

ТЕХНОЛОГИЯ ГЕОНАВИГАЦИИ БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА В СЛОИСТОЙ СРЕДЕ
НЕФТЕГАЗОВОГО КОЛЛЕКТОРА

М.И. Эпов¹, В.Л. Миронов^{2,3}, К.В. Музалевский^{2,3}, И.Н. Ельцов¹, Ю.П. Саломатов⁴

¹ Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
630090, Новосибирск, просп. Академика Коптюга, 3, Россия

² Институт физики им. Л.В. Киренского СО РАН, 660036, Красноярск, Академгородок, 50, стр. 38, Россия

³ Сибирский государственный аэрокосмический университет им. М.Ф. Решетнева,
660014, Красноярск, просп. им. газеты «Красноярский рабочий», 31, Россия

⁴ Сибирский федеральный университет, 660041, Красноярск, просп. Свободный, 79, Россия

Теоретически изучены принципиальные возможности использования сверхширокополосного электромагнитного импульсного зонда (СЭМИЗ) для геонавигации бурового инструмента относительно водонефтяного контакта (ВНК) водоплавающей нефтяной залежи при бурении горизонтальных скважин. Выполнены расчеты импульсного электрического напряжения в СВЧ-диапазоне частот на входе дипольной приемной антенны СЭМИЗ, размещенного в горизонтальной скважине, пробуренной в нефтеводонасыщенной среде вблизи водонефтяного контакта. Расчеты проведены на основе численного решения уравнений Максвелла с использованием пакета программ Microwave Studio. Для частотно-зависимой диэлектрической проницаемости слоисто-неоднородной нефтеводонасыщенной среды коллектора и бурового раствора в скважине использовались экспериментально обоснованные модели. Показана принципиальная возможность регистрации электромагнитных импульсов, приходящих от слоисто-неоднородного ВНК, и определения расстояния от скважины до медианной плоскости ВНК по измеренным временным задержкам импульсов, зарегистрированных приемной антенной СЭМИЗ. Проведены оценки потенциальной дальности и погрешности дистанционного зондирования.

Геонавигация, скважинный георадар, нефтеводонасыщенная среда, водонефтяной контакт, сверхширокополосный электромагнитный импульс.

A GEOSTEERING TOOL FOR HORIZONTAL WELL LOGGING

M.I. Epov, V.L. Mironov, K.V. Muzalevsky, I.N. Eltsov, and U.P. Salomatov

A theoretical study has been performed to check the possibility of using ultrabroadband nanosecond electromagnetic pulses as a geosteering tool for horizontal drilling to estimate the distance to the oil–water contact (OWC) in a floating oil accumulation. The voltage of a microwave-bandwidth pulse at the dipole receiver of a downhole radar was modeled for the case of a horizontal borehole near OWC in a formation saturated with oil and water. Numerical solutions to the boundary problem formulated on the basis of the Maxwell equations were obtained with the Microwave Studio software (www.cst.com). The frequency-dependent dielectric constants of the layered saturated formation and the drilling fluid were assumed according to experimentally tested models. The modeling has demonstrated that nanosecond electromagnetic pulses arriving from a layered oil–water contact can in principle be acquired and the distance from the wellbore to the OWC median can be inferred from the respective time delays recorded by a downhole radar. Additionally, the possible dynamic range and accuracy of sensing have been estimated.

Geosteering, downhole radar, saturated formation, oil–water contact, ultrabroadband nanosecond electromagnetic pulse

ВВЕДЕНИЕ

В последние десятилетия все шире применяется бурение с горизонтальным завершением скважин в нефтенасыщенном пласте (www.slb.com/ds.aspx). Во многих случаях такой метод существенно повы-

