

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ**  
**САРАТОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**им. Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО**

**М.В. Калининкова, Б.А. Головин, К.Б. Головин**

**ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН.**  
**УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ**

**САРАТОВ – 2011**

**УДК 550.83(075)**  
**К 17**

Учебное пособие составлено в соответствии с государственным стандартом специальности «020302-геофизика» по учебному курсу «Геофизические исследования скважин» и предназначено для студентов дневного и заочного отделений, обучающихся по данной специальности.

Настоящее учебное пособие посвящено основам обработки и интерпретации геофизических методов исследования скважин (ГИС). Целью лабораторного практикума является закрепление знаний, полученных студентами на лекциях, освоение технологии ГИС, а также практическая подготовка студентов к решению производственных задач.

В каждой лабораторной работе приводятся теоретические сведения по изучаемому методу ГИС, даются методические указания по ее проведению, указывается последовательность выполнения операций по обработке и интерпретации каротажных диаграмм, а также библиографический список, по которому студент сможет подготовиться к самостоятельному выполнению заданий.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
Специфика обратных задач ГИС.	
Классификация методов ГИС.	
Соотношение методов, основанных на исследовании керна, шлама и ГИС.	
Роль и место ГИС	
Скважина как объект геофизических исследований.	
Схема проведения каротажа.	
Работа 1. Определение удельного электрического сопротивления горных пород по данным каротажа сопротивлений.....	17
Работа 2. Определение литологического состава пород по диаграммам микрокаротажа.....	20
Работа 3. Определение удельного электрического сопротивления горных пород по данным бокового каротажа.....	22
Работа 4. Определение удельного электрического сопротивления горных пород по данным индукционного каротажа.....	27
Работа 5. Интерпретация диаграмм акустического метода исследования скважин.....	34
Работа 6. Интерпретация диаграмм радиоактивного каротажа.....	39
Список рекомендуемой литературы.....	43

## ВВЕДЕНИЕ

Геофизические исследования скважин (ГИС) — это совокупность физических методов, предназначенных для изучения горных пород в околоскважинном и межскважинном пространствах. Традиционно к ГИС относят также изучение технического состояния скважин, опробование пластов и отбор проб из стенок скважин, перфорацию и торпедирование и др. Геофизические исследования скважин делятся на две весьма обширные группы методов — методы каротажа и методы скважинной геофизики. Геофизические исследования, предназначенные для изучения горных пород, непосредственно примыкающих к стволу скважины, называют каротажем, совокупность методов каротажа, применяемых в нефтегазовых скважинах — промышленной геофизикой. Методы ГИС, служащие для изучения межскважинного пространства, называют скважинной геофизикой.

Параметры искусственных и естественных физических полей в скважине связаны с физическими свойствами горных пород, находящихся в околоскважинном и межскважинном пространствах. В свою очередь физические свойства пород отражают литологические, фациальные, коллекторские, структурно-текстурные и другие характеристики. Нахождение параметров поля в скважине по заданным параметрам его источников и характеристикам среды называют прямой задачей ГИС. На практике, напротив, по измеренным в скважине параметрам поля определяют характеристики среды, т. е. решают обратную задачу.

В основе любого метода скважинной геофизики лежит регистрация параметров соответствующего поля, несущего информацию не только физических свойствах горных пород, но и об условиях измерения, таких как температура и давление в скважине, ее диаметр, свойства промывочной жидкости и т.п. Поэтому измеряемый геофизический параметр (электрическое сопротивление, потенциал самопроизвольной поляризации, естественная радиоактивность и др.) не является истинным, характерным для естественного залегания горных пород.

Для того чтобы получить значение истинного физического параметра

необходимо внести поправки в регистрируемый, что составляет смысл геофизической интерпретации данных каротажа. Полученные в результате геофизической интерпретации исправленные величины свободны от влияния условий проведения измерений и условий вскрытия пласта и являются характеристиками породы, позволяющими сравнивать их между собой.

**Специфика обратных задач ГИС.** Специфика обратных задач ГИС состоит в том, что из-за недоступности исследуемого объекта о его параметрах судят по косвенным проявлениям. Так, о горной породе, расположенной вне скважины, судят, измеряя характеристики поля в скважине. Между тем поле в скважине имеет интегральный характер. Вклад в его формирование вносят различные зоны: сама скважина; близкая к ее стенке, а потому измененная в результате бурения часть пласта; его неизменная — удаленная часть; вмещающие породы. На практике это приводит к тому, что небольшим изменениям параметров поля, соответствует множество решений (моделей среды), существенно отличающихся одно от другого. Обратные задачи, обладающие таким свойством, называют неустойчивыми. С целью преодоления неустойчивости стремятся сузить множество возможных решений, для чего используют дополнительную информацию. Ее важнейший источник—данные, полученные с помощью других геофизических методов, имеющих иную глубинность и основанных на изучении различных по своей природе физических полей.

**Классификация методов ГИС.** Классификация методов ГИС может быть выполнена по виду изучаемых физических полей. В этой связи их делят на электрические, электромагнитные, ядерные, акустические и другие.

К настоящему моменту известно более пятидесяти методов ГИС и их модификаций. Подобное многообразие объясняется рядом факторов. Первый из них связан со спецификой обратных задач, требующей комплексирования большого числа методов. Второй — с различиями в условиях применения: ГИС применяют в осадочных, метаморфических, магматических породах, в скважинах обсаженных и не обсаженных, сухих, заполненных водными растворами солей и непроводящими промывочными

жидкостями. Третий фактор, обуславливающий многообразие методов ГИС—большое количество решаемых ими задач геологического, технологического, инженерно- и гидрогеологического характера.

### **Соотношение методов, основанных на исследовании керна, шлама и ГИС.**

Важным источником информации по изучению скважины являются данные кернового материала и шлама. С их помощью изучают петрофизические, текстурно-структурные, фильтрационно-емкостные, петрографические и другие свойства пород. Однако в целом эти методы не достаточно эффективны, что объясняется неполным выносом кернового материала, трудностью привязки керна по глубине, малым радиусом исследования, изменением характеристик горных пород в зоне бурения и при подъеме на поверхность, значительными затратами времени и средств.

В отличие от этого ГИС дают сплошную, сравнительно точно привязанную по глубине информацию с существенно большим радиусом исследования. Затраты времени и соответственно стоимость ГИС ниже. Важно, что удается получить информацию о горных породах в их естественном залегании (*in situ*). Большой радиус исследования, возможность осуществлять замеры не только в функции пространственных координат, но и в функции времени, изучение всей системы скважина—пласт, позволяют решать геологические задачи, в принципе не решаемые по керовому материалу.

Вместе с тем, достаточно точная оценка с помощью ГИС параметров, характеризующих литологию, коллекторские свойства, содержание того или иного полезного ископаемого и т.д. требует знания свойств матрицы (скелета) горной породы, флюида-порозаполнителя, а также петрофизических зависимостей для определенного типа отложений месторождения. Такую информацию в большинстве случаев получают с помощью кернового материала и шлама. Поэтому исследования керна, шлама и ГИС должны рассматриваться как составляющие единого процесса изучения околоскважинного и межскважинного пространства.

## Роль и место ГИС.

Роль и место ГИС обуславливаются стадией горно-геологического процесса, под которым будем понимать комплекс операций от постановки геологической задачи до эксплуатации месторождения включительно.



Рис. 1. Стадийность горно-геологического процесса. Стрелками и цифрами показаны направления информационных потоков

Вопрос о стадийности горно-геологического процесса чрезвычайно сложен и зависит от типа полезного ископаемого. Обобщая и схематизируя, его можно разбить на пять стадий (рис. 1). На первой стадии — *региональных исследований*, выявляют перспективные геологические объекты данного региона. Основную роль здесь играют аэрокосмические, наземные геохимические и геофизические методы. Керновый материал, получаемый из малого числа опорных скважин, является источником информации о литолого-стратиграфических, петрофизических и других характеристиках пород.

Однако в силу неполного выноса и малого радиуса исследований он не обеспечивает информации о разрезе в необходимом объеме. В этой связи методы ГИС после настройки по керновому материалу играют по отношению к нему роль интерполирующего и экстраполирующего инструмента, позволяющего построить сплошные вертикальные геолого-геофизические модели разрезов.

Полученная с помощью ГИС информация имеет самостоятельное значение, а также используется для «настройки» наземных геофизических методов. Вертикальные сейсмоакустические модели, например, позволяют объяснить основные закономерности формирования волнового поля при наземной сейсморазведке, связав его с геологическими особенностями среды. Фактически ГИС призваны играть по отношению к наземным методам ту роль,

которую керн играет по отношению к ГИС. Вместе с тем сеть опорных скважин на региональной стадии, как правило, столь редка, что использование наземных методов для интерполяции и экстраполяции данных ГИС на межскважинное пространство неэффективно.

Результатом региональной стадии является модель расположения перспективных геологических объектов региона — зон, структур, формаций и т. д. Такая модель — информационная основа для выработки управляющих решений на проведение второй стадии горно-геологического процесса — зональной, задача которой — изучение строения перспективных геологических объектов.

Существенно, что обратная связь, охватывающая комплекс региональных исследований (пунктир на рис. 1), позволяет корректировать априорную модель региона по мере получения новой информации, обеспечивая оптимизацию процесса исследований, т. е. уточнение направления профилей, мест заложения опорных скважин и т. д. Обратная связь как неперемutable условие системного подхода к организации исследований играет важную роль на всех стадиях горно-геологического процесса.

На второй, *зональной*, стадии исследований основную роль играют различные модификации геохимических, аэро- и наземных геофизических методов. Их главное отличие от соответствующих региональных модификаций — большая детальность исследований. Объем бурения, а соответственно и роль ГИС, возрастают. Тем не менее, соотношение методов «керн — ГИС — наземная геофизика», в принципе, такое же, как и на региональной стадии. Результат зональной стадии — трехмерная модель перспективного геологического объекта.

Знание модели перспективного объекта позволяет приступить к третьей стадии горно-геологического процесса — поисковой. Ее основная задача — подтверждение существования месторождения и оценка его промышленной значимости. В этой связи она характеризуется большим объемом буровых работ, испытаний и опробований, позволяющих получить прямое подтверждение продуктивности. Тенденция к повышению значимости ГИС получает на этой



стадии дальнейшее развитие. Значительный объем накопленной информации, большая детальность наземных исследований и высокая плотность поисковых скважин позволяют прогнозировать геологический разрез между скважинами и за контуром их заложения, используя детальные наземные методы для интерполяции и экстраполяции полученных с помощью ГИС вертикальных моделей разреза. Таким путем удастся сократить объем дорогостоящего поискового бурения.

На четвертой, *разведочной*, стадии модель месторождения, построенная на этапе поисков, уточняется и детализируется с целью подсчета запасов полезного ископаемого и подготовки месторождения к эксплуатации. Роль ГИС значительно возрастает. Их основные задачи — оценка подсчетных параметров, изучение изменчивости объектов разработки, детальное исследование разрезов скважин, выбор интервалов испытаний и опробований, а также контроль качества их проведения. Значение кернового материала постепенно снижается, снижается и метраж бурения с отбором керна.

Роль ГИС на пятой, *эксплуатационной*, стадии горно-геологического процесса, зависит от технологии разработки месторождения (скважинной, шахтной и др.). Задачи ГИС на эксплуатационной стадии делятся на две группы.

Первая, технологического характера, связана с эксплуатацией месторождения и контролем его разработки. На нефтегазовых месторождениях — это в первую очередь изучение разрезов скважин с целью выделения продуктивных интервалов, контроль процесса выработки залежи, наблюдение за продвижением фронта нагнетаемых вод. Методика интерпретации достигает к этому моменту такого уровня, что практически не требует дальнейшей настройки и контроля по керновому материалу. Одновременно на этой стадии, как и на всех предыдущих, с помощью геофизических методов решается важнейшая задача — изучение технического состояния скважин.

