

Геоэкологическое обследование предприятий нефтяной промышленности

Под редакцией
проф. В.А. Шевнина и доц. И.Н. Модина



**Москва
1999**

Geocological inspection of oil industrial enterprises

Edited by
prof. V. A. Shevnin and ass. prof. I. N. Modin



**Moscow
1999**

УДК 550.83
ББК 26.325.31
Г35

Авторский коллектив: Р. М. Алеев, С. П. Балашова, А. А. Боба-
чев, В. Н. Богомазов, Д. К. Большаков, Е. С. Бродский, В. П. Буб-
нов, С. А. Вешев, М. Л. Владов, Ю. А. Волков, А. А. Горбунов,
А. Н. Гуськов, С. В. Иванова, А. В. Калинин, М. В. Калишева,
И. Н. Модин, А. Ж. Низамов, А. Ю. Паленов, Е. В. Перваго,
В. В. Прокофьев, О. Ф. Путиков, Э. Д. Рубцов, А. А. Рыжов,
С. А. Савчук, В. С. Сафронов, А. В. Старовойтов, Н. В. Шала-
ева, В. А. Шевнин, А. Г. Яковлев

Г35 **Геоэкологическое обследование предприятий нефтяной промыш-
ленности / Под ред. проф. В. А. Шевнина и доц. И. Н. Модина. —
М.: РУССО, 1999. — 511 с.**

ISBN 5-88721-140-7

В книге изложены основы дистанционных геофизических и геохимических методов и результаты их применения для решения геоэкологических, инженерно-геологических и геотехнических задач на объектах нефтяной промышленности. Показаны результаты геофизических методов при проектировании и эксплуатации трасс нефтепроводов, обследовании линейных производственно-диспетчерских станций и территорий нефтеперерабатывающих заводов. В монографии использованы материалы, отражающие современный уровень прикладных разработок в данной области.

Книга предназначена для специалистов, изучающих проблемы геоэкологии и инженерной геологии.

The book presents the bases of remote geophysical and geochemical methods and results of their application for the decision of geoecological, engineering and geotechnical problems on objects of petroleum industry. The results of geophysical methods are shown at designing and operating of oil pipelines, inspection of linear dispatching stations and territories of oil refining factories. The materials used in the monograph reflect a modern level of applied development in this field.

The book is destined for the specialists studying the problems of geoecology and engineering geology.

ББК 26.325.31

ISBN 5-88721-140-7

© ЗАО Геомакс, 1999

Введение

Геофизические методы основаны на изучении естественных или искусственно созданных физических полей (магнитных, электрических, электромагнитных, тепловых, радиоактивности, акустических, силы тяжести и др.), выявлении аномалий в этих полях, отражающих локальные особенности геологической среды и оценке по этим аномалиям формы, размеров и физических свойств, вызвавших их геологических тел. Важно подчеркнуть, что оценки размеров и природы объектов выполняются дистанционно, без прямого контакта с объектом, свойственного бурению или раскопкам. Дистанционное суждение об объекте по его "тени" не столь надежно, как прямое опробование, но оказывается существенно дешевле и производительнее, тогда как прямое опробование в ряде случаев может быть нереализуемо, как например суждение о составе ядра Земли.

Аномалии геофизических полей являются следствием влияния на соответствующее поле локальных геологических объектов. Оценка объекта по вызванному им воздействию называется обратной задачей геофизики, в отличие от прямой задачи, которая сводится к расчету аномального эффекта от тела заданного размера, формы и глубины залегания. Термины *Прямая* и *Обратная* задачи соответствуют прямому и обратному ходу причинно-следственных связей в природе: прямая задача соответствует переходу от причины к следствию, а обратная - суждению о причине по наблюдаемому следствию. Для прямых задач как правило существует однозначное соответствие поля и вызвавшего его объекта. Для обратных задач существует *практическая* неоднозначность решения - разные причины могут привести к весьма сходным последствиям, неразличимым в силу погрешности наблюдений. Неоднозначность решения может быть как количественная (неточное определение размеров объекта, его положения или глубины), так и качественная (из какого вещества состоит объект). Для преодоления неоднозначности решения часто используют принцип комплексирования нескольких геофизических методов. Для комплексирования желательно сочетание методов, реагирующих на разные физические свойства (например, электрические и магнитные), или реагирующих по разному. Неоднозначность геофизических заключений является скорее правилом, чем исключением, поэтому нередко встречающиеся утверждения, что метод или прибор, предлагаемый для решения конкретной задачи - это самый лучший, единственно возможный вариант решения, чаще всего является результатом недостаточной

компетентности или непомерного желания любыми средствами заполучить выгодный контракт.

В организации геофизических работ имеется несколько этапов:

- Подготовительный, во время которого анализируется уже известная или, как говорят геофизики, априорная информация о строении района будущих исследований и конкретного объекта. Кроме этого выбирается метод или набор методов для решения геологической или геотехнической задачи (т.е. определяется методика полевых наблюдений). Соответственно, отбирается и тестируется аппаратура и набираются специалисты, способные выполнить поставленные задачи. Во время первого этапа оценивается объем и стоимость всех видов работ по всем этапам.

- Основной, когда выполняются полевые наблюдения геофизических полей. Нередко полевые наблюдения разделяются на два этапа: методический, когда производится настройка всех деталей физического эксперимента и производственный, когда наблюдения выполняются по одной отработанной технологии в полном объеме. Во время этого этапа производится первичная обработка данных и оценка качества полученных материалов. Путем внутренней приемки должны быть отбракованы некачественные материалы и произведена пересъемка. Во время основного этапа, учитывая особую ответственность исполнителей за последующие выводы, которые они должны сделать, очень важно выполнить все работы в полном объеме и количественно оценить точность наблюденных полей.

- Интерпретационный, когда по наблюденным полям составляется модель объекта. Зачастую последний этап требует больше времени чем основной, полевой этап. Во время этого этапа производится окончательная обработка материалов и их геологической объяснение. Определяемые параметры могут быть качественными (например, суждение о наличии или отсутствии какого-то объекта или явления) или количественными (например, переход к параметрам глубины залегания объекта, его размеров по горизонтали, формы и вещественного состава). Кроме этого на этом этапе происходит оформление отчета, в котором обязательно должно быть кратко сформулированное на достаточно понятном техническом языке заключение о степени решения главных задач, поставленных перед геофизиками.

Геофизические заключения сродни медицинскому диагнозу, и здесь и там по следствию судят о причине. В обоих случаях нередко встречаются реальные специалисты и амбициозные знахари. Для того, чтобы проектируемые работы не попали в руки

проходимцев, в западных странах практикуют оповещение в печати о заказываемых работах, конкурентной подачи заявок на их выполнение от нескольких организаций и экспертизы заявок с помощью независимых экспертов. В заявке указывается набор методов, предлагаемых для решения задачи и обоснование его выбора, стоимость работ и выполненные ранее данным коллективом аналогичные работы, допускающие возможность проверки. В большинстве случаев группа, стремящаяся к выполнению определенной работы, должна иметь сертификат на ее выполнение, как врач, который должен иметь соответствующую лицензию для частной практики.

В настоящее время геофизика все больше внедряется в другие отрасли хозяйственной деятельности. Как правило, в ней работают специалисты, знающие о геофизике лишь понаслышке. Им очень трудно оценить уровень тех или иных геофизических групп и их разработок. Их основная проблема заключается в том, что они не знают о развитии геофизики в целом: то есть - какие бывают методы и в чем состоят их физические основы, какие геологические, инженерно-геологические, экологические и геотехнические задачи можно решать и какие возможности имеют эти методы и технологии. Студенты - геологи прослушивают обязательные курсы для того, чтобы иметь представление о состоянии современной геофизики. Поэтому между геофизиками и геологами как правило наблюдается взаимопонимание. Современные работодатели практически совсем не знают нашего предмета. В результате очень часто мы с удивлением наблюдаем как метод, абсолютно не применимый к решению данной задачи, настойчиво эксплуатируется людьми, которые либо не понимают что они делают, либо очень хорошо понимают свою цель как извлечение максимальной прибыли. Рано или поздно и в том и в другом случае таких людей разоблачают, но обычно на достаточно длительный срок происходит дискредитация геофизических методов в целом. Для того, чтобы этого не происходило, руководителю, который выделяет деньги на проведение геофизических работ, необходимо помнить, что метод только тогда считается рабочим, т.е. применимым к производству, когда есть аппаратура, есть грамотные специалисты, есть хорошо разработанная теория, на основе которой разработаны методика исследований и компьютерные программы обработки и интерпретации полевых материалов. Чисто внешние признаки, которые свидетельствуют о высоком уровне разработки данного метода, следующие:

- современная аппаратура должна быть цифровой, иметь сопряжение с персональным компьютером и должна быть аттестована метрологической службой;

- специалисты, которые поддерживают данную технологию, должны иметь в своем дипломе квалификацию “Геофизик” или “Геолог-геофизик”, иметь рекомендации солидных геофизических организаций, а их руководитель - степень кандидата наук по специальности 0412 - “Геофизические методы поисков...”;

- теоретическая разработанность метода должна подтверждаться статьями в рецензируемых геофизических журналах и книгах;

- компьютерные программы должны иметь современный дизайн, написаны под среду Windows и обеспечивать полный замкнутый цикл обработки и интерпретации;

- методика работ должна быть описана в методическом пособии, в котором в сжатом виде излагаются физические основы метода, аппаратура, методика полевых работ, технология обработки и интерпретации.

В данном случае описан идеальный вариант, который в нашей жизни встречается редко. Но квалифицированные специалисты-геофизики точно знают, что именно так оно и должно быть. Если какие-то специалисты, желающие получить работу, упускают один из этих пяти пунктов и с уверенностью настаивают на том, что все это иметь обязательно, то это означает, что они должны быть подвергнуты тщательной проверке.

Часто не понимая сущности метода, потенциальные работодатели устраивают тестовые проверки на известных местах. Казалось бы, точно известен конечный результат и метод будет проверен однозначно во всей своей совокупности, описанной выше. Однако серьезные специалисты часто уходят от таких тестов по следующим причинам. Во-первых, как правило, исполнителю не предоставляется дополнительной информации об объекте исследования и его окружении (вмещающей среде). Да и сама задача формулируется специалистом, который не является геологом. Поэтому он может важнейшие детали просто упустить. То есть задача ставится как известный сюжет из русской сказки: “Поди туда - не знаю куда, сделай то - не знаю что...” Вся процедура такого тестирования напоминает ситуацию, когда врача подводят к больному и требуют, чтобы через 5 минут он поставил диагноз. Солидный врач, если он не шарлатан, на такой эксперимент никогда не пойдет. Обычно в жизни так не бывает. Всегда мы ищем что-то в соответствии с той информацией, которую мы знаем об объекте поиска. Если такие данные со стороны потенциального заказчика не предоставляются, то со стороны геофизика это вызывает глубокую подозрительность и недоверие к тому, что вокруг него происходит. Во-вторых, все геологи и геофизики знают, что каждая конкретная ситуация может сильно отличаться от среднего. Нет двух объектов абсолютно похожих

друг на друга. Плохой результат тестирования может быть чисто случайным. Поэтому проверка методики должна быть как можно более тщательной и объективной. На наш взгляд руководители подразделений потенциального заказчика должны финансировать полномасштабные полевые эксперименты и после этого ставить вопрос о дальнейшем продвижении этого метода. В последнее время в качестве предварительной экспертизы на Западе (например, во французской геологической корпорации BRGM) используются системы, основанные на компьютерных технологиях. При этом любой желающий получить заказ обращается в специальное бюро, в котором по его техническому заданию проводят компьютерное моделирование над серией объектов. Такая ситуация практически полностью соответствует полевым условиям. При этом может быть задан определенный уровень геологического и промышленного электромагнитного шума, а также в руки геофизика выданы “геологические колонки скважин” и другая априорная информация. Если в результате интерпретации компьютерных данных положение и свойства объектов указываются неправильно, то такая технология может быть отвергнута. Этот способ проверки геофизической методики наименее болезненный для всех сторон. В нашей стране тоже могут быть созданы такие системы, основанные на решении прямых задач с помощью компьютеров. Однако уже заранее ясно, что это будет довольно дорогой проект.

Геофизическая отрасль в геологии является самой развитой в техническом отношении. Высокий уровень и огромное количество направлений деятельности поддерживается специализацией самих геофизиков. Все геофизики делятся на несколько крупных групп, которые очень тесно связаны друг с другом. Итак, разрабатывают и внедряют новые приборы геофизики - аппаратурщики. В последнее время они в значительной степени поддерживают само производство и продажу аппаратуры. Геофизики - теоретики разрабатывают новые направления в науке, создают программное обеспечение для решения прямых и обратных задач, а также обработки и интерпретации полевых материалов. Геофизики - методисты обеспечивают проверку новых технологий в полевых условиях и производят их внедрение в производственный процесс. Геофизики - производственники выполняют, как правило, большие объемы работ по уже известным методикам. Геофизики - интерпретаторы хорошо владеют геологическим материалом и приемами современной интерпретации. Они доводят усилия всех специалистов до окончательного результата и делают заключение.

В западных странах центральное место в геофизической отрасли занимают методисты, которые имеют широкие связи с производственниками, высокую научную подготовку, находятся в курсе всех новейших разработок прикладных программ и по существу определяют направление теоретических исследований и аппаратных разработок. У нас в стране исторически сложилось такое положение, когда в центре геофизического процесса находится крупный ученый-теоретик. Высочайший уровень отечественной геофизической науки признан во всем мире. Российскими учеными разработана теория решения обратных задач, которая лежит в основе процедуры принятия решений, указывающих на причины явлений, которые мы наблюдаем. Использование явления ядерно-магнитного резонанса для поиска воды также крупнейшая разработка наших ученых. Метод становления поля развивался в значительной степени благодаря усилиям отечественных специалистов. Крупнейшие глубинные геотраверсы планеты (геофизические профили длиной до нескольких тысяч километров с целью изучения глубинного строения литосферы) выполнены нашими геофизиками. Использование МГД - генераторов для изучения с помощью электромагнитных методов глубинного строения Земли также наша разработка. Однако можно привести довольно большое число примеров, когда такая кадровая структура принесла негативные результаты. В частности очень часто происходит серьезный перекося в область теоретических исследований, не связанных с реальной жизнью. Иногда встречаются ситуации, когда какое-то научное направление давно изжило себя, а теоретические работы здесь идут полным ходом. Впрочем геофизика не является исключением и аналогичные процессы в нашей стране наблюдаются во всех научных областях. Преодоление этих негативных явлений является задачей современного периода.

Для того, чтобы поддерживать свои работы на высоком уровне, ведущие геофизики всех направлений объединяются в ассоциации, которые проводят практически ежегодные (иногда даже чаще) конференции и симпозиумы, а также выпускают научные журналы и книги. В России существует Евро-Азиатское Геофизическое Общество (ЕАГО) и Ассоциация Инженерной Геофизики(АИГ). В Европе наиболее близкими к нам являются Европейская Ассоциация Геоспециалистов и Инженеров (EAGE) и Европейская секция Ассоциации по Экологической и Инженерной Геофизике (EEGS-ES). В нашей стране есть члены Американской Ассоциации Геофизиков(SEG) и Американской Ассоциации по Экологической и Инженерной Геофизике (EEGS). Европейцы и американцы очень часто помогают российским ученым принять участие в таких кон-

ференциях. Но прежде необходимо пройти достаточно суровый конкурсный отбор, в результате которого большая часть докладов отсеивается экспертной комиссией. Участие в таких международных конференциях (часть из них проходит в России на русском языке) является престижным мероприятием и является пробным камнем для многих специалистов.

Геофизика - в значительной степени прикладная наука, которая направлена на решение конкретных задач, связанных с подземными объектами. Поэтому в геофизике различают два термина *Методика*. Существует методика в узком смысле слова, когда подразумевается технический прием или последовательность действий при размещении установок на поверхности Земли. Кроме этого существует методика в широком смысле слова, под которой подразумевается весь геофизический процесс, направленный на решение поставленной задачи. Этот процесс включает тщательно продуманную и выверенную последовательность применения аппаратурных, методических (в узком смысле слова) и программных средств обработки и интерпретации, а также технологию использования нужной дополнительной информации на всех стадиях геофизических работ.

Необходимо учитывать, что экологическое и в особенности геотехническое направление в геофизике являются молодыми, развивающимися отраслями. Многие положения теории и методики еще не разработаны. К сожалению, финансирование этих разработок в рамках фундаментальных исследований практически невозможно, а производители хотят иметь уже готовую технологию и, как правило, категорически отказываются платить за разработку новых "ноу-хау". Сроки договоров катастрофически сократились и включают только время на решение конкретной задачи. Поэтому геофизикам, которые специализируются в научно-методической области, остается решать эти проблемы по ходу производства за свой счет. В таких условиях не всегда хватает времени и сил, чтобы довести исследования до конца. Кроме этого понятно, что эта область деятельности является наиболее рискованной. Взять на себя, то есть на свой бюджет, риск может только солидная фирма с мощным дополнительным финансированием. Такие условия для работы сейчас являются уникальными. В результате объективно разыгрывается тупиковая ситуация и происходит торможение внедрения новых разработок. Между тем все стороны заинтересованы в развитии новых технологий. Производители должны получить методики, дающие новые и более качественные материалы по обследованию подземных объектов, научные работники - финансиру-

ние и дальнейшие перспективные разработки. Как нам представляется, риски должны ложиться, с одной стороны, на плечи разработчиков, которые рискуют потерей времени, своим научным рейтингом и соответственно возможностью получать новые заказы на выполнение научных исследований, а, с другой стороны, на крупные отраслевые структуры, которые могли бы взять на себя финансовый риск. Сейчас разработчики берут на себя все типы рисков в том числе и огромный риск, связанный с невостребованностью новой разработки в силу некоторой инерции производителей-заказчиков. Западный опыт показывает, что создание новых крупных научно-исследовательских центров не всегда оправдано. На базе более мелких групп и их кооперации гораздо эффективнее система грантов, которые можно финансировать в несколько этапов, отслеживая эффективность выполнения каждого этапа и решая вопросы дальнейшего финансирования. Однако естественно, что гранты должны получаться в условиях только честной конкурентной борьбы между отдельными группами и 100%-ой объективности научных экспертов. Всякое искусственное отсечение "ненужных" проектантов мгновенно приведет к омертвлению всей этой идеи.

Имеет смысл отдельно остановиться на стоимости работ, так как этот вопрос в организации геофизических исследований является наиболее болезненным. Итак, эта стоимость складывается из зарплаты работников геофизической партии или отряда, транспортных услуг и содержания собственного транспорта, суточных и квартирных издержек при командировании работников, аренды помещений по основному месту работы и при полевых исследованиях, амортизации (т.е. компенсации части израсходованной стоимости) аппаратуры и оборудования, которая включает компьютерную и офисную технику, полевое и лабораторное геофизическое оборудование, специальную геофизическую аппаратуру, а также амортизации программного обеспечения, которое включает стандартное компьютерное обеспечение (Windows, Norton, Surfer и др.) и специальные геофизические программы, стоимость которых во много раз выше чем стоимость обычных программных продуктов. Наиболее важными компонентами сметы является зарплата работников, компьютеры и аппаратура. Заказчик, не желающий расплачиваться по этим статьям в полной мере, обрекает данную группу геофизиков на постепенное вымирание. Не все руководители производственных предприятий, которые являются в настоящее время основными финансовыми донорами, знают, что стоимость геофизической аппаратуры из-за небольших серий выпускаемых приборов часто в десятки раз превышает стоимость компьютерной техники. Например, стоимость хо-

рошего современного компьютера можно условно оценить в 1000\$, а стоимость феррозондового магнитометра составляет 2500 - 7000\$, комплект аппаратуры для малоглубинной электроразведки - около 10000\$, стоимость современного георадара составляет примерно 20000\$, а сейсмическая аппаратура - свыше 15000-20000\$. Приведенные цифры характерны для аппаратуры, которую выпускают наши отечественные производители. Стоимость соответствующей импортной аппаратуры западных фирм в 2-3 раза выше. Конечно, можно отказаться от таких больших затрат и не выполнять геофизические исследования. Однако мировой опыт показывает, что именно геофизика определяет высокое качество инженерно-геологических и геотехнических работ. Несмотря на экономический кризис в геологических и рудных областях, инженерно-геологическое, экологическое и геотехническое направление на Западе является процветающей отраслью геофизики. Субъективное мнение некоторых наших потенциальных заказчиков о том, что "геофизика мало что дает", как правило, является результатом некомпетентности или взаимонепонимания двух сторон. Мы глубоко убеждены, что жизнь в конце концов заставит производителей при проектировании и строительстве в полном объеме выполнять геофизические исследования. Очень важно при этом сохранить отечественную школу геофизики, как один из важнейших элементов экономической независимости нашей страны. Если мы этого не сделаем, то через 10-15 лет в России будут работать и доминировать зарубежные геофизические фирмы, для которых наша страна является достаточно большим и емким рынком геофизических услуг. При этом драматизм ситуации состоит в том, что объективно заметного преимущества в качестве работ рядовые зарубежные фирмы не имеют. Геофизическая отрасль в России остается пока что одной из самых наукоемких и эффективных областей геологического производства.

Именно устранению взаимонепонимания между геофизиками и их заказчиками и скорейшему продвижению геофизических технологий в области геотехники, инженерно-геологической и экологической областях в нефтяной промышленности и посвящена эта книга.

Исследования, нашедшие отражение в этой книге проводились при поддержке ЗАО "Геомакс", и Российского Фонда Фундаментальных исследований (грант 98-05-65059).

Отзывы и замечания по данной книге можно направлять по адресу 119991, Москва, МГУ, Геологический факультет, И.Н.Модину, тел. и факс (095) 9394963, E-mail: imodin@yandex.ru.

Часть 1.

Возможности геофизических методов при решении инженерно - геологических, экологических и геотехнических задач

Глава 1.

Задачи, решаемые геофизическими методами в нефтяной промышленности

Дистанционные геофизические методы могут применяться на всех стадиях поиска, разведки, добычи, транспортировки, переработки и разлива нефти и нефтепродуктов. В данной монографии вопросы поиска, разведки и добычи практически не рассматриваются, так как это обширная область науки достаточно хорошо разработана и по праву занимает одно из ведущих мест в геологии и разведке залежей нефти и газа. Этой проблеме посвящены многочисленные издания книг, журналов и брошюр на русском и английских языках. Мы отсылаем читателя к этим изданиям.

Между тем в последние годы резко возросла актуальность применения геофизических методов при обслуживании нефтепроводного транспорта и для экологического обследования территорий, примыкающих к объектам нефтяной промышленности - нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов, а также нефтехранилищ.

Современная цивилизация характеризуется чрезвычайно развитой системой подземных коммуникаций. Трубопроводы являются неотъемлемой частью этой системы. Безостановочная эксплуатация большинства трубопроводов проводится в течение 20-25 лет. После завершения этого срока должна быть сделана профилактическая переоценка состояния трубопровода. Большинство наших трубопроводов перешли этот временной рубеж и в настоящее время во все больших масштабах требуется повторное обследование трубопроводов и соответствующий профилактический ремонт. Если оставить эти вопросы без внимания, то через 5-10 лет в условиях непрекращающейся эксплуатации трубопроводов может разразиться серия крупнейших экологических катастроф. Транспортировка и экспорт нефти является основой экономической стабильности

нашей страны. Поэтому вопросы состояния трубопроводного транспорта являются проблемами с наивысшим приоритетом.

Вокруг реального состояния трубопроводов возникает масса проблем. Во-первых, необходимо точно определить трехмерное положение трубы. Когда трубопровод находится на глубине 0.5 -2 метра сделать это с помощью геофизических методов достаточно просто. Точность, с которой мы определяем истинное положение трубы, составляет порядка 10% от глубины объекта. При увеличении глубины плановое положение трубы также определяется с такой же точностью. Особенно сложная ситуация складывается, когда несколько труб лежат в очень узком коридоре. Аномальные эффекты от этих труб накладываются друг на друга и возникает так называемая эквивалентность определяемых параметров. Например, расстояние между двумя трубами будет коррелировать с глубиной этих труб. Многие заказчики требуют от геофизиков неоправданно высокой точности определения параметров трубы. При этом, когда ссылаешься на общезначимые законы, они указывают на зарубежную аппаратуру, которая якобы дает такую точность. Во-первых, в инструкциях к таким изделиям физика явления, на котором основан данный прибор, **обычно тщательно скрывается**. Что конкретно подразумевается под этой точностью до конца не всегда ясно. Во-вторых, все-таки точность определения глубины объекта не может быть лучше, чем это позволяет нам природа. Все приборы и методы определения глубины могут быть условно разделены на два класса. К первому классу относятся потенциальные поля. Глубина объекта здесь определяется по амплитуде и форме наблюдаемых на поверхности земли полей, например, при удалении точки измерения от центра объекта. Естественные и искусственные электромагнитные поля создают шумовую картину, которая несколько меняет форму аномалии. В результате **точность определения глубины объекта тесно связывается с точностью повторных, контрольных наблюдений** на данном участке. При этом чем хуже точность наблюдений - тем хуже точность определения формы кривой и соответственно глубины и горизонтального положения объекта. Все потенциальные низкочастотные поля, в основе которых лежат различные электрические, магнитные и электромагнитные явления обладают таким свойством. При этом необходимо учитывать, что от электромагнитных полей можно избавиться с помощью технических ухищрений. Но от геологических помех, которые вызываются объектами, случайно расположенными вблизи или на участке обследования, реально избавиться невозможно. Они создают стационарный, не изменяющийся во времени шум, который в той или иной

степени меняет амплитуду наблюдаемого поля в зависимости от расстояния. Есть и еще одно принципиальное препятствие, которое уменьшает точность наших определений. Для того, чтобы точно определить глубину объекта нужно точно знать его форму и свойства. Без этой информации практически определить геометрию положения объекта невозможно в принципе, так как эти параметры мы определяем исходя из решения обратной задачи, в основе которой лежит прямая задача - расчет физического поля по известным характеристикам. Таким образом, **чем меньше мы знаем об объекте, тем хуже мы определяем его параметры.** Так как точную форму объекта и его свойства мы не знаем, то и определение глубины не может быть абсолютно точным. В этом противоречии сконцентрирована основная проблема геофизики. Но это - объективная проблема, которую хорошо знают все специалисты-геофизики. Для решения этой проблемы академиком Тихоновым была разработана математическая теория решения обратных задач, которая имеет общие корни со всеми направлениями деятельности человека, в которых проводится интерпретация (или диагностика) полученных данных. Например, теория решения обратных задач находит свое применение в медицине, истории, археологии, криминалистике.

Ко второму классу относятся волновые поля. Здесь в качестве измеряемого физического параметра выступает время. Объект разделен с точкой измерения материальной средой. Эта среда характеризуется скоростью прохождения, например, электромагнитных или акустических волн. От точки к точке скорость меняется, поэтому до конца точно распределение скоростей в разрезе мы не знаем. Соответственно и длина пути, по которому бежит волна, нам точно неизвестна. Существуют методические способы определения скоростей в разрезе. Однако эти способы носят интегральный характер, а для сейсмоакустического профилирования или георадара являются приближенными. Представить себе методы, которые основаны на других физических явлениях, мы не можем. Поэтому представления о том, что существуют какие-то уникальные, сверхвысокоточные физические способы и аппаратура для определения глубины объектов, сродни поискам философского камня или разработке вечного двигателя. Безусловно, геофизические методы совершенствуются. Растет чувствительность аппаратуры, улучшаются ее технические параметры, что приводит к увеличению производительности труда. Повышается ее защищенность от переменных электромагнитных помех. Возрастает плотность наблюдений, которая позволяет проводить направленную пространственную фильтрацию помех геологического характера. Все это происходит. Постепенно

точность геофизических методов возрастает. Но возрастает сложность поставленных задач и физических условий, в которых нам приходится выполнять геологическое задание. Перемещение геофизиков на территории городов, промышленных агломераций, заводов и технических станций привело к появлению огромного количества проблем. Во-первых, резко возрос уровень промышленных электромагнитных и вибрационных помех. При этом отсутствие источников помех одного из этих типов как правило не дает дополнительных преимуществ, так как в геофизике доказано преобразование полей вибраций в электромагнитные поля и обратно (так называемый сейсмоэлектрический эффект). Во-вторых, резко возрос уровень геологических шумов, то есть степень неоднородности верхней части разреза. Поясним это положение. Работа в сельской местности предполагает, что мы размещаем свои геофизические установки на поверхности земли, которая подвергалась изменению только в результате природных факторов. Индустриальный ландшафт предполагает большое количество подземных коммуникаций, траншей, отсыпок, измененного рельефа и т.д. В результате между объектом исследования и нашими датчиками расположен, условно говоря, “слой битого стекла”, мешающий четко “увидеть” глубинное строение среды. В-третьих, значительная часть городов и индустриальных объектов имеет твердые покрытия, которые резко ухудшают условия заземлений (то есть условия размещения наших датчиков).

Подводя итоги всего вышесказанного, можно отметить, что в последние годы прогресс в области развития геофизической аппаратуры, методик и обработки данных компенсировался ухудшением условий проведения геофизических работ. По-видимому, эта тенденция сохранится. Поэтому на наш взгляд в ближайшее время не стоит надеяться на резкое улучшение точности определений различных параметров изучаемых объектов. Это не значит, что геофизики сидят сложа руки. Достаточно ознакомиться с многочисленными современными геофизическими изданиями, чтобы убедиться в том, что борьба за повышение этой точности ведется достаточно широким фронтом в каждом методе. Но каждый раз в условиях меняющихся требований практики окончательное решение этого вопроса “уходит за горизонт”.

Итак, первый круг проблем связан с решением разнообразных задач, возникающих вокруг проектирования и эксплуатации нефтепроводов. Проектирование нефтепроводов включает стадию геологического обследования, во время которой проводится оценка альтернативных вариантов прохождения трассы нефтепровода на участках с различной геоморфологией и геологическим строением. В подавляющем большинстве

случаев именно геологические факторы являются определяющими при проектировании и принятии решений: где, на какой глубине и какого типа нефтепровод должен быть установлен. На этой стадии, как правило, выбираются небольшие ключевые участки длиной от 1 до 2-3 км со сложным геологическим строением. Совместно с геологическим бурением, которое выполняется по редкой сети, в задачу геофизики входит детальное изучение геологического строения и размещения природных подземных объектов вблизи будущей трассы нефтепровода. Особо пристальное внимание уделяется следующим элементам трассы:

- участкам развития карста, который приводит к провальным явлениям;
- оползням, расположенным на береговых откосах и на склонах гор и холмов;
- зонам островной мерзлоты и, наоборот, таликовым зонам на фоне сплошного залегания многолетнемерзлых пород.

Важное значение при проектировании уделяется переходам нефтепроводов через реки. С инженерной и экологической точки зрения качество и надежность работ на водных переходах должно быть на самом высоком уровне. Решить эту задачу без привлечения современной геофизики практически невозможно. И прежде всего потому, что русло и долина реки в геологическом отношении являются существенно аномальными объектами на территории платформ. Если современные платформы (имеются в виду - древние Русская и Сибирская платформы и молодая Западно-Сибирская плита) на 90% своей территории имеют стабильный режим развития, то современные долины рек - это зоны повышенной тектонической активности со своей специфической гидрогеологией, активным развитием карста, большой концентрацией древних речных долин, погребенных под слоем современных осадков и т.д. Изменчивость геологического строения в пределах русла реки возрастает во много раз. Особенно заметны эти особенности на больших реках. Бурение скважин зачастую не в силах решить весь этот круг проблем и детально откартировать все особенности геологического строения речных переходов. Геофизические методы опираясь на данные бурения по берегам и в русле реки наилучшим образом приспособлены для интерполяции геологической ситуации между скважинами. Наличие локальных неоднородностей фиксируется аномалиями физических полей. В последние годы и у нас в стране и за рубежом активно внедряется технология перехода трубопроводов под руслом реки с помощью наклонного бурения. При этом требования к точности инженерно - геологических расчетов возрастают во много раз. Основная часть трассы на водном переходе может проходить на

глубине 15-30 м. При этом к проложению трубы предъявляется требование, чтобы оно точно прошло в пространственном коридоре в породах с хорошо предсказанными свойствами. Очень важной задачей при этом является общая оценка геологии верхней части разреза. То есть необходимо проводить не только линейные изыскания, но и площадные, которые дают возможность взглянуть на геологическое строение участка более широко с точки зрения факторов, которые не улавливаются в разрезе при двумерном представлении материалов.

Основная часть трубопроводов на водных переходах укладывается в траншею на глубину в несколько метров от поверхности дна. В этом случае при проектировании требуется достаточно точно и детально знать свойства и мощности русловых отложений. После укладки трубы в траншею на дно реки и засыпки траншеи возникает вопрос насколько точно и правильно выполнены эти две операции. Обычно качество работы оценивают водолазы, которые ощупывают дно реки. Однако в условиях мутной воды и соответственно ограниченной видимости объективность такой информации часто вызывает сомнения. Геофизические методы помогают решить этот вопрос. Наиболее развитым в этом направлении является метод непрерывного сейсмоакустического профилирования, который позволяет определить на какой глубине находится труба, насколько правильно она легла в углубление траншеи и правильно ли сброшен грунт с грузовых барж на траншею.

Применение геофизических методов позволяет оптимально решать проблемы, связанные с устройством анодных заземлений на станциях катодной защиты (СКЗ), расположенных вдоль трасс трубопроводов. Анодные заземления располагаются как правило достаточно произвольным образом в соответствии с проектом расположения СКЗ. Между тем, длительность эксплуатации анодов и эффективность их работы целиком зависит от проводимости среды, в которую они погружены. Чем выше проводимость, тем лучше обеспечивается стекание тока. Поэтому проект устройства или реконструкции СКЗ должен предусматривать электроразведочные работы, результатом которых являются рекомендации по устройству анодных заземлений.

Ряд сложных проблем связан с линейными производственными диспетчерскими станциями (ЛПДС). Здесь с помощью геофизики решается довольно большое количество задач. Во-первых, совместно с геохимическими методами и бурением дается общая геоэкологическая характеристика состояния недр, расположенных под территорией ЛПДС. При этом геофизические методы решают две задачи:

1. выявляют особенности геологического строения участка, которая соответственно определяет общую гидрогеологическую ситуацию;
2. в случае сильных загрязнений нефтепродуктами они работают как прямые методы их обнаружения.

Во-вторых, с помощью методов электроразведки и сейсмоакустики производится оценка состояния днищ нефтеналивных резервуаров и инженерно-геологических свойств грунтов под резервуарами. В-третьих, проводится картирование различных подземных коммуникаций, для которых потеряна или устарела документация. Часто положение труб под землей на картах генплана показано чисто схематично и не отражает реальной ситуации на местности. Объектом исследования в этом случае могут быть различные силовые кабели, трубопроводы, сложные пересечения и развязки трубопроводов. Одним из важнейших элементов такой работы служат результативные карты измеряемых параметров электромагнитного поля, которые являются объективной документацией проведенных исследований. В-четвертых, производится оценка состояния гидроизоляции на поверхности трубопроводов, расположенных на территории станции.

С помощью геофизических методов могут быть выявлены и другие особенности современного состояния подземного хозяйства ЛПДС. Например, насосные станции создают сильные вибрации, которые передаются на большие расстояния по трубам как по волноводам. Такого рода вибрации вызывают неравномерные усадки грунта и резонансное раскачивание оборудования, если оно имеет собственную частоту колебаний, близкую к частоте вибраций. Последствия этих явлений до конца не просчитаны. Здесь окончательное слово принадлежит специалистам в области инженерной геологии. Однако для того, чтобы оценить последствия вибраций грунта, сначала необходимо получить данные по этим вибрациям. Во второй части этой монографии есть раздел, посвященный этой проблеме.

При проектировании ЛПДС и нефтехранилищ могут возникать специфические проблемы, которые удобнее всего решать с помощью геофизических методов. В 1994 году к нам поступил заказ на выполнение геофизических работ на одном из нефтехранилищ, вблизи которого долгое время активно функционировала птицефабрика. Чрезвычайно химически активный, куриный помет (дроппинг) складировался непосредственно вблизи забора нефтехранилища. В 1994 году нефтехранилищу понадобилось расширить свою территорию и установить на участке разлива дроппинга несколько до-

полнительных резервуаров. Разместить на дроппинге установку для проведения бурения оказалось невозможным. Даже летом провести эти работы было затруднительно. Поэтому основная часть исследований была выполнена с помощью геофизических методов зимой, когда установился значительный снежный покров. При этом были определены мощность самого дроппинга, глубина канав, скрытых под его поверхностью и глубина проникновения дроппинга в грунт.

На ЛПДС все операции с нефтью производятся закрытым образом. То есть нефть по трубам закачивают в резервуары, поднимают до необходимых отметок давление внутри трубы и растепляют нефть для увеличения ее подвижности. Поэтому вероятность проливов нефти на ЛПДС достаточно низкая. Кроме этого размеры ЛПДС и размах всего производства не так велик. На нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводах происходит перелив нефтепродуктов прежде всего через железнодорожные резервуары. Размах производства здесь очень большой. Территория нефтеперерабатывающих заводов составляет, как правило, несколько квадратных километров, интенсивно насыщенных подземными коммуникациями и различными производствами, начиная от установок очистки нефти, крекинга, производства серы и кончая отстойниками с различными фракциями тяжелых и легких нефтепродуктов, не востребуемых производством. Утечка нефтепродуктов, в особенности бензина и керосина, приводит к накоплению под территорией заводов вторичных месторождений. Постепенно углеводороды мигрируют вместе с подземным водным потоком. Чаще всего это движение идет по направлениям к урезам крупных рек, вызывая опасность их заражения. Поэтому здесь на первый план выходят чисто экологические проблемы, связанные с загрязнением недр различными нефтепродуктами и химическими веществами. Решать эти сложные задачи самостоятельно геофизика не может. Поэтому здесь происходит активное комплексирование геохимии, геофизики и бурения. В этом комплексе геофизические методы выполняют вспомогательные и главные функции экологического мониторинга. Так как распространение нефтепродуктов происходит достаточно быстро, соответственно нужны и такие методы с помощью которых можно вести оперативную разведку недр. Естественно, что эту нишу заполняют геофизические методы, которые именно для решения такого рода задач и предназначены.

Сама постановка геотехнических задач стала вызовом, обращенным к современной геофизике. Впервые мы столкнулись с предельно высокими требованиями по точности наших определений. При этом надо сказать, что заказчики наших работ в подав-

ляющем большинстве случаев запрашивают у геофизиков такие точности, которые заведомо не может дать ни один физический метод и, как потом выясняется, такие точности и им самим не нужны. Поэтому в этих условиях геофизики каждый раз решают нравственную дилемму: гордо отказаться от выгодного предложения или, пообещав выполнение задачи с необходимой точностью, заведомо взять этот грех на свою душу. Кроме этого из ста геофизиков всегда найдется один, который либо до конца не понимает на что он идет, либо ему до крайности необходимо финансирование. Есть еще один вариант неудачного использования геофизики, когда появляется новая технология, авторы которой всесторонне не опробовав эту технологию в различных геолого-геофизических условиях, провозглашают ее безграничные возможности. Постепенно подвох выяснится, а геофизические работы такого рода закончатся крахом. Заказчик соответственно будет недоволен таким результатом. В дальнейшем он может распространить свое негативное отношение на всех геофизиков, приравняв их по уровню качества получаемой информации, например, к биолокации (лозоходству). При этом, чем выше уровень заказчика, тем хуже последствия этих решений. В результате этого можно получить полное прекращение геофизических исследований на этом направлении.

Для того, чтобы этого не происходило нужен цивилизованный, грамотный подход с обеих сторон. Мы понимаем, что специалистам, далеким от геофизики, тяжело разобраться со всем этим переплетением технических и нравственно-этических вопросов. Для решения этих проблем на Западе придумали консалтинговые геофизические фирмы, которые занимаются предоставлением различного рода информации по части геофизики. У нас в стране также существуют такого рода предприятия, однако в настоящее время они находятся на грани вымирания. Заказчики по старой русской традиции предпочитают на свой страх и риск общаться с потенциальными исполнителями сами напрямую. Очень часто это заводит переговоры и работы в тупик.

По мере внедрения геофизики на рынок услуг в нефтяной отрасли, будут появляться новые задачи и методики их решения. Однако в данной монографии нам хотелось отразить современное состояние этого вопроса не с теоретически - умозрительной, а с практической точки зрения.

Глава 2.

Возможности метода сопротивлений при решении геотехнических задач

Введение

Метод сопротивлений был придуман в начале XX века братьями М. и К.Шлюмберже. В настоящее время это один из наиболее применяемых методов полевой геофизики. Особые преимущества он получил при переходе геофизических работ на территорию городов и промышленных предприятий. По оценке экс-президента европейской ассоциации геофизиков EEGS профессор Д.Шапелье метод сопротивлений в области инженерной геофизики является лидирующим методом, и на него устойчиво приходится около 20% всех объемов работ (Chapellier,1996).

Физическая сущность метода состоит в создании с помощью двух токовых электродов, расположенных на поверхности земли, электрического поля постоянного тока и в наблюдении с помощью двух измерительных электродов аномалий электрического поля. Характер наблюдаемого поля очень сильно зависит от распределения в геологическом разрезе объектов, имеющих разное удельное сопротивление. Тела, имеющие низкое сопротивление, концентрируют в себе ток, уменьшая его плотность во вмещающей среде, что приводит к ослаблению поля вблизи измерительных электродов. Наоборот, тела-изоляторы выталкивают ток во внешнее пространство, увеличивая электрическое поле вблизи точек его регистрации. Система, состоящая из двух питающих (токовых) и двух измерительных (приемных) электродов, называется электроразведочной установкой. Конфигурация установки определяется геологическими задачами, которые ставятся перед исследователем, и зависит от глубины объекта, его формы, вмещающей среды, проводимости тела, уровня промышленных и естественных электромагнитных помех и. Принято называть питающие электроды латинскими буквами АВ, а приемные – MN. Так как наблюдаемое поле сильно зависит с одной стороны от расстояния между электродами АВ и MN, а с другой стороны от величины питающего тока, вводится нормировка поля за расхождение (убывание) первичной плотности тока от питающих электродов АВ. Поскольку рассчитанная таким образом величина совпадает по размерности с удельным электрическим сопротивлением ее принято называть кажущимся сопротивлением.

Перед началом изложения основ метода сопротивления необходимо остановиться на некоторых основных терминах. Итак, выполнение полевых исследований на местности с определенной электроразведочной установкой по заранее разработанному алгоритму в геофизике принято называть методикой работ. Расчеты, которые позволяют перейти от наблюдаемого поля к кажущемуся сопротивлению, называются обработкой полевых данных или просто - обработкой. Процедура, при которой с учетом всей совокупности имеющихся геологических и геофизических данных анализируются причины происхождения аномалий кажущегося сопротивления, и осуществляется переход от измеренного электрического поля к геологическому разрезу, называется интерпретацией. При этом математический алгоритм, позволяющий автоматизировать этот переход, называется обратной задачей или инверсией. В основе интерпретации данных лежит понятие о модели геоэлектрического разреза. Последовательность расчетов электрического поля для данной модели среды и требуемой методики есть прямая задача. Обратная задача, базирующаяся на строгом решении прямой задачи, в результате которой получается наилучшее совпадение теоретического и наблюдаемого полей, называют подбором. А некоторое эвристическое (придуманное) или простое формульное (алгебраическое) преобразование функции кажущегося сопротивления от разности в псевдоглубинный разрез, похожий на исходный геоэлектрический разрез, называется трансформацией.

Метод сопротивлений прошел несколько стадий своего развития. До второй мировой войны он применялся исключительно как метод структурной геофизики для изучения нефтеперспективных районов. В дальнейшем он уступил эту область сейсморазведке и использовался для решения геокартировочных задач. Аппарат решения обратной задачи базировался на использовании наборов теоретических кривых, которые до конца 70-х годов реально доминировали при интерпретации вертикальных электрических зондирований (ВЭЗ). Основная модель, которая была положена в основу интерпретации полевых данных - горизонтально-слоистая модель геоэлектрического разреза (1D-модель). В начале 80-х годов начали активно внедряться машинные способы обработки ВЭЗ. К концу 80-х годов и у нас в стране и за рубежом произошел массовый переход на использование компьютеров при обработке и интерпретации результатов зондирований. Однако модель оставалась еще прежней. В это же время происходит другое важное событие - резко возрастают объемы инженерно-геофизических работ и начинает развиваться геоэкологическое направление. Несколько меняются задачи исследова-

ния. Теперь это- поиски карстовых пустот, точное картирование малоамплитудных тектонических нарушений, изучение речных палеодолин, комплексное обследование оснований фундаментов строительных сооружений, оконтуривание зон химических и углеводородных загрязнений, изучение свалок промышленных и бытовых отходов и т.д. Резко возрастает объем археологических задач, в решении которых одно из ведущих мест отводится методу сопротивлений. Это приводит к уменьшению участков исследования, резкому повышению требований к точности методов, их разрешающей способности. Соответственно процесс полевых наблюдений в методе сопротивлений становится автоматизированным и происходит естественный переход на многоэлектродные установки или косы, как их называют геофизики. Новые задачи и технологии вызвали новый виток теоретических разработок, связанных с изучением структуры электрического поля вблизи горизонтальных неоднородностей геоэлектрического разреза. Появление персональных компьютеров на рубеже 80-х и 90-х годов приводит к революционным изменениям во всех методах геофизики и в методе сопротивлений в частности – универсальный аппарат для быстрой обработки и интерпретации данных и оформления результатов работы становится абсолютно доступен всем. К середине 90-х годов очертился новый круг задач, которые связаны с поиском и контролем состояния технических подземных сооружений, возведенных 20-30 лет тому назад. А также с влиянием этих сооружений и их функций на окружающую геологическую среду. В настоящее время под влиянием реальных потребностей теоретические исследования и развитие компьютерной техники привели к качественно новому этапу в развитии метода сопротивлений - происходит массовое внедрение программ автоматической 2D-инверсии (т.е. наблюдаемое электрическое поле преобразуется в некоторое подобие геоэлектрического разреза), в которой модель разреза рассматривается как двумерно-неоднородная.

2.1. Основные законы и уравнения постоянного тока

При изучении поля постоянного тока в Земле используются следующие основные законы и уравнения.

1. Закон Ома в дифференциальной форме

$$\mathbf{j} = \sigma \mathbf{E},$$

где \mathbf{j} – плотность тока, σ - удельная электрическая проводимость среды - величина, обратная удельному сопротивлению $\rho = 1/\sigma$, \mathbf{E} - напряженность электрического поля.

2. Второе уравнение Максвелла указывает на отсутствие вихрей, как причин образования электрического поля $\text{rot } \mathbf{E}=0$. Используя известное тождество векторной алгебры $\text{rot grad } U=0$, можно вывести уравнение, связывающее напряженность электрического поля и потенциал U

скового поля и потенциал U

$$U_{r \rightarrow \infty} = 0, E_{r \rightarrow \infty} = 0,$$

$$\mathbf{E} = E_x \mathbf{1}_x + E_y \mathbf{1}_y + E_z \mathbf{1}_z = -\text{grad } U.$$

Отсюда вытекает, что

$$E_x = -\frac{\partial U}{\partial x}; \quad E_y = -\frac{\partial U}{\partial y}; \quad E_z = -\frac{\partial U}{\partial z}.$$

Закон Кирхгофа, который является следствием первого уравнения Максвелла

$$\text{rot } \mathbf{H} = \mathbf{j} + \frac{\partial \mathbf{D}}{\partial t}.$$

Второй член уравнения (производная электрической индукции \mathbf{D} по времени) отвечает за токи смещения, которые в реальных средах проявляются на частотах более 1 МГц. Поэтому влияние токов смещения на постоянном токе отсутствует. С другой стороны, из векторной алгебры известно тождество $\text{div rot } \mathbf{A}=0$. Отсюда можно вывести уравнение, которое собственно и называется уравнением Кирхгофа:

$$\text{div } \mathbf{j} = 0,$$

$$\frac{\partial j_x}{\partial x} + \frac{\partial j_y}{\partial y} + \frac{\partial j_z}{\partial z} = 0.$$

Физически оно означает, что плотность тока неизменна по всем направлениям и электрические заряды в данной точке пространства не образуются. Из последнего уравнения вытекает уравнение Лапласа, которое является основным дифференциальным уравнением поля постоянного тока, позволяющим определить потенциал в любой точке проводящей среды, где нет внешних источников и сторонних зарядов

Подставим в это уравнение выражения, вытекающие из закона Ома

$$\frac{1}{\rho_x} \frac{\partial E_x}{\partial x} + \frac{1}{\rho_y} \frac{\partial E_y}{\partial y} + \frac{1}{\rho_z} \frac{\partial E_z}{\partial z} = 0.$$

Если удельные сопротивления во всех направлениях одинаковы (это условие выполняется для подавляющего большинства горных пород), то тогда уравнение Лапласа в декартовых координатах приобретает вид

$$\frac{\partial^2 U}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 U}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 U}{\partial z^2} = 0.$$

4. Для того, чтобы решить уравнение Лапласа необходимо, чтобы оно удовлетворяло целому ряду физических условий задачи. Во-первых, потенциал и его пространственные производные должны обращаться в нуль в бесконечно удаленных точках

Во-вторых, на границах раздела сред (1 и 2) с разной удельной электропроводностью σ_1 и σ_2 должны соблюдаться граничные условия – непрерывность потенциала и нормальной составляющей плотности тока

Эти выражения означают, что

- в непосредственной близости от границы справа и слева от нее потенциал имеет одинаковые значения;
- на границе раздела сред не накапливаются электрические заряды, поэтому нормальная плотность тока справа от границы и слева от нее одинакова

$$U_1 = U_2, \quad \sigma_1 \frac{\partial U_1}{\partial n} = \sigma_2 \frac{\partial U_2}{\partial n}.$$

В-третьих, должны соблюдаться условия на источнике. Это означает, что при приближении к точечному источнику постоянного тока, расположенному на поверхности Земли, потенциал и электрическое поле должны удовлетворять потенциалу и полю источника, расположенного на поверхности однородного полупространства с удельным сопротивлением того объекта, в котором находится токовый электрод. То есть при $r \rightarrow 0$, когда точка измерения находится в непосредственной близости от питающего электрода, влияние неоднородностей разреза пренебрежимо мало по сравнению с эффектом от самого электрода. Таким образом, при $r \rightarrow 0$

$$U = \frac{I\rho}{2\pi r}, \quad E = \frac{I\rho}{2\pi r^2}.$$

В случае, если ток I вводится в землю через стержневое заземление, потенциал вблизи токового электрода рассчитывается по формуле

$$U = \frac{I\rho}{2\pi} \left(1 - \frac{a^2}{2r^2} + \frac{b^2}{2r^2} \right),$$

где a – глубина заземленной части питающего электрода, b – радиус стержневого электрода.

Особенно важен этот случай, когда мы рассчитываем поле от металлической или железобетонной сваи. Эта задача является одной из важнейших при оценке состояния фундаментов технических сооружений.

$$j_z = 0, \quad E_z = 0.$$

В-четвертых, так как сопротивление верхнего непроводящего полупространства во много раз больше чем сопротивление нижнего, то электрический ток не перетекает из нижнего проводящего полупространства в верхний слой с воздухом при $z=0$

Используя вышеперечисленные уравнения и условия можно решать уравнение Лапласа аналитически для тел простой формы (шар, цилиндр) и численно для тел произвольной формы.

2.2. Кажущееся и истинное удельное сопротивление

Для удобства анализа и интерпретации наблюдаемого электрического поля в электроразведке вводится понятие о кажущемся удельном электрическом сопротивлении. Кажущееся удельное электрическое сопротивление ρ_K (сокращенно - кажущееся сопротивление) - это наблюдаемое электрическое поле, нормированное по параметрам установки таким образом, чтобы в однородном полупространстве кажущееся сопротивление совпадало с истинным удельным сопротивлением. При введении такой нормировки пропадает сильная зависимость от убывания плотности тока с расстоянием от питающего электрода. При обработке полевых наблюдений кажущееся сопротивление рассчитывают по формуле

$$\rho_K = K \frac{\Delta U_{MN}}{I_{AB}},$$

где ΔU_{MN} - разность потенциалов между приемными электродами, I_{AB} - ток в питающей линии, а K - коэффициент зависящий от геометрии установки. Для произвольной четырех-электродной установки коэффициент K равен

$$K = \frac{2\pi}{\frac{1}{AM} - \frac{1}{BM} - \frac{1}{AN} + \frac{1}{BN}},$$

где AM, BM, AN и BN - соответствующие расстояния между приемными и питающими электродами.

Существует несколько формул для кажущегося сопротивления, объясняющих его физический смысл. Простейшими из них для одиночного точечного источника тока являются формулы, которые вытекают из закона Ома,

$$\rho_K = \frac{E_{MN}}{j_0} = \frac{-\frac{\partial U}{\partial r}}{\frac{I}{2\pi r^2}} = \frac{\rho_{MN} j_{MN}}{j_0} = \frac{E_0 + E_{АНОМ}}{j_0} = \rho_0 + \partial\rho_{АНОМ},$$

где E_{MN} - напряженность электрического поля вблизи приемных электродов, j_0 - рассчитанная плотность тока для однородного полупространства, I - ток, стекающий с точечного электрода A , r - расстояние между питающим электродом и центром измерительной линии MN , ρ_{MN} - удельное электрическое сопротивление вблизи приемных электродов, j_{MN} - реальная плотность тока вблизи приемных электродов, E_0 - нормальное электрическое поле в однородном полупространстве с удельным сопротивлением ρ_0 , $E_{АНОМ}$ - аномальная составляющая электрического поля, $\partial\rho_{АНОМ}$ - аномальная составляющая кажущегося сопротивления.

Таким образом, аномалии электрического поля возникают при уменьшении или увеличении плотности тока вблизи приемных электродов. Изменения плотности тока вне неоднородностей геоэлектрического разреза вызываются отталкиванием тока от высокоомных тел или поглощением тока проводниками. В первом случае будут наблюдаться повышенные, а во втором случае - пониженные значения кажущегося сопротивления. Так как изменения плотности тока и соответственно электрического поля можно обнаружить на расстоянии от изучаемого объекта, метод сопротивлений является дистанционным методом.

Аномальные эффекты меняются в зависимости от контраста сопротивлений между объектом поиска и вмещающей средой.

Удельное электрическое сопротивление или истинное удельное сопротивление большинства осадочных горных пород определяется минерализацией, пористостью, влажностью, глинистостью и температурой. Можно считать, что песчано-глинистые породы состоят из минерального скелета (песок), пор заполненных водой и глиной и пор заполненных воздухом. В соответствии с формулой В.Н.Дахнова удельное сопротивление горных пород $\rho_{П}$ формируется мультипликативно под действием вышеперечисленных факторов как набор коэффициентов, которые умножаются на сопротивление воды

$$\rho_{П} = P_{П} \cdot P_{В} \cdot P_{Г} \cdot P_{Т} \cdot \rho_{В},$$

где $P_{П}$ - параметр пористости, $P_{В}$ - параметр влажности, $P_{Г}$ - параметр глинистости, $P_{Т}$ - параметр температуры, $\rho_{В}$ - удельное сопротивление воды. Параметр пористости связан в общем случае с самой пористостью формулой Арчи $P_{П} = a/n^m$, где a - структурный коэффициент (для большинства осадочных пород a меняется от 0.5 до 1), n - пористость (для песка n реально может быть от 0,1 до 0.3) и m - показатель цементации меняется от 1.3 до 2.3.

Формула Дахнова не вскрывает сущность УЭС (т.е. описывает происхождение проводимости горных пород на макроуровне, без проникновения в сущность электрохимических и физических процессов), но с помощью эмпирических коэффициентов, подобранных для определенного региона и типа пород может довольно точно и просто отражать связи удельного сопротивления с определяющими его факторами. Влияние каждого фактора относительно независимо от других, а форма их совместного влияния хорошо соответствует логнормальному закону распределения сопротивлений. Закон распределения - это зависимость частоты встречаемости определенных значений сопротивления от значений сопротивлений. Например, узкий закон распределения означает, что сопротивления пород имеют малую дисперсию, и при интерпретации по сопротивлению можно уверенно определить литологию. Широкое распределение, наоборот, вносит дополнительную неоднозначность при трактовке результатов. Форма закона распределения очень сильно влияет на обработку, представление и интерпретацию результатов. Формула Дахнова указывает на мультипликативность влияния параметров на удельное сопротивление, что и соответствует логнормальному распределению.

Минеральный скелет и воздух практически не пропускают электрического тока. Поэтому электрический ток протекает по горным породам исключительно по открытым порам, заполненным водой. Кроме открытых пор существуют и закрытые поры (то есть со всех сторон закупоренные минеральным скелетом), но электрический ток такие поры не проводят.

Таким образом, первый параметр который определяет сопротивление горных пород - это минерализация воды, т.е. насыщенность воды минеральными солями. Проводимость воды зависит от типа минерального вещества. На рис 2.1 приведена зависимость сопротивления воды от концентрации этой соли, которая является важнейшим природным минералом, растворенным в воде. Приблизительно сопротивление воды в зависимости от концентрации поваренной соли описывается формулой $\rho_B = 25/C_{NaCl}$. В последней формуле сопротивление воды измеряется в Ом.м, а концентрация соли - в г/л. Надо отметить, что удельное сопротивление воды определяет общий региональный фон сопротивлений. Например, сопротивление воды в Подмосковье варьирует от 20 до 50 Ом.м. Соответственно глины имеют сопротивление 10 Ом.м, а влажные пески - порядка 100-200 Ом.м. Если мы с вами переместимся на арктический берег Чукотки, где сопротивление воды составляет 200-500 Ом.м, сопротивление глин может подняться до 100 Ом.м, а песков - до 2000-3000 Ом.м. Удельное сопротивление воды в природе меняется в значительном диапазоне. Са-

мое низкое сопротивление имеет океаническая вода. В Баренцевом море соленость составляет 33 г/л. Соответственно и сопротивление океанической воды 0.3 Ом.м. Сопротивление воды в Нижней Волге между Волгоградом и Астраханью 18 Ом.м. Московская водопродная вода зимой в среднем имеет удельное сопротивление 35 Ом.м. А летом вода в р. Угре (Калужская область) в период дождей за счет превалирования поверхностного стока имеет 55 Ом.м. Здесь же в Калужской области недалеко от есть уникальное пойменное озеро Городецкое, сопротивление воды в котором составляет 130-150 Ом.м, что является абсолютным рекордом минеральной чистоты для Подмосковья. Сопротивление воды в озере Байкал составляет 100 Ом.м, что практически соответствует минерализации технической дистиллированной воды. Наконец, самое высокое сопротивление воды, которое мы когда-либо встречали, было в озере Голубом на Чукотке - 890 Ом.м.

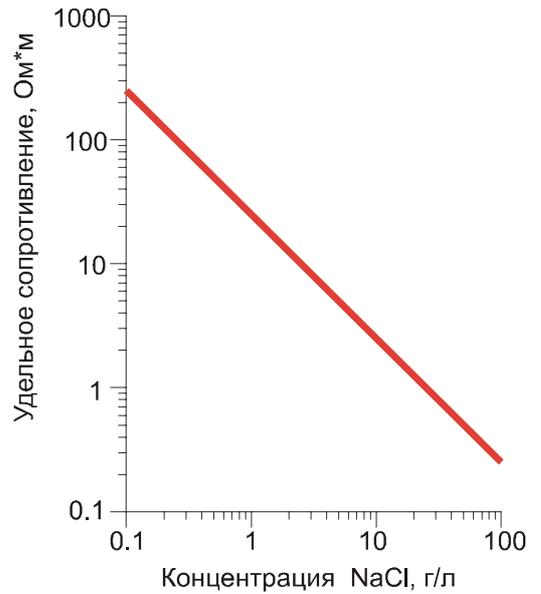


Рис. 2.1. Зависимость сопротивления воды от концентрации соли.

Измерение воды производится с помощью резистивиметров. Они бывают открытого и закрытого типа (см.рис.2.2). Открытый резистивиметр позволяет току свободно растекаться в воде. Для того, чтобы не чувствовалась поверхность и дно водоема, расстояния между питающими и приемными электродами делают небольшими (не более 10-15 см). Резистивиметры закрытого типа делают в виде стакана, снабженного электродами. Если стакан в целом выполнен из непроводящего материала, то тогда его можно брать в руки и производить измерения, наливая воду непосредственно в резистивиметр. Иногда делают резистивиметры закрытого типа, но с проницаемой проводя-

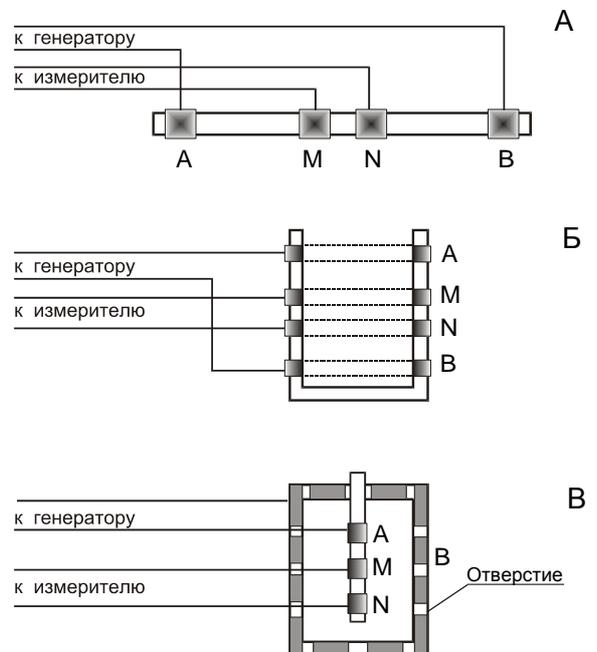


Рис.2.2. Основные типы резистивиметров: А - резистивиметр открытого типа; Б - резистивиметр закрытого типа в стакане; В - резистивиметр закрытого типа в экране.

щей оболочкой. Такой резистивиметр удобно буксировать за плавсредством и непрерывно регистрировать изменения сопротивления воды. Так как резистивиметры, как правило, имеют сложную геометрию невозможно рассчитать их коэффициент. Поэтому он определяется заранее опытным путем по измерению на растворах с известной концентрацией соли и соответственно сопротивлением.

Удельное сопротивление является чутким индикатором чистоты воды и может применяться как экспресс-метод для оценки уровня загрязнения поверхностных вод. В 1983 году институт Водных Проблем АН СССР совместно с Московским Университетом организовал экспедицию по Волге, Шексне и Сухоне в связи с проектом переброски вод северных рек на юг. Измерение сопротивления воды показало, что чистота волжских вод в несколько раз выше, чем в Шексне и Сухоне. Особенно загрязненными были воды в районе г. Череповец (северо-восточная оконечность Рыбинского водохранилища). Зондирования водной толщи показали значительное загрязнение придонных слоев воды, особенно в углублениях дна, где сопротивление воды падало в 1.5 - 2 раза. Кубинское водохранилище, которое находится на водоразделе, имеет воду с удельным сопротивлением около 25 Ом.м и является сравнительно чистым. После г. Сокол в реку Сухона впадает р. Пельшма. Ее воды перенасыщены отходами лесоперерабатывающего комбината. Сопротивление воды, в которой было убито практически все живое, падает здесь до 11 Ом.м. Чуть ниже устья р. Пельшмы кроме некоторых микроорганизмов в реке практически ничего не было. Самоочищение воды происходило очень медленно и только через 100 км ниже по течению в реке появилась мелкая рыба. Самые заядлые сторонники переброски вод, увидев эту картину, сдались. Общее заключение участников экспедиции было единодушным: такую воду в Волгу перебрасывать нельзя.

В соответствии с моделью И.К.Овчинникова - А.С.Семенова предполагается, что вода и мелкие глинистые частицы являются заполнителем биминеральной среды, а крупные частицы - это сферические включения с бесконечно большим сопротивлением. В этом случае сопротивление породы ρ_{II} выразится формулой

$$\rho_{II} = \frac{3 - W}{2W} \rho_3,$$

где W - относительное содержание заполнителя, ρ_3 - сопротивление заполнителя.

В первом приближении эта формула показывает зависимость сопротивления горных пород от пористости. Если заполнение пор будет полным, то тогда сопротивление будет определяться только относительным объемом этих пор. Например, если вода имеет сопротивление 30 Ом.м, а поры W составляет 0.1, то сопротивление песка будет 435 Ом.м. При W равным 0.2 сопротивление упадет до 210 Ом.м. При максимальной пористости равной 0.3 сопротивление будет 135 Ом.м. Два последних варианта очень близки к истине, так как пористость хорошо промытых чистых песков без примеси глины составляет примерно 0.25. Таким образом, если зная сопротивление воды, можно утверждать, что пески которые имеют сопротивление меньше 100-120 Ом.м глинистую составляющую, которая понижает общее сопротивление смеси.

Самая верхняя часть геологического разреза до глубин 2-10 м характеризуется изменчивой влажностью горных пород. На рис.2.3 показана так называемая зона аэрации, которая характеризуется проникновением воздуха сверху вниз до уровня грунтовых вод (УГВ), ниже которой наблюдается полное влагонасыщение. Выше УГВ вода поднимается по капиллярам и образует так называемую зону капиллярной каймы, которая в разных породах может иметь разную высоту. В сильно трещиноватых известняках и песчано-гравийных грунтах зона капиллярной каймы очень тонкая и может составлять первые сантиметры. В тонкодисперсных грунтах (песчано-глинистые отложения, лессы) вода может подниматься по капиллярам на 10-15 м. Таким образом, образуется переходный градиентный слой на верхней границе которого практически все поры заполнены воздухом, а на нижней - водой. В таких условиях фактор влажности оказывает на удельное сопротивление решающее воздействие.

В качестве заполнителя пор мы можем рассматривать воду. Если вода находится в смеси с воздухом, то в этом случае мы будем говорить о влажности. Когда заполнителем является глина, то тогда употребляется термин глинистость. Различие применимости этой формулы для воды и глины заключается в следующем. Вода является жидким веществом и может заполнять только поры в твердом

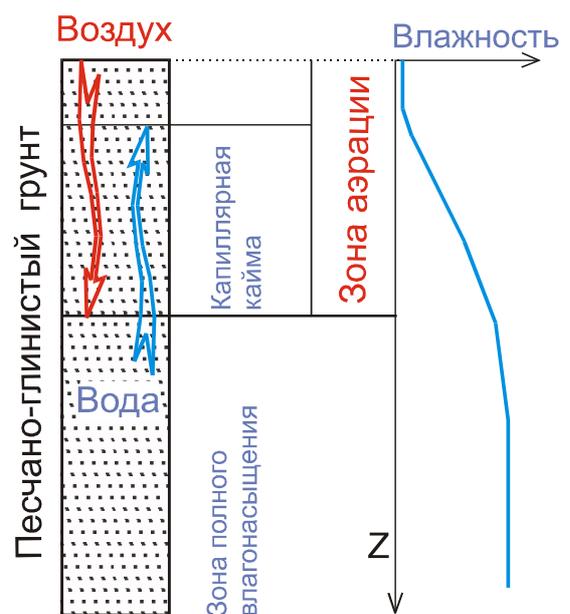


Рис.2.3. Взаимодействие зоны аэрации и капиллярной каймы.

скелете горных пород. Зависимость удельного сопротивления песка от влажности показана на рис.2.4. Если зерна песка имеют идеальную форму шариков одного размера, то тогда из чисто геометрических расчетов можно найти, что пористость будет составлять около 30% к общему объему горных пород. Добавление более мелких фракций песка приводит к заполнению пор твердой фазой и пористость уменьшится. Таким образом W - для песка всегда меньше 30% и пористость для песка может быть меньше 30%. Сразу необходимо оговориться, что бывают уникальные исключения из этой ситуации. Например, тонкие взвешенные илы, которые откладываются в спокойной обстановке на дне озер и болот. Минеральные вытянутые частицы в таких илах лишь слегка касаются друг друга и пористость здесь может достигать больших величин. Итак, в общем случае заполнитель может состоять из смеси воды и воздуха. Отношение объема пор, заполненных водой V_B , к общему объему пор V_0 есть влагонасыщенность (Вахромеев и др.,1997)

$$W_B = V_B/V_0.$$

Тогда зависимость сопротивления рыхлых горных пород от влагонасыщенности примет вид

$$\rho_{II} = \frac{3 - W_B V_0/V}{2 W_B V_0/V} \rho_B.$$

В этой формуле отношение V_0/V означает отношение общего объема пор к общему объему породы, т.е. пористость n . Если влагонасыщенность в этой формуле будет сто процентной, то тогда последняя формула приобретет вид зависимости сопротивления от пористости и весьма близка к формуле Арчи

$$\rho_{II} = \frac{3 - n}{2n} \rho_B.$$

Глины являются особой горной породой, которая обладает аномальными электрическими свойствами. Прежде всего, они имеют высокую пористость, которая может для отдельных типов глин достигать 80%. Взаимодействие воды с твердой фазой происходит через активный двойной электрический слой, который является пограничным слоем меж-

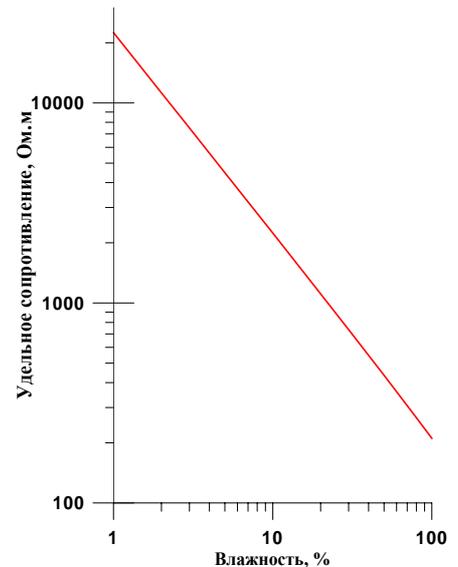


Рис.2.4. Зависимость удельного сопротивления песка от влажности по Овчинникову-Семенову. При расчетах удельное сопротивление воды принято 30 Ом.м , а пористость - 20%.

ду твердым скелетом и водой. Он состоит из поляризованных молекул воды, которые непосредственно примыкают к стенкам капилляров и ориентированы положительно заряженным концом к центру капилляра, а отрицательным - к твердой фазе. В результате на расстоянии около 30 Ангстрем образуется пограничная область, имеющая аномально высокую проводимость (см. рис. 2.5). Таким образом, при обычной минерализации вод глины могут иметь реальные удельные сопротивления от 3 до 15

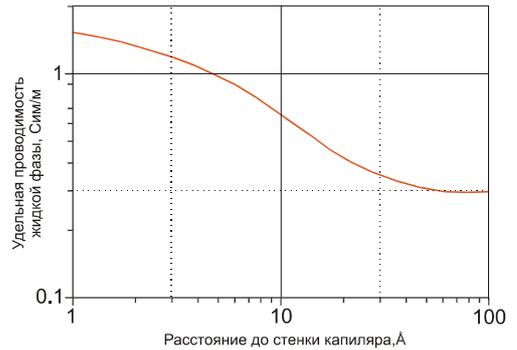


Рис.2.5. Зависимость удельной проводимости двойного электрического слоя от расстояния до стенки капилляра по (А.А.Рыжову).

Ом.м. Соотношение между глинами и песками в глинах меняются в гораздо большем диапазоне. Глины могут полностью отсутствовать, а могут полностью представлять горную породу. А.А.Рыжов показал, что необходимо рассматривать два типа заполнения глинами порового пространства. Первый тип - частицы глин “размазываются” по стенкам капилляров песка. Второй тип - глина находится в капиллярах в виде пробочек, перегораживающих внутреннюю часть поры песка. Выдвинув гипотезу, что М % капилляров песка заполнены глиной по первому типу, а (1-М) % капилляров по второму типу, можно использовать следующую формулу для расчета проводимости песчано-глинистой смеси

$$\sigma_{\Sigma} = (1 - M) \cdot \sigma_{\Sigma 1} + M \cdot \sigma_{\Sigma 2} ,$$

где $\sigma_{\Sigma 1} = \sigma_{II}(1 - C_G) + (\sigma_G + \sigma_{ГО})C_G$, и

$$\sigma_{\Sigma 2} = \frac{1}{\frac{(1 - C_G)}{\sigma_{II}} + \frac{C_G}{\sigma_G + \sigma_{ГО}}} .$$

В последней формуле $\sigma_{\Sigma 1}$ - удельная электропроводность смеси песка с глиной при первом типе заполнения капилляров, $\sigma_{\Sigma 2}$ - соответственно удельная электропроводность смеси при втором типе заполнения капилляров, σ_{II} - удельная электропроводность песка, связанная с распределением пассивных капилляров, σ_G - то же самое для глин, $\sigma_{ГО}$ - удельная электропроводность глин, обусловленная ионно-обменной емкостью т.е. особым типом проводимости пространства между частицами глин, C_G - объемное содержание глины.

На рис.2.6 показана зависимость сопротивления песчано-глинистой смеси от объемной концентрации глин. Можно отметить, что собственно глинами считаются породы, на 80 - 90% состоящие из чистых глин. Они имеют сопротивление порядка 10 Ом.м. Левые

пологие ветви, где концентрация глин меньше 10%, соответствуют пескам (сопротивление смеси больше 50 Ом.м).

Переходные участки графиков, расположенные между 10% и 90%, соответствуют супесям (30-50 Ом.м) и суглинкам (15-25 Ом.м). Надо отметить, что классификация песчано-глинистых пород по удельному сопротивлению, является достаточно устойчивой и объективной для каждого района работ. Больше того, часто инженер - геологи классификацию терригенных пород проводят чисто визуально, и сведения о сопротивлении образцов керна или результатов электрических зондирований являются решающими при литологической оценке.

Зависимость сопротивления водных растворов от температуры в области положительных значений $t^{\circ}\text{C}$ имеет вид

$$\rho_t = \frac{\rho_{18}}{[1 + \alpha (t - 18)]},$$

где ρ_t - удельное сопротивление раствора при температуре $t^{\circ}\text{C}$, ρ_{18} - удельное сопротивление раствора при температуре 18°C , α - температурный коэффициент, который для водных растворов NaCl в диапазоне температур от 0 до 50°C равен 0.026 (Огильви, 1990). Обычно в реальных условиях учесть температурную зависимость горных пород невозможно. Существует масса других параметров, которые сильно превалируют в формировании удельного сопротивления. Однако при работах на воде в особенности зимой, когда ищутся места разгрузок подземных вод в русло реки, корреляцию между сопротивлением воды и температурой можно легко обнаружить. Варьирование ρ_t в зависимости от температуры воды составляет первые проценты, поэтому сопротивление воды в аномальных зонах, в которых происходит разгрузка подземных вод в дно реки (это тоже могут быть первые проценты от фона сопротивления воды), должны выходить за пределы температурной зависимости удельного сопротивления.

Гораздо более сильная зависимость сопротивления горных пород наблюдается при их замораживании. В этом случае при переходе через 0°C происходит фазовый переход: поровая влага из жидкого состояния переходит в лед. Соответственно, сопротивление по-

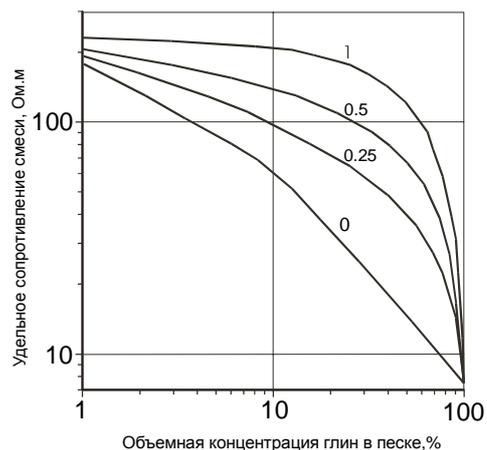


Рис.2.6. Зависимость сопротивления песчано-глинистой смеси от объемной концентрации глин по Рыжову. Индекс кривой - доля капилляров 1 типа.

род резко возрастает. Здесь надо отметить, что пески и глины при этом ведут себя по-разному (см. рис.2.7). В песках превалирует открытая широкая пористость, взаимодействие между твердой и жидкой фазы пренебрежимо мало. В результате при переходе через ноль градусов вся вода в порах замерзает и происходит резкое значительное увеличение сопротивления в 10-100 раз. Практически при температуре $-2 \div -4^{\circ}\text{C}$ вся вода в песке находится уже в замороженном состоянии. Напротив, в глинах влияние стенок твердой фазы на содержимое капилляров очень большое. Энергия двойного электрического слоя настолько велика, что точка фазового перехода значительно смещается в сторону отрицательных температур. Поскольку двойной электрический слой имеет сложную структуру, и его внутренняя энергия плавно падает при увеличении расстояния от стенок, процесс замораживания сильно растягивается по оси температур по мере вовлечения все более глубоких слоев двойного электрического слоя в охлаждение. Таким образом, при температуре $-5 \div -10^{\circ}\text{C}$ глины сохраняют свою высокую проводимость.

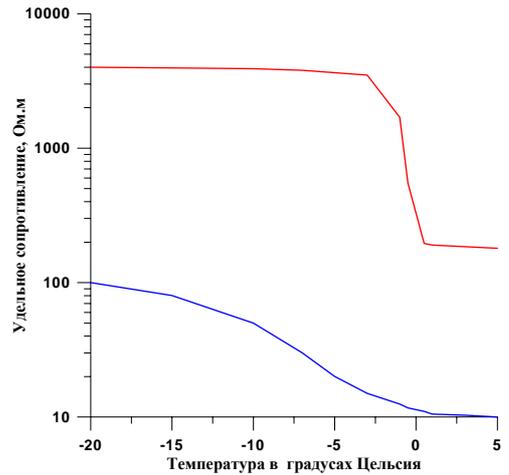


Рис.2.7. Зависимость по А.А.Огильви удельного сопротивления песков (вверху) и глин (внизу) при переходе температуры через 0°C .

Понятие о двойном электрическом слое является чрезвычайно важным в электро-разведке. На рис.2.8 показано строение двойного электрического слоя. В соответствии с моделями классической электрохимии он состоит из двух обкладок. Внешней и внутренней. Внутренняя обкладка двойного слоя обращена к стенке твердой фазы и имеет четкую структуру. Диполи молекул воды (с другой стороны это могут быть молекулы растворенного вещества твердой фазы) здесь плотно соединены друг с другом, имеют жесткую ориентацию в пространстве перпендикулярно стенкам и образуют длинные поляризованные цепочки, в которых диполи молекул воды являются как бы продолжением кристаллической структуры твердой фазы. Связи на концах этих цепочек постепенно

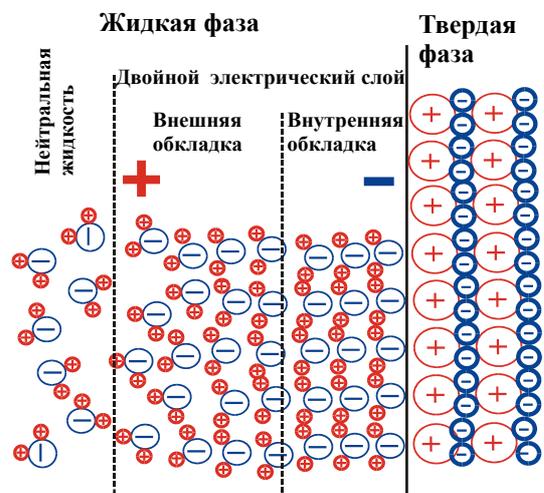


Рис.2.8. Строение двойного электрического слоя.

за счет диффузии ослабевают. Постепенно структура четкого строения молекулярного строения жидкости преобразуется в сложную статистически поляризованную структуру внешней обкладки двойного слоя. При дальнейшем углублении в сторону от стенок твердой фазы, мы обнаружим хаотическое расположение молекул воды и растворенных в ней ионов. За пределами внешней диффузной части двойной слой полностью разрушается т.е. пропадает поляризация жидкостью в приграничном слое. На примере возникновения естественных электрических полей установлено полевыми экспериментами, что наиболее сильно поляризованные двойные электрические слои возникают в породах, содержащих пресные и ультрапресные воды. И наоборот, повышение содержания растворенных солей ведет к разрушению двойного слоя.

Объекты техногенного происхождения в отличие от природных имеют специфические свойства, которые как правило не встречаются в геологической практике. Наиболее ярким из них является нефть и нефтепродукты. Считается, что нефть является изолятором, следовательно, и не проводит электрический ток. Изучение проливов нефти на поверхности земли показало обратную картину. Нефть и нефтепродукты, которые могут сохраняться длительное время в земле, благодаря бактериям, постепенно становятся проводниками, причем с очень низким сопротивлением, которое практически не встречается у осадочных пород (т.е. ниже удельного сопротивления глин). Изучение таких явлений только начинается и связано с общим интересом к экологическим проблемам, который сейчас проявляется во всем мире.

Трубы также хорошо проявляются в постоянном электрическом поле. Труба с полностью нарушенной изоляцией за счет гальванического контакта металла с грунтом будет проявляться в поле постоянного тока, как проводник. Труба с хорошей гидроизоляцией в свою очередь будет проявляться как изолятор, поскольку внешняя оболочка не пропускает не только воду, но и, соответственно, электрический ток. То есть проявленность трубы на постоянном токе зависит от состояния ее гидроизоляции. Однако изолирующая оболочка не является препятствием для переменного тока. Переменное электромагнитное поле свободно проникает внутрь объекта и сильно взаимодействует только с хорошими проводниками. Поэтому в переменном, низкочастотном магнитном поле в диапазоне от нескольких десятков Герц - до 1 МГц труба проявляется всегда, вне зависимости от состояния гидроизоляции. Это является сильно мешающим фактором при обследовании состояния грунтов. Все трубы и металлические коммуникации вне зависимости от того имеют ли они гидроизоляционный слой или нет, расположены они выше или ниже уровня земли, дают

достаточно сильные аномалии переменного магнитного поля. Поскольку большинство индукционных методов основано на излучении и приеме именно магнитного поля, применение этой группы методов на крупных промышленных объектах со множеством металлических конструкций влечет за собой массу проблем при интерпретации материалов. Однако более подробно на этом вопросе мы остановимся в специальной главе, посвященной этой группе методов.

2.3. Традиционные установки в методе сопротивлений

Как уже было сказано выше, термин "установка" в методе сопротивлений используется для обозначения взаимного расположения питающих (А, В) и приемных (М, N) электродов (см. рис.2.9). Выбор установки является важнейшим элементом методики электроразведки методом сопротивлений. Хотя за время существования метода было предложено большое количество различных установок, новые варианты продолжают постоянно

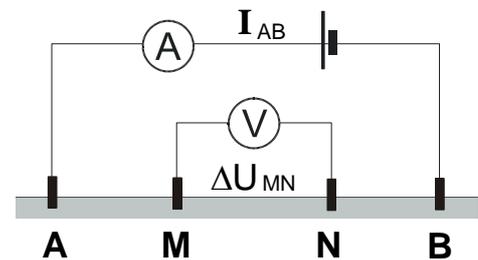


Рис.2.9. Общий вид электроразведочной установки

появляться в публикациях и практике геофизиков. Рассмотрим основные типы установок и некоторые соображения их выбора. Предваряя анализ электроразведочных установок, необходимо сделать существенное замечание. Как было показано в теории, а затем на практике, для всех типов используемых нами установок действует принцип взаимности. Чисто утилитарно его можно сформулировать следующим образом: для любой произвольно-трехмерной среды, если все питающие электроды поменять местами с приемными электродами при других неизменных условиях эксперимента, то разность измеряемых потенциалов не изменится. Это означает, что существует целый набор установок, которые дают абсолютно одинаковые результаты. С другой стороны, с точки зрения производства работ такие установки могут быть неэквивалентными, так как цикл измерений связан как правило с перемещением либо приемных либо, питающих электродов. Ясно, что с точки зрения техники измерений, не все равно, что передвигать - приемные или питающие электроды. При этом чаще всего перемещение приемных электродов является более предпочтительным, так как требования, которые предъявляются к качеству заземлений АВ во много раз более жесткие, чем требования к заземлениям MN. Поэтому в дальнейшем мы будем рассматривать только действительно наиболее практически употребляемые из них.

По числу движущихся или "рабочих" электродов различают установки двухэлектродные (AM), трехэлектродные (AMN, MAN) и четырехэлектродные (AMNB, ABMN и др.). Здесь имеется в виду, что неупомянутые в перечислении электроды расположены в "бесконечности" или, лучше сказать, в физической бесконечности. То есть они находятся на таком расстоянии от измерительных электродов, когда их влиянием можно пренебречь. Это означает, что расстояние r_∞ до условного центра установки должно быть в 5-10 раз больше, чем расстояние между рабочими электродами (например, r_{AM} в двухэлектродной установке AM). Если электрод "бесконечности" отнесен вдоль профиля наблюдений, то расстояние r_∞ должно быть максимальным. Если этот электрод отнести перпендикулярно профилю наблюдений, то тогда r_∞ может быть минимальным и для горизонтально-слоистого разреза в 3-5 раз больше, чем действующий разнос установки. Ниже приводится краткая характеристика некоторых типов установок. Наиболее распространенной установкой на сегодняшний день является установка Шлюмберже и различные ее модификации (см. рис.2.10).

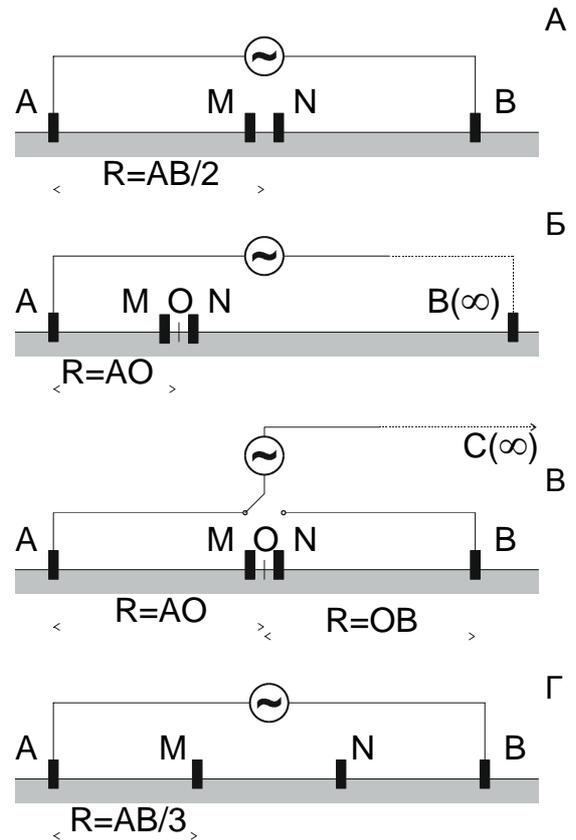


Рис.2.10. Установка Шлюмберже и ее модификации: А - симметричная четырехэлектродная установка Шлюмберже; Б - трехэлектродная установка Шлюмберже; В - комбинированная трехэлектродная установка; Г - установка Веннера.

А) Симметричная четырехэлектродная градиентная установка Шлюмберже AMNB имеет следующие особенности: разнос $MN < AB/3$; все электроды устанавливаются симметрично относительно центра установки, который совпадает с центром MN, и вдоль одной линии. Данная установка является наиболее популярной при электрических зондированиях горизонтально-слоистых сред (см. следующий раздел) с небольшим уровнем геологических шумов от приповерхностных неоднородностей. Для ее обслуживания требуется 3 – 4 человека. Уровень сигнала на приемных электродах при заданной глубинности можно считать условной единицей электрической разницы напряжения (у.е.н.) (то есть в дальнейшем с этой установкой мы будем сравнивать другие

установки). Общие размеры установки и глубинность также будем считать условной единицей длины (у.е.д.).

Б) В трехэлектродной градиентной установке Шлюмберже AMN приемные электроды MN < 2 AO/3 (AO - действующий разнос установки, равный расстоянию между центром MN и питающим электродом); все три электрода устанавливаются вдоль одной линии. Данная установка применяется при электрических зондированиях горизонтально-слоистых сред с очень малым уровнем геологического шума. Поэтому на предприятиях и в городах ее применять практически нельзя. Для ее обслуживания требуется 2 человека. Уровень сигнала на приемных электродах 0.5 у.е.н. Размеры установки составляют 0.5 у.е.д. Однако здесь необходимо помнить, что на местности должна быть размещена питающая линия "бесконечности" ОВ. Все трехэлектродные установки имеют такую же глубинность, что и установка Шлюмберже.

В) Комбинированная трехэлектродная установка AMN+MNB является пятиэлектродной установкой (три питающих электрода ABC, один из которых C находится в "бесконечности", и два приемных электрода MN) размер приемной линии MN < AB/3; четыре рабочих электрода устанавливаются вдоль одной линии. Данная установка применяется при электрических зондированиях горизонтально-слоистых сред с высоким уровнем геологического шума. Для ее обслуживания требуется минимум 3 – 4 человека. Уровень сигнала на приемных электродах - 0.5 у.е.н. Размеры установки составляют 1 у.е.д. Должна быть размещена питающая линия "бесконечности" ОС. На рис.2.11 показаны результаты численного моделирования электропрофилирования (см. следующий раздел) с комбинированной установкой над погруженным вертикальным контактом. Максимальная

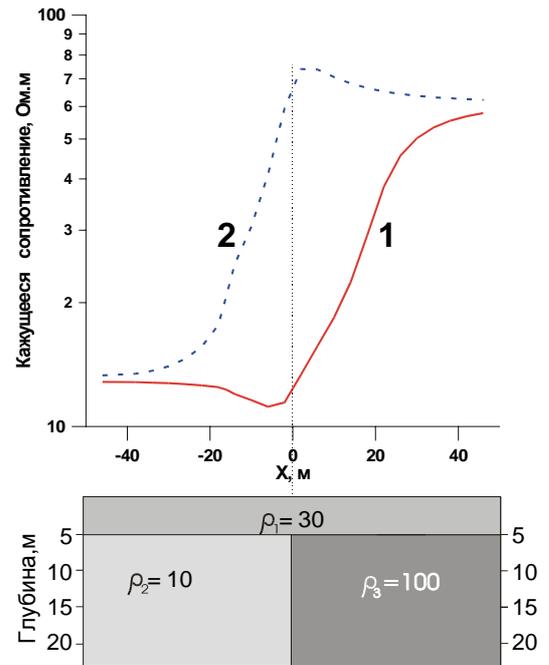


Рис.2.11. Результаты моделирования по программе IE2DP1 кажущегося сопротивления с комбинированной установкой. 1 - Amn, 2 - mnB

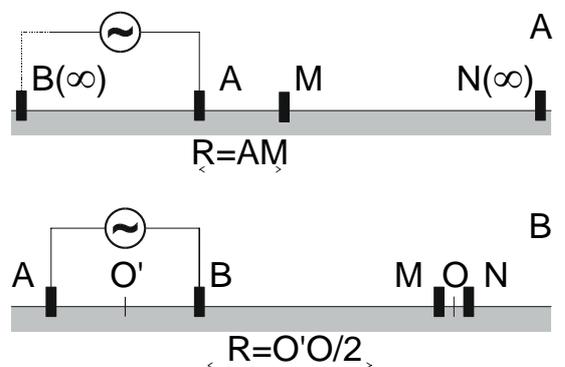


Рис.2.12. Потенциал-установка (А) и дипольная осевая установка (В).

разница между двумя графиками ρ_k находится точно над контактом.

Г) Установка Веннера характеризуется тем, что для нее MN всегда равно АВ/3. В установке используется четыре электрода, расположенные на одной линии. Расстояние между электродами строго равно а. Установка Веннера применяется при электрических зондированиях горизонтально-слоистых сред, когда требуется максимальный уровень сигнала на приемных электродах. Эта установка очень часто применяется в методе вызванной поляризации (ВП), в котором измеренные сигналы ВП на один-два порядка меньше сигналов в методе сопротивлений. Поэтому высокий уровень ΔU_{mn} сигналов поддерживается за счет большой длины MN. Для ее обслуживания требуется 5 человек, так как кроме электродов АВ необходимо постоянно переставлять электроды MN. Уровень сигнала на приемных электродах от 1.5 до 10 у.е.н. Размеры установки составляют 1 у.е.д., а глубинность соответственно 0.8 у.е. То есть за счет приближения приемных электродов к питающим электродам установка Веннера проигрывает установке Шлюмберже по глубинности на 20-30%.

Кроме установки Шлюмберже к классу линейных установок относятся дипольная осевая установка и двухэлектродная потенциал-установка, которые показаны на рис.2.12.

А) Двухэлектродная потенциал - установка АМ широко применяется при исследованиях на небольших участках, в частности, при археологических исследованиях. Измерения потенциала в каждой точке планшета при соответствующих положениях питающего электрода в каждой точке проводятся, как правило, в автоматическом режиме с помощью компьютеризированных станций. Это дает возможность при обработке синтезировать любую произвольную установку путем суммирования сигналов. Потенциал медленно затухает как $1/r$, поэтому установка АВ имеет довольно большую глубинность, равную 1.2 у.е. Однако ветви кривых зондирования с потенциал - установкой являются пологими. Соответ-

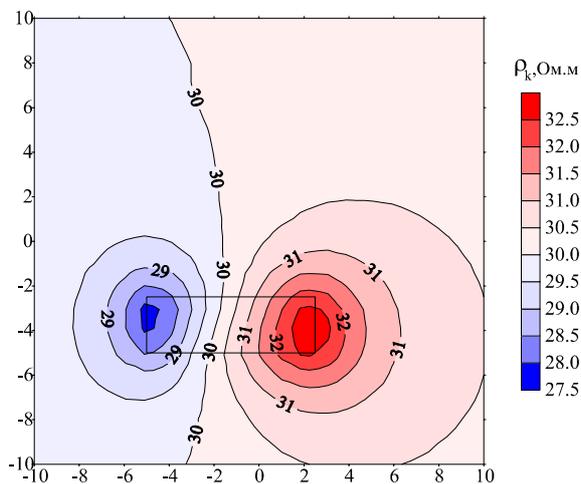


Рис.2.13. Результаты численного моделирования по программе IE3D1 кажущегося сопротивления над проводником для потенциал - установки. Контур проводника показан прямоугольником. Размеры неоднородности- 7.5м x 2.5м x 1.5м.. Верхняя кромка тела находится на глубине 0.5 м. Координаты токового электрода А (-15,1).

венно проявленность слоев хуже, чем у установки Шлюмберже. Необходимость в двух отнесенных в “бесконечность” электродах не позволяет работать с большими разносами. Полевые исследования могут проводиться бригадой, состоящей из двух человек. На рис.2.13 показан результат численного 3D-моделирования с помощью метода граничных интегральных уравнений. Удельное сопротивление вмещающей среды составляет 30 Ом.м, сопротивление неоднородности - 0.1 Ом.м. На торцевых концах неоднородности хорошо проявились положительные и отрицательные заряды. Грань, через которую ток втекает в проводник, заряжается отрицательно. Грань, из которой ток выходит во вмещающую среду, заряжается положительно. Надо отметить, что для высокоомных тел, полярность заряженных торцов меняется на противоположную. В последние годы эта установка во многих странах (Япония, Англия, Италия и др.) стала очень популярной. Кроме изучения археологических объектов она широко применяется при инженерных изысканиях и для решения экологических задач. Подобная установка часто используется с многоэлектродными измерительными комплексами, где переключение питающих и приемных электродов управляется компьютером (Electrical Imaging или Tomography). Раньше подобные установки мало использовались на практике из-за сильного влияния электромагнитных помех. Современная помехоустойчивая аппаратура сняла эту проблему и сразу на первый план выдвинулась проблема геологических помех, т.е. влияния мелких приповерхностных неоднородностей. Минимально возможное число перемещаемых электродов в установке АМ позволяет легче разобраться с геологическими помехами и после их устранения перейти к изучению глубинных неоднородностей. Термины приповерхностные и глубинные неоднородности здесь используются в том смысле, что первые рассматриваются как помеха на пути рассмотрения более глубоких объектов, а вторые - это именно те объекты, которые нас интересуют. Если в археологии глубинные объекты расположены нередко на глубине 0.5-1 м, то приповерхностные - на еще меньшей. При изучении глубин в 20-40 м, объекты на глубине в 1-2 м являются приповерхностными (и следовательно, помехами). Дополнительными достоинствами двухэлектродной установки АМ является максимальная глубинность, равноправность обоих перемещаемых электродов (в смысле принципа взаимности). Очевидный недостаток - наличие уже двух линий "бесконечности", что относительно легко преодолевается при детальном малоглубинных исследованиях. При изучении больших глубин установка АМ неудобна из-за нарастающего влияния помех и наличия двух линий бесконечности. Появление многоканальных автоматизированных

аппаратурных комплексов для электроразведки создает дополнительные благоприятные условия для широкого использования установки АМ.

Б) Дипольная осевая установка АВМN при заданной глубине исследования 1 у.е. имеет максимальную длину L из всех установок, которая определяется расстоянием между центрами питающего и приемного диполей и полусуммой длин АВ и MN:

$$\bullet L = OO' + \frac{1}{2} (AB + MN).$$

Таким образом, относительно требуемой глубинности исследования действующий разнос этой установки в два раза больше, чем разнос установки Шлюмберже. Обычно ее используют при картировании погребенных неоднородностей, так как данные этой установки легко инвертируются по правилу взаимности в данные установки MNAB. Дипольная осевая установка нашла широкое применение для электропрофилирования. Взаимный анализ результатов двух установок позволяет определить геометрический центр неоднородностей и сделать оценку удельного сопротивления неоднородности.

Как видно из рис.2.14 графики электропрофилирования для двух установок относительно центра тела являются зеркальными. Точка пересечения показывает центр тела. Вследствие отгалкивания тока от неоднородности установка MNAB($OO'=20$) дает более высокие значения кажущегося сопротивления слева от тела, а АВМN - справа. Для проводящих тел характер графиков поменяется на противоположный. Поэтому отличить проводник от высокоомного объекта достаточно просто. Надо сказать, что результаты моделирования показывают, что если верхняя часть разреза будет сильно зашумлена геологическими помехами, то и в этом случае пересечение графиков останется над центром тела, а их отношение будет указывать на сопротивление неоднородности. Авторы данной книги широко используют в практике зондирования с комбинированной установкой, которую предложил А.С.Семенов. Конечно необходимость организации заземления в "бесконечности" создает немало осложнений, но преимущества при выполнении зондирований неоднородных сред весьма заметны. Используя аналогию точечного источника и источника света ("фонарика"), можно утверждать что поочеред-

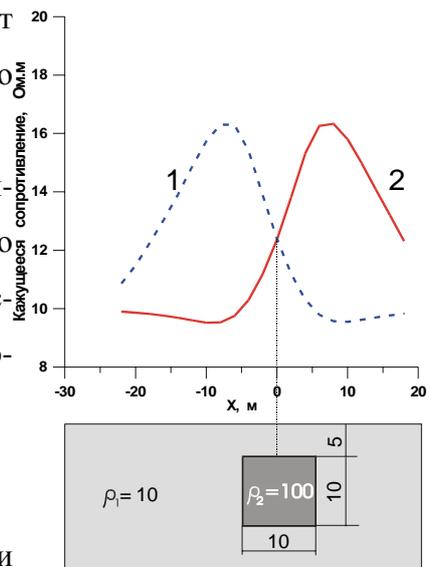


Рис.2.14. Результаты 2D-моделирования дипольного электропрофилирования по программе IE2DP1 над высокоомной вставкой: 1 - установка АВМN, 2- установка MNAB.

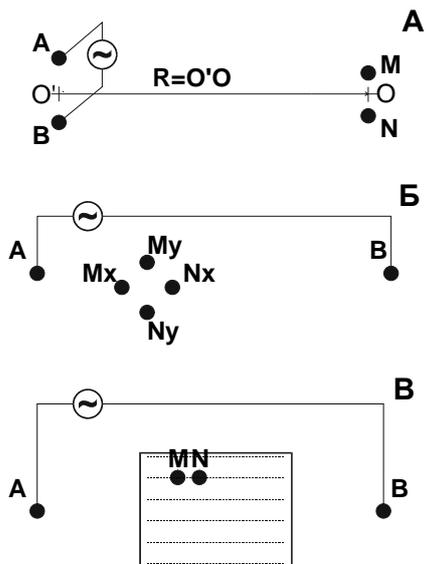


Рис.2.15. Нелинейные электроразведочные установки: А - дипольная экваториальная установка; Б - установка для измерения двух компонент поля; В- установка срединного градиента.

Нелинейные установки имеют свои преимущества. Наиболее применяемая из них - установка срединного градиента, в которой питающие электроды устанавливаются только один раз.

А) Дипольная экваториальная установка используется, как правило, для зондирования и круговых исследований анизотропных сред. При глубинных электрических зондированиях она требует меньшей длины проводов, меньше подвержена индукционным влияниям. Так как источником поля является диполь, то величина сигнала на приемных электродах много меньше 1 у.е.н., поэтому эта установка нуждается в мощном источнике тока. Размеры установки составляют 0.5 у.е.д. При этом достигается глубинность, соответствующая установке Шлюмберже. В силу особенностей структуры электрического поля кривые зондирования в точности совпадают с кривыми ВЭЗ. Дипольная экваториальная установка является наиболее чувствительной к продольным объектам, если мы наступаем на него одновременно двумя диполями. То есть наибольшая эффективность этой установки достигается при изучении двумерных структур, когда установка переносится параллельно простиранию этих структур (см.рис.2.16).

ная подсветка объекта то с одной, то с другой стороны, позволяет более наглядно почувствовать его форму. По мнению авторов, большой и до конца не осознанной проблемой электрических зондирования является искажение кривых неоднородностями вблизи питающих электродов (или С-эффект). Для выявления и последующего устранения С-эффекта желательно использование установок с одним подвижным питающим электродом. Одновременные искажения от двух перемещаемых питающих электродов в установке Шлюмберже не позволяют разделить эффекты искажений от поверхностных неоднородностей вблизи питающих электродов от эффектов глубинных частей разреза.

Условно можно выделить класс нелинейных установок, электроды которых не расположены вдоль одной линии (см.рис.2.15).

Б) Установка для измерения двух компонент электрического поля предназначена для изучения 3D-объектов, которые расположены в стороне от профиля наблюдений. Двухкомпонентная или векторная съемка электрического поля, как ее по-другому называют, по сути своей является 3D-съемкой. Существует несколько модификаций этой технологии. В частности А.Н. Боголюбов разработал метод двух составляющих. В этом методе базовой методикой является ВЭЗ. Однако кроме MN_X , ориентированной вдоль АВ, в центре располагается линия MN_Y , которая ориентирована перпендикулярно АВ. При каждом положении токовых электродов производится два замера. В результате рассчитывается традиционная кривая кажущегося сопротивления и кривая $\Delta U_Y/\Delta U_X$.

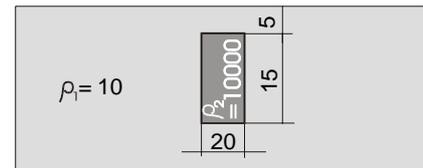
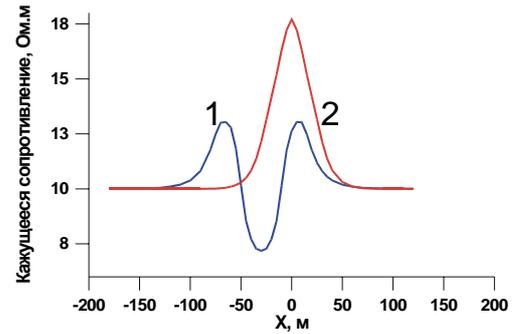


Рис.2.16. Результаты численного 3D-моделирования по программе IE3D1 для дипольной экваториальной установки ($OO'=60$). 1- установка $MNAB$ ориентирована вдоль профиля наблюдений; 2- установка ориентирована поперек профиля наблюдений. Поперечные размеры тела вдоль оси Y - 100 м.

Возникшая в докомпьютерную эпоху, эта технология основывалась целиком на физическом моделировании и применении палеток. Полученные результаты интерпретации объективно проверить было невозможно, так как совокупную модель окончательного, явно трехмерного разреза рассчитать было невозможно. Позднее на базе компьютерных технологий возникло другое направление в электроразведке, которое получило название векторная электроразведка. Подробно особенности использования этой технологии изложены в части “Векторные измерения в методе сопротивлений”.

В) Установка срединного градиента (СГ) обеспечивает максимальную производительность, возможность работы с несколькими измерителями одновременно, но требует более мощных источников тока. Размеры планшета, в пределах которого передвигаются приемные электроды, не должны превышать $1/3$ АВ. В этом случае внутри планшета достигается однородность поля и пропадает эффект зондирования. В поле кажущегося сопротивления проявляются только объекты, лежащие до глубины $1/3 - 1/10$ АВ. Размеры установки при заданной глубинности примерно равны 1 у.е.д. Поскольку используются сравнительно небольшие MN, сигнал в приемных линиях составляет 0.1-0.3 у.е.н. На рис.2.17 показаны результаты моделирования СГ над изолятором. Морфология аномалий СГ во многом похожа на аномалии стационарного магнит-

ного поля. В теории поля доказано, что при однородной поляризации объекта и измерении компоненты поля, совпадающей с направлением поляризации, структура аномального поля не зависит от направления оси поляризации. То есть если мы измеряем при горизонтальной поляризации горизонтальную компоненту поля, то она должна совпадать с вертикальной компонентой поля при вертикальной поляризации. Вывод напрашивается сам собой, мы можем при интерпретации использовать на полуколичественном уровне формулы магниторазведки. Под полуколичественным уровнем понимаются подходы при интерпретации, использующие форму аномалий и вероятностно-статистическую обработку.

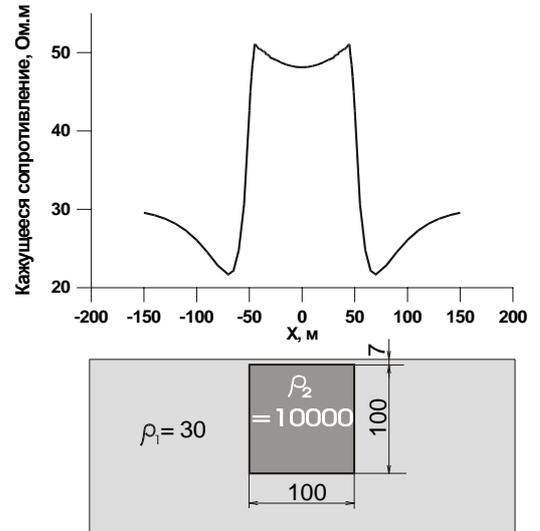


Рис.2.17. Результаты численного 3D-моделирования по программе IE3D1 над высокоомной вставкой в виде куба для установки срединного градиента. Ширина вставки по оси Y - 100м. Электрод А расположен в точке (-200, 0). Электрод В - в точке (200, 0).

Методика электрического зондирования и электропрофилирования

В методе сопротивлений различают две основные модификации. В случае, если приемные электроды располагаются неподвижно, а питающие раздвигаются, увеличивая расстояние с приемными электродами, то это называется вертикальным электрическим зондированием (ВЭЗ). При работах методом ВЭЗ мы получаем зависимость кажущегося

сопротивления от действующего разноса. Для установки Шлюмберже и ее модификаций действующим разносом является $AB/2$, для дипольной установки - расстояние между центрами приемных и питающих линий. При увеличении разноса возрастает глубинность, электрическим током охватывается все большая часть разреза и в результате этого на кривых ВЭЗ постепенно про-

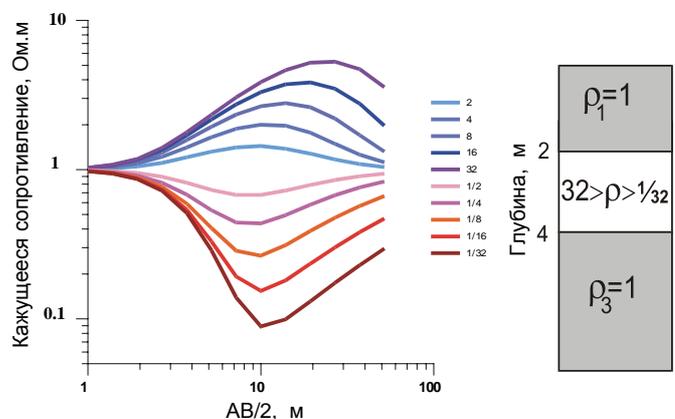


Рис.2.18. Пример трехслойных кривых ВЭЗ. Индекс кривой - сопротивление второго слоя. Справа - схема трехслойного разреза.

являются глубинные слои. Таким образом, для горизонтально-слоистой среды ρ_K равно осредненному по объему удельному сопротивлению пород. Чтобы слой проявился на кривой ВЭЗ, его мощность должна быть соизмерима с глубиной залегания. Более контрастные по сопротивлению и мощные слои проявляются сильнее. На рис.2.18 показаны трехслойные кривые ВЭЗ с изменяющимся сопротивлением второго слоя. Удельное сопротивление второго слоя меняется от 1/32 (самая нижняя кривая) до 32 (самая верхняя кривая). Кривые с максимумами называют кривыми типа К, а с минимумами - Н. Из рисунка видно, что форма кривых К является более затянутой в сторону больших разносов. Это указывает на большую глубинность кривых Н по сравнению с кривыми К. Физически это означает, что электрический ток более свободно проникает на глубину в проводящие слои, что приводит к проявлению этих слоев на меньших разносах.

Увеличение глубинности с увеличением разноса объясняется изменением соотношения плотности тока на глубине j_h к поверхностному току в точке измерения j_0

$$\frac{j_h}{j_0} = \frac{r^2}{r^2 + h^2}.$$

Из этой формулы видно, что, когда разнос r много меньше глубины h на которой мы оцениваем величину плотности тока, отношение j_h/j_0 стремится к нулю. То есть плотность тока на глубине во много раз меньше плотности тока на поверхности земли в точке, где мы измеряем напряженность электрического поля. Ток, который проникает на глубину, вызывает аномалии электрического поля, которые, постепенно затухая, распространяются в исследуемом полупространстве. Аномалии от глубинных объектов приходят к поверхности земли сильно ослабленными. Из формулы, которую мы приводили для кажущегося сопротивления, видно, что нормальные и аномальные электрические поля, складываются. Соответственно, вклад в суммарное поле глубоких зон при малом разносе будет небольшим и они не находят своего отражения в кажущемся сопротивлении. Наоборот, по мере увеличения разноса относительная плотность тока на глубине возрастает, приближаясь к величине тока на поверхности Земли. Поэтому на больших разносах проявляются глубинные неоднородности геоэлектрического разреза. Таким образом, электрические зондирования используются для изучения разрезов по глубине.

Электрические зондирования - наиболее простая и информативная технология, получившая огромное распространение во всем мире. Наибольшие объемы в области инженерной, гидрогеологической и экологической геофизики в настоящее время выполняются именно этой методикой. Даже современные автоматизированные комплексы, использующие многоэлектродные системы, в основе своей, как правило, содержат ту или иную установку ВЭЗ. Получая послойное сопротивление и мощности геоэлектрического разреза, мы достаточно просто можем превратить его в геологический разрез, так как удельные сопротивления слоев очень тесно связаны с литологией. До войны метод ВЭЗ называли электробурением, подчеркивая близкую аналогию с бурением скважин. Сейчас два эти метода, как правило, используются в комплексе. Бурение позволяет точно определить мощности слоев в данном месте и состав пород. Интерпретация параметрических зондирований ВЭЗ, которые выполняются возле скважин, позволяют определить удельное сопротивление каждого слоя. Далее по всей площади исследования выполняются рядовые зондирования, с помощью которых удастся проследить изменение мощности слоев геологического разреза и выявить неоднородности, которые могут быть изучены с помощью дополнительного бурения.

