

Анализ возможностей технологий морской электроразведки при решении задач картирования и мониторинга нефтегазовых месторождений с помощью 3D-моделирования и геометрической 3D-инверсии*

М. Г. Персова, Ю. Г. Соловейчик, А. П. Сивенкова,
Д. В. Вагин, Д. С. Киселев

Новосибирский государственный технический университет,
Российская Федерация, 630073, Новосибирск, пр. Карла Маркса, 20

Для цитирования: Персова, М. Г., Соловейчик, Ю. Г., Сивенкова, А. П., Вагин, Д. В., Киселев, Д. С. (2024). Анализ возможностей технологий морской электроразведки при решении задач картирования и мониторинга нефтегазовых месторождений с помощью 3D-моделирования и геометрической 3D-инверсии. *Вестник Санкт-Петербургского университета. Науки о Земле*, 69 (2), 274–302. <https://doi.org/10.21638/spbu07.2024.204>

Представлены возможности и сравнительный анализ технологий морской электроразведки для решения задач поиска углеводородов и мониторинга водонефтяного контакта. Исследования проводились с использованием аппарата 3D-моделирования и геометрической 3D-инверсии. Метод 3D-моделирования основан на специальной математической постановке с двухэтапным выделением поля и конечноэлементной аппроксимации с использованием векторных базисных функций. Метод геометрической 3D-инверсии нацелен на максимальное повышение точности определения границ целевых объектов. Рассмотрена новая технология электроразведки, реализуемая в старто-стопном режиме и измерениями во временной области. Эта технология включает в себя расположенный на морском дне восьмилучевой приемник и два источника в виде горизонтальных электрических диполей, которые могут располагаться как на морском дне, так и у поверхности воды. Показано, что эта технология позволяет получить существенно больший абсолютный и относительный сигнал от глубокозалегающего объекта повышенного сопротивления по сравнению с технологиями, в которых возбуждение и прием поля осуществляются либо горизонтальными, либо вертикальными линиями. Для технологии с восьмилучевым приемником проведен анализ погрешности определения водонефтяного контакта и областей эквивалентности. Показано, что при достаточной чувствительности сигналов к наличию глубокозалегающего целевого объекта, положение его границ может быть определено с точностью не хуже 200 м для глубины залегания объекта 2.5 км при достаточном контрасте удельных сопротивлений объекта и окружающей его среды. Также показано, что положение границы нефтенасыщенной зоны определяется сменой знака между отрицательным и положительным экстремумами в графиках отклонений сигналов, полученных при смещении этой границы в процессе добычи нефти, а сопротивление области, оставшейся после вытеснения основного объема нефти, определяется уровнем этих экстремумов. Это,

* Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства высшего образования и науки России (код проекта FSUN-2024-0003).

© Санкт-Петербургский государственный университет, 2024

в свою очередь, открывает перспективы использования этой технологии при решении задач мониторинга границы нефтенасыщенной зоны в процессе разработки морских нефтяных месторождений.

Ключевые слова: морская электроразведка, поиск углеводородов, мониторинг, численное 3D-моделирование, 3D-инверсия.

1. Введение и постановка проблемы

В настоящее время технологии морской электроразведки имеют достаточно широкую область применения: это и поиск месторождений углеводородов (Schwalenberg et al., 2017; Schwalenberg et al., 2020; Senger et al., 2021; King et al., 2022), и мониторинг закачки CO₂ (Girard et al., 2011; Park et al., 2013), и даже поиск рудных полезных ископаемых (Haroon et al., 2018; Johansen et al., 2019). Положительными факторами применения технологий морской электроразведки являются хорошие условия заземления и возможность измерения достаточно низких сигналов с высокой точностью.

Наиболее широко известным является метод CSEM (EMGS, Норвегия), который рассмотрен, например, в работах (Constable, 2013; Du et al., 2017). В базовой конфигурации CSEM (далее мы будем обозначать этот метод ГЭД-ГЭЛ) электромагнитное поле возбуждается перемещаемой судном близко ко дну электрической линией, а компоненты электрического (а иногда и магнитного) поля измеряются донными станциями. Форма токового импульса в электрической линии имеет сложную форму, и при обработке данных сигналы преобразуются в частотную область. Этому методу посвящено много публикаций, которые описывают не только сам метод, но и методы многомерного моделирования и инверсии получаемых данных (Abubakar et al., 2009; Schwarzbach et al., 2011; Brown et al., 2012; Da Silva et al., 2012; Persova et al., 2015; Cai et al., 2017; Nunes et al., 2020; da Piedade et al., 2021; Li et al., 2022; Zhang et al., 2022; Liu et al., 2023). Этот метод показал очень хорошую разрешающую способность для нефтегазовых месторождений большой площади при достаточной (от 300 м) глубине моря. При уменьшении глубины моря (менее 300 м) и уменьшении размеров месторождений (до 5 км и менее), а также увеличении глубины залегания (более 1 км) разрешающая способность ГЭД-ГЭЛ довольно резко падает. В качестве альтернативы рассматривают технологии ВЭД-ВЭЛ (PetroMarker, Норвегия) во временной области, реализуемые в старт-стопном режиме и использующие вертикальные электрические линии (Holten et al., 2009; Helwig et al., 2013; Helwig et al., 2017). Однако с уменьшением глубины моря и эта технология резко теряет разрешающую способность, в основном из-за существенного снижения уровня измеряемого сигнала.

Перспективным направлением развития технологий морской электроразведки является использование дифференциальных измерительных установок во временной области, которые позволяют резко уменьшить влияние фоновой среды (тем самым существенно увеличивая относительную аномалию от целевых объектов) и при этом слабо подвержены влиянию магнитотеллурического шума. В качестве примера можно привести морскую модификацию дифференциально-нормированного метода электроразведки (ДНМЭ), рассмотренного, например, в работе (Legeydo and Ageenkov, 2011). В этом методе используется буксируемая установка, содержащая

генераторную и приемные электрические линии, на которых, помимо стандартных измерений, электрическое поле принимается на встречно направленных электрических линиях (что является аналогом измерений второй разности потенциалов на постоянном токе). Такие измерения позволили выявить на ряде площадей залегающие на средних глубинах (1–2 км) относительно небольшие высокоомные объекты, соответствующие залежам углеводородов (Persova et al., 2023).

Вместе с тем очевидна необходимость дальнейшего повышения разрешающей способности этих технологий и расширения класса решаемых задач в сторону повышения глубинности и использования их при мониторинге водонефтяного контакта (ВНК). Для этого желательно еще повысить уровень относительной аномалии за счет «повышения дифференциальности» установки. Конечно, вместе с увеличением относительной аномалии от целевого объекта, увеличивается влияние рельефа морского дна и других неоднородностей фоновой среды. Поэтому одним из ключевых факторов успешности этих технологий является применение для проектирования работ и обработки данных методов 3D-моделирования и 3D-инверсий.

В данной работе мы представим математический аппарат 3D-моделирования и инверсии и с его помощью проанализируем возможности новой старт-стопной технологии морской электроразведки «Звезда», предложенной в работе (Persova et al., 2022), при решении задач разведки углеводородов и мониторинга ВНК в сравнении с существующими технологиями.

2. Математический аппарат 3D-моделирования и инверсии. Опыт его применения при решении практических задач

2.1. Прямая задача

Для моделирования электромагнитного поля в трехмерной неоднородной среде мы будем использовать векторный метод конечных элементов (МКЭ) и математическую постановку с двухэтапным выделением поля. Основные принципы этого подхода были предложены в работе (Persova et al., 2023). Также будет использован алгоритм автоматического построения оптимизированных неконформных сеток для аппроксимации искомым полем в трехмерных высоконеоднородных средах с изогнутыми границами геологических слоев и 3D-объектов. Принципы построения и примеры работы этого алгоритма представлены в работе (Persova et al., 2021b).

В алгоритме построения сетки и методе 3D-моделирования используется две расчетные области: наряду с расчетной областью Ω^{3D} , описывающей реальную геологическую среду с изогнутыми границами слоев и объектов, применяется ее прообраз Ω^{3Df} , который описывает геологическую среду с плоскими горизонтальными границами слоев и объектов, проходящими максимально близко к изогнутым границам слоев и объектов области Ω^{3D} . Для каждой горизонтальной границы Ω^{3Df} (границы слоя или объекта геологической среды) задано отображение в изогнутую границу Ω^{3D} с помощью бикубического эрмитового сплайна. Вначале неконформная оптимизированная конечноэлементная сетка строится на прообразе, а затем с помощью отображений переводится в конечноэлементную сетку в Ω^{3D} . Примеры

сеток на прообразах и соответствующих им сеток в областях с изогнутыми границами приведены в работах (Persova et al., 2021b; Persova et al., 2023).

Таким образом, конечноэлементные сетки, построенные в расчетной области Ω^{3D} (с изогнутыми границами) и в ее прообразе Ω^{3Df} (с плоскими границами), являются топологически подобными, и многократными расчетами установлено, что в этом случае погрешности решений в Ω^{3D} и Ω^{3Df} очень близки (по сравнению с самими погрешностями разность между ними меньше на порядок или более).

Этот факт позволил предложить подход с двухэтапным выделением поля, который заключается в следующем. На первом этапе выполняется расчет электромагнитного поля на прообразе двумя способами: сначала напрямую — с заданием источника электромагнитного поля непосредственно в расчетной области, а затем с использованием одноэтапной технологии выделения поля (Persova et al., 2011), где в качестве первичного поля используется поле источника в горизонтально-слоистой (по сути, 1D) среде. Разность этих решений описывает большую часть погрешности 3D-поля при его расчете напрямую (когда выделение поля не используется и источник задается непосредственно в расчетной области). Затем, на втором этапе, выполняется расчет электромагнитного поля в Ω^{3D} и из него вычитается разность решений на прообразе, полученных напрямую и с выделением поля 1D-среды, т. е. фактически удаляется основная часть погрешности аппроксимации трехмерного поля.

Так, напряженность электрического поля \vec{E}^t (в области Ω^{3D} с изогнутыми границами слоев и объектов) ищется в виде

$$\vec{E}^t = \vec{E}^{3D} - (\vec{E}^{3Df} - \vec{E}^{3Dfps}), \quad (1)$$

где \vec{E}^{3Df} — решение в Ω^{3Df} , полученное напрямую; \vec{E}^{3Dfps} — решение в Ω^{3Df} , полученное с использованием одноэтапного выделения поля 1D-среды; \vec{E}^{3D} — решение в Ω^{3D} , полученное напрямую.

Для нахождения составляющих поля \vec{E}^t решаются векторные уравнения следующего вида:

$$\frac{1}{\mu_0} \nabla \times \nabla \times \vec{E}^{3D} + \sigma^{3D} \frac{\partial \vec{E}^{3D}}{\partial t} = -\frac{\partial \vec{J}^{3D}}{\partial t} \text{ в } \Omega^{3D}, \quad (2)$$

$$\frac{1}{\mu_0} \nabla \times \nabla \times \vec{E}^{3Df} + \sigma^{3Df} \frac{\partial \vec{E}^{3Df}}{\partial t} = -\frac{\partial \vec{J}^{3Df}}{\partial t} \text{ в } \Omega^{3Df}, \quad (3)$$

$$\frac{1}{\mu_0} \nabla \times \nabla \times \vec{E}^{3Dfps} + \sigma^{3Df} \frac{\partial \vec{E}^{3Dfps}}{\partial t} = -(\sigma^{3Df} - \sigma^p) \frac{\partial \vec{E}^p}{\partial t} \text{ в } \Omega^{3Df}, \quad (4)$$

где μ_0 — магнитная проницаемость в вакууме; $\sigma^{3D}(x, y, z)$ — электропроводность трехмерной среды с изогнутыми границами; $\sigma^{3Df}(x, y, z)$ — электропроводность среды-прообраза (с плоскими горизонтальными границами); $\vec{J}^{3D}(x, y, z)$ — плотность тока (источника поля) в трехмерной среде с изогнутыми границами; $\vec{J}^{3Df}(x, y, z)$ — плотность тока на прообразе; $\sigma^p(z)$ — электропроводность 1D-среды для одноэтапного выделения поля в среде-прообразе Ω^{3Df} , а \vec{E}^p — поле

в горизонтально-слоистой (1D) среде с электропроводностью $\sigma^p(z)$. Поле \vec{E}^p может быть найдено как численно, путем решения задач меньшей размерности (Persova et al., 2011; Soloveichik et al., 2024), так и с помощью полуаналитических методов (Key, 2009; Mogilatov and Goldman, 2020).

На внешних границах расчетных областей Ω^{3D} и Ω^{3Df} задаются нулевые касательные компоненты соответствующей составляющей поля.

