



СИГНАЛЫ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРОТАЖА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ И ИХ ЧИСЛЕННАЯ ИНВЕРСИЯ

М. И. Эпов, М. Н. Никитенко, К. В. Сухорукова, В. Н. Глинских, В. Н. Еремин, А. А. Горбатенко, М. А. Павлова

Рассмотрены основные особенности нового прибора электромагнитного каротажа в процессе бурения наклонных и горизонтальных нефтегазовых скважин. Посредством двухчастотного многозондового прибора в немагнитном металлическом корпусе реализуется метод высокочастотного электромагнитного каротажа с регистрацией относительных амплитудно-фазовых характеристик. Проведен сравнительный анализ практических сигналов, измеренных в горизонтальной скважине. Разработаны алгоритм и программа численной инверсии измеряемых характеристик на базе горизонтально-слоистой модели геологических отложений. Проведено тестирование программы на практических данных, полученных в водонефтенасыщенном терригенном коллекторе, вскрытом горизонтальной скважиной. Результаты тестирования доказывают возможность успешного применения метода и аппаратуры ВИК-ПБ для оценки типа флюидонасыщения и решения задач геонавигации в терригенных коллекторах Западной Сибири.

Ключевые слова: высокочастотный электромагнитный каротаж, каротаж в процессе бурения, численная инверсия данных, горизонтальное бурение.

ELECTROMAGNETIC LWD SIGNALS AND THEIR NUMERICAL INVERSION

M. I. Epov, M. N. Nikitenko, K. V. Sukhorukova, V. N. Glinskikh, V. N. Eremin, A. A. Gorbatenko, M. A. Pavlova

We consider the development of a new electromagnetic logging tool during the process of drilling of both deviated and horizontal oil-and-gas boreholes. The high-frequency electromagnetic logging method with recording of relative amplitude-phase characteristics is realized by means of a dual-frequency multiple-sonde system in the nonmagnetic metal housing. The comparative analysis of signals measured in horizontal hole is performed. An algorithm and program of numerical inversion of signal characteristics based on a horizontally-layered model of geological deposits have been developed. Authors have tested the program on practical data measured in a water-oil-saturated terrigenous reservoir drilled by a horizontal well. The test results prove the possibility of successful application of this method and VIK-PB (ВИК-ПБ) equipment to estimate the type of fluid saturation and to solve geonavigation problems in terrigenous reservoirs of Western Siberia.

Keywords: high-frequency electromagnetic logging, logging while drilling, numerical inversion of data, horizontal drilling.

Количество наклонных и горизонтальных скважин в последнее десятилетие быстро увеличивается. Однако геофизические исследования в них традиционными комплексами каротажа сопряжены со значительными временными затратами, поскольку их доставка к забою осуществляется на бурильных трубах. Существенной экономии времени можно достичь, осуществляя каротаж непосредственно в процессе бурения.

Ведущие компании геофизического сервиса Baker Hughes, Halliburton, Schlumberger, Weatherford и др. успешно применяют свои программно-аппаратурные комплексы [1, 2, 10–14]. Однако ведущие производители не продают приборы российским сервисным геофизическим компаниям, а высокая стоимость сервисных работ приводит к тому, что эти услуги слабо востребованы. В настоящее время в России ведется разработка новой аппаратуры для каротажа в процессе бурения, испытываются опытные образцы приборов электромагнитного каротажа. Представленная работа посвящена развитию ин-

терпретационной базы электромагнитного каротажа применительно к изучению наклонных и горизонтальных нефтегазовых скважин в процессе бурения.

Практические данные электромагнитного каротажа в процессе бурения

Одним из вариантов аппаратуры для каротажа в процессе бурения является прибор высокочастотного электромагнитного каротажа (ВИК-ПБ), разработанный в НПП ГА «Луч» совместно с ИНГГ СО РАН (Новосибирск). Комплекс включает прибор электромагнитного каротажа и телесистему, содержащую прибор гамма-каротажа, инклинометр, батарею питания, пульсатор гидроканала передачи данных. Немагнитный металлический корпус прибора обеспечивает высокую его прочность. Измерения осуществляются двумя основными и четырьмя дополнительными трехкатушечными зондами длиной 0,7 и 1,4 м на двух частотах (0,88 и 3,5 МГц) с регистрацией относительных амплитудно-фазовых характеристик в приемных катушках. Зонды одинаковой длины различают-



ся базой (расстоянием между дальней и ближней приемными катушками).