В редких случаях с помощью ВЭЗ требуется детально изучить именно геоэлектрический разрез. Необходимость такой информации возникает при устройстве анодов в схемах катодной защиты на линиях нефтепроводов и при проектировании фундаментов, когда требуется сделать антикоррозионную защиту от блуждающих токов.

Вторая модификация, которая весьма активно применяется в электроразведке - электропрофилирование (ЭП). При ЭП используется как правило только один разнос (максимум два) питающих линий, и в целом вся установка перемещается по профилю наблюдений, не меняя своей конфигурации. Неизменность разноса обеспечивает при-

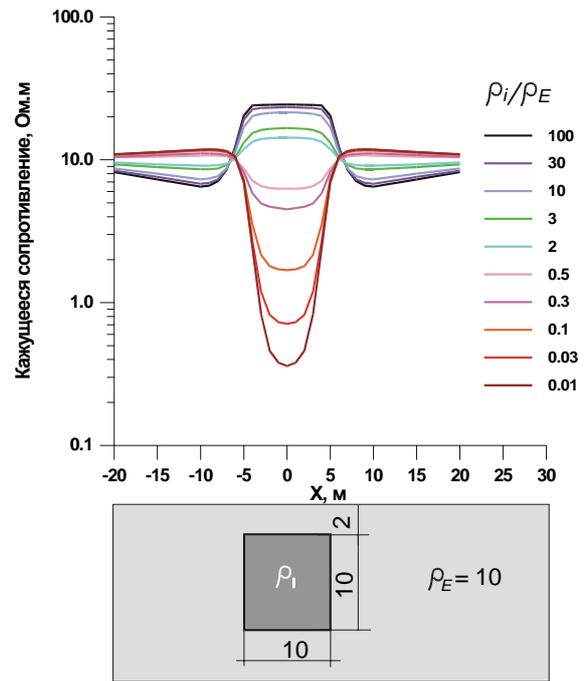


Рис.2.19. Результаты численного расчета кажущегося сопротивления по программе IE3D1. Индекс кривой означает во сколько раз сопротивление неоднородности отличается от сопротивления вмещающей среды.

мерно одинаковую глубинность во всех точках наблюдения. В результате, с помощью электропрофилирования мы как бы сканируем разрез по горизонтали до определенной глубины, выявляя неоднородности геоэлектрического разреза.

На рис. 2.19 показаны теоретические графики ЭП, рассчитанные по программе численного моделирования IE3D1, над призмой, у которой мы меняет удельное сопротивление. В данном расчете используется установка срединного градиента. На рисунке хорошо видно, что проводники проявляются гораздо более ярко по сравнению с изоляторами. За границами тела возникают сопряженные экстремумы, связанные с обтеканием тока неоднородности снизу. Если неоднородность является изолятором, то за границей тела возникает разрежение токовых линий и по краям соответственно появляются два минимума. Если неоднородность - проводник, то это приводит к подъему токовых линий к поверхности земли, что вызывает положительные аномалии кажущегося сопротивления на флангах аномалии.

2.4. Искажения кривых ВЭЗ и методика сплошных электрических зондирований

Классическая модель среды

Классическая модель исследования для метода ВЭЗ - это модель горизонтально-слоистого разреза. Для нее теоретически обоснована и за много лет идеально практически отработана методика наблюдений, в которой предусматривается увеличение разносов в геометрической прогрессии в соответствии с принципом глубинности ВЭЗ. Для уменьшения влияния ошибок наблюдений и помех, как правило, используется симметричная четырехэлектродная установка Шлюмберже. Обычно с увеличением разносов питающих электродов поочередно используется несколько линий MN разной длины, что делает кривую ВЭЗ сегментированной. Точки ВЭЗ размещают по профилям или по площади. Каждая кривая интерпретируется в рамках модели горизонтально-слоистой среды (ГСС), а затем строится общий разрез, где выделенные границы коррелируются между точками ВЭЗ. Такая методика подчиняется идее "электробурения" - есть отдельные точки, в которых изучено изменение удельного сопротивления с глубиной, а затем на геоэлектрическом разрезе все точки зондирований собираются в единое целое путем корреляции геоэлектрических горизонтов. В последнее время становится очевидным, что эта методика ВЭЗ в значительной степени исчерпала себя и одной из причин этого является ***невозможность бороться с искажениями кривых ВЭЗ, оставаясь в рамках классической модели и методики.***

Определение искажений

В процессе интерпретации экспериментальных кривых ВЭЗ часто не удается достичь удовлетворительной точности подбора. Это может быть вызвано как случайными ошибками измерений, так и такими особенностями геологическими строения, которые не укладываются в рамки горизонтально-слоистой среды (ГСС). Будем понимать под локально-нормальной кривой ВЭЗ такую кривую, которая соответствует реальному разрезу в точке зондирования, при условии, что все границы раздела слоев, пересеченные в данной точке вертикальной скважиной, считать горизонтальными. Отличия кривой ВЭЗ от локально-нормальной кривой в данной точке будем называть искажениями. Такой подход к анализу искажений был разработан в магнитотеллурических методах (М.Н.Бердичевский, Л.Л.Ваньян, В.И.Дмитриев) и оказал существенное влияние на аналогичные исследования для ВЭЗ (*Электроразведка...*,1994; Яковлев, 1988).

Признаки искажений кривых ВЭЗ

Для обнаружения искажений нужно сформулировать признаки их проявления на кривых ВЭЗ. Мы различаем несколько групп таких признаков:

1. **Для отдельной непрерывной кривой ВЭЗ:** а) когда участок кривой ВЭЗ идет вверх под углом круче 45° ; б) идет вниз круче, чем кривая с $\mu=0$; в) имеются отдельные резкие экстремумы или изломы на экспериментальной кривой ВЭЗ, которые нельзя совместить с теоретической кривой.

2. **Для сегментированной кривой ВЭЗ:** большие расстояния по вертикали между сегментами; пересечение сегментов или их взаимное расположение, не соответствующее теоретическому.

3. **Для профиля ВЭЗ:** резкие изменения формы или уровня кривых ВЭЗ при переходе от точки к точке, когда расстояние между точками зондирования меньше максимальной глубины исследования.

4. **Для пары трехэлектродных кривых ВЭЗ,** измеренных в одной точке (AMN+MNB): различия в форме этих двух кривых.

Анализ полевых данных ВЭЗ для множества участков и регионов показал, что перечисленные признаки искажений кривых, даже в самых спокойных геоэлектрических условиях, обнаруживаются на более чем 70% кривых ВЭЗ. Таким образом, можно считать установленным следующий факт: искажения кривых ВЭЗ в той или иной степени выявляются почти на всех кривых кажущегося сопротивления. Причинами искажений в подавляющем большинстве случаев являются приповерхностные геологиче-

ские неоднородности. Интерпретация искаженных кривых в рамках ГСС дает неверные результаты.

Так как искажения проявляются достаточно часто, то необходимо считать искажающие неоднородности элементом исследуемой модели. Поэтому для изучения такой модели потребовалось изменить технологию ВЭЗ, чтобы минимизировать ущерб от искажений. Чаще всего определить искажения по единичной кривой ВЭЗ трудно или практически невозможно. И наоборот, совместный анализ профильных данных ВЭЗ позволяет надежнее выявить искажения и в значительной степени их подавить. Поэтому новая технология ВЭЗ, которая называется сплошные электрические зондирования (СЭЗ), разработана для изучения модели горизонтально-слоистого разреза, включающей приповерхностные неоднородности, как источники искажений, и глубинные неоднородности, как объект поиска (рис.2.20).

Полная модель и методика ее исследования

Полная модель исследования (рис.2.20) включает три компонента: горизонтально-слоистый разрез, глубинные и приповерхностные неоднородности. *Приповерхностные неоднородности* (ППН) обычно не представляют интереса и являются чистой геологической помехой. *Глубинные не-*

однородности, как правило, являются объектом поиска. Но влияние приповерхностных неоднородностей во много раз сильнее глубинных, так как они расположены ближе к точкам возбуждения и измерения поля. Когда приповерхностных помех много и влияние их заметно, их действие подобно эффекту разбитого

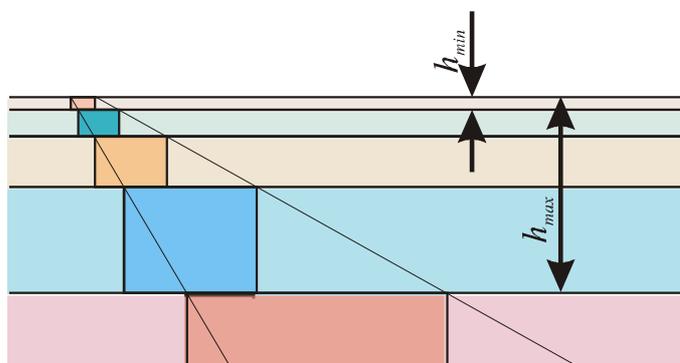


Рис.2.20. Модель слоистого геоэлектрического разреза с неоднородностями.

стекла или покрытой рябью поверхности моря, препятствующих обнаружению за ними более глубоких объектов. Учитывая сильное влияние приповерхностных помех, перед интерпретацией желательно удалить эти помехи или же ослабить их проявление. Размеры глубинных неоднородностей, когда они представляют интерес для исследования, определяют шаг зондирования, а глубина залегания изучаемых объектов - требуемую минимальную и максимальную глубину. Так как приповерхностные неоднородности не представляют интереса, а их размеры малы, то невозможно определять детальность исследования на основе учета их размеров. Но игнорировать наличие приповерх-

ностных неоднородностей нельзя. Тогда надо минимизировать число попаданий питающих электродов в неоднородности. При условии, что их расположение неизвестно, следует выполнять зондирования, увеличивая разносы с арифметическим шагом, равным расстоянию между зондированиями, таким образом, *чтобы от разных точек ВЭЗ питающие электроды попадали в одни и те же точки*. Арифметический шаг роста разносов не согласуется с

принципами зондирования, но необходим для выявления приповерхностных неоднородностей. Искажения приповерхностными неоднородностями вблизи питающих электродов при увеличении разносов в геометрической прогрессии проявляются в поле ρ_K как *случайная геологическая помеха*, а при линейном увеличении разносов с шагом, равным шагу между точками ВЭЗ - как *регулярная помеха*. В последнем случае эту помеху значительно легче обнаружить, диагностировать и впоследствии - удалить. Поэтому выполнять электрические зондирования необходимо с одним питающим электродом, например используя комбинированную установку AMN+MNB. При одновременных измерениях с двумя питающими электродами в установке Шлюмберже AMNB разобраться с диагностикой искажений значительно труднее.

Основные типы искажений кривых ВЭЗ приповерхностными неоднородностями.

Было установлено (Бобачев и др., 1995), что искажающее влияние приповерхностных неоднородностей (ППН) зависит, прежде всего, от типа элемента установки (дипольного или одиночного), попадающего на неоднородность. Кроме того, проявление искажения на кривой ВЭЗ или разрезе ρ_K зависят от того перемещается

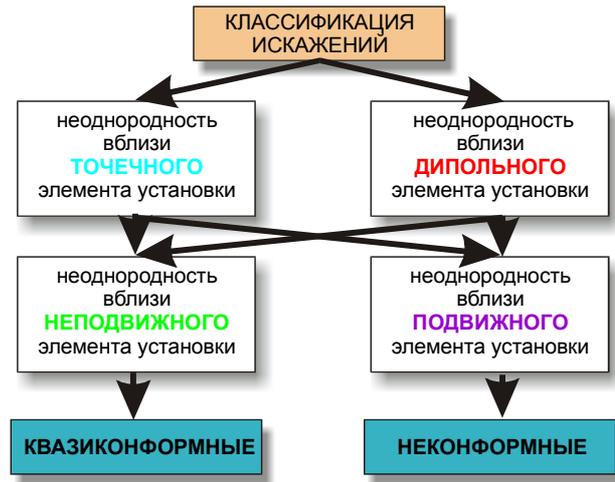


Рис.2.21. Классификация искажений, вызванных ППН

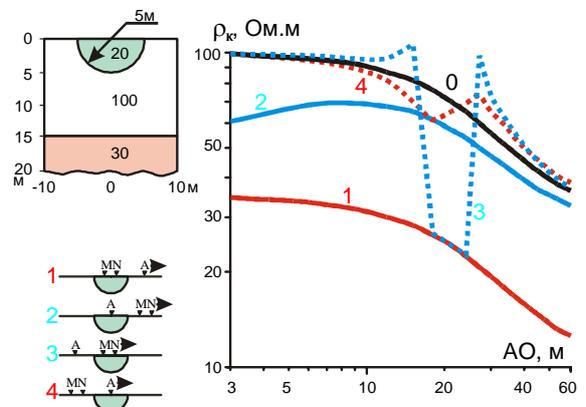


Рис.2.22. Модель (а), варианты встречи с ППН (б) и кривые AMN зондирования (в)

элемент установки, попавший в неоднородность, или остается неподвижным. Искажения неоднородностями, расположенными вблизи неподвижных элементов установки, и неоднородностями, пересекаемыми подвижными элементами установки, на кривой ВЭЗ или на разрезе ρ_K проявляются по-разному.

Искажения могут быть выявлены как на отдельной кривой зондирования, так и на псевдоразрезе ρ_K .

Рис.2.22 и рис.2.24 показывает, как проявляется полусферическая ППН на кривых ВЭЗ и разрезах ρ_K для трехэлектродной установки AMN с точкой записи, отнесенной к неподвижному элементу установки. Кривая 0 (Рис.) соответствует фоновому двухслойному разрезу без ППН. Кривые 1, 2, 3, 4 отвечают различным вариантам встречи (б) элементов установки AMN с ППН. В случае 1 неподвижный диполь MN находится над ППН в 3 м правее центра, а одиночный электрод А перемещается вправо. В случае 2 одиночный электрод А находится над ППН в 3 м правее центра, а перемещается диполь MN. В случае 3 неподвижный одиночный электрод находится вне ППН, а подвижный диполь MN проходит над неоднородностью. В случае 4 неподвижный диполь MN находится вне ППН, а одиночный электрод проходит над ней.

В рассматриваемых случаях мы наблюдаем искажения двух типов: 1) квазиконформные, 2) неконформные. Квазиконформные искажения наблюдаются в случаях 1 и 2, когда элемент установки неподвижен и находится над ППН. В этом случае кривая ρ_K смещается по оси сопротивлений, почти не меняя своей формы. Неконформные искажения наблюдаются в случаях 3 и 4, когда элемент установки перемещается над ППН. В этом случае меняется форма участка кривой ρ_K , отвечающего прохождению элемента установки над ППН. Отметим, что дипольный элемент установки дает более сильные по амплитуде эффекты, чем одиночный (поле наиболее резко меняется на границах ППН). Отметим также, что случаи 2 и 3 соответствуют методике точечных зондирования (ТЗ - питающий электрод А неподвижен, измерительный диполь MN перемещается вдоль профиля, точка записи относится к электроду А).

Для часто используемой нами установки АМН с точкой записи в середине неподвижной линии MN, искажения, связанные с питающим и измерительным элементами, различны по амплитуде и по форме. Поэтому для их описания мы используем более локальные термины - Р- и С-эффект.

Р-эффект Искажения неоднородностями вблизи приемных электродов получили название Р (или S) эффект. Р-эффект - от "potential" - измерительных электродов, а S- эффект - был так впервые назван М.Н.Бердичевским и использовался в МТЗ для описания аналогичного эффекта; название произошло от термина "sigma" - проводимость. Р-эффект проявляется как вертикальный сдвиг всей кривой или ее сегментов по оси сопротивлений без изменения формы. Можно предложить следующее объяснение Р-эффекта. Для кажущегося сопротивления можно записать следующую формулу:

$$\rho_k = k \frac{\Delta U}{I} = \frac{\rho_{MN} j_{MN}}{j_0} = \frac{E_{MN}}{j_0}.$$

Тогда главной причиной Р-эффекта следует считать изменение ρ_{MN} на приповерхностной неоднородности. Если кривая несегментирована, то Р-эффект обнаруживается при сопоставлении этой кривой с соседними кривыми, а для сегментированной кривой - по заметному расхождению сегментов по вертикали при сохранении общей формы кривой (рис.2.23). Устранение Р-эффекта называется нормализацией кривой.

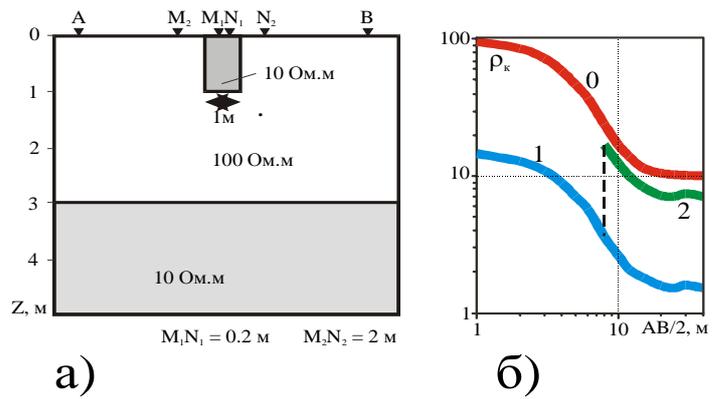


Рис.2.23. Проявление Р-эффекта на сегментированной кривой ВЭЗ.

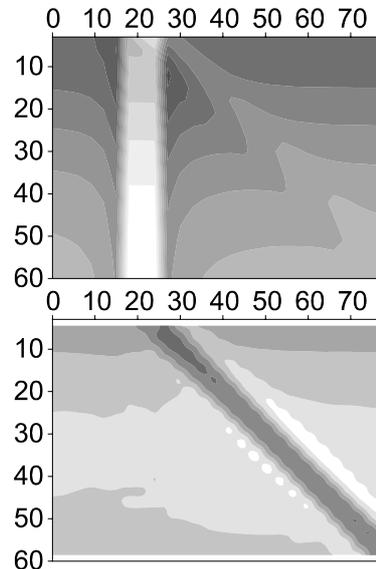


Рис.2.24. Проявление на псевдоразрезе ρ_k Р-эффекта (вверху) и на псевдоразрезе V трансформации С-эффекта (внизу).

Для сегментированной кривой сначала осуществляется ее частичная нормализация - все сегменты сдвигаются до соприкосновения друг с другом. Сопоставляя кривые по

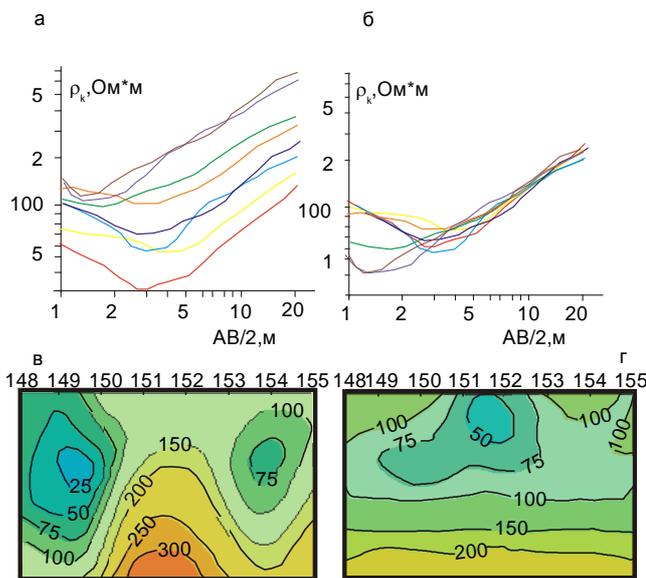


Рис.2.25. Проявление R-эффекта на полевых данных ВЭЗ (д.Красное, Куликово поле). а - исходные полевые кривые ВЭЗ, б - нормализованные ВЭЗ, в - исходный разрез кажущегося сопротивления, г - разрез после нормализации.

профилю, можно осуществить более полную нормализацию, приводя все кривые к одному базовому уровню - к той части всех кривых, которая наиболее выдержана по профилю (рис.2.25). На этом рисунке показаны практические результаты ВЭЗ на археологическом объекте у дер. Красное на Куликовом поле. Шаг между зондированиями равен 1 м, а максимальные разносы - до 20 м. Разный уровень кривых ВЭЗ на рис.2.25,а не может быть вызван глубинными объектами, хотя на разрезе ρ_k изолинии напоминают волнистую структуру. После нормализации кривых разрез

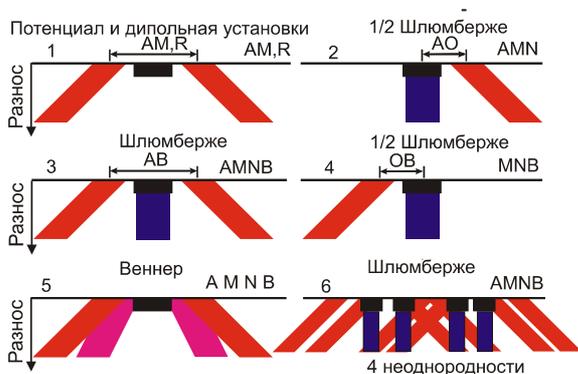


Рис.2.26. Эффекты искажений от ППН для разных установок.

ρ_k выглядит как горизонтально-слоистый (рис.2.25, г).

С - эффект - это искажения кривых ВЭЗ приповерхностными неоднородностями, вызванные движущимися над ППН питающими электродами (С эффект - от слова "current"). Хотя отражения на графиках профилирования и зондирования моментов

перехода перемещаемого питающего электрода через приповерхностную неоднородность (контакт, пласт: полусферу и т.п.) были известны давно из работ И.М.Блоха, В.Р.Бурсиана, А.И.Заборовского и др., но как серьезная причина искажений кривых зондирования С-эффект был осознан в 1991 г., сначала на результатах математического моделирования и лишь после этого на экспериментальных данных. Причина в том, что при стандартной методике зондирования и на разрезе кажущихся сопротивлений его очень трудно распознать.

Проявление С-эффекта на кривой AMN над полусферической ППН показано на Рис. (кривая 4), а проявление на псевдоразрезе ρ_K - на Рис.а. Сильная вертикальная аномалия на рис.2.24 - это Р-эффект, а С-эффект можно заметить по искривлению изолиний в виде наклонной зоны на разрезе ρ_K под углом 45° (вправо вниз). Когда питающий электрод попадает в неоднородность, кривая ВЭЗ заметно искажается на 1-2 разносах за счет резкого перераспределения плотности тока в разрезе.

С-эффект обладает рядом особенностей, делающих его еще более опасным, чем Р-эффект: а) изменяется форма кривой и следовательно, тип разреза и видимое число слоев; б) на серии кривых ВЭЗ по профилю он проявляется на разрезе ρ_K один как наклонный слой, причем с использованием линейного масштаба по оси разносов он выглядит прямолинейным, а с использованием логарифмического масштаба - изогнутым; в) при стандартной методике зондирования с четырех электродной установкой Шлюмберже и логарифмическим шагом увеличения разносов С-эффект может возникать то от электрода А, то от В, и на соседних кривых по профилю проявляться нерегулярно, лишь при точном попадании питающего электрода в неоднородность. При этом пропадает главный диагностический признак - форма искажения; г) на разрезах ρ_K С- эффект плохо заметен за счет фоновых изменений поля.

На рис.2.27 показано происхождение С-эффекта (или неконформного искажения), возникающего от одной ППН при измерениях с разными точками расположения неподвижного диполя MN и одним подвижным электродом А, проходящим над ППН (темный прямоугольник). Система координат: расстояние по профилю (вправо), разнос АО (вниз). Точка записи относится к MN. При выборе линейного масштаба по оси разносов АО в данной системе координат, соответствующей разрезу ρ_K , С-эффект проявит себя как линейная зона искажений, наклоненная под углом 45° . Так как разносы АО начинаются с некоторого R_{min} , и разрез ρ_K рисуется с этого уровня, показанного на рис.2.27 горизонтальной линией, то аномалия от С-эффекта подходит к этому уровню не в точке фактического размещения ППН, а на расстоянии R_{min} от нее.

Рис 2.26 представляет искажающие эффекты, вызванные ППН на разрезе ρ_K для разных установок. Случаи 4 и 5 соответствуют трехэлектродной установке AMN и MNB, с точкой записи в центре MN. Попадание MN в ППН вызывает Р-эффект (показан вертикальными линиями), а попадание токовых электродов А или В - вызывает С-эффект (показан наклонными линиями). Для установки Шлюмберже (случаи 2 и 3) на разрезе ρ_K от каждой ППН распространяются три луча искажений (вертикально вниз Р-эффект и два

луча от С - эффектов, расходящихся от ППН с ростом разноса АО. Для нескольких ППН (случай 3) искажающие эффекты накладываются друг на друга и в результате возрастает общий уровень геологических помех и уменьшаются возможности корреляции кривых ВЭЗ по профилю, вплоть до полной потери возможности прослеживания границ в разрезе по данным ВЭЗ. Случай 1 на рис.2.26 соответствует установкам АМ и АВМN (ДОЗ) с точкой записи в центре установки. В этом случае токовые и приемные элементы установок эквивалентны, поэтому ППН вызывает появление двух одинаковых линии искажений, расходящихся на разрезе ρ_K под углом 45° . Искажения для установки Веннера имеют наиболее сложную форму. Так как одновременно растут как разносы АВ, так и MN, и при этом с разной скоростью, а точка записи остается неподвижной, то углы наклона зон искажений от электродов АВ и MN на разрезе ρ_K различаются. При наличии нескольких ППН все эти зоны накладываются друг на друга, и поле ρ_K оказывается очень сложным.

Алгоритм "Медиана"

Для удаления Р-эффекта может быть использовано несколько процедур: 1) ручная визуальная нормализация (приведение всех кривых к одному выбранному заранее уровню по одному, общему для всех кривых ВЭЗ участку кривых; 2) статистическая нормализация на основе метода главных компонент (алгоритм МРС); 3) статистическая нормализация на основе алгоритма медианной полировки.

Алгоритм медианной полировки был предложен Дж.Тьюки (Тьюки, 1981), а для обработки профильных данных ВЭЗ использован Е.В.Перваго. Тьюки предложил для обработки табличных данных использовать следующий алгоритм. На первом шаге для каждой строки таблицы находится ее медиана, и затем она вычитается из каждого значения в строке. На втором шаге та же операция применяется к столбцам таблицы. Затем эти шаги периодически повторяются. В результате мы имеем разложение первоначальных данных на три составляющих - "эффекты" строк, столбцов и остатки.

Применение алгоритма для обработки данных ВЭЗ имеет свои особенности. Эффект горизонтально-слоистого разреза будет оди-

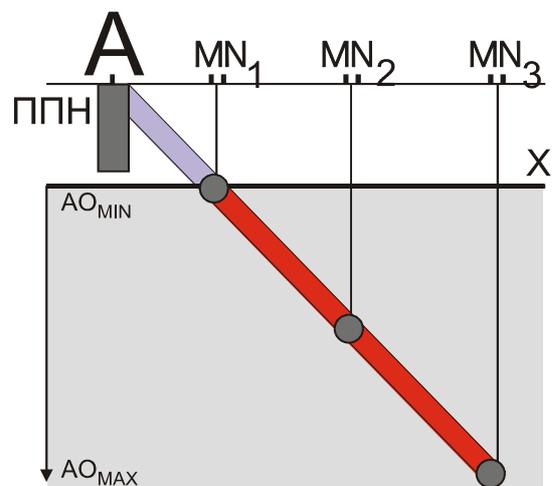


Рис.2.27. Схема возникновения С-эффекта.

наков для всех точек и соответствует "эффекту" строк. Р-эффект будет одинаков для всех разносов в данной точке и будет проявляться в виде "эффекта" столбцов. И, наконец, С-эффект проявляется в виде линий, наклоненных под углом 45° влево или вправо, в зависимости от типа установки и технологии зондирований. Применим алгоритм медианой полировки для такой таблицы, но с некоторым дополнением. Кроме "эффектов" строк и столбцов включим в процесс вычислений и наклонные линии, соответствующие С-эффекту (см.рис.2.27.). Результатом работы алгоритма является разложение исходного поля на несколько составляющих:

а) Р- и С-компоненты - связаны с положением подвижных и неподвижных элементов установки;

б) НЛ - компонента - отражают влияние горизонтально-слоистой среды;

в) некоторые остатки.

Таким образом можно записать следующее разложение поля ρ_k :

$$\rho_k^{AMN}(x, r) = \rho_k^{HL}(r) \cdot \rho_k^P(x) \cdot \rho_k^{CA}(x-r) \cdot \varepsilon^{AMN}(x, r),$$

$$\rho_k^{MNB}(x, r) = \rho_k^{HL}(r) \cdot \rho_k^P(x) \cdot \rho_k^{CB}(x+r) \cdot \varepsilon^{MNB}(x, r).$$

На рис.2.28 показан пример разложения модельного поля ρ_k (модель показана на рис.2.27) на составляющие. На рисунке видно, что большая часть искажений, связанных с неоднородностью ушла в Р- и С-компоненты. Горизонтально-слоистая состав-

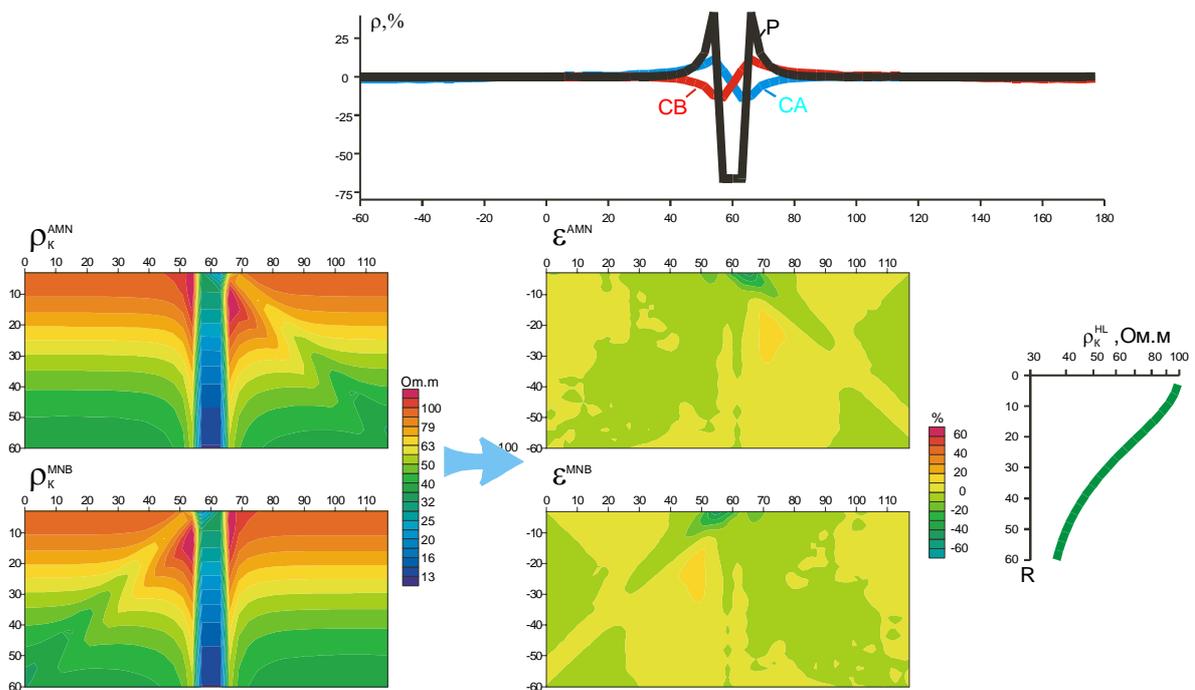


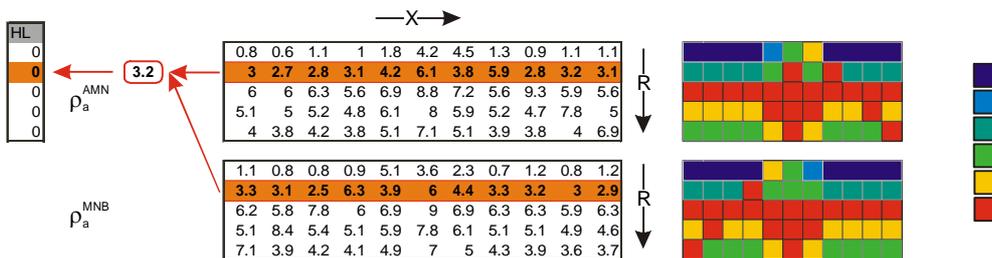
Рис.2.28. Пример разложения поля ρ_k на составляющие.

ляющая (НЛ) практически точно соответствует горизонтально слоистой среде. В подобном, идеальном случае, просто достаточно отбросить все компоненты, кроме НЛ, которую в дальнейшем и интерпретировать.

Однако, в реальной ситуации все не так просто. Любое изменение геоэлектрического разреза по горизонтали оказывает влияние на Р- и С-компоненты. Такие изменения могут вызываться изменением мощности слоев, их глубины и электрических свойств, существованием глубинных неоднородностей. Все эти факторы представляют интерес для интерпретации и ими не следует пренебрегать. Для преодоления возникших трудностей можно воспользоваться тем фактом, что в преобладающем числе случаев приповерхностные неоднородности имеют гораздо меньшую протяженность по латерали, чем глубинные неоднородности или изменчивость горизонтально-слоистой части разреза. На основании этого предположения можно разложить все компоненты, кроме (НЛ) на составляющие - локальную и региональную. Сделать это можно с помощью различных методов пространственной фильтрации, например, с помощью простого сглаживания. Варьируя параметры сглаживания можно регулировать процесс разделения. После подобного разделения можно восстановить поле ρ_K без потери информации о глубинных частях разреза.

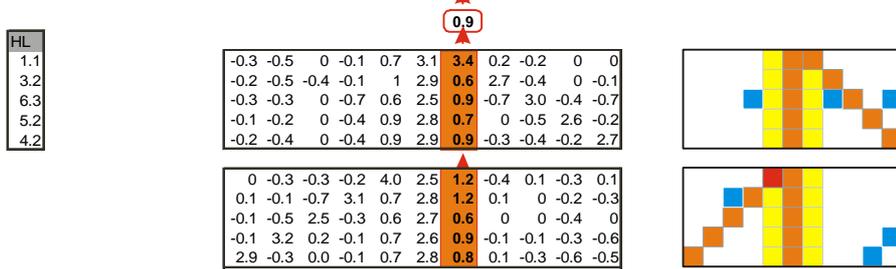
Шаг 1. Удаление HL - компоненты

P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



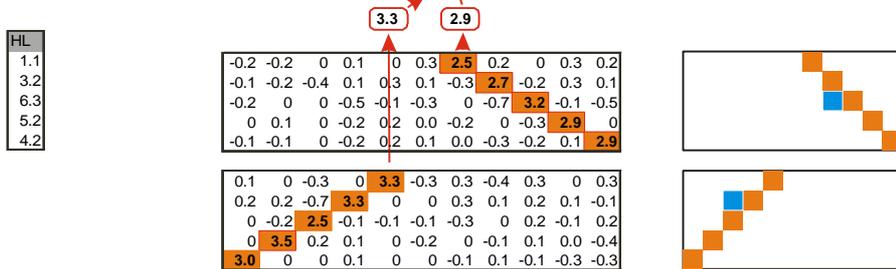
Шаг 2. Удаление P-компоненты

P	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



Шаг 3. Удаление CA и CB-компонент

P	0	0	0	0	0	-0.1	-0.3	0	-0.2	0.7	2.8	0.9	0	-0.2	-0.3	-0.2	0	0	0
CA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



Шаг 4. Результат (и возвращение на Шаг 1).

P	0	0	0	0	0	-0.1	-0.3	0.0	-0.2	0.7	2.8	0.9	0	-0.2	-0.3	-0.2	0	0	0
CA	-0.1	-0.1	0.0	-0.1	-0.2	-0.2	0	-0.2	0.0	-0.3	2.9	-0.1	0	0.2	0.2	0	0	0	0
CB	0	0	0	0	0	0	0	0.1	0.1	0.0	-0.1	3.3	0	0	0	0	0.1	0	-0.4

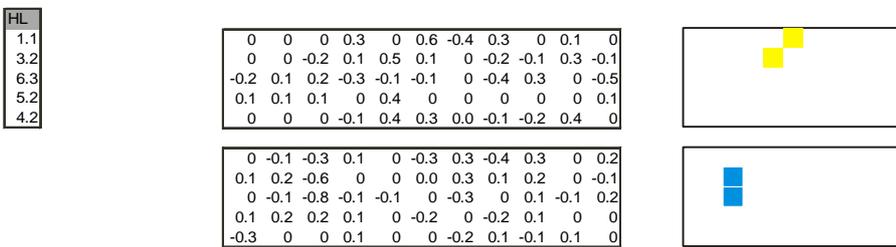


Рис.2.29. Пример работы алгоритма "Медиана"

Величины P и C - эффектов могут быть оценены отдельно для каждого пикета профиля и представляют интерес сами по себе, так как отражают поведение неоднородностей в верхней части разреза.

Данный алгоритм реализован в программе Median, входящей в пакет IPI-2D и позволяет выявить эффекты искажений приповерхностными неоднородностями и удалить их, увидеть глубинные неоднородные объекты и выделить составляющую горизонтально-слоистого разреза. Слоистый разрез может быть подвергнут количественной 1D интерпретации. Глубинные объекты могут быть промоделированы с помощью расчета прямой задачи для 2D модели, включающей как эти неоднородности, так и слоистый разрез.

Модельный пример

Покажем возможности работы алгоритма Median на примере модели, центральная часть которой показана на рис.2.30. За ее пределами неоднородности отсутствуют. Общая длина области моделирования - 700 м. В первом слое находятся пять объектов, имитирующие приповерхностные неоднородности. Во втором слое одна неоднородность пониженного сопротивления - модель палеодолины, в третьем слое - зона пониженного со-

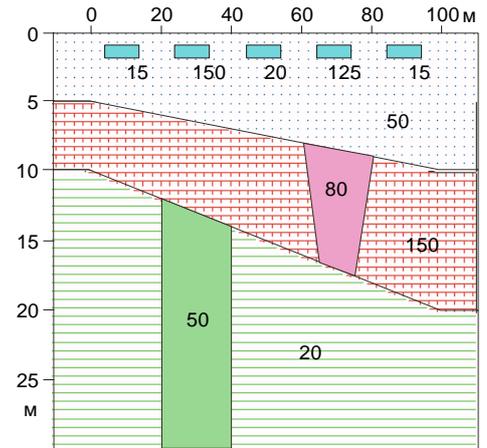


Рис.2.30. Модель слоистой среды с глубинными объектами и ППН.

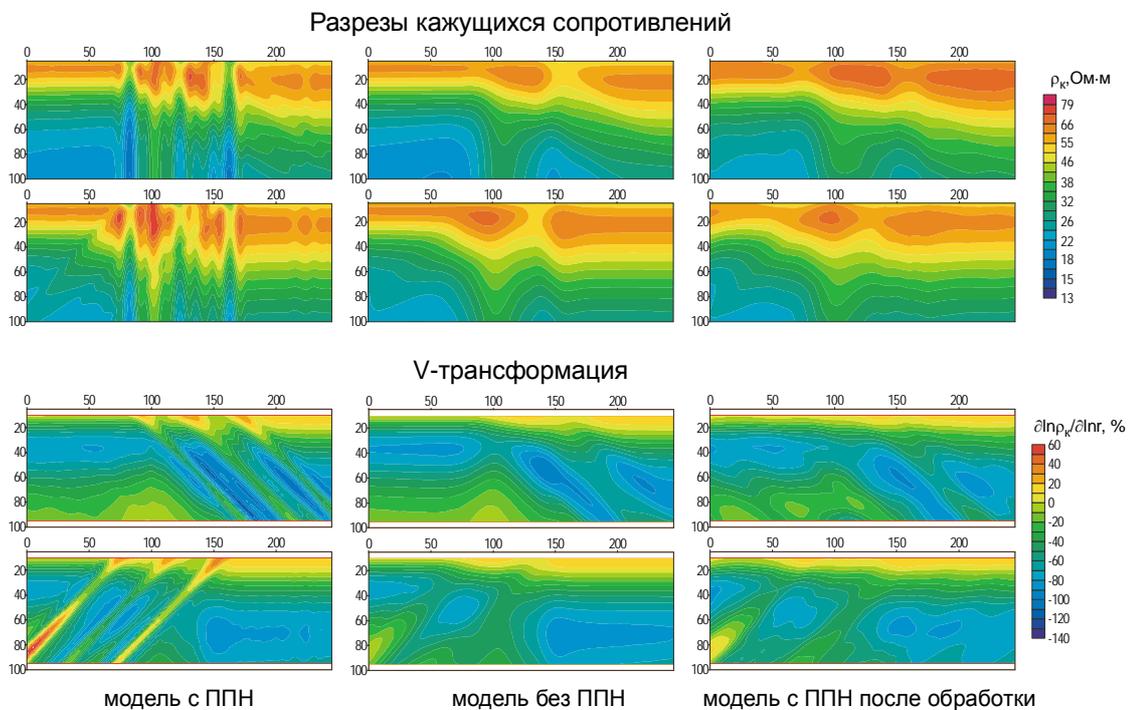


Рис.2.31. Модельные разрезы ρ_k . Два верхних горизонтальных ряда - разрезы ρ_k для AMN и MNB. Нижние два ряда - их V-трансформации. Левый вертикальный ряд - разрезы ρ_k и их V-трансформации для полной модели. Средний вертикальный ряд - для модели без ППН и правый - результаты работы алгоритма MEDIAN.

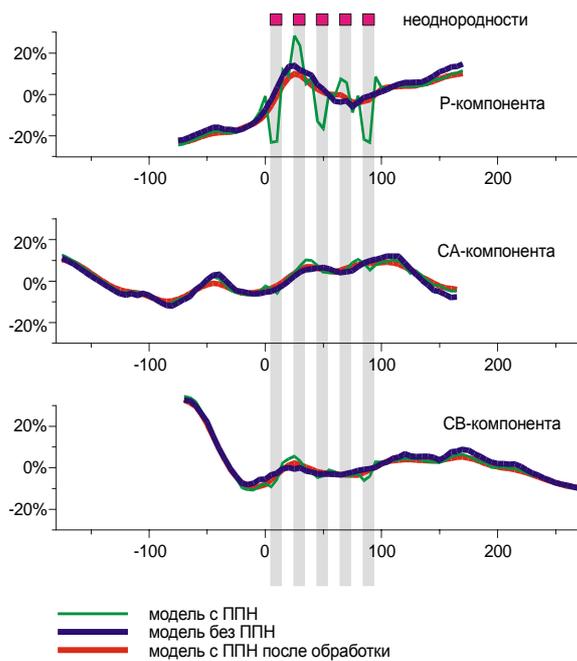


Рис.2.32 Результаты разложения полей ρ_K на компоненты по программе MEDIAN для модельного примера (рис.2.30).

Рис.2.31 (правая колонка) показаны окончательные результаты работы алгоритма. Сравнение модельных результатов без ППН и результатов обработки доказывает эффективность работы алгоритма.

На рис.2.32 показаны компоненты поля ρ_K для двух этих моделей - с неоднородностями и без. Хорошо видно, как это уже было сказано выше, что на P-, SA- и SW-компоненты оказывает влияние не только неоднородности но и остальной вмещающий разрез. На том же рисунке показаны компоненты после их обработки по программе MEDIAN. Совпадение компонент для модели без неоднородностей и после обработки показывает корректность работы алгоритма.

противления - модель тектонической зоны. Шаг ВЭЗ по профилю - 5 м, разносы ВЭЗ от 5 до 100 м, номера пикетов ВЭЗ от -15 до +35, т.е. рабочая часть профиля - 300 м. Разрезы ρ_K и их V-трансформации показаны на Рис.2.31 (левая колонка). Хорошо прослеживается влияние ППН в виде вертикальных полос на разрезе ρ_K (P-эффект) и наклонных (C-эффект). C-эффект проявляется более четко на V-трансформации. На том же рисунке показаны модельные результаты в случае отсутствия неоднородностей (центральная колонка). На

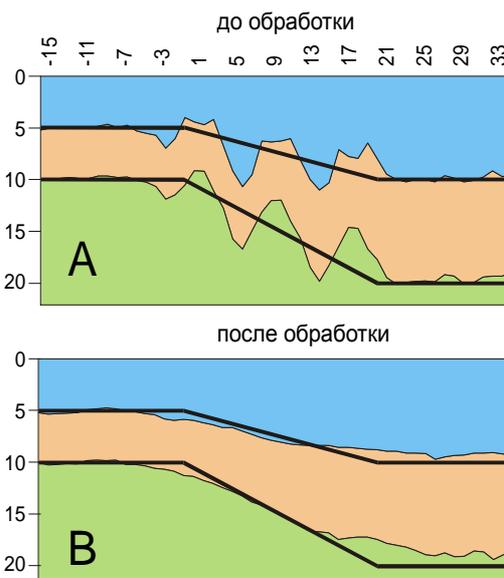


Рис.2.33. Сравнение результатов 1D интерпретации ВЭЗ для модели с рис.10 до (а) и после (б) обработки

Если модельные данные ρ_k из примера на рис.2.31 преобразовать к установке AMNB и осуществить 1D интерпретацию, то форма границ окажется сильно искаженной (глубинная структура изучается как бы через разбитое стекло) (см. рис.2.33а). Если же выполнить фильтрацию искажений, то одномерная интерпретация воспроизведет структуру модели с существенно большей точностью (см. рис.2.33б). Дополнительной оценкой качества обработки может являться величина среднеквадратической погрешности интерпретации кривых ВЭЗ (невязка). Графики таких погрешностей до и после обработки для всех точек ВЭЗ по профилю показаны на рис.2.34. Как на теоретических моделях, так и на большом экспериментальном материале нами установлено, что после обработки заметно снижается погрешность интерпретации, причем наиболее заметно там, где находились ППН (Рис.2.34, Пк -5-+20). Практическое снижение погрешности в 4-5 раз резко повышает возможность метода и выявлению глубинных объектов и точность интерпретации.

В настоящее время технология сплошных электрических зондирований получила довольно широкое распространение в нашей стране, благодаря разработанности полевой методики, алгоритмов обработки и интерпретации. В настоящий момент Институт Космических Исследований разработал аппаратуру для выполнения СЭЗ, дополнив ее измерениями вызванной поляризации (см. главу 4). СЭЗ стали рабочим инструментом многих геофизиков, специализирующихся в области инженерной геофизики (фирма "Северо-Запад", ин-т ГЕОН, С.Петербургский государственный горный ун-т и др.). Технология СЭЗ непрерывно развивается, особенно в области интерпретации полевых данных. При этом алгоритм медианной полировки в настоящий момент является одним

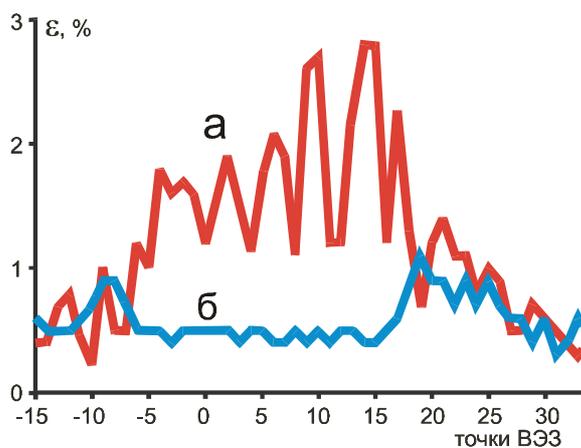


Рис.2.34. Среднеквадратические погрешности интерпретации ВЭЗ до (а) и после (б) обработки.

из основных звеньев обработки СЭЗ. Во второй части данной монографии приведены результаты полевых исследований на объектах нефтяной промышленности. Основная их часть получена с помощью технологии СЭЗ.

Метод главных компонент (алгоритм МРС)

Для удаления С-эффекта также может быть использован алгоритм МРС. Алгоритм МРС (Method of Principal Components) является одним из вариантов факторного анализа, который достаточно широко известен в статистике. Факторный анализ часто используется для обработки многомерных геофизических данных (Справочник геофизика, 1982). Алгоритм МРС позволяет разложить поля признаков на линейно независимые компоненты по степени возрастания дисперсии этих компонент. При этом геофизические аномалии могут быть выявлены на одной или нескольких компонентах, если в этих компонентах удастся разделить функции распределения параметров от изучаемых объектов.

На рис.2.35 показана идея метода главных компонент для двух признаков. Пусть имеется некоторый участок, на котором мы отсняли два геофизических поля $A(x,y)$ и $B(x,y)$. Изобразим результаты съемки в виде точек расположенных на бланке с осями, вдоль которых для каждой точки на местности будут отложены значения A и B . В этом случае можно найти главную ось, в пределах которой дисперсия поля меняется максимально. Поворотом осей координат мы добиваемся того, чтобы главная ось A' была направлена вдоль линии максимальной дисперсии. Тогда ось B' будет направлена в сторону наименьшей дисперсии. Теперь мы видим, что вдоль оси A' происходит полное взаимное наложение распределения параметров от разных объектов и этот случай соответствует первой компоненте поля, а вдоль оси B' (вторая компонента поля) происходит четкое разделение функций распределения от нескольких объектов.

Весьма доходчиво и подробно основы метода главных компонент изложены в книге Дэвиса (1990). Впервые метод главных компонент для анализа разрезов кажущегося сопротивления, полученных над двумерными геоэлектрическими структурами, использовал Р.Венцалек в своей диссертационной работе (Венцалек, 1991). Он ограничился лишь общей констатацией некоторых особенностей аномального поля, не связывая их проявления с определенными типами искажений кривых ВЭЗ. По его мнению, на 2-ой компоненте поля наиболее четко выделяются аномалии типа «нефтяная залежь». Однако нами при подробном анализе работы Венцалека было отмечено, что на первой компоненте хорошо выделяется горизонтально слоистая часть и Р-эффект. Поэтому для анализа разрезов кажущегося сопротивления нами была создана своя версия программы для метода главных компонент.

В применении к вертикальным электрическим зондированиям идею метода можно сформулировать следующим образом. Пусть на профиле наблюдений зарегистрированы значения кажущегося сопротивления на N разносах и M пикетах. Будем считать совокупность значений кажущегося сопротивления на каждом разносе за отдельный признак. Тогда каждый пикет будет выглядеть как точка в N -мерном пространстве, и у нас будет M таких точек. Границы области распространения точек в N -мерном пространстве примерно описываются M -осным эллипсоидом. Задача МГК - повернуть оси

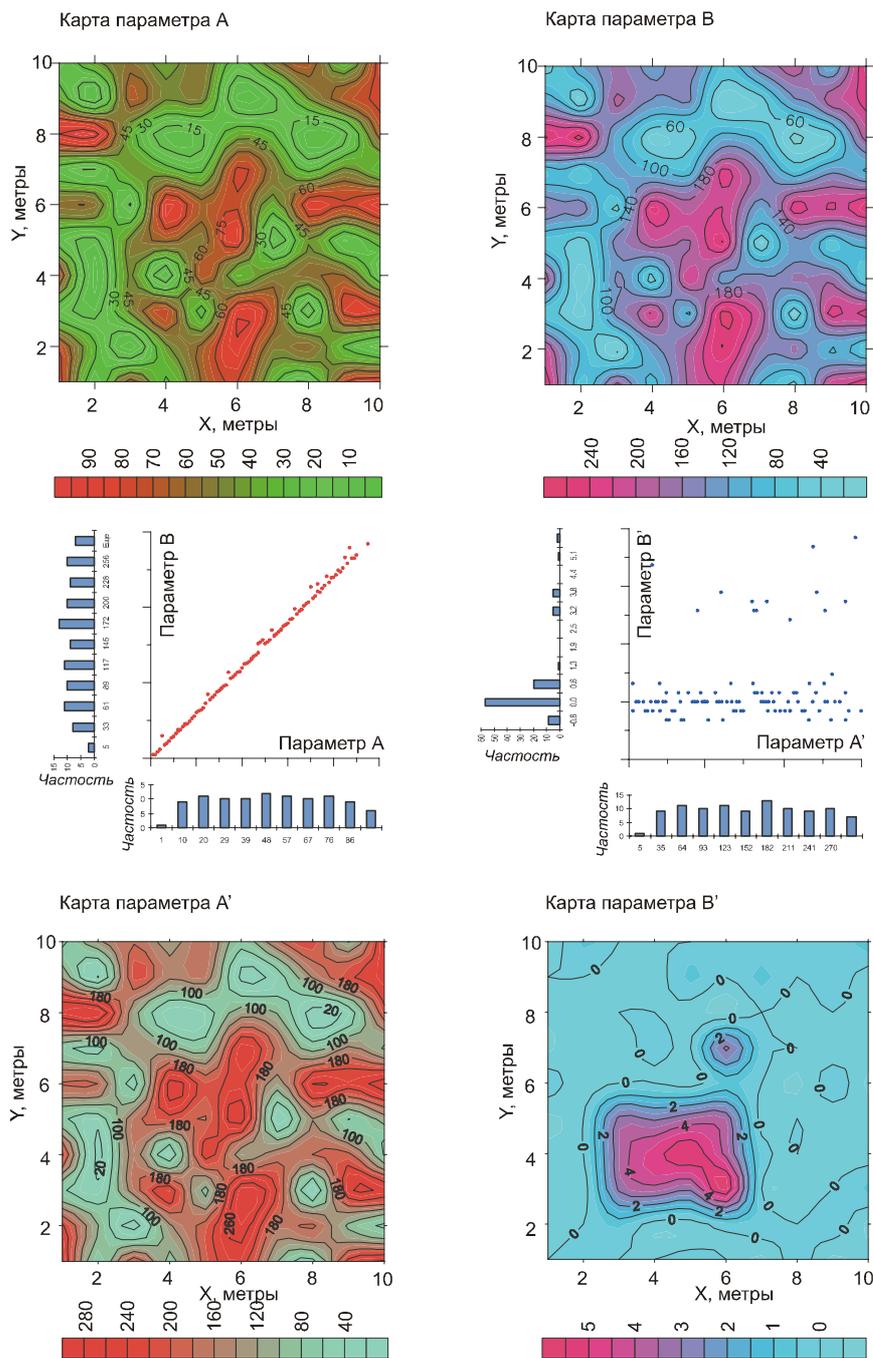


Рис.2.35. Пример разложения поля на компоненты. Верхний ряд - исходные поля параметров А и В.

координат так, чтобы они были направлены вдоль осей N-осного эллипсоида. Тогда проекции точек на новые оси нам дадут независимые, некоррелируемые параметры, которые и называются главными компонентами. Для того, чтобы новые значения имели физический смысл, их проецируют на старые оси и получают величины, похожие на исходные поля. При этом первой компонентой можно считать проекции на первую ось исходных параметров. Сумма всех главных компонент дает нам исходное поле (в данном случае полевой разрез кажущегося сопротивления). При отбрасывании компонент высокого ранга, дающих небольшой вклад в общую дисперсию поля, МРС работает как метод пространственной низкочастотной фильтрации, при которой максимально сохраняется форма низкочастотной составляющей, а высокочастотные составляющие подавляются. Экспериментальные исследования показали, что основная часть информации о геоэлектрическом разрезе содержится в первых двух-трех компонентах поля. Остальные компоненты связаны с помехами (главным образом с аномалиями от питающих электродов или С-эффектом). Отбрасывание высокочастотных компонент приводит к значительному сглаживанию поля.

На рисунке 2.35 показан пример разложение полей, условно названных А и В, на две компоненты. Условия задачи следующие. На одной и той же площади, в одних и тех же точках сняты два геофизических параметра А и В (например, это могут быть результаты электропрофилирования и данные магниторазведки). Видно, что два этих поля сильно коррелируют друг с другом т.е. практически отражают одну и те же условные геологические характеристики данного участка. Поэтому в том виде как они представлены на картах в верхнем ряду рис.2.35 один из параметров является избыточным, так как не несет новой дополнительной информации. Эта ситуация полностью подтверждается диаграммой корреляцией между двумя параметрами (левая картинка в среднем ряду рис.2.35). Теперь развернем новую ось этой диаграммы вдоль облака корреляции точек и соответственно - поперек. Назовем эти оси параметрами А' и В'

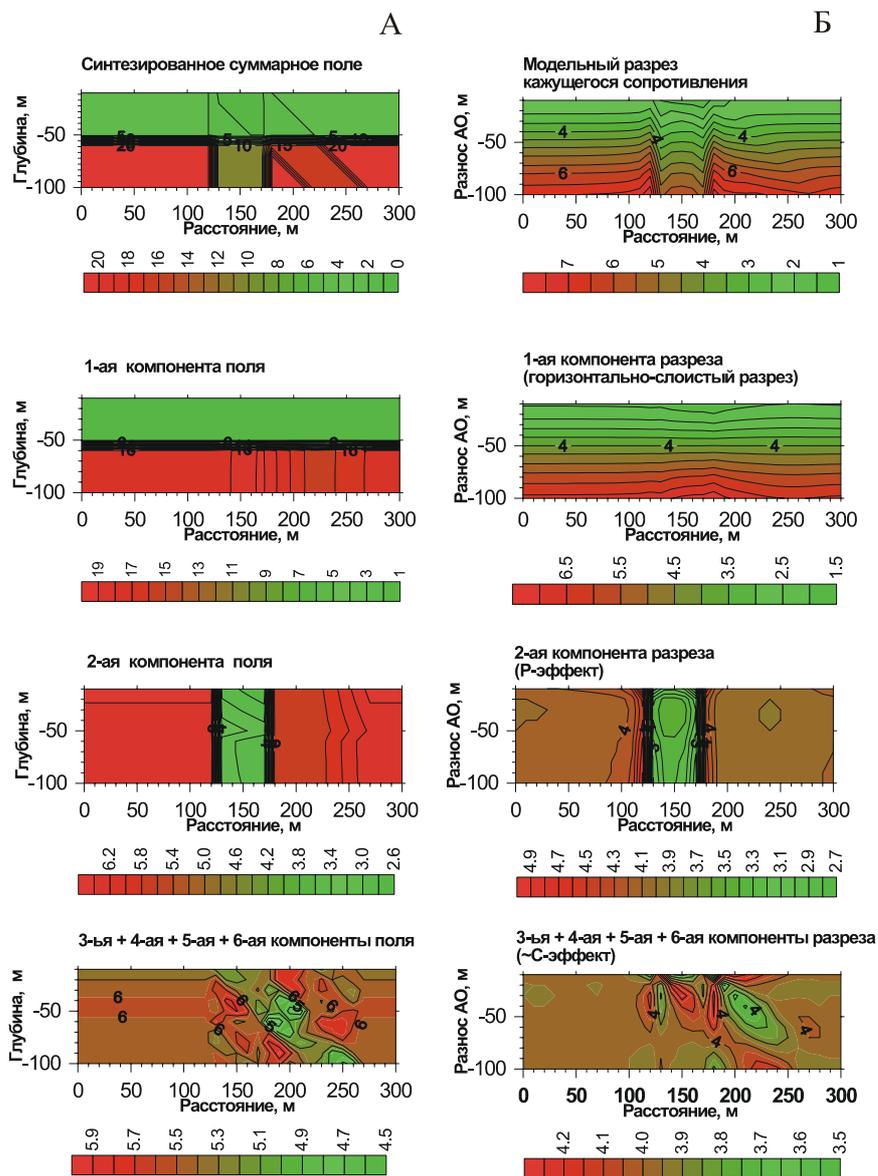


Рис.2.36. Разложение псевдоразрезов ВЭЗ на компоненты по алгоритму MPC. А- синтезированный цифровой разрез $\rho_k(x,z)$. В- модельный разрез для установки Amn, рассчитанный по программе IE2DP1.

Из рисунка видно, что корреляция между этими параметрами пропала. Параметры А' и В' - линейно независимы! Они несут новую информацию об исследуемом участке. По прежнему параметр А' сильно напоминает по характеру поля исходные «родительские» поля А и В. На карте параметра В' четко проявилась аномальная зона, которая компактно расположена в центральной части участка. Таким образом, разложение на главные, линейно независимые компоненты дает возможность разделить сильные и слабые воздействия при формировании геофизических полей.

На рис.2.36 показан пример того, как алгоритм MPC применяется для обработки разрезов вертикального электрического зондирования. Левая колонка разрезов на

рис.2.36 соответствует искусственной синтезированной цифровой модели разреза, в которой предусмотрены основные типы аномалий на псевдоразрезах ВЭЗ. В первую очередь - это часть, отвечающая за горизонтально слоистый разрез, который меняется по закону $\rho_{GCC}(z)=(2,2,2,2,2,20,20,20,20,20)$. Вторая часть поля отвечает за изменения, связанные с действием Р-эффекта и меняется в горизонтальном направлении по закону $\rho_P(x)=(...,1,1,1,1,1,1,0.5,0.5,0.5,0.5,0.5,1,1,1,1,1,...)$. Третья часть поля отвечает за С-эффект и меняется по закону $\rho_C(x,z)=(...,1,1,1,1,1,1,0.8,0.8,0.8,0.8,0.8,1,1,1,1,1,...)$. Синтезированный разрез получен перемножением составляющих поля

$$\rho_k(x,z) = \rho_{GCC}(z) \rho_P(x,z) \rho_C(x,z).$$

Справа на рис.2.36 показаны разрезы, соответствующие реальной двумерной модели горизонтально слоистого разреза, которая содержит приповерхностную неоднородность. Результаты разложения синтезированного и модельного поля кажущегося сопротивления показывают прямое сходство этих двух ситуаций, что доказывает эффективность применяемого алгоритма МРС для обработки полевых данных.

В течение ряда лет мы активно использовали МРС для подавления С-эффекта и низкочастотного сглаживания разрезов кажущегося сопротивления. Программа МРС хорошо зарекомендовала себя в разнообразных геологических условиях. При этом заметно устраняется С-эффект и достаточно уверенно

Средний ряд слева - корреляция между исходными параметрами А и В. Средний ряд справа - корреляция восстанавливается горизонтально-слоистый геоэлектрический разрез. Для этого необходимо на завершающей стадии обработки перед интерпретацией после МРС произвести объединение двух разрезов Amn и mnB в разрез AmnB путем суммирования между новыми параметрами А' и В'. Нижний ряд - карты новых параметров А' и В' (слева - первая компонента, справа - вторая компонента).

В завершении этой части хотелось бы отметить, что по сути своей алгоритм MEDIAN и MPC делают примерно одинаковую обработку - разложение псевдоразреза кажущегося сопротивления на составляющие. Число составляющих в методе MPC равно числу разносов, на которых мы работаем. При этом критерий разложения - дисперсия полей составляющих. Число компонент поля в алгоритме MEDIAN строго фиксировано и соответствует нашим представлениям об электрическом поле над сложными моделями геоэлектрического разреза. Таким образом, алгоритм сглаживания MPC является более формальным, а алгоритм сглаживания MEDIAN адаптирован с точки зрения того, что мы исследуем. Надо отметить, что в ряде случаев, когда реальная модель разреза сильно отличается от идеализированной, алгоритм MPC работает более эффективно.

В реальных условиях при обработке полевых данных базовым алгоритмом является MEDIAN. Однако в случае очень сильных искажений разрезов кажущегося сопротивления этот алгоритм не справляется с подавлением помех. Поэтому в ряде случаев мы используем комбинацию из алгоритма MPC и MEDIAN, добиваясь, во-первых, максимального подавления наклонных аномалий на разрезах V-трансформации, и, во-вторых, максимального подавления Р-эффекта, ко-

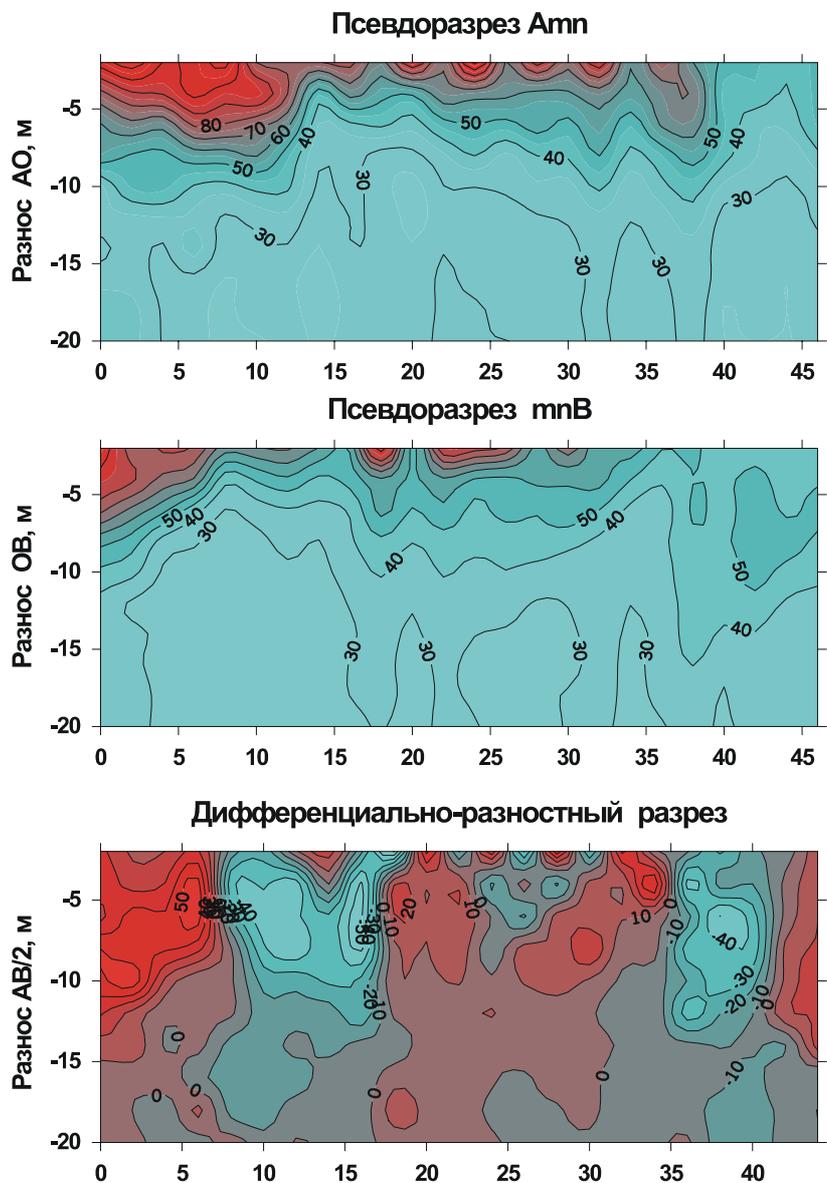


Рис.2.37. Результаты СЭЗ в Южном Бутово (Москва). На нижнем дифференциально-разностном разрезе голубым цветом выделяются аномалии над траншеями.

торый проявляется на разрезах кажущегося сопротивления.

В 1996 году авторами книги были выполнены работы на территории микрорайона Южное Бутово, который административно входит в состав Москвы (несколько километров южнее кольцевой автодороги). Работы проводились на месте массовых захоронений советских граждан. В наши дни здесь воздвигнута церковь в память о погибших людях. В нашу задачу входило картирование могил, в которых складывались тела. Мы отработали достаточно большую часть участка, общая площадь которого составляет примерно 500 x 500 м. Учитывая высокую детальность, с которой было необходимо проводить съемку, шаг по профилю наблюдений и соответственно по разностям составлял 2 м. На рис.2.37 показаны результаты электрических зондирований по технологии СЭЗ. В районе пикета 10 и 38 четко на дифференциально-разностном разрезе выделяются аномалии, которые вызываются могилами-траншеями. В последующем неглубокими археологическими раскопками, удалось полностью подтвердить правильность наших заключений.

2.5. Бесконтактные электрические зондирования

2.5.1. Введение

Технология бесконтактного профилирования существует уже около 40 лет. Значительно позднее в институте ВИРГ (г. Санкт-Петербург) был разработан метод бесконтактного электрического зондирования (БЭЗ). Теоретические основы метода изло-



Рис.2.38. Измерение электрического поля с помощью телескопической антенны.



Рис.2.39 Измерение электрического поля на асфальте с помощью активных электродов

жены в монографии А.С.Нахабцева (1992). Аппаратуру разработал и внедрил в практику электроразведки Б.Г.Сапожников (Ортогональное электрзондирование., 1990).

Возникновение метода БЭЗ было вызвано необходимостью производить полевые измерения в городских условиях и зимой, когда заземление питающих и приемных электродов является затруднительным. Идея метода заключается в том, что измерения проводятся на переменном токе в условиях глубокой ближней зоны, то есть на достаточно низкой частоте, а стекание тока в разрез и измерение разности потенциалов обеспечивается за счет электрической емкости, которая возникает между генераторными и приемными датчиками с одной стороны и землей с другой. При этом за счет понижения частоты и приближения к самому источнику добиваются того, чтобы наблюдаемое поле имело структуру электрического поля постоянного тока. Таким образом, за счет использования переменного тока мы обеспечиваем стекание тока из питающих линий, а ближняя зона обеспечивает нас всеми преимуществами постоянного тока. Так называемая ближняя зона располагается вблизи источника электромагнитного поля. В пределах ближней зоны преобладает составляющая, связанная с полем самого источника, то есть наблюдается чисто геометрическое кулоновское убывание поля. Применимость законов постоянного тока дает возможность рассматривать сравнительно простую хорошо разработанную теорию метода и соответственно аппарат интерпретации данных.

2.5.2. Основы метода

Бесконтактное возбуждение электрического поля в земле возможно только при использовании переменных полей с частотой не ниже нескольких сот Гц. Электрические зондирования на переменном токе могут быть отнесены к методу сопротивлений на постоянном токе при условии отсутствия зависимости результатов измерений от рабочей частоты. Повышение частоты приводит к ограничению глубинности метода. Поэтому при частоте 625 Гц на хорошо проводящих разрезах максимальные размеры линий АВ могут достигать 100 м и, следовательно, реальная глубинность может составлять 20-30 м.

Бесконтактное возбуждение электрического поля в земле произво-

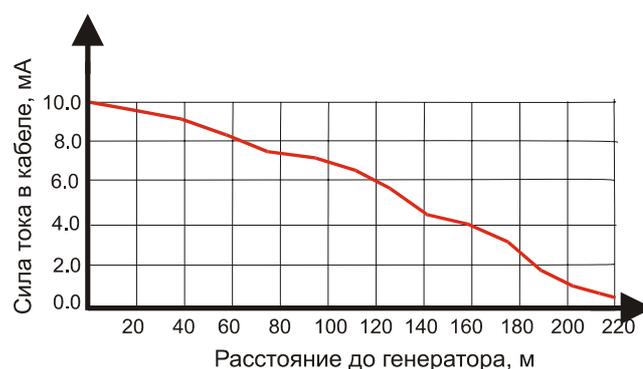


Рис.2. 40. Полевой эксперимент, который показывает характер падения силы тока в кабеле. Один конец кабеля заземлен, другой подвешен в воздухе. Кабель находится в изоляции и прижат к земле. Измерения проводятся с помощью индукционного датчика. Рабочая частота 625 Гц. Генератор установлен на пк 0.

дит распределенная емкость между изолированным кабелем и землей: $C_0 = \sum_{i=1}^N C_i \Delta \ell_i$, где C_i - ем-

кость, $\Delta \ell_i$ - длина отрезка провода. Распределенная емкость провода пропорциональна диэлектрической проницаемости среды ϵ и обратно про-

порциональна толщине зазора между проводом и землей Δh . Поэтому сила тока i в це-

пи с емкостью C_0 и генератором с ЭДС ϵ , равная $i = \frac{\epsilon}{R_C} = \epsilon j\omega C_0$, тем больше, чем выше

распределенная емкость в линии.

Стекание тока в землю происходит примерно равномерно по всей длине линии кабеля (см. рис.2.40). Ток в линии АВ можно измерить с помощью индукционного датчика, так как ЭДС, измеренная датчиком над проводом пропорциональна напряженности магнитного поля и, соответственно, силе тока в проводе. Исходя из графика, приведенного на рис.2.40, можно рассчитать распределенную емкость. Напряжение на выходных рабочих клеммах генератора во время эксперимента составило 211 В. Таким образом, общее сопротивление цепи АВ - 21.1 кОм. Переходное сопротивление на заземленном электроде В примерно составляет 3.5 кОм. Следовательно, общее емкостное сопротивление линии А равно 17.6 кОм. Это означает, что емкость всей линии А составляет 14.5 нФ. Наконец, распределенная емкость в данном эксперименте - 65.8 пФ/м.

При проведении измерений методом сопротивлений на переменном токе при плохом заземлении питающего электрода всегда происходит емкостное стекание тока с провода. Это неприятно тем, что в этом случае мы не можем контролировать структуру поля, которое возбуждается нашим источником. При этом емкостное стекание тока с провода создает дополнительные наводки в измерительной линии MN. Для того, чтобы этого избежать, необходимо хорошо заземлить активное сопротивление. Если оно будет много меньше емкостного $R_A \ll \frac{1}{j\omega C_0}$, то весь ток пойдет через электрод.

На рис. 2.41 представлена эквивалентная схема такой цепи с подключенными параллельно активным RA и емкостным сопротивлением RC.

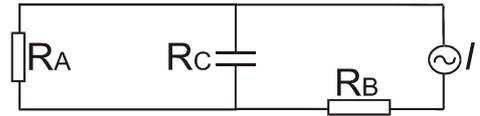


Рис.2.41. Эквивалентная схема выходной цепи генератора переменного тока.

Измерение поля без гальванического контакта производится при помощи датчиков двух типов:

- электрическая антенна позволяет измерять электрическое поле без контакта с землей (см. рис.2.38). Общая длина антенны 2 м. Учитывая интегральный характер регистрируемого поля, эквивалентная длина линии MN для антенны составляет 1 м. При работе с антенной электрические зондирования выполняются обычно в варианте либо точечных зондирований, либо зондирований с длинной незаземленной линией А.

- активные электроды применяются для измерения сигналов в приемной линии MN на частоте 4.88 Гц и 625 Гц. Электроды этой конструкции применяются в условиях затрудненных заземлений.

В комплект активных электродов входят собственно электроды с соединительным кабелем длиной около 20 м и металлические диски, с помощью которых осуществляется емкостной контакт электродов с поверхностью земли (см.рис.2.39). Схемы предварительного усиления установлены непосредственно в самих электродах. Предусмотрена система подавления синфазной помехи. Поэтому промышленная помеха, которая наводит сигнал во входной цепи, уменьшается примерно в 100 раз.

Эквивалентная схема входной цепи измерителя в самом общем виде может представлена в виде цепи последовательного включения электродных переходных сопротивлений и входного сопротивления самого усилителя. Кроме этого во входной цепи работает включенный генератор напряжения (см. рис.2.42).

Из схемы видно, что выражение напряженности на приемной линии имеет вид:

$$\Delta U'_{MN} = \frac{R_{вх}}{R_{вх} + R_{MN}} \Delta U_{MN}$$

Таким образом, если $R_{MN} \gg R_{вх}$, то $\Delta U'_{MN} \rightarrow 0$, и если $R_{MN} \ll R_{вх}$, то $\Delta U'_{MN} \rightarrow \Delta U_{MN}$.

Входное сопротивление активных электродов составляет около 2 ГОм, поэтому даже при очень больших переходных сопротивлениях заземления выполняется последнее соотношение.

2.5.3. Аппаратура и оборудование

В методе БЭЗ используется комплект аппаратуры ЭРА, в который входят:

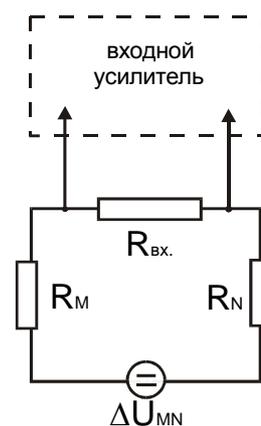


Рис.2.42. Эквивалентная схема входной цепи измерителя.

Трехчастотный измеритель с цифровым жидкокристаллическим индикатором. Усилитель 0 Гц имеет входное сопротивление 10 МОм, 4,88 Гц – входное сопротивление 80 МОм и 625 Гц – в зависимости от внешнего устройства входное сопротивление меняется от 10 МОм до 2 ГОм. С помощью установки сменных плат можно работать на дополнительных частотах 50 Гц, 78 Гц или 100 Гц. В измерителе установлена цифровая память на 2500 отсчетов. При выключении измерителя работа платы памяти поддерживается внутренним источником. Измеритель позволяет регистрировать реальные сигналы в диапазоне от 0,3 мкВ до 2 В при температуре от –10 до +50°С. Вес прибора составляет 3 кг.

- Генератор напряжения ЭРА работает на частоте 625 Гц, позволяет возбуждать ток от 0,1 до 100 мА (выходная мощность 15 Вт); вес генератора 3,7 кг.
- Генератор тока ЭРА для частоты 0 и 4.88 Гц возбуждает стабилизированный ток строго определенной величины 1, 2, 5, 10, 20, 100 и 200 мА.
- Активные электроды работают на частоте 4,88 и 625 Гц обеспечивают увеличение входного сопротивления до 2 ГОм.
- Электрическая антенна рабочая частота 625 Гц, входное сопротивления до 2 ГОм.
- Приемные неполяризующиеся электроды ЭН-1 конструкции ВИРГ, стальные электроды для питающих линий, катушка с проводом, комплект инструментов, соединительные провода, кувалда, мерная лента.

2.5.4. Методика работ

В зависимости от возможностей заземления питающих и приемных электродов можно применять одну из трех методик проведения полевых работ в методе сопротивлений на постоянном токе.

1. Электрические зондирования с активными электродами проводятся в случае, когда центр зондирования располагается в неблагоприятном (с точки зрения заземлений) месте. Вместе с тем питающие электроды могут хорошо заземляться в грунт. Такая ситуация наблюдается, когда профиль наблюдений пересекает асфальтированную или бетонированную дорогу. Или, наоборот, когда наблюдения ведутся именно на твердых покрытиях (вдоль оси дороги или на бетонированных площадках), в то время как питающие электроды располагаются в благоприятных условиях там, где на поверхность земли выходит обычный грунт.

При измерениях активными электродами по методике точечного зондирования в качестве питающего электрода используется один токовый электрод, который устанавливается в точке зондирования. Второй токовый электрод отнесен в бесконечность. Перемещается незаземленная измерительная линия. Для уменьшения помех от утечек тока и индукционной наводки питающая линия подводится перпендикулярно к линии профиля. При этом генератор устанавливается на расстоянии 30 - 50 м от заземления А или В. Второй конец питающего провода протягивается также перпендикулярно еще на 50 - 60 м, а затем может отводиться в любом направлении ко второму электроду В, который устанавливается в "бесконечности". Если линия АВ выложена примерно перпендикулярно профилю наблюдений, то это расстояние может составлять 300 - 350 м. Если

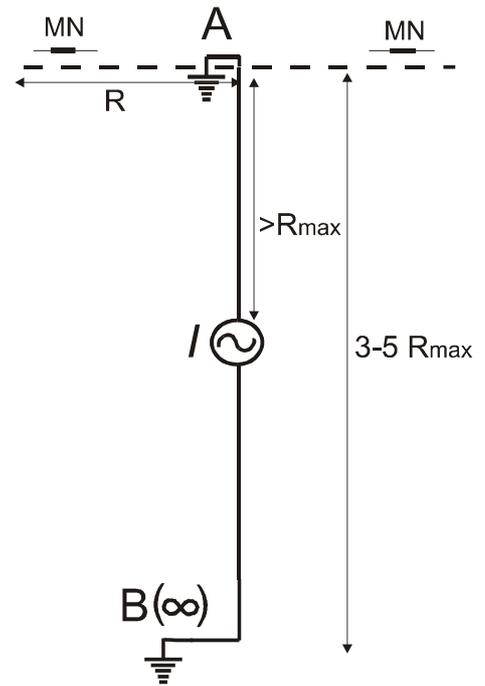


Рис.2.43. Схема установки для точечного зондирования.

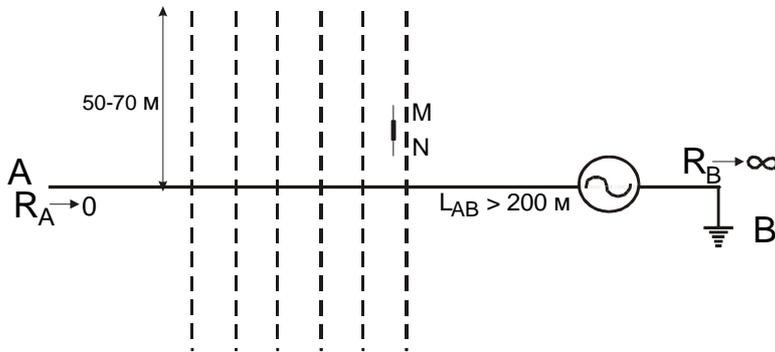


Рис.2.44. Схема установки для зондирования с использованием длинного кабелем.

плохие результаты, используют электрическую антенну. Измерения электрической антенной проводятся на частоте 625 Гц по аналогичной методике.

3. Если условия заземления питающей линии настолько плохи, что невозможно использовать гальванический контакт, то поле в земле возбуждается помощи длинного провода (длинной не менее 200 м), в котором протекает переменный ток с частотой, равной 625 Гц.

Генератор переменного тока устанавливается на расстоянии 30-50 м, а электрод В относится в "бесконечность", чтобы избежать влияния утечек с него. Измерения про-

провод АВ лежит примерно параллельно профилю наблюдений, то расстояние от А до В должно составлять около 400 - 500 м. Схема установки изображена на рис.2.43.

2. Если применение активных электродов дает

изводятся электрической антенной. Измерения проводятся по профилям перпендикулярным АВ в средней части линии. Для того, чтобы не влияла индукция, "бесконечность" и края линии, разнос (удаление от токового провода) не должен превышать 50 - 70 м. Схема установки изображена на рис.2.44.

Обработка данных производится также, как в методе вертикальных электрических зондирований. Если работы производились в варианте СЭЗ, то тогда обработка и интерпретация ведется по изложенным выше методам.

2.6. Векторные измерения в методе сопротивлений

2.6.1. Основы векторной съемки

Электрическое поле, измеряемое в методе сопротивлений, является векторной величиной. При традиционной съемке измеряется только модуль одной радиальной компоненты поля. Это правомерно для горизонтально-слоистой среды, когда вторая компонента поля практически равна нулю. Но при измерениях в двумерных и трехмерных средах появляются E_y и E_z составляющие поля, сравнимые и иногда превышающие в несколько раз E_x компоненту. Эту особенность неоднородных сред экспериментально изучил и широко использовал А.Н.Боголюбов (Боголюбов и др., 1984). При исследованиях в шахтах (внутри массива горных пород) появляется возможность измерения третьей компоненты электрического поля (E_z). Характер электрического поля становится настолько сложным, что интерпретация таких полей без векторных измерений едва ли возможна. За счет обтекания током геоэлектрических неоднородностей отдельные компоненты поля могут резко меняться даже на небольшом расстоянии. Связь кажущегося сопротивления, определенного по измерению E_x , с разрезом может быть довольно причудливой. Такие ситуации сплошь и рядом бывают при шахтных исследованиях. Однако очень часто они остаются незамеченными, так как измерения проводятся без учета знака сигнала на приемных электродах (при работах используется аппаратура низкой частоты). В результате такие работы лишь сигнализируют об аномальном объекте где-то рядом с шахтой, но его свойства и геометрию по модулю одной из компонент поля определить чрезвычайно сложно. Такие работы больше увеличивают неопределенность, чем дают какую-то новую информацию. Именно наблюдения в горных выработках особо нуждаются в векторных измерениях в силу резко сокращенного пространства, где можно проводить возбуждение и измерение поля.

Объяснение такой картины заключается в том, что обычно при расчете ρ_k нормировку наблюдаемого поля ведут относительно той компоненты плотности тока, вдоль которой измеряют электрическое поле.

В неоднородных средах аномальная часть поля $E_{ан,х}$ может быть во много раз больше первичного поля $E_{0,х}$

и не совпадать с ним по знаку. В результате кажущееся сопротивление может принимать отрицательное значение, а по величине во много раз превосходить удельное сопротивление вмещающей среды. То есть кажущееся сопротивление как бы теряет физический смысл. В таких случаях даже качественная интерпретация наблюдаемых полей и рассчитанных по ним значений кажущегося сопротивления бывает затруднительной. Отсюда возникает идея векторной съемки, т.е. измерения не одной, а двух или трех компонент поля с учетом знака принимаемого сигнала (см. рис.2.45).

При этом нужно проводить нормировку поля к модулю плотности первичного тока:

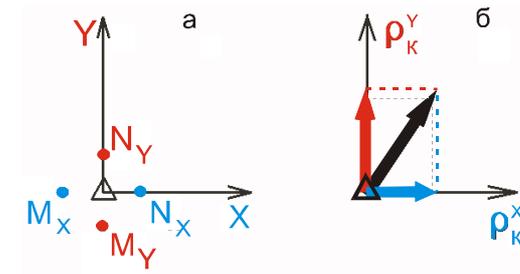


Рис.2.45. Векторное представление кажущегося сопротивления: а - положение приемных электродов в плане, б- вектор кажущегося сопротивления.

$$\vec{\rho}_k = E / \|J_0\|. \quad (2.1)$$

Модуль плотности первичного тока рассчитывается по формуле

$$\|J_0\| = \sqrt{J_{0,x}^2 + J_{0,y}^2}. \quad (2.2)$$

Известно, что первичное поле от питающего электрода в неоднородной среде индуцирует вторичное поле от источников, расположенных на границе аномального тела. Как раз такую ситуацию описывает метод интегральных уравнений.

$$E_n^S(M) = E_n^0(M) + \int_S I_S(P) \frac{\partial G(P,M)}{\partial n_M} dS, \quad (2.3)$$

$$I_S(M) = 2 \frac{r_i - r_j}{r_i + r_j} \mu E_n^{B_H}(M). \quad (2.4)$$

Выражение (2.3) является интегральным уравнением Фредгольма 2-го рода относительно интенсивности вторичных источников. Первое слагаемое - поле первичных источников, второе слагаемое описывает поле взаимодействия вторичных источников

между собой, IS - плотность тока вторичного источника в точке M , лежащей на поверхности тела.

Измеряемое поле есть сумма первичного и вторичного полей. Предположим, что мы каким-то образом сумели вычестить влияние первичного поля из суммарного наблюдаемого поля (это всегда можно сделать, если известен вмещающий слоистый геоэлектрический разрез). Тогда остаточное поле будет связано только с источниками на неоднородностях.

Более подробно с методом интегральных уравнений можно ознакомиться в разделе, посвященном теоретическим расчетам электрического поля вблизи трубы.

При поляризации внешним полем электрический ток будет растекаться от положительных к отрицательным вторичным источникам (рис.2.46). Векторы электрического поля, пересчитанные затем в векторы кажущегося сопротивления, будут располагаться вдоль силовых линий электрического поля и вблизи источников тока указывать на положение вторичных источников в пространстве.

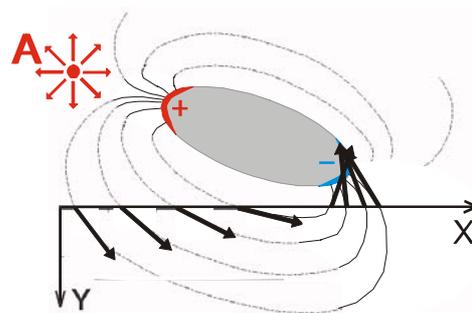


Рис.2.46. Поведение аномальных векторов ρ_k вблизи высокоомной неоднородности, поляризованной под действием внешнего поля. A - питающий электрод.

Проведем прямые, совпадающие по направлению с векторами, от начала вектора (положительное продолжение) и от конца вектора (отрицательное продолжение) (рис.2.47).

Точки взаимного пересечения положительных и отрицательных продолжений векторов будут располагаться вблизи самих вторичных источников, образуя компактную область вблизи эпицентров аномального тела. Распыление точек пересечения векторов образуется вследствие сложного характера растекания электрического тока от совокупности вторичных источников на поверхности тела, линейное продолжение токовых линий дает только приблизительное их положение. При точном учете геометрии токовых линий облако пересечений векторов начнет стягиваться к самим эпицентрам вторичных источников. Подсчитав в скользящем окне количество точек пересечения продолжений векторов по всей площади и отнеся это число к центру окна, можно построить карту распределения вторичных источников. Таким способом можно оконтурить распыленное облако и найти положительный и отрицательный эпицентры ано-

мального тела (т.е. центры положительных и отрицательных точек пересечения продолжений векторов). Электрический ток от питающего электрода будет обтекать аномальное тело и в зависимости от положения приемной линии на величину принимаемого сигнала будут влиять вторичные источники с разных сторон тела, т.к. интенсивность вторичных источников будет зависеть от близости к первичному источнику. Таким образом, меняя положение питающего электрода и приемной линии, мы как бы "подсвечиваем" разные части поверхности аномального объекта, возбуждая на нем вторичные источники тока.

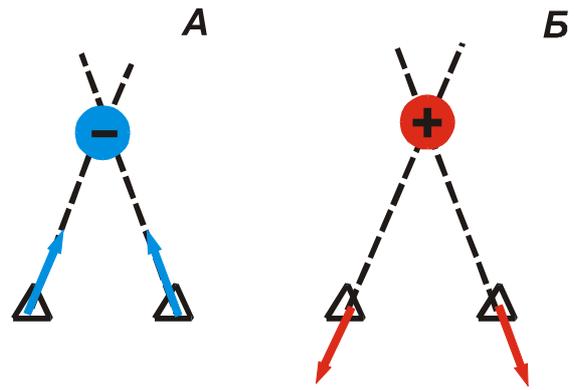


Рис.2.47. Схождение и расхождение векторов поля. А- схождение векторов электрического поля к отрицательному полюсу. Б- расхождение от положительного полюса.

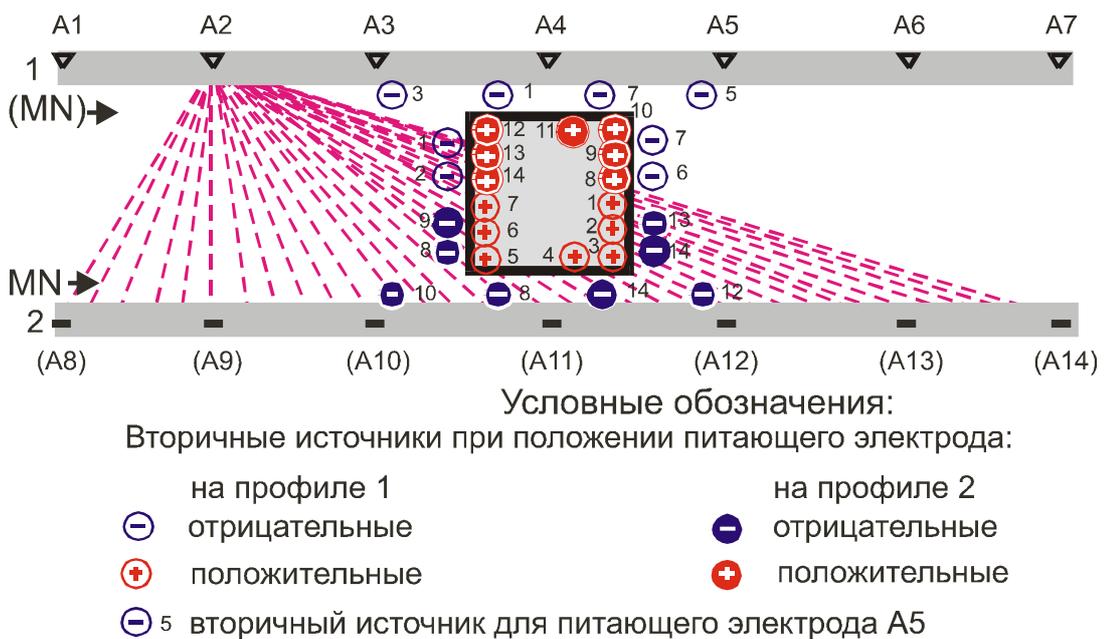


Рис.2.48. Моделирование векторной съемки при межшахтном просвечивании.

На рисунке 2.48 приведены результаты численного трехмерного моделирования по программе IE3R1 (авторы: Модин И.Н., Перваго Е.В., Смирнова Т.Ю.). Модель высокоомной неоднородности представлена в виде куба с характерным размером 20 м и находится между двумя профилями наблюдений длиной 150 м. Измерения проводились по методике электрического просвечивания по двум профилям для разных положений питающего электрода (при положении электрода А на профиле 1 приемные электроды располагались на профиле 2 и наоборот). На рис.2.49 показана псевдотомо-

грамма распределения вторичных источников для положения питающего электрода А1. Максимум и минимум показаны специальными значками. Как видно из рисунка, при разных положениях питающего электрода проявляются разные стороны поверхности аномального объекта. Собрав на одном плане все эпицентры векторных псевдотомограмм при разных положениях питающего электрода, можно достаточно уверенно оконтурить аномальное тело (рис.2.48).

Основная идея подобной обработки состоит в том, что вторичные источники (заряды) концентрируются на поверхности неоднородности в зависимости от расположения токовых электродов. Можно оспаривать правильность и точность векторных построений, можно предлагать другие способы определения положения и интенсивности вторичных источников, но трудно не признать, что такой способ измерения дает качественно новые возможности для оценки пространственного положения вторичных источников, т.е. границ раздела неоднородных сред. С помощью векторной съемки из одного штрэка можно определять положение неоднородностей выше, ниже или в стороне от горной выработки. При наземных исследованиях особенно целесообразно применение векторной съемки в тех случаях, когда затруднен доступ к объекту и можно проводить измерения только в ограниченной области (газоны, узкие полосы земли среди асфальта в городах). Меняя расположение питающего и приемных электродов, мы добиваемся максимальной проявленности разных частей аномалии, работая при этом в ограниченной области.

Обработка полевых материалов ведется по следующему алгоритму. Сначала рассчитываются компоненты электрического поля:

$$E_x = DU_x / MN_x; \quad E_y = DU_y / MN_y.$$

Затем производится нормировка компонент поля для учета сферического расхождения тока в однородном полупространстве:

$$\bar{r}_k = E / \|J_0\|.$$

Модуль плотности первичного тока рассчитывается по формуле:

$$\|J_0\| = \sqrt{J_{0,x}^2 + J_{0,y}^2}.$$

В дальнейшем к полученной кривой по профилю для каждого положения источника подыскивалось такое сопротивление среды r , которое обеспечивало мини-

мальную невязку между экспериментальными и теоретическими значениями модуля кажущегося сопротивления:

$$\bar{\rho}_k^{an} = \operatorname{argmin} \left\| \bar{\rho}_k^{набл} - \bar{\rho}_k^{теор} \right\| ,$$

где

$$\|\rho\| = \sqrt{\rho_x^2 + \rho_y^2} ;$$

$$\bar{\rho}_k^{теор} = \rho \cdot J_0 / \|J_0\| ;$$

$$\bar{\rho}_k^{an} = \bar{\rho}_k^{набл} - \bar{\rho}_k^{теор} .$$

Таким образом рассчитываются аномальные компоненты кажущегося сопротивления:

В дальнейшем в каждой точке наблюдения строится вектор аномального сопротивления. Так как влияние первичных питающих электродов в аномальном поле отсутствует, то источником аномального поля являются вторичные заряды, которые индуцируются на поверхностях локальных неоднородностей и на их внутренних границах. Основная идея обработки данных векторной съемки заключается в том, что сближение векторов в плане показывает наличие отрицательных источников, расхождение - положительных источников. Как показывает опыт численного моделирования, при разных положениях питающих электродов высвечиваются разные участки поверхности неоднородности или разные неоднородности. С другой стороны число плюсов не всегда равно числу минусов, так как области стоков и истоков на неоднородностях могут располагаться на разной глубине. В результате часть источников от локальной неоднородности может быть не видна. И последнее, за счет двумерной площадной взаимозависимости векторов такая съемка позволяет "рассмотреть" объекты, которые расположены на некотором удалении от профиля наблюдений (например, под домом или между стволами шахты).

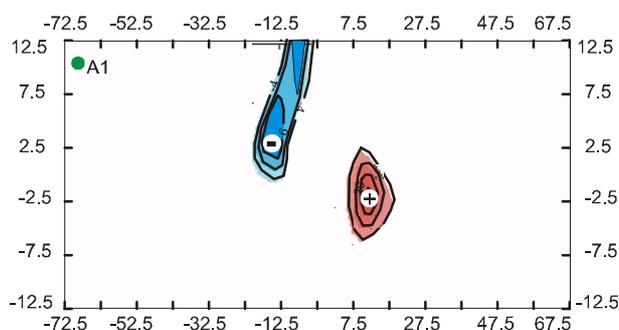


Рис.2.49. Псевдотомограмма распределения вторичных токовых источников для модели с рис.2.48.

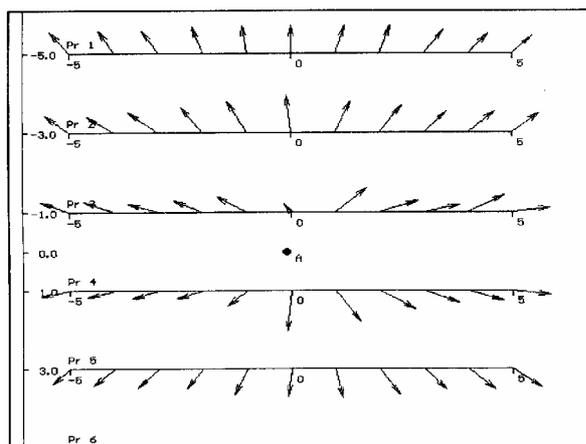


Рис.2.50. Площадная векторная съемка.

Таким образом, для изучения сложно построенных трехмерно-неоднородных сред целесообразно применять многокомпонентную векторную съемку электрического поля. Для практического применения векторной съемки необходима небольшая модернизация аппаратуры, которая бы позволила определять не только величину приемного сигнала, но и его знак относительно тока в цепи АВ.

2.6.2. Программа Vector и ее использование для обработки векторных наблюдений.

И.Д.Игнатовой разработана программа Vector, предназначенная для обработки векторных наблюдений. Работа программы происходит следующим образом. Проводится построение наблюдаемых векторов электрического поля с пересчетом в кажущееся сопротивление согласно формулам (2.1,2.2). Находятся точки их взаимного пересечения, т.е. проводятся прямые, совпадающие по направлению с векторами, от начала вектора (положительное продолжение) и от конца вектора (отрицательное про-

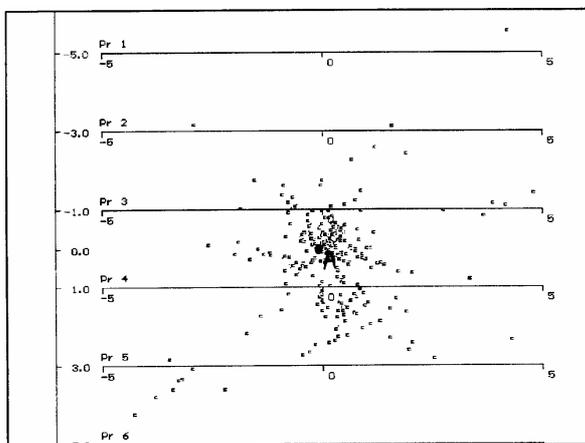


Рис.2.51. Точки пересечения векторов ρ_k .

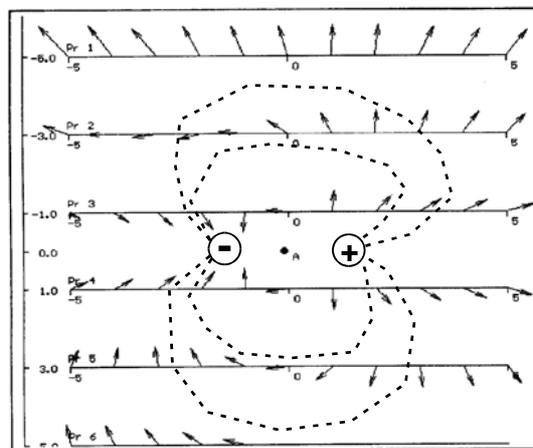


Рис.2.52. Аномальные вектора ρ_k .

должение). Производится подсчет в скользящем окне количества точек пересечения для построения псевдотомограммы, показывающей интенсивность распределения точек пересечения по площади наблюдений.

Далее производится расчет аномальных векторов электрического поля, используя известную информацию о вмещающем слоистом разрезе. Строятся

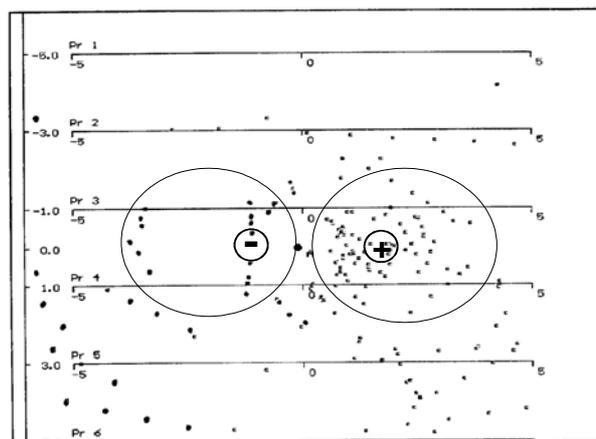


Рис.2.53. Точки пересечения аномальных векторов.

точки пересечения аномальных векторов, которые в первом приближении располагаются вблизи самих вторичных источников на границе аномального тела

Летом 1994 года нами была проведена экспериментальная векторная съемка на площадке вблизи здания Московского университета. Работа проводилась на достаточно спокойном участке, где по данным ранее выполненных зондирований не было заметных аномальных зон.

Измерения проводились на площади размером 11 x 11 м по 6 профилям. Шаг по профилю составлял 1 м. Питающий электрод А располагался в центре квадрата, второй питающий электрод относился в "бесконечность". На рис.2.50 показаны наблюдаемые вектора кажущегося сопротивления, радиально расходящиеся от источника тока. На рис.2.51 показана картина расположения точек пересечения наблюдаемых векторов по площади. Как видно из рисунка, точки пересечения располагаются вблизи питающего электрода с некоторым разбросом, связанным как с влиянием приповерхностных неоднородностей, так и с методическими ошибками (неточная установка приемной линии). На рис.2.53 показана картина расположения аномальных векторов, рассчитанных с использованием данных о слоистом разрезе из проведенных ранее зондирований. А на рис.2.53 - точки пересечения аномальных векторов. В данном случае рис.2.52 и 2.53 говорят о наличии на глубине неоднородности повышенного сопротивления, кровля которой погружается влево. Модель такой неоднородности представлена на рис.2.54. Описанный здесь подход позволяет находить двумерные и трехмерные неоднородности с использованием достаточно простого алгоритма интерпретации.

Итак, в неоднородных средах возникает Y -компонента электрического поля, поэтому появляется возможность измерять две компоненты электрического поля с учетом знака сигнала для более точного пространственного обнаружения аномального объекта. При обработке векторных наблюдений необходимо проводить нормировку электрического поля к модулю первичной плотности тока.

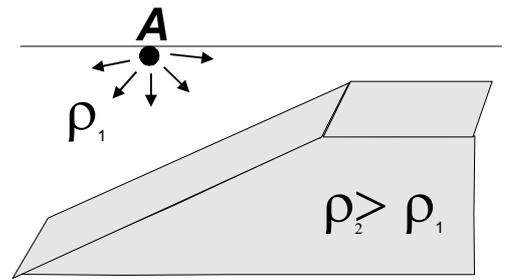


Рис.2.54. Модель неоднородности по результатам анализа рис.2.52 и 2.53.

2.7. Моделирование электрического поля над трубами на постоянном токе

Расчет электрического поля с использованием комплексного метода граничных элементов

При анализе результатов расчетов электрического поля для сложных моделей часто возникают проблемы, связанные с необходимостью объяснения причин возникновения тех или иных эффектов. Изучение поведения потенциала и линий тока в таких средах может помочь решить эту проблему. Однако, расчет потенциала, а в особенности боковых линий на основе метода граничных интегральных уравнений наталкивается на непреодолимые трудности. Это вызывается тем, что функция тока для точечного источника в 2D случае имеет вид

$$\varphi(x, y) = \frac{I_s}{2\pi} \cdot \operatorname{arctg} \left(\frac{y - y_s}{x - x_s} \right), \quad (2.5)$$

где x, y - координаты точки наблюдения, а x_s, y_s и I_s - координаты и интенсивность источника. Эта функция имеет разрыв величиной I_s вдоль оси x . В случае решения задачи по методу граничных интегральных уравнений, фиктивные источники возникают вдоль всех границ. Таким образом, вместо плавных, гладких линий тока получается результат непригодный к использованию. Но эта задача может быть решена с использованием другой разновидности метода граничных элементов, а именно комплексного метода граничных элементов.

Решение задачи продолжения поля с помощью метода граничных элементов комплексного переменного

Для начала рассмотрим более простой случай - задачу продолжения потенциального поля внутрь замкнутой области.

Рассмотрим односвязную область Ω , границей которой является замкнутый контур Γ , на котором заданы значения потенциала и функции тока. Пусть Γ - конечнозвенная ломаная линия, составленная из n отрезков пря-

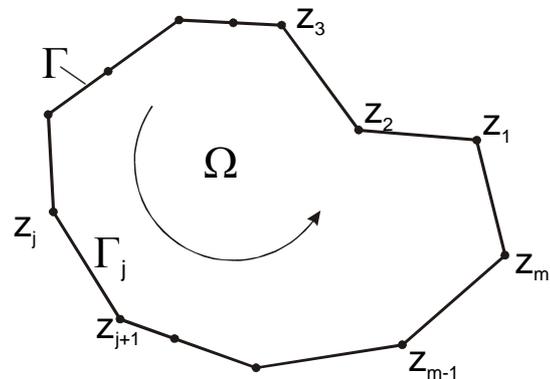


Рис. 2.57. Замкнутый контур интерпретирования.

мых и вершин (рис.2.57). Пусть $\omega(z) = u(z) + i\varphi(z)$ - функция комплексного переменного, аналитическая в $\Omega \cup \Gamma$, причем u и φ соответственно потенциал и функция тока, где $z = x + iy$. Тогда функции действительного переменного в соответствии с условиями Коши-Римана имеет вид:

$$\frac{\partial u}{\partial x} = \frac{\partial \varphi}{\partial y}, \quad \frac{\partial u}{\partial y} = -\frac{\partial \varphi}{\partial x}. \quad (2.6)$$

Следовательно, u и φ являются гармоническими функциями в Ω , т.е. они удовлетворяют уравнению Лапласа:

$$\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} = 0, \quad \frac{\partial^2 \varphi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \varphi}{\partial y^2} = 0. \quad (2.7)$$

Кроме того для этой функции справедливо следующее выражение (интеграл Коши)

$$\omega(z) = \frac{1}{2\pi i} \int_{\Gamma} \frac{\omega(\xi) d\xi}{\xi - z}, \quad z \in \Omega. \quad (2.8)$$

Разобьем границу Γ узлами z_j ($j = 1, 2, \dots, m$) так, чтобы по крайней мере в каждой вершине границы находился узел ($m \geq n$) и пронумеруем их против часовой стрелки (в положительном направлении обхода контура Γ). Определим граничные элементы Γ_j на каждой последовательной паре узлов. Тогда

$$\Gamma = \bigcup_{j=1}^m \Gamma_j; \quad (2.9)$$

где $\Gamma_j = \{z \in \Gamma_j: z = z_j(1-s) + z_{j+1}s, 0 \leq s \leq 1\}$ и $\Gamma_{j-1} \cap \Gamma_j = z_j$.

Определим непрерывную интерполяционную функцию на Γ следующим образом :

$$G_1(z) = \sum_{j=1}^m N_j(z) \cdot u_j + i \sum_{j=1}^m N_j(z) \cdot \varphi_j; \quad (2.10)$$

где базисная функция N_j , соответствующая узлу j , определяется выражениями

$$N_j(z) = \begin{cases} \frac{z - z_{j-1}}{z_j - z_{j-1}}, & z \in \Gamma_{j-1}; \\ \frac{z_{j+1} - z}{z_{j+1} - z_j}, & z \in \Gamma_j; \\ 0, & z \notin \Gamma_{j-1} \cup \Gamma_j. \end{cases} \quad (2.11)$$

На рис.2. показаны как линейные базисные функции, так и глобальная интерполяционная функция $G_1(z)$.

Аппроксимирующая функция $\tilde{\omega}(z)$ определяется интегралом Коши

$$\tilde{\omega}(z) = \frac{1}{2\pi i} \int_{\Gamma} \frac{G_1(\xi) d\xi}{\xi - z}, \quad z \in \Omega \quad (2.12)$$

где z - любая внутренняя точка области Ω .

Аппроксимирующая функция $\tilde{\omega}(z)$ является аналитической в Ω и поэтому обладает тем свойством, что ее действительная $u(z)$ и мнимая $\varphi(z)$ части удовлетворяют в Ω уравнению Лапласа. Кроме того, во всех узлах она совпадает с функцией $\omega(z)$. Следовательно, подобная функция является хорошим приближенным решением поставленной задачи.

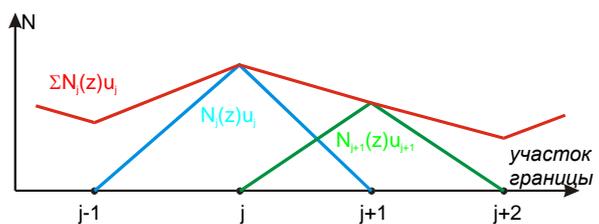


Рис. 2.58.Базисные и глобальная интерполяционные функции.