При достаточно длинных токовых импульсах уравнения можно решать только в паузе (между импульсами различной полярности) от ненулевого начального поля, соответствующего полю постоянного тока. В этом случае необходимо решать соответствующую задачу расчета этого начального поля (Um et al., 2010). Однако можно получить искомое нестационарное поле и без расчета начального поля, от нулевых начальных условий. В этом подходе нужно вычислить поле «на включении тока» путем решения уравнений (2) и (3) с ненулевыми правыми частями $-\frac{\partial \vec{J}^{3D}}{\partial t}$ и $-\frac{\partial \vec{J}^{3Df}}{\partial t}$ только на первом временном шаге, а уравнение (4) с нормальным полем \vec{E}^p , вычисленным для скачка тока на первом временном шаге. Тогда поле от П-образного импульса заданной длительности получается сверткой: как разность двух полей «на включении тока» с соответствующим сдвигом по времени. В данной работе мы использовали именно этот (второй) подход, и поэтому в качестве начальных условий для уравнений были взяты нулевые поля.

Эквивалентные вариационные постановки для уравнений имеют следующий вид:

$$\int_{\Omega^{3D}} \left(\frac{1}{\mu_0} \nabla \times \vec{E}^{3D} \right) \cdot (\nabla \times \vec{\Psi}) d\Omega + \int_{\Omega^{3D}} \sigma^{3D} \frac{\partial \vec{E}^{3D}}{\partial t} \vec{\Psi} d\Omega = - \int_{\Omega^{3D}} \frac{\partial \vec{J}^{3D}}{\partial t} \vec{\Psi} d\Omega,$$

$$\int_{\Omega^f} \left(\frac{1}{\mu_0} \nabla \times \vec{E}^{3Df} \right) \cdot (\nabla \times \vec{\Psi}) d\Omega + \int_{\Omega^f} \sigma^{3Df} \frac{\partial \vec{E}^{3Df}}{\partial t} \vec{\Psi} d\Omega = - \int_{\Omega^f} \frac{\partial \vec{J}^{3Df}}{\partial t} \vec{\Psi} d\Omega,$$

$$\int_{\Omega^{3Df}} \left(\frac{1}{\mu_0} \nabla \times \vec{E}^{3Dfps} \right) \cdot (\nabla \times \vec{\Psi}) d\Omega + \int_{\Omega^{3Df}} \sigma^{3Df} \frac{\partial \vec{E}^{3Dfps}}{\partial t} \vec{\Psi} d\Omega = - \int_{\Omega^{3Df}} (\sigma^{3Df} - \sigma^p) \frac{\partial \vec{E}^p}{\partial t} \vec{\Psi} d\Omega,$$

где $\vec{\Psi}$ — пробная функция из гильбертова пространства \mathbf{H}^{rot} вектор-функций $\vec{\Phi}$ таких, что $\int_{\Omega} \vec{\Phi} \cdot \vec{\Phi} d\Omega < \infty$ и $\int_{\Omega} (\nabla \times \vec{\Phi}) \cdot (\nabla \times \vec{\Phi}) d\Omega < \infty$. Функции \vec{E}^{3D} , \vec{E}^{3Df} , \vec{E}^{3Dfps} также являются элементами пространства \mathbf{H}^{rot} .

Для аппроксимации по пространству используются векторные реберные функции (edge-функции) на шестигранниках (с непараллельными границами) с непрерывными тангенциальными и разрывными нормальными составляющими, которые образуют базис подпространства гильбертова пространства \mathbf{H}^{rot} (Soloveichik et al., 2007). Для аппроксимации производных по времени на первых двух временных шагах используется неявная двухслойная схема, а на остальных шагах — неявная трехслойная схема второго порядка «с перешагиванием назад», предложенная в работе (Persova et al., 2020b).

Построения конечноэлементных аппроксимаций и аппроксимаций по времени рассмотрены в работе (Persova et al., 2023).

Верификация используемых нами методов проводилась путем сравнения с решениями, представленными в работе (Um et al., 2010). Было получено хорошее соответствие как для горизонтальных, так и для вертикальных компонент поля (Soloveichik et al., 2024). Погрешность решения, оцененная путем дробления сеток по пространству и времени, составила порядка 1–2 %.

Несмотря на то что при использовании двухэтапного выделения поля нам нужно фактически решать три трехмерные задачи вместо одной, вычислительные затраты все равно существенно сокращаются. Это происходит вследствие того, что при использовании технологии с выделением поля мы можем использовать гораздо более грубые сетки при сохранении высокой точности решения (исследование точности решения при двухэтапном выделении поля представлено в работе (Persova et al., 2021c)). Так, сокращение времени счета при использовании подхода с двухэтапным выделением поля составляет более пяти раз по сравнению с решением задачи «напрямую» (без выделения поля).

Отметим, что для расчета чувствительностей в процедурах геометрических 3D-инверсий требуется только расчет поля в Ω^{3D} . Это позволяет очень эффективно реализовать процедуры 3D-инверсий, которые являются гораздо более затратными, чем решение прямой задачи.

2.2. Обратная задача — геометрическая 3D-инверсия

Трехмерная геологическая среда представляется в виде наборов слоев, внутри которых расположены трехмерные тела. Поверхности слоев описываются с помощью бикубических эрмитовых сплайнов. При этом для каждой поверхности определена «шаблонная» Z-координата, которая соответствует расположению этой поверхности на прообразе. Трехмерные тела в плане описываются с помощью прямоугольников или многоугольников, а их верхняя и нижняя поверхности также описываются бикубическими эрмитовыми сплайнами, которые определяются по шаблонным Z-координатам. Более подробно этот материал представлен в работе (Persova et al., 2021b).

В данной работе при решении обратной задачи мы использовали блочные структуры (Persova et al., 2023), которые задавались в слоях геологической среды и у которых искомыми геометрическими параметрами являются границы отдельных блоков, границы между блоками и/или границы между рядами блоков, а искомыми физическими параметрами — электропроводность внутри блоков.

Геометрические и физические параметры геологической среды ищутся путем минимизации следующего функционала:

$$\varphi^\alpha(\mathbf{b}) = \sum_{s=1}^{N^s} \sum_{r=1}^{N^r} \sum_{t=1}^{N^t} (\omega_{srt} \delta \varepsilon_{srt}(\mathbf{b}))^2 + \sum_{m=1}^M \alpha_m (b_m - \bar{b}_m)^2 \rightarrow \min_{\mathbf{b}} \quad (5)$$

где N^s — количество положений источника электромагнитного поля; N^r — количество приемников (типов измеряемых сигналов) от одного положения источника; N^t — количество времен; $\delta \varepsilon_{srt}$ — невязка между измеренным ε_{srt} и расчетным $\tilde{\varepsilon}_{srt}$

сигналами, измеренными в t -й момент времени от s -го положения линии-источника в r -м приемнике; M — количество параметров искомой геофизической 3D-модели; \mathbf{b} — вектор параметров $\{b_m\}$; \bar{b}_m — значения параметров, полученные на предыдущей итерации; α_m — коэффициенты регуляризации; ω_{srt} — весовые функции, равные $1/|\varepsilon_{srt}|$ при $|\varepsilon_{srt}| \geq \bar{\varepsilon}$ или $1/\bar{\varepsilon}$ при $|\varepsilon_{srt}| < \bar{\varepsilon}$ ($\bar{\varepsilon}$ — пороговое значение сигнала, ниже которого считается, что сигнал измерен с увеличивающейся с уменьшением сигнала ошибкой). Коэффициенты регуляризации α_m выбираются на каждой итерации автоматически (адаптивно) так, чтобы обеспечить наложенные на параметры ограничения (алгоритм адаптивного выбора коэффициентов регуляризации представлен в работе (Persova et al., 2020a)).

Минимизация функционала выполняется на основе метода Гаусса — Ньютона, где в результате линеаризации невязок $\delta\varepsilon_{srt}$ по параметрам модели и минимизации функционала относительно приращений параметров Δb_m мы получаем следующую систему линейных алгебраических уравнений:

$$\begin{aligned}
 (\mathbf{A} + \alpha) \Delta \mathbf{b} &= \mathbf{f}, \\
 A_{ij} &= \sum_{s=1}^{N^s} \sum_{r=1}^{N^r} \sum_{t=1}^{N^t} \left(\omega_{srt}^2 \frac{\partial(\delta\varepsilon_{srt})}{\partial b_i} \frac{\partial(\delta\varepsilon_{srt})}{\partial b_j} \right), \quad i, j = 1 \dots M, \\
 f_i &= - \sum_{s=1}^{N^s} \sum_{r=1}^{N^r} \sum_{t=1}^{N^t} \left(\omega_{srt}^2 \delta\varepsilon_{srt}(\bar{\mathbf{b}}) \frac{\partial(\delta\varepsilon_{srt})}{\partial b_i} \right), \quad i = 1 \dots M, \\
 \alpha_{ii} &= \alpha_i, \quad \alpha_{ij} = 0.
 \end{aligned}$$

Расчет производных сигналов по каждому из параметров геоэлектрической модели выполняется путем решения следующего уравнения в областях Ω^{3Dm} :

$$\frac{1}{\mu_0} \nabla \times \nabla \times \bar{\mathbf{E}}^{3Dm} + \sigma^{3Dm} \frac{\partial \bar{\mathbf{E}}^{3Dm}}{\partial t} = - \left(\sigma^{3Dm} - \sigma^{3D} \right) \frac{\partial \bar{\mathbf{E}}^t}{\partial t}, \quad (6)$$

где поле $\bar{\mathbf{E}}^t$ получено при решении уравнений (2)–(4) с учетом соотношения (1), а функция $\sigma^{3Dm}(x, y, z)$ — это распределение электропроводности в расчетной области Ω^{3Dm} , которая отличается от расчетной области Ω^{3D} только в подобластях, где электропроводность $\sigma^{3D}(x, y, z)$ изменена вследствие приращения физического или геометрического параметра b_m на величину ∂b_m . Соответствующие примеры расчетных областей и конечноэлементные сетки для вычисления производных по различным параметрам (для решения уравнения), а также алгоритм и средства распараллеливания 3D-инверсии представлены в работах (Persova et al., 2020a; Persova et al., 2023).

Работоспособность разработанных методов 3D-инверсий на синтетических данных, полученных с учетом реального уровня шумов для сложных трехмерных моделей морских месторождений углеводородов, показана в работе (Persova et al., 2023), и мы не будем касаться этого вопроса в данной статье. Но мы рассмотрим результаты инверсии, полученные для практических данных, которые будут кратко представлены в следующем подразделе.

2.3. Опыт применения 3D-моделирования и геометрических 3D-инверсий при обработке данных ДНМЭ на нефтегазовом месторождении в Северном море

Представленный выше математический аппарат 3D-моделирования и инверсии использовался для обработки архивных данных ДНМЭ, полученных на одном из нефтегазовых месторождений в Северном море.

В морском варианте ДНМЭ используется буксируемая за судном установка, включающая генераторную линию и следующую за ней семиэлектродную приемную линию. С помощью различных комбинаций электродов приемной линии измеряются шесть сигналов, три из которых являются сигналами, измеряемыми на стандартных электрических линиях, и еще три сигнала измеряются как разность сигналов на встречных электрических линиях МО и ОН. Для рассматриваемой площади длина генераторной линии составляла 500 м, ток в ней — 380 А. Полный вид установки представлен в работе (Persova et al., 2023). Ниже мы приведем только один тип сигнала, измеренный на встречных линиях МО и ОН, каждая из которых имела длину 600 м (расстояние от генераторной линии до электрода М было 300 м). Измерения выполнялись во временной области — в паузах длительностью 4 с, которые разделяют 4-секундные импульсы разного знака. На вход к инверсии подавались все шесть сигналов в диапазоне времен от 10 мс до 2 с.

Первичная обработка данных проводилась следующим образом. Вначале выполнялось осреднение соседних реализаций, измеренных от импульсов разного знака. Затем проводилось осреднение по нескольким соседним точкам профиля (100–150 м), и на заключительном этапе строились кубические эрмитовы сплайны как функции сигналов от времени.

При построении стартовой модели использовались априорные данные по рельефу морского дна и примерные толщины основных слоев геоэлектрической модели, включая целевые горизонты, заданные на основе каротажных данных по одной из скважин.

На рис. 1 представлены разрезы удельного сопротивления, полученные в результате геометрической инверсии вдоль трех профилей съемки. С учетом специфики съемки инверсия выполнялась вдоль каждого профиля независимо в 2.5D-варианте. В этом случае блоки, у которых в ходе решения обратной задачи искались электропроводность и координаты границ вдоль профиля, имели бесконечный размер по Y , т. е. по координате, ортогональной профилю. При этом для расчета теоретических откликов от геоэлектрической модели и чувствительностей к ее параметрам использовалось 3D-моделирование, поскольку, как было показано, например, в работе (Persova et al., 2021c), необходимо учитывать изменение рельефа морского дна не только под профилем съемки (т. е. полагая его неизменным вдоль направления, ортогонального профилю), а в некотором «коридоре» в окрестности профиля.

Полученные в 2.5D-варианте вдоль каждого профиля результаты инверсии имели хорошую корреляцию между собой, и по ним было выделено два объекта (обозначенные как O1 и O2) с повышенным сопротивлением, подтвержденные проявлением углеводородов по скважинам. Так, скважина W1 пересекает объект O1, а скважина W2 пересекает объект O2. Скважина же W0 не пересекает выделенные объекты, что соответствует данным каротажа и отборам проб вдоль ее ствола.