На месторождениях твердых полезных ископаемых исследования на эксплуатационной стадии проводятся как в обычных, так и в подземных скважинах. Основное назначение таких работ — количественная оценка

продуктивности отложений, контроль за процессом их выработки, прогнозирование зон обрушения, трещиноватости, закарстованности, изучение прочностных свойств кровли горных выработок и гидрогеологической обстановки.

Вторая группа задач эксплуатационной стадии связана с доразведкой эксплуатирующегося месторождения — изучением его флангов и не подвергшихся ранее детальным исследованиям горизонтов. Необходимость в доразведке возникает также в случае появления новых геологических данных, при несоответствии модели эксплуатирующегося месторождения результатам эксплуатации, при создании более совершенных геофизических методов. Однако и при отсутствии перечисленных причин обратная связь позволяет использовать результаты исследований, проводимых с целью контроля разработки, для совершенствования представлений о модели месторождения. В настоящее время роль доразведки эксплуатирующихся (в том числе истощенных) месторождений существенно возросла, что связано с быстрым увеличением затрат на поиск и разведку новых месторождений полезных ископаемых.

Отметим, что информация на всех стадиях горно-геологического процесса поступает с более низких иерархических уровней на более высокие, накапливаясь в банке данных государственной геосистемы (см. рис. 1).

Из вышеизложенного ясно, что ГИС — неотъемлемая составная часть горно-геологического процесса на всех его стадиях.

**Скважина как объект геофизических исследований.** Скважина как объект геофизических исследований оказывает существенное влияние на специфику геофизических методов и технологию их проведения.

По назначению скважины делятся на опорные, поисковые, разведочные, эксплуатационные, инженерно и гидрогеологические и т. д. Однако с точки зрения ГИС решающее значение имеет технология их проводки. По этому признаку скважины можно разделить на четыре группы: «сухие» — пробуренные без промывочной жидкости (ПЖ); пробуренные на воде; пробуренные на нефилтрующих и непроводящих электрический ток

(известково-битумных) ПЖ; пробуренные на водных фильтрующихся (глинистых) ПЖ. К последней группе относятся практически все скважины большой и средней глубины, в том числе подавляющее большинство скважин нефтегазовых месторождений. Методам их исследований и будет уделено далее основное внимание.

Скважина позволяет проводить измерения во внутренних точках среды. Вместе с тем ее наличие усложняет структуру изучаемых физических полей, что приводит к серьезным трудностям при решении прямых и обратных задач. Кроме того, вскрывая толщу горных пород, скважина нарушает условия их залегания: изменение геостатического давления и температуры приводит к перераспределению напряжений, взаимодействие породоразрушающего инструмента и ПЖ с породой усугубляет этот процесс, способствуя образованию микротрещиноватости в прочных и разрушению, размыву с образованием каверн — в рыхлых, трещиноватых, растворимых породах. Во избежание неконтролируемого выброса пластовых флюидов давление ПЖ поддерживают несколько выше пластового, в результате чего возникает ее фильтрация в проницаемые пласты. Поскольку эффективные диаметры пор залегающих глубоко пород имеют небольшие размеры и редко превышают 100 мкм, а размеры глинистых частиц в основном больше этой величины, в пласт проникает лишь фильтрат ПЖ, основное же количество частиц оседает на стенке скважины. Образующаяся глинистая корка повышает устойчивость стенок и препятствует дальнейшей фильтрации.

В результате проникновения фильтрата ПЖ в проницаемые пласты в них образуются зоны проникновения с диаметрами от десятков до сотен сантиметров. Физико-химические свойства пород в зоне проникновения меняются за счет оттеснения первоначального флюида, возникновения сложного, в ряде случаев многофазного насыщения, окислительно-восстановительных процессов, закупорки пор (кольматации). Таким образом, меняется не только характер насыщения пласта, но и его фильтрационно-емкостные свойства.

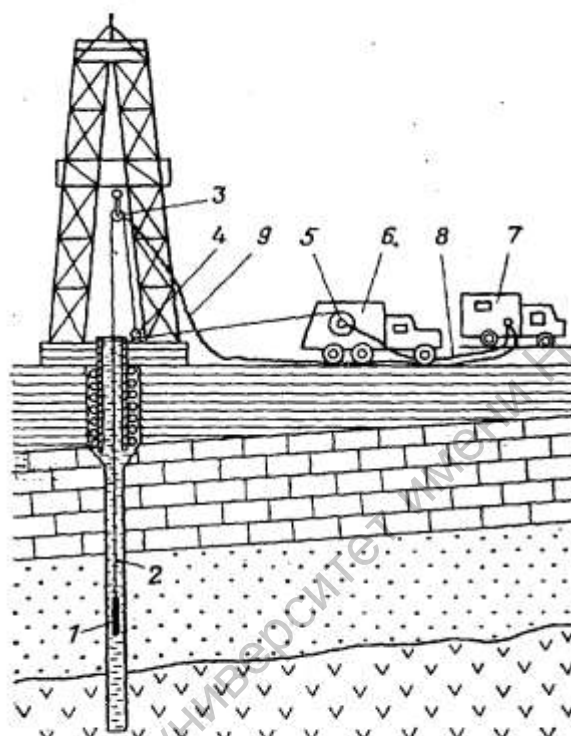
Наиболее измененную часть зоны проникновения называют промытой зоной. Границы промытой зоны и зоны проникновения имеют неярко выраженный (градиентный) характер. Обычно в геофизике под зоной проникновения понимают цилиндрическую область, в пределах которой величина измеряемого параметра отличается от значения данного параметра в неизменной части пласта более чем на двойную погрешность измерения. В этой связи границы зоны для разных методов различны. При изучении характера насыщения пласта, количественной оценке его нефтегазоносности и фильтрационно-емкостных характеристик, зона проникновения является серьезным осложняющим фактором, но сам факт ее существования говорит о проницаемости пласта.

После завершения бурения и проведения геофизических исследований в открытом стволе, скважину обсаживают стальной колонной и цементируют для укрепления ее ствола и разобщения пластов — коллекторов. Обсадка практически исключает применение электрических, электромагнитных и магнитных методов, и в той или иной степени искажает показания радиоактивных, сейсмоакустических, термических. Однако полное прекращение фильтрации промывочной жидкости приводит к постепенному уменьшению диаметра зоны проникновения и, в конечном счете, ее расформированию под влиянием диффузии, капиллярных и гравитационных сил. Первоначальное насыщение пласта в его прискважинной части восстанавливается, что дает возможность оценить нефтегазонасыщенность, а в процессе эксплуатации контролировать динамику газожидкостных и водонефтяных контактов.

### **Схема проведения каротажа**

Схема установки для геофизических исследований скважин показана на рис.2. К кабелю 2, намотанному на барабан лебедки подъемника 6, подсоединяется скважинный прибор 1, в котором находятся датчики и электронные узлы. Прибор опускают в скважину через направляющий блок 4 и блок-баланс 3. Выполняя грузонесущие функции, кабель 2 служит также для подачи питания и сигналов управления к скважинному прибору и передачи

информации на поверхность. Кабель соединен с геофизической лабораторией 7 через соединительный провод 8. Полевой информационно-измерительный комплекс, включающий подъемник и лабораторию, называют каротажной станцией.



При проведении геофизических исследований в относительно неглубоких скважинах обычно используются каротажные станции, объединяющие в единый блок спуско-подъемное оборудование (каротажный подъемник) и каротажную лабораторию, включающую в себя измерительную и регистрирующую аппаратуру, а также источники питания.

Каротажный подъемник станции оборудован лебедкой с электроприводом. Привод лебедки осуществляется через двухскоростную коробку передач. На барабане лебедки намотан бронированный трехжильный каротажный кабель, нижний конец которого имеет стандартный кабельный наконечник, предназначенный для механического и электрического соединения кабеля с каротажными зондами и скважинными приборами, оборудованными в своих

верхних частях соответствующими стандартными головками. Равномерная укладка кабеля на барабан лебедки, при подъеме скважинного прибора, обеспечивается автоматическим кабелеукладчиком, работа которого, в случае необходимости, подправляется ручным коллектором.

Для определения глубины, на которой находится скважинный прибор, каротажный кабель размечается, т.е. на него через равные интервалы (обычно – 20 метров) наносятся метки, магнитные или вещественные. Магнитные метки представляют собой намагниченные участки кабеля. Вещественные – небольшие бандажки из изоляционной ленты, накладываемые на кабель. Для более надежной привязки к глубинам метки, кратные 100 метрам, делаются отличными от рядовых. Считывание магнитных меток осуществляется с помощью датчика магнитных меток глубины (ДМГ), который формирует электрический сигнал «глубина-метка» в момент прохождения мимо него намагниченного участка кабеля. Вещественные метки контролируются визуально, при этом в момент их прохождения между роликами кабелеукладчика на диаграммной ленте ставится метка.

Верхний конец каротажного кабеля заправляется внутрь барабана лебедки и подключается к смонтированному на его вале коллектору, обеспечивающему электрическое соединение жил кабеля с измерительным оборудованием каротажной станции. Корпус коллектора закреплен на раме лебедки, а его вращающаяся часть крепится к валу. Жилы каротажного кабеля подключаются к клеммам на вращающейся части коллектора, а соединительный кабель с каротажной лабораторией (т.н. коллекторный провод) – к клеммам на его корпусе. Электрическое соединение жил каротажного кабеля с соответствующими жилами коллекторного привода осуществляется с помощью находящихся внутри коллектора металлических колец и прижимающихся к ним щеток.

Для проведения каротажа станцию устанавливают на расстоянии 10-20 метров от устья скважины так, чтобы ось лебедки была горизонтальна и перпендикулярна к направлению на устье, и при необходимости затормаживают, подкладывая под колеса клинья (рис.2). Над устьем скважины надежно

закрепляется блок-баланс таким образом, чтобы плоскость его колеса была перпендикулярна оси барабана лебедки и направлена на его середину, а пропущенный через блок-баланс кабель свободно опускался в устье скважины. С осью блок-баланса соединяют механический и электронный датчики глубин, а на его раме, вблизи каротажного кабеля, размещают ДМГ. ДМГ и электронный датчик глубин соединяются кабелями со станцией. Станция надежно заземляется и только после этого разматывается и подключается сетевой провод.

Перед началом работ с помощью мегомметра проверяют сопротивление между жилами кабеля и броней (оно не должно быть менее 2 ом·м). Затем к каротажному кабелю подключается скважинный прибор (или зонд) и после проведения необходимых операций (эталонирование, запись стандарт-сигналов и т.п.), он опускается на несколько метров в устье скважины, после чего лебедка ставится на тормоз. На счетчиках глубин устанавливают нулевые показания, тормоз отпускается и начинается спуск скважинного прибора в скважину. Для спуска рычаг коробки передач привода лебедки переводится в положение «0». Скорость спуска не должна превышать 10000м/ч, она регулируется торможением барабана лебедки, которое производится плавно, без рывков. Процесс спуска внимательно контролируется и немедленно замедляется или вовсе прекращается в случае резкого провисания кабеля, что обычно свидетельствует об остановке скважинного прибора или его торможении. Спуск прекращается сразу по достижении скважинным прибором забоя и лебедка ставится на тормоз. В любом случае на барабане лебедки должно оставаться не менее половины последнего ряда витков. Перепуск кабеля может привести к аварии в результате его складывания и образования петель. При прохождении башмака (нижнего конца) обсадной колонны и других технических опасных интервалов, к которым относятся резкие изменения диаметра скважины, обрезки металлических труб и пр., скорость спуска уменьшают.

