

МОДЕЛИРОВАНИЕ И ИНВЕРСИЯ ДАННЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРОТАЖА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОПРОВОДНОСТИ

В.Н. Глинских^{1,2}, Г.В. Нестерова¹, М.И. Эпов^{1,2}

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

² Новосибирский государственный университет, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 2, Россия

Работа посвящена развитию численного моделирования и инверсии данных электромагнитного каротажа применительно к изучению нефтегазовых скважин. Разработаны программно-алгоритмические средства двумерного моделирования и инверсии данных электромагнитного каротажа с использованием петрофизических моделей электропроводности. Проведен сравнительный анализ относительных амплитудно-фазовых характеристик и выявлены возможности определения петрофизических параметров по данным электромагнитного каротажа. Получены количественные оценки флюидонасыщения и пористости заглинизированных коллекторов на основе численной двумерной инверсии как синтетических, так и практических диаграмм. Используются модели глинистых песчаников, учитывающие количество и генезис глинистого материала.

Моделирование и инверсия, удельная электропроводность, глинистость, пористость, водонасыщение, модель электропроводности.

FORWARD MODELING AND INVERSION OF INDUCTION LOGS FROM SHALY SAND RESERVOIRS USING PETROPHYSICAL CONDUCTIVITY MODELS

V.N. Glinskikh, G.V. Nesterova, and M.I. Epov

Algorithms and software have been designed for petrophysical 2D forward simulation and inversion of induction logs from oil wells drilled in shaly sandstone using conductivity models for different clay types. As comparative analysis of relative amplitudes and phases of tool responses has demonstrated, it is possible to estimate reliably and accurately fluid saturation and porosity from induction logs. The applied 2D numerical inversion of both theoretical and well logs yielded quantitative estimates of petrophysical parameters of reservoirs, with clay volume fraction assumed according to the chosen conductivity model. Correction for the presence of clay improves inversion quality if clay content as well as type are taken into account.

Forward modeling, inversion, conductivity, shaliness, porosity, water saturation, conductivity model

ВВЕДЕНИЕ

Задача определения фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов решается с привлечением результатов петрофизических исследований ядерного материала. Одной из основных физических характеристик горных пород, по которой определяется флюидонасыщение, является удельная электропроводность (УЭП). На практике наиболее часто используется связь петрофизических параметров и удельной электропроводности флюидонасыщенных песчаников, описываемая уравнением Дахнова—Арчи [Дахнов, 1941; Archie, 1942]. Эта эмпирическая зависимость является основополагающей для определения водонасыщения коллекторов по данным электрокаротажа, но ограничивается только «чистыми» песчаниками с непроводящим скелетом. В этой модели не учитывается ряд факторов, в том числе глинистость, которая, как известно, существенно влияет на общую УЭП породы. Классификация типов пород, удовлетворяющих уравнению Дахнова—Арчи, и условий, при которых оно не применимо, приведены в [Worlington, 2007]. Г.В. Нестерова [2008] сделала обзор моделей электропроводности и описала теоретические обоснования уравнения Дахнова—Арчи для разного структурного строения пород. В работах [Еникеев, 2011; Еникеев и др., 2011] приведена история развития и проанализированы электрические свойства многокомпонентных смесей — от эмпирических зависимостей Дахнова и Арчи до фрактального представления о микронеоднородных средах.

В песчано-глинистых коллекторах глинистость может значительно изменять УЭП породы, что будет приводить к недостоверному определению флюидонасыщения. Корректная оценка насыщения должна включать учет объемной доли и состава глинистого материала, а также его пространственное

распределение [Дорогиницкая, 2007; Herrick, Kennedy, 2009; Kennedy, Herrick, 2012; Пеньковский, Корсакова, 2012; Yue, Tao, 2013].

К настоящему времени построены модифицированные модели электропроводности глинистых песчаников, которые могут использоваться для изучения широкого спектра терригенных пород. Полный обзор всего массива работ по этой теме мог бы составить отдельную книгу. Рассмотрим следующие широко представленные в литературе модели трехкомпонентных сред, включающие непроводящий кремниевый песок, флюид и глинистые частицы. В публикациях [Lima, Sharma, 1990; Lima, 1995; Lima, Niwas, 2000] приведены математические модели электропроводности для трех основных типов песчано-глинистых пород. Они описывают структурную, обволакивающую и рассеянную глины и предполагают частичное водонасыщение породы. Эти модели проверялись на образцах керна и применялись для интерпретации данных электрокаротажа при определении флюидонасыщения и проницаемости пород с учетом глинистого материала [Lima, Niwas, 2000; Hendary et al., 2012], а также для моделирования применительно к задачам морской геоэлектрики [Wang, Gelius, 2007].

В статье модели электропроводности глинистых песчаников рассмотрены применительно к задачам высокочастотного электромагнитного каротажа. В этом методе используется широкий диапазон частот (от 0.875 до 14 МГц) и измеряются относительные характеристики электромагнитных откликов. Предназначенный для детального изучения пространственного распределения УЭП горных пород электромагнитный каротаж позволяет проводить литологическое расчленение разреза, выделять интервалы пластов-коллекторов и определять характер их насыщения. Существует большое число публикаций, где развивается теория, описывается аппаратура и методика интерпретации данных электромагнитного каротажа [Технология..., 2000; Эпов, Глинских, 2005; Эпов и др., 2010; Сурудина, Эпов, 2012; Глинских и др., 2013а,б]. Метод широко внедрен в практику и применяется на месторождениях Западной и Восточной Сибири.

