

Геоэлектрические модели нижнемеловых отложений Широтного Приобья по результатам многопластовой инверсии данных электрокаротажа

М.И. Эпов^{1,2}, С.А. Примаков¹, К.В. Сухорукова^{1*}, Д.С. Лежнин²

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия

²АО «СНИИГГиМС», Новосибирск, Россия

В статье рассматриваются результаты применения многопластового подхода к количественной интерпретации данных электрического и индукционного каротажа в вертикальных скважинах для оценки свойств коллекторов ачимовской толщи месторождений центральной части Западной Сибири. Интерпретация электрокаротажных данных по традиционным методикам часто приводит к ошибкам оценки нефтенасыщения тонких коллекторов из-за сложных форм диаграмм кажущегося сопротивления, на которое значительно влияют зоны проникновения и вмещающие пласты, контрастные по удельному электрическому сопротивлению с неизменной частью проницаемого пласта. В Институте нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН развивается подход, который базируется на численной совместной многопластовой инверсии сигналов комплекса гальванических и индукционных зондов в классе 2D геоэлектрических моделей. Расчет сигналов проводится верифицированным конечно-элементным алгоритмом. При этом естественным образом учитываются изменение диаметра скважины и сопротивления бурового раствора, радиальное и вертикальное распределение электрофизических свойств пластов разреза, разная чувствительность сигналов к разным элементам окружающей прибор среды и конструктивные параметры наиболее распространенных российских электрокаротажных приборов. Подход апробирован на данных каротажа, предоставленных в рамках соглашения с АО «СНИИГГиМС». Построены геоэлектрические модели нижнемеловых отложений, типичные примеры которых приведены в статье.

Ключевые слова: двумерная геоэлектрическая модель, совместная многопластовая численная инверсия, боковое каротажное зондирование, боковой каротаж, индукционный каротаж, нижнемеловые коллекторы, ачимовские отложения

Для цитирования: Эпов М.И., Примаков С.А., Сухорукова К.В., Лежнин Д.С. (2024). Геоэлектрические модели нижнемеловых отложений Широтного Приобья по результатам многопластовой инверсии данных электрокаротажа. *Георесурсы*, 26(4), с. 153–162. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.4.19>

Введение

Цель исследования: развитие методики совместной многопластовой инверсии данных электрокаротажа на базе конечно-элементных алгоритмов решения прямых задач и их экспресс-аналогов. Задачи исследования: оценка возможностей совместной многопластовой инверсии данных российского электрокаротажа в классе двумерных осесимметричных геоэлектрических моделей на примере нижнемеловых разрезов Западной Сибири и расширение практики применения такой инверсии при изучении сложнопостроенных разрезов.

Большая часть крупных месторождений Западной Сибири была открыта более чем полвека назад. В 2006 году О.Б. Брагинским (Брагинский, 2006) отмечалось, что мощные залежи нефти уже существенно выработаны и обводнены, основные нефтегазовые месторождения вышли на поздние стадии разработки, а открываемые месторождения содержат меньше запасов или находятся в труднодоступных районах. Для пролонгации работы эксплуатационных скважин в условиях истощения мощных коллекторов все актуальнее становится уточнение свойств коллекторов небольшой толщины или слоистого строения, которые ранее детально не исследовались вследствие сложности оценки их продуктивности по данным геофизических исследований скважин (ГИС). К таким отложениям относится, например, ачимовская толща.

При том, что за несколько десятков лет разработки месторождений накоплен значительный массив материалов ГИС и данных о продуктивности коллекторов,

* Ответственный автор: Карина Владимировна Сухорукова
e-mail: c@emf.ru, suhorukkv@gmail.com

© 2024 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

нижнемеловые отложения остаются сложно прогнозируемыми (Дручин, 2019). Например, на Кочевском месторождении запасы ачимовских пластов оцениваются как более 63% от начальных извлекаемых запасов, но притоки из них обводнены, дебиты нефти низкие (менее 7 т/сут). На Имилорском месторождении на эти коллекторы приходится более 50% запасов, но первые попытки их эксплуатации не оправдали ожиданий. На Тевлинско-Русскинском месторождении из нижнемеловых отложений отобрано всего 8% извлекаемых запасов. Интерес к ачимовской толще повышается с 2011 г. после уточнения ее геологической модели и вскрытия целевых интервалов горизонтальными скважинами, в результате чего удается повышать средние дебиты нефти (Терехин, Нанишвили, 2023).

Отложения ачимовской толщи сложены переслаивающимися песчано-алевритно-глинистыми породами, достаточно контрастными по физическим свойствам. Толща не выдержана по площади и разрезу, ее нижняя граница прослеживается почти четко, а верхняя определяется степенью развития песчаной фации. Общая толщина ачимовской толщи может составлять от десятков до более сотни метров, в нее входят продуктивные пласты группы БС₁₆₋₂₂ (Карогодин и др., 1996). Породы-коллекторы по структуре и составу обломочного материала мало отличаются друг от друга, что свидетельствует об их близком седиментогенезе (Сметанин и др., 2006). Считается, что формирование толщи происходило в периферийных частях морского палеошельфа, в зоне его перехода к более погруженным частям моря. Породы-коллекторы представлены в основном мелкозернистыми песчаниками, алевритистыми, с алевропсаммитовой и псаммоалевритовой структурой. Слоистость пород прерывистая и пологоволнистая. Реже встречаются песчаники с массивным строением в виде прослоев прерывисто-линзовидной формы в глинистых разностях.

Залежи в пластах ачимовского комплекса являются пластовыми сводовыми с литологическими ограничениями и характеризуются невысокой продуктивностью. Для песчаников и алевролитов в нижней части разреза ачимовской толщи (пласты БС₂₂–БС₁₈₋₁₉) характерно развитие структур внедрения и соприкосновения, снижающих фильтрационные свойства коллекторов (Сметанин и др., 2006). Пласты толщи неоднородные по разрезу и невыдержанные по простиранию, с низкими в среднем фильтрационно-емкостными характеристиками: открытая пористость составляет 16–17%, проницаемость не превышает 0.01 мкм². Глинистые отложения покровов, перекрывающих коллекторы, – сходного вещественного состава, представлены глинами тонко отмученными с прослоями алевrolита мелкозернистого. Текстура пород слоистая. Основная глинистая масса сложена хлоритом и гидрослюда с примесью каолинита.

Сложное строение ачимовских отложений определяет сильный контраст электрофизических свойств, что при небольшой толщине коллектора может значительно искажать пластовое значение кажущегося сопротивления по данным электрокаротажа и тем самым снижать надежность оценки нефтенасыщения. Поэтому, для получения более реалистичного значения удельного электрического сопротивления ($U_{ЭС}$) неизменной части

проницаемых интервалов, данные электрокаротажа необходимо подвергать численной инверсии на базе адекватных по строению геоэлектрических моделей. В Институте нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (ИНГГ СО РАН) развивается подход, основанный на численной совместной многопластовой инверсии сигналов комплекса гальванических и индукционных зондов в классе двумерных геоэлектрических моделей. Подход апробирован на архивных и современных материалах из десятков скважин в рамках соглашения с АО «СНИИГГиМС». В процессе работы с практическими данными совершенствуются методика и программное обеспечение инверсии и расширяется набор модификаций электрокаротажной аппаратуры, для которых известны параметры приборов и зондов, необходимые для расчета сигналов.

Численная совместная многопластовая инверсия данных электрокаротажа

Стандартный метод оценки насыщения пласта-коллектора состоит в пересчете $U_{ЭС}$ коллектора в соотношение нефти и воды по зависимостям, установленным для пород-коллекторов по результатам лабораторного исследования кернового материала (Дахнов, 1982; Ellis, Singer, 2007). При этом в геофизической практике в качестве оценки $U_{ЭС}$ коллектора берутся значения кажущегося сопротивления по данным низкочастотного зонда индукционного каротажа (или одного из зондов высокочастотного каротажа), а в результатах интерпретации архивных материалов – по данным стандартного градиент-зонда (A2.0M0.5N). Но на эти значения сильно влияют свойства зоны проникновения – прискважинной зоны, промытой фильтратом бурового раствора и вследствие этого довольно высокоомной, а главное – влияют свойства вмещающих пород и прослоев внутри коллектора, контрастных с ним по значению $U_{ЭС}$ (Епов et al., 2020; Сухорукова и др., 2020).

