

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ  
ИНСТИТУТ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ ИМ. А.А. ТРОФИМУКА  
СИБИРСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

*На правах рукописи*

**ДАНИЛОВСКИЙ Кирилл Николаевич**

**ПРОГРАММНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ  
ЧИСЛЕННОЙ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ  
ДАННЫХ БОКОВОГО СКАНИРУЮЩЕГО КАРОТАЖА  
В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН**

25.00.10 – геофизика, геофизические методы  
поисков полезных ископаемых

**ДИССЕРТАЦИЯ**

на соискание учёной степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель:

Глинских Вячеслав Николаевич,  
доктор физ.-мат. наук, чл.-кор. РАН

Новосибирск

2021

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ .....</b>	<b>3</b>
<b>Глава 1. МЕТОД БОКОВОГО СКАНИРУЮЩЕГО КАРОТАЖА: РАЗВИТИЕ, ПРИМЕНЕНИЕ, ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, АЛГОРИТМЫ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ .....</b>	<b>11</b>
1.1. Развитие методов геонавигации скважин.....	11
1.2. Развитие методов сканирующего каротажа .....	17
1.3. Имиджи УЭС, численное моделирование и детектирование границ пластов .....	28
<b>Глава 2. СИГНАЛЫ БКС ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ТРЁХМЕРНОГО ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ .....</b>	<b>39</b>
2.1. Прибор БКС и численное моделирование его сигналов в трёхмерных геоэлектрических моделях сред.....	39
2.2. Связь сигналов БКС с параметрами геоэлектрических моделей.....	42
2.3. Влияние скважинных условий измерения на имиджи УЭС.....	50
2.4. Оценка пространственного разрешения прибора БКС .....	60
<b>Глава 3. ОБРАБОТКА И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ БКС НА ОСНОВЕ СВЁРТОЧНЫХ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ ДЛЯ ГЕОНАВИГАЦИИ .....</b>	<b>71</b>
3.1. Создание набора данных для обучения и тестирования ИНС .....	71
3.2. Подавление случайных помех на имиджах УЭС с применением свёрточного автокодировщика .....	75
3.3. Автоматическое детектирование границ пластов на имиджах УЭС с применением полносвёрточной ИНС .....	79
3.4. Обработка имиджей УЭС и детектирование границ пластов в наклонно-направленных скважинах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.....	90
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>102</b>
<b>ЛИТЕРАТУРА .....</b>	<b>104</b>

## ВВЕДЕНИЕ

**Объект исследования** – сигналы бокового сканирующего каротажа (БКС) в процессе бурения наклонно-направленных скважин, вскрывающих нефтенасыщенные коллекторы терригенных разрезов Западной Сибири.

### **Актуальность исследования**

За последние десятилетия при разработке нефтяных месторождений как за рубежом, так и в России происходит повсеместный переход в бурении от вертикальных скважин к наклонно-направленным скважинам с горизонтальным завершением. Бурение наклонно-направленных скважин имеет ряд преимуществ: существенно увеличивается зона дренирования нефтеносного пласта, появляется возможность кустового бурения, а также бурения многоствольных скважин. За счёт появления наклонно-направленного бурения значительно усложняется и расширяется круг задач промысловой геофизики.

При наклонно-направленном бурении применяют геонавигацию – оперативную корректировку траектории бурения скважины с целью её удержания в целевом нефтеносном пласте. Геонавигация – это сложный процесс, требующий использования дорогостоящего оборудования и программного обеспечения (ПО), а также работы квалифицированных специалистов. Решение о корректировке траектории принимается непосредственно в процессе бурения на основе интерпретации каротажных данных, получаемых в реальном времени от приборов, входящих в состав буровой колонны. В настоящее время в России всё более широкое распространение приобретает новый отечественный комплекс приборов каротажа в процессе бурения «ЛУЧ-М», разработанный на Научно-производственном предприятии геофизической аппаратуры «Луч» (НПП ГА «Луч», г. Новосибирск) совместно с Институтом нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (ИНГГ СО РАН, г. Новоси-

бирск). Наряду с зондами, выполняющими традиционные геофизические измерения, комплекс включает в себя первый отечественный прибор БКС в процессе бурения. Интерпретация данных БКС является одним из передовых способов, использующихся в мире при геонавигации наклонно-направленных нефтяных скважин.

При создании нового прибора требуется анализ возможностей и ограничений его применения, а также оценка его пространственного разрешения. Из-за малой радиальной глубинности измерения БКС особенно подвержены влиянию скважинных условий измерения: смещению прибора относительно оси скважины и удельного электрического сопротивления (УЭС) промывочной жидкости вокруг него, что, несомненно, необходимо учитывать для повышения достоверности результатов интерпретации измерений БКС.

Детектирование границ пластов на имиджах УЭС, получаемых в процессе бурения, является ключевым этапом при проведении геонавигации. Зачастую эта задача решается вручную, что может приводить к неточным результатам из-за недостаточных опыта и квалификации геолога-интерпретатора. В настоящее время нефтяные компании оперируют большими объёмами данных, в том числе и скважинных геофизических измерений. Один инженер может отвечать за бурение сразу нескольких скважин, одновременно анализируя данные каротажа, поступающие в реальном времени. Сложившаяся ситуация приводит к необходимости создания и программной реализации алгоритмов обработки и интерпретации данных БКС для детального изучения нефтяных коллекторов.

Исходя из вышесказанного, актуальность исследования связана с установлением возможностей и ограничений нового прибора БКС в процессе бурения, разработкой новых способов обработки и интерпретации имиджей УЭС, а также их программной реализацией, что представляет значительный интерес для решения задач геонавигации наклонно-направленных скважин.

**Цель исследования** – повышение достоверности и оперативности интерпретации результатов измерения методом бокового сканирующего каротажа в наклонно-направленных скважинах путём анализа возможностей и ограничений метода, учёта скважинных условий измерения и создания алгоритмов автоматической обработки и интерпретации имиджей УЭС.

**Научная задача исследования** – разработать программно-методическое обеспечение интерпретации данных бокового сканирующего каротажа в наклонно-направленных скважинах на основе анализа результатов трёхмерного численного моделирования сигналов бокового сканирующего каротажа и применения искусственных нейронных сетей (ИНС).

### **Методы исследования и фактический материал**

Основными методами исследования являются трёхмерное численное моделирование сигналов бокового сканирующего каротажа в геологических разрезах, вскрытых наклонно-направленными скважинами, а также их обработка при помощи свёрточных ИНС.

Для расчёта сигналов бокового сканирующего каротажа используется современное верифицированное программно-алгоритмическое обеспечение численного моделирования постоянных электрических полей, разработанное в ИНГГ СО РАН на основе конечно-элементного подхода. Изучаемые геоэлектрические модели характеризуются параметрами, типичными для нефтегазовых коллекторов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Численная обработка данных бокового сканирующего каротажа выполнена с использованием программно-алгоритмических средств, разработанных лично соискателем и в соавторстве, на основе свёрточных искусственных нейронных сетей и сопровождается оценками точности результатов и внутренним тестированием.

Фактический материал для опробования алгоритмов и программ – синтетические и практические данные бокового сканирующего каротажа, в том числе из девяти наклонно-направленных скважин с пяти месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

### **Защищаемые научные результаты**

1. По результатам трёхмерного численного моделирования установлены основные особенности сигналов бокового сканирующего каротажа в наклонно-направленных скважинах с оценкой пространственного разрешения метода, на основе полученных зависимостей предложен способ учёта влияния эксцентриситета прибора.

2. Разработано программно-алгоритмическое обеспечение численной обработки и интерпретации данных нового прибора бокового сканирующего каротажа в процессе бурения на основе свёрточных искусственных нейронных сетей, обученных на реалистичных синтетических данных, для детектирования границ пластов на имиджах УЭС при геонавигации наклонно-направленных скважин.

### **Научная новизна**

1. По результатам анализа сигналов бокового сканирующего каротажа, рассчитанных в трёхмерных геоэлектрических моделях сред с учётом реальных размеров и конструктивных параметров прибора:

– выявлены основные особенности сигналов бокового сканирующего каротажа в наклонно-направленных скважинах и установлены их связи с параметрами геоэлектрических моделей сред: углами наклона границ слоёв относительно скважины, характерными размерами трещин и каверн;

– установлено влияние скважинных условий измерения на результаты интерпретации данных бокового сканирующего каротажа, указывающее на необходимость учёта эксцентриситета прибора в скважине, при этом установлено

незначительное влияние УЭС промывочной жидкости при использовании проводящих глинистых и полимерных буровых растворов;

– оценено пространственное разрешение нового прибора бокового сканирующего каротажа в процессе бурения, показана зависимость радиальной глубины измерений от пространственного распределения УЭС среды, установлено различие вертикального и азимутального разрешения прибора из-за несимметричной фокусировки тока.

2. С использованием современных математических средств: трёхмерного численного моделирования постоянных электрических полей, алгоритма генерации шума Перлина и свёрточных искусственных нейронных сетей:

– создан набор данных для обучения искусственных нейронных сетей, содержащий реалистичные синтетические имиджи УЭС и учитывающий истинные параметры пространственной ориентации границ геоэлектрических слоёв;

– разработаны и программно реализованы алгоритмы подавления случайных помех и детектирования границ пластов на имиджах УЭС, позволяющие оперативно обрабатывать имиджи УЭС произвольной длины с высокой точностью.

**Личный вклад соискателя состоит в** проведении численного моделирования и анализе его результатов, разработке и программной реализации алгоритмов для обработки данных бокового сканирующего каротажа. Соискателем выполнена обработка и интерпретация синтетических и практических данных бокового сканирующего каротажа с применением разработанных алгоритмов, сделаны выводы, сформулированы основные положения диссертационной работы, подготовлены публикации по теме диссертации, сделаны устные доклады на научных конференциях.

## **Теоретическая и практическая значимость**

По результатам анализа синтетических сигналов бокового сканирующего каротажа в наклонных скважинах при наличии эксцентриситета прибора выявлены их особенности, учёт которых при интерпретации позволяет повысить точность определения углов наклона границ пересекаемых пластов для построения адекватной геонавигационной модели.

Выполненная оценка пространственного разрешения нового прибора бокового сканирующего каротажа в процессе бурения даёт возможность выбора оптимальной плотности данных (вертикального и азимутального шага дискретизации), передаваемых на поверхность в реальном времени в условиях низкой пропускной способности гидравлического канала связи.

Разработанные на основе свёрточных ИНС алгоритмы подавления случайных помех и детектирования границ пластов на имиджах УЭС обеспечивают высокое быстродействие без применения высокопроизводительных устройств и могут использоваться для геонавигации наклонно-направленных скважин в реальном времени.

Полученные научные результаты используются в ИНГГ СО РАН и НПП ГА «Луч» для интерпретации данных исследования в наклонно-направленных скважинах комплексом приборов каротажа в процессе бурения «ЛУЧ-М».

## **Апробация работы и публикации**

Представленные результаты известны научному сообществу, докладывались и получили одобрение специалистов на всероссийских и международных конференциях:

LXXX ежегодной конференции и выставке EAGE (Копенгаген, 2018), V Всероссийской молодёжной научно-практической школе-конференции «Науки о Земле. Современное состояние» (Шира, Хакасия, 2018), IX Сибирской научно-практической конференции молодых учёных по наукам о Земле

(Новосибирск, 2018), XIV и XV Международной научной конференции «Интерэкспо Гео-Сибирь» (Новосибирск, 2018, 2019), XIV Международном симпозиуме имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных (Томск, 2019), XI Международном симпозиуме стран ЭПШП и ЕАЭС «Новая техника и технологии ГИС для нефтегазовой промышленности» (Новосибирск, 2019), IX Международной геолого-геофизической конференции «Санкт-Петербург 2020. Геонауки: трансформируем знания в ресурсы» (Санкт-Петербург, 2020), а также на научных семинарах в ИНГГ СО РАН (2018–2020 гг.).

Основные результаты диссертационной работы отражены в 11 научных работах, из них 3 статьи в ведущих рецензируемых научных журналах из перечня ВАК и 8 публикаций в материалах международных и всероссийских научных конференций.

Научные исследования проводились по проекту НИР на 2017–2020 гг. (№ IX.128.3.1), по договору с НПП ГА «Луч» (416-03) и научно-исследовательскому гранту «УМНИК» Фонда содействия инновациям.

### **Объём и структура работы**

Диссертация состоит из введения, трёх глав, заключения и списка литературы, включающего 125 источников. Объём – 120 страниц, в том числе 49 рисунков и 5 таблиц.

### **Благодарности**

Автор благодарит академика РАН, д.т.н. М.И. Эпова за помощь и поддержку при проведении научных исследований, директора ИНГГ СО РАН д.т.н., проф. И.Н. Ельцова, а также сотрудников д.т.н. К.В. Сухорукову, к.т.н. А.Ю. Соболева, к.т.н. М.Н. Никитенко, к.т.н. Г.В. Нестерову, к.ф.-м.н. И.В. Сурадину, к.т.н. И.В. Михайлова, А.М. Петрова за ценные советы и конструктивную критику.

Автор отдельно благодарит Г.Н. Логинова за обстоятельные консультации по вопросам программирования и применения методов машинного обучения, а также В.И. Самойлову за важные методические рекомендации и консультации по оформлению диссертационных материалов.

Автор крайне признателен к.ф.-м.н. О.В. Нечаеву за разработку и программную реализацию алгоритма, который является фундаментом диссертации, а также за отзывчивость при обсуждении особенностей его работы.

Автор выражает признательность генеральному директору НПП ГА «Луч» К.Н. Каюрову, а также исполнительному директору В.Н. Еремину и начальнику конструкторского отдела А.Н. Петрову, без участия которых настоящая работа не состоялась бы.

Автор благодарен профессорско-преподавательскому составу кафедры геофизики ГГФ НГУ: д.ф.-м.н., профессору Ю.А. Дашевскому, д.г.-м.н., профессору Н.О. Кожевникову, д.г.-м.н., профессору В.Д. Суворову, д.г.-м.н. Н.Н. Неведровой, д.т.н., проф. Ю.Н. Антонову, к.ф.-м.н. А.А. Дучкову, к.т.н. В.В. Потапову за полученные знания и формирование научных интересов.

Автор выражает глубокую благодарность научному руководителю д.ф.-м.н., чл.-кор. РАН В.Н. Глинских за постоянное внимание, ценные советы, помощь и поддержку на всех этапах работы над диссертацией.

## Глава 1.

# МЕТОД БОКОВОГО СКАНИРУЮЩЕГО КАРОТАЖА: РАЗВИТИЕ, ПРИМЕНЕНИЕ, ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, АЛГОРИТМЫ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ

Метод БКС, широко применяемый в настоящее время как в вертикальных, так и в наклонно-направленных скважинах, характеризуется длительной историей развития теоретической, программно-алгоритмической и аппаратурной составляющих. Важным этапом в этом развитии является переход от вертикального бурения к бурению наклонно-направленных и субгоризонтальных скважин, обусловивший необходимость проведения геонавигации в реальном времени.

Развитие методов геонавигации неотрывно связано с развитием аппаратурной базы каротажа в процессе бурения, в том числе и методов сканирующего каротажа. Один из наиболее эффективных в настоящее время методов геонавигации основан именно на интерпретации данных БКС, получаемых в процессе бурения скважины.

Ряд существующих исследований, проводимых ведущими учеными в мире, нацелен на повышение достоверности и оперативности результатов интерпретации измерений методом БКС. Для достижения этих целей применяются современные алгоритмы численного моделирования и обработки изображений, а также методы машинного обучения, включающие в себя ИНС.

### 1.1. Развитие методов геонавигации скважин

Методы геонавигации развиваются в связи с практической потребностью нефтегазовой отрасли в высокоточной проводке наклонно-направленных скважин с горизонтальным завершением во всё более сложных геологических условиях. С течением времени усложняются целевые объекты бурения, так,

например, в связи с истощением мощных нефтеносных коллекторов в разработку вовлекаются всё менее мощные залежи. Ключевую роль в развитии методов геонавигации играет развитие аппаратурной базы геофизических исследований, проводимых в скважинах непосредственно в процессе бурения.

Начало бурения наклонно-направленных скважин было положено ещё в СССР в 30-х годах XX века, при этом уже в 50-х годах насчитывалось более сотни горизонтальных многозабойных скважин [Гилязов, 2002]. Однако в силу недостаточного развития технологий в то время горизонтальное бурение не было достаточно эффективным способом разработки нефтяных пластов, что привело к снижению объёмов бурения горизонтальных скважин.

С тех пор произошёл значимый переход от бурения «вслепую» к проводке скважин с применением современных методов геонавигации, основанных на интерпретации данных, получаемых высокотехнологичными каротажными приборами непосредственно в процессе бурения. Следует отметить, что, несмотря на появление новых методов геонавигации скважин, старые не теряют своей актуальности и продолжают успешно применяться в бурении сейчас как в комплексе с новыми методами, так и сами по себе.

### *Геометрическое бурение*

В качестве первого этапа развития методов геонавигации можно выделить «догеонавигационный» период так называемого «геометрического» бурения. 60–70-е годы XX века ознаменовались существенным прорывом в области наклонно-направленного бурения, когда в составе забойных компоновок начали использоваться первые телеметрические системы, а также забойные буровые двигатели.

После резкого роста цен на нефть в 70-е годы XX века многие геофизические сервисные компании направляют усилия на создание забойных инклинометрических приборов, которые получили название телеметрических систем [Gearhart, Ziemer, Knight, 1981]. Телеметрические системы выполняют две

принципиальные функции: 1) измерение зенитного угла и азимута скважины в зависимости от её глубины; 2) передача данных из скважины на поверхность в процессе бурения по гидравлическому каналу связи через буровой раствор. Помимо использования гидравлического канала связи, производятся попытки передавать данные из скважины на поверхность при помощи электромагнитного канала связи, однако его применение осложняется низкой надёжностью при бурении на больших вертикальных глубинах, поэтому в XX в. такой метод не получает широкого распространения.

Внедрение телеметрических систем делает возможным геометрический метод бурения, суть которого сводится к проводке скважины по заранее заданной траектории. Выбор плановой траектории производится исходя из анализа геолого-геофизических данных, полученных по соседним вертикальным скважинам, а также по данным сейсморазведки. По комплексу таких данных строится структурная модель среды, для которой и подбирается оптимальная плановая траектория целевой скважины. Решения о корректировке траектории бурения принимаются только на основе инклинометрической информации, получаемой в реальном времени, при этом качество проводки скважины оценивается путём сравнения плановой и реальной траекторий.

Недостаток метода геометрического бурения состоит в том, что структурная модель не всегда адекватна геологической среде. Первые горизонтальные скважины были пробурены в хорошо изученных коллекторах сравнительно большой мощности, где применение геометрического метода позволяет достичь цели бурения. Однако вскоре обнаруживается, что геологические вариации вдоль горизонтального участка скважины зачастую гораздо более значительны, чем ожидалось ранее [Ellis, Singer, 2007]. При этом, поскольку каротаж в скважинах проводится с применением кабельных приборов, узнать, прошёл ли на самом деле горизонтальный участок внутри коллектора, можно только после бурения. В таком случае скважина, пробуренная по заранее заданной траектории, может пройти мимо целевого продуктивного пласта, тем

самым принося многомиллионные убытки добывающей компании. Всё это приводит к появлению нового направления применения каротажных данных – геонавигации, где данные каротажа получают непосредственно в процессе бурения и на основе их интерпретации корректируют направление бурения скважины. Успешное применение такого подхода стало основной причиной увеличения числа горизонтальных скважин в мире.

### *Корреляция данных каротажа в процессе бурения*

В качестве второго этапа развития методов геонавигации выделяется период, в котором происходит бурное развитие аппаратной базы каротажа в процессе бурения в 80–90-е годы XX века, а также разработка методических подходов для решения задач геонавигации с использованием стандартных методов. Проведение геофизических измерений в наклонно-направленных скважинах непосредственно в процессе бурения делает возможным уточнение структурной модели в реальном времени путём их интерпретации, а следовательно, и оперативную корректировку траектории бурения.

Коммерческая аппаратура, позволяющая проводить каротажные измерения в скважинах в процессе бурения, впервые становится доступной на рубеже 70–80-х годов XX века. В частности, в качестве первого электроразведочного прибора для каротажа в процессе бурения используется потенциал-зонд, устанавливаемый за буровым долотом [Tanguy, Zoeller, 1981]. Однако потенциал-зонд обеспечивал информацию только для базовой интерпретации из-за низкого вертикального разрешения и при этом не работал в непроводящих буровых растворах на углеводородной основе из-за гальванического способа возбуждения поля.

Альтернатива методам, основанным на постоянном токе, появляется в применении метода электромагнитного каротажа (ЭМК) в процессе бурения. Первым коммерческим устройством ЭМК в процессе бурения становится прибор под названием Electromagnetic wave resistivity (EWR), представленный в

1986 году компанией NL Information Services, который состоит из одной генераторной и двух приёмных катушек [Rodney, Wisler, 1986].

В 90-е годы XX века ведущие нефтесервисные компании разрабатывают более сложные версии приборов ЭМК в процессе бурения, которые состоят уже из набора зондов и работают на нескольких частотах. Одним из первых таких приборов появляется Array resistivity compensated 5 (ARC5), представленный компанией Schlumberger в 1995 г. ARC5 включает в себя пять генераторных и две приёмных катушки, составляющих пять трёхкатушечных зондов. ARC5 также обеспечивает измерения естественной гамма-активности, что делает возможным комплексирование различных геофизических методов, применяемых в процессе бурения [New 2-MHz ..., 1995].

Развитие аппаратной базы каротажа в процессе бурения обуславливает возможность проведения геонавигации на основе корреляции каротажных данных. Важным этапом становится предварительное моделирование сигналов каротажных зондов для различных геологических условий и траекторий скважины, необходимое для принятия оперативных решений по корректировке направления бурения впоследствии. Синтетический каротаж при этом получают различными способами: от простой линейной интерполяции до численного решения прямой электродинамической задачи [Modeling logs ..., 1995]. Суть самого метода геонавигации состоит в корреляции данных, получаемых каротажными приборами в процессе бурения, и синтетических данных каротажа, рассчитанных в модели среды. Непосредственно в процессе геонавигации специалист изменяет параметры модели: углы падения, мощности и свойства пластов, тем самым добиваясь совпадения реальных данных каротажа в процессе бурения и синтетических кривых [Lesso, Kashikar, 1996].

Метод геонавигации, основанный на корреляции каротажных данных, относительно прост и может быть использован для проводки скважины при наличии хотя бы одного каротажного измерения. Такой метод геонавигации

успешно применяется при бурении наклонно-направленных скважин в геологических условиях, где слои залегают согласно и нет значительных латеральных неоднородностей. Метод получает широкое распространение при бурении в условиях традиционных коллекторов с согласным залеганием, хотя его использование и затруднено при разработке месторождений более сложного строения.

### *Интерпретация данных сканирующего каротажа в процессе бурения*

В качестве третьего этапа развития методов геонавигации выделяется период широкого распространения методов сканирующего (азимутального) каротажа в процессе бурения. В начале 90-х годов XX в. ведущими сервисными геофизическими компаниями начинаются разработки приборов азимутального каротажа в процессе бурения наклонно-направленных скважин, так называемых скважинных имиджеров.

Так, например, в 1995 г. компания Schlumberger выпускает прибор Azimuthal density neutron (ADN), позволяющий проводить гамма-гамма плотностной и литоплотностной, а также нейтрон-нейтронный каротаж в четырёх азимутальных квадрантах. Ориентация измерений, проводимых прибором, определяется относительно проекции силы тяжести на основе информации от двух ортогональных магнитометров и инклинометрических данных телеметрической системы [Improved Formation ..., 1995].

В 1997 г. впервые предлагается определять структурные элементы (угол и направление падения) геологических границ по имиджам УЭС, получаемым непосредственно в процессе бурения. Такой подход позволяет в реальном времени корректировать плановую траекторию скважины на основе сравнения углов падения вскрытых границ пластов по результатам интерпретации имиджей УЭС и углов падения, которые рассчитываются по структурной модели, построенной перед бурением по сейсморазведочным данным [Formation evaluation ..., 1997].

Развитие приборной и алгоритмической базы сканирующего каротажа в процессе бурения обусловило возможность проведения геонавигации в более сложных геологических условиях: маломощных коллекторах, при невыдержанной мощности слоёв по латерали, при наличии в геологической среде разломов. Метод геонавигации, основанный на интерпретации имиджей сканирующего каротажа в процессе бурения до сих пор является одним из наиболее передовых и применяется при бурении наклонно-направленных скважин во всем мире, при этом наибольшую популярность, благодаря своей высокой разрешающей способности, получил метод БКС, о развитии которого пойдет речь далее.

Следует также отметить, что помимо описанных выше методов геонавигации в последние десятилетия всё большую популярность набирает метод удаленного картирования границ коллектора путём инверсии сверхглубинных и азимутально-чувствительных измерений электромагнитного каротажа в процессе бурения [New Directional ..., 2005; Deep? How ..., 2011; Extra-Deep Resistivity ..., 2013; Программный комплекс ..., 2015; Первый опыт ....., 2016], однако данное направление исследований остаётся за рамками диссертации.

## **1.2. Развитие методов сканирующего каротажа**

В настоящее время данные сканирующего каротажа в процессе бурения являются одними из наиболее полезных для высокоточной геонавигации наклонно-направленных скважин. Тем не менее история сканирующих методов началась ещё задолго до появления геонавигации, когда геофизические измерения в скважинах проводились только на кабеле. В ходе развития появились скважинные наклонометры, пластовые микросканеры и микроимиджеры, приборы сканирующего каротажа в процессе бурения, а также некоторые альтернативные методы сканирующего каротажа. Важный вклад в этом процессе

был сделан компанией Schlumberger, чьи передовые разработки в области сканирующего каротажа не раз открывали новые возможности для получения важной, недоступной прежде информации о геологическом строении вскрываемых скважинами отложений.

### *Скважинные наклонометры*

Основная цель применения наклонометров – определение пространственной ориентации (азимута и угла падения) слоёв горных пород, вскрытых скважиной. Электрофизические свойства горных пород записываются датчиками прибора на нескольких трассах вдоль ствола скважины, при этом записывается также и ориентация самих датчиков в скважине. При пересечении границы скважиной под прямым углом датчики фиксируют её положение на одной и той же глубине, а при пересечении под острым углом – на разных глубинах. Проведя корреляцию записанных данных по трассам, восстанавливают ориентацию границы относительно скважины, а затем, сделав корректировку за траекторию скважины, – её истинную ориентацию относительно сторон света.

Первый скважинный наклономер предложен в начале 40-х годов прошлого столетия. В конструкцию прибора входят три прижимаемые к стенке скважины лапы с электродами для проведения каротажа потенциала собственной поляризации (ПС). В состав прибора также входит фотоинклинометр, который записывает ориентацию одной из прижимных лап относительно направления на магнитный север, а также зенитный угол и азимут скважины, при этом прибор должен находиться в статическом положении [Doll, 1943]. Впоследствии из-за низкой разрешающей способности метода ПС в 1945 г. прибор адаптируют под измерение потенциала между парами близко расположенных электродов на каждой из прижимных лап [Serra, 1984].

В 50-х годах XX века компания Schlumberger представляет первый наклономер Continuous dipmeter (CDM), основанный на методе микрокаротажа [de

Chambrier, 1953], а затем и на методе микробокового каротажа [Bricaud, Poupon, 1959]. Важным прорывом становится возможность непрерывной записи инклинометрических замеров в скважине при помощи потенциометрического инклинометра, не требующая остановки подъема прибора, за счёт чего впервые получают непрерывные записи накломера в скважине.

В 1969 г. компания Schlumberger выпускает наклономер высокого разрешения High-resolution dipmeter tool (HDT) с пассивной фокусировкой низкочастотного переменного тока в области измерительных электродов [Allaud, Ringot, 1969]. Прибор оснащен четырьмя прижимными лапами с удлинёнными электродами. Добавление четвёртого электрода значительно повышает надёжность каротажа, поскольку теперь в ситуации, когда один из электродов отказывает, данных по оставшимся трём трассам всё ещё достаточно для восстановления пространственной ориентации границ пластов, вскрытых скважиной. Другим важным отличием HDT становится возможность управления прижатием лап прибора с поверхности в процессе каротажа, что особенно актуально в случае наклонно-направленных скважин.

В 1984 г. на базе HDT выпускают новую версию прибора: Stratigraphic high-resolution dipmeter tool (SHDT). На каждой из четырёх прижимных лап теперь расположено по два измерительных электрода. Восемь азимутальных записей кажущегося УЭС делают прибор ещё более надёжным, при этом становится возможным определение ориентации мелкомасштабных особенностей стенки скважины [Chauvel, Seeburger, Orjuela, 1984]. Важным отличием является наличие в конструкции прибора индукционных магнитометров и твердотельных акселерометров, что приводит к увеличению точности определения его ориентации в скважине. В это же время подобные наклонометры, но с шестью прижимными лапами, выпускают и другие компании: Six-electrode dipmeter (SED) от Halliburton и Hex diplog (HDIP) от Western-Atlas [Morrison, Thibodaux, 1984]. Особенностью приборов становится наличие независимо

управляемых прижимных лап с шарнирными соединениями для лучшей работы в скважинах с эллиптическим сечением.

Скважинные наклонометры эволюционировали от примитивных зондов к высокотехнологичным геофизическим приборам, основные вехи этой эволюции показаны на Рисунке 1.1. Вертикальное разрешение наклонометров последнего поколения достигает порядка 1 см, что делает возможным проведение детального структурного анализа [Billings, 1972; Ramsay, Huber, 1987] и седиментологического анализа [Vincent, Gartner, Attali, 1977; Nurmi, 1984, Use of dip ..., 1990]. Дальнейшее развитие скважинных наклонометров связано с возникновением пластовых микросканеров.

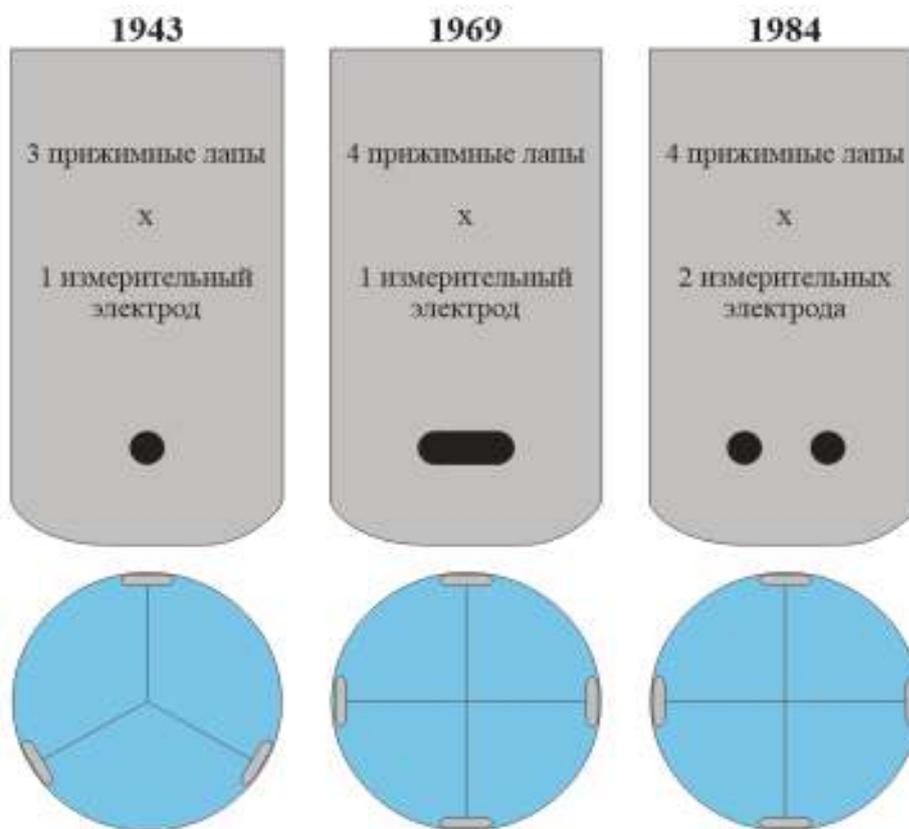


Рисунок 1.1 – Эволюция скважинных наклонометров. В конструкции первого наклонометра присутствуют три прижимные лапы с одним измерительным электродом (слева). В последующих поколениях добавляется ещё одна прижимная лапа (в центре), а затем увеличивается число измерительных электродов (справа)

### ***Пластовые микросканеры и микроимиджеры***

В 80-х годах прошлого столетия происходит переход от наклономеров к пластовым микросканерам. Новый тип зондов основан на тех же физических принципах, но характеризуется большим количеством измерительных электродов на нескольких прижимных лапах. Увеличение числа электродов позволяет получать не просто набор каротажных кривых по нескольким трассам, а имидж – ориентированное графическое отображение измеряемой характеристики (развёртку по стенке скважины).