В работах [Епов, Yeltsov, 2004; Эпов и др., 2004; Alpak et al., 2006; Torres-Verdín et al., 2006; Salazar et al., 2006; Ельцов и др., 2011, 2012; Liang et al., 2011] развито направление комплексной петрофизической интерпретации на основе единой электрогидродинамической модели. Приводится описание эволюции во времени пространственных распределений водонасыщенности, солености и УЭП в окрестности скважины, связанной с проникновением фильтрата бурового раствора в пласт. По распределению УЭП рассчитываются теоретические значения сигналов электрокаротажных зондов для моментов времени, в которых проведены скважинные измерения. Сравнение рассчитанных и измеренных сигналов позволяет определить параметры единой электрогидродинамической модели прискважинной области. Однако для точной оценки большого числа параметров желательно иметь разновременные (time-lapse) измерения в скважине, дополненные априорной информацией. Рассмотрение в рамках единой модели процессов разной физической природы позволяет более точно оценить свойства пластов-коллекторов. В приведенных работах согласование гидродинамической и геоэлектрической моделей базируется на формуле Дахнова—Арчи.

Статья посвящена развитию численного моделирования и инверсии данных электромагнитного каротажа, направлена на выявление особенностей поведения сигналов в моделях заглинизированных коллекторов и связана с созданием эффективных программно-алгоритмических средств количественной оценки петрофизических параметров с применением различных моделей электропроводности.

МОДЕЛИ ЭЛЕКТРОПРОВОДНОСТИ ПЕСЧАНО-ГЛИНИСТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Приведем описание широко известных и используемых в настоящей работе моделей трехкомпонентной среды, состоящей из непроводящего кремниевого песка, флюида и глинистых частиц. Каждой модели смешивания компонент отвечает свое математическое описание общей УЭП породы σ^* .

Структурная глина. Глинистые частицы смешаны с кремниевыми непроводящими зернами и выступают в роли каркаса, при этом поровое пространство полностью заполнено флюидом. Для этой модели применимо уравнение Буссиана [Bussian, 1983]

$$\sigma^* = \sigma_f \varphi^m \left(\frac{1 - \sigma_s / \sigma_f}{1 - \sigma_s / \sigma^*} \right)^m,$$

$$\sigma_s = p\sigma_c + (1 - p)\sigma_{sa},$$

где σ_f — УЭП пластового флюида, p — доля глинистого материала в объеме твердой компоненты, σ_s — эффективная УЭП скелета породы, σ_{sa} — УЭП песчаного скелета (здесь и далее считаем $\sigma_{sa} = 0$), σ_c —

УЭП глины, ϕ — пористость, m — индекс цементации. УЭП пластового флюида определяется уравнением Дахнова—Арчи

$$\sigma_f = \sigma_w S_w^n,$$

где σ_w — УЭП пластовой воды, S_w — водонасыщение, n — показатель насыщения.

Обволакивающая глина. Глинистые частицы покрывают зерна песка, образуя тонкие проводящие пленки, повышая тем самым долю связанной воды в породе и увеличивая общую УЭП смеси. Математическое выражение для описания структуры скелета получается путем замены в модели структурной глины частицы скелета на окутанные глиной песчаные зерна. Это приводит к новому выражению для эффективной УЭП скелета

$$\sigma_s = \frac{\sigma_c (2p\sigma_c + (3-2p)\sigma_{sa})}{(3-p)\sigma_c + p\sigma_{sa}}.$$

Рассеянная глина. Глинистые частицы имеют незначительные размеры по сравнению с зернами скелета и рассеяны в поровом пространстве. Такая модель формируется пошаговым добавлением в фиксированный объем флюида конечного объема частиц песка, а затем глины. Эта процедура была предложена в работе [Lima, Sharma, 1990]

$$\sigma^* = \sigma_f \phi^{3/2} \left(\frac{1 + (1-3p) \cdot \frac{\sigma_c}{2\sigma^*}}{1 - (1-3p) \cdot \frac{\sigma_c}{2\sigma_f}} \right)^{3p/(1-3p)}.$$

Большое число параметров, определяющих величину УЭП горной породы, делает затруднительным общий сравнительный анализ. Ограничимся следующими основными петрофизическими параметрами: пористостью, объемными долями глинистого материала и пластовой воды во флюиде. УЭП воды, насыщающей горную породу, определяется известными зависимостями от минерализации и температуры раствора [Дахнов, 1985]. Будем считать, что минерализация пластовой воды составляет 17—22 г/л при температуре 70—90 °С, что характерно для широко распространенных пластов-коллекторов меловых и юрских отложений Западной Сибири [Дорогиницкая, 2007]. Считаем, что остальные параметры априорно известны по лабораторным исследованиям керна или их можно оценить другими способами с достаточной для практического применения точностью.

ПАРАМЕТРИЗАЦИЯ МОДЕЛИ. РЕШЕНИЯ ПРЯМОЙ И ОБРАТНОЙ ЗАДАЧ

Рассмотрим модель коллектора, состоящего из вертикальной скважины, пересекающей пачку пластов с горизонтальными плоскопараллельными границами. При проникновении фильтрата бурового раствора в пласты и оттеснении пластовой воды и нефти образуются цилиндрические зоны. Зонам проникновения и неизменным частям пластов свойствен свой набор петрофизических параметров, определяющих значения УЭП в соответствии с выбранной моделью электропроводности. Двумерное распределение параметров является кусочно-постоянным. Пористость и глинистость характеризуются вертикальным распределением, а водонасыщение — вертикальным и радиальным. Остальные петрофизические параметры — УЭП пластовой воды и фильтрата бурого раствора, УЭП глинистых частиц, показатель насыщения и индекс цементации на интервале коллектора — считаем постоянными. Заданное распределение петрофизических параметров и выбранная модель электропроводности определяют двумерную геоэлектрическую модель коллектора, описываемую эффективными значениями УЭП.

Прямая двумерная задача электромагнитного каротажа состоит в определении относительных амплитудно-фазовых характеристик электромагнитного поля на оси симметрии модели, разделенной на области разной УЭП системой геометрических границ. Используем приближенный подход к решению краевой задачи, который детально описан в работе [Эпов, Глинских, 2005]. Подход характеризуется оперативностью вычислений, что позволяет решать обратную задачу в реальном масштабе времени.