шает эффективность разработки нефтяных залежей. Однако горизонтальное бурение требует высокоточной навигации бурового инструмента из-за возможного вскрытия газо- или водонасыщенной части коллектора, что может привести к ликвидации скважины по техническим причинам. В настоящее время для геонавигации используется высокочастотный (0.875—14 МГц) индукционный изопараметрический каротажный зонд (ВИКИЗ) [Эпов, Антонов, 2000]. В данном методе ошибка определения положения границы между породами с различными свойствами определяется погрешностью измерения удельного электрического сопротивления (УЭС). В случае типичной геоэлектрической модели модели нефтенасыщенного пласта при удалении от скважины на расстояние от 0.4 до 1.1 м относительная погрешность определения УЭС возрастает с 24 до 50 %, а относительная погрешность определения ширины окаймляющей зоны составляет 40 % [Эпов, Антонов, 2000, см. рис. 5.8]. В связи с недостаточной пространственной разрешающей способностью прибора ВИКИЗ нами были проведены теоретические исследования относительно возможности использования сверхширокополосного (СШП) импульсного электромагнитного зондирования [Эпов и др., 2007, 2009, 2011; Еров et al., 2010] для высокоточной геонавигации бурового инструмента. Однако в проведенных исследованиях ВНК моделировался в виде разрывной зависимости содержания пластовой воды при переходе от нефтесодержащей среды к водосодержащей. Между тем в реальных условиях этот переход является плавным. В развитие исследований, проведенных в [Эпов и др., 2007, 2009, 2011; Еров et al., 2010], в данной работе теоретически исследуется возможность применения СШП электромагнитных импульсов для геонавигации бурового инструмента в высокопроницаемых коллекторах при наличии плавного перехода в содержании нефти и пластовой воды в зоне ВНК толщиной до 1 м. Петрофизические параметры ВНК выбраны по данным, характерным для нефтегазового коллектора Федоровского месторождения [Еров et al., 2010]. При этом рассмотрена более реалистичная электродинамическая модель зонда, которая учитывает влияние диэлектрического корпуса зонда и бурового раствора, заполняющего скважину.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Предлагаемый зонд (рис. 1) состоит из разнесенных передающей и приемной дипольных антенн, смонтированных в цилиндрическом корпусе, изготовленном из диэлектрика, радиус цилиндра равен 0.045 м. Передающая и приемная антенны выбраны в виде сочленения двух идеально проводящих цилиндрических отрезков длиной 0.15 м, радиусом 0.02 м. Зазоры между отрезками равны 5 мм. Центры зазоров дипольных антенн разнесены между собой на расстояние $z_r = 0.5$ м. Зонд расположен в скважине (радиус $r_b = 0.05$ м), заполненной глинистым буровым раствором на водной основе (объемное содержание глинистой фракции 3 %, концентрация соли NaCl составляет 5 г/л). Корпус СЭМИЗ имеет длину 0.9 м. Относительная диэлектрическая проницаемость материала корпуса равна 14.

Введем декартову систему координат (см. рис. 1), центр которой совпадает с центром передающей антенны, ось ox направлена вертикально вниз. При этом центры передающей и приемной антенн лежат на оси oz , совпадающей с осью скважины.

Зонд расположен в нефтенасыщенной части коллектора. Кровля переходного слоя между нефте- и водонасыщенной средами находится на расстоянии x_1 от оси скважины, а его подошва — на расстоянии x_2 (см. рис. 1).

Параметры СШП импульсов соответствовали источнику импульсного напряжения ГИН-2-02 (компания ФИД-Техника, г. Санкт-Петербург). При этом импульсное напряжение подводилось к излучающей антенне с помощью коаксиального кабеля (50 Ом), который подключался в разрыв между плечами диполя. Временная форма импульса, его огибающая и частотный спектр импульса на выходе генератора показаны на рис. 2. Максимум огибающей амплитуды импульса наблюдается при $t_g = 2.2$ нс. Частота, соответствующая максимуму спектра импульса, и ширина спектра равны 0.210 и 0.554 ГГц соответственно.

Спектры относительной комплексной диэлектрической проницаемости (КДП) пород коллектора, насыщенных нефтью и минерализованной пластовой водой, вычислялись с использованием обобщенной рефракционной модели [Эпов и др., 2009],

$$\begin{aligned} \epsilon_s &= \epsilon'_s + i\epsilon''_s, \\ \epsilon'_s &= n_s^2 - \kappa_s^2, \quad \epsilon''_s = 2n_s \kappa_s, \\ n_s &= n_d + (n_w - 1)W_w + (n_o - 1)W_o, \\ \kappa_s &= \kappa_d + \kappa_w W_w + \kappa_o W_o. \end{aligned} \quad (1)$$

здесь $i = \sqrt{-1}$ — мнимая единица; ϵ'_s , ϵ''_s — действительная и мнимая части КДП смеси; n_s , n_d , n_w , n_o — показатель преломления; κ_s , κ_d , κ_w , κ_o — коэффициент поглощения; W_w и W_o — относительное объ-