По указанным выше причинам для оценки нефте содержания коллекторов небольшой толщины в таких тонкослоистых отложениях применяется следующий подход. Расчеты фильтрационно-емкостных свойств проводятся по традиционной методике, на основе анализа данных плотностного и интегрального гамма-каротажа, потенциала самополяризации, нейтронного и акустического каротажа. Для оценки насыщения берется значение $U_{ЭС}$ коллектора, определенное в результате численной совместной инверсии данных комплекса методов электрокаротажа: бокового каротажного зондирования (БКЗ), фокусированного бокового каротажа (БК), низкочастотного индукционного каротажа (ИК) и электромагнитного каротажа (ВЭМКЗ, ВИКИЗ). Численная инверсия проводится в классе двумерных осесимметричных геоэлектрических моделей (Епов et al., 2020). Модели состоят из 1) однородных анизотропных блоков породы, разделенных горизонтальными границами пластов и коаксиальными цилиндрическими границами измененных бурением зон в проницаемых пластах, 2) скважины с изменяющимся диаметром и $U_{ЭС}$ бурового раствора и 3) соосного скважине прибора с конкретным диаметром корпуса и конструктивными элементами электрокаротажных зондов.

При отсутствии данных ВикиЗ для инверсии выбирается комплекс методов БКЗ, БК и ИК. Метод БКЗ обеспечивает зондирование вглубь пласта и является основным методом для определения УЭС неизменной части коллектора и характеристик зоны проникновения (ЗП) фильтрата бурового раствора. Данными единичных зондов БК и ИК в рамках изорезистивной методики дополняют данные БКЗ в случае влияния вмещающих пород на сигналы длинных градиент-зондов. Эти три метода реализованы, например, в широко применяемом в России каротажном приборе K1A-723M производства компании НПФ «Геофизика» (с 2016 г. НПО «Геопром»).

При численной инверсии сигналов в классе двумерной (многопластовой) модели подбирается их изменение вдоль скважины в каждой точке измерения. При таком подходе автоматически обеспечивается учет контраста УЭС пород, небольших толщин пластов и радиального изменения в прискважинной зоне, обусловленного фильтрацией бурового раствора. Кроме того, расширяется набор электрофизических параметров из-за влияния электрической анизотропии на сигналы градиент-зондов и диэлектрической поляризации на сигналы электромагнитного каротажа. И анизотропия, и поляризация определяются особенностями микроструктуры и минерального состава скелета и порового пространства пород. Для точного подбора сигналов электрокаротажа также требуется задание конструктивных особенностей каротажных зондов, диаметра скважины и УЭС бурового раствора.

Многопластовый подход к интерпретации данных электрокаротажа в сложнопостроенных разрезах разрабатывается и применяется и для индукционных, и для гальванических методов всеми ведущими геофизическими компаниями и отдельными исследователями. Программы и программные комплексы для двумерного численного моделирования и инверсии описаны в статьях (например, Tabarovsky, Rabinovich, 1996; Кнеллер, Потапов, 2010; Alpak et al., 2008; Ulugergerli, 2011; Jarzyna et al., 2016; Книжнерман и др., 2017; Нечаев, Глинских, 2017; Domnikov et al., 2019). Примеры применения подхода на основе точного или приближенного численного решения прямых задач к совместной интерпретации практических данных разных российских методов электрокаротажа описано в небольшом ряде исследовательских статей (Frenkel et al., 1997; Кнеллер и др., 2004; Кнеллер, Потапов, 2010; Глинских, 2015; Mikhaylov et al., 2017). Однако в силу разных причин практическое применение оказалось ограниченным единичными примерами.

В отличие от изорезистивной методики, при двумерной инверсии нет необходимости “дополнять” кривую зондирования БКЗ отсчетами сигналов других единичных зондов (например, БК и ИК), потому что влияние вмещающих пород учитывается в самой базовой модели. Однако опыт инверсии практических данных приводит к выводу о достаточно большом разнообразии удовлетворяющих сигналам БКЗ сочетаниям параметров пластов (УЭС пласта, толщины и УЭС зоны проникновения) в тех случаях, когда нет априорных данных о возможном радиальном распределении УЭС в проницаемых пластах. И в этом случае, как оказалось, добавление данных БК и ИК существенно снижает эквивалентность параметров геоэлектрической модели, при условии их кондиционности

и одновременности измерения с данными БКЗ, то есть при условии одного и того же состояния окружающей прибор среды.

Добавление сигнала БК повышает чувствительность к УЭС прискважинной зоны и параметрам тонких пластов, в отношении которых сигналы БКЗ характеризует большая область эквивалентности. Сигнал низкочастотного зонда ИК чувствителен к неизменной части пласта с более низким, чем в зоне проникновения, значением УЭС, в результате при совместной инверсии сигналов ИК с данными БКЗ более точно подбирается УЭС самого коллектора, которое необходимо для оценки нефтесодержания. Кроме того, комплексирование данных постоянного тока с данными ИК исключает артефакты в виде низкоомных прослоев под высокоомными пластами, возникающие при искажениях сигналов БКЗ в зонах экранирования. В результате при совместной инверсии данных этих методов определяется геоэлектрическая модель, в которой учитывается влияние тонких пластов и более точно подбирается УЭС неизменной части коллекторов.

В данной статье для численной инверсии сигналов электрокаротажа в классе двумерных геоэлектрических моделей (2D модели) применялся программный комплекс моделирования и инверсии AlondraWL, разработанный к.ф.-м.н. Нечаевым О.В. (ИНГГ СО РАН). Принцип работы алгоритмов моделирования методом конечных элементов и инверсии описан в статьях (Нечаев, Глинских, 2017, 2018), методика инверсии практических данных электрокаротажа приведена в статье (Петров и др., 2019). Ускорение расчетов достигается применением нейросетевых экспресс-аналогов программ моделирования сигналов (Петров и др., 2021), разработанных для конкретных приборов, конструктивные параметры которых доступны.

Оценка фильтрационно-емкостных свойств и коэффициента насыщения проводилась в программном комплексе «Геопоиск» по зависимостям, основанным на результатах петрофизического анализа керна (Сметанин и др., 2006) и корреляции параметров, измеренных на керне и оцененных по данным ГИС. Коэффициент пористости K_p линейно зависит от нормированного потенциала самополяризации, коэффициент нефтегазонасыщенности K_n рассчитывается по стандартной методике с использованием зависимостей параметра насыщения P_n от содержания пластовой воды K_v и от УЭС пласта ρ_p . Коэффициенты, определяющие петрофизические зависимости, получены при лабораторном исследовании керна, их публикация не предполагалась по условиям предоставления практических данных каротажа.

В представленных ниже примерах кроме результатов двумерной инверсии приведены значения коэффициента насыщения, рассчитанного по значениям определенных УЭС пластов-коллекторов, а также, для сравнения, – по пластовым отсчетам кажущегося сопротивления по данным однозондового индукционного каротажа и стандартного градиент-зонда A2.0M0.5N.

Многопластовые геоэлектрические модели нижнемеловых разрезов

Как отмечалось ранее, в условиях разреза с электрически контрастными пластами небольшой толщины по диаграммам кажущегося сопротивления БКЗ и однозондового

ИК трудно снять пластовые отсчеты для инверсии кривых зондирования. В этом случае необходим подбор не пластовых отсчетов, а значений сигналов, изменяющихся вдоль скважины. Пространственное распределение УЭС пластов разреза считается подобранным при условии, что все участвующие в совместной инверсии измеренные сигналы зондов электрокаротажа отличаются от рассчитанных в подобранной модели в среднем не более, чем на погрешность измерения. При этом превышение погрешности может наблюдаться для сигналов отдельных зондов в участках их неувязки по глубине с остальными сигналами или при излишней сглаженности, которая могла возникнуть при не указанной в исходных материалах предобработке.