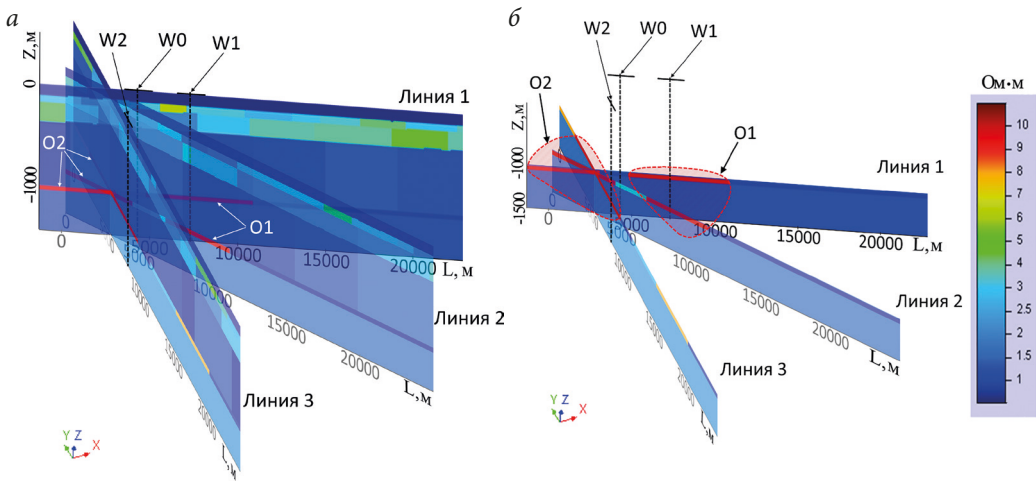


Рис. 1. Распределение удельного электрического сопротивления, полученное в результате 2.5D-инверсии данных дифференциально-нормированного метода электроразведки, в целом по разрезу (а) и с убранной верхней частью (б) (срез сделан по глубине 1100 м; W — обозначение скважин, O — обозначение объектов с повышенным сопротивлением)

На рис. 2 представлены графики расчетного (красная кривая с метками) и измеренного (черная кривая) сигналов. Графики представлены вдоль фрагмента профиля 3, который пересекает объект O2, в момент времени $t = 1$ с. Сигналы представлены после вычитания из них сигнала от вмещающей горизонтально-слоистой среды (с учетом рельефа дна), которая бралась в качестве стартовой модели для проведения инверсии. Также для сравнения на этом рисунке представлен график сигнала (зеленая кривая), рассчитанный для модели, из которой исключен объект O2. Видно, что влияние объекта O2 определяется достаточно устойчиво, хотя только по поведению сигнала вдоль профиля (без проведения инверсии) этот объект выявить практически невозможно.

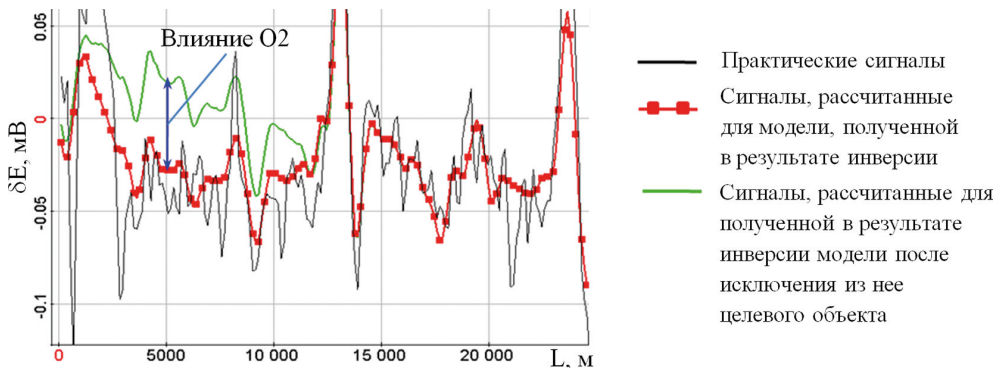


Рис. 2. Графики расчетного (красная кривая с метками) и измеренного (черная кривая) сигналов на встречных линиях вдоль фрагмента линии 3 (показана на рис. 1), который пересекает объект O2, в момент времени $t = 1$ с

В дополнение к этому на рис. 3 представлены графики расчетных (с объектом О2 и без объекта О2) и измеренных сигналов от времени в двух точках ($L = 3300$ м и 3700 м) профиля 3, расположенных над объектом О2 (на рис. 3, в, г графики представлены в укрупненном масштабе и с линейной шкалой по времени, чтобы было лучше видно их отличие). Из представленных результатов видно, что при $t = 1$ с относительная аномалия составляет порядка 10 %, что соответствует абсолютной аномалии 30 мкВ. Несмотря на то что максимальный уровень шума на этих

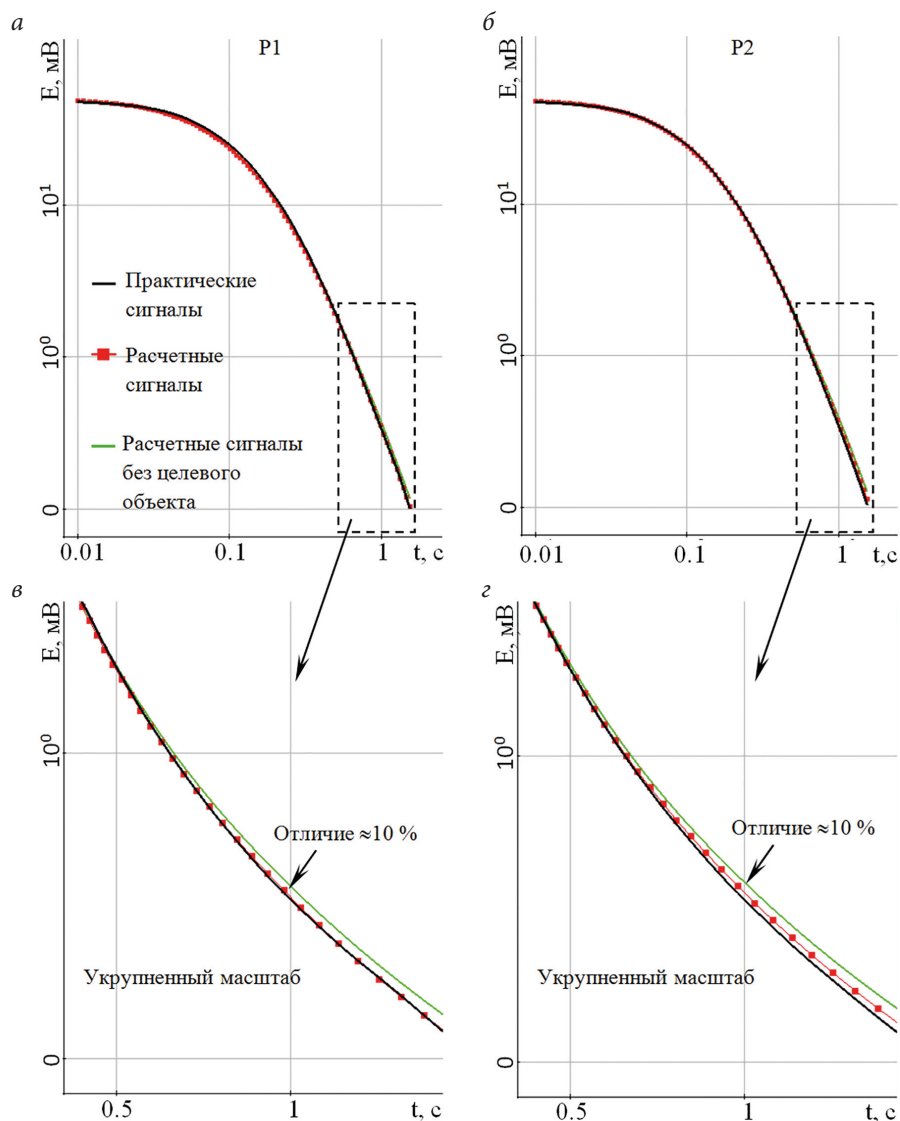


Рис. 3. Графики расчетного (красные кривые с метками) и измеренного (черные кривые) сигналов от времени на встречных линиях в точках P1 ($L = 3300$ м) (а, в) и P2 ($L = 3700$ м) (б, г) на линии 3 (показана на рис. 1) над объектом О2 для всего временного диапазона (а, б) и в укрупненном масштабе (в, г); зеленым цветом показаны расчетные кривые без целевого объекта

временах имеет примерно такой же уровень (порядка 15–20 мкВ), его среднее значение существенно ниже. Устойчивость к шуму предлагаемых методов многомерной геометрической инверсии (в отличие от стандартных методов voxel-инверсии) позволяет выделять целевые объекты, даже когда уровень отклика от целевого объекта сопоставим с максимумами амплитуды измерительного шума. Соответствующее обоснование, выполненное с использованием зашумленных (с аналогичным уровнем) синтетических данных для геоэлектрических моделей с существенно неоднородной вмещающей средой, представлено в работе (Persova et al., 2023) для технологии морских зондирований и в работе (Persova et al., 2020a) для технологии индукционных зондирований в аэроварианте.

В целом полученные результаты 2.5D-инверсии хорошо согласуются с данными бурения (подтверждены как скважины с проявлениями углеводородов, так и пустые скважины), а расчетные данные хорошо соответствуют практическим. Это позволяет нам говорить как о возможности использования технологий с дифференциальными измерениями в морской геологоразведке, так и о работоспособности рассматриваемого математического аппарата.

3. Результаты 3D-моделирования для технологии «Звезда».

Сравнение с технологиями ГЭД-ГЭЛ и ВЭД-ВЭЛ. Обсуждение

3.1. Основные принципы технологии «Звезда»

В работе (Mogilatov et al., 2016) был рассмотрен круговой электрический диполь, он первоначально использовался как источник для возбуждения электромагнитного поля, радиальная компонента которого измеряется на приемной электрической линии. Однако такая установка имела достаточно плохое соотношение сигнал/магнитотеллурический шум и поэтому была рассмотрена «обратная» установка с той же самой разрешающей способностью: в ней электромагнитное поле возбуждается горизонтальным электрическим диполем, а измеряется восемью радиально расположенными электрическими линиями. В работе (Mogilatov et al., 2016) представлено достаточно подробное обоснование того, что для этой установки соотношение сигнал/магнитотеллурический шум по крайней мере не хуже, чем для технологии ВЭД-ВЭЛ.

Последующие исследования показали, что если использовать другую взаимную конфигурацию возбуждающего электрического диполя и многолучевого «радиального» измерителя, то это может существенно повысить уровень относительной аномалии при картировании небольших и глубоких залежей углеводородов. Эта конфигурация включает в себя расположенный на морском дне восьмилучевой приемник-«звезду» и два горизонтальных электрических диполя-источника (ГЭД), которые могут располагаться как на морском дне, так и у поверхности воды. Центры источников смещены друг относительно друга на некоторое расстояние (до 90 м). Центр измерительной системы (при использовании технологии «Звезда») располагается так, чтобы смещения (в разные стороны) между центрами электрических диполей-источников и проекцией центра измерительной системы на линию, где расположены источники, были одинаковыми и находились в диапазоне от 10 до 45 м. Один из электродов измерительной системы помещается в ее центр,

а остальные (внешние) электроды размещаются вокруг центрального, образуя линии длиной в диапазоне от 100 до 500 м. Источником поля являются знакопеременные токовые импульсы прямоугольной формы, разделенные паузами, в течение которых измеряются сигналы в приемнике. В результате для каждого положения установки мы получаем два набора сигналов «Звезда-» и «Звезда+» (соответственно, от двух источников). Схема этой установки показана на рис. 4. Более детально особенности конфигурации такой установки рассмотрены в работе (Persova et al., 2022), а здесь мы отметим только некоторые основные моменты.

Если бы установка включала в себя только один горизонтальный электрический диполь, центр которого был бы расположен непосредственно напротив центра «звезды», то измеренный сигнал содержал бы только отклик от трехмерных изменений среды (т. е. сигнал в 1D-среде от такой установки был бы равен нулю). Однако по предыдущему опыту работы с такими установками (обладающими нулевым «нормальным» полем) известно, что интерпретация (инверсия) полученных сигналов очень неустойчива. Поэтому в рассматриваемой технологии было предложено использовать два источника, немного смещенных в разные стороны относительно центра «звезды», что, с одной стороны, позволяет сохранить высокий уровень относительной аномалии (влияния трехмерного объекта), а с другой стороны, получить отклик от 1D-среды путем вычитания сигналов, измеренных от этих источников. Еще одним немаловажным фактом является то, что сигналы

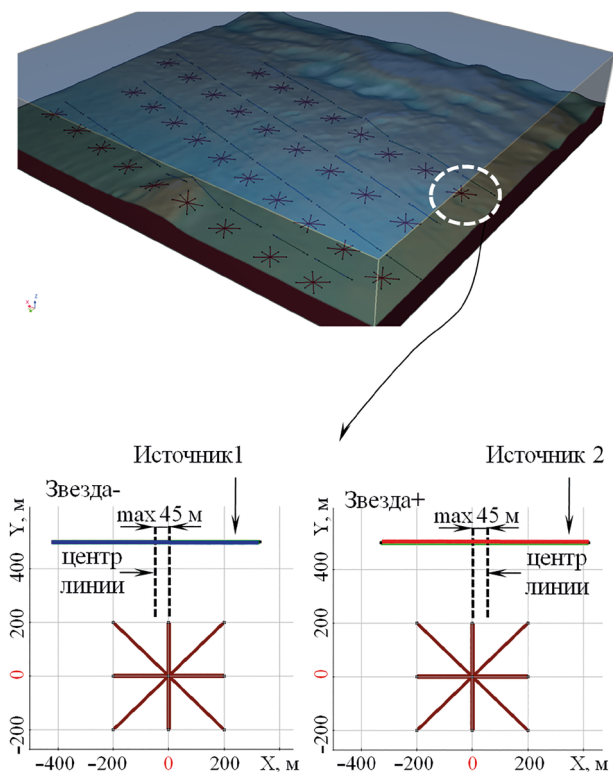


Рис. 4. Схема расположения источников и приемника для технологии «Звезда»

«Звезда–» и «Звезда+» по-разному реагируют на разные края целевого объекта, и это является еще одним преимуществом рассматриваемой технологии «Звезда», особенно при решении задач мониторинга.