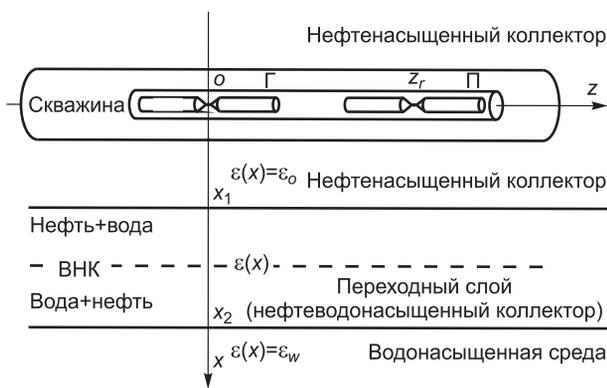


Рис. 1. Модель нефтегазового коллектора с переходным слоем, включающая скважину и зонд.

Г — передающая, П — приемная антенны.

емное содержание пластовой воды и нефти соответственно. Индексы s, d, w и o относятся к флюидонасыщенной породе, сухой породе, пластовой воде и нефти соответственно. Показатель преломления и коэффициент поглощения связаны с КДП следующими соотношениями

$$n_p = \sqrt{\sqrt{\epsilon_p'^2 + \epsilon_p''^2} + \epsilon_p'} / \sqrt{2},$$

$$\kappa_p = \sqrt{\sqrt{\epsilon_p'^2 + \epsilon_p''^2} - \epsilon_p'} / \sqrt{2},$$
(2)

где p может принимать значения s, d, w и o . Частотные зависимости КДП пластовой воды, нефти и бурового раствора (в предположение, что незначительное (3 %) содержание глинистых частиц существенно не влияет на диэлектрическую проницаемость бурового раствора) описываются релаксационной формулой Дебая

$$\epsilon_p = \epsilon_{\infty p} + \frac{\epsilon_{0p} - \epsilon_{\infty p}}{1 - i2\pi f \tau_p} + i \frac{\sigma_p}{2\pi \epsilon_0 f},$$
(3)

где f — частота электромагнитного поля, $\sigma_p, \tau_p, \epsilon_{0p}$ и $\epsilon_{\infty p}$ — удельная электропроводность, время релаксации, низкочастотный и высокочастотный пределы диэлектрической проницаемости соответственно, $\epsilon_0 = 8.854 \cdot 10^{-12}$ Ф/м — диэлектрическая проницаемость вакуума. Индекс p принимает значение w для водного солевого раствора, o — для нефти, b — для бурового раствора. В дальнейшем использовались следующие параметры сред: $n_d = 1.63, \kappa_d = 0.012, \sigma_w = 2.75$ См/м, $\tau_w = 8.8$ нс, $\epsilon_{0w} = 74.3, \epsilon_{\infty w} = 4.9, \sigma_o = 0.0001$ См/м, $\tau_o = 209$ нс, $\epsilon_{0o} = 2.2, \epsilon_{\infty o} = 2.1, \sigma_b = 0.9$ См/м, $\tau_b = 8.9$ нс, $\epsilon_{0b} = 79.6, \epsilon_{\infty b} = 5.2$. Они соответствуют минерализации пластовой воды 17 г/л, бурового раствора — 5 г/л, температуре в коллекторе — 62 °С. Приведенные выше параметры моделей диэлектрической проницаемости флюидных фракций были вычислены по регрессионным формулам из [Stogryn, 1971], которые, как было показано в работе [Эпов и др., 2012], могут быть использованы также для температуры 62 °С. Величины для показателей преломления и поглощения сухой породы n_d и κ_d взяты из работы [Эпов и др., 2009]. При численных расчетах пористость в коллекторе была принята равной 23 %. В нефтенасыщенной ($x \leq x_1$) и водонасыщенной ($x \geq x_2$) частях коллектора заданы следующие значения объемных содержаний нефти и пластовой воды: $W_w = 7\%, W_o = 16\%$ и $W_w = 23\%, W_o = 0$ соответственно. Используемые петрофизические параметры соответствуют нефтегазовому коллектору Федоровского месторождения [Епов et al., 2010] Западной Сибири.