Пример на рис. 1 иллюстрирует результат применения двумерной инверсии к практическим данным на интервале пласта БС₁₆ в вертикальной скважине одного из месторождений Широкого Приобья. Горизонтальные линии отмечают границы пластов с разным УЭС, подбираемые сигналы электрокаротажа показаны на треках 3–5 пунктирными линиями, рассчитанные в определенной геоэлектрической модели сигналы – сплошными линиями.

Толщины отдельных пластов составляют несколько десятков сантиметров, коллекторы выделены по данным микрозондов и бокового каротажа. Сигналы, как можно увидеть на рисунке, подобраны с погрешностью не более 10%. Среднее в интервале подбора значение модуля разности рассчитанных и измеренных значений составляет 0.5–1.0 Ом·м для сигналов зондов А0.4М0.1N, А2.0М0.5N, А4.0М0.5N, N0.5М2.0А и БК, 1.3 Ом·м для А1.0М0.1N и 3.5 мСм/м для сигнала ИК, а относительно измеренных сигналов – от 3.4 до 8.4% (табл. 1).

Сравнение значений УЭС проницаемых пластов со значениями кажущегося сопротивления по данным «стандартного» зонда А2.0М0.5N ($\rho_{к\text{ КС}}$) и зонда ИК ($\rho_{к\text{ ИК}}$) показывает возможные следствия расчета коэффициента насыщения по оценке УЭС по данным единичных зондов, что является основным подходом во многих компаниях. Значения УЭС пластов небольшой толщины, определенные в результате двумерной инверсии, местами совпадают с кажущимся УЭС по какому-то зонду, но предположить, в которых именно пластах это совпадение случится, оказывается трудно. Например, в интервале $\times\times 88\text{--}\times\times 91$ м УЭС в геоэлектрической модели $\rho_{к\text{ ИК}}$ и $\rho_{к\text{ КС}}$, превышает

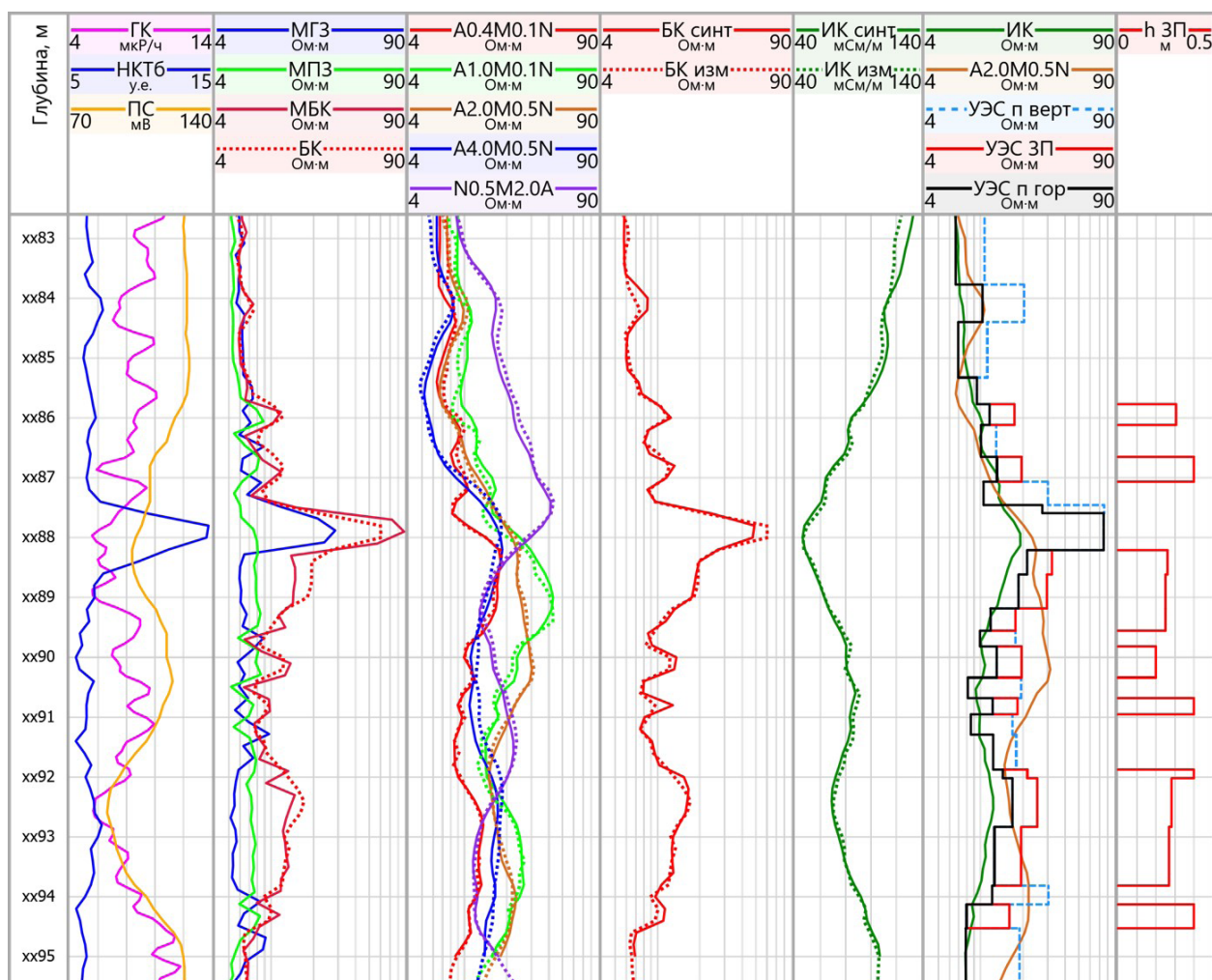


Рис. 1. Пример подбора сигналов БКЗ, БК и ИК в интервале пласта БС₁₆. Диаграммы, слева направо: ГК, ННКт, ПС; кажущееся сопротивление по данным БК и микрозондов; кажущееся сопротивление по данным БКЗ; кажущееся сопротивление по данным ИК; кажущаяся электропроводность по данным БКЗ; УЭС ЗП и пласта (вертикальное и горизонтальное) с данными ИК и стандартного градиент-зонда; толщина ЗП. Измеренные сигналы БКЗ, ИК и БК – пунктирные линии; рассчитанные в подобранной модели – сплошные линии. УЭС глинистого бурового раствора 1.1 Ом·м, номинальный диаметр скважины 0.216 м, толщина глинистой корки 3–5 мм

Разность	Зонд						
	A0.4M0.1N	A1.0M0.1N	A2.0M0.5N	A4.0M0.5N	N0.5M2.0A	БК	ИК
Абсолютная, Ом·м (БКЗ, БК), см/м (ИК)	0.5	1.3	0.6	1.0	0.9	0.9	3.5
Относительная, %	5.8	7.7	4.0	8.4	5.3	6.1	3.4

Табл. 1. Средний модуль разности рассчитанных и измеренных сигналов

на треть отсчеты по данным ИК при том же изменении с глубиной, но не достигает отсчетов по данным градиент-зонда.

Причиной искажения оценки УЭС пласта небольшой толщины по данным ИК является осреднение отклика довольно большой области среды, определяемой низкой частотой генерируемого зондом электромагнитного поля, и невысокая чувствительность к высокоомным элементам разреза, вследствие чего сигнал сильно зависит от низкоомных вмещающих глинистых пород. На сигнал градиент-зонда влияют высокоомный пласт даже очень небольшой толщины (менее шага представления данных по глубине), вертикальное УЭС слоистых отложений и параметры скважины.

Пример измеренных на интервале пласта БС₁₇ и подобранных сигналов, а также полученной в результате инверсии модели приведен на рис. 2. Толщина отдельных проницаемых пластов в верхней части представленного

интервала составляет около 0.6–0.7 м, они разделяются и перекрываются более электропроводящими глинистыми отложениями. Небольшая толщина глинистых и песчаных пластов приводит к сглаженности сигналов ПС, ИК и БКЗ, а определить положение их границ довольно сложно даже по данным электрического микрокаротажа.