Большинство каротажных исследований выполняется при подъеме скважинного прибора, для чего переключают режимы работы лебедки со спуска на подъем и включают ее привод. Для этого рычаг коробки передач переводят в положение «I» или «II», в зависимости от требуемой скорости подъема, и сняв

лебедку с тормоза, подают питающее напряжение на электродвигатель. Сразу после отрыва скважинного прибора от забоя, регулируя возбуждение двигателя, устанавливают требуемую скорость подъема, которая в основном определяется техническими характеристиками используемой аппаратуры и решаемыми задачами. С приближением скважинного прибора к устью, скорость подъема снижается до минимальной и внимательно отслеживаются показания счетчиков глубин и предупредительная метка. При появлении предупредительной метки, которая устанавливается на расстоянии около 10 м от конца кабеля и должна быть хорошо видимой, лебедка останавливается и скважинный прибор извлекается из устья вручную. После проведения необходимых операций, как правило, аналогичных выполняемым перед спуском, аппаратура отключается, а скважинный прибор отсоединяется. Для привязки результатов измерений к глубинам, необходимо знать расстояние от роликов кабелеукладчика до поверхности земли у устья скважины («мертвый замер»-  $H_{мз}$ ) и цену деления первой метки ( $H_{ц.м.п}$ ) – расстояние от точки записи СП(зонда) до метки от которой отмерялись расстояния при разметке кабеля. Эти расстояния измеряются вдоль каротажного кабеля мерной лентой.

Перед проведением ГИС бурение прекращают и буровой инструмент извлекают из скважины. Вместе с тем все большее распространение получают исследования скважин в процессе бурения.

Для исследования наклонных, горизонтальных и восстающих скважин, пробуренных из штолен и горных выработок, применяют приборы с автономным питанием и регистрацией, транспортируемые к забою с помощью специальных устройств или бурового инструмента.



## РАБОТА 1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПО ДАННЫМ КАРОТАЖА СОПРОТИВЛЕНИЙ

Цель работы: приобретение навыков интерпретации диаграмм стандартного электрического каротажа.

Задание. На диаграммах градиент и потенциал зондов выделить пласты высокого и низкого сопротивления, провести ступенчатую аппроксимацию кривой  $\rho_{\text{п}}$ , снять значения кажущегося сопротивления.

### Краткие теоретические основы метода.

Каротаж сопротивления (КС) предназначен для изучения удельного электрического сопротивления (УЭС) горных пород, пройденных скважиной. Для замера сопротивления пород пересеченных скважиной, применяется 4-х электродная установка AMNB – каротажный зонд. Зонд КС состоит из нескольких свинцовых электродов закрепленных на отрезке шлангового каротажного кабеля. Три электрода (N,M,A) или (M,A,B) присоединяются к концам кабеля и пускаются в скважину, четвертый электрод В или N устанавливается на поверхности, вблизи устья скважины (см. рис. 1.1). Через электроды А и В, называемые токовыми пропускают ток  $I$ , создающий электрическое поле в породе. При помощи измерительных электродов М и N измеряют разность потенциалов  $\Delta U$  между двумя точками данного

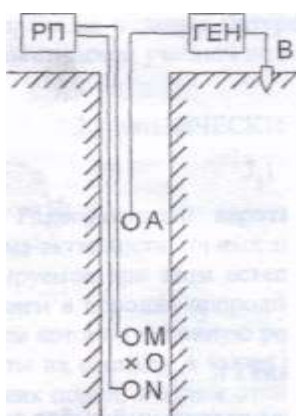


Рис. 1.1. Схема проведения каротажа сопротивления (КС)  
РП - регистрирующий прибор;  
ГЕН - генератор переменного тока

электрического поля. Электроды зонда включенные в одну цепь, токовую или измерительную называются парными, а третий электрод, включенный в одну цепь с электродом не входящим в состав зонда (находящимся на поверхности) – непарным.

Удельное электрическое сопротивление однородной среды вычисляется по формуле:

$$\rho_{\pi} = (AM + AN / MN) \Delta U / I, \quad (1)$$

где  $\Delta U$  – разность потенциалов между точками М и N; – расстояние между соответствующими электродами каротажного зонда.

Формула (1) обычно применяется в практике электрического каротажа в виде:

$$\rho_{\pi} = K \Delta U / I, \quad (2)$$

где  $K = 4\pi AM \cdot AN / MN$  – коэффициент зонда, постоянной множитель, зависящий от расстояний AM, AN и взаимного расположения электродов;  $\Delta U / I$  – сопротивление части среды, заключенной между двумя эквипотенциальными поверхностями, проходящими через точки М и N.

При электрическом каротаже разность потенциалов выражается в милливольтгах (мВ), сила тока в миллиамперах (мА), расстояния MN и AM и AN – в метрах (м), а удельное электрическое сопротивление в ом·метрах (Ом·м).

Выражение (2) справедливо для вычисления УЭС изотропной и однородной среды. Однако, при каротаже всегда имеет место неоднородная среда состоящая из пластов с различными удельными сопротивлениями и глинистого раствора, заполняющего скважину, поэтому полученный по формуле (2) результат называют кажущимся сопротивлением (КС или  $\rho_k$ ).

Для измерения  $\rho_k$  пород при каротаже сопротивлений применяют два типа зондов: градиент зонд (ГЗ) и потенциал зонд (ПЗ). Градиент зонд – зонд со сближенными парных электродами, в котором расстояние между ними мало по сравнению с расстоянием от парных электродов до непарного; Потенциал зондом называют зонд у которого расстояние между парными электродами велико по сравнению с расстоянием от парного до ближайшего к нему непарного электрода.

Зонд с одним питающим электродом и двумя измерительными называется однополюсным (или зонд прямого питания) (см. рис. 1.2), зонд с двумя питающими электродами и одним измерительным – двухполюсным (или зондом взаимного питания).

Зонды записываются по обозначениям электродов в порядке их расположения в скважине сверху вниз, проставляя между ними расстояния в метрах. Расстояния между электродами выбираются исходя из решаемых задач и особенностей изучаемого разреза. К примеру, в условиях Центрально-Черноземного региона обычно применяется последовательный градиент-зонд А1,ОМО,2N.

Результаты измерения КС пород изображаются в виде кривой изменения сопротивления пород вдоль ствола скважины. Кривые, полученные обычными зондами ГЗ и ПЗ, против однородных пластов ограниченной мощности имеют различную форму. На диаграммах ПЗ мощный пласт высокого (низкого) сопротивления отмечается максимумом (минимумом) симметричным относительно середины пласта. При этом на ГЗ пласт высокого сопротивления, если мощность пласта превышает длину зонда (мощный пласт) отмечается асимметричным максимумом, а в случае мощного пласта низкого сопротивления асимметричным минимумом.

### **Порядок выполнения работы.**

Первая часть задания. Выделить пласты высокого и низкого сопротивления на диаграмме ГЗ, точками следует отметить положение кровли и подошвы пласта.

Вторая часть задания. Выделить пласты высокого и низкого сопротивления на диаграмме ПЗ, точками следует отметить положение кровли и подошвы пласта, подписать значения  $\rho_k$  против выделенных пластов. Значения  $\rho_k$  снимаются по точкам экстремумов (min) или (max), если пласт однороден, или по осредненному значению в случае неоднородного пласта.

Третья часть задания. Провести ступенчатую аппроксимацию кривых  $\rho_k$  с учетом выделенных границ пластов.

Результатом работы являются диаграммы  $\rho_k$  ГЗ и ПЗ расчлененные на пласты, аппроксимированные ступенчатой кривой с нанесенными на них значениями  $\rho_k$ .

## РАБОТА 2

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА ГОРНЫХ ПОРОД ПО ДИАГРАММАМ МИКРОКАРОТАЖА

Цель работы. Приобретение навыков литологического расчленения геологического разреза и выделение пластов-коллекторов по диаграммам микропотенциал и микроградиент зондов.

Задание. Для выполнения работы каждому студенту предоставляются диаграммы микропотенциал (МПЗ) и микроградиент (МГЗ) зондов по одной скважине. По диаграммам микрозондов необходимо выделить интервалы плотных, монолитных с минимальной пористостью пород; пласты глинистых пород и пласты-коллекторы, способные отфильтровывать либо поглощать буровой раствор.

#### **Порядок выполнения работы.**

Первая часть задания. Выделение плотных монолитных пород.

Породы этого типа устойчивы при разбуривании, они не изменяются при контакте с буровым раствором, диаметр скважины в интервалах таких пород равен номинальному ( $d_c = d_n$ ). За счет неравномерного контакта микрозонда с породой, вследствие шероховатости стенки скважины, диаграммы в этих интервалах очень изрезаны при общем высоком уровне показаний (второй и третий масштабы записи).

Вторая часть задания. Выделение глинистых пород.

Глины набухают и размываются при контакте с буровым раствором, образуя значительное увеличение диаметра скважины. Показания обоих

микронзондов МПЗ и МГЗ в интервалах глин совпадают и характеризуются низкими значениями кажущегося сопротивления.

Третья часть задания. Выделение пластов-коллекторов.

Коллектором обычно называют породу, в пустотном пространстве которой содержатся флюиды (нефть, газ, вода), при доказанной их подвижности в пластовых условиях. Пласты-коллекторы способны отфильтровывать либо поглощать буровой раствор. Поровые каналы в коллекторе достаточно тонки и представляют собой сетку, как в фильтре, поэтому на стенке скважины образуется глинистая корка с удельным сопротивлением  $\rho_{\text{ГК}}$ , мощностью  $h_{\text{ГК}}$ . Фильтрат бурового раствора проникает в пласт, создавая зону проникновения. Ближайшая к скважине часть этой зоны называется промытым пластом с удельным сопротивлением  $\rho_{\text{ПП}}$ .

Поскольку радиус исследования МГЗ меньше МПЗ, то по диаграмме МГЗ против коллектора получают сопротивление глинистой корки ( $\rho_{\text{к гл}}$ ), а по МПЗ - сопротивление пород в пределах промытой зоны ( $\rho_{\text{ПП}}$ ). Так как чаще всего  $\rho_{\text{ПП}} > \rho_{\text{к гл}}$ , то против коллекторов кажущееся сопротивление по МПЗ будет больше, чем кажущееся сопротивление определенное по диаграмме МГЗ:

$$\rho_{\text{к}}^{\text{МПЗ}} > \rho_{\text{к}}^{\text{МГЗ}},$$

Результатом работы является таблица, в которой указывается глубина кровли и подошвы выделенного пласта или группы пластов, его литологическая характеристика.

### РАБОТА 3

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПО ДАННЫМ БОКОВОГО КАРОТАЖА

Цель работы: Проведение геофизической интерпретации и определение удельного электрического сопротивления горных пород по данным бокового каротажа.

Задание: На диаграмме БК выполнить разбивку разреза на пласты (минимальная мощность пласта 1 метр), снять значения кажущегося сопротивления каждого пласта. В полученные значения  $\rho_k$  ввести поправки за диаметр скважины, мощность пласта и влияние вмещающих пород. Результаты оформить в виде таблицы.