Далее мы покажем, что для такой установки можно получить гораздо более высокий уровень как абсолютного, так и относительного сигнала от залежей небольшого размера, расположенных на достаточно больших глубинах, по сравнению с известными технологиями ГЭД-ГЭЛ и ВЭД-ВЭЛ.

3.2. Сравнение разрешающей способности технологии «Звезда» с разрешающей способностью технологий ГЭД-ГЭЛ и ВЭД-ВЭЛ

Рассмотрим модель шельфового месторождения углеводородов (PL887 Status Report..., 2020), представленную на рис. 5–6. На рис. 5 показаны данные каротажа по продуктивной (график показан синим цветом) и двум непродуктивным скважинам. Видно, что наличие углеводородов проявляется резким (до 130 Ом·м) повышением сопротивления, а значения сопротивлений в остальных слоях являются достаточно схожими по латерали, что позволило сформировать геоэлектрическую модель. Поверхности основных слоев и рельефа морского дна были построены по данным сейсморазведки. Сама модель месторождения состоит из двух частей: западной и восточной. Мощность резервуара в западной части, по данным сейсморазведки и каротажа, составляет в максимуме 40 м, а в восточной части предположительная мощность составляет в максимуме 80 м. При этом наличие западной части подтверждается данными со скважины, а наличие восточной части находится под вопросом.

Для проведения сравнительного анализа рассматривались три сценария, которые показаны на рис. 6. При этом сравнивались:

- чувствительность измерений к западной части месторождения относительно вмещающей среды (сценарий 1);
- чувствительность измерений к восточной части месторождения относительно вмещающей среды с западной частью месторождения для различных удельных сопротивлений целевого объекта вдоль линии 1 (сценарий 2);
- чувствительность измерений к положению водонефтяного контакта (ВНК) на севере восточной части месторождения вдоль линии 2 (сценарии 2 и 3).

На рис. 7–8 представлены сигналы («Звезда–») для технологии «Звезда» вдоль линий съемки, показанных на рис. 6, в момент времени через 2 с после выключения тока (из сигналов исключено влияние изгибов слоев вмещающей среды). Видно, что целевой объект характеризуется дипольной аномалией, экстремумы которой тяготеют к краям целевого объекта (для больших по латерали объектов экстремумы аномалии будут соответствовать их краям), при этом даже уменьшение сопротивления целевого объекта до 30 Ом·м позволяет сохранить достаточно высокий уровень относительного аномального сигнала. Кроме того, из представленных графиков видно, что значимую относительную аномалию дает не только объект в целом, но и смещение его краев.

На рис. 9 для сценариев 1 и 2 представлены графики сигналов («Звезда–») от времени в точке $X = -600$ м, примерно соответствующей максимуму аномального сигнала по профилю. Для сценария 1 на рис. 9, б представлены также графики зависимости относительного аномального сигнала от времени. Из анализа рис. 9

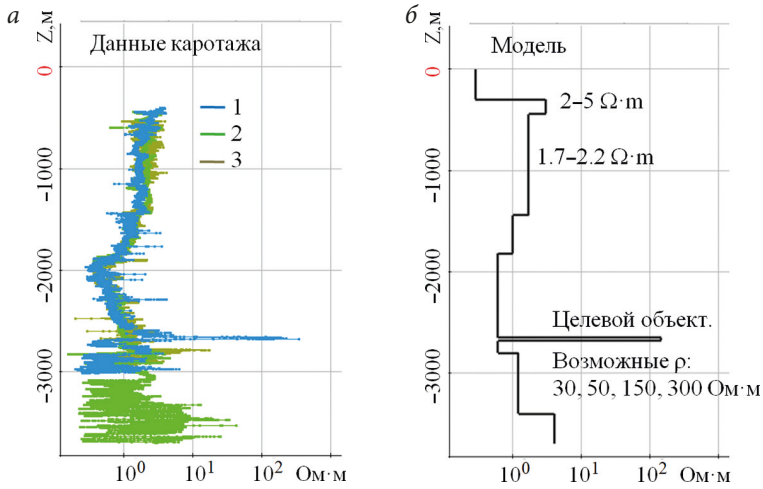


Рис. 5. Данные каротажа по продуктивной (1) и непродуктивным (2, 3) скважинам (а) и геоэлектрическая модель, составленная по данным каротажа (б), для месторождения Novus (PL887 Status Report..., 2020)

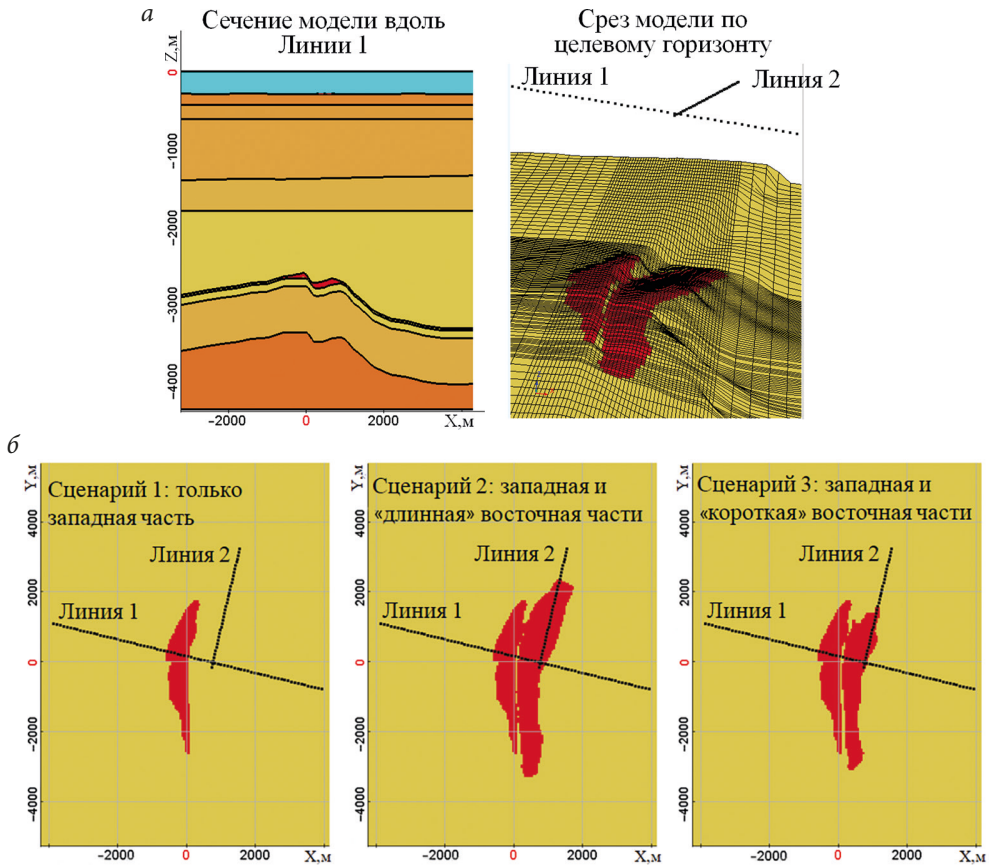


Рис. 6. Вид геоэлектрической модели (а); варианты (сценарии) для исследования разрешающей способности (б)

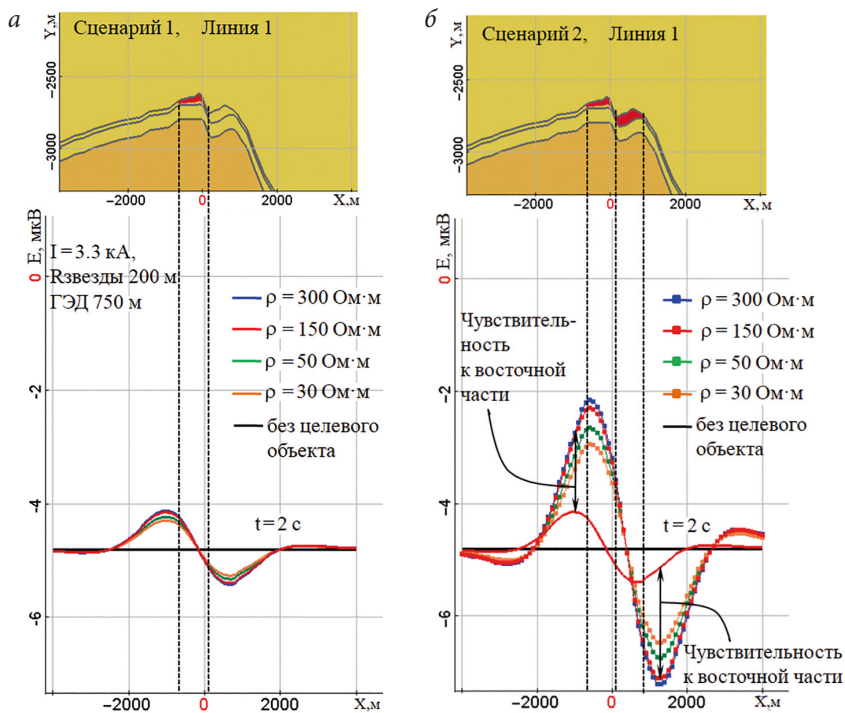


Рис. 7. Сигналы вдоль линии 1 (показана на рис. 6) для сценария 1 (только западная часть месторождения) (а) и для сценария 2 (обе части месторождения) (б)

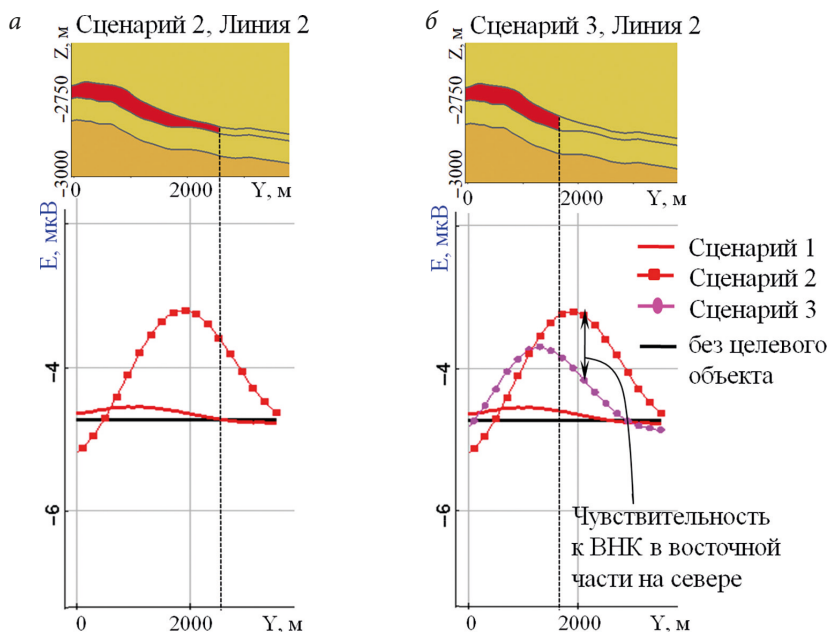


Рис. 8. Измеренный сигнал вдоль линии 2 (показана на рис. 6) для сценария 2 («длинная» восточная часть) (а) и сценария 3 («короткая» восточная часть) (б) для целевого объекта с сопротивлением 150 Ом·м

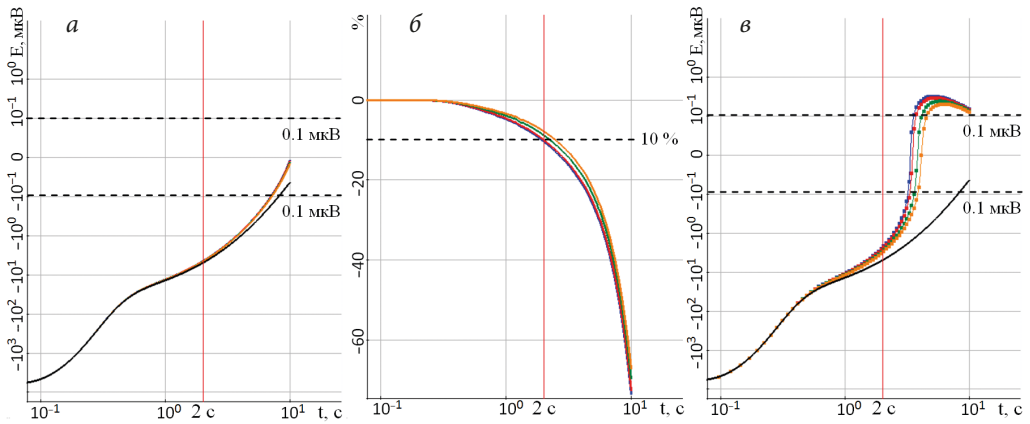


Рис. 9. Сигналы от времени в точке $X = -600$ м на линии 1 (показана на рис. 6) для сценария 1 (а, б) и для сценария 2 (в); на рис. б показаны относительные отклонения кривых, рассчитанных для моделей с различным сопротивлением целевого объекта для сценария 1, относительно сигналов, рассчитанных без целевого объекта (показаны черным цветом на рис. а); цвета кривых, рассчитанных для моделей с целевым объектом различного сопротивления: 30 Ом·м — оранжевый цвет, 50 Ом·м — зеленый цвет, 150 Ом·м — красный цвет, 300 Ом·м — синий цвет

следует, что целевой объект может быть выделен в сигнале в некотором диапазоне времен, который со стороны ранних времен ограничивается уровнем относительной аномалии, а со стороны поздних времен — уровнем измеримости сигнала (поэтому ниже мы будем указывать уровень проявления объекта для левой и правой границ этого диапазона времен).