Исследуем свойства построенной аппроксимирующей функции. Запишем $\tilde{\omega}(z)$ в виде суммы интегралов по граничным элементам

$$\tilde{\omega}(z_0) = \frac{1}{2\pi i} \sum_{j=1}^m \int_{\Gamma_j} \frac{G_1(\xi) d\xi}{\xi - z_0}, \quad z_0 \notin \Gamma, z_0 \in \Omega. \quad (0.1)$$

На каждом элементе Γ_j функция $G_1(z)$ имеет вид

$$G_1(z) = N_j(z) \cdot \omega_j + N_{j+1}(z) \cdot \omega_{j+1}. \quad (2.13)$$

Используя эти соотношения и оценим вклад в выражение для $\tilde{\omega}(z)$ каждого граничного элемента. Введем следующие обозначения: $\Delta z_j = z_{j+1} - z_j$ - разность координат узлов элемента Γ_j и $\theta_{j,j+1}$ - угол между отрезками, соединяющими узлы z_j и z_{j+1} с точкой z_0 (рис.2.59). Тогда

$$\int_{\Gamma_j} \frac{G_1(\xi) d\xi}{\xi - z_0} = \omega_{j+1} \left(1 + \frac{z_0 - z_j}{\Delta z_j} h_j(z_0) \right) - \omega_j \left(1 + \frac{z_0 - z_{j+1}}{\Delta z_j} h_j(z_0) \right), \quad (0.2)$$

$$h_j(z_0) = \ln \left(\frac{z_{j+1} - z_0}{z_j - z_0} \right) = \ln \left(\frac{|z_{j+1} - z_0|}{|z_j - z_0|} \right) + i\theta_{j+1,j}.$$

и

$$\tilde{\omega}(z_0) = \frac{1}{2\pi i} \sum_{j=1}^m \left(\omega_{j+1}(z_0 - z_j) - \omega_j(z_0 - z_{j+1}) \right) \cdot \frac{h_j(z_0)}{\Delta z_j}, \quad z_0 \notin \Gamma, z_0 \in \Omega \quad (2.14)$$

В предельном случае, т.е. когда точка z_0 совпадает с одним из узлов, получим

$$\tilde{\omega}_k = \frac{1}{2\pi i} \left[\omega_k p_k + \sum_{\substack{j=1, \\ j \neq k-1, k, k+1}}^m \left(\omega_{j+1}(z_k - z_j) - \omega_j(z_k - z_{j+1}) \right) \cdot \frac{h_j(z_k)}{\Delta z_j} \right], \quad (2.15)$$

$$p_k = \ln \left(\frac{z_{k+1} - z_k}{z_{k-1} - z_k} \right) = \ln \left(\frac{|z_{k+1} - z_k|}{|z_{k-1} - z_k|} \right) + i \cdot (2\pi - \theta'_k).$$

Введем следующие обозначения

$$\mathbf{w} = \begin{pmatrix} u \\ \varphi \end{pmatrix} \quad (2.16)$$

- вектор размерности $2m$ и

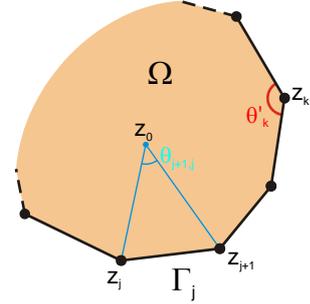


Рис. 2.59. К расчету интеграла Коши от линейного участка границы.

$$\mathbf{E}_{k,j} = \begin{cases} \left(1 - \frac{\theta'_k}{2\pi} \right) + i \cdot \left(-\frac{1}{2\pi} \left(\frac{|z_{k+1}-z_k|}{|z_{k-1}-z_k|} \right) \right), & j = k \\ \frac{1}{2\pi i} \cdot \frac{h_{k-2}(z_k)}{\Delta z_{k-2}} (z_k - z_{k-2}), & j = k - 1 \\ -\frac{1}{2\pi i} \cdot \frac{h_{k+1}(z_k)}{\Delta z_{k+1}} (z_k - z_{k+2}), & j = k + 1 \\ \frac{1}{2\pi i} \cdot \left[\frac{h_{j-1}(z_k)(z_k - z_{j-1})}{\Delta z_{j-1}} - \frac{h_j(z_k)(z_k - z_{j+1})}{\Delta z_j} \right], & j \neq k - 1, k, k + 1 \end{cases} \quad (2.17)$$

$$\begin{aligned} \mathbf{A} &= \mathbf{Re}(\mathbf{E}), \\ \mathbf{B} &= \mathbf{Im}(\mathbf{E}), \\ \mathbf{C} &= \begin{pmatrix} \mathbf{A} & -\mathbf{B} \\ \mathbf{B} & \mathbf{A} \end{pmatrix}, \end{aligned} \quad (2.18)$$

тогда

$$\mathbf{w} = \mathbf{Cw}, \quad (2.19)$$

где \mathbf{A} и \mathbf{B} - матрицы $m \times m$, а \mathbf{C} - матрица $2m \times 2m$.

Таким образом, если известна более половины значений комплексного потенциала (u или φ) на границе, мы можем по этой формуле восстановить недостающие значения и продолжить потенциал и функцию тока внутрь области.

Подобный подход может быть использован для решения широкого круга задач продолжения потенциальных полей, таких как гравитационное, магнитное, электрическое и т.д. Кроме того используя другие варианты интеграла Коши, например

$$\omega'(z) = \frac{1}{2\pi i} \int_{\Gamma} \frac{\omega(\xi) d\xi}{(\xi - z)^2}, \quad z \in \Omega. \quad (2.20)$$

т.е. и в случае, когда известен на границе не сам потенциал а его производные, так же существует возможность решения этой задачи.

Продолжение потенциального поля в присутствии источника

Все предыдущие рассуждения производились при условии аналитичности функции ω в $\Omega \cup \Gamma$. Но при наличии источника или источников внутри данной области это условие нарушается. Рассмотрим этот случай подробнее.

Пусть в области Ω в точке z_s присутствует источник интенсивностью I_s , тогда потенциал источника будет равен

$$\omega^s(z) = \frac{I_s \rho}{2\pi} \cdot \frac{1}{z - z_s}. \quad (2.21)$$

Введем новую функцию $\omega^{an}(z) = \omega(z) - \omega^s(z)$. Такая функция будет аналитической во всей области Ω . И следовательно может быть рассчитана по формулам, приведенным выше, но с новыми, исправленными граничными условиями

$$\omega_o^{an} = \omega_o - \omega^s(z_j). \quad (2.22)$$

Нахождения комплексного потенциала в неоднородной среде.

Более сложной является случай среды, состоящей из нескольких областей с разными физическими свойствами. Рассмотрим для начала более простой случай (рис.2.60) - ограниченная область Ω_1 с сопротивлением ρ_1 и потенциалом ω_1 находится внутри бесконечной области Ω_0 с сопротивлением ρ_0 и потенциалом ω_0 . В точке $z_s \in \Omega_0$ находится источник интенсивностью I_s . Тогда для потенциала должны выполняться граничные условия:

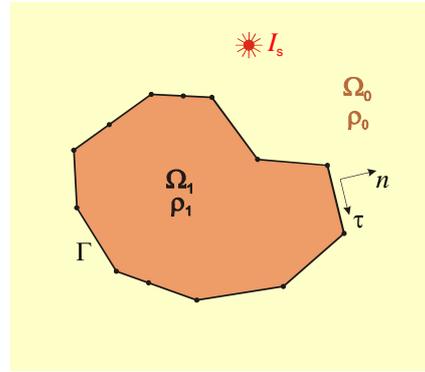


Рис. 2.60. Модель двумерной среды.

$$\begin{cases} \frac{\partial u_0}{\partial \tau} = \frac{\partial u_1}{\partial \tau} \\ \frac{1}{\rho_0} \frac{\partial u_0}{\partial n} = \frac{1}{\rho_1} \frac{\partial u_1}{\partial n} \end{cases}, \quad z \in \Gamma. \quad (2.23)$$

где n и τ направления перпендикулярное границе и вдоль нее. Но в силу того, что u и φ связаны условием Коши-Римана, граничные условия можно переписать в виде

$$\begin{cases} \frac{\partial u_0}{\partial \tau} = \frac{\partial u_1}{\partial \tau} \\ \frac{1}{\rho_0} \frac{\partial \varphi_0}{\partial \tau} = \frac{1}{\rho_1} \frac{\partial \varphi_1}{\partial \tau} \end{cases}, \quad z \in \Gamma. \quad (2.24)$$

с учетом линейной аппроксимации функций ω_0 и ω_1 на границе получаем

$$\begin{cases} u_{0,j+1} - u_{0,j} = u_{1,j+1} - u_{1,j} \\ \frac{1}{\rho_0} (\varphi_{0,j+1} - \varphi_{0,j}) = \frac{1}{\rho_1} (\varphi_{1,j+1} - \varphi_{1,j}) \end{cases}, \quad j = 1, \dots, m. \quad (2.25)$$

и вследствие того, что подобные соотношения должны выполняться для всех точек, получаем

$$\begin{cases} u_{0,j} = u_{1,j} \\ \frac{\varphi_{0,j}}{\rho_0} = \frac{\varphi_{1,j}}{\rho_1}, \quad j = 1, \dots, m. \end{cases} \quad (2.26)$$

Кроме того, определим функцию источника следующим образом

$$\begin{aligned} \omega_0^s(z) &= \frac{I_s \rho_0}{2\pi} \cdot \frac{1}{z - z_s}, \quad z \in \Omega_0, \\ \omega_1^s(z) &= \frac{I_s \rho_1}{2\pi} \cdot \frac{1}{z - z_s}, \quad z \in \Omega_1. \end{aligned} \quad (2.27)$$

и введем функцию аномального потенциала

$$\begin{aligned} \omega_0^{an}(z) &= \omega_0(z) - \omega_0^s(z), \\ \omega_1^{an}(z) &= \omega_1(z) - \omega_1^s(z). \end{aligned} \quad (2.28)$$

тогда граничные условия запишутся в виде

$$\begin{cases} u_{0,j}^{an} - u_{1,j}^{an} = \frac{I_s}{2\pi} \cdot \frac{\rho_1 - \rho_0}{z_j - z_s} = \Delta u_j^s \\ \frac{\varphi_{0,j}^{an}}{\rho_0} - \frac{\varphi_{1,j}^{an}}{\rho_1} = 0 \end{cases}, \quad j = 1, \dots, m. \quad (2.29)$$

Введем модифицированный комплексный потенциал \mathbf{h}

$$\mathbf{h}_0 = \begin{pmatrix} u_0^{an} \\ \frac{1}{\rho_0} \varphi_0^{an} \end{pmatrix}, \quad \mathbf{h}_1 = \begin{pmatrix} u_1^{an} \\ \frac{1}{\rho_1} \varphi_1^{an} \end{pmatrix}, \quad \Delta \mathbf{h}^s = \begin{pmatrix} \Delta u^s \\ 0 \end{pmatrix}. \quad (2.30)$$

где \mathbf{h}_0 , \mathbf{h}_1 , и $\Delta \mathbf{h}^s$ вектора размера $2m$. В соответствии с формулой (1.26) для \mathbf{h}_0 и \mathbf{h}_1 должны удовлетворять системе уравнений

$$\begin{cases} \mathbf{h}_1 = \mathbf{D}_1 \cdot \mathbf{h}_1 \\ \mathbf{h}_0 = \mathbf{D}_0 \cdot \mathbf{h}_0; \\ \mathbf{h}_0 - \mathbf{h}_1 = \Delta \mathbf{h}^s \end{cases} \quad (2.31)$$

где \mathbf{D}_0 и \mathbf{D}_1 матрицы размера $2m \times 2m$ вида

$$\mathbf{D}_j = \begin{pmatrix} \mathbf{A}_j & -\rho_j \mathbf{B}_j \\ \frac{1}{\rho_j} \mathbf{B}_j & \mathbf{A}_j \end{pmatrix}. \quad (2.32)$$

Но полученная система уравнений (1.28) является переопределенной - она состоит из bm уравнений с $4m$ неизвестными. Следовательно найти ее решение можно только в смысле наименьших квадратов.

Сравним элементы матриц \mathbf{E}_0 и \mathbf{E}_1 .

$$\begin{aligned}
 j \neq k: \quad \mathbf{E}_{0,k,j} &= -\mathbf{E}_{1,k,j}, \\
 j = k: \quad \mathbf{E}_{1,k,k} &= \left(1 - \frac{\theta'_k}{2\pi}\right) + i \cdot \left(\frac{1}{2\pi} \frac{|z_{k+1} - z_k|}{|z_{k-1} - z_k|}\right), \\
 \mathbf{E}_{0,k,k} &= \left(1 - \frac{2\pi - \theta'_k}{2\pi}\right) + i \cdot \left(\frac{1}{2\pi} \frac{|z_{k-1} - z_k|}{|z_{k+1} - z_k|}\right), \\
 \mathbf{E}_{0,k,k} &= 1 - \operatorname{Re}(\mathbf{E}_{1,k,k}) - i \cdot \operatorname{Im}(\mathbf{E}_{1,k,k}) = 1 - \mathbf{E}_{1,k,k}.
 \end{aligned} \tag{2.34}$$

т.е.

$$\mathbf{E}_0 + \mathbf{E}_1 = \mathbf{I}, \tag{2.35}$$

где \mathbf{I} - единичная матрица, и

$$\begin{cases} \mathbf{A}_0 + \mathbf{A}_1 = \mathbf{I} \\ \mathbf{B}_0 + \mathbf{B}_1 = \mathbf{0} \end{cases}. \tag{2.36}$$

Тогда

$$\mathbf{D}_0(\rho) + \mathbf{D}_1(\rho) = \mathbf{I}, \tag{2.37}$$

и получаем следующую систему

$$\square \begin{cases} \mathbf{h}_1 = \mathbf{D}_1 \cdot \mathbf{h}_1 \\ \mathbf{h}_0 = \mathbf{D}_0 \cdot \mathbf{h}_0 \\ \mathbf{h}_0 - \mathbf{h}_1 = \Delta \mathbf{h}^s \end{cases}. \tag{2.38}$$

Другим подходом к решению подобной системы является итерационный подход. Обозначим $\mathbf{h}_j^{<n>}$ - значения комплексного потенциала для j -го тела на n -ой итерации. Организуем итерационный процесс следующим образом

0 итерация:

$$\mathbf{h}_0^{<0>} = 0,$$

n-я итерация:

$$\begin{aligned}
\mathbf{h}_1^{<n-1/2>} &= \mathbf{h}_0^{<n-1>} - \Delta \mathbf{h}^s, \\
\mathbf{h}_1^{<n>} &= \mathbf{D}_1(\rho_1) \cdot \mathbf{h}_1^{<n-1/2>}, \\
\mathbf{h}_0^{<n-1/2>} &= \mathbf{h}_1^{<n>} + \Delta \mathbf{h}^s, \\
\mathbf{h}_0^{<n>} &= \mathbf{D}_0(\rho_0) \cdot \mathbf{h}_0^{<n-1/2>},
\end{aligned}$$

и т.д. Условием окончания итерационного процесс может служить достижение необходимой точности по условию

$$\max |\mathbf{h}^{<n>} - \mathbf{h}^{<n-1>}| < \varepsilon.$$

Но в случае высоких контрастов сопротивлений подобный итерационный процесс может сходится очень плохо или вообще не сходится. Исправляет положение добавление в итерационный процесс некоторого члена, ограничивающего изменения на каждом шаге

0 итерация:

$$\begin{aligned}
\mathbf{h}_0^{<0>} &= 0 \\
\mathbf{h}_1^{<0>} &= 0
\end{aligned}$$

n-я итерация:

$$\begin{aligned}
\mathbf{h}_1^{<n-1/2>} &= \mathbf{h}_0^{<n-1>} - \Delta \mathbf{h}^s, \\
\mathbf{h}_1^{<n>} &= \mathbf{D}_1(\rho_1) \cdot \mathbf{h}_1^{<n-1/2>} + \gamma \cdot \mathbf{h}_1^{<n-1>}, \\
\mathbf{h}_0^{<n-1/2>} &= \mathbf{h}_1^{<n>} + \Delta \mathbf{h}^s, \\
\mathbf{h}_0^{<n>} &= \mathbf{D}_0(\rho_0) \cdot \mathbf{h}_0^{<n-1/2>} + \gamma \cdot \mathbf{h}_0^{<n-1>},
\end{aligned}$$

где γ - некоторая константа из интервала $[0,1]$.

Аналогичные рассуждения могут быть использованы и при решении задачи при наличии нескольких областей с различными физическими свойствами.

На рис.2.61 и 2.62 показаны примеры расчетов потенциала электрического поля и токовых линий над моделью трубы. В первом случае (рис.2.61) модель была выбрана максимально приближенной к действительности, т.е. в виде тонкостенного проводящего цилиндра. Во втором случае (рис.2.62) в качестве модели был выбран проводящий цилиндр. Сравнение этих результатов показывает, что с точки зрения постоянного тока эти две модели абсолютно одинаковы. Это объясняется тем, что поверхность трубы является эквипотенциальной поверхностью и внутрь трубы ток не идет в любом случае.

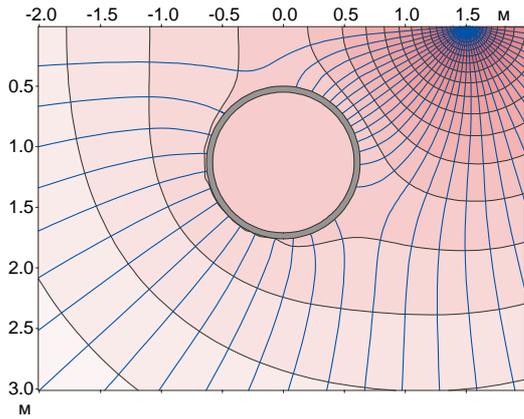


Рис.2.61. Потенциал и токовые линии над проводящей трубой.

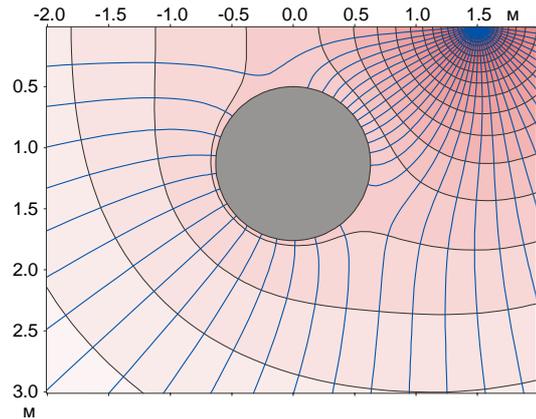


Рис.2.62. Потенциал и токовые линии над проводящим цилиндром.

Моделирование электрического поля над трубами на постоянном токе

Введение

В этом разделе выполнено численное моделирование электрического поля над несколькими моделями с трубами. Цель моделирования - выявить основные особенности электрического поля в присутствии труб. Поэтому диаметр труб принят 1 м. Глубина залегания труб также выбраны от 0.6 до нескольких метров. То есть при выборе моделей мы исходили из возможных реальных ситуаций на нефтепроводах. Установки и системы наблюдений, использованные при моделировании, успешно применяются во время полевых работ на нефтепроводах.

Моделирование проводилось по программе IE2DP1, разработанной в 1988-89 г.г. на кафедре геофизики МГУ И.Н.Модины, А.Г.Яковлевым, В.А.Шевниным и модернизированной А.А.Бобачевым в 1997-1998 г.г.

Алгоритм решения прямой задачи

Рассматривается прямая квазитрехмерная задача. То есть источником поля является точечный электрод (или два электрода), а среда, в которой растекается ток является чисто двумерной. Ось X направлена вдоль поверхности земли и лежит в плоскости поперечного разреза (см.рис.2.63). Ось Y также направлена вдоль поверхности земли, но не лежит в плоскости разреза. Ось Z направ-

лена вниз. Удельное электрическое сопротивление проводящего полупространства меняется по закону

$$\rho = \rho(x, z).$$

Первичный источник тока находится на поверхности земли в плоскости разреза в точке $(X_a, 0)$ и обеспечивает поперечную поляризацию объекта. Сопротивление неоднородности равно ρ_i , а удельное сопротивление вмещающей среды - ρ_e .

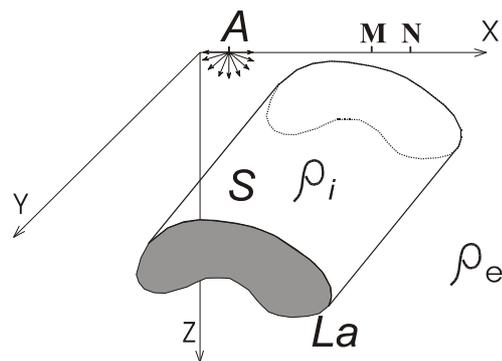


Рис.2.63. Модель двумерного разреза.

Решение задачи основано на разложении поля на гармонические составляющие, меняющиеся в направлении простирания структур. Этим способом квазитрехмерная задача сводится к набору двумерных задач в спектральной области для соответствующего набора пространственных частот. После решения задачи на уровне спектров электрическое поле вычисляется с помощью обратного преобразования Фурье. Описанный подход позволяет сократить объем расчетов прямой задачи для поля точечного источника в двумерных средах на много порядков. Это достигается за счет решения задачи для вторичных источников, расположенных по контуру неоднородности. В то же самое время физически в результате решения мы получаем электрическое поле, которое реагирует на всю безграничную поверхность неоднородности.

Поверхностная плотность вторичных источников $I_S(M)$ может быть найдена из следующего уравнения:

$$I_S(M) = K \left[E_n^0(M) - \int_S \frac{\partial G(P, M)}{\partial n_M} I_S(P) dS_P \right],$$

где $I_S(P)$ - плотность вторичных источников внешних по отношению к источнику, расположенному в точке M , n_M - нормаль в точке M , $E_n^0(M)$ - проекция поля сторонних токовых источников на нормаль в точке M , $G(P, M)$ - функция Грина для источника, расположенного в точке P , когда мы рассчитываем эффект в точке M , dS_P - элемент поверхности неоднородности, K - коэффициент отражения на поверхности неоднородности

$$K = \frac{2}{\rho_e} \frac{\rho_e - \rho_i}{\rho_e + \rho_i}.$$

Интегрирование по поверхности S можно представить как последовательное интегрирование по образующей, направленной вдоль оси Y , а затем по контуру L_a , который является пересечением поверхности горизонтального цилиндра с плоскостью XOZ . Таким образом, последняя формула преобразуется к виду:

$$I_S(x, y, z) = K \left[E_n^0(x, y, z) - \int_{L_a} \int_{-\infty}^{\infty} \frac{\partial G}{\partial n_a}(x, x', y - y', z, z') I_S(x', y', z') dy' dl' \right].$$

Внутренний интеграл есть интеграл свертки функций $\frac{\partial G}{\partial n}$ и I_S по координате y' .

Теперь можно перейти в спектральную область. Поскольку величины I_S , E_n^0 и $\frac{\partial G}{\partial n}$ являются четными функциями относительно переменной y , воспользуемся прямым косинус-преобразованием Фурье:

$$I_S^f(x, k_y, z) = 2 \int_0^{\infty} I_S(x, y, z) \cos(k_y y) dy,$$

$$E_n^{0f}(x, k_y, z) = 2 \int_0^{\infty} E_n^0(x, y, z) \cos(k_y y) dy,$$

$$\frac{\partial G^f}{\partial n}(x, x', k_y, z, z') = 2 \int_0^{\infty} \frac{\partial G}{\partial n}(x, x', y, z, z') \cos(k_y y) dy.$$

Спектры I_S^f , E_n^{0f} , $\frac{\partial G^f}{\partial n}$ являются амплитудами пространственных гармоник с частотой k_y . Запишем формально прямое преобразование Фурье для плотности вторичного источника тока:

$$I_S^f(x, k_y, z) = K \left[E_n^{0f}(x, k_y, z) - \int_{L_a} \int_0^{\infty} \left\{ \int_{-\infty}^{\infty} \frac{\partial G}{\partial n}(x, x', y - y', z, z') I_S(x', y', z') dy' \right\} \cos(k_y y) dy dl' \right]$$

Спектр интеграла свертки есть произведение спектров сворачиваемых функций. Следовательно можно записать

$$I_S^f(x, k_y, z) = K \left[E_n^{0f}(x, k_y, z) - \int_{L_a} \frac{\partial G^f}{\partial n}(x, x', k_y, z, z') I_S^f(x', k_y, z') dl' \right]$$

Таким образом, переход на спектральный уровень позволяет понизить размерность решаемого уравнения. Кроме этого можно легко показать, что для спектров E_n^{0f} и $\frac{\partial G^f}{\partial n}$ можно получить следующие выражения

$$E_n^{0f}(x, k_y, z) = \frac{\rho_e}{2\pi} \left[(x - x_a)(1_x \cdot 1_n) + z(1_z \cdot 1_n) \right] \cdot \int_0^\infty \frac{\cos(k_y y)}{(R_a^2 + y^2)^{3/2}} dy,$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial G^f}{\partial n}(x, x', k_y, z, z') &= \frac{\rho_e}{2\pi} \left\{ \left[(x - x')(1_x \cdot 1_n) + (z - z')(1_z \cdot 1_n) \right] \cdot \int_0^\infty \frac{\cos(k_y y)}{(R^2 + y^2)^{3/2}} dy + \right. \\ &+ \left. \left[(x - x')(1_x \cdot 1_n) + (z + z')(1_z \cdot 1_n) \right] \cdot \int_0^\infty \frac{\cos(k_y y)}{(R_*^2 + y^2)^{3/2}} dy \right\}, \end{aligned}$$

где 1_x , 1_z , 1_n - единичные орты, $R^2 = (x - x')^2 + (z - z')^2$, $R_a^2 = (x - x_a)^2 + z^2$, $R_*^2 = (x - x_a)^2 + (z + z')^2$.

Интегралы, которые содержатся в этих формулах являются табличными и с точностью до коэффициента соответствуют функции Макдональда K_1 - модифицированная функция Бесселя 2-го рода первого порядка

$$S(a, k_e) = \int_0^\infty \frac{\cos(k_y y)}{(a^2 + y^2)^{3/2}} dy = \frac{k_y}{2a} K_1(a k_y).$$

В окончательном виде горизонтальная компонента поля, которую мы измеряем на поверхности Земли записывается следующим образом:

$$E_x(x, y, z) = E_x^0(x, y, z) - \frac{1}{\pi} \int_0^\infty \left[\int_{L_a} \frac{\partial G^f}{\partial n}(x - x', k_y, z, z') \cdot I_s^f(x', k_y, z') dl \right] \cos(k_y y) dk_y.$$

Во всех точках профиля $y=0$. Следовательно, $\cos(k_y y)=1$. Это значительно упрощает расчеты, сводя обратное преобразование Фурье к простому численному интегрированию.

Проявленность труб в методе СЭЗ

Первая модель представляет собой трехслойный разрез типа 'К', содержащий в первом слое три трубы на разной глубине (рис.2.64). Расстояние между трубами - 20 м, глубина верхней кромки первой трубы - 0.1 м, второй - 0.5 м, третьей - 1 м. Диаметр труб - 1 м, удельное электрическое сопротивление - 0.1 Ом.м. Параметры вмещающего геоэлектрического разреза:

- первый слой - мощность (h) 2.5 м, удельное электрическое сопротивление (ρ) 10 Ом.м;
- второй слой - h=10 м, $\rho=100$ Ом.м;
- третий слой - $\rho=10$ Ом.м.

Измерения проводились по методике сплошных электрических зондирований (СЭЗ). Профиль наблюдений проходил вкрест простирания труб. Питающие электроды располагались на профиле начиная с отметки -198 м до отметки 198 м (в качестве нулевой отметки выбрана середина второй трубы) с шагом 4м. Всего в расстановке участвовало сто электродов. Точки записи (середины приемных электродов) находились в точках -76 м - 76 м. В каждой точке были рассчитаны значения кажущегося сопротивления (ρ_k) для установок Amn и mnB на 30 разносах. Разносы в диапазоне от 6м до 122 м через 4 м. Шаг по профилю (расстояние между точками записи) - 4 м. Всего было рассчитано 39 кривых ρ_k для установки Amn и столько же для установки mnB. При работе в полевых условиях методика СЭЗ значительно повышает производительность труда, т.к. требуется только раз расставить электроды. При измерениях требуется всего лишь подключить нужные приемные и питающие электроды.

В результате численного моделирования были получены псевдоразрезы кажущегося сопротивления (рис.2.64) для установок Amn и mnB. На рисунке на фоне горизонтальнослоистого разреза типа 'К' четко выделяются три аномалии кажущегося сопротивления разной интенсивности. Положение максимумов

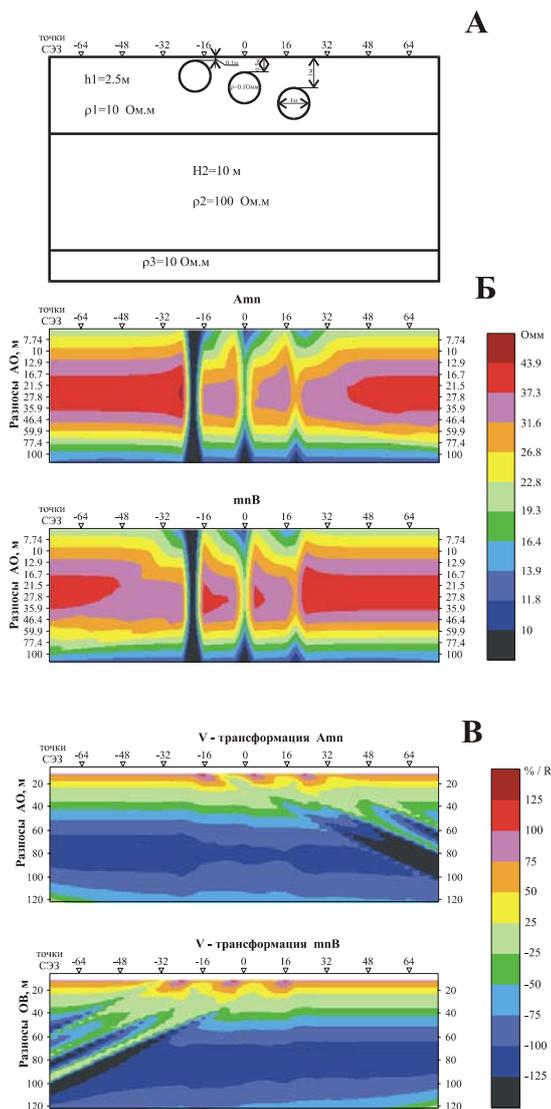


Рис.2.64 Сплошные зондирования слоистого разреза с тремя трубами. А- модель геоэлектрического разреза. Б- разрезы кажущегося сопротивления. В- V- трансформации, которые подчеркивают С- эффект.

аномалий в плане точно соответствует расположению труб. Интенсивность аномалии тем больше, чем ближе труба к поверхности. Знак аномалии указывает на низкое сопротивление объекта. На рисунке 2.64 представлены псевдоразрезы v -трансформаций, подчеркивающие аномалии от питающих электродов. Такие аномалии получили название С- эффекта, т.к. возникают при нахождении питающего (current) электрода над неоднородностью разреза (в нашем случае - трубой). При изучении горизонтальнослоистого разреза С- эффект является помехой и от него стараются избавиться. В нашем случае С- эффект - полезный сигнал, т.к. позволяет определить местонахождение труб.

Влияние глубины трубы на интенсивность аномалий ρ_k

Следующая модель, для которой проводилось численное моделирование электрического поля, представляет собой трубу, погруженную в однородное полупространство (рис.2.65). Удельное электрическое сопротивление однородного полупространства выбрано 30 Ом.м. Диаметр трубы - 1м, а ее удельное электрическое сопротивление - 0.1 Ом.м. Верхняя кромка трубы последовательно помещалась на глубину: 0.1 м, 0.5 м, 1.5 м, 2.5 м, 4.5 м.

Измерения проводились по методике точечных электрических зондирований (ТЭЗ). Профиль наблюдений располагался вкрест простирания трубы. Питающий электрод А находился в 15.5 м слева от проекции центра трубы на линию профиля. Точки записи располагались на профиле, начиная с отметки 7.5 м до отметки 7.5 м с шагом 0.25 м (всего 61 точка).

В результате моделирования было получено пять кривых ρ_k . На графиках отмечается падение амплитуды аномалий с глубиной. Главной особенностью кривых является асимметрия графиков кажущегося сопротивления относительно центра трубы. Ближняя к питающему электроду часть аномалии характеризуется положительными значениями. Дальняя - пониженными значениями ρ_k . Это указывает на существенную неоднородность электрического поля вблизи проводника. Реакция поля на 2D-изолятор будет совершенно иной. Зона неоднородного поля вблизи вытянутого 2D-проводника является очень широкой.

Изучение состояния антикоррозионной защиты трубы.

Третья модель была построена для изучения влияния состояния антикоррозионной защиты трубы на результаты электроразведки. Модель представляет собой трубу с антикоррозионной защитой, погруженную в однородное полупространство (рис.2.6б). Удельное электрическое сопротивление однородного полупространства – 30 Ом.м. Внутренний диаметр трубы - 1м, внешний - 1.6м, удельное электрическое сопротивление трубы - 0.1 Ом.м, удельное электрическое сопротивление, антикоррозионной защиты – 1000 Ом.м. Глубина верхней кромки трубы - 0.2 м. Кольцо, имитирующее антикоррозионную защиту было поделено на 12 секторов. Сначала была смоделирована не поврежденная защита, т.е. все 12 секторов имели сопротивление 1000

Ом.м. Затем смоделированы случаи равномерного 25%, 50% (рис.2.), 75% и 100% повреждения антикоррозионной защиты. В случае 25% повреждения три сектора подряд наделялись $\rho=1000$ Ом.м потом шел сектор с $\rho=0.1$ Ом.м и так далее. В случае 50% повреждения сопротивления секторов повторялись через один. В случае 75% повреждения три сектора подряд наделялись $\rho=0.1$ Ом.м далее шел сектор с $\rho=1000$ Ом.м. При полном отсутствии антикоррозионной защиты (100% повреждение) все 12 секторов наделялись сопротивлением 0.1 Ом.м.

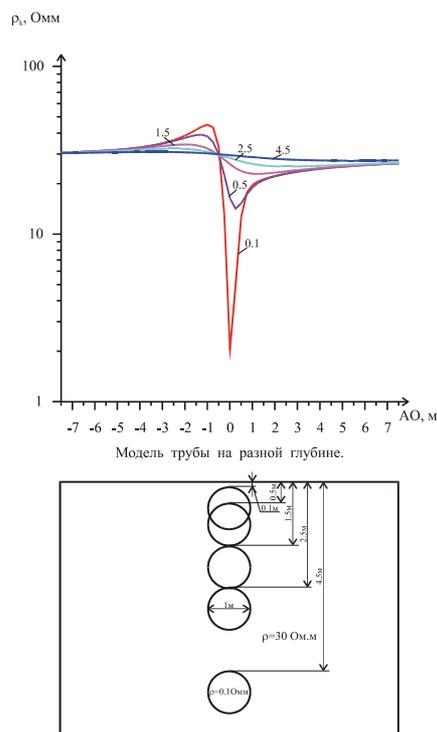


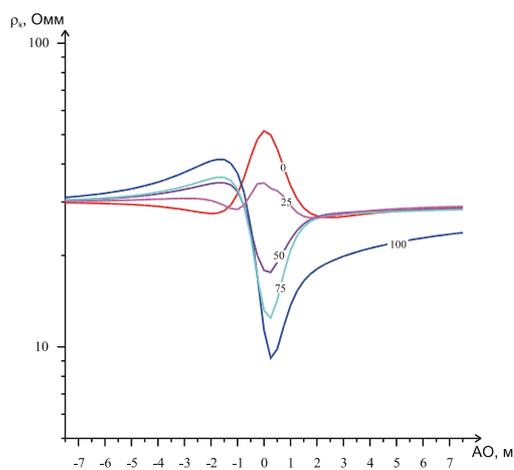
Рис.2.65. Зависимость кажущегося сопротивления от глубины погружения труб. Сверху - графики кажущегося сопротивления. Снизу - модели геоэлектрических разрезов с трубой.

В результате моделирования было получено пять кривых ρ_k . При ненарушенной антикоррозионной защите кривая ρ_k имеет большой максимум над центром трубы и два небольших минимума по краям. Уже при 50% повреждении антикоррозионной защиты трубы кривая ρ_k имеет только один минимум более глубокий, чем максимум, т.е. формой напоминает аномалию от трубы без защиты. Результаты моделирования хорошо согласуются с полевыми данными.

Измерения проводились по методике точечных электрических зондирований, описанной выше.

Обнаружение труб в трехслойных разрезах разных типов

Последняя модель создавалась для изучения влияния трубы, находящейся в трехслойных разрезах разных типов на результаты точечных зондирований. Труба находилась во втором слое на глубине 0.6м. Диаметр трубы - 1м, удельное электрическое сопротивление – 1 Ом.м. Параметры вмещающего разреза типа:



Модель трубы с антикоррозионной защитой (повреждение 50%).

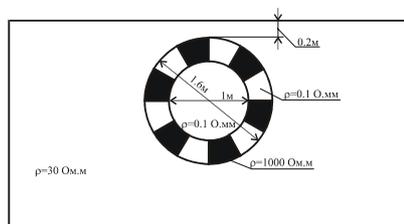


Рис.2.66. Моделирование трубы с гидроизоляционным слоем. Сверху - графики кажущегося сопротивления. Снизу - модель трубы с гидроизоляцией.

- ‘К’: $h_1=0.5\text{м}$, $\rho_1=10\text{ Ом.м}$; $h_2=2.5\text{м}$, $\rho_2=100\text{ Ом.м}$; $\rho_3=10\text{ Ом.м}$;
- ‘Н’: $h_1=0.5\text{м}$, $\rho_1=100\text{ Ом.м}$; $h_2=2.5\text{м}$, $\rho_2=10\text{ Ом.м}$; $\rho_3=100\text{ Ом.м}$;
- ‘А’: $h_1=0.5\text{м}$, $\rho_1=10\text{ Ом.м}$; $h_2=2.5\text{м}$, $\rho_2=30\text{ Ом.м}$; $\rho_3=100\text{ Ом.м}$;
- ‘Q’: $h_1=0.5\text{м}$, $\rho_1=100\text{ Ом.м}$; $h_2=2.5\text{м}$, $\rho_2=30\text{ Ом.м}$; $\rho_3=10\text{ Ом.м}$.

Измерения проводились по методике точечных зондирований, описанной выше.

В результате были получены четыре кривые ρ_k . На рис.2.67 видно, что лучше всего труба проявляется на кривых типа ‘Н’ и ‘Q’ в виде минимума. На кривой типа ‘А’ труба также проявляется мини-

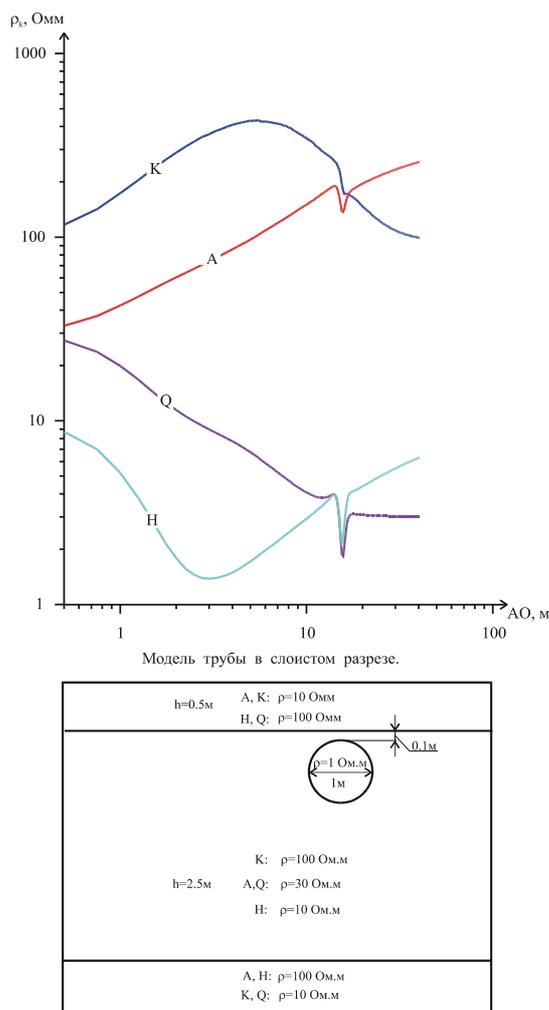


Рис.2.67. Моделирование электрического поля труб, которые помещены в разные геоэлектрические разрезы. Сверху - кривые ВЭЗ. Снизу - модели геоэлектрических разрезов.

мумом. На кривой типа 'К' труба проявляется в виде небольшой ступеньки.

Выводы

- Было показано, что труба хорошо проявляется в электрическом поле постоянного тока.
- Формы аномалий от трубы с антикоррозионной защитой и без нее разные. В первом случае кривая кажущегося сопротивления имеет яркий максимум и небольшие минимумы по краям, во втором - максимум и только один более глубокий минимум.
- Достаточно ярко трубы проявляются на сплошных электрических зондированиях. При этом возникает яркий Р-эффект, который связан с неоднородностями, расположенными вблизи приемных электродов. На разрезах V-трансформации достаточно трубы достаточно интенсивно проявляются, подчеркивая С- эффект.

2.8. Определение глубины свай методом сопротивлений.

Глубина свай является одной из важных характеристик при исследованиях состояния фундаментов различных сооружений. К сожалению, при строительстве не всегда сваи заглубляются на проектную и документированную глубину. Для принятия инженерных решений по состоянию сооружений, фундамент которых базируется на сваях, возникает проблема оценки глубины их заложения.

Предлагаемая методика предназначена для определения глубины хорошо проводящих стальных и железобетонных свай. Она основана на изучении распространения электрического тока в земле при использовании свай в качестве заземления. Это поле зависит от вмещающего геоэлектрического разреза и длины свай. Для измерений используется установка, показанная на рис.2.68. Один выход источника электрического тока соединяется со свайей (электрод А), другой выход через гальваническое заземление В непосредственно соединяется с землей. Для того, чтобы полем от электрода В можно было пренебречь, его относят от свайи на расстояние более шести максимальных разностей. Измерения проводятся вдоль одного или нескольких радиусов с помощью пары заземленных электродов М и N. Диапазон разностей (R) - от одной трети до трех глубин свай (L). Шаг по разностям геометрический или кусочно-линейный. Длина диполя MN не должна превышать половины разности. Для определения вмещающего разреза можно использовать трехэлектродную установку ВЭЗ с неподвижным питающим электродом, расположенным рядом со свайей. При этом измерения проводятся по тем же радиусам и разностям, что и при заземлении через сваю. Это позволяет эффективно устранять влияние приповерхностных неоднородностей на величину измеряемого сигнала.

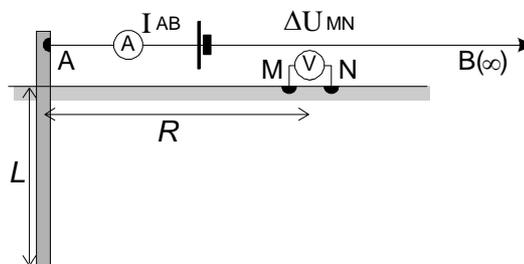


Рис.2.68.Схема установки для определения глубины свай.

Рис.2.68.Схема установки для определения глубины свай. Для того, чтобы полем от электрода В можно было пренебречь, его относят от свайи на расстояние более шести максимальных разностей. Измерения проводятся вдоль одного или нескольких радиусов с помощью пары заземленных электродов М и N. Диапазон разностей (R) - от одной трети до трех глубин свай (L). Шаг по разностям геометрический или кусочно-линейный. Длина диполя MN не должна превышать половины разности. Для определения вмещающего разреза можно использовать трехэлектродную установку ВЭЗ с неподвижным питающим электродом, расположенным рядом со свайей. При этом измерения проводятся по тем же радиусам и разностям, что и при заземлении через сваю. Это позволяет эффективно устранять влияние приповерхностных неоднородностей на величину измеряемого сигнала.

Расчет электрического поля при заземлении через сваю основывается на следующих допущениях относительно физической модели, с которой производится эксперимент.

1. Удельное электрическое сопротивление свайи много меньше сопротивления вмещающего разреза. Для железобетонных свай их сопротивление определяется сопротивлением металлической арматуры, которая образует сплошную решетку внутри бетона. Бетон, который находится в грунте, является влажным и достаточно хорошо проводит электрический ток.

2. При расчете электрического поля на расстояниях больших диаметра свайи можно считать ее тонким стержнем.

Наиболее простым случаем является расчет поля хорошо проводящего стержня в однородном полупространстве. В этом случае ток будет стекать со стержня равномерно и для поля существует аналитическое решение.

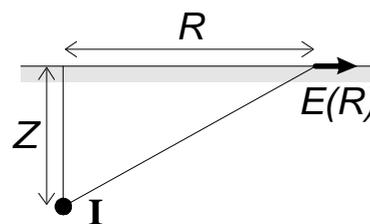


Рис.2.69. Расчет поля точечного источника

Поле $E(R)$ на поверхности однородного полупространства с удельным сопротивлением ρ от точечного источника тока силы I , расположенного на глубине Z (см. рис.2.69), определяется следующей формулой:

$$E(R) = \frac{\rho I R}{2\pi (R^2 + Z^2)^{3/2}} .$$

Из этой формулы, зная, что ток со стержня стекает равномерно, можно получить формулу для расчета поля от проводящего стержня длиной L :

$$E(R) = \frac{\rho I R}{2\pi L} \int_0^L \frac{dz}{(R^2 + z^2)^{3/2}} = \frac{\rho I}{2\pi R \sqrt{R^2 + L^2}} .$$

Таким образом для одного полупространства, зная наблюдаемое поле, можно достаточно просто определить глубину сваи. На рис.2.70 представлены результаты расчета электрического поля от точечного источника и стержня в однородном полупространстве. Из рисунка видно, что при использовании сваи в качестве электрода характер поля существенно меняется, особенно на разностях меньших глубины сваи. Причем при заземлении на сваю электрическое поле меньше чем поле точечного источника. На разностях больших длины сваи, поле сваи достаточно быстро стремится к полю точечного источника.

Для расчета поля в слоистой среде стержень можно аппроксимировать набором из N точечных источников, для каждого из которых можно рассчитать поле. Пусть $G(z,R)$ это функция для расчета поля на поверхности горизонтально-слоистого полупространства от точечного источника единичной интенсивности, расположенного на глубине z . Тогда мы получим следующее уравнение для расчета поля стержня:

$$E(R) = \int_0^L j(z) G(z, R) dz \approx \sum_{k=1}^N j(z_k) \frac{L}{N} G(z_k, R) ,$$

где $j(z)$ - ток, стекающий с единицы длины стержня на глубине z ,
 z_k - центр k -го отрезка разбиения, $z_k = L/N \cdot (k-0.5)$.

Для расчета интенсивности каждого точечного источника можно использовать следующую систему уравнений:

$$\begin{cases} L \sum_{k=1}^N j(z_k) = \mathbf{I} \\ j(z_k) \cdot \rho(z_k) = j(z_n) \cdot \rho(z_n) \end{cases},$$

для любых k и n .

Первое уравнение является законом сохранения заряда. Второе уравнение основано на условии, что

сопротивление стержня много меньше сопротивления вмещающей среды и плотность тока стекающего в землю со стержня обратно пропорциональна удельному сопротивлению среды, в которую стекает ток.

Результаты расчетов для слоистых моделей показывают, что из-за перераспределения тока в среде, картина получается более сложная. На рис.2.71

представлены результаты расчета электрического поля от точечного источника и стержня для двухслойной среды с проводящим основанием.. Различия на разностях меньше глубины сваи стали гораздо более существенными, так как большая часть тока из сваи попадает непосредственно во второй проводящий слой. Для случая с высокоомным основанием различия станут меньше. Поэтому для моделей с высокоомным основанием глубина сваи определяется менее точно, чем для проводящих.

Для анализа поля от сваи по аналогии с электрическими зондированиями предлагается использовать кажущееся сопротивление:

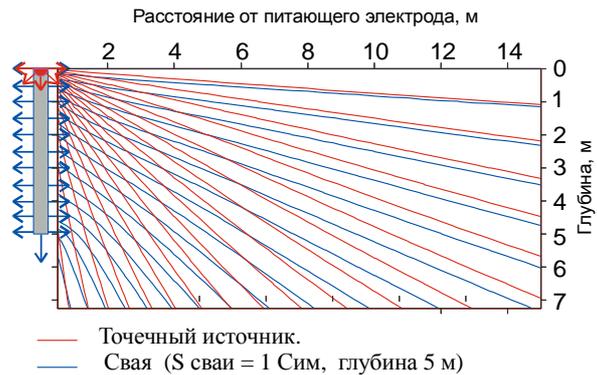


Рис.2.70. Токовые линии электрического тока по результатам моделирования по программе IE2DL для однородного полупространства.

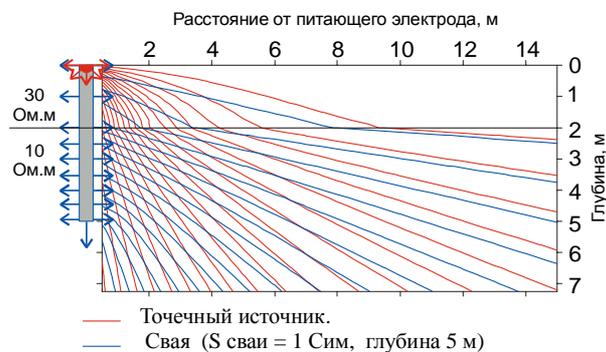


Рис.2.71. Токовые линии электрического тока по результатам моделирования по программе IE2DL для двухслойной среды.

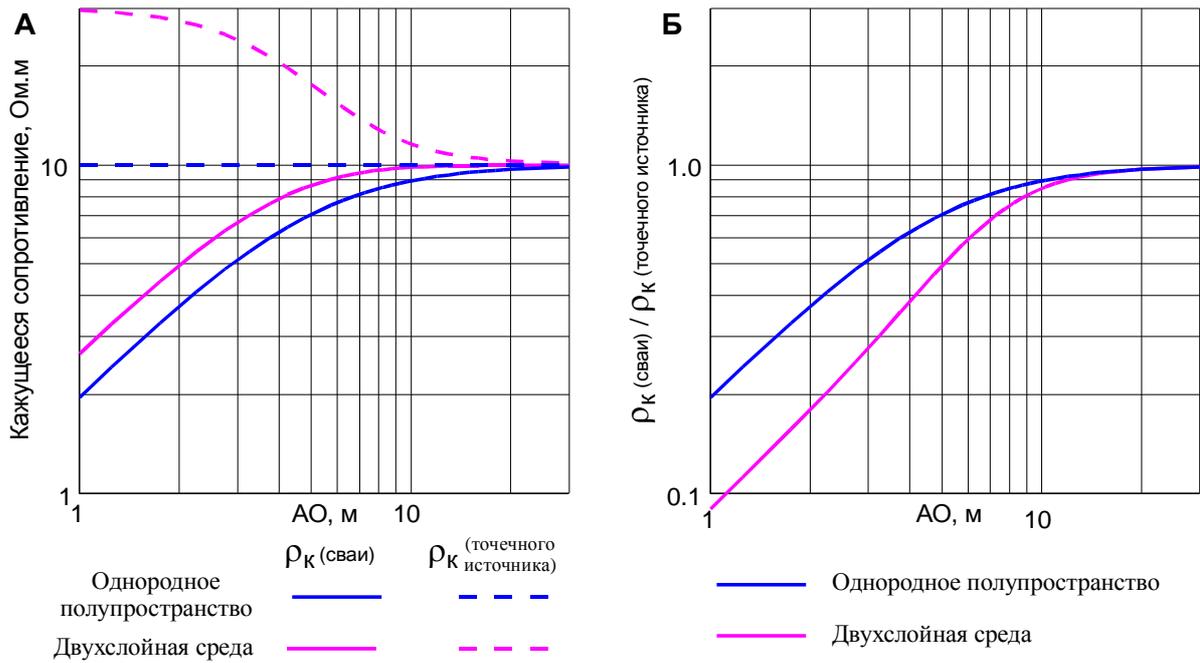


Рис.2.72. Кривые кажущегося сопротивления (А) и их отношения (Б) для точечного источника и сваи (глубина 5 м) в случае однородного полупространства ($r=10$ Ом.м) и двухслойной среды ($r_1=30, r_2=10, h=2$ м).

$$\rho_K(R) = K(R) \frac{\Delta U_{MN}}{I_{AB}},$$

где коэффициент установки K рассчитывается также как в методе ВЭЗ:

$$K(R) = 2\pi \frac{R^2}{MN}.$$

Рассмотрим кривые кажущегося сопротивления для однородного полупространства. Кажущееся сопротивление для точечного источника будет равно сопротивлению полупространства для любых разносов. Кривая кажущегося сопротивления для сваи показана на рис. 2.72А. На разносе равном глубине сваи кажущееся сопротивление сваи равно:

$$\rho_K(R)|_{R=L} = \rho \frac{\sqrt{2}}{2} \approx 0.707\rho.$$

На больших разносах оно стремится к сопротивлению полупространства (ρ).

Для более сложных моделей кривые кажущегося сопротивления от сваи будут иметь более сложную форму. Поэтому, кроме кривых кажущегося сопротивления, предлагается также рассматривать отношение ρ_K сваи к ρ_K точечного источника. Так как коэффициенты установок одинаковые для сваи и точечного источника, то отношение кажущихся сопротивлений равно отношению наблю-

денной разности потенциалов для этих двух установок. Графики этого параметра для двух моделей показаны на рис. 2.72Б. Этот параметр меньше зависит от вмещающего разреза. На больших разносах он стремится к единице. На разносах близких к глубине сваи он будет примерно равен 0.7.

Таким образом, зная вмещающий геоэлектрический разрез по результатам интерпретации кривых ВЭЗ и из априорных данных, методом подбора нужно подобрать глубину стержня. Добившись совпадения наблюдаемых и теоретических кривых кажущегося сопротивления от сваи, мы определим глубину сваи.

Качественную оценку глубины сваи можно сделать по разносу, на котором отношение кажущегося сопротивления от точечного источника и сваи равно 0.7. Точность этой оценки зависит от того, насколько сильно верхняя часть вмещающего разреза отличается от однородного полупространства.

2.9.Аппаратура для метода сопротивлений

Разработка и производство современной электроразведочной аппаратуры базируется на нескольких основных принципах.

- Аппаратура должна быть многофункциональна т.е. быть пригодной для нескольких модификаций электроразведки.

- Активные методы электроразведки, которые основаны на возбуждении искусственных полей, работают на переменном токе. Это дает возможность эффективно подавлять промышленные помехи.

- Измерители снабжаются электронной памятью, которая сохраняет данные и таким образом происходит экономия одного рабочего места.

- Аппаратура должна сопровождаться программным обеспечением для ввода-вывода информации, обработки и интерпретации материалов.

Ниже обсуждаются основные характеристики современной отечественной и зарубежной аппаратуры.

Общее описание аппаратуры ЭРА

Серийная аппаратура ЭРА выпускается опытным заводом геофизического приборостроения «Геологоразведка» (г. Санкт- Петербург). С 1993 г. ком-

плект аппаратуры продается вместе с программным обеспечением, разработанным в лаборатории малоглубинной электроразведки кафедры геофизики МГУ. Аппаратура предназначена для проведения работ:

- методом сопротивлений на частоте 4.88 Гц (ЭРА);
- методом сопротивлений в модификации бесконтактных зондирований на частоте 625 Гц;
- методом заряда в модификации измерения электрического потенциала на постоянном и переменном токе (0 Гц и 4.88 Гц);
- с целью поиска подземных коммуникаций (ЭРА-Трасса);
- естественного поля.

Аппаратура используется при поисках и разведке полезных ископаемых и пресных подземных вод, а также при решении широкого круга задач инженерных изысканий: проектирование и оценка гидротехнических сооружений и подземных трубопроводов, при решении задач геоэкологии и изучении мерзлотных условий.

При поверхностном покрове, благоприятном для устройства гальванических заземлений аппаратура ЭРА на всех рабочих частотах позволяет проводить наблюдения методом сопротивлений по обычной технологии с заземленными питающими и приемными линиями. В случае плохих условий заземлений (мерзлый грунт, сухие пески и твердые искусственные покрытия) на частоте 625 Гц аппаратура дает возможность выполнения наблюдений по методике бесконтактных измерений электрического поля (БИЭП), т.е. без гальванического контакта приемных и питающих линий с землей. Применение новой методики возможно в условиях как плохих заземлений (в том числе недоступных для исследования летом - озера, болота, сельские угодья), так и хороших, что ведет к увеличению производительности труда приблизительно в 1.5 раза. При этом главной особенностью таких измерений является то, что структура электрического поля подчиняется законам постоянного тока, что приводит к резкому увеличению качества геологической интерпретации результатов измерений.

Аппаратура портативна, имеет цифровую и стрелочную индикацию отсчетов, автоматическую компенсацию ЭДС поляризации электродов, расширенный диапазон стабилизированных выходных токов и повышенное выходное на-

пряжение генераторов. Рабочие частоты аппаратуры позволяют изучать геоэлектрический разрез как на малых (0-10 метров), так и на больших глубинах (10 - 200 м) в зависимости от выбранных частот, типа и размеров электроразведочных установок. ЭРА является универсальной многоцелевой аппаратурой с возможностями достаточно просто и гибко менять технологию измерений, имеющих разную физическую основу. ЭРА хорошо сочетается с аналоговой аппаратурой предыдущего поколения АНЧ-3.

В комплект аппаратуры ЭРА входят (рис 2.73):

- Измеритель с цифровым жидкокристаллическим индикатором на три частоты (0 Гц - входное сопротивление 8 МОм, 4,88 Гц – входное сопротивление 80 МОм и 625 Гц – в зависимости

от внешнего устройства входное сопротивление до 2 ГОм). С помощью установки сменных плат можно работать на дополнительных частотах 50 Гц, 78 Гц или 100 Гц. В измерителе установлена плата цифровой памяти на 2500 отсчетов. При выключении измерителя работа платы памяти поддерживается внутренним источником питания. Измеритель позволяет регистрировать ре-

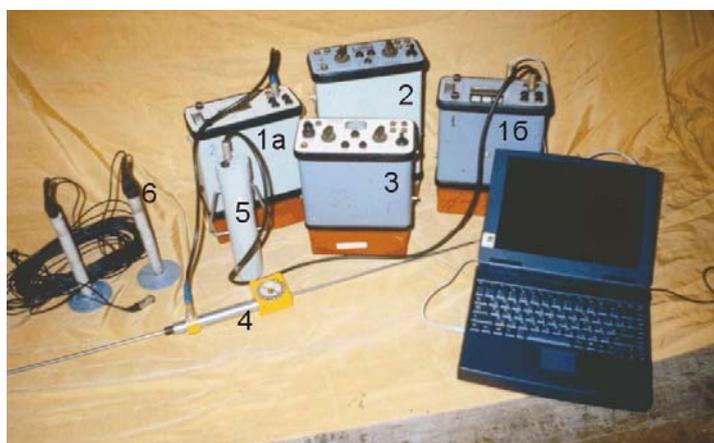


Рис.2.73. Полный комплект аппаратуры ЭРА: 1а-измеритель, 1б - измеритель с электронной памятью, 2 - генератор постоянного тока и стабилизированного тока с частотой 4.88 Гц, 3 -генератор 625 Гц, 4 - электрическая антенна 625 Гц, 5 - индукционный датчик для измерения магнитного поля на частотах 50, 100 и 625 Гц. Персональный компьютер типа Notebook снабжен программным обеспечением IPI_1D и IPI_2D для обработки и интерпретации полевых данных.

альные сигналы в диапазоне от 0,3 мкВ до 2 В при температуре от –10 до +50°С. Вес прибора составляет 3 кг.

- Генератор напряжения ЭРА работает на частоте 625 Гц, позволяет возбуждать ток от 0,1 до 100 мА (выходная мощность 15 Вт); вес генератора 3,7 кг.
- Генератор тока ЭРА для частоты 0 и 4.88 Гц возбуждает стабилизированный ток строго определенной величины 1, 2, 5, 10, 20, 100 и 200 мА.

- Активные электроды работают на частоте 4,88 и 625 Гц обеспечивают увеличение входного сопротивления до 2 ГОм
- Электрическая антенна работает на частоте 625 Гц, выносной усилитель, расположенный в ручке антенны увеличивает входное сопротивление до 2 ГОм.
- Приемные неполяризуемые электроды ЭН-1 конструкции ВИРГ, стальные электроды для питающих линий, катушка с проводом, комплект инструментов, соединительные провода, кувалда, мерная лента.

Питание аппаратуры производится от элементов типа «373», но генераторы удобнее питать от аккумуляторов, которые вместе с зарядным устройством входят в состав аппаратуры.

Один из комплектов аппаратуры переделан нами под технологию векторной съемки. Для этого в измерителе установлен фазочувствительный детектор, который сравнивает сигнал на входе измерителя с сигналом на выходе генератора. Таким образом создается возможность определять реальный знак переменного сигнала относительно сигнала в токовой линии.

Многоканальная аппаратура

С конца 80-х и особенно с начала 90-х годов в разных странах мира стала все более широко использоваться многоканальная аппаратура и на ее основе методика многоэлектродных наблюдений, сочетающая признаки зондирования и профилирования.

В печати и в докладах на конференциях приводятся многочисленные примеры применения многоэлектродных систем для профильного зондирования неоднородных сред, площадного картирования, мониторинга подземных вод, загрязнений. Геофизики многих стран, применяющие многоэлектродные системы наблюдений, отмечают существенное повышение производительности, уменьшение численности персонала, вплоть до выполнения наблюдений одним человеком. К этим преимуществам надо добавить высокую наглядность изображений псевдоразрезов, увеличенную детальность изучения разреза в горизонтальном направлении. Главным же преимуществом многоэлектродных наблюдений, пока недооцененным, по нашему мнению, является возможность распознавания и подавления геологических помех.

Одна из первых многоэлектродных установок появилась в 50-е годы в Канаде и США и называлась "Экспандер", а в настоящее время получила название Electrical Imaging [R.Barker (1992)], Сплошных Электрических Зондировании (СЭЗ) [Электроразведка..., 1994]. Часто употребляется и термин Electrical Tomography или Electrical Resistivity Tomography - ERT (H.Shima, 1989). Особен-

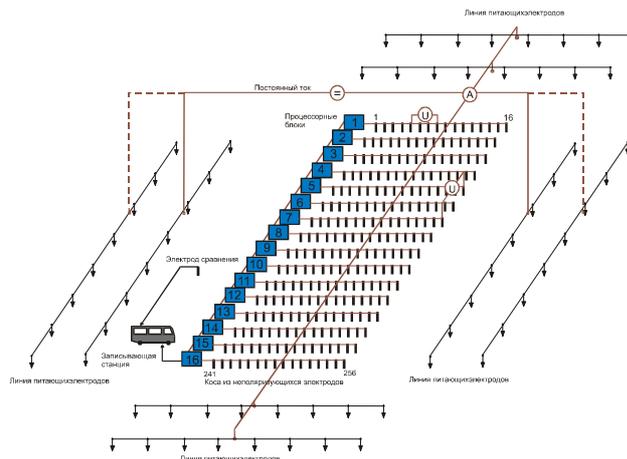


Рис.2.74. Схема многоэлектродной площадной установки фирмы Geko-Prakla. Центральный процессор, установленный на автомобиле, управляет 16 выносными процессорами, каждый из которых контролирует 16-канальную измерительную кося.

ностями этой методики являются многоканальные измерения с помощью системы электродов, заранее размещенных вдоль одного профиля на равных расстояниях друг от друга. Переключение электродов осуществляется микропроцессором по заданной программе. В качестве примера на рис.2.74 показана площадная установка фирмы Geko-Prakla, которая используется при решении инженерно-геологических задач. Основная цель данной методики это одновременное прослеживание разреза вдоль профиля и по глубине. В каждый момент времени осуществляется измерение с электроразведочной установкой, обладающей заданным расположением питающих и приемных электродов, действующим разносом и положением точки записи. Применяются установки: двухэлектродная (AM), трехэлектродные односторонние или двухсторонние (AMN+MNB), симметричные четырехэлектродные Шлюмберже и Веннера и дипольная осевая (ABMN).

Выбор установки многоэлектродного зондирования

Отдельной проблемой многоэлектродных наблюдений является выбор установки. С одной стороны есть специалисты, предпочитающие определенную установку. Другие полагают, что все установки равнозначны, так как любую из них можно рассчитать на основе измерений с двухэлектродной установкой AM. Многие считают двухэлектродную установку самой удобной по той причине,

что на нее якобы минимальное влияние оказывают приповерхностные неоднородности. На наш взгляд наиболее удобны установки с измерением не потенциала (U), а электрического поля (E). Потенциал-установка, требующая две линии бесконечности и весьма чувствительная к электромагнитным помехам имеет больше недостатков, чем достоинств. Эта установка имеет более слабую, по сравнению с градиентными установками, чувствительность как к горизонтальным, так и к вертикальным границам. Возможность пересчета любой установки из АМ также сомнительна, так как пересчет осуществляется с помощью дифференцирования, а данные содержат погрешности. Мы предпочитаем установку АМN+MNB, так как она измеряет не потенциал, а электрическое поле, поле одного точечного источника, т.е. более простое, и дает два изображения, сопоставление которых помогает лучше определить положение глубинных неоднородностей. При работе на ограниченной площади, где нет условий для размещения бесконечности, используют установку дипольную осевую АВМN. Для этой установки с равными диполями второе изображение можно получить смещением точки записи на основе принципа взаимности, т.е. без дополнительных измерений.

Прогресс в области микроэлектроники и вычислительной техники привел к значительным изменениям аппаратуры для метода сопротивлений. Появились портативные многоканальные автоматизированные комплексы аппаратуры для метода сопротивлений, изменившие традиционную методику полевых работ.

Попытки реализовать многоканальные измерения в электроразведке предпринимались в разных странах и ранее. В 50-х годах для метода ВП в Канаде и США применялась установка "Экспандер". Фирмой Scintrex (Канада) для такой установки выпускались многоканальные измерители ВП. В России для ВП Л.З.Бобровниковым и В.А.Поповым (Бобровников и др., 1985) была разработана цифровая аппаратура на 8 и 16 измерительных каналов. В НПО «ВИРГ-Рудгеофизика» была предложена методика интерпретации данных точечных зондирований, получившая название "Разрез" и основанная на подмеченном В.А.Комаровым явлении, что при помещении токового электрода вблизи рудного тела и перемещении приемных электродов по профилю, максимальная аномалия ВП наблюдается на расстоянии, примерно равном глубине рудного тела.



Рис.2.75. Многоцелевой геофизический измеритель V5 ULTRA фирмы PHOENIX. Предназначен для измерения магнитотеллурических и аудиомантителлурических полей, вызванной поляризации, становления поля и метода сопротивлений. В последнем случае число каналов может быть увеличено до 16.

Это позволило реализовать для выявления гипоцентра рудного тела метод засечек. В программе "Разрез" методика была распространена на данные ВП и на данные метода сопротивлений. Эта методика требовала большого числа наблюдений при разных положениях питающих электродов и вплотную подвела к идее многоканальной аппаратуры с автоматически коммутируемыми каналами. Измерениям методом сопротивлений в движении часто препятствовали трудности гальванических контактов питающих и приемных электродов с землей. Б.Г.Сапожниковым в С.-Петербурге была разработана аппаратура и методика для бесконтактного

возбуждения и измерения поля на частоте 625 Гц, реализованная в аппаратуре ЭРА-В. Одновременно в этой аппаратуре для частоты 4.88 Гц разработаны бесконтактные измерительные датчики (так называемые "активные электроды").

За рубежом в самое последнее время появились разработки для бесконтактных измерений в движении с помощью емкостных электродов. В одной из таких разработок, выполненной совместно японской фирмой OYO Corp. и французской фирмой BRGM и подготовленной к серийному производству фирмой IRIS (Франция) используется рабочая частота 10 кГц. Питающие и приемные электроды в виде металлических пластин размером 30 x 30 см составляют дипольную экваториальную установку с одним питающим и шестью приемными диполями с разносами от 1 до 6 м. Установка расстилается на земле и буксируется за автомобилем на скорости около 2 км/ч. Компьютер Ноутбук осуществляет практически непрерывную регистрацию поля по всем каналам. Результаты можно рассматривать и как многоразносное профилирование и как неглубокое дистанционное электрическое зондирование, используемое для экологических и почвенных исследований.

В последние десять лет аппаратура для многоканальных электрических зондирований методом сопротивлений начала выпускаться во многих странах. В большинстве случаев эта аппаратура четко разделяется на два блока: собственно аппаратуру для метода сопротивлений, состоящую из генераторной и измерительной части, и приставку, обеспечивающую многоканальные измерения и представляющую собой, микрокомпьютер или микропроцессор, работающий под управлением компьютера типа Ноутбук.



Рис.2.76. Комплект аппаратуры Campus фирмы Scintrex.

микрокомпьютер или микропроцессор, работающий под управлением компьютера типа Ноутбук.

Перечислим только основные фирмы-разработчики современной электроразведочной аппаратуры. Такая аппаратура выпускается OYO Corp. - Япония (McOHM-21), ABEM - Швеция (Terrameter SAS 300 C, Multimag & Lund Imaging System), Phoenix - Канада (V5 ULTRA), Scintrex - Канада & Campus - Англия (GeoPulse), BGS - Англия (RESCAN), DMT - Германия (ECS-960 with RESECS), Advanced Geosciences, Inc. - США (STING & SWIFT), IRIS - Франция - (Syscal-R1, R2 with Intelligent Nodes). Подобные комплекты аппаратуры производят в Чехии - предприятие Брно-Геофизика (ResiStar RS-100 with ME-100), в Венгрии - компания Триас (RESP-12 и GRM-30.2), в Болгарии - М.Георгиев, институт Тракологии БАН. В России нам известно о разработке подобной (пока несерийной) многоканальной аппаратуры, управляемой микрокомпьютером в Ижевском физико-техническом институте Уральского отделения РАН (И.В.Журбин), применяемой для изучения археологических объектов. Одни комплекты аппаратуры более специализированы, и предназначены для работы лишь с определенными установками и полевыми методиками, другие легко перенастраиваются на работу с разными установками и методиками. Число пере-

ключаемых электродов также различается в широких пределах: от 4 x 64 канала - у Lund Imaging system, 4 x 50 каналов у фирмы Campus, SWIFT - до 254 каналов, McOHM-21 до 750 каналов, DMT - до 960 каналов. По устным сообщениям, в США используются комплекты, следящие за 10000 датчиков-электродов. Такие многоканальные системы применяются для мониторинга территорий вблизи мест испытаний ядерных зарядов. Многоканальность систем



Рис.2.77 Многоканальная система для метода сопротивлений Syscal R2 фирмы IRIS.

достигается аналогично, как например, в 256 канальной системе, разработанной в Geco-Prakla, входящей в объединение «Schlumberger»: каждые 16 каналов контролируются микропроцессором, микропроцессор более высокого уровня собирает информацию и управляет работой микропроцессоров нижнего уровня, и такая топология контрольно-измерительной системы в случае необходимости может наращиваться до любого требуемого уровня.

В таких многоканальных системах стало трудно использовать многожильные кабели, в которых каждая жила соединялась с определенным электродом. Стали разрабатываться и применяться коммутируемые кабели и электроды. В одних системах переключение электродов могло осуществляться лишь последовательно (циклически) (4-х жильный кабель, фирма АВЕМ), в других (7-жильный кабель) - произвольно, в любой нужной последовательности (STING & SWIFT, GEOPULSE).

Переход электроразведки на многоканальные системы измерений похож на ситуацию в сейсморазведке МОВ. По одной сейсмотрассе в принципе можно увидеть приход волны и, предположив ее природу и скорость, оценить глубину границы. Но многоканальный прием дает возможность выделять оси синфазно-

сти, достаточно просто определять природу волн (прямая, отраженная, рефрагированная и т.д.), строить годографы и определять по ним скорости, выявлять и подавлять кратные волны, осуществлять пространственную фильтрацию записей. Преимущества многоканальной записи в МОВ настолько очевидны, что одноканальные измерения (на суше) сейчас практически не применяются, и более того, наблюдается тенденция к увеличению числа каналов и переходу от профильных к площадным системам наблюдений.

Глава 3.

Индукционные методы исследования проводящих объектов

3.1. Теоретические основы индукционных методов

3.1.1. Введение

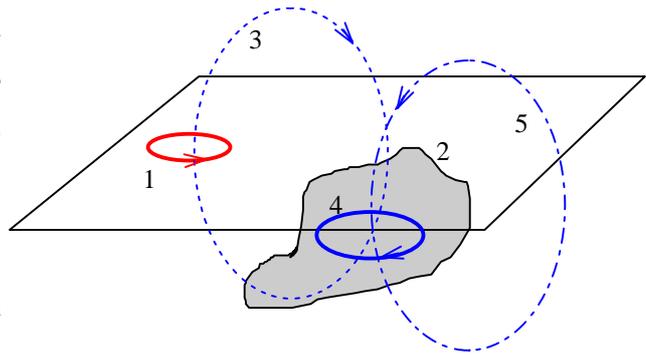
В процессе эксплуатации трубопроводов весьма важным является контроль их состояния. Оценка состояния должна носить по возможности упреждающий характер. В связи с этим особую роль играют дистанционные методы контроля, позволяющие проводить мониторинг состояния трубы без прекращения ее эксплуатации. Ведущая роль при решении этой задачи принадлежит методам, использующим низкочастотные электромагнитные поля, а среди них - индукционным методам.

Применение электромагнитных методов позволяет определить положение трубы и свойства ее материала без непосредственного доступа к ней на исследуемом участке. Эти методы достаточно технологичны. Современный уровень развития аппаратуры, методики полевых измерений, обработки и интерпретации результатов измерений позволяют эффективно решать задачи картирования и мониторинга состояния труб на трассах трубопроводов и на территории ЛПДС и НПЗ.

3.1.2. Физическая сущность индукционных методов и принципы исследования

Индукционными называются методы, основанные на возбуждении электромагнитных полей переменными токами сравнительно низкой частоты и регистрации отклика среды в ближней (индукционной) зоне источника. Общая схема таких методов представлена на рис. 3.1. При использовании индукционных методов в исследуемой среде создается электромагнитное поле известной структуры и интенсивности - нормальное поле. Регистрируемые величины - компоненты электрического и магнитного полей - складываются из соответствующих компонент нормального и аномального полей. Аномальное поле возникает в результате реакции объектов в среде на нормальное поле. По отклонению зарегистрированного поля от нормального судят об объектах, породивших аномальное поле. Аномальные поля в индукционных методах могут быть индукционного (вихревого), магнитостатического и концентрационного происхождения.

Объекты, состоящие из материала с электронной проводимостью, обладают высокой электропроводностью, поэтому в них наводятся довольно сильные вихревые токи, порождающие значительные аномальные поля. При этом величина поля пропорциональна, при прочих равных условиях, силе наведенного тока, которая, в свою очередь, пропорциональна электропроводности объекта. Таким образом, аномалии, регистрируемые



индукционными методами, непосредственно маркируют проводящие объекты. Поэтому индукционные методы хорошо использовать для поиска исследования именно таких объектов. Глубина залегания труб в целом постоянна, поэтому для исследования этих объектов индукционные методы применяются в основном в варианте профилирования, то есть с примерно постоянной глубиной исследования.

Начало применения первых вариантов индукционных методов относится к началу 20-х годов XX века, а современные методики складываются в первой половине 30-х годов. Изначально эти методы применялись для решения задач рудной геофизики, то есть поиска и картирования месторождений металлических руд, чаще всего - обладающих электронной проводимостью сульфидных руд. Кроме того, эти методы применяются в шахтно-рудничной геофизике при решении задач доразведки месторождений в процессе эксплуатации. Существуют также скважинные (каротажные) модификации индукционных методов. С развитием аппаратно-методической базы с середины 50-х годов индукционные методы в комплексе с другими геофизическими методами становятся ведущими при решении рудных и иных задач, где объекты исследования обладают высокой электропроводностью.

Индукционные методы оказываются, таким образом, весьма пригодными для исследования трубопроводов. Металлические (стальные) трубы, обладая металлической проводимостью, обладают электропроводностью, намного превосходящей электропроводность вмещающих пород. Материал их является при этом ферромагнетиком. Применяя для их обследования индукционные методы, можно ожидать значительных, уверенно регистрируемых и интерпретируемых аномалий.

Участок железной трубы может, как правило, рассматриваться в качестве фрагмента некоторого замкнутого проводящего контура. Если проводящий контур пронизывается переменным магнитным полем, то в контуре, в соответствии с законом электромагнитной индукции Фарадея, возбуждается переменная ЭДС индукции. В замкнутом контуре при этом протекает переменный электрический ток, возбуждающий вокруг трубы переменное магнитное поле, которое может быть зарегистрировано. Магнитное поле, порожденное таким механизмом, далее по тексту называется индукционной составляющей магнитного поля трубы.

Кроме этого, материал трубы является ферромагнетиком. Находясь во внешнем поле, железная труба за счет высокой магнитной восприимчивости материала намагничивается, причем вектор намагниченности ориентирован в первом приближении по направлению вектора индукции внешнего поля, то есть поперек трубы. Реальная физическая картина намагничивания трубы является более сложной, так как объекты с высокой магнитной восприимчивостью во внешнем поле стремятся намагничиваться вдоль своей длинной оси (эффект размагничивания). Магнитное поле намагниченной таким образом трубы также может быть зарегистрировано. Магнитное поле, порожденное таким механизмом, далее по тексту называется магнитостатической составляющей магнитного поля трубы.

Кроме индукционного и магнитостатического, встречается также концентрационный механизм возбуждения вторичного поля. Если металлическая труба имеет гальванический контакт с вмещающей средой, то при прохождении электрического тока через эту среду, линии тока концентрируются в трубе, и этот ток также порождает магнитное поле. Так как этот концентрационный ток всегда направлен против индукционного, поля этих токов ослабляют друг друга. Это значит, что поле концентрационного происхождения является помехой при измерениях.

Таким образом, железная труба, находящаяся во внешнем переменном магнитном поле, порождает вторичное магнитное поле. Исследование этого вторичного поля позволяет определить положение и глубину залегания трубы, а также дать оценку состояния материала трубы (последнее, впрочем, выходит за рамки этой работы).

3.1.3. Основы математического описания электромагнитных полей.

Электромагнитные поля проявляют себя в силовом воздействии на электрический заряд; электрическое поле воздействует на неподвижные заряды, а магнитное - на

движущиеся. Электромагнитные поля характеризуются векторами напряженности электрического поля \mathbf{E} и магнитной индукции \mathbf{B} , а также электрического смещения \mathbf{D} и напряженности магнитного поля \mathbf{H} .

Экспериментально установлены закономерности поведения электрических и магнитных полей. Закон Кулона определяет напряженность электрического поля неподвижного заряда. Закон электромагнитной индукции Фарадея $\mathbf{E} = -\frac{\partial \Phi}{\partial t}$, $\Phi = \int_S (\mathbf{B} \cdot \mathbf{n}) dS$

связывает ЭДС индукции в проводящем контуре площади S , перпендикулярном единичному вектору нормали \mathbf{n} , со скоростью изменения потока вектора магнитной индукции Φ , пронизывающего этот контур. Закон Био - Савара выражает возникновение

магнитного поля с индукцией $\mathbf{B} = -\frac{\mu_0}{4\pi} \int_{\Gamma} \mathbf{r} \times I d\mathbf{l}$ в точке, определяемой радиус-вектором \mathbf{r} ,

при пропускании тока I в направлении \mathbf{l} по проводнику Γ .

В обобщенной форме связь между векторами электромагнитного поля выражается уравнениями Максвелла:

$$\text{rot } \mathbf{H} = \frac{\partial \mathbf{D}}{\partial t} + \mathbf{j}; \text{rot } \mathbf{E} = -\frac{\partial \mathbf{B}}{\partial t}; \text{div } \mathbf{D} = q; \text{div } \mathbf{B} = 0$$

и материальными уравнениями

$$\mathbf{D} = \varepsilon \varepsilon_0 \mathbf{E}, \mathbf{B} = \mu \mu_0 \mathbf{H}, \mathbf{j} = \sigma \mathbf{E}.$$

Здесь \mathbf{j} - вектор плотности тока в среде, q - плотность зарядов в среде, ε_0 , μ_0 - электрическая и магнитная постоянные, а ε , μ и σ - параметры среды: электрическая и магнитная проницаемость и удельная электропроводность.

3.1.4. Классификация индукционных методов по видам нормальных полей.

В индукционных методах, применяемых для работ на трубопроводах, используются нормальные поля, возникающие в результате гармонических стационарных процессов. Значения векторов поля изменяются во времени по синусоидальному закону, и характеристики этого изменения - амплитуда и частота - остаются практически неизменными за время выполнения измерения. При этом измерения выполняются в ближней зоне генератора поля, то есть на расстояниях от генератора, существенно меньших, чем длина электромагнитной волны в исследуемой среде, определяемая частотой генератора и параметрами среды. Практически это означает, что поля имеют частоту в пределах 1 кГц, а среда является непроводящей и немагнитной.

Нормальное поле чаще всего является полем вертикального магнитного диполя или прямолинейного проводника.

Поле прямолинейного проводника с током I может быть вычислено непосредственно на основе закона Био - Савара. Вдали от концов проводника на расстоянии r от него, малом по сравнению с длиной, вектор индукции магнитного поля имеет значение $B = \frac{\mu_0 I}{2\pi r}$. Вектор направлен по касательной к окружности, перпендикулярной проводнику, который проходит через ее центр.

Поле диполя рассчитывается, исходя из уравнений Максвелла. Диполь, представленный витком площади S с током $I = I \sin \omega t$ характеризуется вектором момента $M = I \sin \omega t \cdot Sn$. Компоненты векторов электромагнитного поля вне витка удовлетворяют волновому уравнению. Для расчета компонент поля на расстоянии r магнитного гармонического диполя с моментом M вводится векторная функция - векторный потенциал магнитного типа. Векторный потенциал A^* связан с векторами электромагнитного поля

соотношениями $B = \text{rot } A^*$, $E = \frac{\partial A^*}{\partial t} - \frac{1}{k^2} \text{grad div } A^*$. Для векторного потенциала также

справедливо волновое уравнение $\Delta A^* + k^2 \frac{\partial^2 A^*}{\partial t^2} = 0$. Решение волнового уравнения дает

для векторного потенциала магнитного типа на расстоянии r от диполя выражение

$A^* = M \frac{\sin \omega t}{r}$, по которому рассчитываются компоненты векторов электромагнитного

поля.

В ближней зоне электромагнитное поле осесимметричным относительно направления момента диполя. Вектор индукции магнитного поля лежит в плоскости Π , заданной вектором момента диполя и проведенным от диполя радиус-вектором точки наблюдения r , составляющим угол α с вектором момента. Вектор индукции имеет величину

$B = \frac{\mu_0 M}{4\pi r^3} \sqrt{3 \cos^2 \alpha + 1}$, и составляет с моментом угол $\Psi = \arctg \frac{3 \cos \alpha \cdot \sin \alpha}{3 \cos^2 \alpha - 1}$. Вектор

напряженности электрического поля в той же точке перпендикулярен плоскости Π и

имеет величину $E = -\omega I \cos \omega t \frac{\sin \alpha}{r^2}$. Можно отметить, что фаза магнитной индукции

совпадает с фазой тока в диполе, а фаза вектора напряженности электрического поля сдвинута относительно них на $\pi/2$.

На практике для генерации нормальных полей используются генераторные петли или длинный кабель. Поле, порождаемое током в незаземленной петле, разложенной на поверхности земли, эквивалентно полю вертикального магнитного диполя. Поле тока, протекающего в растянутом на поверхности земли длинном кабеле, заземленном на концах, эквивалентно полю прямолинейного проводника. Эти поля порождают в объектах среды явления, которыми обусловлено возникновение аномальных полей.

3.1.5. Иные пути происхождения полей объектов

Кроме описанных традиционных разновидностей индукционных методов для проведения работ на трубопроводах применяются и менее распространенные варианты.

Один из них состоит в пропускании переменного тока по исследуемой трубе при гальваническом контакте с источником тока. Ток, текущий по трубе, порождает в окружающей среде магнитное поле, которое регистрируется в процессе наблюдения. Структура этого поля соответствует полю тока в прямолинейном проводнике. Пропускание тока осуществляется с помощью отдельного генератора. Возможна также регистрация поля токов катодной защиты, которые всегда текут в трубах на трассах трубопроводов. Этот метод сходен с распространенным в рудной и шахтно-рудничной геофизике методом заряженного тела, применяемым для детальной рудных залежей, сложенных породами с высокой электропроводностью металлического типа.

Кроме того, на территории производственных объектов и населенных пунктов, трубы оказываются в области действия полей токов промышленной частоты 50 Гц. Эти токи протекают по линиям электропередач, силовым кабелям и проводам, находящимся в окрестности трубы. Поле промышленных токов выступает в качестве нормального поля в традиционных разновидностях индукционных методов, наводя в контурах труб индукционные токи, поля которых также могут быть зарегистрированы. Подобная методика «пассивной» индукционной съемки может применяться в основном для картирования труб. Следует учитывать, что в этом случае структура «нормального поля» оказывается сложной (вообще говоря - неизвестной) и разделение нормального и аномального полей может быть затруднено.

3.2. Магнитное поле проводящего контура в поле вертикального гармонического магнитного диполя

3.2.1. Расчет вторичного магнитного поля контура

Для моделирования вторичного поля железной трубы в большинстве случаев можно воспользоваться приближением, представленным на рис. 3.2. Труба с внешним диаметром D и толщиной стенок d из материала с удельным электрическим сопротивлением ρ образует прямоугольный контур Γ размером $a \times b$ с центром в точке с

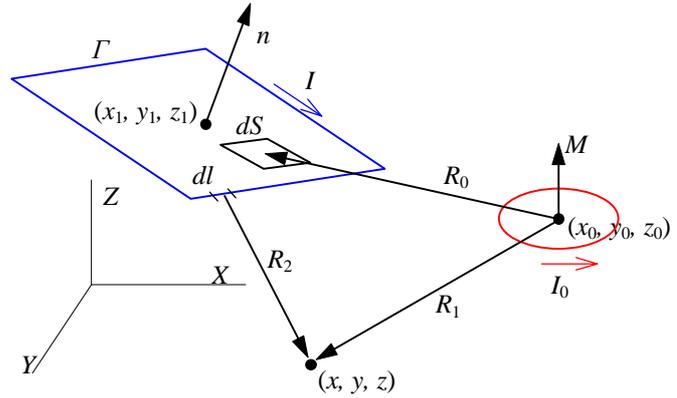


Рис. 3.2. К расчету магнитного поля контура в поле вертикального магнитного диполя

координатами (x_1, y_1, z_1) . Ориентация контура в пространстве задается вектором нормали \mathbf{n} к контуру. Введем в пространстве декартову систему координат с произвольно заданным началом и осью Z , направленной вертикально вверх. В точке с координатами (x_0, y_0, z_0) параллельно плоскости XY расположена круглая петля радиуса r , по которой течет ток силы I_0 (здесь и далее речь идет об эффективных значениях тока и индукции) и частотой f . Такую петлю можно рассматривать как гармонический вертикальный магнитный диполь с моментом $\mathbf{M}=2\pi I_0 r^2 \mathbf{n}$. В точке измерения с координатами (x, y, z) существует магнитное поле с индукцией $\mathbf{B}=\mathbf{B}_1+\mathbf{B}_2$, где \mathbf{B}_1 - индукция первичного поля диполя, \mathbf{B}_2 - индукция вторичного поля тока, наведенного в контуре Γ . Индукция первичного поля определяется как

$\mathbf{B}_1 = \frac{\mu_0}{4\pi} \frac{3\mathbf{R}_1(\mathbf{M} \cdot \mathbf{R}_1) - \mathbf{M} \cdot R_1^2}{R_1^5}$, где \mathbf{R}_1 - вектор с началом в

точке расположения диполя и с концом в точке измерения. Индукция вторичного поля

по закону Био - Савара определяется как $\mathbf{B}_2 = \frac{\mu_0 I}{4\pi} \int_{\Gamma} \frac{\mathbf{R}_2 \times d\mathbf{l}}{R_2^3}$, где I - индукционный ток

в контуре Γ , порожденный первичным полем, $d\mathbf{l}$ - вектор, направленный по касательной к контуру Γ в некоторой точке контура, \mathbf{R}_2 - вектор с началом в соответствующей точке

контура Γ и с концом в точке измерения. Индукционный ток имеет силу $I = \frac{\mathcal{E}}{R}$, где

$R = \frac{8(a+b)\rho}{\pi(D^2 - (D-d)^2)}$ - сопротивление контура, а $\mathcal{E} = -\frac{d\Phi}{dt}$ - ЭДС индукции в контуре.

Производная потока индукции первичного поля \mathbf{B}_0 по времени определяется как

$$\frac{d\Phi}{dt} = 2\pi f \int_S (\mathbf{B}_0 \cdot \mathbf{n}) dS, \text{ где } S \text{ площадь контура } \Gamma, \mathbf{B}_0 = \frac{\mu_0}{4\pi} \frac{3\mathbf{R}_0 (\mathbf{M} \cdot \mathbf{R}_0) - MR_0^2}{R_0^5}, \text{ где } \mathbf{R}_0 \text{ - вектор с началом в точке расположения диполя и с концом в точке внутри контура } \Gamma.$$

тор с началом в точке расположения диполя и с концом в точке внутри контура Γ .

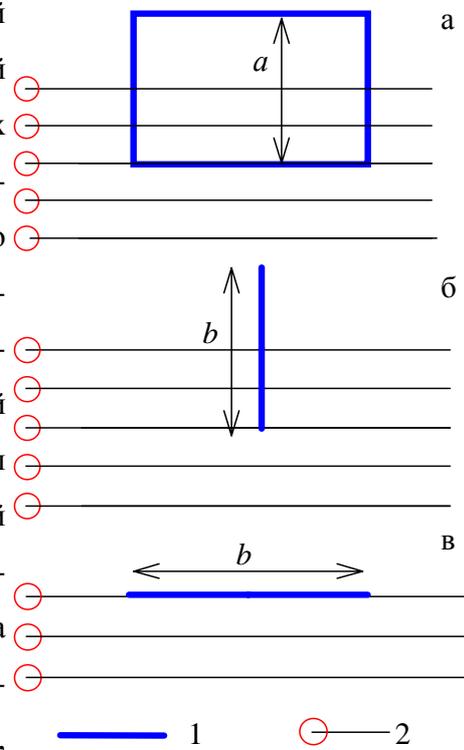
3.2.2. Методика полевых измерений

При полевых работах в качестве диполя, генерирующего первичное поле, используется петля, разложенная на поверхности земли. По петле пропускается переменный ток. В точках измерения регистрируются различные компоненты магнитного поля.

Весьма распространена схема наблюдений, при которой диполь и точки наблюдения расположены на одном прямолинейном профиле. В точках наблюдения измеряется компонента магнитного поля, перпендикулярная профилю (Y-компонента). В этом случае Y-компонента первичного поля равна нулю, и, таким образом, регистрируется только вторичное поле, определяемое объектами, подверженными воздействию первичного поля.

3.2.3. Контур труб, расположенный в поле вертикального магнитного диполя

Работы по исследованию труб на ЛПДС проводятся, когда вблизи профиля наблюдений присутствует много контуров труб различной ориентации, различным образом расположенных относительно профиля. Трубы на ЛПДС образуют горизонтальные контуры под поверхностью земли и на ней, а также различным образом ориентированные вертикальные контуры над поверхностью. Несколько типичных положений контуров и профилей наблюдения изображены на рис. 3.3. На рис. 3.3а изображен заглубленный горизонтальный контур; как правило, так выглядит целевой объект исследования. Контур на рис. 3.3б и 3.3в моделируют часто встречающиеся на ЛПДС и НПЗ надземные коммуникации,



расположенные перпендикулярно или параллельно профилю наблюдений. Далее для всех Рис. 3.3. Различные взаимные положения контуров труб и профилей наблюдения в плане. (1 - трубы, 2 - профили наблюдения и диполи)

этих вариантов рассматривается Y -компонента магнитного поля, измеряемую в точках различных профилей при соответствующих положениях диполя.

Очевидно, что для всех профилей, проходящих через центр контура, Y -компонента равна нулю. В случае, представленном на рис. 3.3а, это связано с тем, что в звеньях контура, параллельных профилю, равные по силе токи текут в противоположных направлениях, и их поля компенсируют друг друга на линии профиля. При этом поля токов в звеньях, перпендикулярных контуру, имеют соленоидальную структуру и их Y -компоненты также равны нулю на линии профиля. Аналогичным образом ведут себя поля токов в звеньях контура в случае, представленном на рис. 3.3б. Наконец, при расположении контура на профиле (рис. 3.3в) поток первичного поля через контур равен нулю, и вторичное поле вообще не возникает.

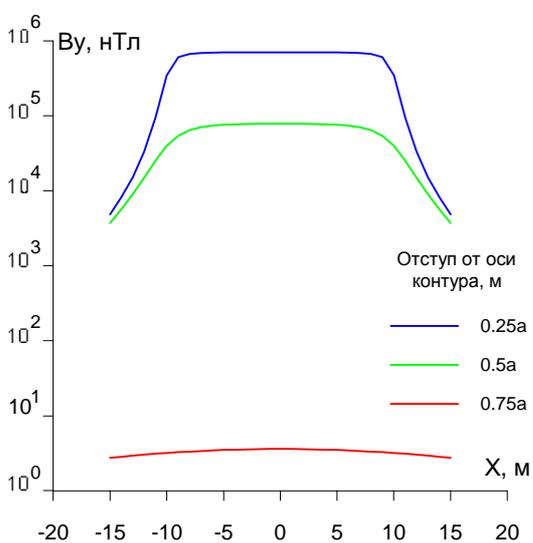


Рис. 3.4. Графики Y -компоненты магнитного поля тока в горизонтальном контуре при смещении профиля от центра.

При иных положениях профиля наблюдений и расположенного на нем диполя относительно центра горизонтального контура (рис. 3.3а) максимальные значения Y -компоненты отмечаются для профиля, проходящего непосредственно над звеном контура (рис. 3.4). В этом случае значения Y -компоненты на несколько порядков превосходят значения, полученные при пересечении контура профилем или размещении профиля вне контура. Вне контура значения Y -компоненты существенно превосходят ее значения внутри контура, так как в последнем случае

компенсирующее влияние поля дальнего от профиля звена контура существенно сильнее, что связано с характером затухания поля с расстоянием. Следует также отметить, что для рассматриваемого случая контура, однородного по сопротивлению, значение Y -компоненты практически постоянно по профилю. Если при полевых измерениях по этой схеме отмечаются существенные отклонения от постоянного уровня, это может свидетельствовать об изменении состояния материала трубы.

При смещении профилей и диполей относительно центра вертикального контура, перпендикулярного профилям, (рис. 3.3б) максимальные амплитудные значения аномалий Y -компоненты достигаются на профилях, пересекающих одно из верти-

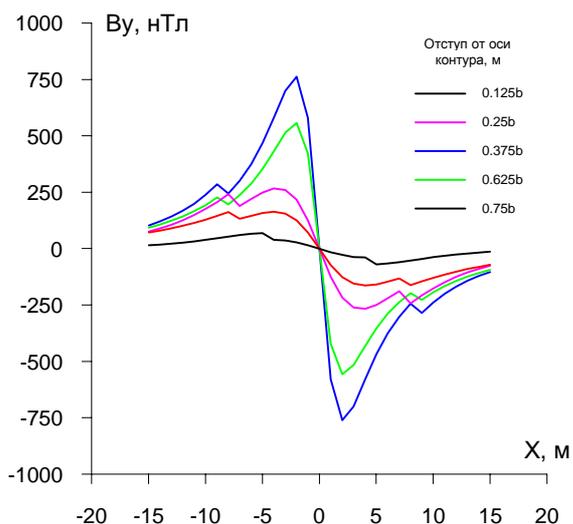


Рис. 3.5. Графики Y- компоненты магнитного поля тока в вертикальном контуре, перпендикулярном профилю, при смещении профиля от центра.

лельного профилям, (рис. 3.3в) отмечается убывание амплитуд аномалий Y - компоненты с увеличением расстояния от профиля (рис. 3.6).

Следует отметить, что при определенных взаимных положениях профиля, диполя и контура могут быть получены сопоставимые значения Y - компоненты.

3.2.4.Применимость модели к реальным условиям

При сопоставлении результатов моделирования с данными, полученными в полевых условиях по описанной методике, следует учитывать ряд факторов. На практике замкнутые контуры из труб встречаются достаточно редко. Контуры могут замыкаться через землю в местах гальванического контакта труб с землей при нарушении гидроизоляции. Это приводит к резкому увеличению сопротивления контура. Кроме того, между местами такого контакта может возникнуть концентрационный ток, направленный противоположно току, индуцированному в трубе. Совместное действие этих факторов приведет к резкому (на порядки) уменьшению амплитудных значений аномалий Y - компоненты вторичного поля при любых взаимных положениях диполя профиля и контура. Соотношение значений для рассмотренных вариантов при этом не изменится.

кальных звеньев контура (рис. 3.5). Амплитуды аномалий достаточно гладко убывают с удалением профиля от вертикального звена, при этом внутри контура отмечаются более высокие значения Y - компоненты.

Наконец, при смещении профилей и диполей от вертикального контура, парал-

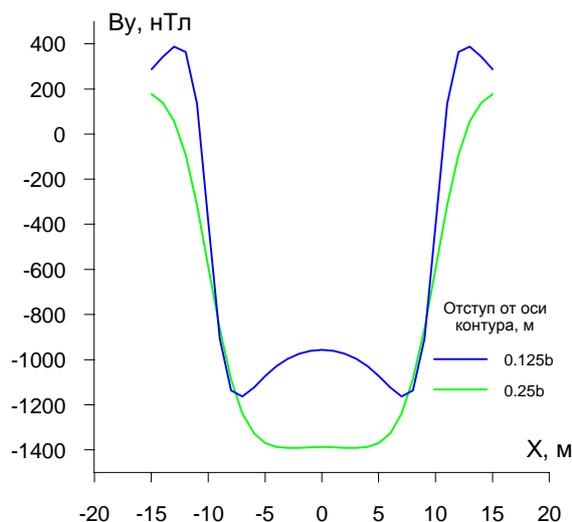


Рис. 3.6. Графики Y- компоненты магнитного поля тока в вертикальном контуре, параллельном профилю, при смещении профиля от центра

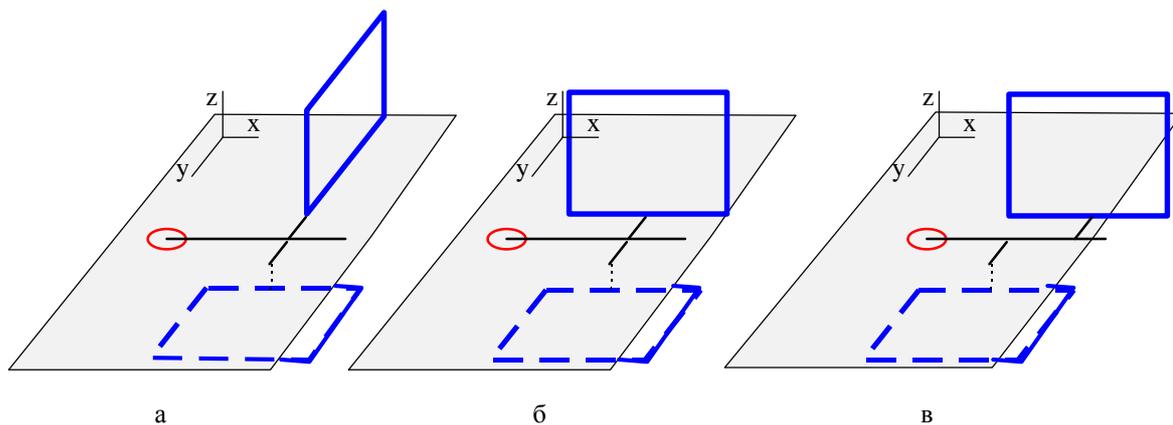


Рис. 3.7. Некоторые случаи суперпозиции полей контуров различной ориентации и расположения.

При работах на территории ЛПДС и НПЗ к этому эффекту добавляется влияние вертикальных контуров труб в результате суперпозиции полей. Аномалии, связанные с наличием таких контуров, как показывает моделирование, могут быть сопоставимы по величине с аномалиями от целевых объектов - горизонтальных заглубленных контуров. Особенно силен этот эффект при неточном позиционировании профиля наблюдений над трубой. В связи с этим может меняться как величина, так и форма аномалий.

Несколько простых ситуаций представлено на рис. 3.7. Во всех случаях объектом исследования является звено горизонтального заглубленного контура, параллельно которому проходит профиль. На рис. 3.7а в окрестности профиля имеется вертикальный контур труб того же размера, плоскость которого перпендикулярна профилю и проходит через центр целевого контура. В этом нецелевом контуре, как и в целевом, индуцируется ток, поле которого складывается с полем тока в целевом контуре. При регистрации Y- компоненты от такой совокупности контуров отмечается ложная аномалия (рис. 3.8, кривая 1). На рис. 3.7б и 3.7в нецелевой вертикальный контур того же размера расположен параллельно профилю, причем на рис. 3.7в нецелевой контур смещен вдоль линии профиля относительно целевого. В результате суперпозиции полей токов в целевом и нецеле-

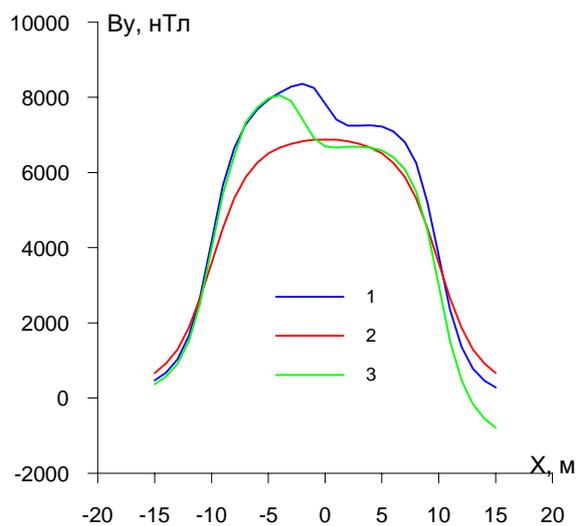


Рис. 3.8. Графики Y- компоненты суммарного магнитного поля горизонтального контура и вертикального контура: перпендикулярного несмещенного (1), параллельного несмещенного (2), параллельного смещенного на 1/3 длины (3).

вом контурах, не смещенных относительно друг друга, происходит изменение величины регистрируемой аномалии (рис. 3.8, кривая 2), а в случае смещения появляется также ложная аномалия (рис. 3.8, кривая 3).

Наличие вертикальных контуров, параллельных профилю, приводит, в основном, к изменению уровня аномалии. Влияние поперечных контуров искажает форму кривой, тот же эффект может возникать и от параллельных контуров. Для борьбы с этим нежелательным влиянием следует учитывать (документировать в поле) вертикальные контуры, находящиеся в окрестности профиля наблюдений и включать в обработку данных этап устранения аномалий от нецелевых объектов.

Ситуация ухудшается также в связи с возможным замыканием контуров через землю. В этом случае положение контуров, как целевых, так и нецелевых, неизвестно, и, таким образом, форма и величина аномалий суммарного вторичного поля становятся непредсказуемыми, а разделение аномалий - невозможным.

3.3. Магнитное поле проводящего контура в поле прямолинейного проводника с током

3.3.1. Расчет вторичного магнитного поля

Модель, в рамках которой выполняется расчет, представлена на рис. 3.9. Пусть труба с внешним диаметром D и толщиной стенок d из материала с удельным электрическим сопротивлением ρ и магнитной восприимчивостью k образует горизонтально расположенный прямоугольный контур размером $a \times b$ (исследуемая труба имеет длину a). Введем геофизическую систему координат (ось X - по горизонтали вправо перпендикулярно трубе, ось Y - вертикально вниз) с началом над центром поперечного сечения трубы, расположенным в точке с координатами $(0, Z)$. Параллельно трубе вне контура через точку с координатами $(a_0, 0)$ проходит кабель бесконечной длины, по которому течет переменный ток силы I частотой f . Будем рассматривать горизонтальную компоненту магнитного поля в точке измерения с координатами $(x, 0)$.

Отметим, что вектор индукции внешнего поля направлен в точке измерения вертикально вниз. Поэтому горизонтальная компонента вектора индукции магнитного поля в этой точке определяется исключительно вторичным полем. Эта компонента является суммой соответствующих компонент индукционной и магнитостатической состав-

ляющих вторичного поля: $B_2 = B_2^{ind} + B_2^{ms}$ (здесь и далее везде имеются в виду эффективные значения соответствующих величин).

Индукционная составляющая определяется током I_p , наведенном в контуре труб первичным полем. Наведенный ток имеет силу $I_p = \frac{E_{ind}}{R_p}$, где E_{ind} - ЭДС индукции, наведенная в контуре периметром l_p из труб с площадью эффективного сечения S_p , который имеет сопротивление $R_p = \rho \cdot \frac{l_p}{S_p} = \rho \cdot \frac{8(a+b)}{\pi \cdot (d^2 - 2Dd)}$. По закону Фарадея ЭДС индукции

равна $E_{ind} = -L \frac{\partial \Phi}{\partial t}$, где $\Phi = \int_0^b B_z \cdot dS = Ia \int_0^b \frac{\xi d\xi}{Z^2 + (a_0 + \xi)^2} = \frac{aI}{2} \ln \frac{(a_0 + b)^2 + Z^2}{a_0^2 + Z^2}$ - поток вектора

индукции первичного поля B через контур труб индуктивностью $L = \frac{\mu_0}{2} \sqrt{ab}$ (μ_0 - магнитная постоянная) площадью S . Тогда горизонтальная компонента вектора индукции индукционной составляющей вторичного поля равна $B_2^{ind} = I_p \cdot \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \frac{Z}{Z^2 + x^2}$.

Магнитостатическая составляющая определяется магнитным моментом эффективного сечения трубы $M = JS_p$, где $J = \frac{\kappa}{\mu_0 a(1 + 2\pi\kappa)} \cdot B$ - модуль вектора намагниченности сечения трубы. Намагниченность рассчитывается с учетом эффекта размагничивания в предположении, что трубу можно рассматривать как горизонтальный цилиндр бесконечного простираения (то есть $a \gg a_0$ и измерения проводятся недалеко от середины трубы). Вектор намагниченности ориентирован по направлению вектора индукции внешнего магнитного поля, который составляет с осью Y угол $\varphi = \arctg\left(-\frac{Z}{a_0}\right)$, и модуль

которого равен $B = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \frac{I}{\sqrt{a_0^2 + Z^2}}$. Тогда горизонтальная компонента вектора индукции магнитостатической составляющей вторичного поля равна

магнитостатической составляющей вторичного поля равна

магнитостатической составляющей вторичного поля равна

$$B_2^{ms} = -2M \frac{(Z^2 + x^2) \cdot \sin \varphi + 2Zx \cdot \cos \varphi}{(Z^2 + x^2)^2}.$$

3.3.2. Методика полевых измерений

Чтобы использовать описанную выше модель при интерпретации полевых данных, методика измерений должна соответствовать этой модели. В этих целях для работ используется комплект аппаратуры «ЭРА-Трасса» (НПП «Эра», СПб.) Кабель ПВР длиной 100 - 300 м располагается вдоль исследуемой трубы на поверхности земли на расстоянии 10 - 20 м от нее. Для исключения возникновения концентрационного тока замыкание цепи через грунт не применяется; кабель раскладывается в виде прямоугольной петли размера такого, чтобы поле тока, текущего по дальней от трубы стороне петли, не ослабляло поля тока, текущего по ближней стороне петли. По кабелю пропускается переменный ток частоты 625 Гц силой 10 - 20 мА. С помощью датчика магнитного поля регистрируется горизонтальная компонента магнитного поля вкrest простираения исследуемой трубы. Измерения выполняются с шагом 0.5 - 1 м по профилю длиной 10 - 20 м вкrest простираения трубы и расположенному симметрично относительно нее. Подобная методика

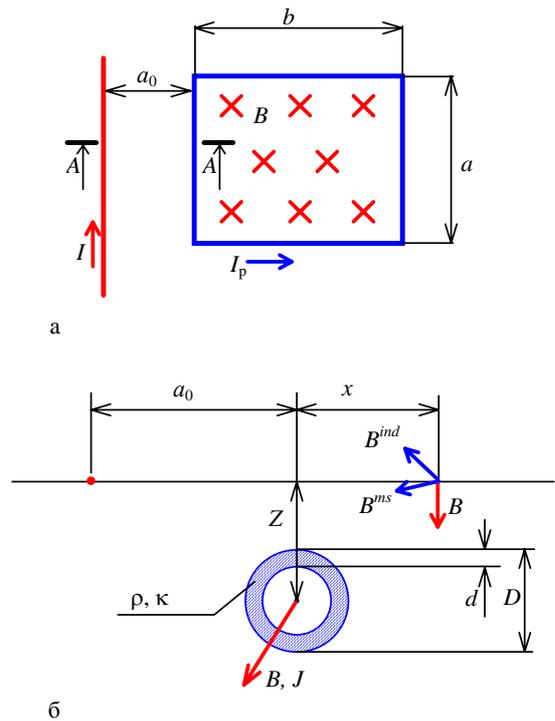


Рис.3.9. К задаче о вторичном магнитном поле железной трубы (а - план, б - разрез по А-А, масштаб искажен).

обеспечивает сигнал от датчика на уровне 10 - 100 мВ в максимуме графика.

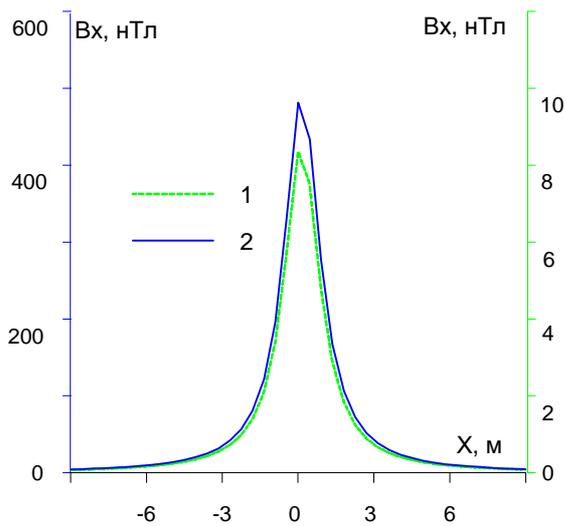


Рис. 3.10. Теоретические графики горизонтальной компоненты вторичного магнитного поля от водопроводной трубы (1) и трубы магистрального трубопровода (2).

обеспечивает сигнал от датчика на уровне 10 - 100 мВ в максимуме графика.

Для сопоставления полевых данных с результатами моделирования необходимо привести в соответствие единицы измерения. Для этого производится измерение горизонтальной компоненты поля на определенной высоте над кабелем. Ее значение практически равно модулю вектора индукции внешнего поля, который может быть рассчитан незави-

симо. Так можно вычислить аппаратурный коэффициент.

3.3.3. Поле труб различных типоразмеров

Железные (стальные) трубы выпускаются во многих типоразмерах. В практике картирования чаще всего приходится сталкиваться с водопроводными трубами внешним диаметром 62 мм с толщиной стенки 3 мм и трубами магистральных трубопроводов внешним диаметром 1260 мм с толщиной стенки 10 мм. На рис. 3.10 приведены типичные графики вторичного поля для этих типоразмеров труб. При расчете предполагается, что кабель, по которому течет переменный ток частоты 625 Гц силой 20 мА расположен в 10 м от исследуемой трубы, а труба образует контур в виде квадрата со стороной 100 м. За значения удельного электрического сопротивления и магнитной восприимчивости материала трубы приняты соответствующие величины для железа.

Форма приведенных теоретических графиков совпадает с формой полевых графиков, полученных на соответствующих объектах. Обращает на себя внимание значительная (на два порядка) разница значений поля. Это, однако, не мешает достаточно уверенной регистрации этих величин при полевых работах.

3.3.4. Зависимость вторичного поля от глубины залегания трубы

Глубины залегания труб варьируют в пределах 0.5 - 3 м для водопроводных труб и 1 - 10 м для труб магистральных трубопроводов. На рис. 3.11 приведены типичные графики вторичного поля труб магистральных трубопроводов, залегающих на различных глубинах. Условия наблюдения и вид контура приняты такие же, как при расчете графиков рис. 3.10.

Сопоставляя графики, следует отметить, что степень симметричности графика увеличивается с ростом глубины. С глубиной возрастает расстояние от кабеля до трубы и в соответствии с этим затухает внешнее поле. Составляющие вторичного поля ведут себя при этом следующим образом. Сила наведенного в контуре труб тока, порождающего индукционную составляющую вторичного поля, уменьшается. Намагниченность трубы, индуцируемая внешним полем,

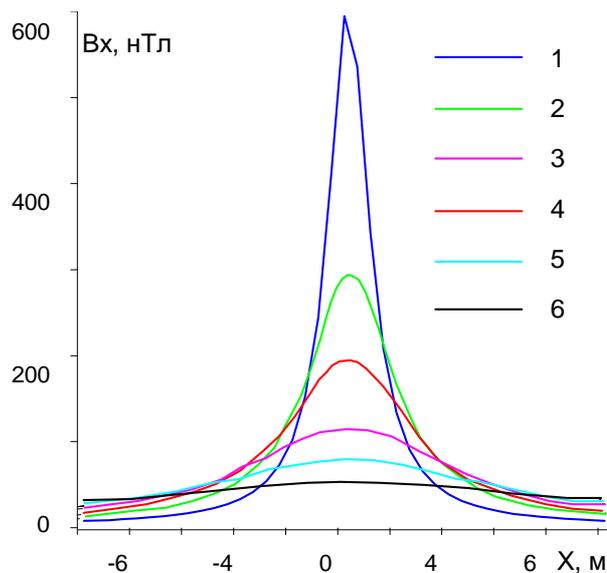


Рис. 3.11. Теоретические графики горизонтальной компоненты поля трубы на глубинах 1 (1), 2 (2), 3 (3), 5 (4), 7 (5), 10 м (6).