Выбор параметров нового прибора ВИК-ПБ и измеряемых сигналов основан на развитии широко используемого метода высокочастотного электромагнитного каротажа (ВИКИЗ) и его последующих модификаций [5, 6]. При разработке прибора реализованы оригинальные аппаратные решения компенсации влияния металлического корпуса и геоэлектрических условий прискважинной области. Лабораторные и скважинные испытания показали, что технические характеристики аппаратуры не уступают зарубежным аналогам. Разработанный и экспериментально опробованный способ передачи данных не требует мощного забойного источника питания, что повышает технологичность и снижает расходы на проведение каротажа в процессе бурения [3].

Разработка аппаратуры ВИК-ПБ сопровождалась испытаниями в реальных скважинных условиях. Первые тестовые скважинные измерения осуществлены в Томской области. Прибором ВИК-ПБ измерены сигналы в процессе бурения, а через 4 сут после вскрытия этого интервала проведены измерения прибором ВИКИЗ, входящим в стандартный комплекс ГИС. Скважина с горизонтальным завершением вскрывает пласт АВ₁, представленный сильно глинистыми, тонко переслаивающимися с глинами, песчано-алевролитовыми «рябчиковыми» породами. Значение удельного электрического сопротивления (УЭС) биополимерного среднеминерализованного бурового раствора около 0,5 Ом·м.

На рис. 1 приведены диаграммы кажущихся сопротивлений $\rho^{\text{ВИКИЗ}}$ и $\rho^{\text{ВИКПБ}}$ в горизонтальном интервале скважины в зависимости от расстояния по скважине. Сверху вниз показаны данные ВИК-ПБ, ВИКИЗ, сравнение данных ВИК-ПБ и ВИКИЗ для частот 3,5 и 0,88 МГц, глубина (Z) точек измерения, рассчитанная относительно верхней точки каротажа (1918 м по скважине).

В интервалах проницаемых пористых пород расхождение диаграмм разных зондов ВИКИЗ обусловлено зоной пониженного УЭС, возникающей вследствие диффузии ионов солей из бурового раствора в пластовую воду в течение 4 сут между бурением и измерениями ВИКИЗ. Эту зону показывают короткие высокочастотные зонды ВИКИЗ DF05–DF07 (частоты 14 и 7 МГц). Разная глубина проникновения ионов солей в прослой с разной пористостью и проницаемостью, а также заполненные высокопроводящим буровым раствором неровности стенки скважины (каверны и трещины) отражаются в дополнительной изрезанности диаграмм $\rho^{\text{ВИКИЗ}}$. В интервалах глин расхождение диаграмм, прежде всего двух коротких и остальных зондов, объясняется влиянием повышенной

диэлектрической проницаемости глинистых отложений на характеристики высокочастотного электромагнитного поля.

Диаграммы $\rho^{\text{ВИКПБ}}$ разных зондов близки между собой по следующим причинам. Поскольку измерение осуществляется во время бурения, зона проникновения еще не развита и не отражается в сигналах. Диаметр прибора ВИК-ПБ больше, чем прибора ВИКИЗ, поэтому он меньше смещен с оси скважины, и эксцентриситет слабее влияет на сигналы. Измерения ВИК-ПБ проводятся на двух относительно низких частотах (3,50 и 0,88 МГц), поэтому сигналы в меньшей степени зависят от скважины и прискважиной области, чем сигналы коротких зондов ВИКИЗ. Корпус прибора ВИК-ПБ выполнен из проводящего материала, компенсация влияния которого приводит к дополнительному сглаживанию сигналов.

Показания зондов, работающих на одной частоте, различаются между собой в интервалах тонких контрастных по УЭС пластов, например 2152–2154, 2167,5–2169 м, что обусловлено разными расстояниями между генераторной и измерительными катушками этих зондов. Расхождение диаграмм разночастотных групп зондов (зонды 1, 3, 5 и 2, 4, 6) по стволу скважины разное. Наблюдаются интервалы и расхождений (2158–2167 м) 1–3 Ом·м, и равенства (2146–2152 м). В сильно наклонной скважине расхождение может быть вызвано как наличием измененной прискважинной зоны в интервалах коллекторов, так и приближением к горизонтальной границе с контрастным по УЭС пластом или удалением от границы. Например, такое расхождение можно наблюдать в интервале 2156,5–2166 м, в котором скважина снижается на 0,7 м, уходя из пласта с повышенным УЭС (кажущееся сопротивление около 20 Ом·м, интервал 2156,5–2159,5 м) в пласт пониженного УЭС (около 5,1 Ом·м, интервал 2164–2167 м). Здесь диаграммы низкочастотных зондов выходят на значение кажущегося сопротивления нижнего пласта значительно медленнее, чем диаграммы высокочастотных зондов.