На рис. 10, а показаны графики сигналов от времени, рассчитанные с целевым объектом и без него для двух значений удельного сопротивления вышележащего слоя: 1.7 Ом·м и 2.2 Ом·м, а на рис. 10, б — относительные отклонения от сигнала, рассчитанного без целевого объекта при сопротивлении вышележащего слоя

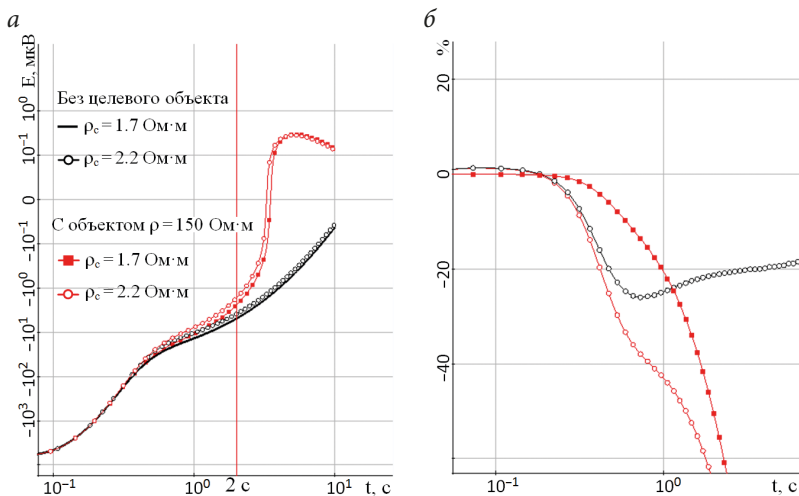


Рис. 10. Сигналы от времени в точке $X = -600$ м на линии 1 (показана на рис. 6) для сценария 2 в сравнении с сигналами без целевого объекта для двух значений сопротивления третьего слоя: $\rho_c = 1.7$ Ом·м и $\rho_c = 2.2$ Ом·м (а); относительные отклонения сигналов от сигнала, рассчитанного для модели без целевого объекта при $\rho_c = 1.7$ Ом·м (б)

1.7 Ом·м. Из представленных результатов следует, что хотя изменение сопротивления вышележащего слоя влияет на измеряемые сигналы до самых поздних времен, но, с одной стороны, это влияние начинается раньше, чем влияние целевого объекта (см. рис. 10, б: в диапазоне 300–500 мс влияние изменения сопротивления слоя составляет от 10 до 20 %, в то время как влияние целевого объекта в этом диапазоне составляет от 1 до 5 %), а с другой стороны, в области поздних времен оно существенно меньше, чем влияние целевого объекта. Следовательно, влияние слоя отделимо от влияния объекта и при необходимости его сопротивление может быть уточнено в результате инверсии (хотя целевой объект можно довольно уверенно выделить и при несколько отличающихся значениях сопротивлений верхних слоев).

Результаты сравнения абсолютных и относительных сигналов, демонстрирующих чувствительность рассматриваемой технологии «Звезда» и технологии ВЭД-ВЭЛ, представлены в табл. 1–2. При выполнении 3D-моделирования длина источника в технологии «Звезда» была взята равной 750 м, а длины лучей приемника — 200 и 400 м. Заметим, что, как показали исследования, для глубинных объектов увеличение длины лучей в два раза позволяет увеличить сигнал в четыре раза. Это, безусловно, является важным положительным фактором. Значение тока в источнике было взято равным 3.3 кА. Параметры для технологии ВЭД-ВЭЛ были взяты в соответствии с используемыми в настоящее время при проведении морских работ: длина генераторной линии (ВЭД) — 300 м, длина приемной линии (ВЭЛ) — 3 м, ток — 6 кА.

По результатам 3D-моделирования для рассматриваемых геоэлектрических условий, размеров и положения целевых объектов можно сделать следующие выводы.

Технология «Звезда» имеет высокую чувствительность к восточной части месторождения относительно вмещающей среды с западной частью: от 40 % на средних временах (левая граница диапазона анализа аномального сигнала) для сигналов 2 мкВ (для «звезды» с длинами лучей 200 м) и 8 мкВ (для «звезды» с длинами лучей 400 м)

Таблица 1. Чувствительность к восточной части месторождения (относительно западной части)

<i>t</i> , с	Параметры установки	ГЭД/Звезда/Ток 750 м / 200 м / 3.3 кА	ГЭД/Звезда/Ток 750 м / 400 м / 3.3 кА	ВЭД/ВЭЛ/Ток 300 м / 3 м / 6 кА
2	Аномальный сигнал, мкВ	2	8	0.0063
	Относительный сигнал, %	40	40	2.6
5	Аномальный сигнал, мкВ	0.7	2.8	0.0011
	Относительный сигнал, %	>100	>100	4.7

Таблица 2. Чувствительность к западной части месторождения (относительно вмещающей среды)

<i>t</i> , с	Параметры установки	ГЭД/Звезда/Ток 750 м / 200 м / 3.3 кА	ГЭД/Звезда/Ток 750 м / 400 м / 3.3 кА	ВЭД/ВЭЛ/Ток 300 м / 3 м / 6 кА
2	Аномальный сигнал, мкВ	0.6	2.4	0.0022
	Относительный сигнал, %	13	13	0.9
5	Аномальный сигнал, мкВ	0.2	0.8	0.00036
	Относительный сигнал, %	40	40	1.6

до более 100 % на поздних временах (правая граница анализируемого диапазона) для сигналов 0.7 мкВ (для «звезды» с лучами 200 м) и 2.8 мкВ (для «звезды» с лучами 400 м). Кроме того, технология «Звезда» имеет достаточную чувствительность к западной части месторождения относительно вмещающей среды: от 13 % для сигналов 0.6 мкВ (для «звезды» с лучами 200 м) и 2.4 мкВ (для «звезды» с лучами 400 м) до 40 % для сигналов 0.2 мкВ (для «звезды» с лучами 200 м) и 0.8 мкВ (для «звезды» с лучами 400 м). При этом высокие уровни аномальных сигналов для технологии «Звезда» сохраняются при понижении сопротивления целевого объекта до 30 Ом·м.

Для того чтобы оценить возможность измерения абсолютного сигнала, были проанализированы данные, представленные в работе (Helwig et al., 2013). В ней на рис. 4 представлены данные измерений в Баренцевом море (месторождение Snohvit, 70° с. ш.). Сила тока в вертикальной линии-источнике была 6000 А. Длина вертикального приемника — 10 м. Сигналы, показанные на рис. 4 в работе (Helwig et al., 2013), даны в единицах В/(А·м) (т. е. нормированы на ток и длину приемной линии). В момент времени $t = 6$ с после выключения тока величина сигнала составляла 4×10^{-13} В/(А·м). Поэтому можно сделать вывод, что сигнал 2.4×10^{-8} В (0.024 мкВ) был успешно измерен приемником длиной 10 м.

Рассматриваемая в нашей работе технология, так же как и технология ВЭД/ВЭЛ, является старт-стопной, благодаря чему можно обеспечить достаточное количество накоплений. Поэтому мы предполагаем, что сигналы от 0.2 мкВ должны быть достаточно уверенно измерены в морских условиях.

Технологии ВЭД-ВЭЛ и ГЭД-ГЭЛ не позволяют выявить наличие восточной части месторождения. Уровень аномального сигнала в технологии ВЭД-ВЭЛ составляет менее 6.5 нВ (0.0065 мкВ) при относительной чувствительности 3 %, а в технологии ГЭД-ГЭЛ уровень аномального сигнала составляет около 1 нВ (0.001 мкВ) при относительном отклике 0.3 %.

3.3. Анализ точности картирования границ целевых объектов и анализ эквивалентности

С помощью описанных в разделе 2 методов 3D-моделирования и 3D-инверсии оценим точность определения краев целевого объекта для сценариев 1 и 2 (т. е. без восточной части месторождения и при ее наличии). Положения установок на площади и результаты представлены на рис. 11.

Слева на рис. 11 показаны срезы на уровне целевого объекта для обоих сценариев. Для выполнения 3D-инверсии использовалась блочная структура, состоящая из пяти рядов, содержащих по два блока в каждом ряду. Стартовое значение сопротивлений в блоках было взято равным 1 Ом·м при фоновом сопротивлении (вмещающей среды) 0.6 Ом·м. Эта модель показана на центральных фрагментах рис. 11. Справа на рис. 11 представлены результаты 3D-инверсии. Видно, что 3D-инверсия позволяет выявить восточную часть месторождения (в случае ее присутствия), а также позволяет определить положение ВНК (границы целевого объекта) как для сценария 2 (в присутствии восточной части), так и для сценария 1 (в случае наличия только западной части месторождения). Погрешность определения границ составляет в среднем 100–200 м, исключая участки с малой чувствительностью, которые показаны на рис. 11 белым пунктиром.

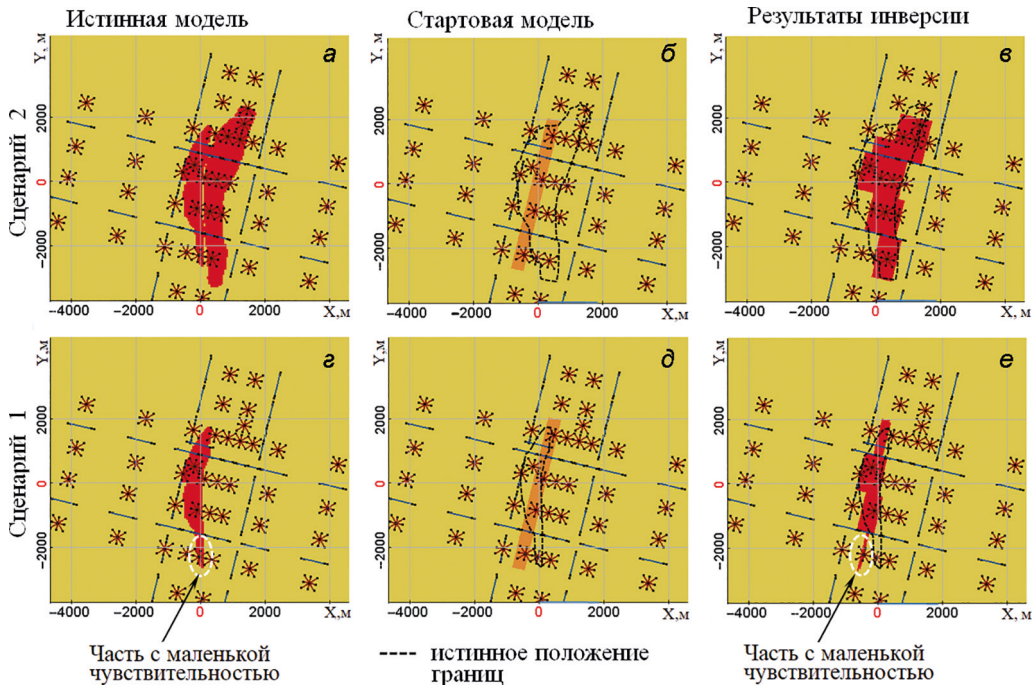


Рис. 11. Анализ точности определения краев целевых объектов: результаты 3D-инверсии для сценариев 2 (а, б, в) и 1 (з, д, е) в виде срезов на уровне целевого горизонта для истинной (а, з) и стартовой (б, д) моделей, а также для модели, восстановленной в результате 3D-инверсии (в, е)

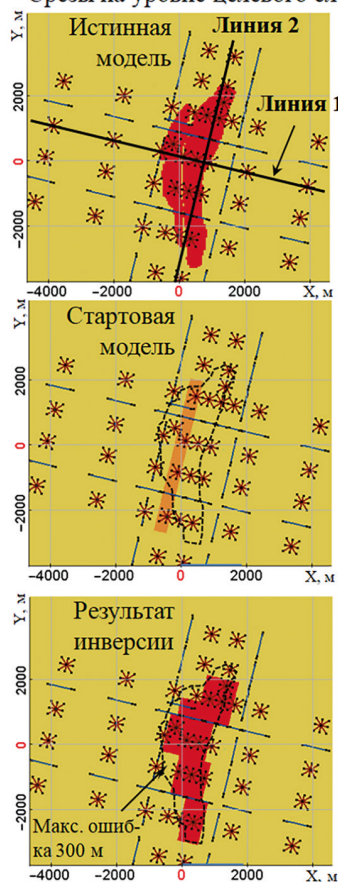
Для большей наглядности на рис. 12 вместе с распределением в плане для истинной, стартовой и полученной в результате инверсии моделей показаны разрезы вдоль линий 1 и 2, показанных на рис. 6. Представленные результаты подтверждают сделанные выше выводы.