Обратная задача направлена на количественную оценку водонасыщения, пористости и предполагает учет глинистости с использованием моделей электропроводности. Схема решения обратной задачи состоит в согласовании как синтетических и экспериментальных данных, так и пространственного распределения УЭП в рамках выбранной модели электропроводности. Применяются аппарат псевдообращения матрицы чувствительностей, описывающей производные измеряемых сигналов по соответствующим модельным параметрам [Эпов, Глинских, 2005], а также нелинейная минимизация функционала невязки на основе метода Нелдера—Мида [Химмельблау, 1975]. Стартовая модель для инверсии вклю-

чает результаты экспресс-инверсии в рамках цилиндрически-слоистой модели. При этом используются априорная и дополнительная информация об изучаемом геологическом объекте.

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ

Для изучения возможностей применения рассматриваемых моделей электропроводности осуществлено численное моделирование и сравнительный анализ относительных амплитудно-фазовых характеристик. Проводится анализ измеряемых сигналов следующих зондов электромагнитного каротажа: зонд 05 — длина 0.5 м, частота 14 МГц; 07 — 0.7 м, 7 МГц; 10 — 1.0 м, 3.5 МГц; 14 — 1.4 м, 1.75 МГц; 20 — 2.0 м, 0.875 МГц.

Рассмотрим модель песчано-глинистого коллектора с переменным по глубине флюидонасыщением. Этот модельный пример типичный для коллекторов меловых и юрских терригенных отложений Западной Сибири. Коллектор, расположенный в глинистых отложениях с УЭП 1/3 См/м, вскрыт скважиной радиусом 0.108 м на глинистом буровом растворе с УЭП 1/2 См/м. Коллектор толщиной 3 м состоит из трех равномошных пластов, в каждом из которых есть зона проникновения радиусом 0.5 м. Неизменные части пластов имеют водонасыщение 0.25, 0.50 и 0.75 д.ед. (доли единиц) соответственно (сверху вниз) и УЭП пластовой воды 6.5 См/м. Будем считать, что зоны проникновения имеют одинаковые значения водонасыщения 0.9 д.ед. и УЭП фильтра бурового раствора 0.6 См/м. Коэффициенты глинистости и пористости на интервале коллектора постоянны и составляют 0.1 и 0.15 д.ед. соответственно. Здесь и в дальнейшем считаем, что УЭП глинистых частиц 1/2 См/м, показатель насыщения и индекс цементации равны 2.

Отметим, что бурение нефтяных коллекторов, содержащих минерализованную пластовую воду, приводит к формированию окаймляющей зоны — высокопроводящего слоя между зоной проникновения и неизменной частью пласта. Окаймляющая зона образуется в процессе оттеснения пластового флюида фильтратом глинистого бурового раствора. Ее учет будет производиться при интерпретации практических данных электромагнитного каротажа.

Проведено численное моделирование диаграмм электромагнитного каротажа с использованием модели электропроводности, описывающей рассеянную глину (рис. 1). На рис. 1, *а* показаны вертикальные распределения эффективной УЭП (сплошные линии) в зонах проникновения (ЗП) и неизменных частях пластов (П). Изменение с глубиной эффективной УЭП пластов определяется их водонасыщением. Приведены диаграммы разностей фаз (см. рис. 1, *б*) и отношений амплитуд (см. рис. 1, *в*) зондов электромагнитного каротажа. В целом диаграммы отражают типичную геоэлектрическую ситуацию пространственно неоднородных горных пород. Наличие глинистого материала приводит к изменению сигналов, уменьшая значения разностей фаз и увеличивая отношение амплитуд. На рис. 1, *а* приведены трансформации разностей фаз (пунктирные линии) короткого (0.5 м) и длинного (2.0 м) зондов, отражающие распределение УЭП в зонах проникновения и пластах.

Проанализируем диаграммы электромагнитного каротажа с использованием трех рассматриваемых моделей электропроводности (рис. 2). На рис. 2, *а* показаны вертикальные распределения эффективной УЭП в зонах проникновения (ЗП) и неизменных частях пластов (П) для моделей электропроводности, описывающих рассеянную (сплошные линии), обволакивающую (штриховые) и структурную (штрихпунктирные) глины. Характер распределений эффективной УЭП для модели рассеянной глины существенно отличается от остальных. Значения УЭП для модели обволакивающей глины ниже, чем для структурной. Для модели рассеянной глины отмечается высокая дифференциация значений УЭП на интервале коллектора. Эта модель характеризуется самым низким значением УЭП в верхнем пласте и высоким в нижнем пласте. Указанные особенности также будут проявляться на диаграммах электромагнитного каротажа. Приведены диаграммы разностей фаз (см. рис. 2, *б*) и отношений амплитуд (см. рис. 2, *в*) короткого (0.5 м) и длинного (2.0 м) зондов в моделях рассеянной (сплошные линии), обволакивающей (штриховые) и структурной (штрихпунктирные) глин. В целом отмечается увеличение значений разности фаз и уменьшение значений отношения амплитуд от кровли к подошве коллектора.

Проведена оценка влияния глинистости на разности фаз и отношения амплитуд зондов электромагнитного каротажа с использованием модели электропроводности, описывающей рассеянную глину (рис. 3). На рис. 3, *а* показаны вертикальные распределения эффективной УЭП в зонах проникновения и неизменных частях пластов с глинистостью 0.05 (штриховые линии), 0.1 (сплошные) и 0.2 д.ед. (штрихпунктирные). Увеличение глинистости приводит к увеличению УЭП коллектора в целом. Здесь же показаны диаграммы разностей фаз и отношений амплитуд короткого (0.5 м) и длинного (2.0 м) зондов (см. рис. 3, *б*, *в*). Общий характер поведения диаграмм сохраняется. Увеличение глинистости приводит к увеличению значений разности фаз и уменьшению отношений амплитуд для зондов электромагнитного каротажа.