#### Краткие теоретические основы метода.

Боковой каротаж является одной из разновидностей электрического каротажа по методу сопротивлений. Боковой каротаж применяется для исследования скважин, разрез которых представлен породами высокого сопротивления, с частым чередованием тонких пластов низкого и высокого сопротивления, а также скважин заполненных минерализованной промывочной жидкостью. В методе бокового каротажа применяют зонды с дополнительными, так называемыми экранными электродами. Экранированные зонды бокового каротажа используются в вариантах трех-, семи- и девяти электродных. Через экранные электроды пропускается ток том же направлении, что и через основной токовый электрод зонда. Это препятствует растеканию тока основного (центрального) электрода по скважине и вмещающим породам и направляет токовые линии непосредственно в исследуемый пласт, в направлении перпендикулярном оси скважины. Экранные электроды позволяют также изменять форму токового пучка центрального электрода, что дает возможность изменять глубинность исследования в радиальном направлении. Таким образом, управление полем зонда с помощью экранных электродов называется фокусировкой, а каротаж сопротивления зондами с экранными электродами и фокусировкой тока – боковым каротажом (БК).

### Порядок выполнения работы.

Для выполнения работы каждому студенту предоставляются диаграмма БК, записанной в логарифмическом масштабе, для снятия значений  $\rho_k$ . Даются значения диаметра скважины и значения сопротивления бурового раствора ( $\rho_p$ ).

Первая часть задания. Расчленение разреза на пласты мощностью не менее одного метра и определение мощности выделенных пластов ( $h_{пл}$ ).

Границы пластов находятся по точкам, соответствующим началу крутого подъема кривой по отношению к оси глубин. При определении границ пластов по диаграммам семи- и девяти электродных зондов верхняя граница проводится выше, а нижняя - ниже середины нисходящей (восходящей) линии кривой сопротивления на величину равную половине длины зонда.

Мощность пласта определяется как разность между значениями глубин кровли и подошвы выделенного пласта. Полученные значения  $h_{пл}$  заносятся в таблицу, столбец 3.

Вторая часть задания. Снятие существенных значений  $\rho_k$ .

Отсчет существенных значений  $\rho_k$ , если пласт однороден, следует производить в точках экстремумов  $\rho_{kmax}$  и  $\rho_{kmin}$ . В неоднородных пластах определяется среднегармоническое удельное сопротивление  $\rho_{k ср}$ . С этой целью на диаграмме БК находится среднее значение  $\rho_k$  по обычному площадному принципу, а затем в части кривой, ограниченной сверху найденным средним значением, отсчитывается, "второе" среднее значение, которое соответствует среднему гармоническому сопротивлению. Данные, снятые с диаграммы БК заносятся в таблицу, столбец 4.

Таблица

**Результаты вычисления БК**

№п/п	$d_c$	$h_{пл}$	$\rho_k$	$\rho_p$	$\rho_k / \rho_p$	$\rho_{k1} / \rho_k$	$\rho_{k1}$	$\rho_{вм}$	$\rho_{k1} / \rho_{вм}$	$\rho_{k2} / \rho_{k1}$	$\rho_{k2} = \rho_{п}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Третья часть задания. Исключение влияния скважины на результаты измерений.

Введение поправок за влияние скважины осуществляется по палетке, приведенной на рис. 3.1, на которой изображены зависимости  $\rho_{k1} / \rho_k$  от отношения

$\rho_{к1} / \rho_{р}$  для различных диаметров скважины. Практическое применение палетки приведено на рис. 3.1. Полученные значения  $\rho_{к1}$  заносятся в таблицу, столбец 8.

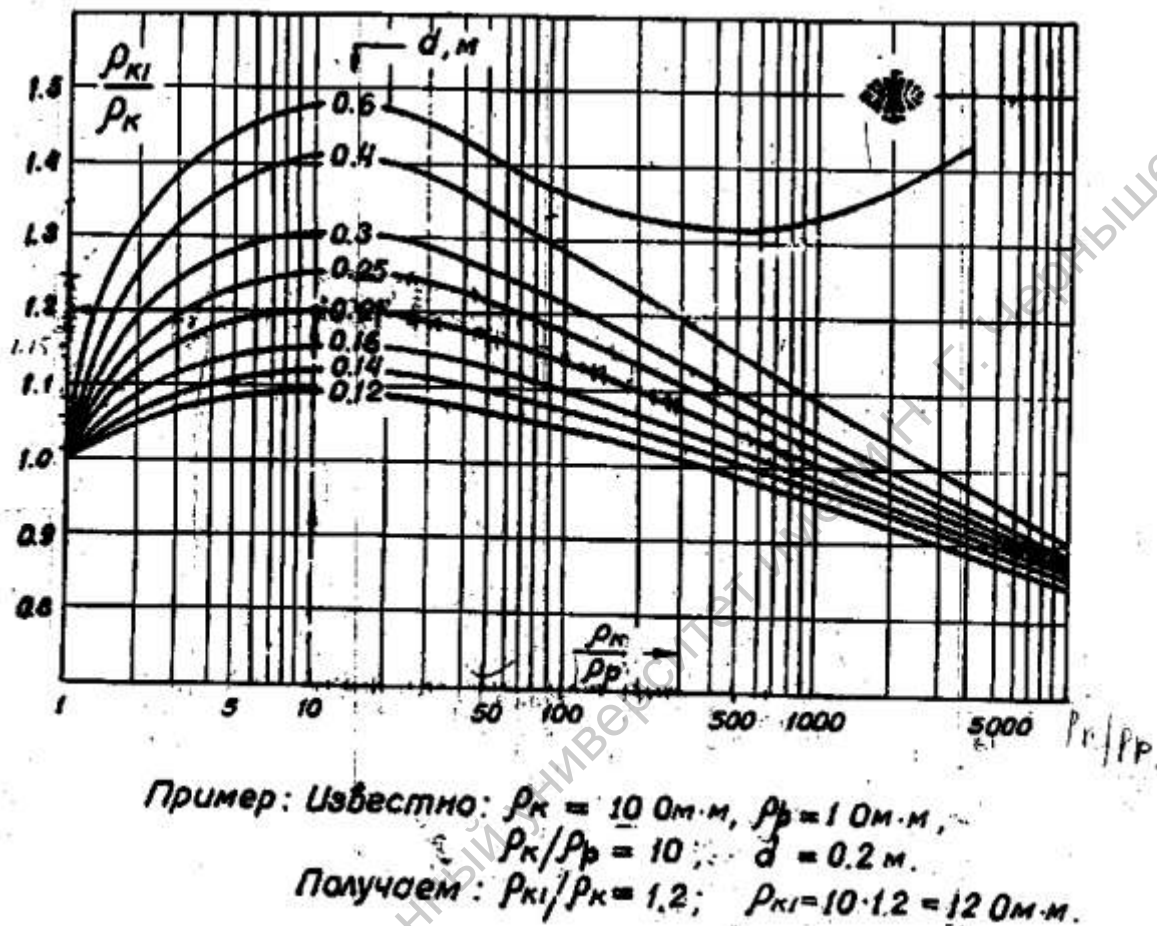
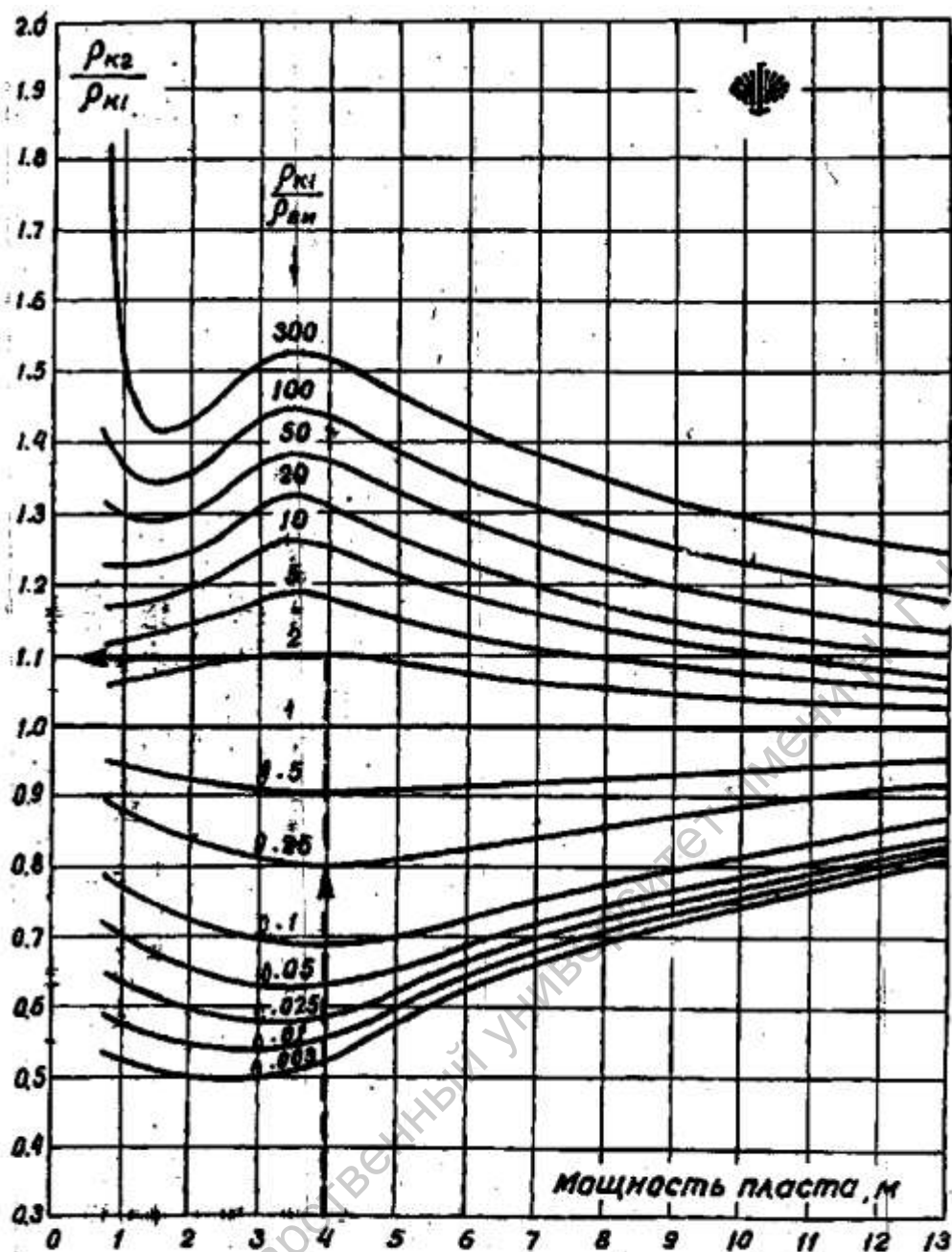


Рис 3.1. Палетка для введения поправки за влияние скважины в показания зонда БК-3.





Пример: Известно:  $\rho_{к1} = 120 \text{ м}\cdot\text{м}$ ,  $\rho_{вн} = 60 \text{ м}\cdot\text{м}$ .  
 $\rho_{к1}/\rho_{вн} = 2$ ,  $h = 4 \text{ м}$ .  
 Получаем:  $\rho_{к2}/\rho_{к1} = 1.1$ ,  $\rho_{к2} = 12 \cdot 1.1 = 13.20 \text{ м}\cdot\text{м}$

Рис. 3.2. Палетка для введения поправки за влияние вмещающих пород и мощности пласта в показания зонда БК-3, где  $\rho_{к}$  - значение кажущегося сопротивления, отсчитанное с диаграмм,  $\rho_{р}$  - удельное электрическое сопротивление промывочной жидкости,  $\rho_{к1}$  - кажущееся сопротивление, исправленное за влияние скважины,  $d_c$  - диаметр скважины.

Четвертая часть задания. Исключение влияния на результаты измерений мощности пласта и вмещающих пород.