При численной инверсии сигналов БКЗ, БК и ИК в рассматриваемом интервале определяется модель с зонами проникновения толщиной от 0.4 до 0.6 м с УЭС 14–20 Ом·м, УЭС неизменных частей пластов определяются около 10 Ом·м. Примерно такая же глубина проникновения определяется в двух пластах песчаника большей толщины (××37.3–××39.6 и ××41.8–××43.2 м), а значения УЭС ЗП составляют 12–15 Ом·м в первом из них и от 10 до 16 Ом·м – во втором. УЭС ЗП в среднем тем меньше, чем выше гамма-активность, т.е. чем больше глинистость частей пластов. С увеличением глинистости также уменьшается и УЭС неизменных частей пластов:

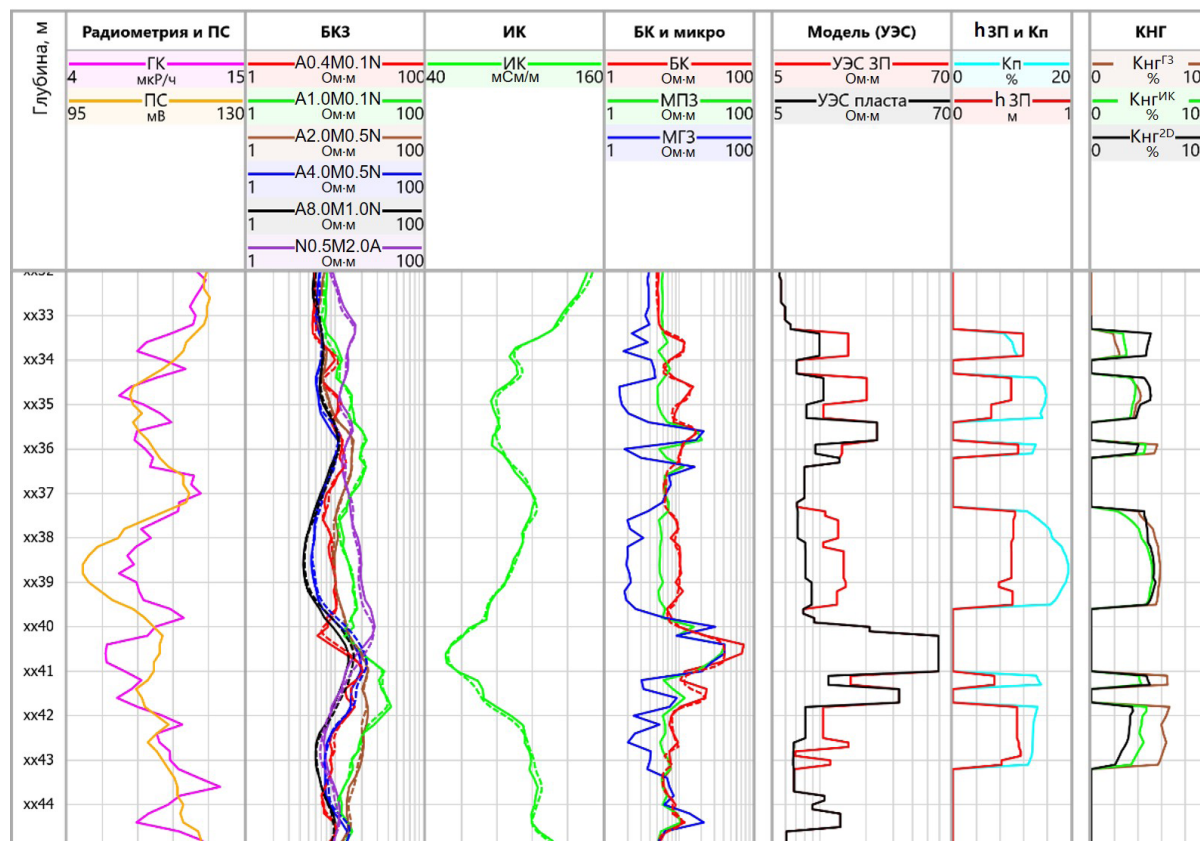


Рис. 2. Пример подбора сигналов БКЗ, БК и ИК в интервале пласта БС₁₇. Диаграммы, слева направо: ГК, ПС; кажущееся сопротивление по данным БКЗ; кажущаяся электропроводность по данным ИК; кажущееся сопротивление по данным БК и микрозондов; УЭС ЗП и пласта; толщина ЗП (h ЗП) и пористость (К_п); коэффициент насыщения, рассчитанный по определенному УЭС пласта (К_{н2}^{2D}), данным ИК (К_{н2}^{ИК}) и стандартного градиент-зонда А2М0.5N (К_{н2}^{ГЗ}). Измеренные сигналы БКЗ, ИК и БК – пунктирные линии; рассчитанные в подобранной модели – сплошные линии. УЭС глинистого бурового раствора 0.7 Ом·м, номинальный диаметр скважины 0.216 м, толщина глинистой корки 2–3 мм

от 7 до 9 Ом·м сверху вниз в первом пласте и от 8 до 7 Ом·м в том же направлении во втором.

В представленном на рис. 2 примере значения коэффициента насыщения, рассчитанного по значениям УЭС пластов-коллекторов в определенной геоэлектрической модели ($K_{нг}^{2D}$) и по пластовым отсчетам кажущегося сопротивления по данным однозондового индукционного каротажа ($K_{нг}^{ИК}$) и стандартного градиент-зонда А2.0М0.5N ($K_{нг}^{ГЗ}$), достаточно близки в мощном пласте ($\times \times 37.3 - \times \times 39.6$ м). Причем по двум последним характеристикам нефтенасыщенность снижается к кровле этого пласта до 20 и 40% по сравнению с 52 и 58% в его середине, что противоречит гравитационному распределению нефти в коллекторах, а значения $K_{нг}^{2D}$ немногим меньше в кровле, чем в середине этого пласта (около 46% по сравнению с 53% в середине). Отметим, что причиной подобного снижения оценки нефтенасыщенности в кровельной части пласта может быть неучет электропроводности глинистого компонента: глинистость снижает УЭС как неизменной части, так и зоны проникновения. И это снижение в полученной геоэлектрической модели соответствует увеличению глинистости по данным ГК.

Важность выбора геоэлектрической модели, адекватной сложному строению отложений, особенно видна в трех верхних пластах толщиной от 0.3 до 1.0 м (рис. 2, глубина $\times \times 33.3 - \times \times 36.2$ м). Значения $K_{нг}^{ИК}$ и $K_{нг}^{ГЗ}$ возрастают от верхнего пласта к нижнему, в то время как $K_{нг}^{2D}$ по модели, наоборот, возрастает от нижнего к верхнему, а его значение в самом верхнем пласте выше на 20–25%, чем рассчитанное по данным ИК. То есть оценка насыщения по значениям УЭС пластов, определенным при двумерной инверсии, в большей степени соответствует гравитационному распределению, чем оценки по кажущимся характеристикам сигналов единичных градиент-зонда или зонда ИК. В нижнем пласте ($\times \times 41.8 - \times \times 43.1$ м) значения $K_{нг}^{2D}$ много ниже, чем $K_{нг}^{ГЗ}$, что объясняется сильным влиянием на сигнал зонда А2.0М0.5N перекрывающего высокоомного пласта.