Сравнение значений $\rho^{\text{ВИКПБ}}$ и $\rho^{\text{ВИКИЗ}}$ (см. рис. 1; частоты 3,5 и 0,88 МГц) приводит к выводу об их хорошем согласовании при одинаковой рабочей частоте. На диаграммах зондов ВИКИЗ заметны квазипериодические колебания с периодом по скважине около 1,8 м. Они, скорее всего, вызваны неровной формой ствола с периодическими утолщениями или намывами на дне скважины. Похожие колебания, только сильно сглаженные, видны на диаграммах некоторых зондов ВИК-ПБ. В относительно однородных участках интервала (например, 2184–2198 м) диаграммы практически совпадают между собой. Однако есть и участки существенного расхождения между сигналами одной частоты, но разных приборов. Например, на участке 2154–

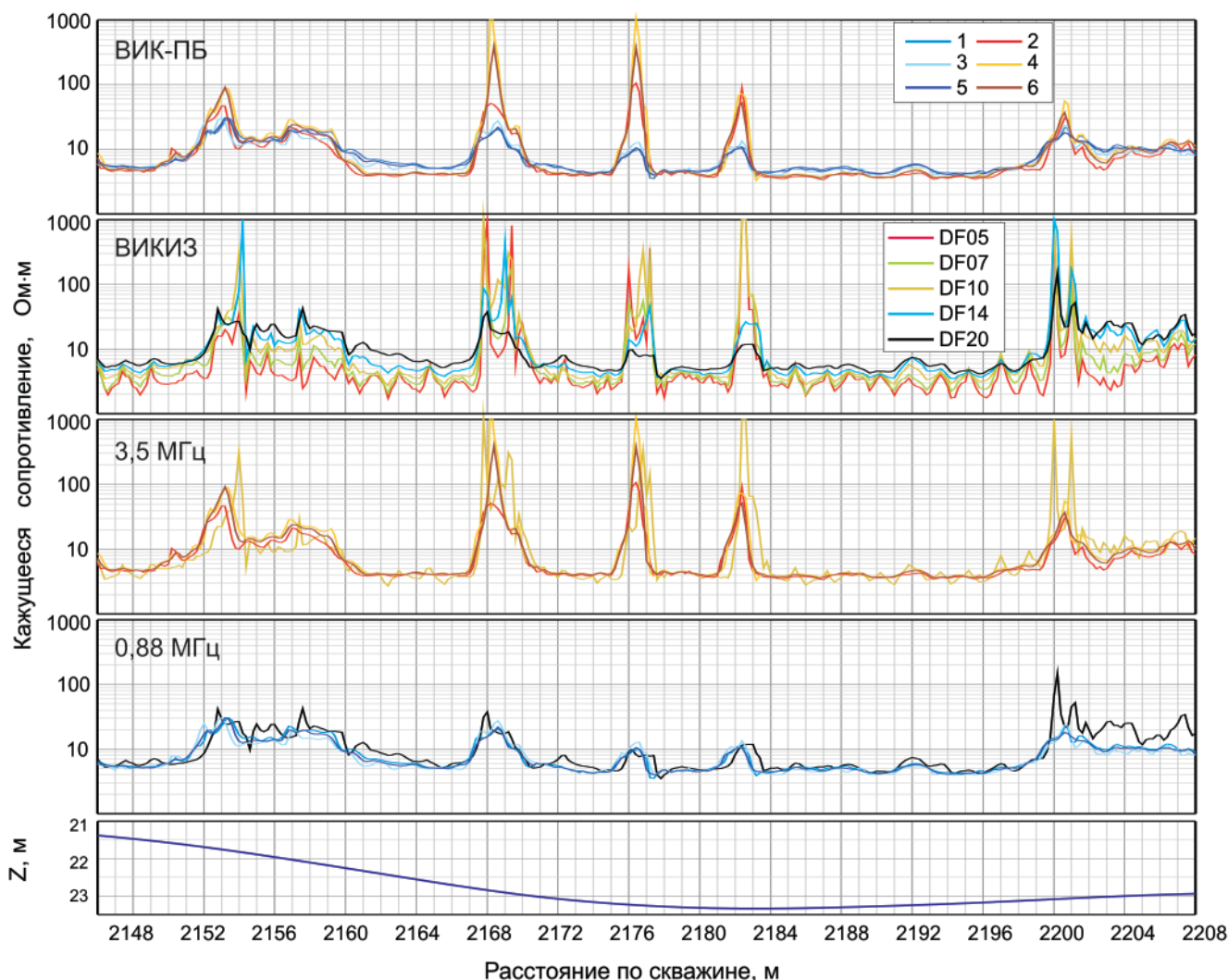


Рис. 1. Экспериментальные сигналы зондов электромагнитного каротажа в процессе бурения ВИК-ПБ и ВИКИЗ и глубина