В 1986 г. Ekstrom и др. приходят к заключению, что электроды на прижимных лапах необходимо размещать с перекрытием не менее 50 % для достижения соответствия между вертикальным и азимутальным шагом дискретизации измерений, поэтому в дальнейшем приборы конструируют таким образом, чтобы ряды электродов располагались в шахматном порядке [Formation Imaging ..., 1986]. Эти идеи воплощаются в приборе Formation Microscanner (FMS) компании Schlumberger. В конструкцию зонда входят четыре прижимные лапы, на двух из которых установлено дополнительно по 27 пятимиллиметровых токовых электродов. Прибор проводит измерения 60 раз в секунду, отсюда и появляется название «scanner». В результате обработки измерений зонда получают имидж, состоящий из двух полос по 7 см шириной с вертикальным шагом дискретизации 2.54 мм (Рисунок 1.2). Кроме того, на каждой из четырёх прижимных лап нового прибора, как и в SHDT, установлено по два более крупных электрода, поэтому он также выполняет стандартные функции наклономера.



Рисунок 1.2 – Результаты измерений пластовым микросканером FMS в монтерейской свите (Калифорния, США) [Formation Imaging ..., 1986]. Записанные сигналы представлены как в виде имиджа (в центре), так и в виде отдельных трасс (по краям). На имидже прослеживаются наклонные границы слоёв, трещины и каверны

Главным недостатком FMS и других первых микросканеров является малая площадь покрытия стенки скважины (особенно в скважинах большого диаметра). Например, в результате каротажа в скважине со стандартным диаметром 215.9 мм получают имидж, покрывающий только 20 % стенки скважины. Для получения имиджей с большей площадью покрытия приходится проводить несколько каротажных рейсов для того, чтобы прижимные лапы прибора прошли по неисследованной ранее части стенки скважины. В следующем поколении прибора FMS уже на всех четырёх прижимных лапах размещают по 16 измерительных электродов, обеспечивающих 40 %-е покрытие 215.9-миллиметровой скважины [Boyeldieu, Jeffreys, 1988].

В наиболее продвинутой на данный момент версии пластового микроимиджера Fullbore formation microimager (FMI) компании Schlumberger к каждой из прижимных лап добавляют откидной башмак, что позволяет увеличить полное число имиджинговых электродов до 192, а азимутальное покрытие 215.9-миллиметровой скважины до 80 % [Improved formation ..., 1991]. По лицензионному соглашению с Schlumberger приборы аналогичного типа создают другие сервисные компании: Simultaneous acoustic and resistivity imager (STAR) от Western-Atlas и Electrical microconductivity imager (EMI) от Halliburton. Приборы наследуют конструкцию с шестью прижимными лапами от своих предшественников-наклономеров, при этом достигается 56 %-е азимутальное покрытие в скважине с диаметром 215.9 мм [Seiler, King, Eubanks, 1994].

Благодаря переходу от наклономеров к пластовым микросканерам и микроимиджерам (Рисунок 1.3) наборы каротажных записей по нескольким трассам заменяются двумерными диаграммами – имиджами, характеризующимися очень высоким вертикальным разрешением и покрывающими большую часть стенки скважины. Такой переход расширяет возможности интерпретации данных: теперь возможны анализ тонкой слоистости [Grace, Luthi, Pirie, 1986; Trouiller, 1989; Bourke, 1989], высокоточная структурная интерпретация

[Koepsell, 1989; Gonfalini, Anxionnaz, 1990; Paper, Onions, Whitworth, 1995], анализ трещиноватости [Luthi, Souhaite, 1990; Mendoza, 1996] и вторичной пористости [Badr, 1989; Delhomme, 1992].

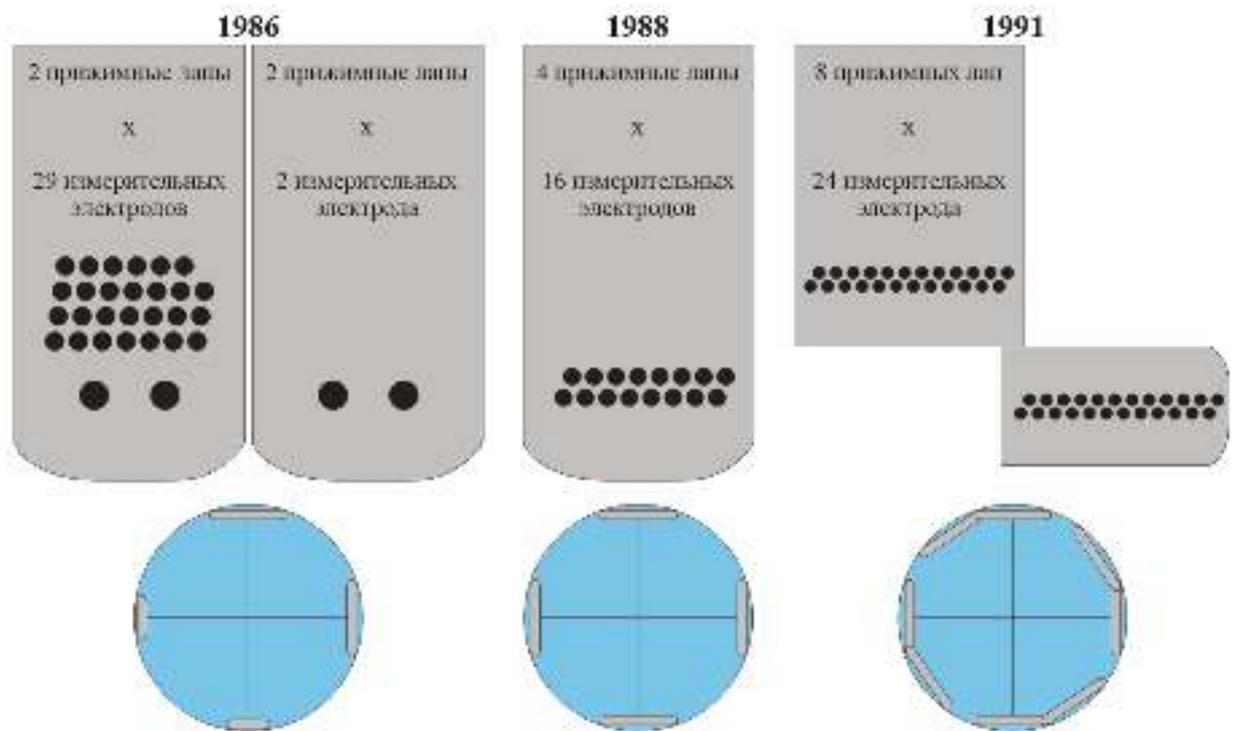


Рисунок 1.3 – Эволюция пластовых микросканеров и микроимиджеров. В конструкции первого микросканера на двух из четырёх прижимных лап добавляются четыре параллельных ряда измерительных электродов (слева), впоследствии такое количество электродов оказывается избыточным, число рядов сокращают до двух и располагают на всех четырёх прижимных лапах (в центре). В новейшей версии пластового микроимиджера в конструкцию добавлены откидные башмаки для увеличения площади покрытия стенки скважины (справа)

### *Альтернативные методы сканирующего каротажа на кабеле*

В России наиболее широкое распространение получили приборы сканирующего каротажа, в конструкции которых нет прижимных лап. Помимо метода БКС широко используются методы индукционной пластово-трещинной наклонотрии и скважинные акустические сканеры.

Начиная с 1983 г. в ПАО НПП «ВНИИГИС» и ЗАО НПФ «ГИТАС» разработаны приборы БКС-36, БКС-48, БКС-73, АЭСБ-73, в которых измерения БКС проводятся разделенными на секции электродами, расположенными непосредственно на корпусе зондов. В зависимости от версии прибора возможны измерения в восьми или шестнадцати азимутальных секторах [Приборы сканирующего ..., 2003; Гулимов, 2004; Гулимов, Мамлеев, Николаев, 2006; Потапов, Головацкая, Мамлеев, 2010; Возможности бокового ..., 2011; Сканирующий боковой ..., 2012]. В середине 2000-х годов Научно-производственным объединением «Нефтегеофизприбор» (НПО «Нефтегеофизприбор», г. Краснодар) и ООО «СЭЛКА» разработаны приборы АЭС-8, Э42С, Э49ХС и Э42ХС аналогичного типа действия, обеспечивающие восемь азимутально-направленных измерений УЭС [Шнурман, Шнурман, 2000; Шнурман, Кулигин, Науменко-Брайлевская, 2004; Кулигин, Шнурман, Науменко-Брайлевская, 2006].

Приборы подобного типа используются также и на западе. В 1992 г. компания Schlumberger выпускает прибор азимутального БК Azimuthal resistivity imager (ARI) [Azimuthal resistivity ..., 1992], основанный на методе двухзондового БК [The duallaterolog - R<sub>ho</sub> ..., 1972]. В конструкции прибора также нет прижимных лап, измерения проводятся двенадцатью электродами, расположенными непосредственно на корпусе прибора. АRI значительно проигрывает пластовым микроимиджерам в пространственном разрешении: вертикальное разрешение зонда составляет порядка 20 см, что, тем не менее, в 3-4 раза выше, чем у традиционного БК [High resolution ..., 1995]. Прибор используют преимущественно для петрофизической оценки коллекторов, при этом также возможна базовая структурная интерпретация и идентификация трещин.

В начале 2000-х годов Научно-производственным предприятием «ВНИИГИС» (г. Октябрьский) на базе индукционного каротажа разработан наклонномер индукционный пластово-трещинный НИПТ-1, характеризующийся большой радиальной глубиной. Прибор является безэлектродным

и сканирует околоскважинное пространство с помощью вращающегося вертикального измерительного зонда [О методе индукционной ..., 2003; Применение метода ..., 2005; Косолапов, 2006; Косолапов, Сафиуллин, Хасанов, 2015; Косолапов, Сафиуллин, Ахметшин, 2015; Применение индукционной ..., 2017].

Помимо электрометрических методов широкое применение получили отечественные акустические сканеры, такие как САС-60 и САС-90, разработанные «АО НПФ Геофизика» (г. Уфа). Приборы с помощью вращающихся акустических датчиков позволяют получать изображение стенок обсаженных и необсаженных скважин высокого разрешения [Акустический микроимиджер ..., 2008; Акустический сканер ..., 2012; Возможности применения ..., 2015].

### ***БКС в процессе бурения***

В 90-е годы XX в. начинается бурное развитие методов сканирующего каротажа в процессе бурения, первым из которых становится метод БКС. Новое направление во многом заимствует идеи у методов сканирующего каротажа на кабеле, однако главным отличием является то, что измерения теперь происходят непосредственно в процессе бурения скважины. Новый подход к измерениям характеризуется тем, что в процессе бурения буровая колонна постоянно вращается (если не используется забойный двигатель). В таком случае для получения имиджа в конструкции прибора достаточно лишь одного измерительного электрода, движущегося при бурении по спиральной траектории.

В 1994 г. компания Schlumberger выпускает прибор Resistivity-At-the Bit (RAB) [New generation ..., 1994; Formation evaluation ..., 1995; Structural interpretation ..., 1995], в котором ток генерируется при помощи тороидальных катушек. Отмечается, что помимо записи имиджей УЭС прибор проводит измерения УЭС с высоким вертикальным разрешением с разной радиальной глубиной, а также УЭС на долоте для принятия оперативных решений по

остановке бурения. Измерения БКС проводятся с помощью одного электрода, расположенного на боковой стенке корпуса прибора (Рисунок 1.4). Вертикальное разрешение измерений БКС зависит от скорости бурения и составляет порядка 5 см, а азимутальное разрешение – десятки градусов.

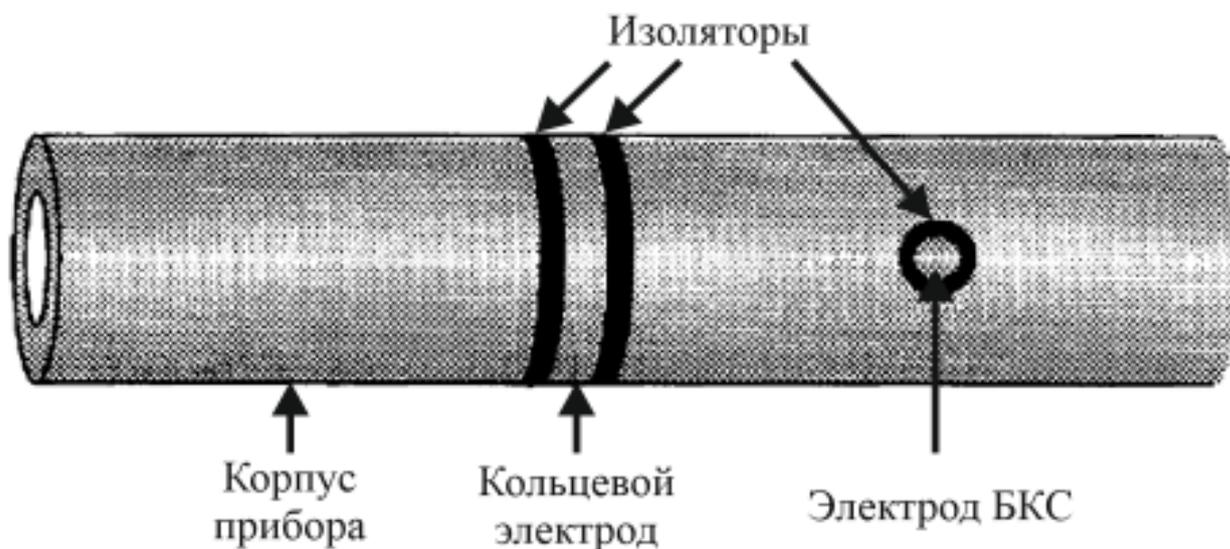


Рисунок 1.4 – Конструкция RAB – первого прибора БКС в процессе бурения. Прибор проводит измерения силы тока, стекающего с кольцевого электрода и электрода БКС. Электроды изолированы, но находятся под тем же электрическим потенциалом, что и корпус прибора

В 2010 г. на базе RAB выпускают новую версию прибора, в конструкцию которого входит съёмный стабилизирующий патрубок с несколькими рядами перекрывающихся измерительных электродов малого размера [High-resolution Images ..., 2010; New azimuthal ..., 2011] для записи имиджей БКС высокого разрешения. Утверждается, что по пространственному разрешению новый прибор не уступает FMI, при этом обеспечивается полное покрытие стенки скважины.

В России методы сканирующего каротажа в процессе бурения впервые начинают развиваться только в середине 2010-х годов. Так, НПП ГА «Луч» выпускает комплекс приборов «ЛУЧ-М», включающий в себя имиджеры БКС,

ГК и ГГКп [Эффективное изучение ..., 2019; Результаты опытно-промышленных ..., 2019]. Кроме того, ОАО «Когалымнефтегеофизика» (г. Когалым) в партнерстве с ООО НПП «Энергия», ООО «Азимут ИТС» и ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» разрабатывает телеметрическую платформу LWD-КНГФ, обеспечивающую азимутальные измерения ННКт и ГГКлп [Каротаж в процессе ..., 2017; Импортзамещение каротажа ..., 2020].

Таким образом, за последние 75 лет произошло значимое развитие методов сканирующего каротажа от первых скважинных наклономеров до современных приборов БКС, позволяющих проводить измерения на кабеле и в процессе бурения, при этом усложнился и расширился круг задач, решаемых путём интерпретации данных БКС. Далее рассматриваются исследования, посвящённые численному моделированию, обработке и интерпретации данных БКС.

### **1.3. Имиджи УЭС, численное моделирование и детектирование границ пластов**

Современное графическое представление данных БКС в виде развёртки по стенке скважины позволяет детально изучать сложнопостроенные среды, вскрытые скважинами различной траектории. Важным методом исследования самих сигналов БКС является трёхмерное численное моделирование, позволяющее устанавливать связи сигналов с параметрами среды, а также изучать их особенности в случае сложнопостроенных сред. Ключевой этап интерпретации данных БКС – выделение границ пластов, проявляющихся на имиджах в виде синусоид. Синусоиды на имиджах могут подбираться вручную, однако для повышения оперативности и исключения субъективности интерпретации эту операцию стараются автоматизировать.

### *Имиджи УЭС и детектирование границ пластов вручную*

Графическое представление данных сканирующего каротажа в виде имиджей впервые используется в 1970 г. [Formation evaluation ..., 1970]. Вертикальная ось диаграммы соответствует глубине по скважине, а горизонтальная ось – азимутальному направлению (направление на север – слева и справа, а на юг – в центре диаграммы). Сами значения измерений на диаграмме отображаются цветом, при этом, в случае метода БКС, более тёмные оттенки соответствуют более низкому кажущемуся УЭС. Графическое представление соответствует развёртке цилиндрической поверхности стенки скважины на плоскость, при этом плоские границы слоёв принимают форму синусоид, амплитуды и фазы которых определяются, соответственно, их углами и азимутами падения (Рисунок 1.5).

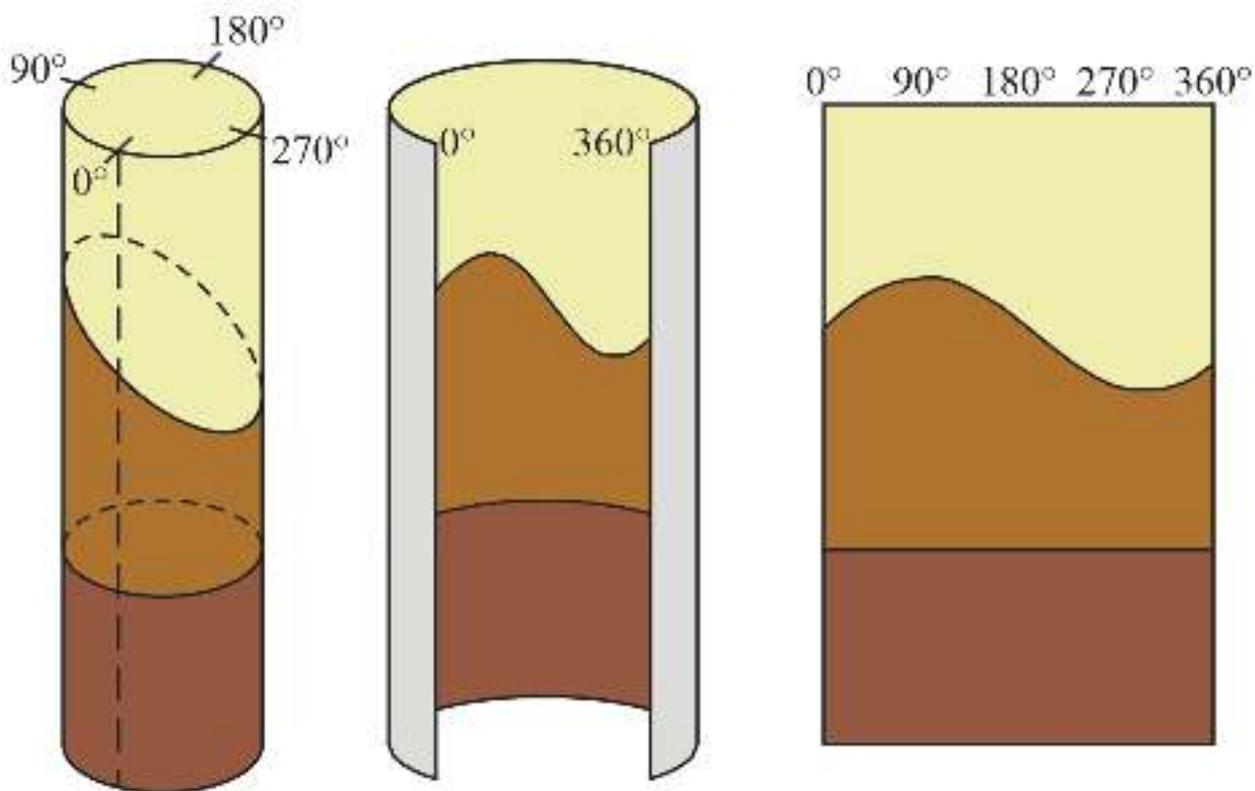


Рисунок 1.5 – Проявление границ пластов в виде синусоид на развёртке цилиндрической поверхности стенки вертикальной скважины. Сильнонаклонные границы характеризуются большей амплитудой синусоид, в то время как амплитуда синусоиды от субгоризонтальной границы близка к нулю

В случае наклонно-направленных скважин имиджи обычно ориентируют не относительно сторон света, а относительно направления вектора силы тяжести (направление вверх – по краям, а вниз – в центре диаграммы). Интерпретация имиджей УЭС, полученных в наклонно-направленных скважинах особенно важна при геонавигации для принятия решений о корректировке траектории бурения, как показано на Рисунке 1.6 [Imaging: Getting ..., 2015].

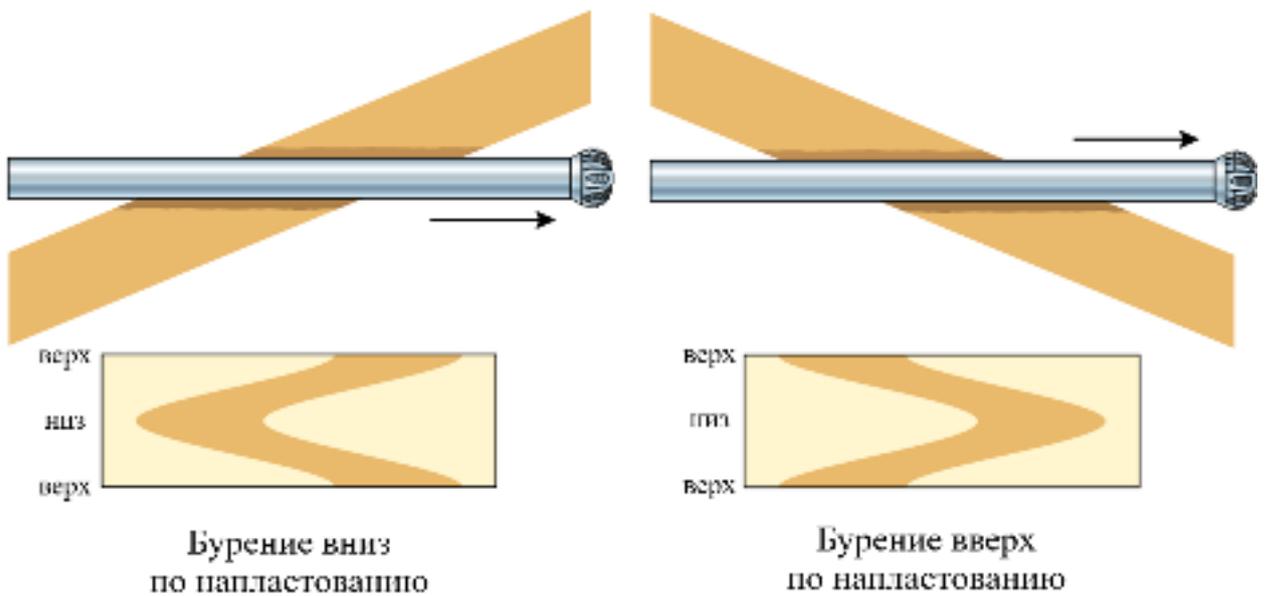


Рисунок 1.6 – Принцип геонавигации на основе интерпретации данных сканирующего каротажа в процессе бурения. При пересечении скважиной границы между пластами на имидже проявляется направление бурения относительно напластования: в случае бурения вниз по напластованию прибор сначала пересекает границу своим низом, что проявляется в середине имиджа, в случае бурения вверх по напластованию прибор сначала пересекает границу своим верхом, что проявляется на краях имиджа

Традиционный подход к интерпретации имиджей УЭС представляет собой подбор вручную синусоид, соответствующих границам пластов [Аксельрод, 2004]. На практике интерпретатор выделяет несколько точек, соответствующих границе, после чего происходит оптимизация параметров синусоиды путём минимизации невязки между выделенными точками и самой синусоидой

соидой. Альтернативным подходом является использование в ПО интерактивных шаблонов, позволяющих полностью вручную подбирать положение и параметры синусоид без использования алгоритмов оптимизации.

Определение угла и направления падения границы базируется на простых геометрических вычислениях. Направление падения определяется по азимуту нижней точки синусоиды, а угол падения  $\theta$  относительно скважины рассчитывается по формуле

$$\theta = \operatorname{arctg} \frac{h}{d + 2R},$$

где  $h$  – амплитуда синусоиды на имидже,  $d$  – диаметр скважины,  $R$  – «глубина имиджа», параметр, отвечающий за некоторую конечную радиальную глубинность исследования метода (Рисунок 1.7).

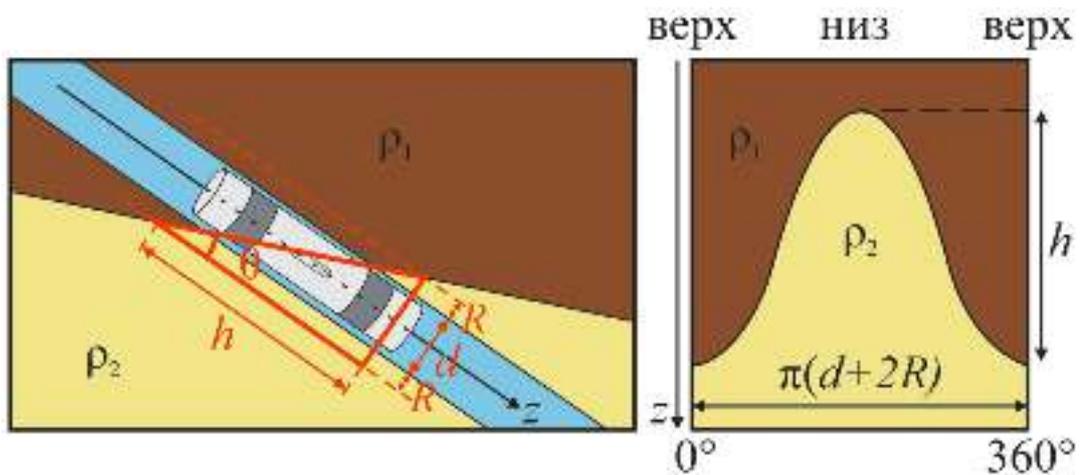


Рисунок 1.7 – Расчёт угла пересечения скважины и границы геоэлектрических слоёв по имиджу УЭС

Важно отметить, что при увеличении диаметра скважины также возрастает и амплитуда синусоиды на имидже, что приводит к необходимости учёта кавернометрических данных при интерпретации. Кроме того, в случае искривленной границы форма её отклика на имидже может отличаться от синусоиды, что также становится более актуальным при увеличении диаметра скважины.

Традиционный подход к интерпретации имиджей УЭС прост в применении и не требует больших вычислительных мощностей, однако обладает рядом недостатков. Во-первых, выделение синусоид на имиджах вручную может приводить к неточным результатам интерпретации из-за недостаточных опыта и квалификации специалиста, использующего данный подход. Во-вторых, ручная интерпретация требует значительного времени, что затрудняет процесс обработки большого объёма данных. В-третьих, при ручной интерпретации зачастую глубину имиджа принимают постоянной для конкретного прибора, хотя результаты численного моделирования свидетельствуют о том, что она зависит от параметров среды, в которой проводятся измерения, о чем подробнее идёт речь в следующем разделе.

### *Численное моделирование имиджей УЭС*

Трёхмерное численное моделирование сигналов БКС зарекомендовало себя как надежный метод изучения их особенностей в ряде исследований, посвященных сравнению результатов трёхмерного численного и физического моделирования [Yu, Painchaud, Strack, 1998; High resolution visualization ..., 2004]. На основе результатов численного моделирования устанавливаются связи сигналов БКС со свойствами изучаемых сред, рассчитываются калибровочные коэффициенты приборов, изучается их пространственное разрешение, при этом в каждом конкретном исследовании численное моделирование проводится с учётом конструктивных особенностей конкретных приборов.

Также в работах, посвящённых численному моделированию сигналов БКС, обращается особое внимание на влияние радиальной глубинности метода на результаты интерпретации имиджей УЭС. Так, Chemali с соавторами отмечают высокую вариативность глубины имиджа в рассмотренных геоэлектрических моделях, а также предлагают два алгоритма её учёта, основанные на фильтрации отдельных трасс имиджа [Methods for improved ..., 1990]. Тем

не менее авторы признают, что оба алгоритма имеют недостатки и не позволяют полностью учесть изменение глубины имиджа.

Hansen и Parkinson приводят результаты сравнения имиджей, полученных в субвертикальной скважине методами БКС и акустического сканирующего каротажа [Hansen, Parkinson, 1999]. Авторы отмечают, что наилучшее соответствие результатов интерпретации получается при глубине имиджа, полученного методом БКС, равной трём дюймам. Однако сравнение проводится только для одного угла падения границы, что не позволяет сделать вывод о вариативности глубины имиджа.

Wang с соавторами показывают вариативность глубины имиджа УЭС в зависимости от параметров рассматриваемых геоэлектрических моделей, а также отмечают её связь с радиальной глубиной метода БКС, которая оценивается через псевдогеометрические факторы [Borehole imaging ..., 2004]. Тем не менее авторы предлагают использовать при интерпретации данных рассчитанное ими среднее значение глубины имиджа вне зависимости от параметров модели.

Bittar с соавторами исследуют зависимости глубины имиджа УЭС от эксцентриситета прибора и от расстояния между генераторной тороидальной катушкой и измерительным электродом [The "Depth-of-Electrical ..., 2008]. На основе анализа результатов численного моделирования авторы приходят к выводу, что глубина имиджа УЭС не зависит от расстояния между катушками, но линейно зависит от эксцентриситета, при этом линейные зависимости строятся лишь по трём точкам для каждой из геоэлектрических моделей. Авторами предлагается применять коррекцию только за эксцентриситет прибора, при этом не рассматривается зависимость глубины имиджа от УЭС пересекаемых скважиной отложений.

Таким образом, на данный момент в открытых источниках отсутствуют универсальные способы учёта радиальной глубинности метода БКС. Кроме того, при проведении экспериментов по численному моделированию сигналов

БКС важно учитывать конструктивные особенности прибора. Всё это приводит к необходимости проведения экспериментов по численному моделированию имиджей УЭС нового прибора БКС в процессе бурения.

*Автоматическая интерпретация имиджей сканирующего каротажа*

Автоматизация детектирования границ пластов на имиджах сканирующего каротажа необходима для повышения оперативности интерпретации данных, а также для исключения субъективности выбора положения границ интерпретатором. Задача осложняется тем, что на измерения прибора влияют многие факторы, такие как неровности стенки скважины, трещины и каверны, а также азимутальные неоднородности внутри пластов. Исследования, посвящённые данной проблеме, были начаты ещё в конце прошлого века, при этом зачастую идеи заимствовались из работ, посвящённых алгоритмам, связанным с обработкой изображений и компьютерным зрением.

Antoine и Delhomme используют предложенный Kass и Witkin алгоритм анализа изображений с ориентированными структурами [Kass, Witkin, 1987] для детектирования границ пластов на имиджах УЭС и определения их пространственной ориентации [Antoine, Delhomme, 1990]. Однако такой подход оказывается весьма ресурсоёмким и не подходит для оперативной обработки данных.

Hall и др. используют преобразование Хафа [Hough, 1962] для детектирования соответствующих границам пластов синусоид на имиджах УЭС [Automatic Extraction ..., 1996]. Метод основывается на переборе возможных вариантов в трёхмерном пространстве параметров границы пласта: положений по глубине скважины, зенитных и азимутальных углов. Несмотря на высокую ресурсоёмкость, этот подход показывает хорошие результаты, поскольку позволяет выделять на имиджах пересекающиеся синусоидальные отклики от границ пластов и от трещин.

Ye, Rabiller и Keskes предлагают иерархический метод детектирования границ пластов на имиджах УЭС, в основе которого лежит геологический подход [Ye, Rabiller, Keskes, 1997]. Сначала выделяются основные границы между мощными пластами на основе порогового значения первой производной измерений, а затем границы между тонкими прослоями внутри крупных пластов путём статистического анализа. По сравнению с методами, использующими преобразование Хафа, такой подход значительно менее ресурсоёмкий.

Ginkel и др. используют трёхмерное обобщенное преобразование Радона для детектирования синусоид на имиджах УЭС [Robust curve ..., 2001]. Исходный двумерный имидж отображается на трёхмерное ориентационное пространство, к которому затем применяется преобразование Радона. Предложенный метод позволяет разделять на имиджах пересекающиеся синусоиды от границ пластов и трещин, но, как и в случае с применением преобразования Хафа, такой подход требует значительных вычислительных ресурсов.

Changchun и Ge предлагают подход, основанный на преобразовании Хафа, позволяющий разложить трёхмерную задачу детектирования синусоид на имиджах сканирующего каротажа на две подзадачи: одномерную для определения положения границы по глубине скважины и двумерную для определения параметров её ориентации [Changchun, Ge, 2002]. Такой подход позволяет сократить требуемое время вычислений и объём памяти, однако авторы исследования не приводят результатов тестирования алгоритма на реальных или полученных в результате численного моделирования имиджах.

В последние десятилетия широкое распространение получают подходы к обработке и интерпретации скважинных данных, основанные на методах машинного обучения. В частности, наиболее активно развитием алгоритмов обработки электрокаротажных данных на основе ИНС занимаются исследователи из ИНГГ СО РАН [Neural Network ..., 2000; Соболев, Ельцов, Симонов, 2006; Агбаш, Соболев, 2016; Логинов, Петров, 2019]. Также ряд исследований

в этом направлении посвящён задачам обработки и интерпретации скважинных имиджей.