В примере на рис. 3 толщины коллекторов достаточно большие – 4 и 8 м, и влияние вмещающих отложений не является настолько сильным, как в предыдущих случаях. Сигналы БКЗ и БК хорошо соответствуют рассчитанным в подобранной при инверсии модели, за исключением зонда А4.0М0.5N, записанного в этой скважине с низким

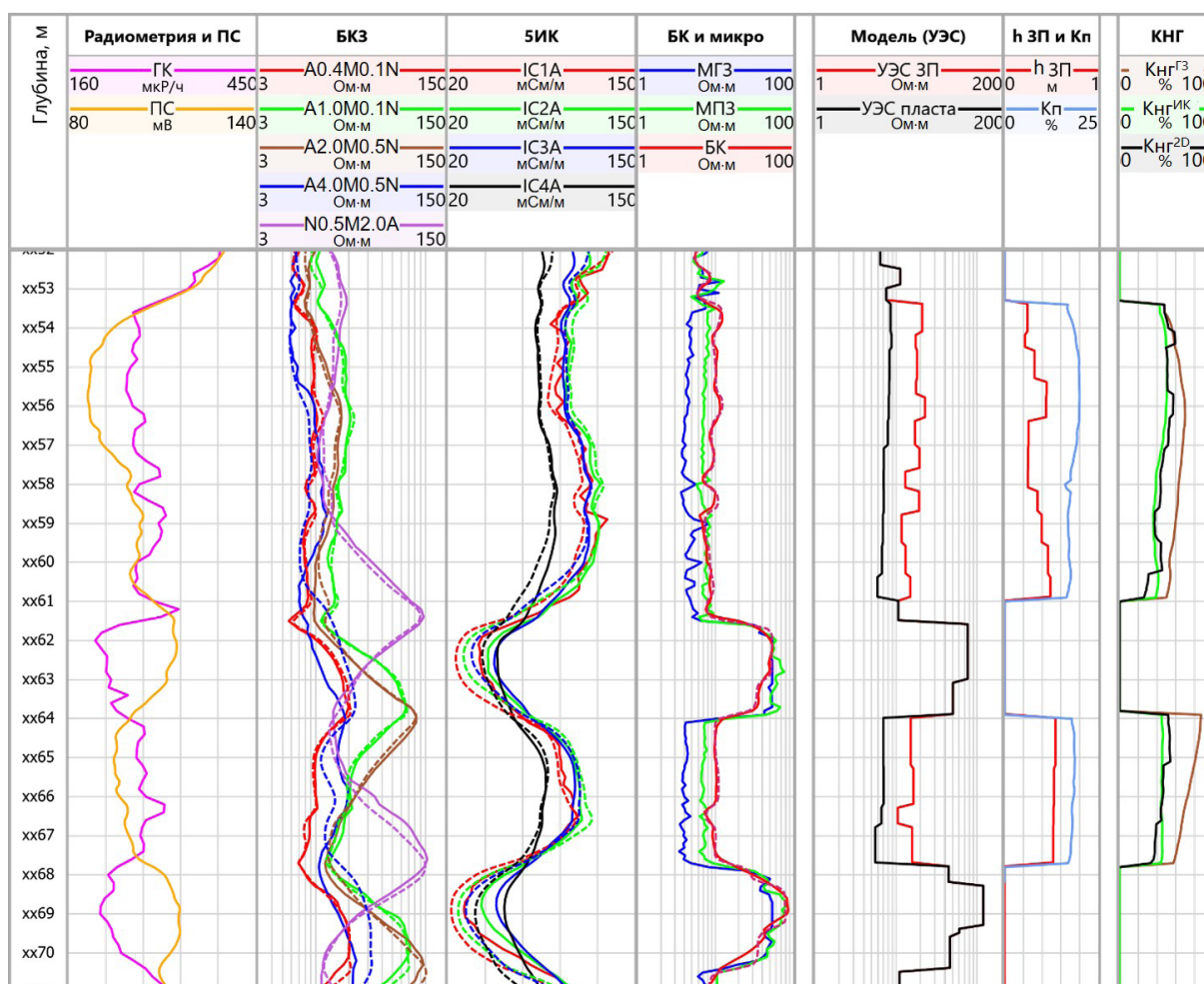


Рис. 3. Пример подбора сигналов БКЗ, БК и 4ИК в интервале пласта БС₁₈. Диаграммы, слева направо: ГК, ПС; кажущееся сопротивление по данным БКЗ; кажущаяся электропроводность по данным многозондового ИК; кажущееся сопротивление по данным БК и микрозондов; УЭС 3П и пласта; толщина 3П (h 3П) и пористость (K_p); коэффициент насыщения, рассчитанный по определенному УЭС пласта ($K_{нг}^{2D}$), данным ИК ($K_{нг}^{ИК}$) и стандартного градиент-зонда А2.0М0.5N ($K_{нг}^{ГЗ}$). Измеренные сигналы БКЗ, ИК и БК – пунктирные линии; рассчитанные в подобранной модели – сплошные линии. УЭС глинистого бурового раствора 0.7 Ом·м, номинальный диаметр скважины 0.216 м, толщина глинистой корки 2–3 мм

качеством. Практические сигналы 4ИК хорошо подобраны в интервалах коллекторов, но плохо – в высокоомных пластах, что может быть связано с особенностями калибровки зондов.

Значение $K_{\text{нг}}^{2D}$ в мощных коллекторах с плавным изменением УЭС с глубиной с практической точностью совпадает с $K_{\text{нг}}^{\text{ИК}}$, но ниже чем $K_{\text{нг}}^{\text{ГЗ}}$. Значение $K_{\text{нг}}^{\text{ИК}}$ рассчитано по данным длинного зонда прибора 4ИК. Этот пример также иллюстрирует, насколько сильно даже в мощном коллекторе может быть искажена оценка нефтенасыщения по сигналу единичного градиент-зонда, на который влияет находящийся выше ($\times \times 61.5$ – $\times \times 64$ м) высокоомный пласт: оценка $K_{\text{нг}}^{\text{ГЗ}}$ более чем в 1.5 раза завышена по сравнению с $K_{\text{нг}}^{2D}$ и $K_{\text{нг}}^{\text{ИК}}$. В верхнем коллекторе оценка $K_{\text{нг}}^{\text{ГЗ}}$ также оказывается выше, чем $K_{\text{нг}}^{\text{ИК}}$ и $K_{\text{нг}}^{2D}$ из-за влияния на сигнал градиент-зонда контрастной по УЭС зоны проникновения.

Таким образом, в мощных пластах УЭС коллекторов, небольшое по сравнению с УЭС ЗП, соответствует данным ИК. Построение 2D геоэлектрической модели в этом случае может быть полезно для выявления небольших локальных изменений в строении коллектора: глубина проникновения и сопротивление в измененной зоне

отражают фильтрационно-емкостные свойства прослоев коллектора.

Представленный на рис. 4 интервал характеризуется сложным строением: частое переслаивание песчано-глинистых пород хорошо видно на диаграммах электрического микрокаротажа. Значения сигналов БКЗ и БК, рассчитанных в подобранной модели, с хорошей точностью совпадают со значениями измеренных сигналов. Сигнал ИК подбирается не полностью, с ошибкой 4–14 мС/м, что в пересчете в кажущееся УЭС соответствует 0.4–0.9 Ом·м. По результатам совместной инверсии незначительно уточнены значения сопротивления проницаемых прослоев слоистых песчано-глинистых отложений и коэффициент их нефтенасыщения. Следует отметить, что ограничение набора данных БКЗ четырьмя градиент-зондами уменьшает надежность определяемых параметров модели по сравнению с предыдущими примерами. В результате инверсии оценка нефтенасыщения в тонких коллекторах в нижней половине представленного интервала оказывается ниже, чем по данным зондов ИК и А2.0М0.5N, однако уточнение содержания полезного флюида даже в меньшую сторону может быть полезным для планирования дальнейших работ на скважине.