Было также проведено исследование эквивалентности при определении границы целевого объекта и его сопротивления. При формировании синтетических данных сопротивление целевого объекта в истинной модели было взято равным 150 Ом·м. При проведении 3D-инверсии это сопротивление было получено равным 100 Ом·м.

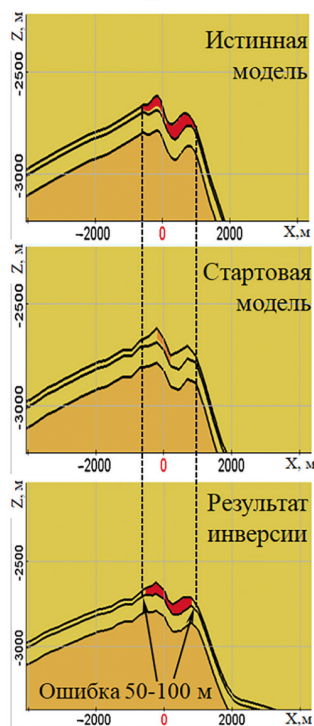
Исследование эквивалентности проводилось следующим образом. Модель, полученная в результате инверсии, принималась за исходную, для нее фиксировалось другое удельное электрическое сопротивление и производился поиск границ. Если сигналы, полученные для новой модели, отличались от старой менее чем на уровень ошибки (в нашем случае мы взяли этот уровень 70 нВ), то модели считались эквивалентными. На рис. 13 приведен пример одной из эквивалентных моделей, в которой целевой объект был взят с сопротивлением 35 Ом·м.

На рис. 14 приведены сигналы в момент времени $t = 5$ с для восьми «звезд», расположенных вдоль линии 2, показанной на рис. 13. Для истинной и подобранной в результате инверсии моделей сигналы приведены на рисунке слева (черные и красные точки), а для подобранной и эквивалентной моделей — на рисунке справа (красные и зеленые точки). Из представленных результатов видно, что отличие

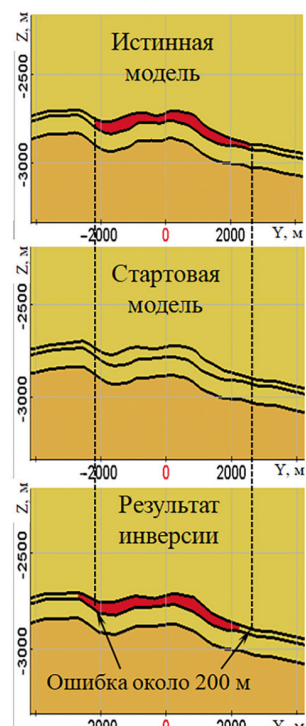
а Срезы на уровне целевого слоя б



Сечения вдоль Линии 1



Сечения вдоль Линии 2



---- истинное положение границ

Рис. 12. Анализ точности определения краев целевых объектов: результаты 3D-инверсии для сценария 2. Представлены срезы на уровне целевого горизонта (а) и разрезы вдоль линий 1 (б) и 2 (в) для истинной и стартовой моделей, а также для модели, восстановленной в результате 3D-инверсии

между сигналами для эквивалентных моделей меньше, чем их отличие от сигналов для истинной модели (и поэтому мы можем признать эти модели эквивалентными).

Таким образом, для рассматриваемой ситуации мы получили следующую зону эквивалентности: удельное сопротивление целевого объекта от 30 Ом·м и выше и при изменении положения границы от 150 м и менее.

Аналогичные исследования проводились для ситуации, когда удельное сопротивление целевого объекта в истинной модели было взято равным 35 Ом·м. В результате исследований была получена очень близкая зона эквивалентности с нижней границей 20 Ом·м (вместо 30 Ом·м, когда в истинной модели сопротивление целевого объекта было взято 150 Ом·м).

В целом же важно отметить, что выявленная зона эквивалентности *не ухудшает* решение рассматриваемой задачи. Полученное минимальное сопротивление (20 Ом·м) также будет свидетельствовать о наличии целевого объекта, а изменение положения границ у эквивалентных моделей не превышает 150 м.

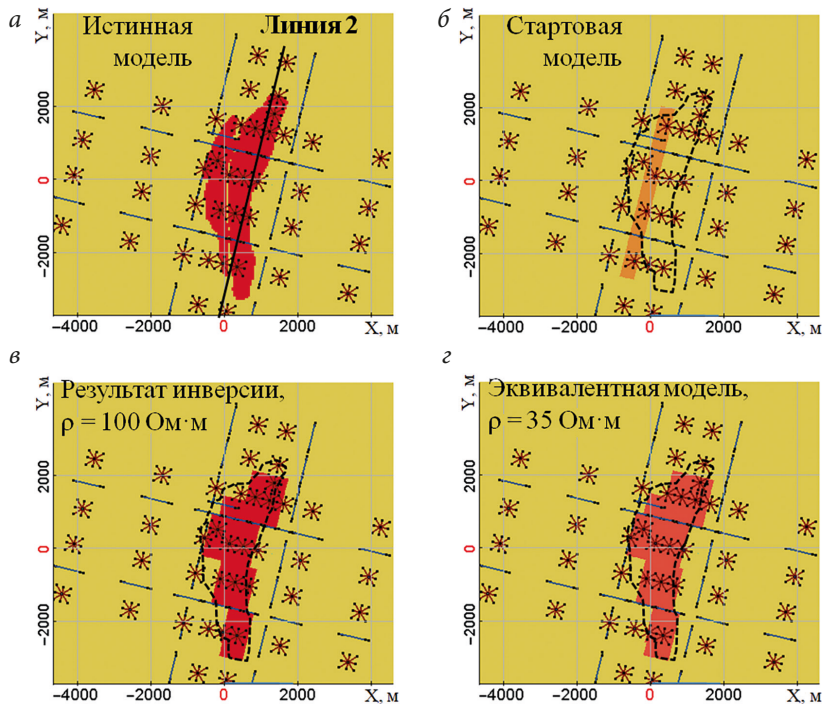


Рис. 13. Оценка эквивалентности при определении границы целевого объекта и его сопротивления:
 а — истинная модель; б — стартовая модель; в — результат инверсии; г — эквивалентная модель

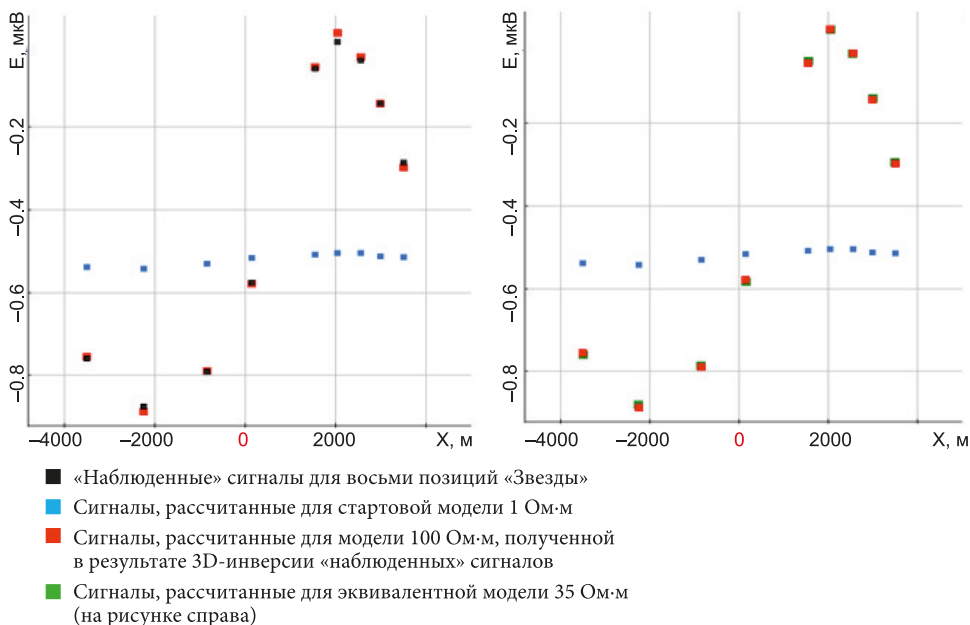


Рис. 14. Сигналы в момент времени $t = 5$ с для восьми «звезд», расположенных вдоль линии 2 (показана на рис. 13), для истинной, стартовой, подобранной в результате инверсии и эквивалентной моделей

3.4. Возможности технологии «Звезда» для решения задач мониторинга

В заключение рассмотрим еще один важный аспект, связанный с возможностями технологии «Звезда» для решения задач мониторинга границы нефтенасыщенной зоны (ГНЗ). Для этого рассмотрим геоэлектрическую модель другого месторождения (Knai and Knipe, 1998; Theuerkorn, 2012; Thrana et al., 2014), план и разрез для которой показаны на рис. 15.

В процессе добычи нефть от границ месторождения вытеснялась, замещаясь водой. Мы рассмотрели несколько смещений границы нефтенасыщенной зоны (ГНЗ) с различных сторон месторождения (эти смещения показаны на рис. 15). Поскольку при этом нельзя точно сказать, какой процент нефти остается после вытеснения, мы рассмотрели не только различные смещения ГНЗ, но и различные значения удельного сопротивления участка, соответствующего разнице положений смещенного и стартового положения ГНЗ (зона вытеснения показана оранжевым

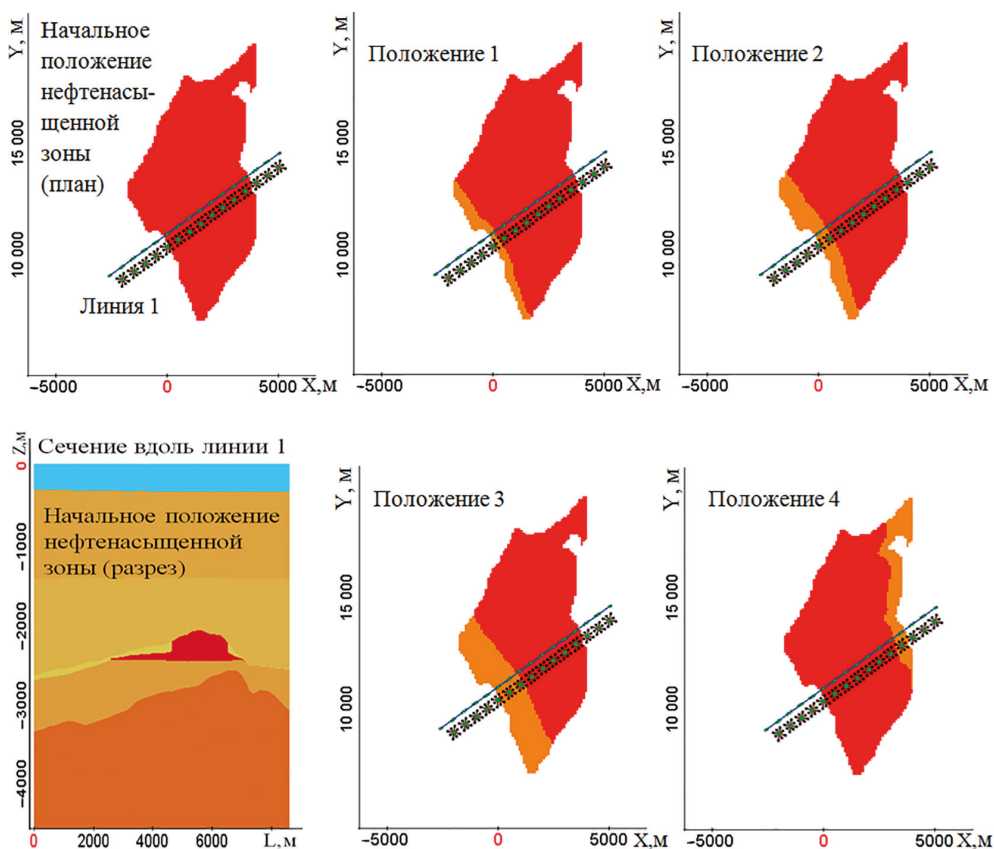


Рис. 15. Геоэлектрическая модель месторождения Heidrun (Knai and Knipe, 1998; Theuerkorn, 2012; Thrana et al., 2014), для которой будут проанализированы возможности технологии «Звезда» для решения задач мониторинга; красным цветом показано положение нефтенасыщенной зоны, оранжевым цветом показана зона после вытеснения нефти водой с сопротивлением ρ_w

цветом на рис. 15). На рис. 16, а, б показаны графики сигналов, которые получены для модели со стартовым значением ГНЗ и для моделей со смещенным положением ГНЗ для различных вариантов остаточной нефти (т. е. для различных значений удельного сопротивления области, оставшейся после вытеснения основного объема нефти). На рис. 16, в, г приведены отклонения сигналов для моделей со смещенным положением ГНЗ и различных сопротивлений после вытеснения относительно сигналов, рассчитанных для стартового положения ГНЗ.