Wang, Liao и Huang предлагают методику детектирования трещин на скважинных имиджах, основанную на методе опорных векторов [Wang, Liao, Huang, 2007]. Предобработка исходных имиджей заключается в применении медианной фильтрации с последующей сегментацией на основе алгоритма Кэнни. Затем из обработанного имиджа извлекаются 11 геометрических и статистических параметров, которые формируют входной вектор для классификатора. Авторы исследования признают, что предложенный метод не достиг ожидаемых, однако является перспективным для задач обработки скважинных имиджей.

He и Wang используют ИНС с импульсной связью для детектирования трещин на скважинных имиджах [He, Wang, 2010]. Сравнение с классическими методами выделения границ, такими как алгоритм Кэнни и градиентные алгоритмы, показывает, что новый метод определяет меньше ложных границ, тем не менее они всё ещё присутствуют, при этом результаты приводятся только для одного примера.

Gupta и др. предлагают подход к автоматической интерпретации имиджей УЭС высокого пространственного разрешения на основе глубоких полносвёрточных ИНС [A Deep-Learning Approach..., 2019]. Авторы показывают эффективность применения подхода для обнаружения естественных и вызванных бурением трещин, а также литологических границ.

Помимо детектирования границ пластов и трещин ИНС широко применяются при обработке и интерпретации скважинных имиджей в ряде других задач. Исследования показывают эффективность их применения при фациальном анализе [Using Machine-Learning ..., 2018; Cloud-Based Borehole ..., 2018; AI-Boosted Geological ..., 2020], литологической [Deep Learning ..., 2017] и количественной петрофизической интерпретации [Bayraktar, Omeragic, Chen, 2019].

Таким образом, существующие в настоящее время методы автоматического детектирования границ пластов на имиджах УЭС обладают рядом недостатков. Многие подходы, такие как те, которые основываются на преобразованиях Хафа и Радона, являются достаточно ресурсоёмкими, что затрудняет их применение при оперативной интерпретации больших объёмов данных. Кроме того, ни один из предложенных методов не учитывает радиальную глубину метода БКС, что приводит к ошибкам определения параметров пространственной ориентации границ пластов. В то же время весьма перспективным при решении данной задачи выглядит применение алгоритмов машинного обучения (в частности, ИНС), развитие которых в последние годы позволяет достигать хороших результатов при обработке и интерпретации скважинных имиджей.

### ***Выводы***

Развитие методов геонавигации наклонно-направленных скважин обусловлено практической потребностью нефтегазовой отрасли в высокоточной проводке скважин с горизонтальным завершением во всё более сложных геологических условиях. Ключевым фактором в этом процессе является появление новых приборов каротажа в процессе бурения, позволяющих в реальном времени получать новую информацию о свойствах вскрываемых отложений и на их основе уточнять геонавигационную модель среды.

Важная роль в геонавигации отведена сканирующим методам каротажа и, в частности, методу БКС, развитие которого началось ещё в 40-х годах XX века. с первых скважинных наклономеров. Современное состояние метода позволяет проводить измерения непосредственно в процессе бурения и получать в реальном времени имиджи УЭС с полным покрытием стенки скважины. Следует также отметить, что в России приборы каротажа в процессе бурения стали появляться на рынке только в последние несколько лет, и пионером в

этой области стало НПП ГА «Луч» (г. Новосибирск), которое разработало первый отечественный прибор БКС в процессе бурения.

Проблема изучения особенностей сигналов БКС в наклонно-направленных скважинах на основе трёхмерного численного моделирования слабо освещена в открытых литературных источниках. Кроме того, для получения корректных результатов анализа синтетических диаграмм численное моделирование сигналов БКС необходимо проводить с учётом конструктивных особенностей прибора, что приводит к необходимости проведения новых исследований в этом направлении.

Также в последние десятилетия множество исследований посвящается разработке алгоритмов автоматического детектирования границ пластов на изображениях сканирующего каротажа. Основные недостатки разрабатываемых подходов заключаются в высокой ресурсоёмкости используемых алгоритмов, а также в неучёте изменчивости радиальной глубинности исследования метода БКС в зависимости от электрофизических параметров изучаемой среды. В то же время для преодоления этих проблем автору диссертации видится перспективным применение трёхмерного численного моделирования наряду с современными методами машинного обучения, которые хорошо зарекомендовали себя при решении широкого круга задач, в том числе и в области обработки и интерпретации изображений сканирующего каротажа.

## Глава 2.

# СИГНАЛЫ БКС ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ТРЕХМЕРНОГО ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Анализ синтетических сигналов каротажных приборов, рассчитанных в моделях сред с известными параметрами, является традиционным способом оценки возможностей метода при решении конкретных геолого-геофизических задач. Кроме того, при интерпретации каротажных данных необходимо учитывать различные эффекты, не связанные с восстанавливаемыми характеристиками среды, что обуславливает необходимость их изучения. Одним из способов изучения таких эффектов является анализ синтетических сигналов каротажного прибора.

В данной главе описывается алгоритм численного моделирования сигналов БКС в трёхмерных геоэлектрических моделях сред, учитывающий конструктивные характеристики нового прибора БКС в процессе бурения, разработанного в НПП ГА «Луч» и ИНГГ СО РАН. На его основе изучается связь сигналов БКС с параметрами геоэлектрических моделей сред, исследуется влияние скважинных условий измерения на результаты интерпретации имиджей УЭС, а также оцениваются характеристики пространственного разрешения прибора.

### **2.1. Прибор БКС и численное моделирование его сигналов в трёхмерных геоэлектрических моделях сред**

На основе ряда новых теоретико-методических разработок и инженерно-технических решений в НПП ГА «Луч» и ИНГГ СО РАН предложен, спроектирован и разработан прибор БКС, входящий в комплекс «ЛУЧ» для каротажа в процессе бурения. Внешний вид прибора БКС приведён на Рисунке 2.1.



Рисунок 2.1 – Внешний вид прибора БКС в процессе бурения

Принцип работы прибора основан на методе микробокового каротажа, где низкочастотный ток измерительного электрода  $A$  фокусируется с помощью дополнительных экранирующих электродов  $A_э$ , которые имеют тот же электрический потенциал (Рисунок 2.2). Такая фокусировка делает возможным детальное геоэлектрическое изучение разреза. Прибор выполняет измерения в процессе бурения, когда компоновка низа буровой колонны вращается, при этом контролируется азимутальное положение электрода  $A$  в скважине. Каротажные данные, полученные в результате обработки измерений прибора, обычно представляются в виде имиджей УЭС.

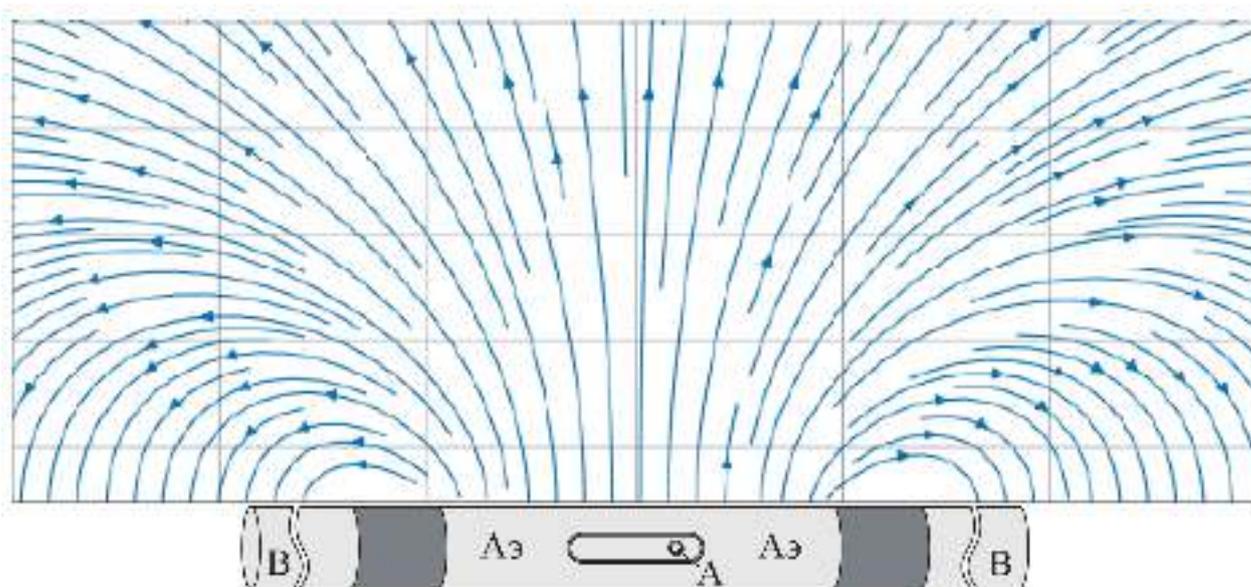


Рисунок 2.2 – Схема прибора БКС и токовые линии в однородной изотропной среде по результатам численного моделирования

Численное решение прямой задачи БКС методом конечных элементов выполняется в трёхмерной постановке, при этом учитываются конечные размеры прибора, а также высокий контраст электрофизических свойств прибора и среды. Результатом измерения прибора является кажущееся УЭС  $\rho_k$ , которое вычисляется по формуле

$$\rho_k = k \frac{\varphi_A - \varphi_B}{I_A},$$

где  $k$  – коэффициент зонда,  $\varphi_A$  – электрический потенциал, измеренный на электроде А,  $\varphi_B$  – электрический потенциал, измеренный на электроде В,  $I_A$  – сила тока, протекающего через измерительный электрод А. Величина коэффициента зонда подбирается таким образом, чтобы кажущееся УЭС, измеренное зондом в однородной среде, совпадало с истинным УЭС среды.

Значение тока, протекающего через измерительный электрод А, определяется по формуле

$$I_A = \int_S \vec{j} \cdot \vec{n} dS = \int_S \sigma \vec{E} \cdot \vec{n} dS = - \int_S \sigma \text{grad} \varphi \cdot \vec{n} dS,$$

где  $S$  – поверхность измерительного электрода,  $\vec{n}$  – внешняя нормаль к  $S$ ,  $\vec{j}$  – плотность тока,  $\sigma$  – удельная электрическая проводимость,  $\sigma = \frac{1}{\rho}$ ,  $\varphi$  – потенциал напряженности  $\vec{E}$  электрического поля,  $\vec{E} = -\text{grad} \varphi$ .

Распределение электрического потенциала  $\varphi$  в области моделирования описывается следующей краевой задачей:

$$-\text{div} \sigma \text{grad} \varphi = 0, \quad (2.1)$$

$$\varphi|_{\Gamma^0} = 0, \quad (2.2)$$

$$\sigma \frac{\partial \varphi}{\partial \vec{n}} \Big|_{\Gamma^1} = 0, \quad (2.3)$$

$$\varphi|_{\Gamma^E} = \varphi_S, \quad (2.4)$$

$$\varphi|_S = \varphi_S, \quad (2.5)$$

Где  $\Gamma^0$  – внешняя граница области, на которой электрический потенциал считается близким к нулю,  $\Gamma^1$  – диэлектрическая поверхность зонда,  $\Gamma^E$  – поверхность экранирующего электрода,  $\varphi_S$  – заданное напряжение на электродах. Для решения краевой задачи (2.1) – (2.5) используется метод конечных элементов [Глинских, Даниловский, Нечаев, 2018].

## 2.2. Связь сигналов БКС с параметрами геоэлектрических моделей

Метод БКС отличается от традиционных методов каротажа возможностью проведения азимутальных измерений, а также высокой разрешающей способностью. Такие отличия позволяют строить более подробные и точные модели коллекторов, однако для этого необходимо чётко понимать связь сигналов БКС с параметрами геоэлектрических моделей: пространственным распределением УЭС, наклоном границ геоэлектрических слоёв, формой стенки скважины.

Здесь и далее при численном моделировании сигналов БКС, если не отмечается отдельно, задаются следующие параметры геоэлектрических моделей: УЭС глинистого бурового раствора в скважине 1.0 Ом·м, диаметр скважины 0.220 м, диаметр прибора 0.202 м, число секторов 32, шаг дискретизации по вертикали 0.020 м.

### *Пересечение наклонной границы двух геоэлектрических слоёв*

Основное преимущество азимутальных методов каротажа над традиционными заключается в возможности определения пространственной ориентации границ геологических слоёв. Для установления связей сигналов БКС с наклоном геоэлектрических границ проводится их численное моделирование [Даниловский, Глинских, Нечаев, 2018; Danilovskiy, Glinskikh, Nechaev, 2018].

Первой рассматривается модель, в которой вертикальная скважина пересекает наклонную границу двух слоёв с разным УЭС (Рисунок 2.3). При численном моделировании сигналов БКС принимаются значения УЭС слоёв, типичные для терригенных отложений Западной Сибири: 3.5 Ом·м (глинистая покрывка) и 10.0 Ом·м (нефтенасыщенный песчаник).

В результате численного моделирования получены имиджи УЭС вдоль ствола скважины для различных значений угла падения границы между слоями (Рисунок 2.4). На имиджах граница слоёв проявляется в виде синусоиды, разделяющей области высокого и низкого кажущегося УЭС, причём, чем острее угол между направлением падения границы и осью скважины, тем больше амплитуда такой синусоиды.

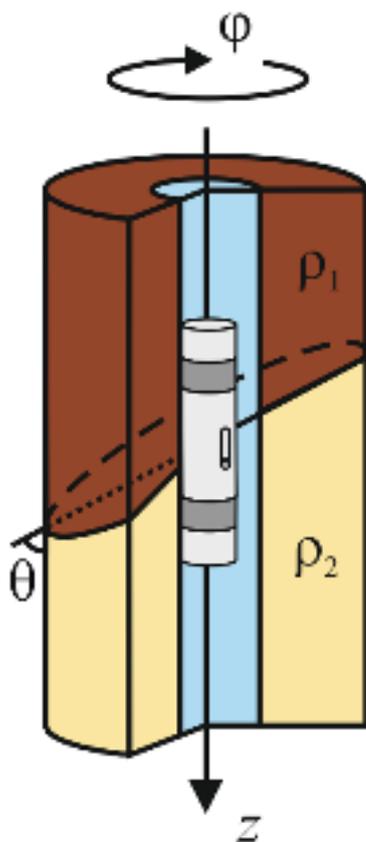


Рисунок 2.3 – Геоэлектрическая модель среды при пересечении вертикальной скважиной наклонной границы слоёв с различным УЭС

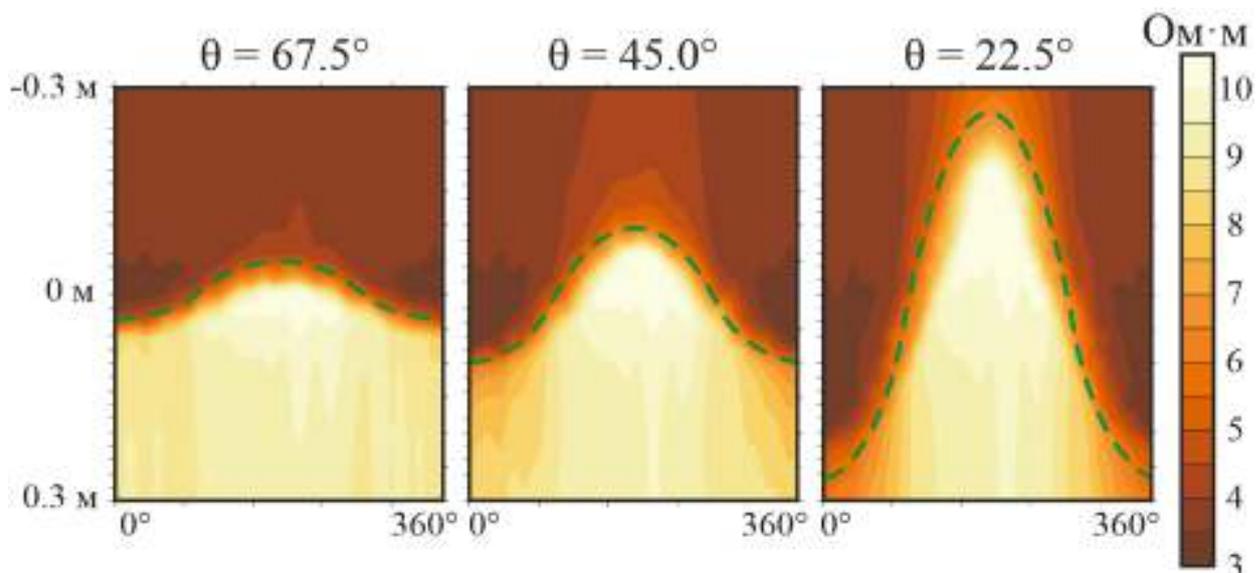


Рисунок 2.4 – Имиджи УЭС при пересечении вертикальной скважиной наклонной границы слоёв с различным УЭС под разными углами по результатам численного моделирования

### *Пересечение тонкого проводящего пропластка*

Важной отличительной особенностью метода БКС является его высокая разрешающая способность, которая позволяет выявлять детали строения при-скважинной области, характеризующиеся малым размером.

В рассматриваемой геоэлектрической модели среды вертикальная скважина пересекает наклонный проводящий пропласток мощностью 0.02 м в относительно непроводящей породе (Рисунок 2.5). Данная модель также описывает ситуацию, где скважина пересекает трещину, заполненную проводящим буровым раствором. При моделировании сигналов прибора УЭС вмещающей породы принимается равным 10.0 Ом·м (нефтенасыщенный песчаник), а УЭС тонкого пропластка (или трещины) соответствует УЭС бурового раствора и составляет 1.0 Ом·м.

Анализ результатов численного моделирования (Рисунок 2.6) показывает, что, как и в случае с пересечением наклонной границы двух геоэлектрических слоёв, при уменьшении угла между пропластком и осью скважины, ам-

плитуда синусоид на имидже увеличивается. Кроме того, поскольку пропласток вскрывается скважиной под углом, увеличивается также и его кажущаяся мощность.

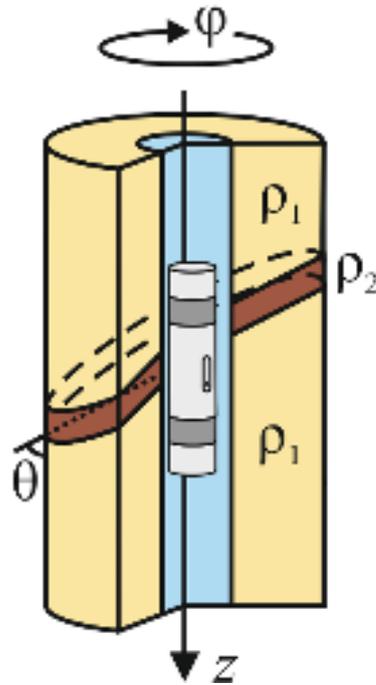


Рисунок 2.5 – Геоэлектрическая модель среды при пересечении вертикальной скважиной тонкого проводящего пропластка

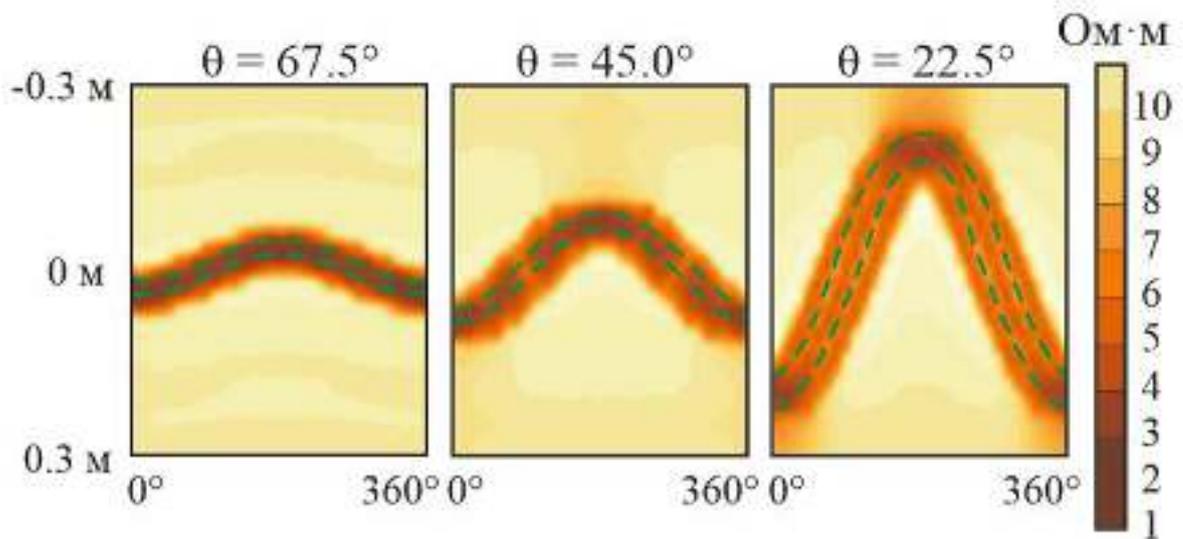


Рисунок 2.6 – Имиджи УЭС при пересечении вертикальной скважиной наклонного тонкого пропластка под разными углами по результатам численного моделирования

Также с уменьшением угла между пропластком и осью скважины значение кажущегося УЭС в области, соответствующей пропластку, приближается к значению УЭС вмещающей породы и достигает  $6.0 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  при наклоне пропластка  $22.5^\circ$ . Такой результат объясняется тем, что генерируемый прибором ток сфокусирован радиально и при малых относительных углах падения границы область исследования охватывает не только пропласток, но и вмещающую породу (Рисунок 2.7).

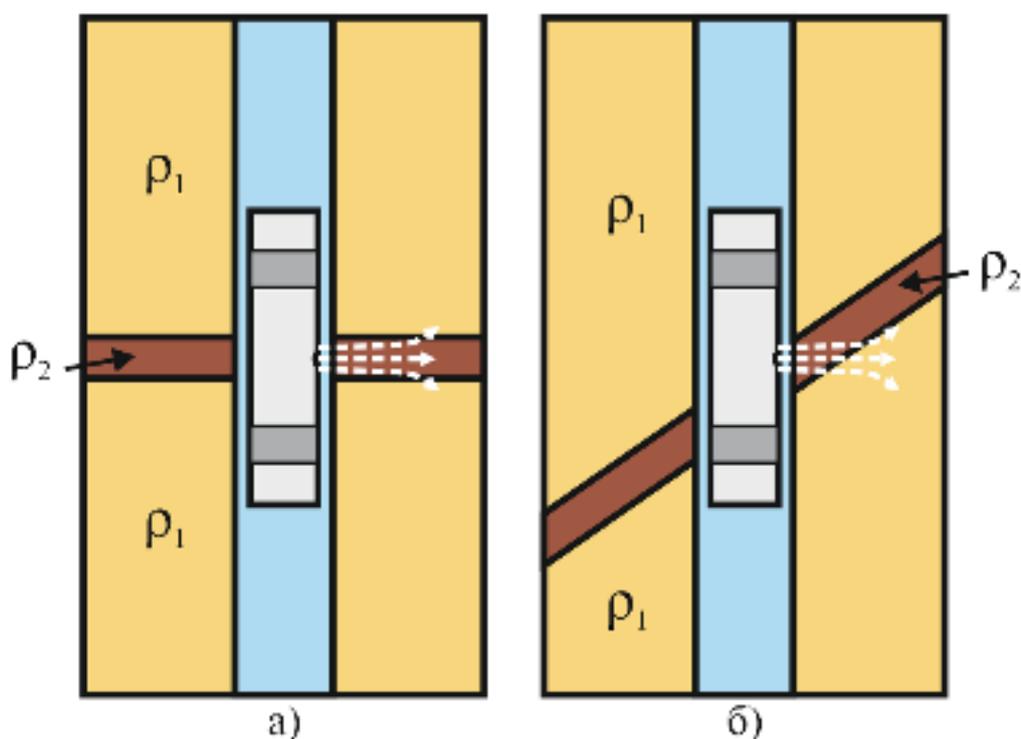


Рисунок 2.7 – Геоэлектрические модели среды и токовые линии при пересечении скважиной тонкого пропластка: а) в случае горизонтального пропластка, б) в случае наклонного пропластка

### ***Влияние неровностей стенки скважины***

Поверхность стенки скважины зачастую осложнена наличием неровностей и каверн, что может значительно влиять на измерения методом БКС. С одной стороны, это влияние усложняет процесс интерпретации имиджей, а с другой – даёт возможность выявлять неровности стенки скважины по имиджам УЭС и определять их геометрические характеристики.

Рассматривается геоэлектрическая модель среды, в которой на стенке скважины имеется полость сферической формы, при этом сама скважина вскрывает относительно высокоомную породу (Рисунок 2.8). Полость заполнена проводящим буровым раствором, что позволяет выделять её по имиджу УЭС. При численном моделировании сигналов прибора УЭС вмещающей породы принимается  $10.0 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  (нефтенасыщенный песчаник), а УЭС бурового раствора, заполняющего полость, составляет  $1.0 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ .

На полученных в результате численного моделирования имиджах (Рисунок 2.9) выделяются области с пониженным кажущимся УЭС, соответствующие положению каверны на стенке скважины. Высота аномалий примерно соответствует диаметрам каверн, однако их ширина несколько больше, что объясняется несимметричной фокусировкой прибора в вертикальном и азимутальном направлениях.

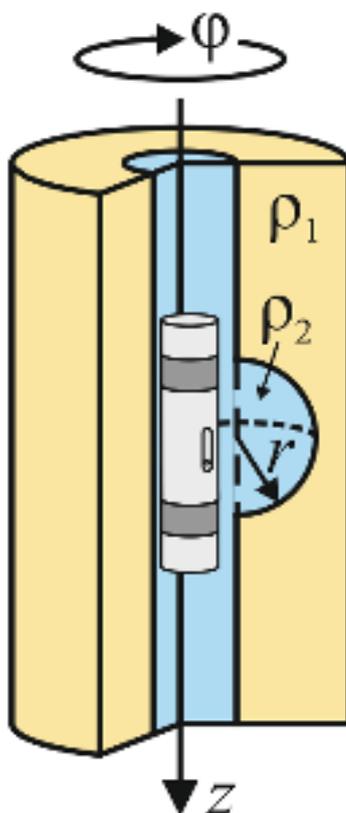


Рисунок 2.8 – Геоэлектрическая модель среды в случае вскрытия скважиной высокоомной породы при наличии сферической полости на стенке скважины

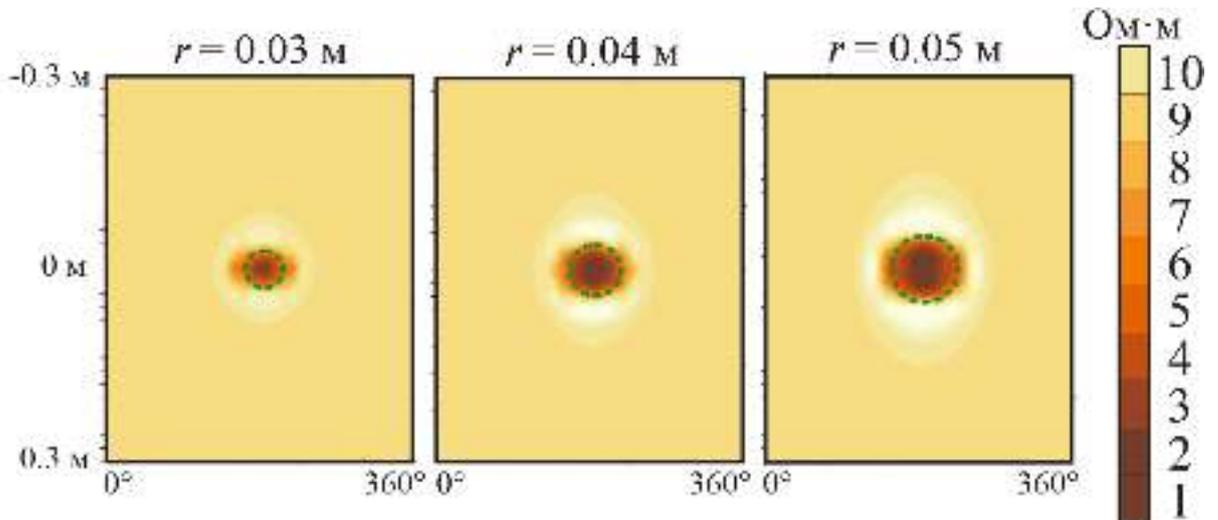


Рисунок 2.9 – Имиджи УЭС в случае вскрытия скважиной высокоомной породы при наличии сферической полости на стенке скважины в зависимости от радиуса полости по результатам численного моделирования

### *Геонавигация в терригенном тонкослоистом коллекторе*

Ещё один пример – это моделирование измерений БКС уже в субгоризонтальной скважине (Рисунок 2.10). Рассматривается случай, когда ствол субгоризонтальной скважины (зенитный угол меняется от  $85^\circ$  до  $90^\circ$ , а затем обратно до  $85^\circ$ ) вскрывает тонкослоистый коллектор, состоящий из пропластков мощностью по 0.05 м с УЭС 3.0 Ом·м (глина) и 15.0 Ом·м (нефтенасыщенный песчаник). Диаметр скважины задаётся равным 0.156 м, а прибора – 0.152 м.

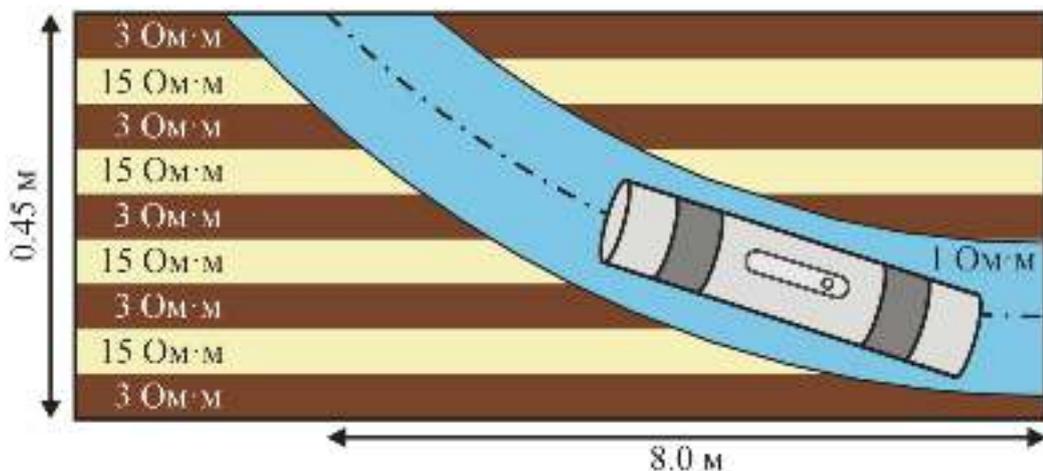


Рисунок 2.10 – Геоэлектрическая модель среды при пересечении субгоризонтальной скважиной тонкослоистого коллектора

Результаты моделирования показывают принципиальное различие имиджа УЭС в левой и правой частях скважины (Рисунок 2.11). При бурении вниз по напластованию пересекаемая граница сначала проявляется в центральной части диаграммы ( $180^\circ$ ), которая соответствует низу скважины, в то время как при бурении вверх по напластованию пересекаемая граница сначала даёт отклик на краях имиджа ( $0^\circ$  и  $360^\circ$ ), которые соответствуют верху скважины [Даниловский, Нечаев, 2018].

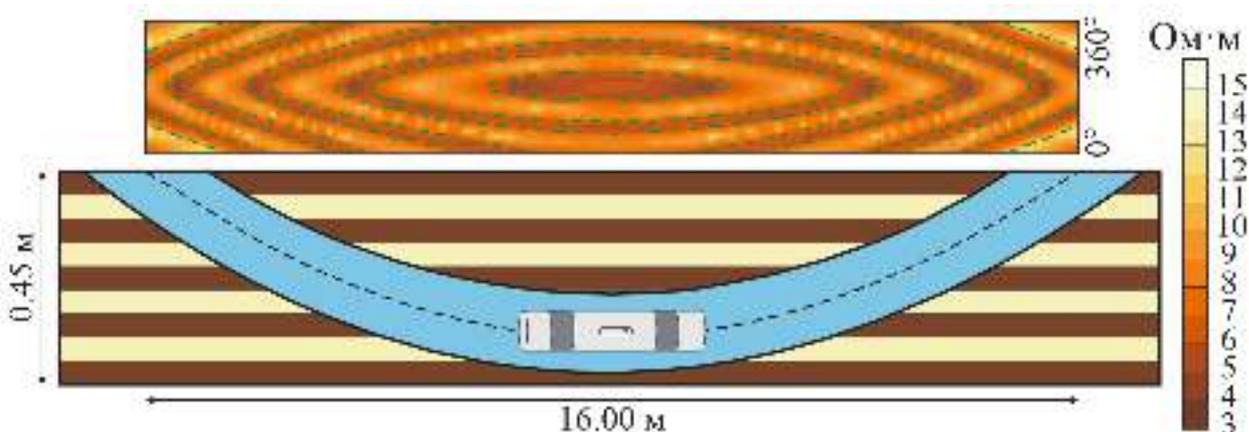


Рисунок 2.11 – Имидж УЭС вдоль траектории бурения по результатам численного моделирования и геоэлектрическая модель среды при пересечении субгоризонтальной скважиной тонкослоистого коллектора

При качественной интерпретации имиджей выделяются границы тонких пропластков, а также определяется положение прибора относительно этих пропластков. На основе этой информации непосредственно в процессе бурения можно принимать решения по корректировке траектории скважины, чтобы избежать непреднамеренного выхода из коллектора и пересечь его наиболее продуктивные участки.