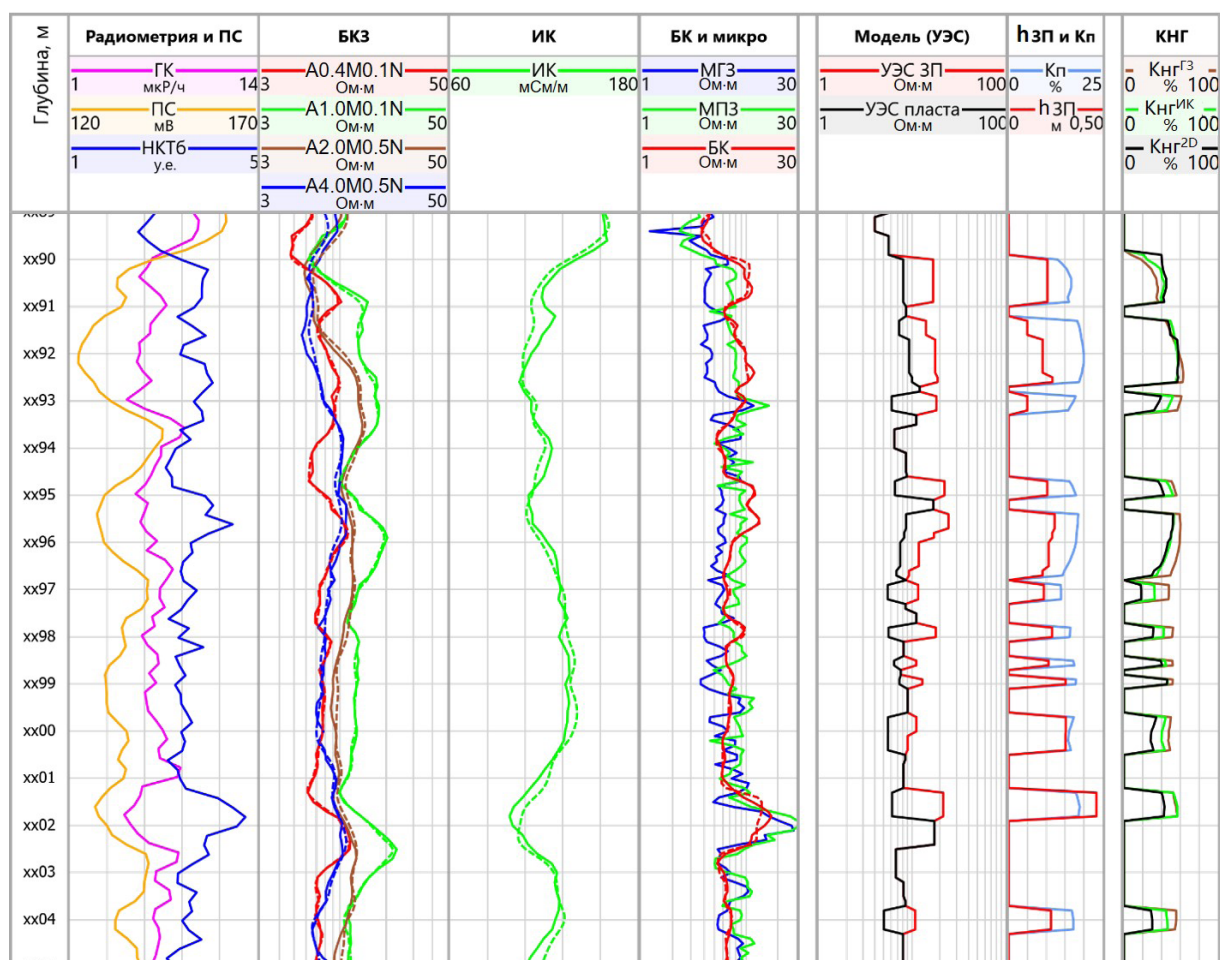


Рис. 4. Пример подбора сигналов БКЗ, БК и 4ИК в интервале пласта БС₂₀. Диаграммы, слева направо: ГК, ПС; кажущееся сопротивление по данным БКЗ; кажущаяся электропроводность по данным многозондового ИК; кажущееся сопротивление по данным БК и микрозондов; УЭС ЗП и пласта; толщина ЗП ($h_{\text{ЗП}}$) и пористость ($K_{\text{п}}$); коэффициент насыщения, рассчитанный по определенному УЭС пласта ($K_{\text{нг}}^{2D}$), данным ИК ($K_{\text{нг}}^{\text{ИК}}$) и стандартного градиент-зонда А2.0М0.5N ($K_{\text{нг}}^{\text{ГЗ}}$). Измеренные сигналы БКЗ, ИК и БК – пунктирные линии; рассчитанные в подобранной модели – сплошные линии. УЭС глинистого бурового раствора 0.6 Ом·м, номинальный диаметр скважины 0.216 м, толщина глинистой корки 2–3 мм

Результаты и выводы

В результате исследования по данным комплекса методов скважинной электротометрии в нескольких скважинах определены электрофизические характеристики ачимовских пластов-коллекторов. Значения УЭС коллекторов подобраны в классе многопластовых двумерных геоэлектрических моделей с применением численной инверсии практических данных комплекса электрокаротажных методов (БКЗ, БК, ИК).

Определяемые в многопластовой геоэлектрической модели значения УЭС коллекторов и их коэффициента нефтенасыщения близки со значениями кажущегося УЭС и K_n по данным ИК в мощных однородных пластах без электрически контрастных прослоев и вмещающих отложений, но в тонких пластах слоистых коллекторов приводят к значениям K_n , в большей степени соответствующим гравитационному распределению нефти и пластовой воды.

Следует отметить, что на значение рассчитанного коэффициента нефтенасыщения влияет традиционный способ поточечного расчета пористости. Скорее всего, при аналогичном описанному многопластовом подходе к интерпретации данных ПС и радиоактивного каротажа оценки K_n были бы более обоснованными.

Таким образом, совместная многопластовая инверсия данных электрокаротажа на базе конечно-элементных алгоритмов решения прямых задач и их экспресс-аналогов позволяет уточнять электрофизические параметры отложений и повышает надежность оценки насыщения коллекторов небольшой толщины в сложнопостроенных нижнемеловых разрезах Западной Сибири.

Финансирование/Благодарности

Исследование выполнено при финансовой поддержке проекта ПФНИ FWZZ-2022-0026 «Инновационные аспекты электродинамики в задачах разведочной и промысловой геофизики». Архивные материалы ГИС представлены в рамках соглашения с ОАО «СНИИГГиМС».

Авторы выражают благодарность рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

- Брагинский О.Б. (2006). Нефтегазовый комплекс мира. М: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. 640 с. https://www.gubkin.ru/faculty/humanities/chairs_and_departments/country_political_history/study/publications/Braginsky.pdf
- Глинских В.Н. (2015). Экспресс-моделирование данных электромагнитного каротажа и реконструкция электрофизических параметров пространственно неоднородных коллекторов. Дис. ... докт. физ.-мат. наук. Новосибирск, 245 с. <http://www.ipgg.sbras.ru/ru/science/publications/thesis-ekspressmodelirovanie-dannykh-elektromagnitnogo-2015-044923>
- Дажнов В.Н. (1982). Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М: Недра, 448 с. <https://www.geokniga.org/books/2654>
- Дручин В.С. (2019). Уточнение геологического строения неантиклинальных залежей нефти на месторождениях Широкого Приобья на основе концептуальных моделей. Дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Тюмень: ТИУ, 149 с. <https://www.geokniga.org/books/33655>
- Карогодин Ю.Н., Ершов С.В., Сафонов В.С., Ефремов И.Ф., Манугян П., Овердал Ф., Валасек Д., Потапов А.М., Коньшев А.И., Кузнецов В.И., Разяпов Р.К. (1996). Приобская нефтеносная зона Западной Сибири: Системно-литологический аспект. Науч. ред. акад. А.А. Трофимук. Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГТМ, 252 с. <https://www.geokniga.org/books/16844>

Кнеллер Л.Е., Гарифуллин А.С., Потапов А.П. (2004). Универсальное программное обеспечение интерпретации материалов ГИС на основе математического моделирования. *Проблемы разработки и эксплуатации нефтяных месторождений: Межвузовский сб. науч. тр.* Уфа: Изд-во УГНТУ, с. 311–322.

Кнеллер Л.Е., Потапов А.П. (2010). Определение удельного электрического сопротивления пластов при радиальной и вертикальной неоднородности разреза скважин. *Геофизика*, 1, с. 52–64.