Из представленных результатов видно, что сигналы в технологии «Звезда» имеют достаточно ощутимую чувствительность к смещению ГНЗ и к разным

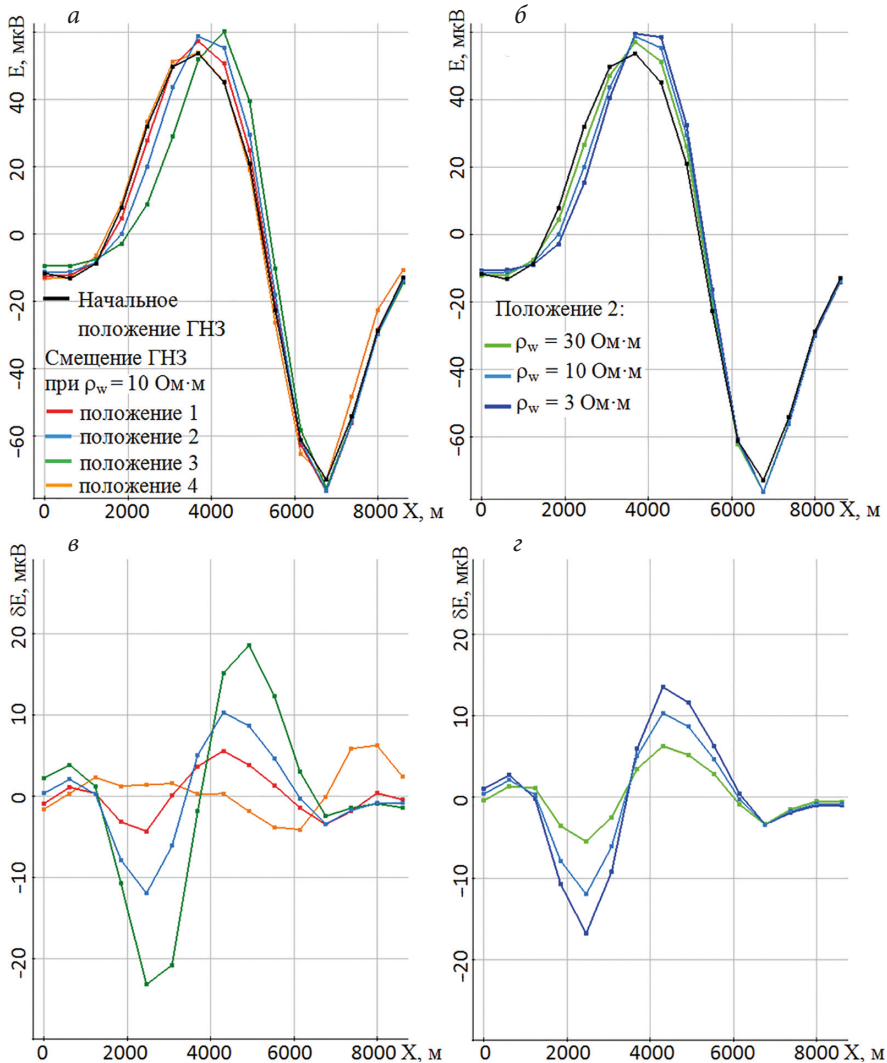


Рис. 16. Сигналы вдоль линии 1 (показана на рис. 15) при $t = 1.5$ с:

а — при различных положениях границы нефтенасыщенной зоны (ГНЗ) для значения сопротивления после вытеснения $\rho_w = 10$ Ом·м; б — при различных ρ_w для положения 2 ГНЗ; в — влияние смещения ГНЗ для $\rho_w = 10$ Ом·м относительно начального положения ГНЗ; г — влияние разных ρ_w для положения 2 ГНЗ относительно начального положения ГНЗ (сигналы приведены для $I = 7$ кА)

сопротивлениям после вытеснения нефти. При этом из анализа рис. 16, в, г следует, что положение ГНЗ определяется сменой знака между отрицательным и положительным экстремумами в графиках отклонений сигналов, полученных при смещении этой границы, а сопротивление области, оставшейся после вытеснения основного объема нефти, определяется уровнем этих экстремумов. Этот факт открывает хорошие перспективы для использования технологии «Звезда» при решении мониторинговых задач, особенно в совокупности с возможностями гидродинамического моделирования и основанных на нем методов решения соответствующих обратных задач по данным нефтедобычи (Persova et al., 2021a).

3.5. Технические возможности реализации технологии «Звезда»

Вначале отметим важный момент, касающийся некоторых аспектов раскладки приемника «Звезда» на морском дне и точности позиционирования электродов «звезды» на морском дне. Установка «звезды» на морском дне может осуществляться с использованием морских беспилотников типа ROV (remotely operated vehicle), которые обладают возможностью достаточно точного позиционирования: ошибка позиционирования составляет менее 2 м (в среднем — 1 м) (edgerov.com.au, 2024; Karoth, 2023). Расчеты показывают, что ошибка в 2 м дает изменения сигналов в интересующей области времен, которые в пять раз меньше по сравнению с уровнем аномальных сигналов для задач, рассмотренных в данной работе.

Из технических характеристик беспилотников ROV следует, что развертывание одной «звезды» может занимать порядка 13 ч. Возможно использование нескольких (двух или четырех) ROV для раскладки одной «звезды» («лучи» разматываются от центра установки). Кроме того, можно одновременно разматывать и затем одновременно выполнять измерения, как минимум, от двух «звезд», расположенных по разные стороны от генераторов, как это показано на рис. 11, а в ряде случаев имеет смысл использовать несколько разносов и выполнять измерения от четырех «звезд» (по две «звезды» с каждой стороны генераторной линии). И, наконец, надо учитывать тот факт, что море обеспечивает благоприятные условия заземления. Время измерения на одном положении установки с учетом необходимого количества накоплений будет составлять порядка 1.5–2 ч. С учетом вышесказанного, площадь, представленная на рис. 11, может быть отработана за месяц.

В общем случае для технологии «Звезда» желателен шаг по профилю порядка 500 м, с возможным уменьшением в районе залежи и увеличением сбоку от нее, а рекомендуемые разносы от генераторных линий составляют от 700 до 2500 м.

Заключение

Представленный аппарат 3D-моделирования и 3D-инверсии позволяет разрабатывать технологии морской электроразведки и проектировать системы наблюдений с анализом разрешающей способности и областей эквивалентности и выполнять обработку практических данных.

С использованием математического аппарата проведены исследования возможности применения технологии «Звезда» на морском шельфе, которые показали, что технология «Звезда» позволяет получить гораздо более высокий уровень

как абсолютного, так и относительного сигнала от залежей небольшого размера, расположенных на достаточно больших глубинах, по сравнению с известными как старт-стопными (ВЭД-ВЭЛ), так и буксируемыми (ГЭД-ГЭЛ) технологиями.

Реализация технологии «Звезда» может осуществляться с использованием морских беспилотников ROV. В этом случае установка и отработка одного положения установки может быть выполнена за 15 ч или менее, что позволяет провести геофизические исследования на относительно небольшой площади за один месяц.

Выполненный для технологии «Звезда» анализ эквивалентности «сопротивление целевого объекта — положение его границы» показал, что выявленная зона эквивалентности не ухудшает решение рассматриваемой задачи: для рассмотренных геоэлектрических условий, характерных для шельфовых зон, полученное минимальное сопротивление 30 Ом·м вместо истинного 150 Ом·м также будет свидетельствовать о наличии целевого объекта, а разница в положении границ у эквивалентных моделей не превышает 150 м.

Исследование возможности решения мониторинговых задач показало, что может быть предложен достаточно простой способ интерпретации результатов, основанный на том, что положение границы нефтенасыщенной зоны определяется сменой знака между отрицательным и положительным экстремумами в графиках отклонений сигналов, полученных при смещении этой границы в процессе добычи нефти, а сопротивление области, оставшейся после вытеснения основного объема нефти, определяется уровнем этих экстремумов. При этом уровень эквивалентности «смещение границы — сопротивление в зоне вытеснения» оказывается невысоким. Кроме того, в перспективе возможно комбинирование процедур инверсии электромагнитных данных с результатами гидродинамического моделирования и решения соответствующих обратных задач (представленных, например, в работе (Persova et al., 2021a)), что позволит дополнительно повысить точность определения положения границы нефтенасыщенной зоны при проведении мониторинговых работ.

Таким образом, рассмотренная технология с многолучевым дифференциальным приемником «Звезда» позволяет существенно увеличить глубинность и разрешающую способность морских электромагнитных зондирований по сравнению с существующими технологиями, а также открывает перспективы успешного проведения «тонких» мониторинговых работ.

Литература/References

- Abubakar, A., Habashy, T.M., Li, M., Liu, J. (2009). Inversion algorithms for large-scale geophysical electromagnetic measurements. *Inverse Problems*, 25, 123012. <https://doi.org/10.1088/0266-5611/25/12/123012>
- Brown, V., Hoversten, M., Key, K., Chen, J. (2012). Resolution of reservoir scale electrical anisotropy from marine CSEM data. *Geophysics*, 77, E147–E158. <https://doi.org/10.1190/geo2011-0159.1>
- Cai, H., Hu, X., Li, J., Endo, M., Xiong, B. (2017). Parallelized 3D CSEM modeling using edge-based finite element with total field formulation and unstructured mesh. *Computers Geosciences*, 99, 125–134. <https://doi.org/10.1016/j.cageo.2016.11.009>
- Constable, S. (2013). Review paper: Instrumentation for marine magnetotelluric and controlled source electromagnetic sounding. *Geophys. Prospect*, 61, 505–532. <https://doi.org/10.1111/j.1365-2478.2012.01117.x>