Таким образом, на основе анализа результатов трёхмерного численного моделирования установлены связи синтетических сигналов БКС с параметрами трёхмерных геоэлектрических моделей сред: углом наклона границ

слоёв и трещин, характерным размером каверн, УЭС элементов геоэлектрических моделей. Выполненное исследование показывает, что помимо определения геометрических характеристик напластования и выявления трещиноватости прибор БКС имеет высокий потенциал для решения задач выявления вторичной пористости и текстурного анализа прискважинной области. Кроме того, продемонстрирована возможность применения прибора БКС в предлагаемой конфигурации для решения задач геонавигации наклонно-направленных скважин в тонкослоистых нефтяных коллекторах путём определения положения и пространственной ориентации границ пропластков по имиджам УЭС.

### **2.3. Влияние скважинных условий измерения на имиджи УЭС**

Метод БКС является фокусированным и малоглубинным, поэтому на результаты измерений значительно влияют условия измерения: эксцентриситет прибора, а также УЭС бурового раствора в скважине. Результаты измерений методом БКС обычно представляют в виде имиджей УЭС, следовательно, такие имиджи тоже подвержены влиянию условий измерения. Ключевым этапом интерпретации имиджей УЭС является выделение на них синусоид, параметры которых определяются положением и ориентацией геоэлектрических границ, поэтому важно понимать, как скважинные условия измерения влияют на эти параметры, прежде всего, на амплитуды детектируемых синусоид.

#### ***Алгоритм автоматического подбора синусоиды на имидже УЭС***

Для того чтобы корректно анализировать влияние различных скважинных условий на результаты интерпретации сигналов БКС необходимо исключить из процесса выделения синусоид на имиджах УЭС субъективность, которую вносят действия интерпретатора. Для исключения этой субъективности предлагается использовать следующий алгоритм обработки имиджей УЭС (Рису-

нок 2.12). На первом шаге алгоритма производится расчёт градиента кажущегося УЭС в каждой точке имиджа. Затем в каждом азимутальном направлении, в котором проводился расчёт кажущегося УЭС, выбирается точка с максимальной величиной градиента. На последнем шаге проводится подбор оптимальных параметров синусоиды путём минимизации функционала квадратичной невязки между положением точек с максимальной величиной градиента и положением точек синусоиды.

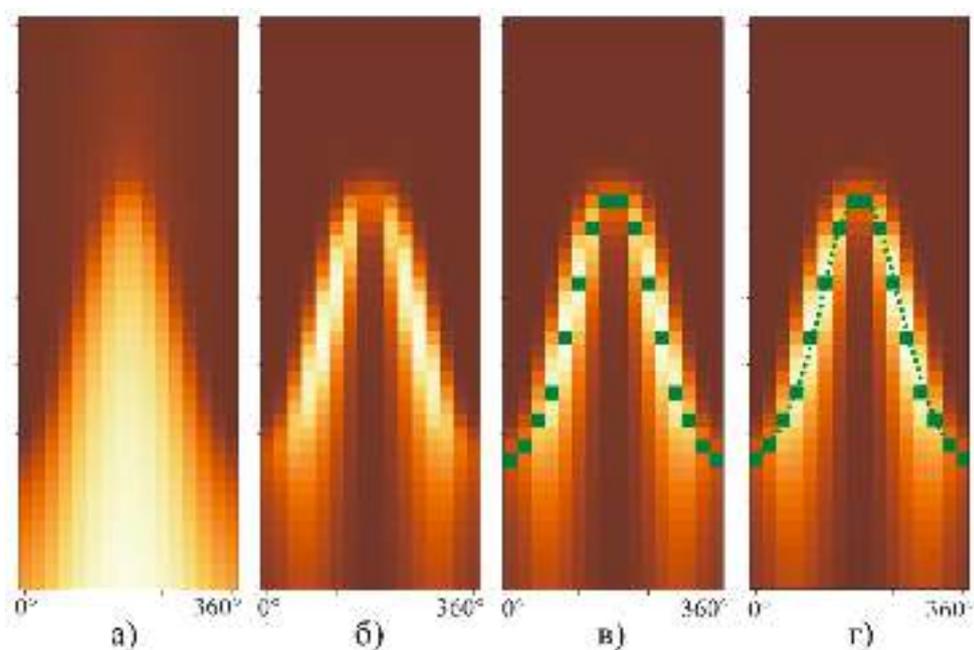


Рисунок 2.12 – Применение алгоритма автоматического детектирования геоэлектрической границы на имидже УЭС для исключения субъективности интерпретации: а) исходный имидж УЭС, б) модуль градиента кажущегося УЭС, в) выбор максимального значения градиента кажущегося УЭС в каждом азимутальном направлении, г) подбор оптимальной амплитуды синусоиды

Следует отметить, что предложенный алгоритм не гарантирует получение таких параметров синусоиды, по которым возможно восстановить истинные параметры положения и ориентации геоэлектрической границы. Тем не менее он позволяет исключить субъективность действий интерпретатора, что даёт возможность адекватно анализировать влияние скважинных условий измерения на результаты интерпретации имиджем УЭС.

### *Влияние эксцентриситета прибора в скважине на результаты интерпретации имиджей УЭС*

При интерпретации имиджей сканирующего каротажа обычно предполагается, что в момент измерения прибор находится на оси скважины, что зачастую не выполняется при проведении каротажа в наклонно-направленных скважинах. В таком случае прибор смещается по направлению к нижней части скважины на некоторое расстояние, которое зависит от наличия и размера центраторов в составе буровой колонны.

Для оценки влияния эксцентриситета прибора в скважине на имиджи УЭС рассматривается геоэлектрическая модель, в которой наклонная скважина пересекает горизонтальную границу слоёв с разным УЭС, при этом прибор смещен вниз относительно оси скважины (Рисунок 2.13) [Даниловский, 2018]. При численном моделировании сигналов БКС принимаются значения УЭС слоёв, типичные для терригенных отложений Западной Сибири: 3.5 Ом·м (глинистая покрывка) и 10.0 Ом·м (нефтенасыщенный песчаник). В данной модели диаметр скважины задаётся равным 0.245 м, что позволяет провести численное моделирование для значений эксцентриситета от 0.000 до 0.018 м.

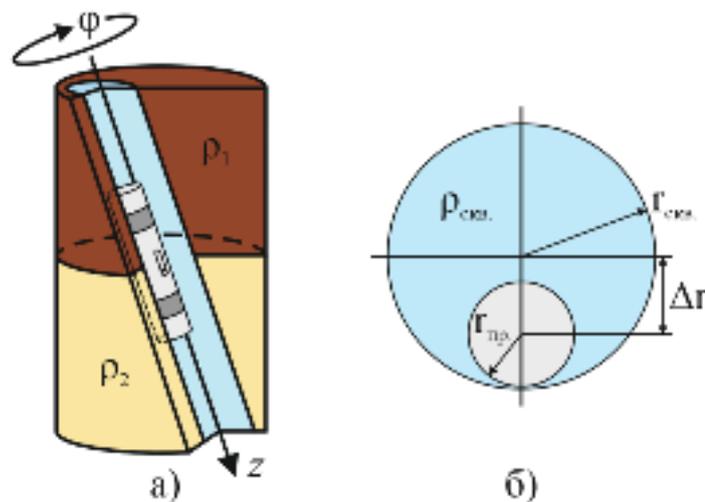


Рисунок 2.13 – Геоэлектрическая модель среды (а) и её сечение плоскостью ортогональной оси скважины (б) при пересечении наклонной скважиной горизонтальной границы слоёв с различным УЭС в случае, когда прибор располагается на нижней части стенки скважины

Поскольку прибор смещается по направлению к нижней части скважины, пространство над ним заполняется буровым раствором, что влияет на результаты измерений методом БКС. Такое влияние явно прослеживается на полученных в результате численного моделирования имиджах УЭС (Рисунок 2.14).

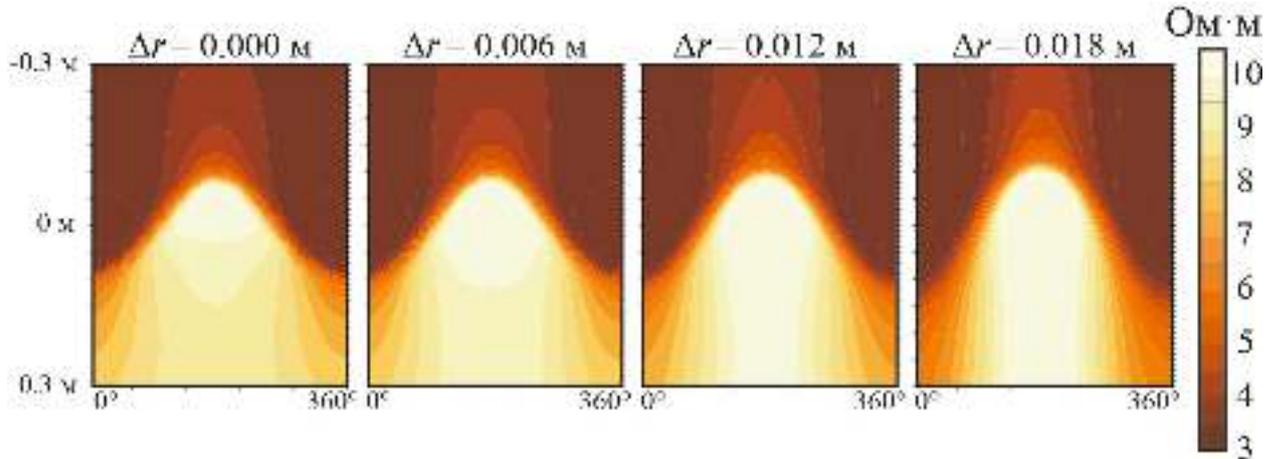


Рисунок 2.14 – Имиджи УЭС при пересечении наклонной скважиной горизонтальной границы слоёв с различным УЭС в зависимости от эксцентриситета прибора по результатам численного моделирования

Эксцентриситет прибора наиболее сильно влияет на измерения, соответствующие направлению вверх (края имиджа:  $0^\circ$  и  $360^\circ$ ), поскольку именно в этом направлении перед измерительным электродом располагается больше всего бурового раствора. Из-за такого изменения скважинных условий измерения фокусирующая способность прибора уменьшается и токовые линии смещаются в сторону более проводящего геоэлектрического слоя (Рисунок 2.15). В то же время измерения, соответствующие направлению вниз (центр имиджа:  $180^\circ$ ), практически не подвержены влиянию эксцентриситета, поскольку в этом случае проблем с фокусировкой не возникает. За счёт этого эффекта увеличивается амплитуда синусоиды, которую интерпретатор выделяет на имидже УЭС, что приводит к некорректным результатам интерпретации.

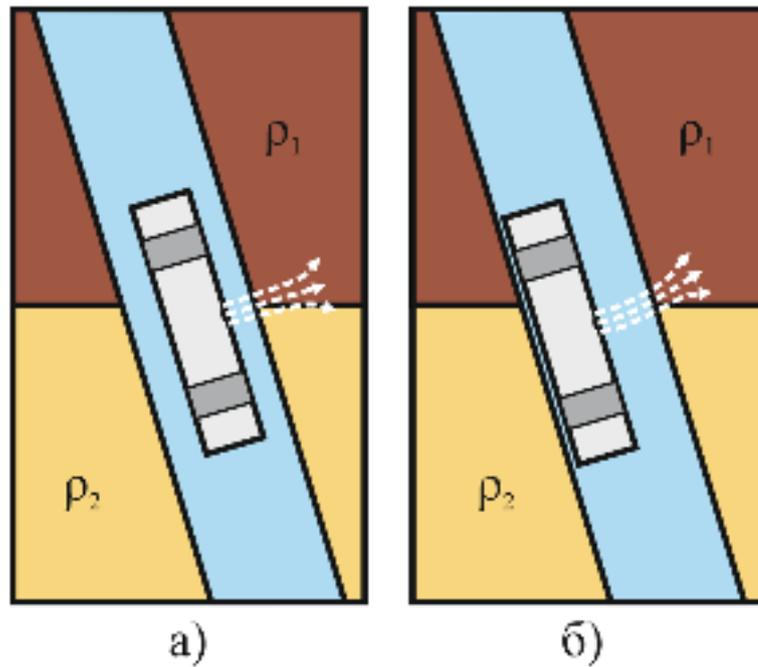


Рисунок 2.15 – Геоэлектрические модели среды и токовые линии при пересечении наклонной скважиной горизонтальной границы слоёв с различным УЭС: а) без эксцентриситета, б) при наличии эксцентриситета

Для получения количественных оценок влияния эксцентриситета на сигналы БКС полученные в результате численного моделирования имиджи анализируются с применением описанного выше алгоритма на предмет вариаций амплитуды синусоиды. Проведённый анализ показывает, что амплитуда детектируемой на имидже синусоиды линейно зависит от значения эксцентриситета (Рисунок 2.16).

Для перехода к оценкам влияния эксцентриситета непосредственно на результаты интерпретации имиджей УЭС рассчитывается разность между восстановленными значениями углов пересечения границы геоэлектрических слоёв и оси скважины для двух «крайних» случаев (когда прибор лежит на стенке скважины и когда прибор не смещен относительно оси скважины) по формуле

$$\theta_1 - \theta_2 = \operatorname{arctg} \frac{h_1}{d} - \operatorname{arctg} \frac{h_2}{d}, \quad (2.6)$$

где  $h_1$ ,  $h_2$  – подобранные амплитуды синусоид,  $d$  – диаметр скважины.

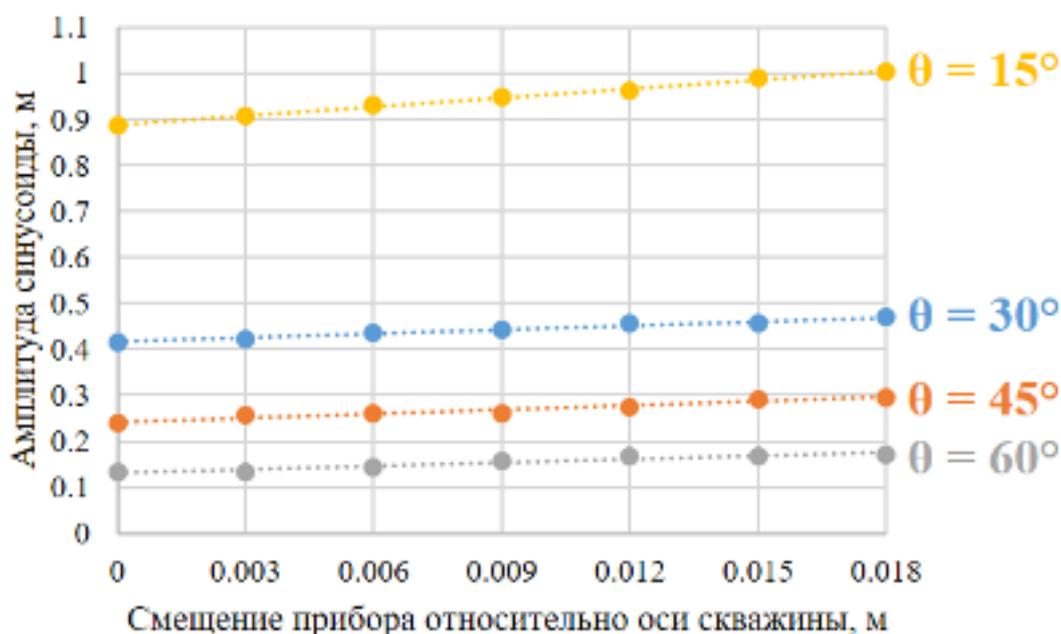


Рисунок 2.16 – Амплитуда синусоиды, детектируемой на имидже УЭС, в зависимости от эксцентриситета прибора для разных углов пересечения скважины и границы геoeлектрических слоёв, подобранная с применением автоматического алгоритма

В Таблице 2.1, полученной по результатам расчёта таких разностей углов, видно, что влияние эксцентриситета на результаты интерпретации имиджей УЭС значительно и приводит к занижению значения восстанавливаемого угла пересечения границы геoeлектрических слоёв и оси скважины, которое достигает  $6.9^\circ$  для рассмотренных моделей.

Таким образом, отмечается существенное влияние эксцентриситета прибора на восстанавливаемое значение угла наклона границы пласта относительно оси скважины. С одной стороны, для минимизации ошибки определения истинного угла наклона целесообразным является введение поправки за эксцентриситет прибора, с другой стороны, возможным решением проблемы является использование прибора в составе центрированной буровой колонны для минимизации самого эксцентриситета.

Таблица 2.1 – Разность восстанавливаемых углов пересечения скважины и границы геоэлектрических слоёв в случае, когда прибор лежит на стенке скважины и когда прибор находится на её оси для разных истинных значений этих углов

<b>Истинный угол пересечения границы геоэлектрических слоёв и оси скважины, °</b>	<b>Разность восстановленных углов <math>\theta_1-\theta_2</math> для «крайних» случаев, °</b>
15	<b>-1.5</b>
30	<b>-2.9</b>
45	<b>-6.0</b>
60	<b>-6.9</b>

### ***Влияние УЭС бурового раствора в скважине на имиджи УЭС***

Помимо эксцентриситета прибора на сигналы БКС также значительно влияет УЭС бурового раствора в скважине, окружающего прибор. При бурении наклонно-направленных скважин используются буровые растворы различных типов, при этом их УЭС может варьироваться от сотых долей Ом·м для биополимерных буровых растворов до сотен Ом·м для буровых растворов на углеводородной основе.

Для оценки влияния УЭС бурового раствора в скважине на имиджи УЭС рассматривается геоэлектрическая модель, в которой вертикальная скважина пересекает наклонную границу двух слоёв с разным УЭС (Рисунок 2.17). При численном моделировании сигналов БКС принимаются значения УЭС слоёв, типичные для терригенных отложений Западной Сибири: 3.5 Ом·м (глинистая покрывка) и 10.0 Ом·м (нефтенасыщенный песчаник). В данной геоэлектрической модели УЭС бурового раствора в скважине варьируется от 0.01 до 100 Ом·м.

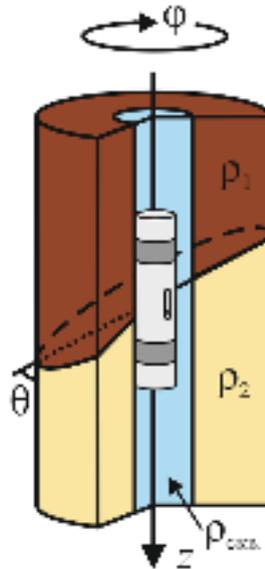


Рисунок 2.17 – Геоэлектрическая модель среды при пересечении вертикальной скважиной наклонной границы слоёв с различным УЭС для установления влияния УЭС бурового раствора в скважине на результаты интерпретации имиджей УЭС

Из анализа результатов численного моделирования следует, что при увеличении УЭС бурового раствора в скважине граница областей высокого и низкого кажущегося УЭС на имидже становится менее контрастной, при этом наблюдаемая амплитуда синусоидальной границы несколько уменьшается (Рисунок 2.18).

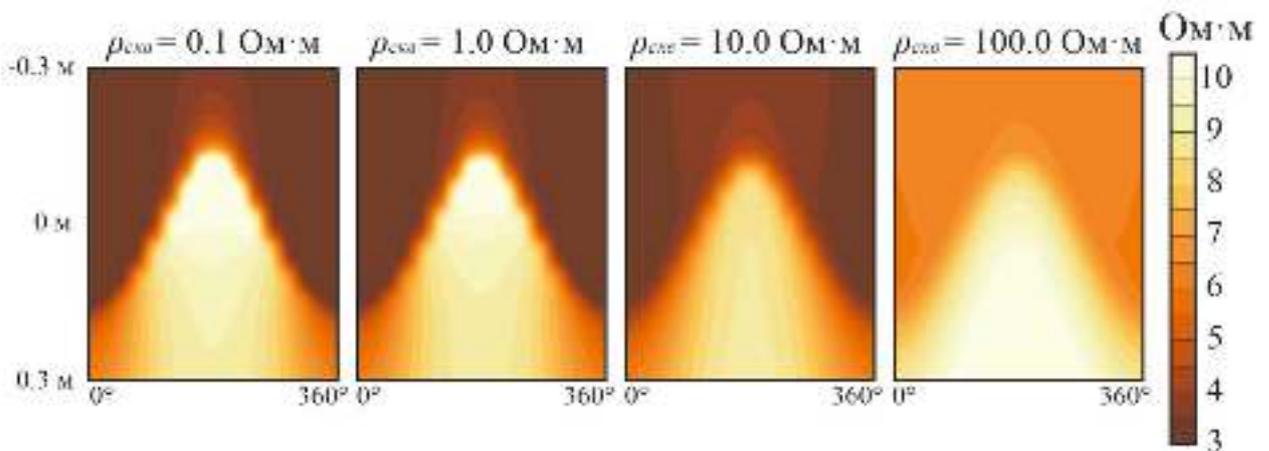


Рисунок 2.18 – Имиджи УЭС при пересечении вертикальной скважиной наклонной границы слоёв с различным УЭС в зависимости от УЭС бурового раствора в скважине

Аналогично примеру с влиянием эксцентриситета прибора полученные в результате численного моделирования имиджи анализируются с применением алгоритма автоматического подбора синусоиды на предмет вариаций её амплитуды в зависимости от УЭС бурового раствора в скважине. Проведённый анализ показывает, что детектируемая амплитуда синусоиды на имидже уменьшается с увеличением УЭС бурового раствора в скважине, однако влияние этого параметра меньше по сравнению с влиянием эксцентриситета прибора (Рисунок 2.19).

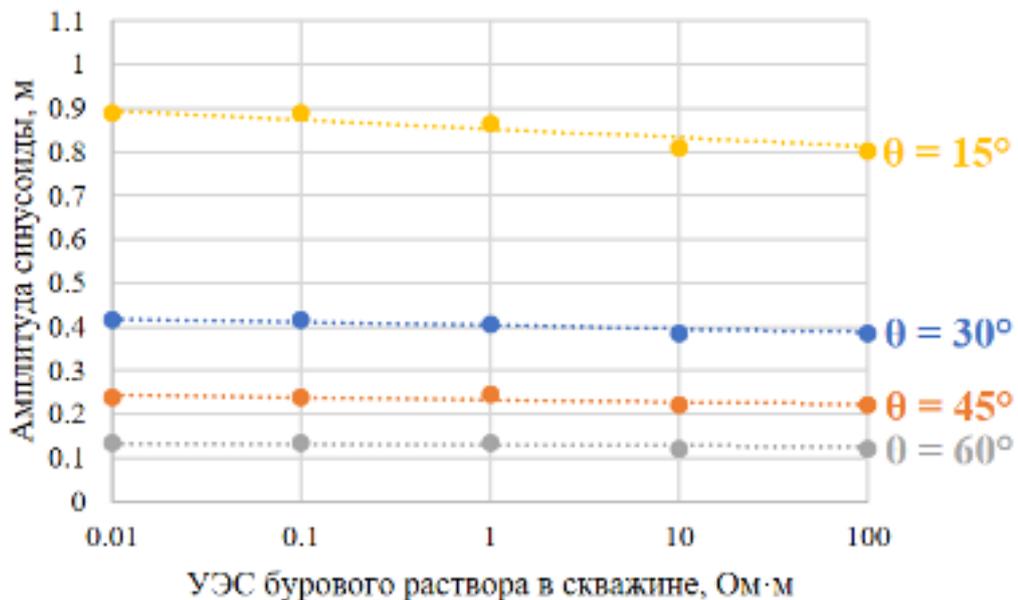


Рисунок 2.19 – Амплитуда синусоиды, детектируемой на имидже УЭС, в зависимости от УЭС бурового раствора в скважине для разных относительных углов пересечения скважины и границы геoeлектрических слоёв, подобранная с применением автоматического алгоритма

Как и в примере с влиянием эксцентриситета прибора, для перехода к оценкам влияния УЭС бурового раствора в скважине непосредственно на результаты интерпретации имиджей УЭС с использованием формулы (2.6) рассчитывается разность между восстановленными значениями углов пересечения границы геoeлектрических слоёв и оси скважины для двух экстремальных значений УЭС бурового раствора: 0.01 и 100 Ом·м.

В Таблице 2.2, полученной по результатам расчёта таких разностей углов, видно, что влияние УЭС бурового раствора на результаты интерпретации имиджей УЭС приводит к завышению значения восстанавливаемого угла пересечения границы геоэлектрических слоёв и оси скважины, которое достигает  $2.6^\circ$  для рассмотренных моделей.

Таблица 2.2 – Разность восстанавливаемых углов пересечения скважины и границы геоэлектрических слоёв в случае, когда УЭС бурового раствора равно 0.01 и 100 Ом·м для разных истинных значений этих углов

<b>Истинный угол пересечения границы геоэлектрических слоёв и оси скважины, °</b>	<b>Разность восстановленных углов <math>\theta_1 - \theta_2</math> в случае, когда УЭС бурового раствора составляет 0.01 и 100 Ом·м, °</b>
15	+1.4
30	+1.7
45	+2.3
60	+2.6

Тем не менее следует отметить, что в силу гальванического характера возбуждения поля в методе БКС такие приборы обычно не используются при каротаже в условиях очень слабопроводящих буровых растворов на углеводородной основе, при этом область их применения ограничивают первыми десятками Ом·м. Определение диапазона УЭС бурового раствора для применения метода БКС является перспективным направлением исследований, но остается за рамками диссертационной работы.

Таким образом, путём анализа результатов трёхмерного численного моделирования с применением специально разработанного алгоритма автоматического детектирования границ пластов на имиджах УЭС, исключая субъективность интерпретации, установлено влияние скважинных условий измерения на сигналы БКС и на результаты их интерпретации. Результаты ана-

лиза показывают, что смещение прибора вниз больше всего влияет на показания в секторах имиджа, соответствующих верхней части скважины. Неучёт эксцентриситета приводит к занижению значения восстанавливаемого угла пересечения границы геоэлектрических слоёв и оси скважины, при этом ошибка определения угла наклона может достигать  $6.9^\circ$  и уменьшается с увеличением зенитного угла скважины. Кроме того, установлено влияние УЭС бурового раствора в скважине на сигналы БКС и на результаты их интерпретации, при этом показано, что такое влияние минимально при использовании проводящих глинистых и полимерных растворов.

#### **2.4. Оценка пространственного разрешения прибора БКС**

Важнейшей характеристикой приборов электрокаротажа является разрешение при оценке пространственного распределения УЭС в прискважинной области. В традиционных методах каротажа пространственное разрешение прибора определяют две характеристики: радиальная глубинность и вертикальное разрешение. В методах сканирующего каротажа, в том числе БКС, к ним добавляется третья характеристика – азимутальное разрешение.

##### ***Радиальная глубинность БКС***

Метод БКС не предполагает зондирования среды в радиальном направлении от стенки скважины вглубь пласта, поэтому под радиальной глубинностью следует понимать некоторое расстояние, характеризующее ту часть среды, из которой прибор получает большую часть сигнала.

Для оценки радиальной глубинности метода БКС рассматривается набор геоэлектрических моделей, где зона проникновения однородна, а её толщина варьируется от 0.01 до 0.20 м. УЭС зоны проникновения и пласта при этом варьируются от 3 до 1000 Ом·м (Рисунок 2.20) [Даниловский, Глинских, Нечаев, 2019].

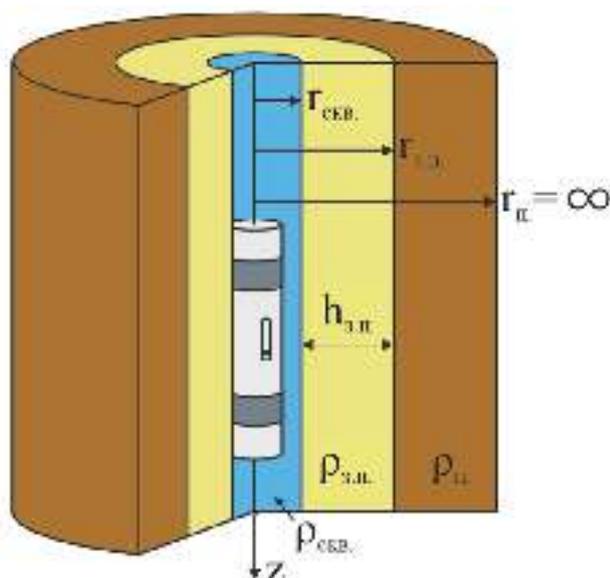


Рисунок 2.20 – Геоэлектрическая модель «скважина – зона проникновения – пласт» для оценки радиальной глубинности метода БКС

Измеряемый сигнал представляется в виде линейной комбинации вкладов от зоны проникновения и от пласта

$$\rho_k = J(h_{з.п.})\rho_{з.п.} + (1 - J(h_{з.п.}))\rho_{п.},$$

где  $\rho_k$  – кажущееся УЭС,  $J$  – псевдогеометрический фактор, представляющий собой нормированный весовой коэффициент, определяющий вклады в измеряемый сигнал от зоны проникновения и пласта [Ellis, Singer, 2007]. Будем считать, что радиальная глубинность прибора определяется как толщина зоны проникновения, при которой псевдогеометрический фактор равен 0.5, то есть, когда зона проникновения и пласт вносят равный вклад в измеряемый сигнал.

Анализ полученных в результате численного моделирования зависимостей псевдогеометрического фактора от толщины зоны проникновения в геоэлектрических моделях с УЭС зоны проникновения и пласта от 3 до 1000 Ом·м показывает, что на радиальную глубинность исследования в основном влияет значение УЭС зоны проникновения. Например, при УЭС зоны проникновения 3 Ом·м радиальная глубинность варьируется от 0.08 до 0.17 м, а при УЭС зоны проникновения равной 1000 Ом·м – превышает 0.20 м во всех рассмотренных

моделях (Рисунок 2.21). Кроме того, следует отметить, что, судя по результатам численного моделирования, радиальная глубинность прибора не зависит от размера измерительного электрода БКС.

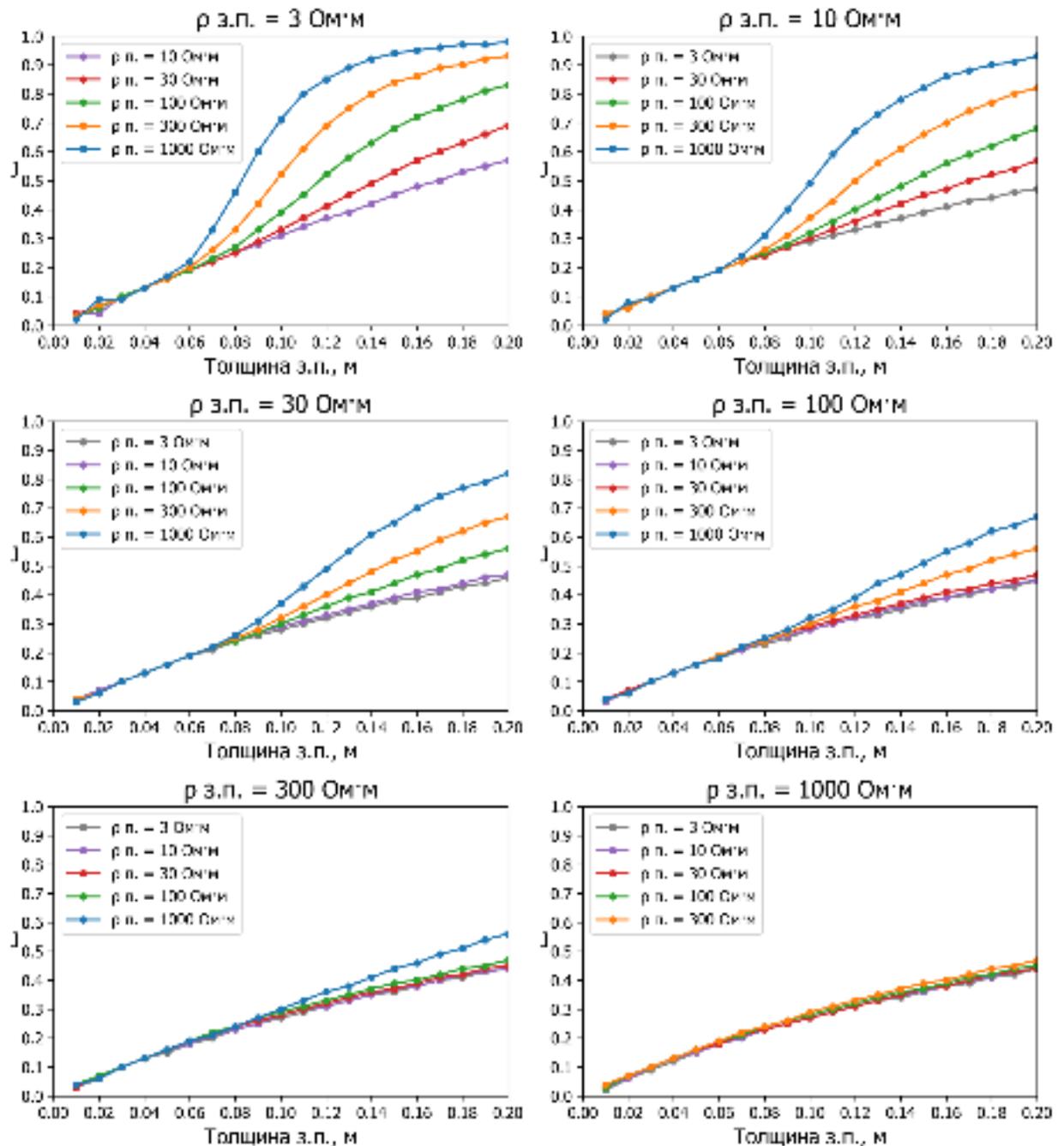


Рисунок 2.21 – Псевдогеометрические факторы в зависимости от толщины з.п., рассчитанные в геоэлектрических моделях сред с различными значениями УЭС зоны проникновения и пласта

Наиболее важный вывод, который можно сделать, основываясь на полученных результатах, состоит в том, что на радиальную глубинность прибора значительно влияет радиальное распределение УЭС в геоэлектрической модели. Тем не менее нужно понимать, что радиальная глубинность метода БКС не эквивалентна глубине имиджа, о которой идёт речь в Главе 1 диссертации, хотя и связана с ней. Вариативность радиальной глубинности метода БКС в зависимости от УЭС среды говорит о необходимости её учёта при интерпретации имиджей УЭС для повышения достоверности результатов интерпретации.