также убывает с увеличением глубины. При этом происходит разворот вектора намагниченности от субвертикальной ориентации при малой по сравнению с расстоянием до кабеля глубине залегания до значений, близких к 45 градусам при глубине залегания, сопоставимой с расстоянием до кабеля. Тем не менее, горизонтальная компонента индукционной составляющей убывает быстрее горизонтальной компоненты магнитоэлектрической составляющей, что и проявляется в большей симметрии графика суммарного вторичного поля для больших глубин залегания трубы.

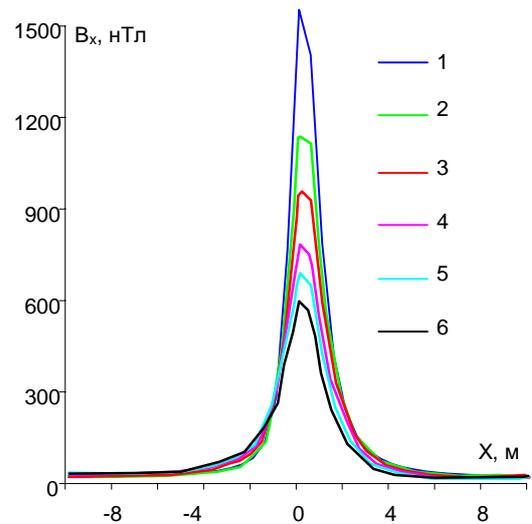


Рис. 3.12. Теоретические графики горизонтальной компоненты вторичного магнитного поля трубы находящейся на расстояниях 1 м (1), 2 м (2), 3 м (3), 5 м, (4), 7 м (5), 10 м (6) от кабеля.

Этот эффект следует учитывать при интерпретации полевых графиков. При малой глубине залегания трубы точка максимума несколько смещена в сторону от кабеля. С увеличением глубины точка максимума практически маркирует положение центра сечения трубы в плане, а для определения глубины уверенно можно использовать, например, метод особых точек. Вместе с тем можно ожидать, что графики, полученные при сопоставимых значениях глубины залегания трубы и расстояния до кабеля, содержат больше информации о свойствах материала трубы. Их вид в большей степени определяется магнитоэлектрической составляющей вторичного поля, зависящей от намагниченности трубы, связанной с магнитной восприимчивостью, которая зависит от состояния материала трубы.

3.3.5. Зависимость вида графика от расстояния от трубы до кабеля

При выполнении работ по описанной выше методике расстояние от кабеля до трубы существенно влияет на результаты. Часто кабель располагается на том расстоянии от трубы, какое возможно в конкретных условиях. В связи с этим следует оценивать эффект, вносимый этим фактором в результаты исследования.

На рис. 3.12 приведены типичные графики вторичного поля труб магистральных трубопроводов, находящихся на различных расстояниях от кабеля. Условия наблюдения и вид контура приняты такие же, как при расчете графиков рис. 3.10 (контур труб 100 x 100 м на глубине 1 м).

Поведение графиков, наблюдаемое при изменении расстояния от кабеля до трубы сходно с поведением графиков при изменении глубины залегания трубы. Наблюдается тот же эффект смещения точки максимума графика к положению центра сечения трубы при переходе от глубин, малых по сравнению с расстоянием до кабеля к сопоставимым по величине.

3.3.6. Зависимость вторичного поля от формы и размеров контура.

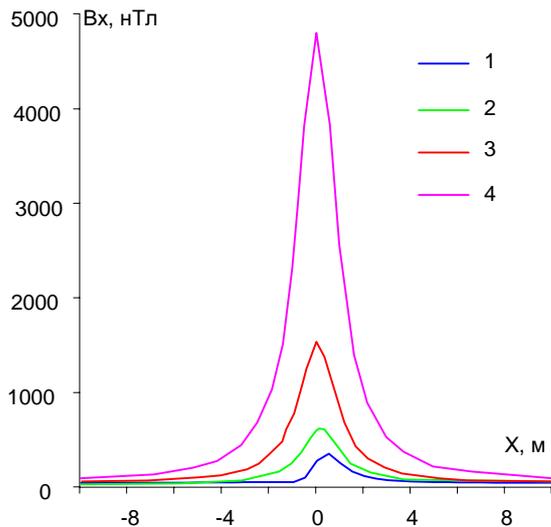


Рис. 3.13. Теоретические графики горизонтальной компоненты вторичного магнитного поля трубы, образующей контур со стороной 50 м (1), 100 м (2), 200 м (3) и 500 м (4)

ной и магнитоэлектрической составляющих вторичного поля. Для больших контуров вклад магнитоэлектрической составляющей становится пренебрежимо мал. Для малых контуров составляющие вторичного поля становятся сопоставимы по величине.

Если рассматривать контур прямоугольной формы, одна из сторон которого и есть исследуемая труба (рис. 3.14), картина оказывается несколько иной. Форма аномалии с увеличением стороны контура, перпендикулярной трубе, не меняется. Это значит, что со-

На рис. 3.13 и 3.14 приведены типичные графики вторичного поля труб магистральных трубопроводов, образующих контуры различной формы и размера. Условия наблюдения приняты такие же, как при расчете графиков рис. 3.10.

При пропорциональном увеличении стороны квадратного контура (рис. 3.13) аномалия от трубы растет пропорционально возрастающей при этом индуктивности контура. При этом существенно изменяется вид графика из-за изменения соотношения индукцион-

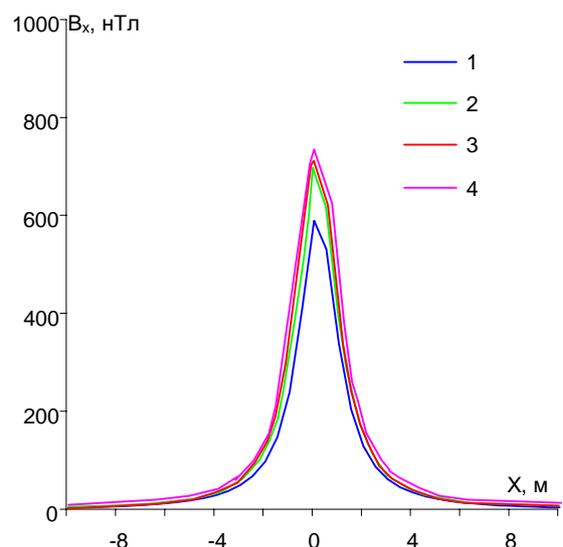


Рис. 3.14. Теоретические графики горизонтальной компоненты вторичного магнитного поля трубы прямоугольный контур размером 100x100 м (1), 100x200 м (2), 100x300 м (3) и 100x500 м (4)

отношение индукционной и магнитоэлектрической составляющих остается практически неизменным. С другой стороны, при больших значениях длины поперечной стороны контура амплитуда аномалии вообще практически не зависит от площади контура, то есть, начиная с некоторого значения поперечного размера контура, вторичное поле выходит на асимптоту. Магнитоэлектрическая составляющая, определяемая отрезком трубы вдоль кабеля, остается неизменной. Индукционная часть, определяемая потоком вектора индукции внешнего поля через контур, также не меняется, так как весь поток проходит вблизи трубы, то есть на сравнительно малых расстояниях от кабеля.

3.3.7. Сопоставление модели с практическими ситуациями

Рассмотренная модель определенно может применяться при моделировании полей труб, образующих замкнутые контуры. Следует учитывать, что длина исследуемого отрезка меньше длины кабеля, создающего первичное поле. Это предположение оправдано для трасс водопроводов и газопроводов в населенных пунктах и для перекачивающих станций (ЛПДС) магистральных нефтяных и газовых трубопроводов. В этих случаях в расчет просто закладываются реальные параметры трубопроводных контуров.

При проведении работ на линейных участках магистральных трубопроводов этот подход в явном виде неприменим из-за явного различия в физике происходящих процессов. В этом случае нельзя говорить о существовании замкнутого контура. Тем не менее, труба обладает некоторой индуктивностью и, разумеется, магнитной восприимчивостью. Если с трубы возможны утечки тока, например, через нарушенную гидроизоляцию, то в принципе вторичное магнитное поле будет образовываться по описанному механизму. Индуцированный ток при этом будет протекать по трубе и замыкаться через грунт, образуя своего рода контур с низкой индуктивностью и высоким сопротивлением. Опыт полевых работ говорит, что в первом приближении для моделирования вторичного поля в этой ситуации можно оставаться в рамках

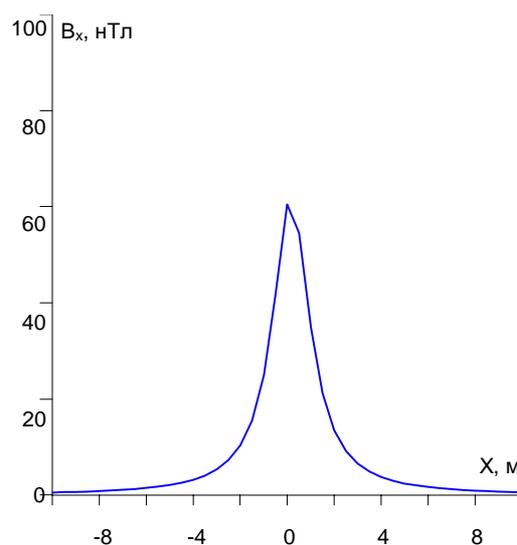


Рис. 3.15. Теоретический график горизонтальной компоненты вторичного магнитного поля от трубы магистрального трубопровода с утечкой по модельному представлению.

рассмотренной в этой работе модели, задавая соответствующие форме и размеру "контура" значения индуктивности и сопротивления.

На рис. 3.15 приведен график вторичного поля трубы магистрального трубопровода с учетом утечки. Замыкание линий индукционного тока в трубе через грунт представлено как замыкание контура, одним из звеньев которого является труба, через дополнительный проводник. Этому проводнику приписано удельное электрическое сопротивление, близкое к параметрам грунта. Эффективное сечение этого проводника принято на несколько порядков больше эффективного сечения трубы; так грубо учитывается геометрическое расхождение стекающего с трубы тока во вмещающей среде. За поперечный размер контура принято небольшое значение из области асимптотики. При этих предположениях теоретически рассчитанный график аномалии близок по форме и амплитуде к полевым графикам, полученным на линейных участках магистральных трубопроводов. Сохраняется и соотношение индукционной и магнитостатической составляющих вторичного поля.

3.4. Особенности магнитного поля, используемые при картировании труб

Над центром сечения трубы графики компонент магнитного поля, измеренных на профилях, ориентированных вкрест простирания трубы, имеют характерные точки. На графике вертикальной компоненты поля над центром трубы отмечается переход через ноль. При работе с аппаратурой "Эра-Трасса", регистрирующей абсолютную величину измеряемой компоненты, над центром трубы отмечается резкий минимум модуля вертикальной компоненты поля. Горизонтальная компонента, измеренная вкрест простирания трубы, имеет над центром трубы экстремум; при работе с аппаратурой "Эра-Трасса" это всегда максимум. Компонента поля, направленная вдоль трубы, равна, вообще говоря нулю.

В соответствии с этим при картировании труб, направление которых достаточно точно известно, профиль наблюдений ориентируют перпендикулярно направлению трубы и измеряют вертикальную или перпендикулярную трубе компоненту поля. Характерные точки графиков компонент, измеренных на нескольких параллельных профилях, маркируют положение картируемой трубы в плане.

Если направление трубы неизвестно, можно применять азимутальные измерения абсолютного значения горизонтальной компоненты магнитного поля на исследуемом участке по системе параллельных профилей. В каждой точке профиля выполняется не-

скольким замерам при различной ориентации датчика поля по сторонам света. Простира-ние трубы и положение центра сечения определяется в этом случае по полярным диа-граммам измеренной величины. Направление простира-ния трубы определяется как перпендикулярное длинной оси полярной диаграммы измеренной величины. Положе-ние центра сечения трубы маркируется точками, где отмечаются наибольшие размеры диаграммы вдоль длинной оси. Эту же методику можно рекомендовать, если магнитное поле исследуемой трубы осложнено влиянием расположенных поблизости нецелевых объектов, так как ориентация полярных диаграмм менее подвержена такому влиянию по сравнению со значениями компонент поля. Следует, впрочем, отметить, что азиму-тальные измерения резко снижают производительность, как при полевых работах, так и при камеральной обработке материалов.

Для определения глубины залегания трубы можно воспользоваться методом ха-рактерных точек, то есть известными из теории магниторазведки соотношениями меж-ду глубиной залегания поля определенных объектов и характерными точками графиков компонент их магнитного поля.

Более точное определение глубины может быть проведено методом особых то-чек, сущность которого состоит в следующем. В вертикальной плоскости (x, z) , перпен-дикулярной направлению простира-ния трубы, вводится комплексная функция $G(s)$, та-кая что $s=x+iz$, $G(s)=H(s)+iZ(s)$, где (x, z) - точка плоскости, а H и Z - измеренные в этой точке горизонтальная и вертикальная компоненты магнитного поля соответственно. Можно показать, что введенная функция аналитична на линии $x=0$, то есть удовлетво-ряет соотношениям: $-\frac{\partial H}{\partial x} = \frac{\partial Z}{\partial z}$; $\frac{\partial H}{\partial z} = \frac{\partial Z}{\partial x}$ - условиям Коши - Римана. В теории функций комплексного переменного показано, что такая функция может быть аналитически продолжена в область $x<0$. Также определяется положение точек, в которых функция утрачивает аналитичность - особых точек функции. В теории магниторазведки показа-но, что особые точки функции G являются полюсами. Положение полюсов и их поря-док соответствуют определенным точкам объекта, порождающего поле. В частности, фокусам сечения тела, ограниченного кривой второго порядка, соответствуют полюса третьего порядка. Поскольку сечение трубы есть окружность, можно утверждать, что полюс третьего порядка функции G , определенной по компонентам магнитного поля, измеренным на профиле, перпендикулярном трубе, маркирует положение центра сече-ния трубы.

3.5. Заключение

Индукционные методы, сложившиеся в геофизике для исследования хорошо проводящих объектов, могут с успехом применяться для исследования труб на трассах трубопроводов и на территории ЛПДС и НПЗ. Это связано с особенностями их материала - высокой электропроводностью металлического типа с одной стороны и ферромагнитными свойствами с другой.

Отработанные в геофизической практике методы сбора, обработки и интерпретации данных индукционных методов с незначительными модификациями пригодны для решения задач картирования труб. Эти методы достаточно технологичны, и, в сочетании с другими технологиями контроля, составят надежный и эффективный комплекс средств мониторинга трубопроводов и вмещающей геологической среды.

1. Рассмотренные модели возникновения вторичного магнитного поля железной трубы под воздействием внешнего магнитного поля переменного тока, текущего по круговому витку и прямолинейному проводнику, являются приближенным описанием процессов, происходящих при проведении работ по мониторингу состояния трубопроводов.

2. Вторичное поле складывается из индукционной и магнитостатической составляющих, причем в большинстве случаев явно преобладает индукционная составляющая. Соотношение составляющих определяет степень асимметрии графика.

3. Индукционная составляющая определяется, при прочих равных условиях, площадью контура труб, пронизываемого потоком вектора индукции внешнего поля. При этом основной вклад вносится частью контура, отстоящей от трубы на расстояние, не превышающее длины трубы.

4. Магнитостатическая составляющая определяется соотношением расстояния от трубы до кабеля и глубины залегания трубы. Влияние индукционной составляющей максимально, когда значения расстояния и глубины сопоставимы.

5. При выполнении полевых наблюдений следует исключать влияние внешнего поля и концентрационных токов. Измеряется горизонтальная компонента поля вкrest простирания исследуемой трубы на уровне земли, где соответствующая компонента внешнего поля равна нулю. Кабель, по которому пропускается первичный ток, раскладывается в виде петли на поверхности земли для исключения гальванического контакта с исследуемой трубой.

6. При выполнении полевых наблюдений индукционными методами нецелевые объекты в виде вертикальных контуров дают вклад в значения аномалий, сопоставимый с вкладом целевого объекта. Разделение полей целевых и нецелевых объектов при обработке затруднено, если заранее неизвестно их положение.

7. Рассмотренный подход применим для моделирования вторичного поля при исследовании (главным образом, картировании и определении глубины залегания) водопроводных труб и труб нефте- и газопроводов, образующих замкнутые контуры, и, с ограничениями, - при исследовании прямолинейных участков трубопроводов.

Глава 4.

Поле вызванной поляризации вблизи трубопроводов.

4.1 Основы метода вызванной поляризации.

Метод вызванной поляризации (метод ВП) основан на изучении вторичных электрических полей в земле. Появление метода ВП, так же как и метода сопротивлений, связано с именем К. Шлюмберже, взявшим соответствующий патент еще в 1912 г. Было обнаружено, что при протекании электрического тока в горных породах вследствие электрохимических и электрокинетических процессов возникают вторичные электрические заряды. Это явление наблюдается в постоянном или низкочастотном электрическом поле (0-100 Гц) только в неоднородных (гетерогенных) средах, состоящих из твердой и жидкой фаз. Как было рассмотрено в главе 2, в горных породах на границе твердой и жидкой фаз самопроизвольно образуется двойной электрический слой. В пределах некоторого объема суммарный заряд такого слоя равен нулю, и он не создает электрическое поле во внешней среде. После включения внешнего источника электрического поля на одних участках двойного электрического слоя начинают накапливаться заряды положительного, а на других - отрицательного знака. Таким образом, в среде образуются электрические диполи, которые и являются источниками поля ВП.

Подавляющее число породообразующих минералов являются диэлектриками. В этом случае горная порода проводит электрический ток за счет ионов солей, растворенных в воде, наполняющей поры горной породы. В *ионопроводящих горных породах* ток течет только в жидкой фазе, и, следовательно, вектор напряженности электрического поля направлен параллельно двойному электрическому слою. При сужении пор на движение зарядов разного знака начинает сказываться двойной электрический слой. В результате в областях изменения диаметра пор накапливаются электрические заряды. Явление вызванной поляризации в ионопроводящих горных породах проявляется достаточно слабо - поле вторичных зарядов, возникших при протекании электрического тока в земле, не превышает первых процентов от первичного поля. В случае наличия в горных породах *минералов с электронным типом проводимости* (сульфиды, графит, магнетит и некоторые другие) или

металлических техногенных объектов твердая фаза уже не является диэлектриком и ток течет поперек двойного электрического слоя. При этом, по сравнению с ионопроводящими породами, идут гораздо более интенсивные электрохимические и электрокинетические процессы и поле вторичных источников, возникающих на границе твердой и жидкой фазы, может составлять десятки процентов от первичного поля.

Для ионопроводящих горных пород или в случае вкрапленных руд с электропроводящими минералами имеет место *объемная* поляризация вещества. Для массивных руд или в случае техногенных металлических объектов источники поля ВП возникают на границе тела, обладающего электронной проводимостью, и в этом случае речь идет о *поверхностной* поляризации.

Основные области применения метода ВП - поиски рудных залежей, решение гидрогеологических задач. Имеется также информация, что химические процессы, связанные с наличием углеводородов в горных породах, могут в определенных условиях приводить к образованию минералов с электронной проводимостью. Это явление открывает перспективы использования метода ВП как для поиска месторождений углеводородов, так и для решения экологических задач при нефтяных загрязнениях. Очевидно, что большой интерес представляет использование электроразведки методом вызванной поляризации при изучении техногенных объектов (трубопроводов, металлических резервуаров и др.).

4.2. Методика измерений вызванной поляризации

Для измерения вызванной поляризации применяются такие же четырехэлектродные установки АМNB, что и в методе сопротивлений. Через питающие электроды АВ в течение некоторого времени пропускается электрический ток (рис. 4.1-а,б). На приемных электродах MN разность потенциалов при пропускании

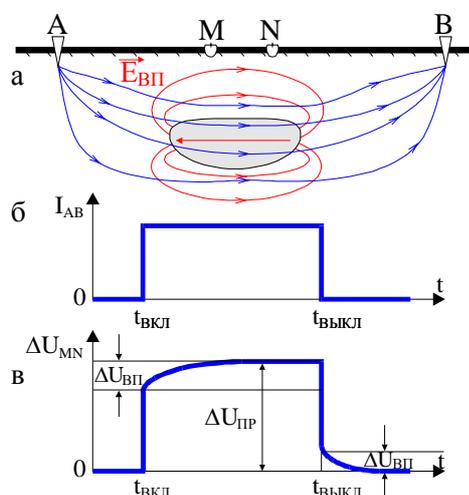


Рис. 4.1. Методика измерения ВП.

тока является суммой первичного поля токов, стекающих с АВ, и поля токов вызванной поляризации (рис. 4.1-в). После включения тока среда начинает заряжаться, и поле вызванной поляризации нарастает. Затем процесс вызванной поляризации выходит на насыщение, и разность потенциалов в приемной линии MN перестает меняться. После выключения тока поле ВП спадает по тому же временному закону, по которому оно нарастало при включении. Измерение поля вызванной поляризации проводится на одном или нескольких временах задержки после выключения тока в линии АВ. В принципе возможна регистрация явления вызванной поляризации и во время пропускания тока, однако такие наблюдения недостаточно точны, поскольку мы наблюдаем поле ВП на фоне первичного поля, которое, как правило, существенно больше его по величине.

В качестве меры интенсивности процесса ВП используется *поляризуемость* η , которая рассчитывается как отношение напряженности поля вызванной поляризации к напряженности поля во время пропускания тока

$$\eta = \frac{\Delta U_{\text{ВП}}}{\Delta U_{\text{ПР}}} \cdot 100\% .$$

Очевидно, что поляризуемость зависит от времени задержки момента измерения поля ВП с момента выключения тока, а также от времени пропускания тока (в случае, если процесс ВП не вышел на насыщение). Для ионопроводящих горных пород время зарядки, а, соответственно, и разрядки составляет первые секунды. В случае присутствия электропроводящих включений это время может увеличиваться до нескольких минут, и даже иногда до часа. Время пропускания тока стараются выбирать из условия полной зарядки среды, и в то же время оно не должно быть слишком большим, чтобы не снижать производительность работ. Обычно оно составляет от 10 секунд до нескольких минут. Время задержки стандартно выбирается равным 0.5 сек, однако современная аппаратура позволяет проводить измерения поля ВП на многих временах.

Среда, над которой находится установка АМNB, на практике неоднородна, поэтому результаты измерений дают не истинную, а кажущуюся поляризуемость η_k . Одновременно с кажущейся поляризуемостью по

результатам измерений можно определить и кажущееся сопротивление $\rho_k = k \cdot \Delta U_{\text{пр}} / I_{\text{AB}}$, где k - геометрический коэффициент установки.

Особенность метода вызванной поляризации по отношению к методу сопротивлений заключается в том, что поле ВП примерно на два порядка меньше величины первичного поля, т.е. приходится регистрировать сравнительно слабые сигналы. Для повышения соотношения сигнал-помеха применяются следующие меры:

1. в линию АВ пропускается ток большей силы, чем в методе сопротивлений;
2. используются установки с достаточно большими линиями MN;
3. в измерительной линии используются специальные неполяризующиеся электроды.

При выполнении профилирования методом ВП часто выбирается установка срединного градиента, описанная в главе 2. Эта установка существенно снижает трудозатраты, позволяя с одного положения питающих электродов проводить наблюдение по одному или нескольким профилям, находящимся в средней трети линии АВ. При выполнении зондирования методом ВП используется установка Венера (глава 2), линия MN в которой составляет 1/3 от линии АВ. Весьма эффективно выполнять зондирования методом ВП с помощью экспресс-установки, разработанной во ВСЕГИНГЕО. В этой установке линия АВ фиксирована, а приемные электроды расставляются от питающего электрода А с геометрическим шагом к центру установки. Для повышения производительности работ часто используется многоканальная измерительная аппаратура, позволяющая одновременно регистрировать сигнал на нескольких линиях MN.

Мы рассмотрели методику измерений вызванной поляризации во временной области (или в *импульсном* режиме). Кроме этого, существуют два способа измерений вызванной поляризации и в частотной области.

Амплитудно-частотные измерения. По результатам измерений напряжённости поля на двух частотах можно рассчитать процентный частотный эффект:

$$\text{PFE} = \frac{\Delta U(\omega_{\text{низкая}}) - \Delta U(\omega_{\text{высокая}})}{\Delta U(\omega_{\text{низкая}})} \cdot 100\% ,$$

где низкая частота обычно выбирается в интервале от 0.5 до 2 Гц, а высокая - от 4 до 20 Гц. Параметр PFE пропорционален поляризуемости, поскольку в сигнале на низкой частоте явление ВП развито сильнее, чем на высокой частоте (рис 4.2-а).

Фазово-частотные измерения.

Разность фаз сигнала в измерительной и токовой линии дает фазу вызванной поляризации $\varphi_{ВП}$ (рис. 4.2-б). Если генераторное устройство вырабатывает ток в форме меандра, содержащего кроме основной и все нечетные гармоники, то по результатам обработки измерений ΔU_{MN} можно вычислить дифференциальный фазовый параметр

$$\Delta\varphi = \frac{\omega_{\text{высокая}} \varphi(\omega_{\text{низкая}}) - \omega_{\text{низкая}} \varphi(\omega_{\text{высокая}})}{\omega_{\text{высокая}} - \omega_{\text{низкая}}}.$$

Дифференциальный фазовый параметр равен фазе $\varphi_{ВП}$, и при этом не требует синхронизации измерительного и генераторного устройства. Кроме того, он исключает фазовые углы, связанные с явлением электромагнитной индукции.

Экспериментально установлено, что для большинства горных пород фаза ВП линейно связана с кажущейся поляризуемостью:

$$\eta_k (\%) = -2.5 \varphi_{ВП} (\text{градусы}).$$

4.3. Аппаратура для метода ВП.

При проведении исследований в частотной модификации метода ВП с малыми разностями можно применять портативную аппаратуру, например, генератор АНЧ-3 и измеритель ЭИН-204.

Генератор из комплекта аппаратуры низкой частоты АНЧ-3 предназначен для создания в заземленной питающей линии прямоугольного сигнала вида “меандр”. Частота выходного тока составляет 4.88 Гц, однако в модифицированном варианте генератор способен работать в диапазоне частот,

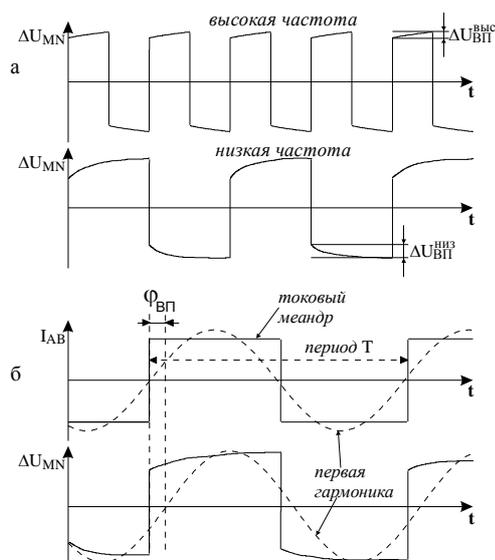


Рис. 4.2. Вызванная поляризация в частотной области.

а - амплитудно - частотный способ измерения ВП.

б - фазово - частотный способ измерения ВП.

меняющихся от 0.019 до 312 Гц с геометрическим шагом, равным 2. Ток стабилизирован и может принимать значения 10, 31.3 и 100 мА.

Измеритель

электроразведочный низкочастотный ЭИН-204 (рис. 4.3) предназначен для регистрации амплитуд первой, третьей и пятой гармоник создаваемого генератором сигнала вида “меандр” и дифференциальных фазовых параметров $\Delta\varphi_{1-3} = (3\varphi_1 - \varphi_3)/2$ и

$\Delta\varphi_{3-5} = (5\varphi_3 - 3\varphi_5)/2$, определяющих

сдвиг между φ_1 , φ_3 и φ_5 - фазами первой, третьей и пятой гармоник. Входной сигнал после фильтрации, подавляющей высокочастотные и промышленные помехи, оцифровывается и далее обрабатывается встроенным процессором под управлением программы, записанной в ПЗУ. В процессе обработки осуществляется статистическое подавление помех и расчет амплитуд гармоник и дифференциальных фазовых параметров через преобразование Фурье. Результаты обработки оперативно записываются в ОЗУ и выводятся на цифровой индикатор. Диапазон измеряемых сигналов - от 10 мкВ до 5 В, входное сопротивление измерителя превышает 100 МОм.

При выполнении работ во временной модификации метода ВП с большими разносами можно использовать многоканальную измерительную станцию МСВП-8 и генератор от электроразведочной станции ЭРС-67, смонтированные на одном автомобиле ЗИЛ-131.

Генератор от станции ЭРС-67 предназначен для пропускания в питающую линию нестабилизированного постоянного тока силой до 65 А. Величина тока регулируется оборотами двигателя автомобиля, а время его пропускания может составлять 7.5, 15, 30, 60 с и более.



Рис. 4.3. Измеритель ЭИН-204.



Рис. 4.4. Станция МСВП-8, управляющий компьютер и неполяризуемые электроды.

Станция МСВП-8 (рис. 4.4) позволяет проводить измерения напряжения во время пропускания тока и на задержках 0.5, 1, 5, 11 и 21с одновременно на восьми линиях MN. Время измерения на одном канале составляет 20 мс, переключения с одного канала на другой – 1 мс. После усиления сигнал оцифровывается и поступает в ОЗУ и на цифровой индикатор. Модифицированный вариант станции позволяет осуществлять управление ее работой с компьютера типа Notebook, и записывать результаты измерения на жесткий диск.

Необходимо отметить, что при проведении работ методом ВП приемная линия должна быть заземлена с помощью неполяризующихся электродов. Обычно используются керамические электроды, состоящие из сосуда с пластиковой крышкой, в которой закреплен медный стержень. Сосуд заполнен насыщенным раствором медного купороса, медленного фильтрующегося через пористые стенки в грунт. Наличие раствора медного купороса обеспечивает электрический контакт между электродом и грунтом и в то же время исключает окислительно-восстановительные реакции на поверхности металла.

4.4. Математическое моделирование поля ВП вблизи трубопроводов

Металлическая труба является локальным (в поперечном сечении), резко контрастным по своим электрическим свойствам объектом. Удельное электрическое сопротивление стали 10^{-6} - 10^{-7} Ом.м, что на много порядков меньше, чем сопротивление вмещающих пород. На границе металла и геологической среды при протекании тока происходит сильная поверхностная поляризация. Толщина стенок трубы, как правило, намного меньше, чем ее диаметр. Внутри трубы находятся жидкости (вода, нефть и др.) или газы, существенно отличающиеся по своим свойствам от материала стенок. Следует отметить, что реальные трубопроводы часто покрыты изоляцией, а также могут быть в той или иной степени подвержены коррозии. Эти факторы существенно изменяют электрические свойства трубы, вплоть до инверсии геоэлектрической модели (хорошо изолированная труба становится высокоомным неполяризующимся объектом). Протяженность труб обычно на несколько порядков больше их сечения. Таким образом, трубу можно в первом приближении считать двумерным объектом, в то время как структура

электрического поля, возбуждаемого точечными источниками, имеет трехмерный характер.

Очевидно, что математическое моделирование поля ВП вблизи трубопроводов является весьма сложной задачей. Для контроля достоверности получаемых результатов желательно использовать разные алгоритмы расчета. Расчеты облегчаются, если использовать эквивалентные модели с разной геометрией и, соответственно, контрастностью, а также с возможностью замены поверхностной поляризации объемной.

Постановка прямой задачи для метода вызванной поляризации сходна с постановкой прямой задачи для метода сопротивлений (глава 2). Поверхностная поляризация выражается в виде скачка потенциала при переходе через границу электронного проводника, причем величина этого скачка считается пропорциональной нормальной к поверхности раздела составляющей напряженности электрического поля $U_e - U_i = -\lambda \cdot \partial U_e / \partial n$, где U_e - потенциал близ границы раздела во внешней среде, U_i - потенциал внутри объекта, а λ - коэффициент поверхностной поляризации, измеряющийся в метрах. Объемная поляризация среды как бы повышает ее сопротивление (см. рис. 4.1). При этом наряду с истинным сопротивлением ρ рассматривают сопротивление поляризованной среды $\rho^* = \rho / (1 - \eta)$, откуда $\eta = (\rho^* - \rho) / \rho^*$. Последнюю формулу можно применить для расчета кажущейся поляризуемости в случае неоднородной среды (алгоритм Комарова-Сигела). При этом задача расчета поля ВП в случае объемной поляризации сводится к решению двух задач для метода сопротивления., одна - для разреза с истинным распределением ρ , другая - для разреза с ρ^* .

Моделирование поля вызванной поляризации вблизи труб проводилось по двум группам программ: 1) По вновь разработанным А.А.Рыжовым специально для данной проблемы программам TRUBA3D и CYLIN3D, основанным на

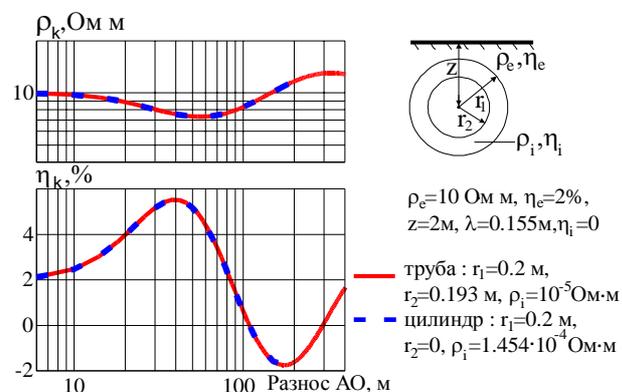


Рис. 4.5. Сопоставление результатов расчетов для трубы и цилиндра для продольной установки АВ=1200 м.

аналитическом решении прямой задачи для трубы и цилиндра соответственно. Эти программы позволяют учитывать как поверхностную, так и объемную поляризацию. 2) По разработанным ранее И.Н.Модиным и А.Г.Яковлевым и получившим широкую апробацию программам численного моделирования электрического поля постоянного тока в двумерно-неоднородных средах

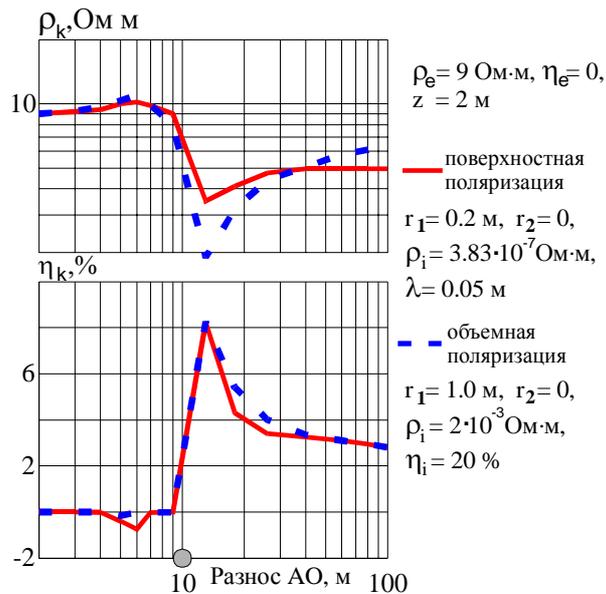


Рис. 4.6. Сопоставление результатов расчетов для поверхностной и объемной поляризации для поперечной установки.

методом интегральных уравнений IE2DP1 (поперечная установка) и IE2DP2 (продольная установка), а также по программе MAXWELLT (авторы В.Л.Друскин и Л.А.Книжнерман), предназначенной для расчета переменного и постоянного электромагнитных полей в трехмерном случае. Программы IE2DP1, IE2DP2 и MAXWELLT позволяют учитывать только объемную поляризуемость.

По программам TRUBA3D и CYLIN3D был выполнен расчет для трубы, стенки которой обладают проводимостью, характерной для металлов, и цилиндра, имеющему с трубой одинаковое погонное сопротивление. Как показано на рис. 4.5, цилиндр полностью эквивалентен трубе, как с точки зрения вызванной поляризации, так и по кажущемуся сопротивлению. Таким образом, можно сделать вывод, что вещество, содержащееся внутри металлической трубы, никак не сказывается ни на ρ_k , ни на η_k .

На рис.4.6 показано, что с некоторой степенью точности можно подобрать для модели с поверхностной поляризуемостью эквивалентную модель с объемной поляризуемостью. При переходе к объемной поляризуемости увеличен радиус цилиндра и его удельное сопротивление. Такая эквивалентность позволяет расширить круг программ, используемых для моделирования поля ВП вблизи трубопроводов, а также уменьшить контрастность рассматриваемых моделей.

4.5. Проявление трубопроводов в поле вызванной поляризации.

Рассмотрим результаты расчетов на примере кривых зондирования для экспресс-установки ВСЕГИНГЕО, ориентированной вдоль и поперек трубопровода. Для поперечной установки (рис. 4.7) трубопровод на кривых зондирования проявляется в виде минимума и максимума. Переход аномалии через ноль происходит примерно над трубопроводом. При увеличении расстояния между объектом и питающим электродом А аномалия начинает ослабевать. Погружение трубы и уменьшение ее поляризуемости также приводит к уменьшению аномалии.

Для продольной установки на кривой кажущейся поляризуемости трубопровод начинает проявляться с разносов, равных расстоянию до трубы (рис. 4.8).

Область влияния трубопроводов на кривые для обоих видов установок достаточно широка. В целом эти объекты на кривых кажущейся поляризуемости проявляются сильнее, чем на кривых кажущегося сопротивления. В ходе моделирования выяснилось, что увеличение проводимости трубы увеличивает аномалию кажущейся поляризуемости.

Очень важный результат получен по программе TRUBA3D для оценки влияния изоляции на аномалии кажущегося сопротивления и кажущейся поляризуемости. Была рассмотрена труба с толщиной изоляции 1 мм. При уменьшении удельного сопротивления материала изоляции до 10^4 Ом·м, труба начинает заметно проявляться по поляризуемости, в то время как по

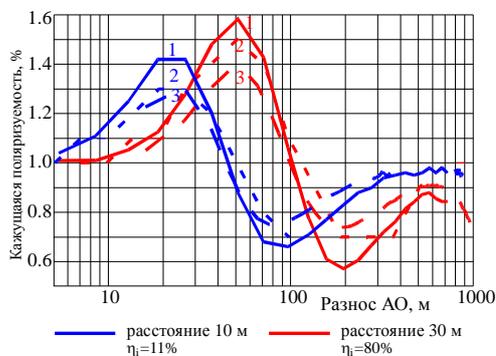


Рис. 4.8. Кривые η_k для продольной установки на двух расстояниях от трубы: 1 - MAXWELLT, 2 - IE2DP2, 3 - CYLIN3D.

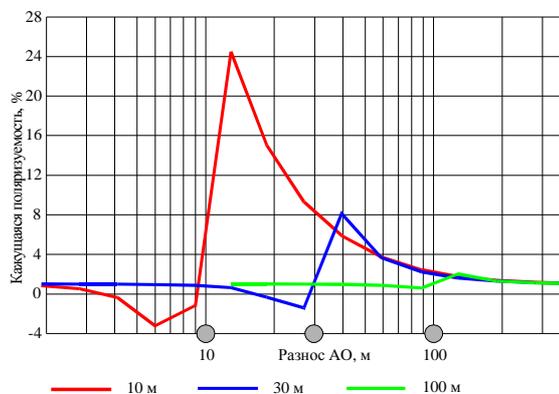


Рис. 4.7. Поперечные модельные кривые для различного положения трубы. $\eta_i = 80\%$.. Полевая установка

кажущемуся сопротивлению ее влияние почти незаметно. Из этого следует, что метод вызванной поляризации может быть применен для контроля состояния изоляции трубы. При решении такой задачи метод ВП будет работать эффективнее, чем метод сопротивлений.

Рисунки. 4.9 и 4.10 демонстрируют принципиальное совпадение модельных и полевых кривых кажущейся поляризуемости вблизи трубопроводов на одном из месторождений Саратовской области, что доказывает достоверность полученных результатов.

Выводы.

Метод вызванной поляризации является весьма эффективным средством для поиска, определения конфигурации, а также выяснения состояния изоляции трубопроводов и других техногенных металлических объектов. Практическое использование метода ВП для решения этих задач требует дальнейших полевых и модельных исследований.

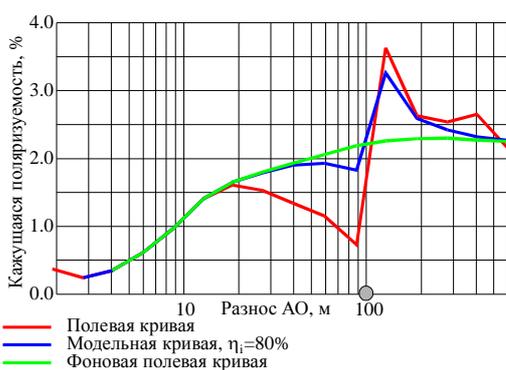


Рис. 4.9. Сопоставление полевых и модельных кривых для поперечной установки.

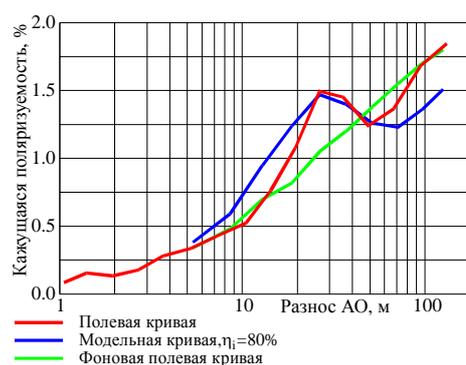


Рис. 4.10. Сопоставление полевых и модельных кривых для продольной установки, расстояние до трубопровода 18 м.

Глава 5.

Физико - химические методы контроля состояния трубопроводов, резервуаров и окружающей среды.

5.1. Введение

Применение физико-химических методов целесообразно при решении двух комплексов задач трубопроводного транспорта:

1. Для изучения физико-химической обстановки, определяющей коррозионные условия на трассе (как на стадии проектирования, так и на стадии эксплуатации трубопроводов).
2. Для локализации мест коррозии и утечек нефтепродуктов и определения их параметров.

Полевые физико-химические методы изучения окружающей среды, поисков и разведки полезных ископаемых возникли на стыке геофизических и геохимических методов. Геофизические методы основаны на изучении физических полей, определяемых физическими свойствами объектов (удельным электрическим сопротивлением, плотностью, магнитной восприимчивостью и т. д.). В результате применения геофизических методов можно определить в благоприятных условиях указанные физические свойства объектов и только при применении ядерно-геофизических методов можно получить некоторые данные об их элементном составе.

Геохимические методы основаны, как правило, на отборе проб грунта и последующем их анализе. При этом в принципе, возможно получение любых желаемых данных о химическом и элементном составе проб.

Полевые физико-химические методы основаны на использовании воздействия на изучаемый объект или физических полей или комплексного физико-химического воздействия. В результате такого воздействия получают информацию о химическом составе объектов.

В настоящее время можно выделить две основные группы полевых физико-химических методов - геоэлектрохимические и оптические методы.

5.1.1. Геоэлектрохимические методы

5.1.1.1 Физико-химические основы геоэлектрохимических методов и их классификация

Геоэлектрохимические методы основаны на изучении физико-химических и электрохимических процессов протекающих в почвах и горных породах (диффузии, миграции, электродных потенциалов) с помощью естественных или искусственно создаваемых электрических полей или химических реагентов.

Геоэлектрохимические методы можно условно разделить на две группы:

1. Методы изучения физико-химических и физических свойств объектов: поляризуемости, естественной электрохимической активности, удельного электрического сопротивления и т. д. (например: методы естественного электрического поля, вызванной поляризации, электродных потенциалов, резистивиметрии);

2. Методы изучения вещественного (минерального, ионного, молекулярного) состава исследуемых объектов – геоэлектрохимические методы в узком смысле.

Первая группа геоэлектрохимических методов включает известные методы электроразведки и широко применяется в мире. Большую роль в ее развитии имели работы как западных исследователей, так и российских (А.С. Семенов, В.А. Комаров, С.М. Шейнманн, Г.Б. Свешников и др.).

Вторая группа методов (геоэлектрохимические методы в узком смысле) возникла в шестидесятые годы 20-го столетия в России благодаря трудам профессоров Н.И.Сафронова и Ю.С. Рысса и их сотрудников – И.С. Гольдберга, В.П. Коростина, Ю.В. Попова, С.Г. Алексеева, А.С. Духанина, С.А. Вешева и др в ВИРГ-Рудгеофизике (Рысс, 1973). Некоторые геоэлектрохимические методы и основы физико-математической теории всей группы методов разработаны в С-Петербургском государственном горном институте (Путиков, Уваров и др.) (Путиков, 1993, 1987).

В данном разделе рассмотрены только геоэлектрохимические методы в узком смысле, предназначенные для изучения вещественного состава среды.

По используемой методике работ указанные методы можно разделить на две группы:

В первую группу входят методы, использующие анализ форм нахождения химических элементов в горных породах и грунтах. В настоящее время широко используется - метод частичного извлечения металлов – ЧИМ (Стасенко и др. 1998), метод диффузионного извлечения элементов – МДИ (Духанин, 1989), метод поисков по формам

нахождения – МПФ (Антропова, 1975) и термомагнитный геохимический метод – ТМГМ.

Вторая группа объединяет методы, использующие поляризационные наблюдения - контактный способ поляризационных кривых – КСПК, бесконтактный способ поляризационных кривых – БСПК (Рысс, Гольдберг, 1973) и полярографический каротаж – ПК (Путиков 1993).

Методы экстракции форм нахождения из горных пород (ЧИМ, МДИ, МПФ, ТМГМ) могут быть применены для поисков месторождений полезных ископаемых и при изучении состояния и загрязнения окружающей среды. В основу их применения положено изучение распределения в горных породах подвижных и слабозакрепленных форм нахождения химических элементов. Как известно, химические элементы, в том числе тяжелые металлы, могут присутствовать в горных породах в следующих основных формах: 1) квазигазообразной и газообразной, 2) воднорастворимой, 3) в капиллярной влаге, 4) сорбированной, 5) металлоорганической, 6) ферри-марганцевой, 7) минеральной (Антропова, 1975). Каждый из поисковых геоэлектрохимических методов ориентирован на селективном выделении и изучении определенных узких групп форм нахождения металлов:

ЧИМ – подвижных и электроподвижных (подвижных в электрическом поле);

МДИ – подвижных, сорбированных и слабозакрепленных;

МПФ – вторично-закрепленных органических солей и комплексов (фульватов и гуматов металлов);

ТМГМ – вторично-закрепленных, связанных с окислами и гидроокислами железа и марганца.

Для реализации этих методов осуществляют следующие операции:

1. полевой отбор проб грунта и предварительную пробоподготовку,
2. экстракцию необходимых форм нахождения химических элементов,
3. последующий анализ экстрактов на интересующие микроэлементы.

В некоторых случаях (методы ЧИМ и МДИ) экстракцию металлов можно проводить непосредственно в полевых условиях из грунта в естественном залегании.

Широко применяемый в настоящее время в практике поисковых работ литохимический метод основан на определении в пробах валовой концентрации металлов, преобладающую долю которой составляют закрепленные формы. Распределение концентраций в фиксируемых таким образом над объектами поисков (рудными телами и

др.) вторичных ореолов рассеяния металлов диффузионного типа сильно зависит от глубины залегания источника. Именно при увеличении глубины его залегания резко уменьшается амплитуда аномалии – C_{max} и увеличивается ее ширина – b (рис. 5.1А). Это обуславливает небольшую глубинность литохимической съемки – до 10 - 15 м (Инструкция..., 1983, Стасенко и др. 1994).

Подвижные формы металлов, в отличие от закрепленных, могут перемещаться на значительные расстояния от источников (например, от рудных тел и нефтегазовых залежей) и, соответственно, нести информацию о глубокозалегающих объектах. Слабо-закрепленные и вторичнозакрепленные металлоорганические и ферри-марганцевые формы находятся в непосредственном равновесии с подвижными формами и также в определенной степени обладают этим качеством.

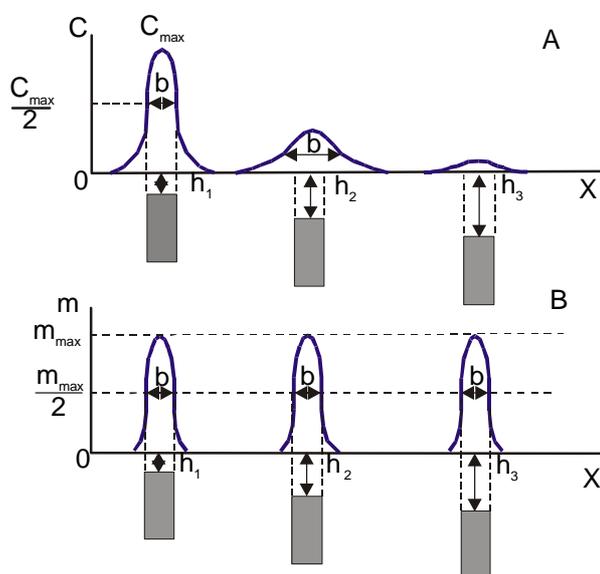


Рис.5.1.Распределение концентрации металла C в литохимических ореолах рассеяния (А) и распределение накопленной массы металла m в струйных ореолах метода ЧИМ (В), h_1, h_2, h_3 - различные глубины залегания рудного тела.

В результате широкого опыта полевых исследований геоэлектрохимическими методами установлен ранее неизвестный тип вторичных ореолов рассеяния, названный "струйными" ореолами (Уваров Н.Н. 1981). Основными особенностями "струйных" ореолов рассеяния (рис. 5.1В) являются: слабая зависимость амплитуды аномалии C_{max} и ширины ореола b от глубины залегания источника и примерное соответствие ширины ореола b проекции на дневную поверхность источника (рудного тела) при субвертикальном его залегании. В зарубежной литературе

используется термин "каминный эффект" (chimney effect).

Эти особенности "струйных" ореолов приводят к тому, что при их селективном выделении геоэлектрохимическими методами контрастность выделяемых аномалий и глубинность поисков резко увеличивается: для рудных месторождений - до многих сотен метров, а для нефтегазовых - до нескольких км (Васильева, Ворошилов, 1995).

В основе применения геоэлектрохимических методов для поисков нефтегазовых месторождений использовано явление существования в нефтях, в зоне водонефтяного

контакта и околонефтяных водах в повышенных концентрациях таких микроэлементов как никеля, ванадия, кобальта, цинка и др. в подвижных формах нахождения. Эти микроэлементы в подвижных формах нахождения могут мигрировать в вертикальном направлении через толщи горных пород и фиксироваться на дневной поверхности.

В последние годы было проведено опробование геоэлектрохимических методов для поисков нефтяных и нефтегазовых месторождений в различных регионах (Калининградской области и Белоруссии, в Волго-Уральской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинциях). В качестве объектов изучения были выбраны залежи, различающиеся типом ловушек (структурные и неструктурные), масштабами, возрастом и типом вмещающих пород, глубиной залегания. Были проведены работы двух видов: детальные для оконтуривания залежей и региональные с целью выделения перспективных территорий. Эти работы были проведены по региональным профилям от Усть-Каменогорска до Москвы и от Екатеринбурга до Одессы.

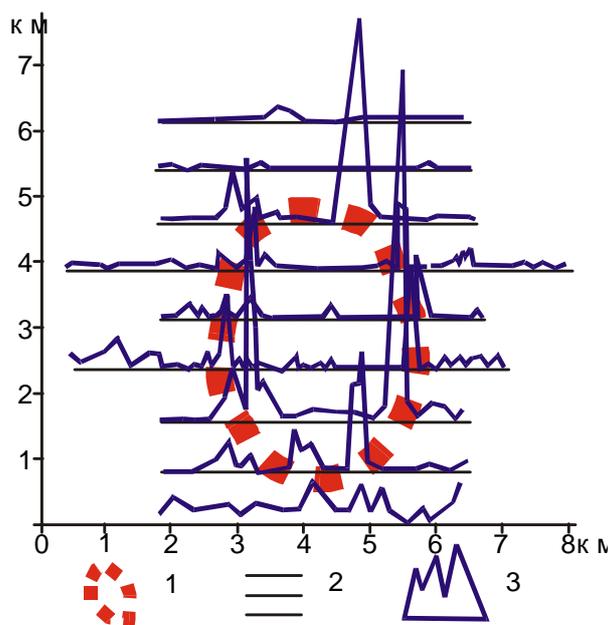


Рис 5.2. Результаты наблюдений геоэлектрохимическими методами над нефтяной залежью (Волго-Уральская нефтегазоносная провинция). 1- Контур нефтяного месторождения, 2 – профили геоэлектрохимического опробования, 3- графики распределения концентраций мультипликативного показателя никель, кобальт.

Основные результаты работ последних лет сводятся к следующему:

1. Залежи УВ, залегающие на глубине до 3 км, могут быть обнаружены с поверхности по сформированным в почвах и в подпочвенном слое "наложенным" ореолам рассеяния Ni, Co, V, Cr, Cu, Zn, Pb и других металлов.

2. Ореолы рассеяния увязываются с контуром проекции залежи на дневную поверхность. Наиболее правильная кольцеобразная форма характерна для антиклинальных сводовых залежей (рис.5.2).

Размеры и контрастность наложенных ореолов слабо зависят от типа и возраста вмещающих пород. Наиболее четко проявляется зависимость ширины

ореолов от масштабности месторождений: так, например, ширина ореолов возрастает от сотен метров для мелких до первых километров для крупных месторождений. Контрастность ореолов по мере увеличения масштабности увеличивается в десятки раз.

При проведении региональных работ геоэлектрохимическими методами нефтегазоносные провинции так же выделяются комплексными наложенными ореолами рассеяния тяжелых металлов. В пределах этих провинций характерно резко неравномерное распределение металлов в легкоподвижных формах нахождения. Границы ореолов увязываются с границами нефтегазоносных провинций (рис.5.3). Из рисунка видно, что на северо-западе от границы Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, на территории Чувашской республики и Нижегородской области, имеется аномальная зона МПФ по никелю и ванадию, по интенсивности сопоставимая с аномалиями в самой провинции. Это позволяет отнести эти территории к перспективным в отношении нефтегазоносности.

Работы на нефтегазовых объектах показали, что геоэлектрохимические методы могут быть эффективно использованы:

При прогнозе нефтегазоносности больших территорий.

При оценке перспективности структур, выявленных сейсморазведкой, при разбраковке аномалий, выявленных другими поисковыми методами (высокоточная гравиразведка, магниторазведка, газовая геохимия).

При подготовке участков на лицензирование или конкурс.

При поисках дополнительных залежей в пределах известного месторождения.

При оконтуривании границ залежей, вскрытых единичными скважинами.

В последнее время разработаны теоретические основы, объясняющие "струйные" ореолы рассеяния. Как показано, механизм их формирования имеет конвективную газопузырьковую природу. Выявлено, что одним из механизмов миграции металлов является существующий в верхней части земной коры близвертикальный поток микропузырьков газов, в основном метана, водорода, азота, способный захватывать подвижные



Рис 5.3. Региональные наблюдения геоэлектрохимическими методами на Европейской части России. Графики распределения никеля и ванадия в пробах МПФ.

формы металлов (в ионной и квазигазообразной формах) и переносить их вверх, формируя "струйные" ореолы рассеяния (Путиков О.Ф., Духанин А.С. 1983).

Геоэлектрохимические методы также успешно используются при экологическом изучении территорий. На ряде участков селективный анализ подвижных и слабо-закрепленных форм нахождения микроэлементов, проводимый геоэлектрохимическими методами, позволяет выделять загрязненные участки с более высокой контрастностью, чем это проводится при изучении валовых концентраций металлов или при использовании рекомендуемых в настоящее время при экологических исследованиях кислотных и ацетатно-буферных растворителей (Методические указания, 1992). При картировании территорий геоэлектрохимические методы позволяют определять пути миграции металлов и локализовать местоположение источника заражения.

Методы анализа состава сред с использованием поляризационных эффектов (КСПК, БСПК, ПК) основаны на получении и интерпретации поляризационной кривой – зависимости силы тока, протекающего через поверхность электронного проводника, от электродного потенциала этого проводника. Поляризационная кривая имеет ступенчатый вид, и каждая ступень отражает определенную электрохимическую реакцию на поверхности электронного проводника. Методика интерпретации поляризационных кривых, позволяющая определить минеральный состав и количественные характеристики как исследуемых электронных проводников (площадь поверхности и размеры) – рудных тел (методы КСПК и БСПК), так и химического состава ионных проводников – природных вод (метод полярографического каротажа – ПК).

5.2. Применение геоэлектрохимических методов для выделения коррозионно опасных участков трубопроводов.

Как правило, процесс коррозии подземных металлических трубопроводов имеет электрохимическую природу, и скорость этого процесса в первую очередь определяется свойствами грунтов, в которых залегает трубопровод (Жигалин, Просунцова, 1990). По результатам исследований (Жигалин, Просунцова, 1992, Нелаев, Куликов, 1978, Швец, 1973) выделен обширный набор характеристик грунтов, влияющих на скорость процесса коррозии. Это тип почвы, ее дисперсный и химический состав, электропроводность, уровень грунтовых вод относительно трубопровода, величина переходного сопротивления трубопровод - грунт и т.п.

Однако, в числе параметров, подлежащих регистрации при проведении работ по определению коррозионной агрессивности грунтов по отношению к сооружениям из углеродистой и низколегированной стали (ГОСТ 9.6 9.602-89, 1989), отсутствуют характеристики электрохимической активности и вещественного состава грунтов. Выделены только удельное электрическое сопротивление грунтов и средняя плотность катодного тока при смещении потенциала на 100 мВ отрицательнее потенциала коррозии стали в грунте.

В результате проведенных нами лабораторных и полевых экспериментов было показано (Гольдберг, и др. 1982), что при длительном воздействии на грунт электрического тока (для трубопроводов – это токи утечек) даже небольшой величины, начиная с некоторого момента времени (критическое время) наблюдается увеличение концентрации микроэлементов в подвижных формах нахождения в этом грунте. Таким образом, повышенные концентрации микроэлементов могут возникать как вследствие их перехода в подвижное состояние из-за особенностей физико-химических свойств грунта, так и под длительным воздействием на грунт токов утечек.

Нами была разработана и на ряде участков апробирована методика поиска участков коррозии трубопроводов, в основе которой лежат представления о том, что коррозионно-опасные участки трубопроводов должны выделяться по физико-химическим характеристикам (рН, Eh) грунта, а также по повышенным концентрациям подвижных форм микроэлементов.

Методика позволяет:

Выявлять и локализовать коррозионные зоны при обследовании достаточно протяженных потенциально опасных участков, на которых в силу различных причин (близость ЛЭП, электрифицированные железные дороги, высокий уровень грунтовых вод и т.п.) использование электрометрических методов малоэффективно.

Обследовать участки вблизи трубопроводов для выявления физико-химических причин коррозии с целью их устранения, а также исследование территорий для оценки наиболее благоприятных мест для прокладки трубопроводов на стадии их проектирования.

Исходя из опыта работ по выделению подвижных форм нахождения из почв для целей поисков месторождений полезных ископаемых и геоэкологических исследований, а так же критерия максимальной информативности при минимальных затратах

на проведение как полевых, так и лабораторных работ, была предложена следующая последовательность работ:

1. Отбор проб грунта с глубины 30 – 50 см в непосредственной близости от проекции трубопровода на дневную поверхность;
2. Проведение лабораторных исследований, включающих определение основных физико-химических характеристик грунта (кислотно-основной (рН) и окислительно-восстановительный (Еh) потенциалы), а так же определение содержания подвижных форм химических элементов в грунте.

В качестве примера решения задач первой группы, рассмотрим результаты, полученные при обследовании участка одного из трубопроводов протяженностью 700 м в Ленинградской области. Грунт над трубопроводом состоит из механической смеси супеси и торфяника. Местность сильно обводнена. В пределах участка отмечалась значительная утечка тока катодной защиты. Локализация возможного повреждения электрометрическими методами затруднена (вблизи участка проходят ЛЭП и электрифицированная железная дорога).

Отбор проб грунта проводился непосредственно над трубопроводом с глубины 40 – 50 см и шагом 25 – 50 м. Пробы грунта высушивались, ситовались через сито с диаметром отверстий 1 мм, квартовались и пакетировались.

Определение кислотно-основных и окислительно-восстановительных свойств образцов (измерение рН и еН) проводилось по ГОСТ 26423-85. Определение содержания подвижных форм нахождения шести элементов (Fe, Mn, Mg, Zn, Cu, Ni,) проводилось двумя способами. В первом случае использовалась стандартная методика выделения подвижных форм путем кислотного смыва (Методические указания, 1992), во втором случае использовалась модификация известного в поисковой геохимии метода диффузионного извлечения (МДИ) (Духанин, 1989). Количественное определение элементов в полученных экстрактах проводилось атомно-абсорбционным способом.

На рис.5.4 представлены зависимости значений рН, еН и содержания подвижных форм элементов, определенных по методу МДИ. Анализ зависимостей рН и еН показывает, что в пределах обследованного участка выделяются две зоны (пикеты 150 – 250 м и 350 – 550 м), в которых низкие значения рН (3 – 4) сопровождаются высокими значениями еН (440-520 мВ относительно насыщенного хлорсеребряного электрода).

Анализ содержания подвижных форм элементов так же указывает на наличие двух аномальных зон (пикеты 250-300 м и 360 – 450 м). При этом контрастность анома-

лий зоны 250 – 300 м по микроэлементам (Cu, Zn, Ni) значительно ярче, чем по макроэлементам (Fe, Mn, Mg). Примерно в этих же местах выделяются аномальные концентрации микро и макрокомпонентов и при использовании метода кислотного смыва, однако контрастности выделяемых аномалий в этом случае значительно меньше (примерно в 1.5-2 раза), чем при использовании метода МДИ.

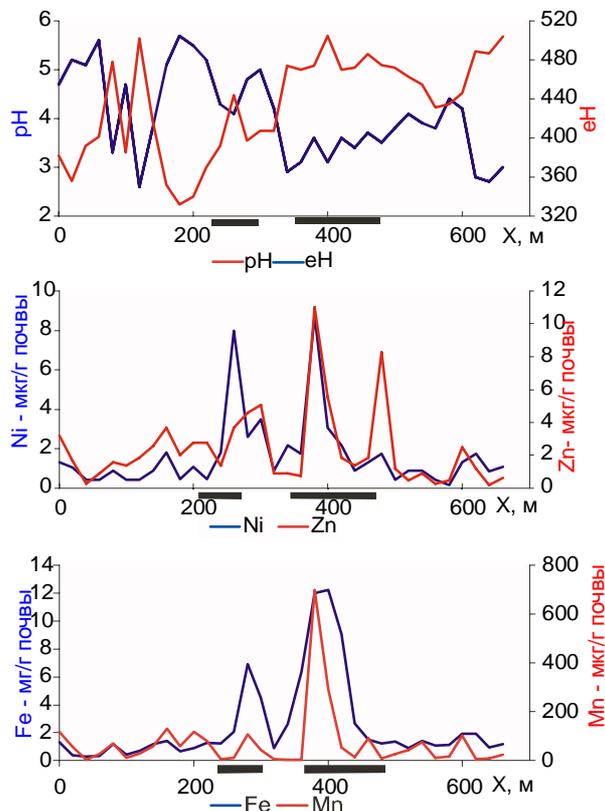


Рис.5.4. Результаты исследования свойств грунтов по профилю газопровода на участке 1. Черным цветом выделены коррозионные участки трубопровода

детальный осмотр поверхности трубы выявил наличие двух коррозионных участков с эпицентрами в районе пикетов 280 и 380 м, т.е. в местах наибольшей концентрации микроэлементов в подвижных формах нахождения. При этом участок в районе пикета 380 м, где наблюдаются максимальные концентрации микроэлементов, характеризовался более высокой степенью коррозионного процесса (некоторые каверны достигали глубины 4 –5 мм), и значительными зонами отслоения гидроизоляционного слоя. В районе пикета 280 м так же наблюдалось частичное отслоение гидроизоляционного покрытия, однако, на этом участке интенсивность коррозии трубопровода была значительно ниже – глубина каверн составляла 1-2 мм.

Для оконтуривания аномальных зон был проведен отбор проб по нескольким профилям, проложенным в крест положения трубы на расстояние до 20 м от нее. При этом установлено, что концентрации как микро, так и макроэлементов на расстоянии 5-10 м от трубы принимают фоновые значения, в то время как закономерного изменения eH и pH не наблюдается. Таким образом, можно высказать предположение, что аномальные концентрации химических элементов связаны с процессами, протекающими вблизи от газопровода.

В ходе планово-профилактических работ было произведено вскрытие участка трубопровода (пикеты 200 – 600 м) со снятием гидроизоляционного слоя. Де-

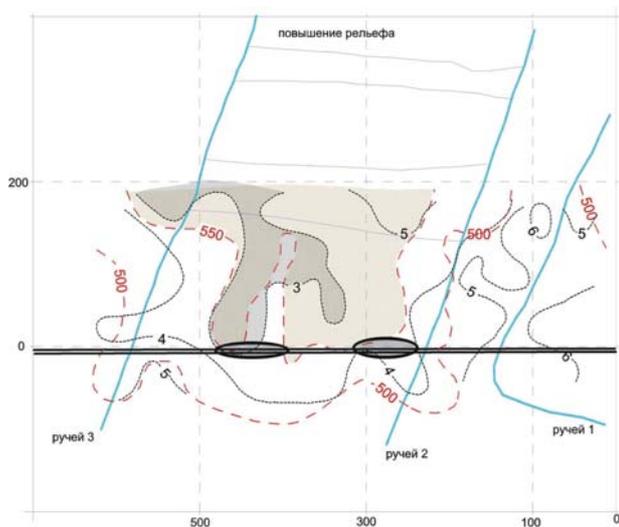


Рис. 5.5. Результаты площадной съемки физико - химических свойств грунтов на участке 1. – газопровод; 500 - изолинии Ох-Red потенциала; 5 изолинии рН; - ручьи; - дренажные каналы; - коррозионные участки газопровода.

Коррозионный участок расположен в заболоченной низменности, с севера ограниченной поднятием, сложенным преимущественно песчаными отложениями. В зоне прохождения трубопровода основной тип почв – глинисто-торфянистые, растительность сильно угнетена. При общем направлении стока с севера на юг, непосредственно в районе исследования формируется зона застойных вод. Расположенная к северу мелиоративная система большей частью давно не прочищалась и слабо дренирует болото.

Результаты картирования физико-химических свойств грунтов и грунтовых вод показаны на рис.5.5. Видно, что коррозионные участки газопровода лежат в области, охватываемой изолиниями $pH < 4$ и $eH < 550$ мВ.

Характер распределения рН грунтов (наличие кислых “языков”, тянущихся с севера, и улучшение ситуации к югу, востоку и западу), позволяет сделать предположение о наличии источника локального “закисления” к северу от трубопровода. Измерение рН в ручьях 2 и 3 и грунтовых вод по площади показало, что сильное закисление (понижение рН с 6.5 до 3) начинается в районе пикета 250 м, и минимальные значения достигаются в застойной зоне между этими ручьями в районе пикета 50 м. В то же время, вода в ручье 1, не связанного с дренажной системой, имеет слабокислую реакцию ($pH = 6 - 7$) на всем протяжении обследованного участка.

Проведенное исследование показало, что коррозионный процесс вызван в первую очередь кислотными свойствами грунтов на этом участке. Для выяснения причины столь сильного закисления вмещающих грунтов, нами было предпринято дополнительное исследование свойств грунтов и вод на площади, прилегающей к трубопроводу (рис.5.5).

Коррозионный участок расположен в заболоченной низменности, с севера ограниченной поднятием, сложенным преимущественно песчаными отложениями. В зоне прохождения трубо-

Зона аномальных значений рН и еН пространственно совпадает с полосой глинистых почв и угнетенной растительности, простирающейся с севера на юг. Проведенные нами площадные исследования указывают на отсутствие техногенного источника кислоты, а высокие значения концентрации сульфат - иона указывают на то, что закисление обусловлено наличием серной кислоты естественной природы. Как правило, серная кислота образуется в ходе процесса окисления сульфидных минералов, в первую очередь пирита, в приповерхностных условиях (т.е. при достаточном количестве кислорода).

Таким образом, вероятнее всего на данном участке земляные работы при прокладке трубопровода и создании дренажной системы вызвали значительные изменения в кислородном режиме близповерхностных слоев грунта, обогащенного сульфидами железа, что привело к сильному закислению грунтовых вод. Низкое качество мелиоративных работ привело к еще большему закислению грунта и повышению его коррозионной активности и, как следствие, к коррозии материала трубопровода.

Возможности использования предлагаемой методики для решения задачи локализации потенциально опасных участков трубопровода в случае комплексного использования с какими-либо другими методами, может проиллюстрировать следующий пример.

С помощью электроразведочных методов участок трубопровода общей длиной 1300 м был выделен как коррозионно-опасный. С целью локализации наиболее опасной зоны (в пределах этого участка), нами было проведено комплексное обследование грунтов, включающее как определение основных физико-химических параметров, так и содержания подвижных форм основных микро- и макро - компонентов. Некоторые из полученных данных представлены на рис.5.6.

Грунт в исследуемой зоне, слабокислый на левом фланге, постепенно пере-

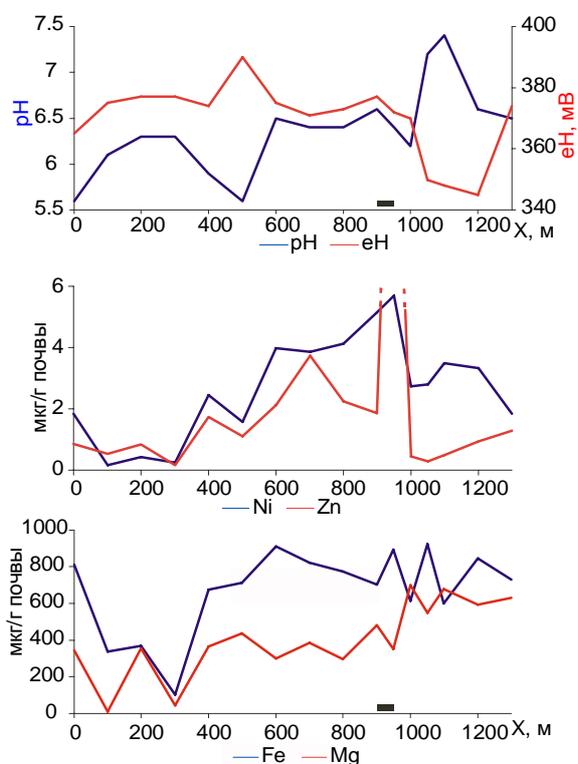


Рис. 5.6. Результаты исследования свойств грунтов по профилю трубопровода на участке 2 зона утонения стенок трубопровода, выделенная по методу “BG”.

ходит в нейтральный; окислительно-восстановительные свойства грунтов в диапазоне пикетов 0 – 1000 м характеризуются практически стабильными значениями окислительно-восстановительного потенциала, на уровне 370 мВ. В районе пикета 1000 м наблюдается резкое снижение Eh до 345 мВ и одновременное увеличение величины рН до 7.5.

Анализ изменения концентраций макрокомпонентов в пределах исследованного профиля так же не выявил каких-либо существенных аномалий. Наблюдаемые вариации концентраций этих элементов (локальный минимум концентраций Fe в районе пикетов 100 – 300 м, наличие 2 уровней концентрации Mg – в районе 400 – 950 м и 1000 – 1300 м) пространственно совпадают с участками вариации физико-химических свойств грунтов, и обусловлены, скорее всего, изменением типов почв в районе пикетов 500 и 1000 м.

В районе 600 - 1000 м наблюдается широкая аномалия подвижных форм нахождения большинства микрокомпонентов по методу МДИ с максимумом (особенно ярко выраженном в случае Zn) в районе 850-950 м с последующим резким падением их концентраций.

Проведенное исследование позволяет сделать вывод о том, что наибольшую коррозионную опасность представляет участок в районе пикетов 800 – 1000 м. На данном участке зона высокой коррозионной активности (природа которой требует специального изучения) приурочена к геохимическому барьеру, расположенному в районе пикетов 950 – 1050 м, и не сопровождается заметным закислением почв.

Дополнительно на этом участке были проведены наблюдения по методу “BG” (Технология контроля состояния трубопровода фирмы "BRITISH GAZ" с помощью датчика транспортируемого по трубе), по которым в районе пикета 950 м был выделен участок с уменьшением толщины стенок трубы на протяжении 10 – 20 м. Следует отметить, что при близости полученного результата, стоимость работ по предлагаемому методу в десятки раз меньше, чем по методу “BG”, к тому же проведение работ не требует прекращения эксплуатации трубопровода на время проведения наблюдений.

Предлагаемый подход не исключает применение электрометрических и других методов исследования состояния трубопроводов, а лишь дополняет их и позволяет проводить уточнение местоположения наиболее коррозионно-опасных участков. Использование предлагаемого подхода особенно актуально в местах, где обычно применяемые методы, в силу различных причин, малоэффективны (мешающее влияние блуждающих

токов, вариации естественного электрического поля, влияние близкорасположенных ЛЭП и электрифицированных железнодорожных магистралей).

5.3. Метод полярографического каротажа для изучения состава и загрязнения природных вод по неорганическим компонентам.

Полярографический каротаж принадлежит к группе нелинейных поляризационных геоэлектрохимических методов. Эти методы основаны на получении и изучении поляризационных кривых (в случае полярографического каротажа - полярограмм) - нелинейной зависимости силы тока от разности потенциалов между двумя специальными электродами, которые погружают в исследуемую жидкость (Путиков, 1993, 1987, 1997).

В полярографическом каротаже для получения полярограмм скважинных вод используется погружаемый на кабеле зонд (Путиков, 1997, Шамшетдинов и др. 1994). Этот зонд содержит ртутный капаящий электрод (РКЭ) и вспомогательный свинцовый электрод, Использование контейнера для отработанной ртути полностью исключает загрязнение окружающего пространства. По сравнению с известным лабораторным методом полярографии метод полярографического каротажа не требует добавления в исследуемую жидкость вспомогательного электролита (специального индифферентного электролита высокой концентрации) и позволяет выполнить качественный и количественный анализ вод в скважинах, озерах и морях до глубин 1-2 км на месте залегания без отбора проб.

В настоящее время разработаны две модификации полярографического каротажа - постоянно-токовый полярографический каротаж (ПТПК) и импульсный полярографический каротаж (ИПК) (Путиков, 1997, Шамшетдинов и др. 1994).

В случае ПТПК потенциал ртутного капаящего электрода является линейной функцией времени, в случае ИПК к этой функции добавляется импульсная составляющая с помощью системы синхронизации. Использование ИПК дает повышение чувствительности по сравнению с ПТПК примерно на порядок зонд (Путиков, 1997, Шамшетдинов и др. 1994).

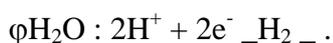
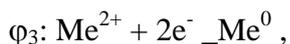
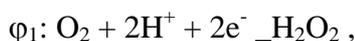
Полярограммы ПТПК имеют ступенчатый вид. Ступени называются полярографическими волнами. Значение потенциала ступени зависит от типа электрохимической реакции и состава воды, соответствующее приращение силы тока (предельный ток электрохимической реакции) зависит от концентрации данного растворенного компо-

нента. При тех же самых потенциалах электрохимических реакций на импульсных полярограммах наблюдаются максимумы тока - I_{\max} . Величина I_{\max} пропорциональна концентрации растворенного компонента.

Выделяют два типа полярограмм: катодные, если потенциал РКЭ отрицателен, и анодные при положительном потенциале РКЭ.

Полярограммы природных вод различного состава и минерализации изучены в лаборатории и в естественных условиях. Основные особенности типичных полярограмм природных вод заключаются в следующем: на катодных полярограммах видны несколько полярографических волн, которые соответствуют увеличению тока при потенциалах φ_1 , φ_2 , φ_3 и $\varphi_{\text{H}_2\text{O}}$ (рис. 5.7, кривые 1,2,3).

Природа этих волн известна и соответствует следующим электрохимическим реакциям (Путиков и др. 1997, Воробьев и др. 1983):



При потенциалах φ_1 и φ_2 имеет место двухстадийная реакция восстановления растворенного газообразного кислорода, При потенциале φ_3 происходит восстановление ионов тяжелых металлов Me^{2+} , таких как Fe^{2+} или Mn^{2+} . При потенциале $\varphi_{\text{H}_2\text{O}}$ происходит электрохимическое разложение воды с выделением газообразного водорода.

При уменьшении минерализации вод увеличивается сдвиг кажущихся потенциалов электрохимических реакций. Если минерализация вод менее 5 г/л, то первая полярографическая волна кислорода при потенциале φ_1 осложняется полярографическим максимумом 1-го рода - I_{max} .

На анодных полярограммах хлоридных вод (рис. 5.7, кривая 5) полярографическая волна иона Cl^- при потенциале φ_1 соответствует реакции $2\text{Cl}^- \rightarrow \text{Cl}_2 + 2\text{e}^-$.

На анодных полярограммах гидрокарбонатных и сульфатно- гидрокарбонатных вод отсутствуют полярографические волны (рис. 5.7, кривая 4).

Полярографический каротаж выполняют во время спуска каротажного снаряда (зонда) точечным способом или непрерывным.

При точечном способе зонд останавливают на определенных глубинах и записывают катодные и анодные полярограммы, что позволяет получить полную поляро-

графическую информацию о составе вод. При непрерывном полярографическом каротаже зонд спускают с постоянной скоростью и записывают предельный ток определенной электрохимической реакции. При этом на рабочем электроде (РКЭ) поддерживают постоянный потенциал, соответствующий предельному току изучаемой реакции. Таким образом, в случае непрерывного полярографического каротажа получают запись концентрации определенного растворенного компонента как непрерывной функции глубины.

С помощью ПТПК возможно определение следующих компонентов: растворенного газообразного кислорода O_2 (порог чувствительности 0,5 мг/л), Cl^- (3 мг/л), Fe^{2+} (5 мг/л), Mn^{2+} (1 мг/л).

ИПК дает возможность определения, кроме перечисленных выше компонентов, Zn^{2+} , Ni^{2+} , Cu^{2+} , Cd^{2+} , S^{2-} , UO_2^{2+} , VO^{2+} и некоторых других. Порог чувствительности определения ряда тяжелых металлов - около 0,1 мг/л.

Преимуществами полярографического каротажа по сравнению с методом отбора и лабораторного анализа проб воды являются:

- измерения в естественных условиях (водоемах или скважинах),
- отсутствие запаздывания информации (получение ее в момент измерения),
- повышенная достоверность анализа летучих (O_2) и нестойких (Fe^{2+} и др.) компонентов,

- высокая производительность и низкая стоимость работ.

Главные направления применения полярографического каротажа:

- 1) мониторинг состава и загрязнения подземных вод в скважинах и вод озер и морей,
- 2) гидрохимические исследования подземных вод и гидрохимические поиски рудных месторождений,
- 3) контроль процессов подземного выщелачивания руд (Putikov, 1997).

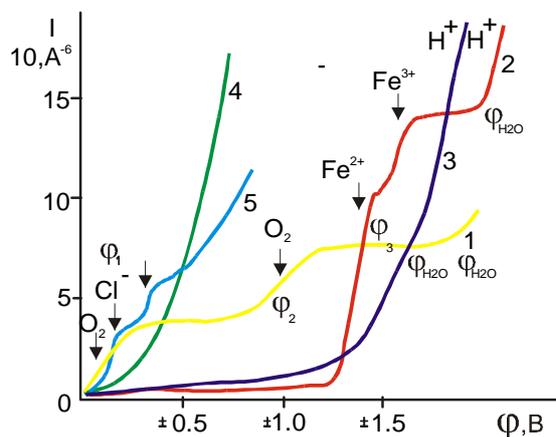


Рис.5.7. Типичные полярограммы природных вод на объектах сельскохозяйственного строительства Ленинградской области. 1-3 - катодные полярограммы; 4 и 5 - анодные полярограммы; 1 и 4 - чистые воды; 2,3 и 5 - загрязненные воды.

Полярографический каротаж нашел применение при изучении состава и загрязнения подземных вод в скважинах, дренах и открытых водотоках и водоемах различных объектов сельскохозяйственного строительства, в основном животноводческих комплексов, в Ленинградской области (орошаемых жидким навозом сельскохозяйственных полей орошения - ЗПО, скользящих полей запахивания, карьеров - хранилищ жидкого навоза и др.).

Чистые воды на этих объектах характеризуются высоким содержанием растворенного кислорода и низким содержанием хлор-иона и железа, а загрязненные воды - низким содержанием кислорода и высоким - хлор-иона и железа (рис. 5.7).

Применение импульсной полярографии позволяет при этом снизить порог обнаружения тяжелых металлов до 100 - 200 мкг/л и расширить круг анализируемых компонентов (рис. 5.8).

При небольшой концентрации растворенного кислорода в водах на катодных полярограммах в ряде случаев кроме полярографических волн Fe^{2+} и Mn^{2+} (рис. 5.9, кривые 1 и 2) зарегистрированы волны Zn^{2+} и Cd^{2+} (рис. 5.9, кривая 3). Это подтверждает возможность заметного загрязнения вод целым рядом тяжелых металлов, в т.ч. и ядовитых.

Выполнение эталонировочных работ на пробах вод путем добавки соответствующих компонентов - Cl^- и Fe^{2+} (рис. 5.10) позволяет использовать ПК для количественного определения этих составляющих.

Полярографический точечный каротаж, выполненный в специально пробуренной "сухим" способом наблюдательной скважине у свинофермы дер. Пижма показывает загрязнение подземных вод по повышенным содержаниям хлор-иона и железа и по отсутствию растворенного кислорода вплоть до глубины 13 м (рис. 5.11). Из рис. 5.11 видно также изменение вида полярограмм пробы воды по сравнению с каротажными полярограммами. В частности, уменьшение концентрации нестойкого двухвалентного железа (кривая 5).

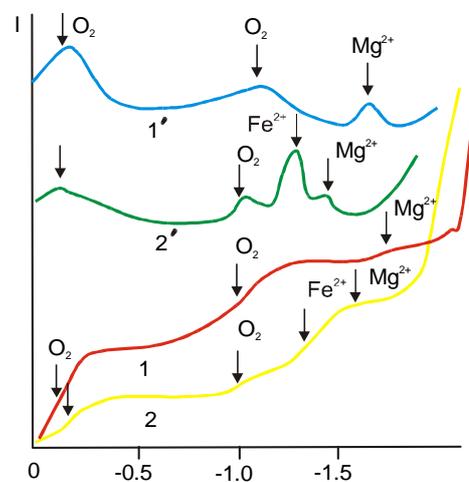


Рис.5.8 Катодные постоянно-токовые (1,2) и соответствующие им импульсные (1',2') полярограммы вод сельскохозяйственных полей орошения животноводческого комплекса "Спутник".

Изучение в течении 1.5 лет временной зависимости распределения концентрации хлор-иона и железа по глубине в скважинах массива "Центральный" (Всеволожский район) показало наличие следующих основных закономерностей (рис. 5.12):

1) в начальный период наблюдений (25.05.82 г) воды во всех скважинах были пресные (концентрация хлор-иона - 90-120 мг/л),

2) концентрация хлор-иона и железа или возрастает с глубиной или близка к постоянной,

3) в относительно глубоких скважинах (скв. 11цр глубиной 12 м) происходит резкое возрастание минерализации со временем вплоть до появления соленых вод (концентрация хлор-иона на 22.10.83 г - около 2200 мг/л),

4) зависимость концентрации железа от времени в различных скважинах различна (в скв. 11цр - возрастает, в скв. 8цр - убывает, в скв. 1цр и 4цр - колеблется).

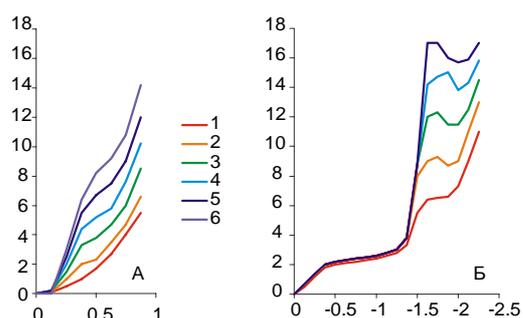


Рис.5.10.Эталонировочные полярограммы на пробе воды из дрены 3 массива "Центральный". а - анодные: 1 - исходной воды; с добавкой к исходной воде Cl^- , мг/л: 2 - 20, 3 - 40, 4 - 60, 5 - 80, 6 - 100. б - катодные: 1 - исходной воды; с добавкой к исходной воде Fe^{2+} , мг/л: 2 - 20, 3 - 40, 4 - 60, 5 - 80.

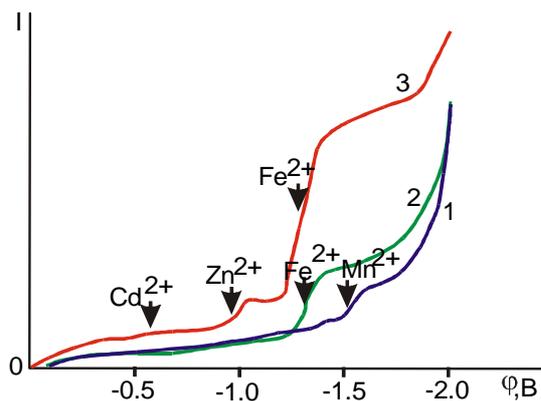


Рис.5.9 Катодные полярограммы вод дрен и внутренних каналов массива сельскохозяйственного поля орошения "Центральный" животноводческого комплекса "Спутник" Всеволожского района Ленинградской области (1983 г.).

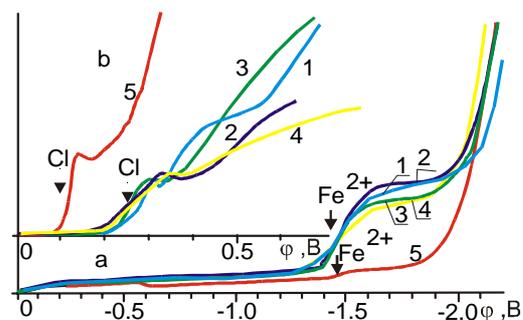


Рис.5.11.Каротажные катодные (а, диапазон $1 \cdot 10^{-4}$ А) и анодные (б, диапазон $0,3 \cdot 10^{-4}$ А) полярограммы от 23.11.1978г. Ленинградская область, Гатчинский район, свиноферма дер. Пижма, скв. 134 (пробурена всухую 15.11.1978 г.). Глубина исследования, м: 1 - 3, 2 - 6, 3 - 9, 4 - 13; 5 - полярограммы пробы воды, отобранной из скв. 134 с глубины 9 м (катодная: отбор 23.11.1978г., запись 4.12.1978 г.; анодная: отбор 15.11.1978 г. запись 20.11.1978 г.).

Проникновение растворенного органического вещества в подземные и поверхностные воды из карьеров-накопителей навоза и участков утилизации его (скользящих полей запахивания и др.) приводит к изменению физико-химической обстановки. Именно, окисление органики вызывает уменьшение концентрации растворенного кислорода (появление восстановительной среды), уменьшение рН до 5.5 - 6. Это, в свою очередь, благоприятствует переходу в раствор железа в двухвалентной форме и возрас-

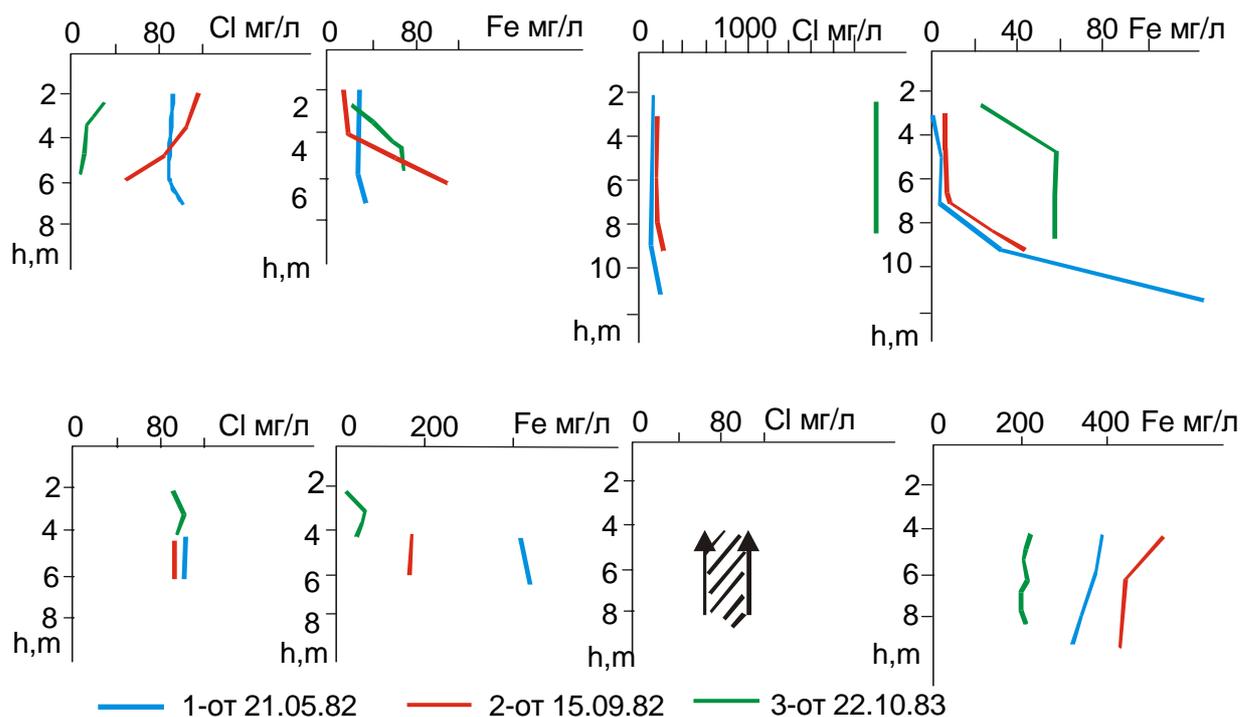


Рис.5.12. Графики распределения концентрации Cl^- и Fe^{2+} в водах скважин массива "Центральный" животноводческого комплекса "Спутник" (Всеволожского района). Номера скважин: а - 1 цр, б - 8 цр, в - 11 цр, г - 4 цр. Даты выполнения полярографического каротажа: 1 - 21.05.1982г., 2 - 15.09.1982г., 3 - 22.10.1983г.

танию его концентрации в водах (Швец, 1973).

Приведенное на рис. 5.13 распределение концентрации хлор-иона, двухвалентного железа и растворенного кислорода на 10-15 июля 1980 г. на участке скользящих полей запахивания "Центральный" (Волховский район) подтверждает указанные тенденции. Как видно из рис. 5.13, наибольшие концентрации хлор-иона и двухвалентного железа приурочены к центральной части массива полей запахивания, кислород здесь практически отсутствует.

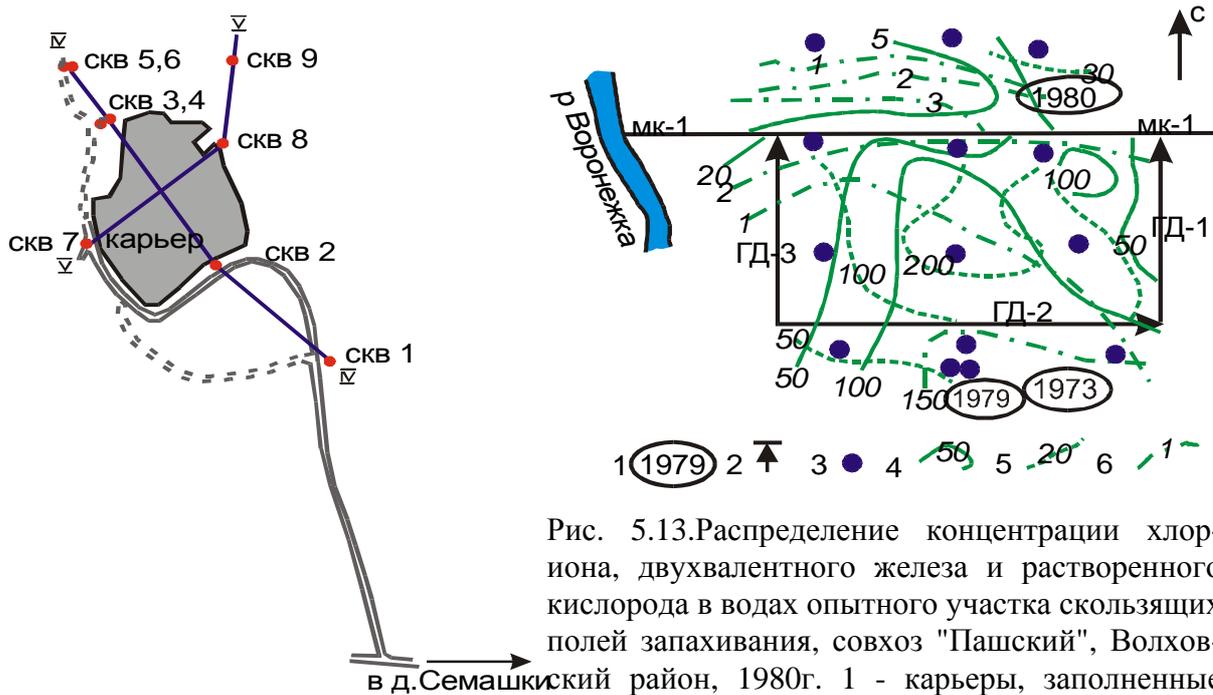


Рис. 5.13. Распределение концентрации хлор-иона, двухвалентного железа и растворенного кислорода в водах опытного участка скользящих полей запахивания, совхоз "Пашский", Волховский район, 1980г. 1 - карьеры, заполненные жидким навозом, и год их заполнения; 2 - каналы по границам опытного участка; 3 - скважины; изолинии концентрации, мг/л: 4 - Cl^- , 5 - Fe^{2+} , 6 - O_2 .

Рис. 5.14. Схема расположения скважин у карьера - накопителя жидкого навоза без пленочного экрана. Совхоз "Пашский", Волховский район.

К северу от канала МК-1 первые два компонента либо отсутствуют, либо их содержание незначительно. Здесь же наблюдается и повышение концентраций кислорода, но они не достигают равновесных с атмосферой значений (10-12 мг/л) даже в пределах открытого потока вод каналов МК-1, ГД-1,2,3. Отсутствие значительных концентраций хлор-иона в этой части площади свидетельствует о достаточно хорошем изолирующем действии каналов. К югу от полей запахивания в районе старых карьеров 1973 г. и 1979 г., в отличие от северной части территории, концентрации хлор-иона сопоставимы с концентрациями в центре полей запахивания. Это наиболее загрязненный отходами участок территории комплекса. Содержание железа в водах в целом коррелируется с содержанием хлор-иона.

Проведенные исследования показали достаточно высокую эффективность разубоживания отходов в пределах полей запахивания. Концентрация хлор-иона в каналах МК-1, ГД-1,2,3 за весь период наблюдений не превышала 30-60 мг/л, тогда как в карьере 1973г. после 6 лет его существования концентрация хлор-иона понизилась лишь до 100 мг/л.

На рис. 5.14 представлена схема расположения наблюдательных скважин у карьера-накопителя жидкого навоза, дно которого не имеет пленочного покрытия и ко-

торый был заполнен около 500 000 м³ жидкого навоза в 1980 г. Как видно из рис.5.14, скважины 3 и 4 расположены на расстоянии 10 м от борта карьера, а скважины 5 и 6 - на расстоянии 150 м. В скважинах 3 и 5, вскрывших верхний водоносный горизонт, за все время наблюдений воды характери-

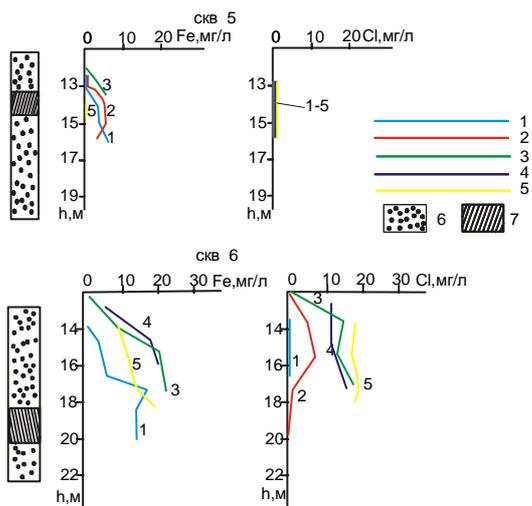


Рис. 5.16.Графики распределения концентрации Cl^- и Fe^{2+} в водах скважин 5 и 6 у карьера - накопителя совхоза "Пашский". Даты измерений: 1 - 7.07.1981г.; 2 - 23.11.1981г.; 3 - 3.08.1982г.; 4 - 25.09.1982г.; 5 - 25.10.1983г. Морена - 6, интервал фильтра - 7.

со временем от 10 мг/л до 20-30 мг/л концентрация хлор-иона (рис. 5.15, 5.16). Это отражает факт загрязнения отходами в карьере прежде всего вод нижнего водоносного горизонта. Из рис. 5.17 видно, что концентрация хлор-иона в скв. 4, расположенной ближе к карьере, растет со временем быстрее, чем в скв. 6, более удаленной от него.

Пример решения с помощью полярографического каротажа технической задачи - выявления действующих и вышедших из строя (забитых шламом) фильтров в гидрогеологических скважинах северного Таджикистана (Ферганская долина) приведен на рис. 5.18. В связи с близким расположением от изучаемых скважин области питания

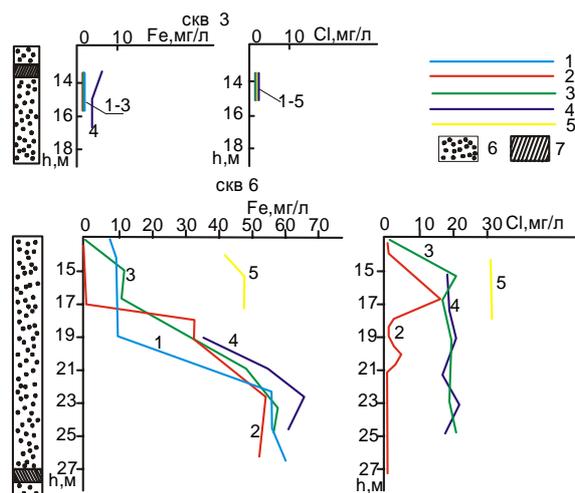


Рис. 5.15 .Графики распределения концентрации Cl^- и Fe^{2+} в водах скважин 3 и 4 у карьера - накопителя жидкого навоза совхоза "Пашский". Даты измерений: 1 - 7.07.1981г.; 2 - 23.11.1981г.; 3 - 3.08.1982г.; 4 - 25.09.1982г.; 5 - 25.10.1983г. Морена - 6, интервал фильтра - 7.4

зуются нулевым (минимальным) содержанием хлор-иона (рис. 5.15, 5.16), тогда как в водах

скважин 4 и 6, вскрывших нижний водоносный горизонт, наблюдается повышенная и растущая

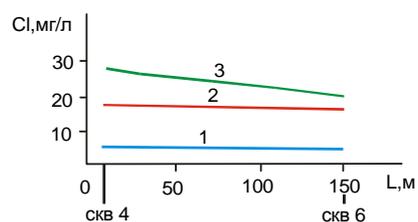


Рис. 5.17.Графики изменения во времени средней концентрации Cl^- в интервалах глубин 14-19 м в скважинах 4 и 6 у карьера - накопителя навоза совхоза "Пашский". Даты измерений: 1 - 23.11.1981 г.; 2 - 3.08.1982 г.; 3 - 25.10.1983 г.

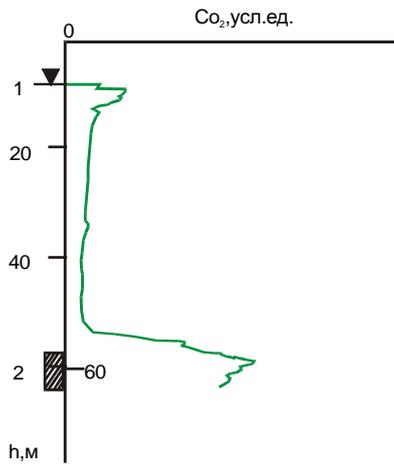


Рис.5.18.Непрерывный полярографический каротаж для определения концентрации растворенного кислорода в гидрогеологической скважине (Северный Таджикистан). 1 - уровень воды; 2 - интервал фильтра.

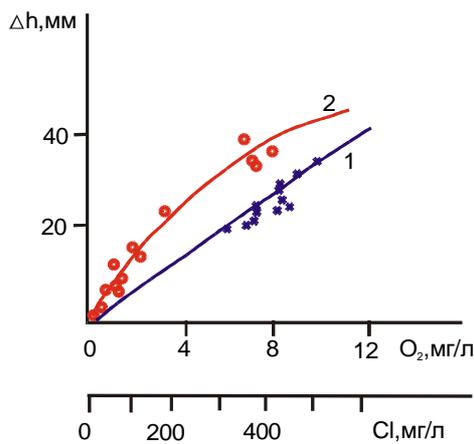


Рис.5.19.Зависимость между высотой полярографических волн Δh и концентрацией растворенных компонентов: 1 кислорода; 2 - хлор-иона.

зависимости послужили основанием для опробованием ПК в непрерывной модификации в комплексе с резистивиметрией для изучения состава и загрязненности вод восточной части Финского залива в связи со строительством сооружений для защиты Санкт-Петербурга от наводнений. Грани-

подземных вод - окружающих горных районов, подземные воды достаточно насыщены захваченным в области питания растворенным кислородом. Вследствие этого действующие фильтры на кривых непрерывного ПК выделяются повышенными концентрациями растворенного кислорода (рис. 5.18), а вышедшие из строя - отсутствием такого повышения.

По данным точечного ПК и результатам химического анализа проб воды в восточной части Финского залива построены эталонировочные графики на

хлор и кислород (рис. 5.19).

Полученные

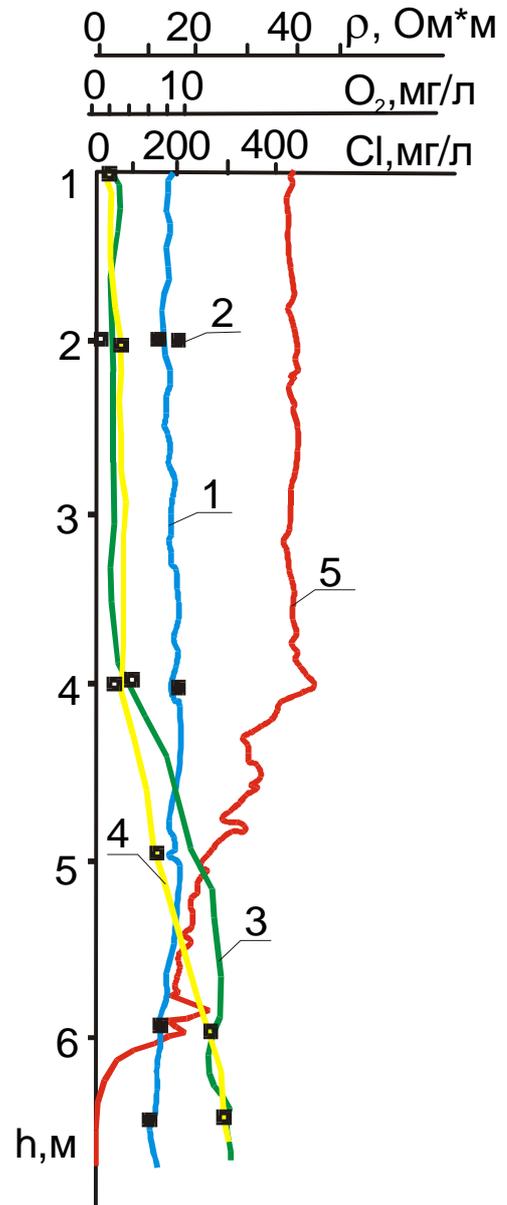


Рис.5.20.Результаты исследований в восточной части Финского залива. 1 и 3 - концентрация растворенного кислорода и хлор-иона по данным полярографического каротажа; 2 и 4 - то же по данным химического анализа проб воды; 5 - удельное сопротивление воды по данным резистивиметрии.

ца между залегающими выше 4 м пресными и потенциально более загрязненными водами р. Невы и залегающими глубже 4 м более солеными водами Финского залива (рис. 5.20) достаточно четко устанавливается с помощью резистивиметрии. Концентрация хлора и растворенного кислорода, определенные по данным непрерывного ПК и отражающие качество вод, удовлетворительно совпадают с данными химических анализов проб (рис. 5.20).

II. Оптические физико-химические методы

2.1 Лазерно-люминесцентный каротаж и его использование для изучения загрязнения подземных вод растворенными нефтепродуктами и органическими веществами

Известно, что одними из основных загрязнителей природных вод, в т. ч. подземных, являются нефтепродукты и тяжелые металлы (Антропова, 1975, Путиков и др., 1997).

В основу разработки зондовых методов изучения растворенных органических веществ (Варшал, 1979) может быть положена их способность люминесцировать. Как известно, такой способностью обладают как практически все широко используемые нефтепродукты (масла, дизельное топливо, бензин, керосин и др.) за счет входящих в их состав ароматических углеводородов, так и большое количество растворенных органических веществ естественного происхождения (гумус, кислые смолы, нейтральные смолы и др. ОВ) (Паркер, 1972, Левченко и др., 1967). Установлено, что, например, в грунтовых водах наибольшее распространение имеют гумусовые вещества (фульвогуминовые кислоты) и кислые смолы, составляя в сумме до 75% всего люминесцирующего вещества при общей концентрации естественного органического вещества до 40-50 мг/л и более (Путиков, Духанин, 1983).

Растворимость в воде нефтепродуктов не превышает 30-35 мг/л при предельно допустимой их концентрации 0.1 мг/л (Левченко и др., 1967).

Результаты исследований спектров возбуждения люминесценции растворенных органических веществ на спектрометре СДЛ-1 с входным монохроматором МФР-2 (таблица 1) показали возможность применения в качестве излучателя импульсного азотного лазера с длиной волны излучения 337 нм, которая близка к оптимальной. Порог чувствительности метода к растворам масел в дистиллированной воде имеет величину около 0.5 мг/л.

Изучение спектров поглощения (рис.5.21а) и фотолюминесценции (табл.5.1) растворенных органических веществ природных (болотных) вод при определенном по бихроматной окисляемости содержании углерода около 70 мг /л показывает, что в спектральной области 300 – 400 нм (область люминесценции нефтепродуктов) отмечается сильное поглощение излучения болотной водой. Иными словами, присутствующие в воде фудьво – и гуминовые кислоты являются тушителями измеряемой прибором люминесценции нефтепродуктов, что приводит к снижению порога их обнаружения. В ряде случаев может сказаться сорбция излучения растворенными соединениями железа (рис. 5.21а).

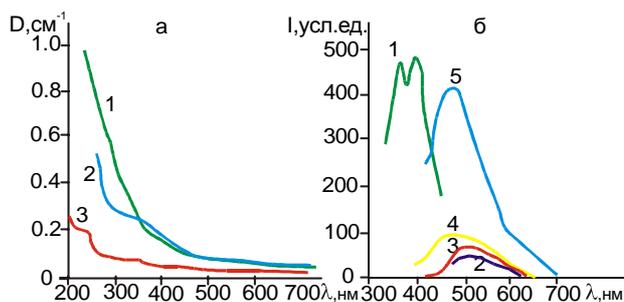


Рис.21.Спектры поглощения и люминесценции природных вод и искусственных растворов: λ - длина волны; D - коэффициент поглощения; I - интенсивность излучения; а - спектры поглощения: 1 - болотной воды, 2,3 - раствора сульфата железа 10 г/л и 1 г/л соответственно; б - спектры люминесценции: 1 - масла М-8 в изопропиловом спирте (1 г/л), 2 - болотной воды, 3-5 - раствора масла М-8 концентрации 20, 100 и 500 мг/л в болотной воде соответственно.

Таблица 5.1

Оптимальный режимы возбуждения и регистрации фотолюминесценции нефтепродуктов и органических веществ природного происхождения

Растворенное вещество	Длина волны максимума возбуждения, нм.	Эффективность лазерного возбуждения, % от оптимального	Длина волны максимума излучения при лазерном возбуждении, нм.
Бензин Аи-76	290	57	378, 388, 400
Керосин ТС-I	305	58	360, 380
Дизельное топливо	300	42	360
Масла :			
М –8	330	92	370, 385, 400
И –5А	320	64	360, 380
Трансформаторное	315	55	360, 380
Отработанное (автомобильное)	345	93	370, 385
Природные ОВ (болотная вода)	350	96	515

Как видно из сравнения спектров люминесценции раствора масла М–8 в изопропиловом спирте, болотной воды и растворов разной концентрации этого масла в болотной воде (рис.5.21б) , максимум спектра люминесценции растворов при увеличении

концентрации болотной воды смещается в область спектра, характерную для органических веществ природного происхождения. При этом наблюдаемая концентрационная зависимость интенсивности люминесценции от содержания в растворе нефтепродуктов на "фоне" болотной воды позволяет обнаруживать их при концентрациях, превышающих 10 мг /л. Таким образом, в настоящее время в природных водах возможно измерение лишь суммарного сигнала люминесценции, зависящего от многих факторов, главными на которых является содержание и светимость нефтепродуктов и природных органических веществ.

Для реализации указанных возможностей изучения содержания нефтепродуктов и других люминесцирующих растворенных веществ в скважинных водах в СПбГТИ создана каротажная установка (Варшал, 1979) на базе разработанного в Российском центре лазерной физики (С.-Петербургский государственный университет) совместно с ИТМО автоматизированного лазерно-флуоресцентного беспробоотборного измерителя концентрации растворенных в воде органических веществ (рис.5.22). Принцип работы флуориметра состоит в измерении сигнала люминесценции в определенном спектральном диапазоне, от анализируемого соединения. Источником излучения является импульсный азотный лазер. Через оптическую головку ОГ (см. рис.5.22) свет вводится в световод датчика и ответвляется на фотоприемник опорного канала ФП1, используемый блоком обработки для коррекции влияния процессов старения лазерной трубки. Сигнал люминесценции через оптический фильтр поступает на фотоприемник ФП2 измерительного канала. Блок обработки преобразует импульсный сигнал в постоянный и выполняет коррекцию сигнала. Выходной сигнал блока обработки поступает на блок индикации, позволяющий считывать показания на цифровом индикаторе, выполнять коррекцию нуля и чувствительности прибора, обеспечивать связь с внешним компьютером и автодиагностику работоспособности флуориметра в целом. Использование оригинального волоконно-оптического кабеля и датчика позволяет исследовать скважины глубиной до 100 м при потребляемой мощности не более 20 Вт от сети переменного тока напряжением 220 В.