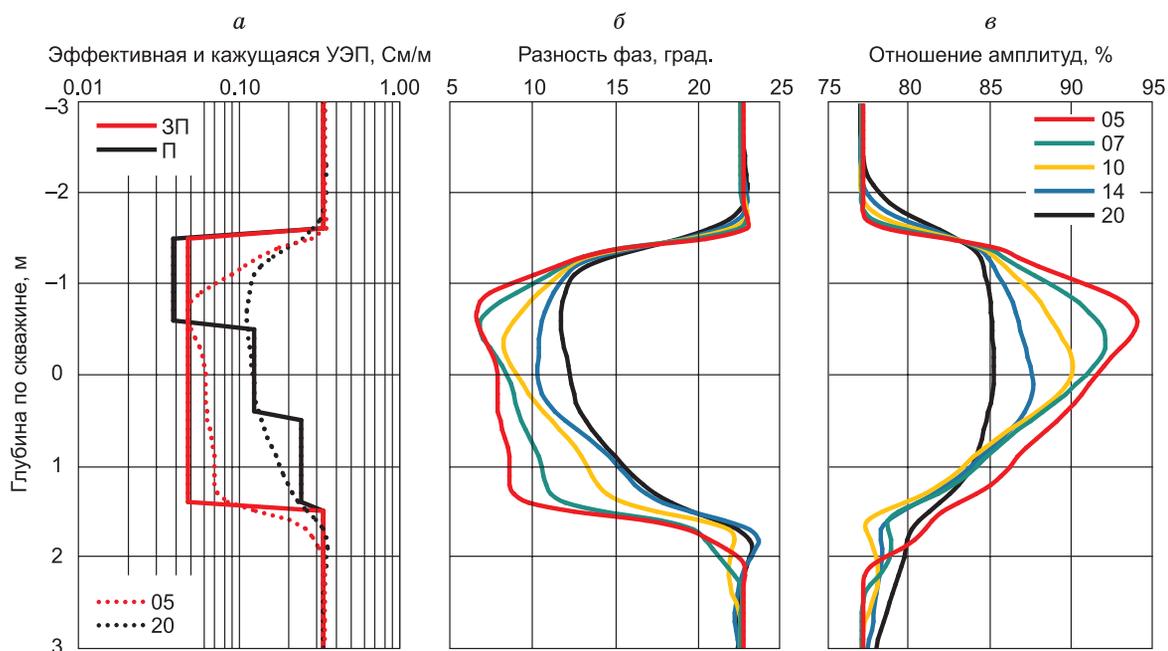


Рис. 1. Вертикальные распределения эффективной УЭП в зонах проникновения и неизменных частях пластов для модели электропроводности, описывающей рассеянную глину (а), синтетические диаграммы разностей фаз (б) и отношений амплитуд (в) зондов электромагнитного каротажа.

Здесь и далее пояснение см. в тексте.

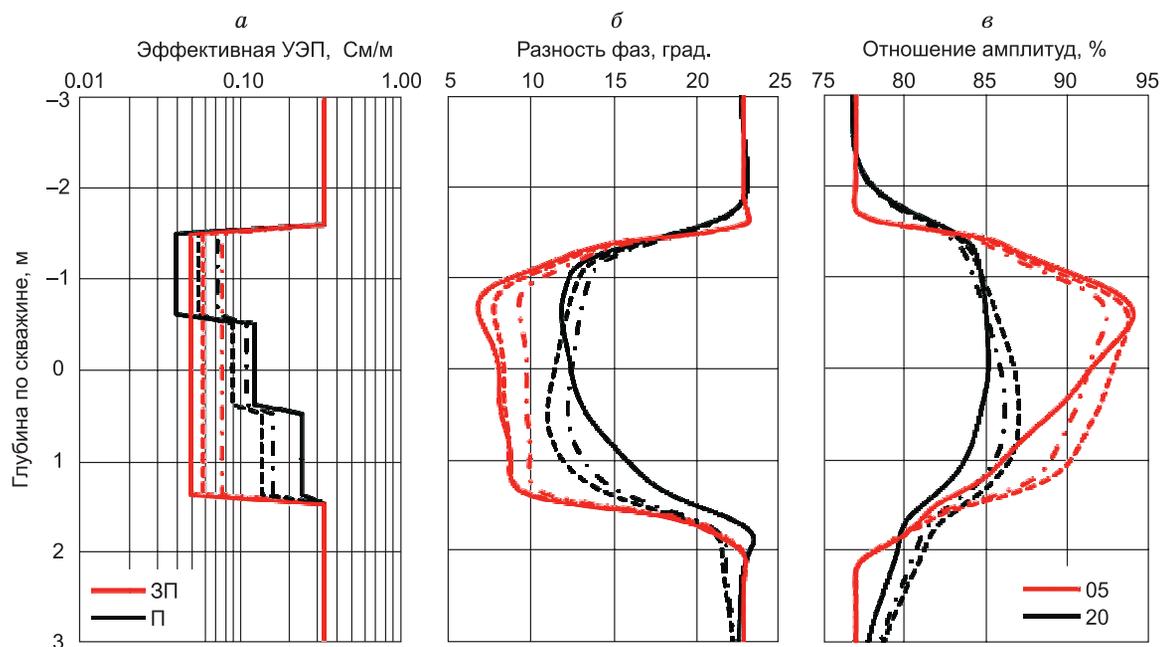


Рис. 2. Вертикальные распределения эффективной УЭП для моделей электропроводности, описывающих рассеянную, обволакивающую и структурную глину (а), синтетические диаграммы разностей фаз (б) и отношений амплитуд (в) короткого и длинного зондов.

Таким образом, проведенное численное моделирование и сравнительный анализ диаграмм относительных амплитудно-фазовых характеристик показывают, что количество глинистых частиц и характер их распределения в породе оказывают значительное влияние на измеряемые сигналы.

ЧИСЛЕННАЯ ИНВЕРСИЯ И КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

Для выявления возможностей количественной оценки петрофизических параметров песчано-глинистых коллекторов проведена численная инверсия диаграмм электромагнитного каротажа. Для ее выполнения использовалась модель электропроводности, описывающая рассеянную глину, являющуюся наиболее типичной для терригенных коллекторов Западной Сибири [Дорогиницкая, 2007].