Книжнерман Л.А., Хусид М.Д., Дьяконова Т.Ф. (2017). Применение метода последовательных боковых поправок к решению осесимметричной обратной задачи электрического и индукционного каротажа для геологических сред с диагонально-анизотропными пластами. *Геофизика*, S, с. 118–125. <https://elibrary.ru/item.asp?id=30046287>

Нечаев О.В., Глинских В.Н. (2017). Быстрый прямой метод решения обратной задачи электрического каротажа в нефтегазовых скважинах. *Вестник НГУ. Серия: Информационные технологии*, 15(4), с. 53–63. DOI: 10.25205/1818-7900-2017-15-4-53-63

Нечаев О.В., Глинских В.Н. (2018). Трехмерное моделирование и инверсия данных комплекса методов электрокаротажа в моделях сред с наклоном главных осей тензора электрической анизотропии. *Вестник НГУ. Серия: Информационные технологии*, 16(4), с. 127–139. DOI: 10.25205/1818-7900-2018-16-4-127-139

Петров А.М., Даниловский К.Н., Сухорукова К.В., Леоненко А.Р., Лапковская А.А. (2021). Нейросетевой подход к экспресс-моделированию сигналов электрокаротажа в реалистичных моделях сложнопостроенных терригенных отложений. *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири*, 4(48), с. 70–78. DOI: 10.20403/2078-0575-2021-4-70-78

Петров А.М., Сухорукова К.В., Нечаев О.В. (2019). Совместная двумерная инверсия данных электрического и электромагнитного каротажных зондирований в анизотропных моделях песчано-глинистых отложений. *Каротажник*, 297(3), с. 85–103. <https://elibrary.ru/item.asp?id=38485856>

Сметанин А.Б., Румак Н.П., Кузнецов Г.С. и др. (2006). Уточнение геологической модели, пересчет запасов и ТЭО КИН Тевлинско-Рускинского месторождения (предварительный отчет от 01.02.2006 г.). Тюмень: ЗАО «Недра-Консалт».

Сухорукова К.В., Петров А.М., Нечаев О.В. (2020). Геоэлектрические модели меловых коллекторов Западной Сибири по результатам комплексной интерпретации данных электрокаротажа. *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири*, 41(3), с. 77–86. DOI: 10.20403/2078-0575-2020-3-77-86

Терехин Е.В., Нанишвили О.А. (2023). Анализ эффективности ввода новых горизонтальных скважин с МГРП на неоднородных коллекторах ачимовской толщ. *Бюллетень науки и практики*, 9(3), с. 88–94. https://bulletennauki.ru/gallery/88_10.pdf

Alpak F.O., Torres-Verdin C., Habashy T.M. (2008). Estimation of in-situ petrophysical properties from wireline formation tester and induction logging measurements: A joint inversion approach. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 63(1–4), pp. 1–17. DOI: 10.1016/j.petrol.2008.05.007

Domnikov P., Koshkina Y., Persova M., Soloveichik Y. (2019). 2D modeling and 2D inversion for induction logging data processing. *EAGE Fifth Science and Applied Research Workshop "Far East Hydrocarbons 2019"*. Yuzhno-Sakhalinsk, Russia, pp. 1–3. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201951018>

Ellis D.V., Singer J.M. (2007). Well logging for earth scientists. Springer, 692 p. <https://link.springer.com/book/10.1007/978-1-4020-4602-5>, <https://www.geokniga.org/books/4589>

Epov M.I., Sukhorukova K.V., Nechaev O.V., Petrov A.M., Rabinovich M., Weston H., Tyurin E., Wang G.L., Abubakar A., Claverie M. (2020). Comparison of the Russian and Western Resistivity Logs in Typical Western Siberian Reservoir Environments: A Numerical Study. *Petrophysics*, 61(1), pp. 38–71. DOI: 10.30632/PJV61N1-2020a1

Frenkel M.A., Mezzatesta A., Strack K. (1997). Enhanced Interpretation of Russian and Old Electrical Resistivity Logs Using Modeling and Inversion Methods. *SPE Conference Paper*. DOI: 10.2523/38688-MS

Jarzyna J.A., Cichy A., Drahos D., Galsa A., Bala M.J., Ossowski A. (2016). New Methods for Modeling Laterolog Resistivity Corrections. *Acta Geophysica*, 64(2), pp. 417–442. DOI: 10.1515/ageo-2016-0012

Mikhaylov I.V., Glinskikh V.N., Nikitenko M.N., Surodina I.V. (2017). Joint inversion of induction and galvanic logging data in axisymmetric geological models. *Russian Geology and Geophysics*, 58(6), pp. 752–762. <http://dx.doi.org/10.15372/GiG20170609>

Tabarovskiy L.A., Rabinovich M.B. (1996). High-Speed 2-D Inversion of Induction Logging Data. *SPWLA 37th Annual Logging Symposium*, New Orleans, Louisiana. <https://onepetro.org/SPWLAALS/proceedings-abstract/SPWLA-1996/All-SPWLA-1996/SPWLA-1996-P/19595>

Ulugergerli E.U. (2011). Two dimensional combined inversion of short- and long-normal dc resistivity well log data. *Journal of Applied Geophysics*, 73(2), pp. 130–138. <https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2010.12.004>

Сведения об авторах

Михаил Иванович Эпов – доктор тех. наук, академик РАН, главный научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; научный консультант, АО «СНИИГГиМС»

Россия, 630090, Новосибирск, пр. ак. Коптюга, д. 3
e-mail: EpovMI@ipgg.sbras.ru

Сергей Алексеевич Примаков – младший научный сотрудник, аспирант, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. ак. Коптюга, д. 3
e-mail: PrimakovSA@ipgg.sbras.ru

Карина Владимировна Сухорукова – доктор тех. наук, главный научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. ак. Коптюга, д. 3
e-mail: c@emf.ru

Данил Сергеевич Лежнин – начальник отдела сейсмо-геологического моделирования и цифровых технологий, АО «СНИИГГиМС»

Россия, 630091, Новосибирск, Красный пр., д. 67
e-mail: LezhninDS@rusgeology.ru

Статья поступила в редакцию 11.04.2024;

Принята к публикации 02.09.2024;

Опубликована 20.12.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Goelectric Models of Lower Cretaceous Deposits of the Latitudinal Ob Region Based on the Results of Multilayer Inversion of Electrical Logging Data

M.I. Epov^{1,2}, S.A. Primakov¹, K.V. Sukhorukova^{1*}, D.S. Lezhnin²

¹Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation

²Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Raw Materials (JSC SNIIGGiMS), Novosibirsk, Russian Federation

*Corresponding author: Karina V. Sukhorukova, e-mail: c@emf.ru, suhorukkv@gmail.com

Abstract. The article considers the results of applying a multi-layer approach to the quantitative interpretation of electrical and induction logging data in vertical wells for formation evaluation of the Achimov formation in the central part of Western Siberia. Interpretation of electrical logging data by conventional methods often leads to errors in estimating the oil saturation of thin reservoirs due to the complex apparent resistivity logs, which are significantly influenced by the high-contrast invaded zones and shoulder beds. The approach proposed at Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences is based on joint multilayer 2D inversion of signals from a complex of galvanic and induction probes. The signals are calculated using a verified finite element algorithm. This naturally takes into account changes in the well diameter and drilling mud resistivity, radial and vertical distribution of electrical properties in the section, different sensitivity of the signals to various elements of the environment around the logging tool, as well as design parameters of the most common Russian electrical logging tools. The approach has been tested on logging data provided under an agreement with SNIIGGiMS. Goelectric models of Lower Cretaceous deposits were built for several dozen wells, typical examples of which are given in the article.

Keywords: 2D goelectric model, joint multilayer numerical inversion, unfocused lateral logging, lateral logging, induction logging, Lower Cretaceous reservoirs, Achimov deposits

Acknowledgements

The study was financially supported by the PFNI project FWZZ-2022-0026 ‘Innovative aspects of electrodynamics

in the tasks of exploration and field geophysics’. Archival GIS data were provided under the agreement with JSC SNIIGGiMS.

The authors are grateful to the reviewers for valuable comments and suggestions that contributed to the improvement of the work.