С помощью этой каротажной установки с фильтром СС-5 (окно пропускания 365-490 нм) в 1994-1996 гг. выполнен лазерно-люминесцентный каротаж ряда скважин на объектах различного типа, располо-

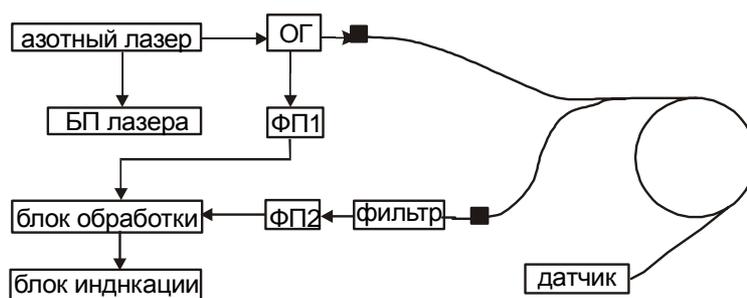


Рис.5.22. Блок-схема установки лазерно-люминесцентного каротажа

женных на территории г.С-Петербург и Ленинградской области. На рис. 5.23 приведены результаты исследований необсаженной скважины глубиной 10 м, расположенной в автохозяйстве объединения "Севморгео" в г. Ломоносове. На рис.5.23а видно хорошее совпадение результатов основного (спуск) и повторного (подъем) каротажа. Выявленная в верхней части скважины (до глубины 2 м) аномалия подтверждена и уточнена при детализации (рис.5.23.б). Содержание нефтепродуктов в пробах воды по данным химического анализа (рис.23,а) качественно согласуется с результатами лазерно-люминесцентного каротажа, тогда как содержание природных органических веществ в пробах вод после экстракции из них нефтепродуктов примерно постоянно (3,6-8,7 мг/л по углероду). Отсюда следует, что аномальная люминесценция в верхней части скважины вызвана повышенной концентрацией нефтепродуктов. Наибольшее загрязнение локализуется в верхней части скважины до глубины 1 м, далее быстро убывает и с глубины 2 м остается практически постоянным.

На рис.5.24 представлены результаты ЛЛК скважин, расположенных в районе птицефабрики “Скворицы” в Гатчинском районе Ленинградской области. Скважины находятся на участках полей фильтрации птицефабрики. Результаты каротажа скважины 1 (рис.5.24а), расположенной у шоссеной дороги, показывают небольшое увеличе-

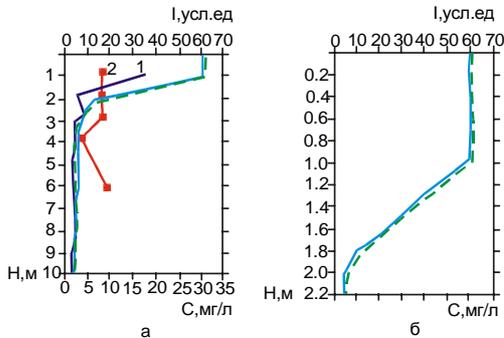


Рис.5.23. Результаты лазерно-люминесцентного каротажа: а - данные основного (сплошная линия) и повторного (пунктир) каротажа; б - результаты детализации выявленной аномалии (основные измерения - сплошная линия, повторные - пунктир); Н - глубина исследований; С - концентрация в растворе по данным химического анализа проб вод: 1 - нефтепродуктов, 2 - природных органических веществ

ние интенсивности люминесценции скважинных вод с глубиной. Химический анализ пробы воды из скважины дает концентрацию нефтепродуктов - 0.5 мг/л и органических веществ – 2.3мг/л.

В то же время результаты каротажа скважины 2, расположенной в центральной части поля фильтрации на краю оврага, показывают совершенно иной распределение люминесцирующих веществ с глубиной (рис.5.24б). Химический анализ проб воды из этой скважины показывает, что концентрация нефтепродуктов в интервале глубин от 8 м (уровень воды в скважине) до 15 м практически не изменяется и составляет 0.3-0.4 мг/л, а концентрация растворенных органических веществ изменяется от 5.2 мг/л на глубине 8 м до 1.7 мг/л на глубине 15 м. Таким образом, зарегистрированная аномалия, отражает присутствие в приповерхностных грунтовых водах повышенного содержание органики, это видимо, связано со стоком растворенного птичьего помета с поверхности полей в овраг и дальнейший миграции его с водой по руслу оврага.

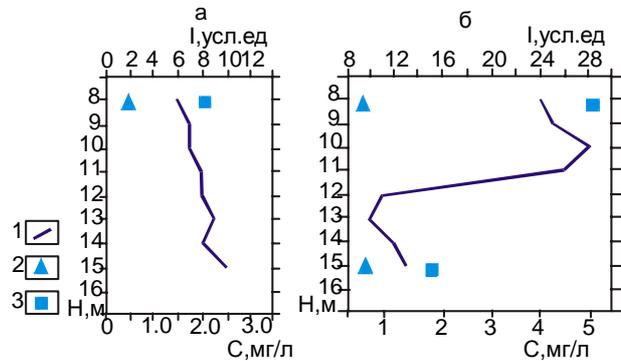


Рис.5.24. Результаты лазерно-люминесцентного каротажа в районе птицефабрики "Скворицы", Ленинградская область. Данные каротажа: а - скв. 1, б - скв. 2. 1 - интенсивность люминесценции скважинных вод. Результаты количественного анализа проб вод: 2 - концентрация (С) нефтепродуктов, 3 - концентрация (С) органических веществ.

Другой тип объектов техногенного загрязнения подземных вод нефтепродуктами представляет мощное промышленное предприятие – ТЭЦ-2 (г.С-Петербург). Исследования на территории ТЭЦ выполнены в пробуренных 2-10 августа 1993 г. гидрогеологических, оборудованных фильтрами скважинах, расположенных в районе мазутного хозяйства. Скважины имеют проектную глубину 6.3-6.8 м и находятся на разном удалении от емкостей с мазутом по направлению к реке Неве. В момент проведения ЛЛК (8 декабря 1995 г.) уровень подземных вод в них колебался в пределах 3-4 м.

Во всех исследованных скважинах зарегистрировано уменьшение интенсивности люминесценции скважинных вод с глубиной (рис.5.25 а, б, в). Однако, характер зависимости интенсивности люминесценции от глубины в различных скважинах совершенно различен. В некоторых скважинах наблюдается достаточно мощный слой загрязненных люминесцирующих вод: в скв. 8 - 2 м, в скв.2 - около 1м (рис.5.25 б). В других скважинах наиболее загрязнен лишь верхний тонкий слой воды: в скв.12 загрязнен и

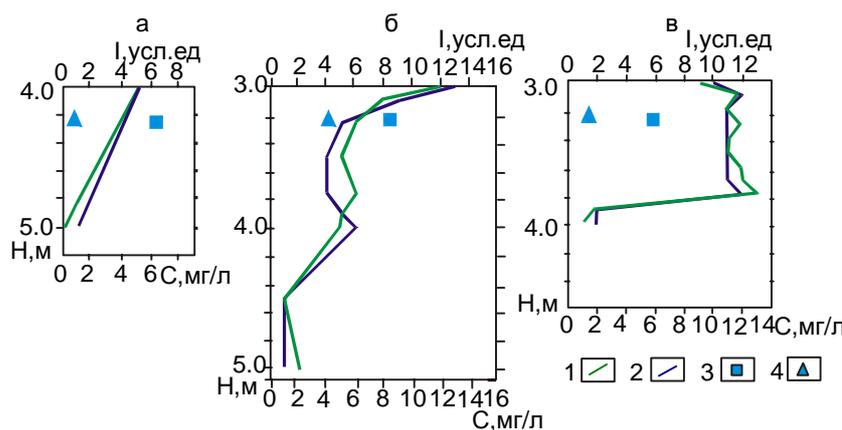


Рис.5.25. Типичные графики лазерно-люминесцентного каротажа (ЛЛК) скважин на ТЭЦ-2 (г. С.-Петербург). Данные ЛЛК: а - скв. 4, б - скв. 12, в - скв. 2; интенсивность люминесценции скважинных вод: основные измерения - 1, повторные -2. Результаты химического анализа проб воды: 3 - концентрация (С) нефтепродуктов, 4 - концентрация (С) органических веществ..

наиболее люминесцирует верхний слой вод мощностью 0.2 м в интервале глубины 3.0-3.2 м (рис.5.25 б). Выявить такое маломощное по вертикали загрязнение обычным гидрогеологическим опробованием вод после откачки их из скважины невозможно в результате разбавления.

Методом ЛЛК изучено детальное рас-

пределение интенсивности люминесценции скважинных вод по глубине.

Так, в скважине 12 (рис.5.25б) наибольшая интенсивность люминесценции и наибольшая скорость ее изменения с глубиной от 12-13 усл. ед до 5-6 усл. ед наблюдается у самой поверхность грунтовых вод (в верхних 20 см), т.е. в интервале глубин 3-3.2 м. Далее до глубины 4 м интенсивность люминесценции остается практически постоянной – 4-6 усл. ед, а в интервале глубин 4-4.5 м снижается примерно в 3 раза.

Несколько иная картина наблюдается в скв. 2 (рис.5.25 в), которая расположена ниже по рельефу у ограждения территории со стороны р. Невы. Здесь зарегистрирована практически постоянная интенсивность люминесценции в интервале глубин 3-3.8 м (10-12 усл. ед) и резкий спад люминесценции до 2 усл. ед в интервале глубин 3.9-4.0 м.

Результаты химических анализов проб вод из скважин показывают повышенное содержание нефтепродуктов –6-8 мг/л при содержанию органики 1-4 мг/л (рис.5.25 а, б, в).

Выявленное распределение люминесцирующих веществ в грунтовых водах может быть объяснено утечками нефтепродуктов из емкостей для их хранения на ТЭЦ и влиянием неоднородности гидрогеологических условий. Именно, в районе скважины 12 наибольшее загрязнение концентрируется у поверхности грунтовых вод (в интервале глубин 3.0-3.1 м), но основная часть его распространяется до глубины 4.0 м и мигрирует в сторону р. Невы, т.е. в направлении скважин 2 и 8, что хорошо подтверждает характер изолиний максимальной интенсивности люминесценции вод в скважинных по данным ЛЛК (рис.5.26).

Таким образом, как видно из приведенных материалов, метод ЛЛК позволяет дешево и оперативно (без отбора проб) решать ранее недоступную задачу – детально изучать распределение загрязнение подземных вод нефтепродуктами и органическими веществами по глубине и тем самым резко повысить качество исследования.

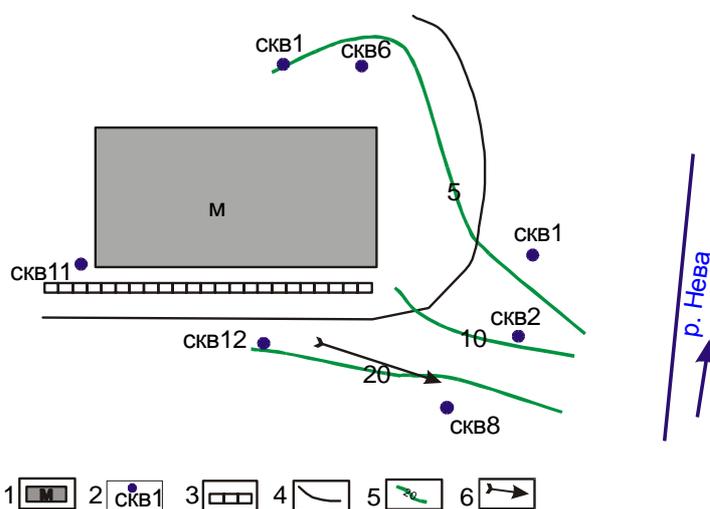


Рис.5.26. Схематический план участка работ на ТЭЦ-2 (г. С.-Петербург) и результаты лазерно-люминесцентного каротажа. 1 - емкость с мазутом, 2 - наблюдательная гидрогеологическая скважина и ее номер, 3 - железнодорожный путь, 4 - насыпь, 5 - изолинии максимальной интенсивности люминесценции скважинных вод по данным ЛЛК, 6 - вероятное направление распространения загрязнения подземных вод нефтепродуктами.

Литература к геоэлектрохимическим методам (глава 5)

1. Антропова Л.В. Формы нахождения элементов в ореолах рассеяния рудных месторождений. Л.: Недра. - 1975. - 144 с.
2. Васильева В.И., Ворошилов Н.А. Оценка перспективности площадей на нефть геоэлектрохимическими методами. // Геофизика. - 1995. - №2. - с. 29-36.
3. Вахитов Г.Г., Симкин Э.М. Исследование физических полей для извлечения нефти из пластов. М.: Недра. - 1985. - 236 с.
4. Гольдберг И.С., Алексеев С.Г., Вейхер А.А., Грачева Т.Р. Электрохимическое извлечение элементов из горных пород. В сб. Исследование и применение физико-химических и геоэлектрохимических процессов при поисках и разведке полезных ископаемых. Л.: НПО "Рудгеофизика", 1982. 62 - 81 й.
5. ГОСТ 9.602-89. Единая система защиты от коррозии и старения. Подземные сооружения. Общие технические требования. М., Изд-во стандартов, 1989. с.51.
6. Гришанин К.В. Динамика русловых потоков. Л.: Гидрометеиздат. -1979. - 311 с.
7. Духанин А.С. Опыт использования метода диффузионного извлечения для поисков глубокозалегающих месторождений. В сб. "Использование геоэлектрохимических методов для поисков и разведки рудных месторождений" под ред. Ю.С.Рысс - Л.: НПО-Рудгеофизика, 1989. С. 99-109.
8. Жигалин А.Д., Просунцова Н.С. Зависимость коррозионной активности от свойств геологической среды. Инженерная геология, № 3, 1990, с.49-55.
9. Жигалин. А.Д., Просунцова Н.С. Влияние постоянного тока на коррозию металлов в грунтах. Инженерная геология. 1992, №4, с.96-102.
10. Изучение органических веществ подземных вод и их взаимодействие с ионами металлов. Варшал Г.М., Кощеева И.Я., Сироткин И.С. и др. // Геохимия. - 1979. - №4. - с. 598-607.
11. Инструкция по геохимическим методам поисков рудных месторождений, М-во геологии СССР. М., Недра, 1983. 191 с.
12. Лазерно-люминесцентный каротаж для изучения растворенных органических веществ в подземных водах без отбора проб. Путиков О.Ф., Терентьев В.Г., Блинов К.В., Меркулов А.А., Севбо С.Д. // М.: Мин-во природн. ресурс. РФ. - Разведка и охрана недр. - 1997. - №2. - с. 29-30.

13. Метод гидрохимического опробования подземных вод. Воробьев Н.И., Казначеев Е.П., Новичков И.Г., Путиков О.Ф., Уваров Н.Н. // Гидротехника и мелиорация. - 1983. - №5. - с. 52-55.
14. Методические указания по определению тяжелых металлов в почвах сельхозугодий и продукции растениеводства. М., 1992. с. 25.
15. Нелаев И.П., Куликов В.Д. Коррозия магистральных трубопроводов в грунтах Западной Сибири. Нефтяное хозяйство. 1978, №3, с.65-68.
16. Немировская И.А. Изменение концентрации нефтепродуктов при низких температурах. // Водное хозяйство. - 1989. - №3. - с. 102-109.
17. Новые возможности дистанционного анализа нефтяных пленок на поверхности воды. Клишкин В.Н., Федоринцев И.Н. и др. // Оптика атмосферы и океана. - 1993. - т. 6. - №2. - с.189-194.
18. Паркер С. Фотолюминесценция растворов. М.: Мир. - 1972. -511 с.
19. Путиков О.Ф. Геоэлектрохимические методы поисков и разведки. Учебн. пособие. СПб: С.-Петербургский горный институт. - 1993. - 117 с.
20. Путиков О.Ф. Основы теории геоэлектрохимических методов разведки. Л.: ЛГУ. - 1987. - 172 с.
21. Путиков О.Ф. Развитие нелинейных геоэлектрохимических и лазерно-люминесцентных полевых методов решения поисковых и экологических задач. // С.-Петербург: ротاپринт СПбГГИ. - сб. тр. "Наука в С.-Петербургском государственном горном ин-те (техн. ун-те)". - 1997. - вып. 1. - с.97-102.
22. Путиков О.Ф., Духанин А.С. О возможном механизме формирования "струйных" ореолов рассеяния. // Докл. АН. - 1994. - т. 338. -№2. - с. 219-221.
23. Рысс Ю.С. Геоэлектрохимические методы разведки (Введение в геоэлектрохимию). Л.: Недра. - 1983. - 225 с.
24. Рысс Ю.С. Поиски и разведка рудных тел контактным способом поляризационных кривых. Л.: Недра. - 1973. - 166 с.
25. Рысс Ю.С., Гольдберг И.С. Способ частичного извлечения металлов (ЧИМ) для поисков рудных месторождений. // Методика и техника разведки. - 1973. - №84. - с. 5-19
26. Система оптического контроля загрязнений рек утечками нефти из донных нефтепроводов. В.Н.Стасенко, Э.В.Кувалдин, О.Ф.Путиков, К.В.Блинов, И.И.Сегин.

научн. докл. 3-ей международной конф. "Экология и развитие северо-запада России" 1998 г. С-Петербург, 1998 г., с.150-156.

27. Соловов А.П. Геохимические методы поисков месторождений полезных ископаемых. М.: Недра. - 1985. - 294 с.

28. Стасенко В.Н., Алешин И.В., Цветков Е.А. Применение контактных и дистанционных оптических методов для экологического мониторинга морских вод. // Разведка и охрана недр. - 1994. - №12. - с. 30-35.

29. Струйная миграция вещества в образовании вторичных ореолов рассеяния. Ю.С.Рысс, И.С. Гольдберг, С.Г. Алексеев, А.С.Духанин. // Докл. АН СССР. - 1987. - т. 297. - №4. - с. 956-958.

30. Уваров Н.Н. Аппаратура полярографического каротажа для изучения состава подземных вод. // Л.: Записки ЛГИ. - 1981. - т. 89. - с. 115-122.

31. Шамшетдинов К.Л., Решетников В.Г. Технология контроля электрохимической защиты многониточных газопроводов по отдельным точкам. Материалы секции НТС РАО "Газпром" по теме "Концепция и технические решения по электрохимической защите многониточных газопроводов". Москва, 1994, с. 29 - 33.

32. Швец В.М. Органические вещества подземных вод. М.: Наука. - 1973. - 191 с.

33. Эмульсии нефти с водой и методы их разделения. Левченко Д.Н. и др. М.: - 1967. - с.

34. Alekseev S.G., Dukhanin A.S., Veshev S.A. and Voroshilov N.A. Some aspects of practical use of geoelectrochemical methods of exploration for deepseated mineralisation. // J. Geochem. Explor. - 1996. - vol. 56. - pp 79-86.

35. Putikov O.F. Polarographic logging for mapping and monitoring in situ leaching of uranium deposits. // Toronto, Canada, in "Proceedings of Exploration 97 : Fourth Decennial International Conference on Mineral Exploration" edited by A.G.

Глава 6.

Возможности георадиолокационного метода при решении геотехнических задач

Введение

Возможность «просвечивания» горных пород радиоволнами была установлена в начале XX века немецкими исследователями Г.Лови и Г.Леймбахом (1910-1911 гг.). В середине века импульсные радиолокаторы с невысокой разрешающей способностью (несколько метров) начали использовать для определения мощности материковых ледников. Современный радиолокатор (георадар) - это мощный геофизический инструмент, применение которого позволяет получать большое количество детальной информации в относительно короткое время. Георадиолокационный метод в настоящее время является, по-видимому, самым производительным и технологичным среди других геофизических методов, применяемых для решения инженерно-геологических, гидрогеологических, экологических и геотехнических задач. Сейчас, в конце века, этот метод широко используется и активно развивается во всем мире, о чем свидетельствует большое количество публикаций, посвященных как теоретическим вопросам, так и практическому применению георадиолокации. Значительно возрос интерес к методу за последние 10 лет. Огромная популярность и безудержное восхищение этим методом связаны, пожалуй, с возможностью получения, при благоприятных условиях, материалов очень высокого качества.

Основой метода георадиолокации является отражение электромагнитной волны от границ между веществами имеющими различные *электрические свойства*. Расположенная на поверхности земли *передающая антенна* излучает импульс радиоволн высокой частоты (от 50 до 900 МГц). Проходя в землю через приповерхностные слои, некоторая часть энергии волны отражается от границ между слоями и устремляется обратно к поверхности, а остальная часть энергии проникает глубже. Отраженную энергию волны принимает на поверхности *приемная антенна*. Затем эти сигналы обрабатываются и изображаются на экране в зависимости от времени. При медленном движении антенн по поверхности земли получается непрерывная (временная) «картина» припо-

верхностных условий вдоль линии движения (*радарограмма*). Отражения вызываются откликами от границ между веществами с разными электрическими свойствами. Этими границами являются естественные границы, образовавшиеся в результате наслоения, уплотнения, изменения влагонасыщенности и содержания глины, а также трещины, пустоты, включения, в том числе и искусственные объекты.

Глубина проникновения радиоволн зависит от условий каждого отдельного участка. Свойства почв и горных пород, которыми сложена исследуемая территория, влияют на ослабление (поглощение или рассеивание) радиоволн. Наиболее важными из этих свойств являются *электрическая проводимость* и *диэлектрическая проницаемость*. От электрической проводимости (сопротивления) вещества зависит поглощение волновой энергии, а диэлектрическая проницаемость влияет на скорость распространения волны. Наибольшая глубина проникновения радиоволн в сухих песках, наименьшая – в глинах. Значительной глубина проникновения радиоволн может быть и в обводненных песках или озерной воде, но при условии, что вода обладает аномально низкой электрической проводимостью (высоким электрическим сопротивлением). Благоприятные условия для достижения большой глубины проникновения радиоволн в массивах сухих гранитов, известняков, бетоне.

Детальность получаемой информации зависит от разрешающей способности метода. **Разрешающую способность метода** георадиолокации обеспечивают *разрешающая способность во времени* и *пространственная разрешающая способность*. Разрешающей способностью во времени определяется как наименьший интервал следования между двумя волнами, при котором возможно рассматривать эти волны как две различные. Эта инструментальная разрешающая способность во времени является предельно возможной для метода исследования в целом. Пространственная разрешающая способность определяется как минимальное расстояние по горизонтали, на котором могут быть различимы два отражающих объекта или их детали и определяется размерами площадки (первой зоны Френеля) от которой отражается основная часть электромагнитной волны. Несколько объектов, расположенных в пределах этой зоны, неразличимы на радарограмме. Разрешающая способность во времени зависит от частоты излучаемых в землю радиоволн. При увеличении частоты увеличивается разрешающая способность во времени. Выбрать соответствующую рабочую частоту можно благодаря использованию одной из нескольких сменных антенн, которые входят в комплект аппаратуры для проведения георадиолокационных исследований. Однако, глуби-

на проникновения радиоволн тоже зависит от частоты. Следовательно, существует связь между увеличением разрешающей способности во времени и уменьшением глубины исследования. **Глубинность исследований** (глубина исследований) определяется как максимальная глубина отражающего объекта, отраженная волна от которого выделяется на радарограмме. Глубинность исследований возрастает при уменьшении частоты возбуждаемых электромагнитных волн, при увеличении удельного электрического сопротивления среды, при уменьшении удельного затухания. С понижением частоты уменьшается **разрешающая способность по глубине**, которая зависит от разрешающей способности во времени, и определяется как минимальное расстояние по глубине, на котором различаются два отражающих объекта или их детали. При благоприятных условиях с антеннами, работающими на частотах 900 и 500 МГц возможно достижение глубины исследования 1.5-4.5 м и детальностью первые сантиметры, а для антенн 300 и 80 МГц можно достигать глубин 9-24 м с детальностью 0.2-0.9 м. Практический опыт выполнения георадиолокационных работ для решения инженерно-геологических задач показывает, что при сопротивлениях исследуемой среды 150-300 Ом • м на частотах 50-100 МГц глубинность составляет 12-15 м, а разрешающая способность от 0.5 до 1 метра.

Глубины залегания слоев (объектов) пропорциональны времени, которое требуется радиоволновому импульсу чтобы «пробежать» от располагающейся на поверхности передающей антенны до отражающей границы и обратно на поверхность к приемной антенне. Это время называется **двойное время пробега**. Оно зависит от диэлектрических свойств среды, через которую проходит радиоволновой импульс. Диэлектрические свойства среды зависят от свойств материалов, входящих в ее состав. На диэлектрические свойства исследуемой геологической среды влияют состав пород (глинистость) и влагонасыщенность. В большинстве случаев **содержание влаги** имеет самое большое влияние, так как вода обладает очень высоким значением диэлектрической проницаемости по сравнению с почвами и породами. Повышение содержания влаги влечет понижение скорости радиоволн и более низкую проявленность целевых объектов на радарограмме.

Таким образом, **детальность исследований** методом георадиолокации определяется решаемой задачей и зависит от детальности метода и детальности системы наблюдений методом на изучаемом участке. Детальность метода зависит от разрешающей способности по глубине (инструментальная разрешающая способность во времени

предельно возможная для метода) и от пространственной разрешающей способности вдоль линии наблюдения (размер первой зоны Френеля, скорость перемещения антенны). Детальность системы наблюдений (расстояние между линиями наблюдения, положение и количество линий наблюдения в пространстве) зависит от решаемой задачи.

Теоретические основы метода георадиолокации

Рассмотрим распространение плоской однородной волны в однородной среде с поглощением ($\sigma \neq 0$). В этом случае векторы \mathbf{E} и \mathbf{H} будут определяться уравнениями Максвелла в форме

$$\left. \begin{aligned} \operatorname{rot} \mathbf{H} &= \sigma \mathbf{E} + \varepsilon_a \frac{\partial \mathbf{E}}{\partial t}; & \operatorname{div} \mathbf{H} &= 0; \\ \operatorname{rot} \mathbf{E} &= -\mu_a \frac{\partial \mathbf{H}}{\partial t}; & \operatorname{div} \mathbf{E} &= 0; \end{aligned} \right\} \quad (6.1)$$

Составляющие векторов \mathbf{E} и \mathbf{H} должны удовлетворять телеграфному уравнению

$$\nabla^2 \Psi = \mu_a \sigma \frac{\partial \Psi}{\partial t} + \mu_a \varepsilon_a \frac{\partial^2 \Psi}{\partial t^2}. \quad (6.2)$$

Ограничимся рассмотрением гармонической плоской волны, распространяющейся вдоль оси z . При таких условиях, очевидно,

$$\nabla^2 \equiv \frac{\partial^2}{\partial z^2}. \quad (6.3)$$

Найдем закон распространения этой волны. Применим метод комплексных амплитуд и предположим, что величина ψ (которой обозначим любую компоненту \mathbf{E} и \mathbf{H}) определена выражением

$$\dot{\Psi}(z, t) = \dot{\Psi} e^{i\omega t} = (\Psi_0 e^{-\gamma z + i\xi}) e^{i\omega t} = \Psi_0 e^{i\omega t - \gamma z + i\xi}, \quad (6.4)$$

где $\dot{\Psi}$ – комплексная амплитуда. Зависимость комплексной амплитуды от расстояния будет выражаться показательной функцией

$$\dot{\Psi} = \Psi_0 e^{-\gamma z + i\xi}. \quad (6.5)$$

Если выражение (6.4) является решением уравнения (6.2), то γ , которую назовем *коэффициентом распространения*, должна оказаться постоянной (может быть комплексным числом). В частном случае распространения в непоглощающей среде γ становится чисто мнимой величиной ($i\beta$).

Подставив значение $\dot{\Psi}(z,t)$ в телеграфное уравнение, мы обнаруживаем, что само $\dot{\Psi}(z,t)$ сокращается

$$\gamma^2 = \mu_a \sigma(i\omega) + \mu_a \varepsilon_a(i\omega). \quad (6.6)$$

Следовательно, $\dot{\Psi}(z,t)$ является, во-первых, решением уравнения, а во-вторых, сокращение из уравнения Ψ_0 указывает на то, что амплитуды **Е** и **Н** из этого уравнения не определяются. Их можно рассчитать, только обратившись к условиям излучения волны, т. е. исходя из данных источника (генератора) этих волн.

Преобразуя (6.6) получим

$$\gamma^2 = i\omega \mu_a (\sigma + i\omega \varepsilon_a) = -\omega^2 \mu_a \left(\varepsilon_a - i \frac{\sigma}{\omega} \right) = -\omega^2 \mu_a \tilde{\varepsilon}_a, \quad (6.7)$$

где $\tilde{\varepsilon}_a = \varepsilon_a - i \frac{\sigma}{\omega}$ (6.8)

– есть комплексная абсолютная диэлектрическая проницаемость.

Очевидно, коэффициент распространения $\tilde{\gamma}$ – комплексное число. Положим

$$\tilde{\gamma} = \alpha + i\beta. \quad (6.9)$$

Здесь α (так называемый *коэффициент затухания*) характеризует уменьшение амплитуды волны в зависимости от z . В комплексной амплитуде $\dot{\Psi}(z)$ α проявляется в показателе

$$e^{-\alpha z}. \quad (6.10)$$

На расстоянии

$$z_0 = \frac{1}{\alpha} \quad (6.11)$$

амплитуда волны уменьшится до $e^{-\alpha z_0} = e^{-1} = 0.368\dots$ – своего первоначального значения (в точке $z = 0$).

Подставляя значение коэффициента распространения в уравнение (6.7) и разделяя действительную и мнимую части, получим:

$$\left. \begin{aligned} \beta^2 - \alpha^2 &= \omega^2 \mu_a \varepsilon_a \\ 2\alpha\beta &= \mu_a \sigma \omega \end{aligned} \right\}. \quad (6.12)$$

Модуль квадрата $\tilde{\gamma}$, очевидно, равен

$$|\tilde{\gamma}^2| = \alpha^2 + \beta^2 = \omega^2 \mu_a \sqrt{\varepsilon_a^2 + \left(\frac{\sigma}{\omega}\right)^2} = \omega^2 \mu_a |\tilde{\varepsilon}_a|. \quad (6.13)$$

Здесь $|\tilde{\varepsilon}_a| = \sqrt{\varepsilon_a^2 + \left(\frac{\sigma}{\omega}\right)^2}$ есть модуль комплексной абсолютной диэлектрической проницаемости.

Из этих выражений найдем:

$$\beta^2 = \frac{\omega^2 \mu_a}{2} \left\{ |\tilde{\varepsilon}_a| + \varepsilon_a \right\}, \quad (6.14)$$

$$\alpha^2 = \frac{\omega^2 \mu_a}{2} \left\{ |\tilde{\varepsilon}_a| - \varepsilon_a \right\}. \quad (6.15)$$

Скорость распространения будет равна

$$v = \frac{\omega}{\beta} = \frac{1}{\mu_a \sqrt{\frac{|\tilde{\varepsilon}_a| + \varepsilon_a}{2}}}. \quad (6.16)$$

Скорость оказывается зависящей от $|\tilde{\varepsilon}_a| = \sqrt{\varepsilon_a^2 + \left(\frac{\sigma}{\omega}\right)^2} = f(\omega)$, т. е. от частоты. При повышении частоты скорость возрастает. Поглощение волны, определяемое множителем α , также зависит от частоты и также возрастает при ее увеличении.

Явление зависимости скорости от частоты называется *дисперсией* (от лат. *dispersus* – рассеянный), а среда, в которой это явление наблюдается, называется *дисперсной средой*. Сигнал, передаваемый в дисперсной среде, будет искажаться, так как отдельные гармоники, на которые этот сигнал можно разложить, будут распространяться с различной скоростью и поглощаться по-разному. Импульс, распространяющийся в такой среде, «расплывается», теряет свои первоначальные очертания.

Влияние частоты и проводимости на распространение гармонических волн удобнее всего показать рассматривая предельные случаи в зависимости от относительной величины обоих членов подкоренного выражения в формулах (6.14) – (6.16).

Комплексная амплитуда полной плотности тока в среде с проводимостью определяется комплексной диэлектрической проницаемостью

$$\dot{\delta}_{\text{полн}} = \dot{\delta}_{nr} + \dot{\delta}_{cm} = \sigma \dot{\mathbf{E}} + i\omega \varepsilon_a \dot{\mathbf{E}} = i\omega \tilde{\varepsilon}_a \dot{\mathbf{E}}. \quad (6.17)$$

Соотношение амплитуд плотности тока смещения и проводимости равно соотношению ε_a и $\frac{\sigma}{\omega}$. Рассмотрим случай, когда ток проводимости мал по сравнению с током смещения, например, распространение в сухом песке при радиочастотах, в морской воде при ультравысоких частотах. В этих случаях

$$\omega \varepsilon_a \gg \sigma. \quad (6.18)$$

Разлагая $|\tilde{\varepsilon}_a| = \sqrt{\varepsilon_a^2 + \left(\frac{\sigma}{\omega}\right)^2}$ по формуле бинома, с учетом соотношения (6.18)

получим

$$|\tilde{\varepsilon}_a| = \sqrt{\varepsilon_a^2 + \left(\frac{\sigma}{\omega}\right)^2} = \varepsilon_a + \frac{1}{2} \frac{1}{\varepsilon_a} \left(\frac{\sigma}{\omega}\right)^2 + \dots, \quad (6.19)$$

следовательно,

$$\beta = \omega \sqrt{\mu_a \varepsilon_a} \sqrt{1 + \left(\frac{\sigma}{2\omega \varepsilon_a}\right)^2} \approx \omega \sqrt{\mu_a \varepsilon_a}, \quad (6.20)$$

$$\alpha = \frac{\sigma}{2} \sqrt{\frac{\mu_a}{\varepsilon_a}}, \quad (6.21)$$

т. е. β совпадает со своим значением в непоглощающей среде, а α достигает некоторого минимума, уже не зависящего от частоты. В этом случае, очевидно, распространение сигнала происходит с затуханием, но без заметного искажения.

Другой предельный случай – когда ток проводимости значительно превышает ток смещения:

$$\varepsilon_a \ll \frac{\sigma}{\omega}. \quad (6.22)$$

Подобное условие всегда имеет место в металлах. Удельная проводимость металлов $\sigma = 10^7 \div 10^8 \frac{1}{\text{ом} \cdot \text{м}}$, диэлектрическую проницаемость металла можно принять

$$\varepsilon_{\text{металл}} = 1, \quad (6.23)$$

так как явление проводимости в металле в обычных условиях полностью компенсирует явление электрической поляризации. Следовательно, для металлов $\varepsilon_a \approx \varepsilon_0 \approx 10^{-11} \frac{\phi}{\text{м}}$.

Члены неравенства (6.22) становятся соизмеримы только при частотах $f \approx 10^{17} \div 10^{18} \text{ гц}$. Эти частоты соответствуют собственным частотам колебаний молекул, при которых уравнения Максвелла в своем обычном виде неприменимы.

Для α и β при условии (6.22) находим

$$\alpha = \beta = \sqrt{\frac{\mu_a \omega \sigma}{2}} = \sqrt{\pi f \mu_a \sigma} . \quad (6.24)$$

Коэффициенты поглощения и фазы оказываются одинаковыми. Фазовая скорость будет равна

$$v = \frac{\omega}{\beta} = \sqrt{\frac{2\omega}{\mu_a \sigma}} . \quad (6.25)$$

Следовательно, и в этом случае с повышением частоты скорость распространения и поглощение увеличиваются.

Скорость распространения электромагнитных волн (6.16) для случая преобладания тока смещения над током проводимости (6.20) определяется формулой

$$v = \frac{\omega}{\beta} = \frac{1}{\sqrt{\mu_a \varepsilon_a}} . \quad (6.26)$$

С учетом выражений для абсолютной магнитной проницаемости среды $\mu_a = \mu_0 \mu$ и абсолютной диэлектрической проницаемости $\varepsilon_a = \varepsilon_0 \varepsilon$, значений магнитной и электрической постоянных

$$\mu_0 = 4 \pi \cdot 10^{-7} \frac{\text{Гн}}{\text{м}} , \quad (6.27)$$

$$\varepsilon_0 = \frac{1}{4 \pi \cdot 10^{-7} \cdot c^2} \frac{\text{Ф}}{\text{м}} \quad (6.28)$$

(c – скорость распространения электромагнитных волн в вакууме) скорость распространения электромагнитных волн в среде с магнитной проницаемостью μ и диэлектрической проницаемостью ε

$$v = \frac{c}{\sqrt{\mu \varepsilon}} . \quad (6.29)$$

Для большинства горных пород значение μ близко к единице и не зависит от частоты. Поэтому скорость распространения электромагнитных волн для горных пород оценивается по формуле

$$v = \frac{c}{\sqrt{\varepsilon}} . \quad (6.30)$$

Очевидно, в этом случае скорость зависит только от диэлектрической проницаемости среды. На рисунке 6.1 представлены глубинный (А) и временной (Б) разрезы вдоль линии наблюдения над двухслойной средой. Наклонная граница между первым (ϵ_1) и вторым (ϵ_2) слоями отображается на радарограмме в виде импульсов, время прихода ($t=2z/v$) которых уменьшается при движении вдоль линии наблюдения (отраженная волна). Скорость распространения электромагнитной волны в первом слое v определяется по формуле (6.30) при $\epsilon=\epsilon_1$. Уменьшение t связано с уменьшением глубины z до границы. Расстояние между передающей и приемной антеннами не изменяется при перемещении вдоль линии наблюдения. Поэтому постоянно и время прихода электромагнитного импульса от передающей антенны напрямую (без отражений) к приемной антенне (прямая волна).

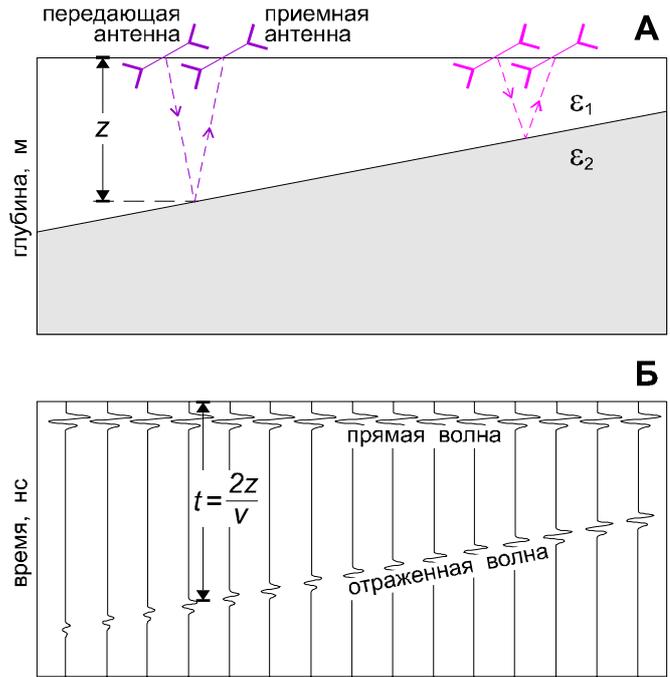


Рис. 6.1. Схема образования отраженной волны от наклонной границы раздела слоев с разными диэлектрическими проницаемостями (А – глубинный разрез вдоль линии наблюдения; Б – временной разрез)

Диэлектрическая проницаемость геологической среды определяется в первую очередь ее влагонасыщенностью, так как вода обладает значительно более высоким ϵ по сравнению с горными породами. Согласно лучевой теории распространения волн при отражении от плоской границы, расположенной на глубине z основной вклад (90%) вносит площадка (первая зона Френеля) радиус которой определяется как квадратный корень из произведения $z\lambda$ ($\lambda=v/f$, m – длина волны). В таблице 6.1 представлены значения диэлектрической проницаемости ϵ , скорости распространения электромагнитных волн v и длины волны λ (для $f=100$ МГц). Для выделения

Таблица 6.1.

	ϵ	v , см/нс	λ , м
воздух	1	30	3
лед	3	17	1.7
песок сухой	5	13	1.3
глины	16	7.5	0.75

георадиолокационным методом реальной геологической границы необходимо чтобы эта граница проявлялась на радарограмме. Чем больше контраст в значениях диэлектрических проницаемостей слоев, тем лучше граница между этими слоями проявляется на радарограмме. Если диэлектрические проницаемости слоев ϵ_1 и ϵ_2 , то при перпендикулярном падении электромагнитной волны на границу между слоями коэффициент отражения K определяется формулой

$$K = \frac{\sqrt{\epsilon_1} - \sqrt{\epsilon_2}}{\sqrt{\epsilon_1} + \sqrt{\epsilon_2}} . \quad (6.31)$$

При прохождении волны через исследуемую среду амплитуда электромагнитного импульса уменьшается. Уменьшение амплитуды вызывается потерями энергии связанными с затуханием волны, потерями при отражении и прохождении границ, потерями связанными с геометрическим расхождением фронта волны. Чем выше частота электромагнитной волны и ниже проводимость среды, тем больше потери за счет затухания. Уменьшение амплитуды импульса при прохождении границы характеризуется коэффициентом преломления (прохождения) электромагнитной волны на границе. Коэффициент преломления связан с коэффициентом отражения

$$1 - K = \frac{2\sqrt{\epsilon_2}}{\sqrt{\epsilon_1} + \sqrt{\epsilon_2}} . \quad (6.32)$$

На уменьшение амплитуды электромагнитного импульса геометрическое расхождение фронта волны оказывает влияние на малых расстояниях от источника (несколько длин волны), когда поверхность фронта волны можно считать сферической. В этом случае амплитуда волны убывает обратно пропорционально расстоянию до источника. На достаточно больших расстояниях от источника, когда фронт волны можно считать плоским, влиянием геометрического расхождения обычно пренебрегают. Таким образом, если амплитуда электромагнитного импульса на поверхности исследуемой

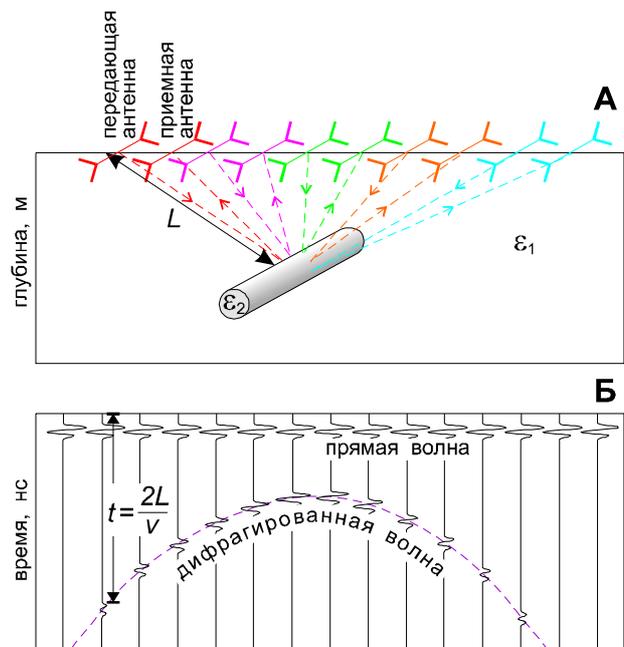


Рис. 6.2. Схема образования дифрагированной электромагнитной волны от трубы (А – глубинный разрез вдоль линии наблюдения; Б – временной разрез)

дуемой среды в момент излучения имеет значение A_0 , то значение амплитуды A после отражения от границы, расположенной на глубине z , в момент регистрации на поверхности

$$A = A_0 K \frac{1}{2z} e^{-\alpha 2z} \prod_{j=1}^m (1-K)_j^2, \quad (6.33)$$

где α – коэффициент затухания (Дб/м), $\prod_{j=1}^m (1-K)_j^2$ – произведение квадратов коэффициентов преломления m промежуточных границ.

При выполнении измерений георадиолокационным методом принимаются электромагнитные импульсы, отраженные от пространственных участков границ соизмеримых по площади с площадью первой зоны Френеля, от объектов по размерам равным или больше длины электромагнитной волны в исследуемой среде. Если среда имеет включения, размеры которых меньше длины волны, то при прохождении электромагнитной волной таких объектов возникает явление называемое *дифракцией*. Каждая точка поверхности объекта, до которой дошло электромагнитное возмущение (согласно принципу Гюйгенса) является источником элементарной волны. Дифракция объясняется (по Френелю) интерференцией элементарных волн, распространяющихся из всех точек волновой поверхности. Этой волновой поверхностью является небольшая, по сравнению с длиной волны, поверхность объекта, которая (после падения на нее электромагнитного импульса) представляет собой набор элементарных вторичных источников волн. Таким образом, рассматриваемый объект представляется как вторичный источник (сумма элементарных источников) электромагнитных *дифрагированных волн* в среде. На рисунке 6.2 представлены глубинный (А) и временной (Б) разрезы вдоль линии наблюдения над трубой (ϵ_2), погруженной в среду с ϵ_1 . Труба ориентирована перпендикулярно линии наблюдения. Скорость распространения электромагнитной волны в среде v определяется по формуле (6.30) при $\epsilon=\epsilon_1$. Время прихода дифрагированной волны t зависит от расстояния L между объектом и антеннами. Если труба расположена на глубине z , то $L = \sqrt{x^2 + z^2}$ (x – расстояние между антеннами и точкой на поверхности, являющейся проекцией центра трубы на линию наблюдения). В этом случае время прихода дифрагированной волны $t=2L/v$. В тот момент когда антенны располагаются на поверхности непосредственно над трубой, расстояние L минимально и равно глубине залегания трубы z . В этом случае время прихода дифрагированной волны также мини-

мально. Годограф дифрагированной волны – гипербола. Вершина гиперболы на временном разрезе соответствует центру объекта, вызывающего дифракцию.

На рисунке 6.3. представлена радарограмма (реклама георадара «РАМАС/GPR»), полученная над рядом объектов различных форм, расположенных на глубинах до одного метра и обладающих различными диэлектрическими свойствами. При модельных измерениях на тестовом полигоне в Италии с антенной 200 МГц на специально выбранных и заглубленных объектах возникает явление дифракции. Вершины гипербол соответствуют центрам тестируемых объектов.

Методика полевых наблюдений

Общая конфигурация георадара и *методика полевых наблюдений* определяются в зависимости от особенностей целевых объектов и условий исследуемой территории. Для успешного решения задачи необходимо правильно выбрать:

- частоту (максимальная глубина, разрешающая способность во времени);
- геометрию наблюдений (расстояние между профилями, длина и ориентация профилей);
- параметры регистрации и записи (скорость движения, временной интервал регистрации, усиление, фильтрация помех, предварительная обработка).

Необходимые значения разрешающей способности во времени и максимальной глубины исследования достигаются благодаря выбору соответствующей антенны. Как правило используются антенны с частотами от 80 до 900 МГц. При детальном исследовании по определению глубины или местоположения скрытых кабелей, арматуры, брусков, люков и пр. требуется применение антенны настроенной на частоту 900 МГц. Для получения геометрии глубоко залегающих границ и объектов (уровень грунтовых вод, границы пластов, древние долины рек, подземные каналы, трубы и пр.) необходимо использовать антенны с частотами 80-120 МГц. При невысоких требованиях к пространственной разрешающей способности, то есть при картировании больших площадей с целью выявления геологических особенностей антенны с частотами 80-300 МГц можно буксировать за автомобилем. При необходимости реализации высокой пространственной разрешающей способности антенну следует медленно перемещать вдоль профиля наблюдений. Это обеспечит хорошую точность определения положения целевых объектов. Параметры регистрации и записи при получении радарограммы должны быть постоянными и не изменяться. Временной интервал регистрации (*развертка*) должен

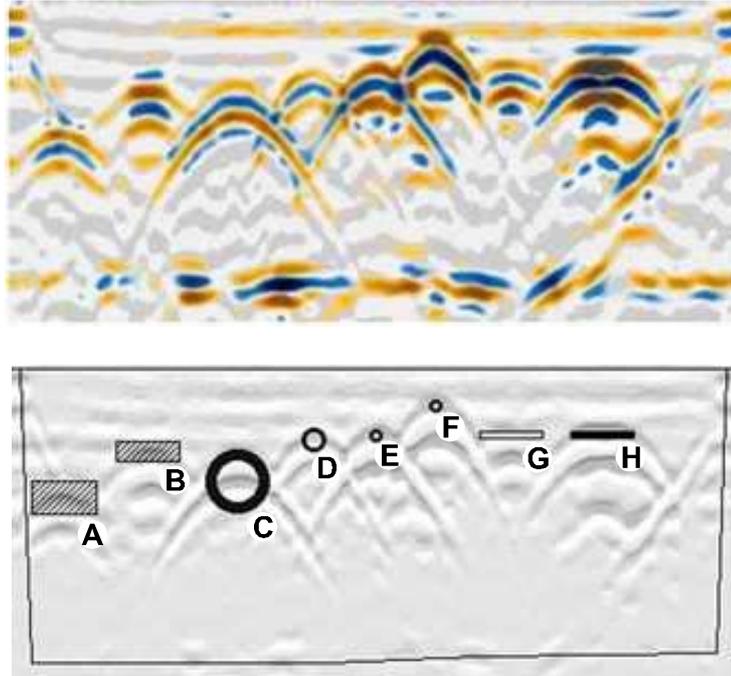


Рис. 6.3. Радарограмма, полученная на тестовом полигоне (Италия). Георадар «RAMAC/GPR», частота 200 МГц. Тестовые объекты: А) полистироловый диск, диаметр 60 см, толщина 30 см, глубина до верхней кромки около 100 см; В) полистироловый диск, диаметр 60 см, толщина 15 см, глубина до верхней кромки около 60 см; С) бетонная труба, диаметр 60 см, глубина до центра около 100 см; D) полихлорвиниловая (PVC) труба, диаметр 20 см, глубина до центра около 60 см; E) железная труба, диаметр 6.35 см, глубина до центра около 60 см; F) железная труба, диаметр 6.35 см, глубина до центра около 30 см; G) деревянный диск, диаметр 60 см, толщина 4 см, глубина до верхней кромки около 60 см; H) железный диск, диаметр 60 см, толщина 4 см, глубина до верхней кромки около 60 см

быть больше двойного времени пробега до целевого объекта. Выбрать значение временного интервала регистрации можно используя предварительные данные о глубине залегания целевого объекта и скорости распространения радиоволн. Усиление, параметры фильтрации и предварительная обработка радиоволновых импульсов выбираются непосредственно перед началом записи и таким образом, чтобы обеспечить максимальное увеличение полезных сигналов по сравнению с фоном и геологическим «шумом».

Аппаратура для георадиолокационных исследований

В настоящее время георадиолокационный метод опробован для решения самых разнообразных задач. Довольно часто, фирмы-производители при рекламировании представляют возможности выпускаемой аппаратуры безграничными. Действительно, уровень современной аппаратурной базы, предлагаемой для проведения георадиолока-

ционных исследований, позволяет, при благоприятных условиях, получать данные высокого качества. Использование возможностей современного программного обеспечения для обработки и интерпретации данных позволяет извлекать необходимую информацию. Именно сочетание возможностей аппаратных и программных средств, применяемых в современной георадиолокации, обуславливает успешное решение задач. Широкие возможности аппаратуры делают доступным применение георадиолокационного метода во большом количестве областей, для решения инженерно-геологических, гидрогеологических, экологических, технических, археологических и других задач. При решении этих задач производится обнаружение и прослеживание отражающих границ между различными по свойствам областями исследуемой среды. Кроме универсальных приборов с широкими возможностями, выпускаются узкоспециализированные системы, применяющиеся для технологичного решения конкретных специфических задач в больших объемах, за более короткое время и без потери качества. Например, в России фирма «ЛогиС» (НИИПриборостроения, г.Жуковский) выпускает георадары высокого разрешения (0.3 м для частоты 400 МГц и 0.1 м для частоты 800 МГц, глубинность 10 и 4 м) для детального изучения приповерхностной части разреза, НПО «ЛОКАС» (ВНИИРТ, г. Москва) производит (Правдинский завод радиорелейной аппаратуры) георадар с рабочей частотой 75 МГц при разрешающей способности не хуже 0.5 м.

Основными компонентами, входящими в комплект аппаратуры, являются: *набор сменных антенн* для возбуждения и приема радиоволн, *основной блок* формирования излучаемых и первичной обработки принимаемых сигналов, портативный *компьютер* для записи данных. Управление аппаратурой производится оператором, в большинстве случаев, через



Рис. 6.4. Комплект аппаратуры «ZOND-12с»

компьютер с помощью специального программного обеспечения. Широкий набор возможностей современной георадиолокационной аппаратуры обеспечивается, главным образом, диапазоном частот из которого в каждом конкретном случае, в зависимости от требуемой глубинности и разрешающей способности выбирается одна или несколько частот для проведения исследований. Как правило, этот выбор осуществляется вы-

бором антенны, соответствующей этой частоте. Общий диапазон частот многоцелевых приборов от 50 до 1000 МГц. В зависимости от производителя и назначения, выпускаются переносные и буксируемые антенны.

Основной блок состоит из электронных компонент, выполняющих следующие функции: формирование импульсов, излучаемых передающей антенной; обработка сигналов, поступающих с приемной антенны; синхронизация работы всей системы. Формирование возбуждаемых радиоимпульсов производится методом ударного возбуждения передающей антенны. Для этого на антенну воздействует перепад напряжения с соответствующим фронтом (длительность фронта около 1-2 нс, длительность спада не менее 20 нс). При этом формируется сверхширокополосный радиоимпульс, имеющий полтора-два (не более трех) периода колебаний. Импульсы, поступающие с приемной антенны, имеют наносекундную длительность. Для обеспечения возможности записи информации и ее дальнейшей обработки необходимо сделать переход от наносекундных импульсов к более низкочастотным, например, к миллисекундным. Такой переход осуществляется с помощью масштабного преобразования времени, в частности, применяется *последовательное стробоскопическое преобразование*. Для реализации такого преобразования используют высокочастотный смеситель (обычно называемый стробоскопическим), в котором происходит перемножение импульсов от приемной антенны U_C (длительность – τ_n , период повторения – $T_{П}$) и коротких строб-импульсов $U_{СТР}$ (длительность много меньше τ_n), период следования которых $T_{СТР} = T_{П} + \Delta t$, где Δt – шаг считывания (много меньше τ_n , см. рис. 6.5). Запуск генератора строб-импульсов осуществляется устрой-

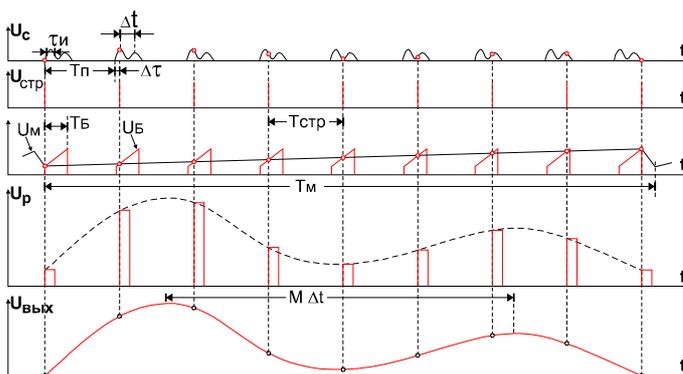


Рис. 6.5. Масштабное преобразование сигналов во времени последовательным стробоскопическим преобразованием.



Рис. 6.6. Пример использования «ZOND-12с» с антенной 900 МГц

вом сдвига, которое включает устройство сравнения и генераторы быстрых U_B (длительность – T_B , период – T_{Π} , $T_B < T_{\Pi}$) и медленных U_M (период – T_M , много больше T_{Π}) пилообразных напряжений. При наложении соответствующих пилообразных напряжений (рис. 3.8) интервалы между их пересечениями сдвигаются по отношению к T_{Π} на Δt (см. $U_{СТР}$).



Рис. 6.7. Пример использования «ZOND-12с» с антенной 75 МГц

Для преобразования сигнала в цифровой вид осуществляется последовательное считывание значений сигналов U_C , разделенных интервалом Δt , и образуется последовательность расширенных импульсов U_P , а после фильтра нижних частот выделяется низкочастотное напряжение $U_{ВЫХ}$, подобное исходному высокочастотному сигналу U_C в пределах одного его периода повторения. Необходимо чтобы временной интервал в котором сигналы U_C незначительно изменяются был больше периода обработки, равного длительности прямого хода медленного пилообразного напряжения T_M . Коэффициент трансформации временного масштаба M равен отношению T_M к T_B . Таким образом, значение коэффициента преобразования временного масштаба порядка 10000 обеспечит трансформацию поступающих с приемной антенны наносекундных импульсов в область звуковых частот. После стробоскопического преобразования сигналы оцифровываются и в цифровом виде из основного аппаратного блока передаются в компьютер. Запись данных, управление аппаратными ресурсами и визуальный контроль за качеством получаемой информации осуществляется с помощью специальной компьютерной программы, поставляемой производителем аппаратуры.

Среди большого количества выпускаемой аппаратуры для георадиолокационных исследований наибольший интерес представляют многоцелевые системы с широким диапазоном рабочих частот. Возможности, предоставляемые при использовании такой аппаратуры позволяют применять георадиолокационный метод в самых разнообразных ситуациях. Многоцелевую аппаратуру с большим набором частот выпускают такие производители как «MALE GeoScience» (аппаратура «RAMAC/GPR»), «ATLAS ELEKTRONIK», «Geophysical Survey Systems, Inc.» (аппаратура «SIR SYSTEM»), «OYO», «ERA TECHNOLOGY» (аппаратура «Superscan»), «Sensors & Software» (аппа-

ратура «pulseEKKO», «NOGGIN»), «GeoRadar Inc», «RADAR Systems, Inc.» (аппаратура «ZOND», «PYTHON»), «GEOZONDAS» (аппаратура «GZ») и другие. Рассмотрим несколько примеров аппаратуры и ее применения.

Пожалуй, самым оптимальным по соотношению «цена–качество» для российского потребителя является георадар «ZOND» («RADAR Systems,

Inc.», Латвия, г.Рига). В настоящее время выпускается две модификации: универсальный портативный георадар «ZOND-12с» и многофункциональный портативный многоканальный георадар «ZOND-14». *Георадар «Зонд-12с»* – цифровой, портативный, переносимый одним оператором радар, предназначен для решения геотехнических, инженерно-геологических, экологических, и других задач, где есть необходимость неразрушающего и оперативного изучения среды. Полный комплект георадара (рис. 6.4) включает в себя центральный блок со специальной платформой для крепления компьютера

(компьютер в комплект не входит), набор антенн для различных частот зондирования, программное обеспечение, различные аксессуары. Антенны защищены от пыли и брызг, допускают кратковременное погружение в воду. Поверхностные антенны (300, 500, 900 МГц) имеют подложку из фторопласта (чрезвычайно устойчив к стиранию) и перемещаются оператором по земле волоком (рис. 6.6). Антенны с частотами 38, 75, 150 МГц при выполнении измерений переносятся вдоль линии наблюдения на расстоянии 0.2-0.3 м над поверхностью земли (рис. 6.7). Пример использования антенны 2000МГц для обнаружения дефектов сооружения приведен на рис. 6.8.

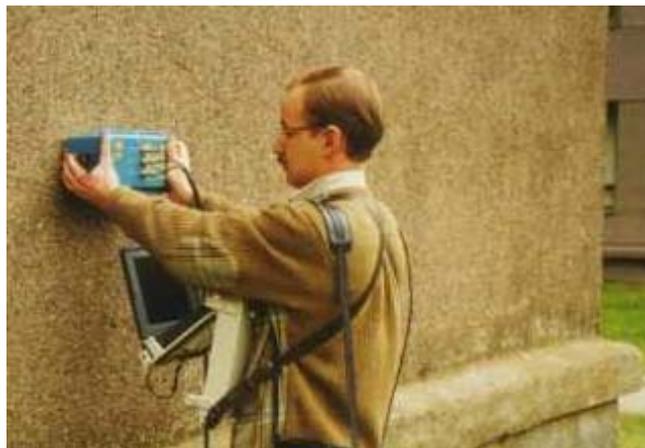


Рис. 6.8. Пример использования «ZOND-12с» с антенной 2000 МГц

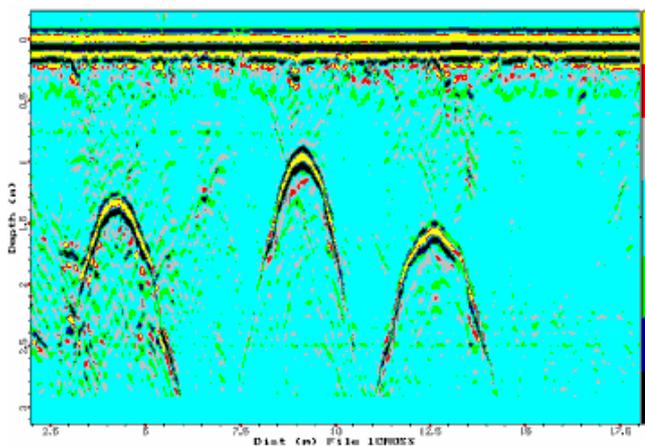


Рис. 6.9. Отражения от металлических труб, расположенных на глубине 1-1.5 м («ZOND-12с», 900 МГц)

Таблица 6.2.

Выбор антенны для проведения исследований определяется решаемой задачей. Повышение частоты зондирования приводит к улучшению разрешающей способности, однако, при этом увеличивается затухание электромагнитной волны в среде, что приводит к уменьшению глубины проникновения волн. и наоборот, снижением частоты можно добиться увеличения глубины зондирования, но за это придется заплатить ухудшением разрешающей способности.

Антенна	Разрешение, м	Мертвая зона, м	Глубина, м
2000 МГц	0.06-0.1	0.08	1.5-2
900 МГц	0.2	0.2	3-5
500 МГц	0.5	0.5	7-10
300 МГц	1.0	1.0	10-15
150 МГц	1.0	1.0	7-10
75 МГц	2.0	2.0	10-15
38 МГц	4.0	4.0	15-30

Кроме того, при снижении частоты увеличивается мертвая зона георадара. Эта зона располагается под исследуемой поверхностью и мощность ее зависит от частоты используемой антенны. В таблице 6.2 указаны параметры разрешающей способности, мертвой зоны и глубины зондирования в зависимости от применяемой антенны. Эти параметры «RADAR Systems, Inc.» представляет (www.radsys.lv) для следующих предположительных условий: исследуется среда с относительной диэлектрической проницаемостью равной 4 и удельным затуханием 1-2 dB/метр; под глубиной имеется в виду глубина обнаружения плоской границы с коэффициентом отражения 1. Производитель отмечает, что эти данные весьма приблизительны, они сильно

Таблица 6.3.

Длительность импульса, нс	Антенна, МГц	Глубина, м	Разрешение по глубине, м
0.5	2000	< 0.25	0.025
1.0	1000	< 0.5	0.05
2.0	500	< 1.0	0.1
4.0	250	< 2.0	0.2
8.0	125	< 4.0	0.4
16.0	63	< 8.0	0.8
32.0	31	< 16.0	1.6

зависят от параметров зондируемой среды. Европейское общество «EuroGPR» (European GPR Association) опубликовало (Fact Sheets, Issue date: 23.01.98) данные о зависимости глубины исследования и разрешающей способности от характеристик аппаратуры (табл. 6.3), отмечая, что качество информации, получаемой георадиолокационным методом, определяется разрешающей способностью по глубине, которая зависит от длины излучаемого элек-

ромагнитного импульса и свойств исследуемой среды.

При проведении исследований с георадаром «Зонд-12с» оператор во время движения в реальном времени получает информацию на дисплее компьютера (рис. 6.9) в виде георадиолокационного профиля (радарограммы). Одновременно данные записываются на магнитный диск для дальнейшего использования (обработка, распечатка, интерпретация). Управление всеми параметрами прибора осуществляется с помощью компьютера.

Некоторые результаты применения георадиолокационного метода с использованием георадара «Зонд-12с» приведены на рисунках 3.Д – 3.Ж («RADAR Systems, Inc.», www.radsys.lv). Результаты поиска (около г. Даугавпилс, Латвия) металлических труб изображены на рис. 6.9. Три металлические трубы, расположенные под землей на глубине около 1-1.5 м, проявляются в виде характерных отражений. От каждой из труб на частоте 900 МГц получены волновые отклики в виде гипербол. Вершины гипербол соответствуют положению труб.

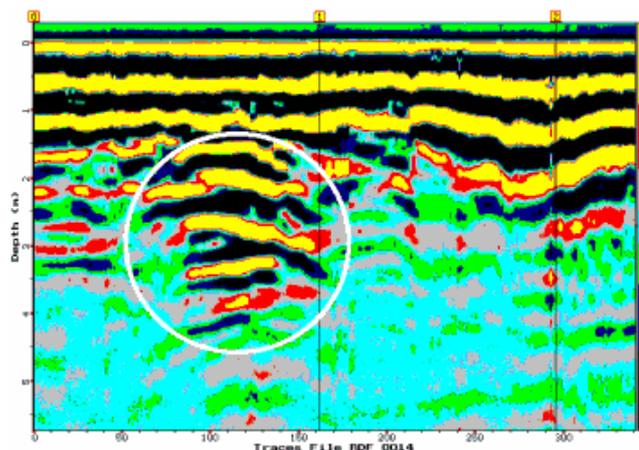


Рис. 6.10. Отражения от карстовой полости в известняках, перекрытых слоем суглинков («ZOND-12с», 300 МГц)

На рисунке 6.10 приведены результаты поиска карстовой полости в известняках, перекрытых слоем суглинков (берег Мертвого моря, Израиль). Карстовая полость проявляется в виде зоны чередующихся полос (обведена окружностью в левой части профиля) под отражениями вызванными границей «суглинки–известняки» (чередующиеся полосы в верхней части профиля, протягивающиеся через весь рисунок). Использовалась антенна 300 МГц.

Пример обнаружения русла древней реки представлен на рисунке 6.11 (около г. Швянтои, Литва). Палеодолина реки V-образной формы, перекрытой осадочными отложениями («ZOND-12с», 300 МГц)

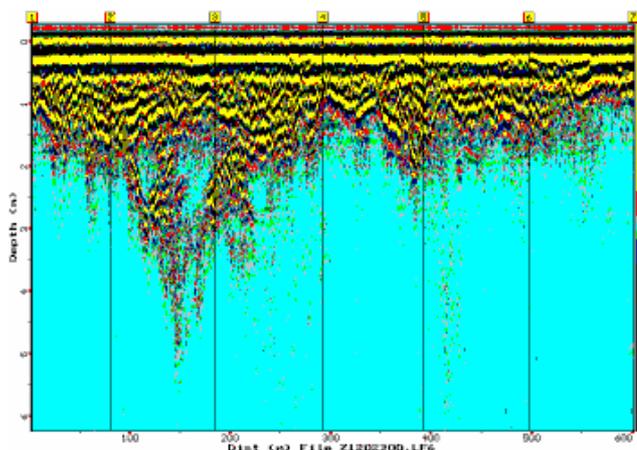


Рис. 6.11. Отражения от палеодолины реки V-образной формы, перекрытой осадочными отложениями («ZOND-12с», 300 МГц)

леоруло перекрыто осадочными отложениями. Рельеф поверхности горизонтальный. Русло проявляется на радарограмме в виде V-образной зоны отражений, расположенной под зоной чередования горизонтальных полос, являющихся отражениями от границ в перекрывающих русло отложениях. Использовалась антенна 300 МГц.

На рисунке 6.12 показан фрагмент радарограммы, полученной авторами в 1997 г. (осень) при комплексных геофизических исследованиях перехода магистрального нефтепровода через р. Ока (район г. Павлово). Георадиолокационное профилирование проводилось с георадаром «Зонд-10» (сейчас не производится, модификация предшествующая «Зонд-12с») на частоте 75 МГц. Представленный фрагмент получен на левом берегу реки вдоль уреза воды. На фоне волновой картины, обусловленной отражающи-

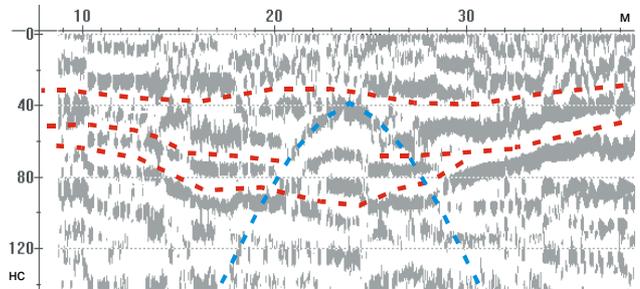


Рис. 6.12. Результаты георадарного профилирования над трубой магистрального нефтепровода, расположенного в траншее («Зонд-10», 75 МГц)

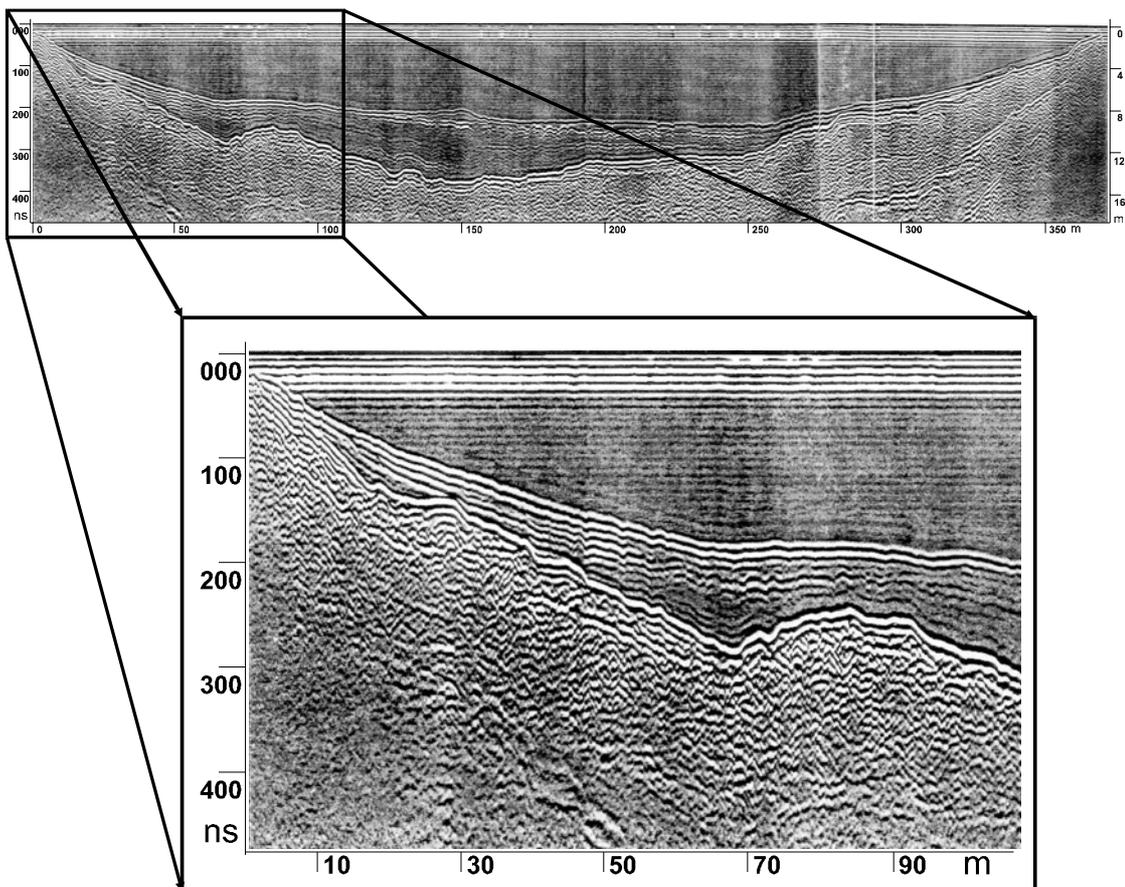


Рис. 6.13. Радарограмма, полученная при исследованиях георадиолокационным методом одного из озер в северной Швеции. Георадар «RAMAC/GPR», частота 200 МГц.

ми границами во влагонасыщенном песке прослеживается волновое отражение (гипербола) от трубопровода диаметром 1.2 м, расположенного в траншее на глубине 1-1.5 м. Вершина гиперболы соответствует верхней кромке трубы.

Данные непрерывных георадиолокационных измерений через одно из озер Швеции представлены на рисунке 6.13 (реклама георадара «RAMAC/GPR»). Измерения проводились со льда озера георадаром «RAMAC/GPR» на частоте 200 МГц с целью получения информации об осадконакоплении и строении придонной части.

Аналогичная многоцелевая аппаратура других производителей по комплектации существенно не отличается от рассмотренного оборудования. Отличия существуют в типах и конструкционных особенностях антенн, способе их перемещения во время измерений, в ширине диапазона рабочих температур аппаратуры, стоимости. Несущественные отличия по остальным характеристикам аппаратуры «RADAR Systems, Inc.» от систем, выпускаемых другими производителями указывают на то, что современное многоцелевое оборудование для проведения георадиолокационных исследований имеет приблизительно одинаковые возможности. Таким образом, успешное применение георадиолокационного метода для решения различного рода задач зависит в большей степени от условий проведения работ (свойств изучаемой среды), выбора методики наблюдений, априорной информации, и в меньшей степени от выбора конкретной аппаратуры того или иного производителя. В таблице 6.4 представлены основные характеристики некоторых многоцелевых георадиолокационных приборов различных производителей. В колонке «антенны» указаны центральные частоты антенн, используемых с данным георадаром, без разделения по их типам и характеристикам. Прочерк («-») в клетках таблицы означает, что производитель не приводит значение характеристики в рекламных проспектах и на страницах InterNet (sensoft.on.ca, radsys.lv, geophysical.com, malags.se, era.co.uk, geovation.com, terraplus.com, radio.stu.neva.ru и др.)

Обработка данных

К информации, полученной любым геофизическим методом, как правило, применяется определенная последовательность операций, специфическая для каждого метода и направленная на представление данных для последующего хранения, передачи, анализа и др. Эта стадия подготовки информации для дальнейшего использования (записи, визуализации, трансформации, интерпретации) называется обработкой данных.

В методе георадиолокации под данными понимается набор отражений радиоволновых импульсов (трасс), записанных последовательно в цифровом виде. В настоящее время обработка данных геофизических методов проводится с использованием компьютеров и как правило современная аппаратура для проведения георадиолокационных исследований позволяет в полевых условиях производить запись данных в цифровом виде непосредственно в компьютер. Однако, еще довольно часто данные георадиолокации записывают в аналоговом виде на магнитных носителях (пленки). В этих случаях необходима перезапись информации в цифровом виде для использования всех возможностей по обработке данных, реализованных в современных компьютерных программных продуктах.

Целью обработки данных георадиолокационных исследований является подготовка их к интерпретации. Для этого необходимо выделить (максимально подчеркнуть) полезные волны и удалить (максимально подавить) волны-помехи и шум на радарограмме. Радарограмму, видимо, следует называть радиолокационным изображением разреза, так как на ней отражены все процессы распространения радиоволн в среде на заданном интервале времени и она складывается из совокупности однократных (полезных), полнократных и частично-кратных волн. В ряде случаев из радиолокационного изображения разреза возможно выделение части временного разреза (некоторой совокупности однократно отраженных волн) без специальной обработки. Однако, такие случаи весьма редки и для возможности выделения всей совокупности однократно отраженных волн необходимо специальными процедурами и приемами преобразования ослабить волны других типов. Возможность успешного применения таких преобразований данных обусловлена отличием характеристик полезных волн от соответствующих характеристик волн-помех и шума. Благодаря этим отличиям, использование набора специально подобранных (в зависимости от задачи) и последовательно выполняемых процедур преобразования данных (граф обработки), позволяет уменьшить, а в некоторых случаях полностью подавить волны-помехи. Наличие в графе обработки процедур, позволяющих не только уменьшить влияние шума и помех, но и подчеркнуть (при благоприятных условиях даже «усилить») полезные волны, позволяет, довольно часто, получать радарограммы, на которых значительная часть временного разреза выделена средствами обработки до начала интерпретации (рис.6.14).

Выбор графа обработки зависит от решаемой задачи и качества данных. Существует ряд процедур, которые являются основными и присутствуют, как правило, в ка-

ждом графе обработки. Самыми часто используемыми процедурами являются: ввод-вывод данных, удаление антенного «звона», редактирование, анализ частотных спектров сигналов, фильтрация, деконволюция, миграция, определение скоростей распространения волн, ввод статических поправок.

Интерпретация данных

Как правило, по каждому профилю наблюдений получают одну радарограмму, которая содержит набор отражений импульсов радиоволн, собранных последовательно вдоль направления движения антенны. Подобно сейсмическому отражению, отражения радиоволн представляются положительными и отрицательными экстремумами. На радарограммах изображается пространственно-временная структура напряженности электрического поля, как правило, в координатах «расстояние вдоль профиля наблюдений»

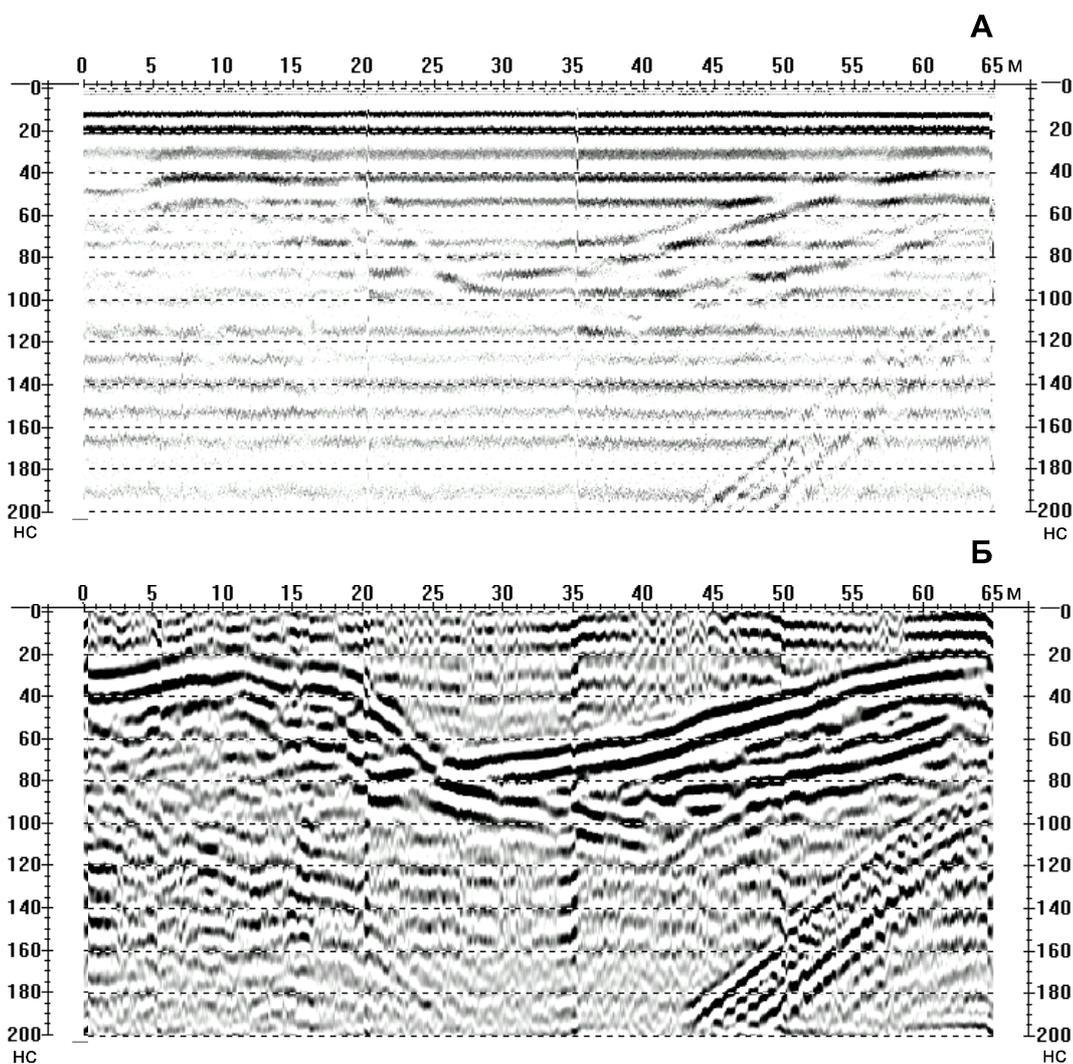


Рис. 6.14. Радарограмма, полученная при георадиолокационных исследованиях поперек реки Угра (Калужская обл.). А – до обработки, Б – после обработки

(x , метры) – «двойное время пробега» (T , наносекунды) в плотностном виде (большому значению амплитуды $A(x, T)$ соответствует большая степень затемнения).

Интерпретация (истолкование) полученных материалов делится на две части: геофизическую интерпретацию, результатом которой являются геометрия и свойства изучаемой среды, и геологическую интерпретацию. Принципы геологической интерпретации георадиолокационных данных аналогичны принципам сейсмостратиграфии. При геологической интерпретации на основе всех имеющихся данных дается геологическое истолкование результатам геофизической интерпретации. В частности, проводится анализ полученных характеристик и свойств, выделенных слоев и зон, с целью определения литологического состава исследуемой среды, а также для нахождения соответствия между геометрическими, литологическими и другими особенностями среды, определенными по данным георадиолокационного метода и известными (или определенными другими методами) аналогичными характеристиками. Под геофизической интерпретацией данных георадиолокационных исследований будем понимать такой процесс анализа георадиолокационных изображений данного сечения разреза, который позволит построить временной разрез (с некоторой точностью) без *дополнительной обработки* материалов. Исходным материалом для этого вида анализа является радарограмма. Основная цель – распознавание типов волн на основе кинематических и динамических критериев. По аналогии с традиционными методами сейсморазведки можно оперировать понятиями осей синфазности, структуры волнового поля, интенсивности и длительности записи. Формальное выделение осей синфазности отраженных радиоволн сводится к анализу пространственно-временной структуры $A(x, T)$. Анализ структуры поля радарограммы, который сводится к разбиению всего поля на конечное число волн, опирается на принцип: считать предпочтительным такое разбиение, при котором образуются линейно вытянутые зоны синфазности, ширина которых сравнима с длиной радиоволнового импульса. Осям синфазности на этапе геологической интерпретации ставятся в соответствие границы геологических слоев и тел. При достаточно сложной пространственно-временной структуре радарограммы упорядочение ее путем разбиения на систему зон синфазности является заведомо неоднозначным, если процесс разбиения не подчинить требованиям, вытекающим из сущности метода. Эти требования аналогичны требованиям, сформулированным для метода непрерывного сейсмоакустического профилирования. (А.В. Калинин и др., 1983 г.). Важнейшие из этих требований следующие (по аналогии с методом НСП).

1. Ось синфазности (линия), проводимая в пределах зоны синфазности и соответствующая георадиолокационному изображению отражающей границы, не может иметь угловых точек.
2. Соседние элементы, входящие в выделенную зону синфазности, должны иметь сходную временную структуру на интервале времени, сравнимом с длительностью радиоволнового отклика одиночной отраженной волны.
3. Интенсивность волн, объединенных данной зоной синфазности, не может резко изменяться на соседних трассах, за исключением малого числа случаев.
4. Если упорядочение пространственно-временной структуры радарограммы проведено правильно, то в пределах каждой из выделенных зон синфазности можно провести несколько осей синфазности (линий), совпадающих по форме и относящихся к характерным точкам импульсов отраженных радиоволн.

Число полос синфазности в зоне синфазности, в случае отражения от полупространства, определяется числом экстремумов в отраженной волне и динамическим диапазоном записи. Зоны синфазности, в случае слоистого разреза могут образовываться как при регистрации однократных и полнократных волн, так и в результате интерференции волн различных типов кратности. Следовательно, на радарограмме и на получаемом временном разрезе могут существовать зоны синфазности, которые не соответствуют реальным геологическим объектам и границам. Таким образом, при геологической интерпретации временных разрезов необходимо использование данных других методов и априорной информации для построения глубинного разреза исследуемой среды не содержащего ложных границ.

Характер распределения интенсивности потемнения полос синфазности и их число в зоне синфазности отражают форму и амплитуду регистрируемых колебаний и относятся к динамическим параметрам записи. Форма и положение осей синфазности, проведенных по характерным точкам каждой зоны синфазности, соотношение между формами этих осей относятся к кинематическим параметрам. Аналогично методу НСП, процесс геофизической интерпретации георадиолокационных данных можно разделить на два этапа. Первый этап включает в себя анализ пространственно-временной структуры радарограммы, преимущественно, с точки зрения ее упорядочения путем разбиения на зоны синфазности. На этом этапе динамические параметры играют второстепенную роль, так как выделение зон синфазности может быть уверенно проведено даже при одинаковых амплитудах полезного сигнала и помехи. Несмотря на то что на пер-

вом этапе основная задача интерпретации еще не решена, информация, получаемая в процессе его выполнения, позволяет провести классификацию имеющегося материала по типам волновой картины и тем самым осуществить своеобразное картирование исследуемой территории. Такое картирование в совокупности с данными других методов и априорной информацией представляет самостоятельный интерес, а в отдельных случаях достаточно для решения поставленной задачи.

Второй этап геофизической интерпретации включает в себя сравнительный анализ формы различных зон синфазности, изучение тонкой структуры выделенных зон, сопоставление интенсивностей волн, составляющих эти зоны, и идентификацию волн на основе набора динамических и кинематических критериев. В качестве основных выделяются следующие критерии (по аналогии с методом НСП).

1. Зоны синфазности однократных волн не могут пересекаться.
2. Из двух пересекающихся зон синфазности обе или одна связаны с волнами-помехами.
3. Полнократные от плоских наклонных границ волны образуют веерообразную систему зон синфазности, причем тангенсы углов наклона этих зон в координатах $[x, T]$ возрастают пропорционально номеру кратности.
4. Интенсивность полнократных волн убывает быстрее, чем k^n , где k – коэффициент отражения от границы «земля-воздух», n – номер кратности.
5. Если поверхность земли имеет резкий рельеф, то особенности радиолокационного изображения этого рельефа будут проявляться на форме всех зон синфазности однократных волн.
6. В случае, когда локальный радиус кривизны отражающих границ сравним с глубиной до этих границ, проявляются непротяженные зоны синфазности, расположенные хаотическим образом.
7. Протяженные зоны синфазности интенсивных волн, пересекающие другие зоны, порождаются волнами-помехами (боковыми, воздушными).
8. Изменение интенсивности волн, составляющих данную зону синфазности, является следствием либо интерференции нескольких волн, либо изменения свойств вышележащей толщи, либо изменения коэффициента отражения от изучаемой границы.

Таким образом, использование динамических и кинематических критериев предполагает систематический совместный анализ параметров изучаемой волны и всех

предшествующих ей волн. В условиях пологозалегающих границ особое значение приобретает сравнительный анализ деталей формы зон синфазности отдельных волн, так как именно эти детали могут выявить природу волны. На рисунке 6.15 приведен пример геофизической интерпретации данных георадиолокационного метода.

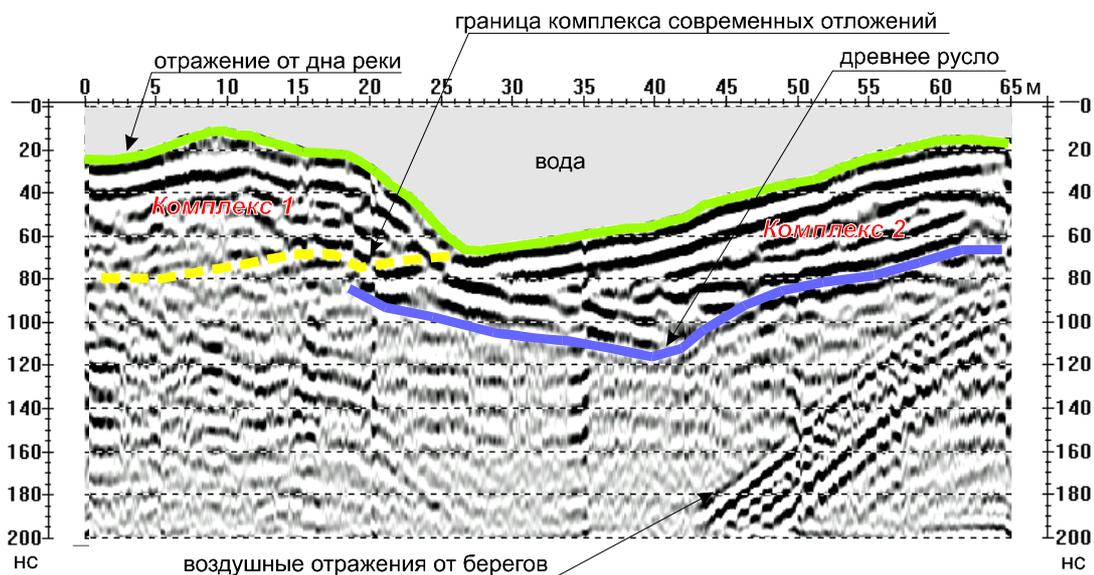


Рис. 6.15. Результаты интерпретации георадиолокационных данных, полученных при исследованиях поперек реки Угра (Калужская обл.)

Оси синфазности, выделенные на временном разрезе (в координатах $[x, T]$), соответствуют отражающим границам раздела погребенных объектов на изучаемом участке (в координатах $[x, z]$, где z – глубина залегания границы). Глубина отражающей зоны определяется по измеренному времени между первым пересечением поверхности земли и первым пересечением радиоволновым импульсом целевого объекта («время пробега» до объекта). Произведение этого времени и скорости движения импульса в среде дает глубину залегания отражающей площадки. Если скорость неизвестна из априорных данных, то можно воспользоваться справочной информацией и использовать средние значения скоростей для наиболее часто встречающихся типов почв и горных пород. При необходимости использования более точных значений скоростей, возможно их получение при рассмотрении объекта с известной глубиной залегания или в результате дополнительных полевых измерений по специальной методике, направленной на достижение максимально достоверной оценки скорости распространения радиоволн в изучаемой среде. Таким образом, используя значения скорости, взятые либо на основе общих представлений о литологии изучаемых отложений, либо оцененные дополнительно, можно для каждого профиля наблюдений по временному разрезу построить глубинный разрез и далее для всего участка исследований – структурные карты по не-

которым горизонтам, дающие представление о пространственном распределении отложений на различных глубинах. Абсолютные значения этих глубин в ряде случаев могут отличаться от истинных.

Геологическая интерпретация материалов георадиолокационного метода проводится после геофизической интерпретации. Как правило, на этом этапе используются материалы всего комплекса геофизических методов, применявшихся для решения задачи. Совместный анализ результатов, полученных при геофизической интерпретации данных каждого отдельного метода и с учетом априорной информации позволяет уверенно делать выводы о строении и свойствах геологической среды. При такой комплексной интерпретации каждый метод дополняет и подтверждает результаты других методов, что значительно повышает достоверность полученной информации.

Заключение

Использование георадиолокационного метода при решении самых разнообразных задач, в том числе и геотехнических наиболее эффективно в комплексе с другими геофизическими методами. Применение георадиолокационного метода в самых различных областях объясняется достоинствами и преимуществами этого метода по сравнению с другими методами. При благоприятных условиях проведения полевых измерений георадиолокационным методом за очень короткое время получают большое количество детальной информации. Существует ряд задач, для решения которых информация георадиолокационного метода является достаточной, например, поиск дефектов в инженерных сооружениях. Универсальность аппаратуры позволяет регулировать глубину исследований в зависимости от решаемой задачи. При этом разрешающая способность по глубине является, как правило, удовлетворительной. Время, необходимое для полевых измерений, зависит от методических особенностей выполнения работ. К достоинствам георадиолокационного метода относится также и то, что измерения выполняются без нарушения поверхности исследуемой среды, как правило, одним человеком. По скорости получения больших объемов детальных данных, удобству выполнения работ, простоте управления аппаратурой георадиолокационный метод является, пожалуй, самым быстрым и самым привлекательным из применяемых наземных геофизических методов.

Недостатки георадиолокационного метода ограничивают его возможности, а иногда делают применение метода нецелесообразным. Незначительное увеличение влажности исследуемой среды сильно влияет на изменение диэлектрических свойств (сильнее всего на изменение свойств пористых пород) и следовательно на параметры распространения электромагнитных волн в среде. Эти изменения вызывают уменьшение контраста в значениях скоростей слоев, увеличение поглощения электромагнитных волн, уменьшение глубины исследований, что ухудшает качество получаемых данных и сильно влияет на возможности метода. Чем сильнее увеличение влажности, тем хуже качество получаемой информации. Аналогичное влияние оказывает повышение глинистости среды. При сильном совместном влиянии этих двух факторов вероятность получения данных хорошего качества весьма мала. Наличие большого количества неоднородностей в исследуемой среде сильно усложняет волновую картину и, в этом случае, выделение целевых осей синфазности является весьма сложной задачей, особенно если радарограмма содержит волны-помехи. Сильное влияние на качество исходных данных оказывают воздушные волны-помехи. При выполнении работ георадиолокационным методом в условиях городской застройки, на небольшой площади, окруженной инженерными сооружениями влияние воздушных волн-помех может быть настолько сильным, что даже после специальной обработки данных качество получаемых результатов не всегда удовлетворительное. Стандартная обработка данных георадиолокационного метода, как правило, требует в несколько раз больше времени, чем время, затраченное на получение этих данных. Необходимость проведения специальной обработки, еще больше увеличивает временные затраты на подготовку данных к интерпретации. Большие объемы данных, получаемые при работах методом георадиолокации вызывают определенного рода трудности при обработке, обмене, хранении и передаче информации.

Наличие перечисленных недостатков не является в настоящее время препятствием для применения георадиолокационного метода при решении инженерно-геологических, инженерно-технических, геоэкологических, гидрогеологических и других задач. Недостатки метода компенсируются наличием мощного аппарата обработки данных, использованием априорной информации и привлечением данных других методов, выполняющихся в комплексе с георадиолокационными исследованиями. Несмотря на то, что метод георадиолокации не является основным методом при решении некоторых задач, очень часто, при отсутствии принципиальных ограничений, его включают в комплекс геофизических методов для получения дополнительной информации о гео-

метрии и свойствах исследуемой среды. Присущие методу достоинства обуславливают все не убывающие потребности в применении георадиолокационного метода в самых различных областях.

Табл. 6.4.

Название прибора	Антенны (Antennas) МГц (MHz)	Динамический диапазон (Performance Factor) дБ (dB) АЦП (A/D Converter) биты (bit)	Скорость сбора информации (Scan Rate, Sample Rate) трасс в секунду (scans/sec)
РАМАС/GPR	10,25,50,100,200, 400,500, 800, 1000	150/16	> 200 (750)
SIR SYSTEM-2	15,20,30,40,80,100, 200,300,500,900, 1000, 2500	144/16	8-64, авто
SIR-170 (OYO) Model-2447	различные типы GSSI	-/-	..., 20, ...
pulseEKKO 1000	110,225,450, 900,1200	162/16	-
pulseEKKO 100	12.5,25,50,100,200	172/16	-
pulseEKKO 1Y	25,50,100,200	155/-	-
Noggin 250	Ultra Wide Band- width Transducer 125-375	160/-	-
SUPERSCAN 3D	100,250,500,	>130/-	50
ZOND-12c	38,75,150,300, 500,900,2000	120/-	14
GZ 5	150,400,1000	-/-	-
SIR SYSTEM-10B (10H) (multiple chan-	16-2500 (все типы антенн GSSI, >15) 10B – 4 channels	144/16	8-220 (100-эффект.)

<i>nel)</i>	(10H-8)		
ZOND-14 (multiple channel)	–	–/–	–
PITHON-02	24,27,31,38,47,63,95, 190	120/–	7

Табл. 6.4. (продолжение)

Развание прибора	Развертка, программируемое окно записи (Range, Time Window) нс (ns)	Количество отсчетов в трассе (Sampling, Number of Samples/Trace) отсчетов на трассу (Samples/Trace, Samples/Scans)	Количество накопленных (Number of Stacks)	Питание (Power) В потребляемый ток (Consumed Current) А
RAMAC/GPR	<6000	128-2048	1-32768	12 (6-14)/–
SIR SYSTEM-2	5-2000	128-2048, авто	2048 ручн., авто	12/3
SIR-170 (OYO) Model-2447	–	–	–	–/–
pulseEKKO 1000	1-32767	–	1-2048	12/2.1
pulseEKKO 100	–	–	–	12/1.3
pulseEKKO 1Y	32-2048	–	1-2048	12/–
Noggin 250	50,100,150 200,300	–	–	12/0.7
SUPERSCAN 3D	12.5-820	–	–	–/–

ZOND-12c	50-2000	128-512	1-256	12/0.7
GZ 5	–	–	–	12/–
SIR SYSTEM-10B (10H) (multiple channel)	5-10000, авто	256-8192, авто	ручн., авто	12/–
ZOND-14 (multiple channel)	–	–	–	–/–
PITHON-02	200-3200	–	–	12/0.35

Табл. 6.4. (продолжение)

Название прибора	Частота повторения импульсов (Pulse Repetition Frequency) кГц (kHz)	Рабочая температура (Operating Temperature) градусы влажность (Humidity) %	Размеры (Dimensions) см	Вес (Weights) кг
RAMAC/GPR	100	–20 +50 /0-100	35x25x13	4.9
SIR SYSTEM-2	> 64, авто	0 +40 /0-100	29x27x14	6
SIR-170 (OYO) Model-2447	–	–	–	–
pulseEKKO 1000	–	–	25x16x16	2.8
pulseEKKO 100	–	–	25x16x16	2.8

pulseEKKO 1Y	–	–	–	9
Noggin 250	–	–40 +40/–	63x41x23	7.3
SUPERSCAN 3D	–	–40 +40/0-90	33x23x17	5.5
ZOND-12c	115	0 +40/–	35x30x5.5	3.0
GZ 5	100	+5 +45/–	42x26x17	8
SIR SYSTEM- 10B (10H) (multiple chan- nel)	–	–10 +40/0-90	44x38x18	18
ZOND-14 (multiple chan- nel)	–	–	–	–
PITHON-02	115	0 +40/–	–	4-13

Литература к главе 6.

1. Владов М.Л., Старовойтов А.В. Обзор геофизических методов исследований при решении инженерно-геологических и инженерных задач. М., 1998.
2. Калинин А.В., Калинин В.В., Пивоваров Б.Л. Сейсмоакустические исследования на акваториях. М., Недра, 1983, 204 с.
3. Лавров В.М. Теория электромагнитного поля и основы распространения радиоволн. М., «Связь», 1964, 368 с.
4. Никольский В.В. Электродинамика и распространение радиоволн. Учебное пособие. Главная редакция физико-математической литературы изд-ва «Наука», М., 1978, 544 стр. с илл.
5. Сейсморазведка. Справочник геофизика /Под ред. И.И.Гурвича, В.П.Номоконова. – М.: «Недра», 1981. – 464 с.
6. Финкельштейн М.И., Кутев В.А., Золотарев В.П. Применение радиолокационного подповерхностного зондирования в инженерной геологии. Под ред. М.И.Финкельштейна. – М.: Недра, 1986. – 128 с.

Глава 7

Упругие свойства горных пород

7.1. Общие сведения

Упругость - одна из основных констант физических тел (Справочник геофизика, 1984.) Она связана с рядом параметров, из которых наибольшее значение для геофизики имеет скорость упругих волн.

Для большинства горных пород справедлив закон Гука, согласно которому малые деформации пропорциональны приложенной нагрузке. Для характеристики упругой среды используются различные константы: модуль Юнга, коэффициент Пуассона, модуль сжатия и некоторые другие. Модуль Юнга характеризует способность тел сопротивляться деформациям растяжения или сжатия: $E = p (\Delta l / l)$, где p — нормальное растяжение; $\Delta l / l$ — относительное удлинение. Для горных пород E изменяется в $0,15 \cdot 10^4 - 0,6 \cdot 10^5$. Коэффициент Пуассона ν равен абсолютному значению отношения относительной поперечной деформации к относительной продольной деформации: $\nu_{yx} = \varepsilon_y / \varepsilon_x$, $\nu_{zx} = \varepsilon_z / \varepsilon_x$, где ε_x , ε_y , ε_z — деформации по соответствующим осям. Коэффициент Пуассона для большинства пород меньше 0,5. Модуль сдвига определяет способность тел сопротивляться изменению формы при сохранении объема: $G = r / a$, где r — касательное напряжение; a — угол сдвига.

Деформации, возникающие в телах под действием механических напряжений, вызывают различные по своей природе волны: продольные (P) и поперечные (S). Продольные волны являются следствием деформации растяжения — сжатия. Распространение продольной волны представляет собой перемещение в пространстве зон растяжения и сжатия, при котором частицы среды совершают колебания около своего первоначального положения в направлении, совпадающем с направлением распространения волны (рис. 7.1). Поперечные волны обусловлены деформациями формы среды и могут существовать только в твердых телах. Распространение поперечной волны — это перемещение зоны скольжения слоев среды друг относительно друга: частицы совершают колебания около своего первоначального положения в плоскости, перпендикулярной к направлению распространения волны. Каждая точка фронта продольных и поперечных волн может рассматриваться как источник элементарных волн. Понятие

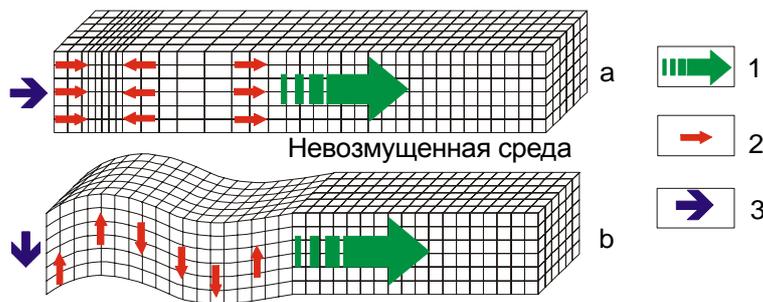


Рис. 7.1. Смещение частиц при прохождении плоской продольной и плоской поперечной волн. а– продольная волна; б– поперечная волна; 1– направление распространения волны; 2– направление смещения частиц; 3– излучатель.

луча связывается с направлением переноса энергии волны (принцип Гюйгенса — Френеля). Скорость упругих волн равна отношению длины пути соответствующей волны к времени прохождения этого пути. На практике широко используются также понятием интервального времени, рав-

ного времени пробега волной расстояния в 1 м. Интервальное время выражается обычно в микросекундах на метр.

Связь скоростей продольных и поперечных волн с другими константами упругости определяется следующими соотношениями:

$$V_p = \sqrt{\frac{E}{\delta} \frac{1-\nu}{(1+\nu)(1-2\nu)}} \quad (\text{для продольных волн}),$$

$$V_s = \sqrt{\frac{E}{2\delta} \frac{1}{1+\nu}} \quad (\text{для поперечных волн}),$$

где δ — плотность.

Отношение скоростей продольных и поперечных волн описывается уравнением

$$V_p/V_s = \sqrt{2(1-\nu)/(1-2\nu)}$$

После подстановки в данное уравнение средних значений упругих констант для горных пород получаем $V_p / V_s = 1,73$. Таким образом, продольные волны распространяются приблизительно в 1,73 раза быстрее, чем поперечные. Для конкретных условий верхней части геологического разреза величина этого соотношения может испытывать значительные колебания, что нередко служит диагностическим признаком особенностей строения геологической среды.

Модуль Юнга может быть определен через другие константы по формуле,

$$E = \nu V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2) / (V_p^2 - V_s^2)$$

а коэффициент Пуассона

$$\nu = (V_p^2 - 2V_s^2) / 2(V_p^2 - V_s^2)$$

Для модуля сдвига имеем:

$$G = \nu V_s^2 = E/2(1 + \mu)$$

На свободной поверхности среды возникает особый вид колебаний, называемый поверхностными волнами (волнами Релея). При прохождении подобного рода волн (обозначаемых буквой R) частицы среды перемещаются по траекториям, близким к эллиптическим. Установлено, что $V_R \approx 0,9 \cdot V_S$. Кроме того, при проведении сейсмометрических исследований пользуются рядом других скоростных параметров геологической среды: граничными, пластовыми, средними, эффективными и лучевыми скоростями. С этими понятиями можно ознакомиться в специальных руководствах (Гурвич, Боганик, 1980).

В условиях естественного залегания пород скорости определяются: на поверхности земли путем регистрации прямых, отраженных или преломленных сейсмических волн, в скважинах при помощи акустического или сейсмического каротажа и в горных выработках, в которых возможно осуществлять различные приемы наблюдений как непосредственно по их стенкам, так и путем просвечивания между ними. Однако во всех этих случаях нахождение скоростей требует специальной, порой весьма сложной обработки материалов наблюдений.

Скорости сейсмических волн в горных породах наименьшие для рыхлых, возрастают в пластических и максимальные в скальных. Для верхней части геологического разреза диапазон изменения V_P равен 200 — 7500 м/с, а скорости V_S меняются в пределах 100—4500 м/с. Конкретные данные о скоростях в основных разновидностях пород, с которыми приходится иметь дело в инженерной геофизике, приводятся на диаграммах (рис. 7.2).

7.2. Факторы, определяющие скорости распространения сейсмических волн.

Скорости распространения сейсмических волн в горных породах зависят от соотношения и распределения различных слагающих их минералов, объемов и форм пор, степени их заполнения жидкой и газообразной фазами, явлений на поверхности раздела фаз, давления, температуры и других факторов. Роль этих факторов была предметом длительного теоретического и экспериментального изучения ряда исследователей (Горяинов, Ляховицкий, 1979).

7.2.1. Роль вещественного состава и характера структурных связей.

Породы	Скорость продольных волн V_p , м/с							Скорость поперечных волн V_s , м/с						
	100	200	500	1000	2000	5000	8000	100	200	500	1000	2000	5000	
Почвенный слой	[Red bar]							[Red bar]						
Пески чистые различной зернистости	[Red bar]							[Red bar]						
Пески с примесью глинистого материала (до 5%)	[Blue bar]							[Blue bar]						
Супеси	[Blue bar]							[Blue bar]						
Суглинки	[Blue bar]							[Blue bar]						
Глины	[Blue bar]							[Blue bar]						
Галечники чистые (промытые)	[Blue bar]							[Blue bar]						
Скальные породы	[Blue bar]							[Blue bar]						
Скальные трещиноватые породы	[Blue bar]							[Blue bar]						
Насыпные грунты	[Blue bar]							[Blue bar]						
Лед пресноводный (температуры от -1 до -25 °C)	[Blue bar]							[Blue bar]						
Вода пресная (температуры от 0,5 до 25 °C)	[Blue bar]							[Blue bar]						
Воздух	[Blue bar]							[Blue bar]						

■ 1 ■ 2 ■ 3

Рис. 7.2. Скорости упругих волн в горных породах. 1 – в сыпучих песках; 2 – в условиях естественной влажности; 3 – в условиях полного водонасыщения.

Компоненты основного состава горных пород характеризуются более высокими значениями скоростей, чем кислые (рис. 7.3). Эффузивные разности, как правило, имеют несколько меньшие скорости, чем их интрузивные аналоги. Для кислых пород характерно повышение скоростей по мере увеличения их возраста. Это обстоятельство объясняется тем, что породы, содержащие значительное количество кварца, имеют свойство сжиматься. Поэтому древние их разности как бы «запоминают» те высокие давления, под которыми они некогда находились. В основных породах повышение скорости с увеличением возраста хотя и проявляются но в меньшей степени, чем в кислых.

Увеличение содержания кальцита в карбонатных породах приводит к заметному повышению скоростей. Напротив глинистые известняки и доломиты характеризуются наравне с сильнопористыми разностями этих отложений наиболее низкими скоростями. Как указывают авторы работы (Горяинов, Ляховицкий, 1979) при одинаковых пористости и влажности в монтмориллонитовых

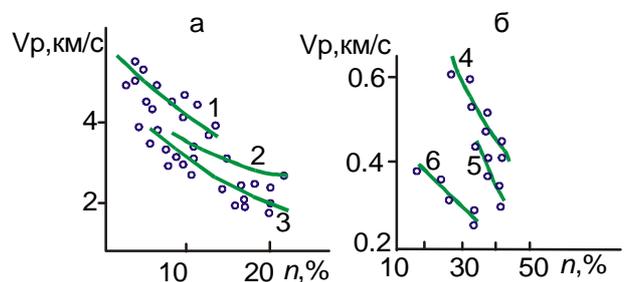


Рис.7.3. Влияние пористости пород на величину V_p . Зависимость V_p от: а – пористости для консолидированных пород, б – пористости для рыхлых пород. 1 – доломит, 2 – известняк, 3 – песчаник, 4 – песок, 5 – россыпь стеклянных шариков, 6 – каменная россыпь

глинах V_p больше, чем в гидрослюдистых и особенно каолинитовых. Объяснение этого феномена следует, видимо, искать в том, что монтмориллонит способен связывать наибольшее количество воды, которая имеет ряд специфических свойств. До некоторой степени упругие свойства горных пород зависят от минерализации воды и льда, заполняющих поры и трещины.

Статистическая обработка большого числа как лабораторных, так и натуральных наблюдений позволяет прийти к выводу что скорости тесно связаны с плотностью горных пород, возрастая с увеличением последней. В среднем для всех типов пород эта зависимость определяется регрессионной связью $\delta = 0,23 \bullet V_p^{0,25}$. Приведенное соотношение можно использовать для приближенной оценки плотности пород по их скоростным характеристикам, полученным, например, в буровых скважинах в результате проведения акустического каротажа.

Скорости как продольных, так и поперечных волн в значительной степени определяются характером структурных связей горных пород. Наибольшие скорости наблюдаются в консолидированных скальных породах с типичными для них жесткими связями. Все виды упрочнения этих связей (например, вследствие метаморфизма) приводят

Таблица 7.1. Скорости упругих волн в намытых песках.

Время, прошедшее с момента намыва песка.	V_p м/с	V_s м/с
2 месяца	250	140
5 лет	320	190
15 лет	700	430

к повышению скоростей. Напротив, если связи распадаются, то скорости снижаются.

Более низкие скорости, чем в скальных, наблюдаются в глинистых породах, связи в которых определяются водно-коллоидным взаимодействием. При этом может быть отмечено несколько заниженное отношение V_p/V_s . Самые низкие скорости в крупнообломочных и песчанистых породах. Имеются многочисленные примеры роста скоростей по мере возникновения связей в искусственных грунтах (табл.7.1).

Роль пустотности горных пород. Для всех типов горных пород характерно уменьшение скоростей по мере увеличения пустотности. Изучение зависимости скоростей от пористости для консолидированных и рыхлых пород (см. рис. 7.3) подтверждает это положение.

Представляется практически важным установить теоретические зависимости между рассматриваемыми параметрами. В начале главы мы уже говорили о возможности расчета физических свойств горной породы, исходя из так называемой пластинчатой (объемной) ее модели. Толщина условных пластинок соответствует объемной доле компонент, слагающих данную породу. Весь ее минеральный скелет (матрица) собирается в объем «М», а заполнитель всех пор — в объем «П». Вилли и другие авторы предположили, что упругая волна проходит последовательно сквозь эти объемы, в соответствии с чем, времена пробега складываются на основании принципа их суперпозиции. Из такого модельного представления получено выражение, известное в сейсмической литературе под названием «уравнения среднего времени»:

$$1/V_{II} = (1-n)/V_C + n/V_3$$

где V_n , V_C и V_3 — соответственно скорости продольных волн в горных породах, скелете (матрице) и заполнителе, а n — пустотность (пористость, трещиноватость).