В качестве примера численной инверсии синтетических данных рассмотрим модель заглинизированного коллектора переменного флюидонасыщения по глубине, параметры которой приведены выше. Для проверки алгоритма численной инверсии используем синтетические диаграммы разностей фаз, предварительно измененные с помощью добавления нормально распределенного шума с дисперсией 0.05.

Проведено восстановление глинистости (1), пористости (2) и водонасыщения (3) (рис. 4, а). Показаны исходные распределения параметров (сплошные линии), а также результаты численной инверсии, включающие следующие комбинации восстанавливаемых параметров: глинистости и водонасыщения (штриховые линии), пористости и водонасыщения (штрихпунктирные), глинистости и пористости (пунктирные). Сравнительный анализ с исходными распределениями показывает, что глинистость и пористость достаточно хорошо восстанавливаются наряду с водонасыщением. Так, погрешность определения водонасыщения составляет 2.3—4.9 %, а пористости и глинистости — 2.2—4.7 % и 4.1—13.2 % соответственно. При независимом определении последних наблюдается увеличение погрешностей, для пористости — до 8.1 % и глинистости — до 20.7 %. Восстановленные распределения эффективной УЭП (сплошные линии) хорошо согласуются с исходными (штриховые), что показано на рис. 4, б. Погрешность определения УЭП не превышает 3.8 %. О достоверности полученных результатов можно судить по сравнительному анализу представленных зашумленных (сплошные) и рассчитанных для восстановленной модели синтетических (штриховые линии) диаграмм разностей фаз (см. рис. 4, в). Наблюдается хорошее совпадение диаграмм.

Восстановление полного набора петрофизических параметров затруднено в силу сложного описания моделей электропроводности, большого числа определяемых параметров, а также высокой модельной эквивалентности. Поэтому при численной инверсии диаграмм электромагнитного каротажа проводим восстановление водонасыщения и пористости, учитывая глинистость в рамках выбранной модели электропроводности.

Проведена количественная интерпретация практических данных электромагнитного каротажа на интервалах верхнеюрских заглинизированных коллекторов. Изучаемые объекты характеризуются переменным по глубине флюидонасыщением, а также изменением глинистости и пористости на интервале коллектора. В качестве дополнительной информации привлекаются результаты комплексной интерпретации данных потенциала самополяризации (ПС), гамма-каротажа (ГК) и нейтронного каротажа (НК), по которым определены глинистость и пористость с использованием принятых зависимостей, установленных по керну. Количественная интерпретация включает определение водонасыщения, уточнение пористости и учет глинистости с помощью модели электропроводности, описывающей рассеянную глину. Значения УЭП пластовой воды и фильтрата бурового раствора оценены на основе априорных данных об изучаемых объектах, журнала бурения и общепринятых зависимостей. Значение УЭП глинистых частиц принято 1/2 См/м, показатель насыщения и индекс цементации — 2.

На рис. 5, а—в представлены результаты численной инверсии данных электромагнитного каротажа на интервале заглинизированного коллектора, перекрытого глинистыми отложениями, из скв. № 1. На основе данных ПС, ГК и НК рассматриваемый коллектор характеризуется слабым изменением пористости по глубине (около 0.15 д.ед.) и значительным увеличением глинистости от кровли к подошве (от 0.058 до 0.160 д.ед.). С учетом известного вертикального распределения глинистости (1) коллектора получены количественные оценки пористости (2) и водонасыщения в неизменных частях пластов (3) и окаймляющих зонах (4) (см. рис. 5, а, сплошные линии). При инверсии проводится уточнение вертикального распределения пористости, для которого отмечается постепенное уменьшение от кровли к подошве коллектора. Также проведено восстановление водонасыщения с использованием минимального значения глинистости (0.058 д.ед.) (см. рис. 5, а, штриховые линии). Как видно, учет глинистости приводит к значительному уменьшению оценки водонасыщения в пластах (до 12 %). На рис. 5, б представлены вертикальные распределения эффективной УЭП в прискважинных зонах и неизменных частях пластов. Отмечается увеличение УЭП от кровли к подошве коллектора. В верхней $\frac{3}{4}$ части коллектора присутствует окаймляющая зона (ОЗ), свидетельствующая о наличии нефти. О качестве результатов