### *Вертикальное и азимутальное разрешение БКС*

Имиджи УЭС традиционно используются для исследования ключевых геологических характеристик: структурных и стратиграфических особенностей отложений, которые проявляются вблизи стенки скважины. В связи с этим наиболее важными характеристиками метода БКС являются его вертикальное и азимутальное разрешение.

Для оценки вертикального разрешения метода БКС рассматривается геоэлектрическая модель, где вертикальная скважина пересекает ряд прослоев с постепенно уменьшающейся мощностью. Мощность пропластков меняется от 0.10 до 0.01 м, при этом происходит чередование их УЭС 1.0 Ом·м (глина) и 10.0 Ом·м (нефтенасыщенный песчаник) (Рисунок 2.22).

Будем считать, что вертикальное разрешение прибора определяется как мощность прослоя, при которой измерения кажущегося УЭС на уровне середины прослоя отличаются от истинного УЭС прослоя не более чем на заданную погрешность, например, 20 %.

Из анализа результатов численного моделирования следует, что на вертикальное разрешение БКС значительно влияет диаметр измерительного электрода, при этом для реальных конструктивных параметров прибора (диаметр измерительного электрода равен 0.025 м) вертикальное разрешение составляет

0.05 м при вскрытии как низкоомных, так и высокоомных прослоев. (Рисунок 2.23).

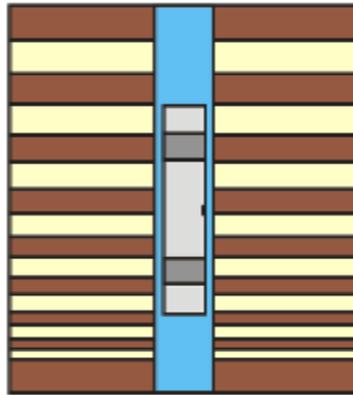


Рисунок 2.22 – Геоэлектрическая модель среды при пересечении вертикальной скважиной последовательности горизонтальных прослоев с постепенно уменьшающейся мощностью для оценки вертикального разрешения метода БКС

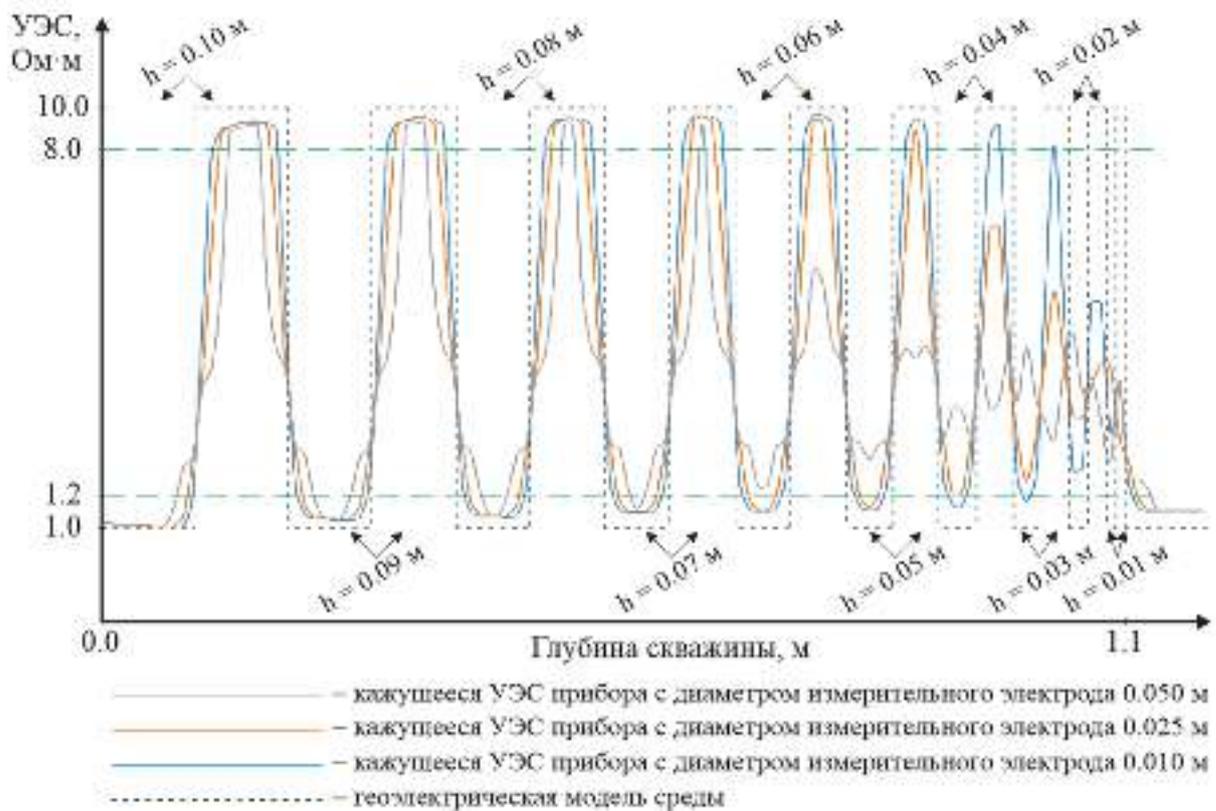


Рисунок 2.23 – Кажущееся УЭС, рассчитанное в модели с пересечением последовательности прослоев с уменьшающейся мощностью для различных диаметров измерительного электрода по результатам численного моделирования

Для сравнения вертикального и азимутального разрешения прибора рассматривается более сложная геоэлектрическая модель, в которой околоскважинное пространство разбивается на сегменты малого размера (Рисунок 2.24). Такая параметризация позволяет рассчитывать синтетические сигналы БКС в геоэлектрических моделях с произвольным распределением УЭС в прискважинной области [Даниловский, 2019].

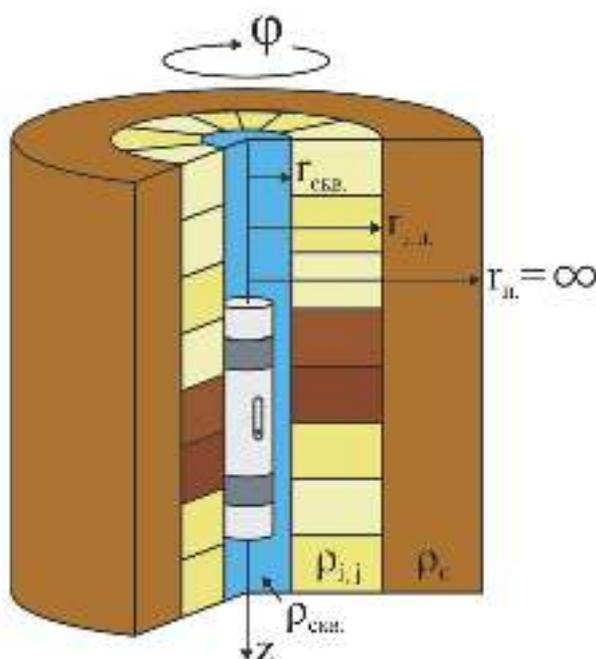


Рисунок 2.24 – Геоэлектрическая модель «скважина – зона проникновения – пласт» с неоднородной зоной проникновения для оценки вертикального и азимутального разрешения прибора БКС

Для задания УЭС блоков используется адаптированный из [Davatzes, Nickman, 2005] акустический имидж, на котором присутствуют трещины различной ширины (Рисунок 2.25а). Цвета исходного рисунка преобразуются в оттенки серого, при этом каждому оттенку ставится в соответствие определенное значение УЭС от 1 до 2000 Ом·м (Рисунок 2.25б). Полученная таким образом геоэлектрическая модель описывает реалистичную трещиноватую высокоомную среду, где трещины заполнены проводящим буровым раствором. При численном моделировании также задаются следующие параметры: УЭС

бурового раствора в скважине  $1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ , УЭС неизменной части пласта  $2000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ , толщина зоны проникновения  $0.500 \text{ м}$ , диаметр скважины  $0.220 \text{ м}$ , диаметр прибора  $0.202 \text{ м}$ , число секторов  $32$ , шаг дискретизации по вертикали  $0.025 \text{ м}$ . Полученный в результате численного моделирования имидж УЭС приведен на Рисунке 2.25в.

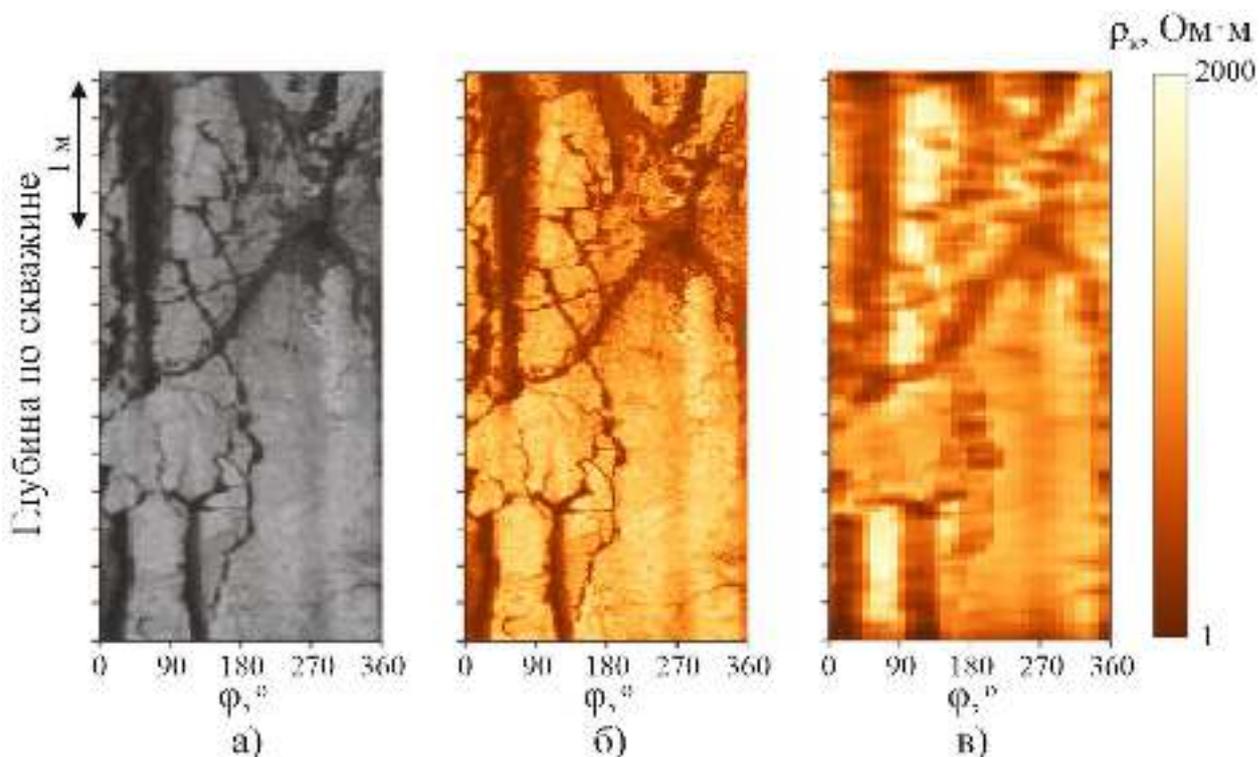


Рисунок 2.25 – а) акустический имидж высокого пространственного разрешения [Davatzes, Nickman, 2005], б) распределение УЭС в околоскважинном пространстве геоэлектрической модели, в) имидж УЭС, полученный в результате численного моделирования

Анализ полученных результатов численного моделирования подтверждает, что вертикальное разрешение прибора БКС составляет  $0.05 \text{ м}$ . При этом азимутальное разрешение ниже вертикального и составляет  $0.10 \text{ м}$  ( $50^\circ$  для скважины с диаметром  $0.22 \text{ м}$ ). Неравенство этих характеристик обуславливается несимметричной фокусировкой прибора в вертикальном и азимутальном направлениях. Непосредственно на имидже УЭС этот эффект наиболее наглядно проявляется в том, что тонкие трещины, ориентированные вдоль оси

скважины выглядят более широкими, чем те, которые пересекают скважину под углом, близким к  $90^\circ$ .

Аналогичный эксперимент проводится с использованием имиджа УЭС, полученного прибором MicroScore компании Schlumberger (Рисунок 2.26а), для построения геоэлектрической модели [MicroScore. Боковой ..., 2012]. На исходном имидже авторами работы выделяются два основных типа трещин: проницаемые, пересекающие скважину под тупым углом, и техногенные, ориентированные вдоль ствола скважины. В этом примере для задания УЭС блоков в прискважинной области геоэлектрической модели каждому оттенку серого ставится в соответствие определенное значение УЭС от 1 до 20 Ом·м (Рисунок 2.26б). Полученный в результате численного моделирования имидж УЭС приведен на Рисунке 2.26в.

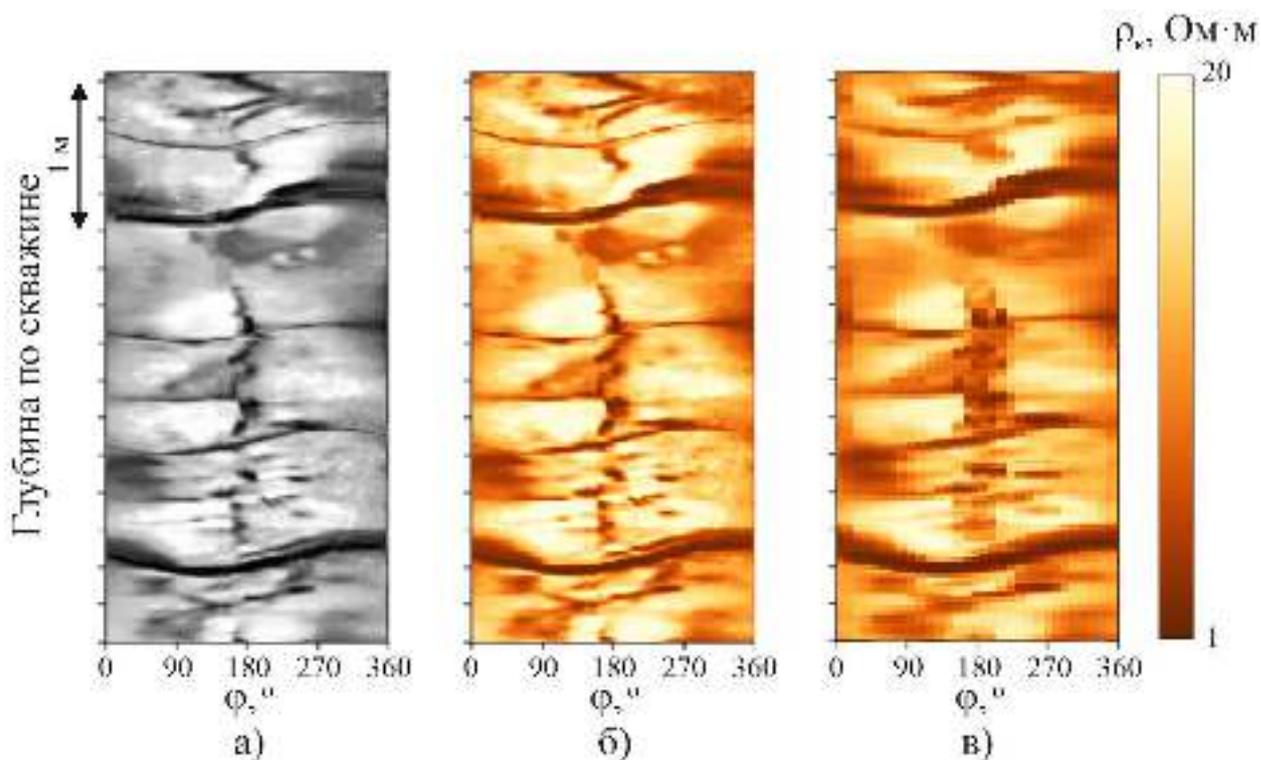


Рисунок 2.26 – а) имидж УЭС, полученный в результате измерений прибором MicroScore [MicroScore. Боковой ..., 2012], б) распределение УЭС в околоскважинном пространстве геоэлектрической модели, в) имидж УЭС, полученный в результате численного моделирования

Количественные оценки характеристик пространственного разрешения прибора БКС соответствуют оценкам, полученным в прошлом примере. Опять же, лучше всего прослеживаются трещины, ориентированные под углом к скважине, близким к  $90^\circ$ . Как известно, в настоящее время горизонтальные участки скважин зачастую стараются бурить таким образом, чтобы азимутальное направление ствола скважины соответствовало направлению минимального горизонтального напряжения. В таких геомеханических условиях трещины ориентированы поперек ствола скважины, поэтому интерпретация имиджей УЭС представляет особый интерес для принятия решений по заканчиванию скважины и проектирования гидравлического разрыва пласта.

Таким образом, путём анализа результатов трёхмерного численного моделирования количественно оценено разрешение прибора БКС при определении пространственного распределения УЭС в прискважинной области на основе трёх характеристик: радиальной глубинности, вертикального и азимутального разрешения. В рассмотренных геоэлектрических моделях сред радиальная глубинность прибора БКС варьируется от 0.08 до более чем 0.20 м в зависимости от пространственного распределения УЭС в моделях, что необходимо учитывать при интерпретации скважинных имиджей УЭС, при этом радиальная глубинность не зависит от размера измерительного электрода прибора. Вертикальное разрешение прибора БКС составляет 0.05 м, а азимутальное – 0.10 м ( $50^\circ$  для скважины с диаметром 0.22 м), при этом неравенство характеристик обуславливается несимметричной фокусировкой прибора в вертикальном и азимутальном направлениях. Полученные результаты могут быть использованы при выборе плотности измерений БКС для оптимизации количества данных, записываемых прибором в память и передаваемых на поверхность непосредственно в процессе бурения.

## Полученные результаты

Для повышения достоверности результатов интерпретации данных БКС, полученных в наклонно-направленных нефтяных скважинах на основе анализа синтетических сигналов, рассчитанных в трёхмерных геоэлектрических моделях сред с учётом реальных размеров и конструктивных особенностей прибора БКС в процессе бурения получены следующие результаты.

Установлены связи сигналов БКС с параметрами геоэлектрических моделей сред: углом наклона границ слоёв и трещин, характерным размером неровностей стенки скважины. Вместе с тем продемонстрирована возможность применения прибора БКС в предлагаемой конфигурации для решения задач геонавигации субгоризонтальных скважин в тонкослоистых нефтяных коллекторах на основе определения положения и пространственной ориентации границ пропластков по имиджам УЭС.

С применением разработанного алгоритма автоматического детектирования границ пластов на имиджах УЭС, исключая субъективность интерпретации, детально изучено влияние скважинных условий измерения на имиджи УЭС и на результаты их интерпретации. Показано, что смещение прибора к нижней части скважины сильнее всего влияет на показания краевых секторов имиджа, соответствующих верхней части скважины. Для реальных диаметров скважин, в которых может использоваться прибор, ошибка определения угла наклона границы при неучёте эксцентриситета достигает  $6.9^\circ$  и уменьшается с увеличением зенитного угла скважины. Также установлено влияние УЭС бурового раствора в скважине на сигналы БКС и на результаты их интерпретации, при этом показано, что такое влияние минимально при использовании проводящих глинистых и полимерных буровых растворов.

Даны количественные оценки разрешения прибора БКС при определении пространственного распределения УЭС в прискважинной области на основе трёх характеристик: радиальной глубинности, вертикального и азимутального разрешения. Установлено, что в рассмотренных геоэлектрических моделях

сред радиальная глубинность прибора БКС варьируется от 0.08 до более чем 0.20 м, что необходимо учитывать при интерпретации имиджей УЭС, при этом радиальная глубинность не зависит от размера измерительного электрода прибора. Также установлено, что вертикальное разрешение прибора БКС составляет 0.05 м, а азимутальное – 0.10 м ( $50^\circ$  для скважины с диаметром 0.22 м), при этом неравенство характеристик обуславливается несимметричной фокусировкой прибора в вертикальном и азимутальном направлениях.

### Глава 3.

## ОБРАБОТКА И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ БКС НА ОСНОВЕ СВЁРТОЧНЫХ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ ДЛЯ ГЕОНАВИГАЦИИ

Глубокие свёрточные ИНС представляют собой особую разновидность алгоритмов машинного обучения, которые хорошо зарекомендовали себя в задачах компьютерного зрения, детектирования на изображениях объектов и их границ в различных научно-технических областях. Свёрточные ИНС базируются на фундаментальных концепциях нейронных сетей и используют функцию свёртки для передачи информации между слоями ИНС [Krizhevsky, Sutskever, Hinton, 2012]. Имиджи УЭС, получаемые в результате обработки измерений БКС представляют собой, по сути, изображение электрических свойств среды вокруг скважины, поэтому применение свёрточных ИНС для их обработки является весьма перспективным направлением.

В данной главе описывается способ создания набора данных для обучения и тестирования ИНС на основе трёхмерного численного моделирования измерений БКС с последующей их аугментацией. Полученный таким образом набор данных используется для обучения свёрточных ИНС, применяемых для решения двух задач: подавления случайных помех и детектирования границ пластов на имиджах УЭС. Приводятся результаты апробации алгоритмов на практических данных БКС, полученных в процессе бурения наклонно-направленных скважин Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

### 3.1. Создание набора данных для обучения и тестирования ИНС

Одним из наиболее важных факторов, которые в недавнем времени сделали возможным широкое применение глубоких ИНС для решения различных научно-технических задач, является увеличение объёмов данных, доступных

для их обучения [Goodfellow, Bengio, Courville, 2017]. Накопление большого количества скважинных геофизических данных, а также развитие методов численного моделирования сигналов геофизических приборов открывает возможности для применения алгоритмов, основанных на методах машинного обучения, при решении задач промысловой геофизики.

Для того чтобы ИНС могла качественно решать поставленную задачу, её необходимо обучить на большом объёме данных, при этом одним из возможных подходов к созданию обучающей выборки является применение масштабного численного моделирования. Недостаток такого подхода состоит в том, что время решения прямой задачи БКС весьма значительно из-за её трёхмерной постановки. Одним из возможных решений проблемы является применение параллельных вычислений на высокопроизводительных устройствах (графических ускорителях и суперкомпьютерных кластерах). Другое возможное решение состоит в аугментации данных из обучающей выборки – создании дополнительных данных из уже имеющихся путём применения простых преобразований, не требующих значительных вычислительных ресурсов. Аугментация увеличивает как объём, так и разнообразие данных, что является эффективной стратегией уменьшения переобучения ИНС, поскольку помогает им находить закономерности в данных [Krizhevsky, Sutskever, Hinton, 2012]. Такой подход хорошо зарекомендовал себя при решении различных задач и стал традиционным именно в задачах машинного обучения.

### ***Численное моделирование сигналов БКС***

Для создания обучающего набора данных исходный алгоритм трёхмерного численного моделирования измерений БКС адаптируется для расчёта сигналов в геоэлектрических моделях, где скважина пересекает большое количество слоёв с разноориентированными в пространстве границами. Двадцать случайносгенерированных геоэлектрических моделей среды содержат

от 14 до 96 слоёв, при этом углы и азимуты падения границ в моделях меняются плавно и варьируются, соответственно, от  $0^\circ$  до  $89^\circ$  и от  $0^\circ$  до  $359^\circ$ . УЭС слоёв в моделях распределены логнормально и варьируются от 1 до 500 Ом·м. Полученные в результате численного моделирования синтетические сигналы прибора (кажущиеся УЭС) затем логарифмируются, поскольку для обучения ИНС эффективнее использовать нормально распределенные величины.

Для минимизации времени вычислений расчёты сигналов БКС проводятся на кластере НКС-1П Сибирского суперкомпьютерного центра Института вычислительной математики и математической геофизики СО РАН (ССКЦ ИВМиМГ СО РАН, г. Новосибирск). По результатам расчётов получено более 2000 м синтетических имиджей УЭС в геоэлектрических моделях, суммарно состоящих из 700 геоэлектрических слоёв, при этом полное время вычислений составило более двух недель. Все данные представлены с шагом дискретизации измерений по глубине 0.1 м в 16 азимутальных секторах. Для преобразования полученных данных в формат, пригодный для обучения и тестирования работы ИНС, исходные синтетические имиджи и соответствующие им положения границ геоэлектрических слоёв делятся на отрезки. При этом 85 % полученной выборки используется для обучения, а 15 % – для тестирования работы ИНС.

### *Аугментация данных для расширения обучающей выборки*

Для расширения обучающей выборки к полученным в результате трёхмерного численного моделирования имиджам УЭС применяется процедура аугментации [Danilovskiy, Loginov, Nechaev, 2020]. В задачах, связанных с компьютерным зрением, аугментацию данных зачастую проводят при помощи простых преобразований исходных изображений: сдвигов, поворотов, масштабирования и др. Поскольку имиджи представляет собой панорамные изображения стенки скважины, наиболее естественным способом аугментации яв-

ляется применение операции последовательного кругового сдвига на один отсчёт в азимутальном направлении. Таким образом, объём обучающего набора данных увеличивается в 16 раз (по числу азимутальных измерений), при этом не требуется значительных вычислительных ресурсов. Помимо кругового сдвига для расширения набора данных также возможно применение других преобразований (горизонтальных и вертикальных отражений, масштабирования). Полный процесс получения обучающего набора данных схематично показан на Рисунке 3.1.

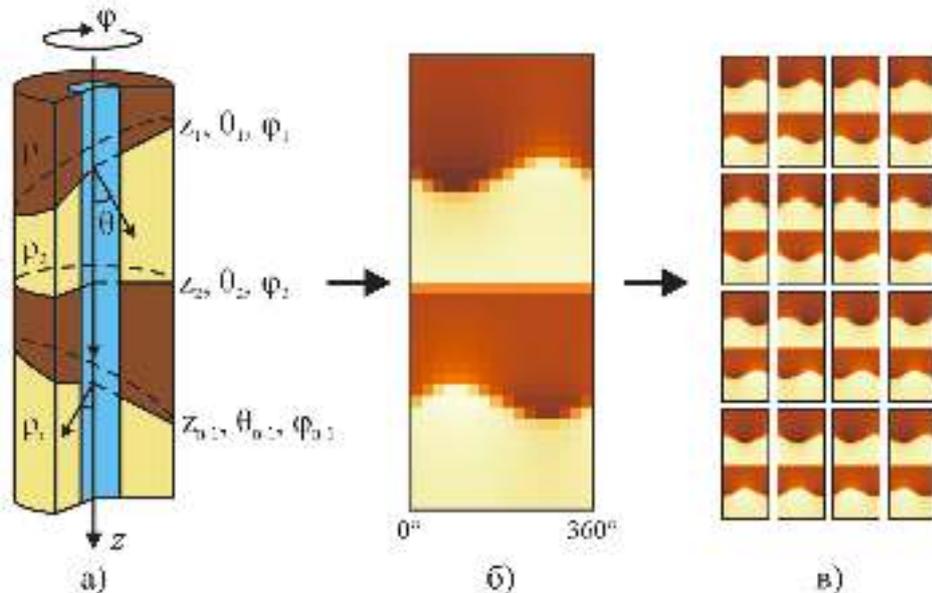


Рисунок 3.1 – Схема получения обучающего набора данных: а) геоэлектрическая модель, в которой рассчитываются сигналы прибора, б) имидж УЭС, полученный в результате трёхмерного численного моделирования, в) имиджи УЭС, полученные в результате аугментации

Представленный подход к созданию обучающего набора данных позволяет получить синтетические имиджи УЭС в геоэлектрических моделях, где скважина пересекает границы с любыми возможными параметрами ( $z$ ,  $\theta$ ,  $\varphi$ ), при этом для каждой границы известны их истинные значения. Применение аугментации позволяет значительно сократить время, необходимое для получения набора данных, достаточного для обучения глубоких ИНС. Полученный

таким образом набор данных может быть адаптирован под конкретную задачу и используется далее для обучения свёрточных ИНС, применяемых для решения двух задач: подавления случайных помех и поточечного детектирования геоэлектрических границ на имиджах УЭС.

### **3.2. Подавление случайных помех на имиджах УЭС с применением свёрточного автокодировщика**

Интерпретация имиджей УЭС осложняется наличием случайных помех, обусловленных погрешностью измерения прибора. Традиционный подход к обработке имиджей УЭС подразумевает применение процедур фильтрации с использованием, например, медианного фильтра или фильтра Гаусса. Недостаток традиционного подхода состоит в том, что при фильтрации возможна потеря важной информации, содержащейся в исходных сигналах прибора. В то же время широкое развитие методов машинного обучения в последние годы позволяет строить более сложные фильтры с применением ИНС. В комбинации с численным моделированием сигналов БКС такой подход является перспективным, поскольку в качестве «ответов» ИНС может получать истинные незашумлённые имиджи УЭС.

#### ***Постановка и решение задачи подавления случайных помех на имиджах УЭС***

С учётом описанных выше проблем при помощи ИНС решается задача регрессии, где по входным зашумлённым сигналам восстанавливаются истинные сигналы без шума. Зашумлённый имидж УЭС произвольной длины подаётся на вход ИНС, проходит через ряд слоёв, состоящих из свёрточных фильтров или меняющих разрешение имиджа, а на выходе восстанавливается незашумлённый имидж УЭС. Для обучения ИНС в качестве «ответов» использу-

ется описанная в разделе 3.1 обучающая выборка, а в качестве входных данных – те же синтетические имиджи УЭС с добавлением нормально распределённого шума, дисперсия которого возрастает с увеличением кажущегося УЭС, что типично для гальванических методов.

В качестве архитектуры ИНС используется свёрточный автокодировщик – ИНС, состоящая из двух частей: кодировщика и декодировщика (Рисунок 3.2). Разработанная ИНС включает входной слой, два скрытых свёрточных слоя и один субдискретизирующий слой кодировщика, скрытый центральный свёрточный слой, создающий сжатое представление исходного имиджа УЭС, скрытые один слой увеличения разрешения и два свёрточных слоя декодировщика, а также выходной свёрточный слой. Во всех свёрточных слоях используются фильтры размера  $3 \times 3$ , при этом число фильтров равняется 32 с последующей активацией при помощи функции ReLU и нормализацией (кроме центрального и выходного слоёв, где используется только один фильтр и нет нормализации). После прохождения всех слоёв на выходе имеем двумерный массив того же размера, что и входной имидж УЭС.

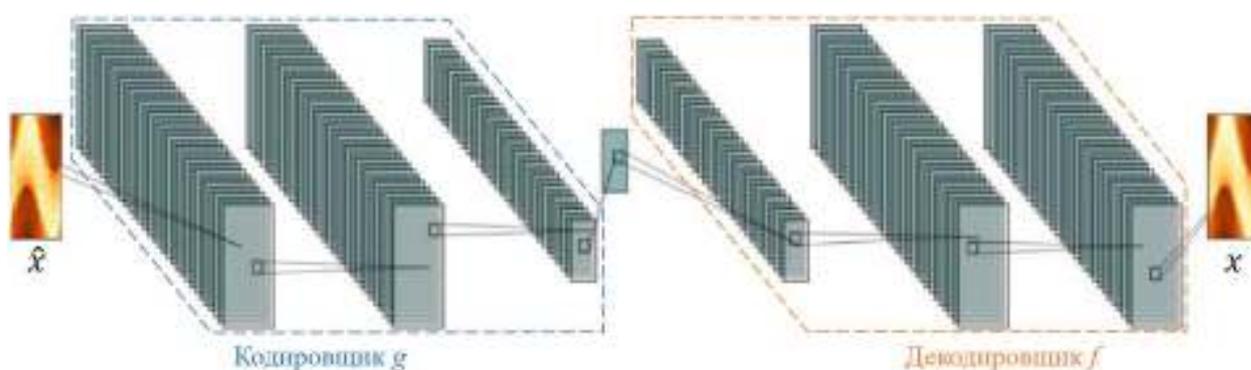


Рисунок 3.2 – Архитектура ИНС для подавления случайных помех на имиджах УЭС

Из-за потерь при кодировании сигналы БКС восстанавливаются с ошибками, для минимизации которых в процессе обучения подбираются такие свёр-

точные фильтры, чтобы отбирать наиболее важные признаки, исключая случайные помехи. Обучение ИНС осуществляется алгоритмом Adam, основанном на адаптивной оценке момента [Kingma, Ba, 2015], а минимизируемая при обучении функция потерь выглядит следующим образом:

$$L(x, \hat{x}) = MSE(x, f(g(\hat{x}))),$$

где  $MSE$  – среднеквадратичное отклонение,  $x$  – незашумлённый имидж УЭС,  $f$  – декодировщик,  $g$  – кодировщик,  $\hat{x}$  – зашумлённый имидж УЭС.