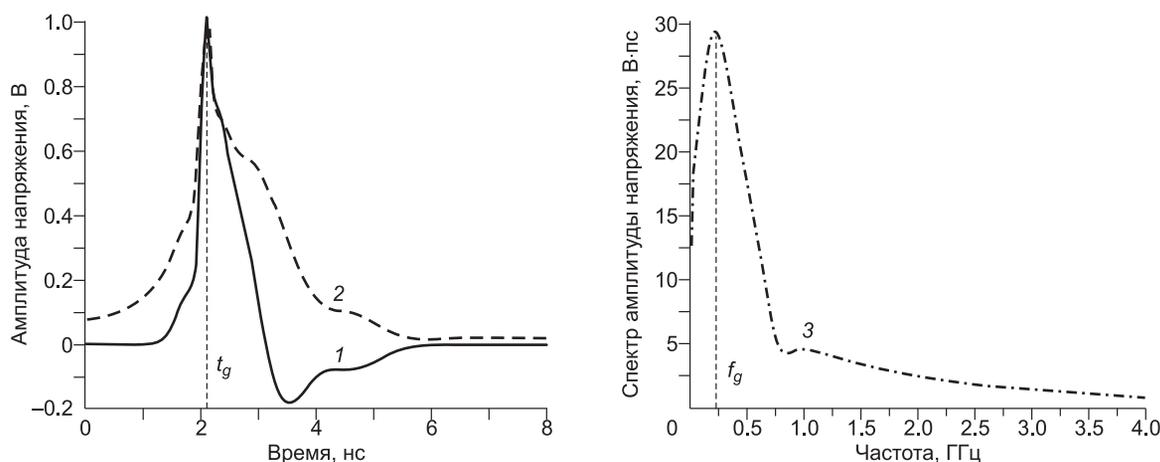
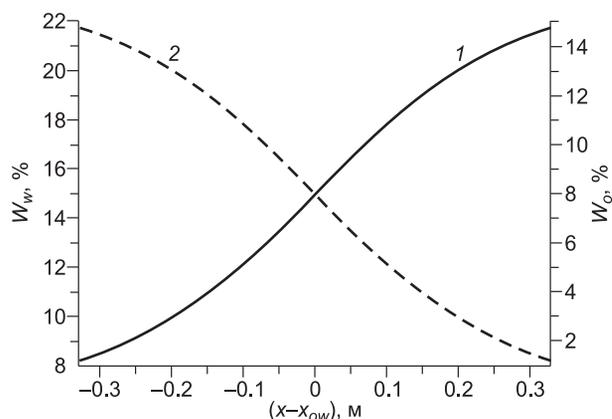


Рис. 2. Форма импульса (1), его огибающая (2) и спектр импульса (3) на выходе генератора.

Рис. 3. Профиль объемного содержания пластовой воды W_w (1) и нефти W_o (2) в переходном слое.



Для описания плавного изменения КДП среды при переходе от нефтенасыщенной части коллектора к водонасыщенной была использована зависимость объемного содержания пластовой воды $W_w(x)$ и нефти $W_o(x)$ в виде распределения Ферми [Schwank et al., 2004]:

$$\begin{aligned}
 W_w(x) &= W_{w,os} + (W_{w,ws} - W_{w,os}) \cdot \{1 - 1/(1 + \exp[(x_{ow} - x)/\Delta_{ow}])\}, \\
 W_o(x) &= 0.23 - W_w(x).
 \end{aligned}
 \tag{4}$$

Здесь $W_{w,os}$ и $W_{w,ws}$ — объемные содержания пластовой воды в нефтенасыщенной и водонасыщенной частях коллектора, $x_{ow} = (x_1 + x_2)/2$ — координата медианной плоскости переходного слоя, которая соответствует точке максимального градиента функций $W_w(x)$ и $W_o(x)$; Δ_{ow} — эффективная толщина переходного слоя. Его верхняя граница $x_1 = x_{ow} - d_{ow}/2$, нижняя $x_2 = x_{ow} + d_{ow}/2$. Величина $d_{ow} = 2\Delta_{ow} \ln 9$ равна толщине слоя, заключенного между уровнями $(W_{o,ws} + W_{o,os})/2 \pm 0.4(W_{o,ws} - W_{o,os})$ и $(W_{w,ws} + W_{w,os})/2 \pm 0.4(W_{w,ws} - W_{w,os})$ для объемного содержания нефти и пластовой воды соответственно. Профили объемного содержания нефти и пластовой воды в переходном слое, рассчитанные на основе (4) при $d_{ow} = 0.64$ м, показаны на рис. 3.