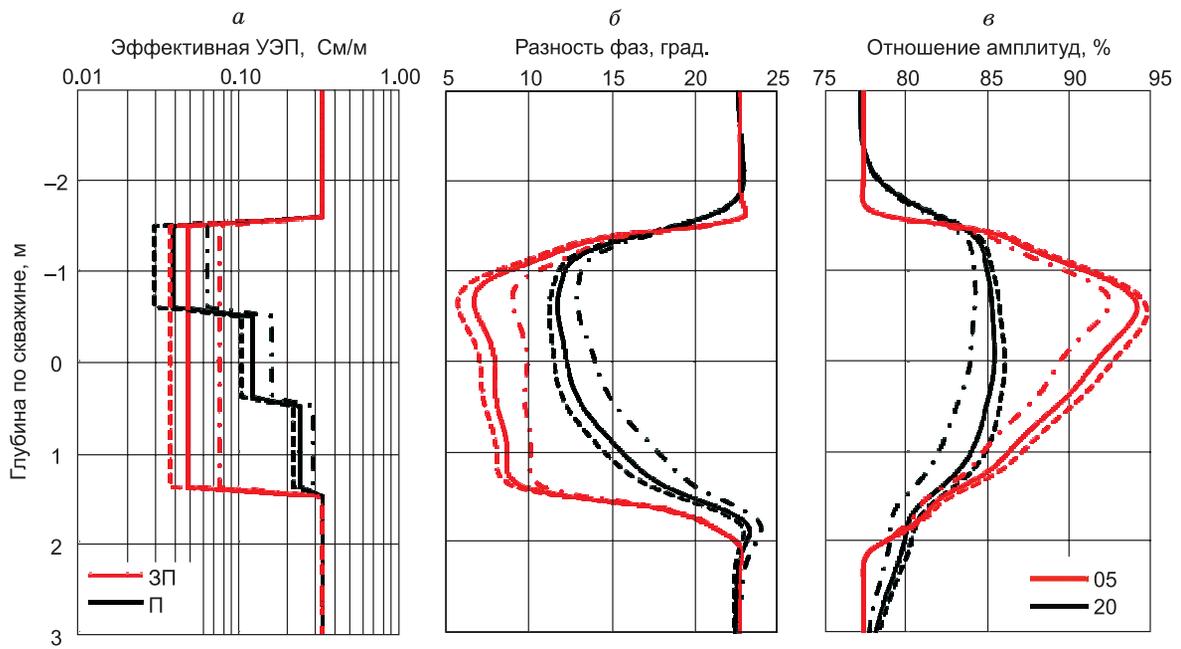


Рис. 3. Вертикальные распределения эффективной УЭП для модели электропроводности, описывающей рассеянную глину, при различной глинистости (а), синтетические диаграммы разностей фаз (б) и отношений амплитуд (в) короткого и длинного зондов.

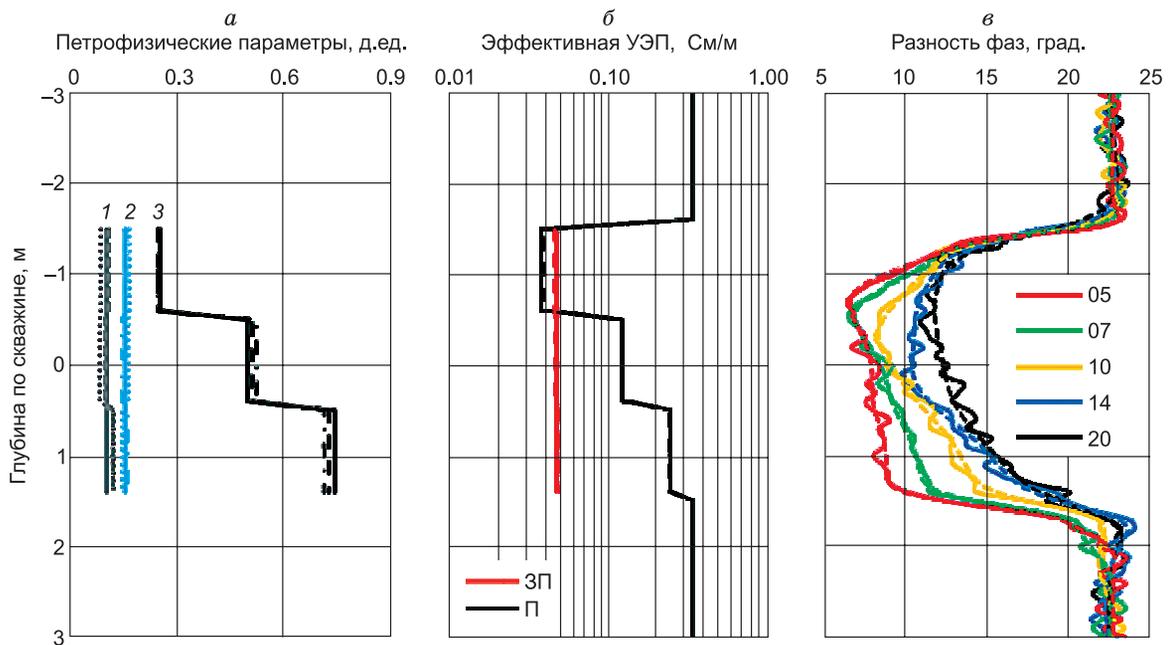


Рис. 4. Исходные и восстановленные вертикальные распределения петрофизических параметров (а), эффективной УЭП в зонах проникновения и неизмененных частях пластов (б), зашумленные синтетические диаграммы и соответствующие результатам инверсии (в).