Введение поправок за ограниченную мощность пласта и сопротивление вмещающих пород осуществляется по палетке приведенной на рис.3.2. На этой палетке представлены зависимости  $\rho_{к2}/\rho_{к1}$  от мощности пласта  $h_{пл}$  для различных отношений  $\rho_{к1}/\rho_{вм}$ . Здесь  $\rho_{вм}$  - удельное электрическое сопротивление вмещающих пород;  $\rho_{к1}$  - кажущееся сопротивление исправленное за влияние скважины;  $h_{пл}$  - мощность пласта;  $\rho_{к2}$  - кажущееся сопротивление исправленное за влияние скважины и за влияние вмещающих пород. Практическое применение палетки приведено на рис.3.2.

При определении  $\rho_{вм}$  необходимо помнить, что влияние вмещающих пород на показания зонда определяется мощностью самого пласта, сопротивлением отдельных пропластков вмещающих пород и их расстоянием до середины исследуемого пласта.

В случае сравнительно однородных по сопротивлению вмещающих пород  $\rho_{вм}$  может быть определено как сумма кажущихся сопротивлений выше лежащего и ниже лежащего пласта поделенное на два:

$$\rho_{вм} = \rho_{к \text{ вышележащего пласта}} + \rho_{к \text{ нижележащего пласта}} / 2$$

Вычисленные значения  $\rho_{вм}$  заносятся в таблицу, столбец 9.

По палетке приведенной на рис. 3.2 находим  $\rho_{к2} = \rho_{к\infty}$ , где  $\rho_{к\infty}$  - кажущееся сопротивление, приведенное к бесконечной толщине пласта при отсутствии влияния скважины. Для пласта без проникновения  $\rho_{к2}$  равно истинному сопротивлению пласта  $\rho_{к2} = \rho_{к\infty} = \rho_{п}$ , если имеется зона проникновения с диаметром  $D_{зп}$ , то  $\rho_{к\infty} = \rho_{зп}$ .

Полученные значения  $\rho_{к2}$  заносятся в таблицу, столбец 12.

Результатом работы является диаграмма бокового каротажа с разбивкой разреза на пласты и таблица, заполненная результатами вычислений.

По окончании работы преподаватель проводит собеседование со студентом, проверяет и оценивает качество выполнения задания.

## РАБОТА 4

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПО ДАННЫМ ИНДУКЦИОННОГО КАРОТАЖА

Цель работы. Проведение геофизической интерпретации и определение удельного электрического сопротивления горных пород по данным индукционного каротажа.

Задание. На диаграмме индукционного каротажа, в заданном интервале глубин, выполнить разбивку разреза на пласты, для выделенных пластов снять значения  $b_k$ , в полученные значения кажущейся электропроводности ввести поправки за скин-эффект, за влияние скважины, за мощность пласта и определить удельное электрическое сопротивление  $\rho_n$ .

#### Краткие теоретические основы метода.

Индукционный каротаж (ИК) – основан на изучении распределения электромагнитного поля в пространстве окружающем зонд в зависимости от удельной электропроводности горных пород. В отличие от других методов электрического каротажа ИК является бесконтактным, то есть отсутствует непосредственный контакт электродов измерительной установки с промывочной жидкостью. Поэтому с помощью ИК можно исследовать сухие скважины и скважины заполненные глинистым раствором на нефтяной основе. Наилучшие результаты ИК дает в песчано-глинистых разрезах с небольшим удельным сопротивлением пластов.

Индукционные зонды, как и экранированные, относятся к установкам с фокусирующими устройствами, что позволяет улучшать разрешающую способность зондов по мощности и увеличивать глубинность исследования изучаемой среды по радиусу. Индукционными зондами изучают кажущуюся электропроводность окружающего пространства  $\sigma_k$ , которая измеряется в сименс на метр (См/м) или миллисименс на метр (мСм/м).

Для регистрации данных ИК в скважину опускается глубинный прибор. Наиболее простой зонд ИК состоит из 2-х катушек индикаторной и

измерительной, укрепленных на немагнитном стержне, на расстоянии равном длине зонда. Индукционные зонды, используемые в настоящее время в практике, являются много катушечными. В зонд, кроме генераторной и приемной катушек, введены также дополнительные катушки, служащие для компенсации первичного поля или фокусировки измеряемого сигнала. Они могут быть как приемными, так и измерительными. Индукционный зонд обозначается шифром, к примеру: 6Ф1 или 4Ф0.75, здесь первая цифра соответствует числу катушек, буква означает, что зонд с фокусировкой тока, третья цифра обозначает длину зонда в метрах.

Через генераторную катушку пропускают переменный ток высокой частоты (20-60 кГц). Этим током создается первичное переменное магнитное поле, которое возбуждает в окружающей среде вихревые токи. Токовые линии вихревых токов в однородной среде представляют собой окружности с центром по оси скважины. Вихревые токи создают, в свою очередь, вторичное переменное магнитное поле той же частоты. Первичное и вторичное магнитные поля индуцируют в измерительной катушке э.д.с. ( $E_n$ ). В  $E_n$  входит как составляющая э.д.с.  $E_1$ , связанная с прямым (первичным) полем генераторной катушки, но не связанная с электрическими свойствами горных пород. Поскольку амплитуда тока в генераторной катушке поддерживается неизменной, сила вихревых токов, возникающих в горной породе, будет определяться удельной проводимостью породы. Поэтому, активная компонента э.д.с.  $E_2$ , наведенная вторичным полем в приемной катушке будет в первом приближении пропорциональна электропроводности горных пород и обратно пропорциональна их удельному сопротивлению ( $E_2 = \sigma_k = 1/\rho_k$ ).

### **Порядок выполнения работы.**

Для выполнения работы студентам предоставляется отрезок диаграммы ИК по одной скважине и задается интервал, в котором необходимо обработать диаграмму, сообщается величина диаметра скважины и значение сопротивления бурового раствора. Обработка диаграмм индукционного метода осуществляется в следующем порядке.

Первая часть задания. Нахождение границ наиболее однородных пластов, толщиной не менее 1 метра, и определение их мощности.

Кривые кажущейся электропроводности в пластах ограниченной мощности практически симметричны относительно середины пласта, если подстилающие и покрывающие пласты имеют одинаковую электропроводность. Ветви аномалии против пласта более пологи, чем на диаграммах экранированных зондов БК, т.к. в индукционном каротаже переходный процесс на границах занимает существенно больший интервал глубин. Поэтому границы пластов можно определить по точкам перегиба на кривых  $b_k$ , то есть по середине аномалии кажущейся электропроводности. Мощность пласта определяется как разность между значениями глубин кровли и подошвы выделенного пласта. Полученные значения  $h_{пл}$  заносятся в таблицу, столбец 8.

Вторая часть задания. Снятие существенных значений кажущейся электропроводности выделенных пластов ( $b_{k \max}$ ,  $b_{k \min}$ ,  $b_{k \text{ ср}}$ ).

Отсчет существенных значений кажущихся электропроводностей производится либо по точкам экстремумов, либо по осредненному принципу. Значения кажущихся электропроводностей, отсчитанные по диаграммам, записанным в масштабе Сим/м, следует перевести в масштаб мСим/м. Полученные данные заносятся в таблицу, столбец 2.

Третья часть задания. Внесение поправки за скин-эффект и переход от кажущейся электропроводности ( $b_k$ ) к кажущемуся сопротивлению ( $\rho_k$ ). Для этого используется палетка, представленная на рис. 4.1, где линейная шкала  $b_k$  трансформируется в гиперболическую шкалу  $\rho_k$  при этом происходит учет влияния скин-эффекта. Эта поправка зависит от вида применяемого зонда (рис.4.1). Результаты данного этапа заносятся в таблицу, столбец 3.

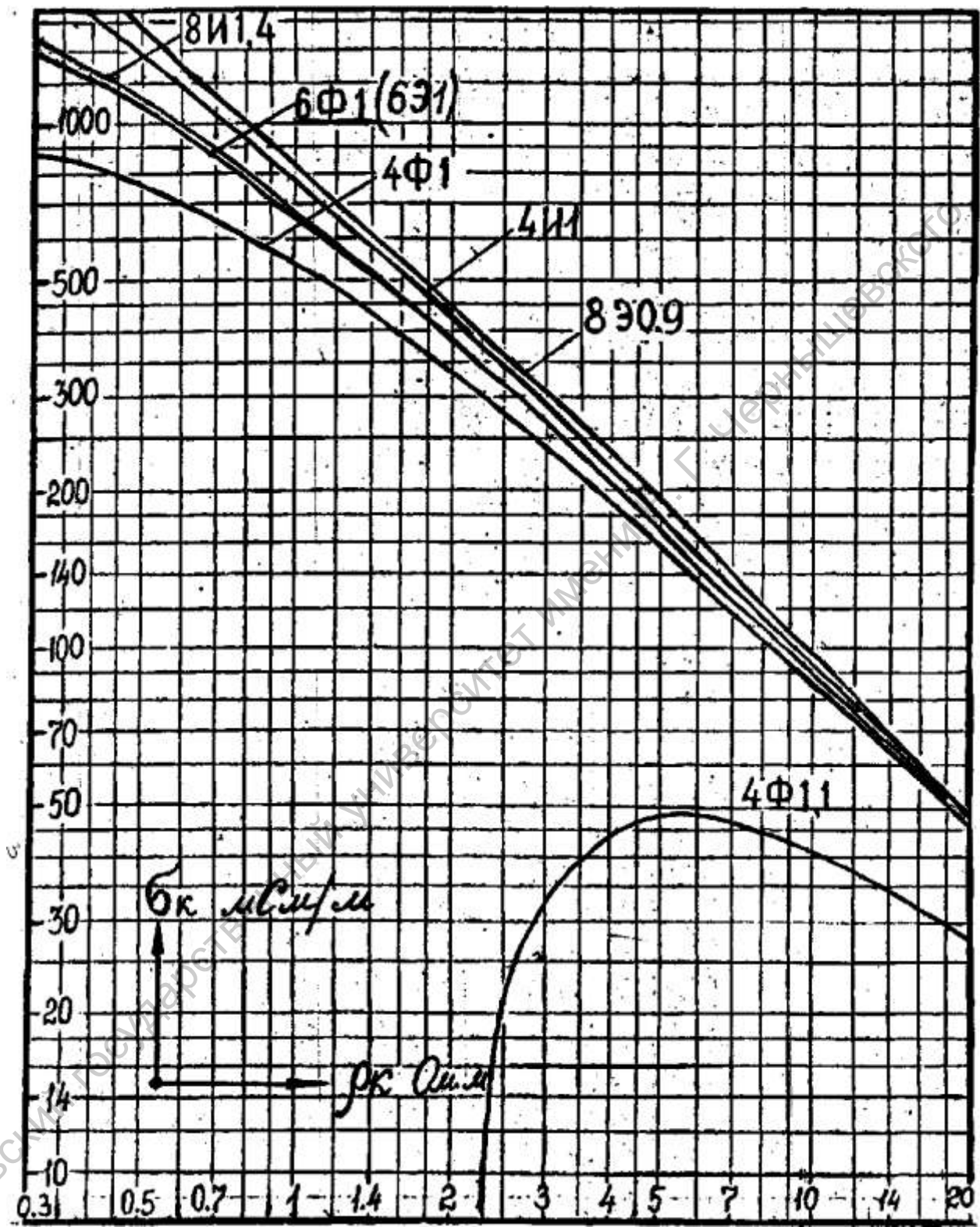
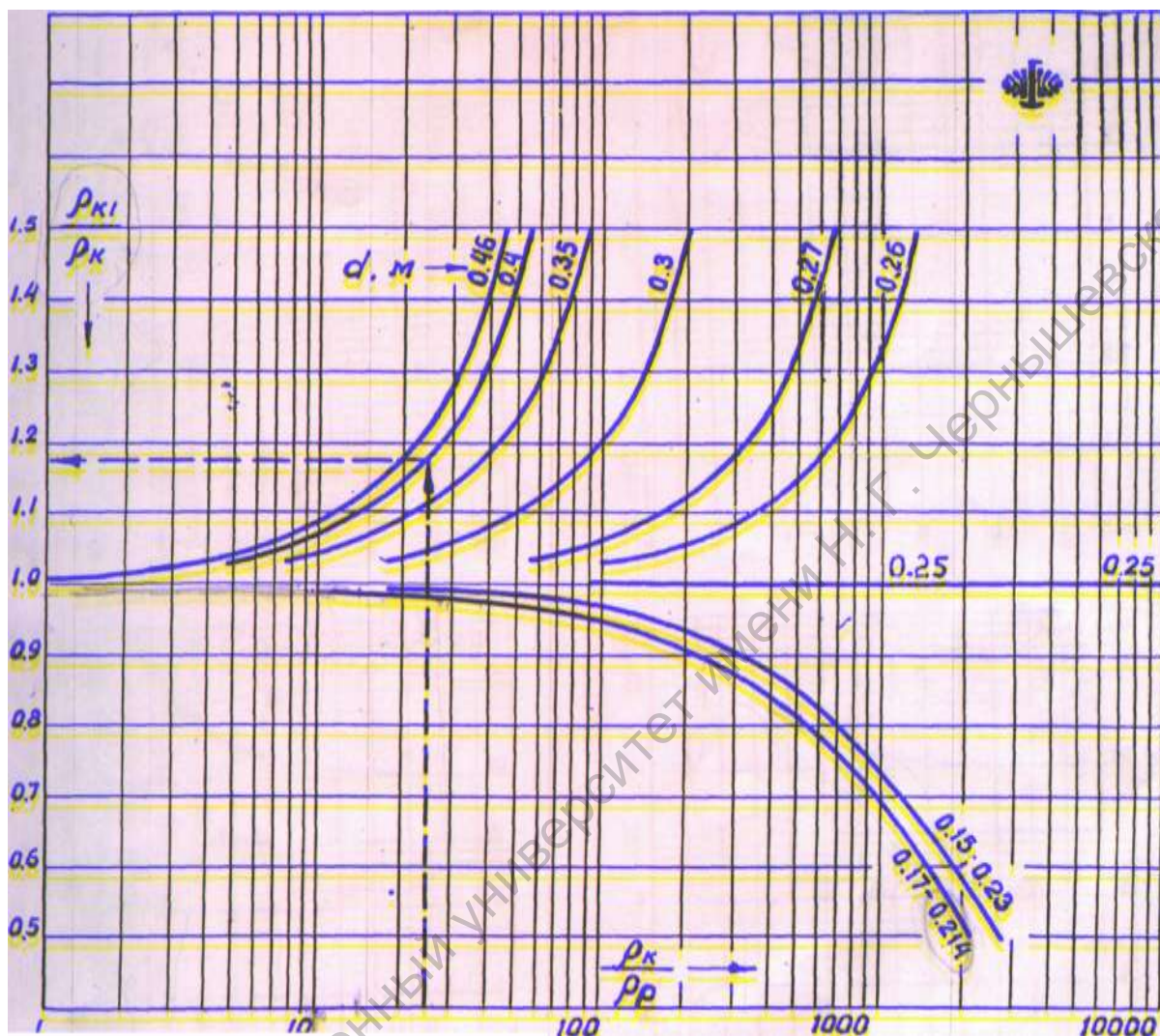