Шифры диаграмм ВИК-ПБ (частота, МГц; длина зонда, м; база, м): 1 – 0,88, 1,40, 0,35; 2 – 3,50, 0,70, 0,18; 3 – 0,88, 1,05, 0,18; 4 – 3,50, 1,05, 0,35; 5 – 0,88, 1,40, 0,53; 6 – 3,5, 1,05, 0,53; шифр диаграмм ВИКИЗ (частота, МГц, длина зонда, м): DF05 – 14, 0,5; DF07 – 7, 0,7; DF10 – 3,5, 1,0; DF14 – 1,75, 1,4; DF20 – 0,875, 2,0

2165 м $\rho_{\text{ВИКИЗ}}$ зонда DF20 выше на 2–3 Ом·м, чем $\rho_{\text{ВИКПБ}}$ зондов 1, 3, 5, а $\rho_{\text{ВИКИЗ}}$ зонда DF10 ниже на 3–5 Ом·м, чем $\rho_{\text{ВИКПБ}}$ зондов 2, 4, 6 (участок 2154–2158 м). Вероятнее всего, расхождение диаграмм высокочастотных зондов (кажущееся сопротивление по ВИКИЗ ниже, чем по ВИК-ПБ) свидетельствует о возникновении измененной зоны пониженного УЭС между измерениями обоими приборами, что является признаком коллектора, а разная длина низкочастотных зондов (ВИКИЗ – 2 м, ВИК-ПБ – 1,4 м) приводит к тому, что первый в большей степени подвержен влиянию высокоомного карбонатного пласта над коллектором (2152–2154 м по скважине), чем второй на той же частоте.

Зонды ВИКИЗ также показывают более высокие значения кажущегося сопротивления, чем зонды ВИК-ПБ, на участке 2201–2209 м. Здесь ствол скважины становится почти горизонтальным, поэтому влияние более глубокого высокоомного пласта (интервал по скважине 2200–

2201 м), разное для зондов разной длины, оказывается почти неизменным – показания зонда DF20 около 20 Ом·м, зондов 1, 3, 5 ВИК-ПБ – около 11 Ом·м.

Высокие значения УЭС (80 Ом·м и более) на диаграммах $\rho_{\text{ВИКПБ}}$ и $\rho_{\text{ВИКИЗ}}$ соответствуют нескольким уплотненным высокоомным пластам. Границы двух пластов (2175,5–2177 и 2181–2182,5 м) по данным ВИК-ПБ и ВИКИЗ не совпадают из-за разной увязки по глубине данных разных каротажей.

Отметим, что по результатам ранее проведенного лабораторного физического моделирования (тестирования в электролитическом баке [3]) кажущиеся сопротивления, рассчитанные по сигналам соответствующих по частоте зондов ВИК-ПБ и ВИКИЗ, совпадают в пределах погрешности измерений в режиме профилирования границы «вода – воздух» (УЭС воды в баке 1 Ом·м).

Сравнительный анализ практических данных ВИК-ПБ и ВИКИЗ приводит к выводу о высокой



степени их взаимного соответствия. Металлический корпус прибора ВИК-ПБ обеспечивает сглаживание влияния неровностей стенки скважины при низком УЭС бурового раствора, не изменяя при этом среднего уровня измеряемых характеристик.

Численная инверсия сигналов ВИК-ПБ

В статье [9] были рассмотрены возможности геонавигации: определения положения скважины относительно границ пластов и УЭС пластов в процессе численной инверсии измеренных разности фаз и отношения амплитуд с учетом данных инклинометрии. Достаточные значения чувствительностей измеряемых характеристик к электрофизическим параметрам типичной для Западной Сибири модели коллектора являются основанием для постановки задачи численной инверсии измерений разности фаз и отношения амплитуд, в том числе совместной, на базе горизонтально-слоистой модели и наклонного зонда.