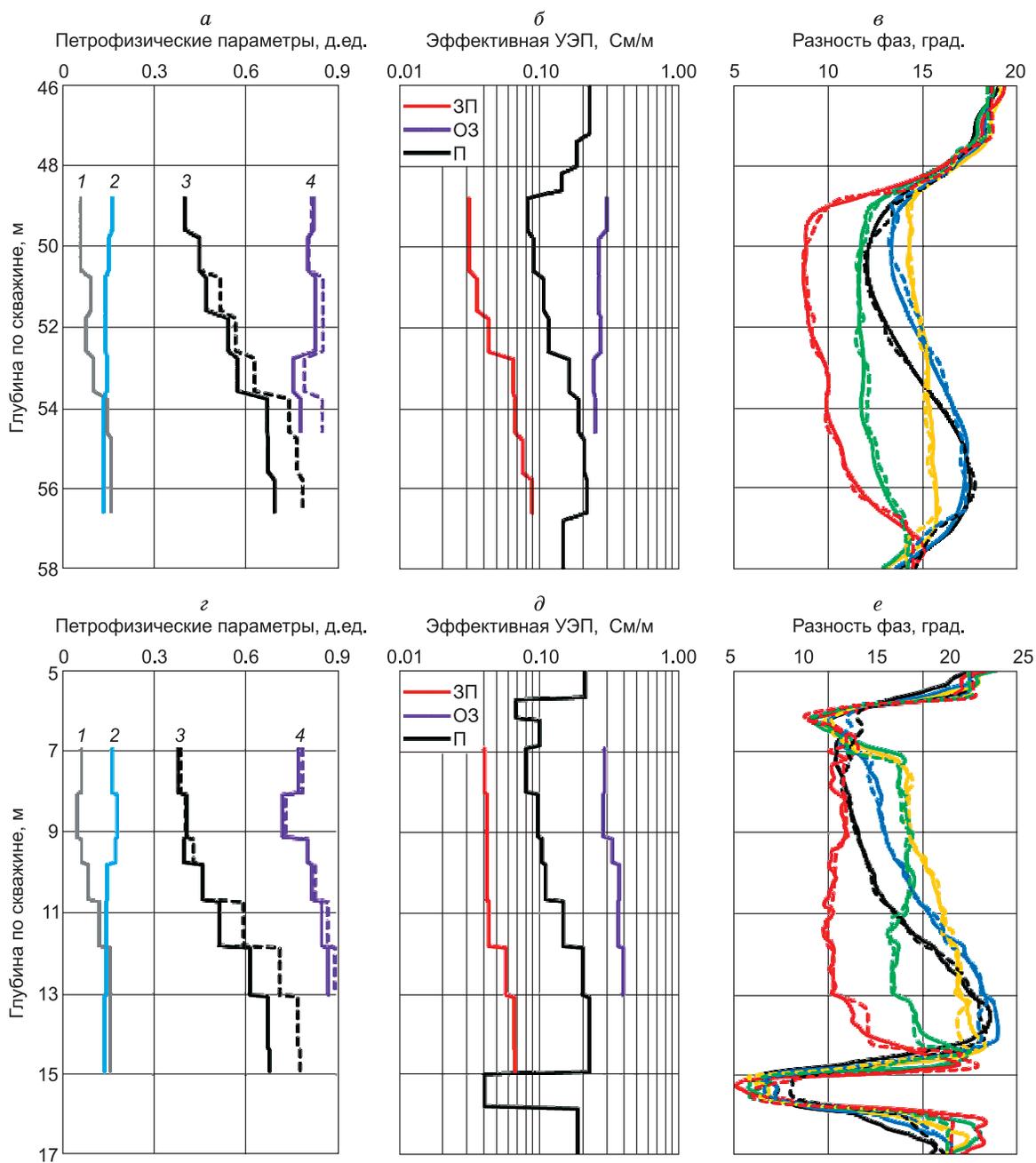


Рис. 5. Вертикальные распределения петрофизических параметров (*a*, *г*), эффективной УЭП в зонах проникновения, окаймляющих зонах и неизменных частях пластов (*б*, *д*), практические и синтетические диаграммы электромагнитного каротажа (*в*, *е*) на интервале заглинизированного коллектора.

a–*в* — скв. 1, *г*–*е* — скв. 2, *в*, *е* — усл. обозн. см. на рис. 4, *в*.

численной инверсии можно судить по близости практических (сплошные) и синтетических (штриховые линии) диаграмм. На интервале коллектора расхождение значений не превышает 3–4 % для всех зондов электромагнитного каротажа (см. рис. 5, *в*).

На рис. 5, *г*–*е* представлены результаты численной инверсии данных электромагнитного каротажа на интервале заглинизированного коллектора из скв. № 2. Коллектор перекрыт глинистыми отложениями и подстилается плотным карбонатным прослоем. По данным ПС, ГК и НК, рассматриваемый коллектор характеризуется уменьшением пористости от 0.18 до 0.14 д.ед. и увеличением глинистости от

0.051 до 0.164 д.ед. с глубиной. С учетом данных о глинистости (*l*) на интервале коллектора получены количественные оценки водонасыщения в неизмененных частях пластов (*3*) и окаймляющих зонах (*4*), а также уточнено распределение пористости (*2*) по глубине (см. рис. 5, *з*). Численная инверсия проведена с учетом вертикального распределения глинистости и минимального его значения, типичного для верхней части коллектора. Результаты инверсии показаны на рис. 5, *з* сплошными и штриховыми линиями соответственно. Как видно, без учета глинистости оценка водонасыщения на интервале коллектора значительно увеличена. Вертикальные распределения эффективной УЭП в прискважинных зонах и неизмененных частях пластов показаны на рис. 5, *д*. Сравнительный анализ практических (сплошные) и синтетических (штриховые линии) диаграмм электромагнитного каротажа указывает на их хорошее соответствие и удовлетворительный подбор модельных параметров (см. рис. 5, *е*). Отметим, что полученные результаты в этом и в предыдущих примерах удовлетворительно согласуются с результатами оперативной интерпретации.

Приведенные примеры иллюстрируют возможности использования моделей электропроводности глинистых песчаников при интерпретации данных электромагнитного каротажа. Сравнительный анализ результатов численной инверсии синтетических и практических данных показывает, что пространственное распределение петрофизических параметров может быть восстановлено достаточно надежно. Для повышения достоверности количественной оценки водонасыщения и пористости необходимо учитывать как количество, так и генезис глинистого вещества.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе петрофизических моделей электропроводности разработаны программно-алгоритмические средства двумерного моделирования и инверсии данных электромагнитного каротажа. Модели электропроводности используются для анализа и выявления возможностей их применения для количественной оценки петрофизических параметров. Проведено численное моделирование и инверсия относительных амплитудно-фазовых характеристик в двумерных моделях заглинизированных коллекторов. Получены количественные оценки пространственного распределения водонасыщения и пористости на основе инверсии как синтетических, так и практических данных электромагнитного каротажа. Сравнительный анализ результатов численной инверсии показывает, что достаточно надежно можно определить водонасыщение и пористость коллектора, при этом глинистость определяется с большей погрешностью. Для повышения достоверности количественной оценки водонасыщения и пористости необходимо учитывать как количество, так и генезис глинистого вещества. Выбор модели того или иного типа глинистости может определяться имеющейся априорной и дополнительной информацией, включающей литологическое описание и другие результаты лабораторных исследований керна.

ЛИТЕРАТУРА

Глинских В.Н., Никитенко М.Н., Эпов М.И. Моделирование и инверсия данных электромагнитного каротажа в пластах конечной мощности, вскрытых на биополимерных и нефтяных буровых растворах // Геология и геофизика, 2013а, т. 54 (11), с. 1803—1813.

Глинских В.Н., Никитенко М.Н., Эпов М.И. Линеаризованные решения прямых и обратных двумерных задач высокочастотного электромагнитного каротажа в проводящих средах с учетом токов смещения // Геология и геофизика, 2013б, т. 54 (12), с. 1942—1951.