Отметим, что при численном моделировании переходный слой разбивался на 20 пропластков с постоянными объемными содержаниями нефти и пластовой воды, которые определялись как средние значения в каждом парциальном слое.

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

Численные расчеты напряжения на выходе приемной антенны выполнены с использованием пакета Microwave Studio (www.cst.com). На рис. 4 показана временная форма импульса напряжения, его огибающая и спектр, рассчитанные на выходе приемной антенны, для зонда, размещенного в нефтенасыщенной однородной среде коллектора. Длительность импульса (см. рис. 4), определенная по уровню 0.1 от максимума амплитуды огибающей импульса, равна 6.3 нс.

Как видно (см. рис. 4), импульс, распространяющийся в однородной нефтенасыщенной среде, имеет ширину спектра 0.25 ГГц порядка центральной частоты 0.33 ГГц. При этом время задержки им-

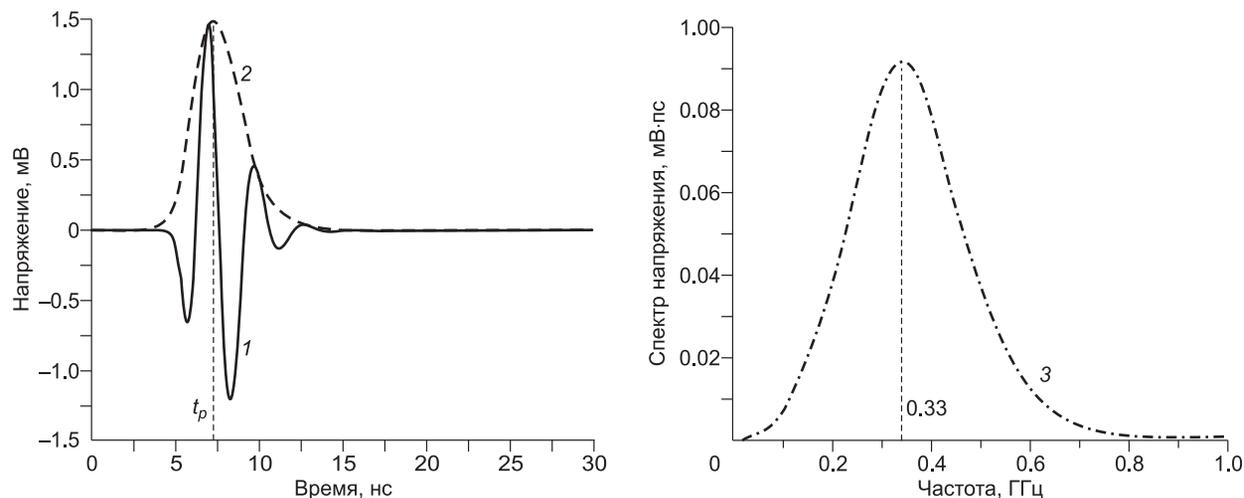


Рис. 4. Напряжение (1), его огибающая (2) и спектр (3) выходного напряжения в однородной нефтенасыщенной среде.