Это уравнение представляют также в форме, более удобной для вычисления пустотности

$$n = (\Delta t_n - \Delta t_c) / (\Delta t_3 - \Delta t_c)$$

в которой Δt_n , Δt_c , Δt_3 — интервалы времени прохода волн в породе, скелете и заполнителе. Таким образом, измерив скорости или время прихода упругих колебаний в изучаемых породах и задавшись по табличным данным соответствующими значениями скоростей или времен в минеральном скелете для данного типа породообразующих минералов и в заполнителе (вода, воздух), можно с достаточной степенью точности определить пустотность. Положение осложняется при глинистости пород и смешанном характере заполнителя. В некоторых случаях преодолеть эти трудности помогают специальные поправочные коэффициенты, получаемые, главным образом, эмпирическим путем. Нужно иметь в виду, что при оценке скоростных характеристик трещиноватой среды (в отличие от их оценки для пористой породы) большое значение имеет угол встречи волн с простиранием трещин.

Зависимость скоростей распространения поперечных волн от пустотности изучена недостаточно. Однако представляется обоснованным утверждение, что V_S уменьшается с возрастанием пустотности в большей степени, чем V_p . При этом в разных диапазонах пустотности отношение V_p/V_S существенно меняется для различных типов пород и характера заполнителя пор и трещин.

7.2.2. Роль заполнителя пор и трещин.

Для инженерной сейсмологии большое значение имеет зависимость скоростей продольных и поперечных волн от степени и особенностей заполнителя пустот. В этом отношении наиболее интересна роль поровой влаги. При увеличении влажности ω скорости продольных волн меняются незначительно вплоть до момента полного водонасыщения, когда они резко возрастают (рис. 7.4). Эта закономерность наиболее четко прослеживается для крупнообломочных и песчаных пород, в которых при полном их водонасыщении V_p в несколько раз (иногда в 5 — 8) выше, чем при воздушном заполнителе пор. Напротив, в консолидированных породах, в связи с их незначительной пористостью, даже полная замена находящегося в порах воздуха на воду не дает заметного увеличения скоростей.

В глинистых породах зависимость $V_p = f(\omega)$ носит сложный характер. При увеличении влажности V_p возрастает до определенного предела, различного для глин неодинакового состава, после чего начинает несколько снижаться (Горяинов, Ляховицкий, 1979). Эксперименты показывают, что возрастание скорости наблюдается до момента достижения максимальной молекулярной влажности — четко выделяемого состояния для глин определенного минералогического состава (оно характеризуется количеством связанной воды, содержащейся в грунте под действием поверхностных сил притяжения). Таким образом, заполнение порового пространства связанной водой оказывается далеко не тождественным увеличению содержания свободной воды. При полном заполнении пор V_p возрастает в глинах скачком с меньшей, однако, амплитудой, чем в крупнообломочных породах и песках. Специфическая зависимость скоростей продольных волн от влажности дает возможность использовать сейсмометрию в качестве надежного способа определения глубины залегания подземных вод в разнохарактерных рыхлых и отчасти глинистых породах.

В полном согласии с их физической природой поперечные волны не распространяются в жидкой среде, в результате чего изменение влажности не оказывает практически никакого влияния на V_s даже при переходе рыхлых пород в состояние полного водонасыщения. Таким образом, уровень грунтовых вод не является сейсмической границей

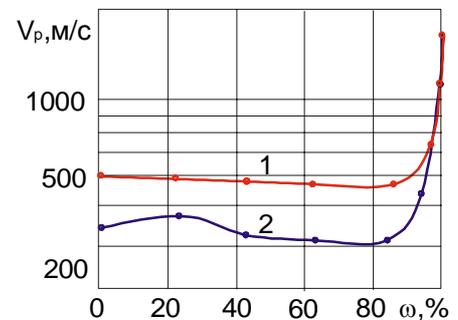


Рис. 7.4. Скорость V_p как функция водонасыщенности песков (по Горяинову и Ляховицкому 1979). Диаметр частиц песка: 1 — 1 мм. 2 — 0,1 мм

для поперечных волн, что служит дополнительным критерием правильности индикации этого уровня в качестве преломляющей границы для волн V_p .

Образование льда в поровом пространстве горной породы оказывает значительное влияние на скорости как продольных, так и поперечных волн. Повышение льдистости приводит к постепенному, причем довольно быстрому увеличению V_p до значений, соответствующих полному заполнению пор льдом. При этом скорости в льдонасыщенных рыхлых породах оказываются нередко более высокими, чем в ее минеральном скелете. Величина V_s с увеличением содержания льда также возрастает, однако несколько медленнее, чем V_p . В результате отношение V_p / V_s с увеличением льдистости меняется от 0,6—0,7 до 0,5—0,6 (Горяинов, Ляховицкий, 1979).

7.2.3. Роль давления.

С увеличением давления, что в известной мере эквивалентно увеличению глубины залегания горной породы, скорости как продольных, так и поперечных волн возрастают по закону $V = \beta p^\gamma$, где p — давление, β и γ — численные коэффициенты, несколько меняющиеся для различных видов пород. При отсутствии конкретных данных принимают $\beta = 1$, а $\gamma = 1/6$.

Увеличение скорости с повышением давления вызывается уменьшением объема пор и трещин, а также повышением «жесткости» контактов между минералами и зернами, слагающими породу. Характерно, что возрастание скорости, рассчитанное теоретически для моделей, образованных сферическими частицами, оказывается ниже, чем измеренное практически в природных условиях. Это отклонение связано с тем, что реальные зернистые среды состоят из частиц, отличающихся по форме от сфер, для которых выполнены теоретические расчеты. При повышении давления между частицами со сложными поверхностями увеличивается число контактов, возрастают и скорости. Этот процесс подключения «контактов» особенно ярко проявляется в начальной стадии уплотнения, т. е. при малых давлениях (глубинах), которые больше всего и интересуют специалистов в области инженерной геофизики. Поскольку увеличение скорости с повышением давления связано прежде всего с изменением структуры породы, то давление, действующее на скелет породы, можно рассматривать в качестве фактора, определяющего величину этого увеличения. Если поровая жидкость сама находится под давлением $p_{\text{пор}}$ (внутрипоровое давление по терминологии механики грунтов), то на по-

вышение скорости влияет разность давлений Δp между внешним $p_{ст}$ (геостатическим) и внутривпоровым давлениями.

В природных условиях напряжения могут меняться не только по глубине, но и в горизонтальном направлении, причем эти напряжения по своей величине могут значительно превышать вертикальные. Естественно предположить и практика это подтверждает, что такие горизонтальные изменения напряжений скажутся на скоростях распространения упругих колебаний.

7.2.4. Роль температуры.

Изменение температуры в области положительных значений мало сказывается на скоростных параметрах геологической среды. При отрицательных температурах они превращаются в основной фактор, влияющий на скорость как продольных, так и поперечных волн.

Упругие свойства мерзлых пород, в первую очередь, определяются соотношением лед — незамерзшая вода и их криогенной текстурой. С понижением температуры упругие модули всех горных пород растут примерно по логарифмическому закону, но при разном градиенте этого роста. Образование внутривпорового льда приводит к уменьшению их сжимаемости, что сопровождается повышением жесткости и консолидации пород и как следствие — к возрастанию этих модулей.

В результате экспериментов на образцах пород с массивной криогенной текстурой отмечено значительное повышение скоростей по мере понижения отрицательных температур. При этом как абсолютные значения скоростей, так и градиенты их роста сильно различаются между собой. Так, например, для песков при переходе через 0°C наблюдается скачкообразное увеличение скорости в 4 — 5 раз, что является следствием замерзания в порах большей части свободной воды. При наличии в песке некоторого количества глинистых пропластков скачок скоростей оказывается примерно в 2 раза меньшим. В тонкодисперсных породах (глинах) с характерным для них значительным содержанием гигроскопической влаги при переходе через 0°C наблюдается увеличение скоростей всего лишь на 10—20%. При более низких температурах по мере постепенного промерзания связанной воды скорости в глинах возрастают с большим градиентом, чем в песках. Отмечается аналогия в процессе нарастания скоростей упругих колебаний и электрических сопротивлений, хотя увеличение последних происходит значительно более интенсивно.

Скорости распространения упругих волн возрастают по мере заполнения пор водой. Это связано главным образом с уменьшением содержания газовой составляющей и повышением роли льда как цементирующей компоненты дисперсной породы. В случае шлировой текстуры мерзлых пород отмечается значительная анизотропия V_P , достигающая в некоторых случаях 2,5.

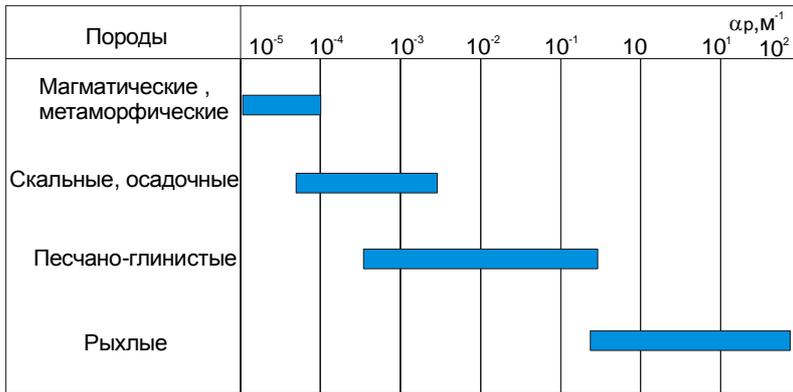
Литологическое расчленение пород по скоростным признакам обычно затруднено, так как этот параметр в большей степени зависит от влажности и температуры, чем от литологии. Однако при фиксированной температуре различие в скоростях может оказаться достаточным для выделения некоторых литологических разностей (в частности, песка).

7.3. Коэффициент поглощения.

Для характеристики геологической среды помимо скоростей распространения продольных и поперечных волн и их отношения важно знать коэффициент поглощения α , который так же, как и скорости, нужно рассматривать отдельно для волн V_P и V_S . При изучении некоторых явлений, связанных с нарушенностью горных пород, этот параметр оказывается даже более информативным, чем скорость.

Коэффициент поглощения плоской волны в однородной среде определяется из соотношения $A(X) = A(0)e^{-\alpha X}$, где $A(0)$ — амплитуда волны в некоторой фиксированной точке; $A(X)$ — амплитуда волны на расстоянии X от этой точки; α — коэффициент поглощения, характеризующий степень отличия реальной среды от идеально упругой модели, подчиняющейся закону Гука. Если волна не является плоской, то изменение с расстоянием ее амплитуды связано не только с неупругостью среды, но и с расхождением фронта волны. Для неоднородной среды изменение амплитуды может быть следствием рассеивания энергии на неоднородностях. В некоторых случаях используют производный параметр, так называемый декремент поглощения, соответствующий поглощению энергии на отрезке пути, равном длине волны. На рис.7.5 приводятся значения коэффициента поглощения, а также диапазон его изменения для различных групп пород. В силу технической сложности определения этого параметра и вытекающего отсюда сравнительно небольшого числа наблюдений приводимые данные носят приближенный характер.

В отличие от скоростей распространения упругих колебаний, мало зависящих от их



частоты, коэффициенты поглощения α_p и α_s теснейшим образом связаны с этой характеристикой. Можно говорить о том, что горные породы действуют по существу как низкочастотный фильтр, в результате чего α почти линейно повышается с увеличением

Рис. 7.5. Диапазон изменения коэффициента поглощения α_s волн α_p для различных пород (при частоте от 50 до 100 Гц)

частоты, α_p и α_s в горных породах возрастают в следующей последовательности: скальные → глинистые → рыхлые. При этом величина α_s обычно в несколько раз превышает значение α_p . Так же, как и на скорость, на величину коэффициента поглощения влияют вещественный состав пород, характер структурных связей в них, свойства заполнителя пустот и давление. Поглощение упругих волн в мерзлых породах ниже, чем в талых. Так, на частоте 30—200 кГц при температурах от минус 1 до минус 2 °С оно составляет от 0,01—0,1 до 0,3 см⁻¹, в то время как в талых образцах поглощение значительно больше (Якубовский, 1980).

Литература к главе 7.

1. Огильви А.А. Основы инженерной геофизики.— М.: Недра, 1990.—501с.
2. Гурвич И.И., Боганик П.Н. Сейсмическая разведка.— 3-е изд.—М.: Недра, 1980.— 324 с.
3. Справочник геофизика. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых.— М.: Недра, 1984.— 455 с.
4. Якубовский Ю.В. Электроразведка.— М.: Недра, 1980.— 300 с.
5. Горяинов Н.Н., Ляховицкий Ф.М. Сейсмические методы в инженерной геологии.— М.: Недра, 1979.— 143 с.

Глава 8

Возможности магниторазведки при обследовании трубопроводов

8.1. Введение

Магнитометрическая или магнитная разведка (сокращенно магниторазведка) - это геофизический метод решения геологических задач, основанный на изучении магнитного поля Земли. Наряду с астрономией и геодезией наука о земном магнетизме имеет наиболее длинную историю развития. Согласно данным китайских летописей первое упоминание о существовании магнитного поля у некоторых тел и присущим им полярности датируется 1000 лет до н.э. Еще в XIII-XIV веках были созданы первые магнитометрические приборы в виде компасов для морских исследований, а уже к XVII веку появились первые теоретические работы Гильберта установившие не только связь магнитного поля Земли с ее внутренним строением, но распределение магнитного поля, как в пространстве, так и во времени.

Началом современного этапа развития науки о земном магнетизме являются созданная XIX веке Гауссом «Общая теория земного магнетизма» и разработанный Симоновым И.М. «Опыт математической теории земного магнетизма». Важным теоретическим результатом этих работ явилась возможность представить магнитный потенциал и его производные для любой точки на поверхности земного шара как функцию координат широты и долготы, разложенную в ряд по шаровым функциям. Примерно в этот период за рубежом накапливается опыт производства магнитных съемок с помощью магнитометра Гибберга-Талена, созданного в Швеции для поиска, разведки и количественных подсчетов запасов магнитных руд. Начало двадцатого столетия характеризуется быстрым накоплением и систематизацией материалов о распределении элементов земного магнетизма на поверхности земного шара и появление первых мировых карт «полной силы» геомагнитного поля, вертикальной составляющей, магнитного склонения и наклонения. Одновременно с этим получают широкое распространение методы использования магнитных съемок для практических целей. В России в 1902 году были проведены первые магнитные съемки с целью

поиска железных руд на Урале и в Западной Сибири. В 1916-1917 годах с помощью магнитной съемки была обнаружена Курская магнитная аномалия, позволившая выявить огромные залежи железных руд, расположенных на глубинах 150-200 метров. С этого момента магниторазведка занимает лидирующую позицию для решения важных задач развития народного хозяйства и индустриализации нашей страны. Одновременно с накоплением опыта работ и развитием методики магнитной съемки совершенствуется и разрабатывается магнитометрическая аппаратура, повышение точности которой резко увеличивает круг задач, которые могут решаться магниторазведкой. Поэтому уже в 1930 году магнитный метод стал активно использоваться для поиска слабомагнитных руд: бокситов, марганца, бурого железняка и других полезных ископаемых. В течении следующих десятилетий магниторазведка доказала свою состоятельность для решения геологического картирования и поиска алюминиевых руд, цветных металлов нефти и газа, редких и благородных металлов, месторождений алмазов, месторождений пьезооптических минералов и т. д.

Накопленный богатейший опыт практических и теоретических знаний о магнетизме Земли и способах его применения позволил магниторазведке активно внедриться в смежные области знаний такие как археология, экология, инженерная геология, дефектоскопия материалов, медицина и т.д. Современный этап развития человеческой цивилизации выдвигает на первый план огромный спектр инженерно-геологических задач, связанных с изучением воздействий антропогенно - техногенной нагрузки на окружающую среду и рисков возникающих от результатов этой деятельности. Наибольшую опасность представляют газопроводы и нефтепроводы протягивающиеся на десятки тысяч километров и представляющие реальную угрозу с точки зрения возможных аварийных ситуаций. В задачу авторов входит изучение возможностей магниторазведки в комплексе с другими методами для оперативной оценки состояния нефтегазопроводов, нарушение целостности которых может привести к значительному материальному и экологическому ущербу.

Особенностью целевых объектов (труб) является то, что они сделаны из различных марок стали, являющихся сильномагнитными материалами, или в терминологии классической физики чистыми ферромагнетиками, которые не встречаются в геологических объектах, поэтому, несмотря на весь богатейший

опыт магнитометрии в геологии, в приложении к решению такого задач он практически не применим. Скорее всего задача изучения состояния газонефтепроводов ближе всего к задачам магнитного анализа и дефектоскопии магнитных и немагнитных материалов, получившим развитие в СССР с начала тридцатых годов. Магнитный анализ подразумевает совокупность методов качественного и количественного анализа той или иной магнитной характеристики для определения пригодности данного материала для использования в производстве. С момента возникновения магнитный анализ имеет существенное преимущество перед традиционными химическим и металлографическим, т.к. не требует разрушения испытуемого образца. В России наибольшее распространение получили методы в основе которых лежит регистрация аномального магнитного потока вызванного внешними дефектами испытуемых труб (метод Нейтфельда и Квинке, метод АЕГ, метод Эрда и др.) (И.В. Антик и др., 1939), современные модификации которых применяются и сейчас. Совершенно ясно, что подобные способы хороши только на этапе проверки труб перед их непосредственной эксплуатацией. С другой стороны известны методы диагностирования технического состояния отдельных магистральных трубопроводов отечественными и зарубежными фирмами с использованием прогонов ультразвуковых или магнитных снарядов - дефектоскопов. Однако эти работы относятся к дорогостоящим методам и не могут быть использованы для диагностирования текущего состояния труб. В настоящее время в условиях экономического кризиса стоит задача разработки новых мобильных экономичных методов диагностики трубопроводов. Магниторазведка относится именно к этой группе. Поэтому авторы впервые осуществляют попытку разработать теоретическую, методическую и интерпретационную базу для решения задач магнитной дефектоскопии труб, находящихся на глубинах 1-3 метра в условиях латеральной и вертикальной неоднородности вмещающей среды.

8.2. Сущность магнитного метода

Изложение физической сущности магнитного метода, следует начать с того, что вокруг земного шара существует магнитное поле напряженность которого меняется от 33000 нТл до 66000 нТл. Распределение магнитных силовых линий на поверхности Земли в первом приближении соответствует распределе-

нию силовых линий диполя, ось которого составляет с осью вращения Земли 11.5 градуса (рис. 8.1).

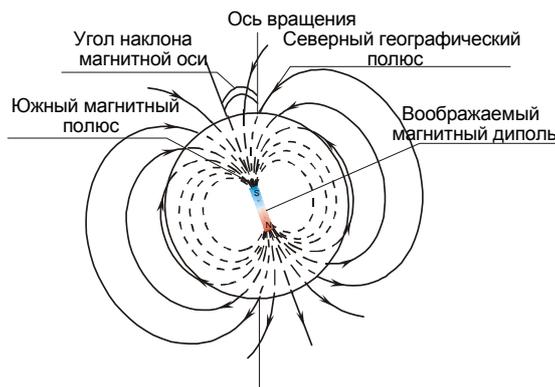


Рис.8.1. Схема магнитного поля Земли.

В учении о земном магнетизме вектор индукции магнитного поля принято рассматривать по составляющим прямоугольной системы координат (рис.8.2), в которой ось x го-

ризонтальна и направлена на географический север, ось y также горизонтальна и направлена на восток, ось z вертикальна и направлена вниз.

В отличие от физики магнитную индукцию в магниторазведке принято обозначать символом **T**. Составляющие вектора **T** по осям соответственно называются северной X, восточной Y и вертикальной Z. Проекция вектора **T** на горизонтальную плоскость называется горизонтальной составляющей **H**.

$$H = \sqrt{X^2 + Y^2} .$$

Угол, образуемый составляющей **H** и осью x, называется склонением и обозначается **D**. Угол между плоскостью **xu** и вектором **T** называется наклонением и обозначается **I**.

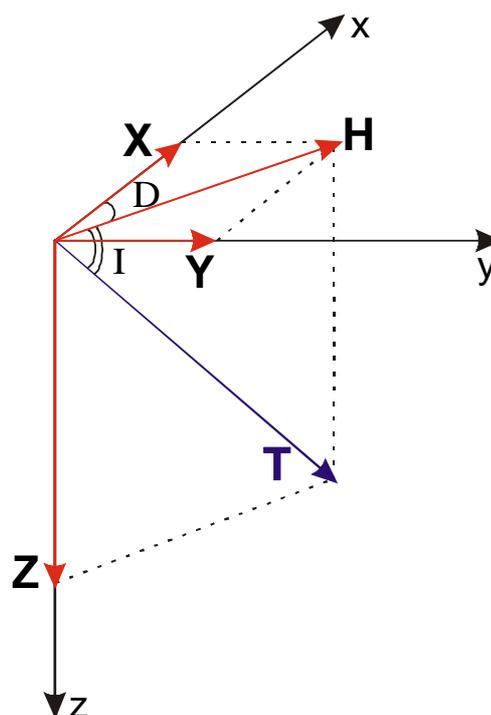


Рис.8.2. Элементы магнитного поля

При магнитометрических исследованиях измерения, как правило, проводятся на участках несравнимо малых по отношению к размерам Земли. Магнитное поле условного диполя (см. рис. 8.1) в пределах исследуемых участков считается постоянным. Его называют нормальным магнитным полем.

Изучаемые объекты и вмещающие их породы, намагнитившись магнитным полем создают вокруг себя и на поверхности земли аномальные поля, которые, складываясь с нормальным полем искажают его и создают общее суммарное искаженное магнитное поле. Таким образом, на поверхности Земли получаются аномалии, которые служат указателем скопления наиболее магнитных

целевых объектов. Измеряя специальными приборами - магнитометрами на поверхности земли отдельные элементы суммарного магнитного поля, а затем вычитая из них значения нормального поля можно в чистом виде получить аномальное поле, связанное с целевым объектом, например, трубой. Анализируя это поле можно сделать заключение о месте расположения, глубине залегания и магнитных характеристиках трубы. Однако любой целевой объект всегда расположен во вмещающей среде, которая также обладает своими магнитными характеристиками и тоже формирует аномальное магнитное поле. Таким образом, измеряя на поверхности земли, мы всегда будем иметь дело с уже искаженным - суммарным полем, являющимся векторной суммой нормального и аномального магнитного поля, созданного целевым объектом и вмещающей средой. Поэтому процесс магнитной съемки в первой своей части сводится к отысканию и выделению аномалий только от целевого объекта, т.е. выполнению самой магнитной съемки, а во второй части к интерпретации полученных аномалий, т.е. определению параметров целевого объекта.

Магнитные наблюдения производят либо по профилю, либо по системе профилей, расположенных в пределах изучаемой площади. Шаг по профилю и расстояние между профилями формируют сеть наблюдений и определяются поставленной задачей. Сеть наблюдений создается и закрепляется на местности до начала магнитной съемки в ходе обязательных топогеодезических работ.

8.3. Теоретические основы

8.3.1. Уравнения Максвелла

Явление магнетизма было открыто еще в древности, но не в виде магнитного поля токов, а в виде магнитного поля так называемых естественных постоянных магнитов. Долгое время считали, что источниками магнитного поля естественных магнитов, а также иных тел, которые в присутствии этих магнитов приобретали магнитные свойства, являются магнитные заряды двух знаков (модель Кулона). После открытия Эрстедом магнитного поля токов и последую-

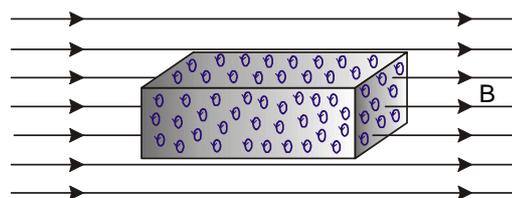


Рис. 8.3. Идеализированное представление амперовых (связанных) токов в намагниченном веществе, помещенном в магнитное поле.

щих исследований ряда других физиков была установлена полная эквивалентность между свойствами магнитных полей токов и магнитов. По теореме Ампера магнитное поле замкнутого постоянного тока можно рассматривать как поле магнитных зарядов - положительного и отрицательного, попарно образующих магнитный диполь. На этом основании Ампером была высказана гипотеза молекулярных токов, согласно которой источниками магнитного поля в случае магнитов являются электрические токи. Но токи эти не макроскопические (свободные токи), а микроскопические (связанные токи), циркулирующие в пределах отдельных молекул вещества (см. рис.8.3). После открытия электронной структуры атома эта гипотеза получила прочное обоснование.

Подобно тому как электрическое поле характеризуется с помощью векторной величины \mathbf{E} , которая называется напряженностью электрического поля, для характеристики магнитного поля вводят векторную величину \mathbf{B} , которую по историческим причинам называют магнитной индукцией (правильнее было бы по аналогии с \mathbf{E} назвать эту величину напряженностью магнитного поля).

Такое несоответствие в названиях побудило Э. Парселла в книге «Электричество и магнетизм» при описании магнитного поля отказаться от использования терминов напряженность и индукция. Мы считаем это разумным и будем использовать термин магнитное поле \mathbf{B} .

Запишем уравнения Максвелла, описывающие стационарное магнитное поле:

$$\operatorname{div}\mathbf{B} = 0, \quad (1)$$

$$\operatorname{rot}\mathbf{B} = \mu_0 \cdot \mathbf{j}, \quad (2)$$

где: μ_0 -коэффициент пропорциональности, называемый магнитной постоянной.

Первое уравнение утверждает, что магнитное поле не имеет источников (магнитных зарядов), второе показывает зависимость магнитного поля от плотности тока. Сразу же отметим, что под плотностью тока мы подразумеваем плотность связанного тока, а не свободного. Поэтому для строгости в уравнение (2) добавим соответствующий индекс:

$$\operatorname{rot}\mathbf{B} = \mu_0 \cdot \mathbf{j}_{\text{связ}}. \quad (2')$$

Итак, уравнения (1) и (2') полностью описывают магнитное поле \mathbf{B} в любой точке пространства.

Перейдем теперь к рассмотрению магнитных свойств разных веществ, помещенных во внешнее магнитное поле \mathbf{B} . Под действием этого поля магнитные моменты молекулярных токов веществ начинают определенным образом ориентироваться - происходит процесс намагничивания. Ориентировка элементарных магнитных моментов зависит от магнитных свойств вещества. Эти свойства можно характеризовать отношением магнитного момента к приложенному полю. Это отношение называется магнитной восприимчивостью:

$$\kappa = \mu_0 \frac{\mathbf{J}}{\mathbf{B}}, \quad (3)$$

где: \mathbf{J} - магнитный момент единицы объема или намагниченность.

В формуле (3) \mathbf{J} и \mathbf{B} являются векторными величинами, причем, как будет показано ниже, не обязательно коллинеарными, поэтому в общем случае κ - тензор.

По магнитным свойствам вещества можно разделить на три класса: диамагнетики, парамагнетики и ферромагнетики. У диамагнетиков ($\kappa < 0$, $\sim 10^{-5}$ ед. СИ) атомы приобретают магнитный момент противоположный направлению поля. Типичными представителями диамагнетиков являются инертные газы, практически все органические соединения и ряд металлов, например, чистая медь. Для парамагнетиков ($\kappa > 0$, $\sim 10^{-2} \cdot 10^{-5}$ ед. СИ) магнитные моменты атомов стремятся ориентироваться вдоль внешнего поля. Типичными парамагнетиками являются щелочные металлы, соли редких земель и элементов группы железа. Строго говоря, диамагнетизм является свойством каждого атома и молекулы. Если вещество притягивается магнитом, это обозначает преобладание над диамагнетизмом другого, более сильного явления, обуславливающего притяжение.

Остановимся более подробно на явлении ферромагнетизма, т.к. этим свойством обладает подавляющее большинство объектов, о которых идет речь в этой книге. К ферромагнетикам относятся железо, никель, кобальт и многие сплавы. Ферромагнитные вещества выделяются по высоким значениям магнитной восприимчивости ($\kappa \gg 0$) и по сложной зависимости намагниченности от намагничивающего поля, температуры и формы тела. Свойства ферромагнетиков проявляются до критической температуры (точка Кюри), выше которой они превращаются в парамагнетики.

В современном учении о магнетизме ферромагнетизм объясняется наличием областей спонтанного намагничивания, называемых магнитными доменами, в границах которых магнитные моменты атомов имеют одинаковое направление. Если ферромагнитный материал не намагничен, то суммарный магнитный момент тела равен нулю вследствие хаотического распределения результирующих моментов доменов. Намагничивание ферромагнетика под действием внешнего поля происходит вследствие увеличения объемов доменов, намагниченных по направлению поля - эта намагниченность называется индуцированной (\mathbf{J}_i). Намагниченность, приобретаемая ферромагнитным телом в некотором магнитном поле \mathbf{B} , зависит от температуры, при которой происходит намагничивание этим полем. Если температура вещества сначала повышается до точки Кюри, а затем снова падает, то оно приобретает термоостаточную (\mathbf{J}_r) намагниченность, т.е. начинает обладать собственным магнитным полем. Помимо термоостаточной существуют и другие виды остаточной намагниченности, однако, применительно к объектам нашего исследования мы можем ими пренебречь.

Таким образом полная намагниченность (\mathbf{J}) равняется сумме термоостаточной и индуцированной намагниченностей.

Потенциал магнитного поля

Теперь, когда о магнитном поле мы знаем достаточно много, решим систему уравнений (1) (2). Аналогично тому как при вычислении электрического поля вводится скалярный потенциал φ ($\mathbf{E} = -\mathbf{grad}\varphi$), мы тоже можем воспользоваться понятием скалярного потенциала (Кудрявцев, 1998). Однако кроме скалярного магнитное поле имеет еще и векторный потенциал. Такое различие связано с природой возникновения полей \mathbf{E} и \mathbf{B} .

Итак, введем понятие векторного потенциала:

$$\mathbf{B} = \mathbf{rot}\mathbf{A}, \quad (11)$$

где \mathbf{A} - векторный потенциал.

$$\mathbf{rot}(\mathbf{rot}\mathbf{A}) = \mu_0 \cdot \mathbf{j} \quad (12)$$

Используя тождество векторной алгебры: ($\mathbf{rot} \mathbf{rota} = \mathbf{grad} \mathbf{diva} - \nabla^2 \mathbf{a}$).

$$\mathbf{grad} \mathbf{div}\mathbf{A} - \nabla^2 \mathbf{A} = \mu_0 \cdot \mathbf{j} \quad (13)$$

Таким образом, векторный потенциал устанавливается с точностью до градиента произвольной скалярной функции. Чтобы обеспечить однозначность определения \mathbf{A} , надо ввести ограничения на $\mathbf{div}\mathbf{A}$. Положим

$$\mathbf{div}\mathbf{A} = 0, \quad (14)$$

тогда (13) примет вид:

$$\nabla^2 \mathbf{A} = -\mu_0 \cdot \mathbf{j}. \quad (15)$$

Каждая проекция A_x, A_y, A_z (являясь скалярной величиной) удовлетворяет уравнению Пуассона:

$$\frac{\partial^2 A_x}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 A_x}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 A_x}{\partial z^2} = -\mu_0 \cdot j_x \quad (16)$$

Решением уравнения Пуассона (16) должно служить выражение:

$$A_x(x_1, y_1, z_1) = \frac{\mu_0}{4\pi} \cdot \int_{V_2} \frac{j_x(x_2, y_2, z_2)}{r_{12}} dV_2, \quad (17)$$

где индекс «1» принадлежит точке, в которой определяется потенциал, индекс «2» - области возбудителя магнитного поля; а r_{12} - радиус вектор.

Компоненты A_y и A_z должны удовлетворять аналогичным формулам, поэтому мы можем их объединить в:

$$\mathbf{A}(x_1, y_1, z_1) = \frac{\mu_0}{4\pi} \cdot \int_{V_2} \frac{\mathbf{j}(x_2, y_2, z_2)}{r_{12}} dV_2 \quad (18)$$

Записанный таким образом векторный потенциал полностью согласуется с нашим допущением (14). Действительно, согласно уравнению Кирхгофа, $\mathbf{div}\mathbf{j} = 0$, отсюда дивергенция объемного интеграла в (18) обращается в ноль. Вычисляя ротор векторного потенциала, находим соотношение для магнитного поля \mathbf{B} :

$$\mathbf{B}(x_1, y_1, z_1) = \frac{\mu_0}{4\pi} \cdot \int_{V_2} \frac{\mathbf{j} \times \mathbf{r}}{r^3} dV_2 \quad (19)$$

Магнитное поле элементарной петли с током, поле полубесконечного соленоида

В этом разделе мы рассмотрим магнитные поля двух основных элементов, обозначенных в заглавии, и в дальнейшем с их помощью опишем магнитные поля тел произвольной формы. Начнем с вычисления магнитного поля, создаваемого элементарной петлей площадью S с током j (см. рис. 8.4). Под словом «элементарная» мы подразумеваем, что нас интересует поле на расстояниях много больших площади петли.

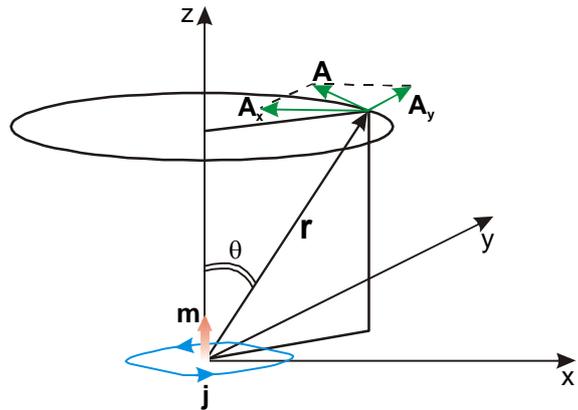


Рис. 8.4. Элементарная петля с током, расположена в начале координат. В любой точке, далекой от петли, \mathbf{A} представляет собой вектор, параллельный плоскости xu и касательный к окружности с центром на оси z .

Воспользуемся понятием векторного потенциала \mathbf{A} . В ряде книг (Парселл, 1993; Фейнман, 1966), показывается, что векторный потенциал элементарной петли с током направлен перпендикулярно к плоскости, содержащей \mathbf{r} и нормаль к плоскости петли, а его модуль равен:

$$A = \frac{\mu_0}{4\pi} \frac{j \cdot S \cdot \sin\theta}{r^2} \quad (20)$$

Существенным является тот факт, что потенциал зависит от произведения силы тока на площадь петли, а значит форма петли не имеет значения. Назовем выражение $(\mu_0/4\pi) \cdot j \cdot S$ дипольным магнитным моментом петли и обозначим его через m . Дипольный магнитный момент является вектором, направленным по нормали к плоскости петли. Положительное его направление связано с направлением движения тока по правилу правой руки. Исходя из этого, формулу (20) можно представить в виде:

$$A = \frac{m \cdot \sin\theta}{r^2}, \quad (21)$$

а так как $r^2 = x^2 + y^2 + z^2$ и $\sin\theta = \sqrt{x^2 + y^2}/r$, то формула (21) примет вид:

$$A = \frac{m \cdot \sqrt{x^2 + y^2}}{r^3} \quad (22)$$

Поскольку вектор \mathbf{A} совпадает с касательной к горизонтальной окружности вокруг оси z , то его компоненты равны:

$$A_x = -\frac{m \cdot y}{r^3}, \quad A_y = \frac{m \cdot x}{r^3}, \quad A_z = 0. \quad (23)$$

Исходя из формул (23) вычислим компоненты вектора \mathbf{B} :

$$\begin{aligned} B_x &= (\text{rot}\mathbf{A})_x = \frac{\partial A_z}{\partial y} - \frac{\partial A_y}{\partial z} = \\ &= \frac{3 \cdot m \cdot x \cdot z}{r^5}, \\ B_y &= (\text{rot}\mathbf{A})_y = \frac{\partial A_x}{\partial z} - \frac{\partial A_z}{\partial x} = \\ &= \frac{3 \cdot m \cdot y \cdot z}{r^5}, \\ B_z &= (\text{rot}\mathbf{A})_z = \frac{\partial A_y}{\partial x} - \frac{\partial A_x}{\partial y} = \\ &= \frac{m \cdot (3 \cdot z^2 - r^2)}{r^5}. \end{aligned} \quad (24)$$

Единственным недостатком выражений (20) - (24) является то, что они получены в случае горизонтальной петли (вертикального диполя). Формулы для компонент магнитного поля в случае произвольного расположения петли выглядят более громоздко, т.к. при расчетах появляются дополнительные углы, однако, ход рассуждений остается прежним. В случае необходимости их можно найти в большинстве справочников.

Далее мы перейдем к расчету магнитного поля, которое создает полубесконечный соленоид, по которому течет ток \mathbf{j} . Так как витков у такого соленоида бесконечно много, и мы считаем, что они расположены плотно друг к другу, то его можно представить как совокупность колец с током. Расположим соленоид как показано на рис. 8.5: его ось совпадает с осью z , а центр верхнего кольца расположен в начале координат. В данном случае нас будет интересовать поле не в любой далекой точке, а лишь в точках, расположенных на плоскости xy .

Выше мы отметили, что магнитное поле петли с током эквивалентно полю магнитного диполя. В нашем случае с соленоидом все петли одинаковы по площади, силе и направлению тока, следовательно, внутри соленоида фиктивные заряды полностью компенсируют друг друга. В результате остаются только два не скомпенсированных гипотетических заряда разного знака на противоположных концах соленоида. Так как один из них отнесен на бесконечное расстояние, то вычисляя магнитное поле на плоскости xy , мы получаем поле фиктивного магнитного заряда одного знака.

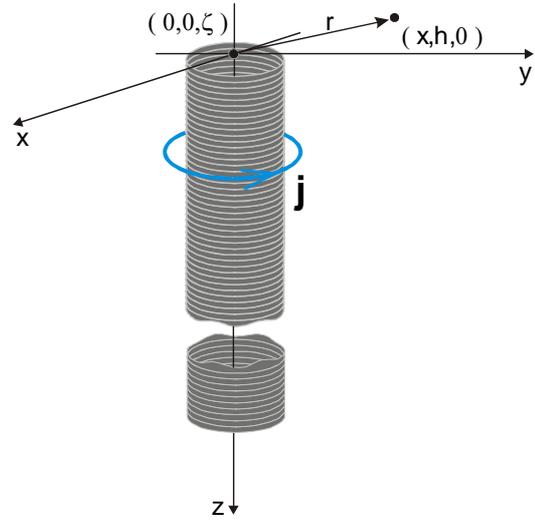


Рис. 8.5. Магнитное поле полубесконечного соленоида вблизи одного из его концов эквивалентно полю фиктивного магнитного заряда.

Зная формулы для компонент магнитного поля петли с током, несложно получить аналогичные выражения для полубесконечного соленоида. Для этого нужно лишь проинтегрировать (24). Предварительно введем некоторые обозначения: координаты точки, в которой рассчитывается поле, $(x,y,0)$; и координаты, центров петель соленоида $(0,0,\zeta)$. Итак, мы получаем:

$$\begin{aligned}
 B_x &= 3 \cdot m \cdot \int_0^{\infty} \frac{x \cdot (\zeta - z)}{\left(x^2 + y^2 + (\zeta - z)^2\right)^{\frac{5}{2}}} d\zeta = \\
 &= m \cdot \frac{x}{\left(x^2 + y^2 + z^2\right)^{\frac{3}{2}}} \\
 B_y &= 3 \cdot m \cdot \int_0^{\infty} \frac{y \cdot (\zeta - z)}{\left(x^2 + y^2 + (\zeta - z)^2\right)^{\frac{5}{2}}} d\zeta = \\
 &= m \cdot \frac{y}{\left(x^2 + y^2 + z^2\right)^{\frac{3}{2}}} \\
 B_z &= m \cdot \int_0^{\infty} \frac{3 \cdot (\zeta - z)^2 - x^2 - y^2 - (\zeta - z)^2}{\left(x^2 + y^2 + (\zeta - z)^2\right)^{\frac{5}{2}}} d\zeta = \\
 &= m \cdot \frac{z}{\left(x^2 + y^2 + z^2\right)^{\frac{3}{2}}}
 \end{aligned} \tag{25}$$

Формулы (25) являются выражениями компонент магнитного поля фиктивного магнитного заряда.

8.3.4. Прямая и обратная задачи магниторазведки

Определим понятия прямой и обратной задачи в магниторазведке:

Прямая задача. Задано тело известной формы, на определенной глубине и с известными магнитными свойствами. Требуется найти элементы магнитного поля на поверхности Земли.

Обратная задача. Дано распределение элементов магнитного поля на поверхности Земли. Требуется составить представление о форме, глубине залегания, положении тела, в некоторых случаях и о его магнитных свойствах (Федынский, 1967).

Все способы решения обратных задач магниторазведки основываются на решении прямых задач.

Решение прямых задач магниторазведки основывается на использовании полученных нами в предыдущем разделе формул для компонент магнитного поля диполя и фиктивного заряда. Так для тел форма, которых аппроксимируется шаром, применима формула магнитного поля диполя, для горизонтального кругового цилиндра - горизонтальная дипольная линия, для вертикального стержня - фиктивный заряд, расположенный на его верхней кромке и т.д. Такая замена применима только в том случае, если рассматриваются тела, в которых молекулярные магнитные дипольные моменты равномерно распределены и сонаправлены. Тела в данном случае называются однородно намагниченными. Для таких тел вектор намагниченности \mathbf{J} является просто произведением числа ориентированных диполей в единице объема и магнитного момента \mathbf{m} каждого диполя. Этот способ решения прямой задачи изложен в учебниках по магниторазведке и мы не будем подробно останавливаться на нем.

Нам же предстоит решить прямую задачу магниторазведки в случае неоднородно намагниченных тел. Разберемся в причине такого намагничивания. Случай неоднородных физических свойств тела отбросим. Что же тогда может служить причиной неоднородного намагничивания? В случае однородных по физическим свойствам тел за неравномерное намагничивание отвечает взаимо-

действие между молекулярными токами. Т.е. каждый, отдельно взятый молекулярный магнитный момент, ориентируется не только под влиянием внешнего поля, но и под влиянием полей, создаваемых другими молекулярными токами. Очевидно, что чем больше магнитные моменты молекулярных токов, тем более сильные магнитные поля они создают (см. формулы 24), а следовательно и взаимодействие между ними проявляется сильнее.

Рассмотрим рис. 8.6 на котором условно показано к чему приводит взаимодействие между молекулярными токами. На рис. 8.6а представлен некоторый объект, помещенный во внешнее магнитное поле \vec{B} . Молекулярные токи на рисунке заменены диполями и хотя, как мы уже знаем, в природе их не существует нам удобно воспользоваться таким представлением, чтобы рассмотреть силы которые действуют на них.

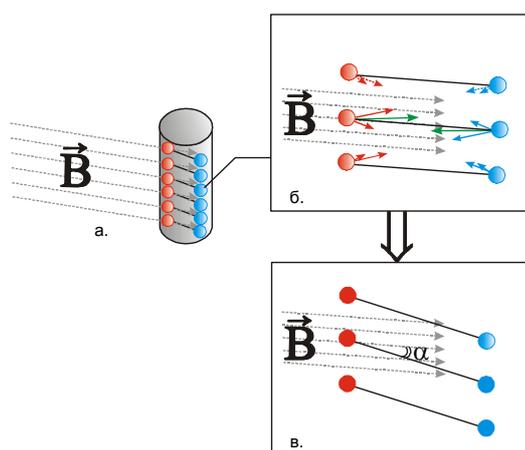


Рис. 8.6. Изменение угла намагниченности тела, обусловленное взаимодействием молекулярных токов в веществе.

Рисунок 8.6б позволяет более детально рассмотреть небольшой фрагмент объекта, изображенного на рис. 8.6а. Магнитные диполи на рисунке направлены по внешнему полю. Наше внимание привлекает центральный диполь - его положение на рисунке соответствует положению любого диполя в теле, т.е. над и под ним расположены другие диполи. Стрелками на рисунке обозначены только не скомпенсированные силы (красным и синим цветом) действующие на диполь - это силы притяжения между разноименными зарядами. Зеленые стрелки - это их векторная сумма. Как видно, диполь стремится занять положение под некоторым углом по отношению к полю. Таким образом вещество приобретает намагниченность \vec{J} под некоторым углом α к направлению поля (рис.8.6в). Заметим, что угол α не постоянен в пределах тела. Максимум он достигает в центре объекта и минимален на его краях. Следует отметить, что чем больше отношение длины к ширине тела, тем больших значений может достигать α . Это первый вывод, который можно сделать рассматривая взаимодействие молекулярных токов в веществе.

С другой стороны рассмотрим какое по направлению магнитное поле создают молекулярные токи в объекте. Они создают поле направленное противоположное внешнему полю. Это очевидно, так как здесь мы имеем полную аналогию со стрелкой компаса, которая своим южным полюсом указывает на северный полюс Земли. Таким образом можно сделать второй вывод - при больших значениях магнитных моментов молекулярных токов, последние создают магнитное поле противоположное внешнему. Это поле называют размагничивающим, и если не учитывать его при расчете намагниченности \mathbf{J} , то мы получим завышенные значения.

Теперь все, описанное выше, нам предстоит перевести на язык формул. В рамках данного раздела мы представим вывод формул и алгоритм решения прямой задачи с учетом размагничивания лишь в случае расположения фиктивных магнитных зарядов на поверхности тела. Будем называть фиктивные поверхностные заряды вторичными источниками. Здесь, как и при рассмотрении поля соленоида будем считать, что магнитные диполи внутри тела компенсируют друг друга.

Как и прежде поместим некоторое тело в однородное внешнее поле \mathbf{B} (см. рис.8.7). Магнитную проницаемость тела примем равной μ_i , а магнитную проницаемость вмещающей среды - μ_e . Введем понятие поверхностной плотности магнетизма σ :

$$\sigma = \frac{m}{dS}, \quad (27)$$

где: m - магнитный заряд, приходящийся на единицу поверхности dS .

При переходе границы тела нормальная компонента магнитного поля должна оставаться постоянной, т.к. силовые линии магнитного поля не имеют разрывов.

Следовательно для некоторого элемента поверхности dS_k мы можем записать граничные условия (очевидно они будут справедливы для всех остальных элементов поверхности) в виде:

$$B_n^{(i)} = B_n^{(e)}, \quad (28)$$

где индекс «i» - означает область внутри, а «e» - вне тела.

В свою очередь посмотрим чему равны нормальные компоненты:

$$B_n^{(e)} = \mu_e \cdot \left(B_n^{\text{внеш}} + \frac{\sigma_k}{2} \right), \quad (29)$$

$$B_n^{(i)} = \mu_i \cdot \left(B_n^{\text{внеш}} - \frac{\sigma_k}{2} \right). \quad (30)$$

В уравнениях (29) и (30) $B_n^{\text{внеш}}$ - обозначает проекцию на нормаль внешнего поля, равного сумме внешнего однородного поля и полей вторичных источников. Знак «минус» в (30) говорит о том, что вектор нормали направлен в сторону вмещающей среды.

Подставим уравнения (29) и(30) в граничные условия (28):

$$\mu_e \cdot \left(B_n^{\text{внеш}} + \frac{\sigma_k}{2} \right) = \mu_i \cdot \left(B_n^{\text{внеш}} - \frac{\sigma_k}{2} \right) \quad (31)$$

$$(\mu_i - \mu_e) \cdot B_n^{\text{внеш}} = \frac{\sigma_k}{2} (\mu_i + \mu_e) \quad (32)$$

$$2 \cdot \left(\frac{\mu_i - \mu_e}{\mu_i + \mu_e} \right) \cdot B_n^{\text{внеш}} = \sigma_k \quad (33)$$

Так как $B_n^{\text{внеш}}$ является суммой внешнего поля и полей создаваемых фиктивными поверхностными зарядами, то мы можем записать:

$$B_n^{\text{внеш}} = B_n^o + \oint_S \frac{\partial U}{\partial n} \cdot \sigma_j dS, \quad (34)$$

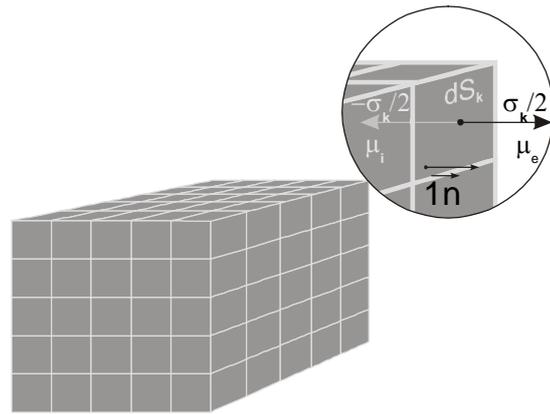


Рис. 8.7. Поверхность тела помещенного во внешнее магнитное поле можно представить как совокупность вторичных источников.

где: σ_j - поверхностные плотности магнетизма всех остальных элементов поверхности, кроме dS_k ; U - скалярный потенциал фиктивного магнитного заряда (26).

Подставляя (34) в (33) мы получаем интегральное уравнение Фредгольма 2-го рода относительно σ_k :

$$\sigma_k = K \cdot \left((B_n^0)_k + \oint_S \frac{\partial U}{\partial n} \sigma_j dS \right), \quad (35)$$

где:

$$K = 2 \cdot \left(\frac{\mu_i - \mu_e}{\mu_i + \mu_e} \right) \quad (36)$$

или с учетом соотношения (5):

$$K = 2 \cdot \left(\frac{\kappa_i - \kappa_e}{2 + \kappa_i + \kappa_e} \right). \quad (37)$$

Численное решение интегрального уравнения (35) можно получить путем его преобразования в систему линейных алгебраических уравнений. Для этого поверхностный интеграл в (35) заменяется на сумму:

$$\sigma_k + K \cdot \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^N \frac{\partial U}{\partial n} \sigma_j = K \cdot (B_n^0)_k. \quad (38)$$

В результате решения системы (38) мы получаем плотности поверхностных фиктивных магнитных зарядов, распределенных по элементам разбиения. Расчет магнитного поля от которых осуществляется по формулам (25).

На основе, описанного выше алгоритма решения прямой задачи, для сильномагнитных объектов на кафедре геофизики геологического факультета МГУ А.Ю. Паленовым разработана программа MONOPOL.

8.3.5. Моделирование сильномагнитных объектов

В этом разделе мы приведем пример математического моделирования магнитного поля от сильномагнитных объектов по программе MONOPOL. Целью моделирования является исследование структуры аномальных магнитных полей в зависимости от магнитных свойств трубы, а также изменения угла наклона внешнего магнитного поля.

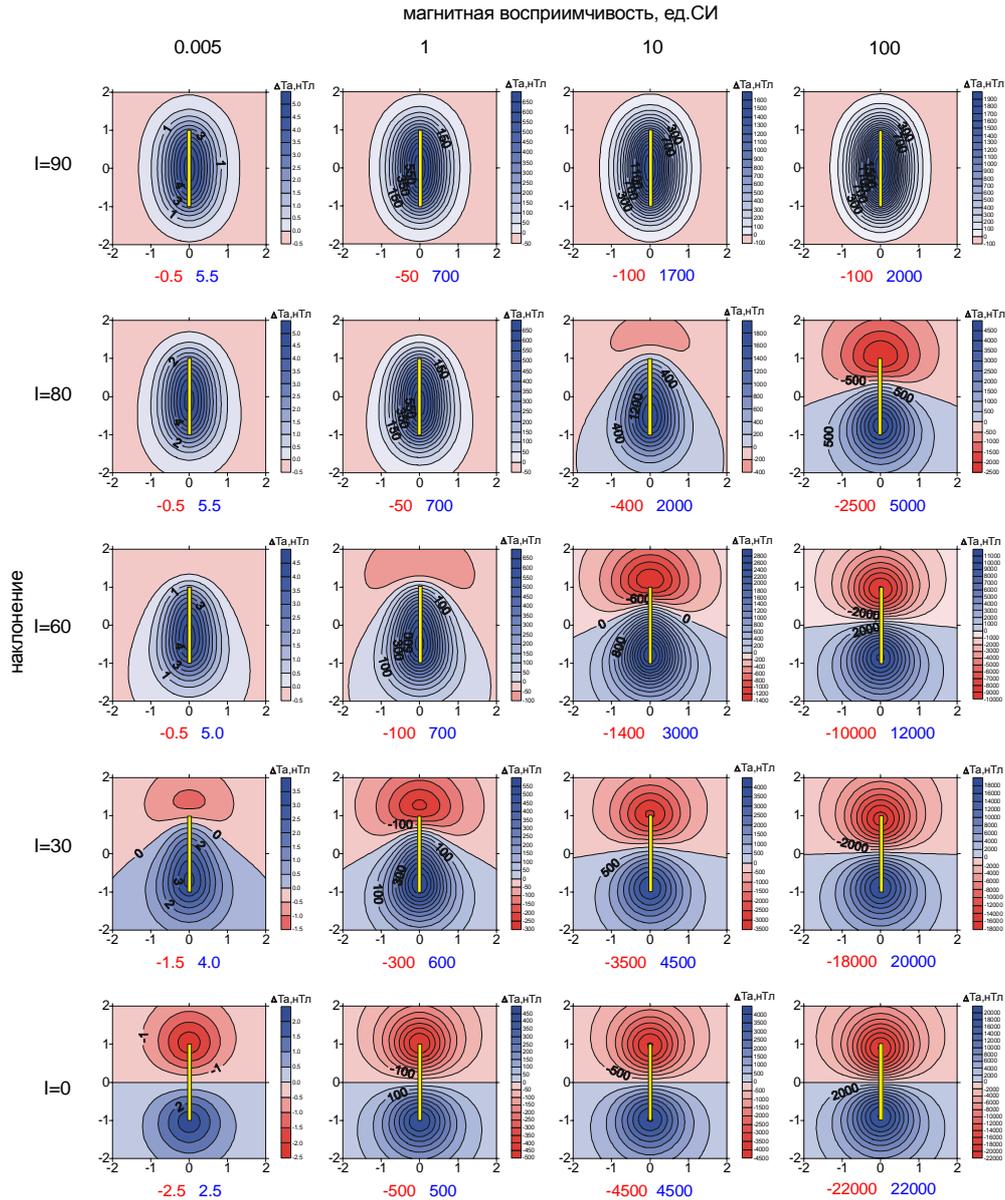


Рис. 8.8 Карты магнитного поля над моделью, имеющую форму параллелепипеда, при различных значениях магнитной восприимчивости и различных углах наклона внешнего поля.

В качестве первого приближения использовалась модель в форме параллелепипеда соотношение геометрических параметров которой близка к параметрам трубы: глубина центра параллелепипеда 1 м, длина 2 м, площадь сечения 0.01 м^2 .

Магнитные поля от такой модели представлены на рис. 8.8. Рисунок имеет форму таблицы, где по горизонтали меняется магнитная восприимчивость, а по вертикали угол наклона внешнего магнитного поля (наклонение).

Как видно результаты расчетов подтверждают наши основные утверждения о размагничивании :

1. Амплитуда магнитного поля растет непропорционально изменению магнитных свойств. На рис. 8.9 и 8.10 представлены графики зависимости максимальной амплитуды аномалии от изменения магнитной восприимчивости и намагниченности.

2. При повышении магнитных свойств вещества вектор намагниченности стремится ориентироваться вдоль длинной оси тела.

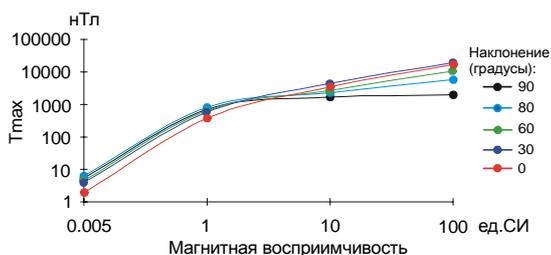


Рис. 8.9. График зависимости максимальной амплитуды аномалии от значений магнитной восприимчивости.

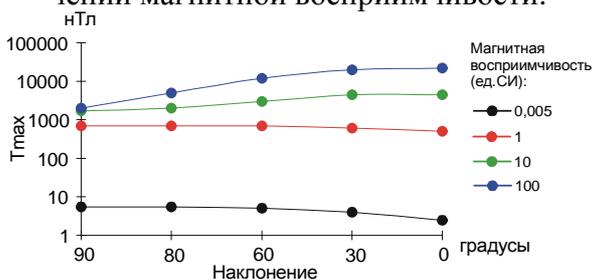


Рис. 8.10. График зависимости максимальной амплитуды аномалии от наклона.

8.4. Аппаратура

Наземная аппаратура, которая используется для измерения магнитных полей принято классифицировать по типу магниточувствительного элемента.

1. Оптико-механические приборы, магниточувствительным элементом которых является магнитная стрелка (магнитная система), отклоняющаяся под действием магнитного поля Земли в точке измерения. Значение магнитного поля определяется оптическим способом по углу наклона магнитной стрелки. С этих приборов, называемых магнитными весами, началась магниторазведка. Первые из них были созданы еще в прошлом веке. Оптико-механические приборы служат для измерения относительных приращений компонент магнитного поля. Чувствительность приборов характеризуется значениями от 5 до 10 нТл, значительной зависимостью от внешних факторов (температуры и т.п.) и не стабильностью упругих характеристик магнитной системы.

В настоящее время этот тип приборов не выпускается и имеет ограниченное применение.

2. Феррозондовые магнитометры имеют чувствительный элемент в виде катушки с сердечником, изготовленным из сплава с высокой магнитной проницаемостью, сильно меняющейся при слабых изменениях магнитного поля. Изменения электромагнитных параметров определяют магнитное поле.

Феррозондовые магнитометры измеряют относительные изменения любой (в зависимости от ориентации датчика) компоненты магнитного поля. Чувствительность магнитометров зависит от типа феррозонда и изменяется в широких пределах от 0.1 нТл до 200 нТл. В последнее время широкое распространение приобрели феррозондовые магнитометры с магниточувствительным элементом, закрепленным на зрительной трубе теодолита (рис. 8.11). Такая комбинация позволяет не только ориентировать датчик магнитометра с высокой точностью (до 1 секунды), но и помимо значений магнитного поля измерять углы магнитного наклонения и склонения.

3. Магнитометры имеющие в качестве магниточувствительного элемента колбу с жидкостью, содержащую большое количество ядер водорода - протонов (например керосин) получили название протонных (см. рис 8.12.). Колба с этой жидкостью помещается внутри питающей (поляризационной) катушки, в которой с помощью постоянного тока от батарейки создается магнитное поле. Его надо направить перпендикулярно полному вектору магнитного поля Земли в данной точке. Жидкость “намагничивается” в течении примерно двух секунд, и все протоны, которые можно считать элементарными магнетиками, устанавливаются вдоль намагничивающего поля. Затем намагничивающее поле быстро



Рис. 8.11. Феррозондовый магнитометр. Магниточувствительный элемент закреплен на зрительной трубе теодолита.

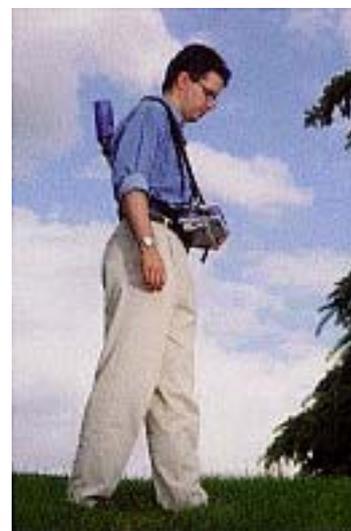


Рис.8.12 Протонный магнитометр. Магниточувствительный элемент находится за спиной у оператора.

выключается. Протоны, стремясь установиться вдоль вектора T , колеблются (прецессируют) вокруг него и индуцируют в измерительной катушке очень слабую ЭДС, частота которой пропорциональна величине поля T .

Протонные магнитометры измеряют абсолютное значение магнитного поля. В зависимости от марки магнитометров чувствительность меняется от 0.1 нТл до 1 нТл.

4. В квантовых магнитометрах (см. рис. 8.13), предназначенных для измерения абсолютных значений магнитного поля, используют так называемый эффект Зеемана. Атомы, обладающие магнитным моментом, при попадании в магнитное поле приобретают дополнительную энергию, частота излучения которой пропорциональна полному вектору магнитной индукции этого поля в точке наблюдения. Чувствительным элементом магнитометра является сосуд, в котором имеются пары цезия, рубидия или гелия. В результате вспышки монохроматического света (метод оптической накачки) электроны паров переводятся с одного энергетического подуровня на другой. Возвращение их на прежний уровень после окончания накачки сопровождается излучением энергии с частотой, пропорциональной величине магнитного поля.



Рис. 8.13 Квантовый магнитометр. Магниточувствительный элемент ориентирован по направлению магнитного поля.

Квантовые магнитометры измеряют абсолютное значение магнитного поля. В использовании этот тип магнитометров практически не отличается от протонных, за исключением более жестких требований к ориентировке магниточувствительного элемента.

Все описанные типы наземной магниторазведочной аппаратуры могут быть использованы для производства магнитных съемок над трубопроводами. Выбор того или иного типа будет определяться поставленной задачей или методикой съемки.

8.5. Методика съемки

Методика съемки подразумевает совокупность и последовательность правил и операций натуральных полевых наблюдений по измерению какой-либо компоненты магнитного поля, обеспечивающих оптимальное решение поставленной задачи. Выбор методики магнитной съемки целиком определяется характеристиками целевого объекта и поставленной задачей. В магниторазведке существует два типа задач:

1. Обнаружение аномалий от целевых объектов (аномалия фиксируется в 3-х точках на трех профилях).
2. Детальное исследование целевых объектов (аномалия фиксируется в 10 точках на 10 профилях).

Магнитные наблюдения производят либо по профилю, либо по системе профилей, расположенных в пределах изучаемой площади. Для надежного обнаружения аномалий расстояние между профилями должно быть по крайней мере в 2 раза меньше протяженности исследуемой аномалии, а расстояние между точками на профиле в 2 раза меньше ширины аномалии. При детальном исследовании шаг наблюдений сгущается от 3 до 5 раз.

Таким образом, сеть наблюдений определяется ожидаемыми размерами аномалий. В свою очередь ожидаемые размеры аномалий определяются исследователем исходя из предварительной информации об объекте исследования: размеры объекта, глубина залегания, его магнитные свойства.

Основной особенностью магнитного поля Земли является изменение его в пространстве и во времени. Изменение магнитного поля Земли в одной стационарной точке принято называть вариациями.

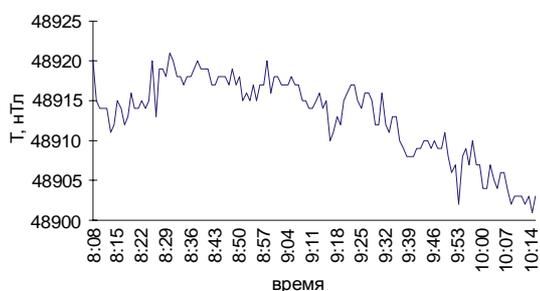


Рис. 8.14. График суточных вариаций магнитного поля. Крым, июнь 1997 год.

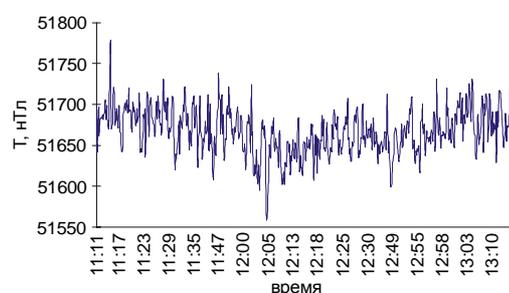


Рис. 8.15. График вариаций магнитного поля, обусловленных промышленными помехами. Музей заповедник «Коломенское». Сентябрь 1997 год.

Вариации разделяются на периодические и аperiodические, длиннопериодические и короткопериодические. Вариации всегда исключаются из наблюдений магнитного поля над целевым объектом. К длиннопериодическим вариациям относят вековые и годовые вариации, скорости изменения и амплитуды которых, не значительны. Суточные вариации относятся к периодическому типу. Их средняя амплитуда для средних широт изменяется в пределах от -20 до 20 нТл за 24 часа (см. рис.8.14). В случае когда, суточные вариации осложнены электромагнитными помехами от индустриальных объектов интенсивность изменения и амплитуды вариаций магнитного поля значительно возрастают (см. рис. 8.15).

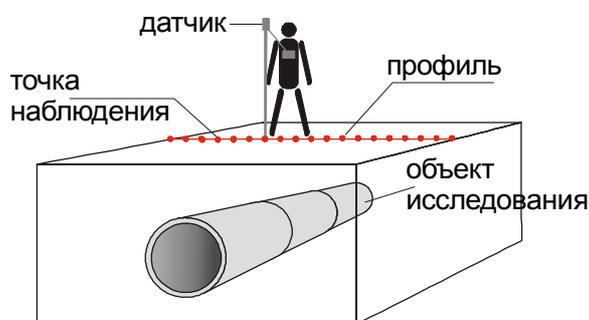


Рис. 8.16. Методика магнитной съемки при поиске трубопровода.

Рассмотрим конкретный пример. Целевой объект - трубопровод. В задачу исследователя входит определение местоположения трубопровода (см. рис.8.16).

При подобного рода исследованиях профиль наблюдения должен располагаться перпендикулярно ожидаемому простиранью объекта (трубопровода). Положим теоретические расчеты показывают, что ширина ожидаемой аномалии от трубопровода - 6 м. Исходя из этого максимально допустимое расстояние между точками наблюдения на профиле 2 м, а минимальное определяется требуемой точностью в указании местоположения оси трубопровода.

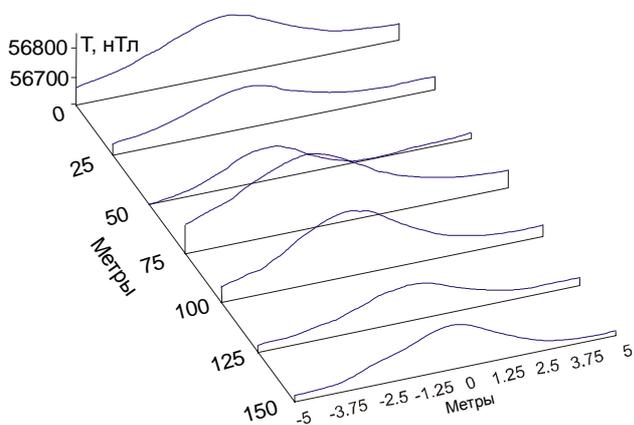


Рис. 8.17. Графики наблюдаемого магнитного поля над трубопроводом.

Как правило, сильномагнитные объекты, к которым относятся и трубопроводы, создают интенсивные аномалии (более 1000 нТл). В то время как ин-

тенсивность вариаций магнитного поля по крайней мере на порядок меньше (см. рис.8.14, 8.15). Поэтому при задачах обнаружения учет вариаций не обязателен.

Результат профильных измерений приведен на рис. 8.17. На графиках отчетливо прослеживается ось трубы по максимальным значениям наблюдаемого поля T .

После определения положения трубопровода можно перейти к детальному исследованию целевого объекта: производству магнитной съемки по системе профилей. Так как в этом случае сеть наблюдений покрывает некоторую площадь, то такая съемка называется площадной (см. рис. 8.18). Размер сети наблюдений определяется аналогично тому как мы описали выше.

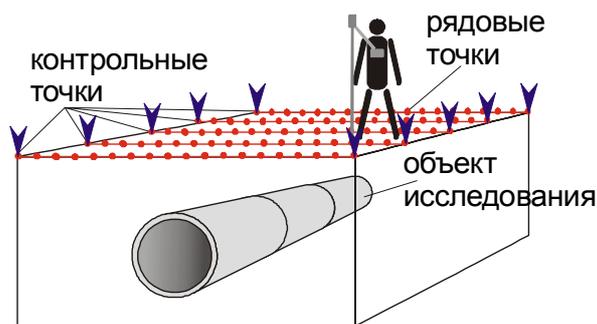


Рис. 8.18. Методика площадной магнитной съемки

Подобные исследования позволяют изучить характер распределения магнитного поля в плане. И выявить не только местоположение трубопровода, но и особенности магнитного поля связанные с различными марками стали отдельных видов труб, разными способами их изготовления (см. главу 14) и др.

В этом случае интересующие нас аномалии магнитного поля могут быть соизмеримы с интенсивностью вариаций магнитного поля, что требует их учета и исключения из аномального магнитного поля.

Учет вариаций магнитного поля может быть прямым или косвенным. В первом случае наблюдение вариаций проводится магнитометром - вариационной станцией, в качестве которой может использоваться, описанные выше протонные или квантовые магнитометры.



Рис. 8.19. Прибор измеряющий градиент магнитного поля - градиентометр.

За рубежом широкое распространение приобрели приборы, измеряющие горизонтальный или вертикальный градиент магнитного поля - так называемые градиентометры (см. рис. 8.19). У этих приборов есть преимущество: при их использовании пропадает надобность в учете вариаций. Такой прибор имеет два магниточувствительных датчика, расположенных на определенном расстоянии - базе, измерение на которых происходит одновременно. Следовательно разность показаний двух датчиков не искажена вариациями магнитного поля.

На завершающем этапе производства магнитной съемки оценивается точность наблюдений по повторным измерениям на контрольных точках, жестко закрепленных на местности (см. рис.8.18). Оценка точности измерения проводится по формуле:

$$\varepsilon = \pm \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \delta_i^2}{2 \cdot n - 1}},$$

где: δ_i - разности первичных и вторичных измерений на контрольных точках, n - количество контрольных точек.

Основным результатом площадных магнитных измерений является карта аномального магнитного поля, сечение которой выбирается равным 3ε (см. рис. 8.20).

Литература к главе 8.

1. Э. Парселл. Берклиевский курс физики. Том 2 «Электричество и магнетизм». Москва. Изд-во «Наука». 1983г.
2. Р. Фейнман, Р. Лейтон, М. Сэндс. Фейнмановские лекции по физике. Том 5 «Электричество и магнетизм». Москва. Изд-во «Мир». 1966г.
3. Ю.И. Кудрявцев. Теория поля и ее применение в геофизике. Ленинград. Изд-во «Недра». 1988г.

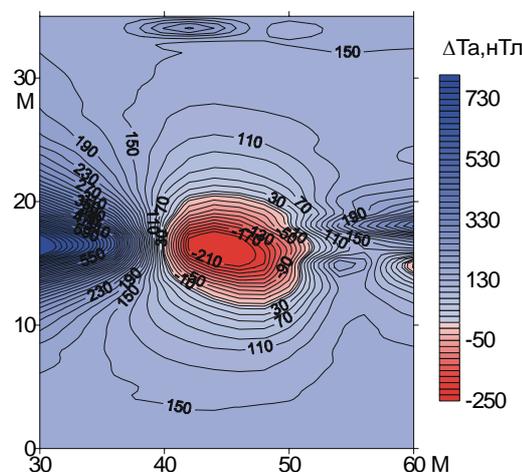


Рис. 8.20. Карта аномального магнитного поля над участком трубопровода.

4. И.В. Антик, Е.И. Кондорский, Е.П. Островский, Б.А. Садиков. Магнитные измерения. под ред.В.К. Аркадьева. Государственное научно-техническое издательство НКТП СССР. Редакция техническо-теоретической литературы. Москва, Ленинград. 1939г.
5. В.В. Федынский. Разведочная геофизика. Москва. Изд-во «Недра». 1967г.
6. Б.М. Яворский, А.А. Детлаф. Справочник по физике. Москва. Изд-во "Наука". 1985г.

Глава 9

Эколого-геохимическая оценка районов расположения объектов нефтегазового комплекса

9.1. Введение

Как было показано в предыдущей главе, инструментальные геофизические методы имеют большое значение для анализа экологической опасности объектов нефтегазового комплекса. В то же время, для целей прогноза и оценки экологического состояния окружающей природной среды в местах расположения этих объектов использование одних геофизических методов бывает недостаточным. Большую роль в подтверждении полученных данных, выявлении источников загрязнения, а также оценке потенциального ущерба играют геохимические методы, в том числе атомно-абсорбционные, химические, флуоресцентные, масс-спектральные, хроматографические, которые в сочетании с геологическими методиками, позволяют выявить участки аккумуляции и рассеяния токсичных элементов и нефтяных загрязнений. Специфика эколого-геохимической оценки объектов нефтегазового комплекса заключается также в том, что комплекс применяемых аналитических методов обязательно должен включать методы определения органических веществ. Поэтому в данной главе, наряду с описанием примеров эколого-геохимической оценки и применяемых нами прецизионных методик неорганического анализа (ICP-MS), дан подробнейший обзор различных методов определения нефтепродуктов.

Нефть и нефтепродукты (НП) являются одними из наиболее распространенных загрязнителей окружающей среды. Их источниками могут быть разливы топлива при транспортировке, хранении и т.п., остатки несгоревшего топлива в выхлопных газах двигателей внутреннего сгорания. Возможны также природные источники нефтяных загрязнений вследствие выхода на поверхность нефтеносных пород. Однако они играют минимальную роль в общем загрязнении окружающей среды нефтяными углеводородами. Нефтепродукты являются нормируемым видом загрязнений. В Российской Федерации установлены предельно допустимые концентрации (ПДК) нефтепродуктов в воде, которые составляют 0,1 мг/л для керосина и 0,1-0,3 мг/л для нефти (Основные свойства..., 1985; Санитарные нормы..., 1988). Кроме этого установлены ПДК в воде водоемов рыбохозяйственного назначения (0,05 мг/л).

Для определения НП в объектах окружающей среды разработано три основных метода:

- 1) гравиметрический метод, в котором производится селективное выделение суммы НП (или веществ, принимаемых за НП) из воды, почвы или поглотительных растворов, фильтров, сорбентов и определение массы экстрагируемых продуктов;
- 2) Инфракрасная(ИК) или ультрафиолетовая(УФ) фотометрия, люминесцентная, содержание определенных металлов для определения какой-либо характеристической группы компонентов или структурной характеристики молекул, входящих в состав НП, на основании чего можно сделать заключение об общей концентрации нефтепродуктов;
- 3) Ядерно-магниторезонансная (ЯМР) или ИК- спектрометрия, газовая хроматография (ГХ), сочетание ГХ и масс-спектрометрии (ГХ-МС) для полного определения всех возможных компонентов НП.

Для дистанционного детектирования нефтяных разливов используют ИК- спектры в нехарактеристической области в окнах прозрачности атмосферы (Бродский, Савчук, 1998).

Поскольку все эти методы основаны на разных принципах, необходимо уточнить, какие характеристики НП определяются этими методами. Нефть, нефтяные фракции и продукты переработки нефти состоят, главным образом, из углеводородов: n- и изоалканов, циклоалканов с 1-7 и более кольцами (среди них можно выделить так называемые реликтовые углеводороды - изопренаны, стераны, тритерпаны); ароматических и гидроароматических углеводородов, а также гетероатомных соединений - алифатических, алициклических и ароматических. Экстракты почв, воды, фильтров наряду с собственно НП обязательно содержат сопутствующие углеводороды, кислоты и др. Согласно определению, принятому Комиссией по унификации методов анализа природных и сточных вод стран - членов СЭВ (1968 г.), а также Международным симпозиумом в Гааге (1968 г.) за "нефтепродукты" при анализе вод следует принимать сумму неполярных и малополярных соединений, растворимых в гексане (Лурье, 1984). Поэтому НП из проб воды рекомендуется экстрагировать неполярным растворителем, а экстрагируемые полярные примеси удалять хроматографией на силикагеле, флорисиле или оксиде алюминия. Существующие нормы предельно допустимой концентрации НП в воде (0,3-0,05 мг/л) были введены в результате исследования растворов различных

НП и сырой нефти в воде и по существу не могут применяться к сумме углеводородов или других органических веществ.

Нефтегазовая промышленность негативно воздействует на все компоненты окружающей среды (почва, вода, воздух). Загрязнение происходит как в процессе строительства и эксплуатации объектов, так и в следствии возникновения аварийных ситуаций. Так, большая часть Российских магистральных трубопроводов эксплуатируется дольше нормативного срока, что делает их объектами повышенного экологического риска. В СССР на магистральных газопроводах с 1960 по 1990 г. произошло около 1200 аварий. В 1994 г. в результате аварии на нефтепроводе в Республике Коми оказались загрязненными большие площади земной поверхности и значительные объёмы нефти попали в ручьи и реки («Россия в окружающем мире» Аналитический ежегодник, Москва 1998 г.) Главными загрязнителями в нефтегазодобывающих областях обычно являются нефть и нефтепродукты, а также применяемые в технических процессах катализаторы. Разнообразные детергенты также являются высокотоксичными веществами, к которым относятся используемые в буровых растворах поверхностно-активные вещества (ПАВ), а также растворные наполнители, присадки и т.п. (Давиденко, 1998 г.). В то же время любая хозяйственная деятельность приводит к попаданию в окружающую среду различных веществ и неорганического происхождения. Так, геохимические исследования, проведённые нами на одной из линейных нефтеперекачивающих станций показали, что содержание Cr, Co, Ni, Cu, Zn, Sb, Pb в большинстве случаев превышают предельно-допустимые концентрации. В тоже время концентрации этих компонентов закономерно изменяются вниз по разрезу.

В связи с вышеизложенным, нам представляется, что для оценки изменений окружающей среды должны использоваться комплексные методы. Эти подходы неоднократно описывались в литературе применительно к различным регионам. Сформулированы (Бахирева и др., 1997; Давиденко, 1998 г.) основные задачи такой комплексной оценки, в том числе:

- установление основных источников загрязнения, оценка устойчивости геологической среды к техногенной нагрузке;
- определение участков наиболее сильного техногенного воздействия;
- определение вероятной специфики трансляции техногенных воздействий в различных геологических обстановках и в случаях их комплексного проявления.

Очевидно, что для решения подобного типа задач, когда во главу угла ставится не просто анализ соответствия качества компонентов окружающей среды утвержденным нормативам, должны использоваться скрининговые методы исследования. Эти методы позволяют оценить состояние окружающей среды не по 5 - 10 веществам, на которые имеются ПДК, а по 50 - 100 компонентам. Выявленные на этой стадии перечни приоритетных загрязняющих компонентов (порядка 10) являются основой для дальнейших мониторинговых исследований.

Не вызывает сомнения, что такие скрининговые исследования должны проводиться с учётом ландшафтно-геохимических условий региона. Однако в данной главе мы рассмотрим только наиболее перспективные методы многокомпонентного геохимического анализа, которые включают плазменную масс-спектрометрию (ICP-MS), а также различные методы идентификации нефтяного загрязнения.

9.2. Анализ почвы методом плазменной и эмиссионной масс-спектрометрии

Из проб почв отбирают по 25-30 г. влажного образца и сушат в сушильном шкафу при температуре 60°C до постоянного веса (~30 ч). Затем каждый образец измельчают до мелкодисперсного состояния в агатовой ступке и тщательно перемешивают. Для удаления основной массы органического вещества образцы (по 2 г каждый) прокалывают в муфельной печи при 450°C в течении 30 мин. После охлаждения образцы еще раз перемешивают. Далее навески анализируемых образцов массой 100 мг, а также стандартные образцы состава почв смачивают в тефлоновых стаканах (объемом 50 мл) несколькими каплями воды, добавляли по 5 мл HF и выпаривают досуха (обработку повторяют дважды). После охлаждения добавляют по 1мл концентрированной HNO₃ и снова упаривают досуха. К сухим охлажденным остаткам добавляют по 2 мл воды и 2 мл концентрированной HCl и медленно нагревают до растворения осадков. Полученный раствор разбавляют деионизованной водой до 20 мл и проводят анализ. Одновременно в трех тефлоновых стаканах проводят описанные выше процедуры без анализируемых образцов и полученные растворы используют как контрольные.

Содержание Li, Be, Sc, Ti, Cr, Co, Ni, Cu, Zn, Ga, Rb, Sr, Y, Zr, Mo, Nb, Ru, Rh, Pd, Ag, Cd, Sb, Te, Cs, Ba, La, Ce, Pr, Nd, Sm, Eu, Gd, Tb, Dy, Ho, Er, Tm, Yb, Lu, Hf, Ta, W, Re, Pt, Au, Tl, Pb, Bi, Th и U в полученных растворах определяют с использованием масс-спектрометрии с ионизацией пробы в индуктивно связанной плазме (Plasma-Quard, VG - Англия). Определение проводят при следующих параметрах работы Plas-

maQuard: выходная мощность генератора - 1300 Вт; отраженная мощность - 15 Вт; тип распылителя - уголкового; смесительная камера - водоохлаждаемая (7.5°C); расход охлаждающего газа - 13 л/мин; расход газа в распылителе - 0.70 л/мин; расход анализируемого образца - 1.2 мл/мин; глубина отбора плазмы - 12 мм; разрешение - М.

Основные параметры процедуры измерения масс-спектров приведены ниже: область масс - от 6 до 242 а. е. м.; количество каналов - 2048; число сканирований - 200; время измерения на канал - 320 мкс; режим регистрации - счет импульсов. Определение содержания элементов в водных растворах проводят количественным методом с использованием эталонных растворов с содержанием исследуемых элементов 50, 100 и 2000 мкг/л.

Обработку измеренных масс-спектров и расчеты содержания элементов в пробах проводят, используя программное обеспечение масс-спектрометра и пакет прикладных программ, разработанных нами. Содержание Ni, Zn, Sr, Zr, Mo, Pd, Ag, Cd, Sn, Sb, Ba, Hf, W, Re, Pt, Hg, Tl и Pb в образце рассчитывают как среднее значение, измеренное по их изотопам. Предел обнаружения (ПО) рассчитывали как $ПО = C_i + 3S$, где: C_i - среднее значение содержания изотопа i при измерениях контрольных растворов; S - стандартное отклонение для изотопа i при измерениях контрольных растворов. Для элементов с несколькими изотопами в дальнейших расчетах используют величину ПО для наиболее распространенного изотопа. Относительное стандартное отклонение для всех элементов не превышало 0.3 при измерении содержаний этих элементов до 5ПО и не превышает 0.15 при измерении содержаний $>5ПО$.

9.3. Атомно-эмиссионный анализ

Содержание Li, Na, Mg, Al, K, Ca, Mn, Fe, Co, Ni, Cu, Zn, Sr, Y, Ba в полученных растворах определяют с использованием атомно-эмиссионного анализа с индуктивно связанной плазмой (ICAP-61, *Thermo Jarrall Ash*, США). Определение проводят при следующих параметрах работы спектрометра: выходная мощность генератора - 1000 Вт; отраженная мощность - <5 Вт; тип распылителя - уголкового, расход охлаждающего газа - 18 л/мин; расход охлаждающего газа - 0.9 л/мин; расход газа в распылителе - 0.6 л/мин; расход анализируемого образца - 1.5 мл/мин; высота зоны наблюдения плазмы 14 мм; Для определения используются аналитические линии, приведенные в таблице 9.2.

Таблица 9.1

Результаты ICP-MS и ICP-AES
определения содержания (мкг/г) примесных компонентов в пробах почв

Элемент	ПО, мкг/г	ск.1, Н=0.2м	скв.1, Н=1 м	ск. 2, Н=0.2 м	ск. 2, Н=1 м	ск. 3, Н=0.2 м	ск. 3, Н=1 м
		A1-2b	A1-2H	A2-2b	A2-2H	A3-2b	A3-2H
Li	0.5	9.3	10.6	9.1	11.9	9.2	10.6
Be	0.07	0.8	0.8	1.2	0.9	0.7	0.7
Sc	0.6	9.1	6.1	6.8	8.2	5.6	7.3
Cr	22	43.0	<ПО	29.4	56.2	39.0	46.0
MnO	29	476	390	395	381	458	505
Co	0.7	7.0	7.7	5.3	8.0	7.4	8.2
Ni	8.5	28.4	19.3	14.8	22.6	19.6	23.0
Cu	2.0	8.3	8.5	7.5	8.9	8.2	10.2
Zn	9.3	27.8	25.3	25.8	26.0	24.6	29.4
Ga	2.6	8.9	8.7	8.2	8.8	8.2	9.8
Ge	7.2	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО
Rb	0.8	51.7	45.2	57.3	56.8	47.0	55.9
Sr	0.2	179	127	254	323	122	150
Y	0.1	23.6	18.4	19.9	26.1	19.9	25.5
Zr	1.8	109	93	97	105	102	132
Nb	0.1	5.6	5.6	5.3	7.2	5.5	7.4
Mo	0.2	0.67	0.46	0.59	0.57	0.57	0.54
Ru	0.2	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО
Rh	0.2	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО
Pd	0.2	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО
Ag	0.2	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО
Cd	0.6	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО
Sn	0.7	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО
Sb	0.6	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО
Te	1.4	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО
Cs	0.1	2.5	1.7	1.9	2.4	1.6	2.4
Ba	1.5	692	539	579	687	593	683
La	0.05	33.7	20.9	28.7	27.7	23.0	36.0
Ce	0.10	70.2	46.0	55.2	54.8	53.7	76.4
Pr	0.05	5.9	4.3	5.1	5.4	4.4	6.7
Nd	0.05	25.4	19.5	22.1	22.5	19.3	30.8
Sm	0.04	4.3	3.0	3.3	3.9	3.2	4.6
Eu	0.02	1.2	1.0	1.1	1.1	1.0	1.2
Gd	0.06	5.9	4.8	5.1	5.8	5.1	6.7
Tb	0.01	0.71	0.62	0.63	0.79	0.63	0.83
Dy	0.02	2.9	2.7	2.7	3.1	2.8	4.9
Ho	0.01	0.65	0.54	0.51	0.73	0.56	0.66
Er	0.02	1.7	1.5	1.5	1.9	1.4	1.8
Tm	0.01	0.31	0.23	0.28	0.32	0.16	0.25
Yb	0.02	1.8	1.5	1.6	2.2	1.4	1.8
Lu	0.01	0.29	0.23	0.26	0.28	0.24	0.35

Hf	0.1	2.3	1.7	2.6	3.8	3.8	2.9
Ta	0.1	0.51	0.37	0.37	0.51	0.49	0.58
W	2.3	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО
Re	0.1	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО
Ir	0.1	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО
Pt	0.1	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО
Au	2.1	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО
Tl	0.03	0.23	0.22	0.20	0.22	0.21	0.23
Pb	7.8	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО
Bi	0.4	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО	<ПО
Th	0.02	2.6	1.9	1.8	2.2	1.9	4.1
U	0.03	0.67	0.61	0.42	0.52	0.53	0.83

Таблица 9.2.

Элемент	Анал. линия, nm						
Fe	259.940	Na	588.995	Zn	213.856	K	766.491
Co	228.616	Mg	279.553	Sr	421.552	Ca	393.366
Ni	231.604	Al	237.312	Y	371.030	Mn	257.610
Cu	324.754	Al	308.215	Ba	493.409	Li	670.784

Время интегрирования спектра при измерении составляет 5 сек. Определение содержания элементов в водных растворах проводят количественным методом с использованием эталонных растворов с содержанием исследуемых элементов 0.5 и 10 мг/л. Расчеты содержания исследуемых элементов в пробах ведутся с использованием программного обеспечения спектрометра ThermoSPEC. Предел обнаружения (ПО) рассчитывается как $ПО = C_i + 3S$, где: C_i - среднее значение содержания элемента i при измерениях контрольных образцов; S - стандартное отклонение для элемента i при измерениях контрольных образцов. Относительное стандартное отклонение для всех элементов, как правило, не превышает 0.2 при измерении содержаний этих элементов до 5ПО и не превышает 0.1 при измерении содержаний, превышающих 5ПО.

Для проверки правильности проведения анализа используется стандартный образец состава красноземной почвы (СКР-1, ГСО 2503-83) и стандартный образец состава алюмосиликатных рыхлых отложений (СГХМ-4, ГСО 3486-86). Оба стандарта утверждены Госстандартом и внесены в Государственный реестр средств измерений, прошедших государственные испытания. Пример определения содержания элементов в образцах грунта на линейной производственно-диспетчерской станции приведен в табл.

9.4. Определение нефтепродуктов в объектах окружающей среды

9.4.1. Методы, применяемые в массовом анализе

В практике экологического аналитического контроля для определения НП в воде наиболее широко применяются гравиметрический, ИК-спектрометрический и флуориметрический методы (Лурье, 1984; Руководство..., 1977; Дмитриев и др., 1989). В гравиметрическом методе органические соединения экстрагируют из воды неполярным растворителем (четырёххлористый углерод, пентан, гексан, петролейный эфир, фреон - 1,1,2-трихлор-1,2,2-трифторэтан), экстракт пропускают через колонку с сорбентом (активный оксид алюминия или силикагель), который сорбирует полярные вещества. Затем после выпаривания растворителя остаток взвешивают для определения суммы НП. Обычно для анализа берут 0,1-3 л воды, подкисляют HCl до pH<5, экстрагируют двумя порциями по 20 мл растворителя и объединяют экстракты. При концентрации НП в воде <0,3 мг/л пробы 3 л недостаточно для надежного определения гравиметрическим методом. В этом случае рекомендуется извлекать сумму неполярных органических соединений из больших объемов воды (10-20 л) с помощью непрерывной жидкостно-жидкостной экстракции или сорбентов, типа активного угля. Затем сорбированные вещества десорбируют четырёххлористым углеродом в аппарате Сокслета (Лурье, 1984).

Метод ИК-фотометрии основан на том, что растворенные или эмульгированные в воде НП экстрагируют четырёххлористым углеродом. Экстракт очищают от полярных соединений на колонке с оксидом алюминия и фотометрируют в специфической области 2700-3100 см⁻¹ (Лурье, 1984; Руководство..., 1977; Дмитриев и др., 1989). Градуировку анализатора осуществляют с помощью специальной градуировочной смеси, включающей гексадекан (37,5%), изооктан (37,5%) и бензол (25%), в которой набор групп CH, CH₂ и CH₃ считается близким к такому набору в реальных НП. Этот стандартный образец пригоден только для градуировки ИК- спектрофотометров и не годится для контроля правильности, так как он не отражает реального состава НП и его изменения в процессе выветривания. При этом эффективность экстракции его компонентов недостаточно хорошо моделирует эффективность экстракции реальных компонентов нефти (в частности, нафтенов и алкилбензолов). Этот стандартный образец совершенно непригоден для использования при других методах определения НП, например, методом ГХ. Чувствительность метода ИК-фотометрии для пробы воды 2 л равна 0,05 мг/л (Руководство, 1977).

Люминесцентный метод основан на измерении флуоресценции полициклических ароматических углеводородов, входящих в состав нефти, возбуждаемой УФ-излучением ртутной или ксеноновой лампы. Методы, основанные на поглощении УФ- и люминесцентного излучения, характеризуют только ароматические, в основном, полициклические структуры. При этом коэффициенты поглощения разных ароматических структур могут очень сильно различаться, так что результаты зависят не только от количества, но и от состава ароматических соединений. Градуировку производят по хризену или какой-либо определенной нефти (например, легкой аравийской нефти). Насыщенные структуры, составляющие большую часть НП, при этом игнорируются. Благодаря высокой чувствительности эти методы, особенно люминесцентный, хорошо подходят для скринингового анализа, но могут приводить к ошибочным результатам при количественном определении НП.

Флуориметрический метод определения НП в воде (Gladilovich et al., 1997) с экстракцией пробы н-гексаном и последующим измерением флуоресценции (возбуждение - 250-290 нм, излучение - 300-350 нм) обеспечивает предел определения около 0,005 мг/л. Для 250 проб воды, проанализированных флуориметрическим и ИК-фотометрическим методами, в 90% случаев разность результатов, полученных обоими методами, была меньше погрешности определения.

ИК-фотометрический метод давал сильно завышенные результаты для проб, содержащих жиры, продукты переработки древесины и большое количество природных органических веществ. Флуориметрический метод показал заниженные результаты для проб, в которых основными компонентами были легкие углеводороды (бензин, керосин).

Флуориметрический метод был использован для оценки нефтяного загрязнения морских донных осадков в Аравийском заливе после разрушения Ираком нефтяных терминалов в Кувейте (Massoud et al., 1996). 20 г пробы экстрагировали в аппарате Сокслета смесью дихлорметана и гексана, экстракт концентрировали до 1 мл и определяли нефтяные углеводороды на спектрофлуориметре Shimadzu F1 (FOU-3). Для возбуждения использовали линию 310 нм, излучение регистрировали при 360 нм. Результаты выражали в хризеновых эквивалентах. Уровень 10-15 мкг/г был принят за "природный фоновый уровень" для незагрязненных районов, 15-50 мкг/г - слабое загрязнение, но выше допустимого уровня, 50-200 мкг/г - среднее загрязнение, выше 200 мкг/г - сильное загрязнение. Отмечено, что содержание в осадках органического углерода не мо-

жет быть использовано в качестве индикатора нефтяного загрязнения в Аравийском заливе.

Большинство методов, которые можно использовать в полевых условиях, основано на измерении паров органических веществ. Они, как правило, хороши для качественного детектирования летучих органических веществ, но дают существенные погрешности из-за низкой точности. Основным источником погрешности заключается в том, что измерение углеводородов производится в паровой фазе, а не непосредственно в почве. Поэтому результаты сильно зависят от температуры, летучести определяемых веществ, природы загрязнений (бензин, дизельное топливо, соляровое масло и др.).

Для определения общего содержания углеводородов в воде и почве предложены и другие методы, которые можно использовать в полевых условиях. В набор методов для полевых измерений фирмы Nash входят два набора реагентов и аппаратура для иммуноферментного детектирования и полуколичественного определения общего содержания углеводородов в воде и почве с помощью карманного колориметра (The Nash Co.). При этом используется вариант так называемого энзимно-связанного иммуноабсорбционного анализа (ELISA). Интенсивность окраски, вызванной образованием ферментных конъюгатов, обратно пропорциональна содержанию углеводородов в пробе. В качестве антигена выступает один или несколько типов нефтяных углеводородов-загрязнителей. Метод основан на конкурентном связывании антигена и конъюгата энзима с иммобилизованным антителом. Порог чувствительности для воды и почвы составляет 10×10^{-6} и 100×10^{-6} , соответственно. Наборы антител рассчитаны на детектирование ароматических углеводородов, таких как бензол, толуол, м-ксилол, этилбензол, стирол и гексахлорбензол. Основное применение этот метод находит при определении течи подземных хранилищ топлива.

Пары нефтяных углеводородов часто составляют основную часть летучих органических соединений в воздухе (Исидоров, 1992; Бродский и др., 1997). Их определение основано либо на непосредственном анализе проб воздуха, либо на улавливании и концентрировании определяемых веществ с последующим их анализом, обычно с помощью ГХ или ГХ-МС. Непосредственно определить сумму органических соединений, представляющих собой в городской атмосфере, главным образом, испаренные или негоревшие остатки моторных топлив, можно прокачиванием воздуха через фотоионизационный (Бродский и др., 1997) или пламенно-ионизационный (Руководство..., 1991) хроматографический детектор (без разделения на колонке). Предел обнаружения такой

системы с фотоионизационным детектором составляет $0,1 \text{ млн}^{-1}$, интервал линейности $0,1-2000 \text{ млн}^{-1}$, время отклика - около 3 с.

Как правило, все рутинные методы, используемые для определения НП в окружающей среде, позволяют измерять один количественный параметр, который и является мерой содержания НП в пробе. Вопрос о природе определяемых веществ, которые дают сигнал для оценки этого параметра, остается вне конкретного определения, он решается в рамках разработки методики. Поэтому часто бывает трудно оценить правильность результатов, обычно это может быть сделано только путем анализа большой совокупности измерений или сравнения с результатами других методов (Смирнов, 1985).

9.4.2. Применение ГХ и ГХ-МС для определения НП в объектах окружающей среды

Метод ГХ (и тем более ГХ-МС) кроме количественного параметра, характеризующего содержание или концентрацию НП, позволяет одновременно оценивать и качественные параметры, которые могут характеризовать принадлежность определяемого вещества к нефтепродуктам и даже его качественный состав (Хмельницкий, Бродский, 1990; Шляхов, 1984; Хромченко, Руденко, 1981; Руденко и др., 1981; Бродский, Клюев, 1994; Немировская и др., 1997; Бродский, 1985).

Еще в 1968 г. было показано, что ГХ с короткой насадочной колонкой и ПИД является хорошим методом скрининга углеводородных загрязнений в морской воде и в почве (Ramsdale, Wilkison, 1968). Этот метод относительно быстр, так как не требует никакой пробоподготовки, для анализа достаточно нескольких миллиграммов вещества, пробы загрязнений (вода, песок и т.п.) вводят в небольших открытых ампулах. С помощью этого метода можно давать общую классификацию нефтяных загрязнений: сырая нефть, топливо, остатки от промывки танков, остатки на дне танков.

Хроматограммы НП обычно имеют характерный "горб", состоящий из большого числа неразделенных компонентов, и линейка возвышающихся над ним пиков н-алканов, между которыми находятся обычно гораздо более низкие пики изоалканов. Эти постоянные компоненты хроматограмм НП могут сильно варьировать по величине, иногда какие-то из них могут вообще не обнаруживаться. Тем не менее в общем случае для проб НП, выделяемых из окружающей среды и характерных для товарной нефти и НП, такой вид хроматограмм типичен и является "отпечатками пальцев" НП. По хрома-

тограммам возможно получение некоторых качественных или количественных параметров, характеризующих состав НП.

Обычно с помощью ГХ или ГХ-МС определяют следующие характеристики нефтепродуктов (или вообще экстрагируемых органических веществ):

- распределение n-алканов,
- наличие и содержание определенных изо-алканов, в частности, пристана и фитана,
- наличие и распределение стеранов и тритерпанов, неразрешенную сложную смесь углеводородов (UCM - unresolved complex mixture), ароматические углеводороды (Oil in sea..., 1985).

Метод ГЖХ позволяет определить не только общее содержание НП в пробе, но и распределение углеводородов по температурам кипения или числу атомов углерода в молекуле (Лурье, 1984). Пробу воды (объем пробы воды выбирают из расчета, чтобы в экстракте содержалось не менее 1,5 мг НП при использовании детектора по теплопроводности и не менее 0,2 мг НП при использовании ПИД) подкисляют разбавленной H_2SO_4 до pH 5 и экстрагируют дважды порциями по 25 мл четыреххлористого углерода. Экстракт сушат Na_2SO_4 и пропускают через колонку с 10 г оксида алюминия II степени активности для отделения полярных соединений. Элюат упаривают до объема около 0,2 мл и 5 мкл вводят в хроматограф. На хроматограмме находят пики n-алканов и строят зависимость их температуры кипения от времени удерживания. По этой зависимости в большинстве случаев можно судить о виде НП (сырая нефть, керосин, дизельное топливо и т.п.). Если на хроматограмме смеси нет пиков n-алканов, то получают хроматограмму смеси n-алканов в таких же условиях и по ней устанавливают времена удерживания n-алканов на хроматограмме анализируемой смеси и строят зависимость температуры кипения от времени удерживания. Для градуировки служит раствор любого нефтепродукта известной концентрации.

В работе (Руденко и др, 1996) показано, что предел определения НП методом ГХ составляет около 0,5 мкг/л, СКО на уровне концентраций от 0,005 до 5,0 мг/л дизельного топлива; 0,15-0,20 для уровней концентраций до 0,1 ПДК для рыбохозяйственных водоемов и 0,07-0,12 для более высоких концентраций. Расхождение результатов ГХ, ИК и гравиметрических методов достигало 20-30%.

Сравнение результатов определения НП интегральными (флуориметрия и ИК) и дифференциальными (ГХ, ВЭЖХ и ГХ-МС) методами в морской воде (Немировская и др., 1997) показало, что для достоверной оценки загрязненности водоемов необходимо

исследование состава углеводородов дифференциальными методами, а интегральные методы анализа могут быть использованы только для получения предварительных результатов. Данные, полученные методом ИК-фотометрии после экстракции углеводородов четыреххлористым углеродом, были сильно завышены по сравнению с флуориметрией (в среднем 30,5 мкг/л против 1,35 мкг/л), поскольку первый метод определяет в основном насыщенные углеводороды в эквиваленте градуировочной смеси, а второй - в основном ПАУ. Концентрации ПАУ, определенные флуориметрическим методом, значительно выше полученных методами ВЭЖХ или ГХ-МС путем суммирования содержаний индивидуальных ПАУ, скорее всего потому, что флуориметрическим методом кроме ПАУ определяются и другие флуоресцирующие соединения неуглеводородной природы (продукты окисления нефти, биогенные продукты - полярные липиды) (Немировская и др., 1997).

Описан (Vandelf et al., 1994) ГХ метод определения в почве нефтяных углеводородов в интервале температур кипения 175-525°C (алканы C₁₀-C₄₀). Экстракцию проводят минимальным количеством ацетона и гептана, после чего экстракт очищают на силикагеле. Процедура очистки существенно не влияет на количество определяемых соединений, углеводороды природного происхождения при этом удаляются. Эффективность экстракции и очистки, оценивавшаяся с помощью стандартных растворов НП в пробах почвы, составляет более 90% при СКО менее 10%. Предел определения - 10 мг/кг сухой почвы. Сравнение этого метода с обычно используемым методом ИК-спектрометрии в сочетании с экстракцией в аппарате Сокслета фреоном-113 показало идентичность результатов.

Разработана высокоскоростная ГХ-методика скринингового определения нефтепродуктов путем анализа газовой фазы, выделяемой пробой почвы при нагревании, для использования в передвижной лаборатории (Sacks et al., 1996). Хроматограф имеет систему ввода с криофокусированием и может работать в двух режимах: высокоскоростном и с высоким разрешением. В скоростном режиме используют короткую капиллярную колонку и фотоионизационный детектор для селективного детектирования ароматических углеводородов - бензола, толуола, этилбензола и ксилолов (ВТЕХ) за 10-20 с, предел обнаружения составлял несколько млн⁻¹. В режиме ГХ высокого разрешения используют обычную капиллярную колонку и детектор с ионизацией в пламени для получения хроматограммы, являющейся "отпечатком пальцев" и позволяющей определить тип топлива. Продолжительность анализа около 200 с.

Отработанные смазочные масла представляют собой один из часто встречающихся загрязнителей окружающей среды. Однако, в загрязненных осадках их очень трудно охарактеризовать существующими аналитическими методами, так как при газохроматографическом анализе углеводороды часто образуют неразрешенную сложную смесь. В работе (Gough, Rowland, 1991) сделана попытка охарактеризовать неразрешенную сложную смесь углеводородного сырья смазочных масел окислительной деструкцией с последующим ГХ или ГХ-МС анализом продуктов. Окисление триоксидом хрома давало значительный выход (около 70-80%) полностью выделяемых продуктов, около 90% которых имели функциональные группы. Кроме того, около 15% продуктов окисления разделялось с помощью ГХ или ГХ-МС. Они были идентифицированы как *n*-карбоновые кислоты, кетоны и лактоны. На основе этой идентификации, исходя из известного механизма окисления CrO_3 , были предположены потенциальные предшественники этих продуктов окисления из углеводородных компонентов, содержавшихся в исходных смазочных маслах. Были синтезированы некоторые из этих соединений (алканы и циклоалканы) и окислены этим же методом. Полученные продукты имели ту же природу, что и продукты окисления смазочных масел. Функциональные продукты окисления могут быть охарактеризованы легче, чем исходные соединения в неразрешенной части смазочных масел.

Загрязнение окружающей среды нефтепродуктами может быть охарактеризовано по содержанию НП в тканях живых организмов. Так, в тканях рыб и моллюсков из Сев.Балтики (Финский архипелаг) определяли алифатические и ароматические углеводороды (Paasivirta et al., 1981).

Замороженные ткани моллюсков промывали ацетоном и 1-7 г пробы обрабатывали 20 мл 0,5 М КОН в смеси MeOH-вода (1:3). К пробе добавляли внутренние стандарты - 5,45 мкг гексаэтилбензола в 50 мкл гексана и 3,25 мкг андростана в 50 мкл гексана. Смесь нагревали в плотно закрытой трубке 4 ч на кипящей водяной бане. После охлаждения 3 раза экстрагировали гексаном, объединенный экстракт упаривали в токе азота до 0,5 мл и вносили в колонку с внешним диаметром 8 мм, заполненную 2 г силикагеля, активированного 12 ч при 150°C и 1 г оксида алюминия, активированного при 750°C и дезактивированного 4% воды. Элюировали 6 мл гексана и 10 мл метилхлорида, получая две фракции - насыщенных углеводородов и неполярных ароматических соединений. Первую фракцию анализировали методом ГХ-ПВД, определяя отдельные разрешенные компоненты и сумму неразрешенных соединений. Вторую фракцию анализировали методом ГХ-МС, определяя ароматические

лизировали методом ГХ-МС, определяя ароматические углеводороды и дибензотиофены. Предел обнаружения индивидуальных компонентов составлял 3 нг/г. Последняя группа была проанализирована также методом ВЭЖХ. Нефтяное загрязнение отличали от чисто природных соединений на основе статистической обработки результатов анализа.

Хромато-масс-спектрометрический анализ тканей мидий, выловленных в районе Севастопольской бухты, показал наличие насыщенных и ароматических углеводородов, состав которых соответствовал деградировавшим нефтепродуктам в интервале температур кипения дизельного топлива (Савчук и др., 1995).

9.4.3. Другие методы определения НП в окружающей среде

ВЭЖХ применяли для группового фракционирования нефтяных фракций и аналогичных проб. Основным ограничением этого метода была трудность количественного анализа выделенных фракций. ВЭЖХ с трехмерным флуоресцентным детектированием было предложено использовать для анализа тяжелой фракции выветрившихся нефтей (Butt et al., 1986).

Описана методика полного анализа тяжелых нефтяных остатков, основанная на ВЭЖХ (Lancas et al., 1989), которая не требует специального осаждения асфальтенов и асфальтолов. Пробу 300 мг растворяют в каком-либо растворителе и наносят на 2 г силикагеля, выпаривают растворитель и помещают силикагель с пробой в предколонку, которую присоединяют к аналитической колонке 50 см x 11 мм с 20 г силикагеля, активированного 8 ч при 120°C в вакуумной печи. Элюируют последовательно 40 мл гексана (фракция F-1 - насыщенные углеводороды), еще 27 мл гексана (F-2, моноароматические), 36 мл смеси 11,5% бензола в гексане (F-3, бициклические ароматические), 24 мл смеси 32% бензола в гексане (F-4, трициклические ароматические), 30 мл смеси 32% бензола в гексане (F-5, полициклические ароматические), 65 мл смеси (3:4:3) бензол:ацетон: метилхлорид (F-6, смолы), 60 мл смеси (2:8) ацетон: ТГФ (F-7, асфальтены), 65 мл пиридина (F-8, асфальтолы).

Полученные фракции анализировали на хромато-масс-спектрометре HP 5995B с капиллярной колонкой 50 м x 0,2 мм с OV-1 (0,2 мкм), при температурной программе 40°C-2°/мин-250°C. Масс-спектры получали при ионизации электронным ударом (энергия электронов 70 эВ). Метод применен для анализа нефтяных остатков, продук-

тов переработки угля и пиролиза биомассы. Общая эффективность выделения более 90%, относительное СКО - менее 0,012.

Показана возможность оценки уровня нефтяного загрязнения по результатам определения металлов в донных осадках (Massoud et al., 1996) или по высокотемпературной кислородной окисляемости (Зуев и др., 1995).

9.4.4. Извлечение НП из матрицы.

Метод выделения НП из матрицы для последующего анализа играет большую роль в оценке общей эффективности и экономичности метода, особенно в массовом анализе. Обычно для извлечения нефтяных углеводородов из жидких и твердых матриц применяют жидкостную экстракцию неполярным растворителем с последующим удалением соэкстрагирующихся полярных соединений колоночной хроматографией на силикагеле, оксиде алюминия или флорисиле. В большинстве случаев для ИК-анализа нефтяные углеводороды извлекают экстракцией 1,1,2-трихлор-трифторэтаном (ТТЕ, Freon 113) или CCl_4 (Gerpert, Kern, 1996). ТТЕ - это вещество, разрушающее озон и опасное для окружающей среды. Кроме того, этот метод может дать только полуколичественные результаты при концентрациях ниже 50 мкг/л. В то же время в ряде европейских стран, например, в Германии для нефтяных углеводородов установлен ПДК 10 мкг/л.

Наряду с жидкостной экстракцией для определения НП в воде можно применять и твердофазную экстракцию на патронах с сорбентами или дисках EMPORE (Eskerttiotta et al., 1993). Анализируемый объем воды пропускают через предварительно кондиционированный патрон или диск (обычно с сорбентом типа C16 или C18), затем элюируют гексаном. Показана также возможность выделения НП из воды даже в присутствии ПАВ путем сорбции на супертонком кварцевом волокне (Петров и др., 1997).

Твердофазная микроэкстракция (SPME) - новый вариант твердофазной экстракции - позволяет обойтись без растворителя и получить точные количественные результаты даже при низких концентрациях углеводородов. Нефтяные углеводороды выделяют из воды адсорбцией на полидиметилсилоксановой нити 100 мкм (хорошо адсорбируются длинные алканы). Нить вводят в инжектор газового хроматографа, где происходит термодесорбция. Детектор - ПИД или масс-спектрометр. Этим методом можно детектировать концентрации до 1 мкг/л углеводородов и обеспечить количественное определение на уровне 10 мкг/л. Кроме того анализ получаемых хроматограмм по методу отпечатков пальцев позволяет характеризовать класс нефтепродуктов - бензин,

дизельное топливо и др. Применение масс-спектрометрии обеспечивает возможность дифференциации ароматических и алифатических углеводородов (Geppert, Kern, 1996).

Твердофазную микроэкстракцию можно применять для экстракции органических соединений как из воды, так и из паровой фазы. Сравнение этих двух методик показало, что эффективность экстракции алканов выше C_{18} из паровой фазы недостаточна, тогда как из воды экстрагируются все алканы. Картина отпечатков пальцев позволяет определить тип нефтепродуктов.

Сверхкритическая экстракция CO_2 применена для определения общего содержания нефтяных углеводородов в почве после разлива нефти, содержащей тяжелый газойль, дизельное топливо, легкую сырую нефть, бензин или керосин с содержанием около 150, 15, 15, 9, 1 мг/кг, соответственно (Eckerttiotta et al., 1993). Количественная экстракция достигалась при давлении CO_2 40 МПа и температуре экстрактора $150^\circ C$, результаты были сравнимы с получаемыми экстракцией в аппарате Сокслета фреоном-113 (4 ч) для всех проб за исключением почв, загрязненных бензином или керосином. Выход бензина при сверхкритической экстракции при давлении 40 МПа и температуре $65^\circ C$ был больше, чем при экстракции в аппарате Сокслета (134% по сравнению с 100%) благодаря лучшему сбору летучих компонентов. Воспроизводимость повторных экстракций равна 2-10%, количество фреона-113 было уменьшено от 150 мл до менее 10 мл.

Для оценки правильности и воспроизводимости методов EPA 3560 и 8440 (Американского агентства по охране окружающей среды) проведено межлабораторное исследование с участием 124 лабораторий (Lopezavila et al., 1997). Метод EPA 3560 включает экстракцию нефтяных углеводородов из твердых матриц диоксидом углерода в сверхкритическом состоянии при 340 атм. и $80^\circ C$ в течение 30 мин и растворение экстрагированного вещества в тетрахлорэтилене, метод EPA 8440 - анализ экстрактов с помощью ИК-спектрометрии. Образцы для исследования состояли из 4 видов почв с содержанием нефтяных углеводородов от 614 до 32600 мг/кг. Каждый из образцов экстрагировали трижды, экстракты анализировали на двух разных ИК-спектрометрах. Результаты показали, что средняя эффективность экстракции нефтяных углеводородов была от 77,9 до 107% для анализов, проведенных на ИК-спектрофотометре Perkin-Elmer FT, и от 75,9 до 101% для спектрофотометра Buck-Scientific; разница результатов, полученных на разных приборах для отдельных проб, была менее 17%. Воспроизводимость межлабораторных измерений зависела от вида матрицы и была в пределах

от 17,3 до 45,4% для прибора Perkin-Elmer и от 16,7 до 47,9% для прибора Bock-Scientific. Внутривлабораторная воспроизводимость меньше зависела от матрицы и равнялась 11,5-17% и 11,1-18,2% соответственно (Lopezavila et al., 1997).