Базовая модель для численной инверсии – горизонтально-слоистая изотропная или анизотропная модель среды с учетом наклона прибора относительно границ пластов. Инверсия осуществляется на заданных интервалах скважины. На основе априорной информации (данные измерений в тестовых или соседних скважинах, геологические сведения, материалы других методов ГИС), а также результатов инверсии в предыдущих интервалах определяется стартовая модель. Далее в этой модели на каждом интервале уточняются электрофизические параметры, вычисляется расстояние до кровли и/или подошвы продуктивного пласта, а также угол наклона скважины относительно границ.

Выбор одномерной горизонтально-слоистой модели для инверсии обосновывается медленным изменением свойств среды в латеральном направлении: в интервалах от нескольких единиц до десятков метров наклон скважины и электрофизические свойства пластов меняются слабо, искривление границ незначительно. Поэтому в пределах каждого интервала модель подбирается горизонтально-слоистой, на следующем интервале значения параметров и положение границ корректируются, а подобранные в каждом интервале параметры показывают изменение УЭС пластов и положения границ вдоль всего ствола скважины.

Для Западной Сибири характерное отклонение плоскости границ от горизонтали не более 1–2°.

В субгоризонтальной скважине даже слабый наклон границы существенно влияет на форму диаграмм, и угол между скважиной и реальными границами должен быть уточнен в процессе инверсии. Также для терригенных разрезов характерны сбросы, выклинивания, субвертикаль-

ные зоны разломов, что приводит к локальному резкому изменению электрических свойств среды. В этих интервалах сигналы не соответствуют сигналам в горизонтально-слоистой модели, поэтому указанные интервалы в инверсии не участвуют. Параметры таких объектов, если они представляются интересными, могут быть определены в результате постобработки: при анализе сочленения одномерных моделей, полученных инверсией на интервалах до и после трехмерной неоднородности или путем численного моделирования сигналов в полной трехмерной постановке.

Для решения задачи численной инверсии данных ВИК-ПБ, измеренных в наклонных и горизонтальных скважинах, разработан программный комплекс, реализованный в виде консольного приложения. Комплекс позволяет как моделировать данные ВИК-ПБ и оценивать их чувствительность к электрофизическим параметрам среды и углу наклона пластов относительно скважины, так и осуществлять инверсию измеренных данных в значения электрофизических параметров. Алгоритм инверсии дает возможность использовать произвольные комбинации сигналов из общего набора измерений, включающего разности фаз и относительные амплитуды для шести зондов ВИК-ПБ. В инверсионной модели можно фиксировать параметры или задавать для них ограничения. Эта особенность алгоритма позволяет учитывать информацию о пройденном участке скважины, исходя из предположения, что свойства среды в латеральном направлении меняются медленно.

Алгоритм численной инверсии основан на симплекс-методе прямого поиска [8]. В этом методе используется симплекс размерности на одну больше, чем количество определяемых параметров. Недостаток метода заключается в относительно низкой скорости сходимости. В дальнейшем предполагается развитие алгоритмов инверсии для обеспечения большей скорости с целью определения параметров геоэлектрической модели в реальном времени.

При подготовке входных данных для инверсии целесообразно выбирать длину интервалов (инверсионных окон) таким образом, чтобы траектория скважины на них была близка к прямой (требуется не обязательно при обработке реальных данных). Модель для инверсии выбирается с наименьшим возможным количеством пластов, для которого удастся получить совпадение в пределах ошибки измерения значений сигналов, поданных на вход алгоритма инверсии, и сигналов, рассчитанных на текущем шаге подбора.

Работоспособность программного комплекса подтверждена в результате тестирования на зашумленных синтетических данных всех шести



зондов (разность фаз и отношение амплитуд), рассчитанных в модели типичного терригенного коллектора, находящегося в низкоомных породах. Инверсия сигналов на 600-метровом участке скважины проводилась в 12 инверсионных окнах. В результате инверсии значение УЭС коллектора мощностью 5 м определяется в среднем с погрешностью 1–2 %. Положение границ коллектора определяется с точностью $\pm 0,1-0,3$ м, при этом точность тем выше, чем ближе скважина к границе. При нахождении скважины в коллекторе погрешность восстановления УЭС покрышки и подстилающего пласта зависит от расстояния до соответствующей границы и резко возрастает, когда окно инверсии удаляется от пласта более чем на 1,5–2 м.