### ***Оценка качества работы алгоритма***

После получения оптимальных значений параметров свёрточных фильтров ИНС может использоваться для подавления случайных помех на имиджах УЭС. Тестирование алгоритма проводится на синтетических данных из отложенного набора, которые не были задействованы непосредственно при обучении ИНС (Рисунок 3.3).

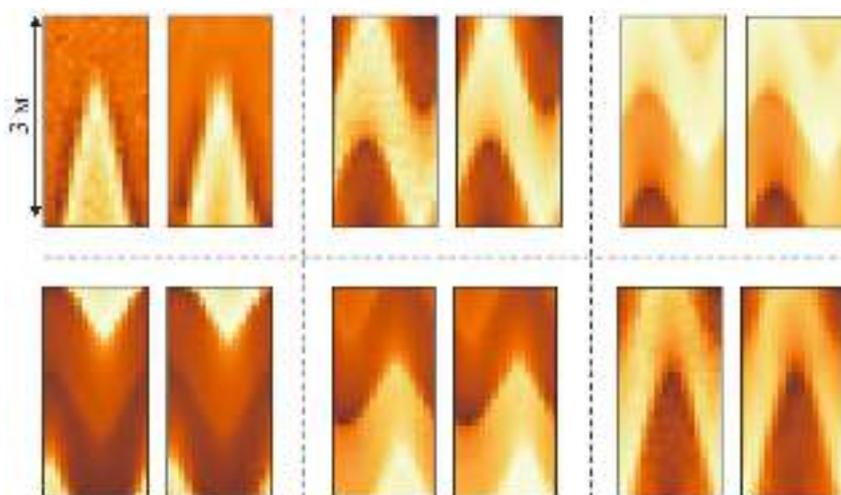


Рисунок 3.3 – Исходные имиджи УЭС по результатам трёхмерного численного моделирования с добавлением случайных помех, не задействованные при обучении (слева), и результат их обработки свёрточным автокодировщиком (справа)

В Таблице 3.1 приводятся результаты оценки качества работы разработанного алгоритма на обучающих и тестовых данных. Качество работы оценивается на основе индекса структурного сходства SSIM (от англ. structure

similarity) истинных и восстанавливаемых имиджей УЭС, который несёт в себе информацию о структуре объектов, представленных на изображениях [Image quality ..., 2004], и рассчитывается по формуле

$$SSIM(x, y) = \frac{(2\mu_x\mu_y + c_1)(2\sigma_{xy} + c_2)}{(\mu_x^2 + \mu_y^2 + c_1)(\sigma_x^2 + \sigma_y^2 + c_2)},$$

где  $x$  – незашумлённый имидж УЭС,  $y$  – результат работы ИНС,  $\mu_x$ ,  $\mu_y$  – средние значения  $x$  и  $y$ ,  $\sigma_x$ ,  $\sigma_y$  – стандартные отклонения  $x$  и  $y$ ,  $\sigma_{xy}$  – ковариация  $x$  и  $y$ ,  $c_1$ ,  $c_2$  – переменные, зависящие от динамического диапазона  $x$  и  $y$ .

Для отложенных данных, не задействованных при обучении ИНС, SSIM составляет 0.946, что говорит о высоком качестве работы алгоритма.

Таблица 3.1 – Результаты оценки качества работы алгоритма подавления случайных помех на имиджах УЭС на основе свёрточного автокодировщика

<b>Функция потерь / метрика</b>	<b>Результат (обучающие данные)</b>	<b>Результат (тестовые данные)</b>
Функция потерь (среднеквадратичное отклонение)	0.004	0.005
Индекс структурного сходства	0.947	0.946

Анализ результатов работы алгоритма показывает, что в восстановленных имиджах УЭС сохраняется важная информация о пространственной ориентации границ вскрытых скважиной геоэлектрических слоёв, при этом подавляются случайные помехи, что приводит к повышению достоверности результатов интерпретации. Из недостатков подхода можно отметить, что для получения на выходе адекватного исходным данным имиджа УЭС необходимо, чтобы в исходных данных не было пропущенных точек измерения. Поскольку

при каротаже в процессе бурения такая ситуация является типичной, перед применением разработанного алгоритма требуется предобработка данных с заполнением пропущенных точек измерения.

Помимо фильтрации имиджей УЭС в настоящее время актуальной проблемой также является их передача на поверхность непосредственно в процессе бурения. Наиболее распространённый способ передачи данных в таких условиях – через гидравлический канал связи посредством импульсов давления бурового раствора. Недостатком такого способа является относительно низкая скорость передачи данных, достигающая в лучшем случае нескольких десятков бит/с. Особенно актуальна эта проблема при передаче на поверхность имиджей, когда на каждый дискрет по глубине скважины приходится десятки азимутальных измерений. Выбранная архитектура ИНС позволяет внутри прибора произвести сжатие исходного имиджа УЭС с помощью кодировщика и передавать сжатое представление на поверхность с последующей обработкой декодировщиком. Проблема применения разработанной ИНС для решения этой задачи состоит в том, что измерения в приборе записываются по времени, а не по глубине скважины. Тем не менее данное направление представляет интерес для дальнейших исследований.

### **3.3. Автоматическое детектирование границ пластов на имиджах УЭС с применением полносвёрточной ИНС**

Ключевым этапом интерпретации данных БКС в процессе бурения является детектирование границ пластов на имиджах УЭС, причём, как уже отмечалось в Главе 1 диссертации, до сих пор не решённой задачей является разработка автоматического алгоритма детектирования границ, позволяющего восстанавливать их истинную пространственную ориентацию и характеризующегося низкой ресурсоёмкостью. Как и в случае с подавлением случайных помех,

перспективным направлением для решения данной задачи является комбинация трёхмерного численного моделирования и современных методов машинного обучения, поскольку в качестве «ответов» ИНС может получать истинную разметку границ пластов, построенную по параметрам геоэлектрических моделей, в которых рассчитываются синтетические сигналы БКС. Следует отметить, что важным этапом в разработке такого алгоритма становится переход от синтетическим данным к реальным измерениям, подверженным влиянию многих неучитываемых факторов, таких как неровности стенки скважины, текстурные особенности горных пород и другое.

### *Постановка и решение задачи детектирования границ пластов на имиджах УЭС*

При помощи ИНС решается задача поточечной бинарной классификации измерений на имиджах УЭС. На вход ИНС подаётся имидж УЭС произвольной длины, который затем проходит через ряд слоёв, состоящих из свёрточных фильтров, а на выходе преобразуется в массив того же размера, где каждой точке соответствует бинарное значение («граница» или «не граница»). При этом в качестве «ответов» используется разметка границ, построенная по истинным параметрам геоэлектрической модели, в которой рассчитываются синтетические сигналы прибора.

Архитектура разработанной ИНС (Рисунок 3.4) является полносвёрточной и включает в себя входной, три скрытых свёрточных, а также выходной слои [Программное обеспечение ..., 2019а]. В скрытых слоях происходит свёртка с 32 фильтрами размера  $3 \times 3$ , активация при помощи функции ReLU и нормализация. В последнем слое происходит свёртка с одним фильтром размера  $3 \times 3$  с последующей активацией в выходном слое при помощи сигмоидной функции, которая преобразует полученные значения в диапазон от 0 до 1. Таким образом, на выходе имеем массив того же размера, что и исходный имидж УЭС, значения в котором соответствуют вероятности наличия границы

в каждой конкретной точке. Задавшись пороговым значением вероятности равным 0.5, получаем итоговое предсказание наличия границ пластов на развёртке стенки скважины.

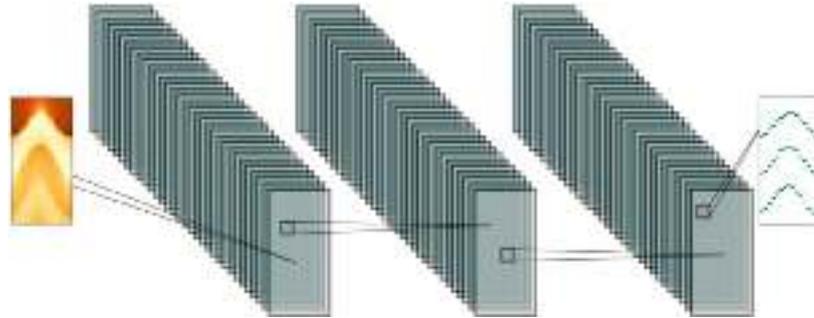


Рисунок 3.4 – Архитектура ИНС для детектирования границ пластов на изображениях УЭС

В ходе обучения ИНС подбираются оптимальные параметры свёрточных фильтров таким образом, чтобы вероятность наличия границы между пластами восстанавливалась наиболее близко к значению, указанному в разметке, построенной по параметрам геоэлектрической модели. Как и в задаче подавления случайных помех, обучение ИНС осуществляется алгоритмом Adam, а в качестве функции потерь используется логистическая функция перекрёстной энтропии, которая штрафует ИНС как за высокую предсказанную вероятность там, где нет границы, так и за низкую предсказанную вероятность там, где граница есть:

$$L(y, p) = -y \lg(p) + (1 - y) \lg(1 - p),$$

где  $y$  – бинарное значение в разметке, которое подаётся в качестве «ответа»,  
 $p$  – предсказываемое значение вероятности наличия границы пластов.

### ***Оценка качества работы алгоритма***

После получения оптимальных значений параметров модели в результате обучения, ИНС может использоваться для детектирования границ пластов на изображениях УЭС. Тестирование алгоритма, как и в прошлой задаче, проводится

на синтетических данных из отложенного набора, которые не были задействованы непосредственно при обучении ИНС (Рисунок 3.5).

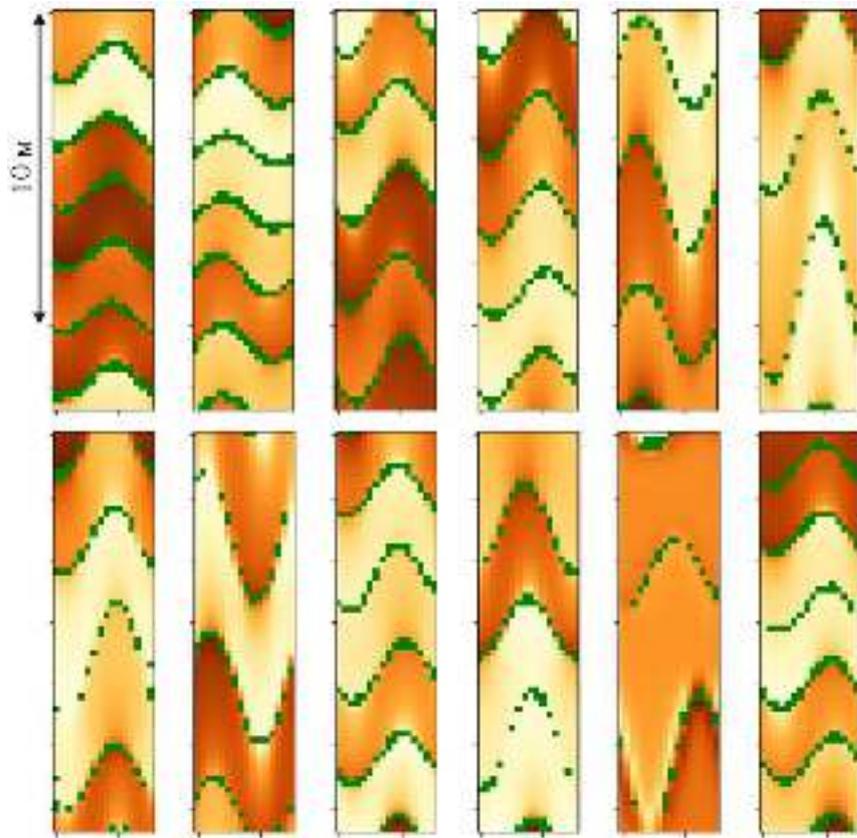


Рисунок 3.5 – Синтетические изображения УЭС из отложенного набора, не задействованные при обучении, с детектированными на них границами при помощи полносвёрточной ИНС

В Таблице 3.2 приводятся результаты оценки качества классификации на основе ряда метрик:

$$\text{Доля верных ответов} = \frac{\text{ИП} + \text{ИО}}{\text{ИП} + \text{ИО} + \text{ЛП} + \text{ЛО}}, \quad (3.1)$$

$$\text{Точность} = \frac{\text{ИП}}{\text{ИП} + \text{ЛП}}, \quad (3.2)$$

$$\text{Полнота} = \frac{\text{ИП}}{\text{ИП} + \text{ЛО}}, \quad (3.3)$$

$$F1 = \frac{\text{Точность} \cdot \text{Полнота}}{\text{Точность} + \text{Полнота}}, \quad (3.4)$$

где *ИП* – истинноположительное решение, *ИП* – истинноотрицательное решение, *ЛП* – ложноположительное решение, *ЛО* – ложноотрицательное решение.

Следует отметить, что высокое значение доли верных ответов ещё не говорит о высоком качестве работы алгоритма, поскольку данная метрика не чувствительна к несбалансированности классов в обучающей выборке (точек, соответствующих границам пластов, на имиджах гораздо меньше, чем точек, соответствующих отсутствию границ). В частности, полное отсутствие границ пластов в предсказании также характеризуется высокой долей верных ответов. Наиболее представительной из рассматриваемых метрик является F1-мера, объединяющая в себе информацию как о точности, так и о полноте алгоритма [Sasaki, 2007]. В результате тестирования на имиджах УЭС из отложенного набора получено значение F-меры более 0.83, что говорит о высоком качестве классификатора, то есть, разработанная ИНС, по большей части, предсказывает как наличие границы пластов в случае, когда граница на самом деле есть, так и отсутствие границы в случае, когда её нет.

Таблица 3.2 – Результаты оценки качества работы алгоритма детектирования границ пластов на имиджах УЭС на основе полносвёрточной ИНС

<b>Функция потерь / метрика</b>	<b>Результат (обучающие данные)</b>	<b>Результат (тестовые данные)</b>
Функция потерь (перекрёстная энтропия)	0.016	0.018
Доля верных ответов	0.995	0.995
Точность	0.965	0.954
Полнота	0.918	0.904
F1-мера	0.855	0.832

Разработанный алгоритм обладает рядом преимуществ. Несмотря на относительно длительный процесс обучения ИНС, само её применение для обработки имиджей УЭС занимает доли секунды в расчёте на скважину, при этом возможна обработка имиджей УЭС произвольной длины, благодаря отсутствию в архитектуре ИНС полносвязных слоёв. Кроме того, в отличие от известных методов детектирования границ пластов на имиджах УЭС, алгоритм ориентирован на определение истинного положения границ, поскольку ИНС обучается на разметке, построенной по заранее известным параметрам геоэлектрических моделей и тем самым неявно учитывает радиальную глубину исследования прибора.

В то же время анализ качества работы алгоритма показывает некоторые его недостатки. Во-первых, в случае малого контраста УЭС пластов, алгоритм склонен совершать ошибку первого рода, то есть ИНС не предсказывает наличие границ пластов, хотя они есть, что делает детектируемые синусоиды прерывистыми. Во-вторых, в некоторых случаях возникают проблемы с предсказанием наличия границ пластов на краях имиджа. Кроме того, при переходе от синтетических данных БКС к практической задаче детектирования границ пластов осложняется наличием латеральных неоднородностей электрофизических свойств пластов, присутствием неровностей стенки скважины и каверн, а также другими факторами, которые являются помехами для разработанного алгоритма. Одним из решений описанных проблем является доработка обучающей выборки.

### *Адаптация обучающей выборки для интерпретации практических данных БКС*

Для детектирования границ пластов на реальных, а не на синтетических имиджах УЭС требуется обойти описанные выше проблемы. Поскольку сама подобранная архитектура ИНС успешно справляется с обработкой синтетиче-

ских данных, целесообразным решением видится доработка именно обучающей выборки с последующим обучением на ней ИНС без изменения архитектуры.

Важным понятием при разработке свёрточных ИНС является рецептивное поле (receptive field). Размер рецептивного поля показывает, насколько велика область нейронов в предыдущих слоях ИНС, которые вносят вклад в расчёт значения нейрона на текущем слое (Рисунок 3.6). Однако следует отметить, что не все нейроны рецептивного поля вносят равнозначный вклад. Чем ближе нейрон к центру рецептивного поля, тем сильнее он влияет на значение нейрона на текущем слое, при этом влияние возрастает экспоненциально. Поскольку в разработанной ИНС во всех свёрточных слоях используются фильтры размера  $3 \times 3$ , размер рецептивного поля для слоёв, предшествующих выходному, (в обратном порядке) составляет 3, 5, 7 и 9 (на входном слое) нейронов соответственно. Проблемы с предсказаниями наличия границ пластов на краях изображения УЭС возникают из-за того, что рецептивное поле на входном слое выходит за пределы массива, при этом для расчёта значений нейронов недостающие элементы заполняются нулями.

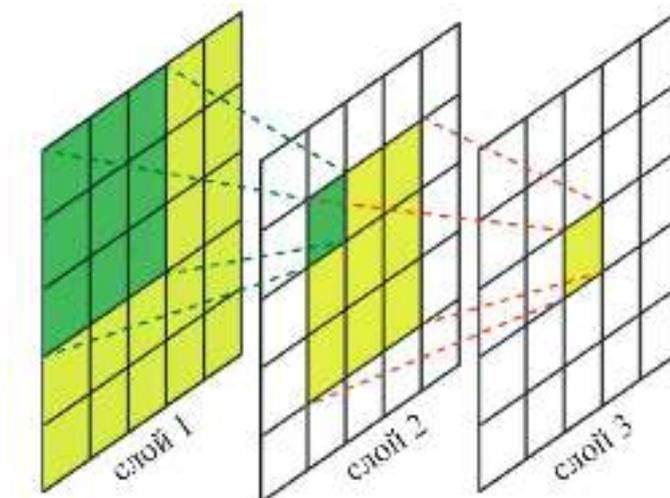


Рисунок 3.6 – Принцип передачи сигнала при прохождении через слои свёрточной ИНС. Размер рецептивного поля нейрона третьего слоя равен  $3 \times 3$  на втором слое и  $5 \times 5$  на первом слое

В то же время поверхность стенки скважины является цилиндрической, что позволяет расширить имидж УЭС за счёт соседних измерений (Рисунок 3.7а, б). Добавление соседних измерений из четырёх азимутальных секторов слева и справа полностью решает проблему выхода рецептивного поля за пределы входного массива кроме случаев на верхнем и нижнем краях, что не принципиально при обработке интервалов данных значительного размера. После получения предсказания разметки границ пластов по дополненному имиджу УЭС требуется его постобработка, в ходе которой по тому же принципу удаляются первые и последние четыре азимутальных сектора рассчитанной в результате работы алгоритма разметки.

Ещё одна проблема состоит в том, что реальные имиджи УЭС характеризуются присутствием на них отклика не только от пластов, но также и от других объектов и особенностей строения изучаемой среды, таких как, например, неровности стенки скважины и неоднородности электрофизических свойств в пределах пласта, что проблематично учесть на этапе численного моделирования сигналов БКС. В отличие от случайной погрешности измерения прибора такие особенности проявляются не в отдельных точках измерения, а в локальных областях, что проявляется на имидже УЭС в виде неравномерной текстуры. Таким образом, одним из возможных решений проблемы является добавление в обучающую выборку текстурного шума уже после численного моделирования. За счёт этого, чтобы понизить значение функции потерь, при обучении ИНС должны подбираться свёрточные фильтры, позволяющие различать отклик от пластов и от других особенностей изучаемой среды.

Для того чтобы преобразовать синтетические имиджи УЭС в псевдопрактические применяется шум Перлина – математический алгоритм, использующийся для генерации текстур псевдослучайным методом, при этом не требующий серьёзных вычислительных мощностей [Perlin, 1985]. Шум Перлина

широко применяется в компьютерной графике для создания естественных текстур, таких как огонь, облака или ландшафт. Зашумлённые расширенные синтетические изображения УЭС показаны на Рисунке 3.7в.

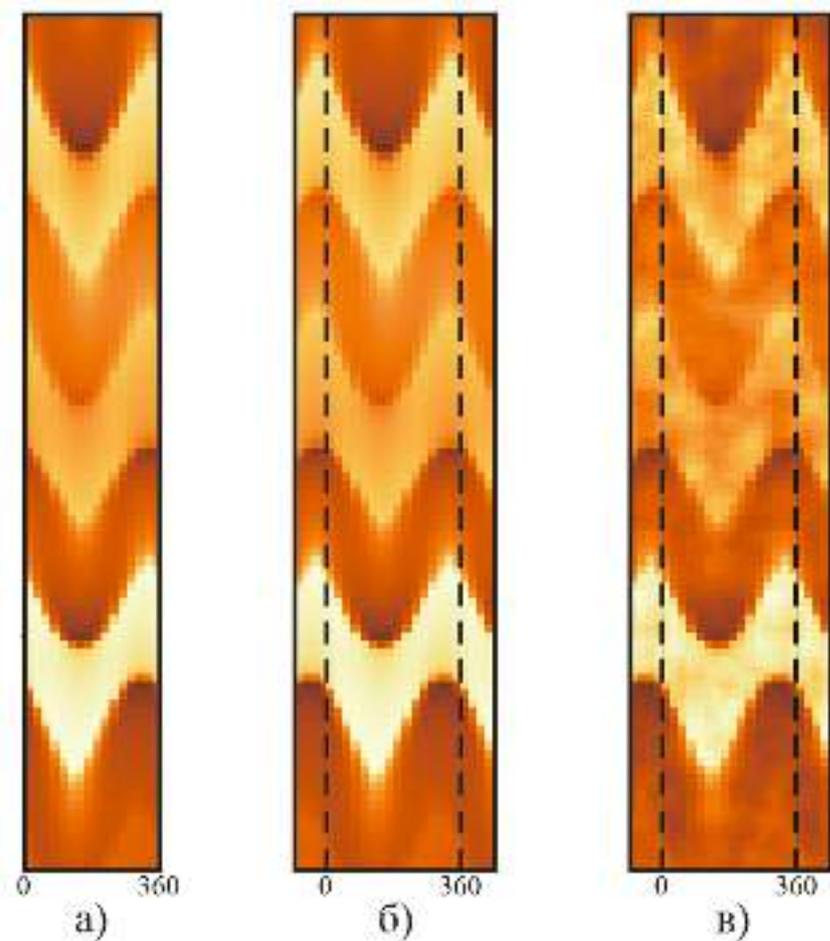


Рисунок 3.7 – Схема адаптации обучающей выборки для перехода к обработке реальных данных: а) исходный синтетический имидж УЭС, б) расширенный за счёт добавления краёв имидж УЭС, в) расширенный имидж УЭС с добавлением шума Перлина

Финальным шагом адаптации обучающей выборки является корректировка алгоритма построения разметки границ пластов по параметрам геоэлектрической модели. Для того чтобы разметка границ на имиджах УЭС была менее прерывистой, увеличивается пороговое значение расстояния от истинного положения границы, определяющее толщину синусоиды. Такая модификация

разметки, используемой в качестве «ответов» для ИНС, направлена на повышение устойчивости работы алгоритма в случае сильнонаклонных границ пластов.

Процесс обучения ИНС повторяется аналогичным образом на адаптированной обучающей выборке. Результаты тестирования на зашумлённых изображениях УЭС, не задействованных при обучении, приведены на Рисунке 3.8.

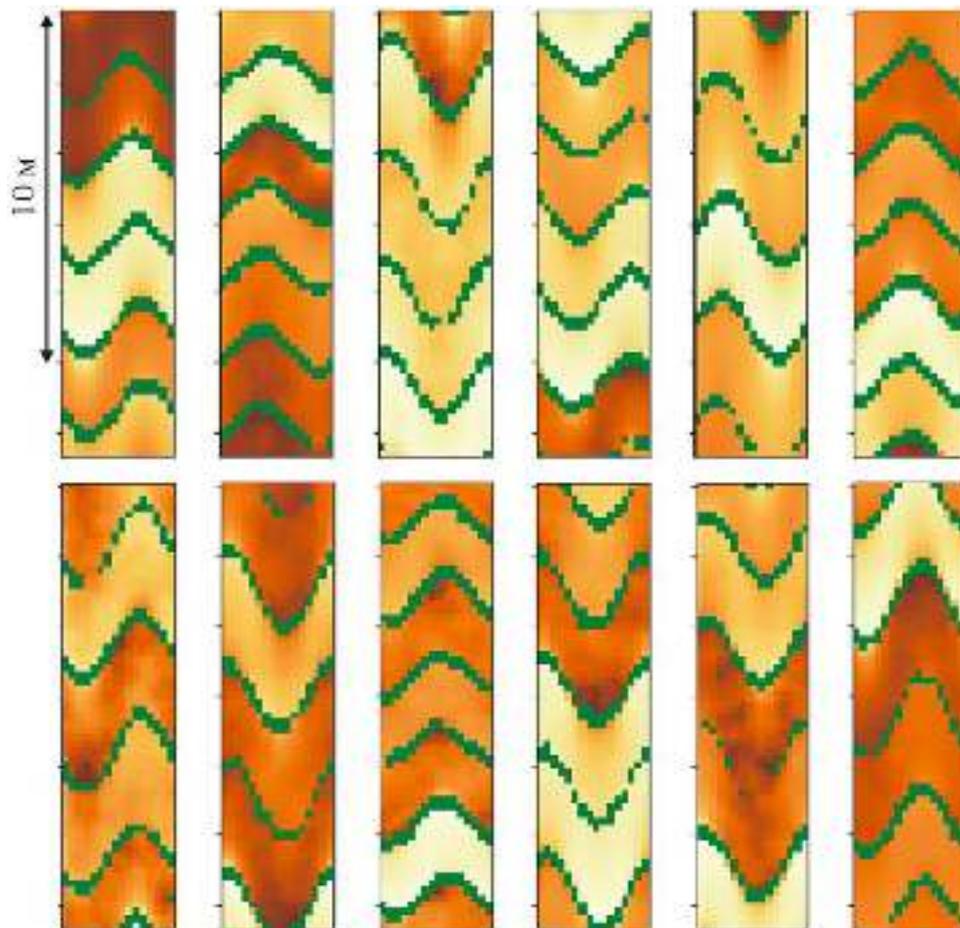


Рисунок 3.8 – Синтетические изображения УЭС с добавлением шума Перлина из отложенного набора, не задействованные при обучении ИНС, с детектированными на них границами пластов

Качество работы ИНС, обученной на адаптированной выборке, оценивается на основе тех же метрик (3.1) – (3.4), которые использовались для оценки качества работы исходного алгоритма (Таблица 3.3). Добавление шума Пер-

лина во входные данные ожидаемо приводит к некоторому занижению значе- ний метрик качества работы алгоритма как на обучающей, так и на тестовой выборках, однако критических ухудшений не происходит. Границы пластов детектируются с высокой точностью, при этом практически нет ложнополо- жительных результатов внутри пластов. В более зашумлённых областях при- сутствуют ложноотрицательные результаты, однако даже в таком случае в процессе интерпретации параметры синусоиды восстанавливаются с высокой точностью. Кроме того, за счёт добавления краевых азимутальных секторов во входные данные обучающей выборки, ИНС надёжно детектирует границы пластов на краях имиджа.

Таблица 3.3 – Результаты оценки качества работы алгоритма детектирования границ пластов на имиджах УЭС на основе полносвёрточной ИНС, обученной на адаптированной выборке

<b>Функция потерь / метрика</b>	<b>Результат (обучающие данные)</b>	<b>Результат (тестовые данные)</b>
Функция потерь (пере-крёстная энтропия)	0.083	0.097
Доля верных ответов	0.966	0.962
Точность	0.896	0.868
Полнота	0.844	0.802
F1-мера	0.690	0.662

Таким образом, адаптация обучающей выборки путём добавления краевых азимутальных секторов и шума Перлина, а также увеличения толщин границ пластов в разметке позволяет повысить качество работы алгоритма. Обученная на адаптированной выборке ИНС может использоваться для детектирования границ пластов на реальных имиджах УЭС, полученных в процессе бурения наклонно-направленных скважин.

### **3.4. Обработка имиджей УЭС и детектирование границ пластов в наклонно-направленных скважинах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции**

В период с января 2019 года по июль 2020 года проведены испытания разработанного в НПП ГА «Луч» и ИНГГ СО РАН нового прибора БКС в процессе бурения, необходимые как для проверки его работоспособности в скважинных условиях, так и для оценки качества практических данных на предмет их применимости для проведения геонавигации наклонно-направленных скважин путём интерпретации имиджей УЭС. В данном разделе анализируется полученный практический материал, а также оценивается качество работы разработанного алгоритма детектирования границ пластов на примере практических данных из скважин Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

#### ***Анализ практических данных БКС в скважинах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции***

Анализируемый практический материал включает в себя данные БКС из наклонно-направленных скважин, пробуренных на пяти месторождениях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Ай-Пимском, Жумажановском, Сайгатинском, Фёдоровском и Южно-Нюрымском), вскрывающих терригенные отложения мелового возраста. Диаметр скважин – 0.22 м, в качестве промывочной жидкости используется биополимерный буровой раствор. Всего анализируются данные из девяти наклонно-направленных скважин различной траектории (от субвертикальных до субгоризонтальных) суммарной протяженностью более 6000 м, дискретность регистрации данных по стволу скважины – 0.1 м, измерения проводились в 16 азимутальных направлениях.

Анализ и интерпретация имиджей УЭС осложняется тем, что наклонно-направленное бурение скважин проводилось с использованием винтовых за-

бойных двигателей (ВЗД). Во-первых, при использовании ВЗД непосредственно в процессе корректировки траектории скважины буровая колонна не вращается, что приводит к невозможности проведения измерений БКС в различных азимутальных направлениях. Во-вторых, образующаяся в процессе ненаправленного роторного бурения поверхность стенки скважины характеризуется значительными неровностями (Рисунок 3.9а), что проявляется на изображениях УЭС. Альтернативой применению ВЗД является использование более продвинутого варианта аппаратуры наклонно-направленного бурения – роторных управляемых систем (РУС). При использовании РУС на протяжении всего интервала бурения буровая колонна постоянно вращается, за счёт чего обеспечивается проведение азимутальных измерений, при этом поверхность стенки скважины значительно более ровная (Рисунок 3.9б). В настоящее время несколькими российскими предприятиями геофизической аппаратуры (в том числе НПП ГА «Луч») ведётся разработка первых отечественных РУС.