9.4.5. Идентификация источников нефтяных загрязнений.

Если методы, которые можно условно назвать "одномерными" - гравиметрический, ИК- или УФ-поглощение или люминесценция в определенном окне длин волн, можно применять для аналитического контроля, где вопросы надежности идентификации решаются отдельно от проведения самих измерений, то задачи обнаружения и идентификации источников нефтяных загрязнений требуют применения достаточно информативных методов, таких как ИК-спектрометрия в широком интервале длин волн, ГХ, ГХ-МС и др.

Изучена дискриминационная эффективность флуоресцентной спектрометрии, ИК-спектрометрии, ЖХ с УФ-детектированием, ГХ-МС и ГХ с ПИД для идентификации нефтяных разливов (Vogt, Stoegen, 1992). Анализировали 23 нефти из четырех географических регионов с помощью программ ANOVA (дисперсионный анализ) и SIMCA (Statistical Isolinear Multiple Component Analysis). Данные флуоресцентной спектрометрии получали при постоянной длине волны возбуждения 254 нм при сканировании эмиссионного излучения от 280 до 50 нм. Кривые эмиссии оцифровывали при 16 длинах волн, измеряя высоту сигнала от базовой линии. Поскольку условия анализа были постоянными, переменные не нормировали.

ИК-спектрометрический анализ проводили в слое между пластинами KBr, толщина слоя 70-90 мкм, спектр сканировали от 4000 до 650 см⁻¹, поглощение было от ~0,2 при 1975 см⁻¹ до 0,85 при 1377 см⁻¹. Измеряли поглощение при 11 выбранных длинах волн. Кроме того, использовали четыре отношения величин поглощения.

ГХ анализ проводили на газовом хроматографе HP 5880 с ПИД, колонка 12,5 м x 0,2 (диметилсиликон, 0,33 мкм), температурная программа: 50(1)-5°/мин-325°С(5 мин), температура инжектора 280°С, детектора - 350°С. Газ-носитель - Н₂. Для математической обработки использовали пики n-алканов от C₁₅ до C₂₅, а также интенсивные пики разветвленных алканов и фитана/пристана. Кроме того, измеряли 10 отношений пиков от n-C₁₅/n-C₁₆ до n-C₂₄/n-C₂₅, C₁₇/пристан, C₁₈/фитан и пристан/фитан (всего 13 отношений).

ВЭЖХ с обращенными фазами проводили при линейном градиенте от 50 до 100% MeOH (20 мин) и MeOH (10 мин.), 2 мл/мин, 254 нм и 210 нм (по 10 пиков). ГХ-

МС анализ проводили на квадрупольном масс-спектрометре Finnigan 9610 QC + 4021, колонка 30 м x 0,25 мм с DB-5 (0,25 мкм), He, 60(1)-5°C/мин-310°C(10 мин), 70 эВ.

Данные ГХ-МС показали, что n-алканы (m/z 71) и циклоалканы (m/z 83) плохо дискриминируются, они могут не включаться в число признаков при проведении сравнения. При использовании ГХ-МС хорошими признаками для дискриминации являются тритерпаны (m/z 191) и стераны (m/z 217), а также групповой состав. Сероароматические и моноароматические соединения имеют среднюю дискриминационную способность, сравнимую с дискриминационной способностью биомаркеров.

Установлено, что далеко не все показатели, определяемые этими методами, пригодны для дискриминации нефтей из разных географических регионов. За исключением сероароматических соединений, определяемых с помощью ГХ-МС, отношений пиков в ГХ-ПИД и в некоторой степени бициклических ароматических соединений в ГХ-МС, ни один из химических методов не дискриминировал достаточно хорошо нефти из всех географических регионов. Ни один из них сам по себе недостаточен для дискриминации нефтей из разных источников.

Многовариантный метод SIMCA увеличивал дискриминационную способность данных по сравнению с моновариантными методами. Наиболее эффективными признаками для дискриминации оказались данные флуоресцентной спектрометрии, отношения площадей пиков из ГХ-ПИД, содержание S, V и Ni, а также указанные выше данные ГХ-МС.

Разливы нефти являются одним из самых важных случаев, когда требуется определение НП в объектах окружающей среды. Здесь важно не только определить степень загрязнения, т.е. концентрацию НП в воде или почве, но часто и идентифицировать источник загрязнения. В принципе эта проблема сводится к следующему. Имеется проба нефтяного пятна и группа проб возможных источников загрязнения, можно ли правильно определить истинный источник загрязнения (или распознать как ошибочно подозреваемый) по аналитическим данным и какова доверительная вероятность такого определения? Предложены два подхода к решению этой проблемы:

- "активная маркировка", когда в нефть вводят известную химическую или физическую метку;
- "пассивная маркировка", основанная на использовании природного состава нефти для идентификации источника.

Активная маркировка более надежна для абсолютной идентификации, но не всегда ее можно применить. Поэтому важна степень характеристичности природного состава нефти и ее зависимость от мешающих факторов: выветривания, загрязнения и аналитических погрешностей.

Выветривание происходит в форме испарения, экстракции, эмульгирования, полимеризации, фотолиза, биodeградации или сочетания этих факторов. Условия и продолжительность выветривания во многих случаях неизвестны. Загрязнения на воде или на берегу могут включать соли, песок, растительный материал и, возможно, другие нефтяные загрязнения. Аналитическая погрешность может быть обусловлена используемым методом анализа и, по-видимому, является наименее значимой и легко компенсируемой.

Метод отпечатков пальцев уже давно применяют для идентификации подозреваемых источников нефтяных разливов. Методы флуоресцентной и ИК-спектromетрии использовали для этой цели уже более 20 лет. Но эти методы при использовании их для отпечатков пальцев не обладают достаточным разрешением (химическим и спектральным), каким обладают ГХ и ГХ-МС. Высокая селективность и чувствительность ГХ-МС при работе в режиме СИД позволяет легко детектировать уникальные целевые компоненты нефти с очень низким пределом обнаружения (Kawahara, Yang, 1976).

Показано (Mayfield et al., 1992), что надежность результатов при обнаружении нефтяных разливов и идентификации источников загрязнений значительно увеличивается при использовании математических методов многомерного статистического анализа. Метод дискриминантного анализа данных ИК-спектromетрии (использовали отношения величин поглощения), а также ГХ с ЭЗД и ПИД, определение металлов, позволил правильно идентифицировать по происхождению 99% из большого количества изученных проб нефти, среди которых были выветрившиеся сырые нефти, тяжелые нефтяные остатки, асфальты.

Применение для обработки данных многомерных статистических методов, которые используют модель "размытого", а не точечного источника, таких как метод К-ближайших соседей или SIMCA, повышает эффективность идентификации (Dewer et al., 1975). Эти методы менее чувствительны к отклонениям от "идеального" образа источника, вызываемого выветриванием, загрязнением или аналитическими ошибками. Благодаря большей универсальности метод SIMCA является наилучшим для решения подобных задач, включая нерандомизированные отклонения от источника.

Изучена возможность отнесения к определенному типу проб нефти с помощью ГХ отпечатков пальцев и компьютерных методов распознавания образов (Clark, Jurs, 1975). Для набора из 42 хроматограмм проб нефти получено 19 характеристик - высот пиков *n*-алканов от C₁₄ до C₂₅, высот пиков пристана и фитана над фоном неразрешенных компонентов и 5 отношений этих 14 исходных характеристик. Эффективность предсказания для разных типов нефтей составляла от 87 до 100%. Для сравнения взят метод К-ближайших соседей.

Метод распознавания образов применен для выяснения источника разливов нефти, в том числе для нефтей, подвергшихся выветриванию, с использованием данных по элементному составу, определяемому нейтронно-активационным анализом (Duewer et al., 1975). По крайней мере 80% нефтей можно правильно классифицировать с высокой надежностью по 11 элементам после любого искусственно вызванного выветривания. В зависимости от степени доверия к другим определяемым 11 элементам может быть достигнута надежность идентификации до 100%.

Высокую эффективность для анализа нефтяных загрязнений и разливов показал также метод ГХ-МС (Roques et al., 1994). Определяли следующие группы соединений: насыщенные углеводороды, полициклические ароматические углеводороды, серосодержащие гетероциклы, некоторые биомаркеры (гопаны и стераны). Использовали газовый хроматограф HP 5890 с масс-селективным детектором HP 5970В, работающим в режиме селективного детектирования выбранных ионов. Были получены данные для 15 различных свежих дизельных топлив для получения картины распределения характерных ароматических углеводородов.

Эта же методика применена для анализа проб выветрелого дизельного топлива. Целью работы было выяснение, являются ли используемые идентификаторы стабильными в процессе выветривания. Показано, что ряд ароматических углеводородов может служить маркерами источника разлива в течение всего процесса выветривания. Например, С₂-фенантрен может быть таким маркером, благодаря его стабильности при выветривании.

Кроме углеводородов большинство нефтей содержит также большой набор серосодержащих соединений. С помощью селективного к сере ГХ-детектора можно получать хроматограммы - "отпечатки пальцев", так же как и для углеводородов. Для идентификации нефтяных загрязнений в воде и почве была применена ГХ с одновременным детектированием углеводородов пламенно-ионизационным детектором и серо-

содержащих соединений пламенно-фотометрическим детектором (Adlard et al., 1972). Использовали колонку из нержавеющей стали 1 м х 3 мм с 3% OV-1 на 85-100 меш AW-DMCS Хромосорбе G. Газ-носитель - гелий, расход 35 мл/мин. Элюат из колонки разделяли на две равные части, направляемые в ПИД и ПФД. Температуру колонки программировали от 60 до 295°C со скоростью 5°C/мин. Гораздо лучшие результаты были получены на капиллярной колонке OV-101 20 м х 0.25 мм.

Одновременное получение хроматограмм для углеводородов и серосодержащих соединений позволило значительно улучшить эффективность идентификации источников загрязнения. Этот метод оказался очень эффективным и для оценки степени биодegradации нефти, предложено стандартизовать его для мониторинга биодegradации нефти. В отличие от меркаптанов, дисульфидов и тиацикланов, ароматические соединения серы тиофенового ряда образуются на поздней стадии генерации нефти и очень редко встречаются в органическом веществе современных осадков, почвы и природных вод, не загрязненных нефтью (Тиссо, Вельде, 1981). Ароматические соединения серы весьма устойчивы к действию бактерий (более того, они являются ингибиторами бактериальной деятельности),

Характерные хроматограммы серосодержащих соединений очень близки для малосернистых, высокосернистых нефтей и загрязнений в реальных пробах. В результате выветривания исчезают только низкокипящие компоненты. Эти хроматограммы в отличие от углеводородных, практически не изменяются в результате действия микроорганизмов. Показано, что дибензотиофены и алкилдибензотиофены являются одними из наиболее стабильных компонентов нефти в окружающей среде (Paasivirta et al., 1981). Поэтому тиофеновые соединения нефти являются наиболее интересными при анализе сильно измененных выветрившихся НП и при идентификации источников нефтяных загрязнений по методу "отпечатков пальцев".

Одинаковый характер хроматограмм серосодержащих соединений нефтяных загрязнений при разной степени выветривания отмечен в работе (Савчук и др., 1995). Для получения селективных хроматограмм серосодержащих соединений применен хемилюминесцентный де-

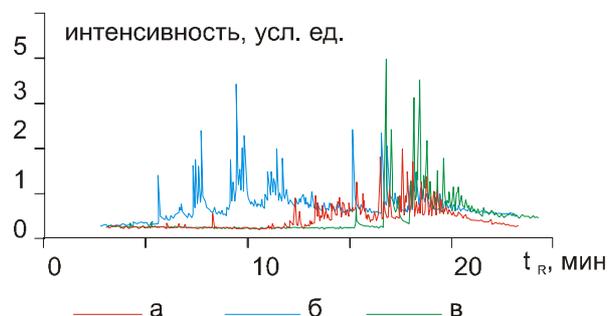


Рис.9.1. Хроматограммы серосодержащих соединений в дизельном топливе (а), почве (б) и экстракте из моллюсков (в). Детектор хемилюминесцентный Sievers 350В (Условия в тексте)

тектор. Он обладает более высокой селективностью и чувствительностью, чем пламенно-фотометрический детектор (130 млрд^{-1} против 3 млрд^{-1} по сероводороду) и имеет линейную градуировочную характеристику. Предложено рассматривать эти характерные хроматограммы как своего рода "паспорт", свидетельствующий о нефтяной природе загрязнений. На рис.9.1 показаны хроматограммы серосодержащих соединений дизельного топлива, экстракта почвы, загрязненной НП, и экстракта моллюсков, выловленных вблизи Севастопольской бухты (Савчук и др., 1995; Бродский, Савчук, 1997). Видно, что профиль более тяжелых серосодержащих соединений одинаков для всех трех хроматограмм, несмотря на большие различия в составе углеводородной части (рис.9.2) и изменение состава НП в результате выветривания и биodeградации.

9.4.6. Дистанционные методы обнаружения НП в окружающей среде

Задача разработки дистанционных методов надежного обнаружения нефтяных пятен важна как для добычи нефти, так и для охраны окружающей среды. Изучены термические ИК спектры нефтяных пятен от пяти разных сырых нефтей с широким диапазоном плотностей и состава (Salisbury et al., 1993). После обезгаживания все спектры нефтяных пятен были очень близки и мало зависели от толщины, длительности пребывания на воздухе и на солнечном свете, и даже эмульгирования с морской водой (образование мусса). Таким образом, термические ИК-спектры являются инвариантной характеристикой, которая подходит для дистанционного детектирования лучше других областей спектра. Эта спектральная характеристика в атмосферном окне 8-14 мкм постоянна со средней величиной отражательной способности 4%. С другой стороны, морская вода, имеет спектр с переменной отражательной способностью в этом окне, так как очень большой коэффициент поглощения воды в этой области длин волн препятствует объемному рассеянию в виде пузырьков пены. Это выражается в относительно однородном спектральном фоне, на котором нефтяные пятна могут детектироваться на основе их отличающейся от фона спектральной характеристики. Термические ИК спектры дают простой и надежный дистанционный метод обнаружения нефтяных пятен с самолетов и спутников.

Оценена возможность применения ИК-спектрометрии в ближней ИК-области в области коротких (700-1100 нм) и больших длин волн (1100-1500 нм) в качестве быстрого неdestructивного метода одновременного определения точки замерзания и объемного процента ароматических и насыщенных соединений в пробах авиационного топлива (Lyaght et al., 1993). 33 пробы топлива Jp-4 были независимо проанализированы в

в лабораториях на температуру замерзания и процент ароматических и насыщенных соединений с помощью хроматографии с флуоресцентным индикатором. Эти результаты затем использовались для градуировки ИК-спектрометра. Обработка осуществлялась с помощью методов множественной регрессии и парциальных наименьших квадратов. Оба метода дали сравнимые результаты. Результаты ИК-анализа были в пределах стандартного отклонения, полученного при межлабораторном эксперименте. В частности, отклонение содержания ароматических и насыщенных углеводородов от величин, определенных лабораторными методами, было в пределах 1%, а температуры замерзания - в пределах 2,5°C.

В работе (Stringer et al., 1992) описан дистанционный анализ нефтяного разлива Exxon-Valdez, и обсуждается сравнение различных использованных длин волн и систем (Landsat, AVHRR, SPOT). Пятно разлива было достаточно

большим, и его основная часть была легко выявлена системой низкого разрешения (1 км) AVHRR. Однако для

идентификации индивидуальных характеристик, требовались системы с более высоким разрешением такие, как Landsat TM и SPOT, работающие на сравнительно коротких волнах - 30 м и 10 м соответственно. В статье рассмотрена возможность использования мультиспектрального образа, разработанного для идентификации нефтяных разливов дистанционными методами, в сравнении с прямыми измерениями на земле нефтяного отражения и возможностями других источников получения образа, таких как океанская растительность и прямое отражение некоторых береговых материалов. Другие непосредственно наблюдаемые параметры океана - температура поверхности моря и суспендированные осадки - также были включены в схему анализа в виде модели циркуляции океана и образования пятен продуктов выветривания, таких как "смоляные шарики". ИК-полоса в средней области длин волн давала наиболее сильный вклад в спектральный нефтяной образ. Однако, пятна так же хорошо наблюдались и при других длинах волн, в том числе в области термических длин волн, в которой они в разное время и в разных местах оказываются то теплее, то холоднее окружающей воды (Stringer et al., 1992).

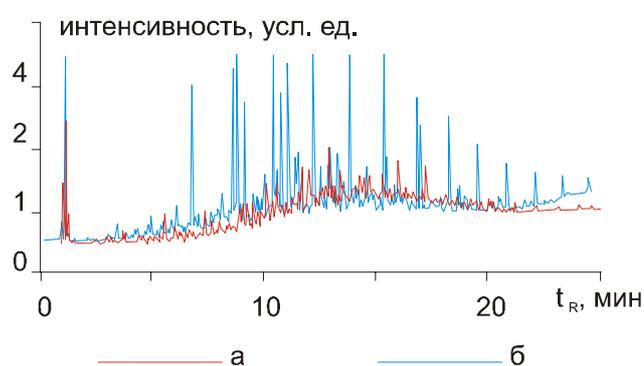


Рис.9.2. Хроматограммы "свежей" нефти (а) и сильно деградировавших нефтепродуктов, выделенных из моллюсков (б).

9.4.7. Анализ деградированных НП

Известно, что под действием света, микроорганизмов, кислорода воздуха нефтепродукты довольно быстро разлагаются. Среди всех этих возможных путей разложения основную роль играет биodeградация. Она протекает по-разному для разных классов углеводородов нефти. В первую очередь микробиологически разлагаются н-алканы, затем изоалканы и другие молекулы с длинной цепью. Труднее и медленнее протекает биodeградация ароматических и полициклических нафтяных углеводородов. Скорость биodeградации зависит от температуры, и в обычных условиях процессы биodeградации протекают достаточно быстро, период разложения н-алканов измеряется несколькими днями (Руденко и др., 1996).

На рис. 9.2 показаны хроматограммы "свежей" нефти и биodeградированных НП, выделенных из тканей моллюсков (Савчук и др., 1995). На хроматограмме биodeградированных НП практически отсутствуют пики н-алканов, сохранились пики изоалканов, и относительно заметнее стал "горб" неразделенных компонентов.

ГХ анализ продуктов биodeградации нефтяного топлива в буровых кернах в течение 270-дневного эксперимента позволил определить концентрацию и состав остаточных углеводородов (Chaîneau et al., 1995). Уменьшение концентрации углеводородов со временем было логарифмическим, и в конце эксперимента убыль исходного топлива составила 75%. В насыщенной фракции нормальные и разветвленные алканы исчезли почти полностью за 16 дней, 22% циклоалканов не ассимилировались. Ароматическая фракция деградировала на 71%, некоторые ПАУ оказались очень устойчивыми. Фракция смол (10% по массе от исходной нефти) была полностью устойчива к биodeградации. Неорганическая часть в буровых кернах не влияла на скорость биodeградации углеводородов. Биогенные углеводороды и следы склонных к разложению углеводородов были защищены от активности микроорганизмов почвой.

Показано, что микробиологическая деградация дизельного топлива и смазочных масел в почве в искусственно созданных условиях через неделю приводит к появлению органических кислот и кетонов, которые не содержались в нефтепродуктах (Langbehn, Steinhart, 1995). Они наблюдались и через 25 недель после окончания опыта. Это были преимущественно алициклические и разветвленные органические кислоты, а также двухосновные кислоты и ароматические кетоны. Эти соединения претерпевали затем вторичное разложение. Такие же продукты окисления наблюдались и в реальных условиях.

Зимний период является критическим для нефтяных разливов в арктических/субарктических областях вследствие пониженной скорости биodeградации. В работе (Siron et al., 1995) изучалась биodeградация сырой нефти, диспергированной в холодной и замерзшей морской воде (1,8-5,5°C) в разных условиях и в разные времена года. Продолжительность опытов была от 2 недель до 2 мес. Измерялся общий рост бактерий, гетеротрофных и питающихся нефтью. С помощью ГХ определяли соотношения некоторых углеводородов в алифатических и ароматических нефтяных фракциях, используя их как показатели биodeградации, на основании чего был выведен общий показатель биodeградации. Установлено, что сырая нефть, адсорбированная на субстрате, деградирует сильнее внутри субстрата. При более благоприятных окружающих условиях (температура >0°C, эффективная химическая дисперсия, освобождение нефти, весенний всплеск активности микроводорослей), происходит значительная микробная биodeградация, которая меняет состав растворенной/диспергированной нефти за несколько дней. В этих условиях полупериод жизни растворенных нефтяных ПАУ составляет от 1,5-1,7 дней (нафталин) до 2,4-7,5 дней (диметилфенантрены) в зависимости от уровня загрязнения. В микрообластях, где нефтяные остатки аккумулируются биологическими детритами (поверхностные микрослои, осадочный материал) биodeградация, естественно, усиливается. Напротив, водная эмульсия нефти, покрывающая поверхность микросом, оставалась осенью неизменной в течение месяца.

Газовая хроматография, ЯМР-¹³C- и ИК-спектromетрия были применены для изучения смеси отработанных масел из старой установки очистки-нефтепереработки в Pintsch-oil-GmbH-1-L (Hanau) для определения химической структуры фракций, не подвергшихся микробиологическому разложению (Vanior, Ripper, 1993). Показано, что компоненты анализируемых фракций хроматографически не разрешаются. На основе данных ГХ, ЯМР-¹³C- и ИК-спектromетрии определены параметры средней молекулы в биологически неразложившейся части старого масла: более половины атомов С можно приписать разветвленным длинноцепочечным структурам X-CH(CH₃)(Y)_n-CH(CH₃)-X [X - CH₃-(CH₂)_x-] с x >= 7, Y - ...(CH₂)_yCH(CH₃)-(CH₂)_y с y >=31. Ароматические углеводороды не обнаружены в деградировавшем масле. Предел обнаружения индивидуальных соединений составлял около 0,2-0,5%.

Показана важность учета продуктов окисления углеводородов при анализе загрязнений окружающей среды (Burns, 1993). 10 проб тканей двустворчатых моллюсков из Prince William Sound, собранных в месте разлива нефти (нефтяного пятна) Valdez Oil

Spill в 1989 г. экстрагировали и экстракты разделяли на фракции методом ВЭЖХ. Каждую фракцию анализировали с помощью УФ-спектрометрии для определения окисленных ПАУ (О-ПАУ). Экстракты обнаруживали флуоресценцию при длинах волн, характерных для О-ПАУ, интенсивность которой коррелировала с содержанием нефтяных углеводородов, определенным методом ГХ. Величина УФ-поглощения в полярных фракциях по сравнению с углеводородными фракциями изменялась от 7 до 85% и соответствовала степени выветривания нефтяных остатков, определенной по ГХ-картине. Таким образом, эти результаты подтверждают предположение, что процессы фото- и бактериальной деградации создают сложный набор промежуточных продуктов окисления углеводородов, которые подвергаются биоаккумуляции морскими организмами.

Большинство присадок к бензинам (антиоксиданты, детергенты, антикоррозионные присадки) представляют собой полярные соединения типа фенолов, анилинов, дикарбоновых кислот, фосфатов. Часто как индикаторы применяются высокомолекулярные спирты. Все эти соединения хорошо растворимы в воде и являются обычными загрязнителями окружающей среды (Бродский и др., 1992). Для моделирования "старения" бензинов в воде 100 мл бензина смешивали с 1 л дистиллированной воды, перемешивали 1 ч, нагревая на горелке (этим моделировали потерю низкокипящих компонентов), и экстрагировали 100 мл гексана, затем при рН 10 - 100 мл и еще два раза по 50 хлористого метилена, затем экстракцию хлористым метиленом проводили при рН 1 (Kanai et al., 1991). Экстракты объединяли, упаривали и анализировали методом ГХ-МС на системе, состоящей из газового хроматографа HP 5890 с кварцевой капиллярной колонкой 50 м x 0,2 мм с неподвижной фазой PONA (толщина пленки 0,5 мкм) и масс-селективного детектора HP 5970 с ионизацией электронным ударом при 70 эВ. Результаты сравнивали с составом исходных бензинов. Показано, что большая часть присадок к бензинам переходит в водную фазу, что можно использовать для идентификации деградированных бензинов.

В работах (Mayfield et al., 1992; Roques et al., 1994) показано, что изменения в процессе деградации разливов дизельных топлив меньше затрагивают ароматические компоненты, вследствие чего картина распределения ароматических углеводородов, полученная в результате ХМС анализа, может быть использована для идентификации источника загрязнения.

В качестве индикаторов биодеградации нефтяных разливов рекомендовано (Wang, Fingas, 1995) использовать отношения хроматографических пиков $n\text{-C}_{17}$ /пристан

и $n\text{-C}_{18}$ /фитан, а также пристан/фитан, которые позволяют оценить убыль n -алканов в начальных стадиях биодegradации. Однако в этой же работе показано, что эти признаки совершенно недостаточны для характеристики биодegradации на более глубоких стадиях. В этом случае характеристика степени биодegradации P должна основываться на оценке изменения содержания целого ряда компонентов нефти, в частности, стерановых и тритерпановых углеводородов: $P(\%) = (1 - C_s/C_w) \times 100\%$, где C_s - концентрация $C_{29}\text{-}\alpha\beta$ - и $C_{30}\text{-}\alpha\beta$ -гопанов в исходной нефти, C_w - концентрация $C_{29}\text{-}\alpha\beta$ - и $C_{30}\text{-}\alpha\beta$ -гопанов в выветрившейся нефти. Такая оценка требует сложных хромато-масс-спектрометрических определений и наличия образца "свежей" нефти.

Ассоциации микроорганизмов, включающие дрожжи и бактерии, были выбраны из автохтонного микробного сообщества, дegradирующего углеводороды в загрязненной нефтепродуктами морской воде возле Rijeka Oil Refinery (Adriatic Bay of Kvarner) (Wrodljak et al., 1992). Обогащение достигалось добавлением сырой нефти как источника углерода в пробы морской воды, снабженные азотом и фосфатами. С помощью ГХ было показано, что это исчезновение n -парафинов из сырой нефти вызвано, главным образом, дрожжами в этой ассоциации. Значительное уменьшение поверхностного натяжения культурной среды имело место в процессе биодegradации n -парафинов из ангольской сырой нефти и при культивации на глюкозе, вероятно, благодаря образованию био-ПАВ (Wrodljak et al., 1992).

Углеводороды и метаболиты от биодegradации дизельного топлива и смазочного масла в почвах были выделены и разделены экстракцией в аппарате Сокслета n -гептаном и дихлорметаном в сочетании с твердофазной экстракцией на силикагеле и основном оксиде алюминия при элюировании n -пентаном, дихлорметаном, метанолом и серной кислотой в метаноле (Langbehn, Steihart, 1994). Органические кислоты и кетоны были идентифицированы с помощью ГХ-МС.

После нескольких недель дegradации в смеси содержались преимущественно алициклические и разветвленные алифатические органические моно- и дикарбоновые кислоты, а также ароматические кетоны. Эта методика может быть использована для определения метаболитов при лабораторных исследованиях проб почв, загрязненных минеральными маслами.

Пятна нефтяных разливов могут содержать не только обычные нефтяные углеводороды, используемые в качестве топлива или смазок, но также органические растворители, компоненты различных промышленных продуктов и другие органические

вещества. При исследовании разливов из неизвестного источника важно быстро определить природу разлившегося продукта - "нефти". В работе (Zitko, 1997) это осуществлялось по характерным антиоксидантам, красителям, соединениям Zn, и др. соединениям в образцах разлитой "нефти", в воде и осадках. Например, одна из проб содержала углеводороды в интервале молекулярных масс, типичном для дизельного топлива (C_{13} - C_{23} с максимумом при C_{15}), с неразрешенным "горбом" с максимумом также при C_{15} , а кроме того, небольшой неразрешенный "горб" с максимумом при C_{28} . Данные УФ-спектрометрии позволили оценить соотношение дизельного топлива и смазочного масла как 65:35. ИК спектр показал наличие небольших широких пиков при 1720 и 1050 $см^{-1}$, пики при 1600, 1160, 820 и 745 $см^{-1}$. ТСХ на силикагеле в гексане показала, что значительное количество анализируемого вещества остается на старте. Его ИК спектр имел сильные полосы поглощения при 3400, 1720, 1290 и 1120 $см^{-1}$. Методом ГХ-МС были предположительно идентифицированы N,N-диэтилдеканамид, бутилбензилфталат, триметилкарбазол, трибутилацетилцитрат и пиперонилбутоксид. Кроме того, в смеси присутствовали и неидентифицированные вещества. "Нефть" содержала также 2,6-дитретбутилфенол и продукты его разложения, идентифицированные с помощью УФ-спектрометрии и ТСХ, соединения цинка, идентифицированные с помощью ТСХ и дитизона, и соединения типа фенолфталеина, обнаруженные по характерному изменению цвета, идентифицировать которые не удалось. Обнаружен также пиперонилбутоксид, который является синергентом широко используемых пиретроидных пестицидов.

На газовых хроматограммах бактериально деградированных нефтей, некоторых нефтепродуктов (например, смазочных масел) и экстрактов загрязненных нефтью осадков обычно наблюдаются неразрешенные сложные смеси углеводородов. По таким хроматограммам часто трудно идентифицировать источник нефтяного загрязнения или разлива в загрязненных осадках. В этом случае химическое модифицирование, например, окисление проб, дающих хроматограммы с неразрешенными смесями углеводородов, может дать смесь хроматографически разделяемых продуктов, которые идентифицируют с помощью ГХ-МС (Revill et al., 1992). По результатам анализа рассчитывают Евклидовы расстояния между пробами, которые обрабатывают методом многомерного шкалирования. Эта методика применена для ряда осадков с различными источниками загрязнения.

Неразрешенные сложные смеси углеводородов, выделенные из коммерческих смазочных масел, и модельная смесь углеводородов C_{25} были подвергнуты биодеграда-

ции аэробными бактериями *Pseudomonas fluorescens* в течение 0-25 дней (Gough et al., 1992). Скорость и степень биodeградации зависели от структуры молекул. Неразветвленные и монометилалканы быстро деградировали в первые 10 дней в примерном порядке $n-C_{25} > 2\text{-метил-} > 9\text{-метилтетракозан}$. Другие алканы деградировали медленнее, вначале со скоростью, сравнимой со сложной смесью (около 1% от первого до 14-го дня), затем быстрее (около 3% за 1 день). Сложные смеси деградировали целиком, т.е. никакого уменьшения отношения разделенных к неразделенным алканам не наблюдалось.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ К ГЛАВЕ 9

1. Основные свойства нормируемых в водах органических соединений, М.: Наука, 1985. С.92.
2. Санитарные правила и нормы N.4630-88.
- 3а. Е.С.Бродский, С.А.Савчук, Определение нефтепродуктов в объектах окружающей среды, Ж. Аналит. Химии, 1998, т. , №12, С.
3. Лурье Ю.Ю., Аналитическая химия промышленных сточных вод, М., Химия, 1984, с. 302.
4. Руководство по методам химического анализа морских вод / Под. ред. С.Г. Орадовского, Л.: Гидрометеоздат, 1977. С.118.
5. Дмитриев М.Т., Кознина Н.И., Пинигина Н.А., Санитарно-химический анализ загрязняющих веществ в окружающей среде. М.: Химия, 1989. С. 287.
6. Gladilovich D., Klindukhov W., Krasheninnikov A., Stroganov A. / Int. congress on analytical chemistry. Moscow, Russia, June 15-21, 1997. Abstracts. V.2. N 21.
7. Massoud M.S., Al-Abdali F., Al-Ghadban A.N., Al-Saravi M. // Environmental pollution. 1996. v.93, N.3. P.271-284.
8. Рекламный листок фирмы Nach.
9. Исидоров В.А., Органическая химия атмосферы, Л.: Химия, 1992.
10. Бродский Е.С., Филина О.Н., Лукашенко И.М. и др./ Экологическая химия. 1997. Т.6. N.1. С.24-28.
11. Руководство по контролю загрязнения атмосферы, РД 542.04.186-89, М.: Гидрометеоздат, 1991, 321 с.
12. Смирнов Б.А./ Методы исследования состава органических соединений нефти и битумоидов. М.: Наука, 1985. С.198-131.

13. Хмельницкий Р.А., Бродский Е.С., Масс-спектрометрия загрязнений окружающей среды, М.: Химия, 1990. 182 с.
14. Шляхов А.Ф., Газовая хроматография в органической геохимии. М.: Недра, 1984. 221 с.
15. Хромченко Я.Л., Руденко Б.А.// Химия и технология воды. 1981. Т.3. N.1. С. 22-55.
16. Руденко Б.А., Федоров К.П., Виноградов Б.А., Белов В.Ф./ "Методы определения токсичных загрязняющих веществ в морской воде и донных осадках. М.: Гидрометеоиздат, 1981. С. 87-92.
17. Бродский Е.С., Ключев Н.А.// Экологическая химия. 1994. Т.3. N.1. С.49-57.
18. Немировская И.А., Аникиев В.В., Теобальд Н., Раве А. // Журн. аналит. химии. 1997, Т.52. N.4. С.392-396.
19. Бродский Е.С./ Методы исследования состава органических соединений нефти и битумоидов. М.: Наука, 1985. С. 57-126.
20. Ramsdale S.J., Wilkinson// J.Inst.Petr. 1968. V.54. P.326.
21. Oil in the Sea. Inputs, Fate and Effect. Washington D.C., NAS, 1985, 600 p.
22. Руденко Б.А., Савчук С.А., Белушкин В.В. и др.// Журн. аналит. химии. 1996. Т.51. N.2. С.219-225.
23. Vandelf R.J., Doveren A.S.M.J., Snijders A.G.// Fr. J. of Analyt. Chem. 1994. V. 350. N.10-11. P.638-641.
24. Sacks R., Klemp M., Akard M.// Analytical Chemistry and Technology. 1996. V.1. N.2. P.97-102.
25. Gough M., Rowland S.// Energy & Fuels. 1991. V.5. N.6. P. 869-874.
26. Paasivirta J., Herzsuh R., Lahtipera M. et al.// Chemosphere. 1981. V.10. N.8. P.919-928.
27. Савчук С.А., Руденко Б.А., Бродский Е.С., Соيفер В.С.// Журн. аналит. химии. 1995. Т.50. N. 11. С.1181-1187.
28. Butt J.A., Duckworth D.F., Perry S.G.// Characterisation of Spilled Oil Samples, Chichester: Wiley, 1986.
29. Lancas F.M., Carrilho E., Daen G.H.N., Camilo M.C.F.// J. of high resolution chromatography. 1989. V.12. P. 368-371.
30. Massoud M.S., Al-Abdali F., Al-Ghadban A.N., Al-Saravi M.// Environmental pollution. 1996. V.93. N. 3. P.285-302.

31. Зуев Б.К., Тимонина О.К., Подругина В.Д.// Журн. аналит. химии. 1995. Т.50. N.6. С. 663-668.
32. Geppert H., Kern H./ 21-st International Symposium on Chromatography, Stuttgart, Sept.15-20th 1996.
33. Eckerttiotta S.E., Harthorne S.B., Miller D.J.// Fuel. 1993. V.72. N 7. P.1015-1023.
34. Петров С.И., Фула А., Василенко П.А. и др.// Тез. докл. 2-й науч.-техн. конф., посвященной 850-летию Москвы "Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России", М., 1997. С.77.
35. Lopezavila V., Young R., Kim R., Becket W.F./// J. of AOAC International. 1993. V.76. N 3. P.555-564.
36. Vogt N.B., Stoegen C.F.// HRC-Journal of high resolution chromatography. 1992. V.15. N 5. P.293-298.
37. Kawahara F.K., Yang Y.Y.// Anal. chem. 1976. V.48. N 4. P.651-655.
38. Mayfield M.M., Henry C.B. Jr., Overton E.B./ Abstracts. Pittsburgh. 1992. P.1190.
39. Duewer D.L., Kowalski B.R., Schatzki T.F.// Anal. chem. 1975. V.47. N 9, P.1573-1583.
40. Clark H.A., Jurs P.C.// Anal.Chem. 1975. V.47. N 3, P.374-378.
41. Roques D.E., Overton E.B., Henry C.B.// J. of environmental quality. 1994. V.23. N 4. P.851-855.
42. Adlard E.R., Creaser L.F., Matthews P.H.D.// Anal.Chem. 1972. V.44. N 1. P.64-73.
43. Тиссо Б., Вельде Д., Образование и распространение нефти, М.: Мир, 1981.
44. Paasivirta J., Herzschuh R., Lahtipera M. et al.// Chemosphere. 1981. V.10. N 8. P.919-928.
45. Бродский Е.С., Савчук С.А./ Тезисы докл. на Международной конференции по аналитической химии, Т.2, 1997, М., N 93.
46. Salisbury J.W., Daria D.M., Sabins F.F.// Remote sensing of environment. 1993. V.45. N 2. P. 225-231.
47. Lysaght M.J., Kelly J.J., Callis J.B.// Fuel. 1993. V.72. N5. P.623-631.
48. Stringer W.J., Dean K.G., Guritz R.M., et al.// Int. J. of remote sensing. 1992. V.13. N 5. P.799-824.
49. Chaîneau C.H., Morel J.L., Oudot J.// Environmental Science & Technology. 1995. V. 29. Iss 6. P. 1615-1621.
50. Langbehn A., Steinhart F. // Chemosphere. 1995. V.30. Iss 5. P. 855-868.

51. Siron R., Pelletier E., Brochu C.// *Archives of Environmental Contamination and Toxicology*. 1995. V.28. Iss 4. P. 406-416.
52. Vanior J.R., Ripper J.// *Fr. J. of Anal. Chem.* 1993. V.347. N 10-11. P.423-429.
53. Burns K.A.// *Marine Pollutant Bulletin*. 1993. V.26. Iss 2. P.77-85.
54. Бродский Е.С., Ключев Н.А., Тарасова О.Г. и др.//*Гидробиологический журнал*.1992. Т.28, N 5, С.98-102.
55. Kanai H., Inouye Y., Goo R. et al.// *Anal. Letter*. 1991. V.24. N 1. P.115-128.
56. Mayfield M.M., Henry C.B. Jr., Overton E.B.// *Pittsburgh conference. Abstracts*. 1992. N.1190.
57. Roques D.E., Overton E.B., Henry C.B.// *J. of environmental quality*. 1994. V.23. N 4. P. 851-855.
58. Wang Z., Fingas M.// *J. of Chromatogr. A*. 1995. V.712. P.321-343.
60. Vrdoljak M.M., Marinkovic G., Johanides V.// *Periodicum biologorum*. 1992. V.94. N.3. P.169-178.
60. Langbehn A., Steinhart H.// *HRC-Journal of high resolution chromatography*. 1994. V.17. N.5. P.293-298.
61. Zitko Z./ 7th Annual meeting of SETAC-Europe, Amsterdam, The Netherlands, Apr.6-10, 1997, Abstract book, pp.158. (P2.1).
62. Revill A.T., Carr M.R., Rowland S.J.// *J. of chromatography*, 1992. V.589. N 1-2. P.281-286.
- 63.Gough M.A., Rhead M.M., Rowland S.J.// *Organic geochemistry*, 1992. V.18. N.1. P.17-22.

Глава 10

Опико-электронные методы и средства контроля трубопроводов.

Введение

В настоящее время на территории России эксплуатируется около 210 тыс. км магистральных нефте-газо- и продуктопроводов. В связи с возрастающими требованиями контроля и безопасности трубопроводов исключительное значение приобретает разработка и внедрение в практику новых, нетрадиционных средств и методов диагностики данных объектов, в частности патрульных, которые использовали бы их дополнительные демаскирующие признаки (параметры физических полей). Формы проявления отказов линейной части трубопроводов можно разделить на свищи, трещины, разрывы и пробои. При этом свищи и трещины обычно вызывают незначительные утечки нефти, не влияющие на режим перекачки, и поэтому они не могут быть обнаружены мониторинговыми системами. Как показали последние исследования, эффективным методом контроля герметичности трубопроводов является патрульный метод с помощью вертолета, на котором установлена опико-электронная двухканальная аппаратура, позволяющая проводить пассивную тепловизионную съемку и активную спектрорадиометрическую съемку. Возможность контроля целостности продуктопроводов посредством воздушной тепловизионной аппаратуры обусловлена эффектом Джоуля-Томсона, который в случае утечки при возникающем переходе жидкой фазы находящейся под давлением приводит к понижению температуры среды, в которую производится выброс фракции легких углеводородов. Вследствие этого вокруг места выхода ШФЛУ в атмосфере, на поверхности грунта или воды образуются локальные участки с отрицательным температурным контрастом, которые могут быть зарегистрированы этой тепловизионной аппаратурой. При этом чисто визуально такие утечки обычно не обнаруживаются.

Нефть, вытекшая на поверхность земли в случае аварии нефтепровода, обычно имеет определенный тепловой контраст с фоном, который достаточен для ее обнаружения. Поскольку коэффициент излучения нефти в тепловом диапазоне спектра отличается от естественного фона, то воздушная тепловизионная аппаратура (ВТА) может быть использована и для выявления скрытых нефтяных загрязнений. Однако для повышения

эффективности ВТА целесообразно дополнить активным спектрометрическим каналом. Работа данного канала основана на регистрации спектра флуоресценции жидкой фазы или газовой фракции нефтепродукта, возникающей в ультрафиолетовой и видимой областях спектра на длинах волн, отвечающих полосам поглощения продукта, под действием соответствующего лазерного облучения (Алеев и др., 1992). Использование дополнительного спектрометрического канала для контроля трубопроводов дает возможность существенно снизить вероятность ложного обнаружения утечки нефти или нефтепродукта. Кроме этого с помощью этой аппаратуры выявляется малую утечку нефти из заглубленного трубопровода немедленно после ее возникновения по присутствию газовой фракции нефти. При этом газовая фракция появляется над местом утечки на поверхности грунта задолго до проникновения на нее самой нефти, вытекшей из повреждения.

10.1. Формирование и оценка поверхностного теплового и спектрометрического контраста объектов трубопроводного транспорта

10.1.1. Роль и место оптико-электронных средств контроля трубопроводов

В настоящее время для объектов трубопроводного транспорта энергоресурсов существует большое число разнообразных методов, приборов, моделей и программно-технических средств диагностики, позволяющих определить их текущее состояние, остаточный ресурс и прогноз. Однако ни один из этих методов не дает исчерпывающий ответ на поставленные задачи. Качество и полнота диагностики зависят от правильного выбора и сочетания методов, их последовательности и периодичности, а также числа наблюдаемых параметров и их ретроспективы (Нашубский и др., 1994). При этом используемые средства и методы диагностики должны не конфликтовать, а взаимно дополнять друг друга и позволять тем самым потребителю производить комплексную оценку технического состояния трубопровода и его элементов.

Целенаправленная работа предприятий нефтепроводного транспорта России по повышению надежности магистральных трубопроводов уже дала определенные результаты, что позволило снизить в 90-х годах аварийность до среднего уровня 0,28 отказов в год на тыс. км (для сравнения: в США - 0,6÷0,8 1/год тыс.км, в Западной Европе - 0,8 1/год тыс. км, в странах СНГ - 0,33 1/год тыс. км (Шмаль Г., Иванцов О., 1996)). Тем не менее, все более жесткие требования к безопасности и надежности нефтемагистралей, повышение ответственности за нанесение ущерба окружающей среде из-за

аварий и, наконец, весьма высокая стоимость ремонтно-восстановительных работ после них возводят задачу по контролю за техническим состоянием объектов трубопроводного транспорта в ранг первоочередных. В связи с этим исключительное значение приобретает разработка и внедрение в практику новых, нетрадиционных средств и методов диагностики данных объектов, в частности патрульных, которые использовали бы их дополнительные демаскирующие признаки (параметры физических полей).

В настоящее время на территории России эксплуатируется около 210 тыс. км магистральных нефте-газо-продуктопроводов, на которых в период с 1991 по 1996 г. произошло 290 отказов. Причинами этих отказов являлись: заводской брак труб - 15%, брак строительно-монтажных работ - 25%, механические повреждения - 30%, коррозия - 23%, нарушение режима эксплуатации - 7%. Приблизительно аналогичная статистика причин разливов нефти имеет место и, например, на трубопроводном транспорте США.

Формы проявления отказов линейной части трубопроводов можно разделить на четыре основные категории: свищ, трещина, разрыв, пробой (Шумайлов А.С. и др., 1992). При этом свищи и трещины обычно вызывают лишь незначительные, малые утечки (просачивания) нефти (до 2-3 кг/с), не влияющие на гидродинамический режим ее перекачки, и, следовательно, они не могут быть обнаружены параметрическими системами непрерывного контроля. Именно поэтому подобные утечки представляют значительную опасность, ибо, накапливая потери нефтепродукта в течение длительного периода времени, они могут принести ущерб, соизмеримый с ущербом от крупных аварийных потерь. Кроме того, опасность трещин состоит в том, что под действием циклически изменяющихся нагрузок они способны прирастать и при достижении критических размеров мгновенно распространяться на значительную длину, т.е. превращаться в разрывы, вызывающие уже гораздо большие утечки нефти.

К таким же крупным утечкам с последующим отказом нефтепровода обычно сразу приводит и воздействие на него посторонних сил (стихийные бедствия, повреждения транспортной техникой и т.д.), следствием которого являются разрывы и пробои стенки трубы. Выполненный нами анализ статистики отказов нефтепроводов Западной Сибири за последние 10-15 лет позволил выявить следующее приближенное соотношение форм проявления их аварий: свищи - 25%, трещины - 30%, разрывы - 30%, пробои - 15%.

Таким образом, исправная работа линейной части действующих трубопроводов характеризуется одним из важнейших параметров их эксплуатационной надежности -

герметичностью, в связи с чем поиск неисправностей - сквозных повреждений стенок трубы, вызывающих утечки нефтепродукта, является актуальнейшей задачей диагностики этих трубопроводов (Шумайлов и др., 1992).

С учетом условий эксплуатации магистральных трубопроводов к методам их диагностики можно предъявить следующие требования (Шумайлов и др., 1992). оперативность, высокая чувствительность, точность определения места утечки, надежность и безопасность в эксплуатации, возможность автоматизации, отсутствие помех перекачке, приемлемая стоимость. При этом одним из основных требований к методам и средствам обнаружения является оперативность, а при поиске повреждений, вызывающих малые утечки, - высокая чувствительность и точность локализации.

Как следует из анализа существующих на сегодня и широко применяемых методов контроля герметичности трубопроводов, эти методы либо нечувствительны к малым утечкам (параметрические), либо весьма дорогостоящи и малопроизводительны (акустико-эмиссионный, акустический, радиоактивный и все внутритрубные).

В связи с этим весьма привлекательным и, как показали наши исследования, эффективным и перспективным методом контроля герметичности трубопроводов является патрульный метод, реализуемый посредством устанавливаемой на вертолете оптико-электронной аппаратуры - пассивной тепловизионной (основной канал) и активной спектрорадиометрической (дополнительный канал).

Научная и практическая значимость разработки техники и технологии исследований пространственного распределения температур, а также спектрального состава излучения подстилающей поверхности с воздушных носителей определяется тем фактом, что тепловое поле этой поверхности в различных диапазонах спектра характеризует наличие, количество, категорию и энергетическое состояние находящихся на ней искусственных или естественных объектов, и данное обстоятельство успешно используется для решения целого ряда военных и народнохозяйственных задач: ИК разведки (Вартанесян, 1991), многочисленных и разнообразных проблем исследования и геологической разведки природных ресурсов (Шилин, 1980; Валях, 1982), контроля состояния инженерных сооружений (Алеев и др., 1995; Вавилов, 1991; Дроздов, Сухарев, 1987), земной поверхности, водной среды и атмосферы (Выприцкий, Шилин, 1991; Шилин, Молодчинин, 1992) и т.д. Одним из наиболее эффективных технических средств решения подобных задач является воздушная тепловизионная аппаратура (ВТА), осуществляющая беспрерывный просмотр подстилающей поверхности по транс-

се полета носителя - самолета или вертолета - и регистрацию и (или) визуализацию получаемого при этом тепловизионного изображения, которая, в отличие от аппаратуры космического базирования, обладает лучшим разрешением на местности, обеспечивает более контролируемое, оперативное и активное обследование наземных объектов и имеет меньшую стоимость.

По принципу построения ВТА в основном делится на строчную (системы с линейным сканированием) и строчно-кадровую (FLIR - ИК системы переднего обзора). Строчная аппаратура действует следующим образом.

Тепловое излучение подстилающей поверхности попадает в объектив аппаратуры, фокусирующий его на фоточувствительный элемент, который преобразует излучение в слабый электрический сигнал. Далее этот сигнал усиливается, фильтруется и подается на светодиод системы записи, преобразующий его в световое излучение, которое, в свою очередь, фокусируется посредством оптической системы на фотопленку. Последовательный просмотр участков местности (сканирование) при этом обеспечивается движением носителя - самолета или вертолета, а в поперечном направлении - качанием или вращением специального сканирующего элемента - плоского зеркала или зеркальной пирамиды, - установленного перед объективом аппаратуры. Соответственно формирование тепловизионного изображения на фотопленке обеспечивается перемещением самой фотопленки, а по ее ширине - сканирующим элементом, управляющим движением светового пятна в поперечном направлении. После проявления фотопленки на ней образуется тепловое изображение подстилающего участка местности. Параллельно изображение может развешиваться на видеоконтрольном устройстве (ВКУ).

В строчно-кадровой аппаратуре сканирование осуществляется не только в направлении строки, но и по кадру. При этом тепловое изображение развешивается в реальном масштабе времени на экране ВКУ по телевизионному принципу и «предъявляется» непосредственно оператору (пилоту самолета или вертолета). Контраст (видеоусиление) и яркость (уровень фона) регулируется таким образом, чтобы изображение теплового поля имело субъективно наилучшее качество. Более подробно ВТА описана, например, в (Ллойд, 1978; Шилин, 1980).

Использованию для контроля трубопроводов ВТА присущи следующие достоинства: дистанционность (и, следовательно, возможность контроля любого участка трубопровода); высокая достоверность (порог чувствительности аппаратуры до 0,02

кг/с); оперативность (при скорости вертолета 150-200 км/ч средняя за сутки производительность составляет до 40-60 км/ч); точность (ошибка определения места утечки 2-3 м); мобильность и активность; возможность одновременного и разностороннего контроля целого ряда объектов, особенно при использовании комплексированной аппаратуры наблюдения, а также контроля развития аварийных ситуаций во времени с последующим их прогнозированием; возможность автоматизации обработки и интерпретации результатов контроля; невысокая стоимость контроля (4 ам. долл./км).

Недостатками данного метода контроля является невозможность выявления скрытых дефектов трубопроводов, еще не дающих утечек, а также снижение эффективности оптико-электронной аппаратуры, например, в густом тумане или при снегопаде.

Возможность контроля посредством воздушной тепловизионной аппаратуры целостности продуктопроводов обусловлена тем, что при возникающем в случае утечки переходе жидкой фазы находящегося под давлением продукта - широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) - в газовую в результате эффекта Джоуля-Томсона понижается температура среды, в которую данный выброс происходит. Вследствие этого вокруг места выхода ШФЛУ в атмосфере, на поверхности грунта или воды образуются локальные участки с отрицательным температурным контрастом, которые и могут быть зарегистрированы этой аппаратурой (Алеев и др., 1995, 1993, 1994); чисто визуально такие утечки обычно не обнаруживаются.

Подобный же механизм формирования имеют и демаскирующие признаки утечек из газопроводов. Поскольку коэффициент излучения нефти в тепловом диапазоне спектра отличается от такового для любого естественного фона (грунт, вода и т.д.) и, следовательно, вытекшая из нефтепровода нефть на поверхность земли обычно имеет определенный тепловой контраст с фоном, достаточный для ее обнаружения, то ВТА может быть с успехом использована и для выявления скрытых нефтяных загрязнений. Однако для повышения эффективности эту ВТА целесообразно дополнить активным спектрорадиометрическим каналом. Работа данного канала основана на регистрации спектра флуоресценции жидкой фазы или газовой фракции нефтепродукта, возникающей в ультрафиолетовой и видимой областях спектра на длинах волн, отвечающих полосам поглощения продукта, под действием соответствующего лазерного облучения (Алеев и др., 1992). Использование дополнительного спектрорадиометрического канала для контроля трубопроводов дает возможность не только снизить вероятность ложных обнаружений утечек нефти или нефтепродукта, но и выявить малую утечку нефти из

заглубленного трубопровода немедленно после ее возникновения - по газовой фракции нефти, появляющейся над местом утечки на поверхности грунта задолго до проникновения на нее самой нефти, вытекшей из повреждения.

Количество же этой нефти, скрытой от непосредственного наблюдения, может быть огромным: так, при диаметре свища 0,8 мм и давлении в трубопроводе 20 атм. масса нефти, вышедшей из такого отверстия за время, необходимое для проникновения ее до поверхности земли (около 2-х месяцев), составляет 100-110 т (Шумайлов и др., 1992).

Данное обстоятельство и обуславливает безусловную предпочтительность оптико-электронных методов контроля нефтепроводов перед обычным визуальным наблюдением, которое нередко также производится с вертолета.

10.1.2 Оптимизация периода контроля трубопроводов.

Для обеспечения бесперебойной работы магистрального трубопровода его линейная часть, как правило, подвергается периодическому контролю тем или иным методом с целью раннего обнаружения возможных утечек нефтепродуктов. При этом в организации такого контроля возникают противоречивые требования: с одной стороны, чем чаще контролировать трубопровод, тем меньше потери нефти от этих утечек и, значит, меньше ущерб, а с другой - тем выше затраты на реализацию соответствующего обследования трубопровода, и наоборот. Следовательно, существует оптимальный период контроля, для которого полные средние ожидаемые затраты достигают минимума. Эти затраты C_{Σ} и могут служить критерием оптимального выбора периода контроля.

Проблема оптимизации периода контроля трубопроводов, разумеется, не нова, но известные нам варианты ее решения (например, Шумайлов и др., 1992; Яковлев и др., 1992) либо слишком общи и не доведены до конкретных расчетных формул, либо, напротив, носят чрезмерно упрощенный, идеализированный характер и не учитывают некоторые важные в данном случае факторы. Поэтому нашей задачей является разработка адекватной инженерной методики рационального выбора периода контроля нефтепроводов, отражающей реальный процесс развития аварийных ситуаций и, вместе с тем, допускающей ее достаточно простое практическое использование.

В соответствии с принятой моделью формирования аварийных ситуаций, полные средние ожидаемые затраты C_{Σ} определяются формулой:

$$C_{\Sigma} = T \left\{ C_k / T_k + \lambda_0 [C_y [\alpha [(1 - \gamma P_b) (qT_y + Q_b + Q_0) + \gamma P_b (qT_y + Q_b + Q_0)] + (1 - \alpha)(Q_b + Q_0)] + C_p + C_{sp}] \right\}; C_k = C_v + C_a; C_y = C_z + C_n + C_{sh}, \quad (10.1)$$

где l - длина трубопровода, тыс. км; T_k - период контроля, сут.; T - общее время наблюдения за трубопроводом, такое, что $T/T_k \rightarrow \infty$; T_y - среднее время от появления признаков малой утечки на поверхности земли до остановки перекачки для ее ликвидации, сут.; T_y^* - то же до момента перерастания малой утечки в большую, сут. α - доля дефектов, вызывающих лишь малые утечки, не фиксируемые системами непрерывного контроля; γ - доля потенциально опасных дефектов, при которых малая утечка может перерасти в большую; λ_0 - аварийность - среднее число всех утечек, появляющихся в единицу времени на единицу длины трубопровода, 1/сут. тыс.км; q - средняя интенсивность малой утечки, т/сут. P_b - средняя вероятность перерастания малой утечки в большую; Q_b - средняя масса нефтепродукта, вытекшего из трубопровода за время от возникновения малой утечки до появления ее признаков на поверхности земли, т; Q_0 - средняя масса нефтепродукта, вытекшего из трубопровода после остановки перекачки, т; Q_b - средняя масса нефтепродукта, вытекшего из трубопровода за время от возникновения большой утечки до остановки перекачки, т; S_k - стоимость контроля единицы длины трубопровода; для ВТА она определяется стоимостью аренды вертолета (S_b) и амортизацией аппаратуры контроля (S_a), тыс.руб./тыс.км; S_y - средний ущерб, вызываемый утечкой единицы массы нефтепродукта, определяемый экологическим ущербом ($S_э$), стоимостью безвозвратных потерь нефтепродукта (S_n) и штрафными санкциями ($S_ш$), тыс.руб./т; S_p - средняя стоимость ремонта трубопровода (устранения утечки), тыс.руб. $S_{п}$ - средний ущерб потребителя из-за простоя трубопровода (при его ремонте), тыс.руб.

Обозначив разность $T_y - T_y^* = \Delta T_y$, перепишем выражение (1) следующим образом:

$$C\Sigma = 1 T \left\{ S_k/T_k + \lambda_0 [S_y \alpha [q(T_y - \gamma P_b \Delta T_y) + \gamma P_b Q_b] + C^*] \right\}; \quad (10.2)$$

$$C^* = S_y (\alpha Q_b + (1 - \alpha) Q_0) + S_p + S_{п}.$$

Используя известные законы теории вероятностей (Вентцель, 1962), для P_b и T_y можно записать следующие выражения:

$$P_{\sigma} = \sum_{j=1}^{\infty} \int_{(j-1)T_k}^{jT_k} \left[\sum_{i=j}^{\infty} P_{ij} F_{\sigma}(t_i - t) \right] dF(t); \quad (10.3)$$

$$\Delta T_y = \sum_{j=1}^{\infty} \int_{(j-1)T_k}^{jT_k} \left[\sum_{i=j}^{\infty} P_{ij} \int_0^{t_i - t} (t_i - t - \Delta t) dF_{\sigma}(\Delta t) \right] \cdot dF(t), \quad (10.4)$$

$$\text{где } P_{ij} = P(1 - P)^{i-j}; \quad t_i = iT_k + T_0; \quad F(t) = 1 - e^{-\lambda t}; \quad \lambda = \alpha \lambda_0 l; \quad F_{\sigma}(\Delta t) = 1 - e^{-\mu \Delta t}; \quad (10.5)$$

P - средняя вероятность обнаружения малой утечки при разовом контакте (обследовании) с ней; P_{ij} - средняя вероятность обнаружения впервые в i -том обследовании малой утечки, проявившейся на поверхности земли в момент t в интервале от $(j-1)$ -го до j -го обследования; $F(t)$, $F_o(\Delta t)$ - законы распределения времени t от начала наблюдения ($t = 0$) до появления признаков малой утечки и времени Δt от появления последних до перерастания малой утечки в большую соответственно; потоки появления этих утечек, как правило, считаются простейшими (стационарными пуассоновскими) с соответствующими плотностями λ и μ ; T_o - среднее время от обнаружения малой утечки до остановки в момент времени t_i перекачки, сут.

Очевидно, значение T_y в (10.2) определяется также по (10.4) при $Dt = 0$.

После преобразований (10.3) и (10.4) с учетом (10.5) находим:

$$T_y = T_k \left(\frac{1}{1 - e^{-\lambda T_k}} + \frac{1 - P}{P} \right) - \frac{1}{\lambda} + T_o; \quad (10.6)$$

$$P_{\dot{x}} = 1 - \frac{\lambda P e^{-\mu T_o} (e^{-\mu T_k} - e^{-\lambda T_k})}{(\lambda - \mu)(1 - e^{-\lambda T_k}) [1 - (1 - P)e^{-\mu T_k}]}; \Delta T_y = T_y - P_{\dot{x}} / \mu.$$

Нередко имеют место соотношения $\lambda T_k \ll 1$, $\mu T_k \ll P$, $\mu T_o \ll 1$, и тогда вместо (10.6) можно получить приближенные выражения:

$$T_y \approx \beta T_k + T_o; \quad P_b \approx \mu(\beta T_k + T_o); \quad D T_y \approx 0; \quad \beta = 1/P - 1/2. \quad (10.7)$$

При этом формула (10.2) переписывается в следующем виде:

$$C\Sigma \approx 1 T \{ C_k/T_k + \lambda o [C_y \alpha q\Sigma(\beta T_k + T_o) + C^*] \}; \quad (10.8)$$

$$q\Sigma = q + \gamma \mu Q_b;$$

Для определения оптимального значения периода контроля $T_k = T_{ko}$ необходимо решить (в общем случае численно) уравнение $\partial C\Sigma / \partial T_k = 0$. Однако при существовании соотношения (10.8) это уравнение легко решается аналитически и дает

$$T_{ko} = (C_k / \alpha \lambda o \beta q \Sigma C_y)^{1/2}; \quad (10.9)$$

Реально, однако, период контроля T_k не может быть меньше значения $T_{km} = 1/nV_o$, где V_o - производительность (средняя скорость) контроля, тыс. км/сут; n - число задействованных образцов аппаратуры контроля.

Поэтому на практике следует выбирать $T_k = \max(T_{ko}, T_{km})$.

Подставляя (10.9) в (10.8), находим минимальные средние потери $C\Sigma_o$, отвечающие оптимальному периоду T_{ko} :

$$C\Sigma_o = 1 T [(C_k C_y \alpha \lambda o \beta q \Sigma)^{1/2} + \lambda o C^*] = 1 T (C_k/T_{ko} + \lambda o C^*); \quad (10.10)$$

$$r = 2 + To(\alpha\lambda\sigma C_{yq}\Sigma / C_k\beta)1/2.$$

Найдем значения входящих в (10.8), (10.9) и (10.10) параметров.

Согласно (Шумайлов и др., 1992) интенсивность малой утечки $q(d)$, т/сут., отвечающая эквивалентному диаметру, d , мм, отверстия в стенке трубопровода, равна:

$$q(d) = 1,7d^2\sqrt{\Delta p}; \quad D_p = p - p_a - p_r, \quad (10.11)$$

где D_p - перепад давления в отверстии, МПа; p - давление в трубопроводе, МПа; $p_a = 0,1$ МПа - давление атмосферы; $p_r \approx 0,03$ МПа - среднее давление грунта.

Тогда средняя интенсивность малой утечки q составляет

$$q = \int_{d_1}^{d_2} q(d) dF(d) \approx 20\sqrt{\Delta p}, \quad (10.12)$$

где $F(d)$ - функция распределения значений d , приведенная в (Шумайлов и др., 1992):

$d, \text{мм}$	0,5	1	2			
	3	4	5	6		
	7	8	10			
$F(d)$	0,1	0,2	0,4			
	0,6	0,76	0,87	0,93	0,96	0,98
						1

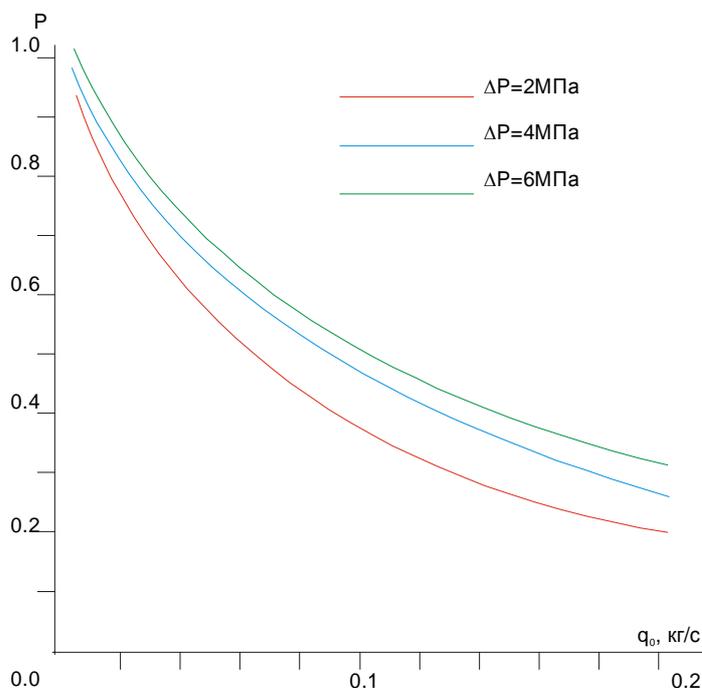


Рис.10.1. Зависимости средней вероятности обнаружения утечки от порога чувствительности аппаратуры.

$d_1 = 0,5$ мм - минимальный эквивалентный диаметр отверстия, еще дающего утечку; $d_2 = 10$ мм - максимальный эквивалентный диаметр отверстия, при котором утечка является еще малой.

Далее, значение Q_b в (10.2), очевидно, равно

$$Q_e = \int_{d_1}^{d_2} t(d)q(d)dF(d), \quad (10.13)$$

где $t(d)$ - зависимость от d среднего времени от возникновения малой утечки до появления ее признаков на поверхности грунта, найденная для ряда значений D_p в (Шумайлов и др., 1992).

Расчет по (10.13) дает следующую зависимость $Q_b = f(D_p)$:

Dr, МПа	1	2	3	4	5	6,4
Qв, т	153	68	46	33	22	9

Аналогично определяется и средняя вероятность обнаружения малой утечки P:

$$P = \frac{\int_{d_1}^{d_2} P(d) dF(d)}{\int_{d_1}^{d_2} dF(d)}, \quad (10.14)$$

где соответствующие значения вероятности P(d) находятся из следующего общепринятого соотношения (Алеев и др., 1995):

$$P(d) = \frac{1}{2} [1 + \Phi(m(d) - \alpha)]; \quad m(d) = q(d)/q_0; \quad (10.15)$$

$$\Phi(y) = \frac{2}{\sqrt{2\pi}} \int_0^y e^{-t^2/2} dt - \text{табличный интеграл вероятности; } m(d) - \text{отношение сиг-}$$

нал/шум, отвечающее диаметру отверстия d; α - относительный порог обнаружения (считаем $\alpha = 3,2$); q_0 - порог чувствительности аппаратуры, т/сут.

Соответствующие расчеты по (10.15) приводят к зависимостям $P = f(q_0)$, изображенным для ряда значений Dr перепада давления в трубопроводе на рис.10.1.

Далее, из анализа статистики и причин отказов магистральных нефтепроводов Западной Сибири за последние 6-7 лет (отдел эксплуатации ОАО «Сибнефтепровод») оказалось возможным установить приближенные значения следующих параметров: $\alpha = 0,85$; $\gamma = 0,7$; $\lambda_0 = 0,28$ 1/год тыс.км = $0,77 \cdot 10^{-3}$ 1/сут.тыс.км, $\mu = (0,5 \div 1) 10^{-2}$ 1/сут.; $Q_b = 50-70$ т, что, по (10.8), дает $\gamma\mu Q_b \ll q$, и тогда $q\Sigma \approx q$.

Следует, однако, отметить, что значения данных параметров, особенно λ_0 , зависят от конкретного обследуемого трубопровода - его «возраста», местоположения, частоты и качества профилактических ремонтов и т.д. - и могут отличаться от указанных выше.

Оценка величины C_y , выполненная с учетом методики (Методика определения ущерба..., 1996), дает значение $C_y = 5,5$ тыс.руб./т; при этом в (10.10) выполняется соотношение

$$T_0(\alpha\lambda_0 C_y q_\Sigma / C_k \beta)^{1/2} \ll 2, \text{ и тогда } r = 2.$$

Зависимости $T_{ко} = f(q_0)$ и $C\Sigma_0 = f(q)$, рассчитанные по (10.9) и (10.10) для нормирующих условий $C_k/C_y = 1$ т/тыс.км, $C_k \cdot C_y = 1$ тыс.руб²/т.тыс.км, $C^* = 0$, $IT = 1$ тыс.км сут. и $\lambda_0 = 0,77 \cdot 10^{-3}$ 1/сут.тыс.км, приведены для ряда значений перепада давления Dr на рис.10.2.

Зависимость $C_{\Sigma} = f(T_k)$ полных средних ожидаемых затрат от периода контроля, рассчитанная по (10.8) для тех же нормирующих условий, дана для ряда значений q_0 и D_p на рис.10.3. Видно, что с ухудшением порога чувствительности q_0 значение C_{Σ} становится все более критичным к выбору периода контроля.

Следует отметить, что величина C_{Σ_0} (а в общем случае, при $T_k \neq T_{ко}$, значение C_{Σ}) может служить также критерием сравнения и выбора метода и аппаратуры контроля.

Сравним значения $T_{ко}$ и отвечающие им величины C_{Σ_0} для двух методов

контроля - оптико-электронного и внутритрубного (например, ультразвукового), для которых $C_k = C_b + C_a = 16,6 + 1,5 = 18$ тыс.руб./тыс.км и $C_k = 2 \cdot 10^4$ тыс.руб./тыс.км соответственно. Из рис.10.1 и 2 видно, что для оптико-электронного метода при $q_0 < 0,05$ кг/с имеем $T_{ко} = 10-16$ сут. И $C_{\Sigma_0} = lT[(3 \div 4) + \lambda_0 C^*]$ тыс.руб., а для внутритрубного при $q_0 < 0,01$ кг/с - $T_{ко} = 1,3-1,7$ лет и $C_{\Sigma_0} = lT[(60 \div 80) + \lambda_0 C^*]$ тыс.руб. Следовательно, разность полных средних ожидаемых затрат ΔC_{Σ_0} для внутритрубного и оптико-электронного методов при контроле трубопровода например, протяженностью $l = 1$ тыс.км в течение 10 лет ($T = 3650$ сут.) составляет $C_{\Sigma_0} = (2,2 \div 2,9)10^2$ млн.руб, и по этому критерию оптико-электронный метод контроля, безусловно, предпочтительнее.

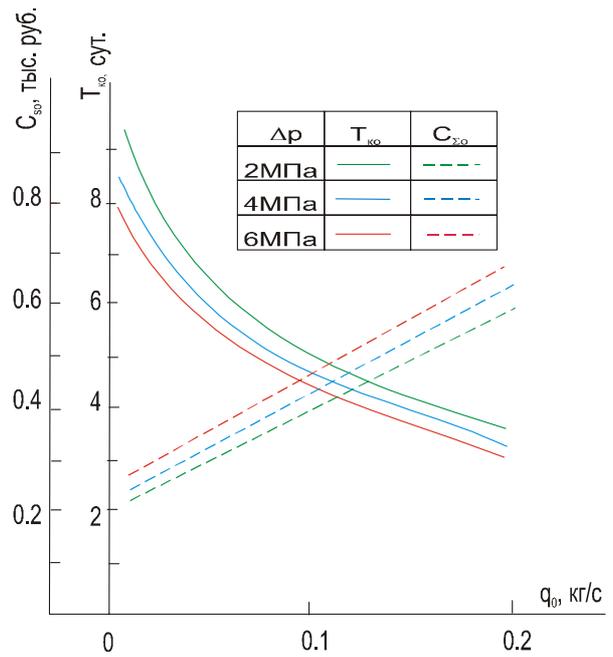


Рис.10.2. Зависимости оптимального периода контроля и соответствующих средних потерь от порога чувствительности аппаратуры.

Сравним теперь по величине $C_{\Sigma 0}$ два патрульных метода - оптико-электронный и обычный визуальный (наблюдение с вертолета). Их стоимости $C_K = 18$ тыс.руб./тыс.км и $C_K = 16,5$ тыс.руб./тыс.км соответственно, однако для оптико-электронного метода значение Q_B в (10.2) $Q_B \approx 0$, (поскольку газовая фракция нефти появляется на поверхности практически сразу после возникновения утечки), а для визуального при $\Delta p < 6$ МПа

значение $Q_B > 12$ т. Тогда, согласно (10.10) и с учетом (10.2), разность $\Delta C_{\Sigma 0}$ полных средних ожидаемых затрат при использовании визуального и оптико-электронных методов при контроле того же трубопровода ($l = 1$ тыс.км) в течение тех же 10 лет составляет (в предположении, что вероятности обнаружения утечки для этих методов одинаковы) $\Delta C_{\Sigma 0} \approx 200$ млн.руб.

Таким образом, по критерию минимума полных средних ожидаемых затрат оптико-электронный метод обнаружения утечек предпочтительнее. Это, однако, ни в коей мере не означает нецелесообразность использования других известных методов контроля, ибо, как уже указывалось, для повышения надежности и безопасности магистральных трубопроводов необходима их комплексная техническая диагностика.

10.1.3. Тепловой контраст трубопроводов.

Основным параметром объекта, определяющим возможность его наблюдения посредством ВТА, является разность радиационных температур объекта и фона ΔT_R , зависящая от температуры объекта и фона, а также их коэффициентов излучения в спектральном рабочем диапазоне ВТА $\Delta \lambda$, в качестве которого используется одно из «окон прозрачности» атмосферы 3-5 или 8-14 мкм. Для оценки разности радиационных температур надземного трубопровода и фона может быть использована следующая простая формула (Алеев и др., 1995):

$$\Delta T_R = \varepsilon \Delta T + \eta \Delta \varepsilon; \quad \Delta \varepsilon = \varepsilon_{об} - \varepsilon; \quad \Delta T = T_{об} - T; \quad (10.16)$$

где $T_{об}$, T - значения температуры поверхности объекта (трубопровода) и фона, К; $\varepsilon_{об}$, ε - значения коэффициентов излучения объекта и фона в спектральном рабочем диапазоне тепловизионной аппаратуры λ ; η - параметр, зависящий от местоположения объекта

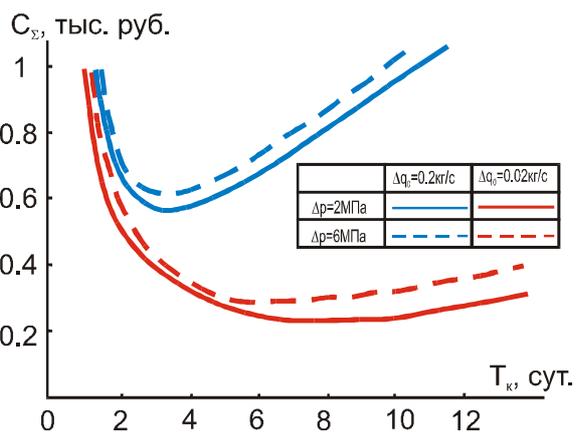


Рис.10.3. Зависимости средних потерь от периода контроля.

и ориентации его наблюдаемой поверхности, а также от степени облачности (табл. 10.1).

Значения коэффициентов излучения в типовом диапазоне $\Delta\lambda = 8-14$ мкм, необходимые для расчета ΔT_R , приведены для различных материалов в (Новицкий, Степанов, 1980), а значения температуры объекта и фона следует либо измерить, либо рассчитать, используя известные методы теплопередачи (например, по методике (Мочалин, 1991)).

Возможность обнаружения и, отчасти, контроля целостности заглубленного в грунт трубопровода определяется тем обстоятельством, что при протекании по нему нефти с температурой, отличной от таковой для грунта на той же глубине, на поверхности земли образуется температурное поле, регистрируемое на тепловизионном изображении. Определим вид этого поля.

Таблица 10.1

Значения величины η в зависимости от местоположения и условий наблюдения объекта

Местоположение объекта	Безоблачно		Легкая высокая облачность		η, K Низкая облачность ~ 5 баллов		Низкая сплошная облачность- 10 баллов	
	Гор.	Верт.	Гор.	Верт.	Гор.	Верт.	Гор.	Верт.
Открытая местность	42	17	25	9	15	4	5	2
Лесная поляна	18	4	15	4	10	3	4	2
Среди деревьев	7	2	5	2	4	2	3	1,5

Известно (Агапкин и др., 1981), что трубопровод неограниченной длины с теплоизоляционным покрытием, находящийся в однородном неограниченном массиве с плоской поверхностью (рис.10.4), создает в нем температурное поле $T(X,Y)$, определяемое для условий стационарного теплообмена формулой Форхгеймера, модифицированной с учетом «дополнительного слоя»:

$$\Theta(X, Y, h, r, s) = \frac{T(X, Y) - T_0}{T_H - T_0} = \frac{\ln \left[\frac{X^2 + (Y^* + C)^2}{X^2 + (Y^* - C)^2} \right]}{2 \left[\ln \left(\frac{h^* + C}{r_{\text{цк}}} \right) + \frac{\lambda_{\text{ср}}}{\lambda_{\text{цк}}} \cdot \ln \left(\frac{r_{\text{цк}}}{r} \right) \right]}; \quad (10.17)$$

$$Y^* = Y + \lambda_{\text{гр}}/\alpha; \quad h^* = h + \lambda_{\text{гр}}/\alpha;$$

$$C = \sqrt{h^{*2} - r_{\text{цк}}^2}; \quad r_{\text{из}} = r + s,$$

где T_H - температура стенок трубопровода, принимаемая равной температуре нефти, К; T_0 - температура грунта на глубине залегания трубопровода, К; h - расстояние от поверхности грунта до оси трубопровода, м; r - наружный радиус трубопровода (без теплоизоляции), м; s - толщина слоя теплоизоляции, м; $\lambda_{\text{гр}}$ - теплопроводность грунта, Вт/м·К; $\lambda_{\text{из}}$ - теплопроводность слоя теплоизоляции, Вт/м·К; α - коэффициент теплоотдачи с поверхности грунта, Вт/м²·К.

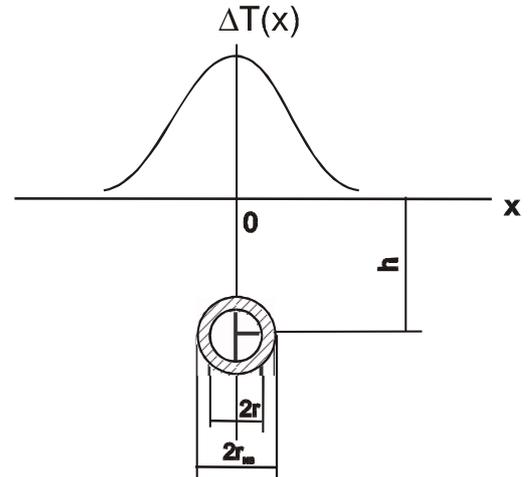


Рис.10.4. Поверхностный температурный контраст подземного трубопровода.

Отсюда приращение температуры поверхности грунта $\Delta T(X)$ над трубопроводом, вызванное протеканием по нему нефти, определяется зависимостью:

$$\Delta T(X) = (T_H - T_0) \Theta(X, 0, h, r, s) \quad (10.18)$$

Среднее значение разности радиационных температур полученного температурного поля и фона в данном случае равна:

$$\Delta T_R = \left[\frac{\varepsilon}{r_{\text{цк}}} \cdot \int_0^{\infty} \Delta T^2(X) dX \right]^{1/2} \quad (10.19)$$

Заменяя для простоты вычисление логарифма в (10.19) его разложением в ряд, получаем после интегрирования:

$$\Delta T_R \approx \frac{\varepsilon \cdot (T_H - T_0) \cdot C}{\alpha \sqrt{r_{\text{цк}} / \pi} \left[\frac{s}{\lambda_{\text{цк}} r} + \frac{1}{\lambda_{\text{ср}}} \cdot \ln \left(\frac{h^* + C}{r_{\text{цк}}} \right) \right] \cdot (\dots - \lambda_{\text{ср}} / \alpha)^{3/2}} \quad (10.20)$$

Например, для трубопровода диаметром 0,5 м, изолированного битумной лентой толщиной около 2 мм, имеющего разность $T_H - T_0 = 3$ К и расположенного на глубине

1,5 м, для типового значения коэффициента теплоотдачи $\alpha = 15$ Вт/м²·К получаем $\Delta T_R \approx 0,3$ К, что вполне достаточно для его обнаружения посредством ВТА и, следо-

вательно, для реализации возможности контроля трубопроводов даже в ночных условиях.

10.1.4. Тепловой контраст утечек нефти и нефтепродуктов.

Одним из достоверных признаков утечки нефти из подземных трубопроводов является наличие поверхностных нефтяных загрязнений, образующихся в результате развития аварийных ситуаций. Однако

утечки нефти из заглубленных трубопроводов нередко проходят через достаточно протяженный подземный «канал», и в этом случае выявленное загрязнение поверхности трассы может лишь весьма приближенно указать на местоположение самой утечки. Между тем, для уменьшения объема и стоимости вскрышных работ крайне желательно максимально

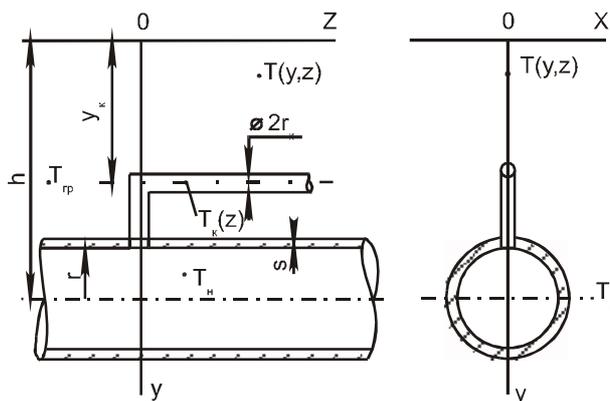


Рис.10.5. Подземный трубопровод с каналом утечки нефти.

уточнить это местоположение. Один из возможных методов локализации дефектов магистральных нефтепроводов основан на том обстоятельстве, что температура нефти в трубопроводе, как правило, превышает температуру грунта на той же глубине. Поэтому при утечке нефти по подземному каналу сравнительно небольшого сечения ее температура в нем при удалении от места повреждения трубопровода в результате теплообмена с окружающей средой снижается. Следовательно, измерение подповерхностной температуры грунта над трубопроводом в разных точках и фиксация точки с максимальной температурой проблему локализации дефекта в принципе вполне решает.

Проанализируем тепловое поле, создаваемое в грунте каналом утечки нефти.

Рассмотрим для простоты идеализированную ситуацию, когда канал утечки нефти с координатами $(X_k = 0, Y_k)$ ориентирован параллельно оси трубопровода (рис.10.5); в этом случае градиенты приповерхностной температуры грунта над ним минимальны. Тогда, согласно (10.17), температура грунта $T_{гр}$ в месте расположения канала утечки в ее отсутствие равна:

$$\Theta_{,p} = \frac{T_{,p} - T_0}{T - T_0} = \Theta \quad (0, Y_k, h, r, s). \quad (10.21)$$

Далее, температура нефти в канале $T_k(Z)$ на расстоянии Z от его начала определяется из формулы (Агапкин и др., 1981):

$$\Theta_{\tilde{h}}(Z) = \frac{T_{\tilde{h}}(Z) - T_{\text{ср}}}{T - T_{\text{ср}}} = \exp(-\gamma Z); \quad (10.22)$$

$$\gamma = 1/qRc; R = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{ср}}} \ln \left[\frac{Y_{\tilde{h}}^*}{r_{\tilde{h}}} + \sqrt{\left(\frac{Y_{\tilde{h}}^*}{r_{\tilde{h}}} \right)^2 - 1} \right]; Y_{\tilde{h}}^* = Y_{\tilde{h}} + \lambda_{\text{ср}}/\alpha,$$

где q - интенсивность утечки, кг/с; R - тепловое сопротивление грунта, м·К/Вт; c - удельная теплоемкость нефти ($c = 2100$ дж/кг·К); r - эквивалентный радиус канала утечки, м.

Для оценки приращения температуры $\Delta T(Y, Z) = T(Y, Z) - T_0(Y)$ подповерхностной точки грунта с координатами $(X = 0, Y, Z)$, вызванного возникновением утечки нефти, учтем, что слой грунта между плоскостями с координатами Y и Y_k по существу является низкочастотным пространственным фильтром, причем определяемое формулой (10.17) распределение температур грунта по оси X при $r = 0$ можно интерпретировать как функцию рассеяния линии (ФРЛ) (Ллойд, 1978) $L(Z)$ данного фильтра в направлении оси Z . Следовательно, для канала утечки эта функция $L(Z)$ выражается зависимостью:

$$L(Z) = L_m \Theta(Z, Y, Y_k, 0, 0), \quad (10.23)$$

где L_m - нормирующий множитель, такой, что $L(0) = 1$.

Зависимость (10.23) хорошо аппроксимируется более простой формулой вида

$$L(Z) = \exp(-\beta Z^2); \quad \beta = \frac{\ln 2}{Y_{\tilde{h}}^{*2} - Y^2} \quad (10.24)$$

Легко показать, что в точках $Z = 0$, $Z \rightarrow \infty$ и $Z = Z_0$, такой, что $L(Z_0) = 0,5$, значения (10.23) и (10.24) совпадают.

Определим эффективную температуру нефти в канале T_k^* , отвечающую точке с координатой Z , как температуру нефти в канале с постоянной температурой, при которой величина $\Delta T(Y, Z)$ равна таковой для данного канала, характеризуемого зависимостью $T_k(Z)$. Эта температура T_k^* найдется из известного интеграла Дюамеля (Ллойд, 1978):

$$\Theta_{\tilde{h}}^*(Z) = \frac{T_{\tilde{h}}^* - T_{\text{ср}}}{T - T_{\text{ср}}} = \frac{T_{\tilde{h}}^* - T_{\text{ср}}}{(T - T_0) \cdot (1 - \Theta_{\text{ср}})} = A \cdot \int_0^{\infty} \Theta_{\tilde{h}}(Z \odot) \cdot L(Z - Z \odot) dZ \odot, \quad (10.25)$$

где A - нормирующий множитель, такой, что при $\beta \rightarrow \infty$ (т.е. при бесконечно узкой ФРЛ $L(Z)$, что соответствует отсутствию пространственной фильтрации) имеет место тождество $\Theta_k^*(Z) \equiv \Theta_k(Z)$.

Вычисление (10.25) с учетом (10.22) и (10.24) дает:

$$\Theta_{\dot{h}}^*(Z) = \exp\left[-\gamma\left(Z - \frac{\gamma}{4\beta}\right)\right] \cdot F\left(\sqrt{2\beta}Z - \frac{\gamma}{\sqrt{2\beta}}\right), \quad (10.26)$$

где $F(p) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^p e^{-t^2/2} dt$ - интеграл вероятности.

Тогда для приращения температуры $\Delta T(Y, Z)$ в точке контроля можно записать выражение:

$$\Theta_T(Y) = \frac{\Delta T(Y, Z)}{T_{\dot{h}}^* - T_{\text{ср}}} = \Theta(0, Y, Y_{\dot{h}}, r_{\dot{h}}, 0) \quad (10.27)$$

которое с учетом (25) и определяет искомое значение $\Delta T(Y, Z)$:

$$\Delta T(Y, Z) = (T_n - T_0)(1 - \Theta_{\text{ср}})\Theta_{\dot{h}}^*(Z)\Theta_T(Y). \quad (10.28)$$

Рассчитаем в качестве примера зависимости $\Delta T(Y, Z)$, отвечающие следующим условиям, характерным для лета Западной Сибири: $T_n - T_0 = 8$ К, $\lambda_{\text{гр}} = 1,5$ Вт/м·К (влажный грунт), $\alpha = 15$ Вт/м²·К. Параметры трубопровода и канала утечки принимаем равными: $h = 1,5$ м, $r = 0,5$ м, $s \approx 0$, теплоизоляция отсутствует, $q = 0,02$ кг/с, $r_k = 0,03$ м. Соответствующие зависимости $\Delta T(Y, Z) = f(Z)$ приведены для ряда значений заглубления точки контроля Y и канала утечки Y_k на рис.10.6. Как видно, во всех случаях точка с максимальным значением $\Delta T(Y, Z)$ находится в пределах 0÷1,5 м от места утечки (по оси Z).

Можно считать, что разность температур $\delta T = T(Y, Z_1) - T(Y, Z_2) = \Delta T(Y, Z_1) - \Delta T(Y, Z_2)$ подповерхностных точек грунта с координатами Z_1 и Z_2 над осью трубопровода будет выявлена оператором (и, значит, будет вполне определенно указывать направление на место утечки), если выполняется условие:

$$m = \frac{\delta T}{\sigma_{\Sigma}} = \frac{(\partial \Delta T(Y, Z) / \partial Z) \cdot \Delta Z}{\sigma_{\Sigma}} \geq 2,5 - 3; \Delta Z = Z_1 - Z_2; \sigma_{\Sigma} = \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2}, \quad (10.29)$$

где σ_1 - среднеквадратическое отклонение (СКО) температур грунта в точках контроля на глубине Y , вызванное случайными вариациями расстояния $\Delta h = h - Y$ от оси трубопровода до точек контроля; σ_2 - СКО отсчетов температуры, обусловленное погрешностью ее измерения; m - отношение сигнал/шум.

Для значения σ_1 , согласно (10.17), имеем:

$$\sigma_1 = (T - T_0)(\partial \Theta(0, Y, h, r, s) / \partial Y) \cdot \sigma_{\Delta h} = \frac{2(T - T_0) \cdot \sigma_{\Delta h}}{(C^2 - Y^2) \cdot \left[\ln \frac{h^* + C}{r_{\text{шк}}} + \frac{\lambda_{\text{ср}}}{\lambda_{\text{ср}}} \cdot \ln \frac{r_{\text{шк}}}{r} \right]}, \quad (10.30)$$

где $\sigma_{\Delta h}$ - СКО расстояния Δh ; можно ориентировочно принять, что $\sigma_{\Delta h} = 0,02$ м.

Подставляя в (10.30) те же значения параметров, что и в (10.28), находим, что для заглублиения точек контроля $Y = 0 \div 0,5$ м величина $\sigma_1 = 0,1 \div 0,13$ К. Приблизительно такое же значение СКО оценок температуры грунта обеспечивают и современные контактные термометры-термошупы: $\sigma_2 = 0,1 \div 0,15$ К; при этом в итоге получаем: $\sigma_{\Sigma} = 0,15 \div 0,2$ К.

Тогда, учитывая, по (10.26, 28), при $Z > 1-1,5$ м градиент температур грунта по оси трубы равен

$$\partial \Delta T(Y,Z) / \partial Z = \gamma \Delta T(Y,Z), \quad (10.31)$$

из (29) находим требуемую величину шага ΔZ соответствующих отсчетов этих температур:

$$\Delta Z = \frac{m \sigma_{\Sigma}}{\gamma \Delta T(Y,Z)}, \quad (10.32)$$

что для значения $\gamma = 0,05 \div 0,07$ м⁻¹, соответствующего по (10.22) принятым выше параметрам канала утечки, дает $\Delta Z \geq (6 \div 10) / \Delta T(Y,Z)$.

Следовательно, в зависимости от величины $\Delta T(Y,Z)$ (см. рис.10.5), которая при контроле температур грунта на глубине $Y \leq 0,2$ м при заглублиении канала утечки $Y_k \geq 0,3$ м составляет $\Delta T(Y,Z) \leq 3$ К, шаг отсчетов температур должен быть не менее $\Delta Z = 2 \div 3$ м. Такая точность локализации дефектов трубопровода вполне приемлема. Очевидно, что при подогреве нефти, перекачиваемой по теплоизолированному трубопроводу, ошибка определения местоположения его дефекта снижается. Напротив, с увеличением диаметра трубопровода и интенсивности утечки, а также при сокращении площади сечения ее канала эта ошибка, как следует из (10.17, 10.22, 10.32), возрастает.

Рассмотрим далее тепловой контраст поверхностных нефтяных пятен, возникших в результате утечки из нефтепровода.

Поскольку температура нефти в трубопроводе обычно близка к температуре окружающего грунта, то можно полагать, что поверхностная температура массы нефти, вытекшей из трубопровода и появившейся на поверхности грунта или близлежащего водоема, вполне определяется условиями ее теплообмена с окружающей средой, - в частности наличием ветра и солнечного облучения, влияющего на интенсивность испарения, а также теплофизическими и геометрическими параметрами самой нефтяной массы. Как установлено в (Шевелева, Кропоткин, 1979), соответствующая разность температур ΔT нефтяной пленки, расположенной на поверхности водоема и чистой воды, со-

ставляет, в зависимости от обстоятельств, в дневное время суток $\Delta T = 0 \div 5$ К (тонкие пленки с толщиной $h < 0,1$ мм) и $\Delta T = 3 \div 8$ К (толстые пленки с толщиной $h > 1$ мм). Этот положительный температурный контраст определяется в основном большим (по сравнению с водой) нагревом данной пленки от Солнца и меньшим ее испарением. Тогда, учитывая, что для обычно используемого спектрального рабочего диапазона ВТА $\Delta\lambda = 8-14$ мкм коэффициент излучения нефти (Гуревич, Шифрин, 1979) $\varepsilon = 0,96$, а фона (воды) $\varepsilon_{\phi} = 0,98$, то, согласно (10.16), разность радиационных температур тонкой пленки нефти и чистой воды может составить $\Delta T_R = -1 \div 5$ К, а для толстой пленки $\Delta T_R = 2 \div 8$ К, причем от угла визирования γ (отсчитываемого от надира) эти величины практически не зависят (при $\gamma \leq 40^\circ$).

Отметим, что в диапазоне спектра $\Delta\lambda = 3-5$ мкм разность $\Delta\varepsilon = \varepsilon - \varepsilon_{\phi}$ для нефтяной пленки на воде практически такая же, как и в $\Delta\lambda = 8-14$ мкм (Гуревич, Шифрин, 1979), но на значение ΔT_R здесь оказывает влияние и отраженное солнечное излучение.

При попадании вытекшей нефти на поверхность грунта соответствующие значения ΔT , по-видимому, будут несколько меньше (вплоть до отрицательных ее значений) за счет испарения и, следовательно, охлаждения верхнего слоя этой нефти. О влиянии на искомую величину ΔT_R коэффициента излучения фона можно судить исходя из представленных ниже значений ε_{ϕ} в том же $\Delta\lambda = 8-14$ мкм для некоторых типовых естественных фонов (Новицкий, Степанов, 1980; Cogan, 1986; Криксунов, 1978).

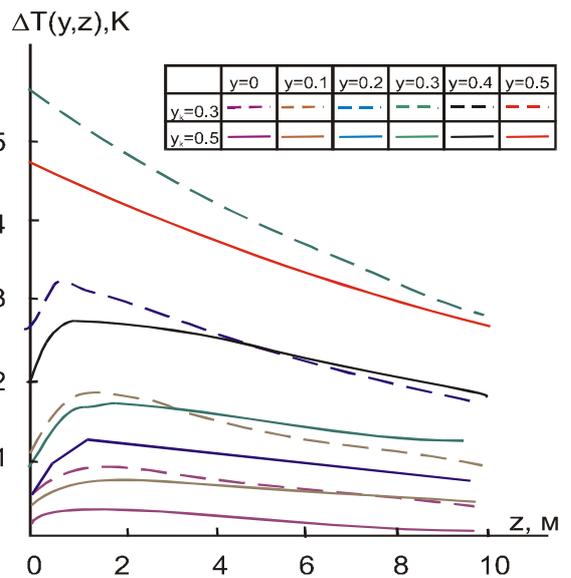


Рис.10.6. Зависимости подповерхностного температурного контраста над заглубленным трубопроводом, вызванного утечкой нефти, от расстояния от места утечки.

Грунт сухой	0,88
Гравий, базальт, пашня	0,90
Листья зеленые, песок	0,92
Асфальт, бетон, глина, кора, щебень	0,96
Трава сухая, хвоя, камни, листья сухие	0,97

Трава зеленая, торф, снег, лед, вода0,98

Отсюда с учетом (10.16) вытекает, что разброс значений ΔT_R в данном случае будет еще больше ($\Delta T_R = -2 \div 7$ К).

Полученные оценки разности радиационных температур нефтяных загрязнений и окружающего естественного фона показывают, что эти загрязнения практически всегда могут быть обнаружены посредством ВТА, тем более, что эффективная разность ΔT_R может быть значительно повышена за счет использования лазерной подсветки местности в том же $\Delta \lambda$ (Гуревич, Шифрин, 1979).

Что касается утечек нефтепродуктов, то, как уже указывалось, при нарушении целостности продуктопровода выброс находящегося под высоким давлением ШФЛУ (природного газа) с одновременным переходом его жидкой фазы в газовую охлаждает окружающий объем почвы, вследствие чего на поверхности благодаря явлению теплопередачи образуется характерное пятно - тепловая аномалия, имеющая отрицательный температурный контраст (Алеев и др., 1995, 1993, 1994). Соответствующая величина ΔT_R для этого пятна определяется чрезвычайно большим количеством факторов (параметры трубопровода и режима перекачки, характер и локализация дефекта, теплофизические свойства почвы, погодные условия, наличие растительности в месте выхода продукта и т.д.), и поэтому ее расчет, возможный лишь численными методами, весьма сложен.

Выполненный авторами (Миронов и др., 1993) вычислительный эксперимент свидетельствует, что наиболее существенное влияние на ΔT_R оказывает скорость ветра. Так, при ее возрастании от 0,5 м/с до 5 м/с величина ΔT_R повышается с -4,5 К до -1,5 К. Глубина расположения места утечки также имеет большое значение: например, уменьшение ее с 1,2 до 0,8 м при прочих равных условиях понижает ΔT_R с -1 К до -3,7 К; при этом уменьшается и время установления стационарного состояния. Натурное моделирование влияния времени возникновения утечки показало, что внутрисуточные колебания ΔT_R обычно не превышают 0,5 К. Тем не менее можно сделать вывод, что максимальное значение $|\Delta T_R|$ имеет место в период с 18 до 8 часов (Миронов и др., 1993). В это же время практически отсутствуют и фоновые температурные неоднородности, обусловленные в основном солнечным нагревом почвы и мешающие наблюдению.

Дополнительные, более детальные, сведения о параметрах тепловых аномалий, вызванных утечками ШФЛУ из продуктопроводов, полученные нами экспериментально, приведены в п. 10.2.3.

10.1.5. Спектрорадиометрический контраст утечек нефти и нефтепродуктов

10.1.5.1. Характеристики флуоресценции нефти

Использование для выявления утечек нефти и нефтепродуктов только теплового контраста не дает возможности вполне однозначно квалифицировать утечку, ибо фиксируемые ВТА тепловые аномалии местности могут быть обусловлены и другими, не связанными с утечкой, причинами. Кроме того, чисто тепловизионный канал не позволяет выявить скрытую утечку, возникшую у подземного трубопровода, до тех пор, пока вытекшая нефть не появится на поверхности грунта, а это время может варьировать - в зависимости от размера повреждения и давления в трубопроводе - от нескольких десятков минут до многих месяцев (Шумайлов и др., 1992).

Однако обнаружение таких утечек возможно по трассовым газам нефти, появляющимися на поверхности земли вскоре после аварии, с помощью лазерного флуориметра, также устанавливаемого, например, на борту вертолета и являющегося по существу дополнительным каналом ВТА. В ряде случаев, например, при контроле продуктопроводов этот флуориметр может, в отличие от тепловизионного (основного) канала ВТА, работать не непрерывно, а включаться лишь в случае обнаружения на трассе трубопровода или вблизи него какой-либо температурной аномалии.

Принцип действия спектрофлуориметра основан на облучении в данном случае трассовых газов импульсом лазерного излучения и регистрации характерного оптического сигнала вторичного излучения (флуоресценции) этих газов, возникающего при таком облучении. Разумеется, явление флуоресценции может использоваться для обнаружения и идентификации и жидких нефтепродуктов - нефтяных загрязнений, локализованных как на поверхности грунта, так и в воде, в которой они существуют, в зависимости от ряда факторов, в двух формах - в виде нефтяной пленки или растворенно-эмульгированной фракции.

В диагностике состояния окружающей среды лазерная флуоресцентная спектроскопия является одним из наиболее эффективных методов. Уступая другим методам (газовая и жидкостная хроматография, масс-спектрометрия и т.д.) в селективности, данный метод диагностики значительно выигрывает в чувствительности, простоте и скорости получения информации (Глушков и др., 1994). Большие возможности метода открылись в связи с развитием лазерной техники, что к отмеченным выше его достоинствам добавляет еще одно - возможность проведения дистанционных измерений. Кроме того, при возбуждении ультракороткими лазерными импульсами появляется возможность регистрации кинетики флуоресценции, являющейся

ность регистрации кинетики флуоресценции, являющейся дополнительным демаскирующим признаком при обнаружении и идентификации нефтепродуктов (Глушков и др., 1994). Наличие флуоресцентных свойств у большинства видов различных загрязнений, в том числе нефти, обуславливают весьма широкий диапазон практических приложений метода. Поэтому большая часть лидаров для мониторинга загрязняющих примесей в водных или воздушных средах являются флуоресцентными (Глушков и др., 1994).

К недостаткам можно отнести слабую селективность метода флуоресценции, обусловленную тем, что различные нефтепродукты обладают широкими перекрывающимися полосами флуоресценции. Однако интенсивное развитие численных методов обработки спектров, по-видимому, позволит преодолеть эту трудность (Глушков и др., 1994).

Относительным недостатком прямых флуоресцентных методов является также зависимость результатов измерений от условий эксперимента и параметров аппаратуры, что ведет к невозможности точной количественной диагностики природных сред

ввиду неконтролируемости параметров трассы измерения. Однако использование комбинационного рас-

сеяния воды (при загрязнениях водоемов) или, например, азота (при загрязнениях атмосферы) в качестве внутреннего репера позволило поставить флуореметрию нефтяных загрязнений на необходимую количественную основу.

Сырые нефти различных месторождений, как и нефтяные фракции - бензин, мазут и т.д., отличаются процентным содержанием метановых, нафтеновых и ароматических углеводородов. Поскольку каждый углеводородный компонент имеет свои индивидуальные флуоресцентные характеристики, то вполне возможно определение вида нефтепродукта по его спектру флуоресценции. И хотя эти спектры являются слабоструктурированными, комплексный подход позволяет в принципе не только обнаружить нефтяное загрязнение, но и идентифицировать его.

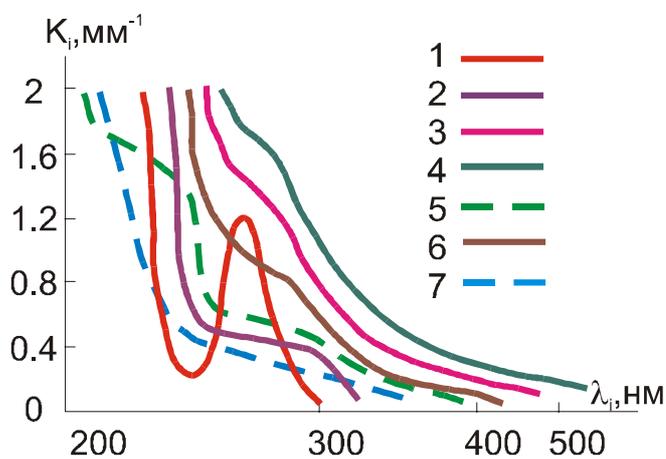


Рис.10.7. Спектры поглощения нефтепродуктов: бензин(1), дизтопливо(2), саратовская нефть(3), грузинская нефть(4), шаимская нефть(5), ливийская нефть(6), органические загрязнения(7).

Как известно (Климкин и др., 1993), при облучении тонкой пленки нефтепродукта толщиной h достаточно коротким лазерным импульсом на длине волны λ_0 сигнал флуоресценции S_i на длине волны λ_i можно представить следующей приближенной формулой:

$$S_i(t) = AK_i\varphi_i [1 - \exp(-k_{\Sigma i} \cdot h)] \exp(-t/\tau_i)/\tau_i, \quad (10.33)$$

$$k_{\Sigma i} = k_0 + k_i; K_i = k_0/k_{\Sigma i},$$

где A - некоторый инструментально-геометрический фактор; φ_i - квантовый выход на длине волны λ_i ; k_0 - показатель ослабления на длине волны облучения λ_0 ; k_i - то же на длине волны флуоресценции λ_i ; τ_i - постоянная времени затухания флуоресценции на длине волны λ_i .

Из (10.33) следует, что флуоресценция любого продукта определяется следующими основными характеристиками, которые и могут использоваться как соответствующие его демаскирующие признаки (Климкин и др., 1993):

- спектральное распределение интенсивности флуоресценции: $S_i^{\text{отн}} = S_i/S_{\text{max}} = f(\lambda_i)$, т.е. форма спектра или положение максимума;
- эффективность флуоресценции $\psi_i = \varphi_i k_0$ на длине волны λ_i ;
- спектральное распределение постоянных времени $\tau_i = f(\lambda_i)$, т.е. спектр времен затухания.

Кроме того, для дистанционной идентификации нефтепродуктов могут быть использованы линии комбинационного рассеяния (Дейдан и др., 1994), которые, в отличие от первых трех характеристик, не зависят от толщины нефтяной пленки и весьма тесно связаны с индивидуальностью нефтепродукта. Однако при применении данного метода к сырым нефтям сложно выделить линии комбинационного рассеяния на фоне широкой и интенсивной полосы флуоресценции.

Комплексное использование спектральных, и временных характеристик флуоресценции в принципе позволяет проводить идентификацию нефтепродуктов не только по группам (сырая нефть, легкие фракции, тяжелые остаточные фракции), но также по видам (различные масла, дизтопливо и т.д.), а возможно и по маркам отдельных нефтепродуктов (Климкин и др., 1993).

Основным демаскирующим признаком нефтяных загрязнений является спектр флуоресценции. Как видно из (10.33), он зависит от природы флуоресцирующего вещества, толщины пленки и длины волны источника возбуждения. Для оптически толстых пленок ($k_i h \gg 1$) зависимость сигнала от толщины пленки исчезает.

Спектры поглощения пленок различных нефтепродуктов приведены на рис.10.7 (Дейдан и др., 1994), откуда видно, что оптические свойства нефтей различных месторождений отнюдь не одинаковы. В частности, это обуславливает и различие спектров флуоресценции разных нефтей. Например, на рис.10.8 даны спектры флуоресценции западносибирской нефти двух месторождений: Самотлор и Советское при длине волны возбуждения

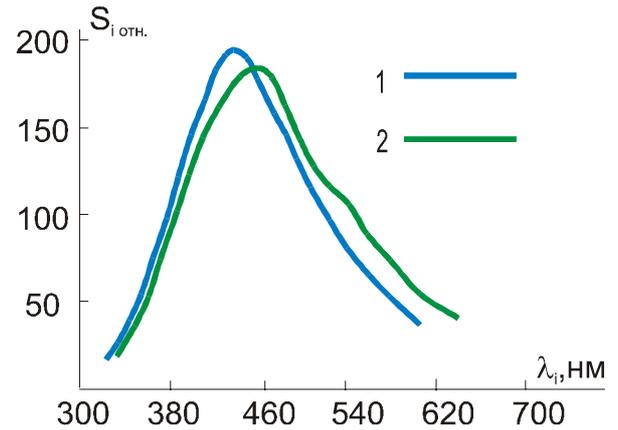


Рис.10.8. Спектры флуоресценции нефтей месторождений: Самотлор (1), Советское (2).

$\lambda_0 = 308$ нм. При этом оказывается, что для пленок всех образцов нефти положение максимума и форма спектра флуоресценции не зависят от λ_0 (в пределах от $\lambda_0 = 249$ до 420 нм) (Дейдан и др., 1994). То же имеет место и для спектров флуоресценции нефтепродуктов: на рис.10.9 изображены спектры флуоресценции бензина и дизтоплива при различных значениях λ_0 (Дейдан и др., 1994). Как видно, для этих нефтепродуктов максимумы спектра локализованы в ультрафиолетовой области спектра, а не в видимой, как у сырых нефтей.

Следует отметить, что положение максимума флуоресценции зависит от толщины пленки нефти: с увеличением этой толщины он сдвигается в сторону больших длин волн. Для иллюстрации этого на рис.10.10 приведены спектры флуоресценции ливийской и саратовской нефтей для различных значений h (Дейдан и др., 1994). Данное обстоятельство затрудняет идентификацию сырых нефтей, ибо разброс положения максимума спектров различных нефтей перекрывается вариациями его при из-

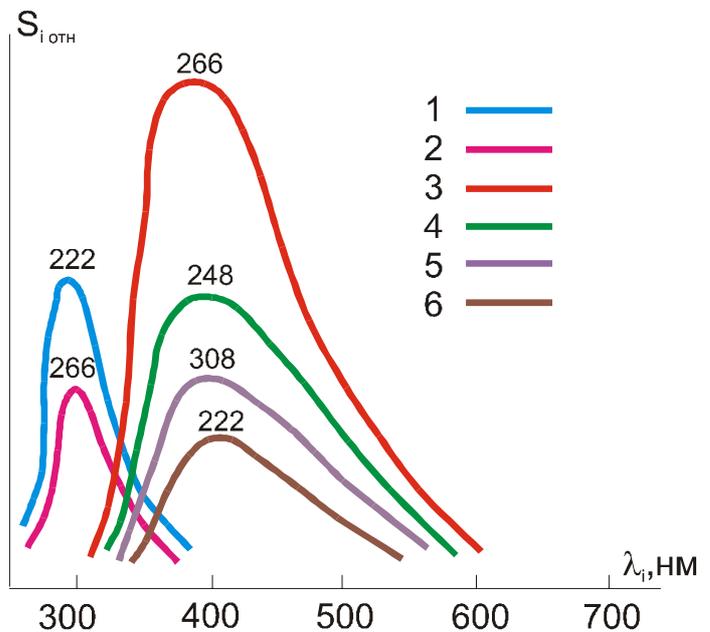


Рис.10.9. Спектры флуоресценции нефтепродуктов при различных значениях длины волны возбуждения: бензин (1, 2), дизтопливо (3-6).

менении толщины пленки.

Необходимо также отметить, что спектры флуоресценции нефтяных пленок на воде и нефти в объеме воды (растворенно-эмульгированная фракция) существенно различаются: переход нефтепродуктов из пленки в воду изменяет не только интенсивность, число и положение максимумов спектра, но и их поведение при изменении длины

волны возбуждения. На рис.10.11 в качестве примера даны спектры флуоресценции ливийской нефти в пленке толщиной 1 мкм и в воде при $\lambda_0 = 266$ и 337 мкм (Дейдан и др., 1994). Видно, что для растворенно-эмульгированной фракции нефти с увеличением λ_0 максимум спектра флуоресценции сдвигается вправо. Как отмечено в (Дейдан и др., 1994), наличие в спектре флуоресценции нефтепродуктов в объеме воды полосы с максимумом около 340 нм (при возбуждении при $\lambda_0 \leq 380$ нм) и ее интенсивность могут служить количественным показателем содержания нефтепродуктов в объеме воды.

Относительно спектров флуоресценции газовой фракции нефти следует отметить, что поскольку, как будет показано далее, процентный состав компонентов этой фракции зависит от температуры, то вариации формы соответствующего спектра флуоресценции трассового газа будут еще больше, и это вносит дополнительные сложности в общую проблему идентификации газовых выбросов. Впрочем, для решаемой нами задачи обнаружения утечек нефти из трубопрово-

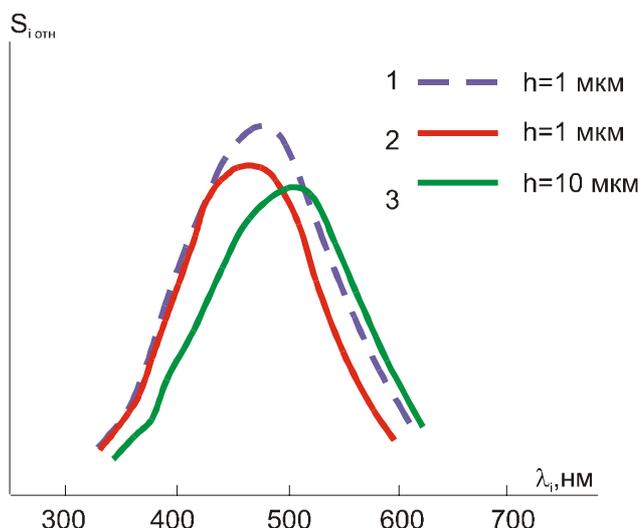


Рис.10.10. Спектры флуоресценции нефтей при длине волны возбуждения 308 нм и различной толщине пленки: саратовская нефть(1), ливийская нефть(2,3).