Для инверсии практических данных использовались сигналы ВИК-ПБ, измеренные в горизонтальном стволе скважины Советского месторождения, вскрывшем пласт-коллектор АВ₁ алымской свиты. Коллектор сложен глинистыми песчаниками, проницаемость которых уменьшается снизу вверх; песчаники тонко переслаиваются с глинами и песчано-алевролитовыми «рябчиковыми» породами. Флюидоупором для коллектора АВ₁ служат регионально развитые кошайские глины тонкоотмученные, иногда слабо битуминозные с редкими тонкими прослоями глинистых алевролитов и известняков (горизонт М) [6].

Рассмотрим результаты инверсии практических данных. Для инверсии были выбраны интервалы скважины, не содержащие локальных неоднородностей. По априорным данным скважина проходит в однородном водонефтенасыщенном пласте, ниже находится менее электропроводящая проницаемая часть коллектора. На рис. 2 показаны практические и подобранные (синтетические) диаграммы разностей фаз, а также геоэлектрическая модель среды.

В первых двух интервалах (2180–2190 и 2197–2202 м) положение границы водонефтенасыщенной и хорошо проницаемой частей пласта определяется на относительной глубине 4,5 м, сопротивление нижней части оценивается как 11,6 Ом·м. Граница обозначена пунктирной линией. Сопротивление водонефтенасыщенной части (4,7 и 4,9 Ом·м) определяется с погрешностью не более 3 %.

В последующих интервалах скважина приближается к границе. Сопротивление верхней части пласта меняется от 5,3 до 3,8 Ом·м, нижней – от 9,9 до 12,2 Ом·м с погрешностью не более 10 %. Угол наклона границы определяется с погрешностью не более 2°. Пунктиром показаны границы, определенные в результате инверсии, сплошной линией – непрерывная граница, аппроксимирующая их наилучшим образом.

Известно, что коллектор АВ₁ на Советском месторождении практически выработан и за-