Дахнов В.Н. Интерпретация каротажных диаграмм. М., Госгеолтехиздат, 1941, 496 с.

Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. М., Недра, 1985, 310 с.

Дорогиницкая Л.М. Количественная оценка добывных характеристик коллекторов нефти и газа по петрофизическим данным и материалам ГИС. Томск, Изд-во STT, 2007, 278 с.

Ельцов И.Н., Нестерова Г.В., Кашеваров А.А. Петрофизическая интерпретация повторных электромагнитных зондирований в скважинах // Геология и геофизика, 2011, т. 52 (6), с. 852—861.

Ельцов И.Н., Нестерова Г.В., Кашеваров А.А. Моделирование зоны проникновения при использовании буровых растворов на водной и нефтяной основе // Прикладная механика и техническая физика, 2012, т. 4, с. 97—104.

Еникеев Б.Н. 70 лет уравнению Дахнова—Арчи // Каротажник, 2011, вып. 205, № 7, с. 209—226.

Еникеев Б.Н., Охрименко А.Б., Смирнов О.А. Функциональные (фундаментальные) и статистические взаимосвязи в петрофизике (проблематика сравнения сходных петрофизических взаимосвязей) // Каротажник, 2011, вып. 205, № 7, с. 102—117.

Нестерова Г.В. Математические модели электропроводности двухкомпонентных сред и формула Арчи (по материалам публикаций) // Каротажник, 2008, вып. 175, № 10, с. 81—101.

Пеньковский В.И., Корсакова Н.К. Проникновение пресной воды в насыщенную электролитом глину (эксперимент) // ПМТФ, 2012, т. 53, № 3, с. 90—98.

Суродина И.В., Эпов М.И. Влияние биополимерных буровых растворов на диаграммы высокочастотного электромагнитного каротажа // Геология и геофизика, 2012, т. 54 (8), с. 1062—1069.

Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ. Методическое руководство / Под ред. М.И. Эпова, Ю.Н. Антонова. Новосибирск, Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ СО РАН, 2000, 121 с.

Химмельблау Д. Прикладное нелинейное программирование. М., Мир, 1975, 536 с.

Эпов М.И., Глинских В.Н. Электромагнитный каротаж: моделирование и инверсия. Новосибирск, Академ. изд-во «Гео», 2005, 98 с.

Эпов М.И., Ельцов И.Н., Кашеваров А.А., Соболев А.Ю., Ульянов В.Н. Эволюция зоны проникновения по данным электромагнитного каротажа и гидродинамического моделирования // Геология и геофизика, 2004, т. 45 (8), с. 1033—1045.

Эпов М.И., Каюров К.Н., Ельцов И.Н., Сухорукова К.В., Петров А.Н., Соболев А.Ю., Власов А.А. Новый аппаратный комплекс геофизического каротажа СКЛ и программно-методические средства интерпретации EMF Pro // Бурение и нефть, 2010, № 2, с. 16—19.

Alpak F.O., Torres-Verdín C., Habashy T.M. Petrophysical inversion of borehole array-induction logs: Part I — Numerical examples // Geophysics, 2006, v. 71, № 4, p. F101—F119.

Archie G.E. The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics // Tran. AIME, 1942, v. 146, p. 54—62.

Bussian A.E. Electrical conductance in a porous medium // Geophysics, 1983, v. 48, p. 1258—1268.

Эпов М.И., Yeltsov I.N. Integrated resistivity and invasion model of invaded zone // Petrophysics, 2004, v. 45, № 2, p. 198.

Hendary Z., Torres-Verdín C., Preeg W.E. Improved estimation of mineral and volumetric concentrations from well logs in thinly bedded and invaded formations // Geophysics, 2012, v. 77, № 3, p. WA79—WA98.

Herrick D.C., Kennedy W.D. On the quagmire of «shaly sand» saturation equations // SPWLA 50th Annual Logging Symposium, June 21—24, 2009. The Woodlands, Texas. 2009, Paper EEE.

Kennedy W.D., Herrick D.C. Conductivity models for Archie rocks // Geophysics, 2012, v. 77, № 3, p. WA109—WA128.

Liang L., Abubakar A., Habashy T.M. Improved estimation of permeability from joint inversion of time-lapse crosswell electromagnetic and production data using gradient-based method // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 30 October—2 November 2011, Denver, Colorado. 2011, p. 146526-MS.

Lima de O.A.L. Water saturation and permeability from resistivity, dielectric and porosity log // Geophysics, 1995, v. 60, № 6, p. 1756—1764.

Lima de O.A.L., Sharma M.M. A grain conductivity approach to shaly sandstones // Geophysics, 1990, v. 55, № 10, p. 1347—1356.

Lima de O.A.L., Niwas S. Estimation of hydraulic parameters of shaly sandstone aquifers from geoelectrical measurements // J. Hydrol., 2000, v. 235, p. 12—26.

Salazar J.M., Torres-Verdín C., Alpak F.O., Habashy T.M., Klein J.D. Estimation of permeability from borehole array induction measurements: application to the petrophysical appraisal of tight gas sands // Petrophysics, 2006, v. 47, № 6, p. 527—544.

Torres-Verdín C., Alpak F.O., Habashy T.M. Petrophysical inversion of borehole array-induction logs: Part II — Field data examples // Geophysics, 2006, v. 71, № 5, p. G261—G268.

Wang Zh., Gelius L.-J. Modeling of seabed logging data for a sand-shale reservoir // PIERS Online, 2007, v. 3, № 2, p. 236—240.

Worlington P.F. Petrophysical type curves for identifying the electrical character of petroleum reservoirs // SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2007, v. 10, № 6, p. 711—729.

Yue W.Z., Tao G. A new non-Archie model for pore structure: numerical experiments using digital rock models // Geophys. J. Int., 2013, v. 195, № 1, p. 282—291.

*Поступила в редакцию
14 ноября 2013 г.*