Рис.4.1. Палетка для введения поправки за скин-эффект.



Пример:

Известно:  $\rho_k = 25 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ;  $\rho_p = 10 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ;  $\rho_k/\rho_p = 25$ ;  $d_c = 0.4 \text{ м}$

Получаем  $\rho_{k1}/\rho_k = 1,18$ ;  $\rho_{k1} = 25 \cdot 1,18 = 29,5$

Рис.4.2. Палетка для введения поправки за влияние скважины в показания зонда ИК 6Ф1 (6Э1).

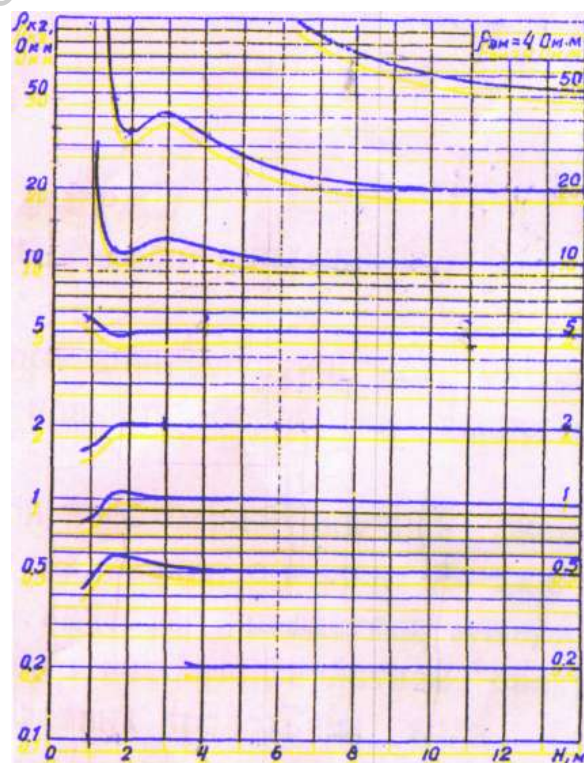
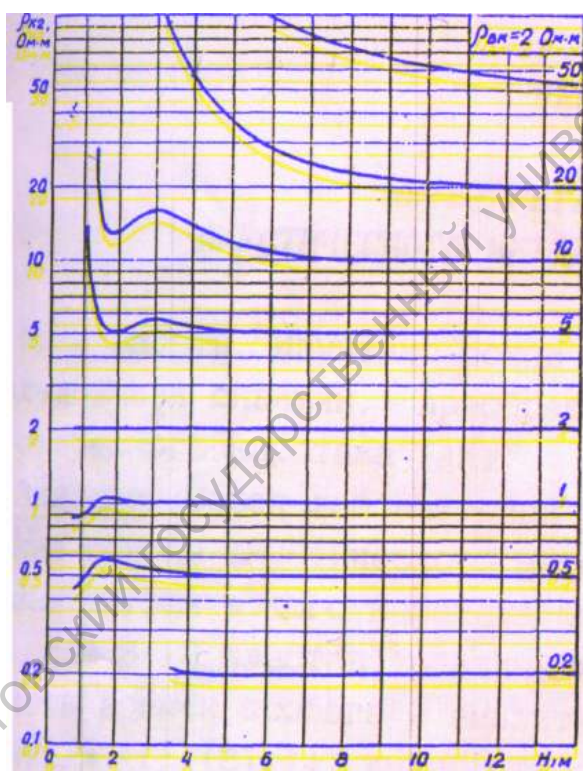
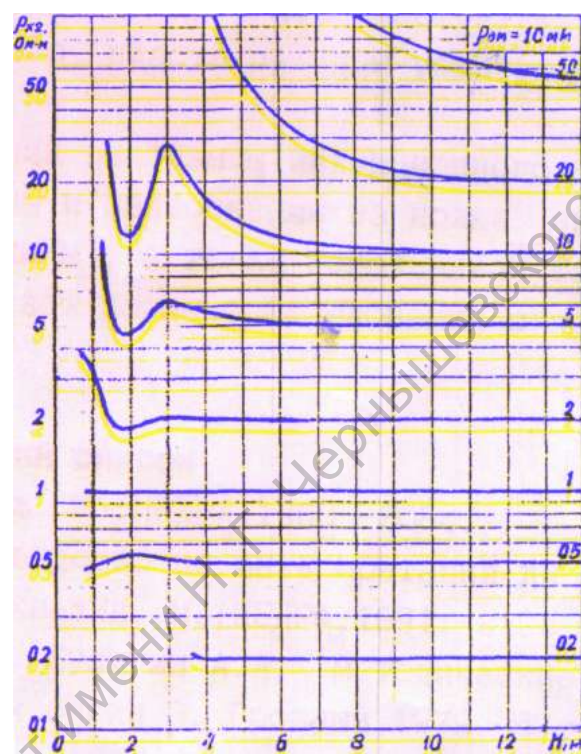
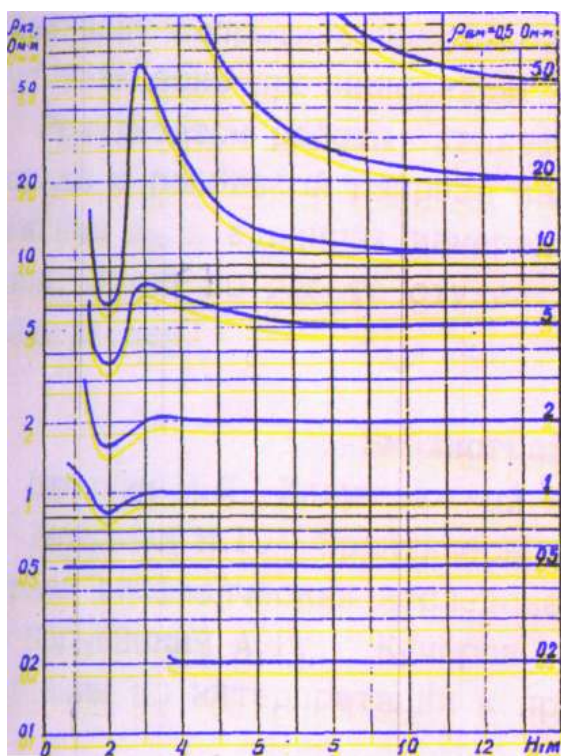


Рис. 4.3. Палетки для введения поправки за влияние вмещающих пород и мощности пласта в показания зонда 6Ф1.



Таблица

## Результаты вычисления ИК

№п/п	$\sigma_k$	$\rho_k$	$\rho_p$	$\rho_k / \rho_p$	$\rho_{k1} / \rho_k$	$\rho_{k1}$	$h_{пл}$	$\rho_{вм}$	$\rho_{k2} = \rho_{п}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Четвертая часть задания. Внесение в значение кажущегося сопротивления  $\rho_k$  поправки за влияние скважины и получение значения сопротивления  $\rho_{k1}$ .

Влияние скважины учитывается с помощью палетки, приведенной на рис.4.2. Зная сопротивление бурового раствора  $\rho_p$ , диаметр скважины  $d_c$ , кажущееся сопротивление исследуемого пласта  $\rho_k$ , способом указанным на рис. 4.2 получаем сопротивление  $\rho_{k1}$ , исправленное за влияние скважины. Все данные, промежуточные и окончательные на этом этапе заносятся в таблицу, столбцы 5,6,7.

Пятая часть задания. Введение поправки за влияние толщины пласта  $h_{пл}$  и удельного сопротивления вмещающих пород  $\rho_{вм}$ .

Номограммы, позволяющие учитывать мощность пласта т.е. приводить показания к условиям пласта бесконечной мощности, весьма разнообразны (см. рис.4.3), но содержат всегда набор искомого  $\rho_{k2}$ , исправляемого  $\rho_{k1}$  и влияющих параметров  $h$  и  $\rho_{вм}$ .

Сопротивление вмещающей среды изучаемого пласта  $\rho_{вм}$  может быть определено как полу сумма кажущихся сопротивлений выше лежащего и ниже лежащего пласта поделенное на два. Вычисленные значения  $\rho_{вм}$  заносятся в таблицу, столбец 9.