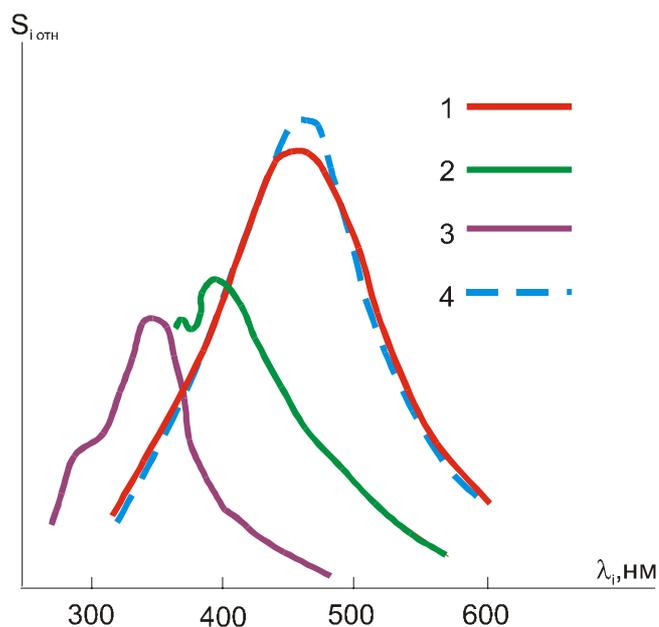


Рис.10.11. Спектры флуоресценции ливийской нефти при различных значениях длины волны возбуждения: в пленке(1,4), в объеме воды (2,3).

дов данное обстоятельство большого значения не имеет.

Для определения эффективности флуоресценции Ψ_i на длине волны λ_i необходимо исключить обычно неизвестный инструментальный фактор A в (10.33), что достигается регистрацией сигнала комбинационного рассеяния $S_{кр}$, например, воды или азота, служащего в качестве опорной точки (Климкин и др., 1993). При этом отношение $\alpha_i = S_i/S_{кр}$ от A уже не зависит и может играть роль одного из демаскирующих признаков нефтепродуктов.

Спектры времен затухания τ_i нефтепродуктов имеют более яркую индивидуальность, чем спектры флуоресценции и могут использоваться для их идентификации. Представленные на рис.10.12 (Климкин и др., 1993) для ряда нефтепродуктов эти спектры свидетельствуют о их заметном различии, особенно в фиолетовой области спектра. Для регистрации данных спектров принципиально необходимо использование импульсного лазера, обеспечивающего достаточно малую длительность импульсов облучения (несколько наносекунд).

10.1.5.2. Кинетика трассовых газов при утечках нефти.

Как уже указывалось, для раннего и сверхраннего обнаружения утечек нефти необходимо, чтобы оптико-электронная аппаратура контроля (ее спектрометрический канал) обеспечивала и реагировала на флуоресценцию газовой фракции нефти, которая гораздо раньше, чем ее жидкая фаза появляется в атмосфере над местом утечки. Поэтому нашей задачей было установление закономерностей выделения, накопления и распространения в атмосфере нефтяного газа, образующегося при возникновении утечки, который представляет собой совокупность газов, растворенных в нефти (пропан, бутан и др.), и паров, выделяющихся в результате испарения ее легколетучих компонентов (изопентан, пентан и др.). Для решения этой проблемы нами были выполнены соответствующие экспериментальные и теоретические исследования, в максимально возможной степени учитывающие реальные

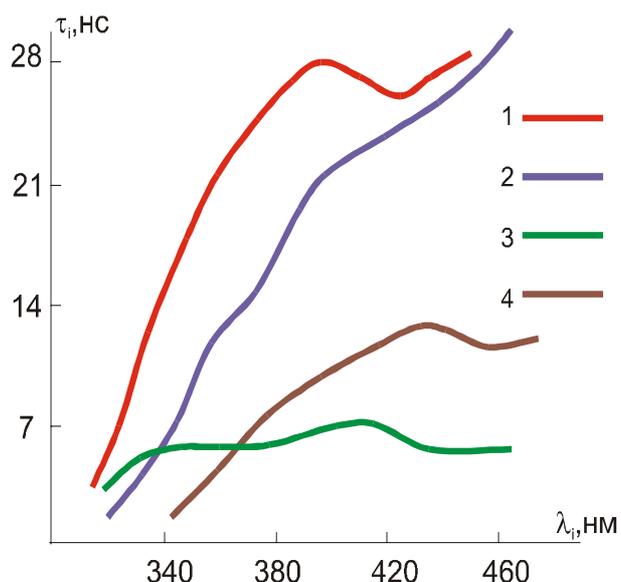


Рис.10.12. Спектры времен затухания флуоресценции дизтоплива (1), масла (2), нефти (3), бензина (4).

условия возникновения и развития аварийных ситуаций.

Таблица 10.2

Изменение состава нефтяного газа при различных температурах

Компонент	Содержание, %			
	T = -40°C	T = 0°C	T = 25°C	T = 40°C
Воздух	44	21	10	6
Пропан	26	28	25	13
Изобутан	10	12	13	24
Бутан	13	22	25	31
Изопентан	3	7	9	12
Пентан	3	7	10	13

Одной из задач исследований было установление состава газовой фракции нефти и его изменения при различных температурах. Соответствующие исследования были проведены на хроматомасс-спектрометре МАТ-212 с капиллярной колонкой SE-54. В качестве газа-носителя использовался гелий. При расшифровке углеводородных спектров использовалась известная методика (Петров и др., 1986). Последующий анализ хроматограмм показал значительные вариации процентного состава газовой фракции нефти в зависимости от ее температуры (табл. 10.2).

Как видно, с увеличением температуры содержание высокомолекулярных углеводородов увеличивается.

Для определения процентного содержания нефтяного газа в нефти в герметичную емкость помещалось различное, но фиксированное количество нефти от 0,1 до 10 мл. Сосуд с нефтью выдерживался при 25°C в течение времени, необходимого для достижения постоянной концентрации нефтяного газа. После отбора и хроматографического анализа проб определялось искомое значение относительной концентрации K нефтяного газа, которое в случае эффекта насыщения объема оказалось равным (как отношение масс газа и нефти в сосуде) $K = m_g/m_n = 0,048$ для всех $m_n < 1,3$ г, что отвечает процессу выделения нефтяного газа в открытое пространство.

Следует отметить, что в этом эксперименте, относящемся к анализу «разбавленной» среды, было получено несколько иное соотношение компонентов нефтяного газа, нежели отраженное в таблице 2, характеризующей состав «насыщенной» среды, в связи с чем можно сделать вывод, что при переходе от «штилевой» атмосферы к «ветреной»

состав газовой фракции изменяется в сторону повышения высокомолекулярных компонентов (пары - изопентан, пентан) и, соответственно, уменьшения содержания летучих компонентов (газы - пропан, изобутан).

На основании обобщения данных хроматографического и хроматомасс-спектрального анализа были определены значения К для отдельных компонентов нефтяного газа при различных температурах (табл. 10.3).

Таблица 10.3

Относительная концентрация К компонентов нефтяного газа

Компонент	К, %			
	T = -40°C	T = 0°C	T = 25°C	T = 40°C
Пропан	0,13	0,25	0,44	0,45
Изобутан	0,06	0,12	0,26	0,52
Бутан	0,16	0,54	1,04	1,56
Изопентан	0,06	0,22	0,61	1,03
Пентан	0,10	0,31	0,94	1,63

Для исследования пространственного распределения нефтяных газов в атмосфере были выполнены следующие эксперименты.

В яму размером 60 см заливалось 20 л нефти на глубину 60-70 см. Яма засыпалась влажным грунтом (глинозем). Изменение концентрации газов отслеживалось с момента засыпки грунта в течение нескольких суток путем отбора соответствующих проб с последующим хроматографическим анализом. При этом вблизи поверхности грунта над ямой были зафиксированы следующие значения концентраций Q:

Время	до 1 ч	6 ч	3 сут.	6 сут.	10 сут.
Q, мг/м ³	0	0,6	8,5	7,5	15,2

В пробах, отобранных на расстоянии 1 м от ямы наличие нефтяных газов не было выявлено.

Следует отметить, что сухой песок лучше, чем глинозем, пропускает нефтяной газ, который появляется над грунтом уже через 20 мин., а максимальная концентрация его, равная $Q = 630 \text{ мг/м}^3$, была зафиксирована спустя 1,5 часа после начала эксперимента; в течение суток эта концентрация снизилась до $Q = 140 \text{ мг/м}^3$. В качестве иллюстрации на рис.10.13 дана соответствующая зависимость от времени локальной концентрации компонентов нефтяного газа над слоем сухого грунта толщиной 50-60 см.

Песок, пропитанный водой, нефтяной газ практически не пропускает; это объясняется тем, что вода заполняет капиллярно-пористую структуру песка и, тем самым, играет роль своеобразного «гидрозатвора».

Далее, в грунте всегда имеются микротрещины, количество и размеры которых со временем могут увеличиваться; следовательно, повышается и концентрация газа Q (см. вышеприведенные данные).

Необходимо отметить, что, как показывают выполненные эксперименты, если нефть находится под достаточно высоким давлением - что отвечает реальной ситуации с фонтанирующей утечкой из действующего подземного нефтепровода, - то первые порции трассовых газов на поверхности грунта в благоприятных условиях могут появиться уже через несколько десятков секунд с момента приложения этого давления.

Еще один эксперимент заключался в регистрации концентрации газа Q вблизи нефтяного пятна на поверхности грунта. Объем разлитой нефти составлял ~ 3 л, а площадь пятна $0,1-0,15$ м².

Скорость ветра была в пределах $1,7-2$ м/с. При этом в зависимости от высоты отбора пробы Z под центром пятна были получены следующие значения концентраций Q :

$Z, \text{ м}$	0,05	0,1
	0,5	2
$Q, \text{ мг/м}^3$	315	51
	4	0,2

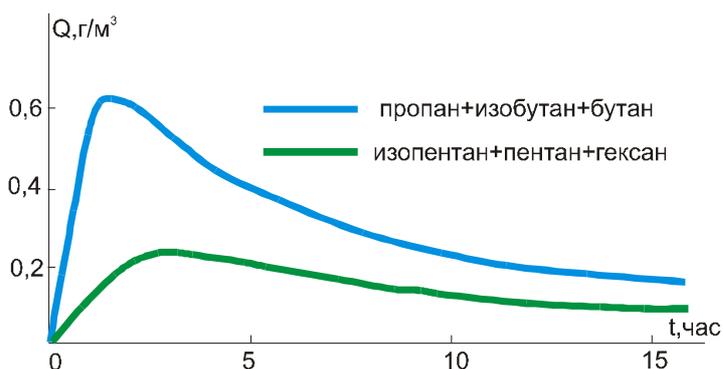


Рис.10.13. Зависимости локальной концентрации нефтяного газа над поверхностью грунта от времени.

В зависимости от расстояния X от центра пятна при отборе проб в направлении ветра значения концентрации Q нефтяного газа составляли:

$X, \text{ м}$	0,1	1	3
$Q, \text{ мг/м}^3$	158	105	5

Приведенные данные являются усредненными по нескольким измерениям в пределах 5 мин. С момента разлива.

Таким образом, область экспериментально регистрируемых концентраций нефтяных газов имеет протяженность, не превышающую нескольких метров, причем существует сильная зависимость этой концентрации от расстояния до источника выброса.

Дальнейшие исследования специфики влияния состояния воздушной среды на распределение нефтяных газов в атмосфере проводились путем математического моделирования.

Предположим, что при стационарном функционировании свища трубопровода имеет место постоянная утечка нефти q . Тогда общее дифференциальное уравнение турбулентной диффузии, определяющее концентрацию $Q(X, Y, Z, t)$ трассовых газов над грунтом в точке с координатами X, Y, Z в момент t (значения $X = Y = Z = 0$ отвечают координатам точки выхода газов из грунта), имеет вид (Берлянд, 1975):

$$V \cdot \frac{\partial Q}{\partial X} = \frac{\partial}{\partial Y} \kappa_y \frac{\partial Q}{\partial Y} + \frac{\partial}{\partial Z} \kappa_z \frac{\partial Q}{\partial Z} \quad (10.34)$$

при следующих граничных условиях:

$$Q(X, Y, Z, t)_{t=0} = q \cdot \delta(X) \delta(Y) \delta(Z - Z_0); \quad Q(X, Y, Z, t) \rightarrow 0 \text{ при } X, Y, Z \rightarrow \infty,$$

где q^* - расход газа, кг/с; V - скорость ветра (в направлении X), м/с; Z_0 - шероховатость почвы (обычно $Z_0 = 0,1$ м); K_y, K_z - коэффициенты диффузии.

Установим значения входящих в (10.34) параметров.

Эмпирически найдено, что зависимость скорости ветра от высоты аппроксимируется формулой

$$V(Z) = V_1 \ln(Z/Z_0) / \ln(Z_1/Z_0), \quad (10.35)$$

где V_1 - скорость ветра на высоте $Z_1 = 1$ м.

Также установлено, что зависимость $K_z(Z)$ определяется выражением (Берлянд, 1975):

$$K_z = K_p (1 - \langle R_i \rangle)^{1/2} Z / Z_1; \quad (10.36)$$

$$\langle R_i \rangle = h^{-1} \cdot dZ R_i(Z); \quad K_p = \alpha^2 V_1 \ln(Z_1/Z_0); \quad R_i = \frac{g(\partial T / \partial Z)}{T(\partial V / \partial Z)^2}; \quad \alpha = 0,4; \quad g = 9,8 \text{ м/с}^2; \quad h = 100 \text{ м}$$

где T - температура атмосферы, К;

Тогда, учитывая логарифмическую зависимость T от высоты Z , получаем вместо (36) выражение:

$$K_z = K_1 \frac{Z}{Z_1} = K_p \frac{Z}{Z_1} \left[1 - \frac{gh}{2T_a} \cdot \frac{\ln^2(Z_1/Z_0)}{\ln(h/Z_1)} \cdot \frac{\delta T}{V_1^2} \right]^{1/2}; \quad (10.37)$$

где $\delta T = T(h) - T(Z_1)$;

Для приземного слоя воздуха при $h = 100$ м и $Z_1 = 1$ м по (10.37) имеем

$$K_1 = 0.07 V_1 \left[1 - \frac{565}{T} \cdot \frac{\delta T}{V_1^2} \right]^{1/2}; \quad (10.38)$$

Коэффициент K_y определяется выражением $K_y = K_0 V(Z)$, причем K_0 получают из условия равенства $K_y(Z)$ и $K_z(Z)$ для $Z = h$ (Берлянд, 1975). Отсюда имеем

$$K_0 = hK_1/3Z_1V_1 = 100K_1/3V_1 \quad (10.39)$$

Однако с такими параметрами уравнение (10.34) может быть решено лишь численно. Тем не менее это уравнение решается и аналитически, если приближенно считать, что (Берлянд, 1975)

$$K_z = K_1 Z/Z_1; V(Z) = V_1 (Z/Z_1)^{0,2}; K_y = K_0 V(Z). \quad (10.40)$$

Тогда решение уравнения (10.34) будет иметь следующий вид (для стационарного случая):

$$Q(X, Y, Z) = \frac{q^*}{2,2K_1 \sqrt{\pi K_0 X^3}} \cdot \exp\left(-\frac{Y^2}{4K_0 X}\right) \cdot \exp\left[-\frac{V_1}{2,88 X K_1} (Z^{1,2} + Z_0^{1,2})\right] I_0\left(\frac{2V_1 z^{0,6} z_0^{0,6}}{1,44 K_1 X}\right) \quad (10.41)$$

$$q^* = qK,$$

где q - интенсивность утечки, г/с; K - относительная концентрация газа; K_0 - определяется по (10.39); K_1 - определяется по (10.38); $I_0(\bullet)$ - модифицированная функция Бесселя.

Уравнение (10.41) связывает локальную концентрацию трассовых газов $Q(X, Y, Z)$ вблизи места их выхода, физические параметры воздушной среды K_0 , K_1 , V , δT и интенсивность утечки q , определяемую по (10.11) эквивалентным размером свища и давлением в трубопроводе.

Ниже в таблице 4 приведены рассчитанные по (10.41) для нормирующего условия $q^* = 1$ г/с и ряда значений температуры воздуха T , скорости ветра V , разности температур δT атмосферы на высоте 100 м и у земли диапазон значений максимальных по высоте Z концентраций $Q(X, 0, Z)$ нефтяного газа (с границами при $X = 0$ и $X = 50$ м), значение высоты Z_m , на которой фиксируется максимальная по Z концентрация (при $X = 50$ м) и диапазоны значений интегральных по высоте Z концентраций

$$C(X, 0) = \int_0^{\infty} Q(X, 0, Z) dZ \quad (\text{в пределах изменения } X \text{ от } X = 0 \text{ до } X = 50 \text{ м}). \text{ При этом массу}$$

нефтяного газа m_r в вертикальном столбе атмосферы с площадью поперечного сечения S , очевидно можно найти из формулы $m = C(X, 0)S$.

Таблица 10.4

Изменение характера распределения газа в зависимости от параметров атмосферы

T, °C	V, м/с	δT, °C	Q(X,0,Z), г/м ³	Z _m , м	C(X,0), г/м ²
50	2	-2	1,8·10 ⁻¹ ÷ 3,8·10 ⁻⁶	5	1,4·10 ⁻¹ ÷ 1,1·10 ⁻⁴
-50	2	-2	3,1·10 ⁻¹ ÷ 4,2·10 ⁻⁶	5,5	1,8·10 ⁻¹ ÷ 1·10 ⁻⁴
50	5	0	6,9·10 ⁻² ÷ 8,3·10 ⁻⁶	3,9	8·10 ⁻² ÷ 1,8·10 ⁻⁴
50	0,05	0	5·10 ⁻⁴ ÷ 7,2·10 ⁻⁸	3,1	4,3·10 ⁻⁴ ÷ 1,3·10 ⁻⁶
-50	0,2	1,5	6,2·10 ⁻⁴ ÷ 9,4·10 ⁻⁶	1,1	1,8·10 ⁻³ ÷ 1,6·10 ⁻⁶
-50	0,2	0	1,8·10 ⁻² ÷ 3,3·10 ⁻⁶	3,9	5,4·10 ⁻² ÷ 7,3·10 ⁻⁵
20	0,2	-2	8·10 ⁻¹ ÷ 1,2·10 ⁻⁶	25	8,8·10 ⁻¹ ÷ 1,2·10 ⁻⁴
20	5	2	2,2·10 ⁻¹ ÷ 8,6·10 ⁻⁶	3,5	5,8·10 ⁻¹ ÷ 6,7·10 ⁻³

Следовательно, в зависимости от величины утечки q и состояния атмосферы максимальное значение локальной концентрации трассового газа Q(X,0,Z) может изменяться в широких пределах от 5·10⁻³ до 5 г/м³.

Отметим, что для получения значений локальных интегральных концентраций при Y ≠ 0 данные табл. 10.4 необходимо умножить на коэффициент α:

$$\alpha = \exp(-Y^2/\sigma^2); \quad \sigma^2 = 4K_0X.$$

Следовательно, проекция шлейфа газового выброса на землю имеет вид параболы с осью вдоль направления ветра.

В качестве иллюстрации на рис.10.14 и 10.15 для некоторых значений

скорости ветра V и «средней» атмосферы (T = 0°, δT = -0,7°C) приведены зависимости логарифма интегральной концентрации lg C(X,Y) нефтяного газа от координат X

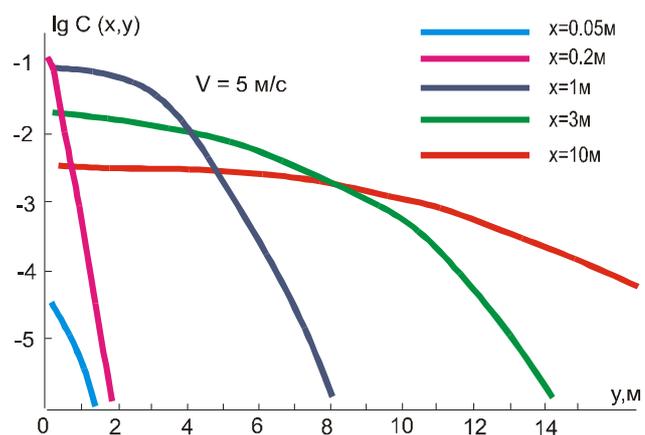


Рис.10.14. Зависимости логарифма интегральной концентрации нефтяного газа от расстояния в направлении, перпендикулярном ветру.

(от точки выброса по направлению ветра) и Y (поперек направления ветра), рассчитанные с использованием (10.41) при нормирующем условии $q^* = 1$ г/с. Видно, что интегральная концентрация $C(X, Y)$ в направлении ветра снижается гораздо медленнее, чем в направлении перпендикулярном ему.

Из анализа полученных выше результатов можно выявить следующие основные закономерности:

- вариации температуры атмосферы не оказывают значительного влияния на характер распределения газовой примеси, однако в зависимости от температуры сильно изменяется объем газовой выделенной (см. табл. 10.3);
- распределение примеси нефтяного газа сильно зависит от скорости ветра, а также от знака и величины вертикального градиента температур, определяющего состояние атмосферы: при переходе от значения $\delta T > 0$ к $\delta T < 0$ высота слоя газовой примеси может увеличиться в несколько раз;
- при значениях параметров атмосферы $T = \pm 50^\circ\text{C}$, $\delta T = \pm 2^\circ\text{C}$ и $V = 0 \div 5$ м/с газовая примесь в атмосфере распределяется таким образом, что ее концентрация падает на расстоянии от источника выброса 3 м в $50 \div 100$ раз, на расстоянии 12-16 м в 10^3 раз, на расстоянии 50 м в $10^4 - 10^5$ раз. При этом максимальная концентрация фиксируется на высотах от 0 до 5 м.

10.1.6. Тепловой контраст глубинных скоплений нефти и нефтепродуктов

На предприятиях хранения, транспорта, раздачи и переработки нефти и нефтепродуктов обычно имеют место безвозвратные потери, обусловленные утечками, разливами, прорывами и авариями, а также другими источниками поступления нефти в естественные подземные емкости, что обуславливает нефтяное загрязнение окружающей среды, являющееся одним из наиболее опасных видов загрязнения. Нефть и нефтепродукты как смесь органических соединений содержат большое количество чрезвычайно токсичных компонентов. Кроме того, химически активные органические соединения изменяют состав окружающей среды, преобразуя естественные компоненты в более токсичные формы. Недостаточное внимание к охране окружающей среды на объектах нефтеперерабатывающей промышленности страны привело к тому, что практически на всех крупных НПЗ и нефтебазах сформировалось сильное загрязнение территорий. Особенно ярко это проявляется в загрязнении подземных вод, так как нефтепродукты, просачивающиеся в грунт, способны аккумулироваться там в больших количествах и длительное время мигрировать к областям разгрузки, где они проявятся через

десятки лет. После прекращения нового загрязнения, в течение длительного времени существующие скопления будут отравлять близлежащие водоемы. Поэтому извлечение техногенных соединений, сформировавшихся в результате аварийных ситуаций на территориях объектов хранения и переработки нефти в виде «линз» в грунте, представляется необходимым мероприятием, направленным на улучшение экологической обстановки, которое может быть и окупаемым. При этом первоочередной задачей является выявление наличия и местоположения линз нефтепродуктов, их контуров, что позволяет оценить потенциально возможный для извлечения объем.

Теоретической предпосылкой возможности дистанционного (с помощью оптико-электронной аппаратуры) способа прямого поиска и прогнозирования залежей нефти и газа в общем случае является известная связь восходящих от них потоков углеводородов и тепла с формированием геотермо-геохимических аномалий земной поверхности (Клопов, 1990). Последние, преломляясь в лучах ландшафта и, соответственно, в особенностях спектральной яркости собственного и отраженного электромагнитного излучения, фиксируются на спектральных изображениях.

Достигающие поверхности земли углеводороды формируют здесь газовые, гидрорхимические, бактериальные и битуминологические аномалии. При этом изменяется состав и свойства горных пород и образуются литологические аномалии, отчетливо распознаваемые на материалах аэросъемок.

Изменяющийся в почвах, водах, приземной атмосфере элементный состав вызывает аномалии в растительных сообществах, которые также хорошо различаются на спектральных снимках (Клопов, 1990).

За счет химического и микробиологического окисления углеводородов происходит генерация тепла, особенно заметная над залежами нефти; это сопровождается изменением температуры в приповерхностной зоне, что регистрируется на соответствующих тепловизионных изображениях.

Растительный покров, реагируя на геотермо-геохимические контрасты, создает геоботанические аномалии, которые усиливают или подавляют длинноволновое излучение Земли, создавая тем самым тональные аномалии, также проявляющиеся на тепловизионных снимках поверхности.

Все эти геотермо-геохимические изменения поверхности грунта, обусловленные миграцией углеводородов из залежи, известны давно и успешно применяются при различных методах прямого поиска нефти и газа. При этом особенно эффективным и пер-

спективным, как показали исследования (Лялько, 1985), является метод тепловой аэро- съемки, посредством которой в приповерхностных слоях и на земной поверхности регистрируются температурные аномалии, формирующиеся над залежами нефти и газа вследствие их микробиологического окисления. Экспериментальные геотермические исследования в пределах нефтегазопро- дуктивных площадей и над непродуктивными участками недр привели к выводу, что над нефтегазовыми залежами на земной поверх- ности существуют положительные темпера- турные аномалии, величина которых изме- няется от долей градуса до 2 К (Лялько, 1985). Другой причиной, влияющей на формирование поверхностных температурных контрастов над нефтегазовым залежами, является изменение

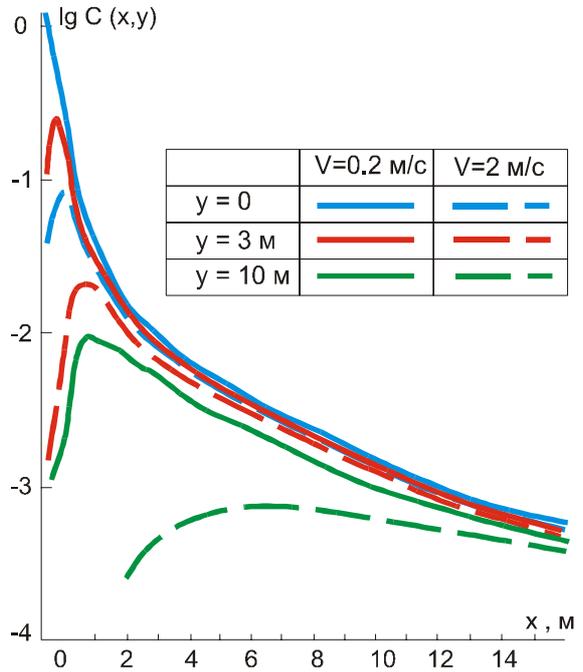


Рис.10.15. Зависимости логарифма интегральной концентрации нефтяного газа от расстояния в направлении ветра.

лежачей в недрах земной коры (Дистанционные исследования..., 1988; Выприцкий, Шилин, 1991), вследствие чего их скорость прогрева и охлаждения при годовом и суточном изменении солнечной радиации оказывается отличной от таковой для непродуктивных участков.

Именно тепловую аэро съемку и целесообразно использовать для поиска и локализации глубинных скоплений нефти и нефтепродуктов на территории НПЗ. При этом, поскольку данные территории обычно содержат множество чисто поверхностных и подповерхностных (до 1 м) загрязнений, не являющихся признаками существования под ними нефтяных линз, то для решения данной задачи следует использовать описанный ниже метод, позволяющий выявить глубинные скопления нефти и, вместе с тем, нечувствительный к приповерхностным нефтяным загрязнениям местности.

Естественно предположить, что подземные нефтяные линзы на территории НПЗ образовались в результате просачивания в имеющиеся в грунте пустоты, каверны пролитой нефти. Тогда для обнаружения этих линз можно использовать различную тепловую инерцию грунта, пропитанного нефтью, и чистого грунта, что проявляется в виде поверхностных температурных пятен над линзой, возникающих при изменении сол-

нечной радиации и температуры воздуха в течение года. Следует отметить, что использовать не годовые, а суточные колебания этих параметров нецелесообразно, так как при этом выявляются не только глубинные, обусловленные скоплением нефти загрязнения грунта, но и приповерхностные загрязнения, не являющиеся признаками наличия в грунте нефтяных линз.

Из известного выражения для температуры земной поверхности (Матвеев, 1984) следует, что разность температур ΔT поверхности чистого грунта и грунта, пропитанного нефтью, можно оценить по формуле:

$$\Delta T = \Delta T_m (1 - \sqrt{c\rho\lambda / c_\Sigma\rho_\Sigma\lambda_\Sigma}) \cos [2\pi/t_0(t - t_m)], \quad (10.42)$$

где t - время (от начала года), мес; $t_0 = 12$ мес - период изменения ΔT ; ΔT_m - амплитуда годовых колебаний температуры поверхности почвы - половина разности среднеиюльской и среднеянварской температуры почвы; по данным (Шкадова, 1979) для территории бывшего СССР (исключая северо-восточный регион с резко континентальным климатом) $\Delta T_m = 15 \div 18$ К; t_m - время максимального прогрева поверхности грунта; теоретическое значение t_m зависит от принятых при решении соответствующих уравнений теплового баланса допущений, и приводимые в литературе значения t_m варьируют от конца июня ($t_m = 6$ мес.) (Хргиан, 1978) до начала августа ($t_m = 7,25$ мес.) (Матвеев, 1984). Далее, учитывая, что наиболее теплым месяцем года практически везде является июль, принимаем $t_m \approx 7$ мес; c - удельная теплоемкость чистого грунта, Дж/кг·К; ρ - плотность чистого грунта, кг/м³; λ - теплопроводность чистого грунта, Вт/м·К; c_Σ , ρ_Σ , λ_Σ - то же для грунта, пропитанного нефтью.

Значения c_Σ , ρ_Σ , λ_Σ можно оценить по очевидным формулам, вытекающим из определения соответствующих величин:

$$\rho_\Sigma = \rho(1 + \beta); c_\Sigma = \frac{c + \beta c_n}{1 + \beta}; \lambda_\Sigma = \lambda + \frac{\partial \lambda}{\partial \beta} \cdot \beta, \quad (10.43)$$

где c_n - удельная теплоемкость нефти ($c_n = 2100$ Дж/кг·К); β - нефтенасыщенность грунта (аналог его влажности); $\partial \lambda / \partial \beta$ - скорость изменения λ грунта при изменении его нефтенасыщенности; по экспериментальным данным (Яковлев, 1979), например, для песчаников при $\beta < 0,1 \div 0,15$ значение $\partial \lambda / \partial \beta = 3 \div 6$ Вт/м·К (в зависимости от пористости грунта). При $\beta > 0,1 \div 0,15$ теплопроводность грунта, напротив, с возрастанием β падает (т.е. $\partial \lambda / \partial \beta < 0$).

Учитывая, что для НПЗ загрязнение грунта может достигать $q = 1000$ т/га (Яковлев, 1984), и в предположении, что этот грунт пропитан нефтью на глубину залегания линзы ($h = 6 \div 8$ м), находим оценку величины β :

$$\beta = q/10^4 h \rho = 10^6 / (10^4 \cdot 6 \cdot 1600) \approx 0,01,$$

Рассчитанные по (10.43) с учетом (Шевельков, 1959) теплофизические параметры, например, песчаного грунта с влажностью 20%, пропитанного нефтью, приведены для данного значения β ниже: $\rho = 1600$ кг/м³, $\rho_{\Sigma} = 1616$ кг/м³, $c = 1530$ Дж/кг·К, $c_{\Sigma} = 1535$ Дж/кг·К, $\lambda = 0,51$ Вт/м·К, $\lambda_{\Sigma} = 0,55$ Вт/м·К.

Тогда, подставляя эти значения в (10.42), получаем:

$$\Delta T \approx 0,75 \cos \left[\frac{2\pi}{12} (t - 7) \right]. \quad (10.44)$$

Рассчитанные по (10.44) значения поверхностного температурного контраста по месяцам даны ниже:

t, мес	12	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
ΔT , К	-0,75	-0,65	-0,37	0	0,37	0,65	0,75	0,65	0,37	0	-0,37	-0,65

На зависимости $\Delta T = f(t)$ наложатся, однако, соответствующие вариации $\Delta T^* = f(t)$, обусловленные суточными колебаниями солнечной радиации, и в результате получаем суммарные разности $\Delta T_{\Sigma} = \Delta T + \Delta T^*$ температур поверхности чистого грунта и грунта, пропитанного нефтью. Зависимости ΔT , ΔT^* , $\Delta T_{\Sigma} = f(t)$ схематично изображены на рис.10.16, а, б, в. На рис.10.16, г для сравнения представлена аналогичная зависимость $\Delta T_{\Sigma} = \Delta T^* = f(t)$, отвечающая приповерхностным загрязнениям грунта.

Очевидно, для исключения влияния этих приповерхностных загрязнений, являющихся по существу помехами, исследования целесообразно проводить в моменты, когда $\Delta T^* = 0$, т.е. незадолго до восхода или захода солнца. При этом, как следует из (10.44), наибольшие значения $|\Delta T_{\Sigma}| = |\Delta T|$ (поскольку $\Delta T^* = 0$) имеют место в июле и в январе (в случае отсутствия на земле снежного покрова, являющегося хорошим теплоизолятором). Значения ΔT_{Σ} для некоторых характерных моментов представлены на рис.10.16, в.

Однако облет территории НПЗ обычно занимает несколько часов, и фактическое время съемки большей части территории будет соответствовать ситуации, когда $\Delta T^* \neq 0$.

Поэтому для выявления лишь глубинных загрязнений грунта, под которыми только и может находиться нефтяная линза, следует получить тепловые изображения

местности в июле ($t = t_m$), когда $\Delta T = \max$, и в момент (период) времени $t = t_n$, максимально близкий к январю, но при условии отсутствия на земле снежного покрова, когда величина $\Delta T = \min$ - причем в одно и тоже время суток относительно, например, восхода солнца, - и сформировать с определенным весом соответствующее разностное изображение, для которого

$$\delta T = \Delta T_{\Sigma}(t_m) - \alpha \Delta T_{\Sigma}(t_n) = \Delta T(t_m) - \alpha \Delta T(t_n), \quad (10.45)$$

$$\alpha = \frac{\Delta T^*(t_m)}{\Delta T^*(t_n)} = \frac{\Delta T_m^*(t_m)}{\Delta T_m^*(t_n)},$$

где вес α определяется отношением амплитуд $\Delta T_m^*(t)$ суточных колебаний температуры поверхности грунта (или, приближенно, воздуха) в моменты t_m и t_n ; значение α находится в пределах (СНиП, 1982) $\alpha = 1,2-1,4$.

Тогда эффективная, воспринимаемая глазом оператора, разность температур δT_{Σ} , получаемая после соответствующей коррекции уровня шума на этом разностном, синтезированном изображении, равна

$$\delta T_{\Sigma} = \delta T / \sqrt{1 + \alpha^2}, \quad (10.46)$$

что для рассмотренного выше случая дает $\delta T_{\Sigma} \approx 1$ К. Такие значения разности температур посредством ВТА вполне обнаруживаются.

Отметим, что на полученном при этом тепловизионном изображении будут также значительно скомпенсированы (сведены практически к нулю) тепловые аномалии от приповерхностных загрязнений, обусловленные различием радиационного нагрева, коэффициентов излучения и испарения с чистого и с пропитанного нефтью грунта.

При этом для улучшения качества компенсации оба периода исследований целесообразно проводить в одинаковую, установившуюся погоду при полной облачности, штиле или слабом ветре, отсутствии осадков и интенсивных фазовых переходов воды на земной поверхности.

Следует заметить, что фактическое значение α может отличаться от расчетного (среднего), что приведет к неудовлетворительной компенсации значений ΔT^* . Поэтому в оба периода измерений t_m и t_n целесообразно получить серию снимков в разные дни (например, еженедельно) и эту серию усреднить для каждого периода отдельно, что приближает усредненное значение α к расчетному.

При возрастании нефтенасыщенности грунта β до 0,02-0,03 все соответствующие значения разности температур тоже повысятся приблизительно в 2-3 раза.

Также отметим, что во всех случаях границы поверхностных температурных пятен над нефтяными линзами не будут резкими, что затрудняет дешифрирование соответствующих тепловизионных изображений.

10.2. Методика, аппаратура и результаты экспериментальных исследований возможности воздушной тепловизионной аппаратуры при контроле трубопроводов

Применение ВТА для решения задач теплового контроля различных технических объектов весьма эффективно.

Особенно перспективным, как показали наши исследования, оказалось ее использование для оперативной диагностики состояния и дистанционного поиска повреждений продуктопроводов. Чрезвычайная актуальность данной проблемы обусловлена тем, что, во-первых, аварийность на продуктопроводах значительно (в ~ 3 раза (Минаев, Кулаков, 1995)) выше, чем на нефтепроводах, и, во-вторых, последствия таких аварий могут быть самыми катастрофическими: так, в результате утечки продукта из магистрального продуктопровода близ станции Улу-Теляк Куйбышевской железной дороги (Башкирия) в 1989 году произошел взрыв, повлекший крушение поездов и пожар. Погибло 575 человек, 623 получили телесные повреждения, материальный ущерб составил 13 млн рублей.

Возможность дистанционного контроля технического состояния продуктопроводов посредством ВТА объясняется тем, что при выбросе продукта вокруг места нарушения целостности трубопровода образуется некоторая температурная аномалия достаточно правильной формы, легко обнаруживаемая на тепловом изображении, полученном из верхней полусферы. При этом, в отличие от традиционных методов контроля, основанных на измерении давления в трубопроводах, контроль их с помощью ВТА гораздо более чувствителен, точен, оперативен и позволяет, кроме того, зрительно оценить масштабы аварии (Алеев и др., 1995, 1993, 1994).

10.2.1. Условия проведения исследований и моделирование аварийных ситуаций

Условия проведения исследований возможности обнаружения утечек продукта из трубопровода с помощью ВТА можно разделить на три категории. К первой категории относятся условия, непосредственно связанные с продуктопроводом - географические, агрофизические и конструктивные. Географические и агрофизические условия исследований обусловлены особенностями регионов, по которым проложена трасса

продуктопровода, а также местными условиями прокладки трассы. Конструктивные условия определяются такими факторами, как среда, в которой находится трубопровод, глубина его укладки и наличие грунтовой насыпки поверх трубопровода.

Вторая категория включает временные и метеорологические условия, в которых должны производиться исследования.

К третьей категории относятся летные условия, определяемые режимом полета носителя аппаратуры.

Необходимость правильного выбора географических условий объективно обусловлена тем, что продуктопровод пролегает в различных географических зонах страны. Поэтому выбор конкретных мест для проведения летных исследований проводился с учетом наиболее характерного рельефа и видов почв. Исходя из всех условий, для этих исследований были выбраны: для летнего периода - районы Южного Урала (Челябинская область) и восточного Закамья (Татария), для осенне-зимнего периода - районы Нижневартовска и Нефтеюганска.

Наиболее вероятной средой, в которую может произойти выброс продукта, является грунт, поскольку большая часть трубопровода на трассе уложена в земляную траншею глубиной 0,5-1,5 м с насыпкой грунта поверх трубы. Такая закладка характерна для урало-сибирской части трубопровода.

Практически на всем протяжении трассы в Западной Сибири трубопровод проходит по водоемам различной протяженности.

Узлы секционирования трубы, задвижки, манометры находятся непосредственно в атмосфере.

С учетом перечисленных факторов были определены следующие конструктивные условия исследований.

Среда, в которую производилась утечка:

- непосредственно в атмосферу;
- в грунт, снежный покров, в грунт под снегом;
- в воду.

Экранировка места выхода продукта в атмосферу:

- отсутствует;
- зарослями кукурузы высотой до 1,5 м;
- луговой травой высотой до 0,5 м;
- болотной осокой высотой до 1 м.

Величина заглубления места выхода продукта в грунт: 0,4 м; 0,5 м; 0,85 м; 1 м; 1,5 м.

Величина заглубления места выхода продукта в воду: 0,5 м; 2,5 м.

Возможность обнаружения утечки продукта из трубопровода определяется также временными и метеорологическими факторами, ибо от них зависит как эффективный контраст тепловой аномалии, так и фоновая обстановка.

Наиболее благоприятная для обнаружения тепловых аномалий фоновая обстановка создается в ночное время, когда величина тепловых неоднородностей земной поверхности минимальна. Тем не менее по соображениям безопасности полетов, а также в связи с отсутствием или плохой видимостью ночью ориентиров на трассе для проведения исследований было выбрано дневное время суток. Эти исследования проводились в августе-декабре 1989 г., т.е. в летний, осенний и зимний периоды.

Метеорологические условия проведения исследований определяются особенностями работы тепловизионной аппаратуры. Во время выпадения осадков в виде дождя и, особенно, снега эффективный контраст наземных объектов резко ослабляется. После дождя, наоборот, контраст тепловых аномалий, образующихся при охлаждении участков грунта выбросом продукта, усиливается, поскольку влажный грунт имеет более высокую теплопроводность.

При сплошной облачности тепловые неоднородности фона уменьшаются главным образом за счет отсутствия тепловых теней от деревьев и кустарника. Прямое солнечное излучение и ветер влияют на устойчивость тепловых аномалий.

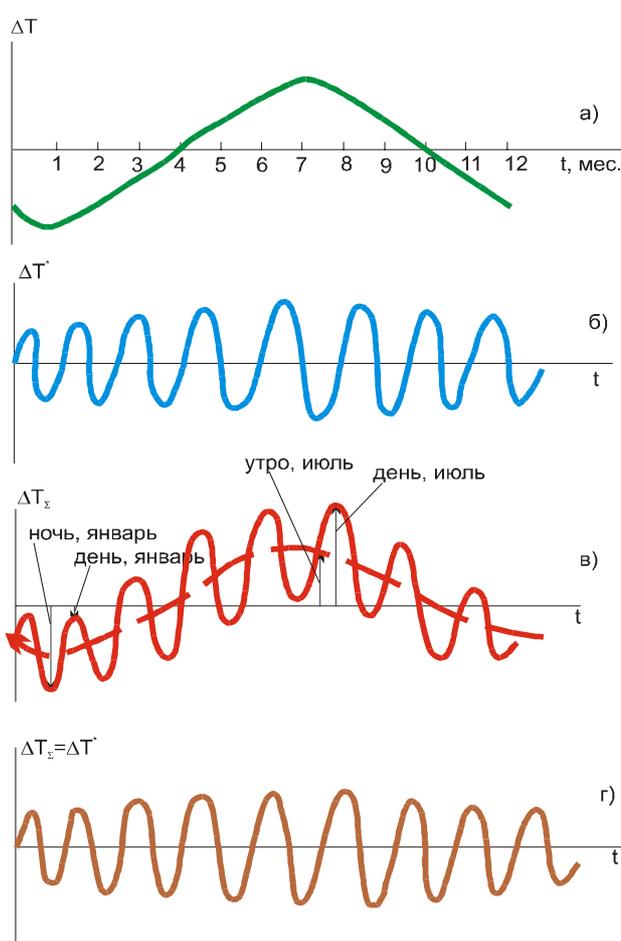


Рис.10.16. Годовые (а), суточные (б) и суммарные (в,г) вариации поверхностного температурного контраста, вызванного глубинным (а,б,в) и приповерхностным (г) загрязнением грунта.

С учетом указанных факторов исследования проводились в простых метеоусловиях как в отсутствие, так и при наличии облачности до 10 баллов, а также после дождя.

Полетные условия охватывают высоту H и скорость полета V носителя аппаратуры - вертолета, а также допустимый угол крена. Минимальные значения H и V определялись условиями безопасности полета, а максимальные - техническими параметрами используемой тепловизионной аппаратуры.

Возникновение тепловой аномалии в месте выброса продукта обусловлено возникающим при этом дроссельным эффектом, в частности тем, что при переходе жидкой фазы находящегося под давлением продукта - широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) в газовую понижается температура среды, в которую данный выброс происходит. В результате этого вокруг места выхода ШФЛУ в атмосфере, на поверхности грунта или воды образуются локальные участки с более низкой температурой, чем у окружающего фона, которые и могут быть зафиксированы ВТА.

Виды утечек определяются средой, в которую выбрасывается продукт, и подразделяются на утечку открытую, при которой он выходит непосредственно в атмосферу, и закрытую, при которой продукт выбрасывается в грунт, снег или воду на той или иной глубине.

Интенсивность утечки определяется количеством продукта, вытекающего из отверстия в трубопроводе в единицу времени, и зависит от разности давлений в продуктопроводе и вне его и от площади отверстия.

С учетом изложенного моделирование утечек производилось следующим образом.

Открытая утечка продукта создавалась посредством его выброса в атмосферу через отборный вентиль на узле секционирования медной трубкой с внутренним диаметром до 6 мм.

Закрытая утечка продукта моделировалась путем выброса его в грунт, в снег, в грунт под снежным покровом и в воду.

За время исследований было смоделировано 12 ситуаций с утечкой продукта в грунт различного типа. Эта утечка моделировалась путем подачи продукта в шурфы, вырытые в грунте, также по отводной трубке через вентили отбора на узлах секционирования. Открытый конец трубки помещался на дно шурфа, который затем заполнялся вынутым из него грунтом. Требуемое разнообразие ситуаций создавалось вариацией

глубины шурфов, диаметра выходного отверстия отводной трубки и, в определенной мере, давления в продуктопроводе в местах отбора. Утечка в воду также моделировалась подачей в водный объем продукта по отводной трубке.

10.2.2. Используемая аппаратура

Для обнаружения мест утечек сжиженных газов из трубопроводов может быть использован следующий способ, реализуемый с помощью соответствующей ВТА (Алеев и др., 1992) (рис.10.17). ВТА содержит оптически сопряженные сканирующее зеркало 1, установленное с возможностью вращения и связанное с датчиком 2 угла поворота зеркала, приемный объектив 3, плоское зеркало 4, фотоприемник ИК-излучения 5, подключенный к входу блока селекции сигналов 6, управляющий вход которого соединен с выходом датчика углового положения, и фотоприемник видимого излучения 7, подключенный к первому входу смесителя сигналов 8, второй вход которого соединен с выходом блока селекции, а выход с ВКУ 9.

Излучение видимого диапазона длин волн преобразуется фотоприемником 7 в электрический сигнал, который через смеситель 8 поступает на ВКУ 9, на экране которого формируется телевизионное изображение контролируемого участка трассы трубопровода. Фотоприемник 5 воспринимает тепловое излучение визируемого участка местности и подает сигнал на вход блока селекции 6, на вход которого также поступают сигналы с датчика 2, несущие информацию об угловом положении зеркала 1. Кроме того, в блок селекции заводятся установки пороговых значений длительности и амплитуды сигналов. Пороговое значение длительности сигналов зависит от высоты полета носителя ВТА и соответствует участкам местности в несколько диаметров трубопровода.

Пороговое значение по амплитуде сигнала устанавливается в зависимости от характера тепловых неоднородностей естественных фоновых образований, присутствующих на контролируемом участке трубопровода, и обеспечивает регистрацию момента превышения сигнала, вызванного утечкой, над сигналом естественных тепловых неоднородностей.

Блок селекции анализирует сигналы, поступающие с фотоприемника 5, по длительности и амплитуде и выдает на второй вход смесителя 8 сигнал о наличии в поле зрения ВТА участка местности, обладающего признаками утечки.

Смеситель 8 замешивает сигнал о наличии утечки, поступающий с блока селекции 6, с телевизионным сигналом, в результате чего на экране ВКУ, в поле телевизионного изображения наносятся метки, указывающие местоположение утечки на трассе.

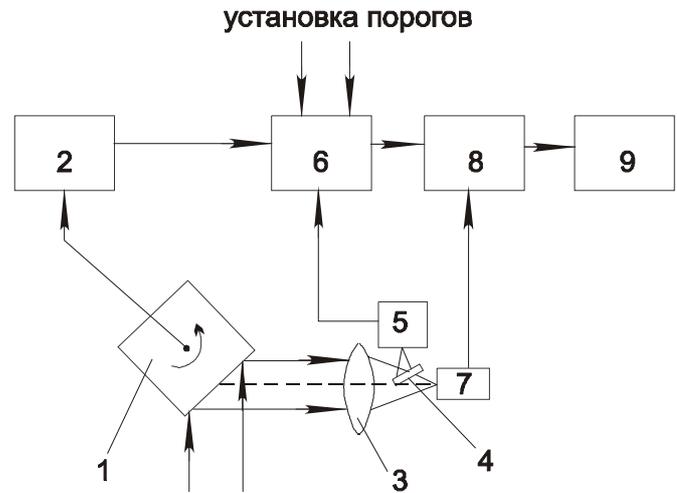


Рис.10.17. Блок-схема ВТА для контроля трубопроводов.

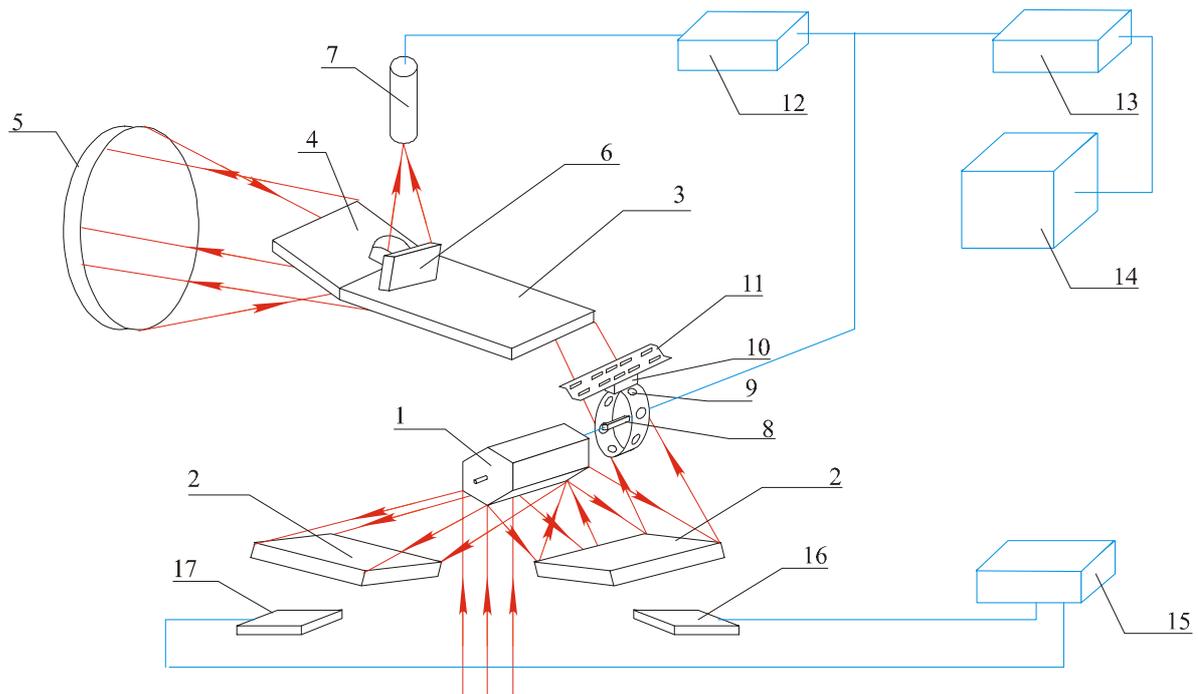


Рис.10.18. Функциональная схема ВТА для исследований.

Датчик 2 углового положения сканирующего зеркала служит для синхронизации процессов обработки и отображения информации на экране ВКУ с процессом сканирования местности посредством зеркала 1.

Для экспериментальных исследований по оценке возможности дистанционного контроля продуктопроводов нами была использована специально разработанная ВТА, схема которой приведена на рис.10.18.

Падающий на входной зрачок поток излучения разделяется гранями зеркальной призмы 1, вращающейся вокруг своей оси, отражается зеркалами 2 на зеркала 3 и 4 и направляется на параболический объектив 5, который фокусирует излучение в плоскость фотоприемника 7. Ломающее зеркало 6 позволяет применить приемник с заливной системой охлаждения. Аппаратура использует десятиэлементный линейчатый фотоприемник, ориентированный вдоль направления полета носителя. Объектив фоторегистратора 9 формирует изображение многоэлементной светоизлучающей линейки 8 на поверхности световолоконной шайбы 10, которая передает его на плоский чувствительный слой фотопленки 11. При вращении барабана с объективами 9 вокруг оси 00 происходит развертка изображения линейки 8 через световолоконную шайбу 10 на фотопленке подобно тому, как сканирующий элемент 1 приемной оптической системы осуществляет развертку проекции изображения многоэлементного приемника 7 на местности. Синхронизация процессов считывания сигналов от поверхности земли и записи ее тепловой картины на фотопленку обеспечивается посадкой барабана фоторегистратора на один вал со сканирующей зеркальной призмой.

ВКУ состоит из блока преобразования 13 и монитора 14. Электрические сигналы, снимаемые с приемника излучения 7, проходят через усилитель 12, преобразуются в блоке 13 в телевизионный стандарт и поступают на монитор 14, в качестве которого используется обычный телевизионный приемник. При движении носителя на экране монитора наблюдается бегущее изображение обследуемой местности. Имеется возможность просмотра изображения в режиме «стоп-кадра».

С помощью нагреваемого и ненагреваемого излучателей 16, 17 может быть проведена градуировка регистрируемой на фотопленке разности плотностей почернения, что необходимо для оценки соответствующей разности радиационных температур объекта и фона. Разность температур поверхностей этих излучателей задается блоком управления 15 и контролируется посредством термосопротивлений.

Аппаратура имеет следующие основные технические параметры (Алеев и др., 1995; 1993; 1994): порог чувствительности $\Delta T_0 = 0,1$ К; элементарное поле зрения $\delta = 0,5$ мрад; угол обзора $2\beta_0 = 45^\circ$; спектральный рабочий диапазон $\Delta\lambda = 8-14$ мкм.

Наблюдение и анализ изображений исследуемого участка местности, воспроизводимого на экране монитора ВТА, выполнялся с целью обнаружения тепловой аномалии, создаваемой выбросом продукта из трубопровода. В качестве монитора при этом использовался телевизор «Юность» с размером экрана 125x175 мм и шириной строки развертки 0,2 мм. Яркость изображения местности и его контраст устанавливались так, чтобы на экране ВКУ просматривались детали фона. Скорость движения изображения на экране определялась скоростью полета вертолета, которая, в свою очередь, зависела от высоты полета.

Экспертный анализ тепловых изображений, зарегистрированных на фотопленке, выполнялся в лабораторных условиях и имел целью определение вероятности обнаружения выбросов продукта, а также геометрических и энергетических параметров соответствующих тепловых аномалий.

Основными параметрами тепловых аномалий, определяющими возможность их обнаружения, являются площадь S и разность радиационных температур с фоном ΔT_R . Величина S находилась по площади изображения этой аномалии, с учетом его масштаба. Площадь изображения объекта на фотопленке определялась с помощью измерительного микроскопа УИМ-21. Оценка величины ΔT_R производилась косвенно, путем регистрации посредством микрофотометра ИФО-451 разности плотностей изображения тепловой аномалии и фона.

10.2.3. Результаты исследований.

Экспериментальные исследования возможности обнаружения с помощью ВТА мест нарушения целостности продуктопроводов в летний период (август 1989 г.) проводились на западном участке Урало-Сибирского продуктопровода в районах поселка Мактама (Татария) и поселка Кропачево (Челябинская обл.).

В осенний период (сентябрь 1989 г.) исследования выполнялись на восточном участке Урало-Сибирского продуктопровода в районе Лениниск-Юргамыш, на северном участке Западно-Сибирского продуктопровода в районе Нижневартовска и в районе Нефтеюганска на участке пос. Мамонтово-пос. Сентябрьский.

В зимний период (декабрь 1989 г.) исследования производились на том же участке Мамонтово-Сентябрьский, а также в районе пос. Салым.

Общий объем летних исследований составил 115 часов. Всего за время исследований на фотопленке было зарегистрировано 212 изображений тепловых аномалий, появившихся при выбросе продукта, в том числе: 23 - при выбросе в атмосферу, 8 - при

выбросе в воду, 133 - при выбросе в грунт, 13 - при выбросе в снежный покров, 17 - при выбросе в грунт под снежным покровом.

Общие результаты исследований по существу сводятся к следующему (Алеев и др., 1995; 1993; 1994):

1. Экспериментально установлено, что поверхностная тепловая аномалия, возникающая в месте выброса продукта из трубопровода, может быть обнаружена посредством ВТА как в реальном масштабе времени, так и на тепловых изображениях, записанных на фотопленку, - независимо от глубины залегания продуктопровода. При этом со снижением (т.е. при улучшении) порога чувствительности ВТА тепловой контраст и площадь обнаруживаемых ею аномалий уменьшаются, а вероятность ложных тревог (обнаружения фоновых неоднородностей) возрастает.

2. При выбросе продукта непосредственно в атмосферу тепловая аномалия, достаточная для ее обнаружения, появляется практически сразу после выхода продукта. При выбросе в атмосферу с экранированием места выброса растительностью время от начала истечения продукта до момента обнаружения зависит от высоты и плотности растительности и составляет 5-15 мин.

При выбросе продукта в грунт (на глубине 1-1,5 м) поверхностная тепловая аномалия, обнаруживаемая ВТА, возникает лишь через несколько часов; этот интервал времени тем меньше, чем больше интенсивность выброса и выше температура воздуха. В случае выхода продукта в снег или в воду (на глубине ~0,5 м) соответствующая температурная аномалия формируется через 30-40 мин. после выброса.

3. Значения разности радиационных температур поверхностных тепловых аномалий, возникающих при выходе продукта, и фона зависят от весьма большого количества факторов (параметры продуктопровода, характер и локализация его дефекта, теплофизические свойства среды, погодные условия, наличие экранирования и т.д.); они тем больше, чем выше температура воздуха и влажнее грунт и могут составить величину до -7К.

Целый ряд тепловых изображений участков продуктопровода до и после выброса продукта приведен в книге (Алеев и др., 1995).

Оценка значений разности радиационных температур ΔT_R тепловых аномалий, возникающих при выбросе продукта из трубопровода в окружающую среду, и фона, а также площади S этих аномалий необходима, в частности, для оптимального выбора порога чувствительности и элементарного поля зрения ВТА, предназначенной для кон-

троля продуктопроводов. Поскольку в реальных условиях авария возникает в случайном месте и в случайное время, то значения ΔT_R и S , имеющиеся на момент контроля, являются также случайными величинами, подчиняющимися определенному закону распределения.

Методика нахождения текущих значений ΔT_R и S по тепловому изображению, зарегистрированному на фотопленке, изложена выше. Соответствующая статистическая обработка имеющихся в нашем распоряжении данных позволяет заключить, что указанные величины распределены по закону, близкому к логарифмически нормальному со следующими параметрами (Алеев и др., 1995):

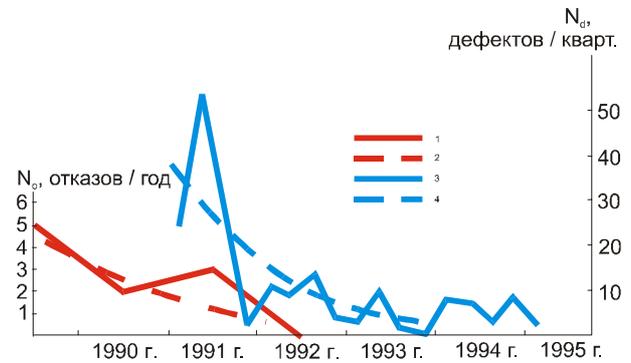


Рис.10.19. Полигоны распределения отказов и тепловых дефектов трубопровода.

$$\lg|\overline{\Delta T_R}| = 0.11; \quad \sigma_{\lg|\Delta T_R|} = 0.25; \quad \lg \bar{S} = -0.7; \quad \sigma_{\lg S} = 0.43$$

Тогда доверительная вероятность R того, что величина $|\Delta T_R|$ или S превысит некоторое значение $|\Delta T_{R0}|$ или S_0 соответственно, может быть найдена по формуле:

$$R = \frac{1}{2} [1 + \Phi(m - \alpha)]; \quad \Phi(Y) = \frac{2}{\sqrt{2\pi}} \int_0^Y e^{-t^2/2} dt,$$

где следует принять $m = \lg |\overline{\Delta T_R}| / \sigma_{\lg|\Delta T_R|}$; $\alpha = \lg |\Delta T_{R0}| / \sigma_{\lg|\Delta T_R|}$ или $m = \lg S / \sigma_{\lg S}$, $\alpha = \lg S_0 / \sigma_{\lg S}$.

Соответствующие зависимости $|\Delta T_{R0}| = f(R)$ и $S_0 = f(R)$ приведены ниже в таблице:

R	0,05	0,1	0,2	0,3	0,5	0,7	0,8	0,9	0,95
$ \Delta T_{R0} $, К.	3,3	2,7	2,1	1,7	1,3	1	0,8	0,6	0,5
S_0 , м ²	1	0,7	0,5	0,3	0,2	0,12	0,08	0,05	0,04

Таким образом, с вероятностью $R = 0,9$ можно утверждать, что значения $|\Delta T_R|$ и S , определяющие возможность обнаружения тепловых аномалий, будут больше значений 0,6 К и 0,05 м² соответственно. С увеличением периода контроля соответствующая доверительная вероятность будет, естественно, повышаться.

10.2.4. Практические следствия контроля продуктопроводов и перспективы повышения его эффективности

ВТА, с помощью которой выполнялись все описанные выше исследования, была успешно использована в ходе опытной эксплуатации в период 1991-1996 г.г. для инспектирования продуктопровода УМН Западной и Северо-Западной Сибири на трассе Белозерный ГПЗ-Тобольск протяженностью 800 км. Обследование проводилось ежемесячно в течение более 4 лет. За это время было выявлено 190 тепловых аномалий, вызванных такими характерными причинами, как дефекты узлов секционирования (в задвижках, вентилях, манометрах), свищи корпуса трубы. Отмечено некоторое увеличение числа дефектов в осенне-весеннее время года, что, по-видимому, связано с подвижками грунта.

На рис.10.19 изображен полигон распределения (по кварталам) числа тепловых аномалий (дефектов) N_{∂} , выявленных на данном продуктопроводе тепловизионной аппаратурой. Там же представлена и соответствующая статистика (число отказов в год N_{\circ}) аварий этого же продуктопровода. Из сравнения сглаженных кривых (штриховые линии), отвечающих данным полигонам, с очевидностью следует, что после начала регулярного обследования продуктопровода тепловизионной аппаратурой, когда обнаруженные с ее помощью тепловые дефекты немедленно диагностировались и устранялись специальной аварийной бригадой и, следовательно, развитие аварийных ситуаций предотвращалось на самых ранних его стадиях, отказы продуктопровода вообще не возникали. А поскольку, как свидетельствует статистика (Минаев, Кулаков, 1995), потери ШФЛУ в результате одной аварии составляют при традиционных методах контроля в среднем 10-20 т при значительном материальном и социально-экологическом ущербе, эффективность использования ВТА при контроле продуктопроводов трудно переоценить. Это обстоятельство определяет и целесообразность дальнейшего совершенствования ВТА, предназначенной для контроля продуктопроводов.

Выполненные нами экспериментальные исследования продемонстрировали высокую эффективность ВТА при контроле продуктопроводов. Вместе с тем накопленный опыт практической эксплуатации этой ВТА показал, что:

- обоснованное заключение о состоянии продуктопровода, сделанное по тепловым снимкам, может быть дано только после детального визуального дешифрирования весьма большого объема видеoinформации, что снижает оперативность контроля;

- обнаруженные тепловые аномалии не всегда однозначно идентифицируются с местом утечки, ибо они могут быть образованы и за счет температурных неоднородностей фона, что иногда сопряжено со значительным числом ложных тревог.

Поэтому для повышения оперативности и достоверности контроля тепловизионный канал ВТА целесообразно дополнить телевизионным (Алеев и др., 1996) и спектрометрическим. При этом телевизионный канал обеспечивает использование оператором дополнительных демаскирующих признаков утечек в видимом диапазоне длин волн, а спектрометрический позволяет проводить идентификацию продукта непосредственно по его химическому составу - в случае образования в месте утечки устойчивого облачка ШФЛУ. Работа данного канала основана на флуоресценции облачка ШФЛУ, возникающей в ультрафиолетовой и видимой областях спектра на длинах волн, отвечающих полосам поглощения ШФЛУ, под действием лазерного облучения.

Структурная схема соответствующей активно-пассивной ВТА может быть следующей (рис.10.20) (Алеев и др., 1992).

Аппаратура содержит оптически связанные зеркальный сканирующий элемент 1, установленный с возможностью вращения, импульсный лазер 8, приемный объектив 2, плоские зеркала 3 и 4, фотоэлектрический анализатор спектра 7 и два приемника излучения 5 и 6. Выход приемника видимого излучения 5

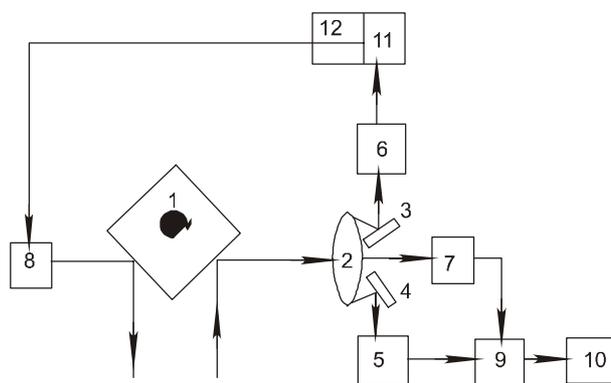


Рис.10.20. Блок-схема активно-пассивной ВТА для контроля продуктопроводов.

соединен со смесителем сигналов 9, при этом на экране ВКУ 10 формируется тепловизионное изображение подстилающей поверхности. Сигнал на запуск лазера 8 подается от приемника 6 ИК излучения; при этом данный сигнал подвергается селекции по амплитуде в блоке 11 и задержке в блоке 12. Если этот сигнал возник от тепловой аномалии, связанной с выбросом продукта, то в результате его флуоресценции на экране ВКУ появляется соответствующая яркостная отметка.

Регистрация не только факта, но и соотношения компонентов спектров комбинационного рассеяния газовой фазы жидких углеводородов повышает достоверность обнаружения утечек продукта.

10.2.5. Использование для контроля нефтепроводов спектрорадиометрического канала.

Дополнительный спектрорадиометрический канал ВТА, действие которого основано на регистрации спектра флуоресценции нефтяных газов над местом утечки нефти из подземного трубопровода, служит для раннего обнаружения этой утечки - до появления на поверхности грунта самой нефти. Рассмотрим подробно принцип работы данного канала.

Использование тех или иных явлений взаимодействия лазерного излучения с исследуемой средой с максимальной эффективностью зависит от химического состава среды, а также нижнего уровня концентраций веществ, доступных для обнаружения. Как было показано ранее, газовая фракция над местом утечки нефти состоит в основном из предельных углеводородов, начиная от пропана и выше (по увеличению атомов углерода). Наиболее стабильными и определяющими в газовой фракции являются пропан, бутан, пентан, изопентан. Парциальное давление газовой фракции нефти может находиться в пределах от 1-2 кПа до 66 кПа. При этом, как свидетельствуют расчеты, концентрация газовой фракции над грунтом, пропитанным нефтью, зависит в основном от температуры воздуха и глубины локализации места утечки и изменяется в широких пределах от 650 до 160 мг/м³; поэтому с учетом минимальной температуры (-50°C) и максимальной толщины слоя грунта (1,6 м) далее принимаем $Q = 0,16 \text{ г/м}^3 = 65 \text{ ppm}$.

Для указанных углеводородов - компонентов нефтяного газа - эффекты взаимодействия лазерного излучения ограничиваются колебательно-вращательными переходами молекул (Бабушкин, Бажулин, 1962). Валентные колебания связей СН лежат в области 2750-3000 см⁻¹ и активны как в спектрах ИК поглощения, так и в спектрах комбинационного рассеяния. Электронные спектры этих соединений лежат в УФ области (50-190 нм) (Свердлова, 1973), что делает невозможным их дистанционное обнаружение по спектрам флуоресценции и резонансного комбинационного рассеяния из-за непрозрачности атмосферы в этой области. Резонансное комбинационное рассеяние возникает при близости или совпадении линии возбуждающего излучения и линии поглощения и имеет интенсивность на несколько порядков выше. Но на молекулярном уровне этого

не наблюдается, так как силы осцилляторов отдельных молекулярных переходов значительно меньше, чем у атомов.

В связи с этим, в качестве опорных были выбраны два метода селективного обнаружения газовой фракции нефти: метод спонтанного комбинационного рассеяния (КР) и метод дифференциального поглощения (ДП).

Дистанционное лазерное зондирование по методике КР основано на возбуждении лазерным излучением рассеяния в анализируемом веществе и регистрации рассеянного излучения оптическим прибором со спектроанализатором на стоксовских частотах ($\nu_0 - \nu_i$), которые характерны для определенных молекул или их структурных групп. Релеевское рассеяние частотой ν_0 возбуждающего излучения отсекается спектроанализатором. Интенсивность линий комбинационного сдвига ν_i обратно пропорциональна $(\nu_0 - \nu_i)^4$ и имеет различное значение для разных веществ; оно определяется коэффициентом рассеяния излучения молекулой и ее сечением рассеяния (Спектроскопия комбинационного рассеяния..., 1982).

Метод ДП основан на использовании явления резонансного поглощения зондирующего излучения с частотой ν_i , совпадающей с центром линии поглощения исследуемого газа, и использовании вспомогательного лазерного излучения с частотой ν_j , находящейся в зоне, свободной от поглощения i -ой линии, но по возможности близкой к частоте ν_i .

Если два разноволновых лазерных импульса расположены в достаточно узком спектральном диапазоне, то их характеристики неселективного рассеяния и поглощения в пределах этого диапазона практически не меняются. Это позволяет, сравнивая лазерные эхо-сигналы от этих двух импульсов, выделить в чистом виде зависимость отношения измеряемых сигналов только от поглощения i -го компонента на трассе зондирования. При этом лазерные импульсы с частотами ν_i и ν_j могут посылатся одновременно или последовательно (Лазерное зондирование тропосферы..., 1987).

Оба метода (КР и ДП) для целей обнаружения утечек нефти должны быть реализованы аппаратурно как моностатические системы, в которых зондирующий источник (лазер) и приемная система расположены в одном месте, составляя единый приборный комплекс.

Рассмотрим основные энергетические соотношения для обоих описанных выше методов.

Исходя из известного уравнения лазерного зондирования (Лазерное зондирование тропосферы..., 1987), учитывая, что КР, как и релеевское, изотропно, можно показать, что при использовании метода КР поток излучения, достигающий объектива приемной системы, определяется формулой:

$$P = P_0 \left(\frac{d\sigma}{d\Omega} \right)_i N_i \left(\frac{\Delta D}{D^2} \right) S_0 G \tau_{ao} \tau_{ai}, \quad (10.47)$$

где P_0 - мощность лазерного импульса, Вт; S_0 - площадь входного зрачка системы, см^2 ; G - геометрический фактор, учитывающий виньетирование излучения; τ_{ao} и τ_{ai} - коэффициенты пропускания атмосферы на длине волны возбуждения λ_o и рассеяния λ_i соответственно; D - длина трассы, см; ΔD - толщина зондируемого слоя (если она меньше, чем $\Delta D_0 = C\tau/2$, где C - скорость света; τ - длительность лазерного импульса; в противном случае следует принять $\Delta D = \Delta D_0$), см; N_i - число молекул в единице объема, см^{-3} ; $d\sigma/d\Omega$ - сечение КР молекулы газа, $\text{см}^2/\text{ср}$.

Однако измеренный сигнал, пропорциональный P в (10.47), является малоинформативным, поскольку он зависит от факторов, трудно контролируемых в реальных условиях (τ_{ao} , τ_{ai} , P_0). Поэтому при измерениях концентрации используется опорный сигнал КР азота, который химически инертен, не обладает поглощением в видимой области спектра, и сечение КР которого хорошо известно (Спектроскопия комбинационного рассеяния..., 1982). Тогда концентрацию исследуемого газа, согласно (10.47), можно получить в виде:

$$N = K \frac{P_i}{P_{az}} \cdot \frac{(d\sigma/d\Omega)_{az}}{(d\sigma/d\Omega)_i} \cdot N_{az}, \quad (10.48)$$

где P_i , P_{az} - потоки излучения, достигающие приемников излучения каналов определяемого газа и азота соответственно; $N_{az} = 2,1 \cdot 10^{19} \text{ см}^{-3}$ - концентрация азота в атмосфере; K - отношение коэффициентов пропускания атмосферы для частот ν_{az} и ν_i соответственно. Как показывает расчет по (10.47), значение P_{az} обычно составляет $P_{az} = 3,2 \cdot 10^{-9}$ Вт. При этом порог чувствительности N_0 аппаратуры по концентрации газа будет определяться в основном флуктуациями темнового тока используемого фотоприемника. В частности, для аппаратуры, использующей фотоприемник ФЭУ-142, можно в принципе получить $N_0 = 0,5 \text{ ppm}$. Однако реально обнаруживаемые концентрации пропана и других газов методом КР будут значительно выше (Лазерное зондирование тропосферы..., 1987).

Для повышения достоверности принятого решения о наличии утечки нефти по ее газовой фракции над поверхностью грунта может быть использована не одна, а $n > 1$ линий (компонентов) спектра КР. При этом утечка считается обнаруженной если во всех n спектральных каналах разность отношений $P_i/P_{аз}$ для данного участка трассы и среднего по трассе значения этого отношения превысят некоторый пороговый уровень.

Рассмотрим теперь коротко применение метода КР для обнаружения нефтяных загрязнений акваторий (Климкин и др., 1993). В данном случае лидарное уравнение для лазерного флуориметра зависит от множества неизвестных параметров, включающих геометрические, инструментальные факторы, свойства флуоресцирующего объекта и водной поверхности. При этом величина сигнала комбинационного рассеяния (КР) от чистой воды, используемого в качестве опорного, будет равна (Климкин и др., 1993):

$$S_{кр} = A\Psi_{кр}/k_{\Sigma B}; \quad \Psi_{кр} = n\sigma; \quad k_{\Sigma B} = k_{ов} + k_{кр}, \quad (10.49)$$

где A - инструментально-геометрический фактор, определяемый, в частности, мощностью облучения и дистанцией до объекта; $K_{ов}$, $K_{кр}$ - показатели ослабления воды на длинах волн лазера и КР; σ - сечение КР; n - плотность воды.

При наличии на поверхности воды пленки нефтепродукта толщиной h сигнал КР будет наблюдаться на фоне широкополосной флуоресценции этого нефтепродукта, и суммарный сигнал будет равен (Климкин и др., 1993):

$$S_{\Sigma} = A \left[\frac{\Psi_i}{k_{\Sigma i}} + \left(\frac{\Psi_{кр}}{k_{\Sigma B}} - \frac{\Psi_i}{k_{\Sigma i}} \right) \cdot \exp(-k_{\Sigma i} h) \right]; \quad (10.50)$$

$$\Psi_i = \varphi_i k_o; \quad k_{\Sigma i} = k_o + k_i;$$

где Ψ_i - эффективность флуоресценции на длине волны λ_i ; k_o , k_i , φ_i - то же, что и в (10.33).

Выражения для $S_{кр}$ и S_{Σ} позволяют исключить неизвестную величину A :

$$\alpha_i = \frac{S_{\Sigma i}}{S_{кр}} = \left[\gamma_i + (1 - \gamma_i) \exp(-k_{\Sigma i} h) \right]; \quad (10.51)$$

$$\gamma_i = \frac{\Psi_i}{k_{\Sigma i}} \cdot \frac{k_{\Sigma B}}{\Psi_{кр}}.$$

Следовательно, измерение значения отношения α_i позволяет в принципе обнаружить наличие нефтяного пятна и определить его размер и толщину. Точность оценки толщины пленки при этом достигает 30÷50% (Для $h < 0,05$ мм) (Климкин и др., 1993).

В методе ДП регистрируется отношение потоков излучения на двух лазерных частотах, отраженных от объектов подстилающей поверхности или атмосферного аэрозоля. При этом потоки излучения, достигающие приемника оптической системы, для частот ν_i и ν_o равны соответственно:

$$P_i = \frac{P_0 \rho_i}{\pi D^2} S_0 G \tau_a^2 \tau_{cl}^2; \quad P_0 = \frac{P_0 \rho_0}{\pi D^2} S_0 G \tau_a^2, \quad (10.52)$$

где ρ_i , ρ_o - коэффициенты отражения объекта местности в окрестностях длин волн зондирования λ_i и λ_o (принимая $\rho_i = \rho_o$); τ_{cl} - коэффициент пропускания слоя исследуемого газа в линии поглощения.

Тогда, учитывая, что

$$\tau_{cl} = \exp(-\sigma N \Delta D), \quad (10.53)$$

где σ - сечение поглощения, см^2 ; ΔD - толщина поглощаемого слоя, см ; N - концентрация молекул исследуемого газа, см^{-3} , получаем из (10.52) формулу:

$$N = -\frac{\ln J_i}{2\sigma \Delta D}; \quad J_i = P_i / P_0, \quad (10.54)$$

связывающую концентрацию поглощающего газа с отношением сигналов на частотах ν_i и ν_o .

Тогда, приняв в (10.54), например, для пентана $\sigma = 1,4 \cdot 10^{-18} \text{ см}^2$, $\Delta D = 200 \text{ см}$ и $J = 0,995$ (что отвечает предельно обнаруживаемому контрасту сигналов $\Delta P/P = 0,005$ (Горелик, Конопелько, 1992)), находим: $N_0 = 1,5 \cdot 10^{13} \text{ см}^{-3} = 0,4 \text{ ppm}$.

При значении $\Delta P/P$, ограниченном шумом приемника (фотодиод JnSb), т.е. при $\Delta P = \Delta P_{\text{пор}}$, можно получить $N_0 = 2 \cdot 10^{-5} \text{ ppm}$.

Таким образом, оценочные расчеты показывают, что метод ДП гораздо более чувствителен, чем метод КР - вследствие большего сечения поглощения обнаруживаемых газов.

На практике вместо двух рабочих длин волн λ_i и λ_o в методе ДП целесообразно использовать например, четыре - λ_1 , λ_2 , и λ_3 , отвечающие полосам поглощения газовой фракцией нефти, и λ_o - соответствующую опорному излучению вне полос поглощения. Тогда решение о наличии газового облачка над местом утечки принимается, если логарифм относительной яркости $\ln J_1$ для длины волны λ_1 отличается от среднего значения для всего контролируемого участка на заданное пороговое значение, а логарифмы относительных яркостей для всех трех длин волн λ_1 , λ_2 , и λ_3 составляют определенную,

характерную для данного вещества, пропорцию. Достоверность принятия решения о наличии утечки при этом, очевидно, будет выше.

У того и другого метода имеются достоинства и недостатки. Метод КР более универсален и позволяет при одном и том же источнике возбуждения определять целый ряд газовых компонентов, он использует один лазер (с частотой ν_0), причем в пределах ширины щелей спектроанализатора чувствительность метода не зависит от стабильности частоты линии излучения лазера. Недостатками метода КР являются низкие интенсивности линий рассеянного излучения и, как следствие, сильное влияние фоновых помех, вызванных флуоресценцией органических веществ, присутствующих в воздухе и на подстилающей поверхности, а также необходимость подавления с высокой степенью рассеянного излучения (двойная монохроматизация принимаемого излучения).

Метод ДП имеет значительно более высокую энергетику и избирательность и позволяет использовать в качестве спектроанализаторов бездисперсионные элементы, но при его применении требуются, как минимум, двухчастотные излучатели или два отдельных излучателя с частотами ν_i и ν_0 (с высокой стабильностью, до $0,008 \text{ см}^{-1}$), метод не позволяет в широких пределах менять аналитическую программу (настройку на обнаруживаемый газ).

При построении аппаратуры по методу ДП возможно применение лазеров непрерывного излучения с мощностью ~ 1 Вт для области 3,3-3,5 мкм ($\lambda_i = 3,37$ мкм, $\lambda_0 = 3,30$ мкм); при этом порог чувствительности метода составляет $N_0 = 10-20$ ppm. Использование таких лазеров позволяет строить сканирующую аппаратуру лазерного зондирования, совмещенную (или являющуюся частью) с ВТА, что обеспечивает решение задачи оперативного и достоверного обнаружения утечек нефти и природного газа.

Для практической реализации методов КР и ДП необходимо знание оптико-физических параметров углеводородов - длин волн КР и поглощения, абсолютных интенсивностей линий КР и поглощения, полуширин линий.

Для определения абсолютных сечений КР углеводородов газовой фракции нефти нами использовался метод сравнения с эталонным газом - азотом, сечение КР которого известно. Сущность этого метода заключается в следующем.

Кювету заполняют последовательно исследуемым газом и азотом и подвергают облучению лазером. Сигнал КР в обоих случаях регистрируется с помощью спектрометра. При этом искомое сечение КР i -го газа равно:

$$\left(\frac{d\sigma}{d\Omega}\right)_i = \frac{U_i N_{a3} S_{a3}}{U_{a3} N_i S_i} \cdot \left(\frac{d\sigma}{d\Omega}\right)_{a3}, \quad (10.55)$$

где U_i , U_{a3} - сигналы спектрометра на линиях КР исследуемого газа и азота; N_i , N_{a3} - объемные концентрации в кювете исследуемого газа и азота; S_i , S_{a3} - чувствительность спектрометра к потоку излучения на длинах волн КР исследуемого газа и азота; $(d\sigma/d\Omega)_{a3}$ - сечение КР азота.

Для измерений нами использовался спектрометр ДФС-24 (ЛОМО), построенный по схеме двойного монохроматора Киселева, имеющий низкий уровень рассеяния света, высокую дисперсию и достаточную светосилу. Для возбуждения спектра КР использовался ИАГ-лазер на 4 и 2 гармонике ($\lambda_1 = 0,266$ нм и $\lambda_2 = 0,532$ нм). В процессе измерений одновременно определялась и полуширина линий КР. Полученные результаты представлены в табл. 10.5.

Таблица 10.5

Дифференциальные сечения КР и сдвиги частот для углеводородов нефти при возбуждении

на длинах волн $\lambda_{01} = 0,266$ мкм и $\lambda_{02} = 0,532$ мкм

Молекула	Частотный сдвиг ν , см ⁻¹		Длина волны КР λ , мкм		Сечение КР, $d\sigma/d\Omega$, см ² /ср·10 ³⁰	
	1					
	λ_{01}	λ_{02}	λ_{01}	λ_{02}	λ_{01}	λ_{02}
Пропан	1451	1451	0,2767	0,5765	21,1	1,12
	2890	2890	0,2881	0,6286	54,2	2,39
Бутан	2894	2894	0,2882	0,6288	62,0	2,73
Изобутан	2889	2889	0,2881	0,6286	56,6	2,5
Пентан	2879	2879	0,2880	0,6282	50,2	2,2
Изопентан	2875	2875	0,2880	0,6281	51,3	2,27
	2165	—	0,2888	—	31,1	—
Гексан	2877	2877	0,2880	0,6284	30,6	3,0
	2901	2901	0,2882	0,6291	54,5	2,4
Метан	2916	2916	0,2884	0,6297	62,4	2,76
Азот	2330	2331	0,2836	0,6073	7,8	0,37

Измерение параметров линий поглощения проводилось на спектрофотометре «Spectrum M-80» (ГДР), имеющем спектральный рабочий диапазон 2,5-50 мкм и точность $\pm 0,2\%$.

Кювета заполнялась образцом исследуемого газа в смеси с воздухом при атмосферном давлении. Записывали коэффициент пропускания углеводорода при различных парциальных давлениях паров углеводородов (от 1 до 50 мм рт. ст.). При этом сечение поглощения σ_i на частоте, соответствующей минимальному коэффициенту пропускания, будет равно:

$$\sigma_i = \frac{TP_0}{N_0 l P_i}, \quad (10.56)$$

где T - оптическая плотность углеводорода; P_0 - полное давление смеси в кювете; P_i - парциальное давление паров углеводорода; l - длина хода луча в кювете, см; N_0 - общее количество молекул в единице объема смеси при давлении P_0 , см⁻³.

Для уточнения значений коэффициентов поглощения в максимумах полос поглощения использовались методы спектроскопии высокого разрешения - Фурье спектроскопия (в области 2800-3100 см⁻¹) и оптико-акустическая лазерная спектроскопия (900- 1100 см⁻¹). Полученные результаты измерений приведены в табл. 10.6.

Таблица 10.6

Приведенные показатели и сечения поглощения газообразных углеводородов

Вещество	Линия поглощения λ ,	Показатель поглощения α ,	Сечение поглощения
	мкм		
Пропан	3,37	3,4	1,4
Бутан	"	4,8	2,0
Изобутан	"	13	5,28
Пентан	"	2,9	1,18
Изопентан	"	28,4	11,5
Гексан	"	2,6	1,06
Метан	—	1,4	0,52

Дополнительно исследовались оптико-физические параметры метана (см. табл. 10.5, 10.6). В газообразной фракции нефти метана нет, но он присутствует в нормальной атмосфере, и его линии КР и поглощения должны учитываться при проектировании соответствующей аппаратуры контроля трубопроводов.

Рассмотрим возможную аппаратную реализацию описанных выше методов обнаружения утечек нефти из трубопроводов. Данная аппаратура использует следующие демаскирующие признаки утечек, доступные для выявления оптическими метода-

ми: видимое изображение, тепловые аномалии, селективное поглощение и рассеяние излучения газовой фракцией нефти (методы КР и ДП). Блок-схема аппаратуры изображена на рис.10.21.

Аппаратура состоит из сканирующего узла 1, датчика угла его поворота 2, объекта 3, спектроделителя 4, приемника теплового канала 5, подключенного к блоку селекции сигналов 6, приемника видимого канала 7, сигнал от которого через смеситель 8 поступает на ВКУ 9, плоского зеркала 10, которое направляет лазерное излучение, отраженное от подстилающей поверхности (метод ДП) на входную щель спектроанализатора 11, лазера 12 (длины волн излучения λ_i и λ_o), приемников излучения 13, установленных за выходными щелями спектроанализатора, блока обработки сигналов 14.

Аппаратура устанавливается на вертолет и формирует изображение в соответствующих видимом и тепловом каналах. Излучение лазера, отраженное от местности, направляется на объектив и далее на входную щель спектроанализатора, который пространственно разделяет излучение с длинами волн λ_i и λ_o и направляет его на приемник излучения. Уровень сигналов в лазерных каналах зависит от концентрации в приземном слое компонентов газовой фракции нефти и коэффициента отражения местности; логарифм от-

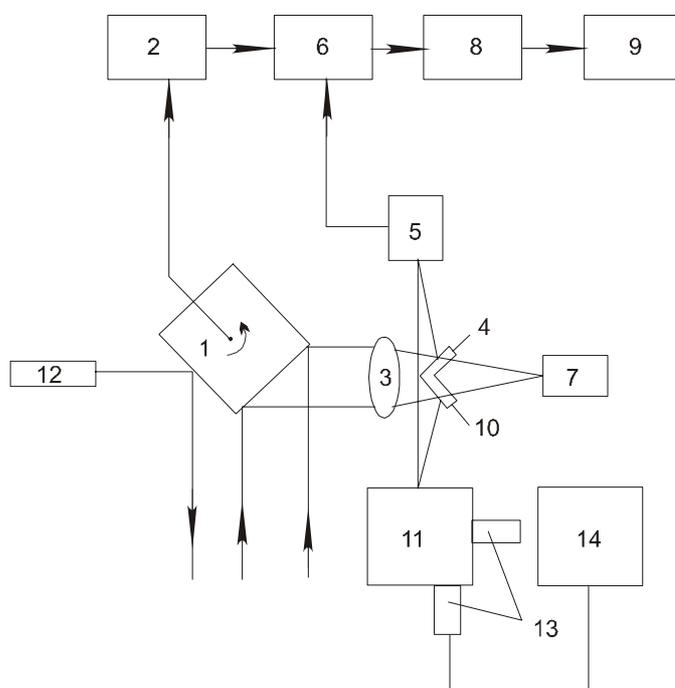


Рис.10.21. Блок-схема ВТА для контроля нефтепроводов.

ношения этих сигналов определяет согласно (10.54) искомую концентрацию для каждого элемента разложения ВТА. При превышении данного логарифма некоторого порога с блока обработки сигналов поступает сигнал о наличии утечки, который может выводиться в виде яркостной метки на контуре облака газа в месте утечки.

Длины волн лазерного излучения для метода ДП выбираются в области 3,4 или 10,3 мкм. Средняя мощность излучения (в непрерывном режиме) для области 3,4 мкм - 0,5÷1 Вт, для области 10,3 мкм - 15÷20 Вт.

При реализации лазерного канала по методу КР необходимо использовать импульсный лазер при $\lambda_0 = 0,25-0,3$ мкм. При этом один из приемников 13 принимает излучение линии КР атмосферного азота. Частота повторения импульсов 20-25 кГц, пиковая мощность $\sim 10^6$ Вт.

Использование такого комплексного метода обнаружения утечек позволяет выявить их на самых ранних стадиях, обеспечить более точную локализацию утечек по теле-тепловизионному изображению и практически исключить появление ложных тревог, обусловленных, в частности, тепловыми неоднородностями фона.

Литература к главе 10.

1. Нащубский В.А., Чепурский В.Н., Черняев К.В. Автоматизированная экспертно - техническая система диагностики магистральных трубопроводов. - Трубопроводный транспорт нефти, 1994, N 11.
2. Шмаль Г., Иванцов О. Мониторинг коррозионный и экологический. - Нефть России, 1996, N 3-4.
3. Шумайлов А.С., Гумеров А.Г., Молдаванинов О.И. Диагностика магистральных трубопроводов. - М.: Недра, 1992.
4. Алеев Р.М., Овсянников В.А., Чепурский В.Н. Воздушная тепловизионная аппаратура для контроля нефтепродуктопроводов. - М.: Недра, 1995.
5. Алеев Р.М., Овсянников В.А., Чепурский В.Н. Эффективность воздушной тепловизионной аппаратуры при контроле продуктопроводов. - Оптический журнал, 1993, N 1.
6. Алеев Р.М., Чепурский В.Н. О контроле нефтепродуктопроводов посредством тепловизионной аппаратуры. - Трубопроводный транспорт нефти, 1994, N 3.
7. Алеев Р.М., Бусарев А.В., Идрисов А.А. Устройство для дистанционного контроля герметичности действующих трубопроводов. - Патент РФ N 203672 от 28.07.92.
8. Яковлев Е.И., Куликов В.Д., Антипов В.М. Диагностика и обеспечение работоспособности систем трубопроводного транспорта. - М.; ВНИИОЭНГ, 1992.
9. Вентцель Е.С. Теория вероятностей. - М.: Физматгиз, 1962.
10. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах. - М.: Транс-пресс, 1996.
11. Новицкий Л.А., Степанов Б.М. Оптические свойства материалов при низких температурах. - М.: Машиностроение, 1980.

12. Мочалин В.Д. Прогнозирование радиационных контрастов объектов в спектральных диапазонах 3-5 и 8-14 мкм. - Оптико-механическая промышленность, 1991, N 6.
13. Агапкин В.М., Кривошеина Б.Л., Юфин В.А. Тепловой и гидравлический расчеты трубопроводов для нефти и нефтепродуктов. - М.: Недра, 1981.
14. Ллойд Дж. Системы тепловидения. - М.: Мир, 1978.
15. Шевелева Т.Ю., Кропоткин М.А. Оценка влияния пленки нефти на поверхностную температуру водных бассейнов. - В кн.: Оптические методы изучения океанов и внутренних бассейнов, Новосибирск: Наука, 1979.
16. Гуревич И.Я., Шифрин К.С. Отражение видимого и ИК излучения нефтяными пленками на море. - Там же.
17. Богородский В.В., Кропоткин М.А., Шевелева Т.Ю. Оптические свойства воды в ИК области спектра и влияние на них различных факторов. - Там же.
18. Cogan J.L. Passive remote sensing of slant path transmittance from aircraft.-Applied Optics, 1986, v. 27, N 15.
19. Криксунов Л.З. Справочник по основам ИК техники.-М.: Сов. Радио, 1978.
20. Миронов Д.А., Серебряков А.В., Тевяшов В.И. Исследование тепловых аномалий над дефектными трубопроводами. - Оптический журнал, 1993, N 9.
21. Глушков С.Н., Фадеев В.В., Филиппова Е.М. и др. Проблемы лазерной флуориметрии органических примесей в природных водах. - Оптика атмосферы и океана, 1994, 7, N 4.
22. Глушков С.М., Фадеев В.В., Чубаров В.В. Лазерные спектрометры для диагностики органических примесей в природных водах. - Оптика атмосферы и океана, 1994, 7, N 4.
23. Клишкин В.М., Соколов В.Г., Федорищев В.Н. Новые возможности дистанционного анализа нефтепродуктов на поверхности вод. - Оптика атмосферы и океана, 1993, 6, N 2.
24. Дейдан Т.А., Пацаева С.В., Фадеев В.В. и др. Спектральные особенности флуоресценции нефтепродуктов. Оптика атмосферы и океана, 1994, 7, N 4.
25. Берлянд М.Е. Современные проблемы атмосферной диффузии и загрязнения окружающей среды. - Л.: Гидрометеиздат, 1975.
26. Петров А.А., Головкина Л.С., Русинова Г.В. Масс-спектры нефтяных углеводородов. - М.: Химия, 1986.

27. Клоков А.Л. Предпосылки и надежность космофотогеологического прогнозирования нефтегазоносности. - В кн.: Дистанционные методы в геологии нефти и газа. - Тюмень, 1990.
28. Лялько В.И. Тепломассоперенос в атмосфере. - Киев, Наукова думка, 1985.
29. Дистанционные исследования при нефтегазопоисковых работах./ Под ред. Яншина А.Л.-М.: Наука, 1988.
30. Выприцкий Г.С., Шилин Б.В. Тепловая аэросъемка при геологических исследованиях. - М.: Недра, 1991.
31. Матвеев Л.Т. Курс общей метеорологии. - Л.: Гидрометеиздат, 1984.
32. Хргиан А.Х. Физика атмосферы, т.1.-Л.: Гидрометеиздат, 1978.
33. Шкадова А.К. Температурный режим почв на территории СССР.-М.: Недра, 1979.
34. Яковлев Б.А. Решение задач нефтяной геологии методами термометрии. - М.: Недра, 1979.
35. Яковлев В.С. Хранение нефтепродуктов. - М.: Недра, 1984.
36. Шевельков В.Л. Теплофизические характеристики изоляционных материалов.-М.: Гостехиздат, 1959.
37. СНиП 2.01.01-82. Строительная климатология и геофизика, 1982.
38. Шилин Б.В. Тепловая аэросъемка при изучении природных ресурсов. - Л.: Гидрометеиздат, 1980.
39. Вартанисян В.А. Радиоэлектронная разведка. - М.: Воениздат, 1991.
40. Валях В.М. Аэрофотографические и сканерные аэрометоды при инженерно-геологических исследованиях. - М.: Недра, 1982.
41. Вавилов В.П. Тепловые методы неразрушающего контроля. - М.: Машиностроение, 1991.
42. Дроздов В.А., Сухарев В.И. Термография в строительстве. - М.: Стройиздат, 1987.
43. Шилин Б.В., Молодчинин И.А. Контроль состояния окружающей среды тепловой аэросъемкой. - М.: Недра, 1992.
44. Минаев Е.В., Кулаков Е.С. Экологические проблемы нефтяной промышленности России. - Трубопроводный транспорт нефти, 1995, N 9.
45. Алеев Р.М., Бусарев А.В., Чепурский В.Н. Способ дистанционного обнаружения утечек в трубопроводе. - А.с. N 1800219 от 09.10.92.
46. Алеев Р.М., Бусарев А.В., Чепурский В.Н. Теплотелевизионный прибор. - Свидетельство РФ N 2167. Бюлл. изобр. 1996, N 5.

47. Алеев Р.М., Бусарев А.В., Идрисов А.А. и др. Устройство для дистанционного контроля герметичности действующих трубопроводов. - Патент РФ N 2036372 от 28.07.92.
48. Бабушкин А.А., Бажулин П.А. Методы спектрального анализа. - М.: Химия, 1962.
49. Свердлова О.В. Электронные спектры в органической химии. - Л.: Химия, 1973.
50. Спектроскопия комбинационного рассеяния света в газах и жидкостях./Под ред. Вебера А.-М.: Мир, 1982.
51. Лазерное зондирование тропосферы и подстилающей поверхности. / Под ред. Зуева В.Е.-Новосибирск, Наука, 1987.
52. Горелик Д.О., Конопелько Л.Г. Мониторинг загрязнения атмосферы и источников выбросов. - М.: Изд-во стандартов, 1992.

Оглавление

Введение (Модин И. Н., Шевнин В. А., Богомазов В. Н.) 5

Часть 1. Возможности геофизических методов при решении инженерно-геологических, экологических и геотехнических задач

Глава 1. Задачи, решаемые геофизическими методами в нефтяной промышленности (Модин И. Н., Шевнин В. А.) . . . 14

Глава 2. Возможности метода сопротивлений при решении геотехнических задач (Модин И. Н., Иванова С. В.) 23

Введение 23

2.1. Основные законы и уравнения постоянного тока . . . 25

2.2. Кажущееся и истинное удельное сопротивление . . . 28

2.3. Традиционные установки в методе сопротивлений . . 42

Методика электрического зондирования
и электропрофилирования 53

2.4. Искажения кривых ВЭЗ и методика сплошных электрических зондирований 56

Классическая модель среды 56

Определение искажений 57

Признаки искажений кривых ВЭЗ 57

Полная модель и методика ее исследования 58

Основные типы искажений кривых ВЭЗ приповерхностными
неоднородностями 59

Алгоритм «Медиана» 66

Модельный пример 69

Метод главных компонент (алгоритм МРС) 73

2.5. Бесконтактные электрические зондирования 79

2.5.1. Введение 79

2.5.2. Основы метода	80
2.5.3. Аппаратура и оборудование	84
2.5.4. Методика работ	84
2.6. Векторные измерения в методе сопротивлений	86
2.6.1. Основы векторной съемки	86
2.6.2. Программа Vector и ее использование для обработки векторных наблюдений	92
2.7. Моделирование электрического поля над трубами на постоянном токе	95
Расчет электрического поля с использованием комплексного метода граничных элементов	95
Решение задачи продолжения поля с помощью метода граничных элементов комплексного переменного	96
Продолжение потенциального поля в присутствии источника	100
Нахождения комплексного потенциала в неоднородной среде	101
Моделирование электрического поля над трубами на постоянном токе	106
Введение	106
Алгоритм решения прямой задачи	107
Проявленность труб в методе СЭЗ	110
Влияние глубины трубы на интенсивность аномалий ρ_k	112
Изучение состояния антикоррозионной защиты трубы	114
Обнаружение труб в трехслойных разрезах разных типов	115
Выводы	116
2.8. Определение глубины свай методом сопротивлений	117
2.9. Аппаратура для метода сопротивлений	122
Общее описание аппаратуры ЭРА	122
Многоканальная аппаратура	125
Выбор установки многоэлектродного зондирования	125
Глава 3. Индукционные методы исследования проводящих объектов (Горбунов А. А.)	131
3.1. Теоретические основы индукционных методов	131
3.1.1. Введение	131
3.1.2. Физическая сущность индукционных методов и принципы исследования	131
3.1.3. Основы математического описания электромагнитных полей	134
3.1.4. Классификация индукционных методов по видам нормальных полей	135
3.1.5. Иные пути происхождения полей объектов	136
3.2. Магнитное поле проводящего контура в поле вертикального гармонического магнитного диполя	137
3.2.1. Расчет вторичного магнитного поля контура	137
3.2.2. Методика полевых измерений	138

3.2.3. Контур труб, расположенный в поле вертикального магнитного диполя	138
3.2.4. Применимость модели к реальным условиям	142
3.3. Магнитное поле проводящего контура в поле прямолинейного проводника с током	144
3.3.1. Расчет вторичного магнитного поля	144
3.3.2. Методика полевых измерений	145
3.3.3. Поле труб различных типоразмеров	147
3.3.4. Зависимость вторичного поля от глубины залегания трубы	147
3.3.5. Зависимость вида графика от расстояния от трубы до кабеля	149
3.3.6. Зависимость вторичного поля от формы и размеров контура	149
3.3.7. Сопоставление модели с практическими ситуациями	151
3.4. Особенности магнитного поля, используемые при картировании труб	152
3.5. Заключение	154

Глава 4. Поле вызванной поляризации вблизи трубопроводов (Бубнов В. П., Горбунов А. А., Рыжов А. А., Яковлев А. Г.)

4.1. Основы метода вызванной поляризации	156
4.2. Методика измерений вызванной поляризации	157
4.3. Аппаратура для метода ВП	161
4.4. Математическое моделирование поля ВП вблизи трубопроводов	163
4.5. Проявление трубопроводов в поле вызванной поляризации	165
Выводы	168

Глава 5. Физико-химические методы контроля состояния трубопроводов, резервуаров и окружающей среды (Вешев С. А., Путиков О. Ф.)

5.1. Введение	169
5.1.1. Геоэлектрохимические методы	170
5.2. Применение геоэлектрохимических методов для выделения коррозионно опасных участков трубопроводов	176
5.3. Метод полярографического каротажа для изучения состава и загрязнения природных вод по неорганическим компонентам	183
5.4. Оптические физико-химические методы	193
5.4.1. Лазерно-люминесцентный каротаж и его использование для изучения загрязнения подземных вод растворенными нефтепродуктами и органическими веществами	193
Литература к геоэлектрохимическим методам (глава 5)	200

Глава 6. Возможности георадиолокационного метода при решении геотехнических задач (<i>Большаков Д. К., Владов М. Л., Старовойтов А. В.</i>)	204
6.1. Введение	204
6.2. Теоретические основы метода георадиолокации	207
6.3. Методика полевых наблюдений	216
6.4. Аппаратура для георадиолокационных исследований	218
6.5. Обработка данных	229
6.6. Интерпретация данных	231
6.7. Заключение	236
Литература к георадару (глава 6)	237
Глава 7. Упругие свойства горных пород (<i>Калишева М. В., Модин И. Н.</i>)	239
7.1. Общие сведения	239
7.2. Факторы, определяющие скорости распространения сейсмических волн	242
7.2.1. Роль вещественного состава и характера структурных связей	243
7.2.2. Роль заполнителя пор и трещин	245
7.2.3. Роль давления	247
7.2.4. Роль температуры	248
7.3. Коэффициент поглощения	249
Литература к главе 7	250
Глава 8. Возможности магниторазведки при обследовании трубопроводов (<i>Сафронов В. С., Паленов А. Ю., Модин И. Н.</i>)	251
8.1. Введение	251
8.2. Сущность магнитного метода	253
8.3. Теоретические основы	255
8.3.1. Уравнения Максвелла	255
8.3.2. Потенциал магнитного поля	258
8.3.3. Магнитное поле элементарной петли с током, поле полубесконечного соленоида	260
8.3.4. Прямая и обратная задачи магниторазведки	263
8.3.5. Моделирование сильномагнитных объектов	267
8.4. Аппаратура	269
8.5. Методика съемки	272
Литература к главе 8	276
Глава 9. Эколого-геохимическая оценка районов расположения объектов нефтегазового комплекса (<i>Балашова С. П., Бродский Е. С., Савчук С. А.</i>)	277
9.1. Введение	277

9.2. Анализ почвы методом плазменной и эмиссионной масс-спектрометрии	280
9.3. Атомно-эмиссионный анализ	283
9.4. Определение нефтепродуктов в объектах окружающей среды	284
9.4.1. Методы, применяемые в массовом анализе	284
9.4.2. Применение ГХ и ГХ-МС для определения НП в объектах окружающей среды	287
9.4.3. Другие методы определения НП в окружающей среде	291
9.4.4. Извлечение НП из матрицы	292
9.4.5. Идентификация источников нефтяных загрязнений	293
9.4.6. Дистанционные методы обнаружения НП в окружающей среде	299
9.4.7. Анализ деградированных НП	300
Список литературы к главе геохимия	305

Глава 10. Оптико-электронные методы и средства контроля трубопроводов (Алеев Р. М.)

Введение	309
10.1. Формирование и оценка поверхностного теплового и спектрорадиометрического контраста объектов трубопроводного транспорта	310
10.1.1. Роль и место оптико-электронных средств контроля трубопроводов	310
10.1.2. Оптимизация периода контроля трубопроводов	315
10.1.3. Тепловой контраст трубопроводов	322
10.1.4. Тепловой контраст утечек нефти и нефтепродуктов	325
10.1.5. Спектрорадиометрический контраст утечек нефти и нефтепродуктов	332
10.1.6. Тепловой контраст глубинных скоплений нефти и нефтепродуктов	346
10.2. Методика, аппаратура и результаты экспериментальных исследований возможности воздушной тепловизионной аппаратуры при контроле трубопроводов	352
10.2.1. Условия проведения исследований и моделирование аварийных ситуаций	353
10.2.2. Используемая аппаратура	355
10.2.3. Результаты исследований	358
10.2.4. Практические следствия контроля продуктопроводов и перспективы повышения его эффективности	361
10.2.5. Использование для контроля нефтепроводов спектрорадиометрического канала	363
Литература	372

Часть 2. Результаты геофизических исследований объектов нефтяной промышленности

Глава 11. Комплексные геофизические исследования при проектировании трассы перехода нефтепровода через реку с помощью наклонного бурения (Модин И. Н., Бобачев

<i>А. А., Большаков Д. К., Волков Ю. А., Шевнин В. А., Гуськов А. Н.)</i> . . .	376
11.1. Введение	376
11.2. Результаты геологического бурения	378
11.3. Методика геофизических работ	379
11.4. Результаты интерпретации ВЭЗ	381
11.5. Обработка и интерпретация данных НСП	385
11.6. Выводы	391

Глава 12. Проектирование нефтепроводов

на закарстованных участках (Модин И. Н., Бобачев А. А.,

<i>Большаков Д. К., Гуськов А. Н.)</i>	392
12.1. Введение	392
12.2. Результаты геологического бурения	393
12.3. Методика полевых работ	393
12.4. Результаты электрических зондирований	398
12.5. Выводы	399

Глава 13. Проектирование резервуаров. Оценка

загрязненности территории с помощью электроразведки

(Модин И. Н., Бобачев А. А., Большаков Д. К., Волков Ю. А.,

<i>Гуськов А. Н.)</i>	400
13.1. Введение	400
13.2. Методика работ	401
13.3. Результаты	404

Глава 14. Обследование трассы трубопровода комплексом электрометрических методов (Модин И. Н., Бобачев А. А.,

<i>Большаков Д. К., Богомазов В. Н., Прокофьев В. В.)</i>	409
14.1. Введение	409
14.2. Основные проблемы, связанные с трубопроводами	409
14.3. Задачи, решаемые комплексом электрометрических методов при исследовании трубопроводов	410
14.4. Применение комплекса электрометрических методов для обследования трубопроводов	413
Методика обследования	413
Результаты обследования	413

Заключение	416
Список литературы к главе 14	416
Глава 15. Изучение конструкционных особенностей трубопровода с помощью магниторазведки	
<i>(Сафронов В. С., Модин И. Н.)</i>	418
15.1. Введение	418
15.2. Методика съемки	418
15.3. Обсуждение результатов	419
15.4. Заключение	424
Глава 16. Комплексные исследования на территории линейных производственно-диспетчерских станций	
<i>(Модин И. Н., Бобачев А. А., Большаков Д. К., Богомазов В. Н., Прокофьев В. В.)</i>	426
16.1. Введение	426
16.2. Постановка задач мониторинга на ЛПДС	426
16.2.1. Геологический разрез и инженерные сооружения на территории ЛПДС	426
16.2.2. Производственные задачи и методы их решения	428
16.3. Результаты решения инженерно-геоэкологических задач	429
16.3.1. Определение положения труб	429
16.3.2. Оценка загрязнения грунтов в районе прудов-отстойников	430
16.3.3. Оценка состояния грунтов в районе резервуаров	434
16.4. Выводы: оценка возможного ущерба от аварии на ЛПДС	437
Глава 17. Применение комплекса геофизических методов обследования грунтов для крупномасштабного картирования и оценки уровня загрязнения нефтепродуктами при проливах <i>(Модин И. Н., Бобачев А. А., Большаков Д. К., Низамов А. Ж., Шевнин В. А.)</i>	440
17.1. Введение	440
17.2. Методика полевых наблюдений	442
17.3. Результаты исследований методами естественного поля, вызванной поляризации и электропрофилирования	442
17.4. Результаты геолокационных исследований	444
17.5. Геологический и геоэлектрический разрез по профилю 3	445
17.6. Статистический анализ комплексных геофизических наблюдений	446
17.7. Выводы	449

Глава 18. Изучение методами электроразведки локальных загрязнений геологической среды нефтепродуктами (Горбунов А. А., Бобачев А. А., Большаков Д. К., Модин И. Н., Шевнин В. А.)	450
18.1. Полная модель геоэлектрического разреза и методика ее исследования	451
18.2. Результаты практических работ	452
Выводы	454
Список литературы	455
Глава 19. Сейсмометрические исследования грунтов в основании резервуаров на нефтеперекачивающих станциях (Калинин А. В., Богомазов В. Н., Владов М. Л., Старовойтов А. В., Шалаева Н. В.)	457
19.1. Типовая конструкция резервуара на естественном основании	457
19.2. Причины, приводящие к авариям резервуаров	459
19.3. Особенности инженерно-геологических изысканий под строительство резервуаров и в процессе их эксплуатации	459
19.4. Опытно-методические сейсморазведочные исследования по периметру резервуаров	462
19.4.1. Основные принципы и возможности малоглубинной сейсморазведки	462
19.4.2. Аппаратура и методика работ по периметру резервуаров	463
19.4.3. Описание получаемых данных	465
19.4.4. Обработка и интерпретация материалов	466
19.5. Сейсмические просвечивания под резервуарами	470
19.5.1. Аппаратура и методика работ при просвечивании оснований резервуаров	471
19.5.2. Описание получаемых данных	471
19.5.3. Обработка и интерпретация результатов	472
19.6. Измерения характеристик вибраций поверхности грунта на территории нефтеперекачивающих станций	474
19.6.1. Аппаратура и методика вибрационных измерений на НПС	475
19.6.2. Обработка результатов измерений	475
Список литературы к главе 19	478
Глава 20. Геофизический мониторинг подводных переходов (Калинин А. В., Владов М. Л., Рубцов Э. Д.)	480
20.1. Гидролокационное обследование дна	482
20.2. Сейсмоакустическое профилирование	484

20.3. Электрометрия	487
Список литературы к главе 20	489
Глава 21. Пример использования метода сопротивлений для выбора оптимального варианта заложения и типа анодного заземления (<i>Бобачев А. А., Модин И. Н.</i>)	491
Глава 22. Инженерно-геологическая оценка состояния оснований фундаментов зданий и сооружений в нефтепроводном транспорте после вывода их в режим консервации (<i>Модин И. Н., Прокофьев В. В., Богомазов В. Н.</i>) ..	494
22.1. Введение	494
22.2. Инженерно-геологические условия площадки здания общего укрытия подпорных агрегатов	495
22.3. Геокриогенная обстановка на территории ЛДПС «Самотлор»	496
22.4. Результаты геофизических исследований	498
22.5. Основные причины деформации фундамента	500
22.6. Выводы и рекомендации	501
Литература к главе 22	501