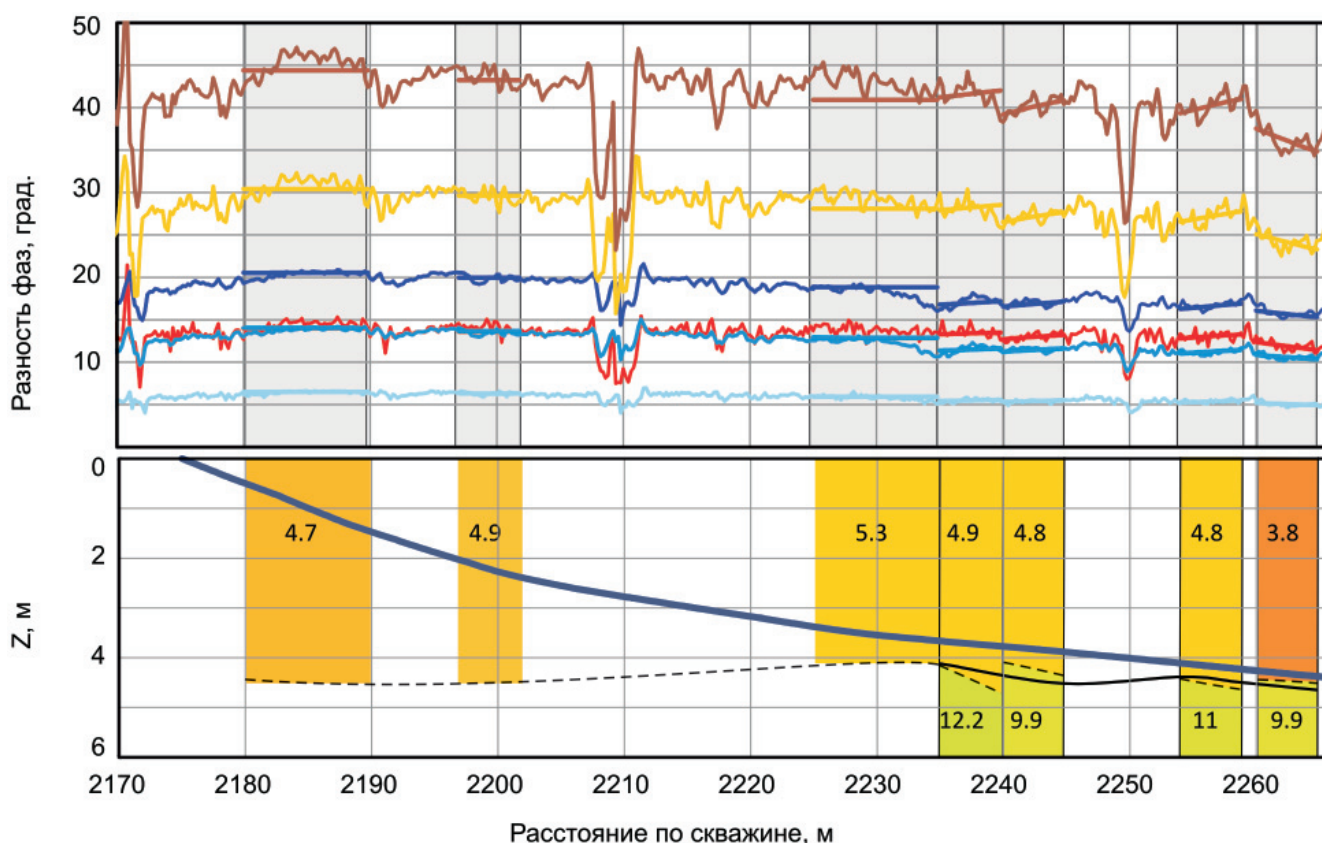


Рис. 2. Диаграммы измеренных и подобранных сигналов ВИК-ПБ (вверху) и геоэлектрическая модель, полученная в результате инверсии (внизу). Цвета кривых см. на рис. 1



полнен пресной техногенной водой от нагнетательных скважин. Нижняя часть АВ₁³⁻⁴, обладающая хорошими коллекторскими свойствами, к настоящему времени обводнена на 98 %. Однако верхняя часть пласта АВ₁^{1+2a}, именуемая «рябчиком» и обладающая пониженными фильтрационно-емкостными свойствами, содержит в себе около 55 % процентов остаточных извлекаемых запасов всего месторождения [4]. По результатам инверсии субгоризонтальный интервал скважины в основном проходит по верхней части коллектора, насыщение которой по полученным значениям УЭС (4,7–5,3 Ом·м) соответствует водонефтенасыщению. В конце интервала скважина приближается к породам повышенного УЭС (10–12 Ом·м), которые могут соответствовать хорошо проницаемой нижней части коллектора, обводненной пресной техногенной водой.

Выводы

Разработан комплекс программно-алгоритмических средств математического моделирования и численной инверсии электромагнитных полей в слоисто-однородных средах для зондов высокочастотного электромагнитного каротажа в процессе бурения. Рассмотрены особенности экспериментальных данных ВИК-ПБ, измеренных в горизонтальной скважине. Сравнение с данными стандартного метода ВИКИЗ показывает совпадение кажущихся сопротивлений с практической точностью. Результаты тестирования созданной программы численной инверсии на практических данных доказывают возможность успешного применения метода и аппаратуры ВИК-ПБ для оценки типа флюидонасыщения и решения задач геонавигации в терригенных коллекторах Западной Сибири.

Работа выполнена в рамках проекта № 27.7 «Комплексная технология изучения коллекторских свойств продуктивных пластов и повышения эффективности строительства скважин при освоении месторождений углеводородов» программы Президиума Российской академии наук № 27 «Фундаментальный базис инновационных технологий прогноза, оценки, добычи и глубокой комплексной переработки стратегического минерального сырья, необходимого для модернизации экономики России».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аксельрод, С. М. Каротаж в процессе бурения (по материалам американских публикаций) [Текст] / С. М. Аксельрод // Каротажник. – 2001. – № 85. – С. 103–121.
2. Аксельрод, С. М. Методы опережающей навигации при бурении горизонтальных скважин (по материалам зарубежной литературы)

[Текст] / С. М. Аксельрод // Каротажник. – 2012. – № 9(219). – С. 87–122.

3. Еремин, В. Н. Аппаратурно-методическое обеспечение электромагнитного каротажа в процессе бурения [Текст] / В. Н. Еремин, Ю. М. Волканин, А. В. Тарасов // Каротажник. – 2013. – № 226. – С. 62–69.

4. Кузнецова, Е. П. Оптимизация разработки низкопродуктивного терригенного пласта «рябчик» Советского месторождения [Текст] / Е. П. Кузнецова // Сб. докл. Шестой регион. науч.-техн. конф. молодых специалистов ОАО «ТомскНИПИнефть». – Томск: ТМЛ-Пресс, 2013. – С. 33–36.

5. Новый аппаратный комплекс геофизического каротажа СКЛ и программно-методические средства интерпретации EMF Pro [Текст] / М. И. Эпов, К. Н. Каюров, И. Н. Ельцов [и др.] // Бурение и нефть. – 2010. – № 2. – С. 16–19.

6. Решения V Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины [Текст]. – Тюмень, 1991. – 54 с.

7. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ. Методическое руководство [Текст] / Под ред. М. И. Эпова, Ю. Н. Антонова. – Новосибирск: НИЦ ОИГГМ СО РАН, 2000. – 121 с.

8. Химмельблау, Д. Прикладное нелинейное программирование [Текст] / Д. Химмельблау. – М.: Мир, 1975. – 536 с.

9. Effective electromagnetic log data interpretation in realistic reservoir models [Text] / M. I. Eпов, C. V. Suhorukova, V. N. Glinskikh [et al.] // Open Journal of Geology. – 2013. – Vol. 3, N 2B. – P. 81–86.

10. Meyer, W. H. Geosteering with a Combination of Extra Deep and Azimuthal Resistivity Tools [Electronic resource] / W. H. Meyer, E. Hart, K. Jensen // SPE Annual Conference and Exhibition. – Denver, Colorado. – 2008. – 21–24 September. – Paper SPE 115675-MS. – <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-115675-MS>.

11. New Directional Electromagnetic Tool for Proactive Geosteering and Accurate Formation Evaluation while [Electronic resource] / L. Q. Drilling, D. Omeragic, L. Chou [et al.] // SPWLA 46th Annual Logging Symposium. – 2005. – June 26–29. – Paper UU. – http://69.18.148.120/~media/Files/technical_papers/2005/2005uu.pdf.

12. Real-Time Interpretation of Formation Structure from Directional Measurements [Electronic resource] / D. Omeragic, T. Habashy, C. Esmersoy [et al.] // SPWLA 47th Annual Logging Symposium. – 2006. – June 4–7. – Paper SSS. – <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPWLA-2006-SSS>.

13. Geosteering Using Deep Resistivity Images from Azimuthal and Multiple Propagation Resistivity [Electronic resource] / W. D. Kennedy,



B. Corley, S. Painchaud [et al.] // SPWLA 50th Annual Logging Symposium. – 2009. – June 21–24. – <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPWLA-2009-64467>.

14. **Zhou, J.** LWD/MWD Resistivity Tool Parameters [Electronic resource] / J. Zhou // SPWLA Resistivity SIG Survey. – 2009. – April. – http://maxwelldynamics.com/resources/MWD_Resistivity_Survey_May09.pdf.

© М. И. Эпов, М. Н. Никитенко, К. В. Сухорукова,
В. Н. Глинских, В. Н. Еремин,
А. А. Горбатенко, М. А. Павлова, 2014

ЭПОВ Михаил Иванович

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (ИНГГ), директор, д. т. н., акад. РАН
E-mail: EpovMI@ipgg.sbras.ru

НИКИТЕНКО Марина Николаевна

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (ИНГГ), ст. науч. сотр., к. т. н.
E-mail: NikitenkoMN@ipgg.sbras.ru

СУХОРУКОВА Карина Владимировна

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (ИНГГ), ст. науч. сотр., к. т. н.
E-mail: SuhorukovaKV@ipgg.sbras.ru

ГЛИНСКИХ Вячеслав Николаевич

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (ИНГГ), зав. лабораторией, к. ф.-м. н.
E-mail: GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

ЕРЕМИН Виктор Николаевич

Научно-производственное предприятие геофизической аппаратуры «Луч», главный конструктор, к. т. н.
E-mail: contact@looch.ru

ГОРБАТЕНКО Алексей Александрович

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (ИНГГ), ведущий программист, аспирант
E-mail: GorbatenkoAA@ipgg.sbras.ru

ПАВЛОВА Мария Александровна

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (ИНГГ), науч. сотр., к. г.-м. н.
E-mail: PavlovaMA@ipgg.sbras.ru

ЕПОВ Mikhail, DSc, acad., Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia

E-mail: EpovMI@ipgg.sbras.ru

НИКИТЕНКО Marina, PhD, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia

E-mail: NikitenkoMN@ipgg.sbras.ru

СУХОРУКОВА Karina, PhD, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia

E-mail: SuhorukovaKV@ipgg.sbras.ru

ГЛИНСКИХ Vyacheslav, PhD, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia

E-mail: GlinskikhVN@ipgg.sbras.ru

ЕРЕМИН Viktor, PhD, Scientific Production Enterprise of Geophysical Equipment «Looch», Novosibirsk, Russia

E-mail: contact@looch.ru

ГОРБАТЕНКО Aleksei, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia

E-mail: GorbatenkoAA@ipgg.sbras.ru

ПАВЛОВА Maria, PhD, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia

E-mail: PavlovaMA@ipgg.sbras.ru