Полученная в результате всех преобразований величина кажущегося сопротивления  $\rho_{k2}$  равна кажущемуся сопротивлению, приведенному к бесконечной толщине пласта  $\rho_{k2} = \rho_{п}$ , что соответствует удельному сопротивлению исследуемого пласта  $\rho_{п}$  при условии отсутствия зоны проникновения.

Результатом работы является диаграмм индукционного каротажа с выполненной разбивкой разреза на пласты и нанесенными на полях значениями  $b_k$ , а также заполненная таблица.

## РАБОТА 5

### ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДИАГРАММ АКУСТИЧЕСКОГО МЕТОДА

Цель работы. Изучение основ интерпретации акустического метода исследования скважин, приобретение навыков обработки диаграмм акустического каротажа (АК).

Задание. Перед лабораторной работой изучить физические основы акустического метода исследования скважин. По диаграммам акустического каротажа оценить качество имеющегося материала. Для 8-10 пластов, различных по акустическим свойствам, снять значения времен пробега и амплитуды головных продольных волн. По формулам (1),(2),(4) вычислить основные параметры  $V$ ,  $\Delta T$ ,  $\alpha$  акустического сигнала.

#### **Краткие теоретические основы метода.**

Сущность акустического метода состоит в измерении параметров волнового поля, создаваемого помещенным в скважину акустическим импульсным источником упругих колебаний.

Волновое поле системы скважина-пласт включает множество волн, различных по типу и природе возникновения. В неограниченном массиве однородных горных пород точечным источником могут быть возбуждены продольные и поперечные волны. Скорости распространения продольных  $V_p$  и поперечных  $V_s$  волн различны, приближенно можно считать, что

$$V_p / V_s = 1.73.$$

Скорости  $V_p$  и  $V_s$  зависят от литологического состава, пористости, структуры пород и характера насыщенности.

На границе раздела двух сред происходит отражение и преломление волн

согласно закону Снеллиуса:

$$\frac{\sin \alpha}{V_p} = \frac{\sin \alpha_1}{V_{p1}} = \frac{\sin \beta_1}{V_{s1}} = \frac{\sin \alpha_2}{V_{p2}} = \frac{\sin \beta_2}{V_{s2}},$$

где  $\alpha$ - угол падения первичной волны;  $\alpha_1$  и  $\beta_1$  углы отражения продольной и поперечной волн в первой среде;  $\alpha_2$  и  $\beta_2$  углы преломления продольной и поперечной волн во второй среде (углы измеряются между направлением луча и перпендикуляром к границе раздела).

Соотношения между амплитудами падающей, отраженной и преломленной волн определяются волновыми сопротивлениями сред (произведениями скорости на плотность). Амплитуды волн зависят от степени поглощения энергии в среде, наличия в разрезе отражающих границ, т.е. от трещиноватости, слоистости горных пород и др.

Для возбуждения и наблюдения упругих волн в скважину опускают зонд, который может содержать один или несколько излучателей и приемников упругих волн. Основными видами зондов являются двухэлементные (акустические цементомеры) и трехэлементные (скважинные приборы типа СПАК и др.).

Двухэлементный зонд состоит из излучателя и расположенного на некотором расстоянии от него приемника. Трехэлементный акустический зонд, состоит из двух излучателей колебаний и одного приемника и обозначается сверху вниз: И<sub>2</sub> 0.5 И<sub>1</sub> 1.5 П (расстояния между излучателями и приемниками даны в метрах). Этот зонд эквивалентен зонду, состоящему из двух приемников и одного излучателя П<sub>1</sub> П<sub>2</sub> И. Расстояние между приемниками (излучателями) в трехэлементном зонде АК является базой зонда S.

Длине зонда соответствует расстояние от средней точки между одноименными элементами (которая является точкой записи) до разноименного элемента L<sub>s</sub>. База трехэлементного зонда определяет его вертикальную расчленяющую способность и возможность точных измерений разности времен прихода волн к приемникам и затухания волн на интервале между приемниками. Обычно S=0.3-0.5M.

Длину зонда L выбирают такой, чтобы получить достаточно интенсивный сигнал в породах с большим поглощением волн, а также, чтобы прямая волна по

промывочной жидкости приходила к приемникам позже головных. Обычно эти требования соблюдаются, если  $L = 1.5 \text{ м}$ .

В качестве излучателя применяют магнитострикционные преобразователи: ферромагнитные вещества, изменяющие форму и размеры под действием переменного магнитного поля.

Приемником ультразвуковых колебаний обычно служит пьезоэлектрический преобразователь, в котором механическая деформация приводит к его электрической поляризации - появлению на электродах электрического напряжения, пропорционального механическому и меняющего свой знак вместе с последним (прямой пьезоэлектрический эффект).

Стандартная аппаратура типа СПАК (СПАК-4, СПАК-6) обеспечивает регистрацию таких параметров продольных волн как:

$T_1, T_2$  - времена первого вступления для первого и второго приемников;

$A_1, A_2$  - амплитуды первого вступления для ближнего и дальнего приемников;

$\Delta T$  – время прохождения продольной волны в интервале между  $\Pi_1$  и  $\Pi_2$  на расстоянии, равном базе акустического зонда  $S$ .

$$\Delta T_s = T_2 - T_1/S, \quad (1)$$

$\alpha$  - коэффициента ослабления (затухания) амплитуды, отнесенной к единице длины.

$$\alpha = \frac{1}{S} \ln \frac{A_1}{A_2}. \quad (2)$$

Значения  $T_1, T_2, \Delta T_s$  регистрируются в микросекундах;  $A_1$  и  $A_2$  - в условных единицах (например, мВ),  $\alpha$  - в децибеллах на метр (дБ/м) .

### Порядок выполнения работы.

Первая часть задания. Оценка качества диаграмм.

Диаграммы  $\Delta T$ , пригодные для интерпретации, должны удовлетворять следующим правилам:

1. Нужно, чтобы кривые  $T_1$  и  $T_2$  короткого и длинного двухэлементных зондов в общих чертах повторяли друг друга.
2. Необходимо, чтобы повторные кривые  $T_1$  и  $T_2$  отличались от пер-

воначальных не более чем на 1.5 % , а кривые  $\Delta T$  не более чем на 3% .

3. Требуется, чтобы значения  $\Delta T$  в эталонных средах соответствовали характерным для них значениям, приведенным в таблице. Для выполнения этого условия на диаграмме  $\Delta T$  должны быть выделены два опорных пласта.

**Таблица**

**Характерные показания  $\Delta T$  в опорных средах**

СРЕДА	$\Delta T$ , мкс/м	ПРИМЕЧАНИЕ
каверна большого диаметра	580-600	максимальные показания
плотные известняки $K_{п}>1\%$	155-160	минимальные показания
плотные доломиты $K_{п}<1\%$	140-145	то же
незацементированная обсадная колонна	185	то же

Кривые  $T_1$ ,  $T_2$ ,  $\Delta T$  не удовлетворяющие одному из перечисленных требований, являются браком и интерпретации не подлежат.

Вторая часть задания. Определение границ пластов.

Кривая интервального времени регистрируется в линейном масштабе так, что величина  $\Delta T$  растет слева направо. Кривая затухания  $\alpha$  регистрируется в линейном, либо в логарифмическом масштабе.

Породы с высокой пористостью и повышенным ослаблением энергии волн отмечаются на фоне вмещающих пород максимумами на кривых  $\Delta T$  и  $\alpha$ . Аномалии симметричны относительно середины пласта.

Границы пласта находят по точкам, смещенным на величину половины базы зонда  $S/2$  , от основания аномалии к середине пласта.

Пользуясь этим правилом, для дальнейшего выполнения работы, требуется выделить на кривой  $\Delta T$  восемь - десять пластов различных по своим акустическим свойствам.

Третья часть задания. Количественная интерпретация данных акустического метода.

Для количественной интерпретации используют интервальное время  $\Delta T$  (в мкс/м), приведенное к стандартной базе зонда, равной 1 метру;

$$\Delta T = \frac{\Delta T_s}{S} = \frac{T_2 - T_1}{S} . \quad (3)$$

Величина  $\Delta T$  связана со скоростью распространения упругой волны  $V$  (в м/с) соотношением:

$$\Delta T = \frac{10^6}{V} . \quad (4)$$

Для выделенных на предыдущем этапе пластов определяется их мощность и по формуле (4) вычисляется скорость прохождения волны по этим пластам.

Результатом работы является отчет, в котором указывается:

- 1) тема работы,
- 2) цель работы,
- 3) порядок выполнения работы,
- 4) шифр зонда и его параметры (база зонда и длина зонда),
- 5) значения мощности выделенных пластов и рассчитанные скорости,
- 6) ответы на контрольные вопросы.

В заключении работы следует ответить на контрольные вопросы.

## РАБОТА 6

### ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДИАГРАММ РАДИОАКТИВНОГО КАРОТАЖА

Цель работы. Приобретение навыков в обработке диаграмм радиоактивного каротажа РК (на примере гамма-каротажа (ГК)).

Задание. Рассчитать постоянную времени  $\tau_n$  интегрирующей цепи и скорость перемещения скважинного прибора для пластов, представляющих интерес для исследований. Привести показания, снятые с диаграммы ГК к единым скважинным условиям.

#### Краткие теоретические основы гамма-метода.

Радиоактивный каротаж, основанный на измерении естественной гамма-активности горных пород, называется гамма-каротажем (ГК). Регистрируемое при этом естественное гамма-излучение определяется содержанием в породах природных радиоактивных элементов – радионуклидов, среди которых основную

роль играют уран ( $^{238}\text{U}$ ,  $^{235}\text{U}$ ), торий ( $^{232}\text{Th}$ ) и продукты их распада, а также радиоактивный изотоп калия ( $^{40}\text{K}$ ). У магматических пород, в целом отличающихся повышенной естественной радиоактивностью, она закономерно уменьшается от кислых разностей к ультраосновным. Среди осадочных пород максимальной естественной радиоактивностью, как правило, обладают глины, минимальной – чистые (не глинистые) разности песков, песчаников, известняков. Исключение составляют некоторые разновидности полимиктовых песчаников, чья повышенная естественная радиоактивность может быть обусловлена присутствием в них калиевого полевого шпата, битуминозные породы, фосфаты и некоторые другие породы. Можно считать, что радиоактивность большинства осадочных пород находится в прямой зависимости от их глинистости.

В современной аппаратуре ГК в качестве детекторов гамма-излучения обычно используются сцинтилляционные счетчики на основе монокристалла  $\text{NaI}(\text{Тl})$  или  $\text{CsJ}(\text{Na})$  в сочетании с фотоумножителями (ФЭУ). Скважинным радиометром измеряется скорость счета, т.е. количество гамма-квантов. Зарегистрированных детектором за определенный интервал времени. Переход от скорости счета в имп/мин к естественной радиоактивности, которая в СИ должна измеряться в А/кг (на практике обычно используют мкР/ч), осуществляется по результатам эталонировки радиометра с использованием эталонных источников гамма-излучения.