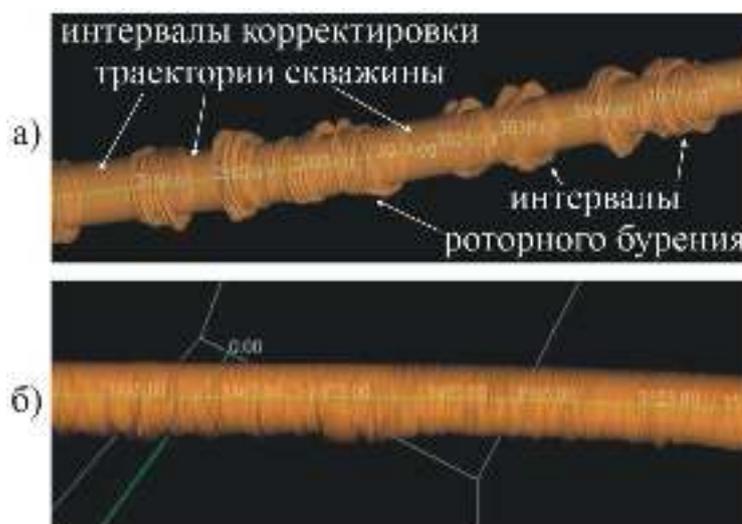


Рисунок 3.9 – Поверхность стенки скважины при бурении с использованием а) винтового забойного двигателя, б) роторной управляемой системы

Ниже приведены примеры практических данных БКС в субвертикальной (Рисунок 3.10) и наклонно-направленной (Рисунок 3.11) скважинах нефтяных месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

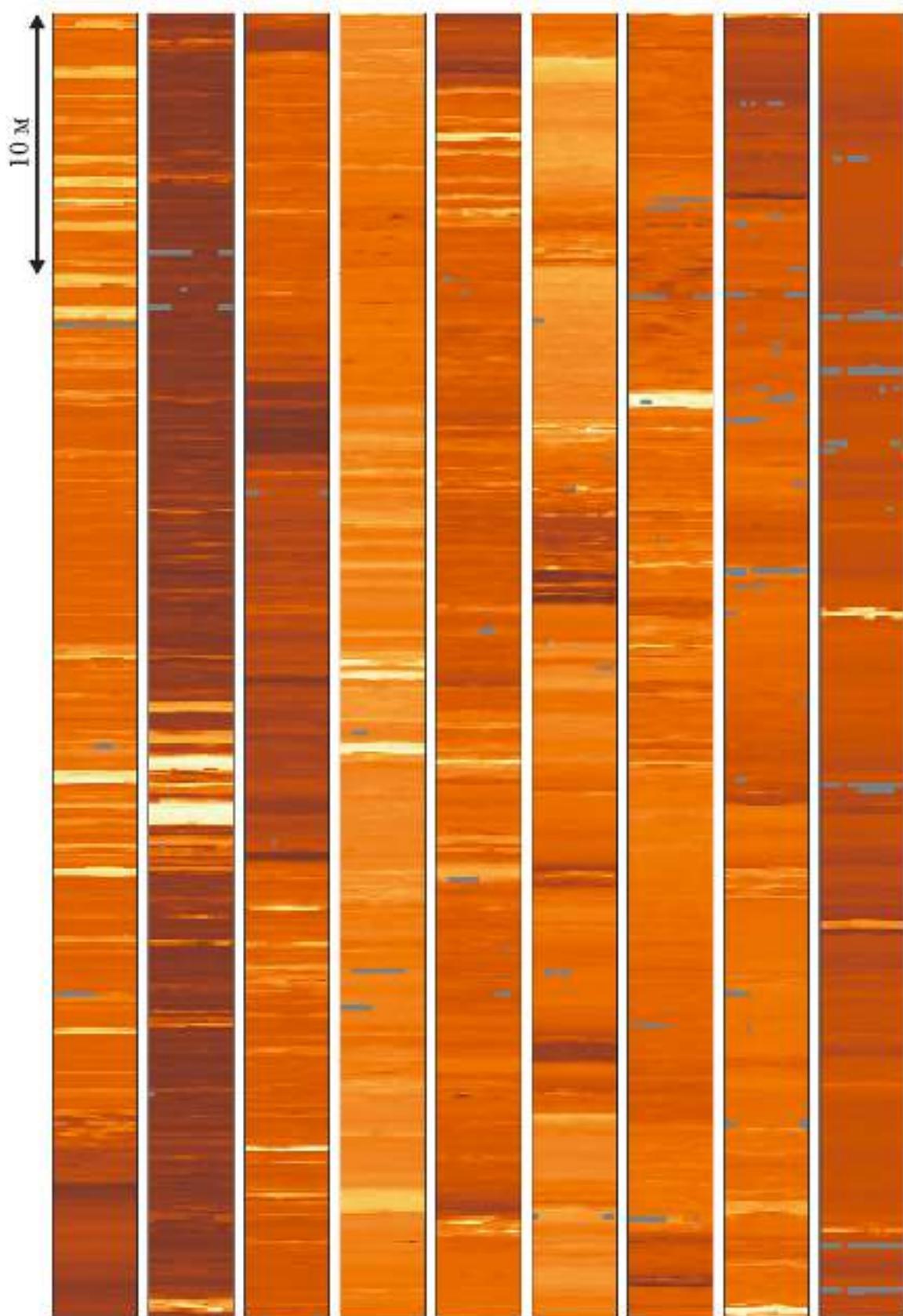


Рисунок 3.10 – Имиджи УЭС, полученные в субвертикальной скважине Ай-Пимского нефтяного месторождения. Серым цветом показаны пропущенные точки измерений

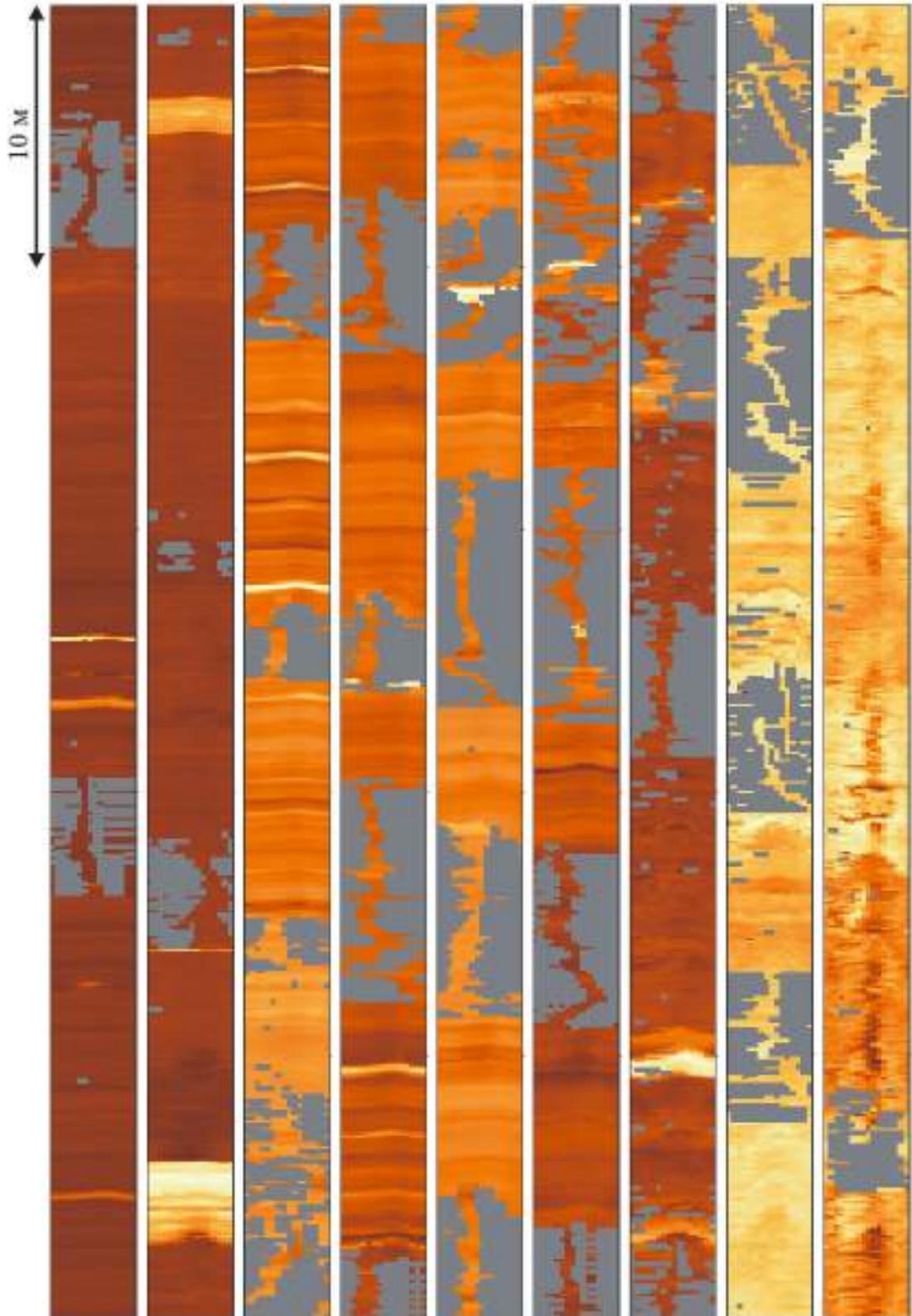


Рисунок 3.11 – Иmidжи УЭС, полученные в наклонно-направленной скважине с горизонтальным завершением Южно-Нюрымского нефтяного месторождения. Серым цветом показаны пропущенные точки измерений (крупные области соответствуют интервалам наклонно-направленного бурения, когда прибор БКС не вращается)

### *Подавление случайных помех и детектирование границ пластов на практических данных БКС*

Разработанные с использованием современных математических средств и программно реализованные алгоритмы подавления случайных помех и детектирования границ пластов объединены для обработки практических данных (Рисунок 3.12). Применение алгоритма подавления случайных помех является опциональным, поскольку не на всех данных присутствуют ярко выраженные помехи, при этом применение алгоритма в наклонно-направленных скважинах осложнено наличием крупных интервалов, в которых нет азимутальных измерений.

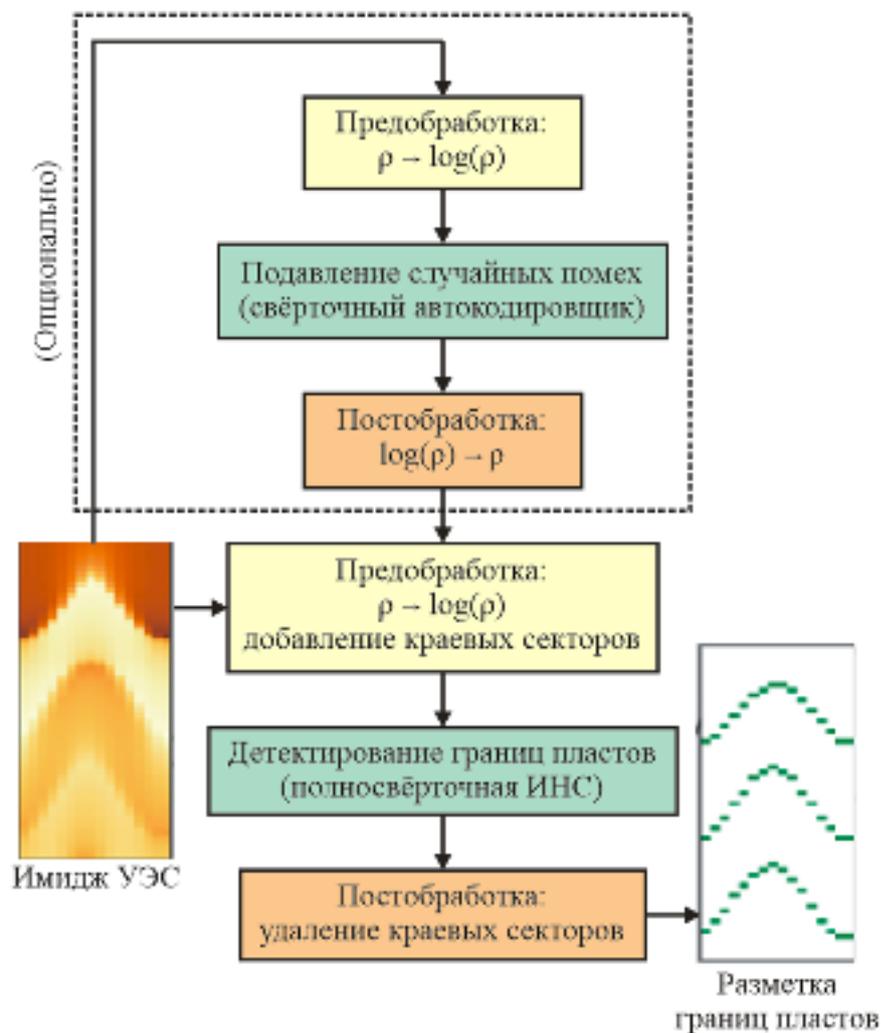


Рисунок 3.12 – Блок-схема алгоритмов подавления случайных помех и детектирования границ пластов на имиджах УЭС

С применением разработанных алгоритмов проводится обработка практических данных БКС, полученных в ходе испытаний прибора в скважинах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Результаты применения алгоритма подавления случайных помех на имиджах УЭС, полученных в субвертикальной скважине Жумажановского нефтяного месторождения приведены на Рисунке 3.13. Анализ результатов показывает, что, как и при обработке синтетических данных, в восстановленных имиджах УЭС сохраняется информация о пространственной ориентации границ вскрытых скважиной пластов, при этом подавляются случайные помехи.

Результаты применения алгоритма детектирования границ пластов на имиджах УЭС для интервалов скважин с различными зенитными углами (от субвертикальных до субгоризонтальных) приведены на Рисунках 3.14 – 3.16. Анализ результатов применения алгоритма показывает, что, как и при детектировании границ пластов на синтетических данных, на получаемой в результате применения алгоритма разметке практически отсутствуют ложноположительные результаты внутри пластов. Наиболее надежно выделяются границы контрастных по УЭС слоёв в субвертикальных и слабонаклонных скважинах. Тем не менее даже в субгоризонтальных скважинах границы пластов детектируются с достаточной для проведения дальнейшей интерпретации точностью.

Таким образом, результаты применения разработанных алгоритмов детектирования границ пластов на имиджах УЭС на примере практических данных из скважин Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции показывают их высокую эффективность, несмотря на то, что имиджи УЭС получены в скважинах, пробуренных с применением ВЗД. Разработанные алгоритмы позволяют оперативно обрабатывать большие объёмы данных (доли секунды в расчёте на скважину), что обуславливает возможность их применения при проведении геонавигации наклонно-направленных скважин в рамках специально разрабатываемого ПО [Телеметрические системы ..., 2017; Программное обеспечение ..., 2019б].

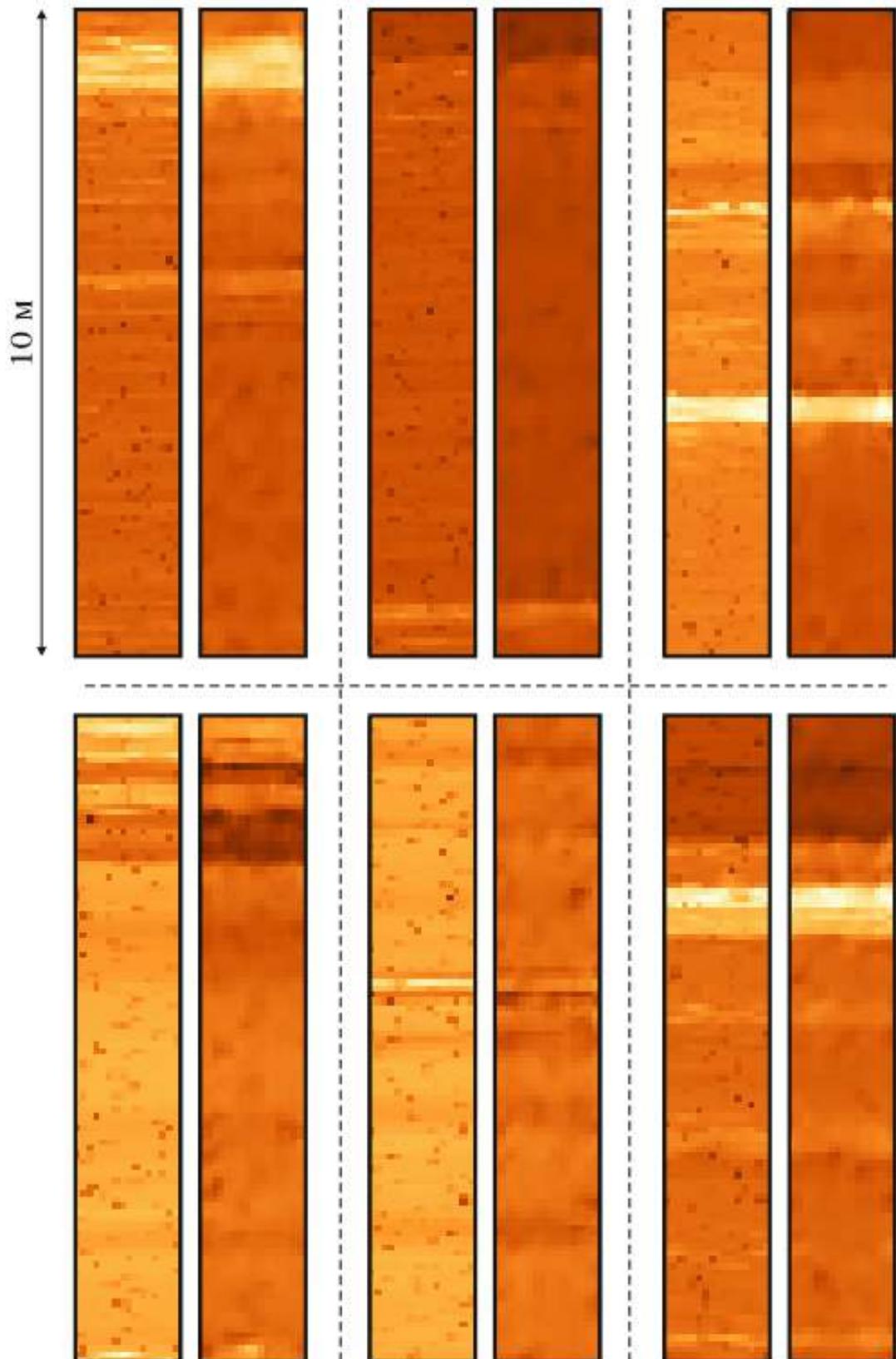


Рисунок 3.13 – Исходные изображения УЭС, полученные в субвертикальной скважине Жумажановского нефтяного месторождения (слева), и результат их обработки свёрточным автокодировщиком для подавления случайных помех (справа)

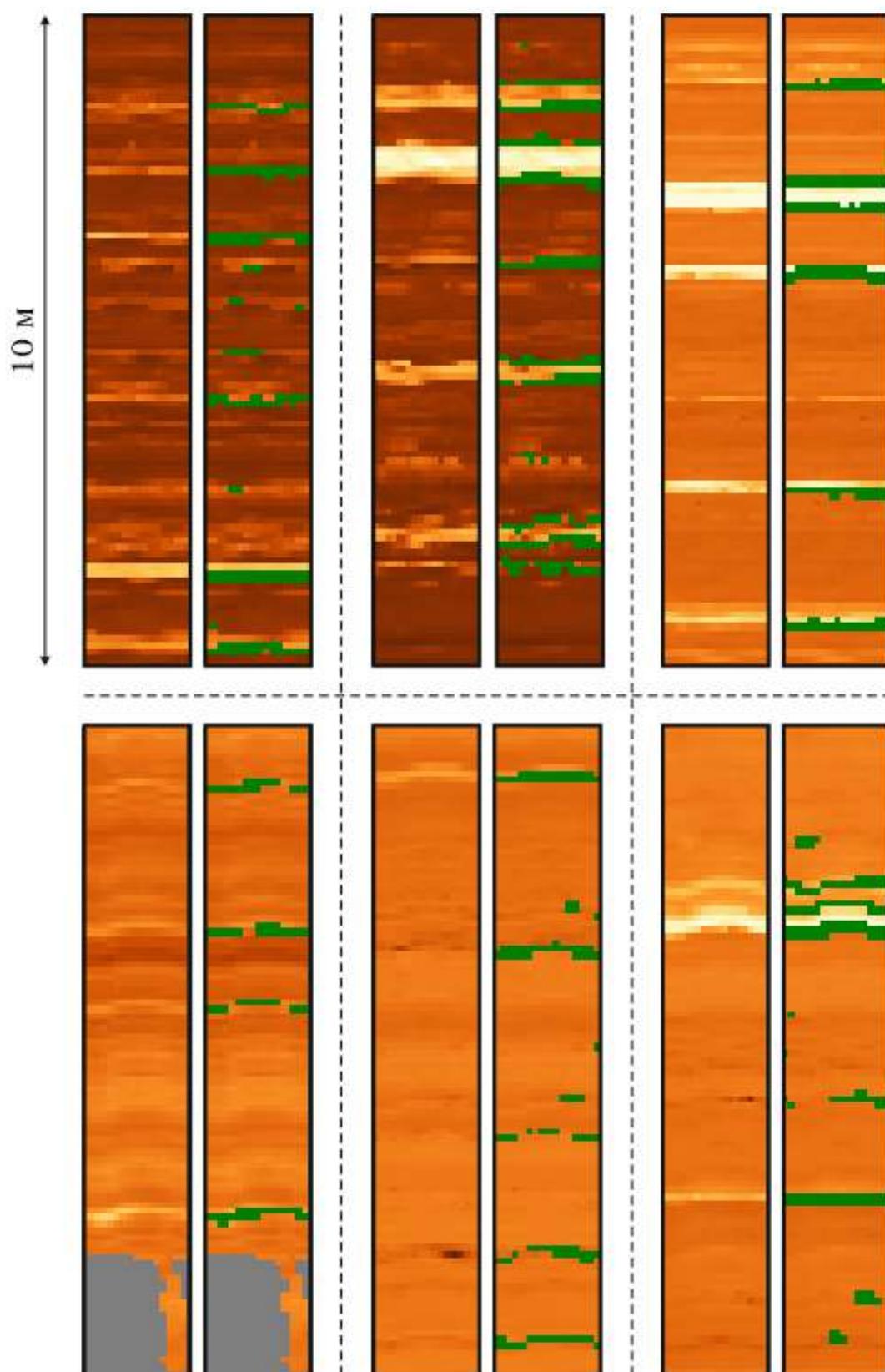


Рисунок 3.14 – Имиджи УЭС, полученные в субвертикальных скважинах с зенитным углом менее  $30^\circ$  (слева) и те же имиджи УЭС с детектированными на них границами пластов (справа). Серым цветом показаны пропущенные точки измерений

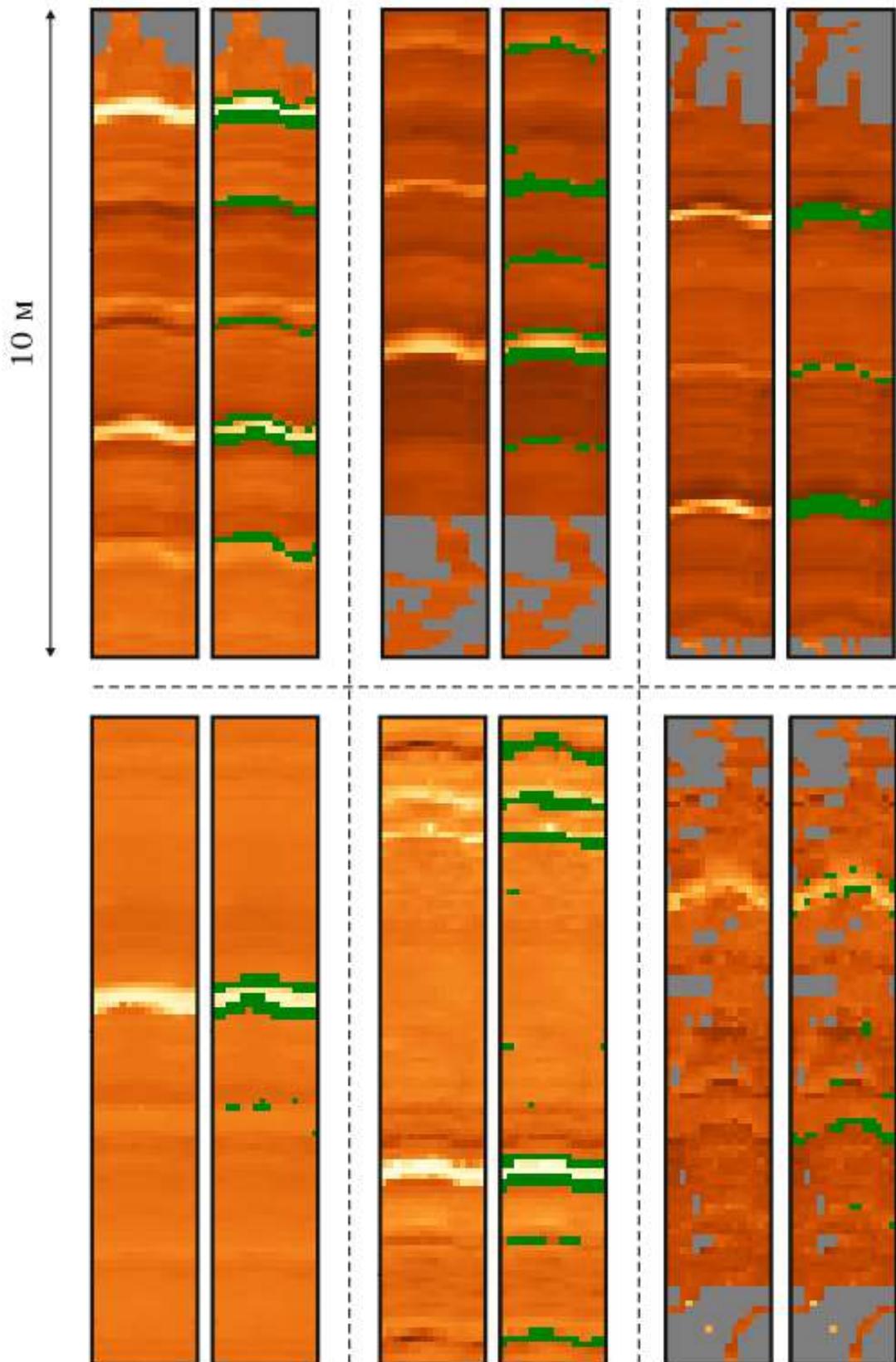


Рисунок 3.15 – Имиджи УЭС, полученные в наклонных скважинах с зенитным углом от  $30^\circ$  до  $70^\circ$  (слева) и те же имиджи УЭС с детектированными на них границами пластов (справа). Серым цветом показаны пропущенные точки измерений

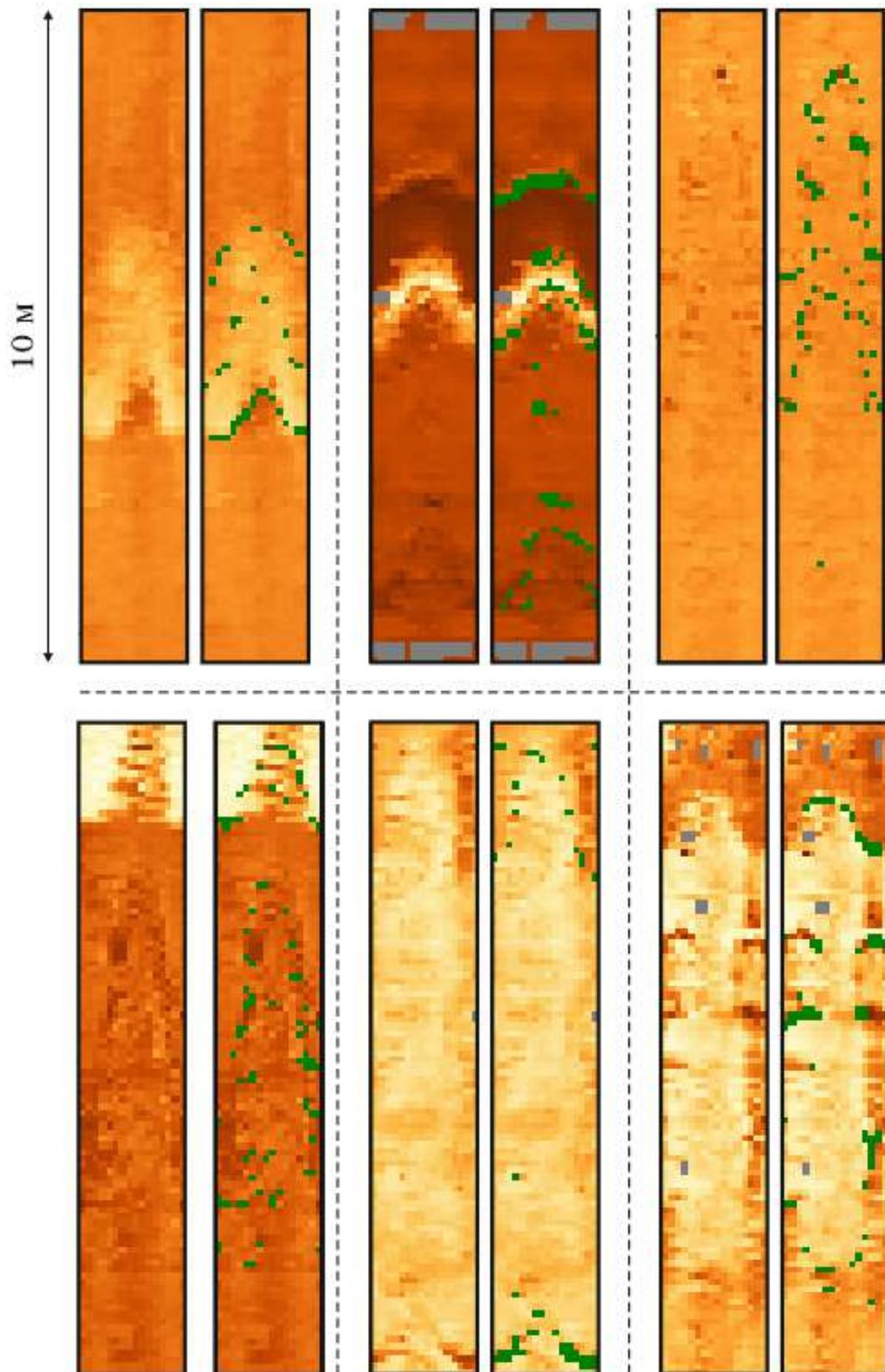


Рисунок 3.16 – Импиджи УЭС, полученные в субгоризонтальных скважинах с зенитным углом более  $70^\circ$  (слева) и те же импиджи УЭС с детектированными на них границами пластов (справа). Серым цветом показаны пропущенные точки измерений

## Полученные результаты

Для повышения оперативности и достоверности результатов интерпретации данных БКС, полученных в наклонно-направленных нефтяных скважинах с использованием современных математических средств: трёхмерного численного моделирования и ИНС – получены следующие результаты.

С использованием оригинального подхода, позволяющего значительно сократить время выполнения ресурсоёмких вычислений, создан набор данных для обучения ИНС, учитывающий истинные значения параметров пространственной ориентации границ геоэлектрических слоёв. Полученный таким образом набор данных в дальнейшем может быть адаптирован под конкретную задачу.

Разработан и программно реализован алгоритм подавления случайных помех на имиджах УЭС на основе свёрточной ИНС с архитектурой автокодировщика. В восстанавливаемых алгоритмом имиджах УЭС сохраняется важная информация о пространственной ориентации границ вскрытых скважиной пластов, при этом подавляются случайные помехи.

Разработан и программно реализован алгоритм детектирования границ пластов на имиджах УЭС на основе полносвёрточной ИНС. Поскольку ИНС обучается на разметке, построенной по заранее известным параметрам геоэлектрических моделей, алгоритм позволяет определять истинное положение границ пластов, неявно учитывая радиальную глубинность исследования прибора.

Разработанные алгоритмы позволяют оперативно (доли секунды в расчёте на скважину) обрабатывать большие объёмы данных, при этом, благодаря отсутствию в архитектуре ИНС полносвязных слоёв, возможна обработка имиджей УЭС произвольной длины. Несмотря на осложняющие факторы, связанные с применением ВЗД при наклонно-направленном бурении, на практи-

ческих данных БКС из разрезов скважин в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции показана достаточная для решения задач геонавигации эффективность разработанных алгоритмов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанное программно-методическое обеспечение численной обработки и интерпретации данных БКС в процессе бурения наклонно-направленных скважин является новым и имеет ряд преимуществ.

Во-первых, с применением исключаяющего субъективность интерпретации алгоритма детектирования геоэлектрических границ детально исследовано влияние скважинных условий измерения (эксцентриситета прибора и УЭС промывочной жидкости) на результаты интерпретации имиджей УЭС. Учёт скважинных условий измерения позволяет повысить точность определения углов наклона границ пластов, пересекаемых скважиной, что необходимо для проведения высокоточной геонавигации.

Во-вторых, на основе анализа результатов трёхмерного численного моделирования выполнена детальная оценка пространственного разрешения нового прибора БКС в процессе бурения, учитывающая неравенство вертикального и азимутального разрешения в силу несимметричной фокусировки тока. Полученная оценка даёт возможность выбора оптимальной плотности измерений (вертикального и азимутального шага дискретизации), передаваемых на поверхность непосредственно в процессе бурения для повышения информативности данных.

В-третьих, предложен оригинальный подход к созданию набора данных для обучения ИНС, решающих задачи обработки и интерпретации имиджей УЭС, на основе трёхмерного численного моделирования. Применение аугментации данных даёт возможность значительно сократить время выполнения ресурсоёмких вычислений и не требует использования высокопроизводительных устройств. Добавление в имиджи УЭС из обучающей выборки шума Перлина позволяет получить реалистичные псевдопрактические данные и увеличивает надежность работы обучаемых на них ИНС.

В-четвёртых, разработанные на основе свёрточных ИНС алгоритмы подавления случайных помех и детектирования границ пластов на имиджах УЭС обеспечивают быстрое действие вычислений и высокую точность. Использование в качестве обучающих данных синтетических сигналов БКС, рассчитанных в геоэлектрических моделях с известными параметрами, увеличивает надёжность и повышает обоснованность заключений о строении геологического разреза. Кроме того, преимуществом разработанных алгоритмов является возможность обработки имиджей УЭС произвольной длины за счёт отсутствия в архитектуре ИНС полносвязных слоёв.

Таким образом, использование разработанного программно-методического обеспечения обработки и интерпретации данных БКС в процессе бурения позволяет более точно и оперативно получать информацию об ориентации границ пластов, вскрываемых скважинами, повышает эффективность изучения поисковых объектов и может использоваться при геонавигации наклонно-направленных скважин в реальном времени.