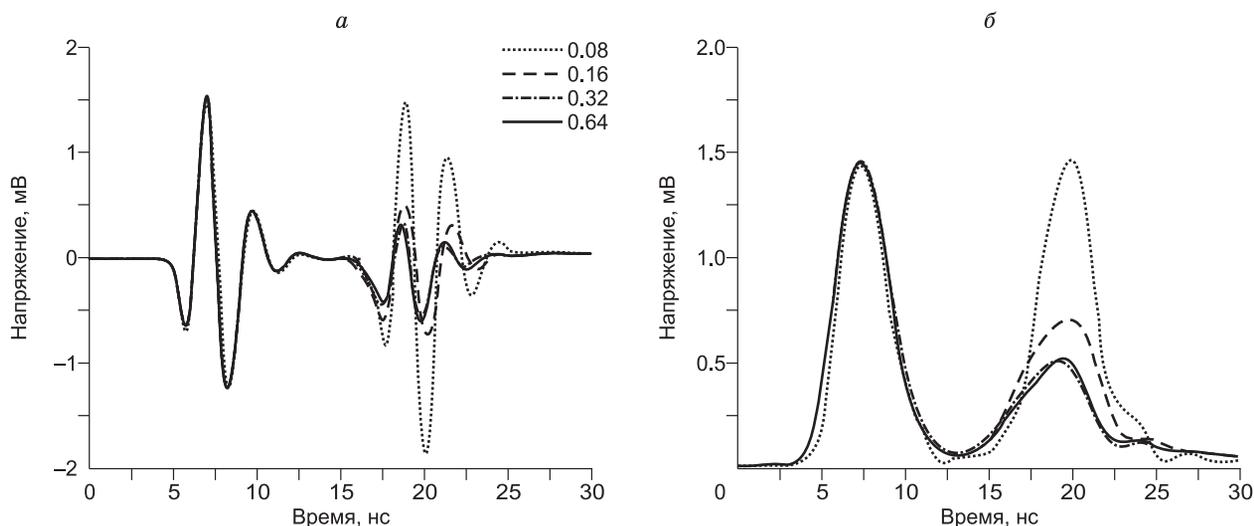


Рис. 5. Выходное импульсное напряжение (а) и огибающая амплитуды выходного напряжения (б) при различной толщине переходного слоя.

Шифр кривых, м.

пульса в нефтенасыщенной среде t_d , определенное по сдвигу максимума огибающей амплитуды импульса (см. рис. 4) относительно положения максимума огибающей амплитуды импульса на выходе генератора (см. рис. 2), оказалось равным 5.2 нс. В этом случае скорость распространения V_p волны вдоль оси скважины ($V_p = [z_r + 2r_b]/t_d$) оказалась равной $0.386 \cdot c$, где c — скорость света в вакууме (расчет выполнен в приближении распространения боковой волны вдоль скважины). Отсюда следует, что кажущийся показатель преломления нефтенасыщенной среды $n_a = 2.6$. Это значение близко к величине показателя преломления нефтенасыщенной среды $n_n = 2.4$, рассчитанной для центральной частоты импульса (0.33 ГГц) с использованием модели КДП. Следовательно, поле волны, распространяющейся вдоль оси СЭМИЗ, концентрировалось в основном в нефтенасыщенной среде, а не в диэлектрическом корпусе прибора, показатель преломления которого равен $n_k = 3.7$, или прослойке бурового раствора между диэлектрическим корпусом и стенкой скважины, имеющей показатель преломления $n_b = 9.3$. Это означает, что по измеренному времени задержки импульсной волны, распространяющейся вдоль скважины, можно определить объемное содержание нефти и пластовой воды при известной пористости породы, если воспользоваться моделью КДП (1).

Далее были проведены расчеты для напряжения импульса на выходе приемной антенны в случае, когда ось скважины находилась на расстоянии 1 м от медианной плоскости переходного слоя, а толщина слоя изменялась в пределах $0.08 \leq d_{ow} \leq 0.64$ (м). Как видно из рис. 5, а, на котором представлены результаты этого расчета, наряду с импульсом, распространяющимся вдоль скважины и занимающим такой же временной интервал (3—15 нс), как и импульс в однородной нефтенасыщенной среде (см. рис. 4), во временном интервале 15—30 нс регистрируется импульс, имеющий дополнительную временную задержку. Этот импульс, очевидно, возникает в результате прохождения волны по более длинному пути вдоль луча, испытывающего рефракцию в переходном слое.

Для более детального рассмотрения формы рефрагированного импульса (см. рис. 5, а) амплитуда напряжения увеличена в 60.6 раза во временном окне 15—30 нс. При увеличении толщины переходного слоя с 0.08 до 0.64 м амплитуда рефрагированного импульса существенно уменьшалась (примерно в 4.7 раза или на 13.4 дБ). Кроме того, при возрастании толщины переходного слоя не происходило заметного увеличения времени задержки рефрагированного импульса (см. рис. 5, б), где показаны огибающие прямого и рефрагированного импульсов. Максимум огибающей для рефрагированного импульса при толщине переходного слоя $d_{ow} = 0.08$ и 0.64 м наблюдается при $t_p = 20.0$ и 19.2 нс соответственно. Очевидно, что при малой толщине переходного слоя рефрагированный луч изменяет направление относительно оси ox на противоположное в малой окрестности относительно положения медианной плоскости переходного слоя ($1 - 0.04 < x < 1 + 0.04$ (м)). Так как при увеличении толщины переходного слоя в 8 раз время задержки рефрагированной импульсной волны изменилось незначительно (2%), то можно предположить, что изменение направления распространения импульсной волны на противоположное независимо от толщины переходного слоя происходит в окрестности его медианной плоскости. Следовательно,