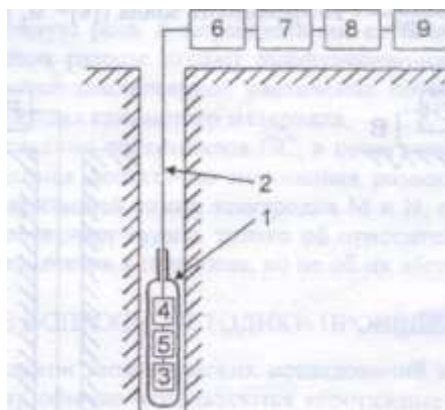


Рис. 6.1. Схема проведения ГК

Схема проведения ГК показана на рис.6.1, где 1-скважинный прибор ГК, 2 – каротажный кабель, 3- детектор гамма-излучения. 4- высоковольтный источник

питания, 5- усилитель, 6- амплитудный дискриминатор, 7- формирователь импульсов, 8- измеритель скорости счета, 9- регистрирующий прибор. Амплитудный дискриминатор отсеивает малоамплитудные шумовые импульсы, формирователь стандартизирует импульсы по амплитуде и длительности, а измеритель скорости счета, важной частью которого является интегрирующий каскад, преобразует последовательность импульсов в постоянное напряжение (или ток), пропорциональное частоте их следования.

При проведении ГК важное значение имеет правильный выбор скорости каротажа  $V$  и постоянной времени интегрирующего каскада -  $\tau_{\text{и}}$ . При излишне большой величине произведения  $V \cdot \tau_{\text{и}}$  кривые ГК искажаются, при этом амплитудные значения уменьшаются, аномалии "расплываются" и становятся асимметричными, смещаясь по направлению движения скважинного прибора. Если  $\tau_{\text{и}}$  излишне мало и  $V \cdot \tau_{\text{и}}$  - меньше оптимального, кривые, искаженные статистическими флуктуациями, становятся изрезанными, при этом может отсутствовать их повторяемость. Результаты измерения естественной радиоактивности пород относят к точке, соответствующей середине детектора, являющейся точкой записи.

### **Краткое описание работы и порядок ее выполнения.**

Для выполнения задания каждому студенту необходимо скопировать диаграмму ГК в заданном интервале разреза.

Первая часть задания. Расчет постоянной времени  $\tau_{\text{и}}$  интегрирующей цепи.

Интенсивность естественного радиоактивного излучения, измеряемая методом гамма-каротажа, при одних и тех же скважинных условиях испытывает непрерывное колебание (флуктуацию) поступающего на индикатор излучения около средней величины, принимаемой за истинную. Влияние статистических флуктуаций характеризуют средней квадратической погрешностью:

$$\sigma^2 = N = I\tau, \quad (1)$$

где  $N$  - число зарегистрированных за время  $\tau$  импульсов при скорости счета  $I$ .

Динамическая характеристика режима измерения приборами радиоактивного каротажа определяется постоянной времени  $\tau_{\text{и}}$  интегрирующей



ячейкой RC на выходе измерительной схемы и скоростью каротажа (подъема прибора РК)  $V, \text{м/ч}$ . Постоянная времени  $\tau_{и}$  определяется по формуле:

$$\tau_{и} = \frac{1}{26^2 J_{ср}}, \quad (2)$$

где  $J_{ср}$  средняя скорость счета, имп/с; б- относительная среднеквадратическая погрешность измерений, принимаемая равной 0.05 или 0.1 в зависимости от вида исследований.

Вторая часть задания. Расчет скорости перемещения скважинного прибора для заданного разреза скважины.

Скорость перемещения прибора по скважине  $V$  приближенно рассчитывается по формуле (3),  $V = h/(2t)$ , где  $h$ - минимальная мощность пласта ( $[V]=\text{м/ч}$ ;  $[h]=\text{м}$ ;  $[t]=\text{с}$ ). С учетом вычисленного на первом этапе значения  $\tau_{и}$ :

$$V = \frac{1800 h}{\tau_{и}}, \quad (3)$$

где  $h$  - мощность пласта.

Третья часть задания. Обработка и интерпретация данных ГК.

Обработка начинается с выделения пластов, отбивки их границ и определения мощности пластов. Границы пластов на диаграммах, записанных аналоговым регистратором с применением интегратора с постоянной времени  $\tau$ , устанавливаются по началу изменения показаний (подъему и спаду) кривой ГК. Границы пластов мощностью более 1 метра при дискретных измерениях (цифровая запись) определяют в точках, показания в которых соответствуют половине амплитуды аномалии РК (ГК в том числе) против этих пластов.

Затем определяются существенные регистрируемые значения интенсивности  $I_p$  против выделенных пластов в единицах, используемых в интерпретации. Эти значения исправляются за ограниченную мощность, инерционность и нелинейность регистрирующей аппаратуры. Другими словами следует привести регистрируемой интенсивности  $I_p$  к условиям бесконечной толщины пласта с помощью амплитудной поправки  $v$ .

Влияние инерционности аппаратуры, имеющей интегратор RC, учитывают

с помощью палеток (рис.6.2), содержащих зависимости параметра  $\nu$  ( $\nu = \Delta I / \Delta I_{\infty}$ ) от  $V\tau$  и мощности пласта  $h$  ( $\nu = f(h, V\tau)$ ). Здесь  $\Delta I = I_1 - I_{i-1}$  - регистрируемая амплитуда против интерпретируемого пласта конечной мощности относительно нижележащего;  $\Delta I_{\infty} = I_{i\infty} - I_{i-1}$  - амплитуда, полученная при неограниченной толщине пласта. Исправленное значение находится по формуле:

$$I_{i\infty} = I_{i-1} + \frac{I_1 - I_{i-1}}{\nu} \quad (4)$$

Полученная в результате интенсивность  $I_{\infty}$  приводится к стандартным скважинным условиям  $I_{ст}$  с помощью поправок  $\eta = \eta_d \eta_{\epsilon} \eta_{г.л.к}$ , где  $\eta_d$  - поправка за влияние диаметра скважины;  $\eta_{\epsilon}$  - за положение прибора (эксцентриситет),  $\eta_{г.л.к}$  - за толщину глинистой корки.

Поправка  $\eta$  вводится в показания без фона по формуле:

$$I_{ст} = (I - I_{\phi})\eta + I_{\phi} \quad (5)$$

где  $I_{\phi}$  - фоновое излучение прибора и космического фона (его значением в данном случае пренебрегаем, а значение  $\eta$  будем полагать с большой степенью приближения).

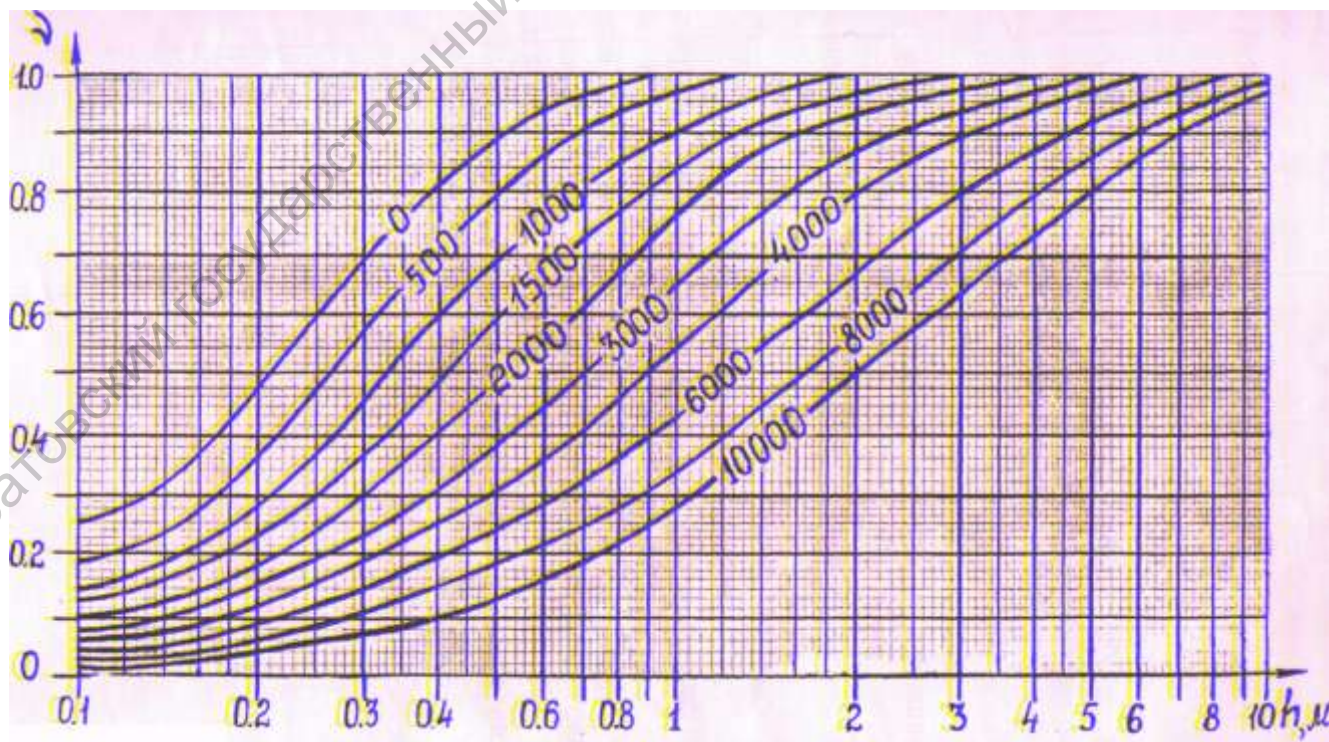


Рис 6.2. Кривые зависимостей

$\nu = f(h)$ . Шифр кривых -  $V\tau$

В результате введения всех этих поправок получают показания, приведенные к стандартной скважине при  $d_c = d_n$ . Это значит, что исправляются только те интервалы, где есть отклонения диаметра скважины от номинального, т.е. пласты с глинистой коркой и кавернами. Такое преобразование приводит интенсивность излучения  $I_\gamma$  против всего изучаемого разреза к формуле

$$I_\gamma = C^* q_n + \text{const} , \quad (6)$$

где  $q_n$  естественная радиоактивность породы,  $C^*$ - постоянная, зависящая от особенностей конструкции измерительного прибора и типа применяемых индикаторов. отчет, в котором кратко излагаются физические основы проведения измерений радиоактивных излучений на скважине. В отчете должны содержаться выполненные расчеты, а также отработанный и оформленный участок диаграммы гамма метода.

#### Список литературы.

1. Геофизика [Текст] : учебник / Моск. гос. ун-т им. М. В. Ломоносова, Геол. фак. ; под ред. В. К. Хмелевского. - М. : КДУ, 2007. - 318, [2] с.
2. Геофизические исследования скважин [Текст] : учеб. для подгот. бакалавров и магистров по направлению 553600 "Нефтегазовое дело", а также для подгот. дипломир. специалистов по направлению 650700 "Нефтегазовое дело" специальности 090800 "Бурение нефтяных и газовых скважин" / под ред. В. М. Добрынина, Н. Е. Лазуткиной. - М. : Изд-во "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. - 397, [3] с.
3. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А., Африкян А.Н. Геофизические исследования скважин: Учебник для вузов.-М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004.
4. Добрынин, Валерий Макарович. Петрофизика. (Физика горных пород) [Текст] : учеб. для студентов вузов, обучающихся по специальностям "Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых" и "Геофизические методы исследования скважин" направления подгот. дипломир. специалистов "Технологии геологической разведки" / В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Д. А. Кожевников ; под ред. Д. А. Кожевникова. - 2-е изд., перераб. и доп. - М. : Изд-во "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. - 367, [1] с.
5. Конценебин Ю.П., Шигаев Ю.Г., Иванов А.В., Шестаков Э.С. Введение в геофизику: Учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по специальности 011200 «геофизика». – Саратов: Изд-во Сарат. ун-та, 2006. -264 с.
6. Сковородников И.Г. Геофизические исследования скважин: курс лекций. -2-е изд., исправл.,-Екатеринбург: УГГУ, 2005. - 412с.