Несомненно, исследовательские работы по развитию метода БКС в процессе бурения должны быть продолжены. Необходимо исследовать влияние анизотропии УЭС горных пород на сигналы БКС и дополнить программно-методическое обеспечение её учётом. Перспективным направлением является разработка быстрого аналога прямой задачи БКС в наклонно-направленных скважинах на основе свёрточных ИНС, которая обусловит создание программы автоматизированной инверсии. Требуется более широкие опытно-промышленные испытания прибора в наклонно-направленных скважинах Западной и Восточной Сибири, в том числе пробуренных с применением РУС. Также важной глобальной задачей является разработка методик комплексирования интерпретации данных БКС и стандартных методов каротажа для оценки петрофизических параметров нефтяных коллекторов, вскрытых наклонно-направленными скважинами.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Агбаш И.А. Построение быстрых аналогов прямых и обратных задач бокового электрического зондирования скважин с использованием технологии нейронных сетей / И.А. Агбаш, А.Ю. Соболев // XII Международная выставка и научный конгресс «Интерэкспо Гео-Сибирь 2016» (Новосибирск, 18–22 апреля 2016 г.): сборник материалов. – Новосибирск, 2016. – Т. 1. – С. 196–200.
2. Аксельрод С.М. Панорамные изображения стенок скважин / С.М. Аксельрод // Каротажник. – 2004. – Вып. 121. – С. 107–144.
3. Акустический микроимиджер «САС-П-60/2» / В.И. Стрелков [и др.] // Геология, полезные ископаемые и проблемы геоэкологии Башкортостана, Урала и сопредельных территорий. – 2008. – Вып. 7. – С. 266.
4. Акустический сканер САС-90 как инструмент для решения геолого-геофизических задач при исследовании скважин / О.В. Терехов [и др.] // Каротажник. – 2012. – Вып. 7–8 (217–218). – С. 25–34.
5. Возможности бокового сканирующего каротажа для оценок трещиноватости и эффекта вызванной поляризации пород / А.П. Потапов [и др.] // Каротажник. – 2011. – Вып. 5 (203). – С. 53–62.
6. Возможности применения скважинного акустического сканера САС-90 для геофизических исследований скважин / В.М. Горохов [и др.] // Каротажник. – 2015. – Вып. 11 (257). – С. 60–71.
7. Гилязов Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами / Р.М. Гилязов. – М.: ООО «Недра-Бизнес», 2002. – 255 с.
8. Глинских В.Н. Трёхмерное численное моделирование сигналов азимутального микробокового каротажа в процессе бурения / В.Н. Глинских, К.Н. Даниловский, О.В. Нечаев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 10. – С. 32–39.

9. Гулимов А.В. Интерпретационные модели сканирующего бокового каротажа (СКАНБК) / А.В. Гулимов // Каротажник. – 2004. – Вып. 122. – С. 109–120.
10. Гулимов А.В. Применение сканирующего бокового каротажа для исследования нефтегазовых скважин / А.В. Гулимов, Т.С. Мамлеев, Ю.В. Николаев // Каротажник. – 2006. – Вып. 148-149. – С. 202–216.
11. Даниловский К.Н. Моделирование сигналов электрического LWD-микроимиджера применительно к задаче геонавигации горизонтальных скважин / К.Н. Даниловский, О.В. Нечаев // V Всероссийская молодёжная научно-практическая школа-конференция «Науки о Земле. Современное состояние» (Республика Хакасия, 30 июля – 5 августа 2018): материалы конференции. – Новосибирск, 2018. – С. 23–25.
12. Даниловский К.Н. Оценка влияния условий измерения на результаты интерпретации данных азимутального микробокового каротажа в процессе бурения / К.Н. Даниловский // IX Сибирская научно-практическая конференция молодых ученых по наукам о Земле (Новосибирск, 19–23 ноября 2018): сборник материалов. – Новосибирск, 2018. – С. 165–167.
13. Даниловский К.Н. Оценка пространственного разрешения прибора бокового сканирующего каротажа в процессе бурения по результатам численного моделирования / К.Н. Даниловский, В.Н. Глинских, О.В. Нечаев // XV Международный научный конгресс и выставка «Интерэкспо Гео-Сибирь 2019» (Новосибирск, 24–26 апреля 2019): сборник материалов. – Новосибирск, 2019. – Т. 2. – С. 89–94.
14. Даниловский К.Н. Разработка пластового LWD-микроимиджера УЭС: обзор известных решений и результаты численного моделирования / К.Н. Даниловский, В.Н. Глинских, О.В. Нечаев // XIV Международный научный конгресс и выставка «Интерэкспо Гео-Сибирь 2018» (Новосибирск, 23–27 апреля 2018): сборник материалов. – Новосибирск, 2018. – Т. 3. – С. 108–115.

15. Даниловский К.Н. Сигналы электрического микроимиджера для каротажа в процессе бурения по результатам трёхмерного численного моделирования / К.Н. Даниловский // XXIII Международный научный симпозиум студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» (Томск, 8–12 апреля 2019): труды симпозиума. – Томск, 2019. – Т. 2. – С. 282–284.
16. Импортозамещение каротажа в процессе бурения с использованием азимутального литоплотностого и нейтрон-нейтронного модуля / Д.Н. Крючатов [и др.] // Каротажник. – 2020. – Вып. 2 (302). – С. 50–62.
17. Каротаж в процессе бурения – сделано в России / В.Г. Черменский [и др.] // Каротажник. – 2017. – Вып. 9 (279). – С. 59–64.
18. Коломыев А.В. Обоснование необходимости трёхмерного подхода к интерпретации данных каротажа горизонтальных скважин / А.В. Коломыев, И.Л. Кнеллер, Е.В. Сазонова // Каротажник. – 2019. – Вып. 3 (297). – С. 73–84.
19. Косолапов А.Ф. Новая технология индукционной пластово-трещинной наклонометрии / А.Ф. Косолапов, Г.Г. Сафиуллин, Н.М. Ахметшин // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – Вып. 8. – С. 13–17.
20. Косолапов А.Ф. Перспективы развития метода и аппаратуры индукционной пластово-трещинной наклонометрии / А.Ф. Косолапов // Каротажник. – 2006. – Вып. 148–149. – С. 193–202.
21. Косолапов А.Ф. Пластовый индукционный наклономер / А.Ф. Косолапов, Г.Г. Сафиуллин, Ф.Б. Хасанов // Пат. док. 2540770С1; RU; заявл. 28.01.2014, опубл. 10.02.2015.
22. Куваев И. Программное обеспечение геонавигации: современные подходы к оптимизации горизонтального бурения / И. Куваев, И. Уваров, К. Пайразян // Oil & Gas Journal Russia. – 2016. – Вып. 6 (105). – С. 48–52.

23. Кулигин Е.А. Эффективность сканирующей аппаратуры бокового и микробокового каротажа при изучении разрезов бурящихся скважин / Е.А. Кулигин, Г.А. Шнурман, А.А. Науменко-Брайловская // Геофизика. – 2006. – № 1. – С. 51–55.
24. Логинов Г.Н. Автоматическое выделение геоэлектрических границ по данным бокового каротажного зондирования с помощью глубокой свёрточной нейронной сети / Г.Н. Логинов, А.М. Петров // Геология и геофизика. – 2019. – Т. 60. – № 11. – С. 1650–1657.
25. О методе индукционной пластово-трещинной наклонометрии / А.Ф. Косолапов [и др.] // Каротажник. – 2003. – Вып. 113. – С. 117–128.
26. Опыт применения сканирующего бокового каротажа для решения задач нефтепромысловой геологии [Электронный ресурс] / Ш.В. Габбасов [и др.] // Вестник недропользователя. – 2009. – № 20. – Режим доступа: <http://www.oilnews.ru/20-20/opyt-primeneniya-skaniroyushhego-bokovogo-karotazha-dlya-resheniya-zadach-neftepromyslovoj-geologii>, свободный.
27. Первый опыт геонавигации с применением специальных алгоритмов интерпретации данных глубинного азимутально-чувствительного электромагнитного каротажа на Западно-Салымском месторождении в России [Электронный ресурс] / О. Беляева [и др.] // Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE (Москва, 24–26 октября, 2016): труды конференции – Москва, 2016. – Статья SPE-182100-RU.
28. Потапов А.П. Алгоритмическое и программное обеспечение обработки и интерпретации материалов сканирующего бокового каротажа / А.П. Потапов, Г.И. Головацкая, Т.С. Мамлеев // Каротажник. – 2010. – Вып. 7 (196). – С. 69–79.
29. Приборы сканирующего бокового каротажа / Т.С. Мамлеев [и др.] // Каротажник. – 2003. – Вып. 113. – С. 106–116.

30. Применение индукционной пластово-трещинной наклонометрии для прогноза обводнения нефтеносных пластов / А.Ф. Косолапов [и др.] // Каротажник. – 2017. – Вып. 6 (276). – С. 65–72.
31. Применение метода индукционной пластово-трещинной наклонометрии для исследования нефтегазовых скважин / А.Ф. Косолапов [и др.] // Каротажник. – 2005. – Вып. 7 (134). – С. 154–162.
32. Программное обеспечение для геонавигации скважин по данным каротажа в процессе бурения на основе алгоритмов численной инверсии и искусственных нейронных сетей / К.Н. Даниловский [и др.] // XI Международный симпозиум стран ЭПШП и ЕАЭС «Новая техника и технологии ГИС для нефтегазовой промышленности» (Новосибирск, 16–20 сентября 2019): сборник докладов. – Новосибирск, 2019. – Т. 2. – С. 256–263.
33. Программное обеспечение на основе web-технологий для геонавигации нефтегазовых скважин / К.Н. Даниловский [и др.] // Вестник НГУ. Серия: Информационные технологии. – 2019. – Т. 17. – Вып. 2. – С. 5–17.
34. Программный комплекс MCWD для интерпретации сверхглубинных и азимутально-чувствительных измерений электромагнитного каротажа во время бурения / М.В. Свиридов [и др.] // XI Международный научный конгресс и выставка «Интерэкспо Гео-Сибирь 2015» (Новосибирск, 13–25 апреля 2015): сборник материалов. – Новосибирск, 2015. – Т. 2. – С. 227–231.
35. Результаты опытно-промышленных испытаний системы каротажа в процессе бурения ЛУЧ-М-2014 / В.А. Волторнист [и др.] // Каротажник. – 2019. – Вып. 6 (300). – С. 66–74.
36. Сканирующий боковой каротаж. Технология и перспективы / В.Н. Даниленко [и др.] // НТС «Аппаратурно-методические комплексы для геофизических исследований нефтегазовых и рудных скважин». – М.: ВНИИгеосистем. – 2012. – С. 238–248.

37. Соболев А.Ю. Нейросетевое моделирование сигналов ВИКИЗ / А.Ю. Соболев, И.Н. Ельцов, К.В. Симонов // Каротажник. – 2006. – Вып. 9. – Т. 150. – С. 136–152.
38. Телеметрические системы каротажа: программно-методическое обеспечение в процессе бурения наклонного-горизонтальных скважин / В.Н. Глинских, ..., К.Н. Даниловский [и др.] // Neftegaz.RU. – 2017. – Вып. 10. – С. 42–49.
39. Шнурман Г.А. Эффективность сканирующей аппаратуры бокового каротажа для выделения и оценки нефтегазонасыщенных терригенных коллекторов [Электронный ресурс] / Г.А. Шнурман, Е.А. Кулигин, А.А. Науменко-Брайлевская // Экологический вестник, КубГУ. – 2004. – Режим доступа: <http://geoscaner.ru/public/detail.php?ID=1299>, свободный.
40. Шнурман И.Г. Результаты опробования азимутального электрического сканера и прибора двойного бокового микрокаротажа в миоценовых отложениях Краснодарского края / И.Г. Шнурман, Г.А. Шнурман // Каротажник. – 2000. – Вып. 72. – С. 88–92.
41. Щукин А.А. Строительство скважин: учебное пособие / А.А. Щукин. – Томск: STT, 2005. – 588 с.
42. Эффективное изучение и проводка горизонтальных скважин требуют расширенного комплекса исследований / Э.Е. Лукьянов [и др.] // Каротажник. – 2019. – Вып. 302. – С. 50–62.
43. A Deep-Learning Approach for Borehole Image Interpretation [Электронный ресурс] / K.D. Gupta [et al.] // The SPWLA 60th Annual Logging Symposium (Texas, USA, June 5–12, 2019): transactions. – Texas, 2019. – Document ID: SPWLA-2019-BB.
44. AI-boosted Geological Facies Analysis from High-Resolution Borehole Images [Электронный ресурс] / S. Yang [et al.] // The SPWLA 61th Annual Logging Symposium (Online, 24 June – 29 July, 2020): transactions. – Online, 2020. – Document ID: SPWLA-2020-5017.

45. Allaud L.A. The high-resolution dip meter tool / L.A. Allaud, J. Ringot // *The Log Analyst*. – 1969. – Vol. 10, No. 3. – P. 3–11.
46. Antoine J.N. A Method to Derive Dips from Bed Boundaries in Borehole Images [Электронный ресурс] / J.N. Antoine, J.P. Delhomme // *The 65rd Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE (Louisiana, USA, September 23–26, 1990): proceedings*. – Louisiana, 1990. – Document ID: SPE-20540.
47. Automatic Extraction and Characterization of Geological Features and Textures from Borehole Images and Core Photographs [Электронный ресурс] / J. Hall [et al.] // *The SPWLA 37th Annual Logging Symposium (Louisiana, USA, June 16–19, 1996): transactions*. – Louisiana, 1996. – Document ID: SPWLA-1996-CCC.
48. Azimuthal resistivity imaging: a new generation laterolog [Электронный ресурс] / D.H. Davies [et al.] // *67th SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Washington, USA, October, 4–7, 1992): proceedings*. – Washington, 1992. – Document ID: SPE-24676.
49. Badr A.R. Study of complex carbonate reservoir using the formation MicroScanner (FMS) tool [Электронный ресурс] / A.R. Badr, M.R. Ayoub // *Middle East Oil Show (Bahrain, March 11–14, 1989): proceedings*. – Bahrain, 1989. – Document ID: SPE-17977.
50. Bayraktar Z. Quantitative Interpretation of Oil-Base Mud Microresistivity Imager via Artificial Neural Networks [Электронный ресурс] / Z. Bayraktar, D. Omeragic, Y.H. Chen // *The SPWLA 60th Annual Logging Symposium (Texas, USA, June 5–12, 2019): transactions*. – Texas, 2019. – Document ID: SPWLA-2019-DD.
51. Billings M.P. *Structural geology, Third Edition* / M.P. Billings – Prentice Hall, Engelwood Cliffs, 1972. – 606 p.
52. Borehole Imaging in Nonconductive Muds: Resolution, Depth of Investigation and Impact of Anisotropy [Электронный ресурс] / T. Wang [et al.] // *The SPWLA 45th Annual Logging Symposium (Noordwijk, Netherlands, 24 June 6–9, 2004): transactions*. – Noordwijk, 2004. – Document ID: SPWLA-2004-NN.

53. Bourke L. Recognizing Artifact Images of The Formation Microscanner [Электронный ресурс] / L. Bourke // The SPWLA 30th Annual Logging Symposium (Colorado, USA, June 11–14, 1989): transactions. – Colorado, 1989. – Document ID: SPWLA-1989-WW.
54. Boyeldieu C. Formation Microscanner – New Developments [Электронный ресурс] / C. Boyeldieu, P. Jeffreys // The SPWLA 11th European Formation Evaluation Symposium (Oslo, Norway, September 14–16, 1988): transactions. – Oslo, 1988. – Document ID: SPWLA-1988-X.
55. Bricaud J.M. Continuous dipmeter survey: The poteclinometer and the micro focussed devices / J.M. Bricaud, A. Poupon // Fifth World Petroleum Congress (New York, USA, May 30 – June 5, 1959): proceedings. – New York, 1959. – P. 225–239.
56. Changchun Z. A Hough transform based method for fast detection of fixed period sinusoidal curves in images / Z. Changchun, S. Ge // 6th International Conference on Signal Processing. (Beijing, China, August 26–30, 2002): transactions. – Beijing, 2002. – IEEE – P. 909–912.
57. Chauvel Y. Applications of The SHDT Strati-Graphic Highresolution Dipmeter to the Study of Depositional Environments [Электронный ресурс] / Y. Chauvel, D. Seeburger, A. Orjuela // The SPWLA 25th Annual Logging Symposium (Louisiana, USA, June 10–13, 1984): transactions. – Louisiana, 1984. – Document ID: SPWLA-1984-G.
58. Cloud-Based Borehole Image Interpretation Workflow Using Machine Learning [Электронный ресурс] / T. Yamada [et al.] // 80th EAGE Conference and Exhibition (Copenhagen, Denmark, June 11–14, 2018): extended abstracts. – Copenhagen, 2018. – Document ID: Tu H 10.
59. Danilovskiy K. 3D modelling of the new resistivity microimaging tool signals for logging while drilling [Электронный ресурс] / K. Danilovskiy, V. Glinskikh, O. Nechaev // The 80th EAGE Conference and Exhibition (Copenhagen, Denmark,

June 11–14, 2018): extended abstracts. – Copenhagen, 2018. – Document ID: Tu SP2 01.

60. Danilovskiy K. Automatic Geoelectric Boundaries Detection on the Resistivity Images Based on 3D Numerical Simulation and Convolutional Neural Network [Электронный ресурс] / K. Danilovskiy, G. Loginov, O. Nechaev // The 9th Saint Petersburg International Conference and Exhibition (Saint Petersburg, Russia, November 16–19, 2020): extended abstracts. – Saint Petersburg, 2020. – Document ID: Paper 15.

61. Davatzes N. Comparison of acoustic and electrical image logs from the Coso geothermal field, CA [Электронный ресурс] / N. Davatzes, S. Hickman // Thirtieth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. (California, USA, January 31 – February 2, 2005): transactions. – California, 2005. – Document ID: Paper SGP-TR-176.

62. De Chambrier P. The microlog continuous dipmeter / P. De Chambrier // Geophysics – 1953. – Vol. 18 – P. 929–951.

63. Deep Learning Method for Lithology Identification from Borehole Images [Электронный ресурс] / P.Y. Zhang [et al.] // 79th EAGE Conference and Exhibition (Paris, France, June 12–15, 2017): extended abstracts. – Paris, 2017. – Document ID: Paper Tu C2 06.

64. Deep? How Deep and What? The Vagaries and Myths of “Look Around” Deep-Resistivity Measurements While Drilling [Электронный ресурс] / M. Rabinovich [et al.] // The SPWLA 52th Annual Logging Symposium (Colorado, USA, May 14–18, 2011): transactions. – Colorado, 2011. – Document ID: SPWLA-2011-UU.

65. Delhomme J.P. A Quantitative Characterization of Formation Heterogeneities Based on Borehole Image Analysis [Электронный ресурс] / J.P. Delhomme // The SPWLA 33th Annual Logging Symposium (Oklahoma, USA, June 14–17, 1992): transactions. – Oklahoma, 1992. – Document ID: SPWLA-1992-T.

66. Doll H.G. The S.P. dipmeter / H.G. Doll // J Petrol Techn Paper. – 1943. – Paper 1547.
67. Ellis D.V. Well logging for earth scientists / D.V. Ellis, J.M. Singer. – Dordrecht: Springer, 2007. – 708 p.
68. Estimating Net Sand from Borehole Images in Laminated Deepwater Reservoirs with a Neural Network / B. Gong [et al.] // Petrophysics – 2019. – Vol. 60, No. 5. – P. 596–604.
69. Extra-Deep Resistivity Experience in Brazil Geosteering Operations [Электронный ресурс] / R. Tilsley-Baker [et al.] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Louisiana, USA, September 30–October 2, 2013): proceedings. – Louisiana, 2013. – Document ID: SPE-166309.
70. Feature Compensated Borehole Image Compression for Real-Time Logging While Drilling [Электронный ресурс] / A. Gelman [et al.] // 70th SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Alberta, Canada, September, 30 – October, 2, 2019): proceedings. – Alberta, 2019. – Document ID: SPE-196103-MS.
71. Formation evaluation and geological interpretation from the resistivity-at-the-bit tool [Электронный ресурс] / R.A. Rosthal [et al.] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Texas, USA, October 22–25, 1995): proceedings. – Texas, 1995. – Document ID: SPE-30550.
72. Formation evaluation by inspection with the borehole televiewer / J. Zemanek [et al.] // Geophysics. – 1970. – Vol. 35. – P. 254–269.
73. Formation imaging with micro electrical scanning arrays / M.P. Ekstrom [et al.] // Log Analyst – 1987. – Vol. 28. – P. 294–306.
74. Formation Imaging with Microelectrical Scanning Arrays [Электронный ресурс] / M.P. Ekstrom [et al.] // The SPWLA 27th Annual Logging Symposium (Texas, USA, June 9–13, 1986): transactions. – Texas, 1986. – Document ID: SPWLA-1986-BB.
75. Gearhart M. Mud pulse MWD systems report / M. Gearhart, K.A. Ziemer, O.M. Knight [Электронный ресурс] // SPE 56th Annual Technical Conference and

Exhibition (San Antonio, Texas, October 4–7, 1981): proceedings. – Texas, 1981. – Document ID: SPE-10053.

76. Gonfalini M. A Complete Use of Structural Information from Borehole Imaging Techniques (FMS); a Case History for a Deep Carbonate Reservoir [Электронный ресурс] / M. Gonfalini, H. Anxionnaz // The SPWLA 31th Annual Logging Symposium (Louisiana, USA, June 24–27, 1990): transactions. – Louisiana, 1990. – Document ID: SPWLA-1990-J.

77. Goodfellow I. Deep learning / I. Goodfellow, Y. Bengio, A. Courville. – Cambridge: MIT press, 2016. – Vol. 1. – 774 p.

78. Grace L.M. Stratigraphic interpretation using formation imaging and dipmeter analysis [Электронный ресурс] / L.M. Grace, S.M. Luthi, R.G. Pirie // SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Louisiana, USA, October, 5–8, 1986): proceedings. – Louisiana, 1986. – Document ID: SPE-15611-MS.

79. Hansen T. Insights from simultaneous acoustic and resistivity imaging / T. Hansen, D.N. Parkinson // Geological Society, London, Special Publications – 1999. – Vol. 159. – P. 191–201.

80. He C. A PCNN-based edge detection algorithm for rock fracture images / C. He, W. Wang // Symposium on Photonics and Optoelectronic (SOPO) (Chengdu, China, June 19–21, 2010): transactions. – Chengdu, 2010. – IEEE – P. 1–4.

81. High resolution from a new laterolog with azimuthal imaging [Электронный ресурс] / J.W. Smits [et al.] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Texas, USA, October 22–25, 1995): proceedings. – Texas, 1995. – Document ID: SPE-30584.

82. High Resolution Visualization of Near Wellbore Geology Using While-Drilling Electrical Images [Электронный ресурс] / R. Ritter [et al.] // The SPWLA 45th Annual Logging Symposium (Noordwijk, Netherlands, June 6–9, 2004): transactions. – Noordwijk, 2004. – Document ID: SPWLA-2004-PP.

83. High-resolution Images and formation evaluation in slim holes from a new LWD azimuthal laterolog device [Электронный ресурс] / M. Allouche [et al.] //

- SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition (Barcelona, Spain, June 14–17, 2010): proceedings. – Barcelona, 2010. – Document ID: SPE-131513-MS.
84. Hough P.V.C. Method and means for recognizing complex patterns / P.V.C. Hough // Пат. док. 3069654; US; заявл. 25.03.1960, опубл. 18.12.1962.
85. Image quality assessment: from error visibility to structural similarity / Z. Wang [et al.] // IEEE Transactions on Image Processing. – 2004. – Vol. 13, No 4. – P. 600–612.
86. Imaging: Getting the picture downhole / J. Brown [et al.] // Oilfield Review. – 2015. – Vol. 27, No. 2 – P. 4–21.
87. Improved Formation Evaluation Using Azimuthal Porosity Data While Drilling [Электронный ресурс] / M. Evans [et al.] // 70th SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Texas, USA, October, 22–25, 1995): proceedings. – Texas, 1995. – Document ID: SPE-30546-MS.
88. Improved formation imaging with extended microelectrical arrays [Электронный ресурс] / K.A. Safinya [et al.] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Texas, USA, October 6–9, 1991): proceedings. – Texas, 1991. – Document ID: SPE-22726.
89. Kass M. Analyzing oriented patterns / M. Kass, A. Witkin // Computer Vision, Graphics and Image Processing – 1987. – Vol. 37. – P. 362–385.
90. Kingma D.P. Adam: A Method for Stochastic Optimization [Электронный ресурс] / D.P. Kingma, J. Ba // 3rd International Conference for Learning Representations (California, USA, May 7–9, 2015): transactions. – California, 2015. – Document ID: arXiv-1412.6980.
91. Koepsell R.J. Gulf Coast Fault Orientation Determined by Formation Imaging Techniques [Электронный ресурс] / R.J. Koepsell, F.E. Jenson, R.L. Langley // The SPWLA 30th Annual Logging Symposium (Colorado, USA, June 11–14, 1989): transactions. – Colorado, 1989. – Document ID: SPWLA-1989-VV.

92. Krizhevsky A. Imagenet classification with deep convolutional neural networks / A. Krizhevsky, I. Sutskever, G.E. Hinton // *Advances in Neural Information Processing Systems*. – 2012. – Vol. 25. – P. 1097–1105.
93. Lesso W.G. The Principles and Procedures of Geosteering [Электронный ресурс] / W.G. Lesso, S.V. Kashikar // *SPE Drilling Conference (Louisiana, USA, March, 12–15, 1996): proceedings*. – Louisiana, 1996. – Document ID: SPE-35051-MS.
94. Luthi S.M. Fracture apertures from electrical borehole scans / S.M. Luthi, P. Souhaite // *Geophysics*. – 1990. – Vol. 55. – P. 821–833.
95. Mendoza J.R. The contribution of wellbore imaging to interval selection in naturally fractured reservoirs [Электронный ресурс] / J.R. Mendoza // *International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico (Villahermosa, Mexico, March, 5–7, 1996): proceedings*. – Villahermosa, 1996. – Document ID: SPE-35292-MS.
96. Methods for Improved Dip Determination in Water-Based Mud with the Six-Arm Dipmeter [Электронный ресурс] / R. Chemali [et al.] // *The SPWLA 31th Annual Logging Symposium (Louisiana, USA, June 24–27, 1990): transactions*. – Louisiana, 1990. – Document ID: SPWLA-1990-O.
97. MicroScore. Боковой электрический каротаж и развёртка (имиджи) в процессе бурения [Электронный ресурс] // Schlumberger, электронная брошюра – 2012. – Режим доступа: [https://www.slb.ru/upload/iblock/ea3/brosyura\\_microscope.pdf](https://www.slb.ru/upload/iblock/ea3/brosyura_microscope.pdf), свободный.
98. Modeling logs for horizontal well planning and evaluation / D. Allen [et al.] // *Oilfield Review*. – 1995. – P. 47–63.
99. Morrison R. The Six-Arm Dipmeter, a New Concept by Geosource [Электронный ресурс] / R. Morrison, J. Thibodaux // *The SPWLA 25th Annual Logging Symposium (Louisiana, USA, May 10–13, 1984): transactions*. – Louisiana, 1984. – Document ID: SPWLA-1984-MMM.

100. Neural Network Modeling of Electromagnetic Response / Yeltsov I.N. [et al.] // Geophysical Research Abstracts. 25th EGS General Assembly (Nice, France, April 24–29, 2000): proceedings. – Nice, 2000. – Т. 2. – С. 15.
101. New 2-MHz multiarray borehole-compensated resistivity tool developed for MWD in slim holes [Электронный ресурс] / S.D. Bonner [et al.] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Dallas, Texas, October 22–25, 1995): proceedings. – Texas, 1995. – Document ID: SPE-30547.
102. New Azimuthal Resistivity and High-Resolution Imager Facilitates Formation Evaluation and Well Placement of Horizontal Slim Boreholes [Электронный ресурс] / L. Ortenzi [et al.] // The SPWLA 52th Annual Logging Symposium (Colorado, USA, May 14–18, 2011): transactions. – Colorado, 2011. – Document ID: SPWLA-2011-LLL.
103. New Directional Electromagnetic Tool for Proactive Geosteering and Accurate Formation Evaluation While Drilling [Электронный ресурс] / Q. Li [et al.] // The SPWLA 46th Annual Logging Symposium (Louisiana, USA, June 26–29, 2005): transactions. – Louisiana, 2005. – Document ID: SPWLA-2005-UU.
104. New Generation of Electrode Resistivity Measurements for Formation Evaluation While Drilling [Электронный ресурс] / S. Bonner [et al.] // The SPWLA 35th Annual Logging Symposium (Oklahoma, USA, June 19–22, 1994): transactions. – Oklahoma, 1994. – Document ID: SPWLA-1994-OO.
105. Nurmi R.D. Geological Evaluation of High-Resolution Dipmeter Data [Электронный ресурс] / R.D. Nurmi // The SPWLA 25th Annual Logging Symposium (Louisiana, USA, May 10–13, 1984): transactions. – Louisiana, 1984. – Document ID: SPWLA-1984-YY.
106. Paper M. Applications of electrical borehole imaging to mining design / M. Paper, K.R., Onions, K.R. Whitworth // Scientific Drilling. – 1995. – Vol. 5. – P. 69–76.
107. Perlin K. An image synthesizer / K. Perlin // SIGGRAPH Comput. Graph. – 1985. – Vol. 19. – P. 287–296.

108. Ramsay J.G. Techniques of Modern Structural Geology / J.G. Ramsay, M.I. Huber. – New York: Academic, 1987 – Vol. 2. – 307 p.
109. Real-time formation dip from a LWD tool [Электронный ресурс] / R.A. Rosthal [et al.] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Texas, USA, October 5–8, 1997): proceedings. – Texas, 1997. – Document ID: SPE-48647.
110. Robust curve detection using a Radon transform in orientation space applied to fracture detection in borehole images / M. van Ginkel [et al.] // 7th Annual Conference of the Advanced School for Computing and Imaging (Heijen, The Netherlands, May 30 – June 1, 2001): proceedings. – Heijen, 2001. – P. 299–306.
111. Rodney P.F. Electromagnetic Wave Resistivity MWD Tool [Электронный ресурс] / P.F. Rodney, M.M. Wisler // SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Louisiana, USA, October, 5–8, 1986): proceedings. – Louisiana, 1986. – Document ID: SPE-12167-MS.
112. Sasaki, Y. The truth of the F-measure / Y. Sasaki // Teach Tutor Mater – 2007. – Vol. 1, No 5. – P. 1–5.
113. Seiler D. Field Test Results of a Six Arm Microresistivity Borehole Imaging Tool [Электронный ресурс] / D. Seiler, G. King, D. Eubanks // The SPWLA 35th Annual Logging Symposium (Oklahoma, USA, June 19–22, 1994): transactions. – Oklahoma, 1994. – Document ID: SPWLA-1994-UUU.
114. Serra O. Fundamentals of well-log interpretation / O. Serra. – Amsterdam: Elsevier, 1984. – 432 p.
115. Structural Interpretation of Resistivity-at-the-Bit Images [Электронный ресурс] / J.R. Lovell [et al.] // The SPWLA 36th Annual Logging Symposium (Paris, France, June 26–29, 1995): transactions. – Paris, 1995. – Document ID: SPWLA-1995-TT.
116. Tanguy D.R. Applications of measurements while drilling [Электронный ресурс] / D.R. Tanguy, W.A. Zoeller // 56th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME (San Antonio, Texas, October 5–7, 1981): proceedings. – Texas, 1981. – Document ID: SPE-10324.

117. The "Depth-of-Electrical Image" a Key Parameter in Accurate Dip Computation and Geosteering [Электронный ресурс] / M. Bittar [et al.] // The SPWLA 49th Annual Logging Symposium (Edinburgh, UK, May 25–28, 2008): transactions. – Edinburgh, 2008. – Document ID: SPWLA-2008-KKKK.
118. The duallaterolog - Rxo tool [Электронный ресурс] / J. Suau [et al.] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Texas, USA, October 8–11, 1972): proceedings. – Texas, 1972. – Document ID: SPE-6823.
119. Thin bed reservoir analysis from electrical borehole images [Электронный ресурс] / J.C. Trouiller [et al.] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Texas, USA, October, 8–11, 1989): proceedings. – Texas, 1989. – Document ID: SPE-19578.
120. Use of dip meter data in clastic sedimentological studies / C.F.W. Hocker [et al.] // Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists. – 1990. – Vol. 74. – P. 105–118.
121. Using Machine-Learning for Depositional Facies Prediction in a Complex Carbonate Reservoir [Электронный ресурс] / N. Bize-Forest [et al.] // The SPWLA 59th Annual Logging Symposium (London, UK, June 2–6, 2018): transactions. – London, 2018. – Document ID: SPWLA-2018-NNNN.
122. Vincent P. Geodip: an approach to detailed dip determination using correlation by pattern recognition [Электронный ресурс] / P. Vincent, J.E. Gartner, G. Attali // SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Colorado, USA, October, 9–12, 1977): proceedings. – Colorado, 1977. – Document ID: SPE-6823.
123. Wang W. Rock Fracture Tracing Based on Image Processing and SVM [Электронный ресурс] / W. Wang, H. Liao, Y. Huang // Third International Conference on Natural Computation (Haikou, China, August 24–27, 2007): transactions. – Haikou, 2007. – IEEE – Vol. 1. – P. 632–635.
124. Ye S.J. Automatic High Resolution Sedimentary Dip Detection on Borehole Imagery [Электронный ресурс] / S.J. Ye, P. Rabiller, N. Keskes // The SPWLA

38th Annual Logging Symposium (Texas, USA, June 15–18, 1997): transactions. – Texas, 1997. – Document ID: SPWLA-1997-O.

125. Yu G. Analog and Numerical Modeling for Borehole Resistivity and Acoustic Imaging Tools [Электронный ресурс] / G. Yu, S. Painchaud, K.-M. Strack // The SPWLA 39th Annual Logging Symposium (Colorado, USA, June 15–18, 1998): transactions. – Colorado, 1998. – Document ID: SPWLA-1998-KKK.