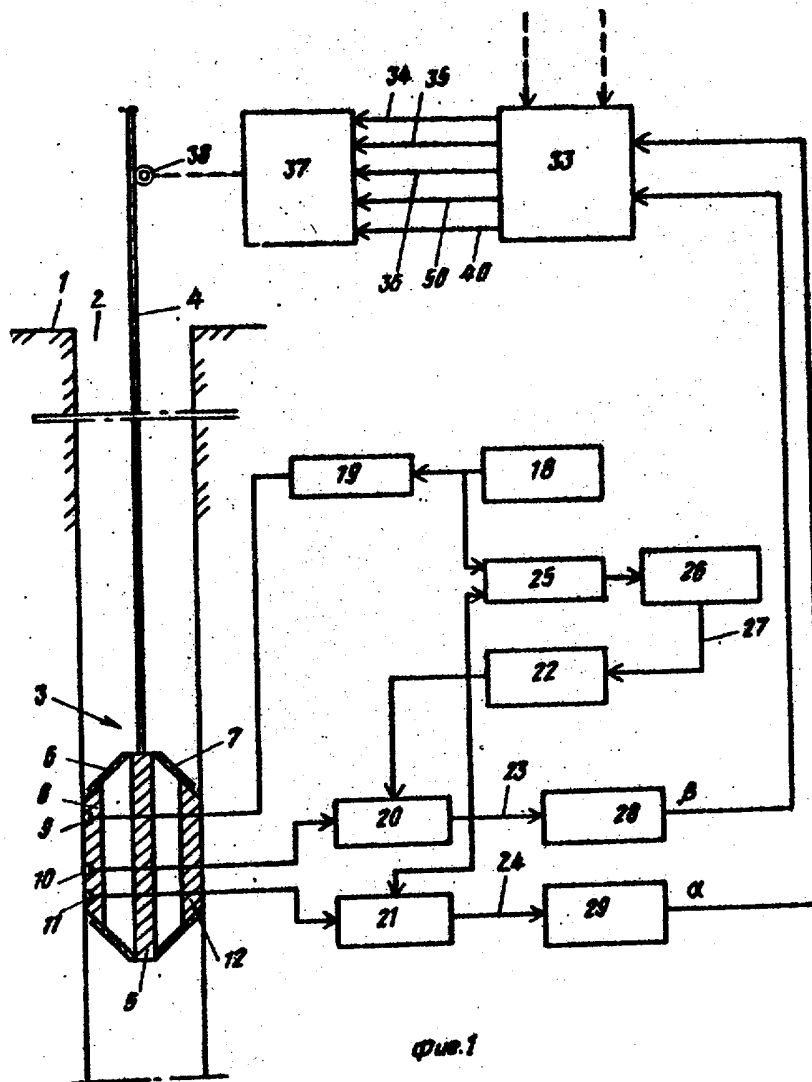
$$\delta_w = S_w \Phi_t, \quad (15)$$

подставляя Φ_w в уравнение (1), получаем

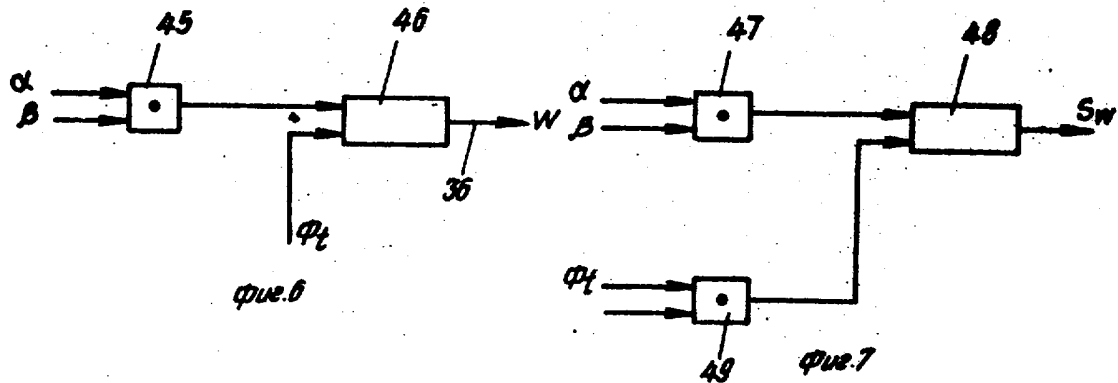
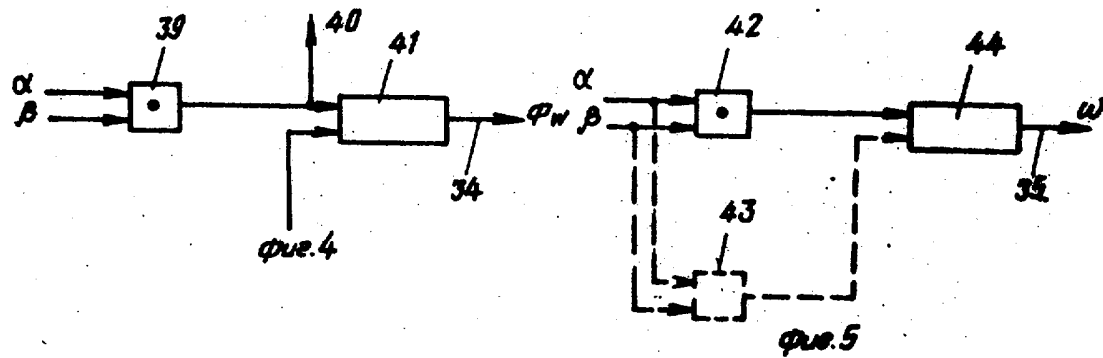
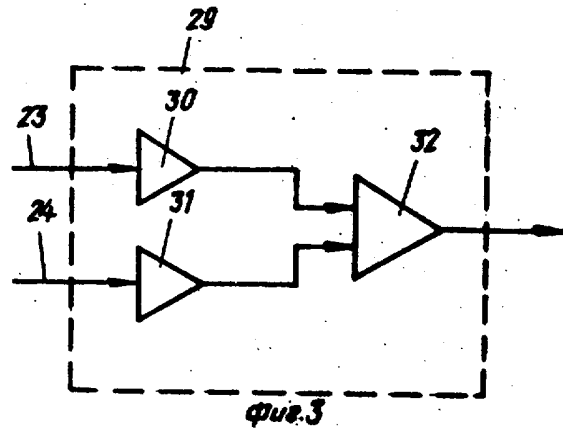
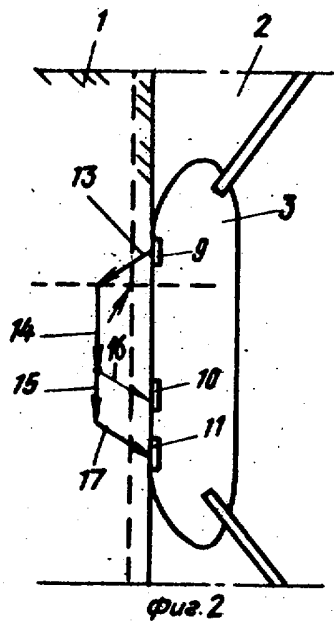
$$S_w = \frac{\delta_{\text{Емр}}}{\Phi_t \delta_w} \quad (16)$$

На фиг. 7 использованы схемы 47 и 48 множителя и 49 схема сравнения. На другой ввод сравнения 48 подает сигнал с выхода фазного умножителя, у которого, в свою очередь на вход поступают сигналы, характеризующие Φ_t и δ_w . Таким образом, видно, что на выходе схемы 48 сравнения сигнал соответствует S_w , и его подают на самописец 37 по линии 50.

Описывались схемы для получения аналоговых сигналов, представляющих нужные величины, однако цифровой компьютер общего назначения можно легко запрограммировать для осуществления изложенной методики. Возможно использование принципов известной компенсационной скважинной методики и/или применение дополнительных каналов. Измеренные величины можно уточнить, учитывая эффекты, связанные с наличием корки из глины, изменения в распространении или температурные колебания. Хотя были использованы величины проводимости, можно использовать и величины, обратные им, так как обратной величиной проводимости является удельное сопротивление.



Фиг. 1



Редактор Н. Швыдкая Составитель Е. Городничев Корректор М. Демчик
 Техред В. Кадар.
 Заказ 2664/60 Тираж 728 Подписное
 ВНИИПИ Государственного комитета СССР
 по делам изобретений и открытий
 113035, Москва, Ж-35, Раушская наб., д. 4/5
 Производственно-полиграфическое предприятие, г. Ужгород, ул. Проектная, 4