- Da Piedade, A. A., Régis, C., Nunes, C. M. B., da Silva, H. F. (2021). Computational cost comparison between nodal and vector finite elements in the modeling of controlled source electromagnetic data using a direct solver. *Computers Geosciences*, 156, 104901. <https://doi.org/10.1016/j.cageo.2021.104901>
- Da Silva, N. V., Morgan, J. V., MacGregor, L., Warner, M. (2012). A finite element multifrontal method for 3D CSEM modeling in the frequency domain. *Geophysics*, 77, E101-E115. <https://doi.org/10.1190/geo2010-0398.1>
- Du, Z., Namu, G., May, J., Reiser, C., Midgley, J. (2017). Total hydrocarbon volume in place: Improved reservoir characterization from integration of towed-streamer EM and dual-sensor broadband seismic data. *First Break*, 35. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.35.9.90115>
- edgerov.com.au (2024). *Edgerov — Autonomous Technology*. [online] Available at: <https://edgerov.com.au/wp-content/uploads/2022/09/EROV-Seasam-Catalog-Q3.2022-Sept-2022.pdf>. [Accessed 29.01.2024].
- Girard, J.-F., Coppo, N., Rohmer, J., Bourgeois, B., Naudet, V., Schmidt-Hattenberger, C. (2011). Time-lapse CSEM monitoring of the Ketzin (Germany) CO₂ injection using 2×MAM configuration. *Energy Procedia*, 4, 3322–3329. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.253>
- Haroon, A., Hölz, S., Gehrman, R. A. S., Attias, E., Jegen, M., Minshull, T. A., Murton, B. J. (2018). Marine dipole-dipole controlled source electromagnetic and coincident-loop transient electromagnetic experiments to detect seafloor massive sulphides: effects of three-dimensional bathymetry. *Geophysical Journal International*, 215, 2156–2171. <https://doi.org/10.1093/gji/ggy398>
- Helwig, S. L., Wood, W., Frafjord, Ø. (2017). First CSEM Surveys with a Newly Designed Receiver. In: *79th EAGE Conference and Exhibition 2017*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201700566>
- Helwig, S. L., El Kaffas, A. W., Holten, T., Frafjord, O., Eide, K. (2013). Vertical dipole CSEM: technology advances and results from Snohvit field. *First Break*, 31 (4), 63–68.
- Holten, T., Flekkøy, E. G., Singer, B., Blixt, E. M., Hanssen, A., Måløy, K. J. (2009). Vertical source, vertical receiver, electromagnetic technique for offshore hydrocarbon exploration. *First Break*, 27. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.27.1299.28934>
- Johansen, S. E., Panzner, M., Mittet, R., Amundsen, H. E. F., Lim, A., Vik, E., Landrø, M., Arntsen, B. (2019). Deep electrical imaging of the ultraslow-spreading Mohns Ridge. *Nature*, 567, 379–383. <https://doi.org/10.1038/s41586-019-1010-0>
- Karoth, P. (2023). *Minimizing positional errors during ROV visual inspection. A guide for underwater video survey professionals | Hydro International*. [online] Available at: <https://www.hydro-international.com/content/article/minimizing-positional-errors-during-rov-visual-inspection>. [Accessed 29.01.2024].
- Key, K. (2009). 1D inversion of multicomponent, multifrequency marine CSEM data: Methodology and synthetic studies for resolving thin resistive layers. *Geophysics*, 74, F9–F20. <https://doi.org/10.1190/1.3058434>
- King, R. B., Constable, S., Maloney, J. M. (2022). A case study in controlled source electromagnetism: Near seabed hydrocarbon seep systems of Coal Oil Point, California, USA. *Mar. Petroleum geology*, 139, 105636. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2022.105636>
- Knai, T. A. and Knipe, R. J. (1998). The impact of faults on fluid flow in the Heidrun Field. *Geological Society, London, Special Publ.* 147, 269–282. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1998.147.01.18>
- Legeydo, P. Y. and Ageenkov, E. V. (2011). Differentially-normalized Method of Electroinvestigation (DNME) — An Efficient Instrument for HC Exploration Off- and Onshore. In: *SPE Arctic and Extreme Environments Conference and Exhibition. SPE*. <https://doi.org/10.2118/149910-MS>
- Li, G., Zhang, L., Goswami, B. K. (2022). Complex Frequency-Shifted Perfectly Matched Layers for 2.5D Frequency-Domain Marine Controlled-Source EM Field Simulations. *Surveys in Geophysics*, 43, 1055–1084. <https://doi.org/10.1007/s10712-022-09699-z>
- Liu, Z., Ren, Z., Yao, H., Tang, J., Lu, X., Farquharson, C. (2023). A parallel adaptive finite-element approach for 3-D realistic controlled-source electromagnetic problems using hierarchical tetrahedral grids. *Geophysical Journal International*, 232, 1866–1885. <https://doi.org/10.1093/gji/ggac419>
- Mogilatov, V. and Goldman, M. (2020). Generalized Tikhonov's algorithm for accurate calculation of one-dimensional transient responses directly in time domain. *Geophysical Prospecting*, 68, 690–708. <https://doi.org/10.1111/1365-2478.12843>
- Mogilatov, V., Goldman, M., Persova, M., Soloveichik, Y., Koshkina, Y., Trubacheva, O., Zlobinskiy, A. (2016). Application of the marine circular electric dipole method in high latitude Arctic regions using drifting ice floes. *Journal of Applied Geophysics*, 135, 17–31. <https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2016.08.007>

- Nunes, C. M. B. and Régis, C. (2020). GEMM3D: An Edge Finite Element program for 3D modeling of electromagnetic fields and sensitivities for geophysical applications. *Computers Geosciences*, 139, 104477. <https://doi.org/10.1016/j.cageo.2020.104477>
- Park, J., Fawad, M., Viken, I., Aker, E., Bjørnarå, T. I. (2013). CSEM Sensitivity Study for Sleipner CO₂-injection Monitoring. *Energy Procedia*, 37, 4199–4206. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.322>
- Persova, M. G., Soloveichik, Y. G., Domnikov, P. A., Vagin, D. V., Koshkina, Y. I. (2015). Electromagnetic field analysis in the marine CSEM detection of homogeneous and inhomogeneous hydrocarbon 3D reservoirs. *Journal of Applied Geophysics*, 119, 147–155. <https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2015.05.019>
- Persova, M. G., Soloveichik, Y. G., Kjerstad, J. K. (2022). *Method and apparatus for performing a CSEM survey*. Patent no. WO2022186701A1 2022-09-09, Priorities: NO20210285A 2021-03-03.
- Persova, M. G., Soloveichik, Y. G., Kjerstad, J. K., Sivenkova, A. P., Kiseleva, A. S., Kiselev, D. S. (2023). Geometric 2.5D inversion of marine time domain electromagnetic data with application to hydrocarbon deposits prospecting. *Journal of Applied Geophysics*, 212, 104996. <https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2023.104996>
- Persova, M. G., Soloveichik, Y. G., Trigubovich, G. M. (2011). Computer modeling of geoelectromagnetic fields in three-dimensional media by the finite element method. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 47, 79–89. <https://doi.org/10.1134/S1069351311010095>
- Persova, M. G., Soloveichik, Y. G., Vagin, D. V., Grif, A. M., Kiselev, D. S., Patrushev, I. I., Nasybullin, A. V., Ganiev, B. G. (2021a). The design of high-viscosity oil reservoir model based on the inverse problem solution. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 199, 108245. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108245>
- Persova, M. G., Soloveichik, Y. G., Vagin, D. V., Kiselev, D. S., Grif, A. M., Koshkina, Y. I., Sivenkova, A. P. (2020a). Three-dimensional inversion of airborne data with applications for detecting elongated subvertical bodies overlapped by an inhomogeneous conductive layer with topography. *Geophysical Prospecting*, 68, 2217–2253. <https://doi.org/10.1111/1365-2478.12979>
- Persova, M. G., Soloveichik, Y. G., Vagin, D. V., Kiselev, D. S., Koshkina, Y. I. (2020b). Finite element solution to 3-D airborne time-domain electromagnetic problems in complex geological media using non-conforming hexahedral meshes. *Journal of Applied Geophysics*, 172, 103911. <https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2019.103911>
- Persova, M. G., Soloveichik, Y. G., Vagin, D. V., Kiselev, D. S., Sivenkova, A. P., Grif, A. M. (2021b). Improving the computational efficiency of solving multisource 3-D airborne electromagnetic problems in complex geological media. *Computers Geosciences*, 25, 1957–1981. <https://doi.org/10.1007/s10596-021-10095-6>
- Persova, M. G., Soloveichik, Y. G., Vagin, D. V., Sivenkova, A. P., Kiseleva, A. S., Tokareva, M. G. (2021c). Improving the Accuracy of 3-D Modeling Electromagnetic Fields in Marine Electrical Prospecting Problems. In: *2021 XV International Scientific-Technical Conference on Actual Problems Of Electronic Instrument Engineering (APEIE)*. IEEE, 583–586. <https://doi.org/10.1109/APEIE52976.2021.9647511>
- PL887 Status Report at Licence Lapse (2020). [report] PGNiG Upstream Norway, Skagen 44, Concedo, Petrolia NOCO.
- Schwalenberg, K., Gehrman, R. A. S., Bialas, J., Rippe, D. (2020). Analysis of marine controlled source electromagnetic data for the assessment of gas hydrates in the Danube deep-sea fan, Black Sea. *Marine and Petroleum Geology*, 122, 104650. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104650>
- Schwalenberg, K., Rippe, D., Koch, S., Scholl, C. (2017). Marine-controlled source electromagnetic study of methane seeps and gas hydrates at Opouawe Bank, Hikurangi Margin, New Zealand. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 122, 3334–3350. <https://doi.org/10.1002/2016JB013702>
- Schwarzbach, C., Börner, R.-U., Spitzer, K. (2011). Three-dimensional adaptive higher order finite element simulation for geo-electromagnetics—a marine CSEM example. *Geophysical Journal International*, 187, 63–74. <https://doi.org/10.1111/j.1365-246X.2011.05127.x>
- Senger, K., Birchall, T., Betlem, P., Ogata, K., Ohm, S., Olausson, S., Paulsen, R. S. (2021). Resistivity of reservoir sandstones and organic rich shales on the Barents Shelf: Implications for interpreting CSEM data. *Geoscience Frontiers*, 12, 101063. <https://doi.org/10.1016/j.gsf.2020.08.007>
- Soloveichik, Yu. G., Persova, M. G., Vagin, D. V., Sivenkova, A. P., Kiselev, D. S., Koshkina, Yu. I. (2024). Comparative analysis of computational schemes for FEM modeling of 3D time-domain geoelectromagnetic fields excited by a horizontal grounded-wire source. *Computers and Geosciences* 183, 105514. <https://doi.org/10.1016/j.cageo.2023.105514>
- Soloveichik, Yu. G., Royak, M. E., Persova, M. G. (2007). *Finite element method for solving scalar and vector problems*. Novosibirsk: NSTU Publ. (In Russian)

- Theuerkorn, K. (2012). *Reservoir characterisation using macromolecular petroleum compounds including asphaltenes: A case study of the Heidrun oil field in the Norwegian North Sea*. [thesis] Berlin.
- Thrana, C., Næss, A., Leary, S., Gowland, S., Brekken, M., Taylor, A. (2014). Updated depositional and stratigraphic model of the Lower Jurassic Åre Formation, Heidrun Field, Norway. In: *From Depositional Systems to Sedimentary Successions on the Norwegian Continental Margin*. 253–289. <https://doi.org/10.1002/9781118920435.ch11>
- Um, E. S., Harris, J. M., Alumbaugh, D. L. (2010). 3D time-domain simulation of electromagnetic diffusion phenomena: A finite-element electric-field approach. *Geophysics* 75, F115–F126. <https://doi.org/10.1190/1.3473694>
- Zhang, M., Farquharson, C. G., Lin, T. (2022). Comparison of nodal and edge basis functions for the forward modelling of three-dimensional frequency-domain wire source electromagnetic data using a potentials formulation. *Geophysical Prospecting*, 70, 828–843. <https://doi.org/10.1111/1365-2478.13187>

Статья поступила в редакцию 24 октября 2023 г.
Статья рекомендована к печати 15 февраля 2024 г.

Контактная информация:

Персова Марина Геннадьевна — mpersova@mail.ru
Соловейчик Юрий Григорьевич — soloveychik@ami.nstu.ru
Сивенкова Анастасия Павловна — nastya_sivenkova19@mail.ru
Вагин Денис Владимирович — vdv_wk@mail.ru
Киселев Дмитрий Сергеевич — harlequin_00@mail.ru

Analysis of the capabilities of marine electrical exploration technologies in solving problems of prospecting and monitoring oil and gas fields using 3D modeling and geometric 3D inversion*

M. G. Persova, Yu. G. Soloveichik, A. P. Sivenkova, D. V. Vagin, D. S. Kiselev

Novosibirsk State Technical University,
20, pr. Karla Marksa, Novosibirsk, 630073, Russian Federation

For citation: Persova, M. G., Soloveichik, Yu. G., Sivenkova, A. P., Vagin, D. V., Kiselev, D. S. (2024). Analysis of the capabilities of marine electrical exploration technologies in solving problems of prospecting and monitoring oil and gas fields using 3D modeling and geometric 3D inversion. *Vestnik of Saint Petersburg University. Earth Sciences*, 69 (2), 274–302. <https://doi.org/10.21638/spbu07.2024.204> (In Russian)

The possibilities and comparative analysis of marine electrical exploration technologies for solving problems of hydrocarbon search and monitoring of oil-water contact are presented. The studies were carried out using a 3D modeling and geometric 3D inversion. The 3D modeling method is based on a special mathematical formulation with two-stage primary-secondary field approach and finite element approximation using vector basis functions. The 3D geometric inversion method is aimed at maximizing the accuracy of determining the boundaries of target objects. We consider a new technology for electrical prospecting, which is implemented in start-stop mode and make measurements in the time domain. This technology includes an eight-arm receiver located on the seabed and two sources in the form of

* This work was financially supported by the Ministry of Science and Higher Education under project FSUN-2024-0003.

horizontal electric dipoles, which can be located either on the seabed or at the surface of the water. It is shown that this technology makes it possible to obtain a significantly larger absolute and relative signal from a deep-lying object of increased resistivity compared to technologies in which the field is excited and received either by horizontal or vertical lines. For technology with an eight-arm receiver, we analyze the error in determining the oil-water contact and equivalence. It is shown that in the case of sufficient sensitivity of signals to the presence of a deep target object, the position of its boundaries can be determined with an accuracy of no worse than 200 m for a target depth of 2.5 km if the contrast in the resistivity of the object to the background medium is sufficient. It is also shown that the position of the oil-saturated zone boundary is determined by the change of sign between negative and positive extrema in the deviations of signals obtained when this boundary is displaced during oil production, and the resistivity of the area remaining after the displacement of the main volume of oil is determined by the level of these extrema. This, in turn, opens up prospects for using this technology in solving problems of monitoring the boundary of the oil-saturated zone during the development of offshore oil fields.

Keywords: marine electrical exploration, hydrocarbon prospecting, monitoring, 3D modeling, 3D inversion.

Received: October 24, 2023
Accepted: February 15, 2024

Authors' information:

Marina G. Persova — mpersova@mail.ru

Yuri G. Soloveichik — soloveychik@ami.nstu.ru

Anastasia P. Sivenkova — nastya_sivenkova19@mail.ru

Denis V. Vagin — vdv_wk@mail.ru

Dmitry S. Kiselev — harlequin_00@mail.ru