Recommended citation: Epov M.I., Primakov S.A., Sukhorukova K.V., Lezhnin D.S. (2024). Goelectric Models of Lower Cretaceous Deposits of the Latitudinal Ob Region Based on the Results of Multilayer Inversion of Electrical Logging Data. *Georesursy = Georesources*, 26(4), pp. 153–162. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.4.19>

References

- Alpak F.O., Torres-Verdin C., Habashy T.M. (2008). Estimation of in-situ petrophysical properties from wireline formation tester and induction logging measurements: A joint inversion approach. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 63(1–4), pp. 1–17. DOI: 10.1016/j.petrol.2008.05.007
- Braginskij O.B. (2006). Oil and gas complex of the world. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 640 p. (In Russ.) https://www.gubkin.ru/faculty/humanities/chairs_and_departments/country_political_history/study/publications/Braginsky.pdf
- Dahnov V.N. (1982). Interpretation of the results of geophysical studies of well sections. Moscow: Nedra, 448 p. (In Russ.) <https://www.geokniga.org/books/2654>
- Domnikov P., Koshkina Y., Persova M., Soloveichik Y. (2019). 2D modeling and 2D inversion for induction logging data processing. *EAGE Fifth Science and Applied Research Workshop “Far East Hydrocarbons 2019”*. Yuzhno-Sakhalinsk, Russia, pp. 1–3. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201951018>
- Druchin V.S. (2019). Clarification of the geological structure of non-anticlinal oil deposits in the fields of the Shirotnoye Priobyie based on conceptual models. Cand. geol. and min. sci. diss. Tyumen: TIU, 149 p. (In Russ.). <https://www.geokniga.org/books/33655>

Ellis D.V., Singer J.M. (2007). Well logging for earth scientists. Springer, 692 p. <https://link.springer.com/book/10.1007/978-1-4020-4602-5>, <https://www.geokniga.org/books/4589>

Epov M.I., Sukhorukova K.V., Nechaev O.V., Petrov A.M., Rabinovich M., Weston H., Tyurin E., Wang G.L., Abubakar A., Clavier M. (2020). Comparison of the Russian and Western Resistivity Logs in Typical Western Siberian Reservoir Environments: A Numerical Study. *Petrophysics*, 61(1), pp. 38–71. DOI: 10.30632/PJV61N1-2020a1

Frenkel M.A., Mezzatesta A., Strack K. (1997). Enhanced Interpretation of Russian and Old Electrical Resistivity Logs Using Modeling and Inversion Methods. *SPE Conference Paper*. DOI: 10.2523/38688-MS

Glinskikh V.N. (2015). Express modeling of electromagnetic logging data and reconstruction of electrophysical parameters of spatially heterogeneous reservoirs. Dr. phys. and math. sci. diss. Novosibirsk, 245 p. (In Russ.). <http://www.ipgg.sbras.ru/ru/science/publications/thesis-ekspressmodelirovanie-dannykh-elektromagnitnogo-2015-044923>

Jarzyna J.A., Cichy A., Drahos D., Galsa A., Bala M.J., Ossowski A. (2016). New Methods for Modeling Laterolog Resistivity Corrections. *Acta Geophysica*, 64(2), pp. 417–442. DOI: 10.1515/ageo-2016-0012

Karogodin Yu.N., Ershov S.V., Safonov V.S. et al. (1996). The Priob' oil zone in West Siberia: System-lithological aspect. Scientific editor acad. A.A. Trofimuk. Novosibirsk: SB RAS SPC UIGGM, 252 p. (In Russ.) <https://www.geokniga.org/books/16844>

Kneller L.E., Garifullin A.S., Potapov A.P. (2004). Universal software for interpretation of well logging materials based on mathematical modeling. *Problems of development and operation of oil fields: Coll. papers*. Ufa: UGNTU, pp. 311–322. (In Russ.)

Kneller L.E., Potapov A.P. (2010). Determination of specific electrical resistance of formations with radial and vertical heterogeneity of well sections. *Geofizika*, 1, pp. 52–64. (In Russ.)

Knizhnerman L.A., Khusid M.D., Dyakonova T.F. (2017). Application of the method of successive lateral corrections to solving the axisymmetric inverse problem of electrical and induction logging for geological environments with diagonally anisotropic formations. *Geofizika*, 5, pp. 118–125. (In Russ.) <https://elibrary.ru/item.asp?id=30046287>

Mikhaylov I.V., Glinskikh V.N., Nikitenko M.N., Surodina I.V. (2017). Joint inversion of induction and galvanic logging data in axisymmetric geological models. *Russian Geology and Geophysics*, 58(6), pp. 752–762. <http://dx.doi.org/10.15372/GIG20170609>

Nechaev O.V., Glinskikh V.N. (2017). Fast Direct Method for Solving Inverse Problems of Electrical Logging in Oil and Gas Wells. *Vestnik NSU*, 15(4), pp. 53–63. (In Russ.) DOI: 10.25205/1818-7900-2017-15-4-53-63

Nechaev O.V., Glinskikh V.N. (2018). Three-Dimensional Simulation and Inversion of Lateral Logging Sounding and Lateral Logging Data in Media with Tilt of the Main Axes of the Dielectric Anisotropy Tensor. *Vestnik NSU*, 16(4), pp. 127–139. (In Russ.) DOI: 10.25205/1818-7900-2018-16-4-127-139

Petrov A.M., Danilovskiy K.N., Sukhorukova K.V., Leonenko A.R., Lapkovskaya A.A. (2021). Neural network-based approach to resistivity logs express simulation in realistic models of complex terrigenous sediments. *Geology and mineral resources of Siberia*, 48(4), pp. 70–78. (In Russ.) DOI: 10.20403/2078-0575-2021-4-70-78

Petrov A.M., Sukhorukova K.V., Nechaev O.V. (2019). Joint two-dimensional inversion of electrical and electromagnetic logging data in anisotropic models of sandy-clayey deposits. *Karotazhnik*, 297(3), pp. 85–103. (In Russ.) <https://elibrary.ru/item.asp?id=38485856>

Smetanin A.B., Rumak N.P., Kuznecov G.S. et al. (2006). Refinement of the geological model, recalculation of reserves and feasibility study of the recovery factor of the Tevlinsko-Russkinskoye field. Report. Tyumen: ZAO “Nedra-Konsalt”. (In Russ.)

Sukhorukova K.V., Petrov A.M., Nechaev O.V. (2020). Geoelectric models of Cretaceous reservoirs of West Siberia by the results of integrated interpretation of electric log data. *Geology and mineral resources of Siberia*, 41(3), pp. 77–86. (In Russ.) DOI: 10.20403/2078-0575-2020-3-77-86

Tabarovskiy L.A., Rabinovich M.B. (1996). High-Speed 2-D Inversion of Induction Logging Data. *SPWLA 37th Annual Logging Symposium*, New Orleans, Louisiana. <https://onepetro.org/SPWLAALS/proceedings-abstract/SPWLA-1996/All-SPWLA-1996/SPWLA-1996-P/19595>

Terekhin E.V., Nanishvili O.A. (2023). Analysis of Efficiency of New Horizontal Wells with MSHF on Heterogeneous Reservoirs of Achimovsky Sequence. *Bulletin of Science and Practice*, 9(3), pp. 88–94. (In Russ.) https://bulletennauki.ru/gallery/88_10.pdf

Ulugerli E.U. (2011). Two dimensional combined inversion of short- and long-normal dc resistivity well log data. *Journal of Applied Geophysics*, 73(2), pp. 130–138. <https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2010.12.004>

About the Authors

Mikhail I. Epov – Dr. Sci. (Technical Sciences), RAS Academician, Chief Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; Scientific Consultant, Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Raw Materials (JSC SNIIGGiMS)

3 Koptug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation
e-mail: EpovMI@ipgg.sbras.ru

Sergey A. Primakov – Junior Researcher, Post-graduate Student, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3 Koptug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation
e-mail: PrimakovSA@ipgg.sbras.ru

Karina V. Sukhorukova – Dr. Sci. (Technical Sciences) Chief Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3 Koptug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation
e-mail: c@emf.ru

Danil S. Lezhnin – Head of the Department for Geoseismic Modeling and Digital Technologies, Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Raw Materials (JSC SNIIGGiMS)

67 Krasny ave., Novosibirsk, 630091, Russian Federation
e-mail: LezhninDS@rusgeology.ru

*Manuscript received 11 April 2024;
Accepted 2 September 2024; Published 20 December 2024*

© 2024 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)