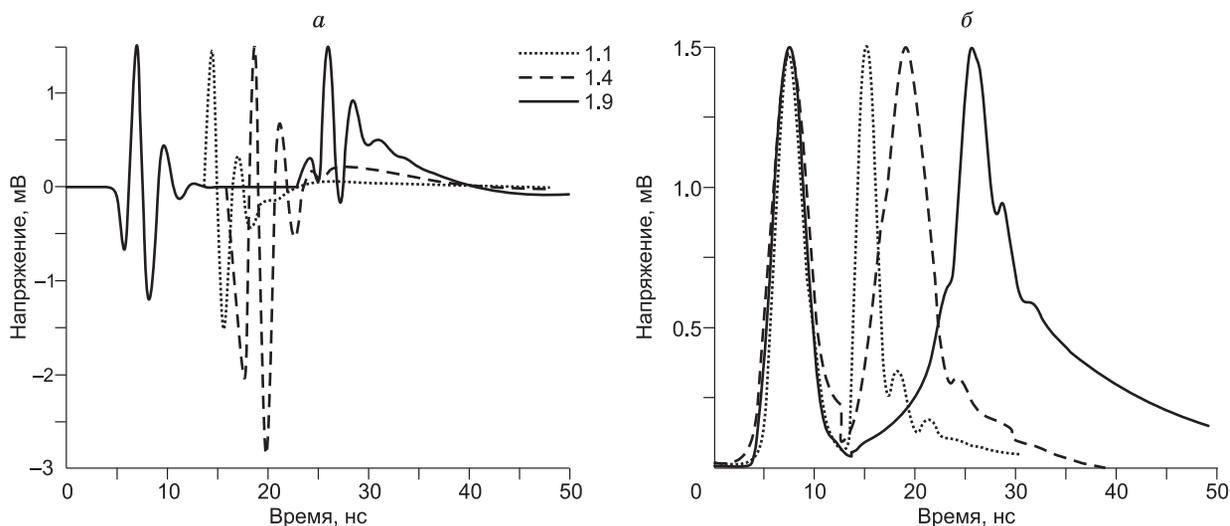


Рис. 6. Импульсное напряжение на выходе приемной антенны (а) и его огибающие (б) на различном расстоянии до медианной плоскости переходного слоя толщиной 0.64 м.

Шифр кривых, м.

измеряя временную задержку рефрагированного импульса, можно определять расстояние от скважины до медианной плоскости переходного слоя.

Рассмотрим далее результаты моделирования, полученные для переходного слоя толщиной 0.64 м при удалении скважины от медианной плоскости переходного слоя на расстояния 1.1, 1.4 и 1.9 м, которые показаны на рис. 6.

Как видно из кривых (см. рис. 6), левый импульс, который соответствует волне, распространяющейся вдоль скважины, занимает стабильное положение во временном интервале 2—13 нс, слабо зависящее от удаления скважины относительно медианной плоскости переходного слоя. Правый импульс относится к рефрагированной в переходном слое волне. Он занимает временные интервалы 14—16 нс, 16—22 нс и 24—30 нс, при удалении скважины от медианной плоскости на расстояния 1.1, 1.4 и 1.9 м. Для детализации формы импульсов, соответствующих рефрагированным в переходном слое волнам, на фоне импульса, который распространяется вдоль оси скважины, их амплитуды были увеличены во временном окне 13—50 нс в 79.5 (38.0 дБ), 285.9 (49.1 дБ), 753.6 (57.5 дБ) раза для расстояний 1.1, 1.4 и 1.9 м соответственно.

Согласно этим расчетам, при потенциале приемопередающей системы СЭМИЗ, равной 60 дБ, дальность зондирования положения медианной плоскости плавного ВНК составляет 1.9 м, что вполне достижимо для современных георадарных систем, имеющих динамический диапазон приемопередатчика до 120 дБ.

Оценим погрешность определения расстояния до медианной плоскости переходного слоя в предположении, что скорость распространения импульсной рефрагированной волны равна скорости распространения импульсной волны вдоль скважины. При известном расстоянии между передающей и приемной антеннами эта скорость может быть определена по временной задержке первого по времени импульса, зарегистрированного на выходе приемной антенны. Предположим также, что рефрагированная импульсная волна распространяется вдоль отрезков прямой линии, соответствующих прямой и отраженной от медианной плоскости плоским волнам. Тогда расстояние от оси скважины до медианной плоскости в переходном слое запишется в виде

$$x_{ov,0} = \sqrt{l_{ef}^2 - z_r^2} / 2, \quad (5)$$

где l_{ef} — эффективное расстояние, проходимое рефрагированной волной, которое приближенно определим по формуле $l_{ef} = t_r \cdot V_p$, где t_r — временная задержка рефрагированного импульса, V_p — скорость распространения импульса вдоль скважины.

Значения расстояний от оси скважины до медианной плоскости, найденные по формуле (5), оказались равны 0.82, 1.08 и 1.53 м при заданных истинных значениях расстояний 1.1, 1.4 и 1.9 м. Таким образом, в принятых упрощенных предположениях относительно скорости и лучевых траекторий распространения рефрагированной импульсной волны ошибка определения расстояния составила 25, 23 и 19 %

соответственно. При этом во всех случаях определенное расстояние до медианной плоскости переходного слоя оказалось меньше истинного. Согласно проведенному расчету, при дальностях зондирования от 1.1, 1.4 и 1.9 м пространственное разрешение СЭМИЗ обладает погрешностью, которая в 2, 2.2 и 2.6 раза меньше погрешности, обеспечиваемой ВИКИЗ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе численного моделирования СЭМИЗ в СВЧ-диапазоне показана принципиальная возможность регистрации отраженного сигнала от плавно меняющегося переходного слоя, отделяющего нефтенасыщенную часть коллектора от водонасыщенной. Установлено, что предельная дальность зондирования положения медианной плоскости в переходном слое толщиной 0.64 м по времени задержки отраженного импульса составляет 1.9 м при динамическом диапазоне приемопередатчика СЭМИЗ, равному 60 дБ. Предложен способ определения расстояния до медианной плоскости плавно переходного слоя по измерениям времен задержки импульсов на выходе приемной антенны, соответствующих волнам, распространяющимся вдоль скважины и рефрагированным в переходном слое. На расстояниях более чем 1.1 м эта погрешность оказалась примерно в два раза меньше погрешности, обеспечиваемой ВИКИЗ. Показано, что кажущийся показатель преломления в нефтенасыщенной среде, оцененный по скорости распространения импульсной волны вдоль скважины, отличается от истинного показателя преломления нефтенасыщенной среды не более чем на 8.3 %. Это позволяет использовать СЭМИЗ при известной пористости вмещающей горной породы для определения содержания в ней фракций пластовой воды и нефти.

ЛИТЕРАТУРА

Эпов М.И., Антонов Ю.Н. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ. Методическое руководство. Новосибирск, Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГТМ СО РАН, 2000, 121 с.

Эпов М.И., Миронов В.Л., Комаров С.А., Музалевский К.В. Электромагнитное зондирование флюидонасыщенного слоистого коллектора наносекундными импульсами // Геология и геофизика, 2007, т. 48 (12), с. 1357—1365.

Эпов М.И., Миронов В.Л., Бобров П.П., Савин И.В., Репин А.В. Исследование диэлектрической проницаемости нефтесодержащих пород в диапазоне частот 0.05—16 ГГц // Геология и геофизика, 2009, т. 50 (5), с. 613—618.

Эпов М.И., Миронов В.Л., Музалевский К.В. Сверхширокополосное электромагнитное зондирование нефтегазового коллектора. Новосибирск, Изд-во СО РАН, 2011, 112 с.

Эпов М.И., Савин И.В., Миронов В.Л. Диэлектрическая температурная модель влажных нефтесодержащих пород в диапазоне частот от 0.5 до 15 ГГц // Геология и геофизика, 2012, т. 53 (7), с. 912—919.

Chevalier M.W., Luebbers R.J., Cable V.P. FDTD local grid with material traverse // IEEE Trans. Antennas Propagat., 1997, v. 45, p. 411—421.

Эпов М.И., Миронов В.Л., Музалевский К.В., Yeltsov I.N. UWB electromagnetic borehole logging tool // Proceedings of IGARSS, Honolulu, USA, 2010, p. 3565—3567.

Schwank M., Stähli M., Wydler H., Leuenberger J., Mätzler C. Microwave L-band emission of freezing soil // Trans. Geosci. Remote Sensing, 2004, v. 42, № 6, p. 1252—1261.

Stogryn A. Equation for calculation of the dielectric constant of saline water // IEEE Trans. Microwave Theory Thech., 1971, v. MTT-19, p. 733—736.